# Universidad Nacional de Ingeniería

## Facultad de Ingeniería Geológica Minera y Metalúrgica

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

# Evaluación geológica de rocas carbonatadas de edad cretácica en el noroeste del Perú para incrementar las reservas de hidrocarburos

Para obtener el título profesional de Ingeniero Geólogo

Elaborado por

Raúl Gonzales Ruiz

0009-0009-9244-0364

Asesor

Dr. Víctor Raúl Sanz Parra

0009-0009-4707-2590

LIMA – PERÚ

2025

| | |
|---|---|
| Citar/How to cite | Gonzales Ruiz [1] |
| Referencia/Reference<br><br>Estilo/Style:<br>IEEE (2020) | [1] R. Gonzales Ruiz, *"Evaluación geológica de rocas carbonatadas de edad cretácica en el noroeste del Perú para incrementar las reservas de hidrocarburos"* [Trabajo de suficiencia profesional de pregrado]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2025. |

| | |
|---|---|
| Citar/How to cite | (Gonzales, 2025) |
| Referencia/Reference<br><br>Estilo/Style:<br>APA (7ma ed.) | Gonzales, R. (2025). *Evaluación geológica de rocas carbonatadas de edad cretácica en el noroeste del Perú para incrementar las reservas de hidrocarburos*. [Trabajo de suficiencia profesional de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI. |

***Dedicatoria***

*A la memoria de mis queridos padres: Luzmila Ruiz Z. y*

*Juan Gonzales Ch.*

*A mi siempre recordado hermano y colega Néstor.*

*Dedicado a mi señora esposa Teresa Yolanda Fuentes H.*

*A mis hijos: Mayte Yolanda, Juan Raúl y Fernando Luis*

*Mis nietos: Camilo, Vasco, Felipe, Tadeo y Cristóbal.*

*A toda mi familia.*

**Agradecimientos**

A Dios, por acompañarme siempre en el camino de la vida y guiarme en lo personal, familiar y profesional, permitiéndome logros y metas importantes durante el desempeño de la profesión, en bien de la sociedad.

A la Universidad Nacional de Ingeniería, por formarme como geólogo, los profesionales y personal administrativo, que organizaron y efectuaron el 5to Curso de Titulación Profesional FIGMM.

A las empresas: Occidental Petroleum Corporation Of Peru, donde inicié mis primeros trabajos como Practicante de Geología y me permitió desarrollarme como Geólogo en todas las áreas que involucran la exploración-explotación de Hidrocarburos.

Olympic Peru Inc., Sucursal del Perú, donde laboro actualmente, siempre en la búsqueda de Petróleo-Gas en la zona Norte del Perú y operadora del área donde se desarrolló el presente trabajo.

A mis asesores: Dr. Ing. Víctor Raúl Sanz Parra, Especialista: Dr. Ing. Manuel Ego Aguirre Madrid. Por su dedicación, paciencia y comentarios en el desarrollo de este trabajo, siempre enfocados en mejorar la calidad de la investigación.

Al Dr. Alberto Landauro, Decano FIGMM, por su apoyo en la gestión de este trabajo.

A todos mis colegas y personas que hicieron posible concretar el presente proyecto.

# Resumen

La exploración y explotación de hidrocarburos en el Noroeste del Perú, se inicia en 1863 y desde ese año, se desarrolla una producción continua, habiéndose estimado un volumen acumulado extraído de 2,000,000,000 (Dos Mil Millones de barriles de petróleo).

Los reservorios de hidrocarburos explotados mayormente corresponden a formaciones silicoclásticas de edad Terciaria y poco profundas. Producciones menores provienen de rocas de edad Cretácica y Paleozoicas, las mismas que se ubican a mayor profundidad.

De acuerdo con lo antes mencionado, de la continua explotación de hidrocarburos y la no reposición correspondiente de reservas de hidrocarburos, es necesario la búsqueda de nuevos reservorios a ser explotados comercialmente, por lo que es importante la opción de una evaluación geológica en las rocas carbonatadas de la Formaciones Muerto y Redondo, del Cretáceo, que están presentes en las secciones sedimentarias de las Cuencas Talara, Sechura y Lancones en el Noroeste del Perú.

El objetivo de esta investigación, es evaluar las rocas carbonatadas del Cretáceo Inferior para incrementar las Reservas de Hidrocarburos en la Cuenca Talara, las mismas que forman parte de los Sistemas Petroleros en las cuencas mencionadas anteriormente como Rocas Generadoras o Rocas Madre en la ocurrencia de hidrocarburos.

Así mismo, es importante resaltar que, en perforaciones recientes en la parte sur de la Cuenca Talara, se observó presencia de petróleo en calizas de la Formación Muerto y Redondo, las mismas que tienen propiedades petrofísicas diferentes a las conocidas en areniscas, y que, al ser probadas, con resultados exitosos, fueron puestos en producción comercial, por lo que deben ser considerados como Reservorios, del tipo No Convencionales.

Con este nuevo enfoque, es necesario ver este tipo de objetivos en otras áreas y evaluar sobre todo la parte estructural de formaciones lutaceas y calcáreas para obtener resultados exitosos con la ayuda de tecnologías y métodos especiales de perforación, pruebas y completación de los pozos en este nuevo tipo reservorios.

Este trabajo, es un estudio de investigación basándose en la recopilación de información bibliográfica, estudios anteriores, tesis, trabajos de investigación, imágenes satelitales, geología de campo, planos topográficos, información geológica, evaluación de pozos, análisis petrofísico de rocas, registros eléctricos, reportes de análisis químico, estudios geoquímicos, geofísicos, entre otros.

El procesamiento de la información, se efectuó de acuerdo a formatos establecidos, usando modernas herramientas, tecnología y otras herramientas de cálculo, para definir modelos geológicos, que son de utilidad en el análisis de la información.

A continuación, se hizo el análisis litológico, estratigráfico, estructural, petrofísico, físico-químico y se procedió a la elaboración de mapas, secciones (estructurales y estratigráficas) determinándose las respectivas conclusiones y recomendaciones.

Se resalta la importancia de las unidades estratigráficas del Cretáceo Inferior, con características litológicas de rocas carbonatadas: como rocas generadoras y de reservorios, del tipo “No Convencional”.

Las Formaciones Muerto y Redondo, constituyen el desarrollo del estudio, por las evidencias de contenido de materia orgánica e hidrocarburos, presentando un nuevo concepto de ocurrencia y explotación comercial de este tipo de reservorios.

Las empresas privadas han adquirido experiencia propia en la perforación de pozos y explotación de hidrocarburos de valor comercial.

En algunos pozos perforados recientemente en la parte sur de la cuenca de Talara (próximos a la desembocadura del rio Chira), atravesaron estratos de la Formación Muerto, donde se encontraron volúmenes comerciales de petróleo, confirmando una nueva alternativa de explotación de hidrocarburos en esta parte de la cuenca.

Palabras clave — Yacimientos no convencionales, propiedades petrofísicas, rocas carbonatadas, roca madre o roca generadora, contenido total de carbono (TOC).

# Abstract

The exploration and exploitation of hydrocarbons in the Northwest of Peru began in 1863 and since then, continuous production has been developed, with an estimated accumulated volume of 2,000,000,000 (two billion barrels of oil) extracted.

The hydrocarbon reservoirs exploited mainly correspond to shallow silicoclastic formations of Tertiary age. Minor production comes from rocks of Cretaceous and Paleozoic age, which are located at greater depth.

According to the above, the continuous exploitation of hydrocarbons and the corresponding lack of replenishment of hydrocarbon reserves makes it necessary to search for new reservoirs to be commercially exploited, which is why the option of a geological evaluation of the carbonate rocks of the Muerto and Redondo Formations of the Cretaceous, which are present in the sedimentary sections of the Talara, Sechura and Lancones Basins in the Northwest of Peru, is important.

The objective of this research is to evaluate the carbonate rocks of the Lower Cretaceous to increase the Hydrocarbon Reserves in the Talara Basin, which are part of the Petroleum Systems in the aforementioned basins as Source Rocks or Source Rocks in the occurrence of hydrocarbons.

It is also important to highlight that, in recent drillings in the southern part of the Talara Basin, the presence of oil was observed in limestones of the Muerto and Redondo Formations, which have different petrophysical properties than those known in sandstones, and which, when tested with successful results, were put into commercial production, so they should be considered as Non-Conventional Reservoirs.

With this new approach, it is necessary to see this type of objectives in other areas and evaluate above all the structural part of lutacean and calcareous formations to obtain successful results with the help of special technologies and methods of drilling, testing and completion of wells in this new type of reservoirs.

This work is a research study based on the collection of bibliographic information, previous studies, theses, research papers, satellite images, field geology, topographic maps, geological information, well evaluation, petrophysical analysis of rocks, electrical records, chemical analysis reports, geochemical and geophysical studies, among others.

The information processing was carried out according to established formats, using modern tools, technology and other calculation tools, to define geological models, which are useful in the analysis of the information.

Next, the lithological, stratigraphic, structural, petrophysical, and physical-chemical analysis was carried out and maps and sections (structural and stratigraphic) were prepared, determining the respective conclusions and recommendations.

The importance of the stratigraphic units of the Lower Cretaceous is highlighted, with lithological characteristics of carbonate rocks: as source rocks and reservoirs, of the “Unconventional” type.

The Muerto and Redondo Formations constitute the development of the study, due to the evidence of organic matter and hydrocarbon content, presenting a new concept of occurrence and commercial exploitation of this type of reservoirs.

Private companies have acquired their own experience in drilling wells and exploiting hydrocarbons of commercial value.

In some wells drilled recently in the southern part of the Talara basin (close to the mouth of the Chira River), they crossed strata of the Muerto Formation, where commercial volumes of oil were found, confirming a new alternative for hydrocarbon exploitation in this part of the basin.

Keywords — Unconventional reservoirs, petrophysical properties, carbonate rocks, source rock, total carbon content (TOC).

**Tabla de Contenido**

Pág.

Resumen ..... v

Abstract ..... vii

Introducción ..... xiv

Capítulo I. Parte introductoria del trabajo ..... 1

1.1 Generalidades ..... 1

1.2 Descripción de la realidad problemática ..... 3

1.2.1 A nivel internacional ..... 3

1.2.2 A nivel nacional ..... 7

1.2.3 A nivel local ..... 8

1.3 Justificación e importancia de la investigación ..... 9

1.3.1 Justificación práctica ..... 9

1.3.2 Justificación personal ..... 10

1.4 Objetivos ..... 12

1.4.1 Objetivo general ..... 12

1.5 Antecedentes Investigativos ..... 12

1.5.1 Antecedentes bibliográficos internacionales ..... 12

1.5.2 Antecedentes bibliográficos nacionales ..... 16

Capitulo II. Marcos teórico y conceptual ..... 18

2.1 Marco teórico ..... 18

2.1.1 Reservorios no convencionales ..... 18

2.1.2 Tesis y estudios relacionados con las rocas carbonatadas ..... 19

2.2 Marco conceptual ..... 23

2.2.1 Conceptos básicos de geoquímica orgánica de las rocas de la cuenca de Talara ..... 23

2.2.2 Caracterización geoquímica de la Formación Muerto: Estratigrafía, sedimentología y distribución regional ..... 36

2.3 Hipótesis y operacionalización de variables ..... 39
2.3.1 Hipótesis general ..... 39
2.3.2 Variables dependientes e independientes ..... 39
2.4 Metodología de la investigación ..... 40
2.4.1 Tipo y diseño de la investigación ..... 40
2.4.2 Unidad de análisis ..... 42
2.4.3 Matriz de Consistencia ..... 71
Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación ..... 72
3.1 Etapas de la investigación ..... 72
3.1.1 Recolección de datos cualitativos / cuantitativos ..... 72
3.2 Procesamiento de la información ..... 72
3.2.1 Evaluación de registros litológicos de pozos ..... 72
3.2.2 Secciones y correlaciones estratigráficas estructurales ..... 81
3.2.3 Mapas Isopacos y contorneos de profundidades del tope de la FM. Muerto. ..... 88
3.2.4 Información petrofísica de pozos ..... 91
3.2.5 Información fisicoquímica de pozos ..... 92
3.2.6 Evaluación de registros eléctricos y geofísicos de pozos ..... 94
3.2.7 Geoquímica de la Formación Muerto ..... 95
Capítulo IV. Análisis e interpretación de resultados ..... 98
4.1 Análisis de la información ..... 98
4.2 Geología económica ..... 99
4.2.1 Recursos - Reservas de hidrocarburos ..... 99
Conclusiones ..... 102
Recomendaciones ..... 103
Referencias bibliográficas ..... 104
Anexos ..... 110

## Lista de Tablas

Pág.

Tabla 1 : Tipos de kerógeno y macerales que constituyen la materia orgánica que lo origina ..... 27

Tabla 2 : Parámetros de interpretación del Carbono Orgánico Total (TOC) en rocas madres lutitas y carbonatos ..... 29

Tabla 3 : Parámetros geoquímicos producidos a partir de la pirolisis Rock-Eval..... 30

Tabla 4 : Valores de HI y OI, en la determinación del tipo de kerógeno ..... 31

Tabla 5 : Clasificación de los tipos de materia orgánica y características típicas ..... 33

Tabla 6 : Grado de madurez térmica basándose en los datos de Reflectancia de Vitrinita y Pirolisis Tmax ..... 34

Tabla 7 : Matriz de Consistencia..... 71

Tabla 8 : Relación de Pozos evaluados (Lote XIII A) ..... 73

Tabla 9 : Descripción Litológica del Pozo P-100 ..... 75

Tabla 10: Descripción Litológica del Pozo P-101 ..... 77

Tabla 11: Pozo P-100 (Resumen de datos petrofísicos) ..... 91

Tabla 12: Pozo P-101 (Resumen de datos petrofísicos) ..... 91

Tabla 13: Pozo P-315: Características de Crudo (Fm. Salina) ..... 92

Tabla 14: Pozo P-315: Características del gas (Fm. Salina) ..... 93

Tabla 15: Pozo P-100: Características del crudo (Fm. Redondo) ..... 93

Tabla 16: Cálculo de Reservas Probadas Yacimiento La Isla (Método Volumétrico) .... 101

## Lista de Figuras

Pág.

Figura 1: Distribución de las rocas carbonatadas alrededor del mundo ..... 3

Figura 2: Clasificación petrofísica de tipos de rocas en reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba ..... 6

Figura 3: Sección estructural típica del noroeste peruano..... 7

Figura 4: Plano de ubicación de los pozos en el Lote XIII-A (PA1-1) ..... 11

Figura 5: Estructuras sedimentarias en la Formación Yacoraite ..... 16

Figura 6: Cuencas relacionadas a los fenómenos de subducción..... 20

Figura 7: La Formación Muerto aflora en Cerros Amotapes..... 22

Figura 8: Tipos de kerógenos, en función de las relaciones atómicas Hidrógeno/Carbono y Oxígeno/Carbono..... 26

Figura 9: Ejemplo de método de pirolisis y el pirograma resultante..... 30

Figura 10: Diagrama modificado de Van Krevelen ..... 32

Figura 11: Origen de los biomarcadores (petróleo) ..... 35

Figura 12: Quebrada El Muerto, distrito La Brea (Talara)..... 36

Figura 13: Muestra de caliza..... 37

Figura 14: Esquema de la transgresión Albiana en el país ..... 38

Figura 15: Ubicación del Lote XIIIA..... 43

Figura 16: Paisaje típico en el área de estudio..... 44

Figura 17: Datos climáticos de la Estación Meteorológica La Esperanza (Sullana)..... 45

Figura 18: Mapa Geológico Regional (Cuenca Talara) ..... 46

Figura 19: Unidades estratigráficas (Cuenca Talara) ..... 47

Figura 20: Afloramiento de areniscas cuarzosas de color beis..... 50

Figura 21: Afloramiento de calizas en estratos delgados, plegados ..... 52

Figura 22: Columna estratigráfica generalizada del Lote XIIIA (Cuenca Talara) ..... 65

Figura 23: Ubicación de las cuencas sedimentarias en el noroeste peruano ..... 70

Figura 24: Descripción Litológica de Campo, Pozo P-100 ..... 76

Figura 25: Descripción Litológica de Campo, Pozo P-101 ..... 78

Figura 26: Descripción Litológica de Campo, Pozo P-102 ..... 79

Figura 27: Descripción Litológica de Campo, Pozo P-144 ..... 80

Figura 28: Modelo Estructural de las Formaciones Salinas, Redondo y Muerto..... 82

Figura 29: Mapa de Contornos Estructurales de la Formación Muerto..... 83

Figura 30: Plano PA3-2, Sección Geológica Estructural SW-NE (Lote XIIIA), Cuenca Talara ..... 84

Figura 31: Plano PA3-3, Sección Geológica Estructural NW-SE (Lote XIIIA), Cuenca Talara ..... 85

Figura 32: Plano PA3-4, Sección Geológica Estructural NW-SE (Lote XIIIA), Cuenca Talara ..... 86

Figura 33: Plano PA3-5, Sección Geológica Estructural SW-NE (Lote XIIIA), Cuenca Talara ..... 87

Figura 34: Plano PA4-1, Mapa Isopaco de la Fm. Muerto (Lote XIIIA), Cuenca Talara... 89

Figura 35: Plano PA4-2, Mapa de profundidades al tope , de la Fm. Muerto (Lote XIIIA), Cuenca Talara ..... 90

Figura 36: Pozo P-100 Registro de Resitividad (Fm. Muerto), profundidad: 4720-4860 pies..... 94

Figura 37: Pozo P-144 Registro de Resitividad (Fm. Muerto), profundidad: 4166-4304 pies..... 95

Figura 38: Gráfico de frecuencias de contenido de materia orgánica de la Formación Muerto ..... 96

Figura 39: Distribución probabilística tipo Lognormal del contenido de materia orgánica de la Formación Muerto..... 97

# Introducción

En el Capítulo I, Introducción, se enuncia como preámbulo del desarrollo de la investigación, la disminución de reservas de hidrocarburos en el país y la oportunidad de explorar-explotar en otro tipo de reservorios (rocas calcáreas o carbonatadas).

A continuación, la descripción de la realidad problemática, donde se indica la tesis de Moran E. y Ramírez O. (2012), Yacimientos petroleros en rocas calcáreas (México). Paredes O., Morales C., Castiñeiras O., Valladares S., Escartín E. (2014), Clasificación petrofísica de tipos de rocas en reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba.

Luego, a nivel nacional, Chávez M, Montes C. (2008), Optimización en el desarrollo y explotación de crudo pesado o no convencional en el noroeste peruano.

A nivel local, Castro R. (1993), El Cretáceo en la cuenca Talara del Noroeste del Perú, es un estudio de las unidades estratigráficas del Cretáceo.

Todos estos estudios, llevan a la formulación del problema.

En la justificación del problema, se indica que el recurso de hidrocarburos, es básico y necesario, para la economía del país. Luego el objetivo de la investigación: la necesidad del incremento de reservas de hidrocarburos en los campos del noroeste del Perú, Cuenca Talara.

En el acápite antecedentes investigativos, menciona en la tesis de Yáñez R., Mendoza M., Baes E. (2014), Estudio y análisis de yacimientos carbonatados de la zona del Golfo de México. Grosso S., López R., Vergani G, O'leary S. (2013), Reservorios carbonáticos naturalmente fracturados en el Yacimiento Caimancito (Formación Yacoraite), cuenca cretácica del noroeste argentino.

Como antecedentes bibliográficos nacionales, Rosselló E., Cossey S., Fernández G. (2022), The hydrocarbon potential of the offshore Talara Basin, Peru.

En el Capítulo II, Marco teórico y conceptual, dividimos en el marco teórico, donde anotamos los temas geológicos petrofísicos relacionados de manera directa o indirecta con la presente investigación.

En el marco teórico se define los Yacimientos no Convencionales (YNC), a continuación, Hermoza, E. (2016), Estratigrafía y sedimentología de los depósitos cenozoicos y evolución sedimentaria de la cuenca Sechura. El estudio de Vásquez M. (2016), Exploración y explotación de hidrocarburos en rocas carbonatadas en las cuencas emergentes subandinas del Perú. En el Perú los objetivos exploratorios de hidrocarburos siempre han sido rocas clásticas más no se ha intentado en las rocas carbonatadas. Se hace mención que los pozos perforados en roca calcárea por lo general, han tenido presencia de hidrocarburos. Pairazamán L., Palacios F., Timoteo D. (2021), Caracterización sedimentológica de alta resolución de la Formación Muerto, Cuenca Lancones, Noroeste Perú. En el marco conceptual se presentan los conceptos y definiciones básicas de la geoquímica orgánica. A continuación, se menciona acerca de: Caracterización Geoquímica de la Formación Muerto, estratigrafía, Sedimentología y Distribución Regional, como una referencia importante en el desarrollo del presente estudio.

También en el Capítulo II, vemos las Hipótesis y Operacionalización de variables, se enfoca la hipótesis: La evaluación geológica de las rocas carbonatadas del Cretáceo, permitirá el incremento de las reservas de hidrocarburos en el noroeste peruano.

En el Capítulo II, asimismo vemos la Metodología de la investigación, se trata del diseño de la investigación, cuasi experimental.

La Unidad de Análisis, comprende la ubicación del área de estudio. El área de estudio está ubicada en la parte sur continental de la cuenca Talara, extendiendo hasta las rocas paleozoicas del Alto de Paita. La geomorfología del área de estudio, clima. Asimismo, se indica la geología regional y local, así como la geología estructural.

La matriz de consistencia expone la correspondencia lógica entre el problema, objetivo, hipótesis, las variables (dependiente e independiente), así como los indicadores y técnicas e instrumentos de recolección de datos.

En el Capítulo III, Desarrollo del Trabajo de la Investigación, comprende el vaciado de la información bibliográfica y de campo, en planos, confección de gráficos, reportes de análisis químico y geoquímico.

En el Capítulo IV, Análisis de los Resultados, se menciona los respectivos análisis, de acuerdo de la interpretación de pozos perforados, análisis del plano isopaco, planos de profundidades del tope de la Fm. Muerto. Una evaluación económica de la Formación Muerto también se presenta en esta parte del estudio.

Por último, se presentan las Conclusiones, Recomendaciones, Referencias Bibliográficas y Anexos, con planos y cuadros respectivos.

# Capítulo I. Parte introductoria del trabajo

## 1.1 Generalidades

El trabajo de Suficiencia Profesional, como tema de investigación a desarrollar "Evaluación geológica de rocas carbonatadas de edad cretácica en el noroeste del Perú para Incrementar las reservas de hidrocarburos" está orientado a estudiar el problema de la disminución de las reservas de hidrocarburos en el noroeste del Perú, Cuenca Talara, con el fin de transformar la problemática actual, en la reposición e incremento de las reservas de hidrocarburos.

La problemática de la disminución de reservas, tiene un impacto directo en nuestra sociedad, debido a que genera la importación de este recurso y la venta posterior en el país con sobre costo, afectándose a todos los sectores económicos. Así mismo, la generación de puestos de trabajo y la cadena productiva de este sector se ve afectada al disminuir las actividades de exploración-explotación de hidrocarburos.

La Formación Muerto, está constituido por calizas gris claras, de grano fino conteniendo restos vegetales, areniscas calcáreas con estratos de limolitas y lutitas, de color amarillo ocre en capas de 20, 50 y 80 cm.; seguido de calizas gris oscuras que intemperizan a ocre y que contienen fósiles (gasterópodos), así como margas también ocres por la oxidación.

Estudios anteriores, indican que la Formación Muerto, presenta 10 facies silicoclásticas y carbonatadas, observándose varias texturas sedimentarias, contenido de materia orgánica y una mineralogía con alto porcentaje de carbonatos; características sedimentológicas similares al reservorio no convencional "Eagle Ford Shale" de Texas, lo cual es un magnifica evidencia en el proceso de exploración de recursos no convencionales en nuestro país.

A través de la evaluación geológica - petrofísica, de los estratos, especialmente en la Formación Muerto (Cretáceo Inferior), de manera específica en la zona sur de la cuenca de Talara; se detectaron nuevos reservorios de hidrocarburos comerciales. De esta

manera comprobar las evidencias de hidrocarburos, que hallaron algunas empresas privadas.

Estratigráficamente la Formación Muerto, se manifiesta en las cuencas de Talara, Sechura y Lancones, entonces con el desarrollo de la presente investigación, aparentemente se puede inferir un apreciable volumen de hidrocarburos en el noroeste peruano.

En esas cuencas mencionadas, la Formación Muerto, es ubicado a mayor profundidad (de acuerdo a perforaciones efectuadas), a diferencia de los otros reservorios explotados o en proceso de explotación del noroeste peruano, que se encuentran a menor profundidad. Actualmente, existen tecnologías de perforación de pozos, donde se perforan pozos a más de 4,000 m de profundidad, con márgenes rentables. Por lo tanto, la ocurrencia y explotación de nuevos reservorios en la Formación Muerto, tendrá buenas posibilidades económicas.

La Exploración y Explotación de hidrocarburos en el Noroeste del Perú, se inicia en 1863 y desde ese año se viene produciendo en forma continua, estimándose un volumen acumulado extraído de 2,000,000,000 (Dos Mil Millones de barriles de petróleo).

Los reservorios explotados mayormente corresponden a formaciones silicoclásticas de edad Terciaria y poco profundas. Producciones menores provienen de rocas de edad Cretácica y Paleozoicas, las mismas que son un poco más profundas.

Considerando una continua explotación de hidrocarburos en el noroeste del país, y la no reposición correspondiente de reservas de hidrocarburos, se hace imperativo la búsqueda de nuevos reservorios a ser explotados comercialmente, por lo que es importante la opción de una evaluación geológica en las rocas carbonatadas de la Formaciones Muerto y Redondo, del Cretáceo, que están presentes en las secciones sedimentarias de las Cuencas Talara, Sechura y Lancones en el Noroeste del Perú.

A la fecha, se cuenta con experiencia puntual de explotación comercial en algunos pozos perforados recientemente en la parte sur de la Cuenca Talara y del rio Chira, donde estas rocas están a menor profundidad (más someras), con resultados exitosos.

## 1.2 Descripción de la realidad problemática

### *1.2.1 A nivel internacional*

Existe una tendencia a explorar hidrocarburos en áreas no convencionales, esto es, en rocas de granulometría fina y alto porcentaje de materia orgánica.

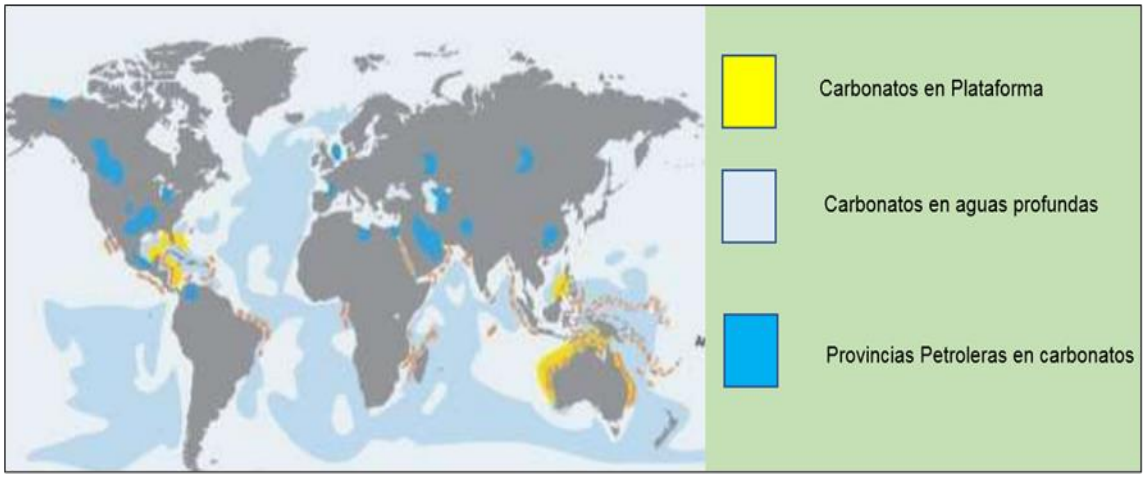
Generalmente estas rocas, se encuentran a gran profundidad, pero el avance tecnológico, posibilita la explotación de hidrocarburos, con expectativas económicas.

Moran E. y Ramírez O. (2012), en su trabajo de tesis: Yacimientos petroleros en rocas calcáreas (México); menciona que, a nivel mundial, el 60% de los yacimientos de hidrocarburos, están almacenadas en rocas carbonatadas.

La figura siguiente (Figura 1), ilustra la distribución areal de rocas carbonatadas en el mundo y donde la mayoría contienen hidrocarburos, los mismos que son explotadas en la actualidad.

**Figura 1**

*Distribución de las rocas carbonatadas alrededor del mundo*




Fuente: Slb Market Analysis, 2007.

En el caso de México, casi el 90% de la producción provienen de rocas carbonatadas y el 67% de las reservas probadas se almacenan en este tipo de rocas.

Por lo general, estos carbonatos se han formado en ambientes marinos de aguas someras, pero también se presentan ambientes marinos de talud, de rampa y ambientes marinos de mayor profundidad.

Los autores indican, que los yacimientos de hidrocarburos en brechas calcáreas, son aquellas donde ocurren horizontes de carbonatos que han sufrido un proceso por un agente externo, que afectan las características geológicas y petrofísicas (permeabilidad, porosidad, compactación) posibilitando que en las masas rocosas ocurran desplazamiento por fuerzas tectónicas, fallamiento, por efectos de la gravedad y además por colapso (rotura) o por el impacto de meteoritos.

En México, los casos que se mencionan de la ocurrencia de hidrocarburos en rocas carbonatadas son:

**Campo Poza Rica**

Ubicado en la cuenca de Tampico (México). La estratigrafía, indica las facies de talud de la Formación Tamabra (Aptiano-Albiano), compuestos de brechas carbonatadas, grainstones y packstones de bioclastos con abundante porosidad primaria y secundaria (móldica y vugular); depositados al occidente de la plataforma de Tuxpan.

Estructuralmente, el campo Poza Rica se encuentra en un pliegue inclinado, asimétrico, con buzamiento en dirección sureste, con 17 kilómetros de longitud por 6 kilómetros de ancho (PEMEX 2002).

La producción de petróleo proviene de las brechas calcáreas de la Formación Tamabra, que es dividida por una fina capa continúa considerada impermeable, que genera dos reservorios llamados Alto y Bajo de la Formación Tamabra.

**Campo Cantarell**

El complejo Cantarell se encuentra ubicado frente a las costas de Campeche y Tabasco (plataforma Continental del Golfo de México), a 75 km al noreste de ciudad del Carmen (Campeche).

Las rocas almacenadoras de hidrocarburos, están representadas por las areniscas del Oxfordiano (Jurásico Superior), los bancos oolíticos del Kimeridgiano (Jurásico Superior), la secuencia de carbonatos fracturados del Cretácico Inferior y Cretácico Superior, las brechas calcáreas dolomitizadas del K-T (Cretácico Superior-Paleoceno) y

en las rocas Cenozoicas se tienen horizontes de calcarenitas del Eoceno; así como cuerpos arenosos del Mioceno- Plioceno (Cárdenas y Hernández 2008).

**Campo Ku Maloob Zaap**

El campo Ku-Maloob-Zap se localiza al noreste de los campos petrolíferos de Cantarelli (plataforma continental del Golfo de México), a 105 km en dirección noreste de Ciudad del Carmen (Campeche).

Estratigráficamente, ocurren cinco secuencias sedimentarias, con condiciones de almacenar hidrocarburos, sin embargo, en las brechas calcáreas, constituidas por flujos de detritus carbonatados (Cretácico tardío-Cenozoico temprano), se obtiene una importante producción de hidrocarburos. Actualmente en Cantarelli, Ku-Maloob-Zaap y en toda la Sonda de Campeche. la roca almacén está constituida por una brecha de fragmentos de calizas, que habiendo sufrido procesos diagenéticos, ha sido transformada a una dolomía, de color ocre a crema (Cárdenas, 2008).

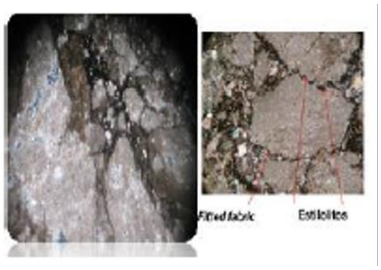
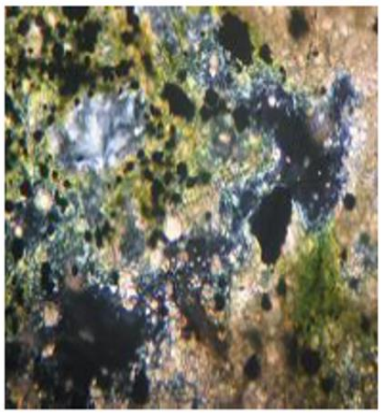
Paredes O., Morales C., Castiñeiras O., Valladares S., Escartín E. (2014), en su estudio: Clasificación petrofísica de tipos de rocas en reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba; indican que los reservorios de hidrocarburos, que se ubican en la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba (FNCPC), se alojan en "rocas carbonatadas (mudstone /wackestone), con porosidad de fracturas y otros tipos de porosidad como juntas de disolución y estilolitos; formadas a partir de procesos diagenéticos".

Dicho documento, enfoca en análisis de los diferentes tipos de rocas sedimentarias existentes a partir de la información técnica de los núcleos y secciones delgadas y establecen, una clasificación petrofísica de los diferentes tipos de rocas, en función de características de la porosidad y la permeabilidad, así como de la estructura del medio litológico (Figura 2).

Los autores mencionan, que este estudio pretende integrar datos e información geológica ingenieril, para que luego, se permita definir y clasificar los diferentes tipos de rocas existentes en los reservorios de hidrocarburos carbonatados de la FNCPC.

**Figura 2**

*Clasificación petrofísica de tipos de rocas en reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba*

| Tipo de roca | Descripción | Propiedades Petrofísicas |
|---|---|---|
| | Mudstone calcáreo<br><br>donde se observan juntas de disolución con materia orgánica, vúgulos y fracturas.<br><br>Se manifiesta en sectores de porosidad intercristalina vinculada al proceso de dolomitización. | Predomina la microprosidad, se hallan abundantes meso y Macroporos.<br><br>Porosidades por debajo del 15% y valores de permeabilidad en ocasiones mayores de 10 mD. |
|  | Conglobrecha, texturalmente rudstone (fitted fabric).<br><br>La roca se observa brechada por abundantes estilolitos, los cuales por procesos de corrosión presentan mayor amplitud.<br><br>Se manifiesta porosidad intercristalina en los fragmentos de la roca y la matriz. | Gran porcentaje de microporosidad y cerca del 50% en mesoporos.<br><br>Valores de porosidad hasta cerca del 25% y permeabilidades por debajo de 30 mD. |
|  | Conglobrecha calcárea<br><br>Donde la microporosidad se hace efectiva en algunos sectores gracias a la diagénesis que amplia, por disolución el diámetro de los poros.<br><br>Sin embargo, la presencia de cemento clorítico, afecta de manera efectiva la calidad del reservorio, ya que el crecimiento de las escamas de clorita, conjuntamente con el crecimiento de cristales de pirita, dolomita y calcita obliteran la porosidad. | Predomina la microporosidad.<br><br>Los valores de porosidad varían entre 9% a 30%, mientras que la permeabilidad se encuentra por debajo de los 2 mD. |

Fuente: Revista Cubana de Ingeniería. Vol. V, No. 2, mayo - agosto, 2014, pp. 22 - 28, ISSN 2223 -1781.

### *1.2.2 A nivel nacional*

En el Noroeste peruano (departamento de Piura), se tiene un antecedente de la explotación continua de hidrocarburos, desde el siglo pasado.

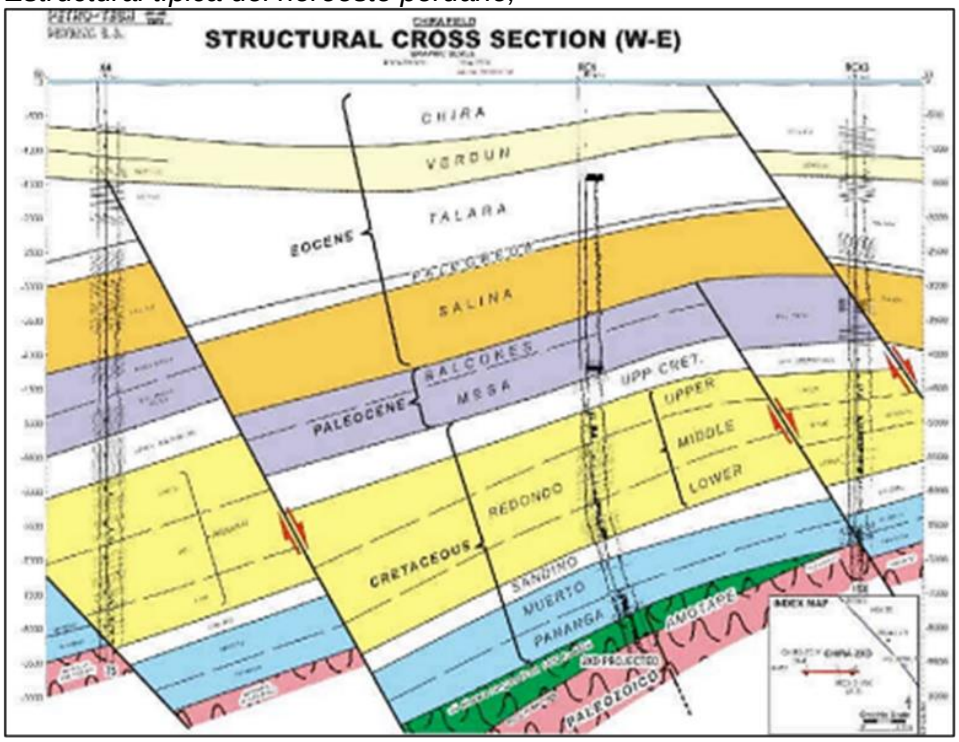
La mayor parte de los campos o áreas petrolíferas, han sido explotados, en un 80% de las reservas probadas, llegando a una etapa de agotamiento del recurso en el corto plazo.

