

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA, MINERA Y METALÚRGICA



**“ESTUDIO GEOLOGICO INTEGRADO DE LA
FORMACION MESA AL SUR DEL LOTE I EN UN
CONTEXTO REGIONAL – CUENCA TALARA”.**

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

**ELABORADO POR:
ALFREDO JEAN PIERRE JIMENEZ QUIROZ.**

**ASESOR
DR. VICTOR RAUL SANZ PARRA.**

**Lima – Perú
2014**

AGRADECIMIENTO:

A mi familia .

INDICE

CAPÍTULO I: MARCO GEOLÓGICO REGIONAL – CUENCA TALARA

1.1	GENERALIDADES	18
1.2	ESTRATIGRAFÍA	23
1.3	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	27
1.4	MARCO TECTÓNICO REGIONAL	28
1.5	GEOQUÍMICA	31

CAPITULO II: GEOLOGÍA - LOTE I – CUENCA TALARA

2.1	GENERALIDADES	42
2.2	ESTRATIGRAFÍA	46
2.2.1	Paleozoico – Grupo Amotape (Devoniano-Permiano)	46
2.2.2	Mesozoico – Cretáceo	47
2.2.3	Cenozoico – Paleógeno	48
2.2.4	Cuaternario (Pleistoceno	52
2.3	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	54
2.4	GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.	56

CAPITULO III: GEOLOGÍA DE LA FORMACIÓN MESA

3.1	PETROGRAFÍA Y SU RELACIÓN CON LA TECTÓNICA.	58
3.2	DIAGÉNESIS	78
3.3	ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTOLOGÍA.	80

3.3.1	Análisis de Núcleos Convencionales	82
3.3.2	Micropaleontología	87
3.3.3	Descripción de Cuttings	90
3.3.4	Registro Litológico.	93
3.3.5	Correlación Estratigráfica	94
3.3.6	Mapa de Electrosecuencias	111
3.4	GEOLOGÍA DE CAMPO	122
3.5	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	130
3.5.1	Metodología para obtener control de Fallas: Bodega I, Bodega II y Bodega III	134
3.5.2	Metodología para obtener control de la Falla: "Gran falla	138
3.5.3	Fallas Locales	141
3.6	GEOLOGÍA HISTÓRICA	144
3.6.1	Tiempo Geológico	144
3.6.2	Análisis de origen y distribución Formación Mesa	145
3.7	PETROFÍSICA.	154
3.7.1	Desarrollo de recopilación y comparación de datos.	156
3.7.2	Metodología y determinación de "m" y "n", texturas polares	173
3.7.3	Parámetros Petrofísicos.	176
3.7.4	Mapas isopacos.	178
3.7.5	Producción	185
3.8	CÁLCULO DE RESERVAS	187
3.8.1	Representación Estructural	187
3.8.2	Cálculo del POIS.	190
3.8.3	Factor de Recuperación	194
3.8.4	Petroleo Residual en Bloques Estructurales	196

3.8.5 Reservas en Bloques Estructurales sin desarrollar	199
CONCLUSIONES	201
RECOMENDACIONES	205
REFERENCIAS	207

INDICE DE FIGURAS

Fig. 1: Ubicación del Lote I	15
Fig. 2: Muestra el comienzo de la separación de África y Sudamérica	20
Fig. 3: Ubicación de la cuenca Talara	21
Fig. 4: Rasgos estructurales principales de la cuenca Talara y ubicación del Lote I.	22
Fig. 5: Comparación de la Columna estratigráfica de la Cuenca Talara y la columna estratigráfica del Lote I dividida en tres secuencias.	24
Fig.6: Sección estratigráfica esquemática adaptada al Lote I – Cuenca Talara	26
Fig. 7: Sección estructural esquemática de la Cuenca Talara.	27
Fig.8: Sección esquemática de Oeste a Este de Perú	30
Fig. 09: Mapa de las principales fallas que afloran en el Lote I	45
Fig. 10: Columna Estratigráfica del Lote I	53
Fig. 11: Foto de sección delgada en nicoles paralelos- Arenisca grano fino	62
Fig.12 Sección delgada en Nicoles paralelos –Arenisca grano grueso.	69
Fig. 13: Granos de cuarzo cubiertos por clorita, con relleno de poros por caolinita y sobre crecimiento de cuarzo sintaxial	79
Fig. 14 Bosquejo sedimentológico de los dos Núcleos Convencionales del pozo 12277.	81
Fig. 15: Sección Transversal de procesos sedimentarios de Mar profundo.	88
Fig. 16: Bosquejo de imágenes de recortes de perforación de la Fm. Mesa en el Lote I	92
Fig. 17.1 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas W-E.	95

Fig. 17.2 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas W-E.	96
Fig. 17.3 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas W-E.	97
Fig. 17.4 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas W-E.	98
Fig.17.5 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas W-E.	99
Fig.18 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas N-S	100
Fig. 18.1 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas N-S.	101
Fig.18.2 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas N-S.	102
Fig. 18.3 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas N-S.	103
Fig. 18.4 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas N-S.	104
Fig. 19 Sección Estratigráfica con todos los pozos del Lote I	106
Fig.20 Sección Estratigráfica a más detalle.	107
Fig. 21: Modelo de electrofacies.	112
Fig 22 Mapa de Electrofacies	113
Fig 23 Mapa geológico de la playa tortuga	123
Fig. 24: Imagen de lóbulo Turbidítico de la Fm. Helico – Talara.	125
Fig. 25: Imagen Satelital del área de estudio	126
Fig. 26: Mapa geológico del Lote I	131
Fig. 27: Mapa Estructural al Tope de la Formación Mesa	133
Fig. 28: Línea Sísmica W-E,	136
Fig. 29: Sección Estructural que muestra la evidencia de la falla Bodega II	137
Fig. 30: Sección Estructural que mostraría la evidencia de la falla Gran Falla.	140
Fig. 31: Miembros de la Formación Mesa: Superior e inferior	145
Fig. 32: Asociación de la columna estratigráfica de la Cuenca Lancones a procesos tectónicos.	146
Fig. 33: Mapa isopaco Grupo Mal Paso – Adrián Montoya 2012	149
Fig. 34: Sección Estratigráfica de las Formaciones Mesa y Ancha.	150

Fig. 35: Distribución de canales submarinos en el Lote I.	150
Fig.36 Análisis mineralógico y fotos al microscopio electrónico del pozo 12277	160
Fig 37 Bosquejo sedimentológico del núcleo convencional del pozo 12277	170
Fig.38: Mapa Isopaco de Arena Neta del Miembro Mesa Superior	180
Fig. 39: Mapas isopacos de tendencias de Saturación de agua y Porosidad	181
Fig. 40: Mapa Isopaco de Arena Neta del Miembro Mesa Inferior	183
Fig. 41: Mapas isopacos de tendencias de Saturación de agua y Porosidad	184
Fig. 42: Mapa de Iso producción de corte anual en el Yacimiento Huaco	185
Fig. 43: Representación 3d de los bloques estructurales al Sur del Lote I	189
Fig. 44: Mapa EUR y línea de tiempo con propuesta de inversión económica y recobro.	204

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Contenido de carbono orgánico total	32
Tabla 2: Muestra tabla de contenido base para las areniscas de grano fino por pozo (Promedio), así como sus componentes	75
Tabla 3: Muestra tabla de contenido base para las areniscas de grano grueso por pozo (Promedio).	76
Tabla 4: Imágenes de microfósiles representativos del Lote I en Fm. Mesa.	87
Tabla 05 Contenido de valores petrofísicos del miembro superior para cada pozo	179
Tabla 06 Contenido de valores petrofísicos del miembro inferior para cada pozo	182
Tabla 07 Valores de producción con corte anual por pozo	186
Tabla 08 Resultados de pois (petróleo original in situ) en bloques	191
Tabla 09 Resultados de pois (petróleo original in situ) en bloques	192
Tabla 10 Resultados de pois (petróleo original in situ)	193

RESUMEN

La presente tesis para optar el Título Profesional de Ingeniero Geólogo, es un Estudio Geológico de la Formación Mesa al Sur del Lote I dentro de un contexto regional de la Cuenca Talara, en el Departamento de Piura, al NO del Perú. La columna sedimentaria del subsuelo comprende aproximadamente 9,000 metros de rocas sedimentarias clásticas y algunas no clásticas que cubren desde el Cretáceo hasta el Terciario Medio y Superior que sobre yacen a un Basamento de rocas metamórficas del Paleozoico.

El presente trabajo se realiza al Sur del Lote I Cuenca Talara en el Noroeste del Perú para la formación Mesa (Paleoceno Inferior) con el objetivo de obtener un mejor entendimiento técnico geológico de esta formación, teniendo como consecuencia los resultados de mejora de producción de petróleo. Para ello se utilizó estudios de: Coronas, detritos de perforación, secciones delgadas y registros eléctricos de pozos recientemente perforados en la zona. A partir del año 2012, después de aplicar los estudios realizados en las coronas extraídas, la producción en los pozos comienza a ser atractiva, razón por la que se aumenta el número de pozos por año a 12, con objetivo principal Formación Mesa

En la curva de producción acumulada de la formación Mesa se puede notar los momentos claves en el tiempo donde mejora la producción, como resultado de los esfuerzos realizados. Hasta la fecha de término de contrato de GMP se tiene una cantidad mínima de Reservas de Petróleo recuperables en el orden de 611 MMbbls en los bloques estructurales no explotados hasta el día de hoy, por la

Formación Mesa (En el Mega bloque levantado en desarrollo). Con la cantidad de Reservas al Sur del Lote I y teniendo en cuenta el drenaje de pozo se pueden perforar un mínimo de 28 pozos petroleros rentables en la Formación Mesa. Si se considera precio promedio de barril de 80\$, entonces las ganancias estarían en un estimado de 48,9 MMU \$.

ABSTRACT

This thesis is to obtain Professional Engineer Geologist title, it is a study about Mesa Formation at south of block 1 within regional context of the Talara Basin, Department of Piura in Peru NO. The subsurface sedimentary column comprises approximately 9,000 meters of clastic sedimentary rocks covering from the Middle Cretaceous to Tertiary Superior that lie on a Base of Paleozoic metamorphic rocks.

This work is done at south of Block I in Talara Basin at Northwest Peru for Mesa Formation (Lower Paleocene) in order to obtain a better technical understanding of the geological formation, with the consequence of a notary improved oil production. For this study were used different studies like: Coronas, drill cuttings, and thin sections of electrical records recently drilled wells in the region. From 2012, after applying the studies in the extracted cores, production wells is becoming attractive for that reason the number of wells per year increases from 3 to 12, with main objective Mesa Formation

In the curve of cumulative production of Mesa Formation could see the key moments in time where production improves as a result of studies efforts.

Until the date of termination of contract GMP has a minimum amount of reserves of recoverable oil in the order of 611 MMbbls in structural blocks not exploited today by Mesa Formation (In Mega I block up developing). With this amount of reserves at south of block I and considering drainage hole can be drilled at least 28 profitable oil wells in the Mesa Formation. Considering average price of a barrel oil of \$ 80, then the profits would be an estimated of \$ 48.9 MMU.

INTRODUCCIÓN

El siguiente informe contiene todo el estudio integrado que se llevó a cabo por el autor de esta tesis durante el año 2012, en un Programa llamado Excelencia Académica, cuyo objetivo es realizar un tema de tesis. Gracias a la ayuda y apoyo constante de los ingenieros Alfredo Pardo, Humberto Barbis y José Pisconte he podido adquirir conocimientos geológicos variados. También agradezco el invaluable tiempo del Ing. Marco Duque y del Dr. Víctor Sanz quienes hicieron las correcciones de la presente Tesis. El estudio es realizado en la Cuenca Talara, plataforma costanera de 160 Km de largo y 50 km de ancho aproximadamente, se encuentra ubicada en la Provincia del mismo nombre, Departamento de Piura. Las operaciones de GMP están ubicadas en el Lote I, en el lugar prima un clima seco y árido; durante los meses de abril a noviembre existe una temperatura normal promedio de 20°C, en los meses de diciembre a marzo la temperatura se incrementa al rango de 22 a 30°C.

- **Objetivo**

El Estudio de la Formación Mesa tiene los siguientes objetivos:

- Determinar las características sedimentarias y origen de facies a través de la descripción de núcleos convencionales y construir modelos predictivos para la variabilidad lateral y la heterogeneidad de las unidades de depósito.
- Identificar el impacto en la permeabilidad y porosidad que están controlados por el contenido de arcillas y variabilidad de diagénesis para evitar el tratamiento de la formación por métodos que reaccionen negativamente y dañen el reservorio.
- Determinar la historia de petrología y mineralogía del Reservorio; identificando el origen y distribución en relación a la historia geológica en el Noroeste.
- Realizar correlaciones estratigráficas para identificar intervalos arenosos no conectados en pozos. Asociar Mapas Isopacos de arena neta y Mapas de electrosecuencias al sentido de aporte sedimentario, determinando las mejores tendencias de arenas.
- Mostrar los resultados de Producción, Factores de recuperación, POIS y como estos hacen posible la viabilidad de perforación de pozos en este tipo de reservorios.

- **Área de Trabajo**

Ubicación

El área de estudio se encuentra en el Sur del Lote I de la Región de Talara, Departamento de Piura al Noroeste del Perú, que se extiende con Latitud 4°S-5°30S y Longitud 81°W-81°30W.

Las coordenadas que delimitan el Lote I son la siguiente:

UTM WGS84

	Este	Norte
1	468931.1 m	9496704 m
2	476697 m	9487157 m

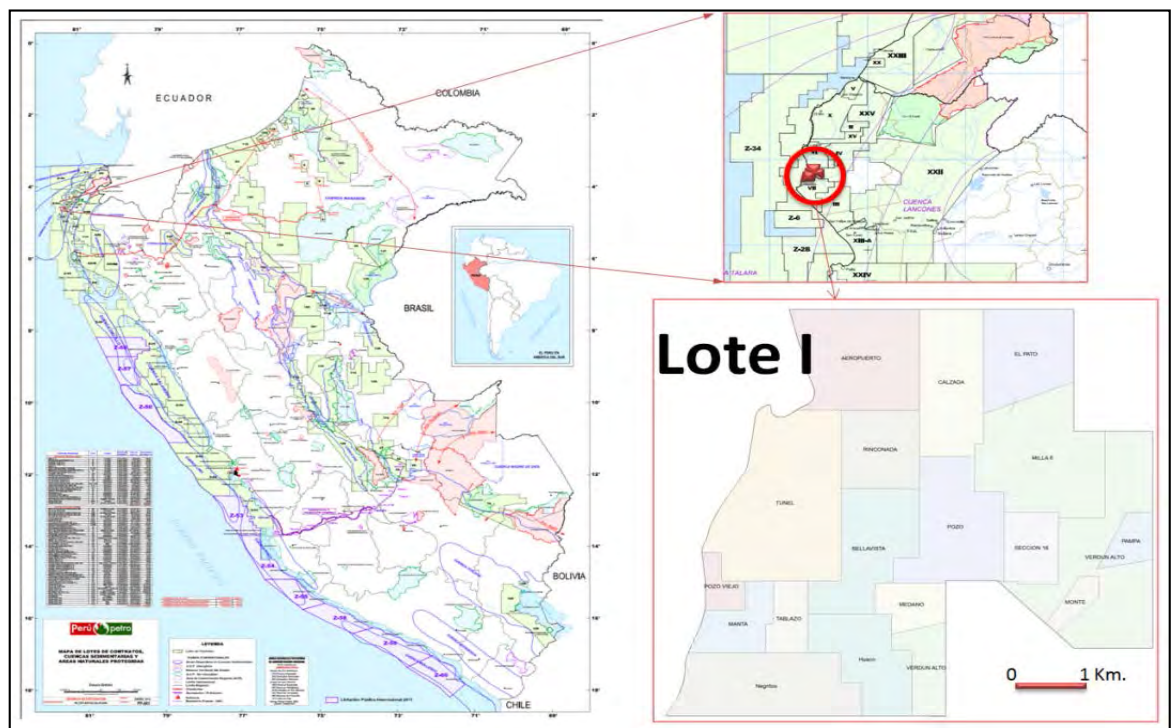


Fig. 1: Ubicación del Lote I

Accesibilidad

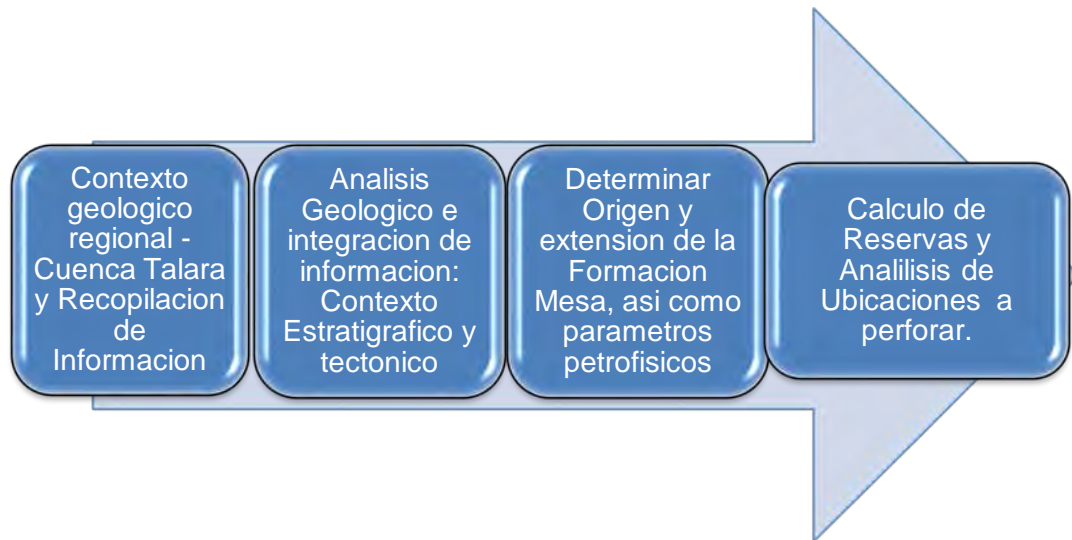
El Lote I, se encuentra localizado a 1100 Km. al Norte de la Ciudad de Lima, en la Provincia de Talara, Departamento de Piura, Región Grau. El acceso principal es por la Carretera Panamericana. Dentro del Lote existen carreteras secundarias que facilitan el acceso a la zona de trabajo.

Topografía, Clima y Vegetación

El Área del Lote I se encuentra formando parte de una extensa planicie desértica elevada, denominado Tablazo de Talara y que constituye una de las antiguas Terrazas marinas de la Costa Norte del Perú. El clima es propio de región desértica, con un verano muy caluroso entre los meses de enero y abril, con una temperatura máxima de 35°C y con un régimen de vientos suaves. El invierno es templado con una temperatura máxima de 22°C entre los meses Julio a setiembre, se caracteriza por los vientos intensos de Sur a Oeste. Las lluvias son esporádicas, presentándose entre los meses de enero a abril, el promedio máximo de precipitación total por año es de 75-150 mm/año, y el promedio mínimo es de 5.4 mm/año. En los desiertos de arena, la vegetación está representada por piñas silvestres“ Tillodsias” (Achupayas) y otras plantas adaptadas a la vida en la arena como el Sapote en la Costa Norte y más cerca de las quebradas, Algarrobo y Huarango.

- **Metodología de trabajo**

El estudio realizado evaluó la Formación Mesa al sur del Lote I con la finalidad de determinar el origen y extensión de la Formación Mesa durante año 2012 – 2013 se realizaron la integración de toda la información geológica disponible, así como también se realizó una salida de campo de 7 días a la playa la tortuga en Paita, con la finalidad de observar en el campo las características litológicas y estructuras sedimentarias. La secuencia de trabajo ha sido la siguiente:



CAPITULO I

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL – CUENCA TALARA

1.1 GENERALIDADES

La cuenca Talara situada en el Noroeste del Perú es una cuenca con una parte emergida (*on shore*) y la otra sumergida (*off-shore*). Consta de aproximadamente 9 Km de espesor en sedimentos que cubren un área aproximado de 15 000 Km². La Cuenca cubre una extensa depresión alargada de rumbo Noreste – Suroeste paralela al frente Andino. La Cuenca al Este limita con el Alto de la Brea-Amotape, este levantamiento asociado separa a la Cuenca Talara de la Cuenca Lancones. Al Sur limita con la Falla “La Casita” y con el Alto de “Silla de Paita” que separa a la Cuenca Talara de la Cuenca Sechura. El Alto de Zorritos se encuentra al Norte de la Cuenca Talara, este límite está asociado con la zona de Falla “Tronco Mocho”. Al Oeste aun no es conocida. (Martínez, 2004- Higley, 2001 y otros).La

cuenca se halla sobre un margen que muestra las siguientes unidades morfológicas de Este a Oeste: La Cordillera de la Costa, la plataforma continental, el talud y la fosa. La plataforma bastante estrecha, muestra en su sector distal un prisma de acreción; se apoya en su parte oriental sobre un substrato continental y en su parte occidental sobre las formaciones oceánicas del prisma de acreción que se extiende en el margen continental.

LIMITES ESTRUCTURALES DE LA CUENCA TALARA

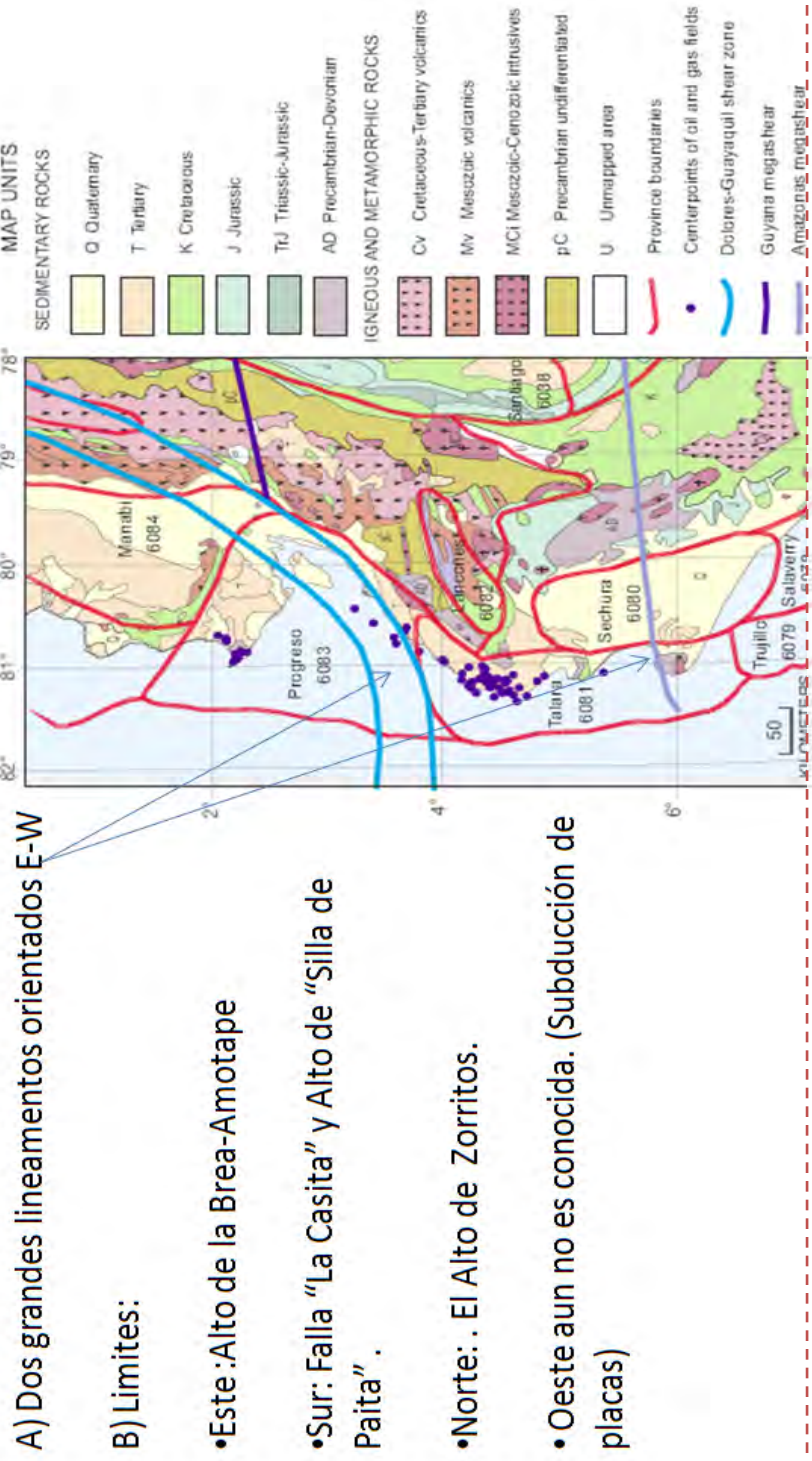


Fig. 2: Muestra el comienzo de la separación de África y Sudamérica (120 ma), cuando comienza la deposición de los sedimentos de la cuenca talara (Debra, Higley.2011)

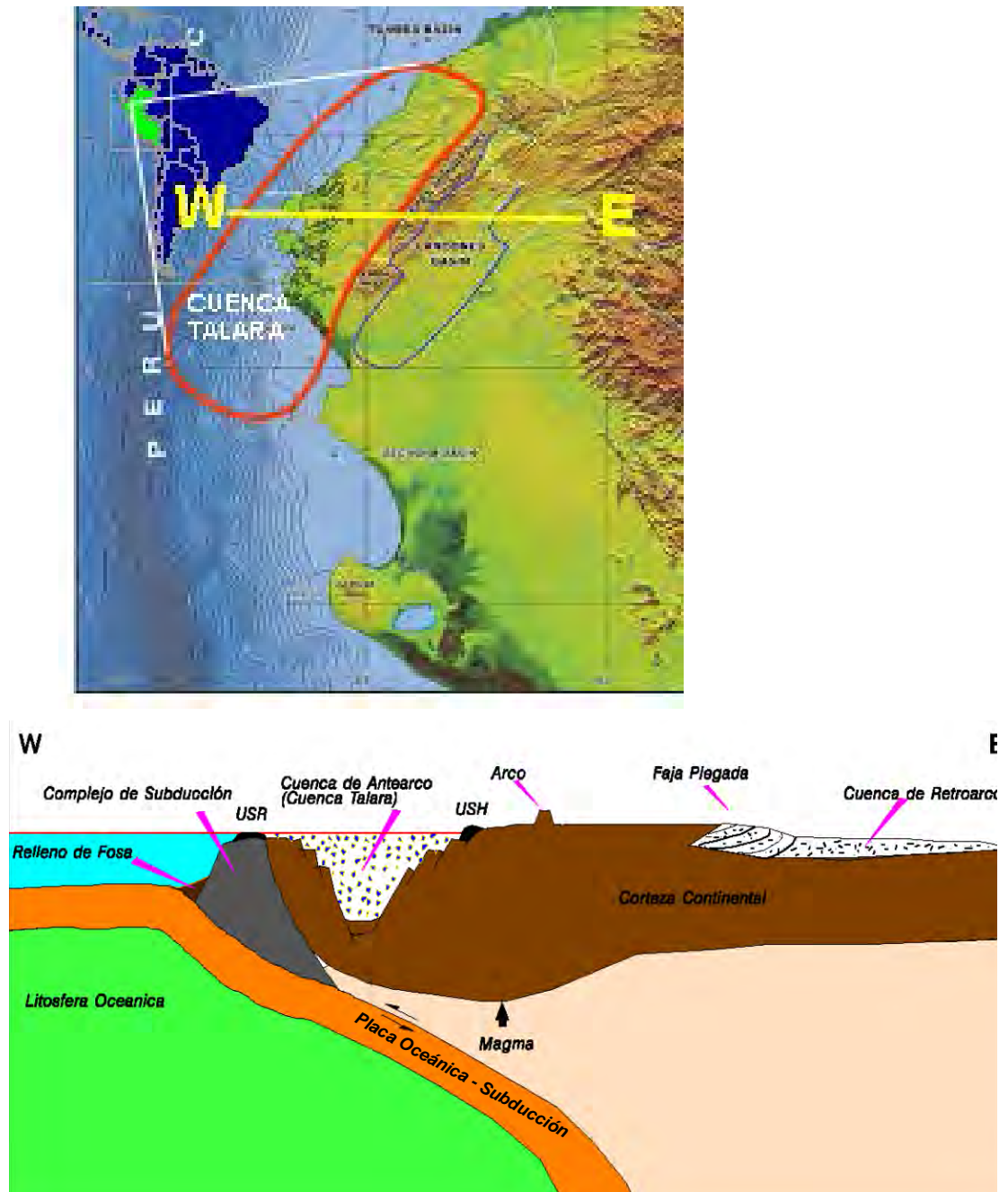


Fig. 3: Ubicación de la cuenca Talara, mostrando los límites con cuencas adyacentes. Tomado de E. Salcedo 2011

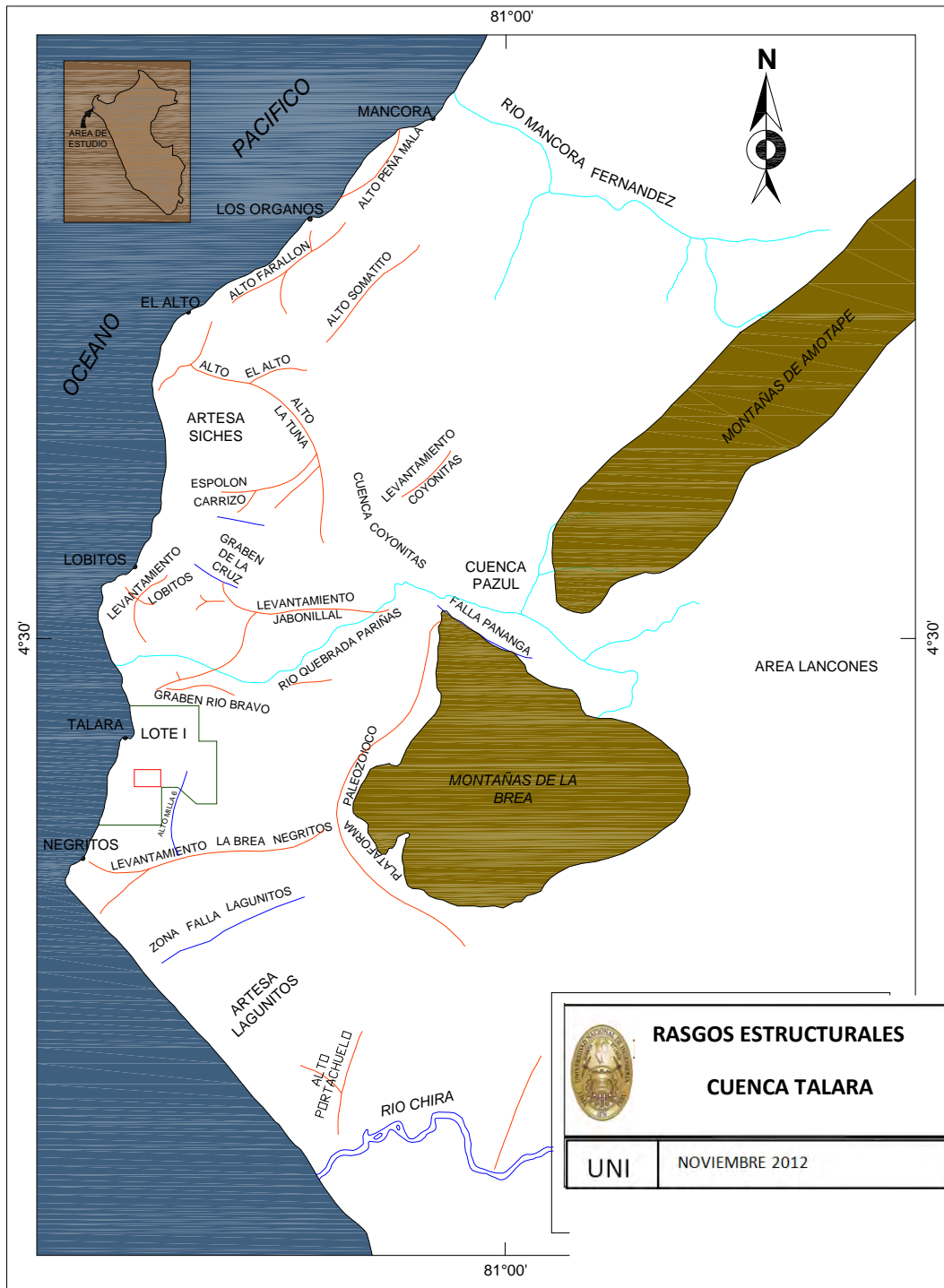


Fig. 4: Rasgos estructurales principales de la cuenca Talara y ubicación del Lote I.

1.2 **ESTRATIGRAFIA**

La Estratigrafía de la Cuenca Talara comprende varios ciclos deposicionales, con periodos de transgresión y regresión en el Cretáceo y principalmente en el Terciario (Paleógeno y Neógeno). Estas transgresiones y regresiones fueron interrumpidas por periodos de no deposición o erosión intensa, y son identificados por discordancia en la columna Estratigráfica. Los sedimentos que constituye la Cuenca Talara empiezan a depositarse en el Cretáceo Medio hasta el Cuaternario, que reposa sobre el basamento, constituido por un complejo metamórfico de rocas pre - Paleozoicas y Paleozoicas (Richard Amiel, 1970 – Grover, 1977 y otros).

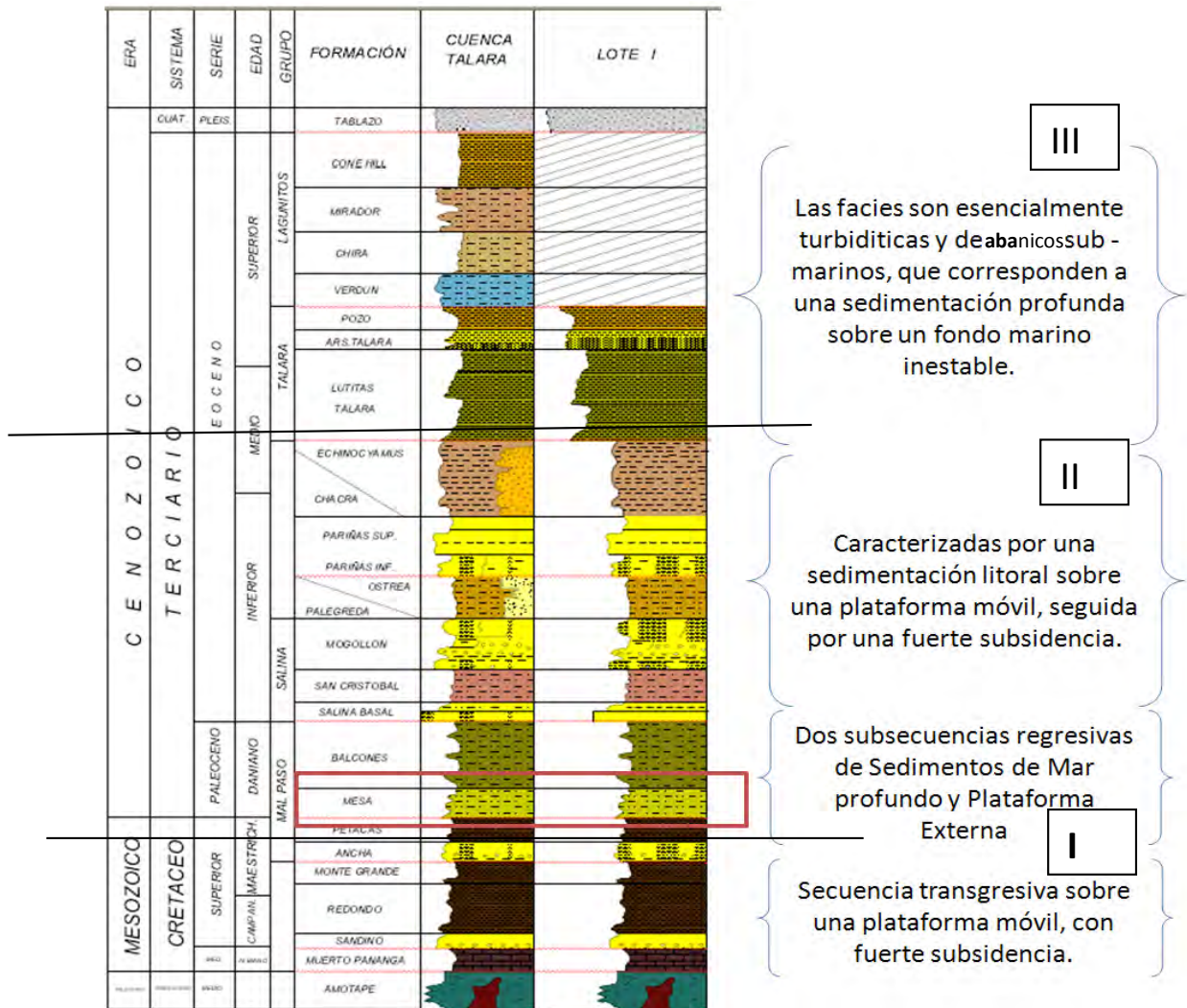


Fig. 5: Comparación de la Columna estratigráfica de la Cuenca Talara y la columna estratigráfica del Lote I dividida en tres secuencias.

Las principales unidades estratigráficas del Terciario pueden ser agrupados en tres secuencias separadas por una discontinuidad, que corresponde a la influencia de movimientos extensionales durante la evolución de la cuenca Talara. La primera secuencia (Aptiano? – Maestrichtiano) Comprende la formación Pananga, Muerto, Sandino, Redondo, Montegrande, Ancha, Petacas;

caracterizadas por una sedimentación de sedimentos de mar profundo, con una excepción por la formación Sandino.

La segunda secuencia (Paleoceno – Eoceno Inf. a Medio) comprende la Formación Mesa, Balcones, Basal Salina, San cristobal, Salina - Mogollon y las formaciones Palegreda-Ostrea, Pariñas-Cabo Blanco, Clavel, Echinocyamus - Chacra, caracterizadas por una sedimentación litoral sobre una plataforma móvil, seguida por una fuerte subsidencia.

La tercera secuencia (Eoceno superior) está constituida por la Formaciones: Lutitas Talara, Areniscas Talara, Pozo, Verdun, Chira, Mirador. Las facies son esencialmente turbidíticas y de abanicos sub - marinos, que corresponden a una sedimentación profunda sobre un fondo marino inestable. En la Columna Estratigráfica a partir de la discordancia erosional entre el basamento metamórfico del Paleozoico, se reconocen las siguientes discordancias importantes (Grover, 1977 y otros).

1-Pensilvaniano Medio Cretáceo Medio	(Disc. Amotape-Muerto)
2-Cretáceo Medio	(Disc. Muerto-Sandino)
3-Cretáceo Superior Temprano	(Disc. Monte Grande-Ancha)
4-Cretáceo Superior Tardío-Paleoceno	(Disc. Petacas-Mesa)
5-Eoceno Inferior Temprano	(Disc. Balcones-Gpo. Salina)
6-Eoceno Inferior Tardío	(Disc. Palegreda-Pariñas)
7-Eoceno Medio	(Disc. Chacra-Lutitas Talara)
8-Eoceno Superior	(Disc. Pozo Talara-Verdún)
9-Cuaternario inferior temprano	(Disc. Carpitás-Tablazo)

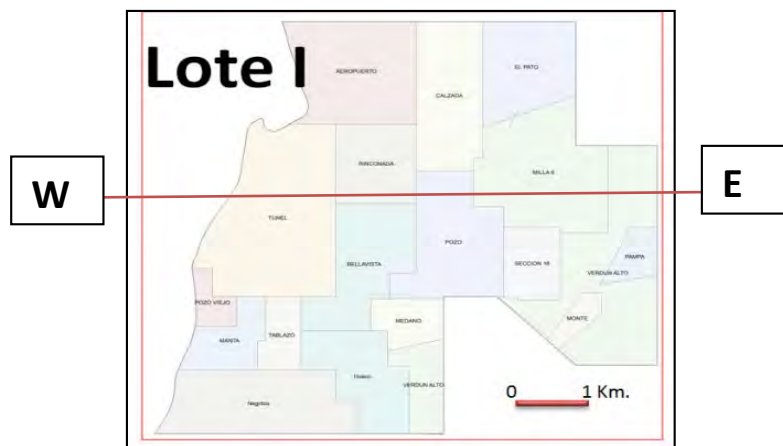
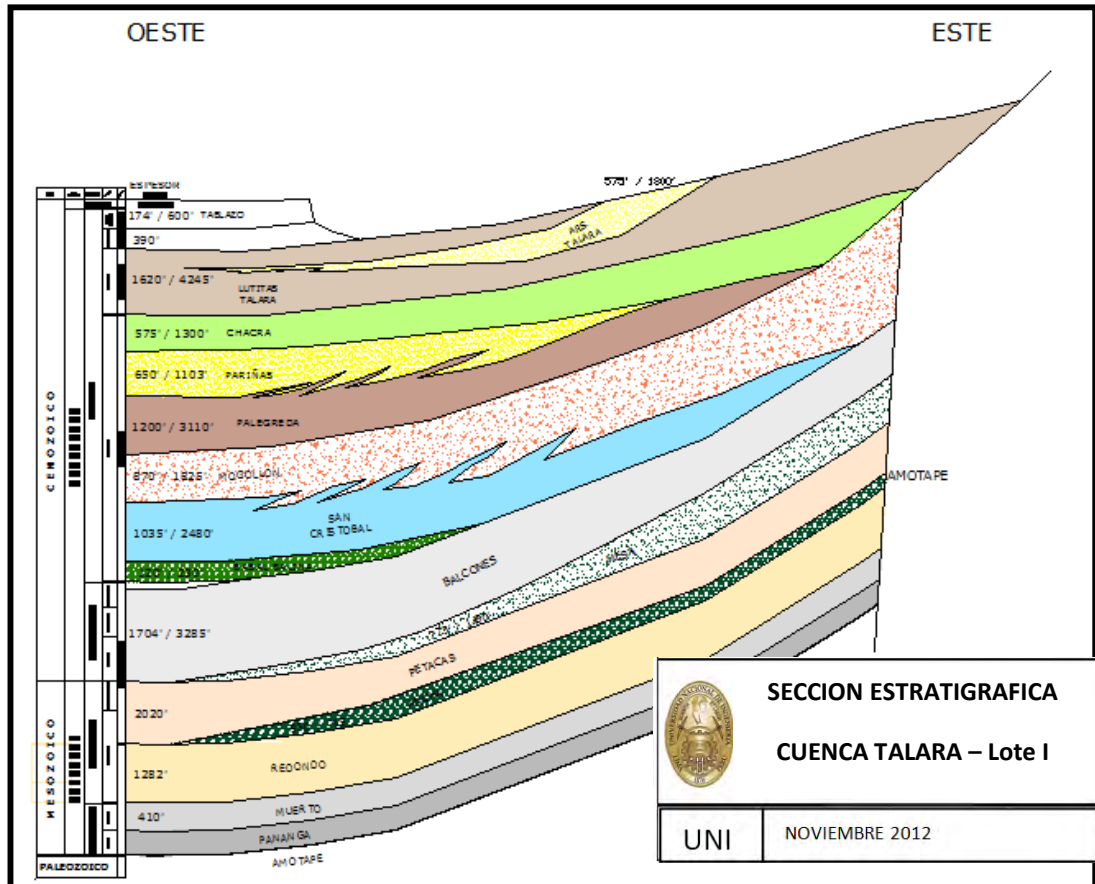


Fig.6: Sección estratigráfica esquemática adaptada al Lote I – Cuenca Talara, GMP
Geología – J. Roldan 2010.

1.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La geología de la Cuenca Talara es compleja por las variaciones estratigráficas a lo que se suma un intenso fallamiento extensional como carácter principal, existen fallas longitudinales que son paralelas a los pilares tectónicos de Zorritos y los Amotapes. Existe fallas transversales de rumbo, fallas de crecimiento (lítricas) que generan estructuras rollover o en echelon. Las estructuras mayores son “horts” y “graben” y dentro de estas estructuras es común el fallamiento del modelo Echelón.

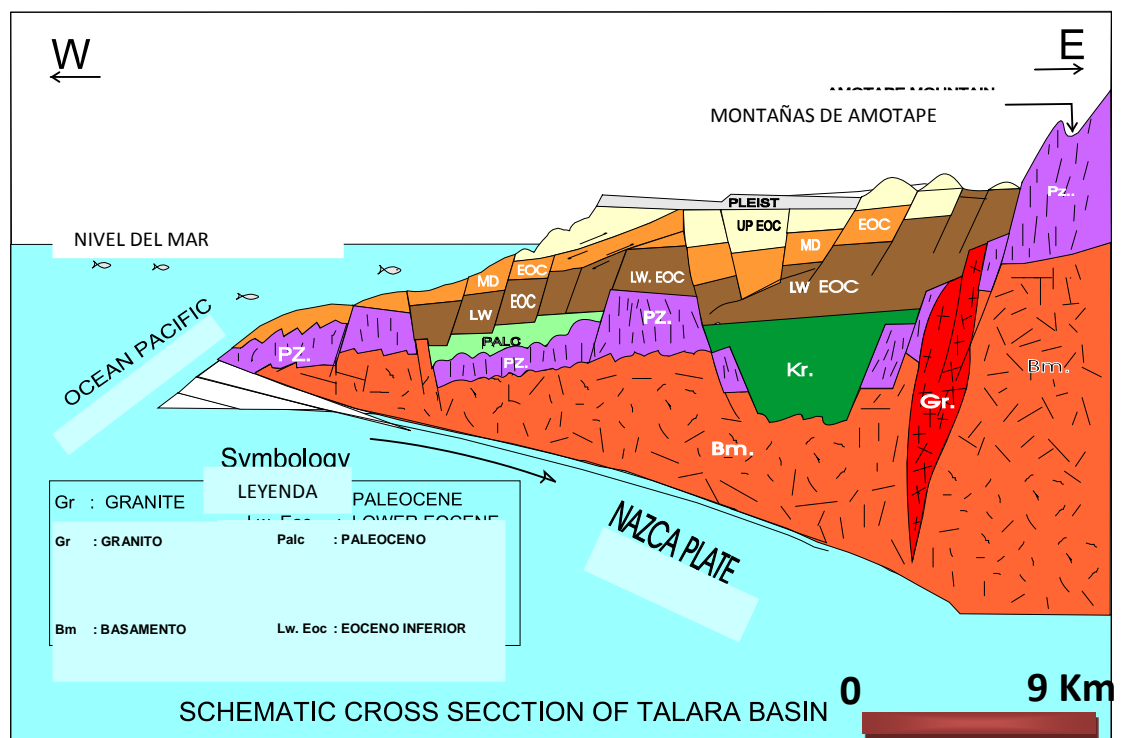


Fig. 7: Sección estructural esquemática de la Cuenca Talara. Fuente: Geología del Petróleo de la Cuenca Talara (Gerardo Pozo). Traducido del original

ESTILO ESTRUCTURAL

El origen, evolución y los estilos estructurales de la cuenca Talara, se explica como resultado de la subducción de bajo ángulo (5° a 10°) de la placa Nazca por debajo de la placa Sudamericana (proceso muy activo en el límite Mioceno – Plioceno), hace unos 10 a 5 millones de años (Debra Higley, 2001- otros).

Comprende un Complejo de sistema de fallas extensionales con bloques basculados, rotados, fallas listricas y estructura *rollover* (pliegues de arrastre), donde los bloques fallados contienen generalmente multi-reservorios apilados verticalmente.

1.4 MARCO TECTÓNICO REGIONAL

La Cuenca Talara, ubicada en el extremo más occidental del continente sudamericano, forma parte de una extensa cadena de pares de cuencas, principalmente terciarias, alineados a lo largo de la costa Peruana.

La Cuenca Talara es una cuenca de antearco relacionada al sistema post Aptiano de desgarramiento Tumbes – Guayaquil NE. Como una consecuencia de varios episodios Tectónicos; un complejo de sistema de fallamiento normal domina el armazón estructural de la zona.

En 1974, W. Dickinson realiza una clasificación de cuencas en un ambiente de tectónica de placas, en cuya terminología la Cuenca Talara, constituye una típica cuenca de antearco, desarrollada entre la fosa Perú Chile y el arco Volcánico.

Regionalmente, la cuenca Talara se halla enmarcada por dos grandes lineamientos orientados E-W: La deflexión de Huancabamba y la mega cizalla de Tumbes Guyana (?); otro accidente de importancia regional es la falla Dolores – Guayaquil orientada NE – SW que intercepta la fosa Perú – Chile en el golfo de Guayaquil. El movimiento dextral de esta falla según SHEPERD y MOBERLY (1981) dio origen a la cuenca de desgarramiento (Progreso).

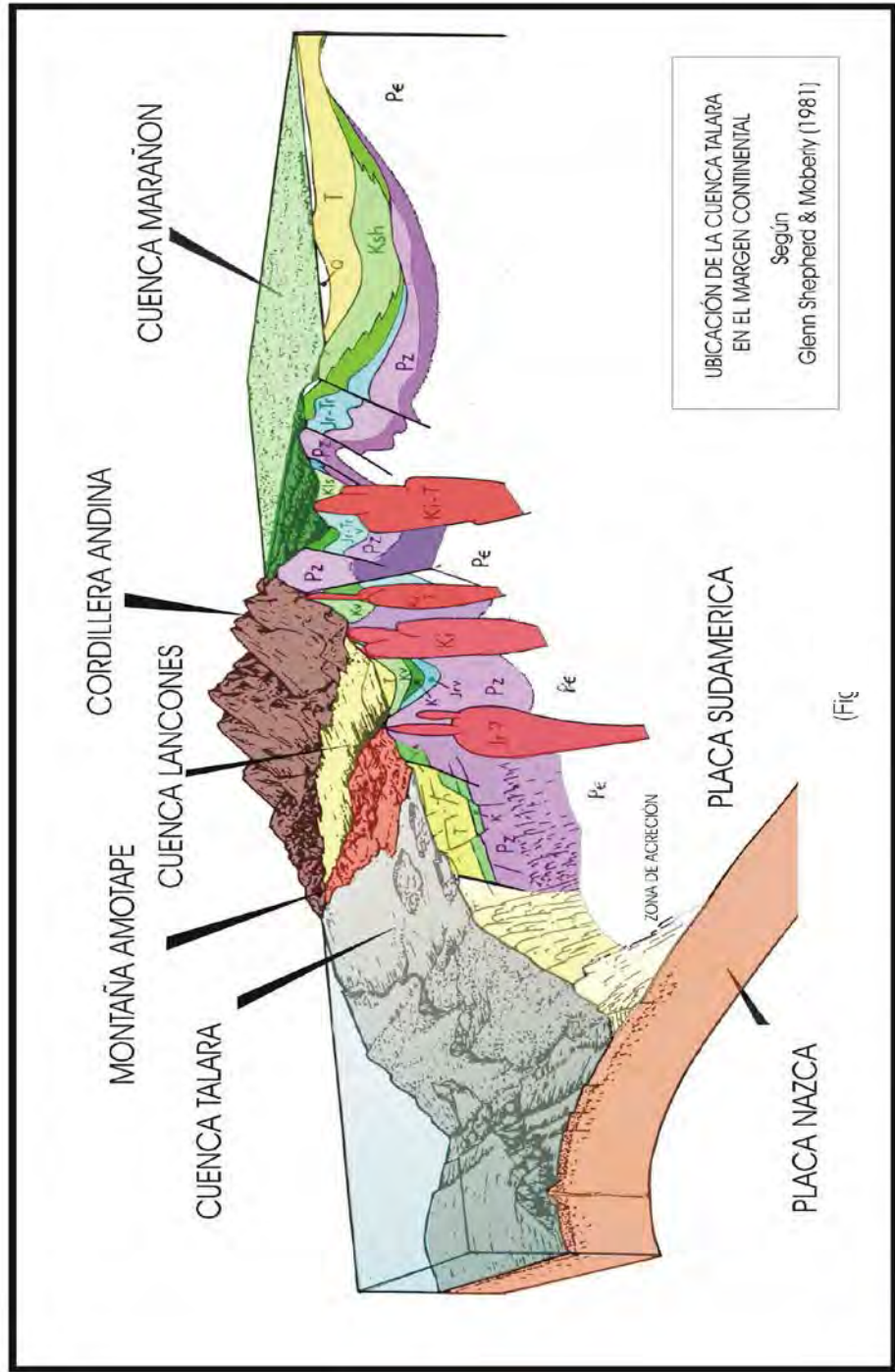


Fig.8: Sección esquemática de Oeste a Este de Perú., mostrando sus principales características geológicas. En la cuenca ante arco se ubica la cuenca Talaria.

- Vemos que en el área Norte de la cuenca Talara se han producido tres fases tectónicas extensionales durante el Eoceno medio a superior.

- La ocurrencia de las rocas reservorio en la cuenca Talara esta en directa relación con las etapas transgresivas, donde las corrientes marinas transportan y retrabajan el material detrítico dando lugar a arenas limpias con granos finos.

1.5 GEOQUIMICA

El Departamento de investigación y Desarrollo ha realizado estudios geoquímicos para establecer el origen de los hidrocarburos producidos en la cuenca Talara. Para el presente trabajo se utilizó los siguientes análisis de laboratorio:

- a) Contenido de Carbono Orgánico Total (T.O.C.) pozo 4000 Yac. Sandino Tabla N° 4.1.
- b) Evaluación de Roca Generadora por Pirólisis Rock – Eval Tabla N° 4.2.
- c) Resultados de Madurez por Reflectancia de Vitrinita Tabla N° 4.3.

a) Carbono orgánico Total (T.O.C.)

Es una característica de una Roca Generadora y consiste en obtener el contenido de carbono orgánico total expresado en porcentaje de una muestra, la tabla N° 4.1 muestra los resultados obtenidos de este análisis realizado en el pozo 4000 Yac. Sandino.

Tabla 1. Contenido de carbono orgánico total

CONTENIDO DE CARBONO ORGANICO TOTAL (TOC) POZO 4000 YAC.SANIDNO.							
(IDES - PETROPERU)							
	Prof.	CO 3	TOC	Formación	Prof.	CO 3	TOC
	(pies)	(%)	(%)		(pies)	(%)	(%)
Formación	4353.6	18.20	0.43		7618	6.85	0.44
	4336.6	19.20	0.37		7620	6.30	0.42
Pt. Superior	4337.6	11.45	0.344		7622	7.24	0.44
	4338.6	14.09	0.48		7630	6.85	0.33
	4339.6	15.70	0.48		7636	7.45	0.4
	4340.6	13.35	0.53		7696	8.10	0.25
	4341.6	16.30	0.38		7698	16.30	0.41
	4342.6	13.30	0.49		7700	8.20	0.32
	4343.6	12.90	0.52		7702	9.30	0.40
4344.6	12.00	0.49	7716		8.70	0.39	
4354.6	15.35	0.48	7794	8.75	0.25		
Pt. Medio	5962	16.00	0.43	7796	8.00	0.19	
	5964	15.50	0.47	7798	7.50	0.3	
	5974	14.99	0.51	7800	8.95	0.33	
Pt. Inferior	6616	16.55	0.55	7802	8.04	0.2	
	6617	18.79	0.56	7804	8.15	0.19	
	6618	16.35	0.55	7806	7.65	0.23	
	6619	16.89	0.56	7811	7.75	0.28	
	6620	16.24	0.53	7846	9.85	0.2	
	6629	33.12	0.47	7847	7.19	0.2	
	7126	25.35	0.34	7850	24.10	0.1	
				Fm.			
				TABLONES			

	7127	18.39	0.42		7852	14.39	0.14
	7128	15.88	0.65		7866	8.30	0.4
	7129	15.90	0.65	SANDINO	7991	7.50	0.35
	7130	16.45	0.64		8166	6.09	0.6
	7131	17.40	0.57		8167	19.25	0.35
	7141	17.15	0.76		8168	14.84	0.45
	7279	23.58	0.30		8169	15.55	0.37
	7281	17.20	0.63		8170	14.00	0.4
	7283	17.33	0.61		8171	13.40	0.36
	7285	24.25	0.29		8179	14.15	0.37
	7297	59.17	0.18		8180	17.49	0.4
	7167	15.68	0.78	C.SOMB.	8188	17.68	0.38
	7469	16.84	0.68		8220	14.15	0.62
	7471	16.70	0.72		8278.6	2.40	0.43
	7473	14.19	0.76		8282	74.66	2.51
	7475	14.19	0.69		8366	83.95	3.04
	7477	16.15	0.69		8374	64.24	3.49
	7479	14.59	0.66		8382	65.02	2.74
	7490	17.30	0.75		8512	55.74	3.66
				MUERTO	8514	74.28	0.45
					8521	41.45	1.13
Redondo							

b) Rock Eval Pirólisis

La Pirólisis es un método se acelera los procesos naturales que influyen en la generación de hidrocarburos, poniendo a dichos procesos en función de la temperatura y se usa para detectar el contenido orgánico y su nivel de madurez de una supuesta Roca Generadora.

El método consiste en detectar los productos desprendidos por efectos de la temperatura. Obteniéndose los siguientes parámetros: S1, S2, Índice de Productividad (PI), Temperatura Máxima (T máx.) índice de Hidrógeno (HI), Índice de Oxígeno (OI), donde:

S1, Representa los hidrocarburos libres y absorbidos que ya están presentes en la vaporación a los 3000°C; es una medida del contenido de bitumen de la muestra.

S2, Representa los hidrocarburos generados directamente del kerógeno debido al craqueo termal entre los 300 y 500°C; es la medida del contenido del kerógeno insoluble. Tanto S1 y S2 son expresados en Kg/Ton de roca.

Índice de Productividad (PI), es el Índice obtenido a partir de S1 y S2 mediante la fórmula:

$$PI = ((S1/(S1 + S2))$$

El PI es una evaluación de la transformación del kerógeno en petróleo sin considerar la migración.

Temperatura máxima (T.máx), es la temperatura registrada en el momento que se obtiene el pico S2, esta temperatura refleja la madurez de la muestra y es usado al igual que la reflectancia de la vitrinita, para establecer el rango de maduración.

Índice de Hidrógeno (HI), es usado para clasificar el tipo y origen de kerógeno y se obtiene de la siguiente relación:

HI = (S2/Carbono Orgánico), esta relación es análoga al radio H/C.

Índice de Oxígeno (OI), es el Índice de Oxígeno que representa la cantidad de CO2 presente en el (T.O.C.) es análogo al radio O/C.

EV. ROCA GENERADORA POR PIROLISIS POZO 4000 (IDES-PETROPERU)										
Fm.	Prof.	TOC	Tmáx.	S1	S2	PI	S2/S3	PC	HI	OI
	pies	%	°C							
P.Sp	4340	0.53	454	0.03	0.12	0.16	0.75	0.01	22	30
	7129	0.65	457	0.04	0.13	0.06	2.16	0.01	20	9
	7141	0.76	453	0.07	0.21	0.07	3.00	0.02	27	9
Rd.	7467	0.78	446	0.26	1.16	0.18	5.04	0.11	148	29
	7473	0.76	442	0.26	1.14	0.19	11.4	0.11	150	13
	7490	0.75	446	0.21	0.87	0.19	6.69	0.09	116	17
C.S.	8166	0.62	448	0.07	0.36	0.17	3.00	0.03	58	19
	8278	2.51	449	0.42	9.11	0.04	35.0	0.79	362	10
	8282	3.04	448	0.63	9.94	0.06	28.4	0.88	326	11

	8366	3.49	450	0.84	7.61	0.10	19.5	0.70	218	11
Muerto	8274	2.74	451	0.85	7.01	0.11	18.4	0.65	255	13
	8382	3.66	448	0.97	9.06	0.10	20.5	0.83	247	12
	8514	1.13	446	0.60	2.98	0.17	9.93	0.29	263	26
	8521	1.01	442	0.42	2.61	0.14	11.3	0.25	258	22

Parámetros de evaluación de Roca Generadora por Rock-Eval

Pirólisis (Peters. 1986)

Potencial

Generador S2	T.O.C. (%) Lutita	T.O.C. (%) Carbonatos	S1
Pobre. 0.0-2.5	0.00-0.50	0.00-0.12	0.0-0.5
Regular 2.5-5.0	0.50-1.00	0.12-0.25	0.5-1.0
Bueno 10.0 ++	1.00-2.00	0.25-0.52	2.0 ++

Tipo	HI (mgHC/Corg)*	S2/S3
Gas	0.0 – 150.0	0.0 – 3.0
Gas y petróleo	150.0 – 300.0	3.0 – 5.0
Petróleo	300.0 ++	5.0 ++

* Se asume que el nivel termal de maduración es equivalente a Ro = 0.6 %

Comparando estos parámetros con los resultados de los análisis mostrados; se obtiene el siguiente cuadro de resultados.

Formación	Potencial generador.	Tipo
Petacas.	Pobre a regular.	Gas.
Redondo.	Regular	Gas y Petróleo
<i>Muerto.</i>	<i>Excelente</i>	<i>Petróleo</i>

c) Reflectancia de la Vitrinita:

La vitrina es un compuesto orgánico homogéneo y estructurado, caracterizado por su propiedad óptica de reflectancia. El incremento en su índice de reflexión se utiliza para medir la evolución diagenética y térmica de una supuesta Roca Generadora.

RANGO DE ESCALA DE MADUREZ, POR G. DEMAISON (1982)

Ro	Temp	Estado	Sub-estado
%	°C		

0.20

0.30	Inmaduro	
0.50	430	Inicio ge. Petróleo
0.60		Inicio fase abund. Gas
1.00		
	Ventana de gas	
1.35	470	Desaparición de petróleo
2.00	500	Desaparición gas húmedo
	Post-maduro	
4.00		Desaparición de gas
	Metamorfismo de bajo grado	

**RESULTADOS DE MADUREZ POR REFLECTANCIA DE VITRINITA
POZO**

6020 YAC.SANDINO. (IDES-PETROPERU)

Formación	Intervalo	Nº	Rm	DST	Ro	DST
Pt. Medio	5550-5650	64	0.83	0.13	0.74	0.10
	5850-6000	62	0.78	0.19	0.74	0.10
Pt. Inferior	6100-6450	54	0.92	0.15	0.80	0.10
	6800-7150	58	0.92	0.15	0.80	0.10
Anc. Redond	7500-7750	51	1.02	0.15	0.99	0.10
Tablones	7750-8250	60	1.01	0.17	0.90	0.10
C. Sombrero	8390-8540	46	0.95	0.18	0.90	0.10
Muerto	8560-8650	72	1.10	0.18	0.93	0.10
	8650-8750	30	1.06	0.18	0.91	0.10

G. Demaison, basado en los valores de reflectancia de la vitrinita y de la temperatura obtenida de la técnica de "Rock eval-Pirolisis" ha establecido los siguientes rangos para determinar el estado de la materia orgánica.

De acuerdo a esta escala los resultados obtenidos por el método de la Reflectancia de la Vitrinita, y los resultados obtenidos por el método de Rock Eval-Pirolisis coinciden plenamente y se tiene los siguientes resultados:

Formac.	% Ro	T°C	Gdo de madurez Sub Estado

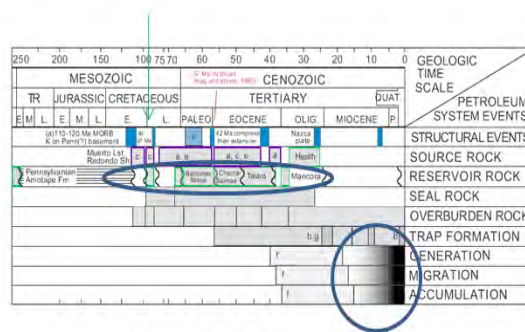
Pet:	0.74-0.85	453-457	vent. Petróleo fase abund.pet.

Red.	0.90-0.99	442-446	vent. Petróleo

<i>Mto</i>	<i>0.91-0.96</i>	<i>3 442-451</i>	<i>vent. Petróleo</i>

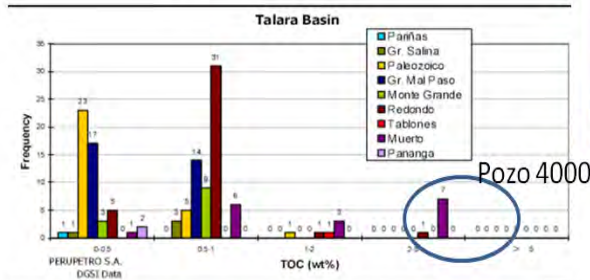
Formac. = Formaciones

Mto. = Muerto, Red. = Redondo, Pet. = Petacas



Well Sandino 6020	FM.	TOP M.	Ro%
Gr. Mal Paso	151	0.74	
Gr. Mal Paso	167	0.75	
Gr. Mal Paso	1036	0.62	
Gr. Mal Paso	1311	0.71	
Gr. Mal Paso	1692	0.74	
Gr. Mal Paso	1783	0.74	
Monte Grande	1859	0.80	
Monte Grande	2073	0.80	
Redondo	2286	0.89	
Redondo	2362	0.90	
Redondo	2545	0.90	
Muerto	2609	0.93	
Muerto	2621	0.97	
Muerto	2637	0.96	
TD	2763		

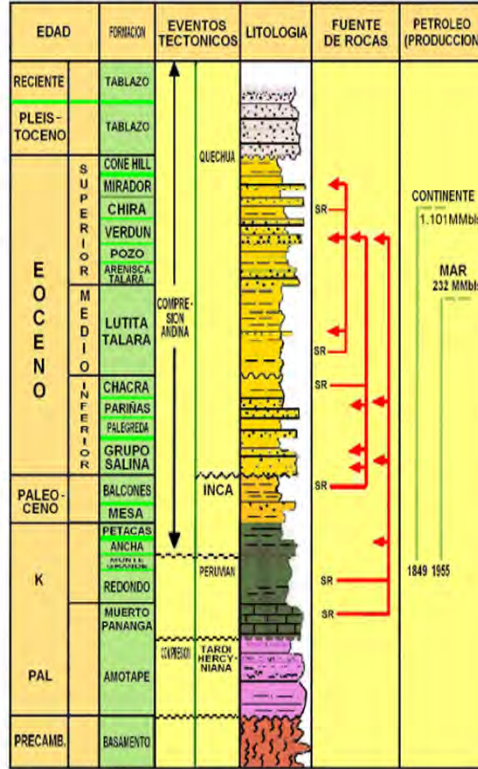
Ventana del Petróleo



Pozo 4000

Figure 29. Total Organic Carbon in the Talara Basin, DGSJ Data.

SISTEMA DE PETRÓLEO CUENCA TALARA



• SR Roca Generadora

Modificado por Perupetro (2003)

En la figura inferior podemos observar los resultados de un análisis de TOC que se realizó en el pozo 4000, notando que la Formación Muerto tiene un porcentaje de TOC en 7 muestras mayor a 2.5 %. En la figura superior el análisis de reflectancia de la vitrinita se observa que todas están en la ventana de petróleo (0.6-1%), análisis hecho para el pozo 6020. En el cuadro superior muestra que la generación, migración y acumulación del Petróleo se da desde el Eoceno superior, Oligoceno, Mioceno y Pleistoceno. Tenemos roca reservorio desde el Cretácico Superior hasta el Oligoceno de la Cuenca Talara.

CAPITULO II

GEOLOGIA - LOTE I – CUENCA TALARA

2.1 GENERALIDADES

La Estratigrafía de la Cuenca Talara comprende varios ciclos depositacionales, con periodos de transgresión y regresión en el Cretáceo y principalmente en el Terciario, se identifican las secuencias depositacionales y discordancias en la columna Estratigráfica. Los sedimentos que constituyen la Cuenca Talara empiezan a depositarse en el Cretáceo medio hasta el Cuaternario, reposando sobre el basamento, constituido por un complejo metamórfico de rocas pre-Paleozoicas y Paleozoicas (Richard Amiel, 1970 – G.Gonzales, 1977 y otros).

Las rocas del Terciario consisten en sedimentos clásticos cuyas edades fluctúan entre el Paleoceno y Eoceno; en el Eoceno se observa una mayor cantidad de eventos y mayor espesor de sedimentos depositados en ambientes fluvio-

deltaicos, litorales y marino profundo, es aquí donde se encuentran la mayor cantidad de rocas reservorio, conforman ciclos sedimentarios detríticos importantes, constituidos por alternancias de lutitas, limonitas, areniscas y conglomerados. Pero hay que tener en cuenta en los últimos años se tiene como objeto de estudio Formaciones más antiguas del Paleoceno y Maastrichtiano (Formación Mesa y Ancha), las cuales se están estudiando para desarrollar un plan de desarrollo de filiación Petrolera.

En la Columna Estratigráfica a partir de la discordancia del basamento metamórfico del Paleozoico, se reconocen las siguientes discordancias regionales.

1-Paleozoico – Cretáceo Inferior (Aptiano)	(Disc. Amotape - Pananga)
2-Cretáceo Inferior - Superior	(Disc. Muerto -Redondo)
3-Cretáceo Superior Temprano	(Disc. Redondo - Ancha)
4-Cretáceo Superior Campanian	(Disc. Petacas - Mesa)
5-Paleoceno - Eoceno Salina)	(Disc. Balcones -
6-Eoceno Inferior	(Disc. Palegredda - Pariñas)
7-Eoceno Medio	(Disc. Chacra - Talara)
8-Eoceno Superior	(Disc. Talara - Verdún)

9-Cuaternario inferior temprano

(Disc. Mirador - Tablazo)

La presencia de estas y otras discontinuidades junto a cambios laterales en espesor y variaciones en los ambientes depositacionales de las diversas formaciones, son los factores que predominan en la estratigrafía regional.

Las discordancias erosionales ocurridas la final de cada ciclo depositacional, estuvieron estrechamente ligadas a una prolongada fase tectónica de régimen distensivo principalmente durante el Paleoceno-Eoceno, el cual generó un complejo sistema de bloques (horsts y grabens) originados por el fallamiento normal.

Este patrón estructural controló inusualmente el espesor y la sedimentación clástica durante el Paleoceno – Eoceno, donde un espesor de aprox. 22,000 pies han sido preservados estando ausentes los aportes volcánicos.

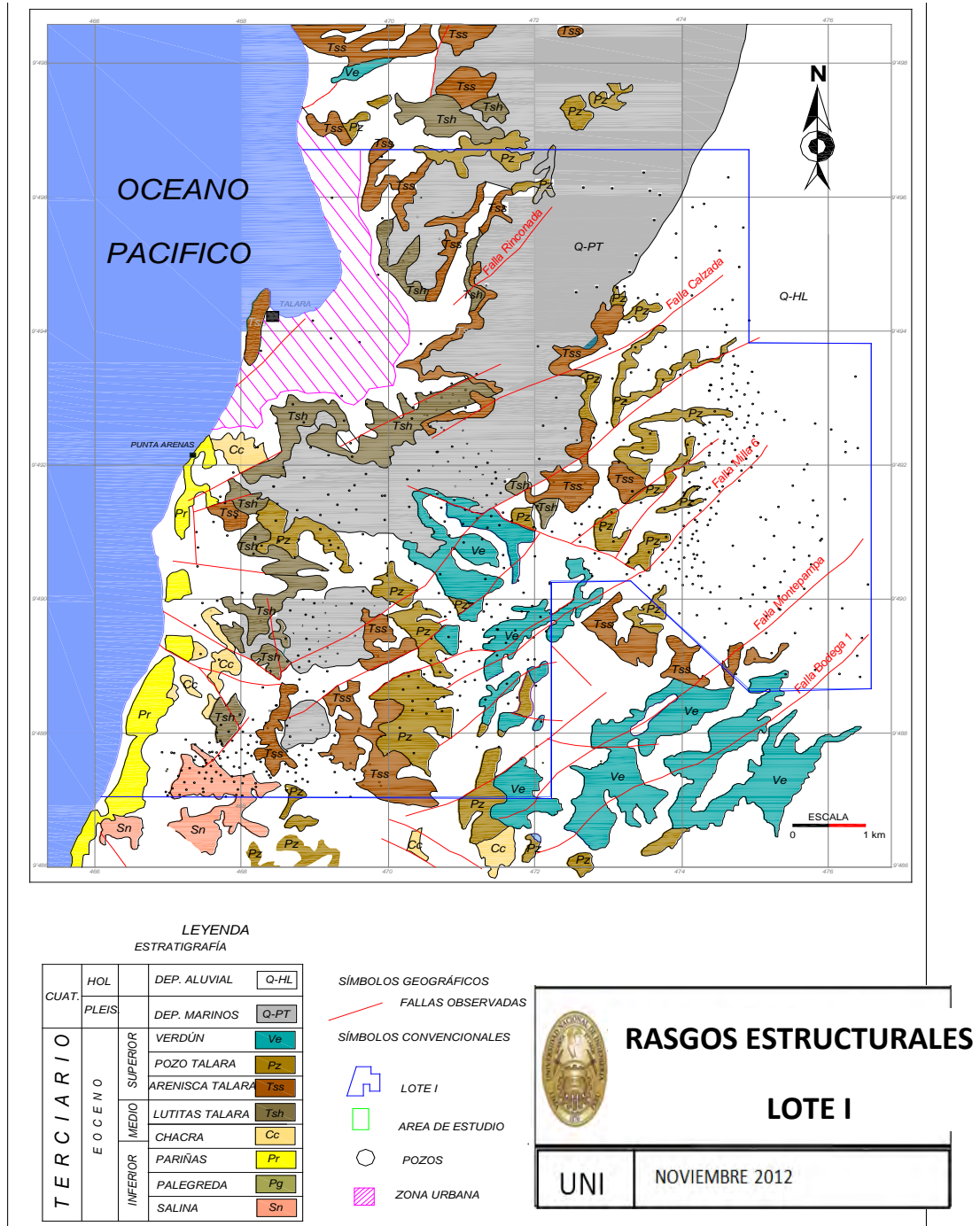


Fig. 09: Mapa de las principales fallas que afloran en el Lote I, En profundidad se puede observar la presencia de otras fallas que afloran fuera del Lote I (Gran Falla)

La secuencia estratigráfica en la Cuenca Talara, empezó a depositarse en el Cretáceo, con los depósitos carbonatados de la Formación Pananga y Muerto, de un ambiente Lagunar de 180 M.A. aprox. La primera secuencia clástica, se deposita en el Cretáceo Superior conformado por los conglomerados brechoides de la Formación Sandino, la cual se deposita posterior a un hiato de 15 M.A. aprox. Para la cuenca Talara se ha considerado 6 ciclos depositacionales de los cuales a partir del segundo, coinciden con niveles bajos del mar, luego culminan con niveles altos, después se produce una pronunciada caída del nivel del mar, y luego dan inicio a un nuevo ciclo depositacional. Generalmente el final de cada ciclo está marcado por una discordancia y un cambio faunístico total (Grover González 1977).

2.2 ESTRATIGRAFÍA

La columna Estratigráfica Regional se describe de la siguiente manera:

2.2.1 Paleozoico

GRUPO AMOTAPE (Devoniano-Permiano).

Conocido como Basamento Paleozoico, está representado por el **Grupo Amotape**(Palaus, Cerro Prieto, Chaleco de Paño y Cerro Negro.) que afloran en los Cerros de Amotape, Quebrada Mogollón, Quebrada Muerto y Gramadal; donde, se distinguen aunque muy deformadas unas series monótonas y rítmicas de niveles de areniscas finas de 10 hasta 40 cm de potencia intercaladas con lutitas negras, hacia la base se notan grietas de desecación, localmente intruidas por rocas ígneas, se distinguen cuarcitas blancas, grises oscuras y pizarras. (M.

Seranne, G. Gonzáles y otros). Todo el grupo se encuentra afectado por intrusiones de rocas graníticas del Pérmico superior hasta el Triásico.

2.2.2 Mesozoico – cretaceo

CRETACEO INFERIOR (Albiano Inferior a Medio)

Formación Pananga.- Sobreyace en discordancia angular al Paleozoico, está compuesta de conglomerados y calcarenitas hacia la base, sigue depósitos clásticos con cemento carbonatados y finalmente calizas conglomerádicas con bioclastos (M. Seranne). En el Lote I no se ha diferenciado pero se denomina Muerto-Pananga.

Formación Muerto.- Yace en concordancia a la formación Pananga, constituida principalmente de calizas marrones oscuras a negras, bituminosas y duras intercaladas con niveles margosos, la secuencia empieza con una zona de acumulación de fósiles (Amonites, Dientes de Selaceos), en el tope existe un nivel de dolomita con yeso evaporítico (M. Seranne).

CRETACEO SUPERIOR (Campaniano-Maestrichtiano).

Formación Redondo.- Se encuentra en discordancia con la Formación Muerto está constituida por secciones de areniscas de grano fino a medio, calcáreo y micáceo; con una secuencia de conglomerados de grano medio a grueso, calcáreo y piritoso en la base (Miembro Sandino). Su ambiente de depositación es marino. Siguen hacia arriba en secuencia transgresiva Lutitas limolíticas ligeramente calcáreas, contiene nódulos calcáreos.

Formación Ancha.- Secuencia de diferentes tipos de rocas (Conglomerados, Areniscas, Arcillas) en matriz arenosa o arcillosa.

Representa un depósito marino, su posición estratigráfica es discordante sobre la Formación Redondo (G. González, 1977).

Formación Petacas.- Yace en concordancia con la Formación Ancha, consta de una gruesa secuencia de lutitas y limolitas de color gris oscuro finamente laminadas con horizontes de caliza y dolomita. Se consideran depósitos de ambiente marino batial.

2.2.3 Cenozoico - paleogeno

PALEOCENO

Formación Mesa.- De base erosiva, se caracteriza por la presencia continua de horizontes de areniscas de grano fino a medio con matriz calcárea, ocasionalmente conglomerados con intercalaciones de lutitas gris a gris clara. Representa zona de turbiditas y posee una gran variación lateral a poca distancia.

Formaciones Balcones.- Yace sobre la Formación Mesa, está constituida por una secuencia monótona de lutitas grises claras y oscuras presencia de finas intercalaciones con areniscas de grano muy fino, presenta niveles muy delgados de carbón y pirobitumen, representa un ambiente marino.

EOCENO

Formación Basal Salina.-En la base encontramos areniscas transgresivas de facies marinas que progradan rápidamente hacia el sur sobre facies litorales y luego sobre lutitas prodelta. (Michel Seranne, 1987). Está conformada por Areniscas conglomerádicas redondeadas con delgadas capas de lutitas de color gris oscuro, de grano creciente, está en discordancia sobre la formación Balcones en algunas zonas hacia el oeste se presenta un horizonte de transición conocido como La Draga.

Formación San Cristóbal.- La litología consiste de conglomerados con mucha matriz de limolitas, en la parte superior encontramos areniscas rojas y abigarradas cerca al contacto con la Formación Mogollón, mayormente presencia de lutitas y limolitas. (Michel Seranne, 1987).

Presenta una facie marina, constituida de lutitas gris oscura, compacta, micácea con intercalaciones delgadas de areniscas finas gris oscura y limolitas. Hacia la base presenta areniscas de mayor espesor. Muestra una litología regular en todo el Lote manteniendo una posición intermedia entre las Formaciones Basal Salina y Mogollón, facilitando así la correlación e interpretación de estas unidades.

Hacia el Sur-Suroeste, se encuentra litología y fauna de facies lagunal marina.

Formación Mogollón.- Muestra ciertas variaciones de tipo estratigráfico en algunos yacimientos del Lote. Su ambiente de deposición es fluvial anastomosado con gran capacidad de transporte (G. Gonzáles, 1977 y Seranne, 1987).

Al Este y Centro del Lote, la Formación Mogollón se presenta como una sección de areniscas gris verdosa, de grano medio a grueso de matriz arcillosa e intercalaciones de lutitas gris verdosa, micácea, se caracterizan por tener algunas partes muy calcárea. Además también por presentar trazas de cuarcita, chert y glauconita.

Formación Palegredda.- Mantiene una secuencia monótona de lutitas gris verdosa, compacta con presencia de glauconita en su parte inferior, intercaladas por delgadas capas de areniscas de grano fino a medio. Su ambiente de deposición es marino, con un sistema de Deposición de Noreste a Suroeste (G. Gonzales, 1977, Seranne, 1987). Su correspondiente es la Formación Ostrea en el Norte de la cuenca que representa sedimentos más clásticos y gruesos que la Formación Palegredda.

Formación Pariñas.- Presenta una secuencia de areniscas de grano medio a grueso de color gris claro, friable; intercaladas con capas de lutitas de color gris claro a oscura bioturbada y con presencia de pirita amorfa (marcasita) y subhedral mostrando formas cúbica, presenta fragmentos de madera y niveles de cantos blandos, sobreyace a la Formación Palegredda en discordancia (G. Gonzales, 1977). Se interpreta como un ambiente fluvio deltaico.

Formación Chacra.- Se presenta como lutitas marinas de color gris verdosa y marrón clara, limolítica y micro-micácea. Su ambiente de deposición es marino poco profundo a somero, presenta niveles de arenisca de grano fino con fragmentos vegetales (carbón), (G. Gonzales, 1977. Seranne, 1987).

Formación Lutitas Talara.- Lutitas y areniscas en una matriz lutácea triturada de color marrón. Contiene abundante microfósiles de foraminíferos típicos, marcadores del Eoceno Medio (zona Prieta-Rica, Quemada) (G. Gonzales, 1977).

Lutitas Talara esta discordante sobre la Formación Chacra y concordante con la Formación Areniscas Talara.

Hacia el Sureste del Lote, la Formación está constituida principalmente de lutitas de color marrón grisácea, suaves, micro-micácea, algo carbonosa con intercalaciones delgadas de limolitas marrones.

Formación Arenisca Talara.- Se presenta constituyendo niveles de areniscas, por partes se observan estructuras de estratificación planar y presencia de limolitas rojizas (Seranne, 1987).

Representa depósitos de turbiditas. La Formación Arenisca Talara está constituida por una secuencia de areniscas de color blanco grisácea, en partes ligeramente verdosa bien clasificada, cuarzosa con glauconita, con intercalaciones delgadas de limolitas marrones, suaves, micro-micácea y micro-carbonosa.

Formación Pozo.- Se presenta constituyendo lutitas de color gris verdoso con capas delgadas de areniscas finas en superficie (Seranne, 1987).

Representa depósitos marinos. Está constituida por lutitas de color marrón claro a oscuro, suave, micro-micácea y micro-carbonosa en muestras de pozos.

Formación Verdún.- Solo se presenta como afloramiento en forma irregular al Sureste del Lote I, estando ausente en el resto del área, tanto en el subsuelo como en superficie. Está constituida por areniscas y lutitas de facies litoral a marino somero, en su sección inferior presenta conglomerado basal de espesor variable; la parte superior de Verdún son lutitas verdes a marrón parduscas, algo calcáreas, con intercalaciones delgadas de areniscas gris claro, grano medio y calcáreo, (G. Gonzales, 1987).

Este ciclo se inicia con la sedimentación de la Fm. Verdun constituida por una secuencia de areniscas gris claras de grano grueso a medio, de un ambiente depositacional marino somero; se encuentra sobreyaciendo discordantemente al Grupo Talara e infrayace concordantemente a la Fm. Chira, que se encuentra conformada por lutitas de color gris, depositadas en un ambiente marino de plataforma externa.

2.2.4 Cuaternario (pleistoceno)

El Cuaternario está representado por terrazas marinas llamadas Tablazos. En el Lote I está presente el Tablazo Talara constituido por arenas, areniscas, de color blanco amarillentas, de grano medio a grueso, calcáreos, con limolitas y lutitas de color amarillo abundante coquína y fragmentos de moluscos (Seranne, 1987 y G. Gonzales, 1977).

2.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El Lote I se está ubicado en el flanco Nor-occidental del levantamiento la Brea-Negritos, es decir en la parte Central Sur de la Cuenca Talara limitada por el Norte por la estructura graben Río Bravo, por el Sur con el Levantamiento La Brea-Negritos y al Este por estructuras escalonadas desplazadas hacia el eje de la Cuenca con dirección NE-SW.

El estilo estructural en el área está representado por un sistema longitudinal Norte-Sur de fallamiento normal en bloques, producto de esfuerzos tensionales que afectan a toda la cobertura sedimentaria. Se considera que el desarrollo de estos sistemas de fallas normales tiene gran relación con el levantamiento de los Andes en el Cretáceo Superior.

En general, el rumbo de los estratos en el Lote I es aproximadamente Norte - Sur y el buzamiento de 15° a 25° hacia el Este.

El estilo estructural del Lote I, que es de origen tensional, permite diferenciar 2 sistemas de fallamiento.

Sistema de fallas Norte–Sur: Es el más importante por su desarrollo y su relación a los entrapamientos de hidrocarburos que constituyen los campos económicos trabajados en el Lote I.

Falla “Milla 6”: Tectónicamente es un elemento muy activo, se observa que esta es una falla de crecimiento, ha estado reactivándose continuamente desde el Paleoceno (Mesa) hasta el Eoceno Superior (Grupo Talara), su rumbo principal

es Norte – Sur y 40° de buzamiento hacia el Oeste, con 3 000 pies aproximadamente de salto vertical.

Esta falla regional actúa como sello para los reservorios Basal Salina, Mogollón y Pariñas.

Las Fallas “Bodega I”, “Rinconada”, “Calzada” son consideradas como fallas secundarias, de 800 a 1000 pies de salto vertical aproximadamente, se ubican al Este y Oeste del Lote respectivamente.

Sistema de fallas Este-Oeste:

La “Gran falla”: es una estructura de relevancia regional, al constituir parte del levantamiento La Brea - Negritos (al Sur del Lote), esta falla es muy activa desde el Paleoceno, actúa como sello para los reservorios de Basal Salina y Mogollón, hacia el sur la formación Pariñas entra en contacto con el plano de falla y desaparece completamente del subsuelo por el levantamiento y erosión del Alto de Negritos.

Su rumbo es Este - Oeste y 45° de buzamiento hacia el Norte, 2 500 pies de salto vertical.

Las Fallas: “Acholao”, “Aeropuerto”, son consideradas como fallas secundarias de 700 y 900 pies de salto vertical aproximadamente.

En algunas zonas del Área se observa pequeñas secciones de lutitas y areniscas plegadas y falladas inversamente, como consecuencia de zonas de compresión por resbalamiento.

2.4 GEOLOGIA DEL PETROLEO

La Cuenca Petrolífera de Talara tiene una producción acumulada de 1500 millones de barriles de petróleo y gas asociado, lo que demuestra la ocurrencia de un sistema de petróleo eficiente comparado con las demás Cuencas “Fore Arc”, que se encuentra en el Perú.

En la Cuenca Talara tenemos en resumen más de 144 años de explotación más de 14,000 pozos perforados y aprox. 1,300 MM Bbls producidos.

En el caso del Lote I tenemos:

18 Yacimientos

Pozos Perforados	725
Pozos en Producción	160

Producción Actual Lote I:

Petróleo	1 600 BOPD
Gas	14 MMPC

Las rocas reservorios varían en calidad. Hay excelentes reservorios como las areniscas de la Formación Pariñas y otros reservorios de menor calidad debido a su contenido de arcillas (Formación Mesa, Mogollón, Verdún, Mirador).

Las trampas son principalmente de tipo estructural, existen pequeñas trampas estratigráficas y una combinación de trampas estructurales – estratigráficas.

Las lutitas de las Formaciones Balcones, Chacra, Chira, etc.; actúan como roca sello para los yacimientos relacionados a las Formaciones Mesa, Pariñas y Verdún respectivamente.

El Sistema de Petróleo principalmente se habría desarrollado en el intervalo de tiempo desde el Cretáceo y durante el Terciario

CAPITULO III

GEOLOGIA DE LA FORMACION MESA

3.1 PETROGRAFIA Y SU RELACION CON LA TECTONICA.

Mediante los detritos de perforación llevados a una sección delgada, se puede identificar los tipos de roca del área fuente, datos de clima y relieve y, lo más importante, el entorno tectónico en relación con la tectónica de placas. Hay que decir que los análisis de procedencia no se deben tomar con una confianza plena ya que todavía existen muchos problemas que deben resolverse. La utilidad de estos análisis fundamentalmente es la de poder conocer las áreas de procedencia de determinadas rocas sedimentarias de una edad determinada y así poder establecer reconstrucciones paleogeográficas para conocer si en determinado momento, existía en una zona determinada un arco volcánico, del que no existen evidencias, o se trataba de un margen pasivo etc.

Aprovechando las muestras obtenidas en la perforación, se analizaron muestras pertenecientes a la Formación Mesa para 9 pozos, realizándose un estudio litológico, petrográfico y diagenético sobre 38 muestras de canaleta de diferentes sondeos, pertenecientes a los 9 pozos al Sur del LOTE I, para el estudio petrográfico solo se escoge 33 muestras:

MUESTRA	POZO	LITOLOGÍA	PETROGRAFIA
1	776-1	X	X
2	776-2	X	X
3	776-3	X	X
4	12208-1	X	X
5	12208-2	X	X
6	12208-3	X	X
7	12244-1	X	X
8	12244-2	X	X
9	12244-3	X	X
10	12244-4	X	X
11	12236-1	X	X
12	12236-2	X	X
13	12236-3	X	X
14	12236-4	X	X
15	12236-5	X	X
16	12237-1	X	
17	12237-2	X	
18	12237-3	X	X
19	12237-4	X	X
20	12222-1	X	X
21	12222-2	X	X
22	12222-3	X	X
23	12222-4	X	X
24	12227-1	X	X
25	12227-2	X	X
26	12227-3	X	X
27	12227-4	X	X
28	12229-1	X	X
29	12229-2	X	X
30	12229-3	X	X
31	12226-1	X	
32	12226-2	X	X
33	12226-3	X	
34	12226-4	X	X
35	12231-1	X	X
36	12231-2	X	
37	12231-3	X	X
38	12231-4	X	X

La metodología para realizar las secciones delgadas fue:

- 1) fueron impregnadas con resina Epoxy azul, para el estudio de la red poral. Fueron teñidas con Alizarina Roja-S, para la diferenciación de la calcita.

2) Todos los cortes delgados fueron microfotografiados. Las clasificaciones utilizadas son las propuestas por Dott (1964) y Folk (1970), IUGS Subcommission (1976), Fettes y Desmons (2007) y las propuestas por Dunham (1962), Embry y Klovan (1971).

La siguiente tabla muestra los rangos de valores empleados para caracterizar la abundancia de porosidad y las dimensiones porales.

ABUNDANCIA DE POROS (%)		DIMENSIONES PORALES (mm)	
0-5	baja	<0,004	criptoporos
5-10	moderada	0,004-0,062	microporos
10-15	buna	0,062-0,25	mesoporos
15-20	muy buena	0,25-1	macroporos
>20	excelente	1-4	megaporos

3) Una vez con los resultados petrográficos procedemos a hacer un análisis de los granos que componen las muestras analizadas, en base a su composición y abundancia, discriminando: Areniscas de grano fino (0.15mm-0.25mm) y areniscas de grano grueso (0.3mm-0.6mm).

Con los resultados petrográficos procedemos a hacer un análisis de los granos que componen las muestras analizadas, en base a su composición y abundancia, discriminando: Areniscas de grano fino (0.15mm-0.25mm) y areniscas de grano grueso (0.3mm-0.6mm).

Arenisca grano fino(0.15mm-0.25mm)

Porosidad>8%

Submaduras

Redondamiento: Subangulos a subredondeado

Selección: Moderada a Muy buena

presencia zircón

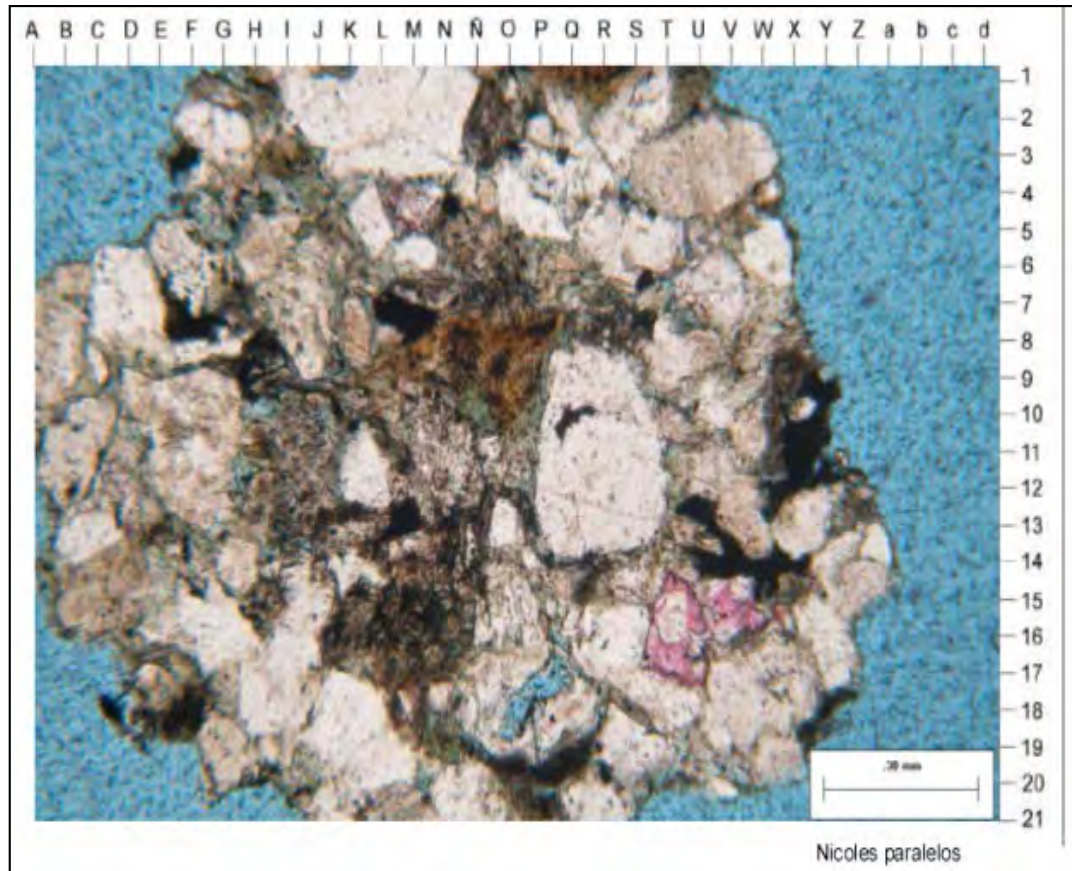
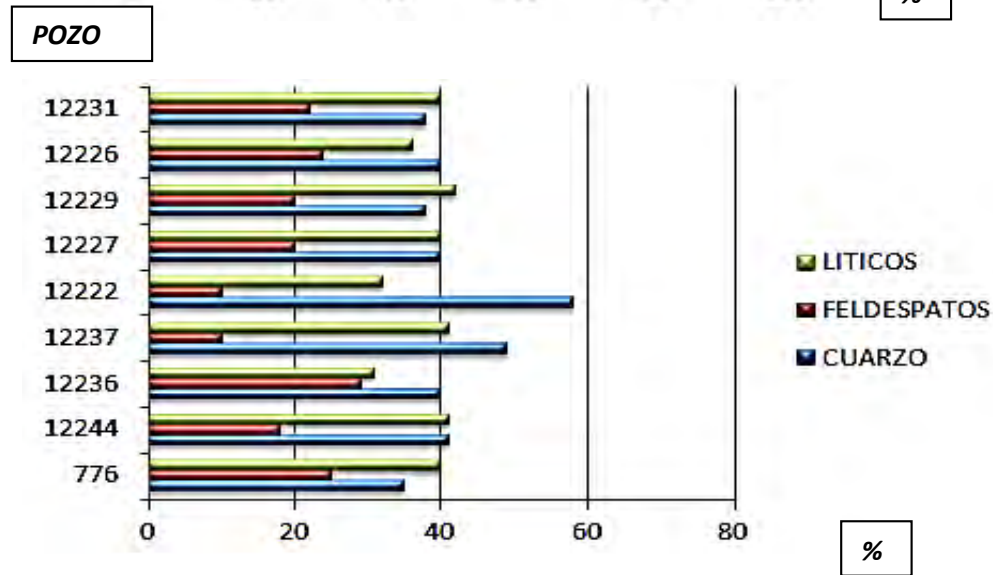
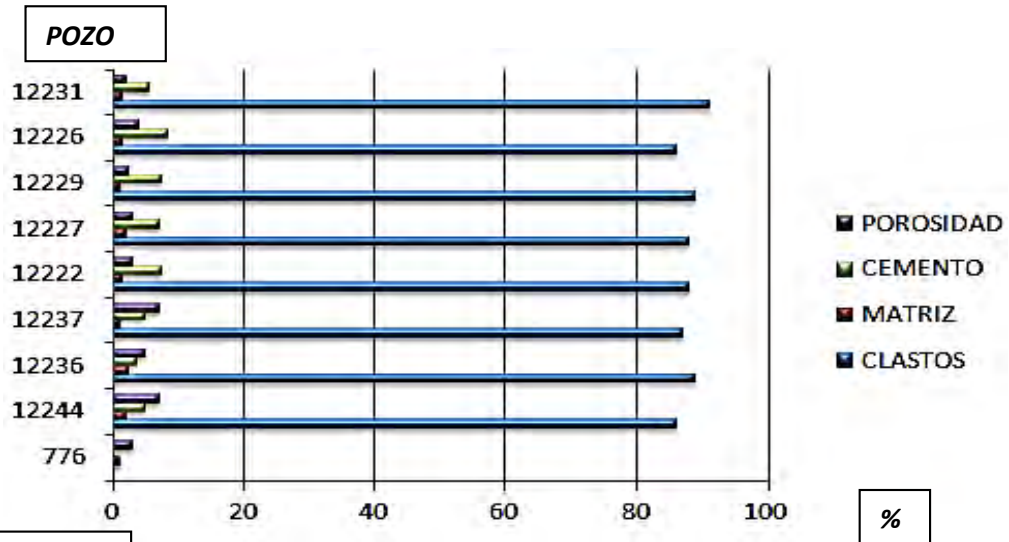
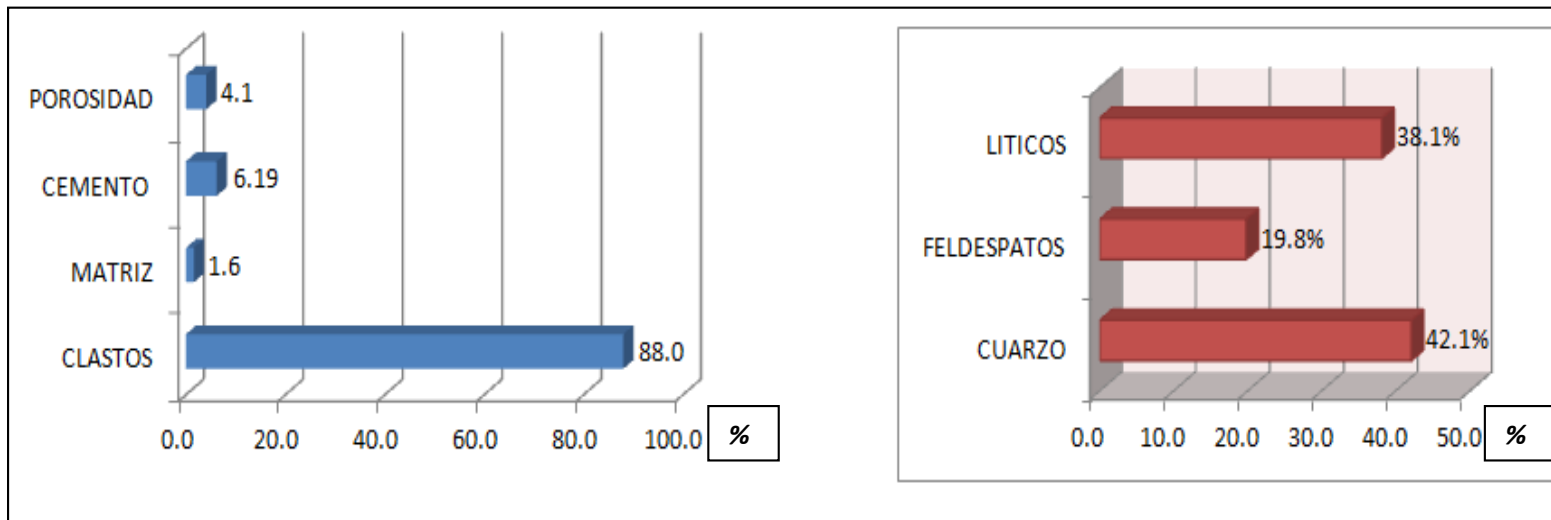


Fig. 11 Foto de sección delgada en nicols paralelos- Arenisca grano fino

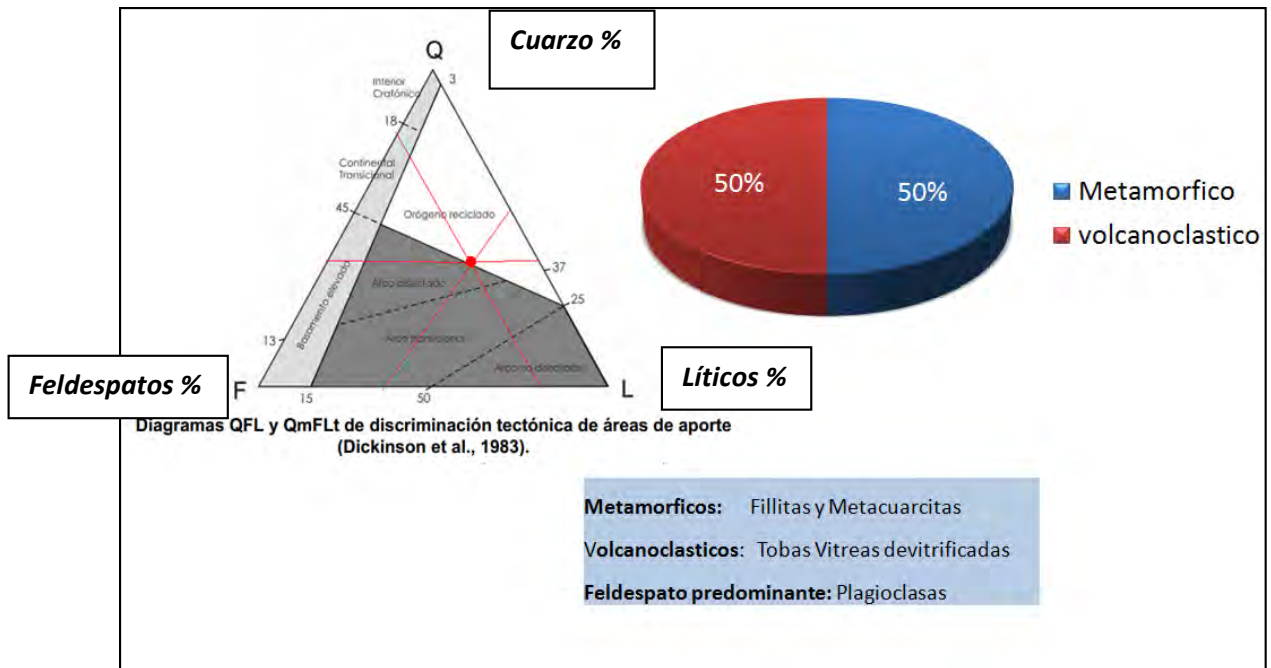
En estas clasificación se realiza un análisis estadístico por pozo sobre composición de roca y composición de clasto (grano), teniendo así para cada pozo un valor porcentual para los componentes de roca (Cemento, matriz, porosidad, clastos) y para la composición de clasto (Cuarzo, feldespatos y líticos).