La ocurrencia y explotación de los hidrocarburos, ocurre en las areniscas y esto se debe a que estas formaciones sedimentarias por lo general se han encontrado a mínima o mediana profundidad.

Chávez M., Montes C. (2008), “Optimización en el desarrollo y explotación de crudo pesado o no convencional en el noroeste peruano”, indican que, de acuerdo a las tendencias de producción, las reservas estimadas se agotarían en unos 10 años, pero recientes hallazgos de crudo pesado (crudo no convencional) en los campos costa afuera, que generan expectativas para la exploración de hidrocarburos.

**Figura 3**

*Sección Estructural típica del noroeste peruano,*




*Nota*: Nótese las formaciones Muerto y Pananga, donde hay evidencias de hidrocarburos.
Fuente: Chávez M., Montes C. (2008), “Optimización en el desarrollo y explotación de crudo pesado o no convencional en el noroeste peruano”.

Asimismo, menciona que diversos estudios geoquímicos, indican que los hidrocarburos existentes en la cuenca Talara, se ha generado en las llamadas “cocinas” que se ubicaron en el extremo occidental de las áreas Siches, Malacas, Lagunitos y Paita, rocas con alto contenido orgánico de la Fm. Redondo y parcialmente la Fm Muerto, los cuales migraron al extremo oriental de la Cuenca Talara (Oligoceno-Mioceno) a través de un complejo sistema de fallas transtensionales que sirvieron de “path way” y se entramparon en las areniscas del Terciario, Cretácico y Paleozoico (Figura 3).

Asimismo, mencionan una manera de producir crudo del Grupo Amotape y de la Fm. Pananga, esto es “el método de calentamiento usando la tecnología de inyección a vapor, sería el más conveniente y económico”, que se realizara en las zonas fracturadas de la Fm. Muerto Pananga o Amotape.

### *1.2.3 A nivel local*

Diversos estudios geológicos, sísmicos y otros, indican que se debe enfocar la exploración de hidrocarburos, en rocas que anteriormente había mínimo interés y desde el punto de vista estratigráfico, en formaciones rocosas más antiguas, que se encuentran a mayor profundidad.

Con respecto a estas áreas, a la fecha, hay una carencia o mínima información geológica, como por ejemplo litología, geología estructural, facies, cronoestratigrafía, edades absolutas, entre otros.

Las rocas carbonatadas, son motivo de interés, ya que se ha detectado, manifestaciones que indican la ocurrencia de reservorios de hidrocarburos, como es el caso de la Fm. Muerto, que presenta 10 facies silicoclásticas y carbonatadas y materia orgánica.

Castro R. (1993), “El Cretáceo en la cuenca Talara del Noroeste del Perú”, es un estudio de las unidades estratigráficas del Cretáceo, donde se hace una redefinición, interpretación y evaluación, de las formaciones litológicas cretácicas.

“El Cretácico Superior está representado en la Cuenca Talara por 7200 pies de sedimentos, donde se distinguen una facie carbonatada (Fm. Pananga y Fm. Muerto). Una

facie silicoclastica, (Fm. Copa Sombrero, Fm. Sandino, Fm. Tablones, Fm. Redondo, Fm. Montegrande, Fm. Ancha y Fm. Petacas, de facies silicoclásticas), ocurriendo depósitos de turbiditas en la Fm. Petacas. Las rocas del Cretáceo, sobreyacen a un antiguo basamento de rocas Paleozoicas".

El autor, menciona que la Fm. Muerto, Fm. Redondo y Fm. Petacas presentan interesantes características de roca generadora de hidrocarburos, distinguiendo entre excelente, regular y pobre a regular. "Las tres unidades se encuentran en la ventana de generación de petróleo. El Miembro. Petacas Medio presenta buena característica de roca reservorio. Las Formaciones. Muerto, Tablones y Ancha también deben ser evaluadas como tales".

Por lo tanto, la pregunta que corresponde a la formulación del problema, de la presente investigación es: ¿De qué manera la inadecuada evaluación geológica de las rocas carbonatadas del cretáceo en el noroeste peruano impide incrementar las reservas de hidrocarburos?

## 1.3 Justificación e importancia de la investigación

### *1.3.1 Justificación práctica*

**Beneficiarios y como se benefician:**

Las empresas petroleras, al ejercer la actividad de exploración y en ese proceso logran encontrar un yacimiento comercial de hidrocarburos, se considera una entidad privada beneficiada, igual que el Estado, quien recibe ingresos por regalías, impuestos y otros tributos de ley.

**Importancia económica, social y ambiental:**

Los hidrocarburos, merecen una gran importancia, debido a que constituyen un insumo básico en la actividad económica de una sociedad.

La actividad petrolera en el noroeste peruano, se inicia en el año 1863, habiéndose explotado de manera continua, por lo tanto, hay un decrecimiento del potencial de hidrocarburos y el hallazgo de nuevos reservorios, tienen una importancia socioeconómica, por la generación de puestos de trabajo directo, como puestos de trabajo indirectos.

Si los estudios y los proyectos de exploración en el Perú incluyeran como objetivo a los reservorios carbonatados, entonces se incrementaría las posibilidades de descubrimientos, aumentando a su vez las reservas y la producción de hidrocarburos en el Perú. Este cambio sería muy importante ya que va a disminuir el volumen de importación de hidrocarburos y con ello una mejora en la balanza comercial del país.

Las rocas carbonatadas se encuentran a mayor profundidad, pero en la actualidad, hay tecnologías modernas que la operación de extracción del petróleo, resulten de rentabilidad económica.

La explotación de hidrocarburos, presenta un tema ambiental, de variadas interpretaciones y discusiones, en este caso, el proceso de extracción se efectuará desde profundidades mayores de 1,200-1,500 m., por lo tanto, se espera mínimos impactos ambientales.

### *1.3.2 Justificación personal*

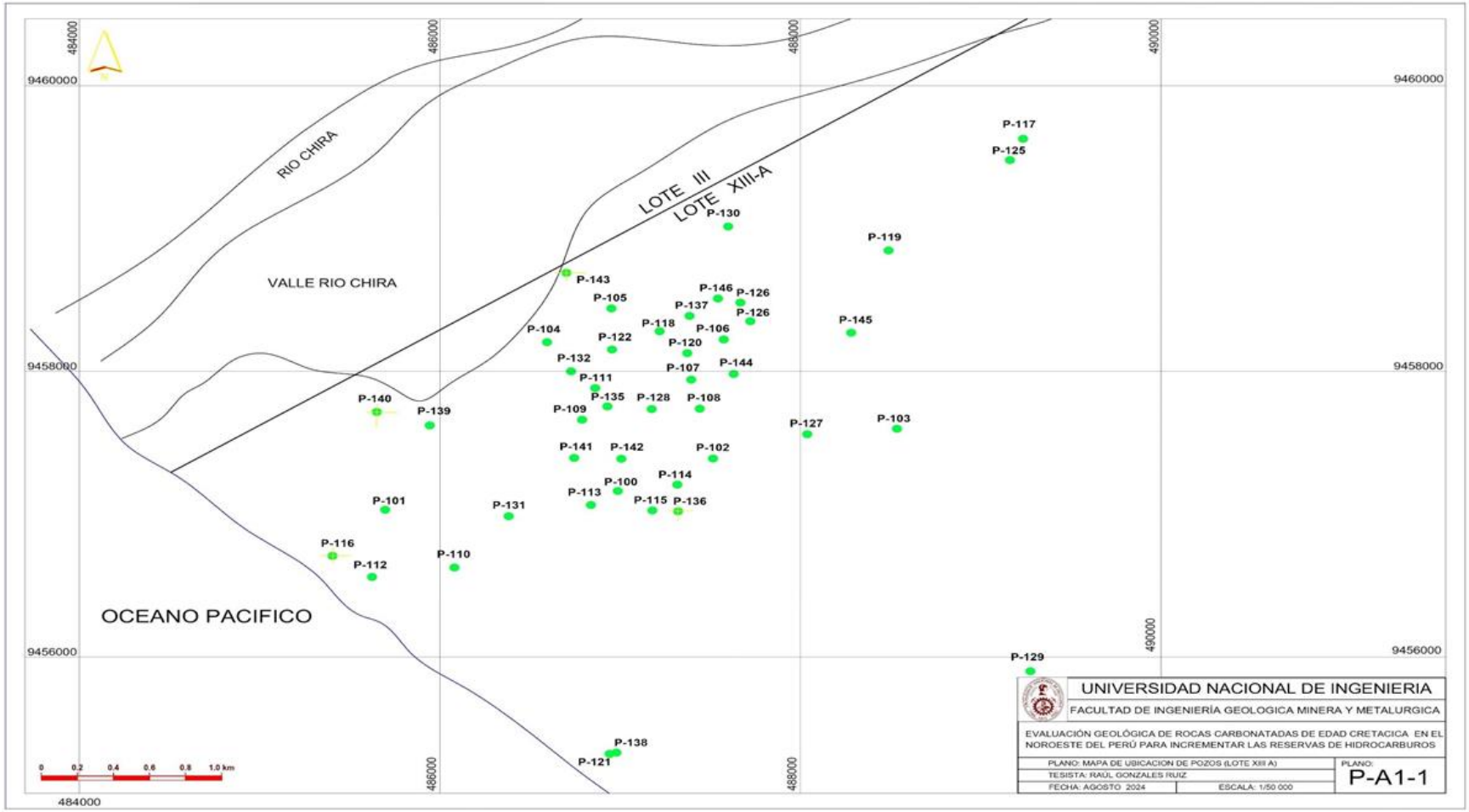
La Exploración y Explotación de hidrocarburos en el Noroeste del Perú, se inicia en 1863 y desde ese año se viene produciendo en forma continua, estimándose un volumen acumulado extraído de 2,000,000,000 (Dos Mil Millones de barriles de petróleo).

Los reservorios explotados mayormente corresponden a formaciones silicoclásticas de edad Terciaria y poco profundas. Producciones menores provienen de rocas de edad Cretácica y Paleozoicas, las mismas que son un poco más profundas.

La continua explotación de hidrocarburos en el noroeste del país, y la no reposición correspondiente, merma las reservas de hidrocarburos y se hace imperativo la búsqueda de nuevos reservorios a ser explotados comercialmente, por lo que es importante la opción de una evaluación geológica en las rocas carbonatadas de la Formaciones Muerto y Redondo, del Cretáceo, que están presentes en las secciones sedimentarias de las Cuencas Talara, Sechura y Lancones en el Noroeste del Perú.

**Figura 4**

*Plano de ubicación de los pozos en el Lote XIII-A (PA1-1)*




*Nota*: Ubicado al sur del Río Chira (Piura), donde se han perforado pozos, con resultados exitosos en la Formación Muerto, encontrando hidrocarburos en volúmenes comerciales

A la fecha, se cuenta con experiencia puntual de explotación comercial en algunos pozos perforados recientemente en la parte sur de la Cuenca Talara y del rio Chira, donde estas rocas están a menor profundidad (más someras), con resultados exitosos (Véase la Figura 4).

De acuerdo a las propiedades sedimentológicas y petrofísicas de este tipo de rocas (carbonatadas), su explotación comercial es considerada como de un Reservorio "No Convencional" y en consecuencia requiere de herramientas tecnológicas modernas, estimulaciones artificiales, terminación de pozo y pruebas de producción especiales.

En el caso de la Formación Muerto, al contribuir, en la delimitación y comprobación geológica de un estrato importante, para el incremento de las reservas de hidrocarburos; se busca aportar en el desarrollo y mejor conocimiento científico del Noroeste Peruano.

## 1.4 Objetivos

### *1.4.1 Objetivo general*

Incrementar las reservas de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias del noroeste peruano (Talara, Sechura y Lancones) evaluando los reservorios en rocas carbonatadas del cretáceo.

## 1.5 Antecedentes Investigativos

### *1.5.1 Antecedentes bibliográficos internacionales*

Yañez R., Mendoza M., Baes E. (2014), "Estudio y Análisis de yacimientos carbonatados de la zona del Golfo de México", Tesis UNAM, menciona: "Los yacimientos petroleros en carbonatos son aquellos en donde su principal horizonte productor está compuesto por carbonatos y han sufrido algún proceso secundario como movimiento y acomodamiento de la corteza, por fallas tectónicas, por efectos de las gravedad y por colapso o impacto de meteoritos; sus características geológicas, geofísicas y petrofísicas son factores que favorecen la recuperación de aceite y/o gas".

Asimismo, elabora una descripción de los yacimientos carbonatados importantes en México, mencionando su ubicación y región a la que pertenecen:

**Región Marina Noreste.**

- Campo Cantarelli.

El yacimiento consiste de una brecha sedimentaria dolomitizada y fracturada y por acción de los procesos diagenéticos, ha ocurrido un incremento de su porosidad y permeabilidad. La roca brechada, se compone de clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, mineralógica y litológica, generalmente angulosos y con escaso material cementante. De edad del Cretáceo Superior y Paleoceno Inferior.

- Campos Ku-Maloob-Zaap.

Está constituido por 3 campos, Ku, Maloob y Zaap. Está compuesto por rocas dolomíticas que han tenido un incremento de su porosidad y permeabilidad, por los procesos de diagénesis y tectónicos (fracturamiento). Inicialmente estaba constituido de rocas calcáreas, que por procesos diageneticos, fue gradando a dolomitas. El espesor promedio alcanza los 100 m, de edad Jurásico Superior (Kimmeridgiano).

**Región Marina Suroeste.**

- Campos Abkatún-Pol-Chuc.

De manera similar, este yacimiento de hidrocarburos, se encuentra alojado en una brecha sedimentaria, fracturada y dolomitizada, con incremento de la porosidad y permeabilidad, por los procesos diageneticos. Se compone de clastos calcáreos dolomitizados de variada composición, generalmente angulosos y con escaso cementante. Los procesos de erosión de la plataforma de Yucatán, propiciaron la formación de la brecha sedimentaria.

- Campo Caan.

El yacimiento de hidrocarburos, está alojado en una brecha sedimentaria dolomitizada, que presenta una porosidad entre 4% a 12 %, intercristalina, por fracturamiento, mostrándose en cavidades por disolución de tipo vugular; asimismo, presenta una permeabilidad promedio es de 1,500 mD.

- Campos Och- Uech- Kax.

En los Campos Och- Uech- Kax, los hidrocarburos están alojados en rocas carbonatadas (dolomías intercaladas con dolomías microcristalinas arcilloarenosas). Se ha estimado una porosidad promedio de 11 % y la saturación del agua es de 26 %. En este tipo de rocas, la permeabilidad varía entre 30 mD y 200 mD. Se le asigna una edad del Jurásico Superior (Kimmeridgiano).

- Campo Sinan.

Este campo, se divide en dos horizontes sedimentarias donde se alojan los hidrocarburos y resultó ser productor en dos reservorios. El primero, de menor profundidad, se compone de rocas carbonatadas, fracturados, de un ambiente de deposición de mar abierto. A continuación, a mayor profundidad, se muestran carbonatos de tipo calcarenítico, depositados en un ambiente de plataforma somera. Se le asigna una edad en el Jurásico Superior (Kimmeridgiano).

**Región Norte.**

- Campo Arenque.

En el yacimiento de San Andrés, los hidrocarburos ocurren en rocas carbonatadas, de una facie de grainstone oolítico (Jurásico Superior). El yacimiento de hidrocarburos se aloja en una secuencia sedimentaria, donde en la base, se encuentra constituido por un mudstone, que grada a wackestone y packestone, generalmente dolomitizado y presenta una porosidad secundaria intercristalina y fracturas. Se le asigna una edad en el Cretáceo Inferior.

- Campo Mata Pionche.

Constituyen brechas carbonatadas, del Cretácico Medio. La porosidad oscila entre el 5% al 11 % con una permeabilidad en promedio de 0.3 mD.

- Campo Poza Rica.

Los hidrocarburos, se alojan en la formación, que consiste de una secuencia sedimentaria de turbiditas calcáreas, depositadas en el talud medio y distal, producto de la

erosión del borde arrecifal y la zona postarrecifal de la plataforma de Tuxpan. Se le asigna una edad en el Albiano-Cenomaniano-Turoniano (Cretaceo Inferior - Superior).

- Campo San Andrés.

Los campos de San Andrés Superior e Inferior constituyen bancos carbonatados de grainstone oolítico y de bioclastos e intraclastos, con desarrollos arrecifales dispersos. Para el yacimiento de hidrocarburos alojados en la Fm. Tamaulipas Inferior, los carbonatos se caracterizan por ser densos, medianamente limpios y fracturados (Cretaceo Inferior). En el yacimiento de hidrocarburos alojados en la Fm. Tamabra, la litología se compone de wackestone, packestone y grainstone de color café oscuro de bioclastos, cavernosos, de aspecto de color cremoso y brechas de talud y presenta un ligero fracturamiento (Cretáceo Medio).

**Región Sur.**

- Campo Agave.

El yacimiento presenta varios bloques, la porosidad es principalmente de tipo intercristalina con algunas fracturas, con un rango de variación del 3 al 5 %.

- Campo Bellota.

Los hidrocarburos están definidos en 3 bloques. Los primeros al norte se alojan en rocas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano) y Cretácico Medio. Asimismo, los otros dos bloques, al sur y sureste, el petróleo de aloja en una litología ubicada en el Cretácico Medio y Superior.

Grosso S., López R., Vergani G., O'leary S. (2013), “Reservorios carbonáticos naturalmente fracturados en el Yacimiento Caimancito (Formación Yacoraite), cuenca cretácica del noroeste argentino”, menciona que el yacimiento Caimancito, se ubica en la Provincia de Jujuy, dentro de la cuenca cretácica del noroeste argentino (1400 km al noroeste de la ciudad de Buenos Aires).

La Formación Yacoraite se compone de rocas carbonatadas, de color gris blanquecino amarillento, con algunas intercalaciones (en menor proporción) de margas (caliza lutacea) y areniscas grises, limolitas verdosas y arcillitas negras. La roca madre

está constituida por intercalaciones pelíticas negras y niveles de carbonatos, que conforman el reservorio de hidrocarburos.

Las estructuras sedimentarias observadas en las rocas carbonatadas corresponden a grainstones oolíticos, con estratificación entrecruzada planar, estratificación entrecruzada sigmoidal y ondulitas de oleaje (Figura 5).

El Yacimiento Caimancito se descubrió en febrero de 1969 con el pozo exploratorio YPF.Jj.Ca.x-1, realizado por la compañía estatal YPF, en más de 7 meses de perforación resultó productivo para la Formación Yacoraite, a una profundidad de 4010 m de la superficie con una producción de petróleo inicial diaria de 500 metros cúbicos y una acumulada de 1.225.000 metros cúbicos.

**Figura 5**

*Estructuras sedimentarias en la Formación Yacoraite*

Fuente: Grosso S., López R., Vergani G., O'leary S. (2013), Reservorios carbonáticos naturalmente fracturados en el Yacimiento Caimancito (Formación Yacoraite), cuenca cretácica del noroeste argentino.

### *1.5.2 Antecedentes bibliográficos nacionales*

Rossello Eduardo A, Cossey Stephen P.J., Fernández Guzmán (2022), “The hydrocarbon potential of the offshore Talara Basin, Peru”, indican que la cuenca Talara

costa afuera, constituye la prolongación de la parte continental, donde se ha erigido zonas de producción de hidrocarburos, habiéndose explotado desde el siglo pasado.

Se relaciona con la zona de subducción, donde se aplica el modelo clásico, en el sentido que la placa oceánica de Nazca está subduciendo debajo de la placa continental. Este sector de la cuenca (marino), se analizó, con un relevamiento sísmico 3D de alta calidad, indicándose que las secciones mapeadas, se interpretan, como discordancias dentro del Eoceno, Paleoceno superior y Cretácico Superior.

Se anota, que las rocas generadoras de hidrocarburos, son las lutitas negras (marinas) del Cretácico de la Formación Redondo (Campaniano). Asimismo, los horizontes calcáreos de la Formación Muerto (Albiano) y las rocas lutaceas (marinas) del Terciario temprano.

Indica, que las turbiditas de aguas profundas, es el objetivo principal de la exploración petrolera en alta mar (Paleoceno/Eoceno), donde tuvo un origen por los aportes del noreste, en un episodio tectónico de elevación y compresión de los macizos rocosos andinos.

El modelo de maduración térmica muestra que existen dos cocinas de hidrocarburos en la parte costa afuera de la cuenca, una en el norte y otra en el sur. La fuente probable del Cretácico alcanzó el inicio de la madurez (VR=0,63%) a una profundidad de 3.250 a 3.285 m (10.663-10.778 pies) entre 30 y 39 Ma (Eoceno tardío al Oligoceno). Es importante destacar que las rocas generadoras del Cretácico permanecen dentro de la ventana de petróleo al ingresar en el Eoceno tardío.

Los estudios satelitales muestran una gran emanación actual de petróleo en alta mar, en la parte sur de la cuenca y la sísmica 3D presenta indicadores directos de hidrocarburos (DHI) en imágenes como puntos planos y reflectores de simulación de fondo (BSR).

El modelado de las cuencas sedimentarias sugiere que la migración de los hidrocarburos “habrían sido ascendentes hacia el este”.

# Capitulo II. Marcos teórico y conceptual

## 2.1 Marco teórico

### *2.1.1 Reservorios no convencionales*

En la naturaleza, con mayor frecuencia las acumulaciones de hidrocarburos, petróleo o gas, se encuentran en reservorios constituidos por rocas sedimentarias (areniscas, areniscas calcáreas, margas)

Las principales características petrofísicas de este tipo de reservorios que acumulan volúmenes comerciales de hidrocarburos son: una buena porosidad, menores volúmenes de arcillocidad, saturación de petróleo-gas en cantidades razonables, eficiente permeabilidad para una movilidad óptima de los fluidos, etc. Estas especificaciones van a permitir que los hidrocarburos lleguen a superficie y puedan ser extraídos para su posterior comercialización.

Existen también acumulaciones de hidrocarburos en rocas que tienen propiedades petrofísicas con menores o más bajos valores, por lo cual no pueden llegar a superficie y necesitan técnicas avanzadas de estimulación artificial (Fracturamiento Hidráulico, Inyección de Vapor-Gas, Tratamiento Químico, etc.) para mejorar las propiedades petrofísicas originales que van a permitir su extracción comercial.

Las principales rocas que contienen hidrocarburos son: Lutitas, Carbonatos Masivos con Fracturas o Microfracturas, Esquistos, Areniscas Bituminosas, Carbón con Metano, etc.

Asimismo, existen casos en los cuales se ha encontrado petróleo-gas en rocas metamórficas o ígneas, en microfracturas, a donde llegó el petróleo-gas después de una migración lateral o vertical.

En los Reservorios No Convencionales, además de las propiedades petrofísicas, mencionadas, también es necesario identificar y definir bien otros parámetros o propiedades físico-químicas de las rocas: Contenido de Materia Orgánica (TOC, siglas en Ingles), Ro (Madurez Termal, Reflectancia de la Vitrinita).

### *2.1.2 Tesis y estudios relacionados con las rocas carbonatadas*

A continuación, algunos resúmenes geológicos importantes que se relacionan con la investigación a desarrollar

Hermoza E. (2016), “Estratigrafía y sedimentología de los depósitos cenozoicos y evolución sedimentaria de la cuenca Sechura”, indica que la cuenca Sechura es incluido como una de las cuencas del antearco cenozoica de la margen peruana, que se desarrolló en el periodo Terciario en la parte septentrional de la margen peruana.

La zona estudiada se encuentra al noroeste del Perú en la provincia de Sullana (Piura), teniendo como límite al norte con la cuenca Lancones, al oeste los afloramientos rocosos de Amotape-La Brea, hacia el sur limita con el departamento de Lambayeque y hacia el este las estribaciones de la cordillera occidental.

La cuenca Sechura constituye un gran hemigraben, asociado a un control de subsidencia, limitado por una falla (afloramientos rocosos de Bayóvar), donde se aprecia los más grandes espesores de los sedimentos y la zona de menor subsidencia (menor espesor de los sedimentos), la zona NE (región de Sullana).

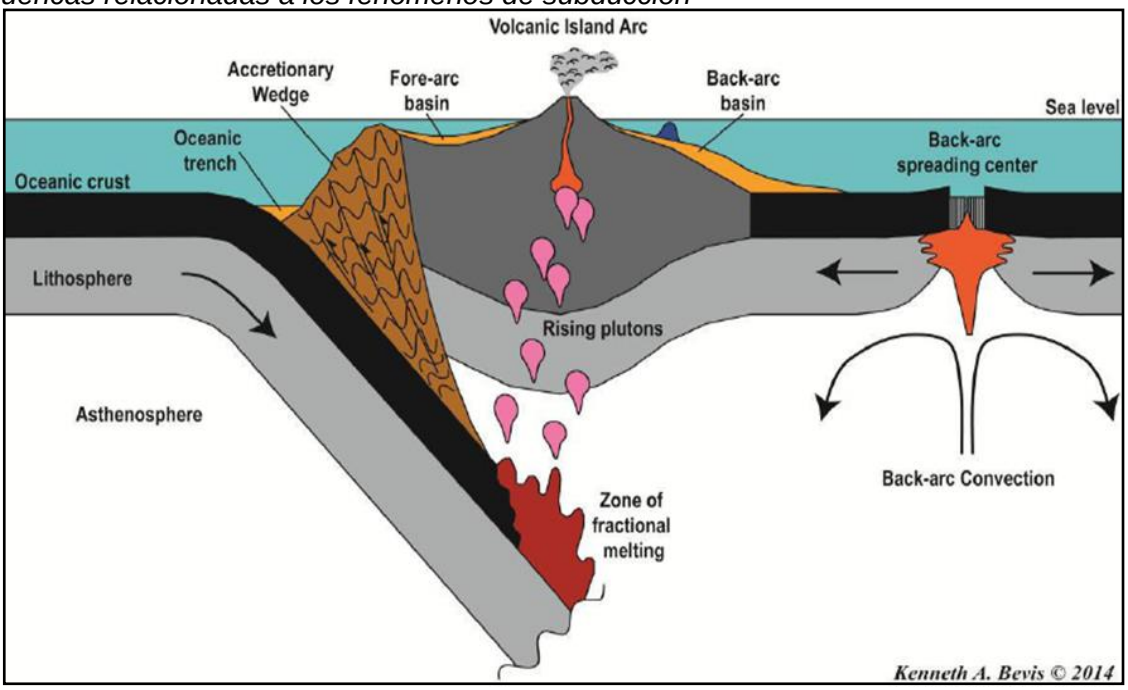
Los procesos geológicos de sedimentación se iniciaron en el Eoceno, observándose la formación Máncora Verdún y se culminaron en el Plioceno (formación Hornillos), apreciándose el característico desarrollo del tablazo (Figura 6).

Morfo-estructuralmente, la cuenca Lancones, corresponde a una zona de transición entre los Andes Septentrionales y los Andes Centrales, limitados por la deflexión de Huancabamba.

Respecto a su ubicación dentro de la Cordillera de los Andes, la región de antearco del noroeste del Perú y suroeste de Ecuador, están conformadas por las cuencas de Lancones, Tumbes – Progreso y Talara (2°S - 4°S).

**Figura 6**

*Cuencas relacionadas a los fenómenos de subducción*




Fuente: Universidad de Illinois, Chicago. Earth and Environmental Sciences (2014).

Por definición las denominadas cuencas de antearco se generan entre la zona de subducción y el arco volcánico y sus dimensiones depende del ángulo y velocidad de subducción. El proceso de subsidencia tectónica, está en función del peso del prisma de acreción y el espesor de los sedimentos de la cuenca.

La cuenca Lancones muestra una actual configuración estructural que es el resultado de un conjunto de eventos geológicos complejos (cenozoico) en la parte sur y en la parte norte eventos geológicos ocurridos en el Cretáceo, que resulta la interacción de diferentes procesos tectónicos, eustáticos y sedimentarios en función de la variación en la dirección y velocidad de convergencia relativa de las placas, proceso de subducción de dorsales asísmicas y la estructuración de la cordillera andina.

Vásquez M. (2016), “Exploración y explotación de hidrocarburos en rocas carbonatadas en las cuencas emergentes subandinas del Perú”, menciona que, en el Perú, se ha tenido la tendencia que los objetivos exploratorios de hidrocarburos siempre han sido dirigidos a rocas clásticas, más no se ha intentado en otro tipo de rocas, como las rocas

calcáreas. Se hace mención que los pozos perforados en roca calcárea por lo general, han tenido presencia de hidrocarburos.

En este estudio se indica, que, si los proyectos de exploración en el Perú incluyeran como objetivo a los posibles reservorios en rocas carbonatadas, entonces se ampliaría las posibilidades hallar hidrocarburos, posibilitando el incremento de las reservas y la mayor producción de hidrocarburos en el Perú. Este cambio geológico conceptual, sería muy importante, ya que estos probables hallazgos de hidrocarburos, podría modificar la condición del Perú de ser un país importador de hidrocarburos a un país exportador.

En el Perú afloran dos principales grupos de rocas carbonatadas del Paleozoico y Mesozoico, depositadas sobre casi todo el país, que podrían contener reservorios de hidrocarburos, como por ejemplo en las cuencas subandinas de Madre de Dios - Ucayali y Marañón – Huallaga. Estas rocas, presentan buenas cualidades de roca reservorio, roca generadora y sus espesores de 200 m. (rocas carbonatadas del Paleozoico) y 800 m. (rocas carbonatadas del Mesozoico).

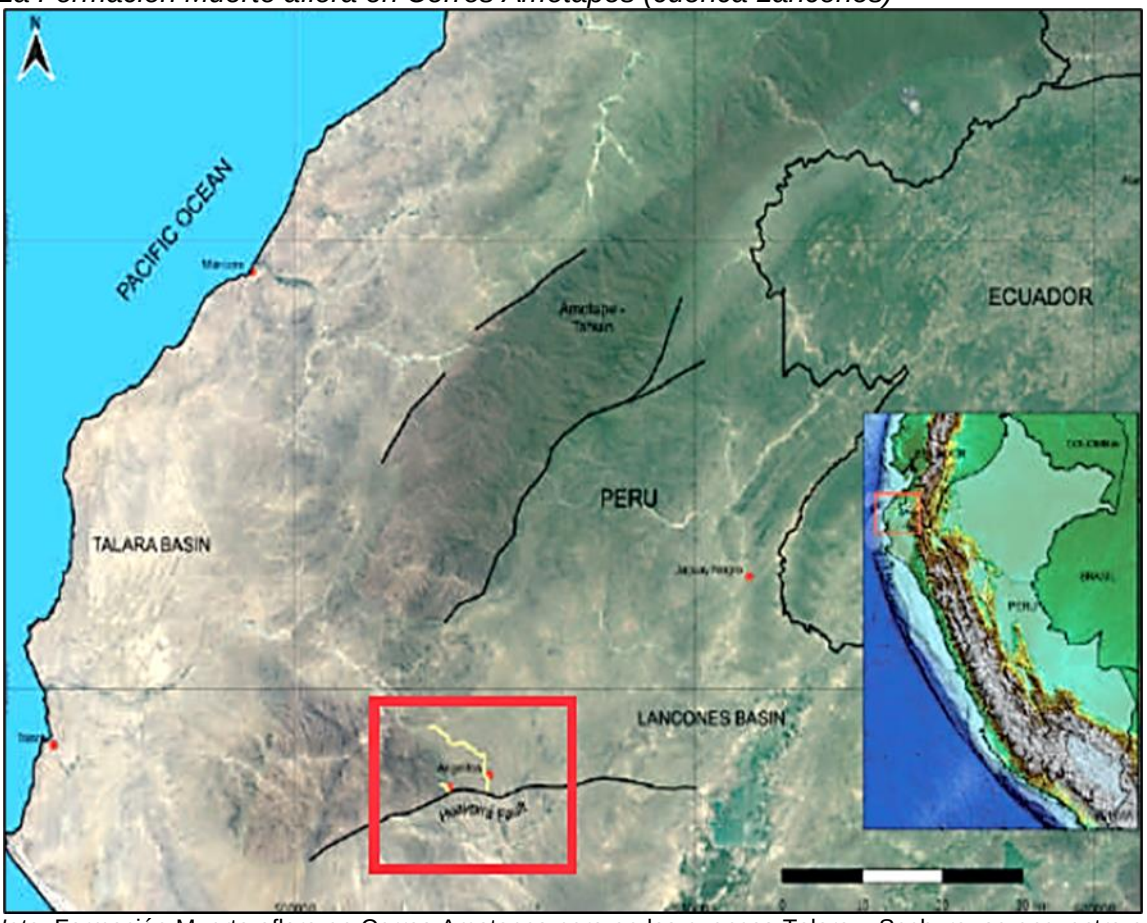
El autor indica que los parámetros petrofísicos estudiados para las rocas carbonatadas de los Grupos Copacabana-Tarma, presentan variaciones de porosidad y permeabilidad de acuerdo a su ubicación en la cuenca donde ocurrió el proceso de sedimentación. En el caso que los depósitos se hayan depositado en la zona entre la línea de playa y la barrera interna, se espera mejores posibilidades de porosidades secundarias por la dolomitización y a su vez la roca presentará una buena porosidad, si anteriormente era un grainstone a comparación, con un carbonato de origen de roca tipo mudstone. Asimismo, la roca tendrá un incremento de porosidad, cuando se encuentre afectado por fuerzas tectónicas (fracturamiento).

Pairazamán L., Palacios F., Timoteo D. (2021), “Caracterización sedimentológica de alta resolución de la Formación Muerto, Cuenca Lancones, Noroeste Perú ¿un posible reservorio no convencional?”, indica una caracterización sedimentológica en la cuenca Lancones, de una de las principales rocas madres del noroeste peruano, en este caso la

Formación Muerto considerando a una futura evaluación como reservorio no convencional (Figura 7).

**Figura 7**

*La Formación Muerto aflora en Cerros Amotapes (cuenca Lancones)*




*Nota:* Formación Muerto aflora en Cerros Amotapes pero en las cuencas Talara y Sechura, se encuentra en profundidad, asociado a controles geológicos estructurales
Fuente: Pairazamán L., Palacios F., Timoteo D. (2021), "Caracterización sedimentológica de alta resolución de la Formación Muerto, Cuenca Lancones, Noroeste Perú".

De acuerdo a mediciones de campo y análisis de 100 secciones delgadas, el autor concluye que la Formación Muerto presenta 10 facies siliciclásticas y carbonatadas con contenido variable de texturas, materia orgánica y mineralogía.

En base a la evaluación paleontológica, se observó un contenido microfósilifero que se le asigna a la Formación Muerto, una edad Cenomaniano, por la presencia de foraminíferos de genero Heterohelix y Whiteneilla. Asimismo, en concordancia a la descripción visual, se obtuvo, las proporciones de sílice (5%-10%), carbonatos (80%-90% y arcillas (10%-20%).

La Formación Muerto contiene algunos estratos con contenido anómalo de materia orgánica con características mineralógicas optimas, para ser sometidos a operaciones de fracturamiento y posibilitar su explotación en el caso de la existencia de hidrocarburos.

El autor concluye que las características sedimentológicas de la formación Muerto, se pueden relacionar, al reservorio no convencional “Eagle Ford Shale” de Texas, lo cual implica interesantes perspectivas de hidrocarburos, en la exploración de recursos no convencionales en Perú.

## 2.2 Marco conceptual

### *2.2.1 Conceptos básicos de geoquímica orgánica de las rocas de la cuenca de Talara*

Las definiciones que a continuación se van a presentar tienen como fuente a INGEMMET, del Boletín Serie D: Estudios Regionales N° 40 Geoquímica Orgánica del Cretácico de la Cuenca Talara y otros autores.

**2.2.1.1 Geoquímica orgánica.** La geoquímica del petróleo, entendida como una rama de aplicación de la geoquímica orgánica y cuyo desarrollo moderno se remonta a los años sesenta del siglo pasado, es hoy una disciplina de utilización sistemática en la evaluación de los hidrocarburos presentes en el subsuelo de las cuencas sedimentarias y en la de sus estratos generadores.

Desde entonces hasta bien entrada la década del ochenta (del siglo pasado), su progreso sentó los fundamentos para comprender los mecanismos de formación de las acumulaciones de petróleo. Con el invalorable aporte de la ciencia del carbón, la geoquímica avanzó en la caracterización de los tipos de querógeno y, paralelamente, en la identificación de biomarcadores presentes en sedimentos y petróleos (Villar H., 2010, La geoquímica orgánica de las cuencas petrolíferas argentinas: perspectiva histórica y estado actual del conocimiento. X Congreso Argentino de Paleontología y Bioestratigrafía y VII Congreso Latinoamericano de Paleontología. Resúmenes).