La tendencia de cada elemento en los pozos es similar, por lo que estadísticamente se considera un promedio que representara la composición de roca.



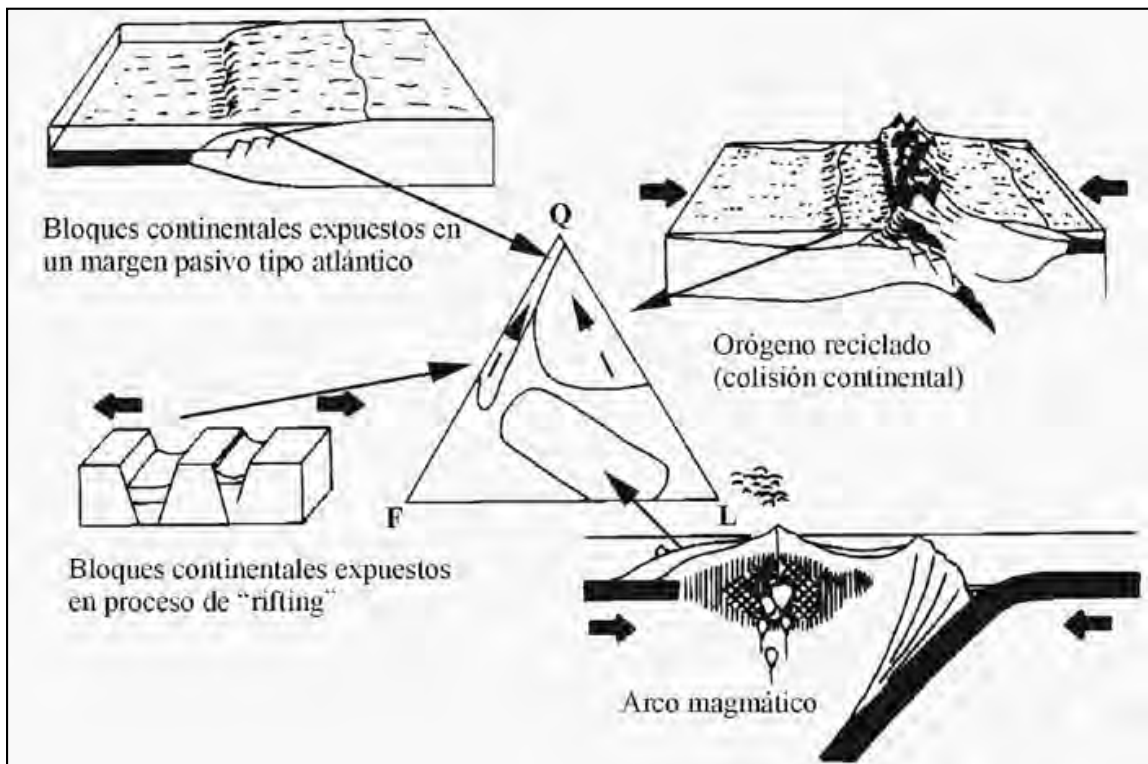
Para hacer uso de la información de los granos componentes de la arenisca de Grano fino, utilizamos análisis de procedencia, consiste en de localizar el área fuente de la que derivan determinados sedimentos a partir de su estudio petrográfico. Se puede identificar los tipos de roca de esa área fuente, datos de clima y relieve y, lo más importante, el entorno tectónico en relación con la tectónica de placas. La utilidad de estos análisis fundamentalmente es la de poder conocer las áreas de procedencia de determinadas rocas sedimentarias de una edad determinada y así poder establecer reconstrucciones



Determinación de la procedencia y ambiente tectónico de areniscas de grano fino a partir de la composición QFL de las areniscas. Tomado de Dickinson (1985)

Tipo de procedencia	Ambiente tectónico	Composición de areniscas
Cratón estable	Plataforma estable o en el interior del continente	Areniscas cuarzosas (ricas en Qt) con altas relaciones Qm/Qp y K/P
Basamento levantado (basamento uplift)	Borde de rift o ruptura transforme	Areniscas cuarzo-feldespáticas (ricas en Qm y F) con bajas concentraciones de Lt y relaciones similares de Qm/F y K/P similares a las de la fuente de aporte

Arco magmático	Arco de isla o arco continental	Areniscas volcanoclásticas y feldespatolíticas (ricas en F) con altas relaciones de P/K y Lv/Ls.
Orogéno reciclado	Complejos de subducción o cinturones de pliegues y cabalgaduras	Areniscas cuarzolíticas (ricas en Qt y Lt) con bajas concentraciones de F y Lv y relaciones variables de Qm/Qp y Qp/Ls



Contenido modal de las areniscas procedentes de diferentes ambientes tectónicos a partir de los diagramas QFL de Dickinson (1976). Q=cuarzo total; F=feldespatos monocristalinos totales; L=fragmentos líticos totales inestables (L=Lv+Ls), donde

Lv=fragmentos líticos volcanogénicos y Ls=fragmentos líticos sedimentarios y metasedimentarios excepto pedernal y metapedernal (Ficher y Poché, 1993). Las flechas discontinuas indican incremento de madurez.

El mismo análisis se realiza para la Arenisca de Grano grueso:

Arenisca grano gruesa(0.3mm-0.6mm)

Porosidad>8%

Submaduras

Redondamiento: Subredondeado a subanguloso

Selección:Moderada

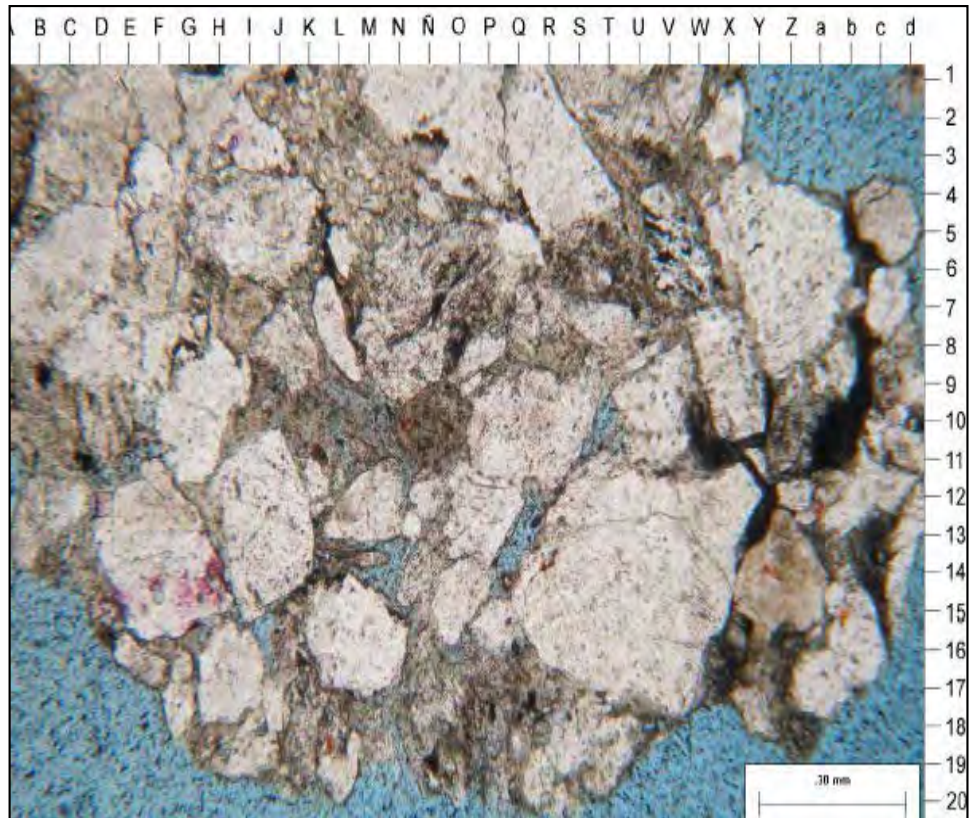
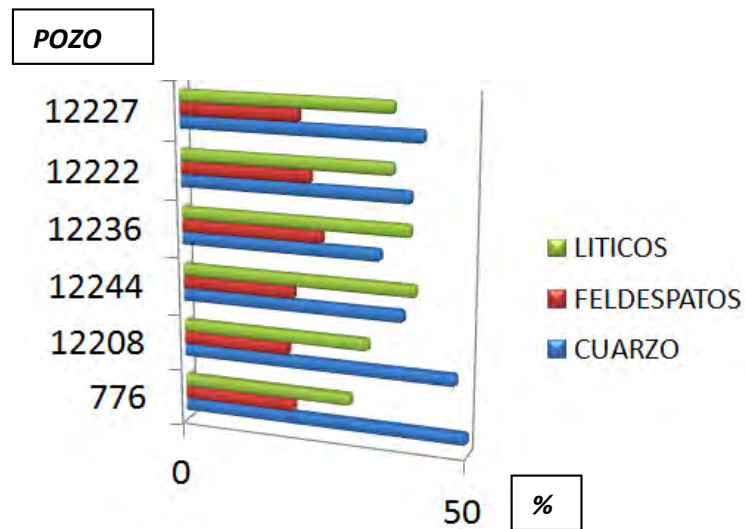
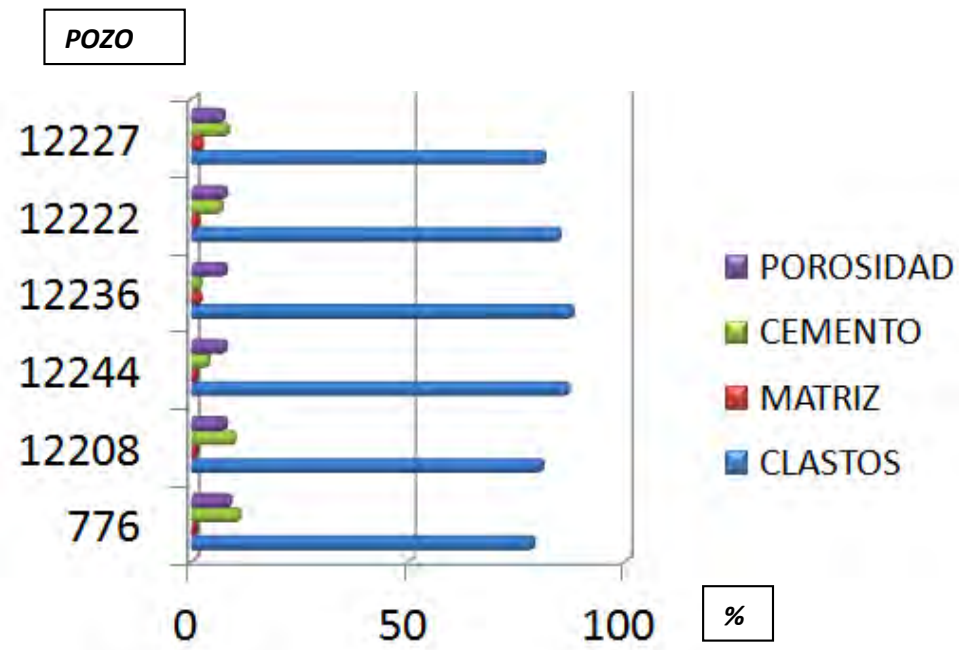
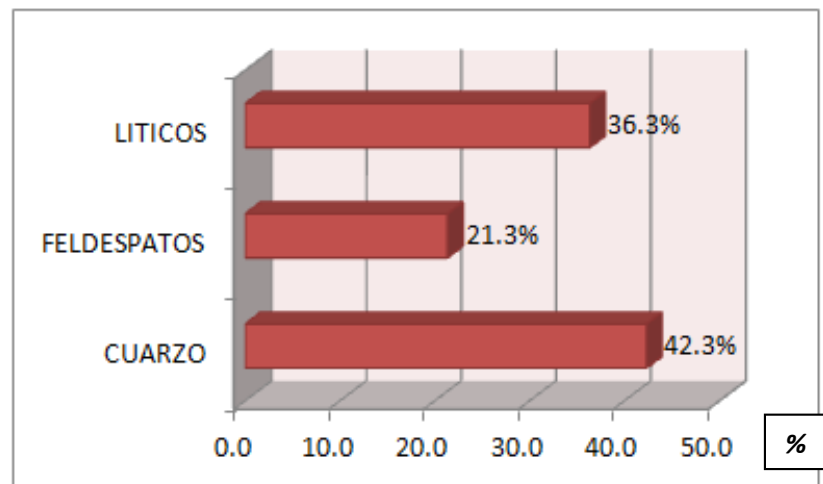
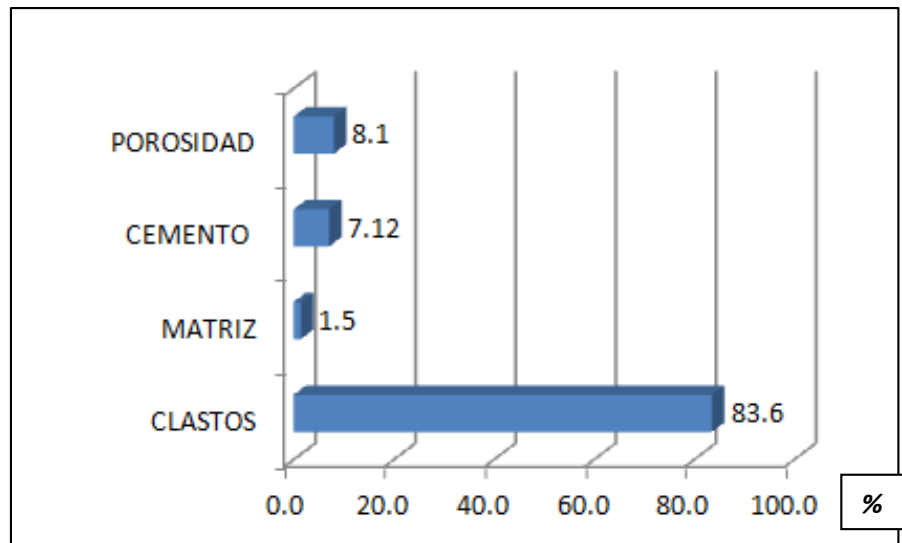


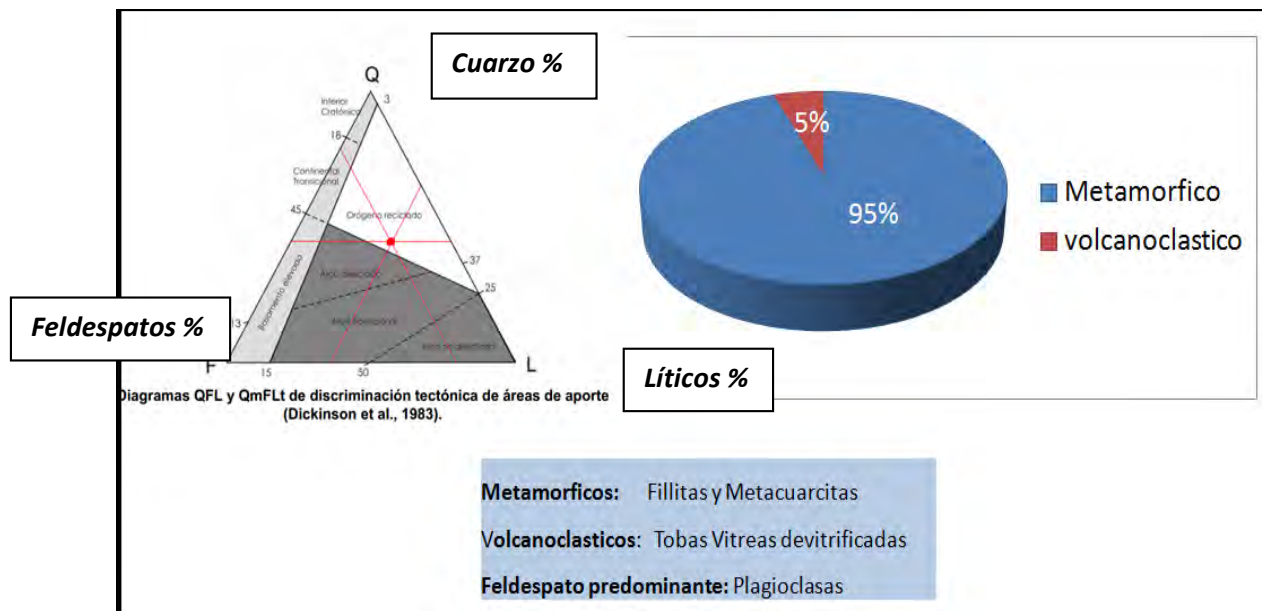
Fig. 12: Sección delgada en Nícoles paralelos –Arenisca grano grueso.



La tendencia de cada elemento en los pozos es similar, por lo que estadísticamente se considera un promedio que representara la composición de roca.



Los valores de composición de grano se plotean en el diagrama de Dickinson, que asocia la composición de las areniscas con el proceso tectónico durante la sedimentación.



Determinación de la procedencia y ambiente tectónico de areniscas de grano grueso a partir de la composición QFL de las areniscas. Tomado de Dickinson (1985)

1) Orógenos reciclados

En el modelo del Diagrama de Dickinson comprenden diversos entornos tectónicos en los cuales rocas sedimentarias y/o metamórficas han sido fuertemente plegadas, falladas y levantadas constituyéndose como área fuente. Tenemos básicamente tres tipos de entornos tectónicos donde se producen estos fenómenos.

3.1) Complejos de subducción

Se forma un prisma de acreción formado por materiales plegados y metamorfizados. La erosión del mismo produce sedimentos que se depositan en la fosa y en la cuenca de antearco.

Los materiales que existen en la fosa son:

- Rocas de tipo ofiolítico (básicas y ultrabásicas)
- Materiales detríticos plegados y metamorfizados
- Materiales correspondientes a facies profundas, fundamentalmente material silíceo orgánico (diatomeas, radiolarios, espículas de esponjas) y también carbonáticos.

Las roca resultantes van a ser Litoarenitas.

2) **Arcos magmáticos**

Se produce una gran cantidad de aporte de material volcánico tanto epiclástico (transporte por agua) como piroclástico (transporte por el aire). Estos materiales se acumulan en una serie de cuencas que son: las cuencas de antearco, trasarco, intraarco y la zona de la fosa. Se pueden distinguir los siguientes subambientes.

2.1) Archipiélagos intraplaca

Por ejemplo en las Aleutianas. El % en Q = 0, y los Fragmentos de Roca Volcánica son muy abundantes. Los F son escasos en general. Se forman por tanto Litoarenitas volcánicas.

2.2) Arcos islas oceánico

Por ejemplo en Japón. Se forma una cuenca marginal. Las areniscas tienen Q (Cuarzo), F (Feldespato), y FRV (Fragmentos de Roca Volcánica)

2.3) Arcos de margen continental

Por ejemplo en Los Andes. Existe una gran influencia de materiales de todo tipo, no solamente volcánicos sino también plutónicos, metamórficos y sedimentarios. Las areniscas tienen por tanto Q (Cuarzo), Líticos volcánicos y plutónicos abundantes.

Tabla #2: Muestra tabla de contenido base para las areniscas de grano fino por pozo (Promedio), así como sus componentes

Areniscas Grano fino								
	CLASTOS	MATRIZ	CEMENTO	POROSIDAD	CUARZO	FELDESPATOS	LITICOS	LITICO PREDOMINANTE
	%	%	%	%	%	%	%	
776	94,5	1	1,5	3	35	25	40	Volcanoclastico
12244	86	2	5	7	41	18	41	Metamorficos y volcanoclasticos
12236	89	2.5	3.5	5	40	29	31	Volcanoclastico
12237	87	1	5	7	49	10	41	Volcanoclastico y metamórficos
12222	88	1.5	7.5	3	58	10	32	Metamórficos
12227	88	2	7	3	40	20	40	Volcanoclasticos
12229	89	1	7.5	2.5	38	20	42	Metamórficos.
12226	86	1.5	8.5	4	40	24	36	Metamórficos y volcanoclasticos
12231	91	1.5	5.5	2	38	22	40	Metamórficos
	88.0	1.6	6.19	4.1	42.1	19.8	38.1	Volcánicos y Metamórficos
NUCLEO								
12277	84	1	4	10	14	15	68	Metamórfico y Volcanoclasticos

Tabla #3: Muestra tabla de contenido base para las areniscas de grano grueso por pozo (Promedio)

Areniscas Grano Grueso								
	CLASTOS	MATRIZ	CEMENTO	POROSIDAD	CUARZO	FELDESPATOS	LITICOS	LITICO PREDOMINANTE
	%	%	%	%	%	%	%	
776	79	0.8	11.2	9	50	20	30	Metamórfico
12208	81	1	10	8	48	19	33	Metamórfico
12244	87	1	4	8	39	20	41	Metamórfico
12236	88	2	2	8	35	25	40	Metamórfico
12222	85	1.5	7	8	40	23	37	Metamórficos
12227	81.5	2.5	8.5	7.5	42	21	37	Metamórficos y Volcanoclasticos
	83.6	1.5	7.12	8.1	42.3	21.3	36.3	Metamórficos
NUCLEO								
12277	79	1	6	15	25	27	48	Metamórfica

Teniendo en cuenta los resultados para las ambas areniscas de grano fino y medio, se concluye que el proceso tectónico que se dio cuando los sedimentos de la Fm. Mesa se depositaban es de Complejo de subducción que estaría dentro de los procesos llamados Orogeno reciclado, para el límite Maestrishtiano-Paleoceno.

Orogéno reciclado	Complejos de subducción o cinturones de pliegues y cabalgaduras	Areniscas cuarzolíticas (ricas en Cuarzo y Líticos) con bajas concentraciones de Feldespatos y relaciones variables de Cuarzo/Lítico
-------------------	---	--

Para la Fm Ancha se hicieron análisis también de una corona, pero por ser reciente no podrá ser publicado en esta tesis. En relación a los resultados obtenidos en esta formación, si planteamos el análisis de granos en el diagrama de Dickinson, siguiendo la misma metodología mostrada para la Fm Mesa, estos darán como resultado un proceso tectónico de Arco Magmático. Esto nos llevaría a interpretar que aun durante el Cretácico superior (Maestrishtiano), durante la depositación de las Formaciones Ancha y Petacas habría la presencia de un Arco magmático, dando como producto la discordancia Petacas – Mesa. Posteriormente empezaría pulsos fuertes del complejo de subducción entre la placa oceánica y la placa Continental dando como producto la depositación de las Formaciones Mesa y Balcones. En las areniscas de grano fino uno de los líticos predominantes son los líticos de origen volcánico, lo cual nos llevaría a inferir en un posible origen, en el límite Amotapes-Cuenca Lancones existe una

secuencia de rocas con intercalaciones volcánicas (Grupo Copa Sombrero).
Dentro de Geología Histórica se tocará más minuciosamente este punto.



Determinación de la procedencia de los granos líticos de la Formación Mesa

3.2 DIAGENESIS

Aprovechando la recuperación de un Núcleo Convencional del pozo 12277, se analizó con imágenes de un microscopio electrónico, los detalles de los componentes de una arenisca de la Formación Mesa.

- No hay diferencia diagenética entre muestras de arenisca grano fino y grano grueso en núcleos.
- En la figura se puede observar cloritas e Illitas bordeando minerales de cuarzo, estas han sido depositadas durante la depositación de sedimentos antes del crecimiento del cuarzo y probablemente antes de que la caolinita llene los poros.

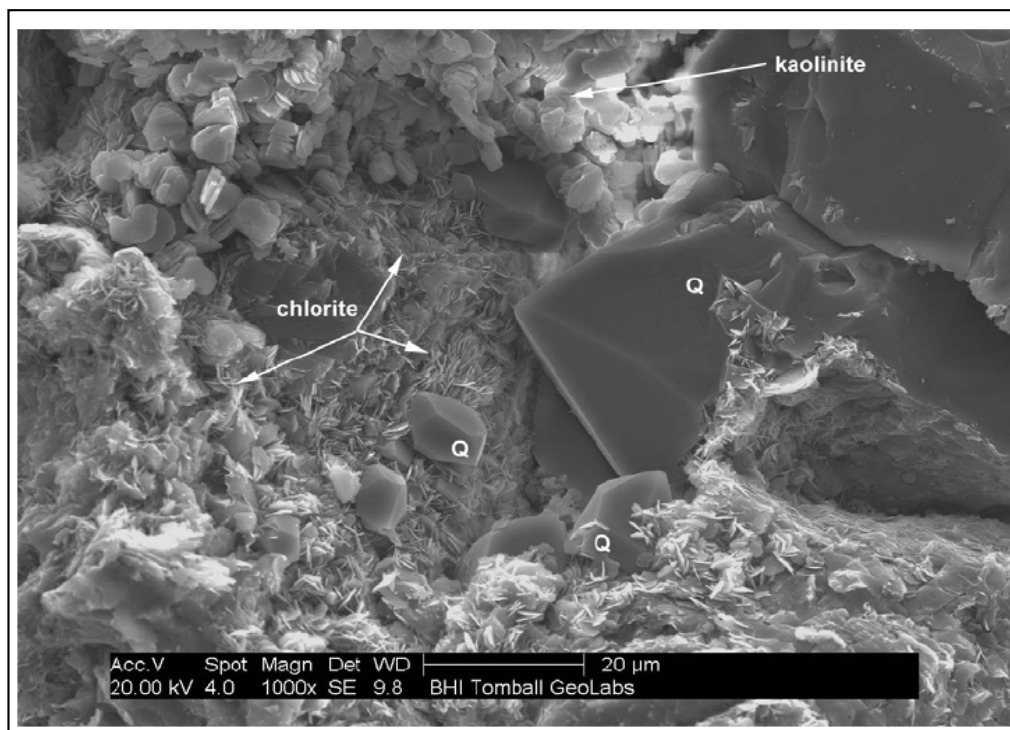


Fig. 13 Granos de cuarzo cubiertos por clorita, con relleno de poros por caolinita y sobre crecimiento de cuarzo sintaxial (Cuando por presión de la columna estratigráfica el cuarzo sufre disolución y re cristalización, sobre creciendo el grano en función al eje principal de crecimiento relleno espacios que existía entre estos granos.)

Secuencia diagenética:

- 1) Compactación inicial.
- 2) Arcillas primarias.
- 3) Cuarzo syntaxial.
- 4) Disolución(Arcillas secundarias).
- 5) Precipitación de caolinita.
- 6) Cemento de calcita

3.3 ESTRATIGRAFIA Y SEDIMENTOLOGIA

Para poder tener una correlación estratigráfica con los pozos perforados, primero se hizo un análisis sedimentológico de un núcleo convencional en el pozo 12277. De acuerdo a las características eléctricas y a los detritos de perforación, el comportamiento de la Formación Mesa es típico de sedimentos depositados en mar Profundo. Los sedimentos de Mar profundo a su vez se dividen en dos tipos de acuerdo al tipo de mecanismo de soporte en el transporte de sedimentos: Tipo Newtoniano (Newtoniana) y Tipo Plástico.

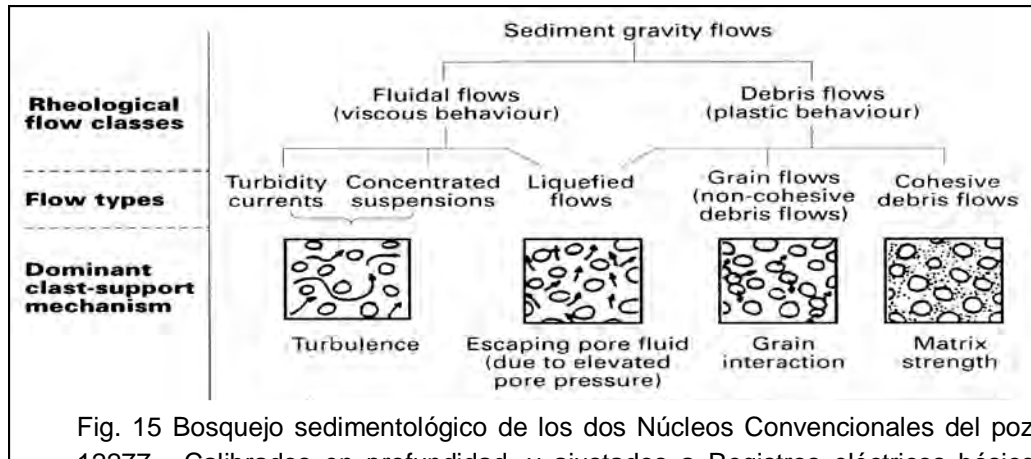


Fig. 15 Bosquejo sedimentológico de los dos Núcleos Convencionales del pozo 12277. Calibrados en profundidad, y ajustados a Registros eléctricos básicos (Gamma Ray y Resistividad).

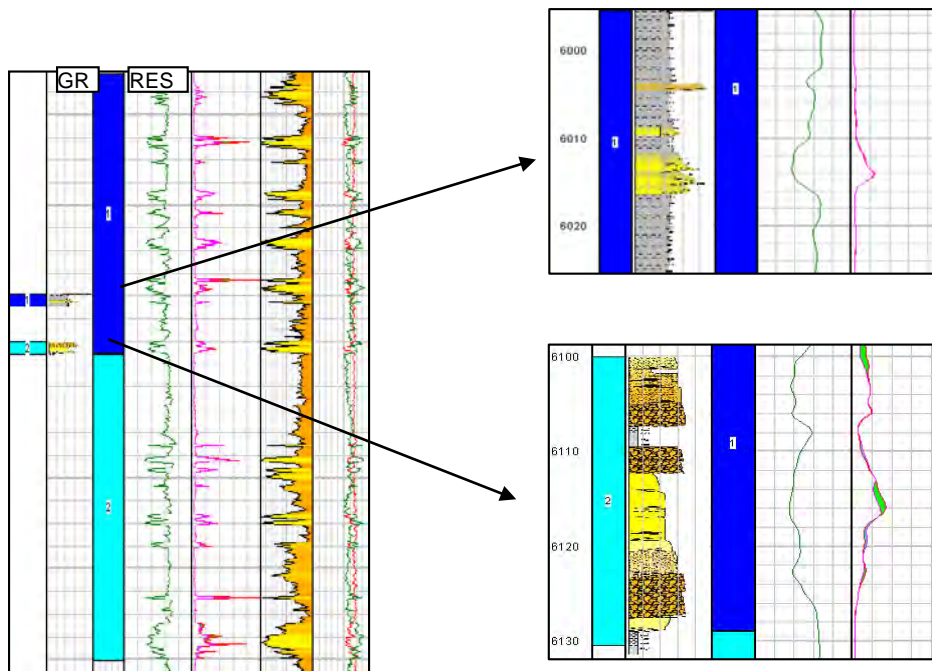
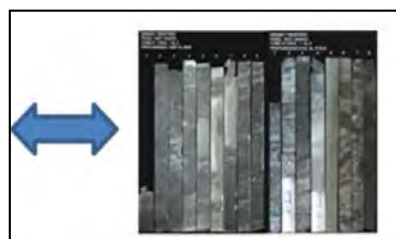
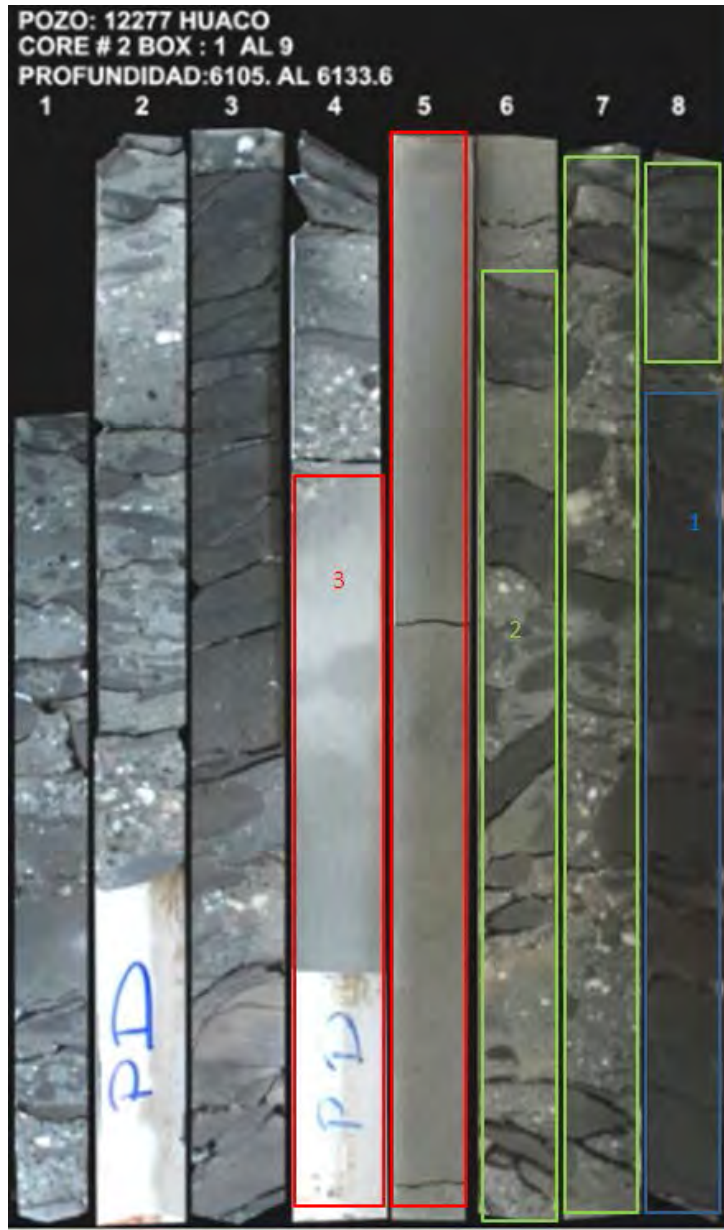


Imagen de Núcleo convencional Pozo 12277



3.3.1 Análisis de núcleo convencional – POZO 12277



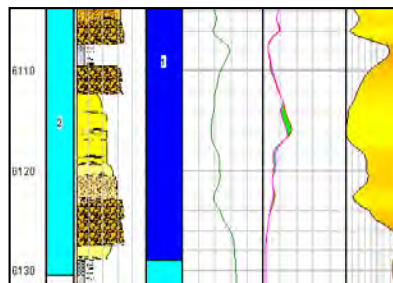
En el Primer Núcleo: Se pueden distinguir asociación de tres facies diferentes, pertenecientes todas a sedimentos de mar profundo tipo Debris Flow.

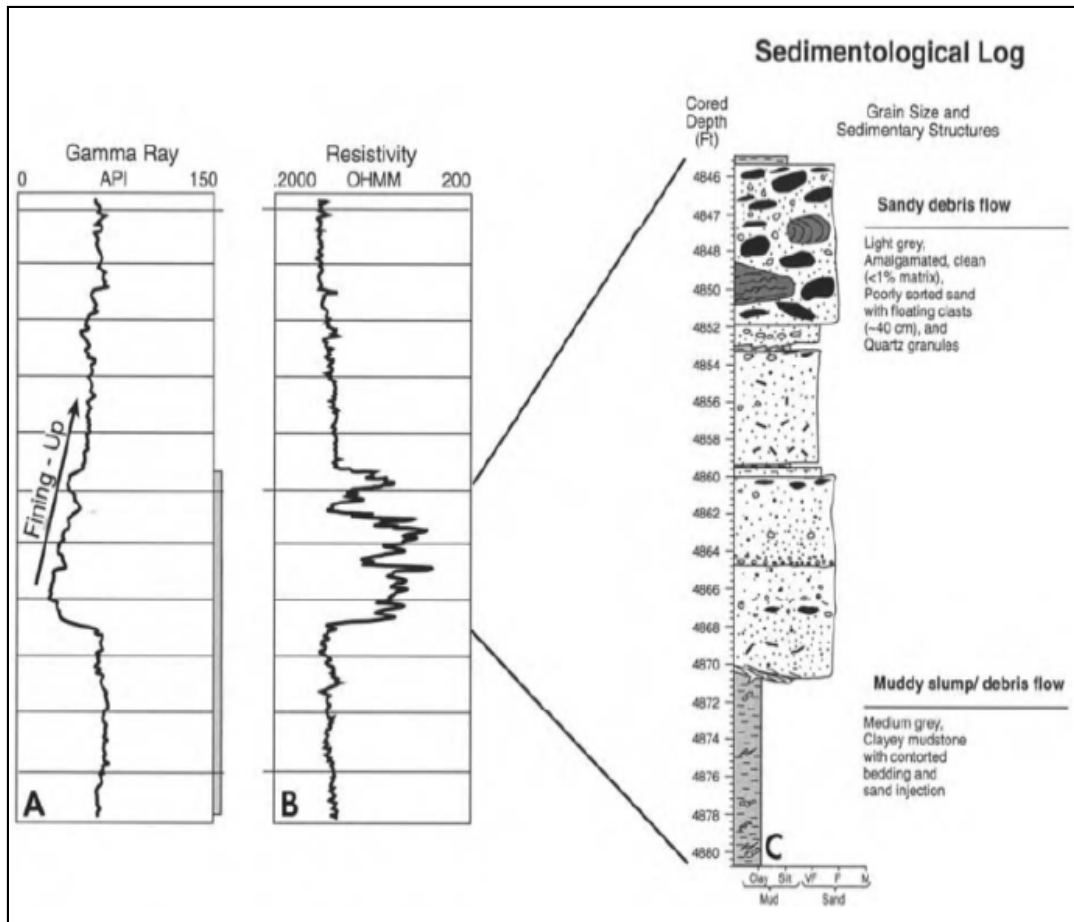
1. Flujo de sedimentos de Debris Flow plástico y Slump (**Plastic Debris Flow, Porosidad: 2 – 4%**)

2. Flujo de Sedimentos de Debris Flow cohesivo de matriz arenosa (**Sandy Debris Flow, Porosidad: 4% -7%**)

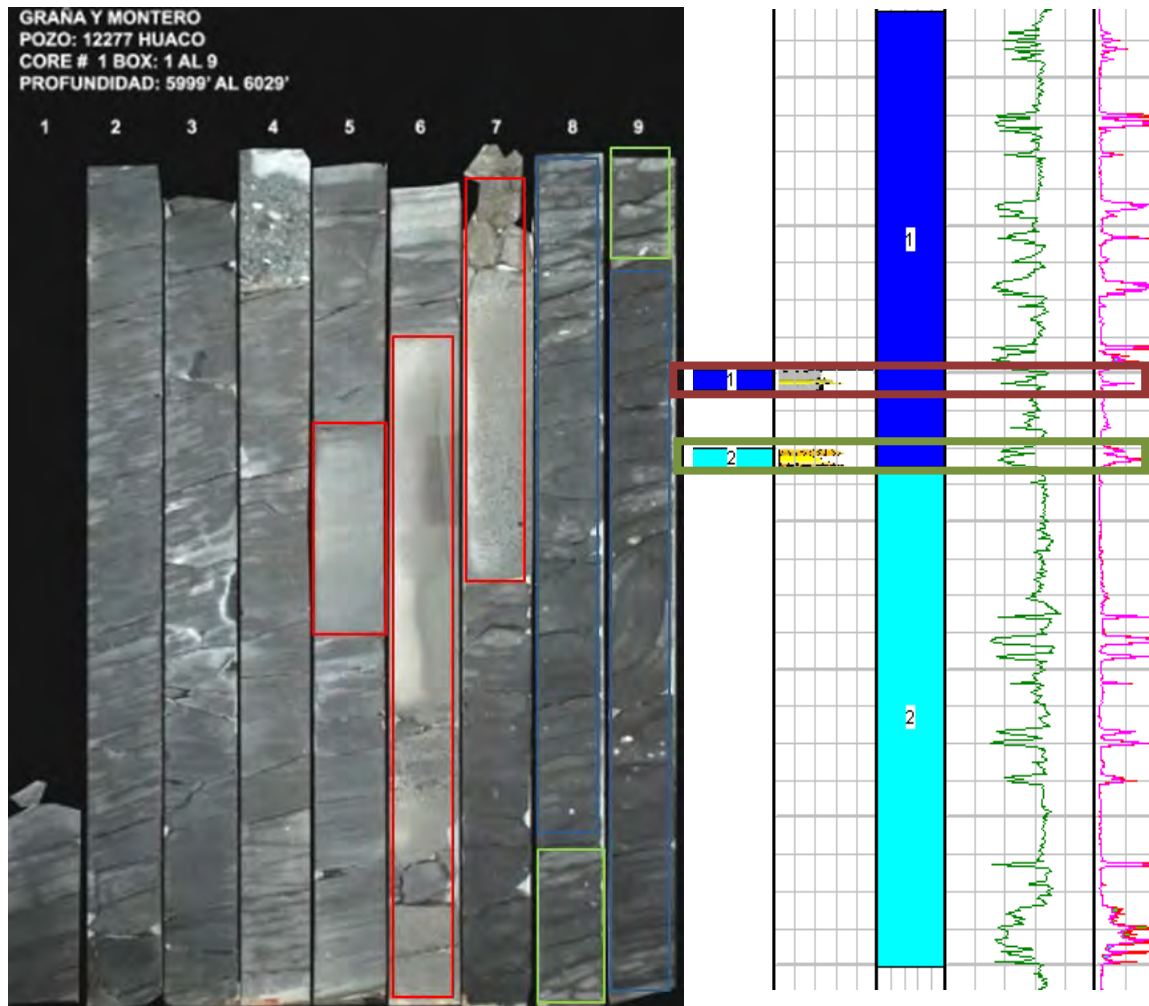
3. Grain Flow (**Reservorio Porosidad: 12 – 13%**)

Bosquejo sedimentológico Núcleo Convencional del pozo 12277. Calibrado en profundidad, y ajustados a Registros eléctricos básicos (Gamma Ray y Resistividad).





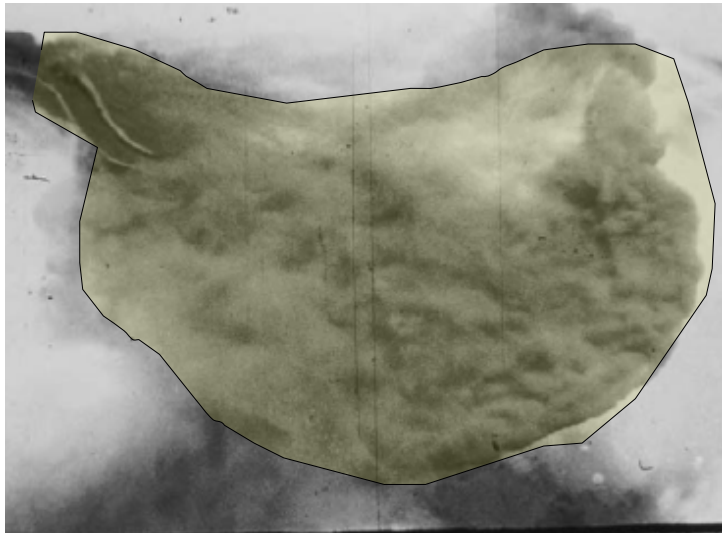
En el siguiente grafico se puede observar que en un núcleo convencional de 40' de espesor se pudieron encontrar dos tipos de procesos Sedimentarios de mar Profundo asociados: Debris Flow, Gravity Flow y Slump. Lo que hace posible la explicación de lo encontrado en los núcleos convencionales del pozo 12277 – Lote I. Estos procesos Geológicos son esporádicos y suceden en tiempo geológico (millones de años) están representados en intervalos de espesor pequeños. Para el siguiente Núcleo Convencional, se reconocen la misma asociación de facies, antes descrita:



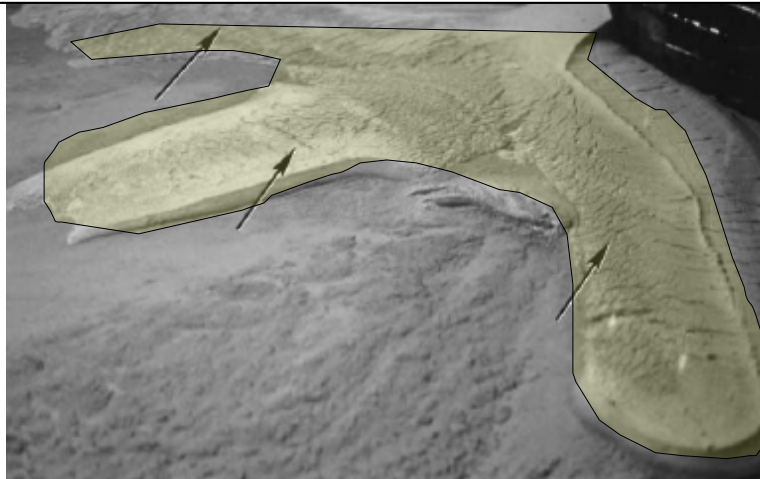
Bosquejo sedimentológico de los dos Núcleos Convencionales del pozo 12277. Calibrados en profundidad, y ajustados a Registros eléctricos básicos (Gamma Ray y Resistividad).

Experimentalmente y estudiando procesos del presente, se puede observar la diferencia de extensión y distribución entre un proceso sedimentario de flujo turbidítico de un flujo de debris flow. La extensión en forma de abanico es dado por un flujo newtoniano, es decir turbidítico. Una extensión más errática siguiendo un patrón de sedimentación en forma de “lengua” viene dado por un flujo de Debris Flow

**GEOMETRIA DE DISTRIBUCION DE UN PROCESO
SEDIMENTARIO DE FLUJO TURBIDITICO**



**GEOMETRIA DE DISTRIBUCION DE UN PROCESO
SEDIMENTARIO DE DEBRIS FLOW**



La siguiente imagen explica la variación en profundidad los procesos de formación de depositación de sedimentos de mar profundo:

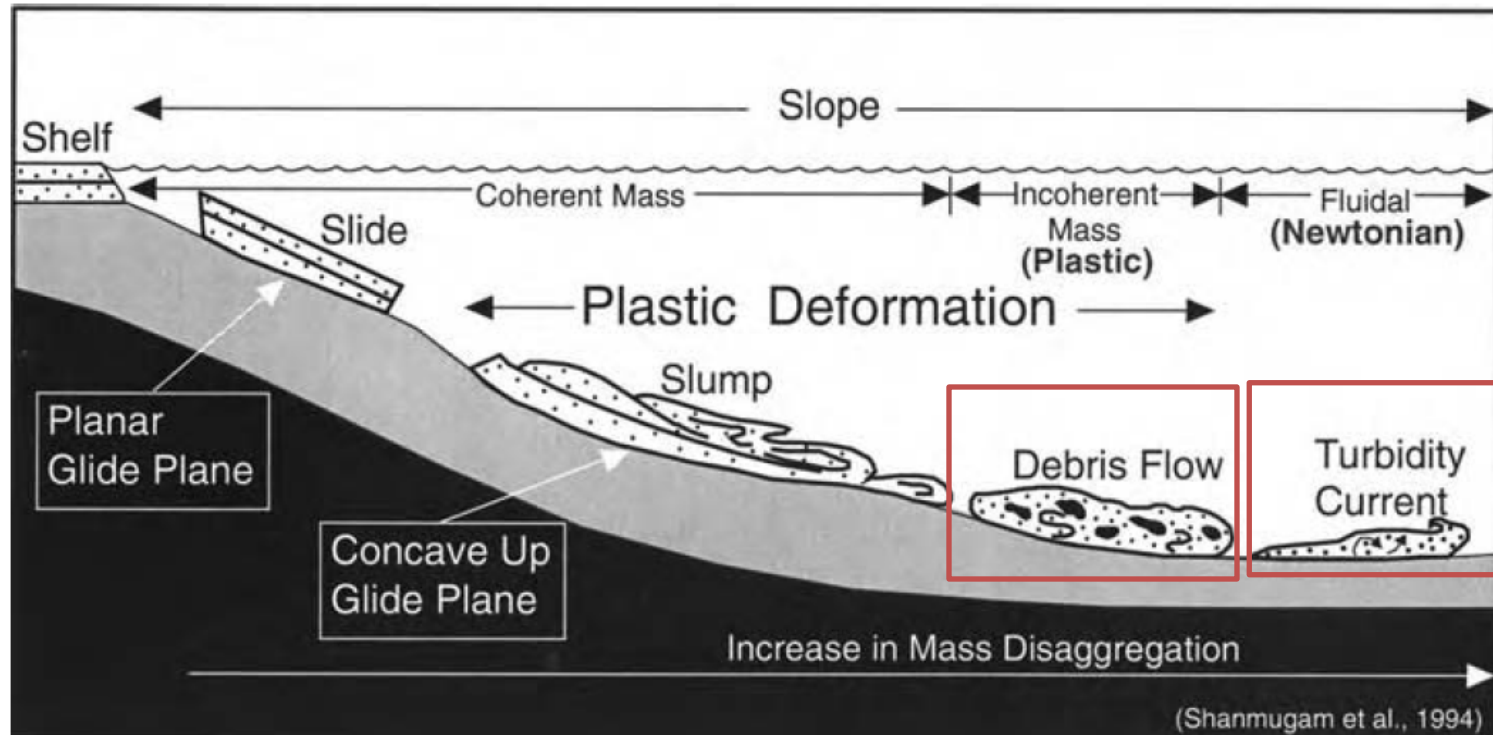



Fig. 15 Sección Transversal de procesos sedimentarios de Mar profundo.

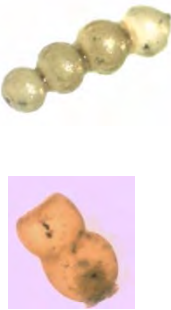

3.3.2. Micropalantología

Los pozos observados han tenido similitud en microfósiles en la Formación Mesa, En las Formaciones Balcones, Mesa y Petacas, encontramos en mayor abundancia los siguientes foraminíferos bentónicos: **Spiroplectamina spectabilis**, **Caudamina ovulum**, **Bathysiphon sp**, **Karrieriella bradyi**, **Bulbobaculites problematicus**. En el siguiente gráfico se muestra una comparación de fotos reales de especies en distintos pozos del Lote I y fotos de catálogo:

Tabla #4: Imágenes de microfósiles representativos del Lote I en Fm. Mesa.

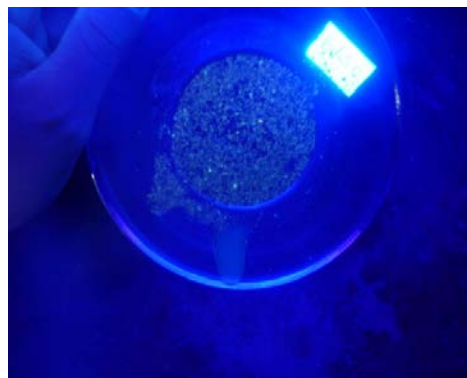
FOTOS POZOS LOTE I	FOTOS CATALOGO	DESCRIPCION
		<p>Spiroplectamina spectabilis</p> <p>Batimetría y Paleoecología: Batial - abisal, incluyendo sub CCD.</p> <p>Rango estratigráfico: Cretácico (Maastrichtiano) - Eoceno (Priabonian). En muchas localidades, Spiroplectamina spectabilis muestra un distintivo máxima abundancia inmediatamente después del límite K / T.</p>

		<p>Caudammina ovulum (Grzybowski)</p> <p>Batimetría y Paleoecología: Batial y abisal. Común en asociaciones de tipo flysch.</p> <p>Rango estratigráfico: Cretáceo al Paleoceno; dado como Hauteriviano al Paleoceno por Geroch y Nowak (1984).</p>
	<p>NO ESPECIFICO EN CATALOGO</p>	<p>Bathysiphon</p> <p>Batial y Abisal sobrevive por la alimentación de filtro, tienen un patrón de dispersión que aparece para alinearse con los ejes de subducción-zanja.</p>
 		<p>Karreriella bradyi</p> <p>Batimetría y Paleoecología: Batial a abisal superior CCD. Por lo general ocurre en aguas profundas. Cuenta con cemento.</p> <p>Rango estratigráfico Paleoceno (Selandiense?) - Reciente.</p>

		<p>Bulbobaculites problematicus</p> <p>Batimetría y Paleoecología: Batial a abisal. Común en asociaciones de tipo flysch (Kuhnt,2001).</p> <p>Rango estratigráfico: Cretácico (Cenomaniano - Coniaciano) (Geroch y Nowak 1984). En las cuencas marginales de Zumaya, Gubbio y el Penibética el rango estratigráfico de Bulbobaculites problematicus (Neagu) se extiende en el Santoniano</p>
---	---	--

3.3.3 Descripción de cuttings.

Actualmente GMP tiene 32 pozos perforados, con los registros litológicos y eléctricos, se puede realizar el análisis de cuttings:



En la foto A se puede observar un grano de cuarzo hialino, subangular de tamaño 1.5 mm. Los granos que conforman la roca reservorio de la Formación Mesa tienen una gran variación de tamaño, normalmente acompañados con un alto contenido calcáreo (10-30%), que en muchas ocasiones se encuentra como calcita coincidente en las fracturas observadas en los granos. La fluorescencia normalmente es amarilla ligeramente verdosa brillante variando en rangos de 40 a 80%



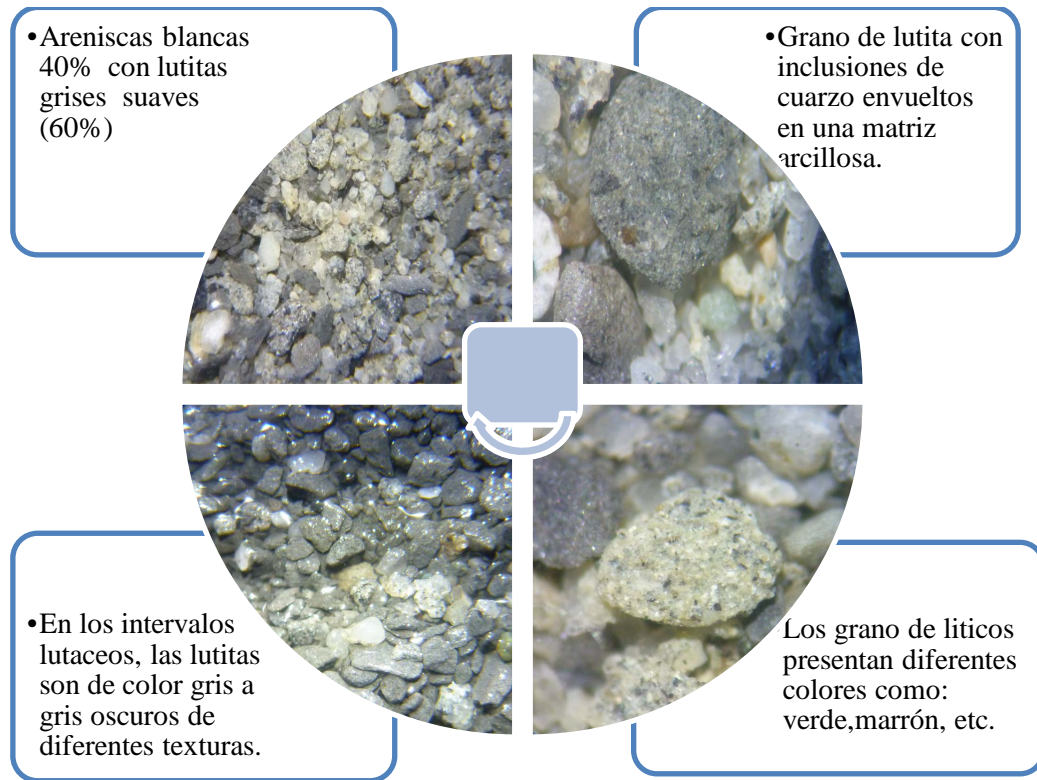
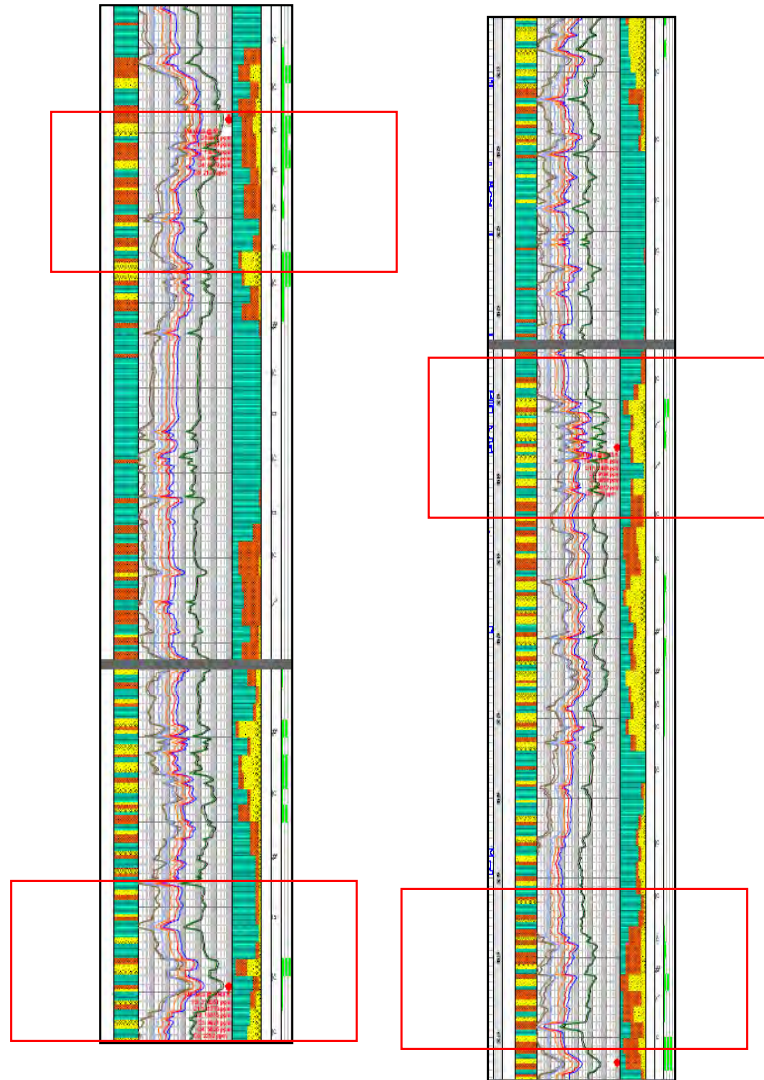


Fig.16: Bosquejo de imágenes de recortes de perforación de la Fm. Mesa en el Lote I.

3.3.4 Registro litológico con cromatografía de gases



En el Registro Litológico se puede observar desarrollo de arenas con una gran variación de formas (angulares, subangulares, etc.), tiene selección regular a mala llegando a tamaño de clastos (DebrisFlow contiene clastos erráticos de diferentes tamaños hasta conglomerados), así también se puede observar la presencia de gas en cuatro niveles a diferentes profundidades marcados en cuadro rojo, mostrando el grado de compartimentalización de la Formación Mesa.

3.3.5 Correlación Estratigráfica

Correlaciones Estratigráficas de pozos en direcciones E-W y N-S, teniendo en cuenta que la Formación Mesa será dividida en tres miembros: Mesa Superior, Mesa Intermedio y Mesa Inferior. El Datum es el tope del Miembro Mesa Intermedio, marcador en los todos los pozos del Lote I – Es un intervalo lutaceo de aproximadamente 200', correspondiente a una superficie de máxima inundación. Se enfocara a correlacionar el miembro Superior e Inferior por tener mayores desarrollos arenosos.

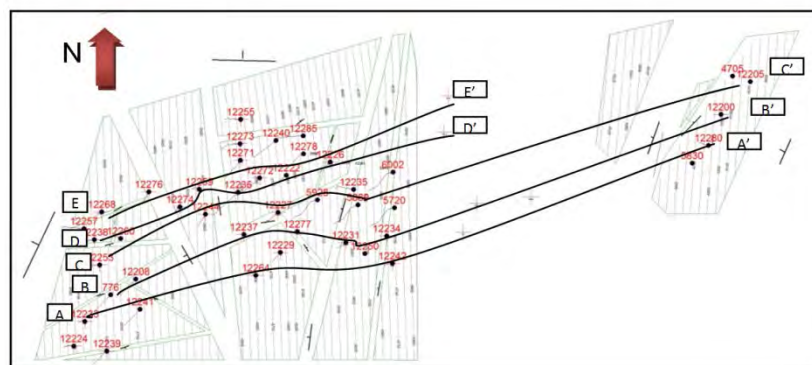
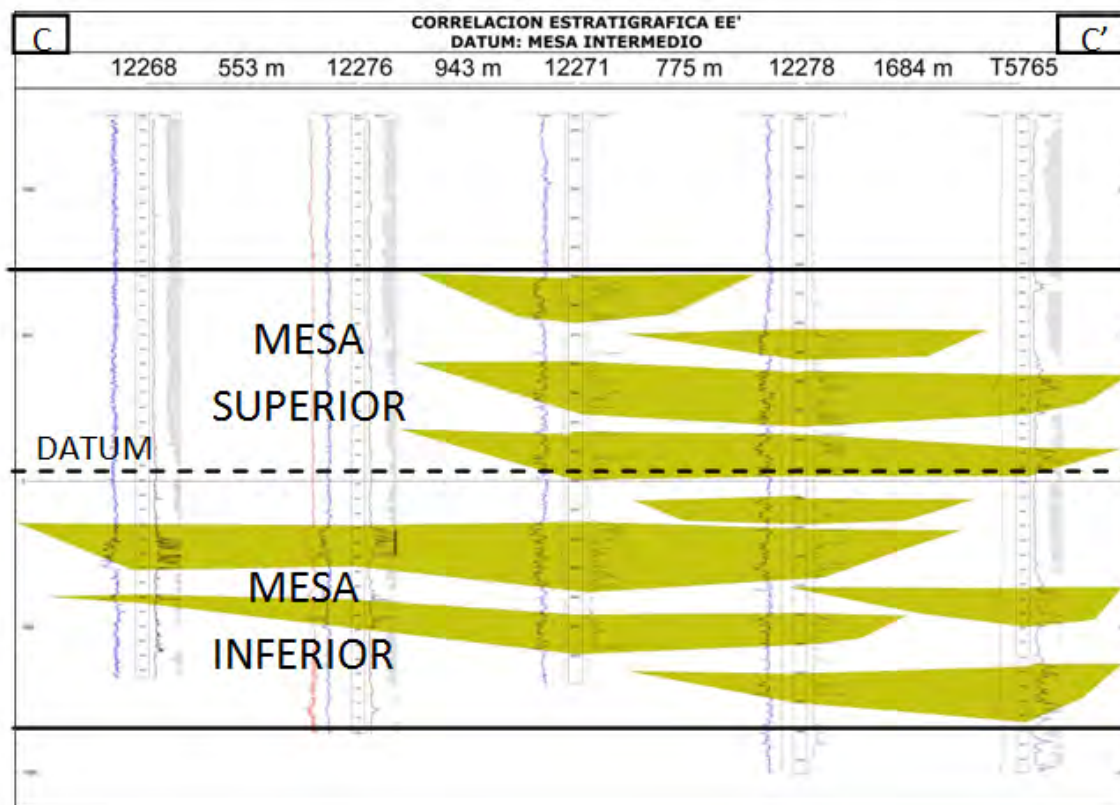


Fig. 17.3 Mapa Índice con la dirección de las Secciones Estratigráficas W-E.

En estas correlaciones (E-W y N-S) se observa que los desarrollos arenosos del miembro Mesa Superior son de menor alcance, desapareciendo hacia el Oeste, así también como lo muestran las figuras no todos los intervalos arenosos están conectados de pozo a pozo, lo cual hace difícil de correlacionar propiedades petrofísicas y geomécanica por cuerpos arenosos, clave en la completación de pozos. Esto explicaría porque algunos intervalos arenosos en pozos tienen mayor energía de reservorio (Cuerpos arenosos aislados)

Con todos los pozos de Oeste a Este (Sentido de aporte de la Formación Mesa), se muestra los tres miembros de la formación Mesa. Se puede notar un fuerte cambio estratigráfico de las arenas del miembro Superior de la Formación Mesa, hacia el yacimiento de Negritos, adelgazándose los desarrollos arenosos, hasta que desaparecen totalmente. El mejor desarrollo de arenas del Miembro Superior se presenta en el yacimiento Huaco, reflejado en la producción en dicho yacimiento. El miembro inferior es más constante y de mayor extensión en el Lote I, adelgazando hacia el Sur y aumentando potencia hacia el Norte.

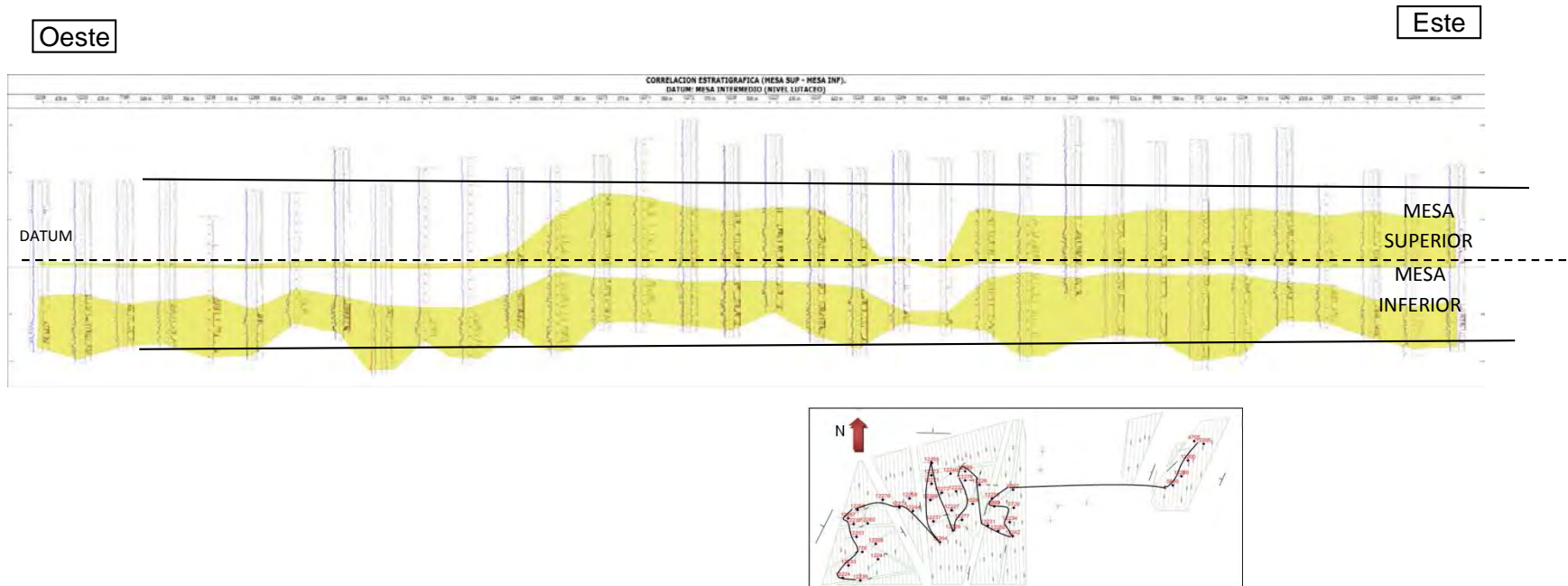


Fig. 19 Sección Estratigráfica con todos los pozos del Lote I.

- Si tenemos en cuenta la dimensión de facies observadas en los núcleos convencionales del pozo 12277, notaremos que una correlación estratigráfica más detallada, mostrara el comportamiento de estas facies, demostrando la relación que 50' de espesor tiene una extensión de aproximadamente 2 km propuesta por Campbell y Shannon en 1965.

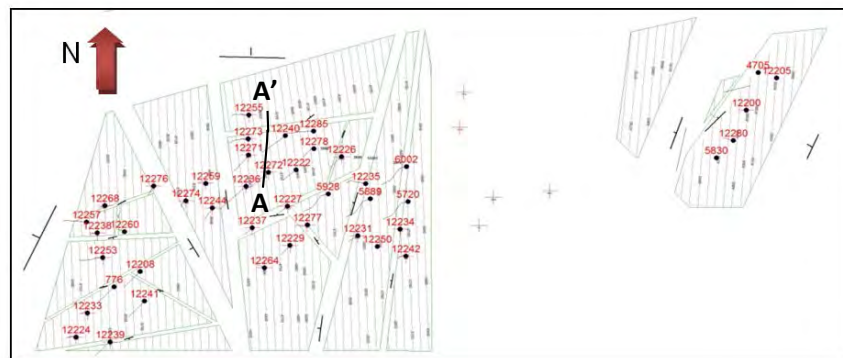
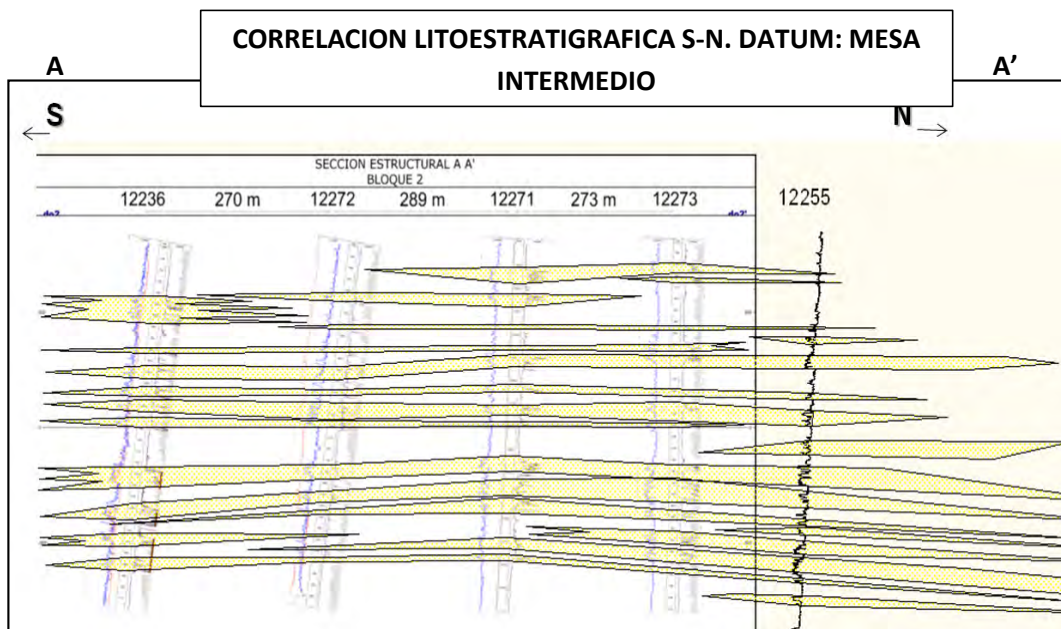
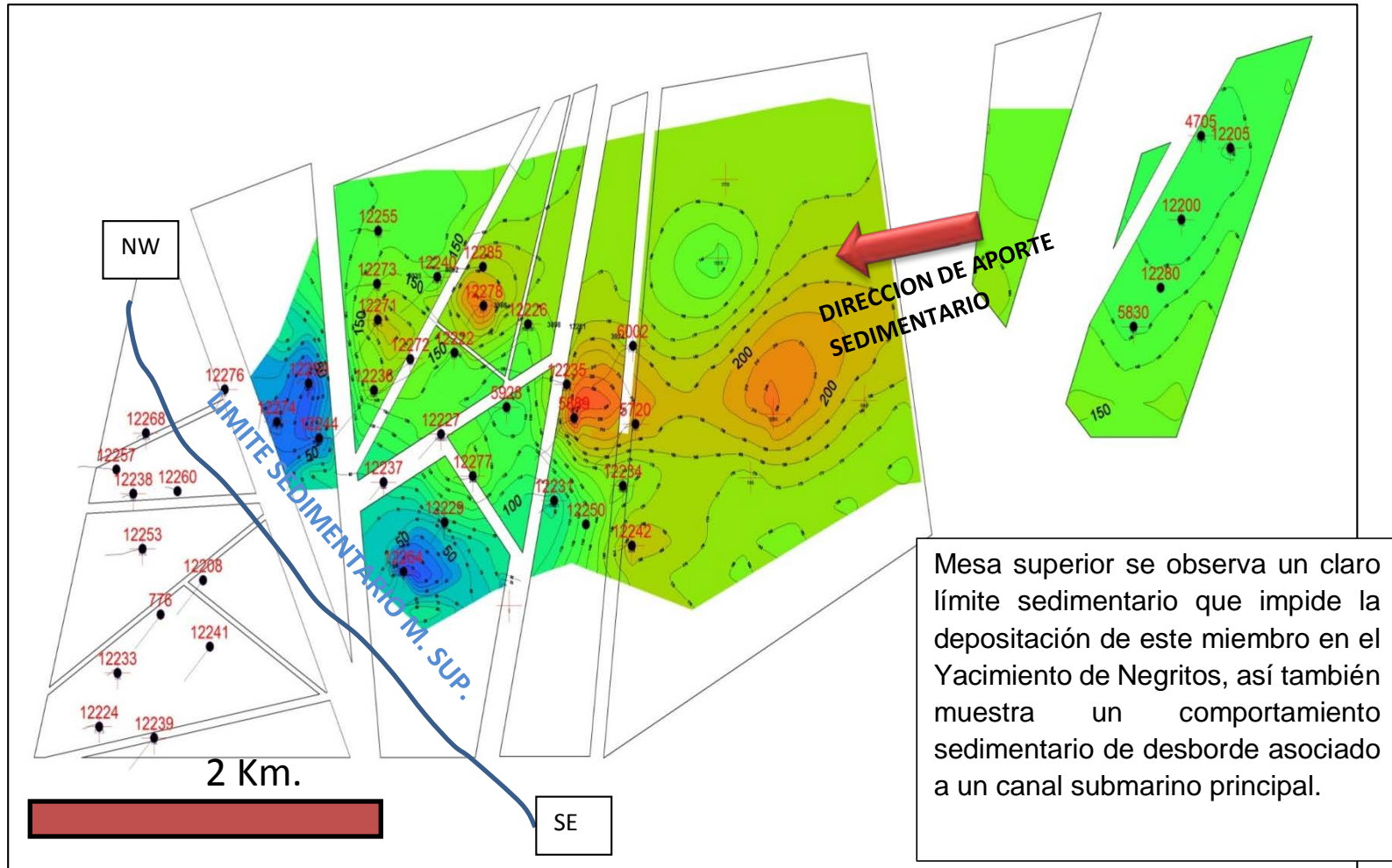


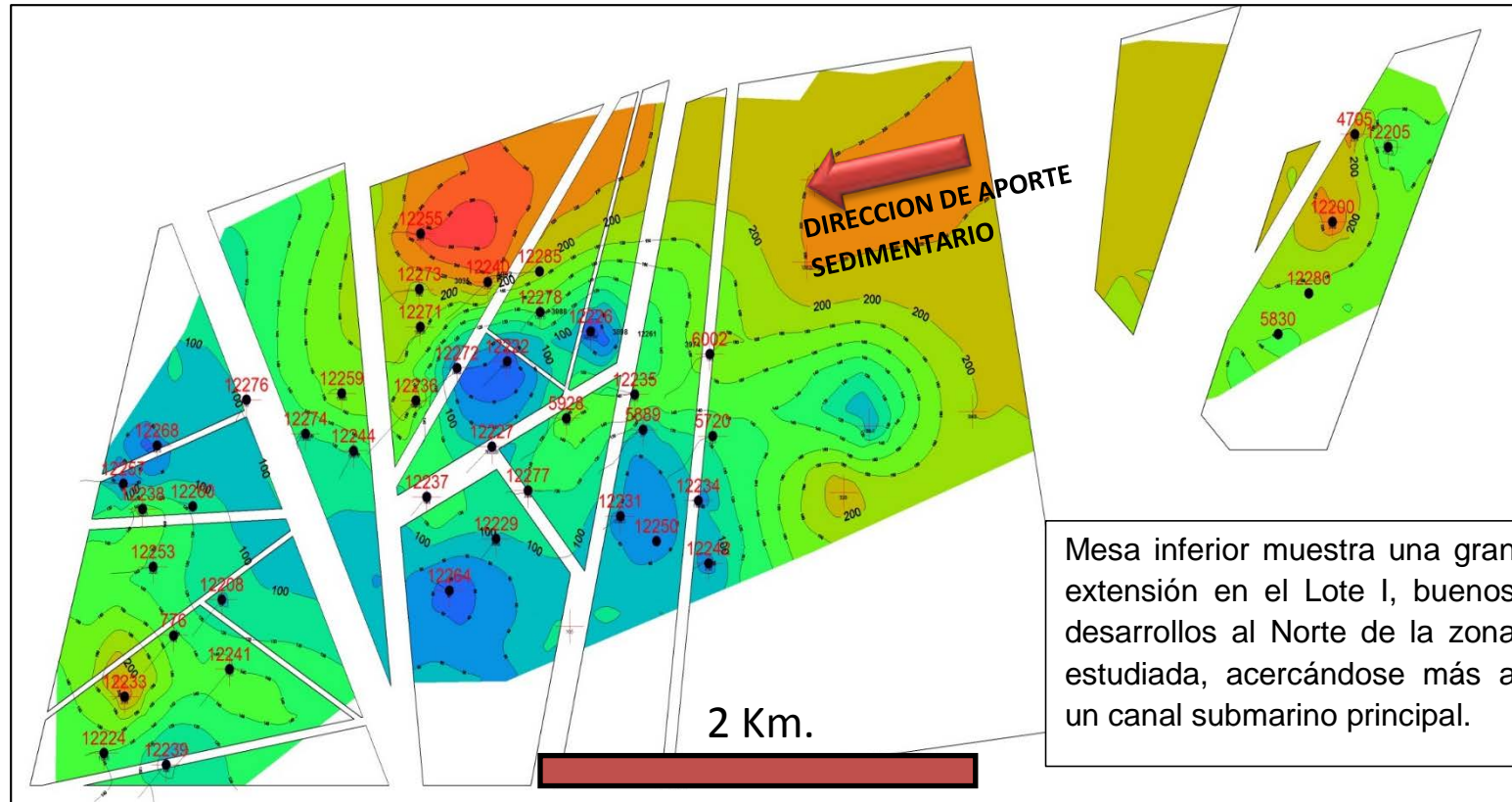
Fig. 20: Sección Estratigráfica a más detalle.

En base a las correlaciones estratigráficas mostradas, podemos dividir a la Formación Mesa en tres miembros, Superior, Intermedio e inferior. Usando las curvas de GR de los pozos calculamos valores de Arena neta, para posteriormente hacer mapas isopacos, saber la tendencia de arena de los dos miembros con desarrollos arenosos, y de igual forma para toda la Formación:

Mapa Isopaco Arena Neta del Miembro Mesa Superior



Mapa Isopaco Arena Neta del Miembro Mesa Inferior

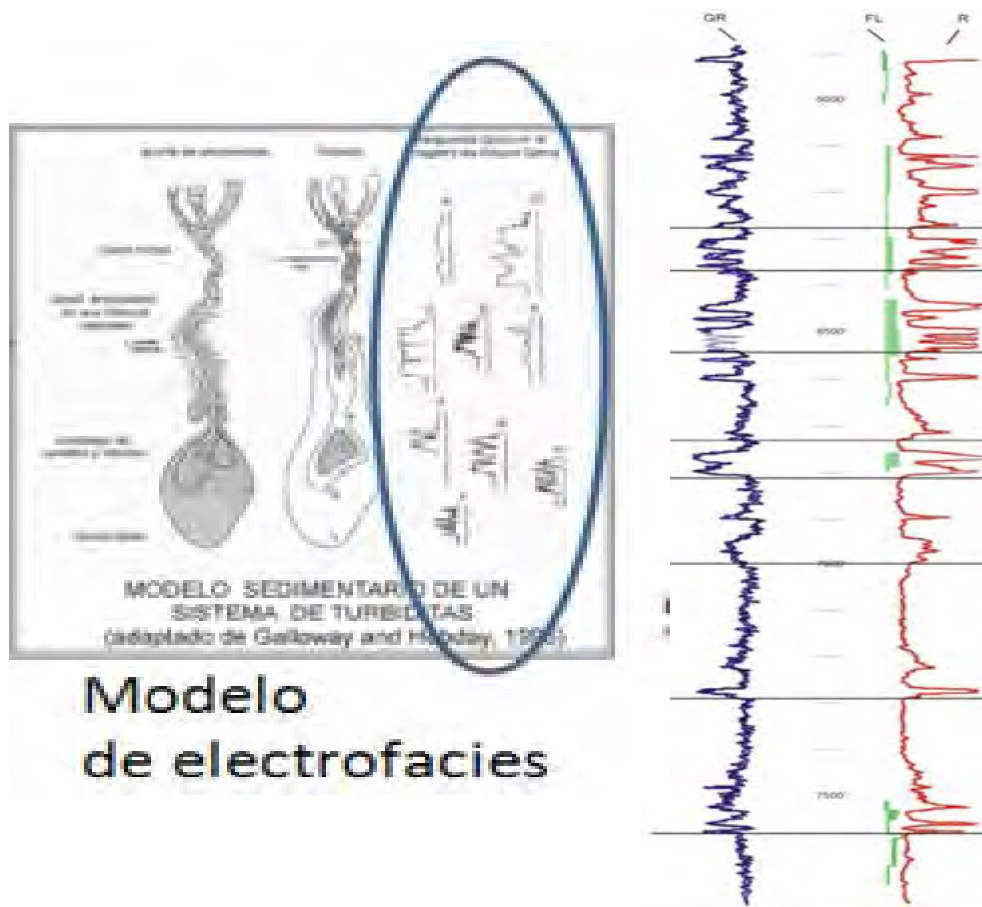


3.3.6 Mapa de electrosecuencias

En base a los Núcleos Convencionales, y lo observado en los cuttings, desde el punto sedimentario, la formación Mesa en el Yacimiento de Huaco puede ser subdividida por lo menos en siete secuencias sedimentarias como se ilustra en el siguiente gráfico del pozo 5720, asociado a Petrofísica.

Las secuencias de mar profundo examinadas en los pozos consisten típicamente de una serie inferior de base abrupta con depósitos de grano grueso, arenosos a micro – conglomerádicos, que gradan hacia arriba a sedimentos finos, limosos y arcillosos (*grano-decreciente*).

Por encima de la secuencia 6 sigue una zona de transición a la formación Balcones de naturaleza lutácea y con intercalaciones delgadas de areniscas con lutitas muy distales que indican una subsidencia y transgresión importante de la cuenca.



Modelo de electrofacies

Fig. 21: Modelo de electrofacies.

Debido a la fuerte variación estratigráfica se considera un Pozo modelo a seguir: 5720, identificando 7 secuencias. Cada secuencia en cada pozo tendrá una facies distinta, identificando para cada secuencia el predominio concretamente de: **Gravity Flow** (Facies más arenosas) y **Plastic Debris Flow** (Facies de intercalaciones de areniscas y lutitas), descritas anteriormente en Sedimentología de núcleos convencionales. Considerando la relación de extensión/ espesor = 2Km/50' se realiza un **Mapa de Electrofacies** para cada Secuencia determinada

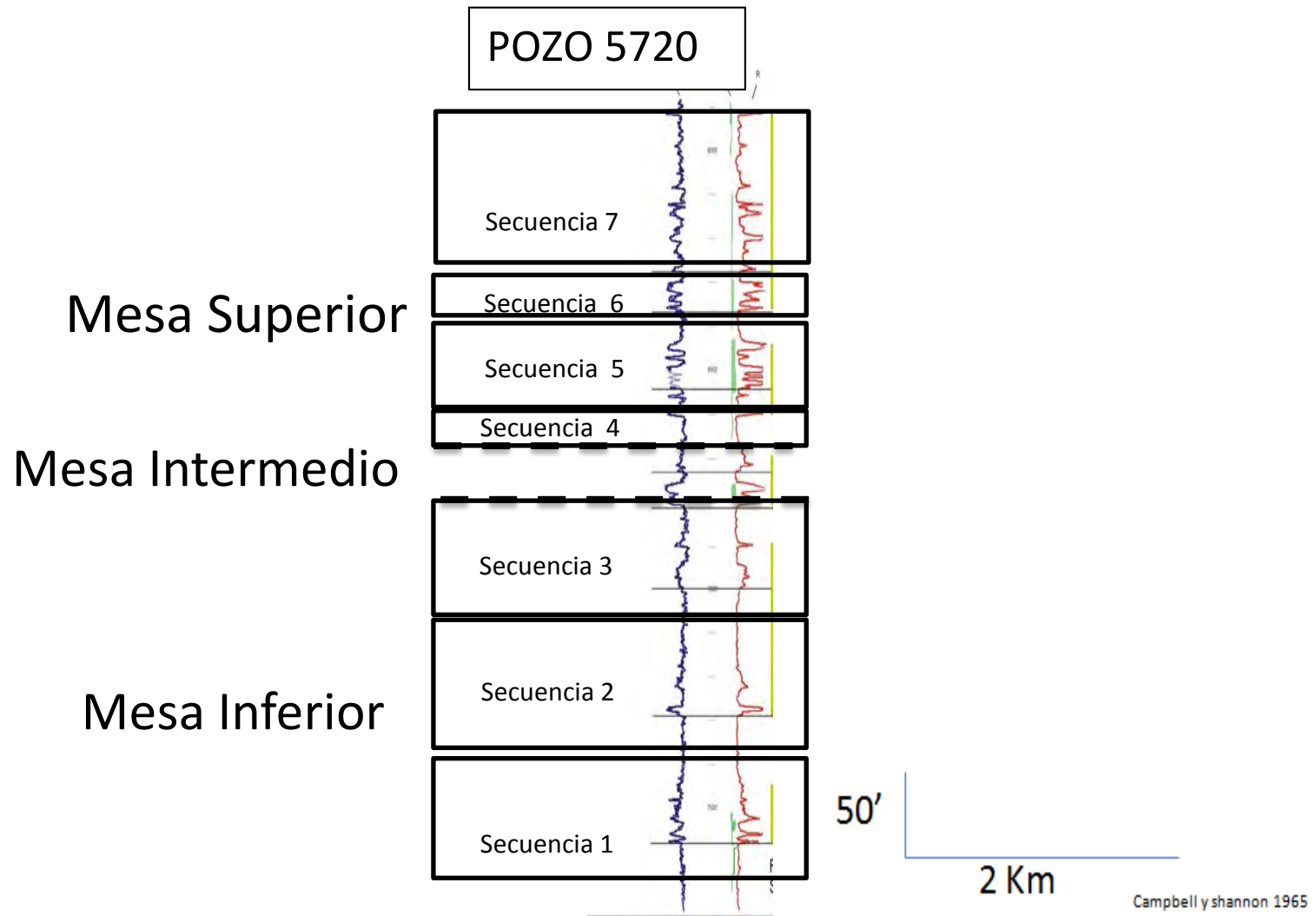
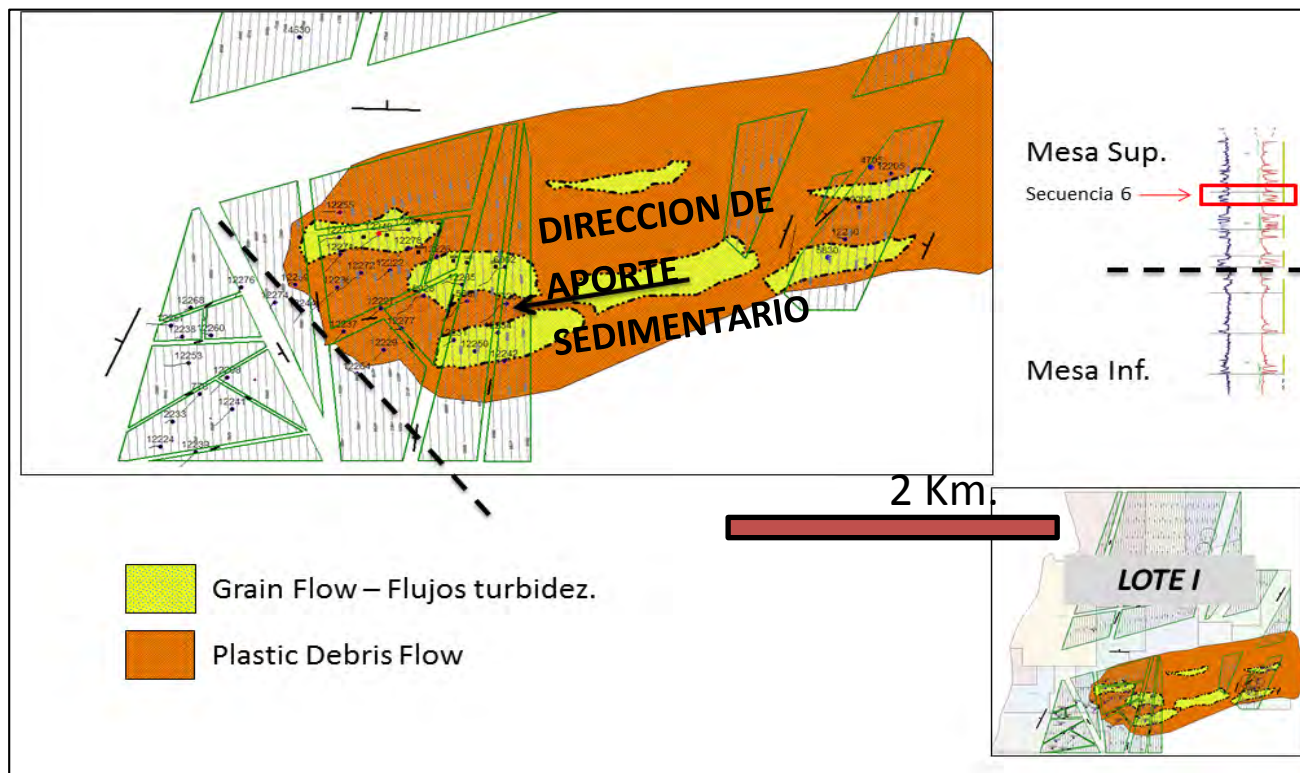


Fig 22 Mapa de Electrofacies

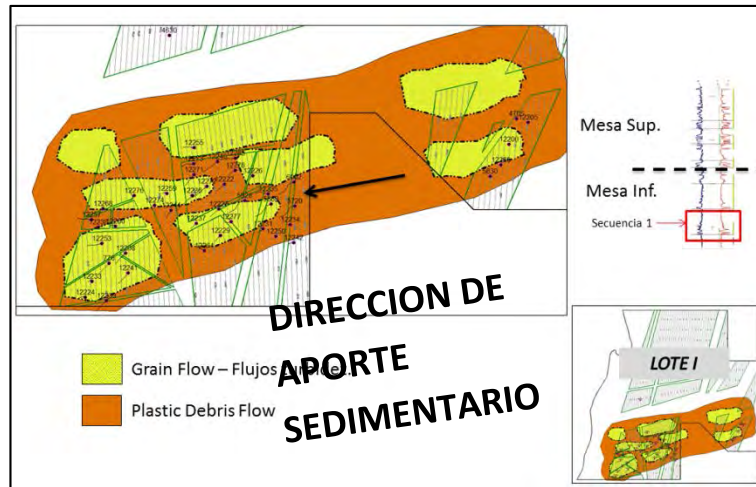
Secuencia 6 Analizando las curvas de las electro facies, se infiere facies arenosas y de flancos de canal; tiene un espesor total que llega hasta los 280'. Facies que conforman un cuerpo arenoso. Gravity Flow orientado de Este a Oeste, encontrándose las mejores tendencias de desarrollo hacia el Norte de la zona estudiada. Hacia la parte SW del sub ambiente determinado se encuentran las mejores tendencias petrofísicas.

MAPA DE ELECTROFACIES – ELECTROSECUENCIA 6

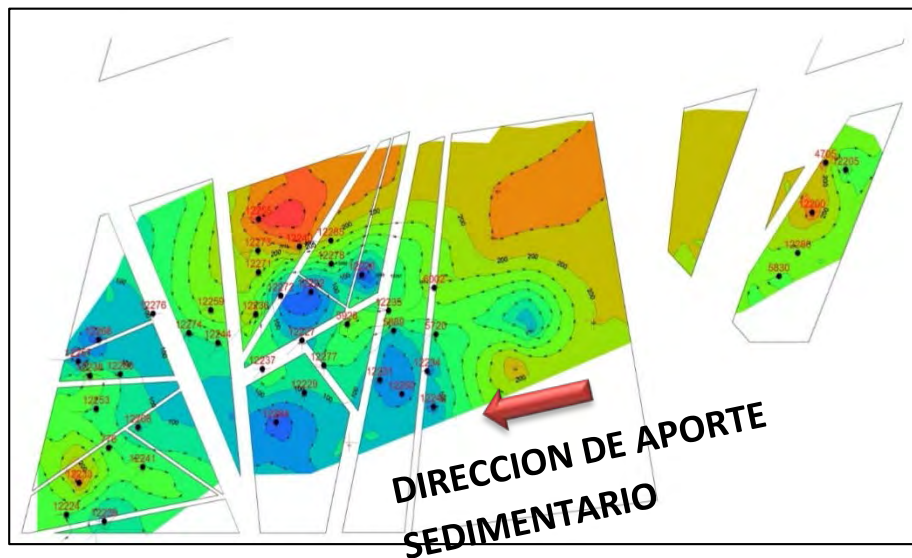


Con los Mapas de electrosecuencias se evidencia la migración del canal principal de aportes hacia el Norte, que es corroborado con los últimos pozos perforados en esa zona, obteniendo los mejores desarrollos arenosos para la formación Mesa. Usando las curvas de GR de los pozos calculamos valores de Arena neta, para posteriormente realizar mapas isopacos, para cada miembro y poder comparar con los mapas de electrosecuencias.