La geoquímica del petróleo es una rama de la geoquímica orgánica que estudia el origen, la generación, migración, acumulación y alteración de los hidrocarburos.

La geoquímica orgánica aplicada a la búsqueda, exploración de hidrocarburos, parte del concepto y estudio de la roca madre, sus propiedades petrofísicas, relacionados a su caracterización geoquímica, las condiciones en el proceso de sedimentación y todo lo relacionado con el grado de transformación diagenética o maduración.

**2.2.1.2 Definición de roca madre o roca generadora.** Se considera "roca madre" a cualquier roca de gran fino con capacidad de generar y expulsar suficiente cantidad de hidrocarburos para formar una acumulación de petróleo crudo y gas (Hunt J., 1996).

Una roca madre se define como una roca sedimentaria que tiene la cualidad, de poseer la cantidad y el tipo de materia orgánica, requeridos para producir petróleo, asimismo, sumado a la capacidad de generar y expulsar un volumen de hidrocarburos, suficiente, para que se configure, una acumulación de petróleo o gas.

Las rocas madres no se forman en regímenes de alta energía en los que granos gruesos clásticos son depositados (por ejemplo, arenas silíceas u oolitas calcáreas) o donde los arrecifes crecen. Las rocas madres generalmente se forman a partir de sedimentos de grano fino (arcillas y margas) en medio ambientes de baja energía donde los sedimentos orgánicos son depositados y preservados (Jacobson, 1991).

Un yacimiento de hidrocarburos (petróleo o gas), proviene de una roca generadora.

Las rocas generadoras es la suma de procesos físicos, geológicos y bioquímicos, que confluyen en la formación de rocas sedimentarias de grano fino con contenido de materia orgánica (C, H).

Las rocas generadoras se pueden clasificar en cinco principales definiciones:

**Roca Madre Potencial:**

Es la roca en estado termalmente inmadura, que contiene materia orgánica en gran volumen para generar y expeler hidrocarburos, cuando se le aplica una mayor maduración térmica. Son aquellas rocas inmaduras que no han generado crudo pero que podría hacerlo una vez alcanzado el punto de madurez idóneo. Una roca madre potencial formará

grandes volúmenes de hidrocarburos, cuando ocurra un incremento de la temperatura, sumado al aumento de la presión litostática.

**Roca Madre Efectiva:**

Una roca madre efectiva es aquella que ha generado y expulsado hidrocarburos hacia un yacimiento, en volúmenes comerciales. Asimismo, esta puede ser activa, cuando actualmente, está expulsando el petróleo o inactiva.

**Roca Madre Inactiva:**

Es una roca generadora efectiva que por algún evento geológico (enfriamiento térmico, levantamiento o hundimiento de bloques, procesos de erosión) ha interrumpido el proceso de generación y expulsión hidrocarburos, antes de vaciar totalmente, el suministro de materia orgánica.

**Roca Madre Agotada:**

Una roca madre efectiva que ha culminado su capacidad para generar y expulsar hidrocarburos, debido a la carencia de suficiente materia orgánica o por haber alcanzado, la masa rocosa, un estado de sobremadurez térmica.

**Roca Madre Posible:**

Es una roca sedimentaria, donde el potencial de generación de hidrocarburos, todavía no ha sido evaluado, pero que por sus características podría generar y expulsar hidrocarburos en cantidades comerciales.

**2.2.1.3 Kerógeno.** El kerógeno es una sustancia insoluble antecesora del petróleo, y que está conformado entre el 80 % al 90 % de la materia orgánica, de las rocas carbonaticos organogenias y rocas pelíticas.

Se define como la fracción de la materia orgánica en las rocas sedimentarias que es insoluble en ácidos, bases (solventes alcalinos acuosos) y en solventes orgánicos comunes (principalmente disulfuro, CS), ya que está compuesto básicamente de grasas y ceras. En esta definición no incluye el betún.

El kerógeno se caracteriza por lo siguiente:

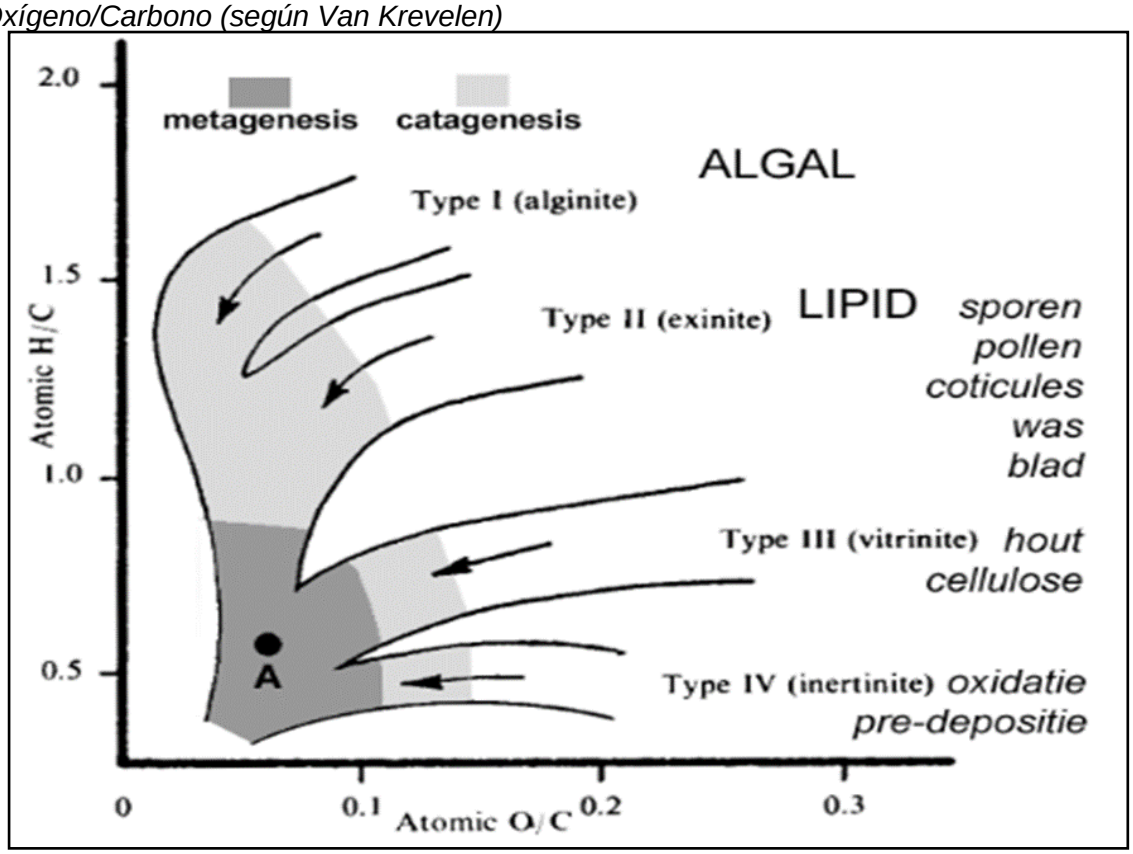
- El kerógeno es 1.000 veces más abundante en volumen, respecto a la suma del carbón y el petróleo juntos encontrados en los yacimientos del mundo.
- El kerógeno representa en volumen, el 80 al 99% del material orgánico total, en rocas no productoras antiguas (pizarras, calizas de grano fino).

La forma temprana (precursora) del kerógeno en sedimentos jóvenes es la "humina", material orgánico insoluble en solventes polares encontrado en suelos sedimentarios modernos.

**2.2.1.4 Tipos de kerógeno.** El análisis del tipo de kerógeno sirve para determinar la calidad y el tipo de hidrocarburo que puede generar en función de establecer las relaciones atómicas Hidrógeno/Carbono (H/C) y Oxígeno/Carbono (O/C). Ver Figura 8.

**Figura 8**

*Tipos de kerógenos, en función de las relaciones atómicas Hidrógeno/Carbono y Oxígeno/Carbono (según Van Krevelen)*




Fuente: Geoxnet.

En todos los tipos de kerógeno, los constituyentes principales son el C y el H. De acuerdo a las relaciones, de su origen y composición, el kerógeno se puede dividir en cuatro tipos: (Tabla 1).

**Tabla 1**

*Tipos de kerógeno y macerales que constituyen la materia orgánica que lo origina*

| | | | |
|---|---|---|---|
| Acuático | I | Alginita | Cuerpos de agua, material algaceo (ambientes lacustres y marinos). |
| | | Kerógeno amorfo | Restos de pequeñas estructuras de origen galgal. Pequeñas estructuras de origen planktónico (ambiente de profundidad moderada). |
| Terrestre | II | Exinita | Cubiertas de esporas y polen, cutícula de hojas y plantas herbáceas. |
| | III | Vitrinita | Fragmentos y pequeñas estructuras de plantas fobrosas y leñosas, materia húmeda coloidal (plantas superiores). |
| | IV | Inertinita | Restos de materiales oxidados, leñosos reciclados. Es generado de la materia orgánica residual, contenido en sedimentos de mayor edad. |

Fuente: INGEMMET (2023). Geoquímica Orgánica del Cretácico de la Cuenca Talara.

**Kerógeno tipo I (algal):**

Proviene principalmente de lípidos de origen algal; presenta un alto contenido inicial de hidrógeno y bajo contenido de oxígeno, asimismo, de material orgánico enriquecido en lípidos por actividad microbiana. Este tipo de kerógeno tiene un predominio de lípidos debido principalmente a la acumulación selectiva de material algal. La relación H/C, es entre 1,0 a 1,7 (alta) y el potencial para la generación de hidrocarburos, se considera alto.

**Kerógeno tipo II (líptico):**

Se genera en ambientes reductores, de profundidad moderada. En general posee altos contenidos de hidrógenos y bajos/moderados contenidos de oxígeno. Su composición original está relacionada con material orgánico de origen marino (zooplankton, residuos de algas y fitoplankton), que se depositaron en unas condiciones de un ambiente reductor, donde hubo un contenido medio a alto de azufre.

**Kerógeno tipo III (húmico):**

Se refiere a aquel que posee un bajo contenido inicial de hidrógeno y alto contenido de oxígeno. Proviene de restos de vegetales terrestres, sedimentados en ambientes marinos someros o profundos. Es moderado, respecto a la relación H/C menor de 0,84 y potencial de generación de hidrocarburos, aunque puede generar gas en abundancia a grandes profundidades.

La relación O/C es comparativamente mayor que en los otros dos tipos de kerógeno.

**Kerógeno tipo IV:**

Es un kerógeno, generado de la materia orgánica residual, donde se alojaron en sedimentos más antiguos retrabajados u oxidados, después de los procesos de erosión. Se le atribuye de no tener un potencial suficiente para la generación de hidrocarburos.

**2.2.1.5 Caracterización de la roca madre o roca generador.** Una roca madre debe cumplir las siguientes características:

- La cantidad de materia orgánica se evalúa comúnmente mediante una medida del carbono orgánico total (TOC) contenido en una roca. El TOC, se determina por el aporte de materia orgánica y el grado de preservación de la misma.
- La calidad se determina de acuerdo a los tipos de kerógeno y/o proporciones de kerógenos individuales, presentes en la materia orgánica, por la cual se aprecia variaciones de acuerdo a la fuente de la materia orgánica, ambiente de deposición y a las condiciones físico químicas del mismo (Hunt, 1996).
- La madurez térmica, esta característica se refiere al estado de evolución del kerógeno y se relaciona con las transformaciones del mismo en petróleo a través de varias etapas de evolución térmica y soterramiento de la materia orgánica (Tissot y Welte, 1984). Su estimación es mediante el uso de mediciones de reflectancia de vitrinita y parámetros de temperatura (Tmax).

**2.2.1.6 Contenido de Carbono Orgánico Total (TOC).** El carbono es un elemento esencial y la medición de la riqueza orgánica se relaciona en la evaluación de rocas generadoras. El carbono orgánico total (TOC) indica la cantidad de materia orgánica en una muestra de roca (sedimentaria o metamórfica) incluyendo el kerógeno y bitumen. Esto se mide como el porcentaje, respecto al peso.

La materia orgánica preservada es frecuentemente designada con el nombre de querógeno, siendo aquella que ha sido convertida por procesos bacterianos y químicos, durante el soterramiento, en un polímero complejo, de alto peso molecular, con bajo contenido de nitrógeno y oxígeno y además insoluble en solventes alcalinos acuosos o en solventes orgánicos comunes (Durand, 1980).

Los valores del TOC (Tabla 2), resulta un dato semicuantitativo del potencial de generación de petróleo, indicando la cantidad, más no la calidad.

**Tabla 2**

*Parámetros de interpretación del Carbono Orgánico Total (TOC) en rocas madres lutitas y carbonatos*

| Evaluación de la Roca Madre | | |
|---|---|---|
| **Riqueza** | **% TOC en lutitas** | **% TOC en carbonatos** |
| Pobre | 0 - 0.5 | 0 - 0.2 |
| Regular | 0.5 - 1.0 | 0.2 - 0.5 |
| Bueno | 1.0 - 2.0 | 0.5 - 1.0 |
| Muy Bueno | 2.5 - 5.0 | 1.0 - 2.0 |
| Excelente | > 5.0 | > 2.0 |

Fuente: INGEMMET (2023). Geoquímica del Cretácico de la Cuenca Talara.

**2.2.1.7 Calidad de la materia orgánica.** En una roca, el tipo de kerógeno, que contiene, indica la calidad de la materia orgánica, pero no toda la materia orgánica preservada, ofrece la capacidad de generar hidrocarburos.

El análisis de la calidad de la materia orgánica, presente en una roca, se puede evaluar mediante métodos directos como pirólisis, que es un procedimiento técnico desarrollada por el Instituto Frances de petróleo, denominada como pirólisis Rock-Eval, o a través de métodos indirectos como la caracterización visual del kerógeno.

**Pirólisis:**

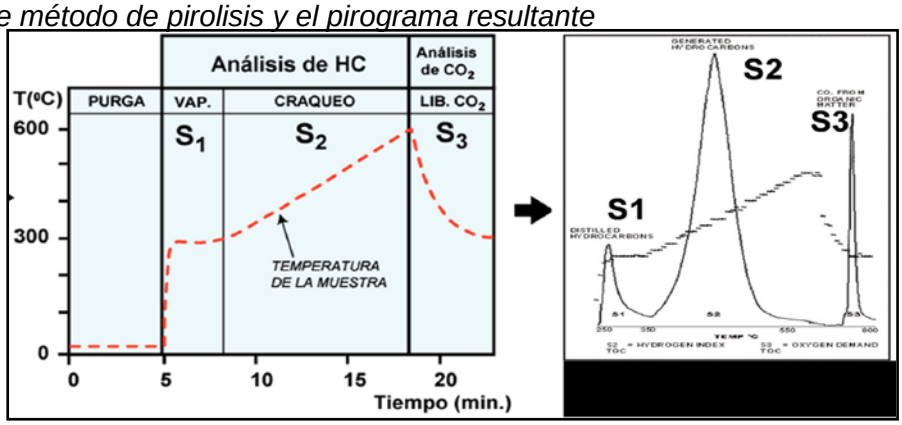
El pirólisis consiste en aplicar a las muestras altas temperaturas, con la finalidad de simular las condiciones que habría requerido millones de años en una cuenca sedimentaria. Esto es que, a partir de una pequeña cantidad de muestra de roca, evaluar y calificar los diferentes tipos de materia orgánica, el grado de evolución térmico y el potencial generador de petróleo (Figura 9).

En el laboratorio se simulan condiciones de P y T y los resultados se reflejan mediante un conjunto de picos indicados en el pirograma.

El primer pico, llamado S1, registra los hidrocarburos libres que son liberados de la muestra de roca, sin considerar la separación del kerógeno durante la primera etapa de calentamiento a una temperatura de 300 °C.

**Figura 9**

*Ejemplo de método de pirolisis y el pirograma resultante*




Fuente: INGEMMET (2023). Geoquímica Orgánica del Cretácico de la Cuenca Talara.

El pico S2, representas es el registro de los hidrocarburos que son liberados de la muestra durante la segunda etapa de aplicación de calor programado del proceso de pirólisis. Estos hidrocarburos son generados a partir del craqueo de los hidrocarburos pesados y la descomposición térmica del kerógeno.

El pico S3 representa el CO2 que se libera a partir del craqueo térmico del kerógeno durante el proceso de pirólisis, que se expresa en miligramos por gramos de roca. Después de la pirólisis, el carbono orgánico residual se oxida en un horno independiente, para producir el pico S4. Asimismo, a partir de los datos de la pirolisis Rock-Eval, obtenemos resultados como el indica el Tabla 3.

**Tabla 3**

*Parámetros geoquímicos producidos a partir de la pirolisis Rock-Eval*

| Potencial de roca generadora | TOC % en peso | S1 | S2 |
|---|---|---|---|
| Pobre | 0 - 0.5 | 0 - 0.5 | 0 - 0.25 |
| Regular | 0.5 - 1.0 | 0.5 - 1.0 | 2.5 - 5.0 |
| Bueno | 1.0 - 2.0 | 1.0 - 2.0 | 5.0 - 10.0 |
| Muy Bueno | 1.4 - 4.0 | 1.4 - 4.0 | 10.0 - 20.0 |
| Excelente | > 4.0 | > 4.0 | > 20.0 |

Fuente: INGEMMET (2023). Geoquímica del Cretácico de la Cuenca Talara.

Estos datos de medición que se obtiene con el método de pirolisis, proporcionan resultados acerca de la composición química y el grado de madurez de la materia orgánica de la roca generadora.

En el proceso de la pirolisis, la relación entre estos componentes, se obtiene los siguientes índices:

- Índice de Hidrógeno (IH = S2 x 100/TOC): Se obtiene a partir de la relación entre el hidrogeno y el TOC. Este índice es la cantidad de hidrógeno en el kerógeno, indicando el potencial de la roca para generar hidrocarburos. Un alto valor de IH, se relaciona con un gran potencial para generar hidrocarburos (Tabla 4).
- Índice de Oxígeno (IO= S3 x 100/TOC): Se obtiene de la relación entre CO2 y el TOC. El índice IO, se relaciona con la cantidad de oxígeno contenido en el kerógeno.
- Índice de Producción (IP = S1/(S1+S2)): Lo obtenemos a partir de la relación entre los hidrocarburos generados durante la primera y segunda etapa del proceso de pirolisis. Constituye una medida de conversión del kerógeno en petróleo. Esta relación es útil para caracterizar la evolución de la materia orgánica y es así, que el índice PI tiende a incrementarse con la profundidad en una roca de grano fino.
- Potencial de Generación (S1+S2): Indica la cantidad máxima de hidrocarburos que podría generar una roca generadora suficientemente madura. Es la suma de S1 + S2 y se expresa como kilogramos de hidrocarburos por tonelada métrica de roca.

De acuerdo a los valores de HI (Índice de Hidrogeno) y el OI (Índice de Oxigeno), se determina el tipo de kerógeno, como se aprecia en el Tabla 4. (Peters et al., 1994).

**Tabla 4**

*Valores de HI y OI, en la determinación del tipo de kerógeno*

| HI (mgHC/gTOC) | OI (mgCO2/gTOC) | Tipo de kerógeno | Hidroc. expulsados |
|---|---|---|---|
| > 600 | < 50 | I | Petróleo |
| 300 - 600 | 40 - 70 | II | Petróleo |
| 200 - 300 | 70 - 100 | II / III | Petróleo y Gas |
| 50 - 200 | 100 - 200 | III | Gas |
| < 50 | > 4.0 | IV | Ninguna |

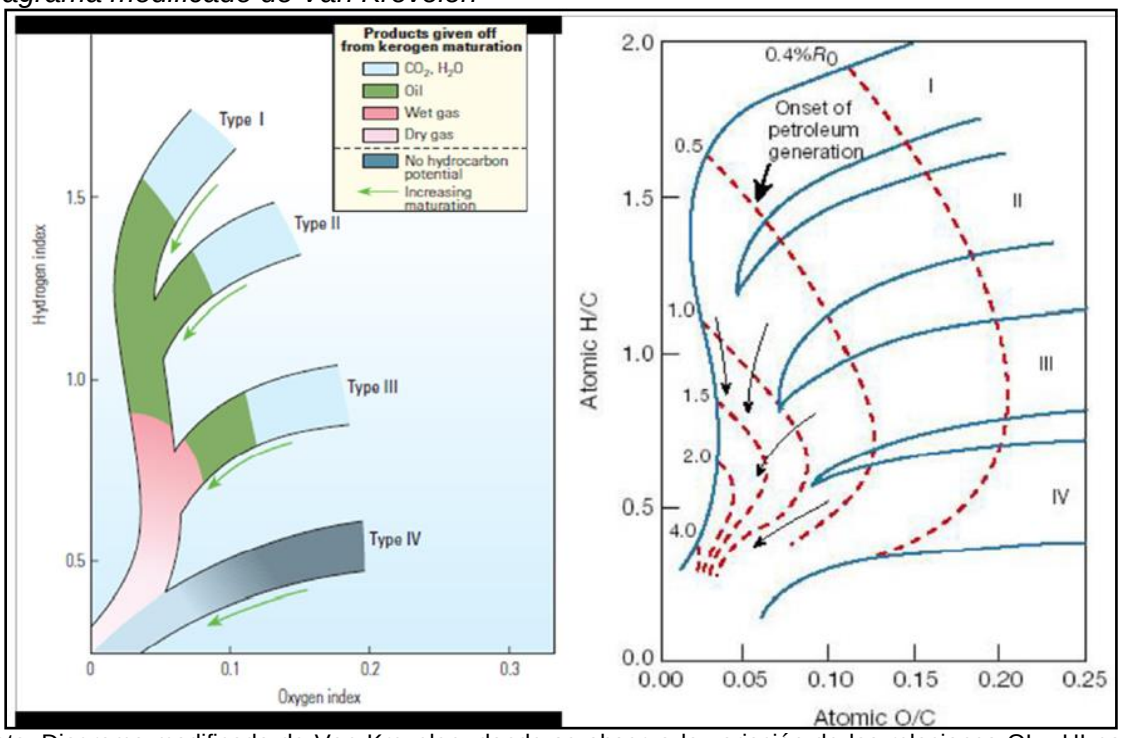
Fuente: Peters et al., 1994.

El diagrama de Van Krevelen, representa en un gráfico, la relación entre el índice de hidrógeno versus el índice de oxígeno y su manejo es para evaluar el origen y madurez

del kerogeno (Figura 10). Consiste en la observación al microscopio (bajo luz transmitida y fluorescencia) de secciones delgadas con concentrados de kerógeno aislados de la matriz mineral por acidificación. Estos estudios constituyen también una parte integral de la geoquímica orgánica.

**Figura 10**

*Diagrama modificado de Van Krevelen*




*Nota*: Diagrama modificado de Van Krevelen, donde se observa la variación de las relaciones OI y HI para kerógenos inmaduros tipo I, II y III y dirección evolutiva de madurez (Ro) para cada tipo de kerógeno
Fuente: INGEMMET (2023). Geoquímica del Cretácico de la Cuenca Talara.

**Análisis Visual del Kerógeno**

Se desarrolla con la observación al microscopio (bajo luz transmitida y fluorescencia) de muestras en secciones delgadas, a partir de concentrados de kerógeno aislados de la matriz mineral por acidificación.

Los análisis microscópicos de concentración de kerógeno en las muestras proveen a menudo información importante del tipo de materia orgánica presente (Tabla.5).

Los macerales, se define como la materia orgánica, donde se observa constituyentes reconocibles microscópicamente, y se encuentran en los carbones y el kerógeno; de manera similar como una roca contiene sus constituyentes minerales.

En los carbones y rocas sedimentarias, existen tres principales grupos de macerales y estas son: liptinita (exinita), vitrinita e inertinita.

**Tabla 5**

*Clasificación de los tipos de materia orgánica y características típicas*

| **Materia Orgánica** | **Sapropélica** | | **Humica** | |
|---|---|---|---|---|
| Alginita | | | | |
| Ceritina | | | Telinita | Fusunita |
| Esporitina | | | Teleconita | Inertodetrinita |
| Cutinita | | | Desmocolinita | Esclerotinita |
| Resinita | | | Vitrodetrinita | |
| Liptodetrinita | | | | |
| Resinita | | | | |
| **Macerales amorfos** | **Amorfo Fluorescente** | | **Amorfo no fluorescente** | |
| Tipo de kerogeno | I | II | III | IV |
| H / C | 1.9 - 1.0 | 1.5 - 0.8 | 1.0 - 0.5 | 0.6 - 0.1 |
| O / C | 0.1 - 0.02 | 2.0 - 0.02 | 0.1 - 0.02 | 0.3 - 0.01 |
| Fuente/Ambiente | Marino, lacustre, terrestre | | Terrestre | Reciclado |

Fuente: INGEMMET (2023). Geoquímica del Cretácico de la Cuenca Talara.

**2.2.1.8 Grado de madurez térmica.** Se entiende como madurez de un kerógeno a los cambios que sufre el kerógeno en función del incremento de la temperatura, durante la Catagénesis y la Metagénesis. La catagénesis corresponde a la etapa de transformación del kerógeno donde se genera petróleo y gas húmedo.

Se conocen varios métodos de medición del grado de evolución termal o madurez de la materia orgánica y entre ellos, se encuentran: la reflectancia de vitrinita (Ro), temperatura de pirólisis, índice de alteración termal (TAI), índice de alteración de los conodontos (CAI) y fluorescencia del kerógeno.

La roca madre en su proceso de evolución termal, durante la diagénesis, catagénesis y metagénesis, experimenta cambios de sus propiedades físicas y químicas de la materia orgánica.

**Reflectancia de Vitrinita (Ro)**

Se define como reflectancia de vitrinita, como a la medida del porcentaje de luz incidente reflejada desde la superficie de partículas de vitrinita de una roca sedimentaria

bajo inmersión de aceite. Con el aumento del grado de alteración térmica, aumenta también la fracción de luz incidente reflejado.

Constituye como el método más confiable para estimar la madurez del kerógeno (Tabla 6).

**Tabla 6**

*Grado de madurez térmica basándose en los datos de Reflectancia de Vitrinita y Pirolisis Tmax*

| Estado de Madurez Termal | Ro (%) | Tmax (°C) |
|---|---|---|
| Inmadura | 0.2 -0.6 | < 435 |
| Madurez temprana | 0.60 - 0.65 | 435 - 445 |
| Pico de generacion | 0.65 - 0.90 | 445 - 450 |
| Madurez tardía | 0.90 - 1.35 | 450 - 470 |
| Sobremadura | > 1.35 | > 470 |

Fuente: INGEMMET (2023). Geoquímica del Cretácico de la Cuenca Talara.

**Temperatura de la Pirólisis**

Es la temperatura del horno (ºC) en el momento de la Generación máxima durante el análisis (S2), se le conoce como Tmax. Se denomina como una medida de la madurez térmica del kerógeno y normalmente está controlada de acuerdo al tipo de materia orgánica.

En la evaluación de la roca, la temperatura de la pirolisis se ha denominado como un estándar de madurez de la roca.

**2.2.1.9 Biomarcadores o marcadores biológicos.** Los biomarcadores son moléculas complejas presentes en el petróleo y que se caracterizan por su elevada estabilidad química durante los procesos que le dieron origen (diagénesis, catagénesis y metagénesis), es decir, son aquellos compuestos que pueden ligarse de forma inequívoca con sus precursores biológicos ya que el esqueleto de carbonos se preserva (Peters et al., 2005).

Son compuestos orgánicos (en su mayoría ciclo alcanos y aromáticos) presentes en los petróleos y bitúmenes de rocas sedimentarias, cuya composición y estructura molecular indican nexos claros con moléculas encontradas en organismos vivos (fósiles moleculares).

El petróleo tiene una composición variable la cual depende de la roca madre que lo generó, del régimen térmico que predominó durante su formación, de la migración geológica y de las condiciones del yacimiento (Peters et al., 1993). O sea, son moléculas fósiles complejas derivadas a partir de organismos vivientes.

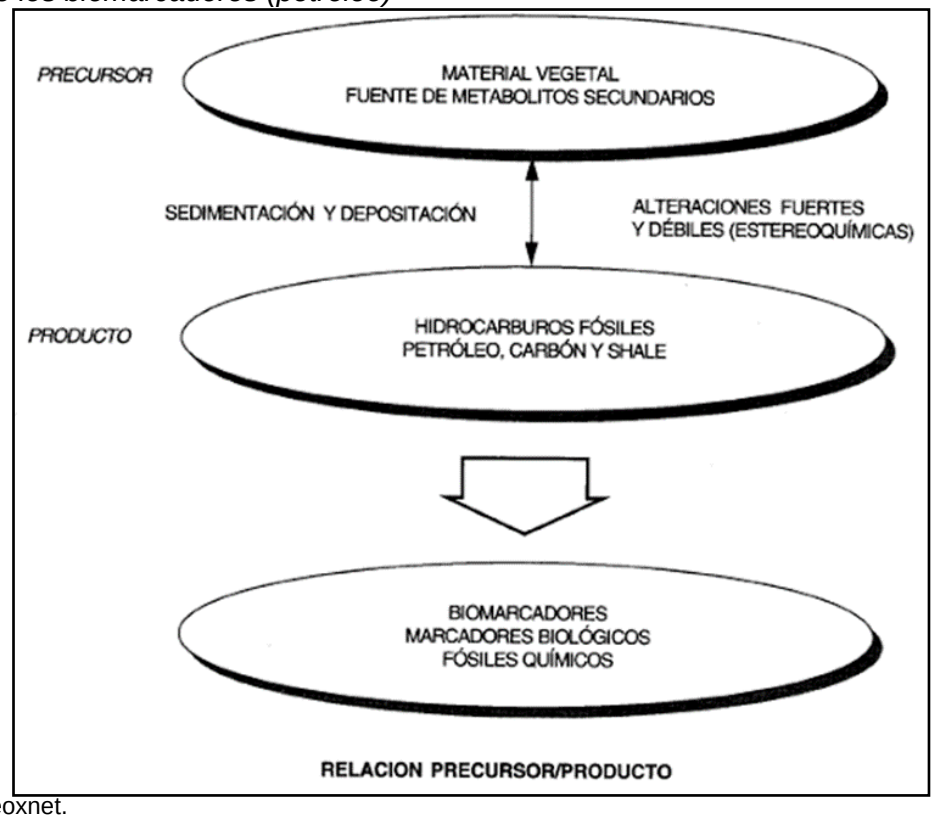
Estos componentes orgánicos están compuestos de carbono, hidrógeno y otros elementos, los cuales se encuentran en crudos, bitúmenes y rocas. No muestran ningún o casi ningún cambio en su estructura con respecto al compuesto original del organismo viviente (Figura 11).

Los biomarcadores han sido utilizados por los geoquímicos del petróleo desde 1970 para obtener información de los yacimientos petrolíferos, caracterizar químicamente a los crudos que provienen de cada uno de ellos y contrastar dos o más muestras para determinar el grado de similitud (Zhang et al., 2015).

Estos compuestos son analizados en el laboratorio, por el método de cromatografía de gases acoplada a un espectrómetro de masas.

**Figura 11**

*Origen de los biomarcadores (petróleo)*




Fuente: Geoxnet.

### *2.2.2 Caracterización geoquímica de la Formación Muerto: Estratigrafía, sedimentología y distribución regional*

La Formación Muerto, es una secuencia sedimentaria, compuesta calizas micríticas de color gris oscuro a negras, de aspecto masivo, bituminosas y olor fétido con intercalaciones de estratos margosos y de chert.

La Formación Muerto (Albiano) ha sido definida y nombrada por Olsson A. (1933) en la localidad tipo ubicada en la zona de la Brea-Pariñas, quebrada El Muerto (Figura 12).

De acuerdo al Reporte de Campo de Perupetro (1987), respecto a la Fm. Muerto, indica está dividida en 2 miembros. El miembro inferior consta de calizas micríticas y margas grises oscuras en capas laminadas y lajosas, intercaladas con areniscas calcáreas gris verdosa que contienen almohadillas calcáreas y arcillitas. El miembro superior contiene limolita gris oscura intercalada con lutitas astillosas, calizas gris oscuras y areniscas arcósicas grises de grano fino con zonas de limoarcillas negras. Estas representan la secuencia transicional de ambiente anóxico de facies carbonosas dentro de la iniciación de la sedimentación turbidítica que caracterizó el cretáceo superior en esta área.

**Figura 12**

*Quebrada El Muerto, distrito La Brea (Talara)*

*Nota:* Nótese el paisaje árido, con vegetación estacional, en la quebrada afloran rocas de la Fm. Palaus, Fm. Muerto y de la Fm. Cerro Prieto..Fuente: Elaboración propia.

Está Formación está caracterizada por su litología de ambiente de plataforma profunda a moderada, anóxica con pulsos subsidentes, ocasionando la muerte y acumulación de Amonites.Esta datada como de edad Albiano.

Fisher (1956) indica la existencia de condiciones euxínicas durante el periodo de sedimentación de las calizas de las formaciones Muerto y Pariatambo (correlacionables entre sí) aparentemente tuvieron su origen en la combinación de barreras topográficas, antes que en un mar restringido.

De acuerdo al Boletín Serie D: Estudios Regionales N° 42 Geología de la cuenca Lancones, noroeste del Perú (2023), las rocas calcáreas de olor fétido, con impregnaciones de hidrocarburos (Figura 13).

**Figura 13**

*Muestra de caliza*

*Nota*: Caliza con patina de petróleo (izquierda. Estratos plegados de caliza intercalados con lutita calcárea, de olor fétido (derecha).Fuente: INGEMMET, Boletín Serie D: Estudios Regionales N° 42 Geología de la cuenca Lancones, noroeste del Perú (2023).

En el Albiano se registró un evento Anóxico global (OAE1), caracterizado por contener sedimentos con valores notables de contenido de materia orgánica y se ha observado en las amplias zonas de talud y plataformas del periodo Cretácico (Figura 14).

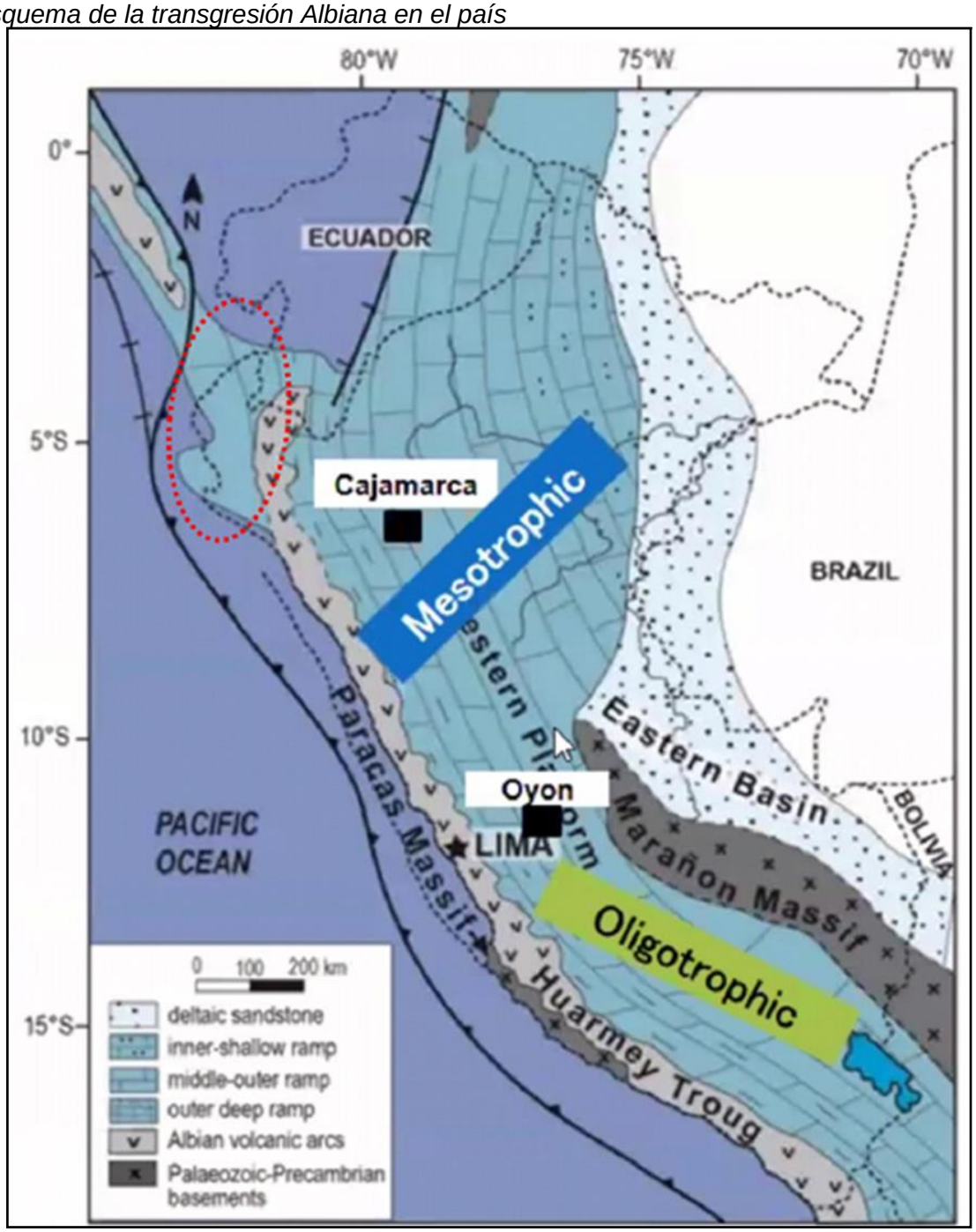
Estos eventos geológicos han propiciado una sedimentación con contenidos importantes de carbono orgánico y están relacionados con la formación de rocas generadoras de hidrocarburos.