MAPA DE ELECTROSECUENCIA – APOORTE SEDIMENTARIO de E a W.



MAPA DE ARENA NETA – APOORTE SEDIMENTARIO de E a W



3.4 GEOLOGIA DE CAMPO

En el sector Suroeste de la península de Paita, a lo largo de la faja litoral, afloran formaciones del Cretáceo superior (Maestrichtiano superior – Campaniano), Paleoceno, Eoceno y Pleistoceno que yacen en discordancia sobre un basamento de rocas metamórficas del Paleozoico. Se encuentran preservadas en depresiones estructurales o artesas de tipo “semi-graben”.



MAPA VIAL
AREA DE ESTUDIO

Esta localidad geológicamente es muy importante por mostrar una columna estratigráfica bastante completa en la que se presenta la transición del Cretáceo

superior al Terciario inferior, localidad única en toda la costa pacífica del Continente Sudamericano.

MAPA GEOLOGICO DE LA PLAYA LA TORTUGA

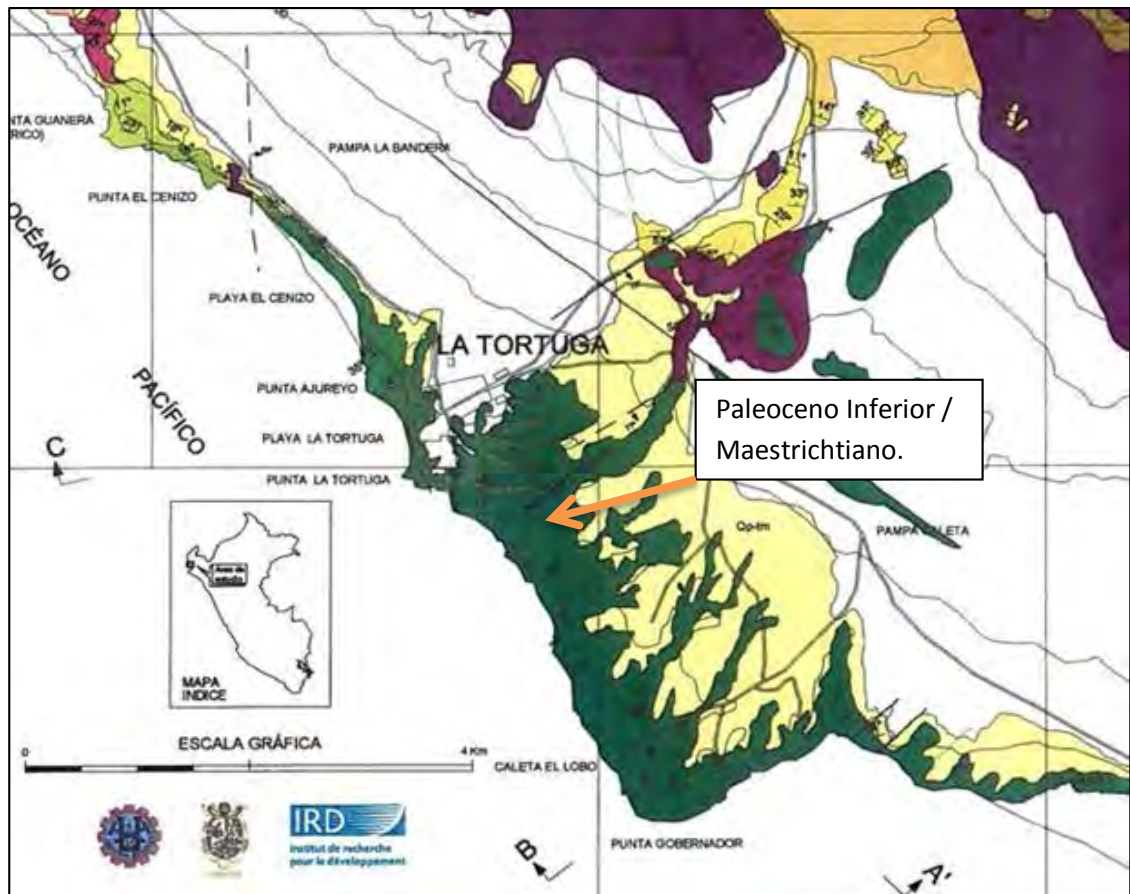


Fig 23 Mapa geológico de la playa tortuga

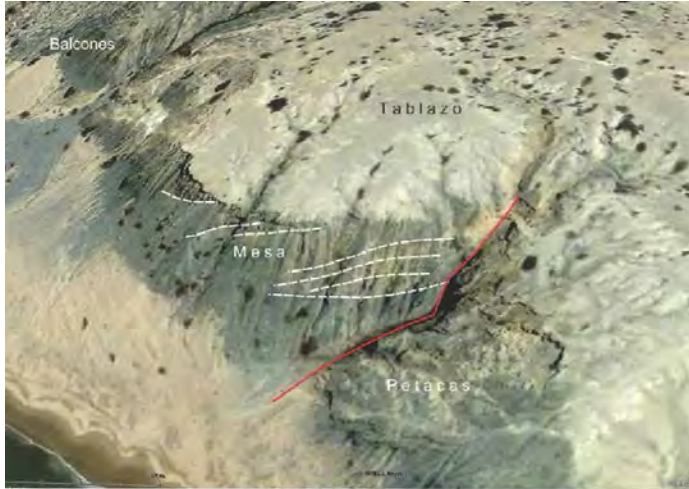
Formaciones del Paleoceno Inferior/Maeshtrichtiano medio pueden ser reconocidas en la Playa Perico. Estas Formaciones son equivalentes a la Formación Mesa y Petacas. Mapa tomado de publicaciones del IRD.

Para familiarizarnos con las estructuras sedimentarias y variación de facies en un sistema turbidítico, primero antes de visitar la playa el Perico, visitamos la playa Lobitos para ver los afloramientos de la Formación Helico, que son turbiditas de gran extensión y que muestra afloramientos interesantes. Dentro del desarrollo de la visita de campo a Lobitos a afloramientos de la Formación Helico, lo más resaltante fue el afloramiento de un lobulo turbidítico, de base conglomeradica, matriz areniscosa, gradando hacia areniscas masivas en su parte Superior. Se puede observar que la base conglomeradica de este lobulo esta erosionando una secuencia inferior, y que lo mismo ocurre en la secuencia superior. En el margen izquierdo de la foto se puede observar con una foto con una lupa de 10 aumentos como es la variación de grano de las areniscas masivas inferiores, notando que hay granos de diferentes tamaños con una selección regular. Este afloramiento de lobulo turbidítico tiene una potencia de 10 metros y una extensión de más de 150 metros.



Fig. 24: Imagen de lóbulo Turbidítico de la Fm. Helico – Talara.

Quebrada

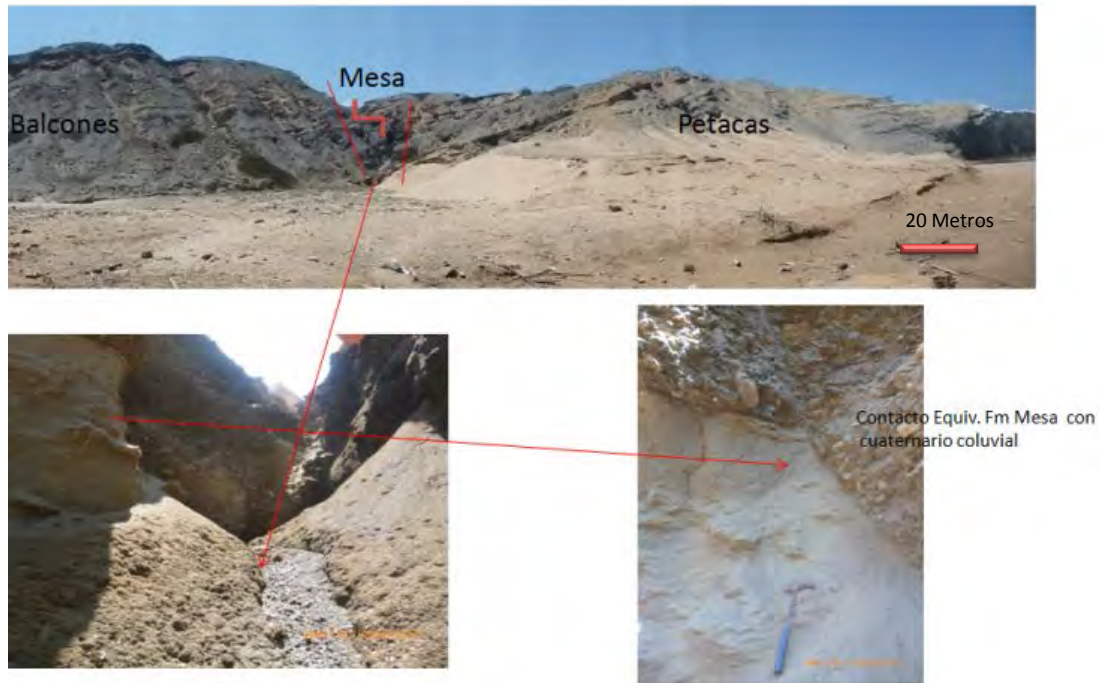


AFLORAMIENTOS DE LAS FORMACIONES
PETACAS, MESA Y BALCONES

En una fotografía Satelital, se puede observar el contacto de la quebrada, que no tiene nombre, pero se puede observar en la imagen Satelital, donde estan aflorando las formacion Cenizo y Balcones equivalentes al Mashtrichtiano y Paleoceno en el Lote I en la Cuenca Talara (Formacion Petacas Mesa y Balcones).

Fig.25: Imagen Satelital del área de estudio

La quebrada mencionada anteriormente estaba cubierta por un derrumbe de cuaternario coluvial, sin embargo se pudo observar una secuencia de areniscas verdosas y una secuencia de arenisca conglomeradica dura con clastos orientados.





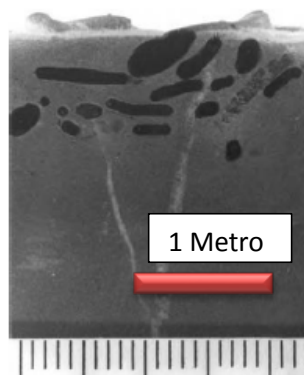
En la parte superior en contacto con el derrumbe coluvial se encuentran unas areniscas gris verdosas, que de acuerdo al modelo sedimentario de la Formación Mesa podrían ser un Grain Flow, muy parecido a los Grain Flow interpretado en núcleos convencionales.

Arenisca gris verdosa



En la parte inferior se pudo observar una arenisca conglomeradica con clastos oscuros dispersados, muy

parecido al Sandy Debris Flow encontrados en los núcleos convencionales.



3.5 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

En el subsuelo para la Formación Mesa se pueden distinguir dos Sistemas de Fallas:

Sistema de fallas Norte-Sur: Es el más importante por su desarrollo y su relación a los entrapamientos de hidrocarburos que constituyen los campos comerciales trabajados en el Lote I.

Falla “Milla 6”: Tectónicamente es un elemento muy activo, se observa que esta es una falla de crecimiento, ha estado reactivándose continuamente desde el Paleoceno (Mesa) hasta el Eoceno Superior (Grupo Talara), su rumbo principal es Norte – Sur y 40° de buzamiento hacia el Oeste, con 3 000 pies aproximadamente de salto vertical.

Esta falla regional actúa como sello para los reservorios Basal Salina, Mogollón y Pariñas. **Las Fallas “Bodega I”, “Bodega II”, “Bodega III”** son consideradas como fallas secundarias, de 800 a 1000 pies de salto vertical aproximadamente, se ubican al Este y Oeste del Lote respectivamente.

Sistema de fallas Este-Oeste:

La “Gran falla”: es una estructura de relevancia regional, al constituir parte del levantamiento La Brea - Negritos (al Sur del Lote), esta falla es muy activa desde el Paleoceno, actúa como sello para los reservorios de Basal Salina y Mogollón, hacia el sur la formación Pariñas entra en contacto con el plano de falla y desaparece completamente del subsuelo por el levantamiento y erosión del Alto de Negritos.

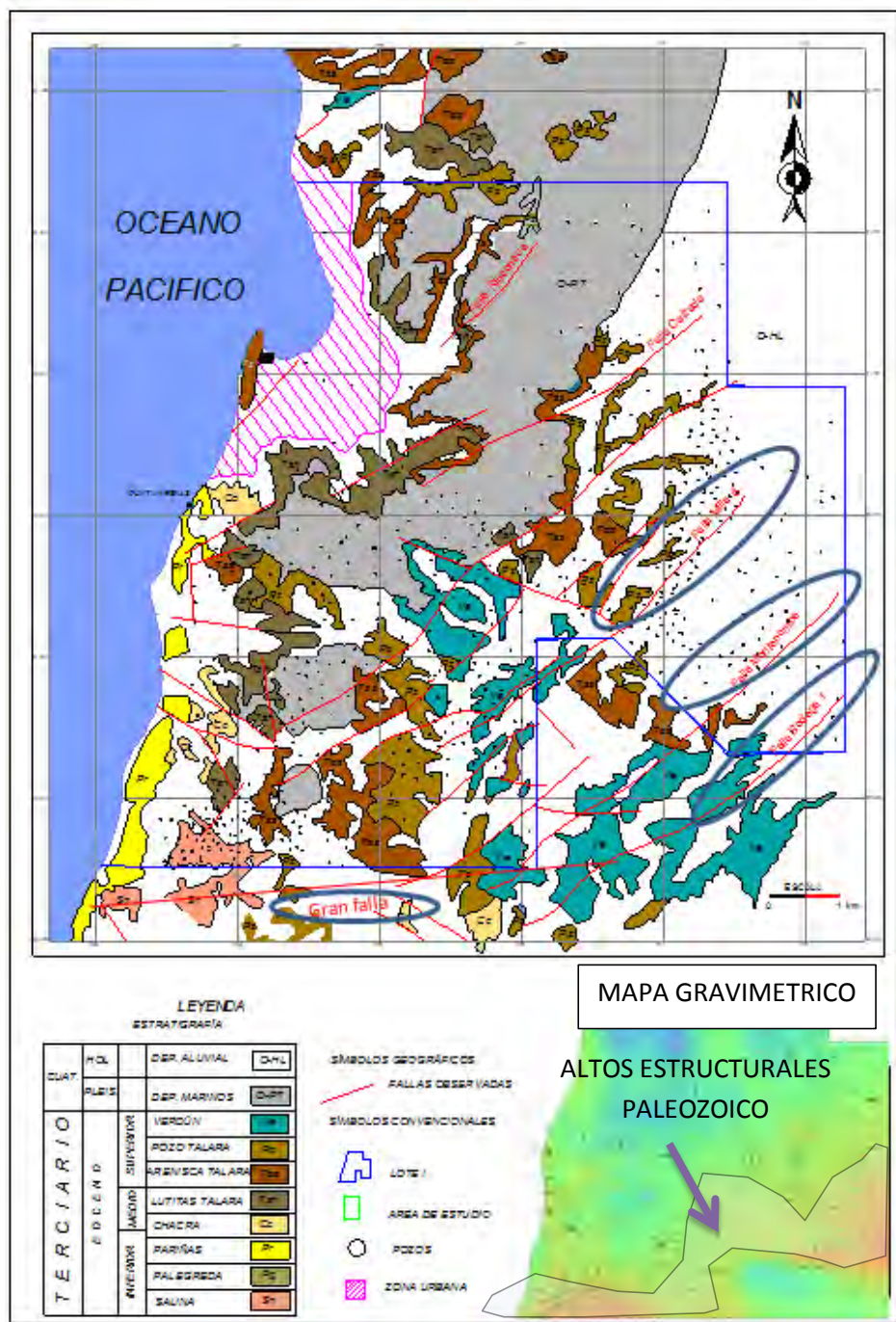


Fig. 26: Mapa geológico del Lote I, obsérvese el trazo de las fallas regionales en Superficie, así como un Mapa Gravimétrico que muestra los altos estructurales a profundidad del Paleozoico.

El Bloque que actualmente GMP está desarrollando está delimitado estructuralmente por dos Fallas importantes:

- **fallas Norte–Sur:**

- ✓ Falla “Milla 6”:

Rumbo principal : Norte – Sur y 40°

Buzamiento hacia el Oeste,

Salto vertical 3 000 pies.

- **falla Este-Oeste:**

- ✓ La “Gran falla”:

Rumbo : Este - Oeste

Buzamiento 45° hacia el Norte.

2 500 pies de salto vertical.

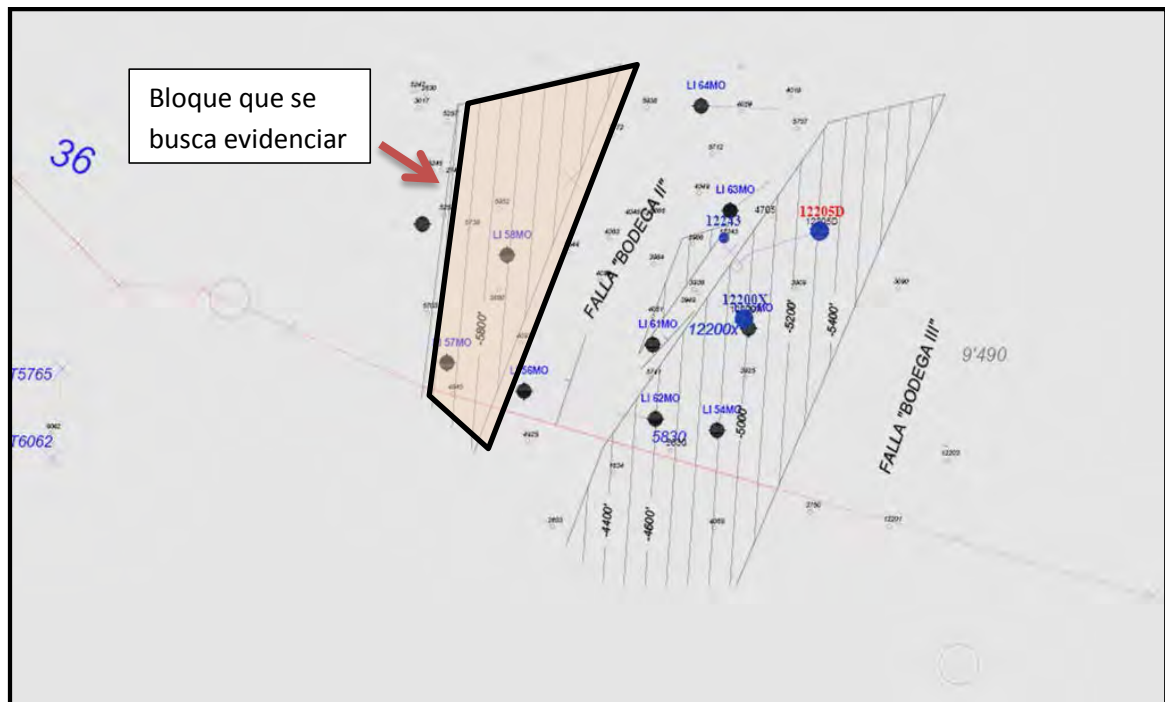
Es importante determinar cómo es la naturaleza de las Fallas Bodega I, Bodega II y Bodega III debido a que entre las proyecciones de las fallas Bodega II y Bodega I existe un bloque sin desarrollar. Así como también poder determinar en el subsuelo el trazo de las fallas: Gran Falla y Milla 6, debido a que hay una hipótesis de la extensión del bloque levantado que se está desarrollando y ver sus límites, por lo que se usaran diferentes herramientas geológicas para poder determinarlo.



Fig. 27: Mapa Estructural al Tope de la Formación Mesa.

3.5.1 Metodología para obtener controles de las fallas: bodega I, bodega II, bodega III.

Debido a la importancia de estas fallas (Bodega I, Bodega II y Bodega III) y a la falta de información de pozos, se utiliza una línea sísmica ubicada al Sur del Lote I, que adquirió y utilizó SAPET. La Línea Sísmica se muestra en la línea roja, dibujada en el siguiente mapa:



Una vez, obtenida la línea sísmica, se utiliza la siguiente metodología de trabajo:

- 1) Para conocer la estratigrafía de la zona, se revisan dos pozos ubicados en la trayectoria de superficie de la línea sísmica.
- 2) Se hace una conversión de distancia a tiempo de los dos pozos con el fin de aproximar y correlacionar la línea sísmica: 1 pie = 0.5 mili segundos,

dato que se conoce por experiencia, esta relación aproxima bien hasta una profundidad de 5000'.

- 3) Con los pozos "convertidos" de profundidad a tiempo se superpone a la línea sísmica para buscar coincidencias de reflectores marcadores con las Formaciones atravesadas en el pozo.
- 4) Se logra ver varias coincidencias, en base a eso y al conocimiento de la estratigrafía determinada en pozos menos profundos (Mogollón, Pariñas), se puede interpretar la siguiente sección estructural:

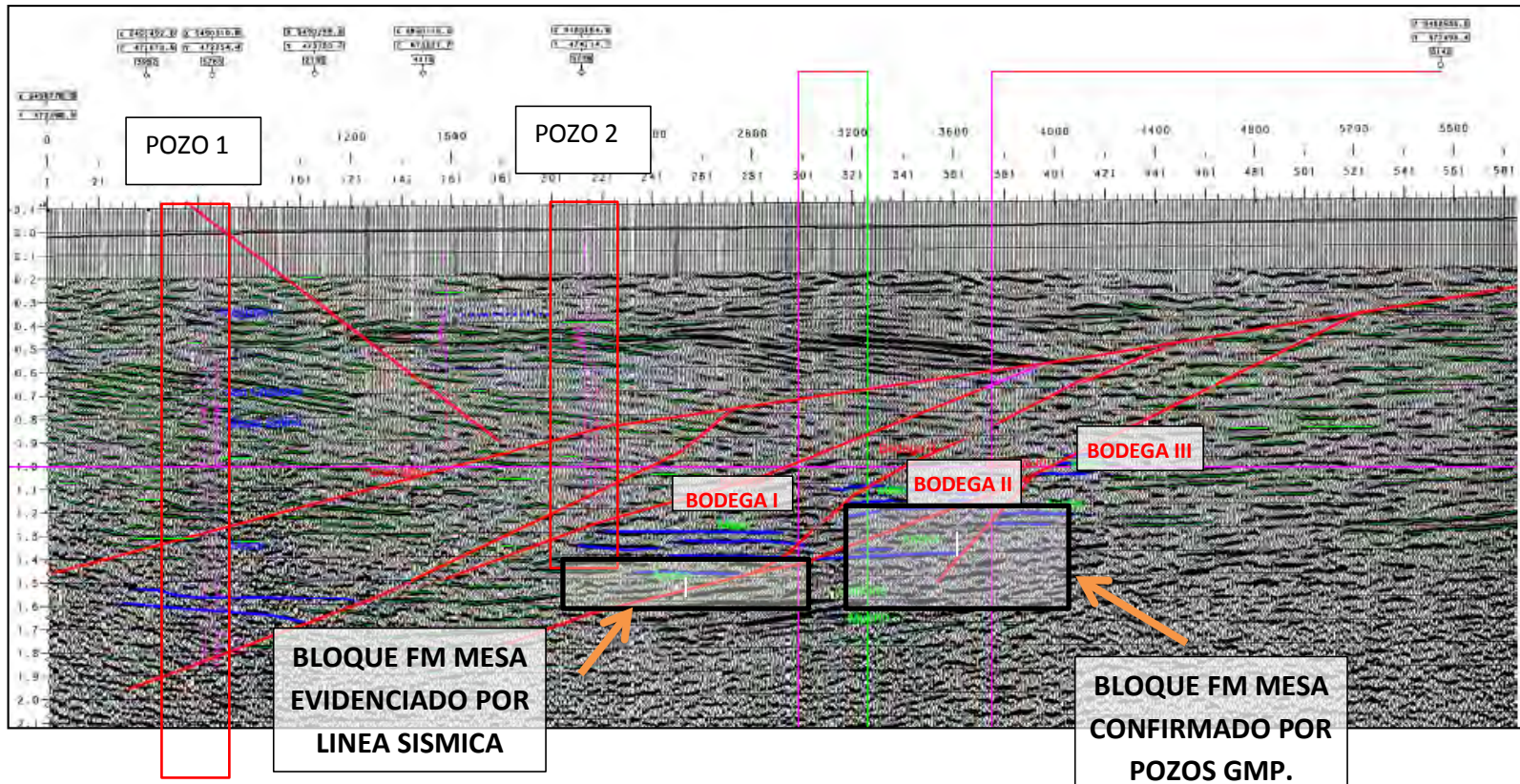


Fig. 28: Línea Sísmica W-E, mostrando la interpretación estructural y zonas de absorción de energía donde cruzan las fallas, zonas donde la ondícula no tendría suficiente energía para ser reflejada. Es importante tomar en cuenta la evidencia del bloque hundido de la falla Bodega II, pues sería un nuevo frente de desarrollo.

La Falla Bodega II es confirmada con la siguiente sección estructural en base a información de pozos:



W

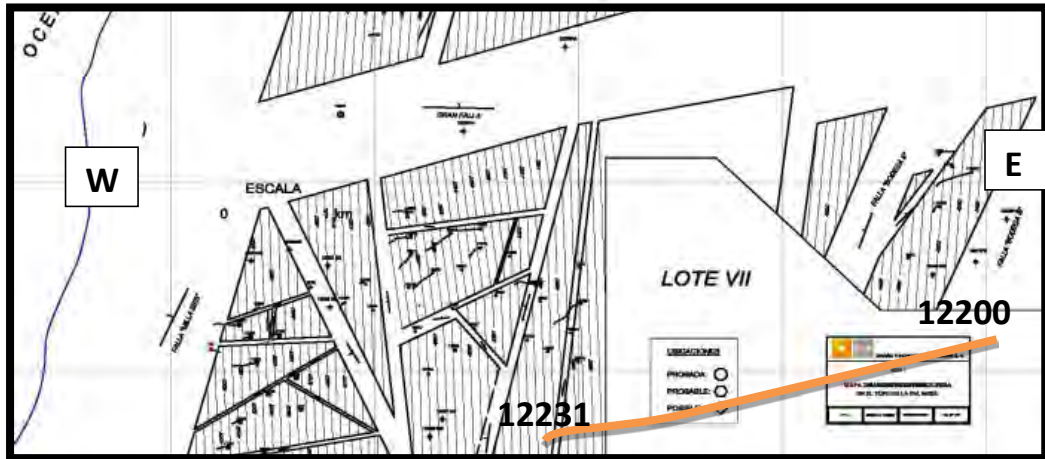
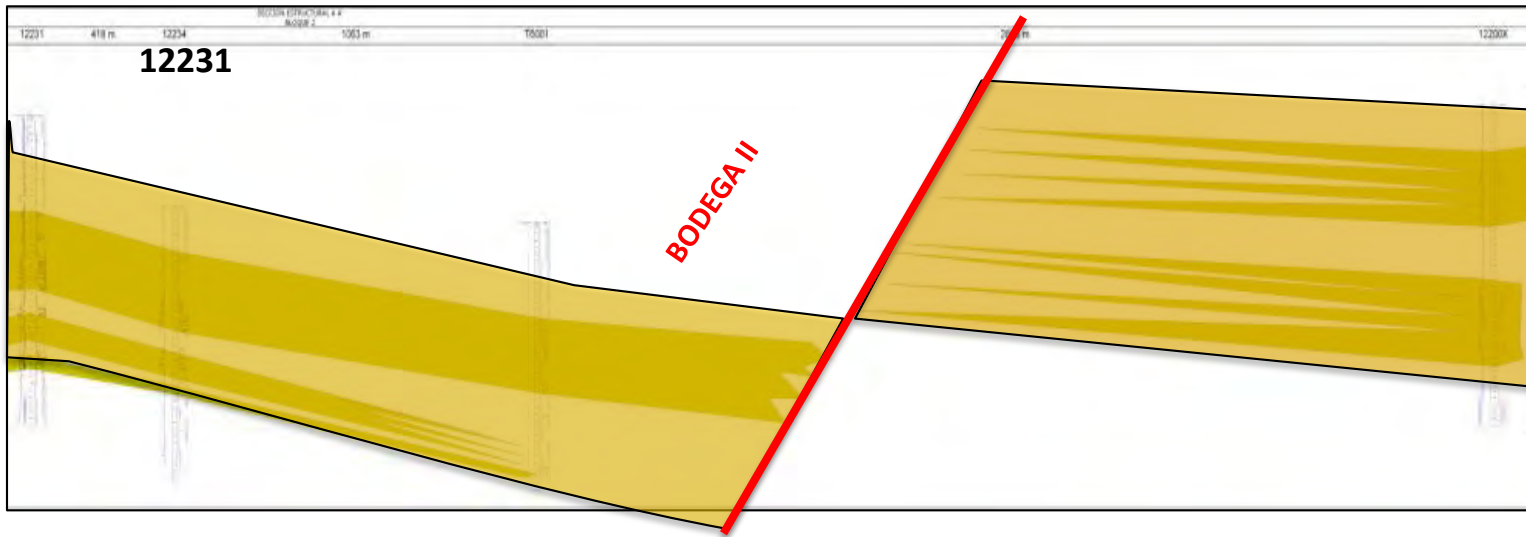


Fig. 29: Sección Estructural que muestra la evidencia de la falla Bodega II

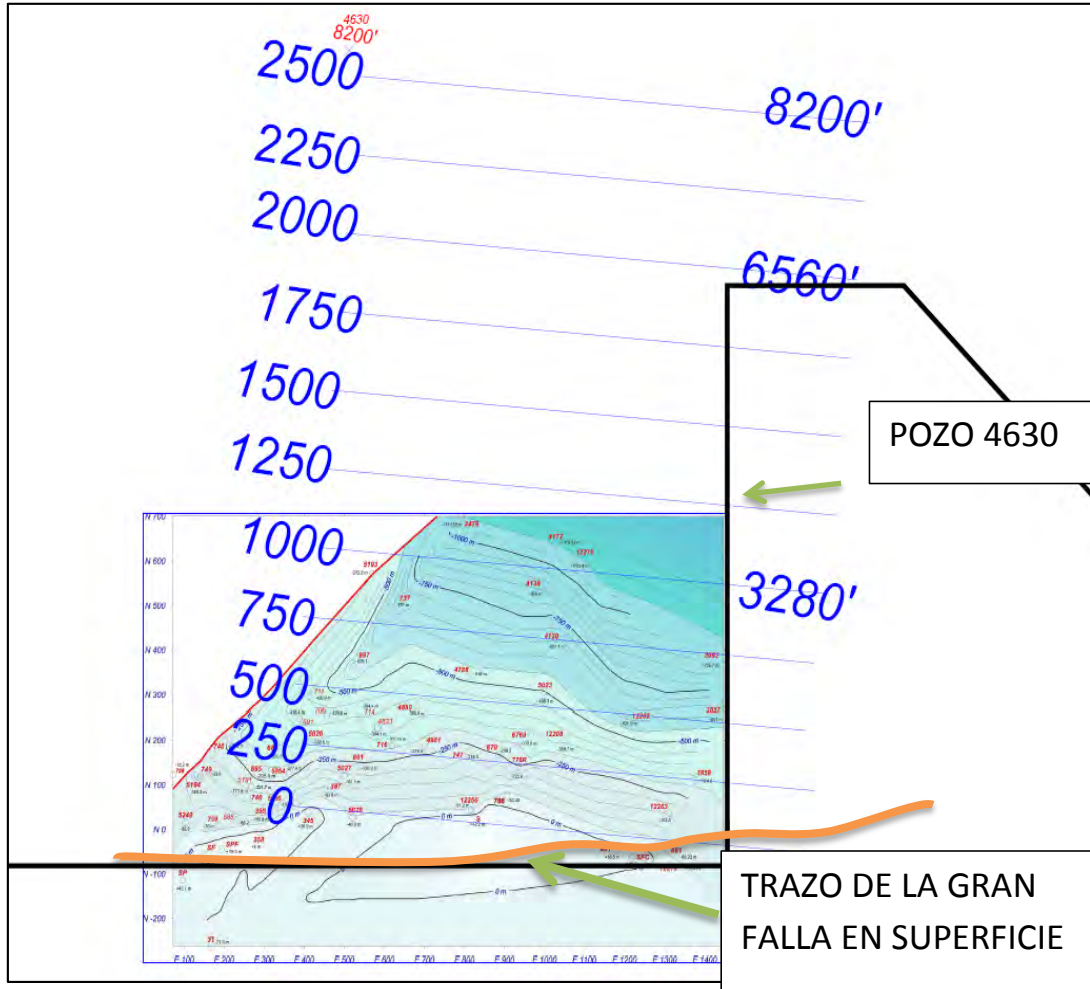
3.5.2 Metodología para obtener controles de la falla: gran falla

Esta falla es de gran importancia, debido a que el salto vertical que tiene (2500'), incrementaría los costos de perforación en el bloque hundido, convirtiéndolas propuestas de perforación no rentable para el tiempo de contrato de GMP.

Para determinar el límite de la Gran falla, se usaron tres herramientas: a) Mapa de contornos de la Gran Falla determinados con pozos y b) Sección estructural entre dos pozos (12231 y 4630), en ambos bloques (levantado y hundido) cuya intersección de planos entre la falla y el tope de la Formación Mesa debe coincidir con los dos pozos.

a) Mapa de contornos de la Gran Falla: Al Sur del lote I se usó la información de control de la Gran Falla (Profundidad) en 35 pozos. Con el punto de control se elabora un Mapa de contornos, donde se vio una tendencia de estos en profundidad, notándose que a mayor profundidad, mayor es el espacio horizontal, es decir el comportamiento es de una Falla lítrica.

Siguiendo esta tendencia en profundidad, en el pozo 4630 (Pozo exploratorio por Paleozoico) la Gran Falla está pasando a 8200' (2500m). Este sería un punto de control del bloque hundido para la Formación Mesa.



Se puede observar que según la tendencia de contornos para el trazo de la Gran Falla a 8200' estaría pasando cerca del pozo 4630 lo que demostraría que la Gran Falla estaría pasando muy cerca de este punto.

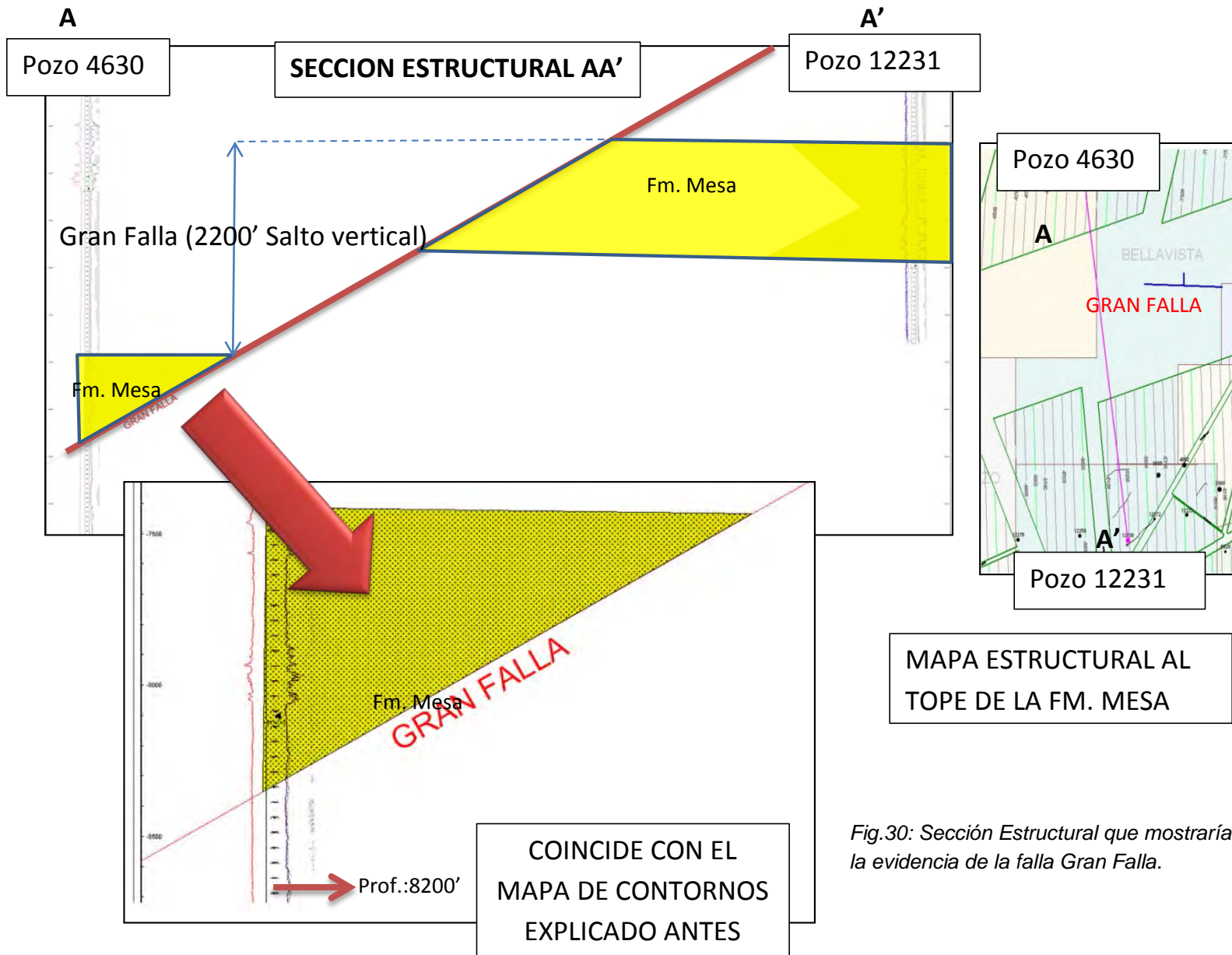
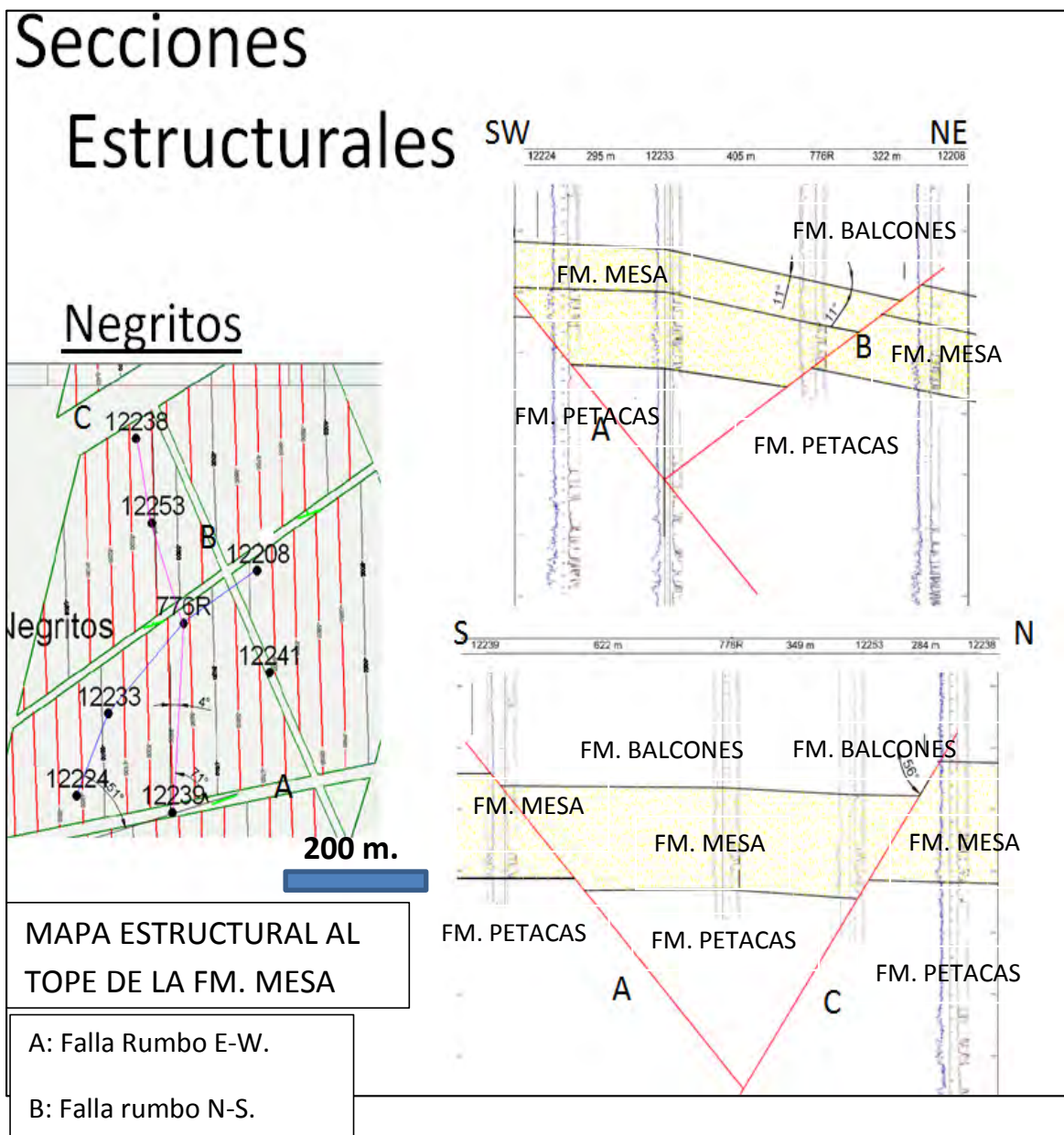


Fig.30: Sección Estructural que mostraría la evidencia de la falla Gran Falla.

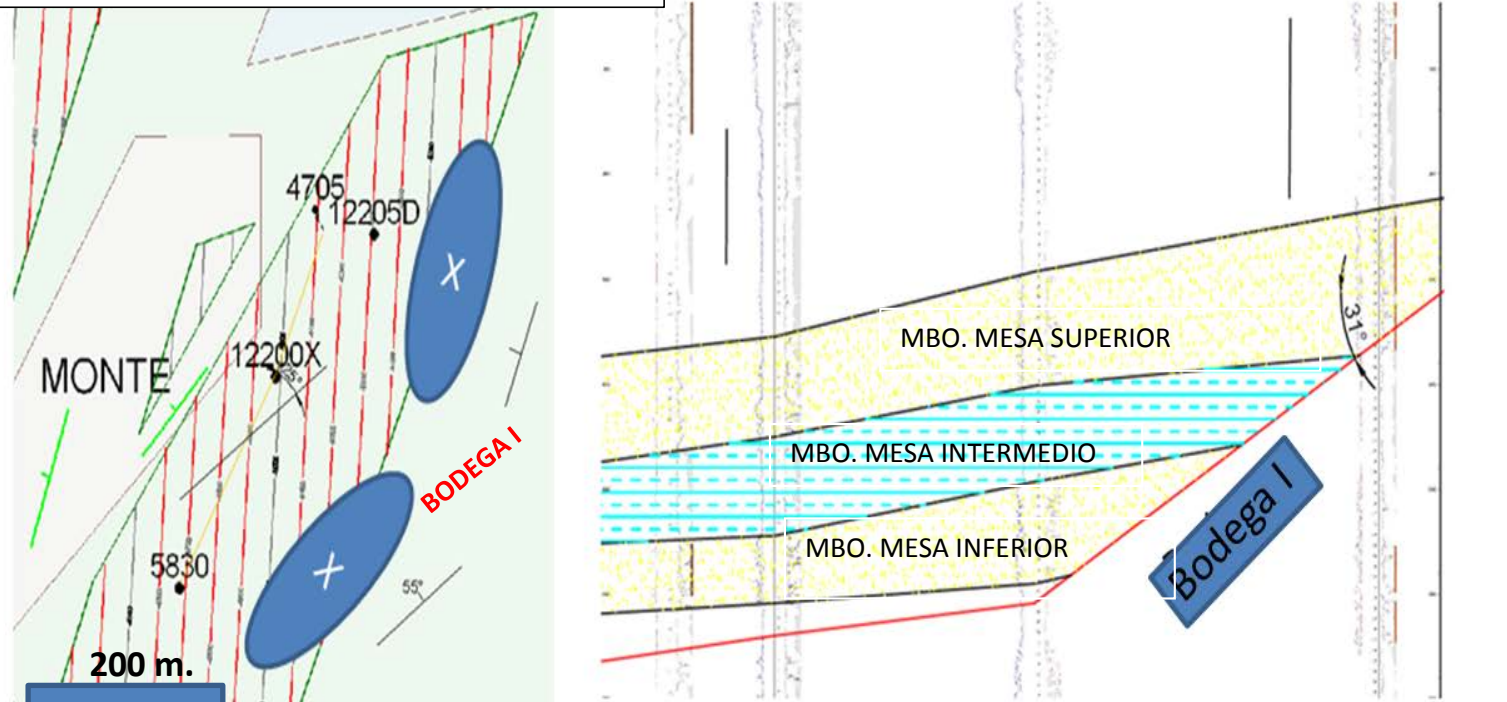
3.5.3 Fallas locales

Se realizaron secciones estructurales por yacimientos para poder reconocer fallas de menor magnitud, pero de importancia en el desarrollo de la Formación Mesa.

Yacimiento de Negritos:



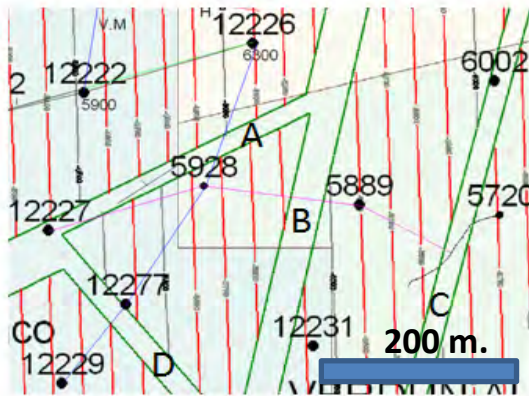
MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FM.
MESA – YAC. VERDUN ALTO ESTE



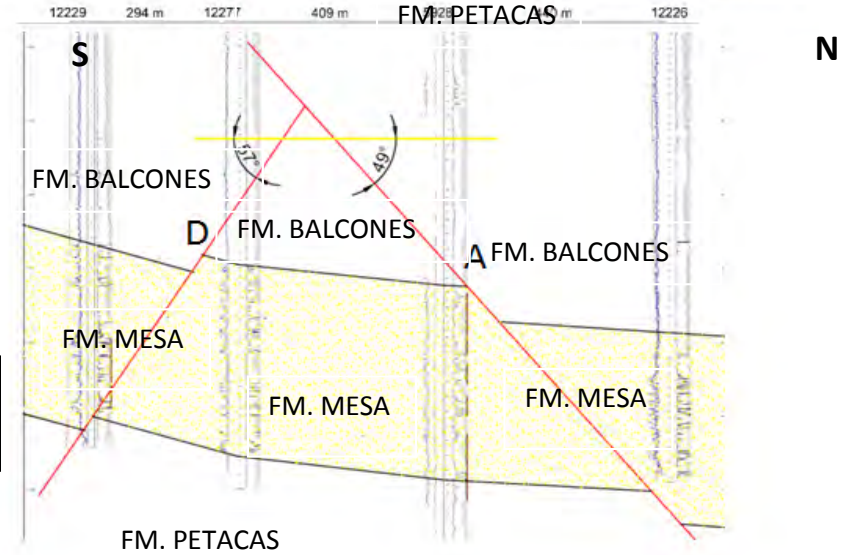
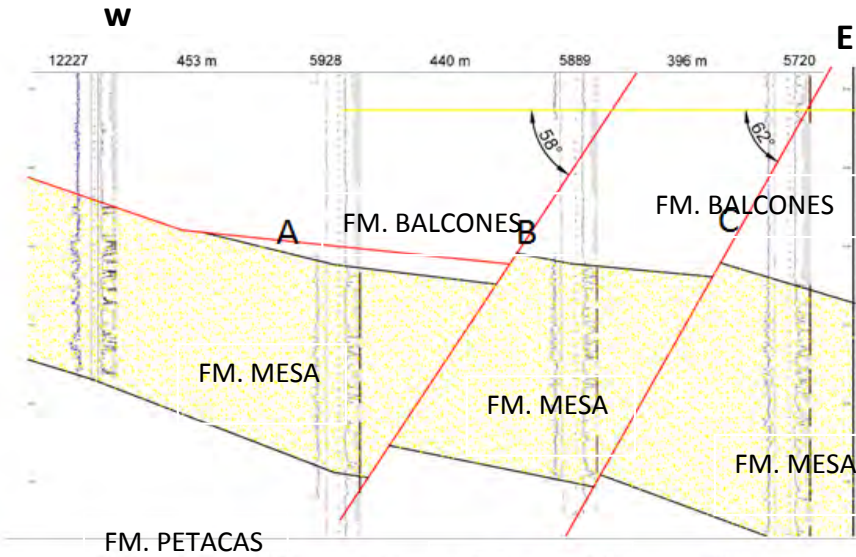
En el mapa estructural al tope de la formación Mesa se marca las zonas del Yacimiento Verdun alto Este donde no sería recomendable perforar por la incertidumbre del control de la Falla Bodega I.