En el Perú, se han registrado diversas formaciones litoestratigráficas, donde se ha encontrado niveles de rocas con contenido anómalo de materia orgánica:

- Formación Muerto.
- Formación Pariatambo.
- Formación Portachuelo.
- Formación Raya.
- Formaciones estratigráficas en las cuencas del Río Marañón y rio Ucayali.

**Figura 14**

*Esquema de la transgresión Albiana en el país*




*Nota*: Transgresión Albiana en el país, donde ocurrió la sedimentación de la Formación Muerto en las cuencas de Talara, Sechura y Lancones y sus equivalentes litológicos en el centro y sur del Perú. Fuente: INGEMMET.

El proceso de sedimentación de la Formación Muerto (cuenca Talara), tuvo un notorio control de la paleogeografía y el paleorelieve, definido por el Paleozoico y pre-Cámbrico en el periodo Albiano. Asimismo, los promontorios rocosos del conjunto de cerros de La Brea, Paita, Amotape e Illescas y también, los altos relativos de subsuelo como Órganos–Zorro, Tamarindo y de la bahía de Bayóvar controlaron la sedimentación en esas áreas.

## 2.3 Hipótesis y operacionalización de variables

### *2.3.1 Hipótesis general*

La evaluación geológica de las rocas carbonatadas del Cretáceo, como nueva alternativa de exploración-explotación de hidrocarburos, permitirá el incremento de las reservas de petróleo y/o gas en el noroeste del Perú, Cuenca Talara.

### *2.3.2 Variables dependientes e independientes*

**Variable Independiente:**

Evaluación geológica de las rocas carbonatadas del Cretáceo.

En esta parte de la investigación, identificada la variable, es muy importante definir la formación geológica o secuencia estratigráfica que va proveer el recurso (hidrocarburos), sus propiedades mineralógicas, petrofísicas, físico-químicas, contenido de fluidos, distribución areal, continuidad lateral en la cuenca o área de interés, correlación estratigráfica, mapas estructurales y de espesores en escalas que muestren detalle para identificar bloques, fallas geológicas (normales, inversas y sus diferentes variaciones), sistema de fracturamiento, entre otros.

Todo lo anterior va a permitir definir un Sistema Petrolero, el mismo que orientará la exploración-explotación de hidrocarburos.

**Variable dependiente:**

Incremento de reservas de hidrocarburos en el noroeste peruano.

Después de una correcta y detallada evaluación geológica y de reservorios de las rocas carbonatadas del Cretáceo (Fm. Muerto), aplicando los nuevos conceptos descritos, las reservas para su posterior explotación deben incrementarse.

Debido a este incremento de las reservas de hidrocarburos, los beneficios económicos (para las zonas de influencia y la nación), sociales, ambientales, van a permitir creación de más oportunidades de trabajo, desarrollo auto sostenido de los diferentes centros poblados, disminuir la importación de hidrocarburos para el normal abastecimiento del país, mejora de la balanza comercial, etc.

## 2.4 Metodología de la investigación

### *2.4.1 Tipo y diseño de la investigación*

Para el diseño de investigación.

**2.4.1.1 Enfoque.** El tipo de investigación con respecto al enfoque corresponde a una investigación mixta (se utilizan las características epistemológicas cualitativa, como cuantitativa). basado en la distribución de las siete características epistemológicas, como se indica:

- La percepción de la realidad, es objetiva, debido a que se recurre en instrumentos de recolección de datos (tipo de roca, densidad, porosidad, permeabilidad, contenido de materia orgánica, rumbo y buzamiento del estrato, fracturamiento, fallamiento, entre otros), para llegar a una conclusión.
- Razonamiento, es inductivo, considerando las características petrofísicas de las rocas carbonatadas, relacionadas a la ocurrencia de petróleo, con esta información técnica, se genera algunas hipótesis para luego desarrollarlo y probar su veracidad.
- Finalidad: exploración, descubrimiento, que consiste en un proceso de análisis (averiguación), para confirmar la ocurrencia de hidrocarburos y finalmente el incremento de ello.
- Orientada: al resultado. El resultado de la evaluación de las rocas carbonatadas (Fm. Muerto), concluirán si es beneficioso, la explotación de este recurso.
- Principio de la verdad: particulariza. Esto es, la detección de hidrocarburos en las rocas carbonatadas (Fm. Muerto), predetermina, su evaluación para el incremento de reservas e hidrocarburos.

- Perspectiva del investigador: Está dentro de la empresa, con acceso inmediato a los datos. Asimismo, el evaluador, debe tener conocimiento o experiencia geológica del campo, a nivel macro, como a nivel micro, para efectuar, una toma de decisiones técnicas, que involucra una inversión de alto valor económico.
- Causalidad: Se tiene referencia bibliográfica de antecedentes técnicos acerca de la ocurrencia de hidrocarburos en la Formación Muerto.

**2.4.1.2 Alcance.** El tipo de investigación con respecto al alcance corresponde a una investigación correlacional, ya que la intención es establecer una relación entre la variable independiente y la variable dependiente, para que de esta manera validar la hipótesis.

La presente investigación, tiene un amplio alcance, en la medida que servirá como referencia para futuras investigaciones orientadas a la exploración de Yacimientos No Convencionales de hidrocarburos con fines de producir hidrocarburos de rendimiento económico, en áreas nuevas o antiguas no exploradas.

El presente estudio, del área de La Isla, tiene la intención de efectuarse como un proyecto de desarrollo sostenible, esto es, que plantea un crecimiento con réditos económicos (generando más puestos de trabajo), asimismo, respetando el entorno social y el ecosistema, en el proceso de la explotación del yacimiento.

Las limitaciones del trabajo están en función al acceso a la información que en algunos casos es información confidencial (privada) y a veces no se puede completar el requerimiento de un estudio más extenso, por estos motivos de fuerza mayor.

La industria petrolera es un pilar importante en la economía peruana y las empresas que buscan desarrollarse en esa actividad deben contar con una básica planeación estratégica, asimismo con una Gestión de la Calidad, entendiéndose como un sistema en donde la empresa desarrolla un conjunto de acciones, para implementar, el mejoramiento continuo, en el cumplimiento de los objetivos trazados; adecuando todos los procesos organizacionales, tomando como enseñanzas las experiencias pasadas y de esta manera

salir airosos ante, nuevos retos, para desarrollar la capacidad de analizar y efectuar las adecuadas mejoras en sus procesos (Cantu, 2006).

**2.4.1.3 Diseño de la investigación.** El diseño de investigación es cuasi experimental, porque se tiene datos de información técnica (sísmica, gravimetría, magnetometría, geoquímica), datos de pozos (registros, eléctricos, muestras de detritus, núcleos), reportes de análisis de laboratorio, indicando la presencia de hidrocarburos entre otros parámetros de detección.

### *2.4.2 Unidad de análisis*

**2.4.2.1 Ubicación.** El área de estudio está ubicada en la parte sur continental de la cuenca Talara, extendiendo hasta las rocas paleozoicas del Alto de Paita, el mismo que marca el límite con la cuenca de Sechura (Figura 15).

El área de estudio se ubica en el Lote XIIIA, área de terreno adjudicado a una empresa privada, para labores de explotación de hidrocarburos, teniendo como referencia el punto central la coordenada UTM WGS84: 9,457,500 N, 487,500 E, a una altitud de 40 msnm.

El acceso, se efectúa por la carretera Panamericana Norte (vía asfaltada), para luego tomar caminos de segundo orden (en buen estado de conservación).

**2.4.2.2 Geomorfología.**

**Plataforma costera:**

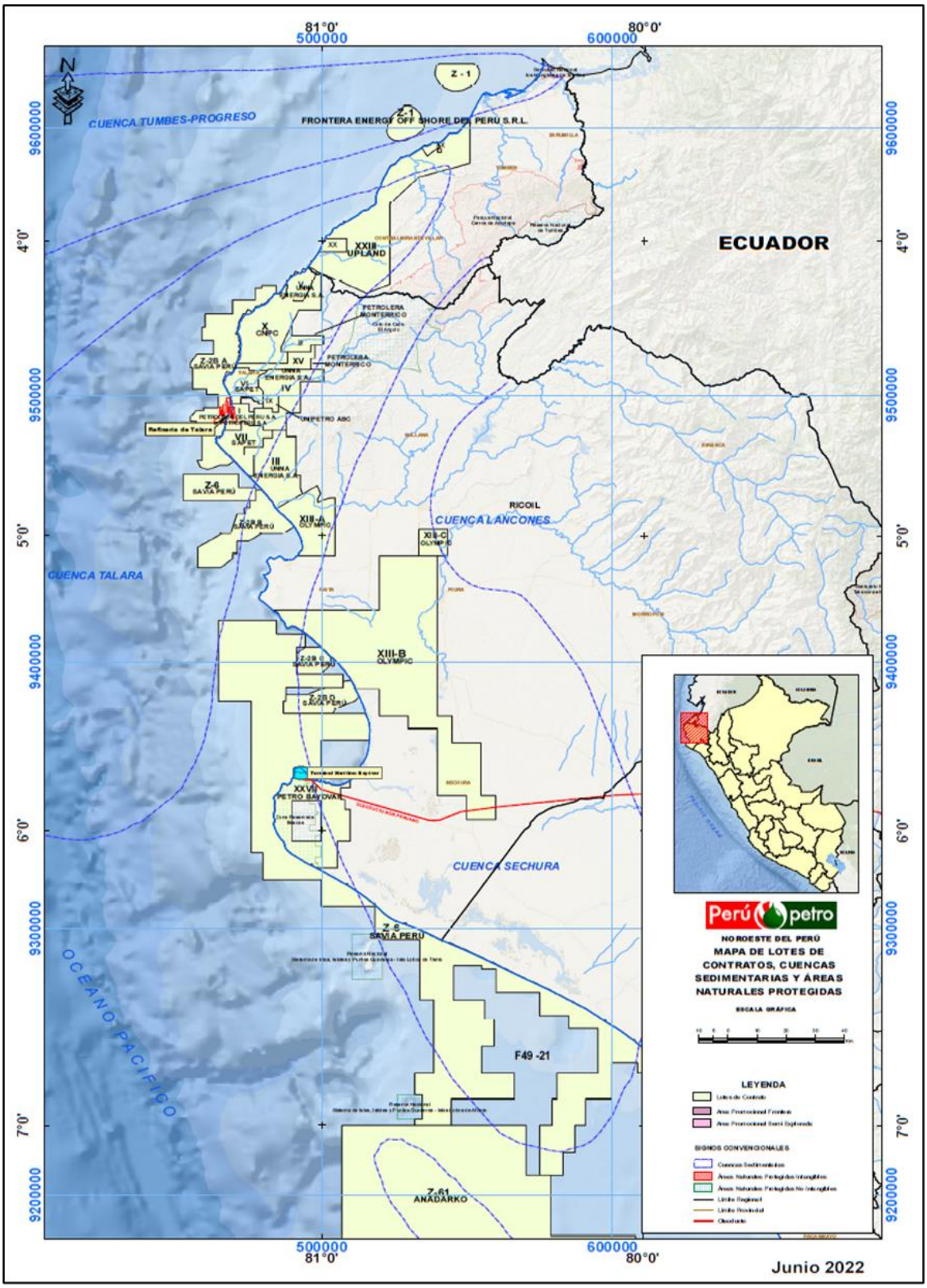
Esta unidad geomorfológica, está ubicada en la faja costanera, presenta un relieve ondulado, con algunos promontorios rocosos, en un paisaje árido, desértico, donde los suelos, están constituidos por un material sedimentario cenozoico de la cuenca Talara, y que sobreyacen a un basamento metamórfico paleozoico. Las altitudes varían desde 0 a 250 msnm (Figura 16).

Los tablazos son plataformas marinas que se han depositado durante las épocas interglaciares (Pleistoceno).

Se observan estas geoformas, paralelo a la línea de costa.

**Figura 15**

*Ubicación del Lote XIIIA*




Fuente: Perúpetro.

**Figura 16**

*Paisaje típico en el área de estudio*

Fuente: Elaboración propia.

**Valles:**

Esta unidad geomorfológica, en su mejor ejemplo es el valle del Río Chira, que en su desembocadura es amplio, de mínima pendiente, que vierten sus aguas hacia el Océano Pacífico. El valle del Río Chira, presenta fértiles suelos, donde se desarrolla la agricultura, con asentamientos poblacionales y una intensa actividad antrópica.

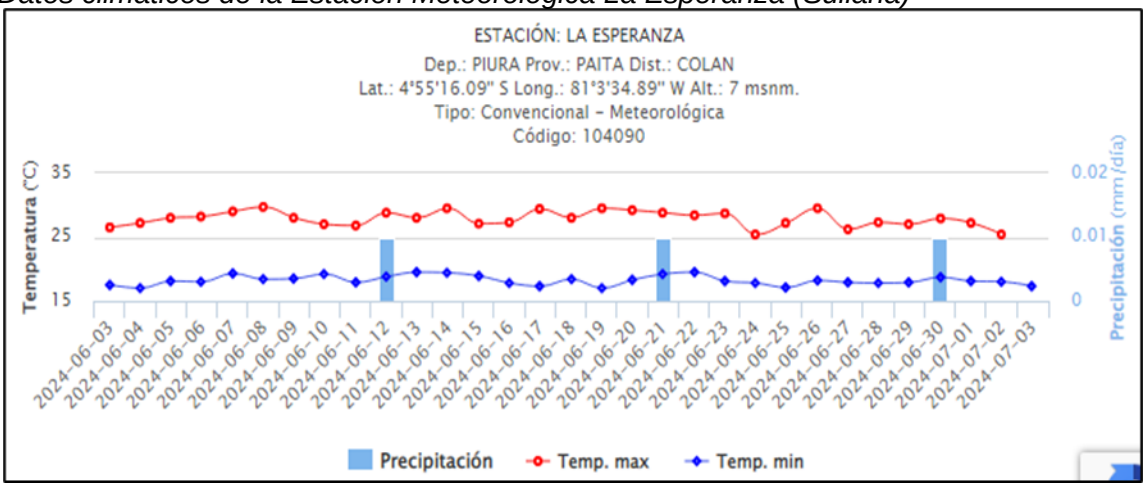
**Clima:**

Por su posición geográfica (cercana a la zona ecuatorial), el área de estudio, presenta un clima, que según el método de Clasificación Climática de Warren Thornthwaite - (Senamhi, 2020), la zona de estudio posee un clima árido con deficiencia de humedad en todas las estaciones del año, con una temperatura máxima promedio entre 15°C a 30°C, y una precipitación anual entre 700 mm a 900 mm (INGEMMET).

En la estación meteorológica Esperanza (Figura 17), ubicado en el distrito de Colán, indica una temperatura promedio anual de 26° C. La precipitación anual es de 235 mm, mayormente en los meses de enero a abril (SENAHMI).

**Figura 17**

*Datos climáticos de la Estación Meteorológica La Esperanza (Sullana)*




Fuente: SENAHMI.

**2.4.2.3 Geología regional.** De acuerdo al Ingemmet, la estratigrafía de la Cuenca Talara se aprecia en el Mapa Geológico Regional (Figura 18) y en el Figura 19, Unidades estratigráficas.

***2.4.2.3.1 Paleozoico.*** El Paleozoico aflora en las montañas de los "Amotapes", comprendiendo una secuencia precámbrica no diferenciada discordante con un Paleozoico inferior, constituido por rocas Devónicas seguidas por otra discordancia para enlazar al Paleozoico superior con rocas Carboníferas del Mississipiano, Pensilvaniano y Pérmico inferior. Intrusivos graníticos de diferentes edades emplazan a esta secuencia.

Serie metamórfica del área de Paita:

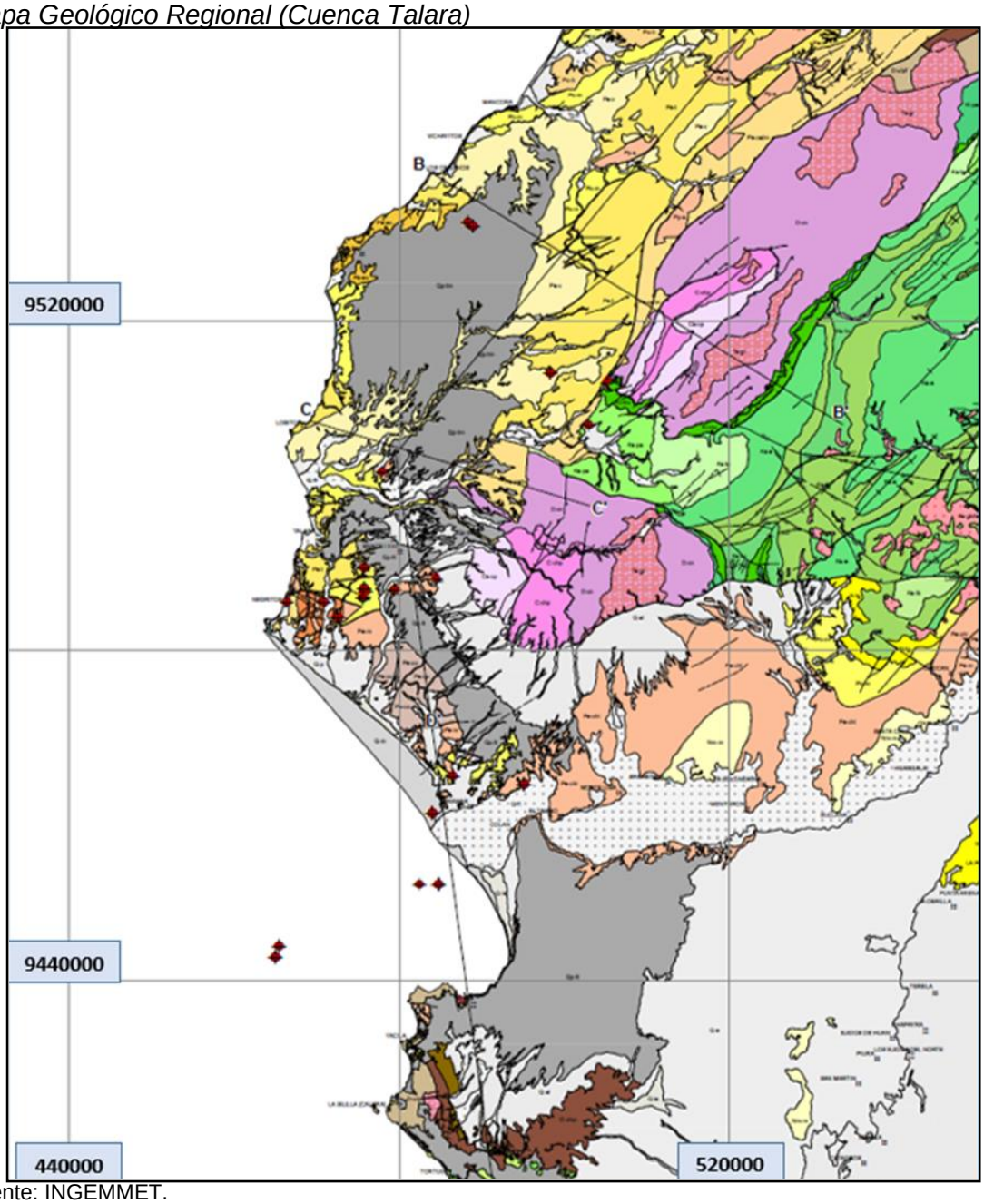
Se componen de rocas metamórficas correspondientes al Paleozoico inferior no datado formando el basamento, sobre el cual se asientan rocas cretácicas, terciarias y sedimentos del cuaternario.

La litología consiste de una secuencia de pizarras esquistosas negras, carbonosas y lustrosas, fuertemente afectadas (plegadas) por tectonismo interno con una fase arcillosa pelitica (lutitas), asimismo, esquistos areno micáceo que muestran esquistosidad de

fractura casi paralelo a la estratificación, notándose cuarcitas en capas delgadas y lenticulares, con material brechoide milonitizados.

**Figura 18**

*Mapa Geológico Regional (Cuenca Talara)*



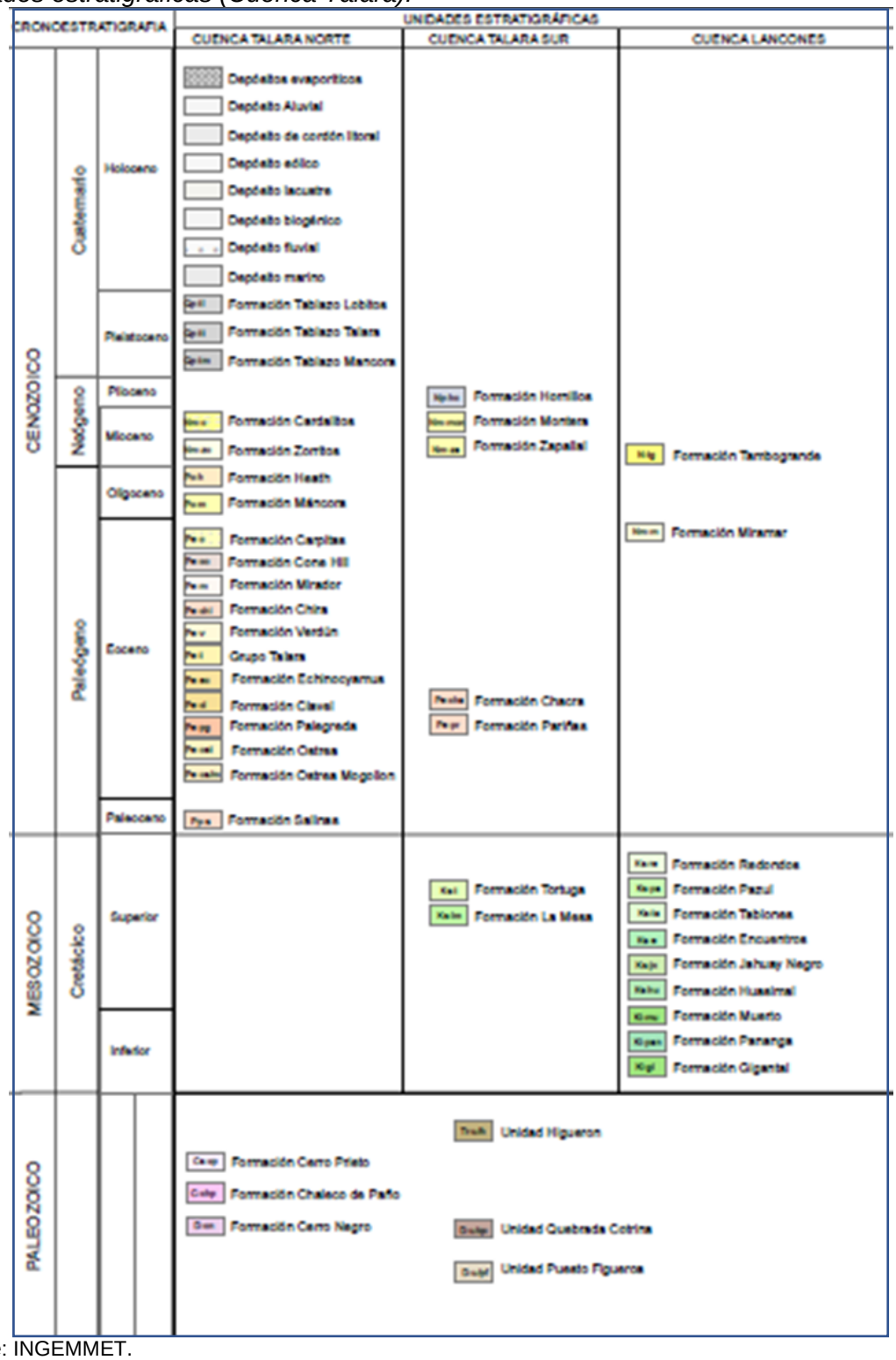

Fuente: INGEMMET.

La secuencia muestra un microfallamiento con empuje O-E y micro y macroplegada con ejes N-S; la esquistosidad tiene una orientación de N20°W, N-S a N10°E; la secuencia en general tiene rumbos N20°E, N40°E y buzamientos de 40° a 60° al NO. Se tienen también, areniscas y lutitas esquistosas de color gris verdosas con estratificación delgada. Toda la secuencia es instruida por un granito gneisificado causando un metamorfismo

térmico recristalizando la roca que dan lugar a una textura cristalofilianas con intercrecimiento de cuarzo.

**Figura 19**

*Unidades estratigráficas (Cuenca Talara).*




Fuente: INGEMMET.

El tectonismo evidenciado por los plegamientos disharmónicos, el replegamiento y fallamiento con cabalgamiento, hace pensar en una tectónica de compresión fuerte no sufrida por el Paleozoico, que se ubica al Este de Talara, donde las rocas devonianas aparecen menos deformadas, con un epimetamorfismo de baja presión (pizarras, cuarcitas), y que hace recordar a la fase Eoherciniana reconocida en la Cordillera Oriental; y por lo tanto, la deformación mayor de las rocas del basamento que afloran en el curso medio del río Tumbes y Paita, corresponderían a una tectónica caledoniana, lo que nos llevaría a ubicar a las series descritas como Ordoviciano-Siluriano.

Esta secuencia aflora desde la localidad de Paita siguiendo todo el litoral hasta los cerros La silla de Paita prolongándose al Este hasta Cerro Blanco. (Bol. 54 INGEMMET).

**Formación Cerro Negro (D-cn):** Esta secuencia metamórfica que aflora en el cerro Negro al este de Talara; al oeste de los Amotapes. La litología está constituida por una secuencia de cuarcitas de color gris a gris oscuro, grano fino, recristalizadas con intercalaciones (bandeamiento) de pizarras oscuras carbonosas esquistosas, lutitas y areniscas, que, con una esquistosidad que le da a la roca un aspecto laminar y un color amarillento. Presenta algunos niveles brechoides de una matriz arcillo-arenosa, como consecuencia de un proceso de metamorfismo regional de poca intensidad.

El contacto con el terciario es delimitado por fallamiento, denominado la falla de los Amotapes con rumbo regional NE-SW. El cizallamiento tiene rumbos que varían desde N10°W a N10°E y en otras de N30°E a N40°E, con buzamientos de 40° a 60° al E.

Por posición estratigráfica se le ubica en el Devoniano y por paleontología se le ubica entre el Ordovícico al Carbonífero inferior, pero principalmente relacionada al Devónico. Muestra una correlación estratigráfica con el Grupo Excelsior del Centro del país y con el Grupo Cabanillas al Sur del Perú.

**Formación Chaleco de Paño (C-chp):** Consiste de una secuencia de areniscas cuarzosas lutitas y limolitas de color gris verdosas a una tonalidad amarillenta, grano fino, con una incipiente esquistosidad y apariencia pizarrosa, con intercalaciones de cuarcitas de grano fino, en estratificación delgada.

Se observa una estratificación entre N 45°E y N 65°E, con buzamientos de 15° a 30°. El sistema de fracturamiento es en dirección promedio E-W, debido a un tectonismo compresivo N-S.

A continuación, en la parte superior las limolitas de la Formación Chaleco de Paño, pasan a las areniscas de la Formación Cerro Prieto, en una aparente concordancia, mientras que en la base se hace evidente la diferencia en el grado de metamorfismo con respecto a las rocas infrayacentes de la Formación Cerro Negro.

De acuerdo a paleontología, en base a braquiópodos y restos de plantas, le asigna una edad Carbonífero del Misissipiano, Martínez M. (1970).

**Formación Cerro Prieto (Cs-cp):** Formada por una secuencia de areniscas cuarzosas de color gris verdoso a ocre, en estratos de 15 a 20 cm., con matriz arcillo ferruginosa, areniscas de color gris, grano fino, feldespáticas, con laminaciones de corriente y estratificación cruzada. Se intercalan areniscas de color acaramelado, grano fino, en estratos medianos a gruesos.

Hacia la base, se observa una secuencia de lutitas, de color marrón verdoso, fisibles, pasando gradacionalmente a una secuencia de lutitas limolíticas con restos de fósiles y estructuras convolutas.

Asimismo, se observan algunos lentes de conglomerados en una matriz areniscosa, intercalados con limolitas areniscosas; también areniscas cuarzosas con matriz calcárea con algunos niveles de roca caliza en estratos gruesos.

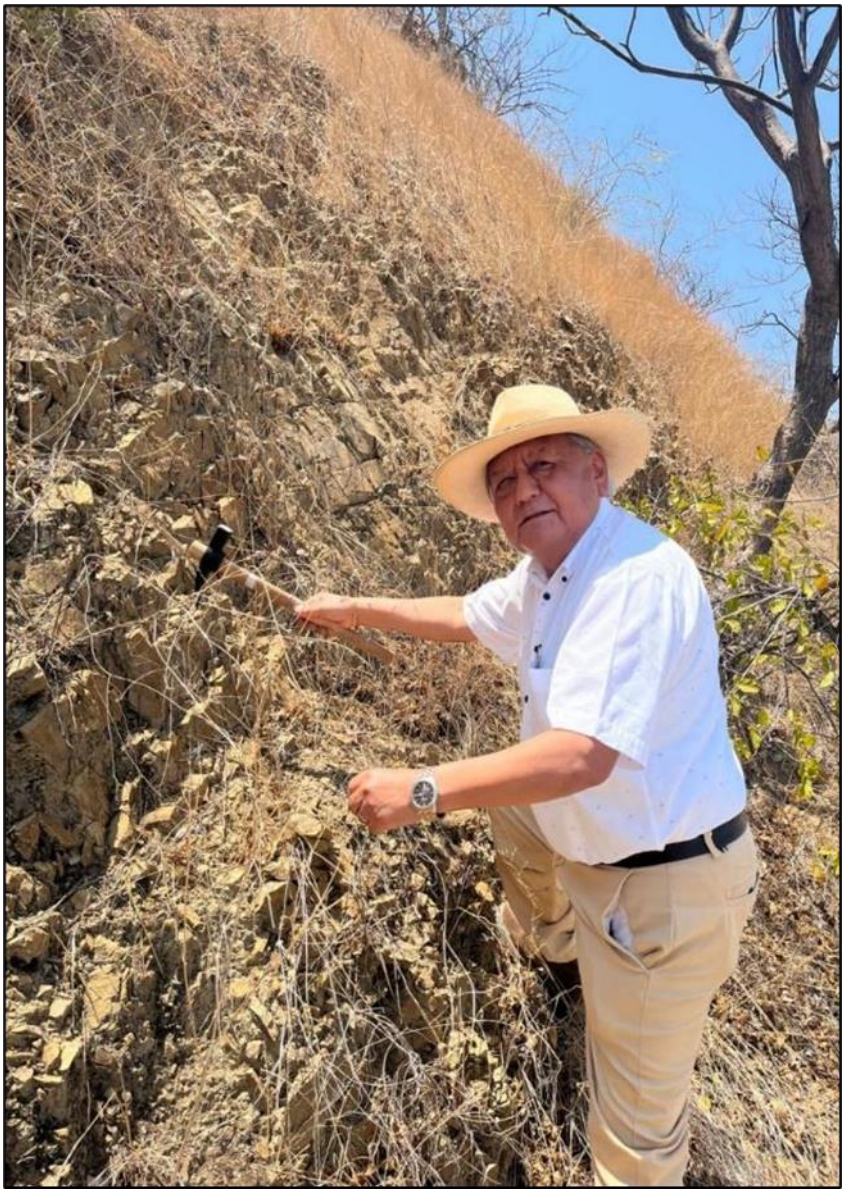
El rumbo general de los estratos en dirección NE-SO. Muestra un cizallamiento general en direcciones que van desde N 70° a N 100°, indicando aparentemente una compresión N-S, que afecta también a la formación infrayacente (Chaleco de Paño).

Por la fauna estudiada por Newell N. y otros (1949), se le asigna una edad en el Pensilvaniano.

**Formación Palaus (P-p):** Aflora al sureste de Talara, muy cerca de la carretera Panamericana (Km. 1081). Descansa sobre la Fm. Cerro Prieto en aparente concordancia. En su parte superior es cubierta en overlap por rocas del Cretácico y Terciario (Figura 20).

**Figura 20**

*Afloramiento de areniscas cuarzosas de color beis*



*Nota*: Areniscas cuarzosas de color beis, grano medio a fino, de aspecto masivo, compacto, estratificado en dirección N100E, buzando 25°NE (Fm. Palaus). Fuente: INGEMMET.

Es una secuencia que está formada por areniscas cuarzosas de color gris, de grano fino a grueso, microconglomerádicas y brechoide, con intercalaciones de areniscas arcillosas, lutitas grises verdosa amarillentas, en estratos delgados; a continuación, estratos conglomerádicos con gravas angulosas a redondeados (cuarcitas) y restos fosilíferos de equinoideos y conchas.

Hacia el tope, intercalaciones de limolitas de color amarillo ocre que intemperizan a pardo rojizo por la oxidación, con lutitas de color gris verdosas, en estratos delgados, con

fósiles (braquiópodos y crinoideos). Por su ubicación estratigráfica, se le asume una edad del Pérmico.

**2.4.2.3.2 Mesozoico.** Se destacan:

**Formación Pananga (Ki-pan):** Se trata de una secuencia rocas carbonatadas. Al NW de Sullana (quebrada Chunga) se observa calizas de color gris a rosadas, que localmente presentan unas facies arrecifales, en capas masivas conteniendo paquetes de guijarros. En la base de la Formación, se observan areniscas calcáreas, con concreciones ferruginosas.

La Formación Pananga, fue sedimentada, en una plataforma somera, de mar abierto. Se observa una fauna fosilífera gasterópodos como actaconella, valvulina, Nerinea peruviana que indica la presencia del Aptiano tardío-Albiano.

En la base, el contacto con el Paleozoico es discordante. Hacia el techo pasa gradacionalmente a la Caliza Muerto.

**Formación Muerto (Ki-mu):** La Formación Muerto aflora en la quebrada del mismo nombre y por las partes bajas del sector sur de las montañas de La Brea y los Amotapes. El contacto sobre la Formación Pananga, está constituido de calcilutitas, calizas negras bituminosas y lutitas. Su localidad tipo está en la Quebrada El Muerto y está constituido por calizas gris claras, de grano fino conteniendo restos vegetales, areniscas calcáreas, pasando a limolitas y lutitas, amarillo ocre con paquetes de 20, 50 y 80 cm.; seguido de calizas gris oscuras que intemperizan a ocre y que contienen gasterópodos, así como margas también ocres por la oxidación. En la parte superior caliza arcillosa maciza, con restos de ostras y conchas tomando un aspecto· nodular.

Sobre esta caliza se encuentra el conglomerado Tablones, en aparente concordancia; aunque en la Cuenca Lancones pasa concordante al Grupo Copa Sombrero y a veces también discordante al Terciario. Su grosor varía entre 30 a 200m., habiéndose reportado fauna consistente en foraminíferos como sumbelina, globigerina, alveolina, así como oxytropidoceras.

La secuencia carbonatada corresponde al ciclo Albiano-Cenomaniano, es decir, al ciclo transgresivo que en aquellos tiempos cubría gran parte del territorio peruano; y, por lo tanto, correlacionable en la zona Noroccidental Andina con las Formaciones Chúlec y Pariatambo y en el Sur con la Formación Arcurquina.

En el río Cazaderos, en las coordenadas UTM 9555500N, 560730E, la Formación Muerto aflora, en estratos deformados de calizas negras en horizontes delgados, con olor e impregnaciones de manchas de petróleo (Figura 21).

**Figura 21**

*Afloramiento de calizas en estratos delgados, plegados*

Fuente: INGEMMET, Boletín Serie D: Estudios Regionales N° 42 Geología de la cuenca Lancones, noroeste del Perú (2023).

**Grupo Copa Sombrero**: Fue descrito por ldding y Olsson (1928) con la categoría de formación, comprendiendo una gruesa secuencia Clástica constituida por areniscas, lodolitas, lutitas y calizas.

Posteriormente, Chalco A. (1955) en el estudio de la cuenca Lancones, lo eleva a la categoría de grupo, diferenciando tres formaciones: Huasimal, Jahuay Negro y Encuentros.

Más tarde, en los trabajos de la Carta Geológica Nacional (Reyes L., 1988), define sus afloramientos en la cuenca Lancones, al norte de Sullana, donde cubre una extensa

área con pliegues abiertos y regionales, cuyos ejes tienen rumbo Suroeste Noreste; pasando a territorio ecuatoriano, donde se le conoce con el nombre de Grupo Puyango.