A: Falla Rumbo SW-NE.
B y C: Fallas de rumbo S-N.
D: Falla Rumbo NE - SW

HUACO-VERDUN ALTO



MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FM. MESA – YAC. VERDUN ALTO



3.6 GEOLOGIA HISTORICA

3.6.1 Tiempo geológico

La Formación Mesa pertenece a la Era Mesozoica del periodo Paleógeno en la Época Paleoceno, Piso Daniano, Selandiano y Tanetiano.

De acuerdo a conceptos de Estratigrafía Secuencial, Los depósitos de Debris Flow se depositan en un cortejo sedimentario de Lowstand. En la Formación Mesa, los dos miembros con desarrollos arenosos son: Superior e Inferior. El miembro inferior es el que se encuentra depositado al en los tres yacimientos de Este a Oeste: Verdun Alto Este, Huaco, Verdun Alto y Negritos. El miembro Superior se encuentra bien desarrollado teniendo un importante aporte de producción de petróleo en el Yacimiento de Huaco, estando ausente en el Yacimiento de Negritos (al Oeste) debido a la existencia de un límite Sedimentario que tiene como consecuencia una fuerte variación estratigráfica entre estos yacimiento (Huaco y Negritos) para el miembro superior.

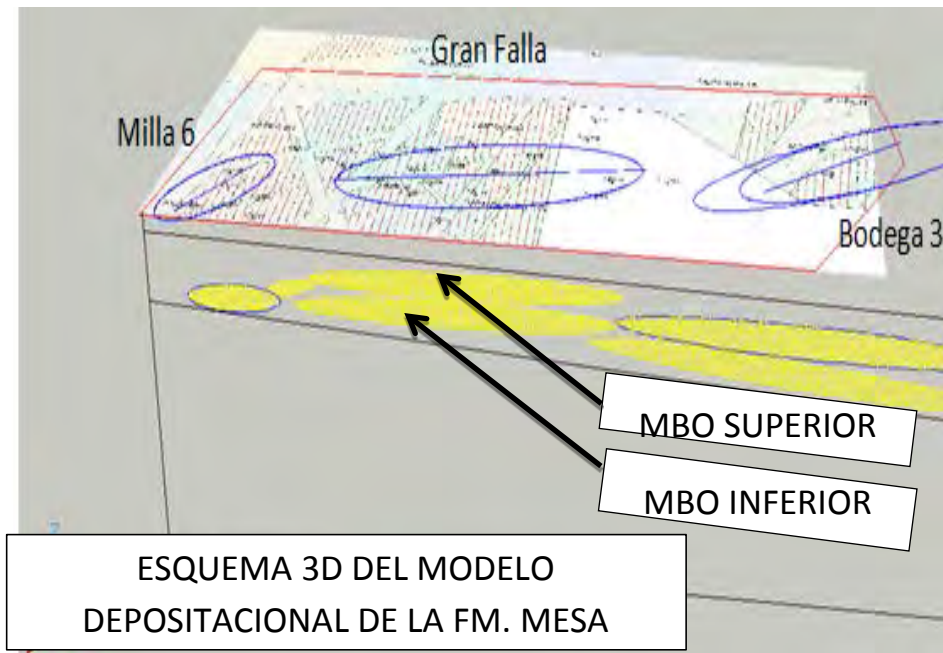


Fig. 31: Miembros de la Formación Mesa: Superior e inferior.

3.6.3 Origen y distribución

En el límite Maashtichtiano – Paleoceno en la cuenca Lancones se produce una compresión post-cretácica, confirmada con líneas sísmicas de tendencias estructurales SW – NE, así como en la Cuenca Talara también se evidencia una discordancia, en la Cuenca Lancones marca un cambio brusco de una secuencia turbidítica – lutácea a una Secuencia de conglomerados con matriz arenosa llamada Formación Chocan.

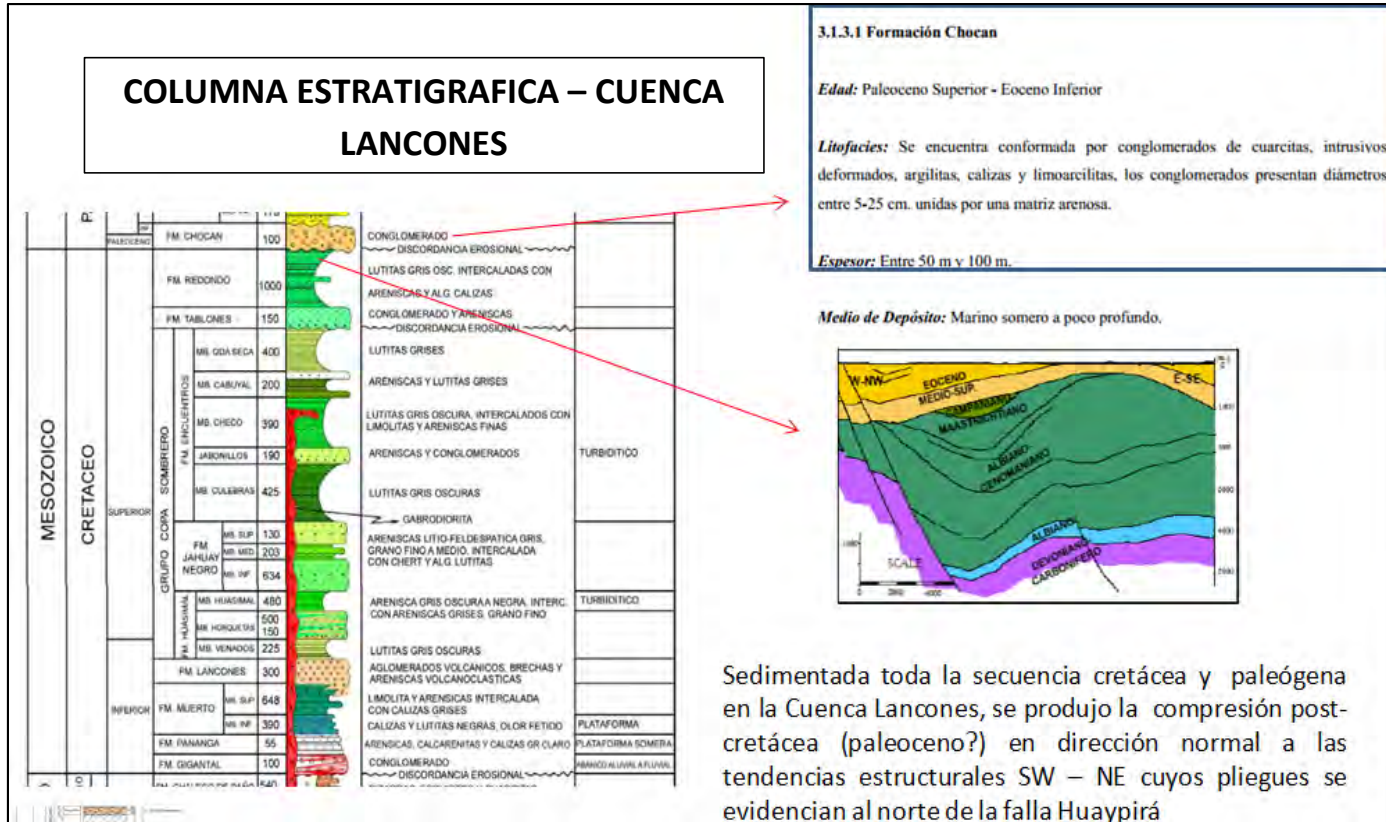
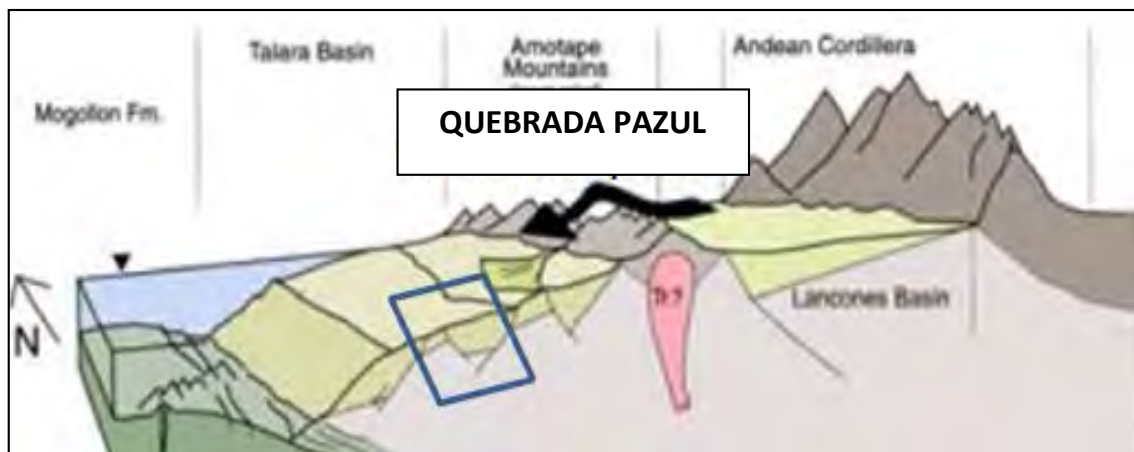


Fig. 32: Asociación de la columna estratigráfica de la Cuenca Lancones a procesos tectónicos.

hasta el terciario, sumando un espesor mayor de 5,000 m. Las rocas paleozoicas se encuentran afectadas por un intrusivo ígneo del permo-triasico.

En esta Columna de la Quebrada El Muerto se puede observar que desde la Formación Montegrande hasta la Formación Mogollón (Maeshtrichtiano – Eoceno) existe una Discordancia, la cual coincidiría en tiempo geológico con la discordancia de la Cuenca Lancones y la Cuenca Talara, concluyéndose que debido a la compresión post cretácica y la activación de la Falla Zorro; en este tiempo hubo erosión de los sedimentos de la Cuenca Lancones, retransportandose por medio de un cañón submarino (Quebrada El Muerto) depositándose hacia la Cuenca Talara (Formación Ancha y Formación Mesa). Esta hipótesis es concordante con los resultados de los análisis Petrográficos de las secciones Delgadas estudiadas de la Formación Mesa vista anteriormente.



En Geología Regional, existe un modelo sedimentario realizado por Adrian Montoya 2011, el cual es asociado a la activación de la Falla el Zorro.

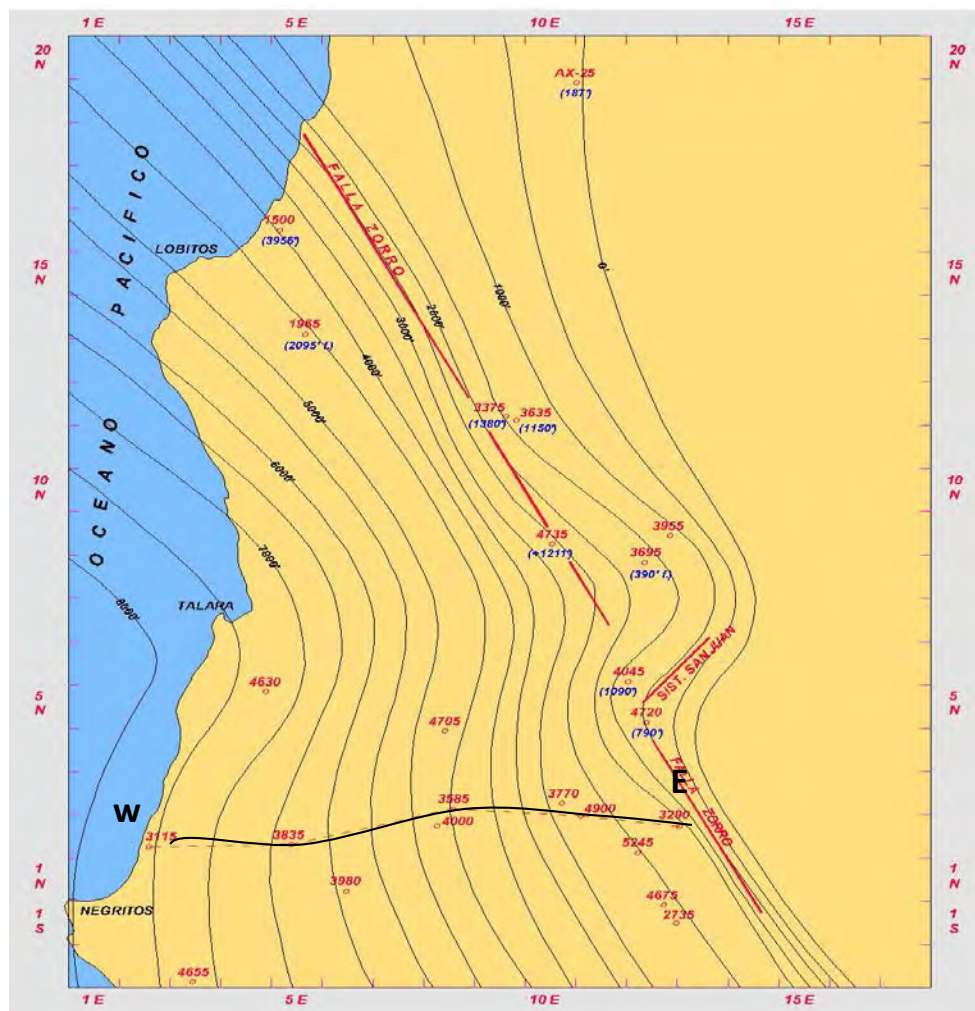
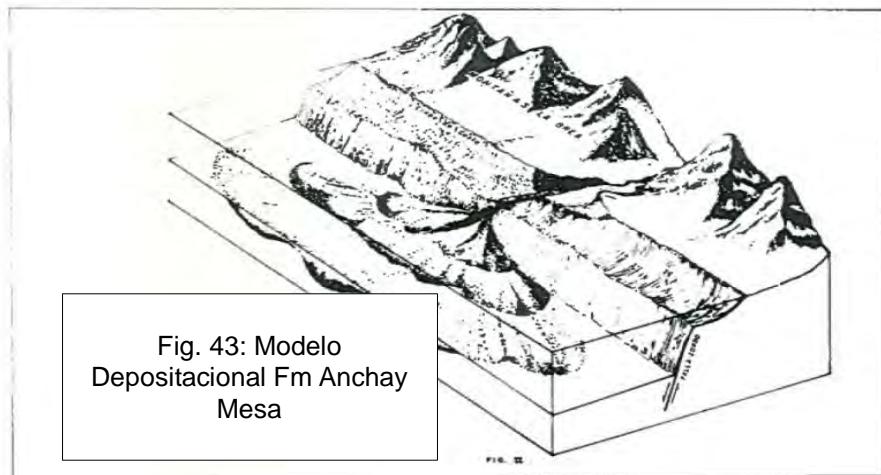


Fig. 33: Mapa isopaco Grupo Mal Paso – Adrián Montoya 2012

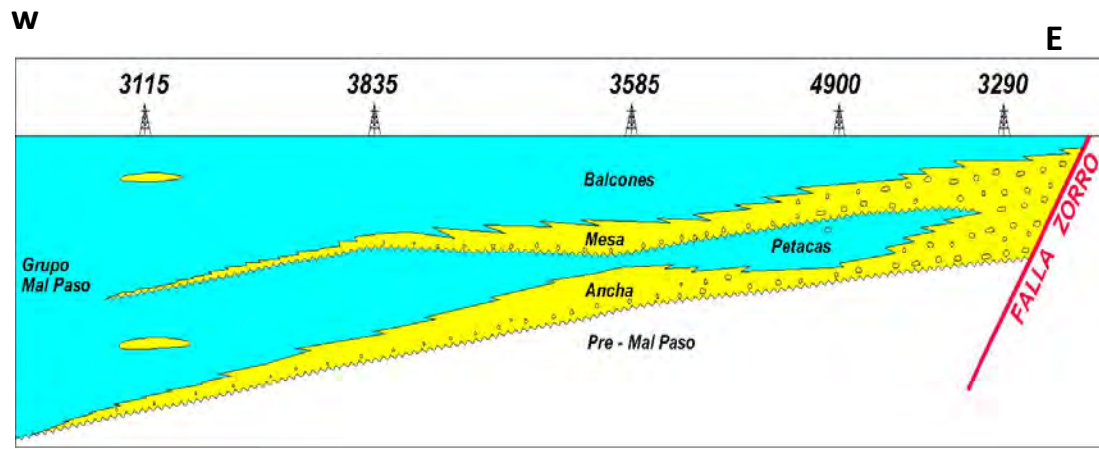


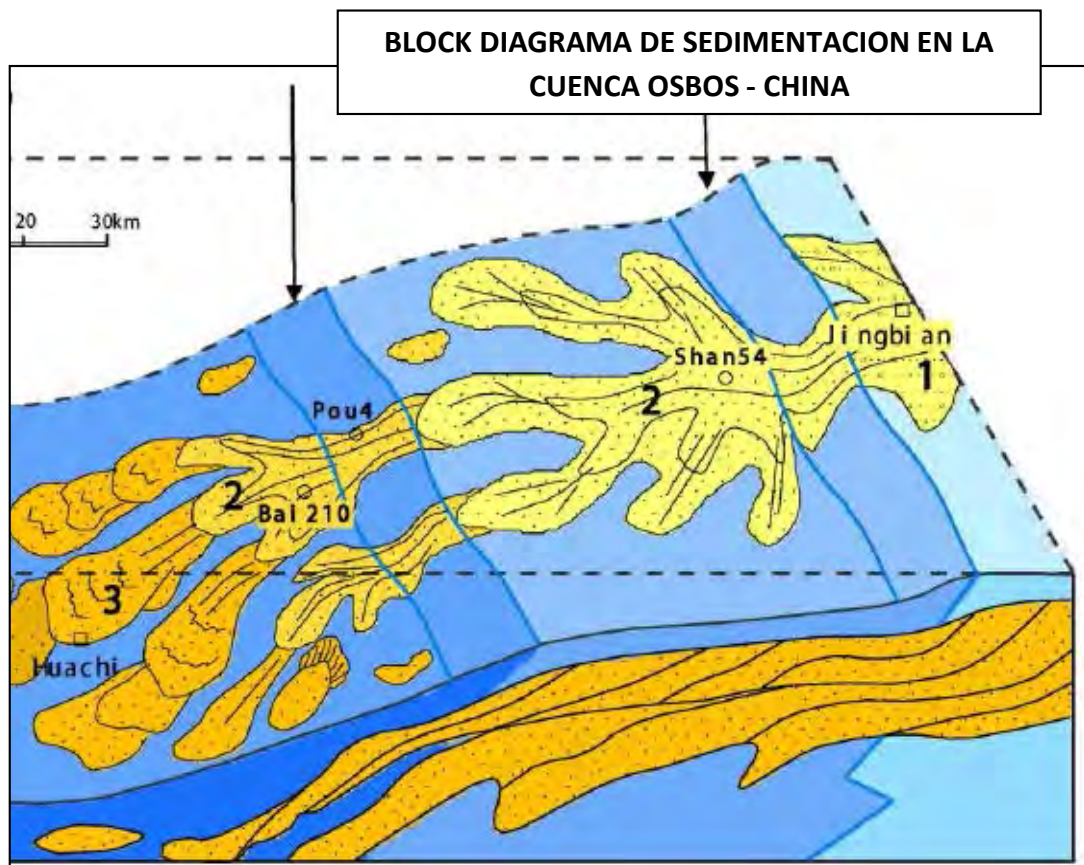
Fig. 34: Sección Estratigráfica de las Formaciones Mesa y Ancha.

Con la información de 38 pozos que se han perforado en el Lote I y en relación a lo interpretado en este trabajo, se concluye que el Lote I tiene los siguientes canales de Depositación, todos ellos asociados a un canal submarino principal de aporte de E – W.



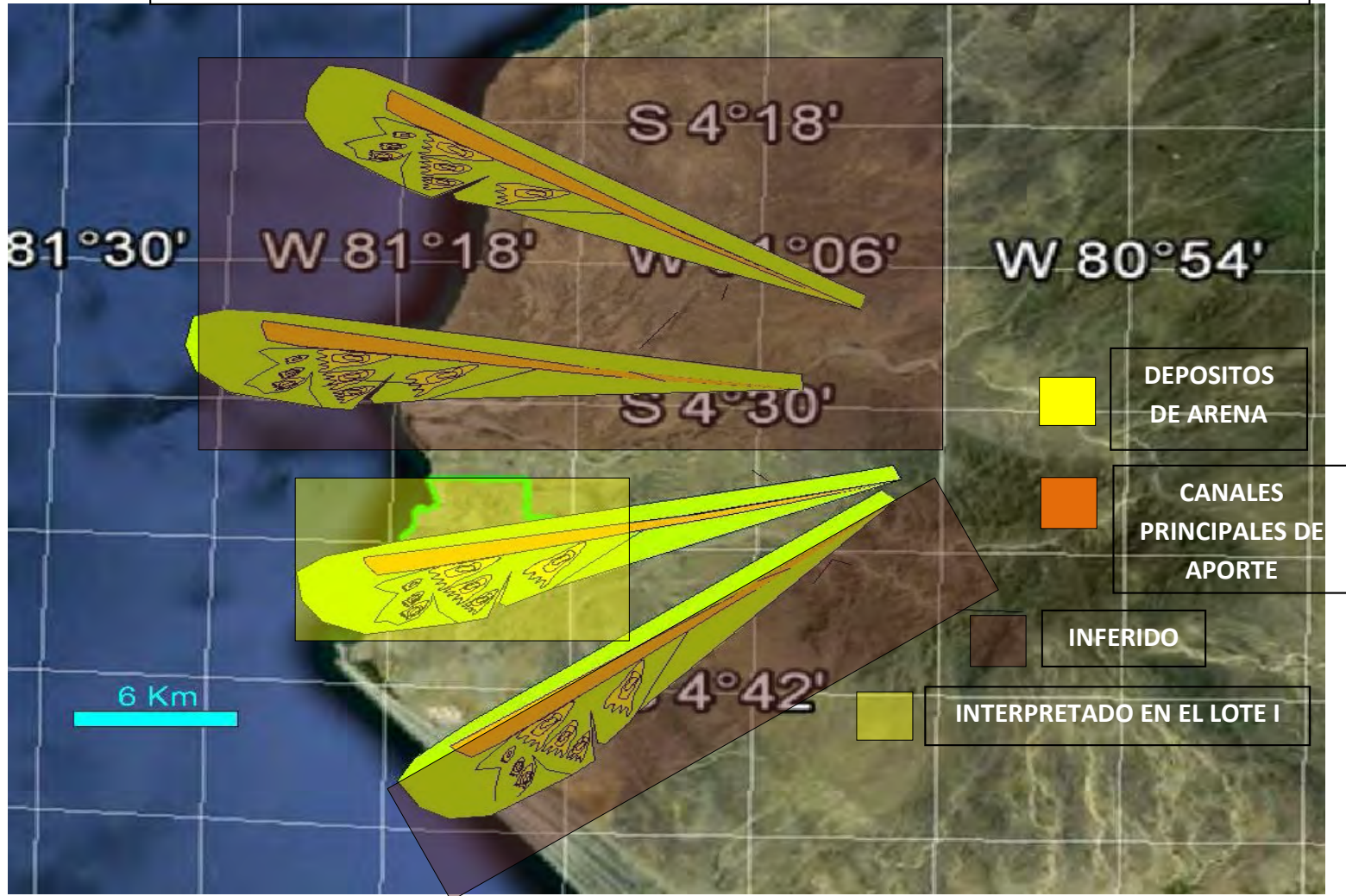
Fig.35: Distribución de canales submarinos en el Lote I.

En la Cuenca de Osbos- China, ya ha sido estudiado y descubierto un Sistema de sedimentos de Mar profundo, amarrados secuencialmente desde ambientes batiales hasta ambientes de plataforma interna y externa. Teniendo así los flujos Newtonianos y plásticos de una extensión de 20 Km.

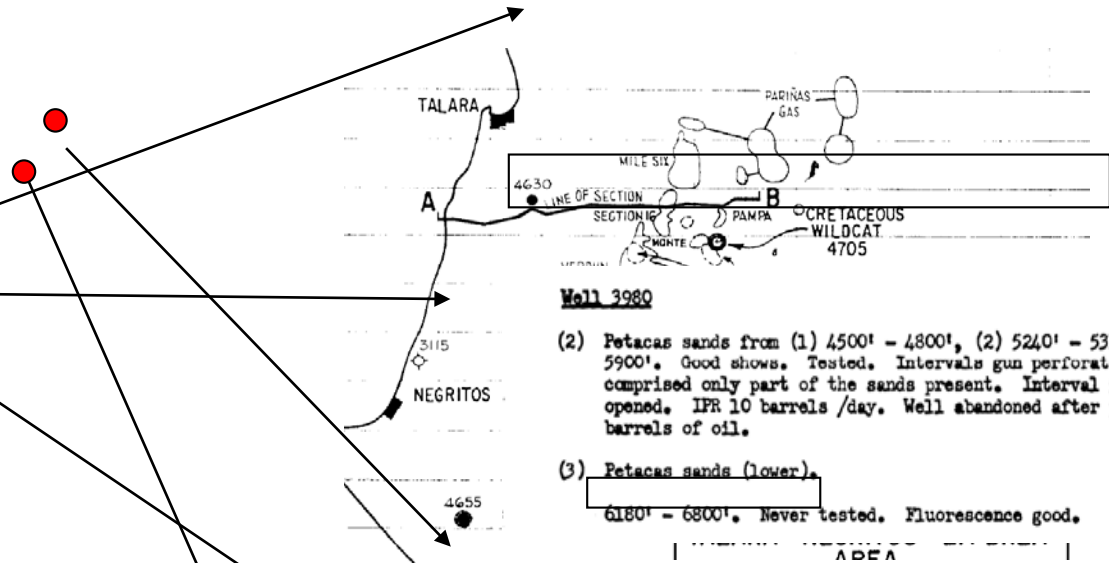


Integrando toda la información expuesta, esta sería la distribución del canal submarino principal de aporte para la Formación Mesa, con la información de pozos del Lote I.

MAPA DE DEPOSITACION INTERPRETADO DE LA FM. MESA EN EL LOTE I Y EL INFERIDO EN ZONAS CERCANAS BASDADOS EN LA DIRECCION DE APORTE DE ESTE A OESTE.



Como sabemos los depósitos de mar profundo pueden tener varios canales submarinos, por lo que se induce un posible comportamiento de estos canales submarinos, y una distribución de estos en la cuenca talara.

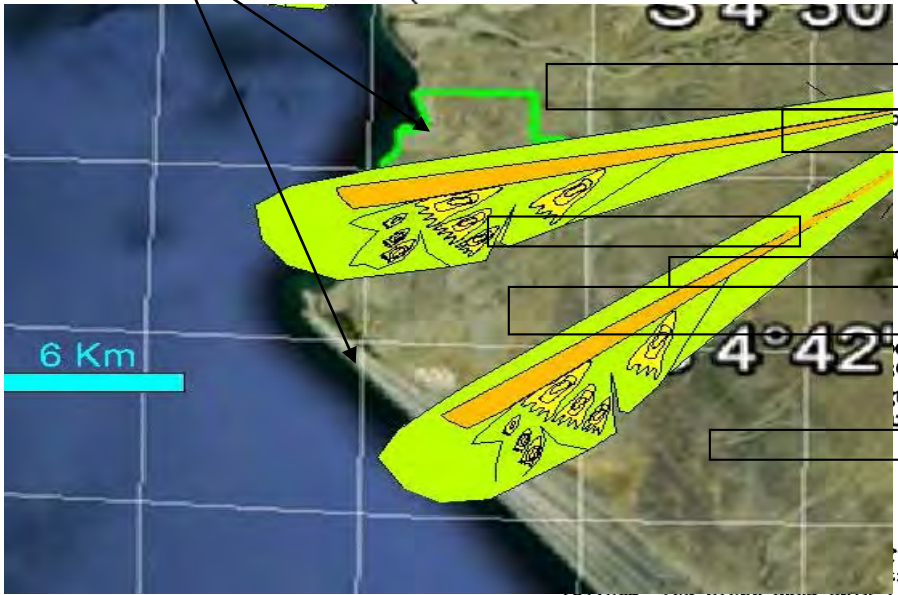


Well 4125

- (4) Balcones-Petacas sands.
4050' - 4400'. Little to good fluorescence. Not tested.
- (5) Petacas sands.
4800' - 4850'. Fluorescence. Not tested.

Well 3980

- (2) Petacas sands from (1) 4500' - 4800', (2) 5240' - 5310' and (3) 5760' - 5900'. Good shows. Tested. Intervals gun perforated in (1) and (2) comprised only part of the sands present. Interval 5760' - 5900' not opened. IPR 10 barrels /day. Well abandoned after producing over 4000 barrels of oil.
- (3) Petacas sands (lower).
6180' - 6800'. Never tested. Fluorescence good.



...me fluorescence. Not tested.

...d fluorescence. Not tested.

...d fluorescence. Section from 4450' - 4575' with 9'. Recovered 3 stands oil and gas cut mud. gun perforated and put on production. IPR barrels prior to abandonment.

... fluorescence. The upper and lower section had 2 DST's - one was a mechanical failure, the other gave only 1 stand of mud. Fluorescence in these zones was fair to good. All cores taken had varying degrees of fluorescence.

- (b) 4000' - 4400'. Slight to good fluorescence. Not tested.

os cuales la estratigrafía era distinta a la manejada actualmente, comparando los intervalos, notamos que algunos pertenecen a la Fm Mesa. Estos intervalos tienen fluorescencia, algunos han sido probados solo con baleo, sin descritos como conglomerados y areniscas demostrarían la existencia de otro canal de submarino al sur del Lote I.

3.7 PETROFISICA

La complejidad estratigráfica de la Formación Mesa, viene acompañada de la incertidumbre petrofísica, con los registros eléctricos convencionales podremos calcular valores de arena neta petrolífera para así poder tener unas reservas, pero la confiabilidad de estas reservas dependerá directamente de estos valores de arena neta petrolífera.

A su vez sabemos que los valores de arena neta petrolífera están directamente relacionados con los valores de porosidad y saturaciones de agua, los cuales a su vez dependen de una serie de mediciones tomadas por los registros eléctricos en el pozo y también por una serie de constantes petrofísicas que muchas veces son asumidas.

Las constantes empíricas petrofísicas que son básicas para el cálculo de porosidad y saturación de agua son: m (factor de cementación) , n (exponente de saturación) y a (factor de tortuosidad –Frecuentemente = 1).

¿Por qué es importante “ m ” y “ n ”?

ECUACION DE ARCHIE (BASE DE LAS ECUACIONES ESPECIALES PARA CASOS ESPECIFICOS)

PETROLEO ORIGINAL IN SITU

$$S_w = \frac{a R_w}{\phi^m R_f}$$

Empirical constant (usually near unity) a
 Water saturation fraction S_w
 Saturation exponent (also usually near 2) n
 Porosity fraction ϕ
 Cementation exponent (usually near 2) m
 Resistivity of formation water, $\Omega\text{-m}$ R_w
 Resistivity of uninvaded formation, $\Omega\text{-m}$ R_f



PETROLEO ORIGINAL IN SITU

$H = \phi \cdot (1 - S_w) \cdot h \cdot A$



RESERVAS! ← POIS

PETROLEO ORIGINAL IN SITU

- H = **PETROLEO ORIGINAL IN SITU**
- ϕ = **POROSIDAD EFECTIVA**
- S_w = **SATURACION DE AGUA INICIAL**
- h = **ARENA NETA**
- A = **AREA DE DRENAJE**

SENSIBILIDAD DE VALORES DE SATURACION DE AGUA CON EL FACTOR DE SATURACION "m"

Rt	ϕ	m	Sw	Change in Sw%
15	0.200	1.80	0.348	6
		2.00	0.408	
15	0.100	1.80	0.649	17
		2.00	0.816	

Sw%(n=1.6)	Sw%(n=2.2)	Change in Sw%
6	12	6
12	21	9
24	35	11
40	53	13 most sensitive
50	61	11
65	73	8
100	100	0

% Cambios de Saturacion de agua tienen mayor sensibilidad en porosidades bajas	% Cambios de Saturacion de agua tienen mayor sensibilidad para saturaciones de agua alta(50%)
---	--

Podemos observar en formaciones de porosidades bajas (Fm Mesa) el factor de cementación “m” es de mayor importancia, porque en base a esta, los valores tienden a variar más.

Para disminuir la incertidumbre en el cálculo de porosidad y saturación de agua, recopilaremos toda la información de laboratorio proveniente de los núcleos convencionales del pozo 12277, para al final poder comparar estos datos de laboratorio con los datos obtenidos con diferentes valores de las constantes petrofísicas.

3.7.1 Desarrollo de recopilación y comparación de datos.

Los dos núcleos obtenidos en el pozo 12277, se enviaron a analizar una parte de cada uno a la empresa LCV haciéndose análisis de laboratorio para determinar las variación del sistema poral, contenido de roca total (cuarzo, plagioclasas, arcillas, calcita y otros), y tipo de arcillas (clorita, illita, caolinita) así como determinar las porosidades en diferentes intervalos.

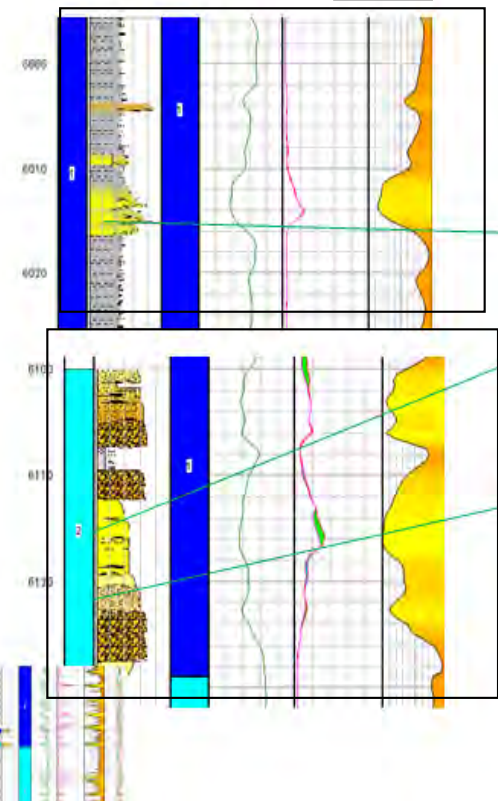
LCV

12277 Huaco

BOSQUEJO SEDIMENTARIO DE NUCLEOS CONVENCIONALES POZO 12277 Y SU AJUSTE CON LAS CURVAS DE GR Y RES.

PETROFISICA BASICA DE LABORATORIO DE NUCLEOS CONVENCIONALES POZO 12277, ASOCIADA AL PUNTO DE CORONA DE DONDE FUERON EXTRAIDO.

GR RES



Pozo: 12277 Huaco
Carrera: 1 y 2
Formación: Mesa
Compañía: Graña y Montero S.A.

Estudios realizados en condiciones STD

Muestra N°	Profundidad Perforación (pies)	Densidad Aparente (gr/cm ³)	Densidad Real (gr/cm ³)	Porosidad (%)	Permeabilidad al Gas (mD)	Permeabilidad Klinkenberg (mD)	Observaciones
1-4-1	6007,40	2,61	2,68	2,3	<0,001	<0,001	
1-5-2	6012,48	2,43	2,70	9,9	0,00369	0,00179	
1-6-3	6016,03	2,38	2,67	10,8	0,0197	0,0106	
1-7-4	6019,98	2,56	2,67	3,2	0,00104	<0,00146	
2-1-1	6106,71	2,59	2,70	4,2	0,00119	<0,001	
2-2-2	6108,48	2,48	2,68	7,5	0,00973	0,00501	
2-3-3	6109,32	2,59	2,69	3,8	0,0111	0,00672	
2-4-4	6115,43	2,45	2,68	8,5	0,260	0,163	Fisurada
2-4-5	6116,58	2,33	2,67	12,8	0,0387	0,0216	
2-4-6	6117,60	2,31	2,67	15,6	0,0846	0,0496	
2-5-7	6118,88	2,32	2,68	13,3	0,0924	0,0545	
2-5-8	6120,19	2,38	2,67	10,9	0,0448	0,0253	
2-5-9	6121,50	2,35	2,66	11,7	0,128	0,0770	
2-6-10	6125,11	2,42	2,67	9,6	0,0599	0,0348	
2-7-11	6128,62	2,59	2,67	3,0	0,0792	0,0463	

LCV

BOSQUEJO SEDIMENTARIO DE NUCLEOS CONVENCIONALES POZO 12277 Y SU AJUSTE CON LAS CURVAS DE GR Y RES.

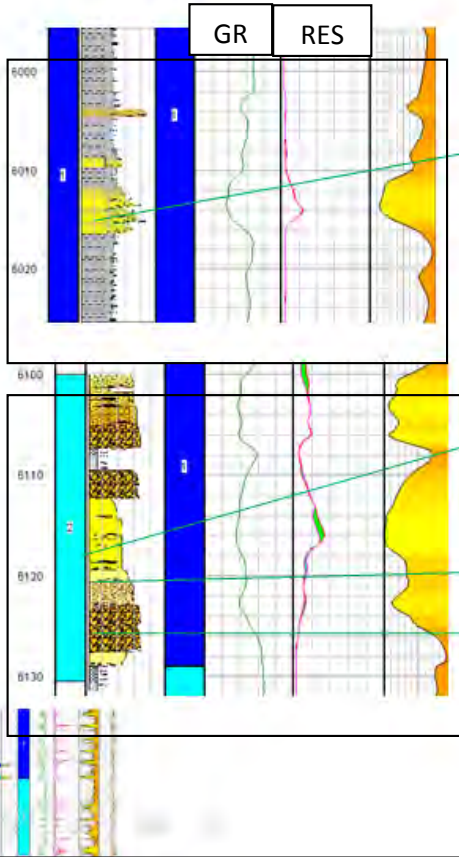
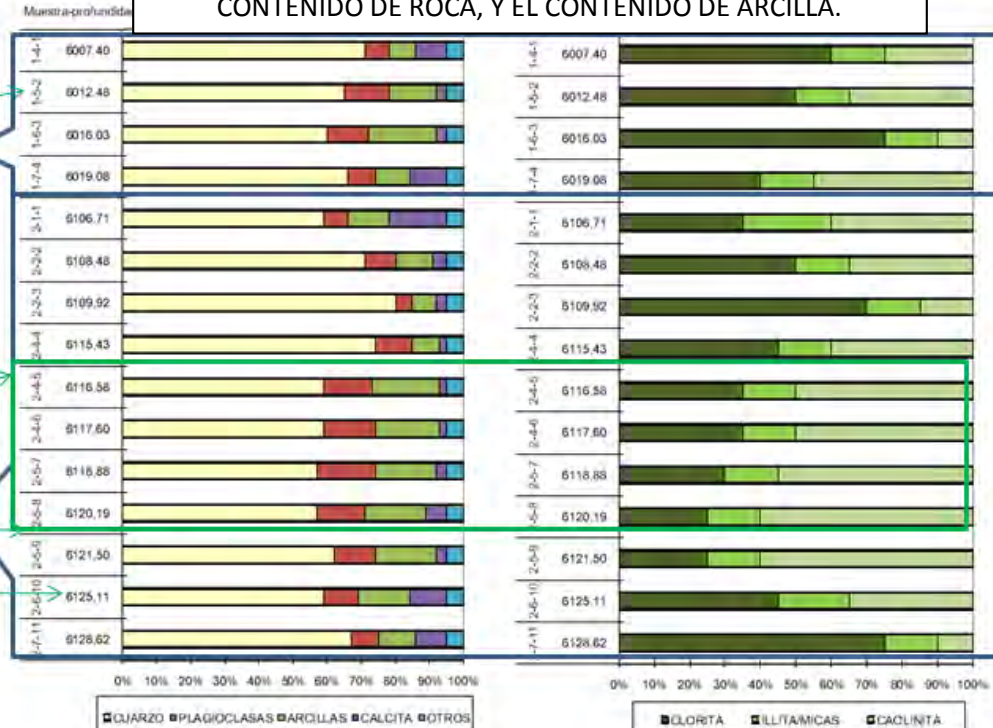


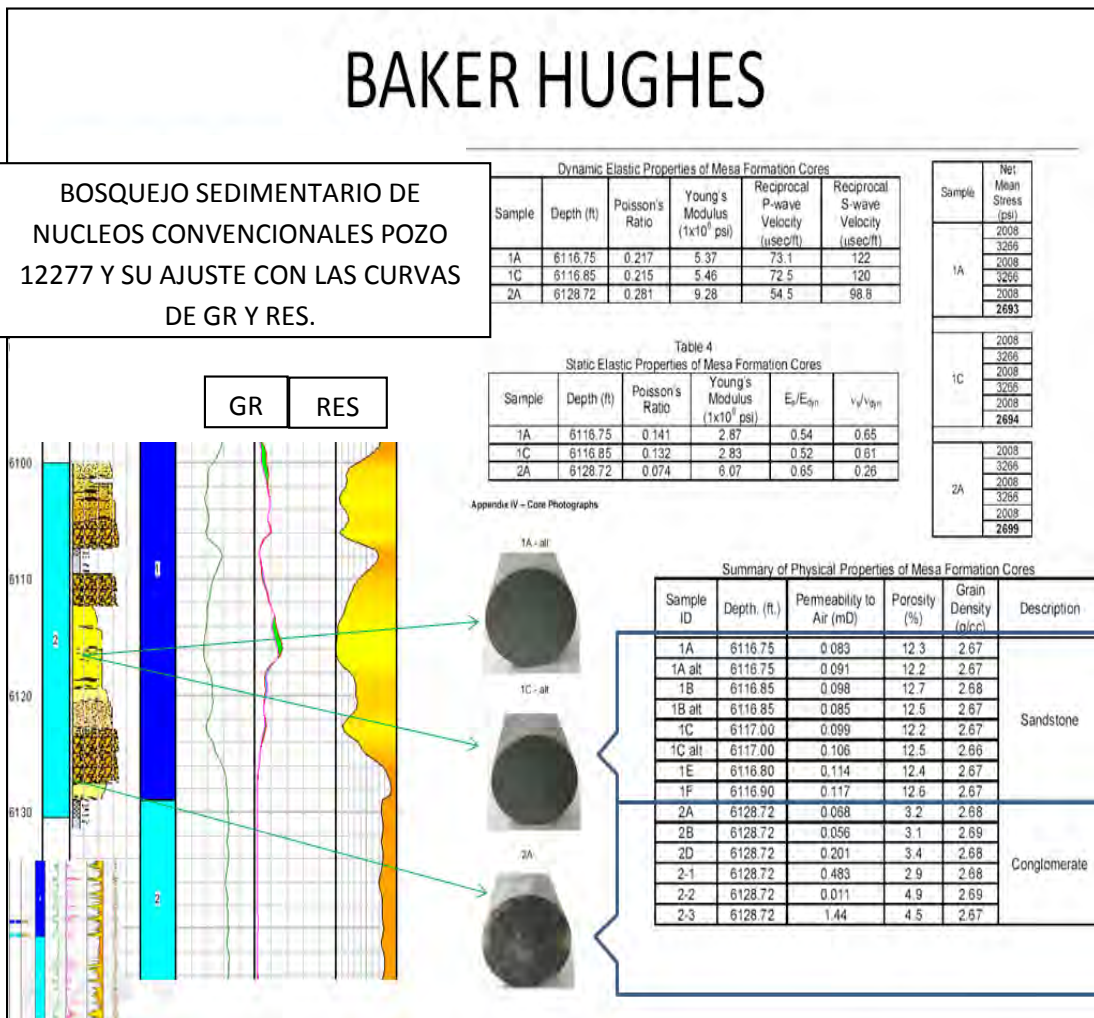
GRAFICO DE DFRX. SE OBSERVA LOS PORCENTAJES DEL CONTENIDO DE ROCA, Y EL CONTENIDO DE ARCILLA.



■ CUARZO ■ PLAGIOCLASAS ■ ARCILLAS ■ CALCITA ■ OTROS

■ CLORITA ■ ILLITAMICAS ■ CAOLINITA

Otra sección de núcleos convencionales del pozo 12277 se envió a la empresa de Baker Hughes haciéndose análisis de laboratorio y determinar las propiedades elásticas (dinámicas y estáticas), propiedades físicas (Porosidad y permeabilidad), mineralogía (cuarzo, plagioclasas, arcillas, calcita y otros), y tipo de arcillas vistas al microscopio (clorita, illita, caolinita), así poder determinar la secuencia diagenética mostrada en el capítulo de Petrografía.



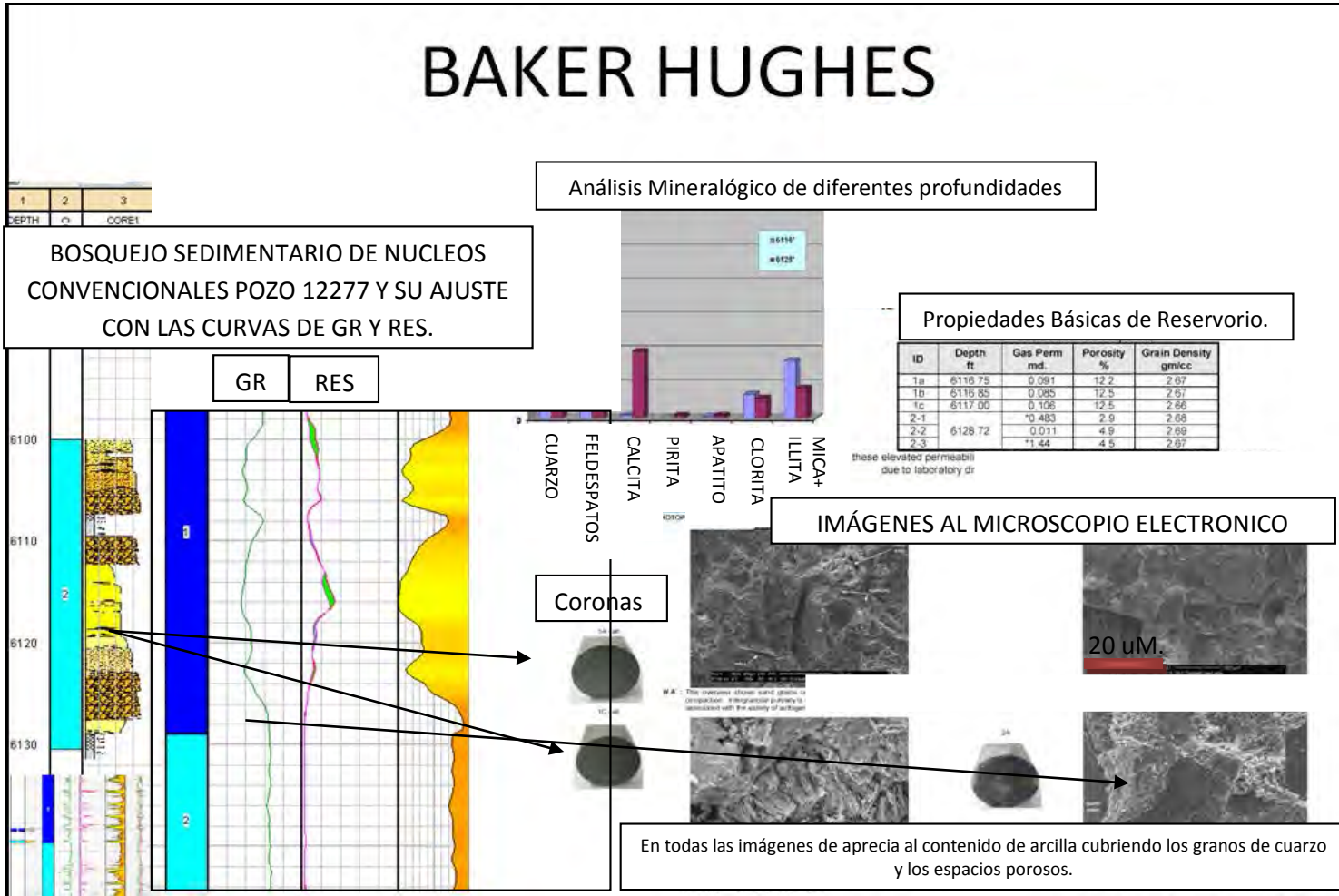
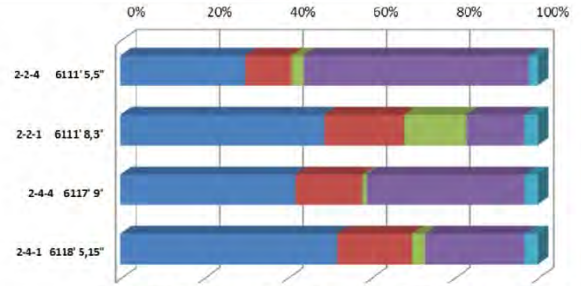
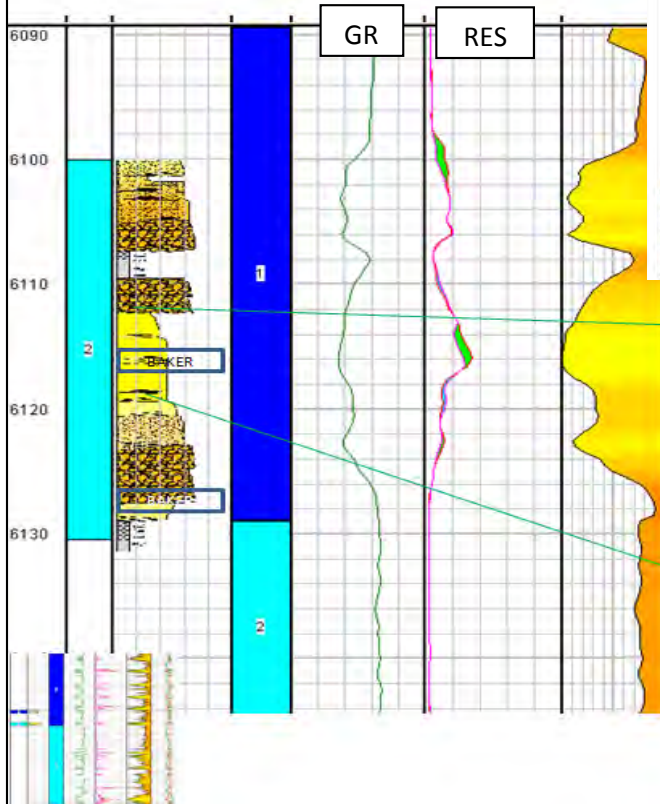


Fig.36: Análisis mineralógico y fotos al microscopio electrónico del pozo 12277.

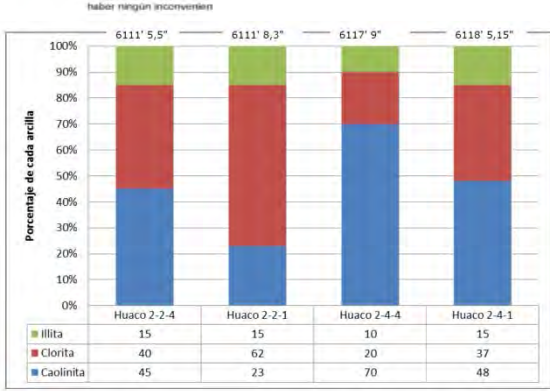
Otro intervalo del núcleo convencional del pozo 12277 se envió a la empresa San Antonio haciéndose análisis de laboratorio para determinar las propiedades físicas (porosidad y permeabilidad), mineralogía (cuarzo, plagioclasas, arcillas, calcita y otros).

BOSQUEJO SEDIMENTARIO DE NUCLEOS CONVENCIONALES POZO 12277 Y SU AJUSTE CON LAS CURVAS DE GR Y RES.



	2-4-1 6118' 5,15"	2-4-4 6117' 9"	2-2-1 6111' 8,3"	2-2-4 6111' 5,5"
■ Cuarzo	52	42	49	30
■ Plagioclasa	18	15	19	11
■ Calcita	3	1	15	3
■ Minerales arcillosos mas mica	24	38	14	54
■ Feldespato Potasico	3	3	3	2

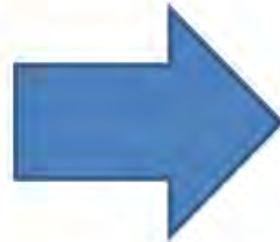
Resultado de composición de roca Muestra algunos niveles de contenido alto de calcita. El contenido de plagioclasa se mantiene constante.



	Huaco 2-2-4	Huaco 2-2-1	Huaco 2-4-4	Huaco 2-4-1
■ Illita	15	15	10	15
■ Clorita	40	62	20	37
■ Caolinita	45	23	70	48

Resultado de composición de arcillas: Muestra el predominante dominio de clorita y caolinita, al igual que los resultados mineralógicos obtenidos anteriormente.

Hallamos los valores petrofísicos para la Formación Mesa., mediante el programa Interactive Petrophysics, el cual usa las formulas de cada método en base a los valores de registros eléctricos, con valores diferentes m y n.

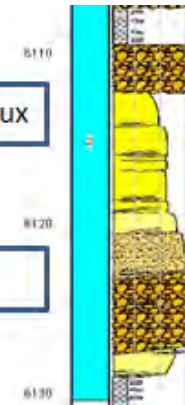


CUT OFF:

- POROSIDAD: 8 %
- VCLAY: 20%.
- SW: -

Mod Simandoux

Dual Water



Para las profundidades a las cuales se hicieron los análisis de núcleos convencionales (Porosidad y permeabilidad) se determinan con el Programa Interactive Petrophysics, las porosidades a las mismas profundidades, con dos diferentes fórmulas (Mod Simandoux y Dual Water) con diferentes valores de constantes petrofísicas (m, n y a).

**CUADRO DE RESULTADOS DE VALORES DE POROSIDAD DETERMINADOS
CON MOD SIMANDOUX**

	CORE	ms(1,1.9,1.9)	ms(0.8,1.9,1.9)	ms(0.8,1.7,1.7)	ms(1,1.7,1.7)	ms(1,2,2)	ms(0.8,2,2)
DEPTH	POR %	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE
FT		dec	dec	dec	dec	dec	dec
6104	7.5	7.41	7.4	7.36	7.37	7.43	7.42
6105.5	5.8	5.47	5.47	5.44	5.45	5.47	5.47
6106.5	3.91	4.8	4.8	4.79	4.8	4.81	4.8
6107	5.2	4.12	4.12	4.11	4.11	4.12	4.12
6110.5	8.5	7.37	7.37	7.33	7.35	7.38	7.37
6112	12.6	12.99	12.96	12.9	12.93	13.02	12.99
6112.5	12.8	13.82	13.79	13.73	13.76	13.85	13.83
6113	12.7	13.98	13.95	13.89	13.92	14.01	13.99
6113.5	13.72	13.82	13.79	13.74	13.76	13.85	13.82
6114	13.3	13.95	13.92	13.85	13.88	13.98	13.95
6116	10.9	12.96	12.92	12.85	12.88	13	12.96
6116.5	11.7	13.16	13.12	13.05	13.08	13.2	13.16
6120.5	9.6	7.17	7.16	7.12	7.14	7.17	7.17
6123.5	3.3	3.63	3.63	3.62	3.62	3.63	3.63

**CUADRO DE RESULTADOS DE VALORES DE POROSIDAD DETERMINADOS
CON DUAL WATER**

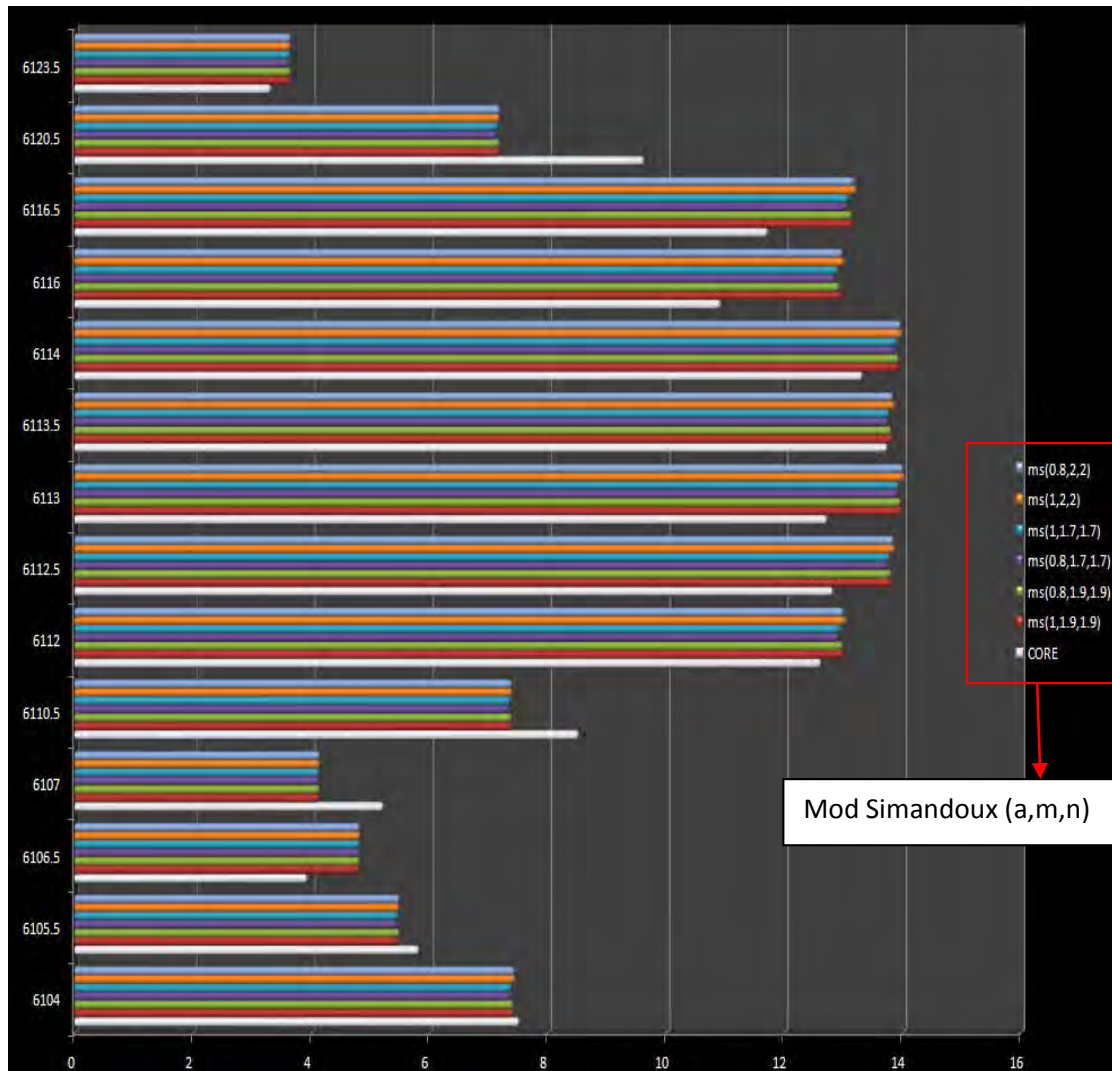
		dw(0.8,1.9,1.9)	dw(1,1.9,1.9)	dw (0.8,1.7,1.7)	dw(1,1.7,1.7)	dw(1,2,2)	dw(0.8,2,2)
DEPTH	POR%	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE	PHIE
FT		dec	dec	dec	dec	dec	dec
6104	7.5	7.37	7.41	7.27	7.31	7.44	7.21
6105.5	5.8	5.47	5.47	5.39	5.42	5.48	6.08
6106.5	3.91	4.8	4.81	4.71	4.75	4.81	4.81
6107	5.2	4.11	4.12	4.02	4.06	4.12	4.12
6110.5	8.5	7.34	7.37	7.22	7.26	7.38	7.37
6112	12.6	12.89	12.93	12.79	12.82	12.99	12.94
6112.5	12.8	13.73	13.78	13.64	13.67	13.83	13.78
6113	12.7	13.9	13.94	13.81	13.85	13.99	13.95
6113.5	13.72	13.74	13.78	13.65	13.68	13.83	13.78
6114	13.3	13.88	13.92	13.8	13.83	13.97	13.93
6116	10.9	12.92	12.95	12.84	12.87	13	12.96
6116.5	11.7	13.12	13.16	13.05	13.08	13.2	13.16
6120.5	9.6	7.12	7.16	7.01	7.05	7.17	7.16
6123.5	3.3	3.64	3.64	3.55	3.57	3.64	3.64

Se escogieron las dos fórmulas de determinación petrofísica porque estas son las más recomendables para reservorios laminados, teniendo en cuenta que mientras más compleja es la fórmula usada, mayores constantes usara, es decir aumenta la incertidumbre.

En siguiente grafico se muestra los resultados obtenidos en el cual se observa que no existe una variación entre los resultados en base a los registros eléctricos con la formula petrofísica de Mod Simandoux, variando las constantes petrofísicas (a, m, n – en ese orden). En algunos puntos se puede observar

variaciones de hasta 1%, en comparación con los resultados obtenidos en laboratorio.

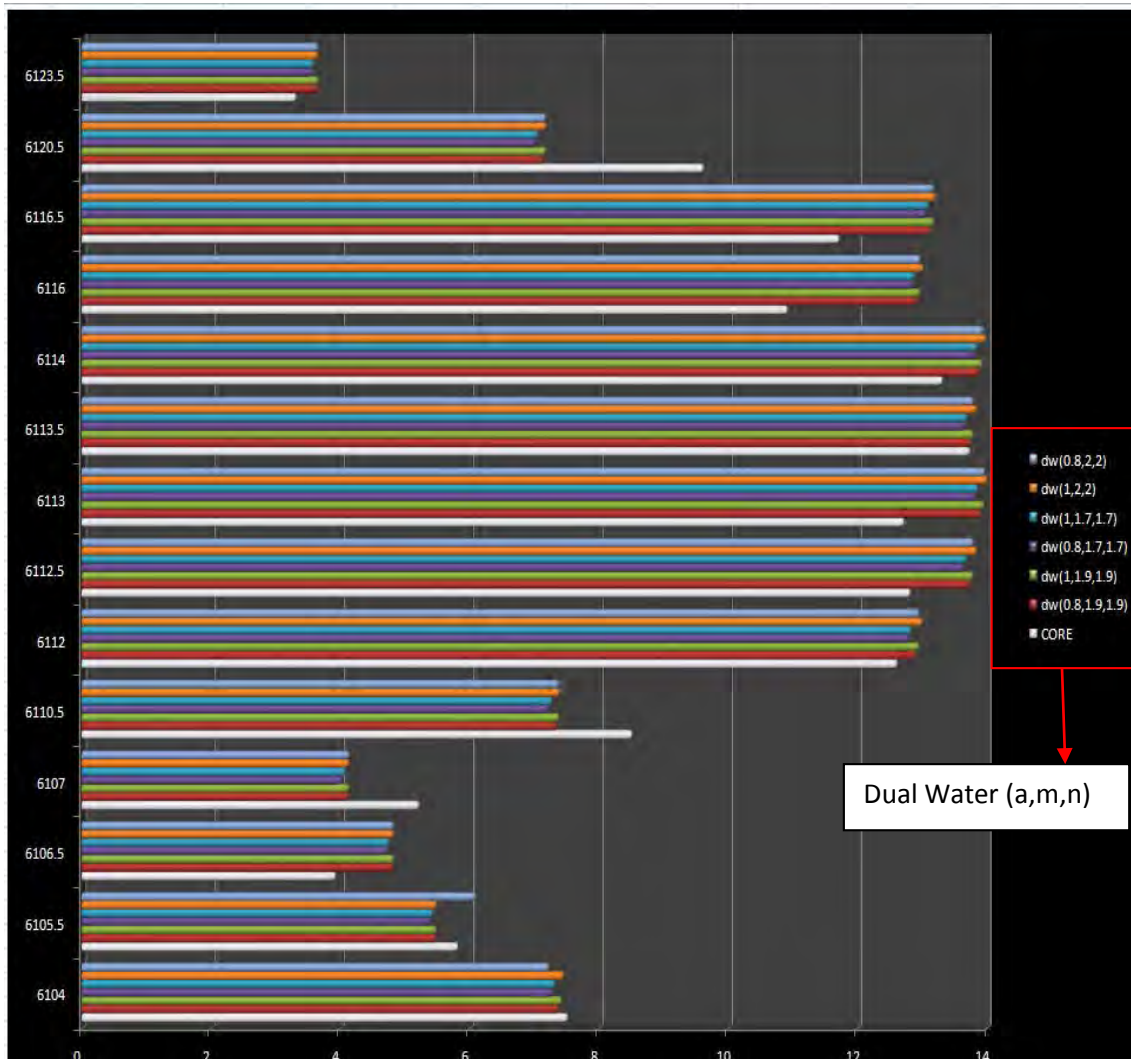
MOD SIMANDOUX



Ms= Mod Simandoux, (a,m,n) → En ese orden.

De igual manera se puede observar los valores determinados en base a los registros eléctricos con formula Dual Water, siguen la misma tendencia antes descrita.

DUAL WATER



→ Los valores de porosidad efectiva no sufren variaciones mayores a $\pm 1\%$ entre los valores de núcleo convencional y los valores determinados por Registros eléctricos, teniendo en cuenta que los parámetros petrofísicos (a, m, n) no son

de gran influencia en la determinación de la porosidad efectiva como se puede ver en los dos gráficos mostrados.

Siguiendo el mismo flujo de trabajo con los valores obtenidos de los registros eléctricos calculamos valores de Saturación de Agua a las mismas profundidades antes descritas, no tenemos valores de Saturación de agua de Laboratorio en el núcleo, por lo que usaremos tendencias teóricas, aproximando a nuestros valores de permeabilidad y tipo de reservorio.

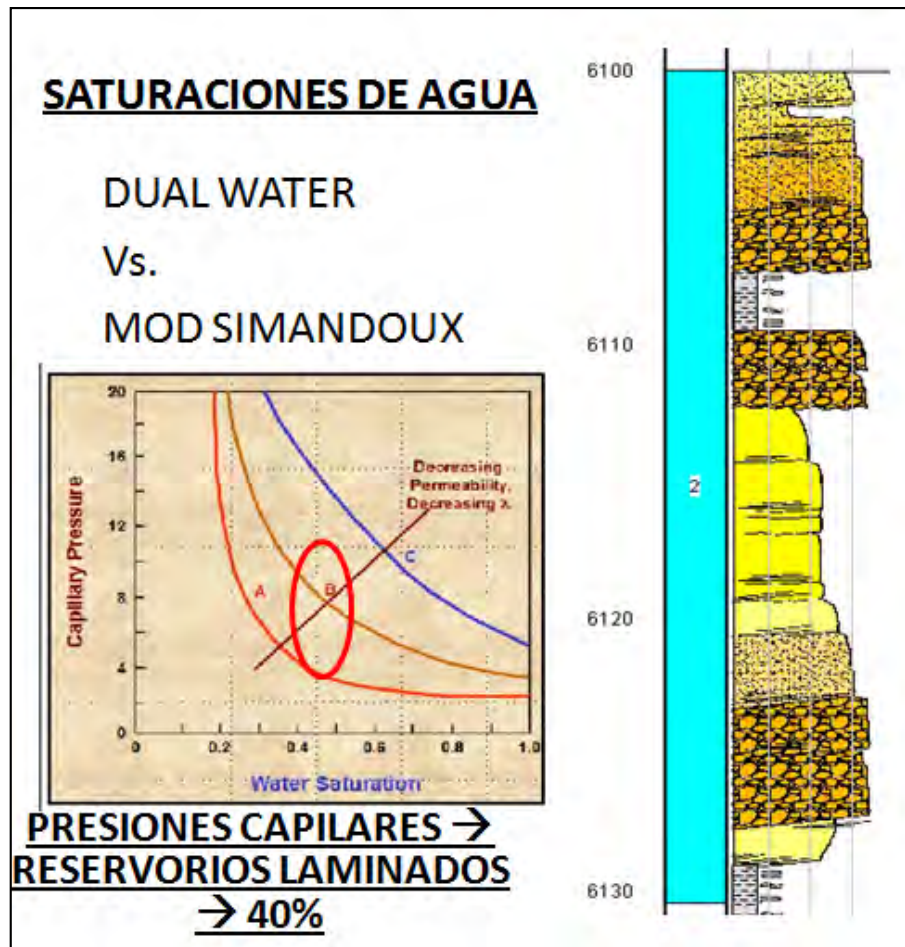
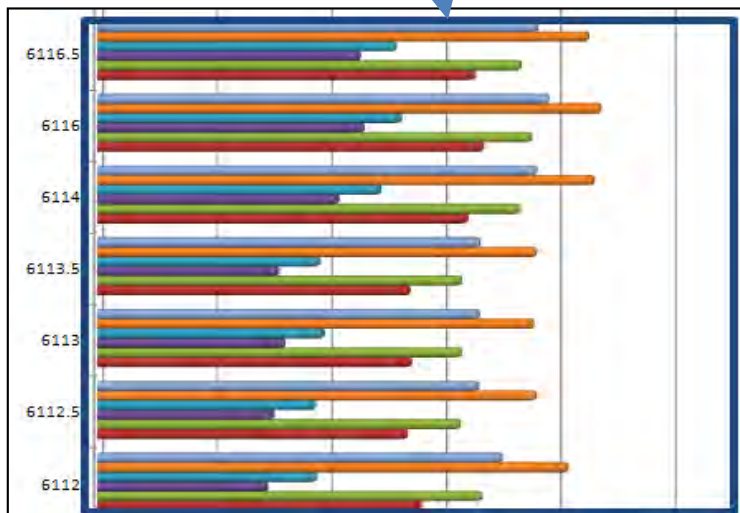
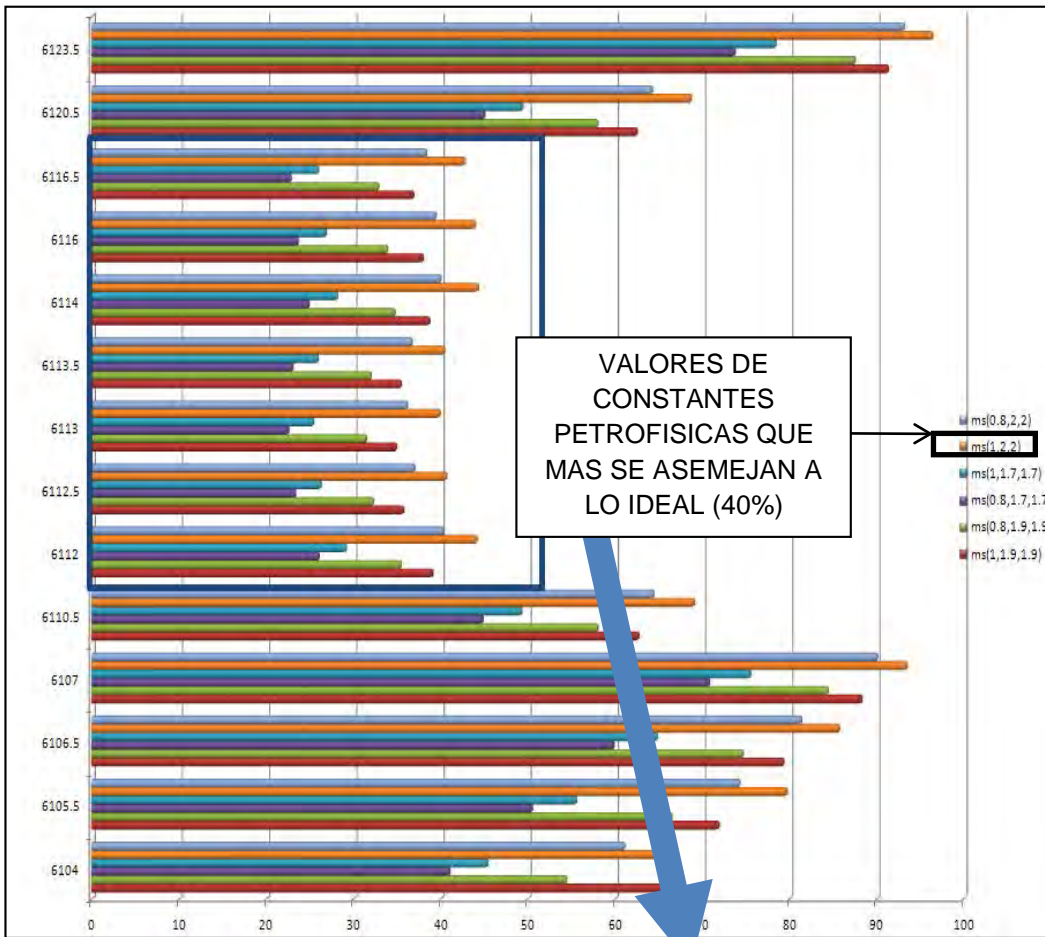


Fig 37 Bosquejo sedimentológico del núcleo convencional del pozo 12277

Teniendo en cuenta que las permeabilidades de reservorio de la Formación Mesa estarían en el orden B (0.01mD) de acuerdo al grafico teórico mostrado, esto coincide con valores de reservorios apretados y presiones capilares no alejados del promedio. En base a esto y teniendo en cuenta que la Formación Mesa hasta ahora, no se encuentra algún contacto O/W, los valores de Saturación de agua ideales deberían estar alrededor de 40%.

Se puede observar que para este reservorio a estas permeabilidades con la Formula Mod Simandoux con constantes petrofísicas **a=1**, **m=2**, **n=2**, los valores de saturación de agua tienen mejor tendencia a los valores teóricos ideales para este.

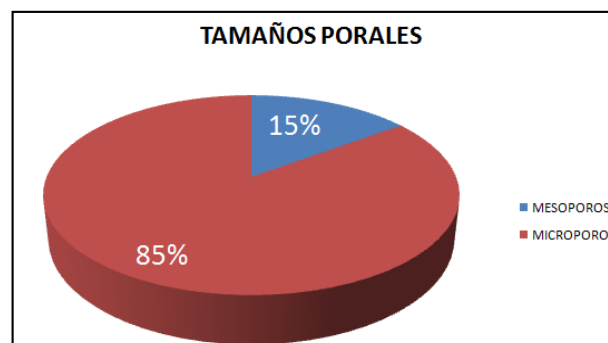
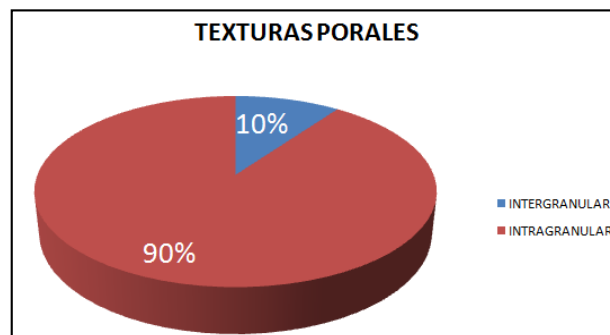
GRAFICO QUE MUESTRA LOS VALORES DE SATURACION DE AGUA CALCULADOS CON REGISTROS ELECTRICOS

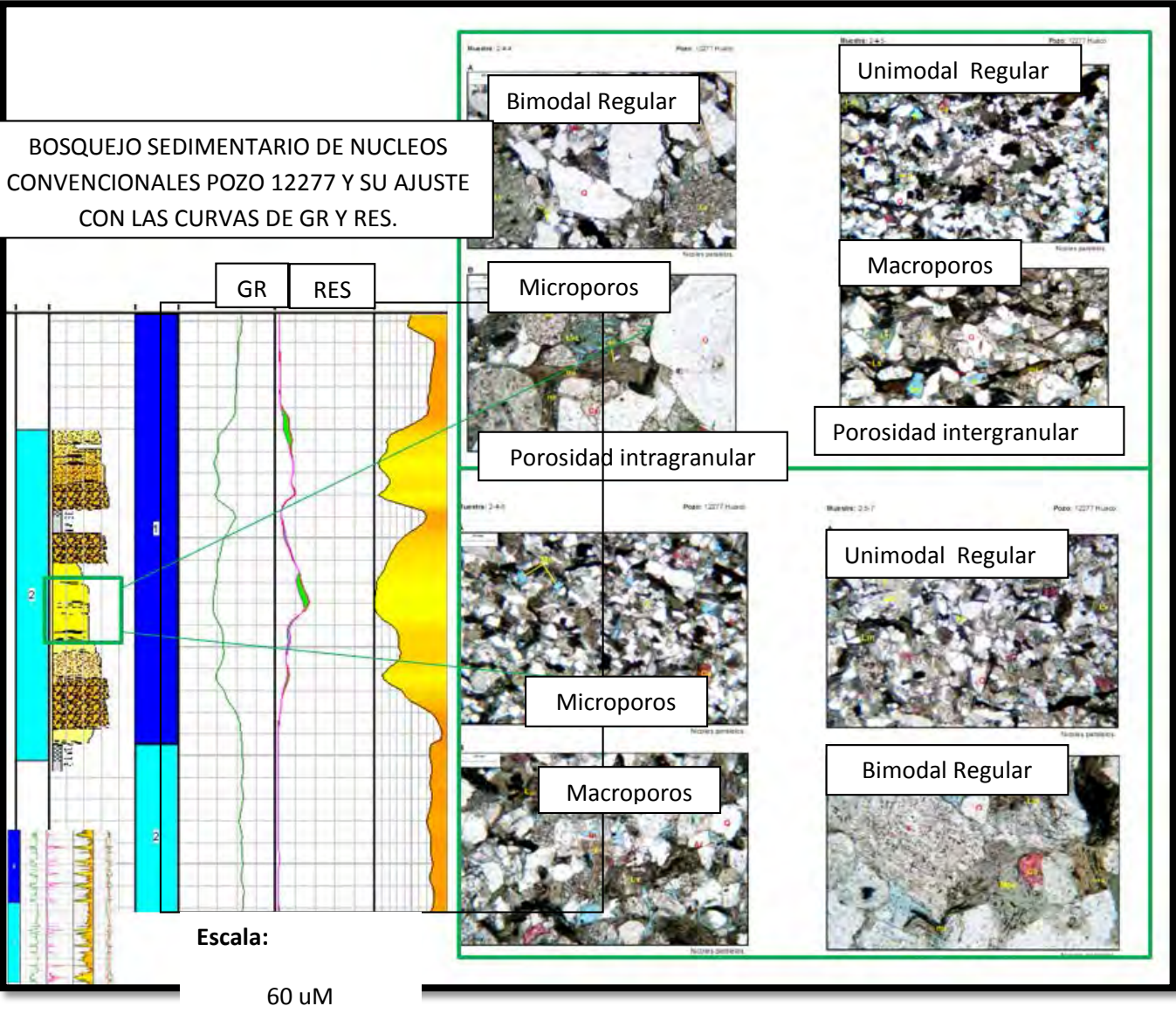


3.7.2 Metodología y determinación de “m” y “n” texturas porales

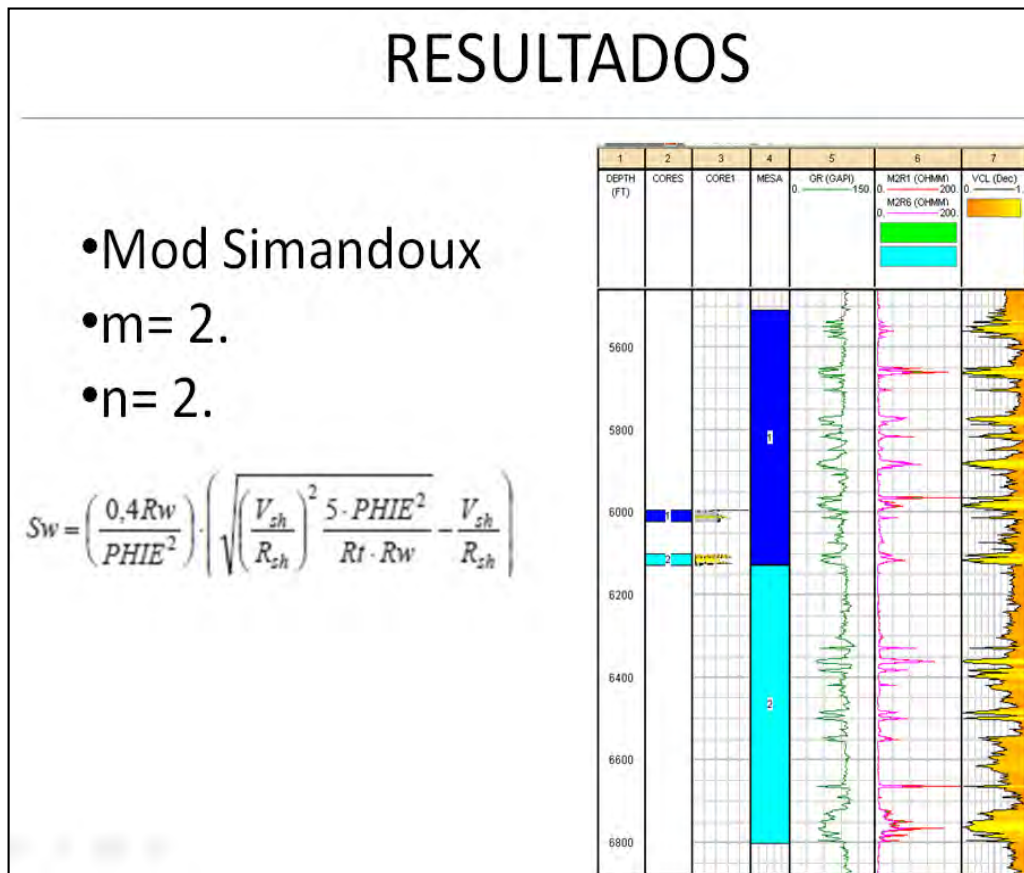
Para los valores obtenidos en los estudios de Constantes petrofísicas mediante comparación de valores de Porosidad y Saturación de Agua, se estudió las texturas porales en las secciones delgadas del núcleo convencional 12277.

Los valores de porosidades son susceptibles al valor del factor de cementación “m” (Depende de la dificultad que tiene el fluido a moverse por los poros, es decir, las texturas y tamaños de los poros), por lo que se analiza fotografías al microscopio de luz reflejada. El tamaño de poros muestra predominio de microporos debido a la disolución de líticas y feldespatos, las texturas porales predominan las intragranulares asociadas a microfisuras, por lo tanto la dificultad al movimiento de fluidos dentro de la roca es considerable, teniendo como valor recomendable “m = 2”.





- La formula con la que se obtiene valores de porosidad mas cerca a los obtenidos en el nucleo convencional, es la formula de Mod Simandoux.
- Los valores de Saturacion de agua que se calcularon en base a registros electricos y mas se acercan a los valores de saturacion de agua teoricos en el reservorio en base a permeabilidades y calidad de reservorio, estan calculados con las contantes petrofisicas: $a=1$, $m=2$, $n=2$.



Registro eléctrico Básico y
arcillosidad (determinada con
Interactive Petrophysics)

3.7.3 Parámetros petrofísicos de la formación mesa

Con los resultados obtenidos, se determina los valores de porosidad, saturación de agua y arena neta, para cada secuencia Estratigráfica. Los mejores valores han sido mostrados en el análisis secuencial.

CUT OFF APLICADO A CÁLCULO DE POROSIDADES, SATURACION DE AGUA Y ARCILLOSIDAD

Zone	Min Res	Phi Cut	Phi Res	Sw Cut	Sw Res	Vcl Cut	Vcl Res
#	Height	Res/Pay	Use	Res/Pay	Use	Res/Pay	Use
1	0.	0.05	✓	0.6	✓	0.5	✓
2	0.	0.05	✓	0.6	✓	0.5	✓
3	0.	0.05	✓	0.6	✓	0.5	✓
4	0.	0.05	✓	0.6	✓	0.5	✓
5	0.	0.05	✓	0.6	✓	0.5	✓
6	0.	0.05	✓	0.6	✓	0.5	✓
7	0.	0.05	✓	0.6	✓	0.5	✓
8	0.	0.05	✓	0.6	✓	0.5	✓

PARAMETROS PETROFISICOS

Phit	Rw	Rmf	Hc	Rho	a	m	n
0.07	0.35	-	0.82	2.68	1	2	2

Promedio de los 32 pozos

	Sw	Porosidad	AN
Mesa Sup.	0.36	0.08	175.45
Mesa Inf.	0.31	0.06	126.04

	Sw	Porosidad	AN
Sec1	0.38	0.086	47.7
Sec2	0.35	0.065	39.0
Sec3	0.38	0.062	53.7
Sec4	0.40	0.068	49.3
Sec5	0.29	0.074	46.3
Sec6	0.40	0.060	57.9
Sec7	0.34	0.070	46.8
Sec8	0.46	0.042	58.8

Sw= SATURACION DE AGUA

AN= Arena Neta

- Hay que tener en cuenta que los valores de arena son altos, debido a que los valores de arcillosidad son bajos (Si aplicáramos un cut off de arcillosidad cercano a 0.3, el valor de arcillosidad aumentaría, bajando así el valor de arena neta) para la Formación Mesa. El principal objetivo es determinar tendencias de arena, porosidad y Saturación de Agua.

3.7.4 Mapas isopacos

Para los dos miembros en base a estos valores petrofísicos se realizaron mapas isopacos, para poder ver las tendencias de porosidad, saturación de agua, producción y de arena neta (mostrada en las tendencias estratigráficas).

Tabla # 05 Contenido de valores petrofísicos del miembro superior para cada pozo

POZO	ZONE	Este	Norte	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
12277	MESA.SUP.	470971.21	9488447.1	5510	6129	619	23	0.037	0.12	0.372	0.19	2.76	1.74	4.36
12274	MESA.SUP.	469708.8	9488718.9	6300	6555	255	40.5	0.159	0.107	0.473	0.141	0.3	0.16	0.39
12272	MESA.SUP.	470569	9489038	5529	6212	683	48	0.07	0.105	0.429	0.13	5.03	2.87	6.25
12239	MESA.SUP.	468918	9487131	5950	6200	250	7.5	0.03	0.1	0.477	0.198	0.75	0.39	1.49
12238	MESA.SUP.	468784.44	9488358	5870	6450	580	51	0.088	0.108	0.575	0.154	5.5	2.34	7.85
12259	MESA.SUP.	469913.8	9488914.4	6124	6580	456	78	0.171	0.109	0.334	0.15	8.51	5.66	11.73
12237	MESA.SUP.	470396	9488416	5255	5747	492	37	0.075	0.099	0.425	0.148	3.68	2.12	5.49
12236	MESA.SUP.	470333.88	9488880	5400	6000	600	33	0.055	0.103	0.442	0.175	3.4	1.9	5.77
12233	MESA.SUP.	468685	9487461	5620	6275	655	27.5	0.042	0.135	0.426	0.185	3.71	2.13	
12229	MESA.SUP.	470790	9488216	4960	5740	780	11.5	0.015	0.106	0.372	0.152	1.21	0.76	1.74
12227	MESA.SUP.	470766	9488657	5413	6042	629	78	0.124	0.1	0.444	0.139	7.8	4.34	10.82
12226	MESA.SUP.	471327	9489212	6218	6724	506	70.5	0.139	0.145	0.289	0.153	10.24	7.28	10.78
12208	MESA.SUP.	469233	9487924	6130	6460	330	24	0.073	0.106	0.422	0.136	2.56	1.48	3.25
12205	MESA.SUP.	475854	9490097	5560	6104	544	35.5	0.065	0.106	0.595	0.141	3.78	1.53	5
12200	MESA.SUP.	475537.48	9489736.4	5248	5837	589	31	0.053	0.111	0.576	0.138	3.45	1.46	4.27
776	MESA.SUP.	468960	9487752	5880	6280	400	58.5	0.146						0.125
4705	MESA.SUP.	475664	9490158	5770	6120	350	6.5	0.019			0.129			0.84
5720	MESA.SUP.	472020	9488709	5900	6606	706	84.5	0.12			0.167			14.08
5889	MESA.SUP.	471625.41	9488739	5790	6380	590	79	0.134			0.15			
5928	MESA.SUP.	471189	9488794	5740	6800	1060	206	0.194			0.332			68.37
6002	MESA.SUP.	472003.38	9489102	6200	6800	600	64.5	0.108			0.14			9.01
12222	MESA.SUP.	470852.5	9489067	5918	6590	672	22.5	0.033	0.103	0.433	0.156	2.33	1.32	3.51
12224	MESA.SUP.	468565	9487186	5480	5960	480	7.5	0.016			0.207			
12231	MESA.SUP.	471495	9488324	5325	6135	810	26	0.032	0.126		0.193	3.27	0	5.01
12253	MESA.SUP.	468843.59	9488080.5	5570	6420	850	18	0.021			0.209	7.1	6.18	3.77
12276	MESA.SUP.	469373	9488883	6500	6845	345	11	0.032			0.15			1.65

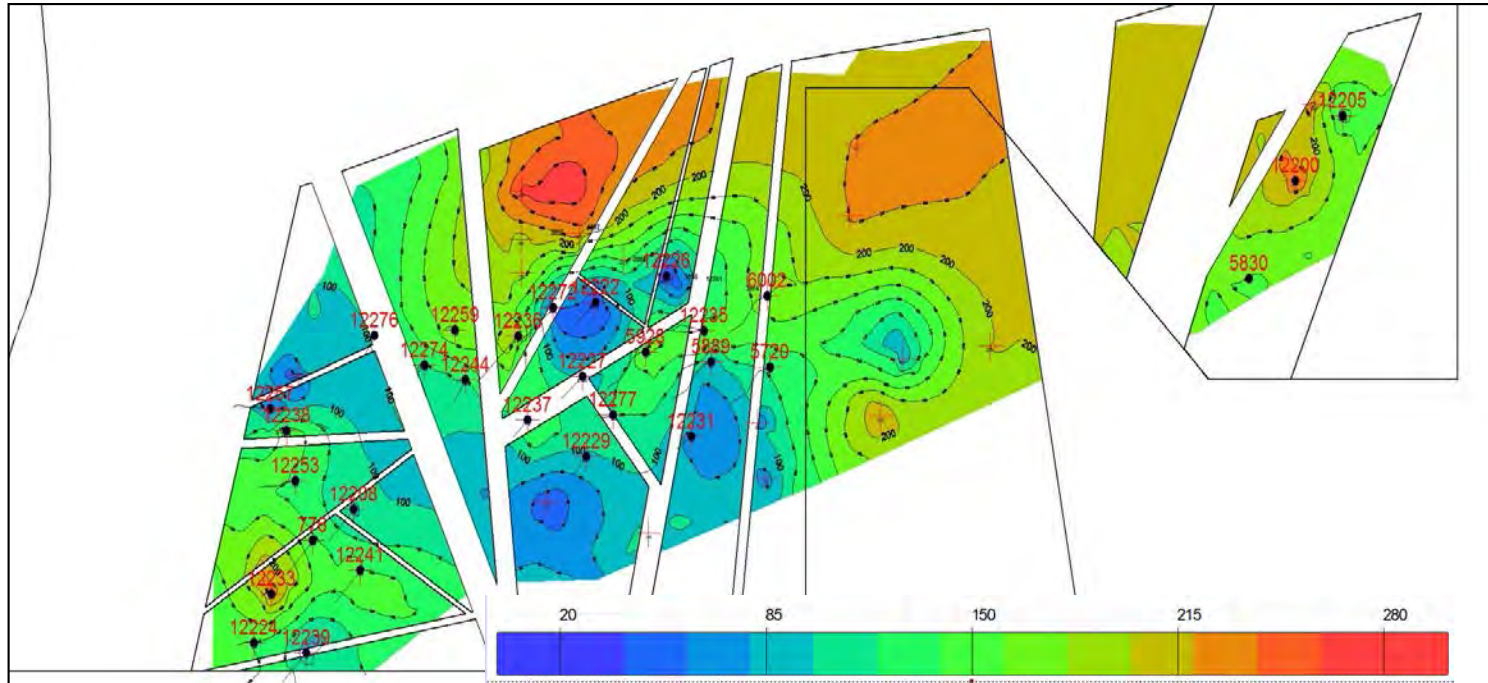


Fig.38: Mapa Isopaco de Arena Neta del Miembro Mesa Superior – Solo para observar tendencias.

O SUPERIOR DE LA

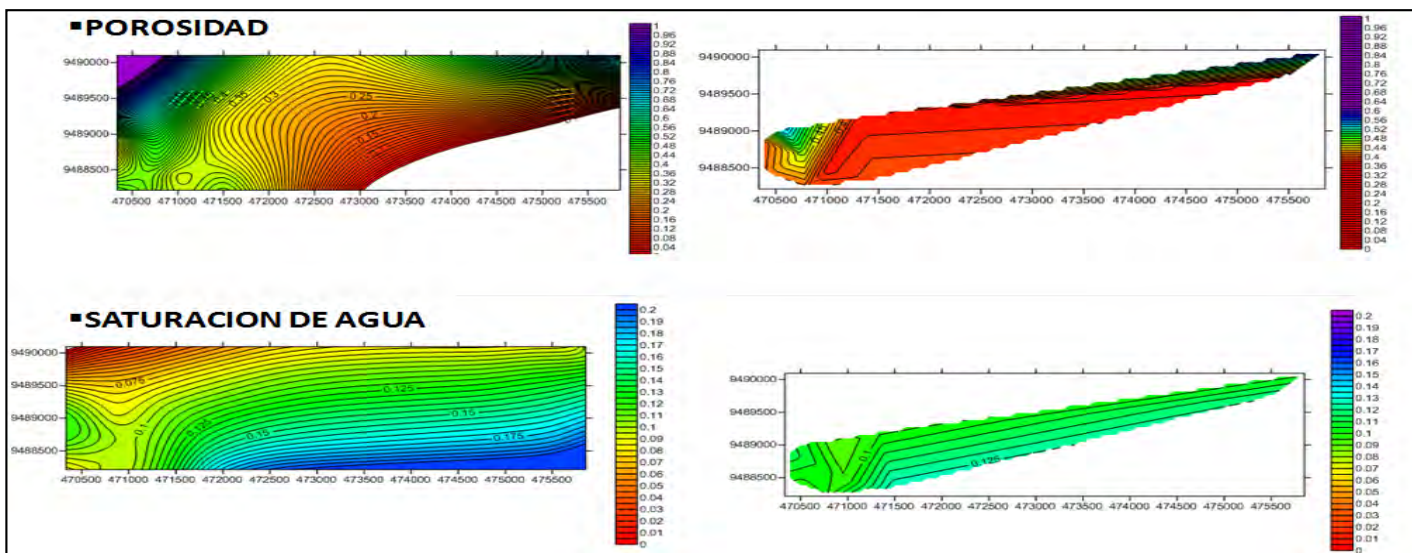


Fig. 39: Mapas isopacos de tendencias de Saturación de agua y Porosidad, a la izquierda por método de Krigging y a la derecha por método de triangulación, no mayores diferencias en las tendencias. Las zonas de mejores porosidades se observan al Centro de la zona estudiada, en la zona del límite sedimentario se pueden observar los valores más altos de saturación de agua. El principal objetivo es mostrar tendencias en el área de estudio, razón por la cual no se considera agregar la posición de los pozos.