Reyes L. (1988), en el estudio de los cuadrángulos de Las Playas, La Tina, Las Lomas, Ayabaca y otros, integra al Grupo Copa Sombrero las Formaciones Tablones y Pazul, teniendo como argumento los resultados de Morris y Aleman (1975) y el carácter flyschoide de la secuencia, así como también el hecho de no observar discordancia en la base del Conglomerado Tablones. Sin embargo, en el presente trabajo se mantiene la clasificación de Chalco A., teniendo en cuenta de que el mismo conglomerado está indicando una erosión de por medio y, por lo tanto, el inicio de un nuevo ciclo de sedimentación. Los trabajos de Morris y Aleman (1975), han dado como resultado mapas isópacos de facies sedimentarias de rumbo noreste, paralelo al eje mayor del sinclinal de Lancones; permitiendo a su vez interpretar una plataforma al Suroeste, la que profundizaba hacia el Noreste.

Trabajos recientes como el de Chávez V. y Núñez Del Prado (en prensa), analizan la evolución vertical del Grupo Copa Sombrero, interpretando una serie turbidítica, correspondiente a una sedimentación profunda, controlada por un sistema de abanicos submarinos, teniendo una importante influencia de material volcánico correspondiente al volcanismo del Cretácico medio a superior y que Mourier y otros, denominan Arco Volcánico: Casma - Célica.

Por su posición estratigráfica, la presencia de Inoceramus cf Lamarckivar, cuvzerz, sowerby; Reyes (1988), nos indicaría una, edad Cenomaniano-Turoniano. Sin embargo, en estudios recientes, se recolectó de las capas superiores Inoceramus batricus e Inoceramus aequivalvis BRUGGEN de edad Campaniano; pero la presencia de Inoceramus cf 1 regularis DIOBB e Inoceramus inconstans WOODS, estarían indicando una datación, prolongándose hasta el Senoniano Inferior.

**Formaciones Tablones (Ks-ta) y Tortugas (Ks-t):** Se trata de secuencias conglomeráticas que afloran en el flanco oriental de los Amotapes y en la región de Paita.

La Formación Tablones reconocida por Chalco A. (1955) como "Conglomerado Tablones", se le encuentra entre los cuadrángulos de Quebrada Seca y Sullana en los cerros los Tablones ubicados en la parte alta de la Quebrada Pazul, entre las Quebradas de Pananga y La Encañada.

Se trata de conglomerados grises con cantos subredondeados a subangulosos constituidos de cuarcitas, filitas, esquistos granitos, areniscas y calizas dentro de una matriz arcósica. Hacia la parte superior se intercalan niveles de areniscas que pasan a secuencia lutácea de la Formación Pazul. Su contacto inferior con la Formación Encuentros, está marcado por una discordancia erosional.

La Formación Tablones reconocida por Chalco A. (1955) como "Conglomerado Tablones", se le encuentra entre los cuadrángulos de Quebrada Seca y Sullana en los cerros los Tablones ubicados en la parte alta de la Quebrada Pazul, entre las Quebradas de Pananga y La Encañada. Se trata de conglomerados grises con cantos subredondeados a subangulosos constituidos de cuarcitas, filitas, esquistos granitos, areniscas y calizas dentro de una matriz arcósica. Hacia la parte superior se intercalan niveles de areniscas que pasan a secuencia lutácea de la Formación Pazul. Su contacto inferior con la Formación Encuentros, está marcado por una discordancia erosional.

De acuerdo a la fauna descrita, en la Formación Tortugas, así como por el hecho de encontrar a la Fm. Tablones sobre la Fm. Encuentros del Senoniano inferior, se le asigna una edad ubicada en el Maestrichtiano.

**Formación Pazul (Ks-pa):** Su denominación se debe a Chalco A. (1953), quien describe con este nombre la secuencia lutácea oscura que continúa a los conglomerados y areniscas de la Formación Tablones. Se trata de lutitas micáceas y lodolitas oscuras a negras carbonosas de disyunción astillosa que afloran entre el caserío de Pazul ubicado en la quebrada del mismo nombre y la Hacienda El Muerto. Asimismo, afloran también en la Quebrada Casaderes entre los cuadrángulos de Quebrada Seca y Las Playas donde conforma el núcleo de un sinclinorio; aquí las lutitas son verdosas, fisibles algo nodulares con estratificación afírica, intercalándose delgados niveles de arenisca limolítica gris

verdosa; lutita gris oscura también fisibles con lentes conteniendo nódulos de caliza negruzca hasta de 25 cm. de grosor.

El rumbo general de la secuencia sigue las mega estructuras, habiéndose medido en las capas rumbos de N-30° a 35°E, con buzamientos de 15°SE y NO. Pequeñas fallas transversales de rumbo N60°0 con inclinaciones de 80°NO que cortan la secuencia.

De acuerdo a su posición estratigráfica sobre la Formación Tablones, y encontrándosele en el tope del Cretácico, se le puede asignar una edad en el Maestrichiano-Daniano.

**Formación La Mesa (Ks-lm):** Esta formación conocida también como "Calizas La Meza", se le encuentra en el cerro homónimo, ubicado al Sureste de Paita, en el límite entre los cuadrángulos de Piura y Paita.

Allí afloran calizas masivas que presentan un fracturamiento vertical columnar. Conforman una meseta teniendo aproximadamente 200 m. de grosor, destacando en la parte superior calizas cristalinas de color gris claro con spots de calcita. La roca es uniforme y el fracturamiento que presenta tiene un rumbo N 290. Hacia la parte inferior la caliza es oscura nodulosa, presentando por Intemperismo coloraciones ocre, pasando luego a areniscas gris verdosas, limolitas pardo amarillentas conteniendo bivalvos como Cardiun (Perucardia), bruggen, Aphrodina pacífica y gasterópodos como Nodifaunas nodosus. Asimismo, Guerth H., reconoció la presencia de Sphenodiscus.

Las calizas de la parte superior estudiadas al microscopio, revelan que se trata de una caliza biosparítica que contiene un 40% de aloquímicos como bioclastos de foraminíferos, ostracodos, restos de lamelibranquios reemplazados por calcita y un 60% de ortoquímicos en forma de esparita y micrita. Como minerales secundarios se observa también micrita y dolomita; los lamelibranquios han sido reemplazados por esparita en la parte interior, sucediendo hacia los bordes la micritización. También se observa cuarzo en granos esparcidos y otros policristalinos.

Se le asigna una edad del Cretácico superior. La presencia de sauvagesia peruana reportada por Chalco A. (1955) en las calizas microcristalinas, estaría ubicándose en el piso Maestrichiano, pudiendo extenderse al Daniano. y/o Celendín).

***2.4.2.3.3 Cenozoico.*** El Cenozoico en la región Noroeste presenta en el Terciario una secuencia marina completa, desarrollada en tres cuencas: Progreso, Talara y Sechura. El área que motiva el presente informe comprende las dos primeras de estas cuencas y la parte Norte de la Cuenca Sechura. Los límites de cuencas se dan por altos estructurales, teniendo hacia la zona andina una secuencia continental de tipo volcánico en la Cordillera Occidental.

La secuencia estratigráfica terciaria empieza en el Paleoceno seguido del Eoceno con un desarrollo completo en la Cuenca Talara; luego el Oligoceno y Mioceno, el mismo que alcanza gran extensión en las cuencas Progreso (Tumbes) y Sechura (Desierto Sechura-Piura).

**Formación Salinas (Pp-s):** Esta formación tiene como localidad típica los alrededores de Las Salinas en el área de Negritos (cuadrángulo de Talara) y se extiende a lo largo de las estribaciones Noroccidentales de los Amotapes (hoja de Quebrada Seca) y se prolonga hasta la región de Máncora-Fernández (hoja de Quebrada Seca) alcanzando una potencia de 2,000 m. en el Suroeste de esta área. En Talara esta formación es conocida como Salinas Basal.

En Negritos, la secuencia típica consiste de bancos de areniscas de grano fino, color verde a marrón grisáceo; son también micáceas, se intercalan con areniscas de grano grueso, en partes se presentan algunos conglomerados de color púrpura oscuro.

En la parte superior se puede observar lutitas pizarrosas y en algunos casos lutitas moteadas y abigarradas. Cabe destacar la presencia de un conglomerado conocido como "Conglomerado Mogollón". Cuando yace sobre rocas del Paleoceno (Fm. Balcones) se encuentra discordante. Su contacto superior es concordante con la Formación Palegreda. En ausencia de ésta última constituye un hiatus por no deposición o erosión

predeposicional pre Grupo Talara. En el área de Máncora-Fernández está cubierta por dicho Grupo yaciendo discordantemente sobre el Paleozoico o el Cretáceo.

Se le asigna una edad entre el Paleoceno y Eoceno, por la diversa fauna encontrada, como Turritela, bosworthi, Turritela anceps; Turritela hopkinsi; Pseudoliva parinasensis; Pseudoliva mutabilis; var. woodsi; Venericardia planicostata samanensis y otros.

**Formación Palegreda (Pe-pg):** Esta formación aflora en la zona Este de Negritos, en la región de Verdún del cuadrángulo de Talara, Lagunitos y Cabo Blanco de la hoja de Lobitos y más al Norte en el campo Mirador.

Está constituida por lutitas de colores claros, con capas de areniscas limolíticas; se nota la presencia de óxido de fierro. En la parte inferior hay ocurrencia de areniscas intercalados con lutitas oscuras, con lentes de limolitas y contenido de microfauna.

Pasan lateralmente a facies areniscosas con moluscos y escasos foraminíferos y éstas a Facies de areniscas gruesas.

Esta formación conjuntamente con la Formación Salinas, constituyen el primer ciclo sedimentario del Eoceno denominado ciclo Salinas-Palegreda (Gonzáles, 1976).

Algunos horizontes areniscosos de esta formación han sido buenos productores de petróleo.

Se encuentra sobreyaciendo a la Formación Salinas y está infrayaciendo con discordancia a la Formación Pariñas y cuando esta se encuentra ausente infrayace con discordancia al

Se le asigna una edad en el Eoceno inferior, por la fauna encontrada, como Globorotalia crassata aequa, Globorotalia wilconxensis, Ammobaculites, frondicularia palegredensis, que fueron determinados por Gonzáles (1976).

**Formación Pariñas (Pe-pr):** Esta formación aflora sólo en el área de Negritos de la hoja de Talara, donde forma conspicuos cerros escarpados. Está compuesta de areniscas de grano fino en partes conglomerádicas, con algunas capas de lutitas; tiene mejor selección que muchas areniscas del Eoceno.

En esta formación, se puede diferenciar dos horizontes de areniscas diferentes y separadas por un horizonte de lutita de aproximadamente 30m. Una característica peculiar de esta formación, es la abundancia de madera petrificada en algunos lugares, habiéndose encontrado troncos de hasta 50 cm. de diámetro y de 3 a 6 m. de longitud.

Se estima que tiene un espesor que varía entre 250 a 300 m. Sobreyace concordantemente a la Formación Palegreda y subyace a la Formación Chacra.

Se le asigna una edad en el Eoceno inferior.

**Formación Chacra (Pe-cha):** Esta formación aflora al noreste de la localidad de Negritos y está formando artesas detrás de los cerros escarpados de la Formación Pariñas. Sus afloramientos se pierden debajo del Cuaternario en la Quebrada Acholado.

Su litología está formada principalmente por lutitas, razón por la cual se le conoce como "Lutitas Chacra". Presenta también areniscas gris oscuras que al intemperizarse toman un color verde olivo.

Su espesor alcanza ocasionalmente hasta 360m., pero normalmente es menor de 180m.

La Fm. Chacra y la Fm. Pariñas, forman el segundo ciclo sedimentario del Eoceno, conocido como ciclo Chacra (Gonzáles, 1976). Yace discordantemente sobre la Fm. Pariñas y subyace con discordancia al Grupo Talara.

De acuerdo a la fauna determinada por Ammodiscus-restinensis, Trochammina teasi, Robulus multiseptae, Frondicularia capitana, que indican una edad en el Eoceno inferior. Gonzáles (1976).

**Grupo Talara (Pe-t):** El Grupo Talara se extiende a lo largo de la faja costanera, al Norte Noreste y Sur de Talara. Está limitado en partes al Este por la prolongación de la falla Amotape, que lo pone en contacto con la Formación Salinas; sus afloramientos están desplazados por numerosas fallas de rumbo NS-SO, de extensión regional y por otras menores en sentido transversal.

Gonzáles (1976), describe un miembro inferior lutáceo (Nautilus), seguido por un conglomerado (terebrátula) y luego sedimentos de aguas profundas (Lobitos), con cambios de facies poco marcadas y cerrando el ciclo una secuencia regresiva (Yapato).

Describe también zonas faunísticas con foraminíferos. La sección inferior conocida como "Lutitas Talara", presenta en partes un conglomerado cuarzoso llamado "Conglomerado Lomitos"; hacia la parte media se observan lutitas grises a negras bituminosas muy laminadas y compactas con contenido de microfauna. Hacia la parte superior las lutitas pasan a areniscas cuarzosas, gris verdoso, de grano grueso a medio intercaladas con lutitas oscuras, plomo grisáceo.

La unidad media es conocida también como "Areniscas Talara" y está compuesta de areniscas de grano fino a medio. Presenta estructuras de rizaduras de oleaje lo que nos indica que la cuenca se iba haciendo moderadamente somera. En este miembro se observan turbiditas que vendrían a ser producto de desprendimiento de talud obedeciendo a movimientos epirogenéticos. La fauna corresponde a Cyclamonina sammanica.

La sección superior es una unidad transgresiva, con disposición de facies lutácea y es conocida como "Lutitas Pozo", está constituida por lutitas gris verdosas con laminación delgada, con intercalaciones regulares de capas de areniscas a veces calcáreas, bien estratificadas y compactas.

Su espesor varía de un lugar a otro con tendencia a adelgazarse hacia el Este, de más de 3,000 m. a menos de 100 m.

Los sedimentos del Grupo Talara, pertenecen a un ciclo transgresivo y son de facie marina, con cambios rápidos debido al paleo relieve y a movimientos verticales.

También varían las condiciones ecológicas, como lo evidencian los diferentes tipos de moluscos y foraminíferos.

Gonzáles (1976), denominó a este ciclo sedimentario como ciclo Talara y describió turbiditas originadas por corrientes de turbidez. Entre las estructuras sedimentarias notables, se tienen depósitos de canal presentes en lutitas marrones y areniscas verdes.

El Grupo Talara es la unidad más productiva de petróleo en el Noroeste peruano: las rocas reservorio están constituidas por horizontes areniscosos y conglomerádicos; las facies lutáceas constituyen la roca sello. Los entrampes son estratigráficos y los fallamientos en bloques han puesto en contacto capas permeables con capas impermeables constituyendo trampas estructurales.

De acuerdo a la diversidad faunística Gonzáles (1976) en la descripción del ciclo Talara, ha determinado bio-zonas desde la base al techo: Discocylina peruviana, Bolivina recta, Amphistegina speciosa, Hopkinsina talarana, Gaudryna villosa, Valvulineria obesa, Tritaxilina pupa, valvulina corta, que asume una edad comprendida entre el Eoceno medio a superior.

**Formación Verdún (Pe-v):** Los afloramientos de la Formación Verdún, se extienden desde Paita hacia el Norte y llegan hasta la región de Tumbes (hoja de Zorritos) y por el Sur hasta los Cerros Illescas (Bayóvar).

La localidad típica está situada en Verdún Alto (hoja de Talara). La secuencia mayormente es clástica y consiste de una intercalación de areniscas de grano medio a grueso, ligeramente diagenizadas con lutitas laminares, algo bentónicas; al alterarse dan un color gris verdoso a amarillento de tintes púrpura.

En los alrededores de los cerros de Paita, aparecen escasas secciones donde no es posible separarlos y están formando el Grupo Chira-Verdún. Consiste de conglomerados heterogéneos y areniscas poco compactas con fragmentos redondeados y subangulosos. En la cuenca Talara, el Grupo Chira-Verdún se extiende hacia el Norte del río Chira.

La Formación Verdún descansa discordantemente sobre varias formaciones, pero en su localidad típica está concordante y, en cierto modo, hasta transicional con las Lutitas, Pozo del Grupo Talara; por lo que es probable que la Formación Verdún incluya una discordancia intraformacional y que la parte inferior esté erosionada en ciertas áreas.

Estos cambios de facies (al igual que todas las unidades terciarias), podrían deberse a fluctuaciones en las condiciones de sedimentación, con los respectivos cambios en la fauna desde facies neríticas hasta epineríticas (Gonzáles, 1976).

El espesor varía desde los afloramientos más septentrionales donde tiene 200 a 300 m. hasta cerca a Talara, donde tiene un grosor de 400 m. Generalmente fluctúa entre 150 a 200 m. al Sur del río Chira (Paita); su espesor es reducido. En el área de Máncora-Fernández, su potencia es de 200m.

Es una unidad productora de petróleo, siendo los horizontes de areniscas los que han producido ciertos volúmenes de crudo en la región de La Brea y Pariñas (Negritos) y más al Norte en el área de Lobitos.

Su relación basal es discordante con el Grupo Talara y está soportando concordantemente a la Formación Chira.

Se le asigna una edad en el Eoceno Superior, por la ocurrencia de una fauna: Arca sullanensis) Clementia peruviana y otros. Y una microfauna: foraminíferos, como Lepidocyclina peruviana, Operculinoides lissoni1 Helicole-pidina vichayalensis y otros.

**Formación Chira (Pe-chi):** Esta formación aflora a lo largo del río Chira, sus localidades típicas en este valle son: Tamarindo, Amotape, Vichayal. Los afloramientos se extienden hacia el Norte hasta Talara, llegando hasta Punta Bravo (hoja de Lobitos), Quebrada Plateritos y Cerro Pan de Azúcar (hoja de Zorritos).

La Formación Chira, consta en su parte inferior de lutitas bentónicas laminadas, en capas muy delgadas que son conocidas como "Lutitas Papel", de tonalidades oscuras, que al intemperizarse dan un color marrón rojizo. Hacia arriba presentan areniscas intercaladas con lutitas micáceas. La parte media está compuesta sólo por areniscas de grano grueso y de colores blanquecinos con horizontes conglomerádicos. En la parte superior se observan nuevamente lutitas y limolitas grises a marrones, areniscas limolíticas o lutitas bentónicas y tobas amarillo verdosas que debido a la alteración presentan colores blanquecinos.

El espesor de esta formación, varía de 600 a 1,300 m. en el valle del Chira; hacia el Norte puede alcanzar hasta 700 m.

La Fm. Chira, no posee horizontes productores de petróleo.

De acuerdo a la fauna de foraminiferos recolectada: Globigerina triloculinoides, Globigerina wilson, Bolivina maculata, Bulliminella peruviana, Nodosaria chirana, Valvulineria peruviana, Valvulineria epirana y otros. Se le asigna una edad en el Eoceno Superior.

**Formación Miramar (Nm-m):** La Formación Miramar ha sido denominada como tal por geólogos del INGEMMET, en el Estudio Geológico del Área de Bayóvar, para diferenciar la secuencia considerada antes como Fm. Sechura. Su sección típica ha sido reconocida debajo de los Tablazos, cerca de la localidad de Miramar (entre Sechura y La Unión). Otros afloramientos se encuentran localizados en Paita y el valle del río Chira.

La base de la Formación consiste de un conglomerado que está constituido por areniscas arcósicas, de grano fino color amarillo a ocre plomizo, con tintes verdosos, presenta abundantes manchas limoníticas por oxidación; son poco compactas y en algunos niveles son arenas sin cohesión, deleznables que son socavadas fácilmente por la erosión formando comizas con las capas competentes y duras de los tablazos marinos.

La parte media de la secuencia está formada por niveles de areniscas tobáceas, abigarradas. La parte superior presenta areniscas coquiníferas de grano fino, matriz areno-arcillosa; contiene macrofósiles como braquiópodos y gasterópodos.

En el corte de la carretera Sechura-Piura y debajo del poblado de Miramar, no se conoce la base; la secuencia se inicia con conglomerados aluvial oxidados, poco consolidados con matriz arenosa intercaladas con capas lenticulares de arena. Hacia arriba sumen capas delgadas de areniscas friables, con laminación cruzada, poco cementadas; luego paquetes lenticulares de conglomerados que gradan a areniscas grises de grano fino a medio algo oxidados. La Formación Miramar, descansa discordantemente sobre la Fm. Zapallal y soporta con discordancia a unidades más modernas.

Se le asigna una edad en el Mioceno Superior, de acuerdo a la diversidad faunística: Bolivina, elphidium, Hopkinsina, Nonion, trochamina, uvigerina.

**Los Tablazos:** Los Tablazos son depósitos marinos cuaternarios pleistocénicos que indican las últimas transgresiones de los mares a lo largo de la Costa del Pacífico. Constituyen depósitos escalonados en forma de terrazas, habiendo sido clasificados primero por Bosworth (1922) y luego por Zúñiga y Rivero (1970), como Tablazo Máncora, Tablazo Talara y Tablazo Lobitos.

Los Tablazos forman extensas cubiertas horizontales de gran amplitud areal y unas cuantas decenas de metros en lo vertical. Están constituidos por sedimentos elásticos de antiguas plataformas continentales que fueron depositadas por corrientes marinas por un lado y fluviales por otro; posteriormente, estos depósitos emergieron emigrando la línea de playa hacia el Oeste, como manifestación de sucesivas regresiones en costas emergentes.

- Tablazo Máncora (Qp-tm).

  Está representado en las altas planicies, las que se extienden al Sur de Los Órganos y Máncora. Litológicamente, se componen de conglomerados con cantos de rocas de diferente naturaleza, arenas finas o gruesas, bioclásticas con contenido de fragmentos de conchas, lumaquelas y coquinas que muestran concentraciones de caparazones, mayormente de macrofauna (en su mayoría gasterópodos, lamelibranquios, braquiópodos y pelicípodos) dentro de una matriz areniscosa y salina, que representan facies de aguas cercanas al litoral.

- Tablazo Talara (Qp-tt).

  Es la plataforma pleistocénica más alta de la llanura desértica, en forma de una costra sedimentaria, con 3m. de espesor promedio. Sus afloramientos se extienden desde Mórrope y llega hasta la zona de Talara donde cubre discordantemente al Grupo Talara.

  La litología del Tablazo Talara, varía en razón de la distancia al mar y constituyen conglomerados lumaquílicos o lumaquelas poco consolidadas en matriz bioclástico

o arenisca arcósica y en los sectores más orientales están constituidos por conglomerados coquiníferos o coquinas.

Los clastos son de naturaleza variada, proveniente de la Cordillera Occidental.

Dado su carácter lenticular, no existen capas guías para su cartografiado, imposibilitando su correlación intraformacional.

- Tablazo Lobitos (Qp-tl).

  Constituye la plataforma más baja, cuya escarpa delinea en forma parcial la morfología litoral de la Bahía de Sechura, se extiende desde la hoja de Paita hasta la localidad de Lobitos.

**2.4.2.4 Geología local.** Las diversas perforaciones realizadas en el lote XIII-A permitió conocer las formaciones litologícas presentes en el subsuelo; para lo cual se describieron los detritus en profundidad de la roca perforada almacenándose en registros litológicos por formaciones que concuerdan con la información regional (Figura 22).

***2.4.2.4.1 Paleozoico.*** Compuesta predominantemente por rocas metamórficas con presencia de argilitas marrones en parte limolítica, micro micácea, compactas, silícea, muy abrasivas, moderadamente fracturada y ocasionalmente rellenadas con calcita.

Las secuencias paleozoicas del bloque alóctono de los Amotapes se caracterizan por ser exclusivamente silicoclásticas. Los estratos pensilvanianos de la Formación Cerro Prieto consisten en cuarcitas, lutitas, y calizas argiláceas. Bajo estas condiciones de sedimentación, crecieron arrecifes, en los que se han registrado crinoideos (García, B. et al, 2015).

***2.4.2.4.2 Mesozoico.*** Comprenden:

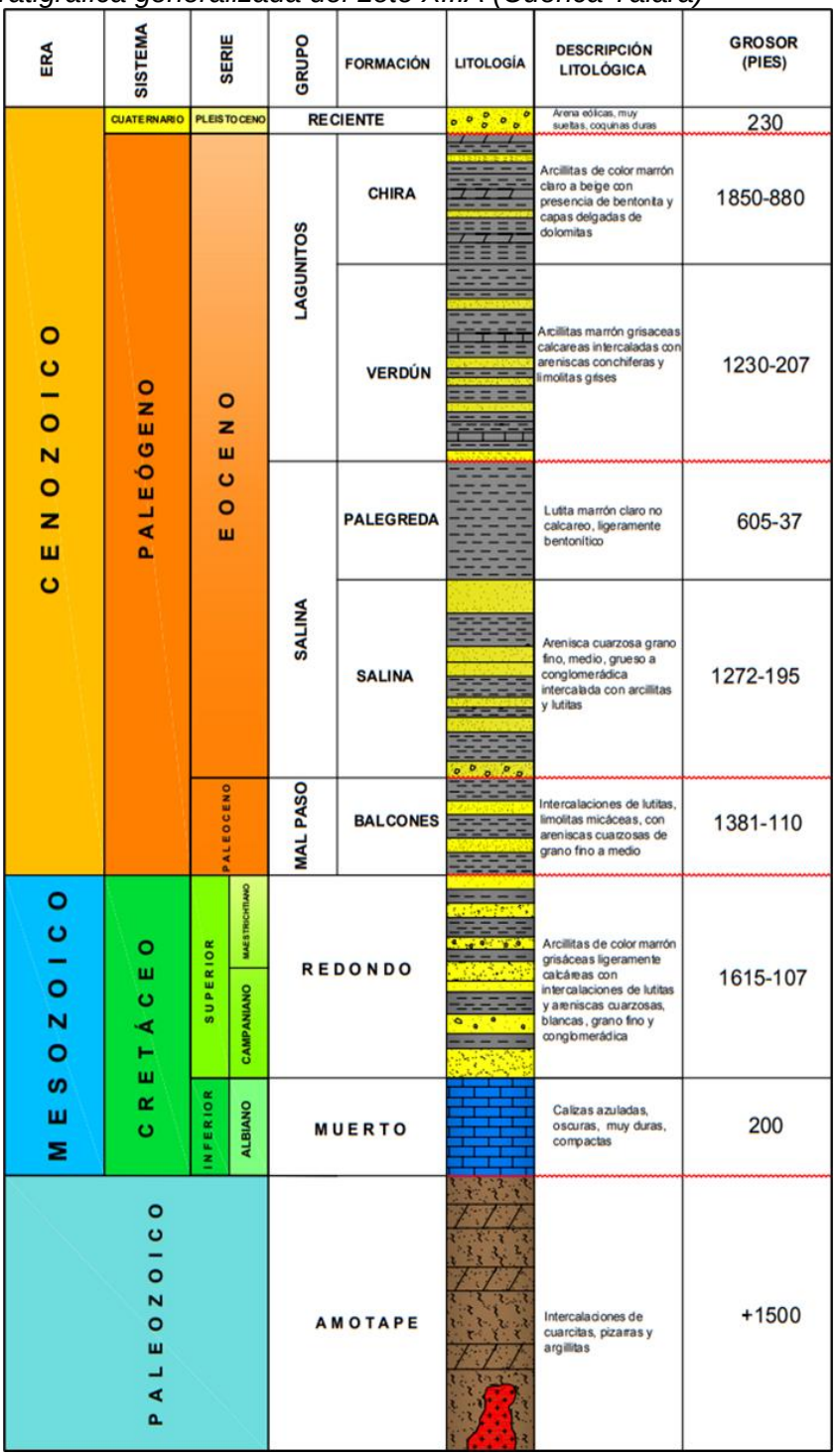
**Formación Muerto**: Secuencia mayormente carbonatada, depositada en una plataforma somera de mar abierto alrededor de las montañas de los Amotapes y La Brea. Litológicamente consiste de calizas gris claras a oscuras, de mudstone a wackestone, moderadamente firme en parte dura, con presencia de bitumen en las espículas, localmente piritoso, con presencia de fósiles, intercalada con finas capas de lutita marrón

oscura, no calcárea, moderadamente fisible y arcillitas marrón oscuras, firmes en parte duras, ligeramente micro carbonácea.

Presenta fragmentos de conchas, calcita y pirita diseminada en forma puntual. El espesor promedio es de 150’ a 200’.

**Figura 22**

*Columna estratigráfica generalizada del Lote XIIIA (Cuenca Talara)*




Fuente: Elaboración propia - Empresa.

La Formación Muerto está presente en la quebrada del mismo nombre y por las partes bajas del sector sur de las montañas de La Brea y los Amotapes.

El contacto sobre la Formación Pananga, está constituido de calcilutitas, calizas negras bituminosas y lutitas.

Está constituido por calizas gris claras, de grano fino conteniendo restos vegetales, areniscas calcáreas, pasando a limolitas y lutitas, amarillo ocre con paquetes de 20, 50 y 80 cm.; seguido de calizas gris oscuras que intemperizan a ocre y que contienen gasterópodos, así como margas también ocres por la oxidación.

Por otro lado, la ocurrencia de estratos de la Formación Muerto en profundidad es motivo de la investigación, como por ejemplo en las cuencas de Talara, Sechura y Lancones, se ha observado, niveles de materia orgánica, cuando se efectuaron las perforaciones de pozos de producción.

**Formación Redondo:** Bajo este nombre se describe a una secuencia sílico-clástica y en parte carbonatada.

Que consiste litológicamente en intercalaciones de areniscas cuarzosas, gris claras, de grano fino a medio, calcáreas, muy dura y firme, con porosidad visible pobre, bien seleccionadas, continuando con arenas y areniscas cuarzosas gris blanquecinas, de grano medio a grueso, sub angular a sub redondeado, de regular a buena selección, friable, con fluorescencia de 5 a 50 % color amarillo.

Toda la secuencia es cortada por finas intercalaciones de sedimentos pelíticos, conformados por arcillitas grises ligeramente calcáreas, duras y masivas con calizas y calcarenitas gris claras, masivas, moderadamente firmes y duras. Hacia la base la secuencia la secuencia se hace más arenosa con intercalaciones de areniscas cuarzosas blancas grisáceas, de grano medio a fino, sub angular a sub redondeado, con regular selección, friable, con fluorescencia de 5 a 70 %.

Por sus características litológicas, esta formación muestra evidencias de haberse depositado en un ambiente marino a marino somero. El espesor promedio es de 1600’.

***2.4.2.4.3 Cenozoico:*** Comprende:

**Formación Balcones:** Secuencia sílico-clástica, en cuyo tope litológicamente presenta intercalaciones de areniscas cuarzosas, gris blanquecinas, de grano fino a medio, sub redondeado a sub angular, bien seleccionada, friable, moderadamente consolidadas con fluorescencia de 5% hasta 30% en algunos intervalos, intercalada con finas capas de arcillitas.

Hacia la base la secuencia se vuelve más pelítica, con arcillitas gris claras a verdosas, ligeramente calcárea, y moderadamente firme, intercalada con limolitas, areniscas cuarzosas de grano medio a fino y lodolitasocre, abigarradas, masivas y muy compactas; terminando con finas intercalaciones de areniscas cuarzosas gris blanquecinas de grano fino a muy fino con limolitas y arcillitas ligeramente calcáreas, con trazas de pirita diseminada e inclusiones de glauconita.

Por sus características litológicas y correlación con pozos vecinos, ya que no se cortó toda la formación, esta muestra evidencias de haberse depositado en un ambiente marino a marino somero. El espesor promedio estaría en 1300'.

**Formación Salina:** Está constituida mayormente por rocas sílico-clástica, predominantemente detríticas. Consiste de intercalaciones de areniscas cuarzosas, gris blanquecinas, de grano fino a muy fino, bien seleccionados, no calcárea, moderadamente dura, con arenas cuarzosas, blanquecinas hialinas, de grano medio, grueso a muy grueso, en parte conglomerádica, sub redondeado a sub angular, de pobre a regular selección, con intervalos de buena fluorescencia y finas capas de arcillitas marrón claras a beige, no calcáreas, micro micácea, masivas, con pirita diseminada.

Hacia la base se incrementa ligeramente la secuencia formada por arcillitas marrón claras, ligeramente calcárea, micro micácea, masivas, intercalándose con areniscas cuarzosas, blanco, gris claro, gris verdoso, de grano fino a muy fino, ligeramente calcárea, friable y buena a regular selección; en la base presenta una arenisca cuarzosas, blancas, de grano grueso a muy grueso, angular a sub-angular, ligeramente calcárea, de regular a moderada selección, de regular a buena fluorescencia, en parte micro-conglomerádica.

Toda la unidad se encuentra intercalada por arcillitas y limolitas, no calcáreas, masivas, duras y muy compactas.

Por la información del pozo y con la ayuda de las interpretaciones geológicas de campo, los materiales depositados en la formación Salina corresponden a un sistema deltaico con influencia de corrientes marinas. La distribución de su espesor mantiene una dirección de Noreste – Suroeste. Su espesor promedio estaría alrededor de los 1000'.

**Formación Palegreda:** Secuencia pelítica marina cuyo detritus, consiste de arcillitas marrón claro a beige, ligeramente calcárea, micro micácea y micro carbonosa, firmes, compactas y masivas, con abundante contenido de micro fauna formada por foraminíferos. El espesor de esta formación es de 150'.

**Formación Verdún:** Secuencia pelítica ligeramente carbonatada consiste de lutitas de color marrón oscuras a verde olivo, calcárea, laminar, fisible, ligeramente astillosa, moderadamente fosilífera, muy compacta y dura, intercalada con finas capas de calizas beige, masiva, moderadamente duras, con fracturas rellenas de calcita.

Hacia la base presenta finas intercalaciones de arenisca cuarzosa, gris blanquecina a verde olivo, de grano fino a muy fino, friable, no calcáreas, bien seleccionadas, con arcillitas marrones, limolitas y calizas beige.

Buenas lecturas de gas fueron registradas durante la perforación. Los registros eléctricos de densidad y de neutrón, muestran buenos parámetros de reservorio en estas areniscas y confirman lo observado durante la perforación.

Los sedimentos de esta formación se han depositado en un ambiente marino, de aguas tranquilas y litorales. Su espesor promedio este alrededor de los 750'.

**Formación Chira:** Secuencia predominantemente pelítica, formada en la base por intercalaciones de arcillitas de color gris claro a beige, ligeramente calcáreas, micro-micáceas y micro-carbonosas, masivas y firmes, ligeramente bentonítica, con finas capas de dolomitas beige, masivas y arenisca limolíticas blancas a grises, de grano muy fino, no calcárea, micro micácea y micro carbonosa.

Hacia la parte media presenta intercalaciones de arcillitas marrón claras a beige, ligeramente calcáreas, micro carbonosas, con finas capas de limolitas grises, no calcáreas, ligeramente bentonítica y finas capas de dolomitas marrón claras a beige, masivas.

Por la naturaleza litológica y la presencia de foraminíferos, nos indicaría que, la formación se depositó en un ambiente marino de aguas tranquilas cuyos materiales se depositaron siguiendo una tendencia Nor-Este a Sur- Oeste. El espesor promedio de esta formación es de 1000'.

***2.4.2.4.4 Cuaternario.*** Conformadas por depósitos aluviales, eólicos y marinos, como arenas, gravas y guijarros sueltos, muy meteorizadas y con abundantes fragmentos de conchas y coquinas muy duras; el espesor promedio es de 160'.

**2.4.2.5 Geología estructural.** La cuenca Talara (Figura 23) está distribuida tanto en tierra como en mar a lo largo de la costa norte del Perú. Es una de las cuencas de antearco desarrolladas a lo largo de la costa peruana asociada con el sistema de la fosa Perú-Chile.