Tabla #06 Contenido de valores petrofísicos del miembro inferior para cada pozo

POZO	zone	x	y	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H
12200	MESA.INF	475537.48	9489736.4	5837	6735	898	38	0.042	0.12	0.364	0.136	4.55	2.89	5.18
12277	MESA.INF	470971.21	9488447.1	6129	6803.5	674.5	11.5	0.017	0.096	0.375	0.131	1.11	0.69	1.51
12272	MESA.INF.	470569	9489038	6212	6800	588	18.5	0.031	0.105	0.555	0.088	1.94	0.86	1.63
12237	MESA.INF	470396	9488416	5747	6554	807	79.5	0.099	0.099	0.409	0.151	7.87	4.66	12.01
12236	MESA.INF.	470333.88	9488880	6000	6625	625	56	0.09	0.115	0.394	0.18	6.47	3.92	10.06
12229	MESA.INF.	470790	9488216	5740	6582	842	25	0.03	0.1	0.403	0.163	2.5	1.49	4.07
12227	MESA.INF.	470766	9488657	6042	6481	439	25	0.057	0.102	0.462	0.104	2.54	1.37	2.61
12226	MESA.INF	471327	9489212	6724	7050	326	8.5	0.026	0.098	0.371	0.052	0.83	0.52	0.44
12205	MESA.INF	475854	9490097	6104	6836	732	23	0.031	0.103	0.608	0.099	2.37	0.93	2.29
4705	MESA.INF	475664	9490158	6120	6840	720	22.25	0.031			0.11			2.46
5720	MESA.INF	472020	9488709	6606	7590	984	44.5	0.045			0.139			6.17
5889	MESA.INF	471625.41	9488739	6380	6710	330	35	0.106			0.135			
5928	MESA.INF	471189	9488794	6800	7205	405	68	0.168			0.299			20.34
6002	MESA.INF.	472003.38	9489102	6800	7490	690	63.5	0.092			0.144			9.15
12222	MESA.INF	470852.5	9489067	6590	7130	540	5	0.009	0.09		0.132	0.45	0.09	0.66
12231	MESA.INF	471495	9488324	6135	6660	525	67	0.128	0.13	0.4	0.166	8.73	0	11.15

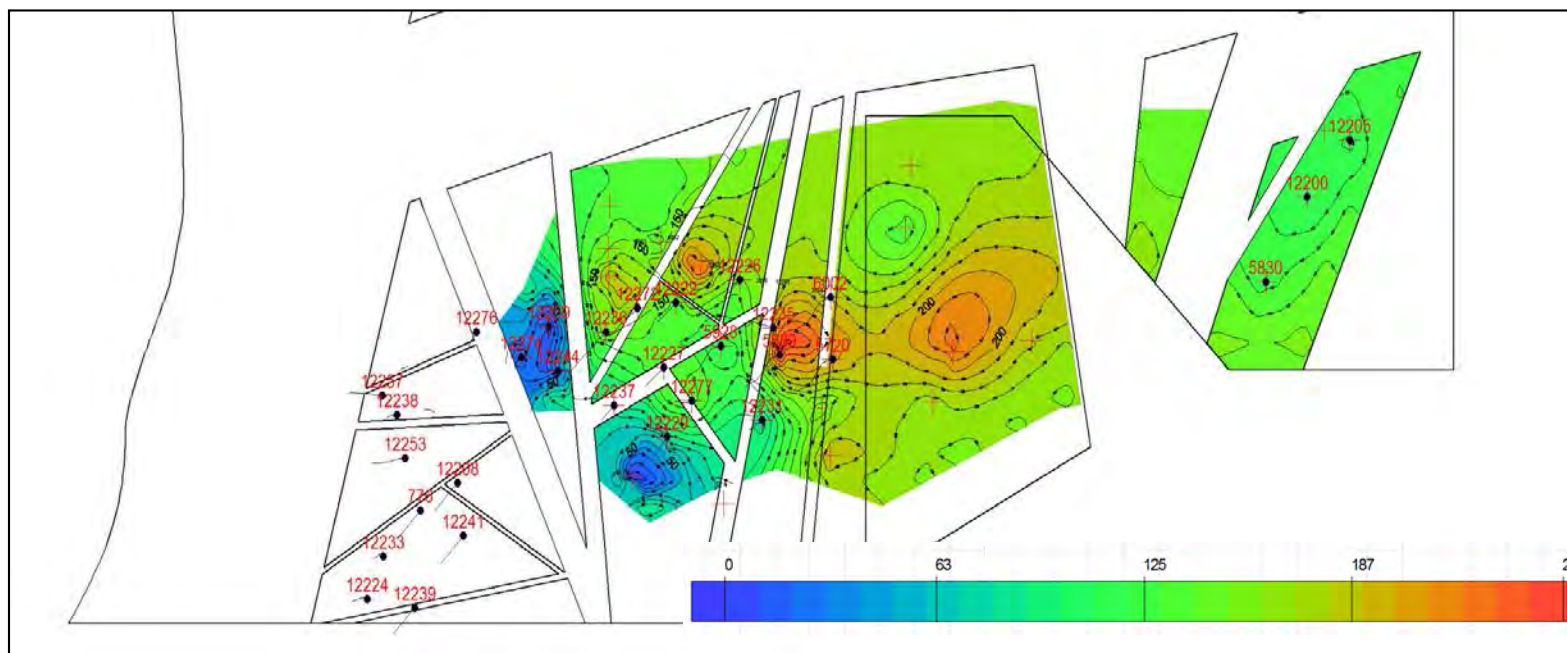


Fig. 40: Mapa Isopaco de Arena Neta del Miembro Mesa Inferior – Solo para observar tendencias

MAPAS ISOPACOS DE POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA DEL MIEMBRO INFERIOR DE LA FORMACION MESA (DOS METODOS DE CONTORNEO)

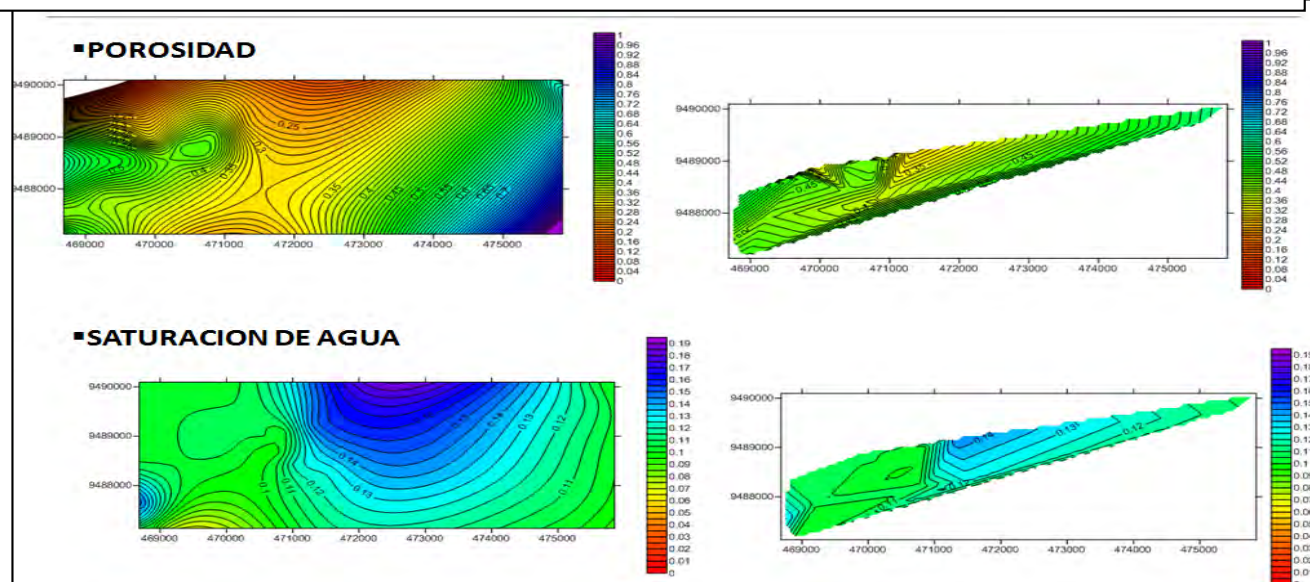


Fig. 41: Mapas isopacos de tendencias de Saturación de agua y Porosidad, a la izquierda por método de Krigging y a la derecha por método de triangulación, no mayores diferencias en las tendencias. Las tendencias de mejores porosidades se observan al Centro y Norte de la zona estudiada. El principal objetivo es mostrar tendencias en el área de estudio, razón por la cual no se considera agregar la posición de los pozos

3.7.5 Producción

Para tener idea de un comportamiento de producción, en los pozos del Yacimiento “Huaco”, se hizo un Análisis de la Producción con un corte anual, a la producción acumulada de ese sector, se le dividió entre el número de años de producción desde inicio hasta el 2012. Con estos valores se hizo un mapa isopaco para observar el comportamiento productivo en esta zona, que es la que más ha producido y con mayor cantidad de pozos al 2012 en el Lote I, el mapa isoproductivo correlaciona con el mapa isopaco de arena en este yacimiento.

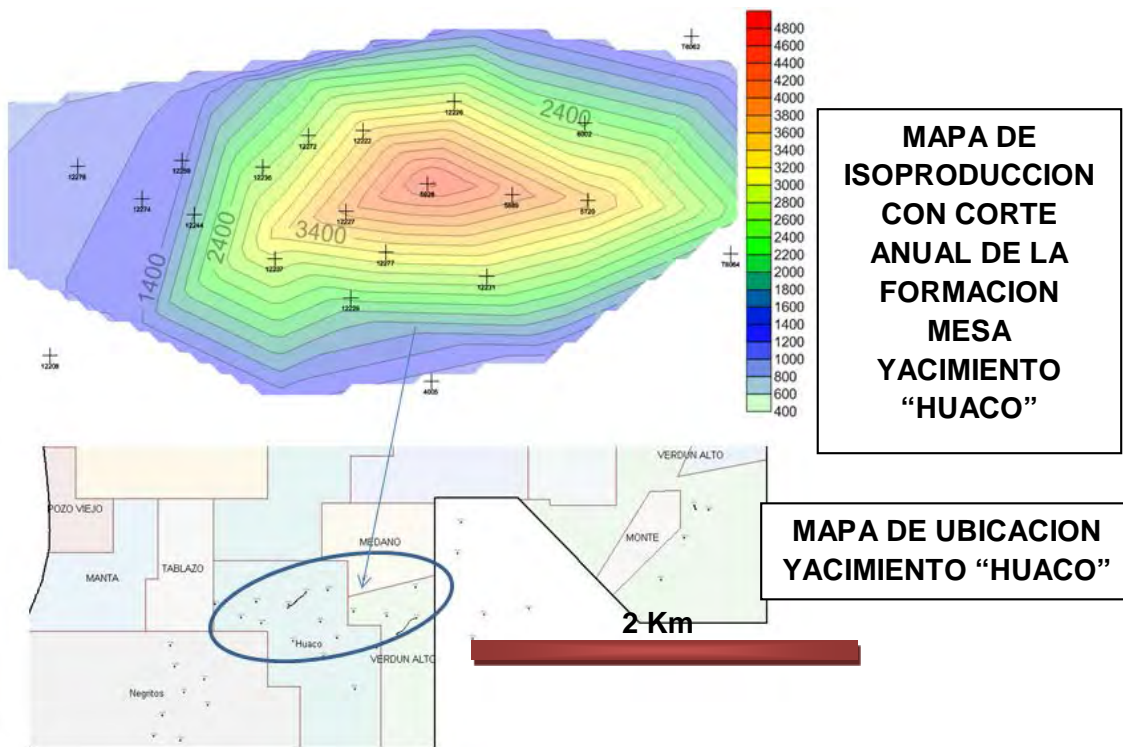


Fig. 42: Mapa de Iso producción de corte anual en el Yacimiento Huaco.

Tabla 07 Valores de producción con corte anual por pozo

Pozo	Periodo (años de producción)	Producción de corte anual (Producción acumulada/Periodo)
5720	36	3020
5889	35	5294
5928	35	6492
6002	34	1071
12222	6	5286
12226	6	2039
12227	6	8377
12229	4	3528
12231	6	2085
12236	5	10225
12237	5	4170
12244	4	3169
12272	3	2480
12276	3	2492
12277	1	3200

- Analizando este mapa de iso producción, y asociando al mapa isopaco de mejor desarrollo de arenas por miembro, se puede concluir que la **mayor producción en esta zona (Yac. Huaco) proviene del miembro Superior de la Formación Mesa.**

3.8 CALCULO DE RESERVAS

3.8.1 Representación estructural

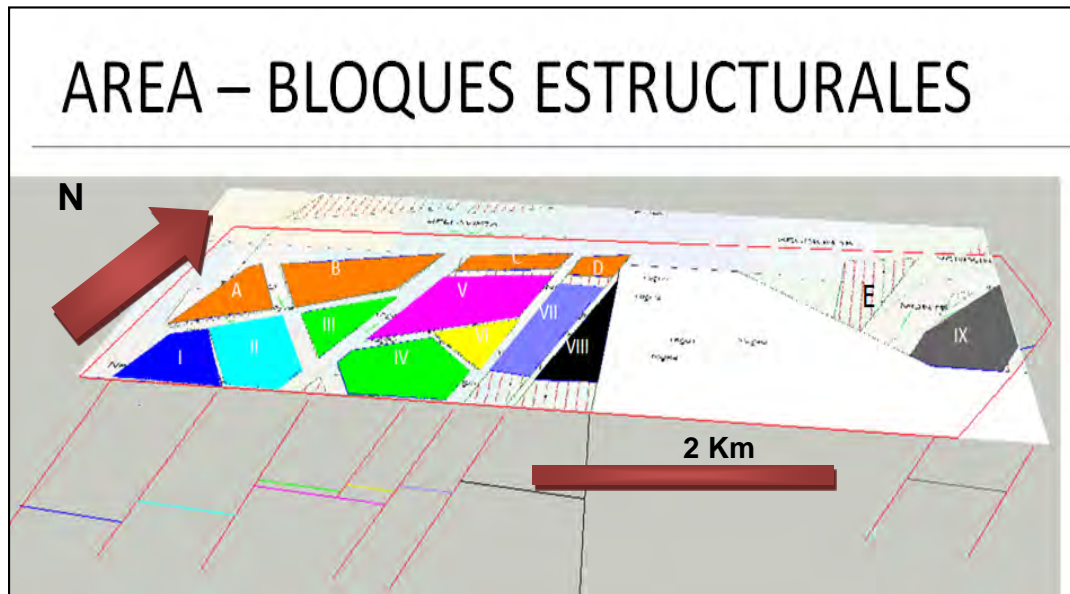
Para determinar las Reservas al Sur del Lote I, en el bloque limitado por las fallas regionales: Milla 6 y Gran Falla, se ha escogido el método volumétrico, teniendo en cuenta las fallas locales.

**BOSQUEJO 3D DEL MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA FORMACION
MESA**



Para esto, con la información de pozos se puede subdividir este mega bloque en 14 bloques estructurales afectados por fallas locales, de los cuales 9 tienen información de pozos y los otros 5 son inferidos por proyección de fallas superiores, asumiendo que aun faltarían ser desarrollados.

El siguiente paso es determinar el área superficial en Acres que tendría cada bloque:

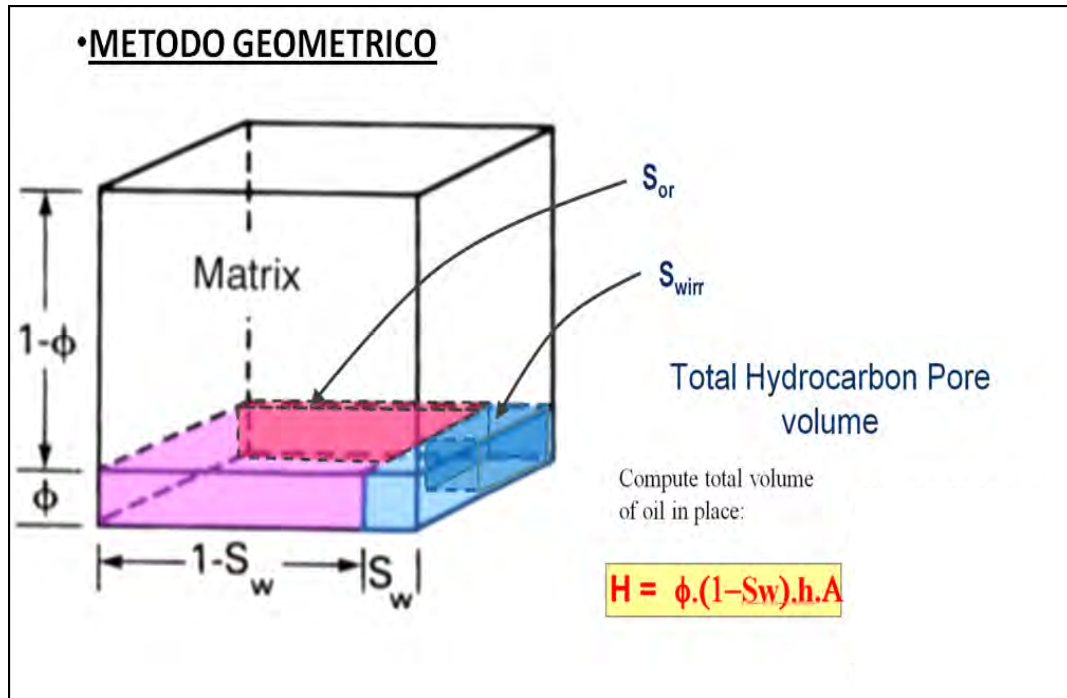


Bloque	AREA m2	AREA acres
I	901158.56	222.68
II	778054.5	192.26
III	377211.333	93.211
IV	1114039.15	275.285
V	879400.667	217.3044
VI	291225.22	71.963
VII	999513.875	246.9856
VIII	1072266.96	264.963
IX	1286043.88	317.788
A	504516.697	124.669
B	930615.14	229.96
C	586267.112	144.8696
D	249878.469	61.7464

Fig. 43: Representación 3d de los bloques estructurales al Sur del Lote I.

3.8.2 Cálculo del pois (petróleo original in situ)

Para determinar el petróleo total que está en el volumen poral presente en cada bloque estructural, se usó la siguiente metodología:



Donde:

H= Intervalo productor: Es decir la arena neta promedio determinada en base a pozos.

S_w = Saturación de agua promedio en base a pozos.

ϕ = Porosidad promedio en base a pozos.

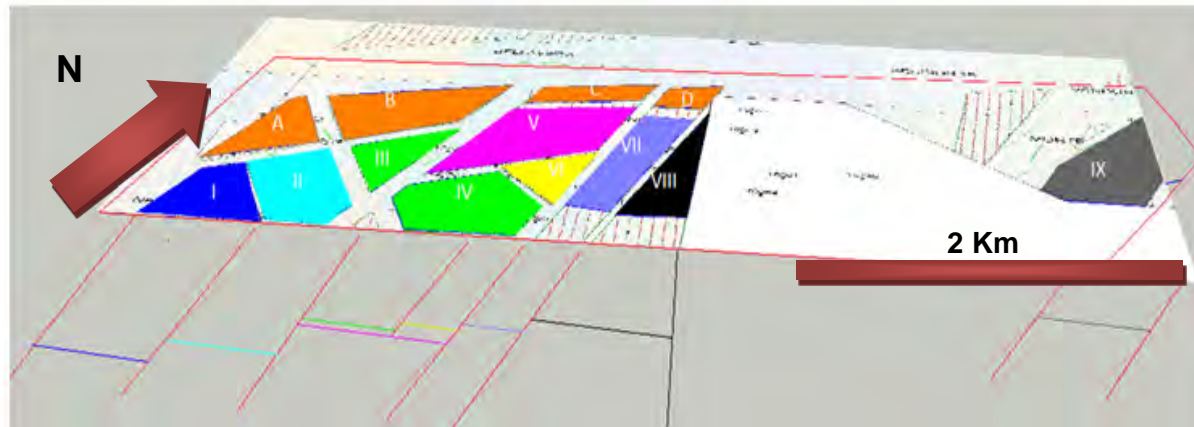
A= Área de cada bloque.

Tabla 08 Resultados de pois (petróleo original in situ) en bloques

POZO	zone	x	y	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H	POIS
BLOQUE I	901158.56	222.68													
12239	MESA.SUP.	468918	9487131	5950	6200	250	7.5	0.03	0.1	0.477	0.198	0.75	0.39	1.49	
12238	MESA.SUP.	468784.435	9488358.03	5870	6450	580	51	0.088	0.108	0.575	0.154	5.5	2.34	7.85	
12233	MESA.SUP.	468685	9487461	5620	6275	655	27.5	0.042	0.135	0.426	0.185	3.71	2.13		
776	MESA.SUP.	468960	9487752	5880	6280	400	58.5	0.146						0.125	
12224	MESA.SUP.	468565	9487186	5480	5960	480	7.5	0.016			0.207				
12253	MESA.SUP.	468843.59	9488080.5	5570	6420	850	18	0.021			0.209	7.1	6.18	3.77	
TOTAL							35		0.11	0.42					2755444.55
BLOQUE II	778054.5	192.26													
12208	MESA.SUP.	469233	9487924	6130	6460	330	24	0.073	0.106	0.422	0.136	2.56	1.48	3.25	
TOTAL							25		0.1	0.4					1598092.59
BLOQUE III	377211.333	93.211													
12274	MESA.SUP.	469708.799	9488718.88	6300	6555	255	40.5	0.159	0.107	0.473	0.141	0.3	0.16	0.39	
12259	MESA.SUP.	469913.8	9488914.4	6124	6580	456	78	0.171	0.109	0.334	0.15	8.51	5.66	11.73	
TOTAL							25		0.1	0.35					839348.41
BLOQUE IV	1114039.15	275.285													
12237	MESA.SUP.	470396	9488416	5255	5747	492	37	0.075	0.099	0.425	0.148	3.68	2.12	5.49	
12229	MESA.SUP.	470790	9488216	4960	5740	780	11.5	0.015	0.106	0.372	0.152	1.21	0.76	1.74	
12237	MESA.INF.	470396	9488416	5747	6554	807	79.5	0.099	0.099	0.409	0.151	7.87	4.66	12.01	
12229	MESA.INF.	470790	9488216	5740	6582	842	25	0.03	0.1	0.403	0.163	2.5	1.49	4.07	
TOTAL							25		0.09	0.37					2162356.79
BLOQUE V	879400.667	217.3044													
12272	MESA.SUP.	470569	9489038	5529	6212	683	48	0.07	0.105	0.429	0.13	5.03	2.87	6.25	
12236	MESA.SUP.	470333.88	9488880	5400	6000	600	33	0.055	0.103	0.442	0.175	3.4	1.9	5.77	
12227	MESA.SUP.	470766	9488657	5413	6042	629	78	0.124	0.1	0.444	0.139	7.8	4.34	10.82	
12226	MESA.SUP.	471327	9489212	6218	6724	506	70.5	0.139	0.145	0.289	0.153	10.24	7.28	10.78	
12222	MESA.SUP.	470852.5	9489067	5918	6590	672	22.5	0.033	0.103	0.433	0.156	2.33	1.32	3.51	
12272	MESA.INF.	470569	9489038	6212	6800	588	18.5	0.031	0.105	0.555	0.088	1.94	0.86	1.63	
12236	MESA.INF.	470333.88	9488880	6000	6625	625	56	0.09	0.115	0.394	0.18	6.47	3.92	10.06	
12226	MESA.INF.	471327	9489212	6724	7050	326	8.5	0.026	0.098	0.371	0.052	0.83	0.52	0.44	
12222	MESA.INF.	470852.5	9489067	6590	7130	540	5	0.009	0.09		0.132	0.45	0.09	0.66	
12227	MESA.INF.	470766	9488657	6042	6481	439	25	0.057	0.102	0.462	0.104	2.54	1.37	2.61	
TOTAL							50		0.1	0.37					3793156.95

Tabla 10 Resultados de pois (petroleo original in situ) en bloques inferidos (no confirmados por pozo) – valores petrofisicos promedio del area.

POZO	zone	x	y	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H	Vcl*H	POIS
BLOQUE A	504516.697	124.669													
TOTAL							30		0.1	0.38					1284970.51
BLOQUE B	930615.14	229.96													
TOTAL							30		0.1	0.37					2408440.07
BLOQUE C	586267.112	144.8696													
TOTAL							45		0.1	0.4					2167518.26
BLOQUE D	249878.469	61.7464													
TOTAL							40		0.1	0.4					821191.836
BLOQUE E	637375.42	157.499													
TOTAL							45		0.105	0.37					2598016.49



3.8.3 Factor de Recuperación

Para determinar el factor de recuperación, se analizó las curvas de declinación en tiempo de cada pozo para tener una mejor aproximación de la cantidad de petróleo que se puede extraer por pozo al final de cada reservorio, también tener como dato el petróleo que se puede extraer en cualquier año, y cuál es la cantidad acumulada a fin de contrato (2021)

Pozo	x	y	PROD. ACUMULADO @ OCT 2012	RECUPERACION FIN CONTRATO	RECUPERACION FIN RESERVORIO
776	468960	9487752	55,726	96,541	398,000
5720	472020	9488709	109,322	100,000	150,000
5889	471625.41	9488739	187,080	205,859	213,000
5928	471189	9488794	229,961	257,779	363,000
6002	472003.38	9489102	36,831	41,092	46,000
12200	475537.48	9489736.4	13,875	64,000	113,000
12205	475854	9490097	3,076	16,276	36,476
12208	469233	9487924	15,784	32,000	75,000
12222	470852.5	9489067	33,618	56,121	100,000
12224	468565	9487186	5,099	23,306	23,000
12226	471327	9489212	13,525	28,796	44,000
12227	470766	9488657	52,807	76,262	126,000
12229	470790	9488216	16,212	30,545	65,000
12231	471495	9488324	13,310	25,510	34,000
12233	468685	9487461	6,521	62,178	120,000
12236	470333.88	9488880	60,528	87,618	250,000
12237	470396	9488416	22,392	34,089	101,000
12239	468918	9487131	16,380	25,255	35,000
12253	468843.59	9488080.5	11,654	49,057	68,000
12259	469913.8	9488914.4	5,180	23,601	36,000
12272	470569	9489038	9,539	22,237	63,000
12274	469708.8	9488718.9	4,508	10,500	10,500
12276	469373	9488883	8,917	11,745	11,745
12277	470971.21	9488447.1	14,605	42,460	138,000

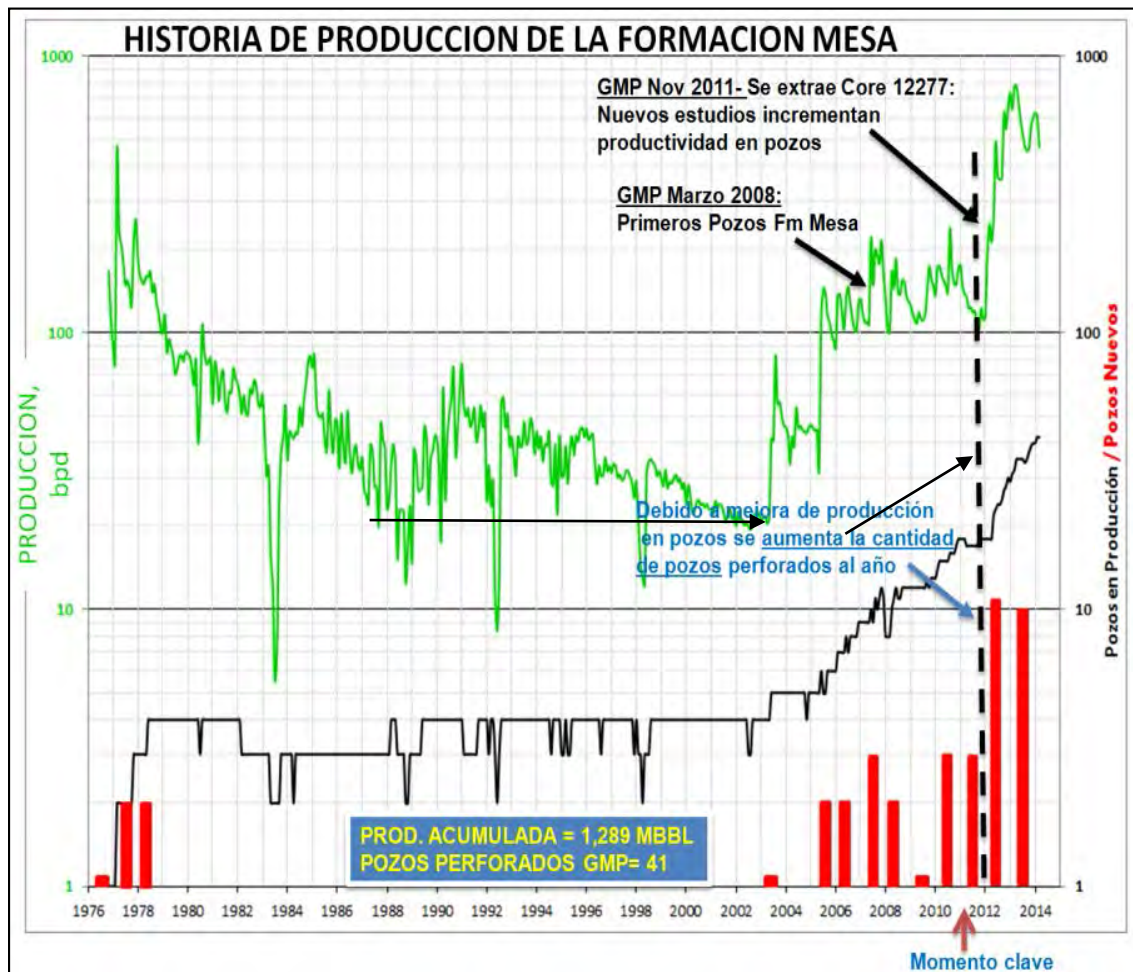
RECUPERACION DE
PETROLEO DE LA
FORMACION MESA

→ *Análisis De
Curvas De
Declinación De
Producción*

Para esto usaremos la producción acumulada de los bloques que tienen más pozos (es decir mayor producción acumulada, bloques donde ya no sería rentable perforar un pozo más). La suma de la producción acumulada de los pozos del bloque escogido y su comportamiento en el tiempo, ayudara a calcular la cantidad de petróleo que se puede recuperar al final del reservorio por pozo, y la suma de estos, representara la cantidad de petróleo que el bloque puede

recuperar. El factor de recuperación estará representado al dividir la cantidad de petróleo recuperable al finalizar el reservorio, entre la cantidad de petróleo In Situ hallado anteriormente.

PRODUCCION TOTAL – FM MESA

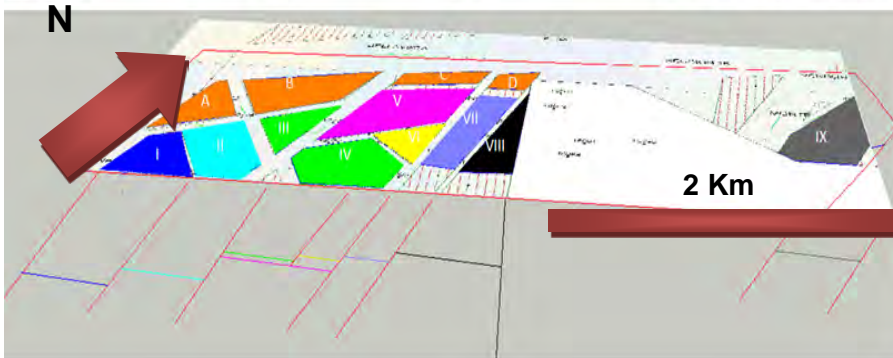


El gráfico muestra el análisis de Historia de la curva de producción de la Formación Mesa para el Lote I, donde sobresalen el momento de mejora en producción (2012), como resultado de los esfuerzos realizados en los estudios mostrados en esta tesis.

CALCULO DEL FACTOR DE RECUPERACION (FR) DE PETROLEO EN BLOQUES ESTRUCTURALES CON MAS POZOS DE LA FORMACION MESA

POZO	OIL BBL	OIL BBL	OIL BBL	POIS	Fr. Acumulado	Fr. Finalizar contrato	Fr. Fin Reservorio
BLOQUE I	PROD. ACUMULADO @ OCT 2012	RECUPERACION FIN CONTRATO	RECUPERACION FIN RESERVORIO				
12224	5,099	23,306	23,000				
12233	6,521	62,178	120,000				
12239	16,380	25,255	35,000				
12253	11,654	49,057	68,000				
776R	55,726	96,541	398,000				
12238	11,478	123,000	356,000		5	20	
TOTAL	106,858	379,337	1,000,000	2755444.55	0.038780675	0.137668167	0.362917846

BLOQUE V	OIL BBL	OIL BBL	OIL BBL	POIS	Fr. Acumulado	Fr. Finalizar contrato	Fr. Fin Reservorio
12222	33,618	56,121	100,000				
12226	13,525	28,796	44,000				
12227	52,807	76,262	126,000				
12236	60,528	87,618	250,000				
12272	9,539	22,237	63,000		5	20	
TOTAL	170,017	271,034	583,000	3793156.95	0.044822031	0.07145341	0.153697832

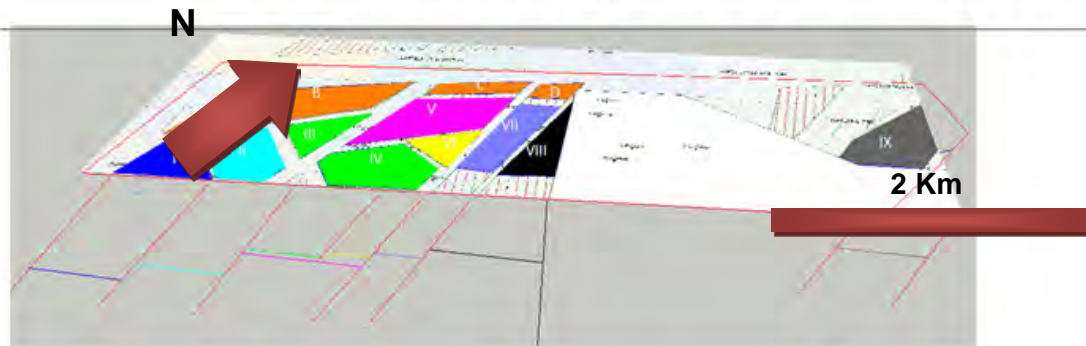


Variación de el FR entre bloques I y V debido a variación de facies y energía de reservorio

3.8.4 Petróleo residual en bloques estructurales desarrollados.

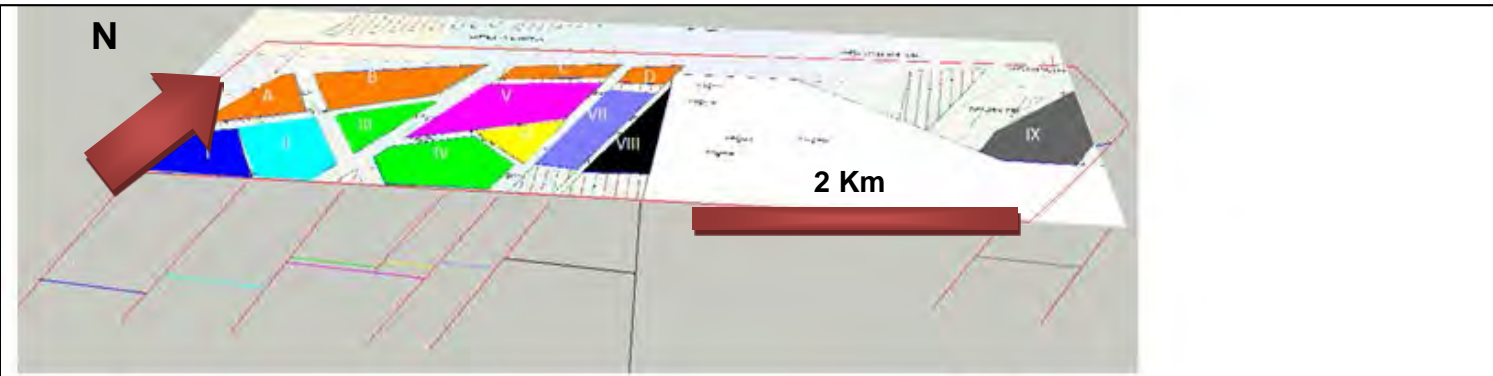
En base a los valores de factor de recuperación, valores petrofísicos y dimensiones de cada bloque, se determinó que bloque aún falta recuperar o extraer petróleo con los factores determinados.

Petróleo recuperado en bloques



POZO	OIL BBL			POIS	Fr. Acumulado	Fr. Finalizar contrato	Fr. Fin Reservorio
BLOQUE I	PROD. ACUMULADO @ OCT 2012	RECUPERACION FIN CONTRATO	RECUPERACION FIN RESERVORIO				
12224	5,099	23,306	23,000				
12233	6,521	62,178	120,000				
12239	16,380	25,255	35,000				
12253	11,654	49,057	68,000				
776R	55,726	96,541	398,000				
12238	11,478	123,000	356,000		5	20	
TOTAL	106,858	379,337	1,000,000	2755444.55	0.038780675	0.137668167	0.362917846
BLOQUE II	2 pozos						
12208	15,784	32,000	75,000				
TOTAL	15,784	32,000	75,000	1598092.59	0.009876774	0.020023871	0.046930948
BLOQUE III							
12244	13,808	23,639	37,000				
12259	5,180	23,601	36,000				
12274	4,508	10,500	10,500				
TOTAL	23,496	57,740	83,500	839348.41	0.027993143	0.068791457	0.09948193
BLOQUE IV	1 pozo - riesgo						
12229	16,212	30,545	65,000				
12237	22,392	34,089	101,000				
TOTAL	38,604	64,634	166,000	2162356.79	0.017852743	0.029890534	0.07676809

PETROLEO RECUPERADO EN BLOQUES



BLO	OIL BBL	OIL BBL	OIL BBL	POIS	Fr. Acumulado	Fr. Finalizar contrato	Fr. Fin Reservoirio	
	PROD. ACUMULADO @ OCT 2012	RECUPERACION FIN CONTRATO	RECUPERACION FIN RESERVIORIO					
12226	13,525	28,796	44,000					
12227	52,807	76,262	126,000					
12236	60,528	87,618	250,000					
12272	9,539	22,237	63,000		5	20		
TOTAL		170,017	271,034	583,000	3793156.95	0.044822031	0.07145341	0.153697832
BLOQUE VI								
12277	14,605	42,460	138,000					
5928	229,961	257,779	363,000					
TOTAL		244,566	300,239	501,000	1381765.16	0.176995344	0.217286561	0.362579702
BLOQUE VII 2 pozos								
12231	13,310	25,510	34,000					
5889	187,090	205,859	213,000					
6002	36,831	41,092	46,000					
TOTAL		237,221	272,461	293,000	6323177.14	0.037516109	0.043089256	0.046337463
BLOQUE VIII 2 pozos								
5720	109,322	100,000	150,000					
TOTAL		109,322	100,000	150,000	6166748.86	0.017727656	0.016216	0.024324
BLOQUE IX 1 pozo								
12200X	13,875	64,000	113,000					
12205D	3,076	16,276	36,476					
5830	17,965	20,000	35,000					
TOTAL		34,916	100,276	184,476	5242055.27	0.006660746	0.019129138	0.03519154

Se puede observar que en los bloques estructurales habría aun cantidades de petróleo por recuperar, tomando en cuenta el factor de recuperación obtenido en base al bloque V y Bloque I. De acuerdo al margen que hay entre el valor de petróleo recuperado por bloque y el de valor de factor de recuperación podremos ver qué bloque se puede extraer más crudo, y por consiguiente hacer más propuestas de ubicaciones a perforar.

3.8.5 Reservas en bloques estructurales inferidos.

Para los bloques que no hay información de pozos, es decir bloques por explotar, se hace un estimado de POIS (Petróleo Original In Situ), aplicando un factor de recuperación a final de contrato GMP, con ellos calculamos las reservas de cada bloque.

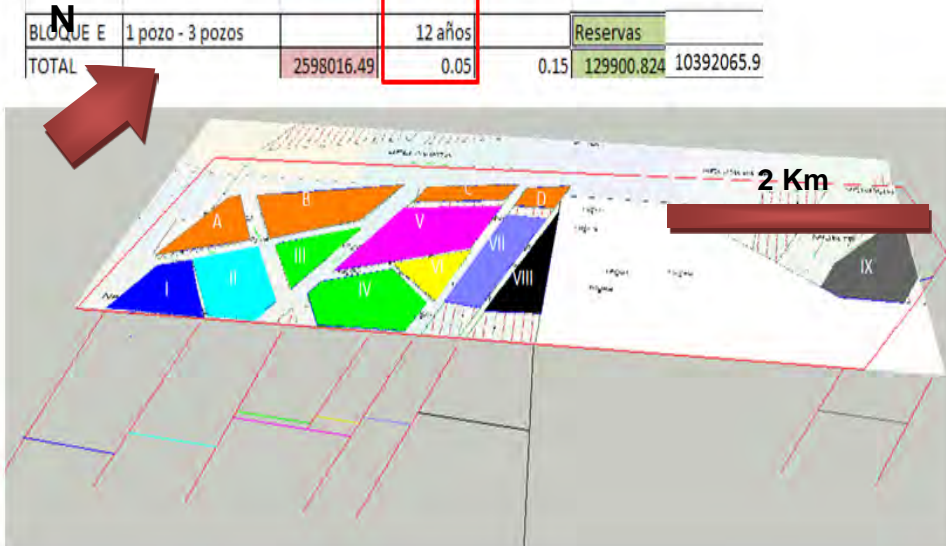
Esta cantidad de crudo recuperable multiplicado por 80 (el precio promedio por barril en 8 años) determinamos una valorización de cada bloque teniendo en cuenta que el valor obtenido será el “cash flow” y no sería el valor presente de dinero a invertir.

RESERVAS EN BLOQUES POR EXPLORAR A FIN DE CONTRATO

	Cuantos pozos ?	POIS	Fr. Contrato	Fr. Final res.	Reservas	\$
BLOQUE A	2 pozos - 4 pozos		12 años		Reservas	
TOTAL		1284970.51	0.09	0.2	115647.346	9251787.65
BLOQUE B	2 pozos - 5 pozos		12 años		Reservas	
TOTAL		2408440.07	0.09	0.2	216759.606	17340768.5
BLOQUE C	1 pozo - 3 pozos		12 años		Reservas	
TOTAL		2167518.26	0.05	0.15	108375.913	8670073.04
BLOQUE D	-		12 años		Reservas	
TOTAL		821191.836	0.05	0.15	41059.5918	3284767.35
BLOQUE E	1 pozo - 3 pozos		12 años		Reservas	
TOTAL		2598016.49	0.05	0.15	129900.824	10392065.9

✓ Se calculan las reservas De petróleo que se podrían extraer hasta finalizar contrato GMP.

✓ En base al precio de crudo de 80\$ el barril, se hace un estimado de cuantos pozos se podrían perforar.



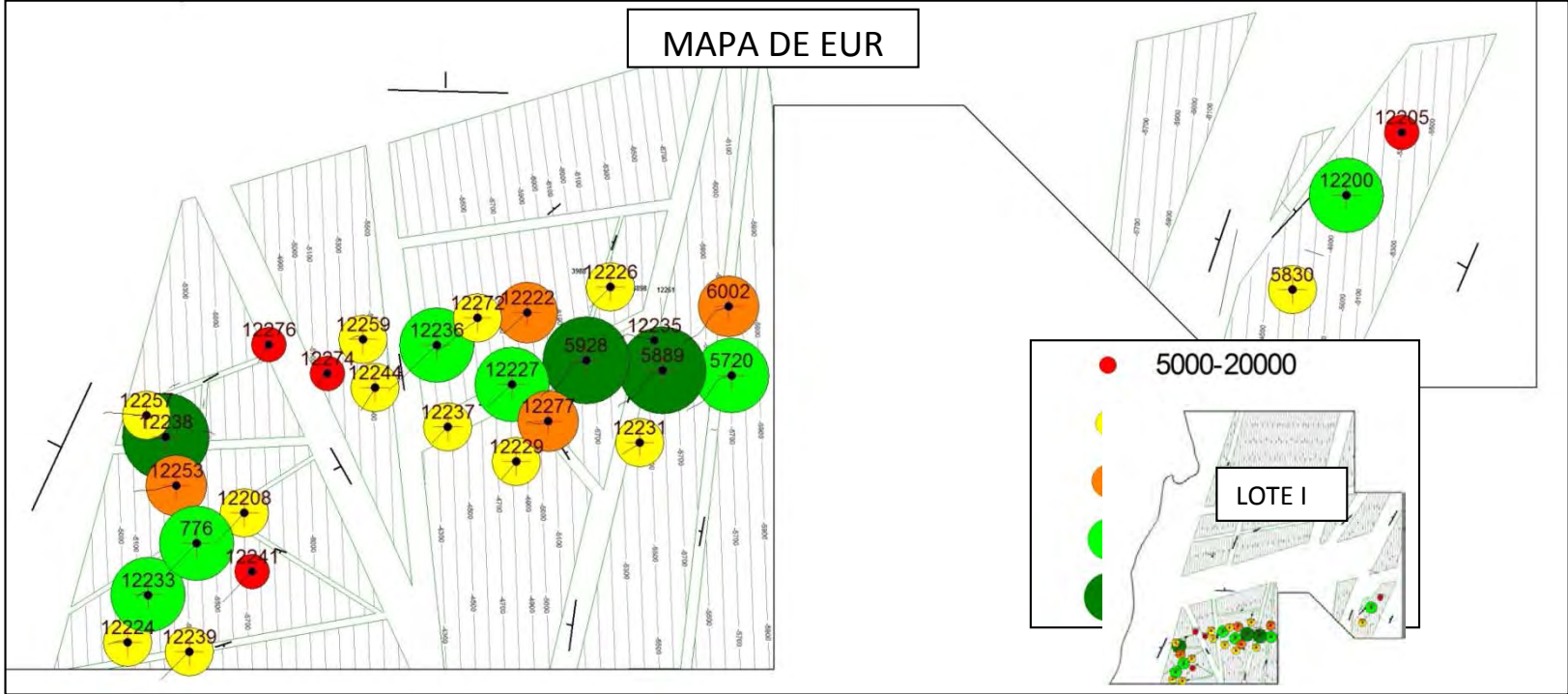
CONCLUSIONES

1. Los pulsos de subducción continuos debido a la fuerte actividad tectónica generan una regresión forzada en el Paleoceno Inferior (Formación Mesa) con episodios periódicos, transportando y re depositando los sedimentos de la Fm Mesa.
2. Agrupando las 7 secuencias estratigráficas determinadas, podemos dividir a la Fm Mesa dos miembros: Superior e inferior. En el yacimiento de Negritos se tiene presente solo el miembro Inferior, desapareciendo el desarrollo arenoso del Miembro Superior por variación sedimentaria /estratigráfica, cada miembro representa un apilamiento de flujos de "Grain Flow" y "Debris Flow".
3. Existen diferentes depósitos del tipo de canales asociados a una orientación Este - Oeste re depositando sedimentos en diferentes zonas, formando miembros asociados a un periodo de tiempo genéticamente relacionado al proceso de

subducción. Existe una migración al Norte del canal principal de aportes (Este – Oeste) de la Formación Mesa probado en pozos.

4. La formación de un Silicato gelatinoso es cuando el hierro es lixiviado por un gel ácido con contenidos mayores al 4% de HFL (En el fracturamiento), disminuyendo permeabilidad, por lo que no sería recomendable el fracturamiento con acidificación para la Formación Mesa.
5. No hay microfósil guía en la Formación Mesa, por lo que en las perforaciones para determinar la posición estratigráfica se utiliza un microfósil guía de la formación petacas y Ancha (Cretácico): “*Marssonella oxycona*”, así también la desaparición de foraminíferos planctónicos (*Globorotalia*, *Globigerina*), cuyas características marca El límite Cretáceo/Paleoceno.
6. En base a la compresión post – Cretácica (Cuenca Lancones), a las características sedimentarias de la Fm Chocan (Cuenca Lancones) y a las características petrográficas descritas; así como las tendencias de los mapas isopacos, se sustenta que los aportes de la Formación Mesa para en el Lote I provienen del Oeste, teniendo un paleocanal submarino en la quebrada Pazul que permite el transporte de sedimentos erosionados de la Cuenca Lancones hacia la Cuenca Talara.
7. Para la zona Sur de la Cuenca Talara, los aportes de la Fm Mesa no tendrían las mismas tendencias (Este - Oeste) ni el mismo origen?.

8. Las tendencias del mapa de isoproducción para los yacimientos “Verdun alto” y “Huaco” coinciden con la distribución de arena neta y porosidades, controlados por la cantidad de apilamientos de flujos de Grain Flow en cada Pozo.
9. Los valores de “m” y “n” más apropiados para el cálculo petrofísico son “2” y “2” respectivamente.
10. Hasta la fecha de término de contrato de GMP se tiene una cantidad mínima de Reservas de Petróleo recuperables en el orden de 611 743.28 bbls en los bloques estructurales no explotados hasta el día de hoy, por la Formación Mesa (En el Mega bloque levantado en desarrollo).
11. Con la cantidad de Reservas al Sur del Lote I y teniendo en cuenta el drenaje de pozo se pueden perforar un mínimo de 28 pozos petroleros rentables Por Formación Mesa. Si se considera precio promedio de barril de 80\$, entonces es un estimado de 48,9 MMU \$.



LINEA DE TIEMPO GMP DE INVERSION PROPUESTA



Fig. 44: Mapa EUR y línea de tiempo con propuesta de inversión económica y recobro.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda seguir el desarrollo de la Formación Mesa en el Lote I, aumentando la perforación al Norte de la Zona estudiada, debido a la migración de canal principal de aportes interpretado, hasta encontrar indicios de la Falla “ Gran Falla”.
2. Se recomienda perforar en el bloque estructural interpretado por la línea sísmica integrado con información de registros de Pozos (Metodología para obtener Controles de Fallas) lo cual permitirá el descubrimiento de un nuevo bloque a desarrollar, el cual estaría ubicado en el Yacimiento Verdun Alto Este.
3. Se recomienda programar la extracción de un nuevo núcleo convencional de la Fm Mesa, con los nuevos resultados que se están obteniendo al Norte de la zona estudiada, esto permitirá seguir interpretando la variación de facies y asociación de reservorio en el área desarrollada.

4. Se recomienda hacer un registro de material calcáreo; consta en poner un porcentaje de contenido de material calcáreo (calcita y otros) a la muestra observada durante la perforación, cada 10', para una evaluación de reservorio en la toma de decisiones de Completación.

5. En la integración de información del Lote I con pozos antiguos fuera de la zona (Se observa en las descripciones litológicas: Conglomerados y fluorescencia en arenas) se podría inferir canales diferentes de aportes al que se tendría la Formación Mesa en el Lote I, por lo que se recomienda estudiar a más detalle esas zonas en la Fm. Mesa, pues podría tener consecuencias económicas positivas.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

1. **Shan Shanmungan**, Deep water Process, A better understanding of facies and Relation with Sand Reservoirs – 2002.
2. **Bernard Zinzner y Francois Marie**: A Guide to Petrophysics; Microscopy photographs – 2008.
3. **Cornejo, Héctor**: Estratigrafía del Lote I, Cavelcas del Perú S.A – 1993.
4. **Debra, Higley**: The Talara Basin province of Northwestern Peru: Cretaceous-Tertiary, petroleum system – 2004.
5. **Dickinson, W. R**: Evolución de la tectónica de placas de cuencas sedimentarias - 1976.
6. **Djebbar Tiab y Erle Donaldson**: Petrophysics - 2010
7. **Galloway & Hobday** : Electro sequences Model in turbidite Systems – 1996.
8. **Gonzales, G**: “Bioestratigrafía del Eoceno en la Región de Talara-Ciclos Sedimentarios” – 1977.
9. **Hector H. Perez.:** Lithofacies, Electrofacies and Flow Units.

10. **Posamentier, Henry:** Facies Model SEPM SP 84 - 2006. Pág. 403-532
11. **Mahmoud, Sroor:** Geology & Geophysics in Oil Exploration.
12. **Malcolm, Rider:** Geological Interpretation of Well Logs – 2009. Pág.239-280
13. **Posamentier, Henry W. y George P. Allen:** Siliciclastic Sequence Stratigraphy; Concepts and Applications. SEPM Special Publication. Concepts in Sedimentology and Paleontology - 1999
14. **Rusell B. Travis.:** Problemas de fallas en el subsuelo.
15. **Seranne, M:** “Evaluación Tectónica y Sedimentaria de la Cuenca Talara” – 1987.
16. **Simon Kay:** Petrophysical Reservoir Evaluation- 2009.
17. **William R. Almon:** Routine core analysis – 2008.