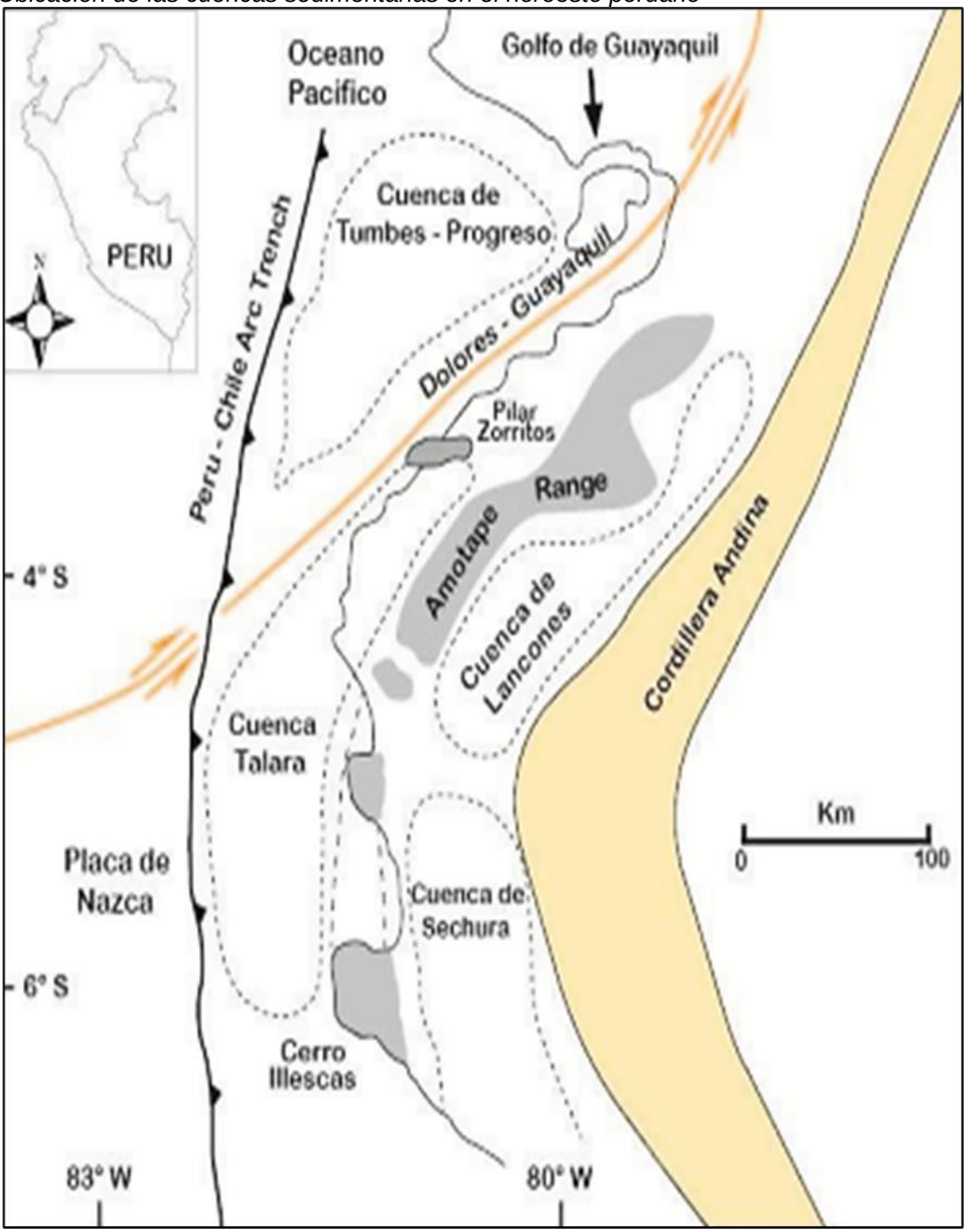
El marco tectónico–estructural de la cuenca Talara tiene características regionales muy peculiares, las cuales son dominadas por la subducción de la Placa de Nazca, en la Fosa Peruano–Chilena.

Los procesos tectónicos, se inician antes del Paleozoico antiguo y que han dejado huella en la cobertura terciaria, fracturando y fallando al Basamento dando como resultado que el Terciario se encuentre muy disturbado debido a fallas normales y gravitacionales. La fase moderna de dicha subducción comenzó en el Cretácico y continua hasta la actualidad.

Asimismo, la megafalla denominada Dolores–Guayaquil, que se extiende al norte, indica un cambio importante, en la estructura cortical al oeste de América del Sur. Se supone que el basamento al oeste de la megafalla (Ecuador), se compone por una corteza oceánica cretácica.

**Figura 23**

*Ubicación de las cuencas sedimentarias en el noroeste peruano*




Fuente: Hermoza E (2016), Estratigrafía y sedimentología de los depósitos cenozoicos y evolución sedimentaria de la cuenca Sechura.

A continuación, al sur y este de la megafalla (NW del Perú), existen evidencias de rocas metamórficas y graníticas, que se están erosionando y rellenando la cuenca de antearco de Talara, resultando una cuenca con afinidades continentales.

### *2.4.3 Matriz de Consistencia*

**Tabla 7**

*Matriz de Consistencia*

| Problema | Objetivo | Hipótesis | Variables | | Indicadores | Técnicas e instrumentos de recolección de datos |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Dependiente | Independiente | | |
| De qué manera la inadecuada evaluación geológica, en el Noroeste Peruano, impide incrementar las reservas de hidrocarburos. | Incrementar las reservas de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias del Noroeste Peruano (Talara, Sechura y Lancones) evaluando los reservorios en rocas carbonatadas. | La evaluación geológica de las rocas carbonatadas del Cretáceo, permitirá el incremento de las reservas de hidrocarburos en el Noroeste Peruano. | Aumento de reservas de hidrocarburos en el Noroeste Peruano. | Evaluación geológica de las rocas carbonatadas del Cretáceo (mineralogía, porosidades, geoquímica permeabilidades, petrografía, entre otros). | Costo de evaluación geológica de las rocas carbonatadas.<br><br>Valores del TOC.<br><br>Correlación estratigráfica de pozos. | Reportes de pozos.<br><br>Reportes e Laboratorio (análisis geoquímico, entre otros).<br><br>Datos históricos de pozos.<br><br>Mediciones.<br><br>Planos. |

Fuente: Elaboración propia.

# Capítulo III. Desarrollo del trabajo de investigación

## 3.1 Etapas de la investigación

La metodología que se efectuó para este capítulo es como sigue:

### *3.1.1 Recolección de datos cualitativos / cuantitativos*

Es la información técnica de campo, como de gabinete, existente y observados por medio de formatos predeterminados (usados en la actividad geológica-petrolera).

La información disponible se ha catalogado de la siguiente manera:

- Planos Topográficos del IGN.
- Planos Geológicos.
- Información de profundidades y espesores de 47 pozos.
- Datos e información de cuatro pozos de desarrollo y exploración (Anexo 2).
- Registros de Pozos: Perfiles eléctricos básicos (Rayos Gamma, Caliper, Potencial Espontáneo, Resistividades, Densidad, Neutrón y otros).
- Perfiles Estratigráficos.
- Información Geoquímica.

## 3.2 Procesamiento de la información

El procesamiento de la información, se efectúa de acuerdo a formatos establecidos en Excel y otras herramientas de cálculo determinados, para definir modelos geológicos, que servirán de utilidad en el análisis de la información.

Para obtener esta información técnica, se debe haber efectuado cálculos, gráficos, entre otros.

### *3.2.1 Evaluación de registros litológicos de pozos*

Se han recopilado información de 47 pozos (Tabla 8), en lo respecta a los topes formacionales y espesores de la Formación Muerto, ubicados en el Lote XIIIA.

## Tabla 8

*Relación de Pozos evaluados (Lote XIII A)*

| RELACIÓN DE POZOS EVALUADOS Y CÁLCULO DE ESPESORES DE LA FORMACIÓN MUERTO EN PIES Y METROS | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Pozo | Profundidades | | | | | | | | Espesor | |
| | Medido | | | | En Vertical | | | | | |
| | Tope (ft) | Tope (m) | Base (ft) | Base (m) | Tope (ft) | Tope (m) | Base (ft) | Base (m) | (ft) | (m) |
| P-100 | 4,740.00 | 1,444.77 | 4,880.00 | 1,487.44 | -4,720.00 | -1,438.67 | -4,860.00 | -1,481.35 | 140.00 | 42.67 |
| P-101 | 5,849.24 | 1,782.87 | 6,062.78 | 1,847.96 | -5,827.24 | -1,776.16 | -6,040.78 | -1,841.25 | 213.54 | 65.09 |
| P-102 | 4,570.00 | 1,392.95 | 4,660.00 | 1,420.39 | -4,541.00 | -1,384.11 | -4,631.00 | -1,411.55 | 90.00 | 27.43 |
| P-103 | 4,951.00 | 1,509.08 | 4,998.00 | 1,523.41 | -4,572.46 | -1,393.70 | -4,618.55 | -1,407.75 | 46.09 | 14.05 |
| P-104 | 5,127.75 | 1,562.96 | 5,232.16 | 1,594.78 | -5,008.02 | -1,526.46 | -5,112.19 | -1,558.21 | 104.17 | 31.75 |
| P-105 | 4,795.44 | 1,461.67 | 4,856.43 | 1,480.26 | -4,769.59 | -1,453.79 | -4,830.58 | -1,472.38 | 60.99 | 18.59 |
| P-106 | 4,392.49 | 1,338.85 | 4,546.00 | 1,385.64 | -4,209.61 | -1,283.10 | -4,363.10 | -1,329.89 | 153.49 | 46.78 |
| P-107 | 4,376.00 | 1,333.82 | 4,534.00 | 1,381.98 | -4,230.59 | -1,289.50 | -4,388.58 | -1,337.66 | 157.99 | 48.16 |
| P-108 | 4,430.00 | 1,350.28 | 4,640.00 | 1,414.29 | -4,238.90 | -1,292.03 | -4,448.69 | -1,355.98 | 209.79 | 63.94 |
| P-109 | 4,871.00 | 1,484.70 | 4,983.27 | 1,518.92 | -4,773.53 | -1,454.99 | -4,885.78 | -1,489.20 | 112.25 | 34.21 |
| P-110 | 5,764.00 | 1,756.89 | 5,958.00 | 1,816.02 | -5,507.85 | -1,678.81 | -5,700.14 | -1,737.42 | 192.29 | 58.61 |
| P-111 | 4,800.00 | 1,463.06 | 4,956.00 | 1,510.61 | -4,691.76 | -1,430.07 | -4,847.74 | -1,477.61 | 155.98 | 47.54 |
| P-112 | 6,046.00 | 1,842.84 | 6,150.00 | 1,874.54 | -5,865.96 | -1,787.97 | -5,969.74 | -1,819.60 | 103.78 | 31.63 |
| P-113 | 4,760.00 | 1,450.87 | 4,893.59 | 1,491.58 | -4,739.44 | -1,444.60 | -4,873.03 | -1,485.32 | 133.59 | 40.72 |
| P-114 | 4,610.00 | 1,405.15 | 4,640.00 | 1,414.29 | -4,582.06 | -1,396.63 | -4,612.06 | -1,405.77 | 30.00 | 9.14 |
| P-115 | 4,593.00 | 1,399.96 | 4,742.00 | 1,445.38 | -4,569.11 | -1,392.68 | -4,718.11 | -1,438.10 | 149.00 | 45.42 |
| P-116 | 5,990.00 | 1,825.77 | 6,180.00 | 1,883.69 | -5,955.00 | -1,815.11 | -6,145.00 | -1,873.02 | 190.00 | 57.91 |
| P-117 | 3,695.00 | 1,126.25 | 3,870.00 | 1,179.59 | -3,663.00 | -1,116.50 | -3,838.00 | -1,169.84 | 175.00 | 53.34 |
| P-118 | 4,640.00 | 1,414.29 | 4,750.00 | 1,447.82 | -4,430.77 | -1,350.52 | -4,538.70 | -1,383.41 | 107.93 | 32.90 |
| P-119 | 4,656.39 | 1,419.28 | 4,870.11 | 1,484.43 | -4,263.89 | -1,299.65 | -4,477.51 | -1,364.76 | 213.62 | 65.11 |
| P-120 | 4,528.26 | 1,380.23 | 4,629.79 | 1,411.18 | -4,356.62 | -1,327.91 | -4,458.15 | -1,358.86 | 101.53 | 30.95 |
| P-121 | 5,591.36 | 1,704.27 | 5,660.00 | 1,725.19 | -5,560.36 | -1,694.82 | -5,629.00 | -1,715.74 | 68.64 | 20.92 |
| P-122 | 4,741.66 | 1,445.28 | 4,820.54 | 1,469.32 | -4,711.24 | -1,436.00 | -4,789.37 | -1,459.82 | 78.13 | 23.81 |
| P-123 | 4,141.66 | 1,262.39 | 4,251.87 | 1,295.99 | -4,109.59 | -1,252.62 | -4,219.80 | -1,286.21 | 110.21 | 33.59 |
| P-124 | 3,874.76 | 1,181.04 | 4,314.00 | 1,314.92 | -3,795.10 | -1,156.76 | -4,234.34 | -1,290.64 | 439.24 | 133.88 |
| P-125 | 3,960.00 | 1,207.02 | 4,066.00 | 1,239.33 | -3,929.20 | -1,197.63 | -4,035.20 | -1,229.94 | 106.00 | 32.31 |
| P-126 | 4,317.00 | 1,315.84 | 4,400.00 | 1,341.14 | -4,111.01 | -1,253.05 | -4,194.01 | -1,278.35 | 83.00 | 25.30 |
| P-127 | 4,644.00 | 1,415.51 | 4,860.06 | 1,481.36 | -4,608.02 | -1,404.54 | -4,824.08 | -1,470.40 | 216.06 | 65.86 |
| P-128 | 4,512.64 | 1,375.47 | 4,645.73 | 1,416.04 | -4,384.96 | -1,336.55 | -4,518.04 | -1,377.12 | 133.08 | 40.56 |
| P-129 | 4,946.00 | 1,507.56 | 5,260.00 | 1,603.27 | -4,915.82 | -1,498.36 | -5,229.82 | -1,594.07 | 314.00 | 95.71 |
| P-130 | 4,350.50 | 1,326.05 | 4,415.63 | 1,345.90 | -4,289.97 | -1,307.60 | -4,355.07 | -1,327.44 | 65.10 | 19.84 |
| P-131 | 5,153.00 | 1,570.65 | 5,265.00 | 1,604.79 | -5,125.09 | -1,562.15 | -5,237.09 | -1,596.28 | 112.00 | 34.14 |
| P-132 | 4,960.26 | 1,511.91 | 5,073.11 | 1,546.30 | -4,929.51 | -1,502.53 | -5,042.36 | -1,536.93 | 112.85 | 34.40 |
| P-133 | 5,500.00 | 1,676.42 | 5,770.00 | 1,758.72 | -5,471.00 | -1,667.58 | -5,741.00 | -1,749.88 | 270.00 | 82.30 |
| P-134 | 4,980.00 | 1,517.92 | 5,367.00 | 1,635.88 | -4,952.63 | -1,509.58 | -5,339.63 | -1,627.54 | 387.00 | 117.96 |
| P-135 | 4,693.40 | 1,430.57 | 4,820.00 | 1,469.15 | -4,668.24 | -1,422.90 | -4,794.84 | -1,461.49 | 126.60 | 38.59 |
| P-136 | 4,782.00 | 1,457.57 | 4,915.00 | 1,498.11 | -4,595.89 | -1,400.84 | -4,728.86 | -1,441.37 | 132.97 | 40.53 |
| P-137 | 4,343.00 | 1,323.76 | 4,407.00 | 1,343.27 | -4,316.45 | -1,315.67 | -4,380.45 | -1,335.18 | 64.00 | 19.51 |
| P-138 | 5,541.00 | 1,688.92 | 5,680.00 | 1,731.29 | -5,505.07 | -1,677.97 | -5,644.07 | -1,720.33 | 139.00 | 42.37 |
| P-139 | 5,508.19 | 1,678.92 | 5,658.48 | 1,724.73 | -5,483.91 | -1,671.52 | -5,634.20 | -1,717.33 | 150.29 | 45.81 |
| P-140 | 5,826.48 | 1,775.93 | 5,913.30 | 1,802.40 | -5,759.47 | -1,755.51 | -5,846.27 | -1,781.96 | 86.80 | 26.46 |
| P-141 | 4,840.00 | 1,475.25 | 4,918.00 | 1,499.02 | -4,815.68 | -1,467.84 | -4,893.68 | -1,491.61 | 78.00 | 23.77 |
| P-142 | 4,650.00 | 1,417.34 | 4,779.00 | 1,456.66 | -4,627.29 | -1,410.42 | -4,756.29 | -1,449.73 | 129.00 | 39.32 |
| P-143 | 4,980.00 | 1,517.92 | 5,082.00 | 1,549.01 | -4,950.00 | -1,508.78 | -5,052.00 | -1,539.87 | 102.00 | 31.09 |
| P-144 | 4,198.00 | 1,279.57 | 4,336.00 | 1,321.63 | -4,166.11 | -1,269.85 | -4,304.11 | -1,311.91 | 138.00 | 42.06 |
| P-145 | 4,440.00 | 1,353.33 | 4,550.00 | 1,386.86 | -4,407.00 | -1,343.27 | -4,517.00 | -1,376.80 | 110.00 | 33.53 |
| P-146 | 4,320.00 | 1,316.75 | 4,395.48 | 1,339.76 | -4,222.75 | -1,287.11 | -4,298.23 | -1,310.12 | 75.48 | 23.01 |

Fuente: Elaboración propia.

Se ha recopilado la información de los registros litológicos y otros datos, con mayor detalle, de los siguientes pozos:

- P-100
- P-101
- PN-102
- PN-144

**3.2.1.1 Pozo P-100.** Es un pozo exploratorio de gran importancia, debido a que se detectó hidrocarburos, dando lugar a la perforación de 02 pozos confirmatorios (Pozos P-101 y P-315).

En la descripción litológica del Pozo P-100, con respecto a un tramo indica: “Entre las profundidades 4,770 a 4,860 pies, el taladro corto y expuso, rocas carbonatadas, compuesto de calizas de color marrón claro a marrón, forma irregular, criptocristalina, masiva, en bloque, dureza media a dura.” (Tabla 9. y Figura 24).

**3.2.1.2 Pozo P-101.** En un tramo de la descripción litológica es: entre las profundidades 5,940 a 6,030, el taladro corto y expuso, rocas carbonatadas, compuesto de calizas de color marrón claro, forma irregular, con micropiritas de grano muy fino. Calcarenitas, moderadamente abrasivo y muy dura (Tabla 10 y Figura 25).

**3.2.1.3 Pozo P-102.** Entre las profundidades 4,570 a 4,660, pies el taladro corto y expuso, rocas carbonatadas, compuesto de calizas de color marrón, calcarenita masiva, en bloques, fracturada y rellena de calcita con restos de alquitrán, con dureza media a dura (Figura 26).

**3.2.1.4 Pozo P-144.** Entre las profundidades 4,166 a 4,304, pies, el taladro corto y expuso, rocas carbonatadas, compuesto de calizas de color marrón, calcarenita, fracturada y rellena de calcita, con restos de alquitrán, con dureza media (Figura 27).

**Tabla 9**

*Descripción Litológica del Pozo P-100*

| | |
|---|---|
| Pozo | P-100 |
| Área de Contrato | Lote XIII |
| Parcela | 2 |
| Área / Estructura | Pueblo Nuevo / La Isla |
| Coordenadas de superficie | |
| Norte | |
| Este | |
| Latitud | |
| Longitud | |
| Sistema | UTM WGS-84 |
| Provincia | Paita |
| Departamento | Piura |
| País | Perú |
| Pozo | Exploratorio |

Objetivo Primario: Penetrar las areniscas de la Fm. Salina (Terciario).

Eoceno Inferior, en la parte del extremo sur de la cuenca Talara.

Profundidad total alcanzada fue de 6,433 pies (1,961.28 m.).

**Sección Litológica**

| **Formación** | **Topes Formacionales** | | **Espesores (Pies)** |
|---|---|---|---|
| | **Medido (Pies)** | **A nivel del mar (Pies)** | |
| Reciente | 0 | 20 | 190 |
| Chira | 190 | -170 | 1,400 |
| Verdun | 1,590 | -1,500 | 700 |
| Palegreda | 2,290 | -2,270 | 405 |
| Salina | 2,695 | -2,675 | 1,345 |
| Balcones | 4,040 | -4,020 | 170 |
| Redondo | 4,210 | -4,190 | 40 |
| Paleozoico | 4,610 | -4,590 | 1,823 |
| Profundidad Total | 6,433 | -6,413 | |

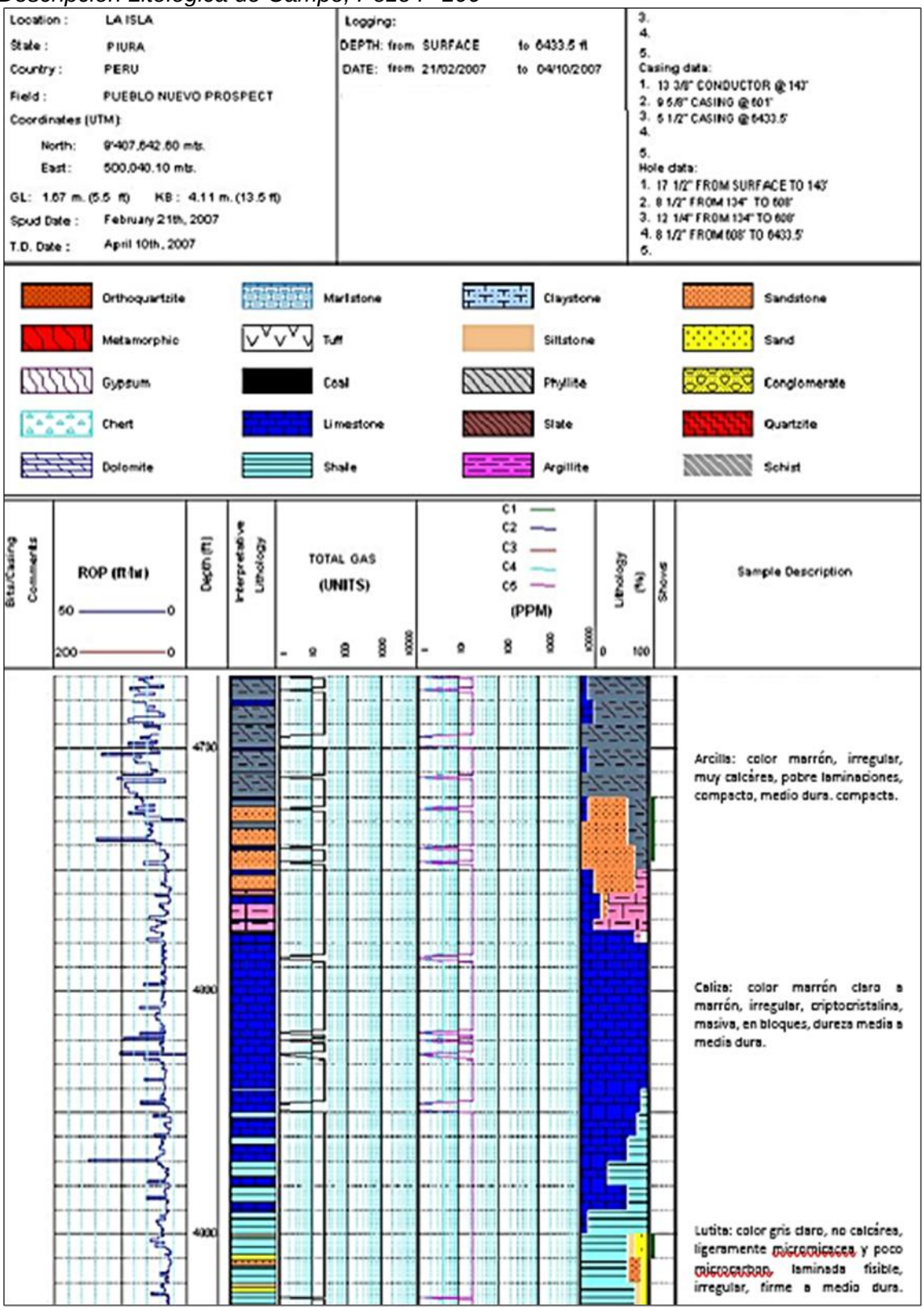
Estado Actual: Pozo en Evaluación.

Entre las profundidades 4,770 a 4,860 pies, el taladro corto, rocas carbonatadas, compuesto de calizas de color marrón claro a marrón, forma irregular, criptocristalina, masiva, en bloque, dureza media a dura.

Fuente: Elaboración propia.

**Figura 24**

*Descripción Litológica de Campo, Pozo P-100*




Fuente: Empresa privada.

**Tabla 10**

*Descripción Litológica del Pozo P-101*

| | |
|---|---|
| Pozo | P-101 |
| Área de Contrato | Lote XIII |
| Parcela | 2 |
| Área / Estructura | Pueblo Nuevo / La Isla |
| Coordenadas de superficie | |
| Norte | 9457030.650 |
| Este | 485697.46 |
| Latitud | |
| Longitud | |
| Sistema | UTM WGS-84 |
| Provincia | Paita |
| Departamento | Piura |
| País | Perú |
| Pozo | Confirmatorio |

Objetivo Primario: Fm. Redondo.

Objetivo Secundario: Fm. Salina.

Profundidad total alcanzada fue de 6,433 pies (1,961.28 m.).

**Sección Litológica**

| **Formación** | **Topes Formacionales** | | **Espesores (Pies)** |
|---|---|---|---|
| | **Medido (Pies)** | **A nivel del mar (Pies)** | |
| Reciente | 0 | -22 | 128 |
| Chira | 128 | -106 | 1,040 |
| Verdun | 1,168 | -1,146 | 728 |
| Palegreda | 1,896 | -1,874 | 182 |
| Salina | 2,078 | -2,056 | 1,140 |
| Balcones | 3,218 | -3,196 | 754 |
| Redondo | 3,972 | -3,950 | 1,348 |
| Basal Redondo | 5,320 | -5,298 | 404 |
| Amotape | 5,724 | -5,702 | 1,777 |
| Profundidad Total | 7,501 | -7,479 | |

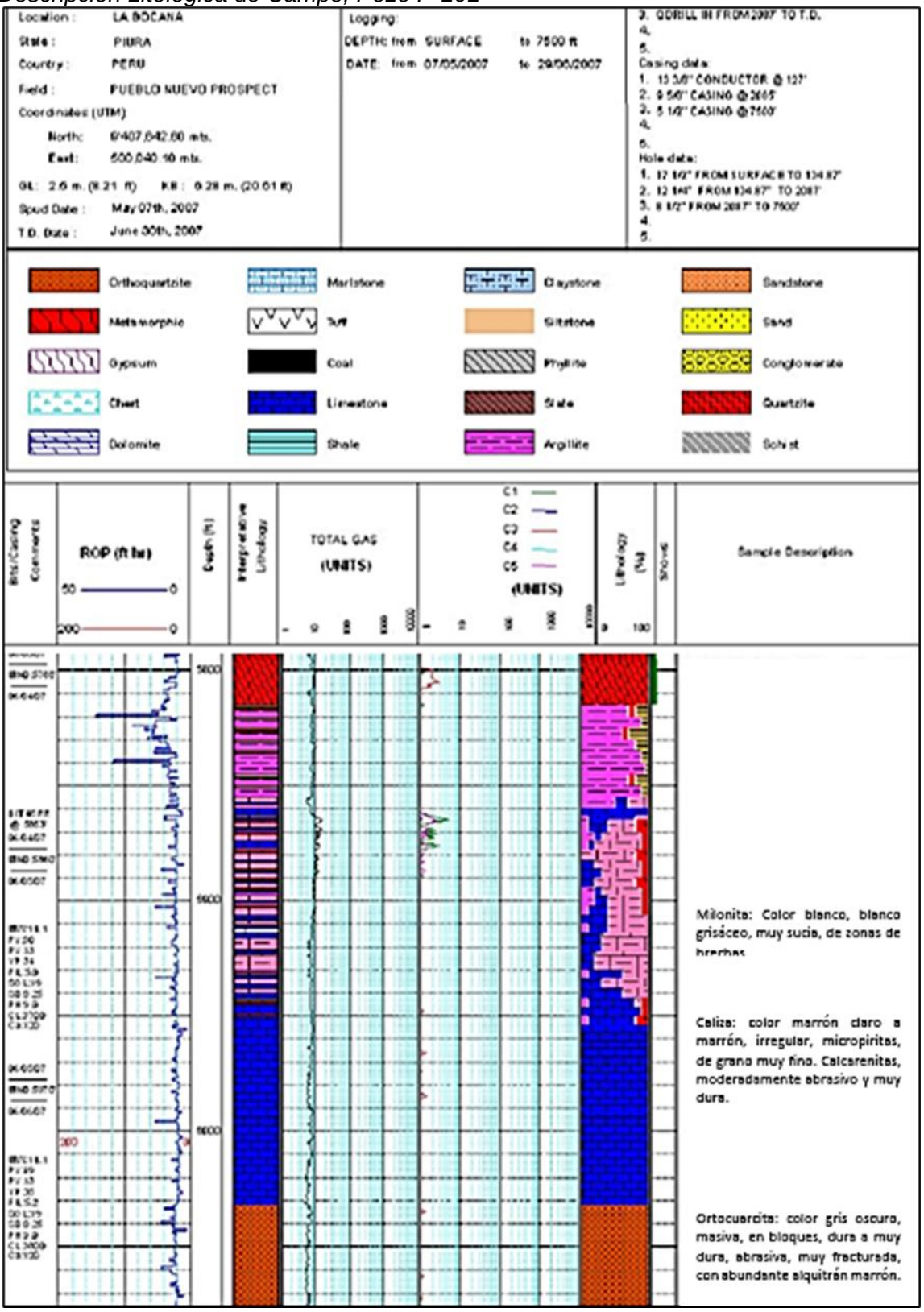
Estado Actual: Pozo Cerrado.

Entre las profundidades 5940 a 6030 pies, se cortó rocas carbonatadas de la Fm. Muerto, compuesto de caliza, de color marrón, forma irregular, con micropiritas, de grano muy fino. Calcarenita, moderadamente abrasivo, muy dura.

Fuente: Elaboración propia.

**Figura 25**

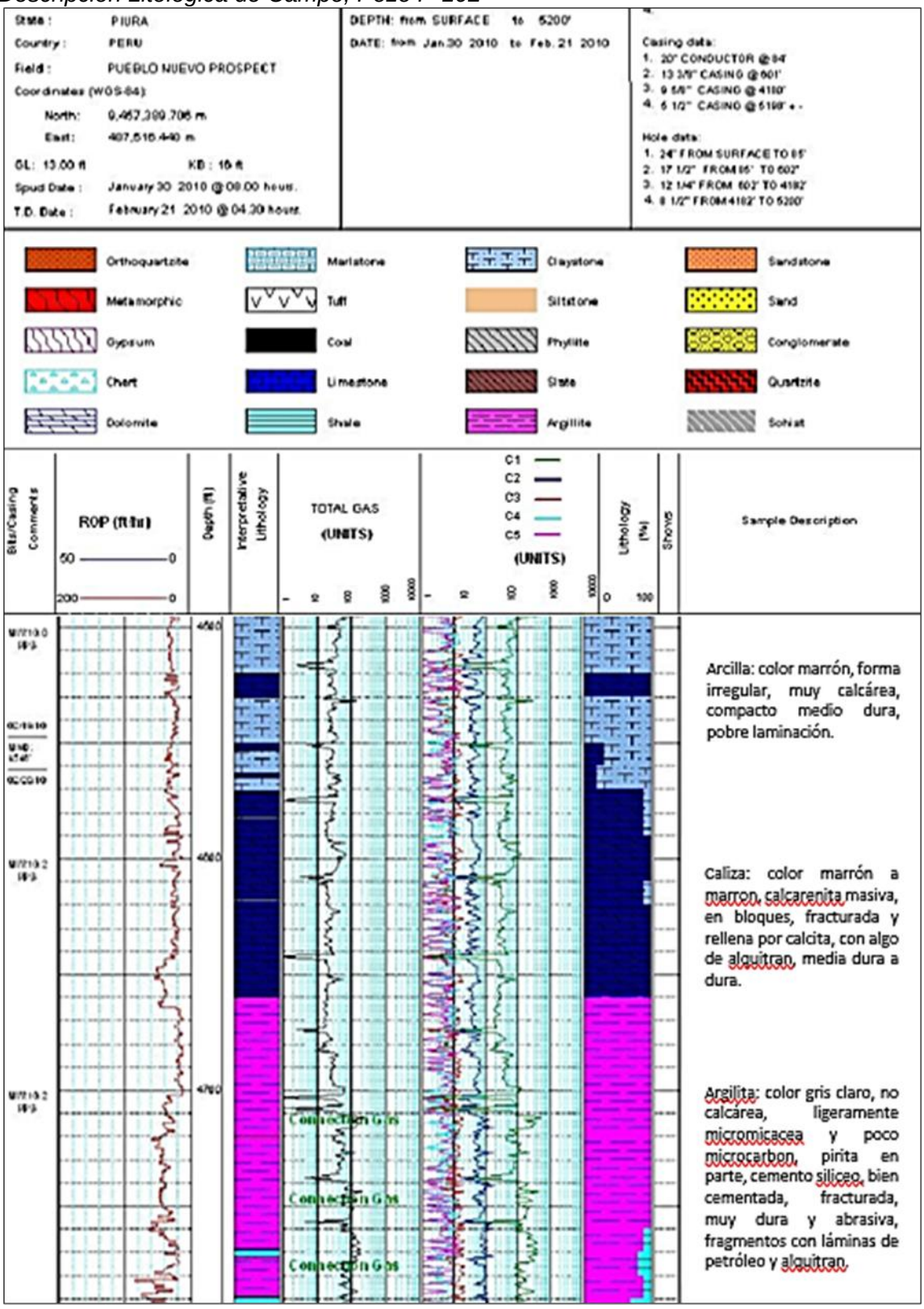
*Descripción Litológica de Campo, Pozo P-101*




Fuente: Empresa privada.

**Figura 26**

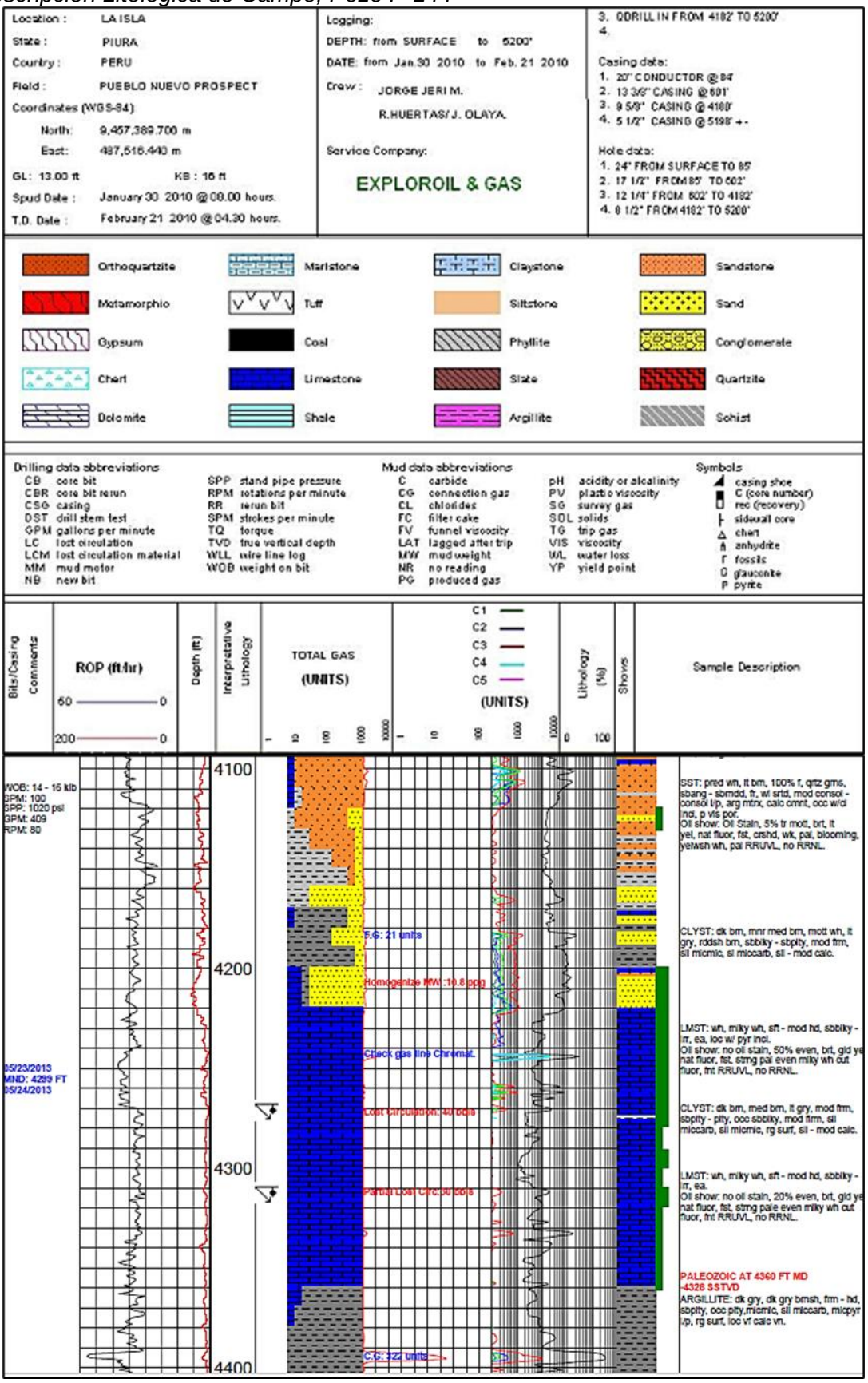
*Descripción Litológica de Campo, Pozo P-102*




Fuente: Empresa privada.

**Figura 27**

*Descripción Litológica de Campo, Pozo P-144*




Fuente: Empresa privada.

### *3.2.2 Secciones y correlaciones estratigráficas estructurales*

Se ha obtenido el modelo estructural de las Formaciones Salinas, Redondo y Muerto (Figura 28), y se ha preparado el mapa de Contornos Estructurales de la Formación Muerto (Figura 29).

Se han preparado los mapas de secciones estratigráficas para luego efectuar las respectivas correlaciones estratigráficas / estructurales de la Formación Muerto.

- **Plano PA3-2: Sección Estratigráfica SW-NE**

  Comprende los siguientes Pozos: P-116, P-101, P-318, P-141, P-100, P-305, P-120, P-144, P-126, P-145, P-321, P-322, P-319, P-125, P-117 y P-324. De acuerdo a la información obtenida, la Formación Muerto, se enmarca en una profundidad, entre los 4,000 pies a 6,000 pies (Figura 30).

- **Plano PA3-3: Sección Estratigráfica NW-SE**

  Comprende los siguientes Pozos: P-315, P-139, P-141, P-312, P-100, P-309, P-307, P-303, P-123, PN-302 y P-300. De acuerdo a la información obtenida, la Formación Muerto, se enmarca en una profundidad, entre los 5,000 pies a 6,000 pies (Figura 31).

- **PA3- 4 Sección Estratigráfica NW-SE**

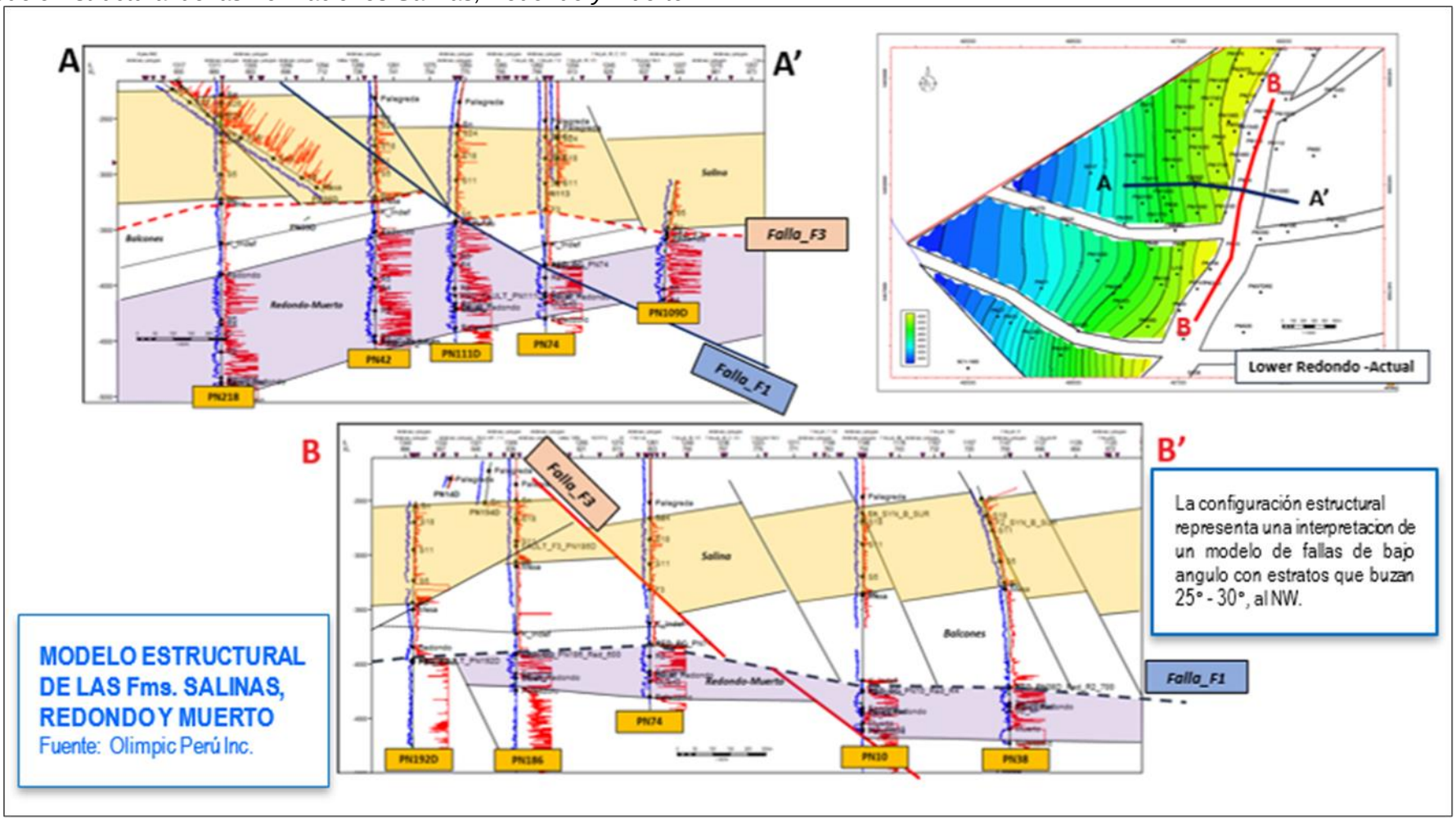
  Comprende los siguientes Pozos: P-314, P-327, P-116, P-325, P-121 y P-133. De acuerdo a la información obtenida, la Formación Muerto, se enmarca en una profundidad, entre los 5,500 pies a 6,400 pies (Figura 32).

- **PA3-5 Sección Estratigráfica NW-SE**

  Comprende los siguientes Pozos: P-311, P-327 y P-129. De acuerdo a la información obtenida, la Formación Muerto, se enmarca en una profundidad, entre los 5,000 pies (Figura 33).

**Figura 28**

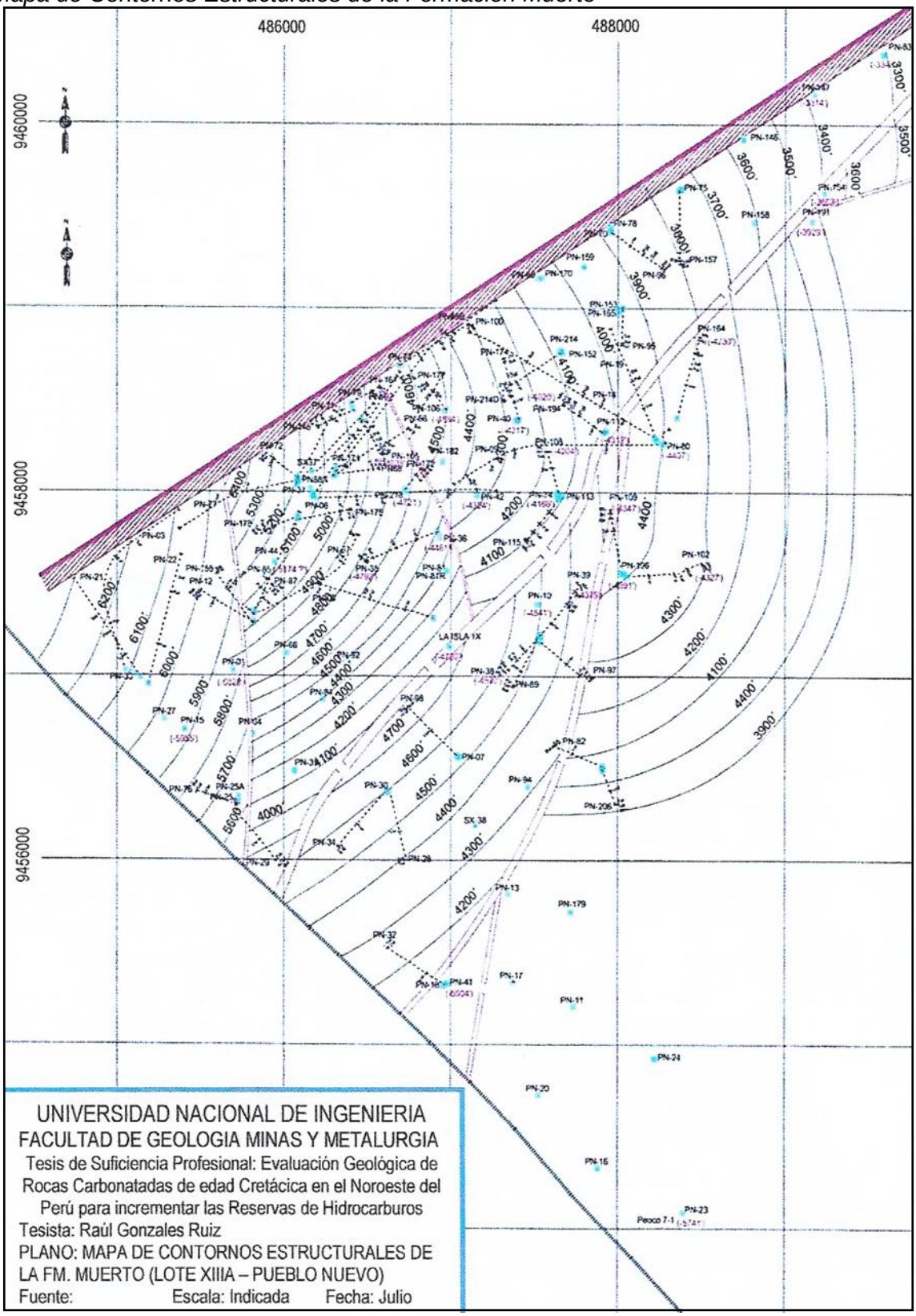
*Modelo Estructural de las Formaciones Salinas, Redondo y Muerto*




Fuente: Empresa privada.

**Figura 29**

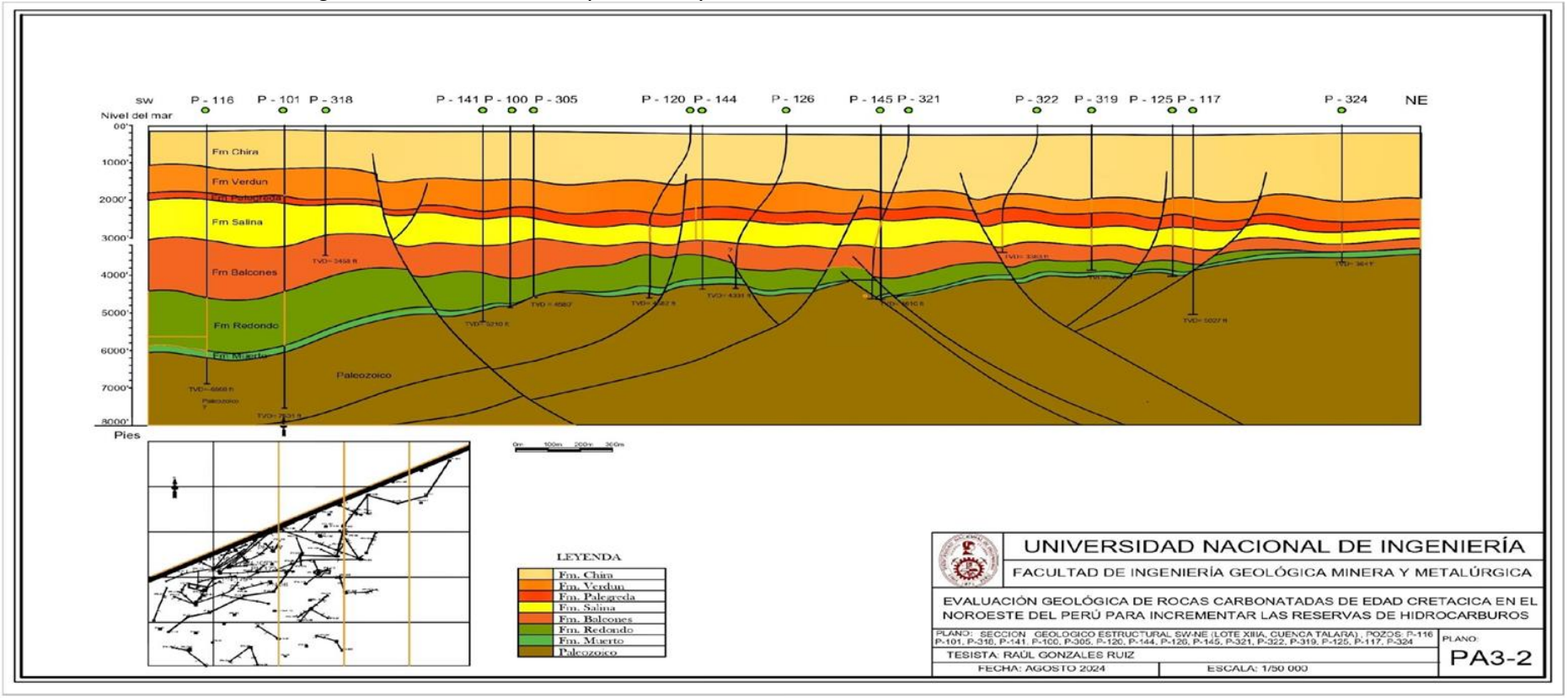
*Mapa de Contornos Estructurales de la Formación Muerto*




Fuente: Empresa privada.

**Figura 30**

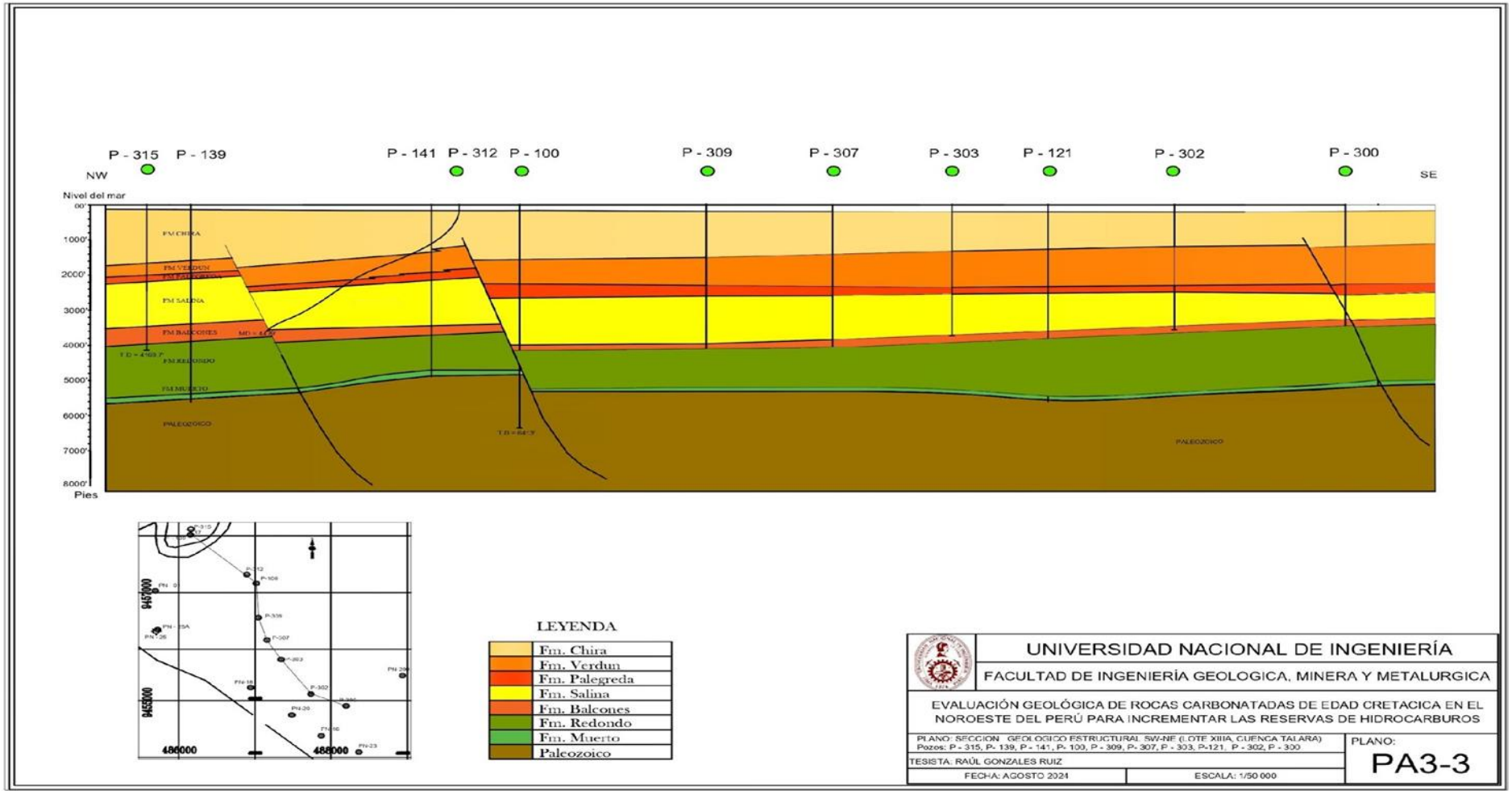
*Plano PA3-2, Sección Geológica Estructural SW-NE (Lote XIIIA), Cuenca Talara*




Fuente: Elaboración propia.

**Figura 31**

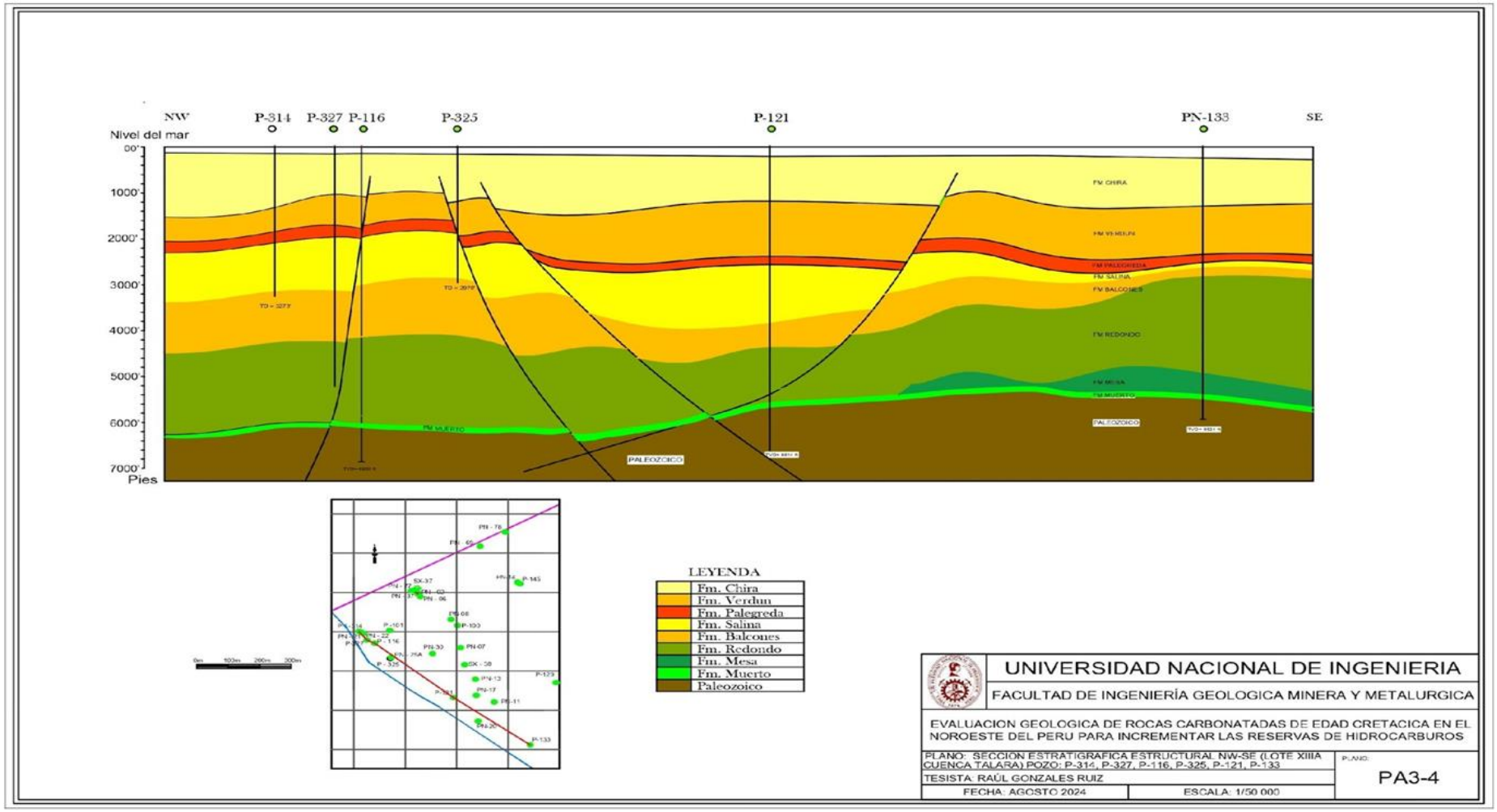
*Plano PA3-3, Sección Geológica Estructural NW-SE (Lote XIIIA), Cuenca Talara*




Fuente: Elaboración propia.

**Figura 32**

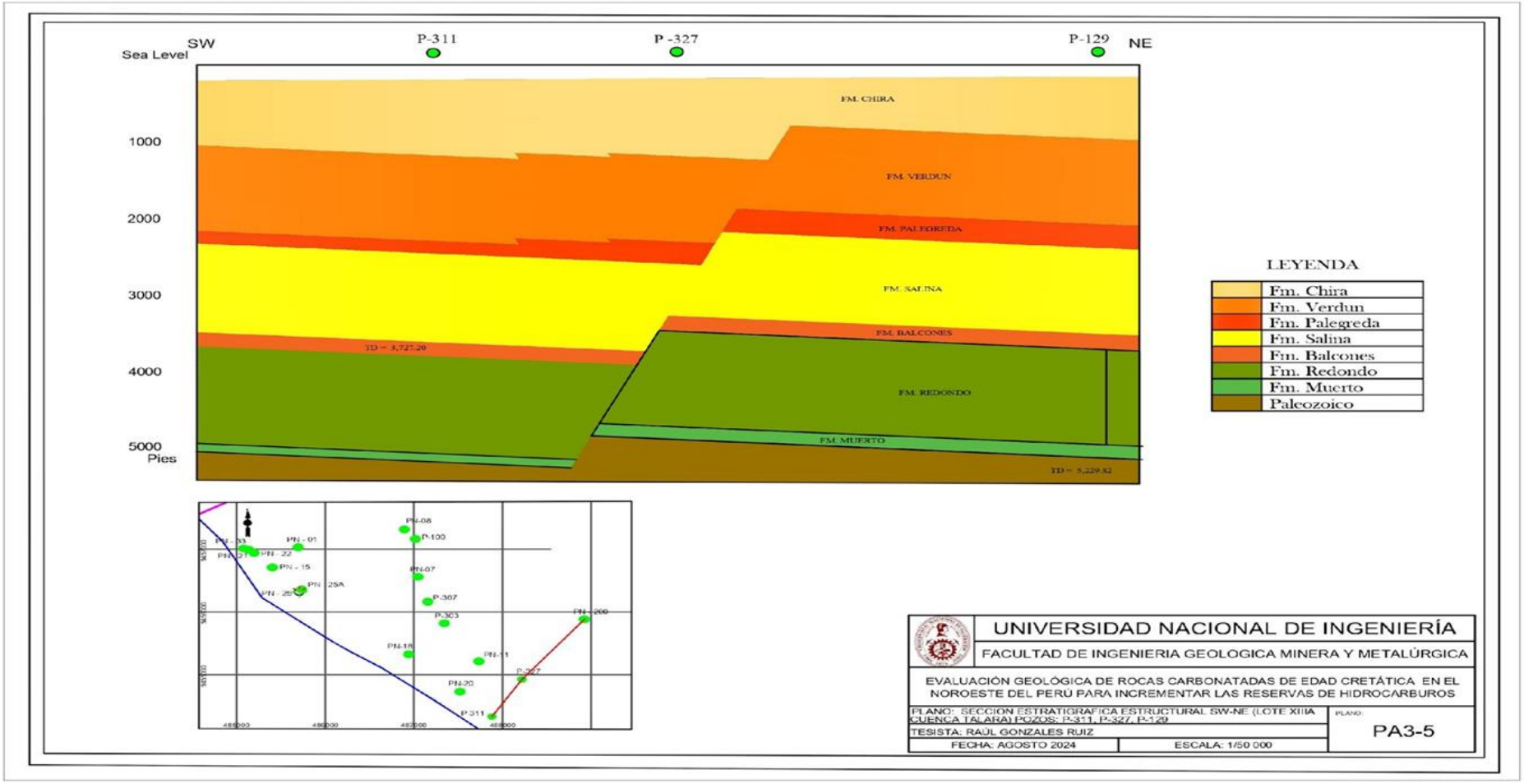
*Plano PA3-4, Sección Geológica Estructural NW-SE (Lote XIIIA), Cuenca Talara*




Fuente: Elaboración propia.

**Figura 33**

*Plano PA3-5, Sección Geológica Estructural SW-NE (Lote XIIIA), Cuenca Talara*




Fuente: Elaboración propia.

Con estos datos, será posible, proponer una interpretación, en este Lote XIIIA. Asimismo, se ha preparado mapas de contornos estructurales de la Fm. Muerto y la Fm. Redondo, mapeándose las principales fallas, que es motivo de atención en la definición de la explotación de los hidrocarburos.

Las estructuras geológicas nos permiten indicar, las condiciones de entrampamiento o migración de los hidrocarburos.

### *3.2.3 Mapas Isopacos y contorneos de profundidades del tope de la FM. Muerto.*

- **Mapas isopacos:**

El mapa isópaco de la Fm. Muerto, PA4-1 (Figura 34), muestra la variación de los espesores variables de una unidad estratigráfica mediante curvas de isovalores.

Se ha elaborado el mapa isopaco de la Formación Muerto, donde se observa las diferentes magnitudes de los espesores, algunos presentan valores mínimos, mientras que en otros pozos los valores son apreciables.

Los mapas isopacos, también indica la geomorfología del área de estudio, en la época que se desarrollaron los procesos geológicos.

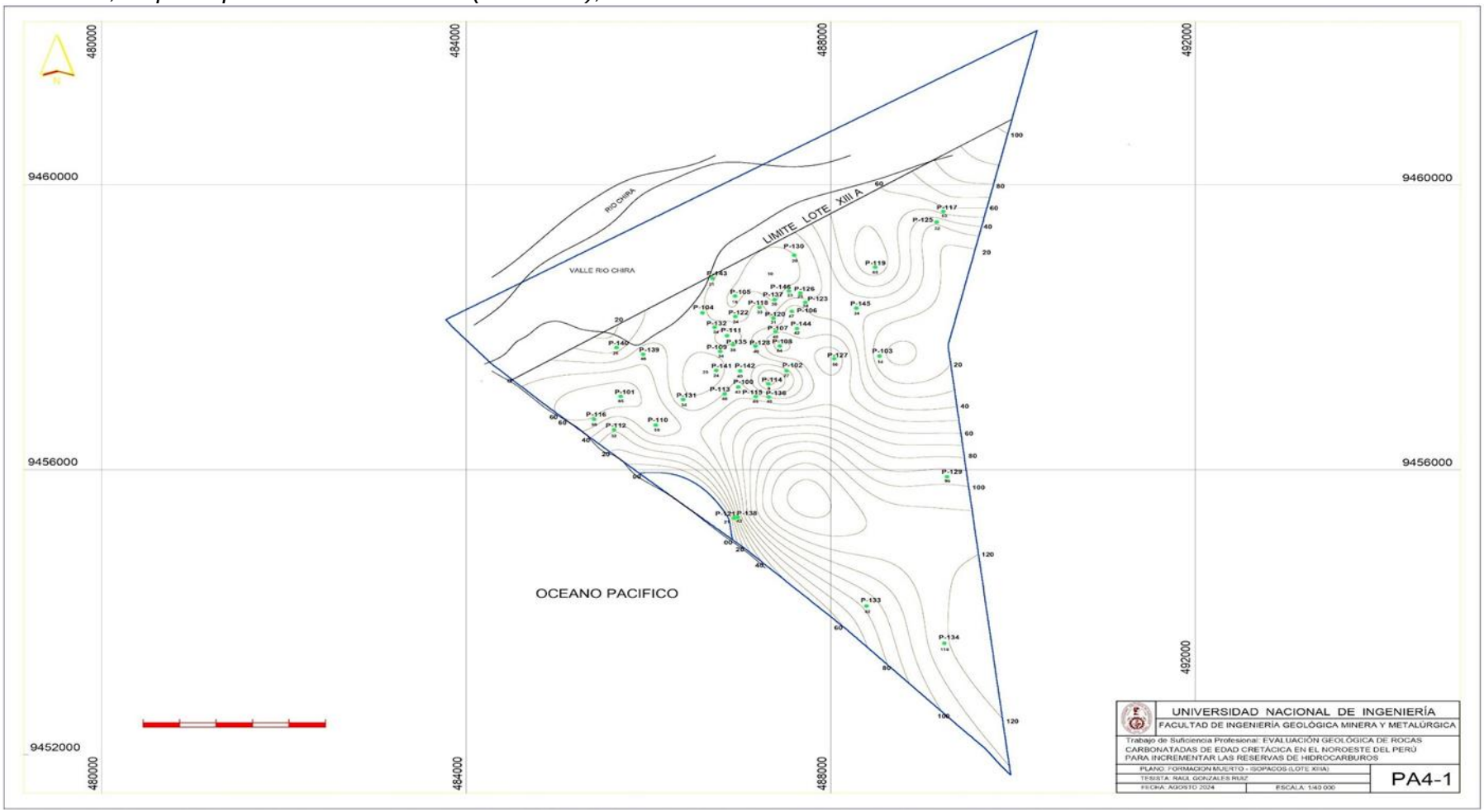
Esta información es muy importante y permite definir áreas y espesores de mayor interés, proclives, a la acumulación de fluidos (agua, petróleo y gas).

- **Mapas de contorneos:**

El mapa de contorneos de profundidades al tope de la Fm. Muerto (PA4-2), muestra varios bloques estructurales, limitados por fallas normales en general, Es la parte más alta de cada uno de estos bloques donde se debe enfocar la búsqueda de hidrocarburos (Figura 35).

**Figura 34**

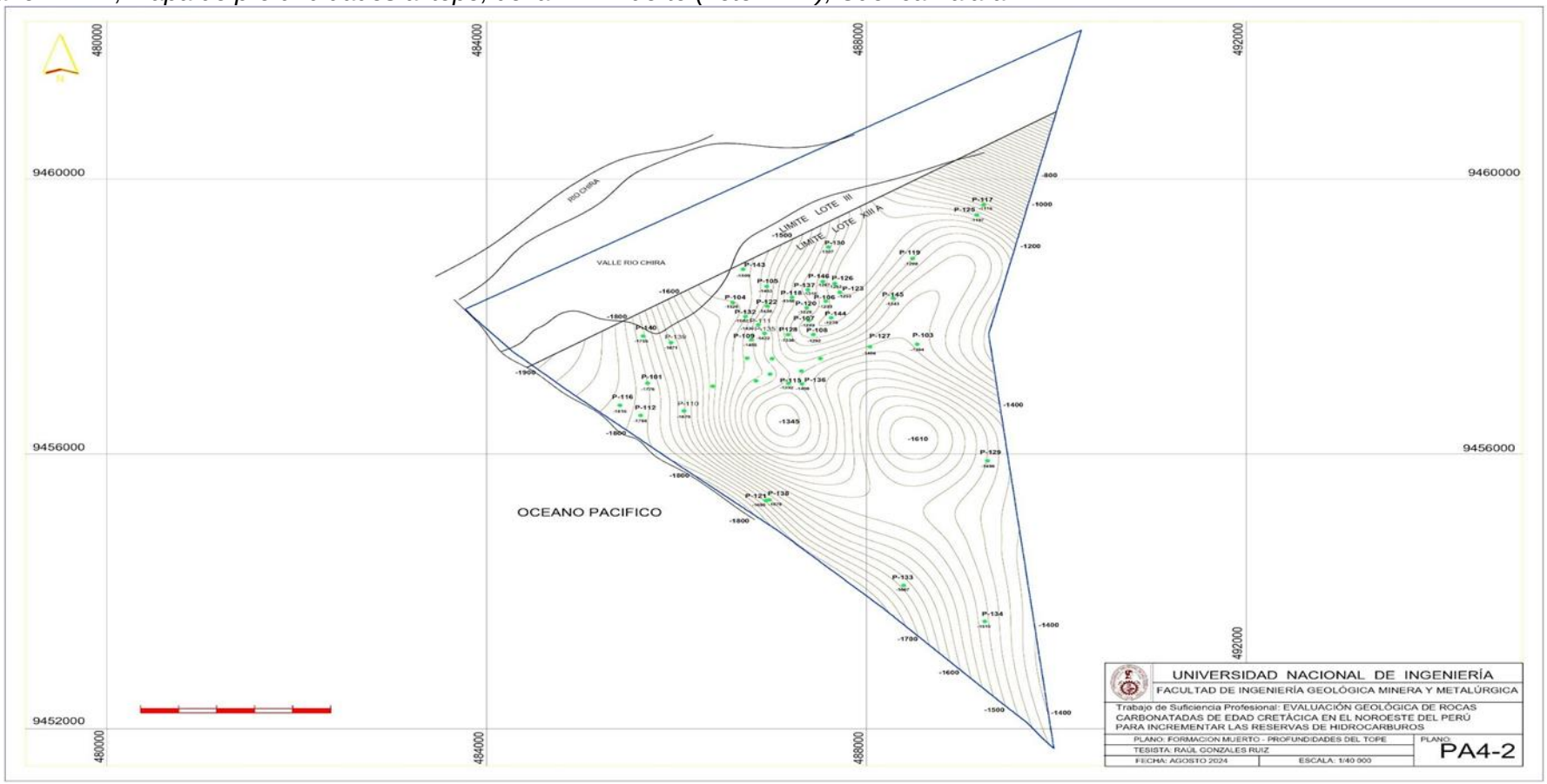
*Plano PA4-1, Mapa Isopaco de la Fm. Muerto (Lote XIIIA), Cuenca Talara*




Fuente: Elaboración propia.

**Figura 35**

*Plano PA4-2, Mapa de profundidades al tope, de la Fm. Muerto (Lote XIIIA), Cuenca Talara*




Fuente: Elaboración propia

### *3.2.4 Información petrofísica de pozos*

Los resúmenes de las propiedades petrofísicas se indica en los cuadros adjuntos, para el pozo P-100 (Tabla 11), asimismo para el pozo P-101 (Tabla 12).

La Evaluación petrofísica realizada hasta el momento en las calizas de la Fm. Muerto (Cretácico), no es la mejor, debido a que no hay datos representativos, que permitan efectuar estos análisis a nivel de detalle, para definir, los valores de los parámetros petrofísicos.

**Tabla 11**

*Pozo P-100 (Resumen de datos petrofísicos)*

| INTERVAL | PAYFT | RANK | VCLAY DEC | PHIE DEC | SW DEC | NUPERM MD | HydPorFT | NUPERM MD |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 23320-2430 | 2 | 2.50 | 0.310 | 0.213 | 0.775 | 1.402 | 0.093 | 2.804 |
| 2700-2886 | 75 | 1.47 | 0.158 | 0.208 | 0.539 | 16.393 | 7.279 | 1229.483 |
| 2894-3060 | 75 | 1.61 | 0.168 | 0.181 | 0.558 | 4.263 | 6.013 | 319.686 |
| 3100-3390 | 62 | 2.58 | 0.223 | 0.126 | 0.527 | 0.599 | 3.739 | 37.163 |
| 3730-4030 | 22 | 2.36 | 0.070 | 0.105 | 0.315 | 0.574 | 1.561 | 12.634 |
| 4145-4170 | 7 | 1.71 | 0.226 | 0.136 | 0.417 | 1.226 | 0.557 | 8.583 |
| 4415-4500 | 8 | 2.50 | 0.115 | 0.105 | 0.388 | 0.299 | 0.516 | 2.390 |
| 4610-4790 | 53 | 2.00 | 0.196 | 0.136 | 0.353 | 1.568 | 4.620 | 83.129 |
| 5930-6010 | 3 | 2.33 | 0.103 | 0.095 | 0.227 | 0.494 | 0.224 | 1.481 |

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 12**

*Pozo P-101 (Resumen de datos petrofísicos)*

| INTERVAL | PAYFT | RANK | VCLAY DEC | PHIE DEC | SW DEC | NUPERM MD | HydPorFT | NUPERM MD |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2100-2230 | 32.00 | 2.47 | 0.266 | 0.190 | 0.731 | 5.179 | 1.668 | 165.711 |
| 2290-2450 | 35.00 | 2.34 | 0.201 | 0.196 | 0.701 | 6.157 | 2.082 | 215.503 |
| 2570-2680 | 6.00 | 3.00 | 0.343 | 0.170 | 0.765 | 0.367 | 0.240 | 2.202 |
| 4440-4740 | 26.00 | 2.42 | 0.136 | 0.117 | 0.431 | 0.394 | 1.725 | 10233.000 |
| 4870-5120 | 12.00 | 2.67 | 0.185 | 0.108 | 0.455 | 0.301 | 0.715 | 3.614 |
| 5350-5360 | 3.00 | 2.33 | 0.003 | 0.113 | 0.347 | 0.397 | 0.216 | 1.190 |
| 5780-5940 | 20.00 | 2.75 | 0.182 | 0.103 | 0.379 | 0.153 | 1.260 | 3.064 |

Fuente: Elaboración propia.

### *3.2.5 Información fisicoquímica de pozos*

Para determinar las características físicas y químicas del crudo del Lote-XIII-A se tomaron muestras de las formaciones productivas Salina y Redondo de dos pozos representativos del área, el P-315 (Tabla 13, Tabla 14) y P-100 (Tabla 15), respectivamente. Dichas muestras fueron analizadas en los laboratorios de la Refinería Talara (Petroperú), empleándose el método ASTM.

**Tabla 13**

*Pozo P-315: Características de Crudo (Fm. Salina)*

| ENSAYO | UNIDAD | MÉTODO ASTM | RESULTADOS |
|---|---|---|---|
| Gravedad API @15.6 °C | API | D-1298 | 39.3 |
| Agua y sedimentos | % Vol | D-4007 | 1.5 |
| Azufre Total | % masa | D-4294 | 0.118 |
| Contenido de Sales | Lbs/MB | D-3220 | 85.6 |
| Viscosidad Cinematica a 40 °C | cSt | D-445 | 2.86 |
| Contenido de Asfaltenos | % masa | D-3279 | |
| Punto de Fluidez | °C | D-97 | |
| Destilacion Atmosferica | °C | D-86-05 | |
| Punto Inicial de Ebullicion | °C | | 68 |
| 5% V. Rec | °C | | 81 |
| 10% V. Rec | °C | | 130 |
| 20% V. Rec | °C | | 165 |
| 30% V. Rec | °C | | 192 |
| 40% V. Rec | °C | | 220 |
| 50% V. Rec | °C | | 252 |
| 60% V. Rec | °C | | 283 |
| 70% V. Rec | °C | | 318 |
| 80% V. Rec | °C | | 362 |
| 90% V. Rec | °C | | 382 |

Fuente: Empresa privada.

**Tabla 14**

*Pozo P-315: Características del gas (Fm. Salina)*

| COMPONENTE | MÉTODO ASTM | RESULTADOS |
|---|---|---|
| Metano | D-1945 | 91.5194 |
| Etano | D-1945 | 4.8062 |
| Propano | D-1945 | 1.7081 |
| Iso-butano | D-1945 | 0.4672 |
| N-butano | D-1945 | 0.5326 |
| Neo-Pentano | D-1945 | 0 |
| Iso-Pentano | D-1945 | 0.244 |
| N-Pentano | D-1945 | 0.1342 |
| Hexano | D-1945 | 0.3637 |
| CO2 | D-1945 | 0.1206 |
| O2 | D-1945 | 0 |
| N2 | D-1945 | 0.101 |
| BTU (Bruto) | GPA-2172-96 | 1124.99 |
| BTU (Neto) | GPA-2172-96 | 1016.26 |
| Peso Molecular | | 18.167 |
| C.P. | | 0.5161 |
| Gr, Sp | | 0.6274 |

Fuente: Empresa privada.

**Tabla 15**

*Pozo P-100: Características del crudo (Fm. Redondo)*

| ENSAYO | UNIDAD | MÉTODO ASTM | RESULTADOS |
|---|---|---|---|
| Gravedad API @15.6 °C | API | D-1298-99 (2005) | 20.9 |
| Agua y sedimentos | % Vol | D-4007-02 | 0.2 |
| Azufre Total | % masa | D-4294-03 | 0.455 |
| Contenido de Sales | Lbs/MB | D-3230-99 (2004) | 13.6 |
| Viscosidad Cinematica a 50 °C | cSt | D-445-06 | 65.5 |
| Contenido de Asfaltenos | % masa | D-3279-97 (2001) | 1.3 |
| Punto de Fluidez | °C | D-97-04 | < 20 |
| Destilacion a 700 mm Hg | °C | D-86-05 | |
| Punto Inicial de Ebullicion | °C | | 124 |
| 5% V. Rec | °C | | 240 |
| 10% V. Rec | °C | | 302 |
| 20% V. Rec | °C | | 342 |
| 30% V. Rec | °C | | 370 |
| 40% V. Rec | °C | | 392 |

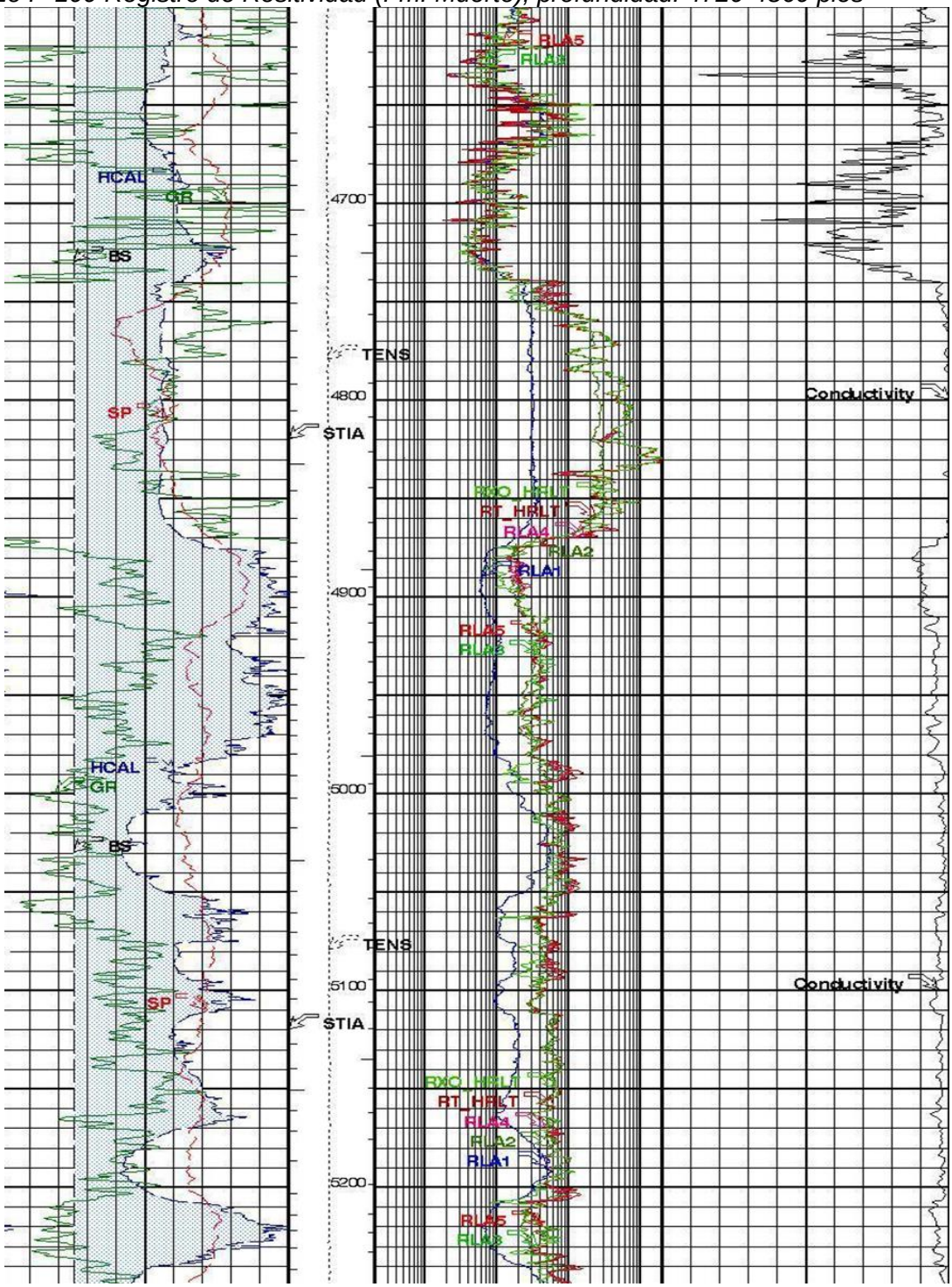
Fuente: Empresa privada.

### *3.2.6 Evaluación de registros eléctricos y geofísicos de pozos*

Las lecturas de diferentes propiedades de las rocas que son medidas utilizando los Registros Eléctricos en general, nos indican el real contenido litológico y tipo de fluidos contenidas en estas rocas (Figura 36. y Figura 37).

**Figura 36**

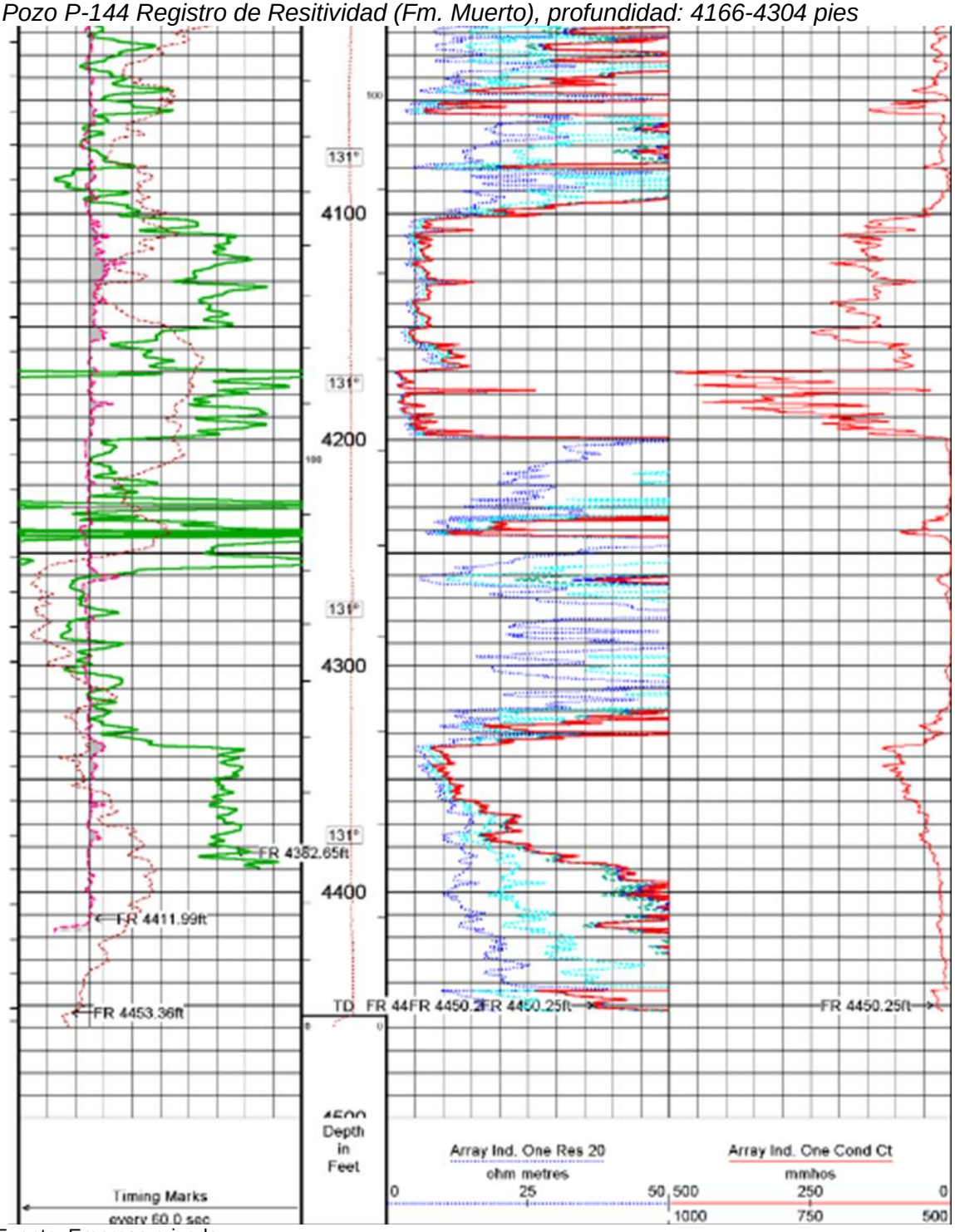
*Pozo P-100 Registro de Resitividad (Fm. Muerto), profundidad: 4720-4860 pies*




Fuente: Empresa privada.

**Figura 37**

*Pozo P-144 Registro de Resitividad (Fm. Muerto), profundidad: 4166-4304 pies*




Fuente: Empresa privada.

### *3.2.7 Geoquímica de la Formación Muerto*

En vista de que no se ha conseguido información geoquímica, debido que constituye reportes de empresas privadas, se tomara los datos del INGEMMET (2023)

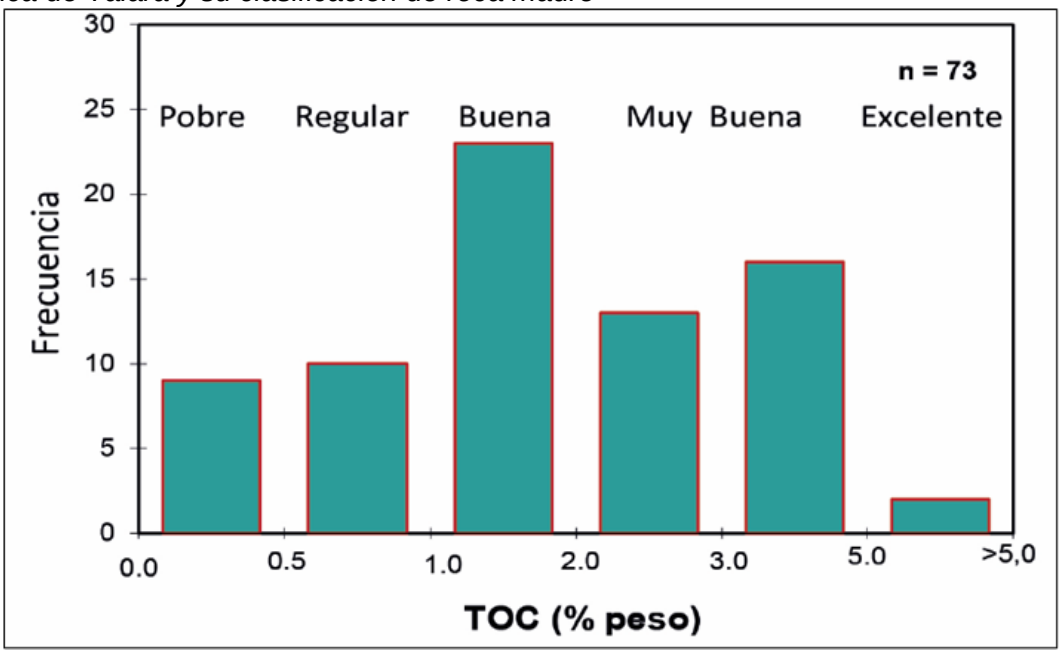
Geoquímica Orgánica del Cretácico de la cuenca de Talara, Boletín Serie D: Estudios Especiales.

El INGEMMET, ha efectuado análisis geoquímicos correspondientes para determinar el contenido del carbono orgánico total (TOC), de 73 muestras recolectadas entre afloramientos y recortes de perforación de la Formación Muerto en varios lugares de la cuenca Talara.

Estos datos tuvieron un tratamiento estadístico, habiéndose preparado un gráfico de frecuencia de TOC del total de muestras disponibles, el cual indica una predominancia de valores TOC de entre 1.0 % y 2.0 % peso, lo cual implica una clasificación de una roca madre buena y, en menor medida, muestras entre 1 % a 5 % de TOC que son clasificadas como roca madre muy buena (Figura 38).

**Figura 38**

*Gráfico de frecuencias de contenido de materia orgánica de la Formación Muerto en la cuenca de Talara y su clasificación de roca madre*

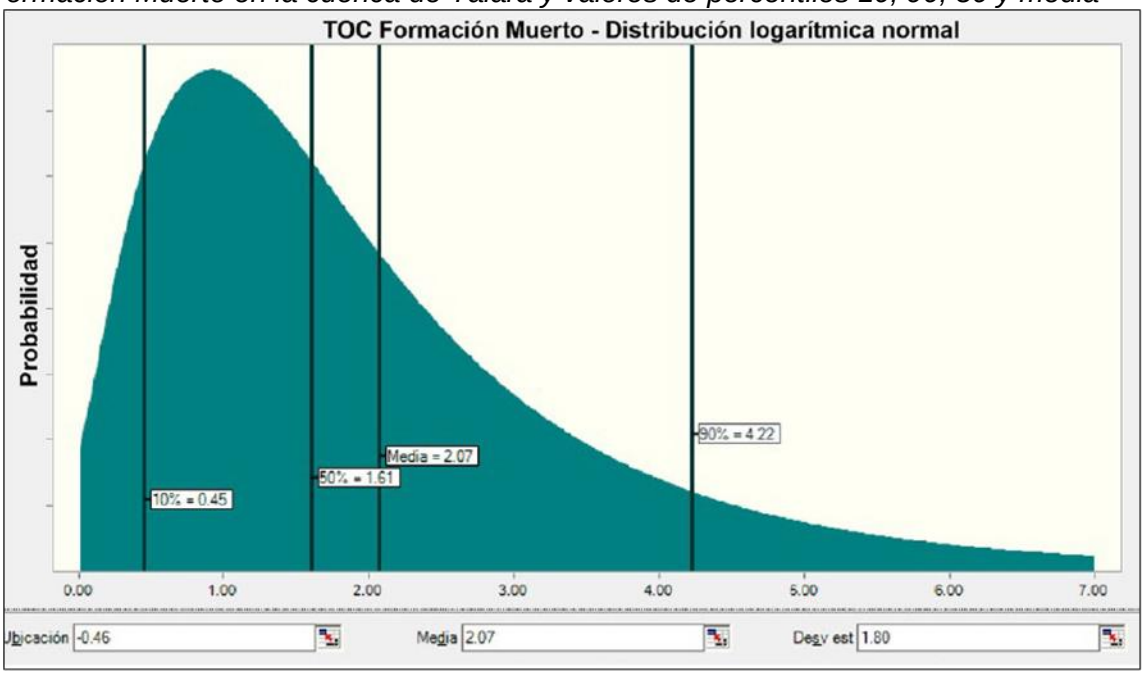



Fuente: INGEMMET (2023), Geoquímica Orgánica del Cretácico de la cuenca Talara.

Asimismo, para determinar un valor representativo de TOC de la Formación Muerto en la cuenca Talara, se realizó una distribución probabilística tipo Lognormal, la cual después de un análisis estadístico, presenta el valor representativo de TOC (media) de 2.07%, con TOC (P10) de 0.45 % y TOC (P90) de 4.22 % (Figura 39).

**Figura 39**

*Distribución probabilística tipo Lognormal del contenido de materia orgánica de la Formación Muerto en la cuenca de Talara y valores de percentiles 10, 90, 50 y media*




Fuente: INGEMMET (2023), Geoquímica Orgánica del Cretácico de la cuenca Talara.

# Capítulo IV. Análisis e interpretación de resultados

## 4.1 Análisis de la información

De acuerdo a la información procesada, se aplicarán modelos geológicos de correlación, donde la información contrastada, nos indicará resultados y de acuerdo a ellos, determinar las áreas nuevas, que contienen rocas carbonatadas con hidrocarburos y de esta manera lograr el objetivo, el incremento de reservas de hidrocarburos.

Con la información de los registros litológicos de 47 pozos ubicados en el área de estudio, se observa una secuencia de rocas carbonatadas, a una profundidad mayor de los 4,000 pies. Esto es de gran importancia geoeconómica, debido a que anteriormente no se había evaluado como potencial roca reservorio.

Con la elaboración de los mapas de las secciones geológicas y estructurales, evidencian una lógica correlación estratigráfica de la Formación Muerto. Esta correlación estratigráfica, en el caso del Lote XIIIA, debe continuar modificándose, de acuerdo a la continua recolección de datos, en las futuras perforaciones de pozos.

De forma general el Área XIII-A, se ubica al norte de la deflexión de Huancabamba donde los ejes de las estructuras y de los macizos que vienen con un rumbo Noroeste toman un giro doblando al NE, para penetrar a territorio ecuatoriano en dicha dirección.

Como resultado del Tectonismo Andino, las deformaciones en esta zona han sido intensas. Desde los procesos tectónicos ocurridos en el Paleozoico, que influenció en los procesos de sedimentación en el Cretáceo y la cobertura terciaria, fracturando y fallando al Basamento dando como resultado que el terciario se encuentra muy disturbado debido a fallas normales y gravitacionales.

Las estructuras geológicas nos permiten indicar, las condiciones de entrampamiento o migración de los hidrocarburos.

Las secciones estructurales elaboradas, nos indican una tendencia de acuñamiento de las formaciones litológicas en dirección NW-SE. La Formación Muerto, se encuentra a

menor profundidad en el sector SE, debido a varios factores geológicos, delimitando la cuenca sur de Talara.

- **Mapa isopaco (PA4-1)**

  El mapa isopaco, que se efectuó para la Formación Muerto, indica un panorama del paleorelieve en lo que fue, su proceso de sedimentación en la cuenca Talara. En este caso, el paleorelieve (Paleozoico) y en otros lugares por el paleorelieve pre-Cámbrico, entonces, en el Lote XIIIA, hubo un control de sedimentación, por el conjunto de afloramientos rocosos del área de Paita.

- **Mapa de profundidades, tope de la Fm. Muerto (PA4-2)**

  El mapa de contorneos de profundidades al tope de la Fm. Muerto (PA4-2), indica que hay una tendencia de la disminución de las profundidades y probable acuñamiento de los estratos en la dirección Sur y Sureste.

- **Pruebas de geofísica**

  Con respecto a los valores de las pruebas de petrofísica, en el pozo P-100, entre las profundidades 5930-6010 pies, se reporta valores de permeabilidad típicos para este tipo de Reservorios No Convencionales.

  Con respectos a los valores fisicoquímicos, estudios efectuados anteriormente, indican buenas características, en cuanto al TOC (Carbono Orgánico Total).

  La referencia que se tiene para determinar las características físicas y químicas del crudo del Lote-XIII-A en la Formación Muerto, son de las formaciones productivas Salina y Redondo.

## 4.2 Geología económica

### *4.2.1 Recursos - Reservas de hidrocarburos*

La finalidad del presente estudio, es evaluar las Rocas Carbonatadas del Cretáceo (Formación Muerto) en las Cuencas Sedimentarias del norte del Perú: Talara, Lancones, en la búsqueda de nuevas formaciones geológicas (Reservorios) que contengan hidrocarburos en volúmenes comerciales para la reposición e incremento de reservas y su posterior explotación.

En ese contexto, se revisó la geología regional y local, enfocándose principalmente en la estratigrafía, sedimentología, geofísica-geoquímica, geología estructural y experiencia de la perforación en detalle al atravesar este tipo de rocas.

Lo anterior se confirmó en varios de los pozos perforados recientemente en el Lote XIII-A, que atravesaron este tipo de rocas y mostraron ligeros indicios de presencia de hidrocarburos. Luego, al estimularlos de manera no convencional, mostraron volúmenes muy importantes de producción diaria (P-144), más de 500 barriles de petróleo, 26 grados API).

Este evento, se replicó en otros pozos con sección estratigráfica similar, obteniendo resultados positivos, sobre todo en ubicaciones con mejor posesión estructural a nivel de estas rocas carbonatadas, Formación Muerto.

Al mes de diciembre 2023, se produjeron 250,000 barriles de petróleo de la Formación Muerto, lo que representa un porcentaje menor de las reservas estimadas (Método Volumétrico) quedando aun en esa parte del Lote XIII-A, un remanente por extraer de 4-5 MMBP (Millones de Barriles de petróleo). Ver Tabla 16.

Si con el área evaluada (4,000 acres o 16 Kilómetros cuadrados), se tiene un estimado de reservas de 4-5 MMBP, con llenado del reservorio 50%, es muy interesante el volumen que debe contener la Formación Muerto en las cuencas mencionadas, especialmente en las áreas o bloques con mejor posesión estructural y tratando la explotación como Reservorio No Convencional (Tabla 16).

**Tabla 16**

*Cálculo de Reservas Probadas Yacimiento La Isla (Método Volumétrico)*

| | Reservorio | Profund. (Promedio) | Área (Acres) | Espesor (promedio) Total (Pies) | Espesor (promedio) Neto (Pies) | PHI (porosidad) (Dec.) | SW (saturación de agua) (Dec.) | FVF (Factor de volumen de formación) | POES (Petróleo original en sitio) | F.R. (Factor de recobro) | Reservas Probadas (MMBP, Millones de petróleo) Llenado del reservorio 100% | 90% | 50% | 10% | API (grados) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Yacimiento La Isla** | Formación Muerto | 4,000 | 4,000 | 200 | 50 | 0.08 | 0.40 | 1.12 | 66 | 15 | 10 | 9 | 5 | 1 | 22-28 |
| | **TOTAL RESERVAS** | | | | | | | | 66 | | 10 | 9 | 5 | 1 | |
| | **TOTAL PRODUCIDO A DICIEMBRE DE 2023 (MMBP):** | | | | | **0.26** | | | | | | | | | |
| | **RESERVAS REMANENTES (MMBP):** | | | | | **4.73** | | | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia.

# Conclusiones

La Filiación o Sistema Petrolero en Rocas Carbonatadas del Cretáceo, Formación Muerto, está demostrada en las Cuencas Sedimentarias en el Noroeste Peruano, por las evidencias geológicas, petrofísicas, geoquímicas y producción comercial de hidrocarburos. Las características petrofísicas indican valores de porosidad y permeabilidad aceptables. Así mismo, la evaluación físico-químicas del TOC, indican valores apropiados para que se configure un yacimiento de hidrocarburos.

De acuerdo a las características geológicas y petrofísicas de la Formación Muerto, se concluye que el reservorio es del tipo de ´Yacimiento de Hidrocarburos No Convencional¨, por lo que, en la valuación Petrofísica, se ha tenido que emplear parámetros y variables diferentes a los usados en las evaluaciones en reservorios convencionales silicoclásticos.

Existen Reservas de Hidrocarburos en Volúmenes Comerciales en Rocas Carbonatadas del Cretáceo, en la Formación Muerto, ya que ha demostrado una correlación estratigráfica en el Lote XIIIA, entre otras evidencias.

El área de estudio, por su cercanía al Alto Estructural de Paita y la ocurrencia de fallas normales de apreciable desplazamiento, en ausencia de información sísmica, se tiene un modelo de Bloques estructurales basados en información de pozos, que guarda una similitud con el comportamiento estructural de la Cuenca Talara.

La evaluación volumétrica de reservas de petróleo, estima entre 4-5 MMBP (Millones de Barriles) en el área evaluada (4,000 acres o 16 km2) contenidos solo en la Formación Muerto.

De acuerdo a lo anterior, es muy interesante el volumen de hidrocarburos que debe estar presente en esta formación en las cuencas Talara y Lancones, especialmente en las áreas o bloques con mejor posesión estructural y tratando la explotación comercial como “Reservorio No Convencional”.

# Recomendaciones

La Exploración Geológica en nuevas áreas, reservorios “No Convencionales” y horizontes más profundos, con el apoyo de Nuevas Tecnologías, es recomendada para incrementar las reservas de hidrocarburos en la parte Sur de la Cuenca Talara.

Con referencia a la Formación Muerto, se recomienda, efectuar una Interpretación Estructural a mayor detalle, para definir correctamente las áreas, para que la perforación de pozos nuevos y re-trabajos en pozos antiguos sea exitosa en la búsqueda e incremento de reservas de hidrocarburos.

En los trabajos de perforación de pozos, se recomienda una Perforación Direccional y “navegar” en el tope de la Formación Muerto, para evitar el ingreso de agua del reservorio en la etapa de producción y prolongar la vida útil y económica del pozo.

Se recomienda, evaluar Sistemas de Estimulación y Producción Adecuadas para optimizar la etapa de extracción de hidrocarburos en este tipo de reservorios.

# Referencias bibliográficas


Alvan, A., Tuesta, J., Navarro, J., Romero, l., Martínez, J. (2009). *Evolución Sedimentaria y Paleoambiental durante el Pleistoceno en la quebrada El Muerto, La Brea, Talara*. Boletín de la Sociedad Geológica del Perú 103, pp 171-183. Obtenido de https://hdl.handle.net/20.500.12544/3503

Andamayo, K. (2008). *Nuevo estilo estructural y probables sistemas petroleros de la cuenca Lancones*. (Tesis de titulación profesional, Universidad Nacional Mayor de San Marcos).

Cantú, H. (2006), *Desarrollo de una cultura de calidad. México*. McGraw Hill Interamericana Editores, S.A. de C.V.

Castro Castiñeiras, O. Reyes Paredes, C. Morales Echevarria, E. Escartin Sauleda, *Clasificación petrofísica de tipos de rocas en reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba*. Revista Cubana de Ingenieria, volumen V, N° 2, mayo-agosto, pp 22-28.

Castro, R. (1993). *El Cretáceo en la cuenca Talara del Noroeste del Perú*. (Tesis Universidad Nacional de Ingeniería). http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/19203

Cuipa, E. (2018). *Análisis estructural y sistema petrolero de las cuencas de Antearco, Trujillo Sur y Salaverry Norte, Centro del Perú.* (Tesis de titulación profesional, Universidad Nacional Mayor de San Marcos). https://hdl.handle.net/20.500.12672/8456

Chávez, M., Montes, C. (2008, 23-26 Setiembre), *Optimización en el desarrollo y explotación de crudo pesado o no convencional en el Noroeste Peruano*. XIV Congreso Peruano de Geología, Lima, Perú.

Chávez Velásquez, F. E. (2022). "*Integración de la caracterización de reservorios carbonatados para la construcción de un modelo geológico 3d de doble porosidad del Grupo Copacabana, Cuenca Ucayali*". Lima: UNI.

De Carvalho, J. F. (2009). *O declínio da era do petróleo e a transicao da matriz energética brasileira para um modelo sustentável*. Universidad de Säo Paulo, 146.

Davies, P. (1989). *Geoquímica de la generación y acumulación de petróleo. (Tesis, Facultad de ingeniería geológica*, Escuela de Ingeniería de Antioquia, Colombia). https://repository.eia.edu.co/handle/11190/4399

Ego Aguirre, M. M. (1993). *Prospección Geológica por Hidrocarburos del Grupo Salina (Eoceno Inferior) del área sureste de Peña Negra Costafuera*. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.

Ego Aguirre, M. M. (2023). *Energy demand and the role of hydrocarbons in Peru. Social Sciences & Humanities Open, 100519. doi*: https://doi.org/10.1016/j.ssaho.2023.100519

Ego Aguirre, M. M., & Orihuela, C. (2014). *Situación de la Industria del Petróleo en el Perú, periodo* 1996-2010. Natura Economía, 21-40. doi: https://doi.org/10.21704/ne.v2i1.1427

Erhirhie, F. E. (September de 2018). *Corporate sustainability reporting and financial performance of oil and gas industry in Nigeria (2007 - 2016).* Nnamdi Azikiwe University, 212. https://phd-dissertations.unizik.edu.ng/repos/81231159600_105600507480.pdf

García, B., Girón, I., Oviedo, M., Astete, I., Cedano, D. (2015). *Análisis sedimentológico del Pensilvaniano en las montañas de Amotapes–Talara*, Boletin de la Sociedad Geológica del Perú. Obtenido de https://hdl.handle.net/20.500.12544/2347

Ghiri, M. N., Nasriani, H. R., Najibi, S. H., Nasriani, E., & Parchami, H. (2015). *Gas Injection for Enhancement of Condensate Recovery in a Gas Condensate Reservoir*.

Energy Sources, Volume 37, Issue 8. doi: https://doi.org/10.1080/15567036.2011.596901

Grosso, S., López R., Vergani, G. (2013). *Reservorios carbonáticos naturalmente fracturados en el Yacimiento Caimancito (Formación Yacoraite), Cuenca Cretácica del noroeste argentino*. Obtenido de: https://revista.geologica.org.ar/raga/article/view/492

Hermoza E (2016), *Estratigrafía y sedimentología de los depósitos cenozoicos y evolución sedimentaria de la cuenca Sechura*. (Tesis de titulación profesional, Universidad Nacional Mayor de San Marcos).

Hunt J, (1996) *Geoquímica y Geología del Petróleo*. W. H. Freeman Co., San Francisco, 1979, 617 p. ISBN (07167244413).

International Petroleum Company. (1954). *Petróleo. Aspectos de su industrialización en el Perú.* Lima: International Petroleum Company, LTD.

Jaimes Salcedo, F. y Valencia Cárdenas, K. (2023*) Geoquímica Orgánica del Cretácico de la cuenca de Talara*, Boletín Serie D: Estudios Especiales (INGEMMET). https://hdl.handle.net/20.500.12544/4464

Jacobson, S. (1991) *Petroleum Source Rocks and Organic Facies*. https://doi.org/10.1306/TrHbk543C1

Kuramoto, J. R. (2008). *The hydrocarbons industry in Perú. Lima*: Instituto de Estudios Superiores en Administración - IESA.

LA REPUBLICA. (30 de agosto de 2023). *Anadarko confirmó existencia de reservas de petróleo en el norte del mar peruano*. Obtenido de : https://www.larepublica.co/globoeconomia/anadarko-confirmo-la-existencia-de-reservas -de-petroleo-en-el-norte-del-mar-peruano-3594110

LCV SRL. (2022). *Ambientes Sedimentarios*. Lima: Ingepet.

López Suárez, L. P. (2012). *Renda petrolífera: generacäo e apropriacäo nos modelos de organizacäo da indústria brasileira.* Universidad de Sáo Paulo, 193.

López, M., Veigas, M., & Iglesias, G. (2015). *On the wave energy resource of Peru*. Energy Conversion and Management (90), 34-40. doi: http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.11.012

Morán, E., Ramírez, O. (2012). *Yacimientos petroleros en rocas calcáreas (México). (Tesis de título profesional,* Universidad Nacional Autónoma de México). https://tesiunam.dgb.unam.mx/F?current_base=TES01&func=direct&doc_number=000693087

Nind, T. (1987). *Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros*. LIMUSA: México.

Onome Lisa Ejenavi. (Octubre de 2018). *Sustaining oil exploration and exploitation in the emerging context of sustainable development: the case of the Niger-delta*. Lancaster University, 345. http://doi:10.17635/lancaster/thesis/433

Oviedo M., Carlotto V. (2013) *Repeticiones estratigráficas y brechas asociadas a un evento compresivo Eoceno medio–superior en la cuenca Talara, sector El Alto-Cabo Blanco-Peña Negra, Piura, Perú*. Boletín de la Sociedad Geológica del Perú. https://hdl.handle.net/20.500.12544/2220

Palacios O. (1994) *Geología de los cuadrángulos de Paita, Piura, Talara, Sullana, Lobitos, Quebrada. Seca, Zorritos, Tumbes, Zarumilla*. Hojas: 11-a, 11-b, 10-a, 10-b, 9-a, 9-b, 8-b, 8-c, y 7-c, INGEMMET, Boletín A 54. https://hdl.handle.net/20.500.12544/175

Pairazamán L., Palacios F., Timoteo D. (2021), *Caracterización sedimentológica de alta resolución de la Formación Muerto, Cuenca Lancones, Noroeste Perú ¿un posible reservorio no convencional,* Boletín de la Sociedad Geológica del Perú, Resúmenes XX Congreso Peruano de Geología.

Peña D. (2023) *Estilo estructural y modelo alternativo de evolución tectónica del cenozoico, Cuenca Pisco este – mar afuera, Ica - Lima*, Boletín de la Sociedad Geológica del Perú, Publicación Especial N ° 14 - Resúmenes ampliados del XIX Congreso Peruano de Geología (2018). journal homepage: www.sgp.org.pe ISSN 0079-1091.

Paredes O., Morales C., Castiñeiras O., Valladares S., Escartín E. (2014) en su estudio: "*Clasificación petrofísica de tipos de rocas en reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba*", Revista Cubana de Ingeniería. Vol. V, No. 2, mayo - agosto, 2014, pp. 22 - 28, ISSN 2223 -1781.

Perupetro. (2005). *Tumbes and Talara Basin hydrocarbon evaluation. Lima*: Perupetro. Obtenido de www.perupetro.com.pe

Perupetro. (07 de 02 de 2023). *Portal del banco de datos. Obtenido de Mapas temáticos*: https://www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/informacion%20al%20inversionista/banco%20de%20datos/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8zi_YxcTTw8TAy93AN8LQwCTUJcvEKADFMvY_3g1GL9gmxHRQAuR1_P/

Perupetro. (07 de 02 de 2023). *Portal del Banco de Datos*. Obtenido de Geoportal: http://bancodedatos.perupetro.com.pe/Geoportal_Spanish.aspx

Perupetro. (30 de 08 de 2023). *Production Onshore Opportuninies in Northwest Perú. Obtenido de Talara Basin*: https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/d3a24956-1030-41d4-9ce7-774ea3ed4a43/--wp2.pdf?MOD=AJPERES

Peter's K., Rose M., 1994: "*Applied source rock geometry". En: Magoon & Dow, "the petroleum system-from source to trap*" AAPG memoir 60, pp. 93-120.

Reyes G. (2016) *Exploración y explotación de hidrocarburos en rocas carbonatadas en las cuencas emergentes subandinas del Perú*. [Tesis de maestría, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica, Geográfica, Unidad de Posgrado].

Rossello E., Cossey S, Fernández G. (2022), "*The hydrocarbon potential of the offshore Talara Basin, Peru"*, AndGeo [online]. 2022, vol.49, n.1, pp.1-17. ISSN 0718-7106. http://dx.doi.org/10.5027/andgeov49n1-3383

Tissot, B., Welte, D. (1984) *Formación y ocurrencia de petróleo.* 2da edición, Springer-Verlag, Berlín, 699 p.

UNIPETRO. (2005). *1000 años de petróleo en el Perú*. Apuntes para la historia. Lima: Unipetro.

Vásquez M (2016) "*Exploración y explotación de hidrocarburos en rocas carbonatadas en las cuencas emergentes subandinas del Perú*". Tesis UNMSM.

Vásquez, M. (2016). *Exploración y explotación de hidrocarburos en rocas carbonatadas en las cuencas emergentes subandinas del Perú*. [Tesis de maestría, Universidad

Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica, Geográfica, Unidad de Posgrado]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Villar H., 2010, *La geoquímica orgánica de las cuencas petrolíferas argentinas: perspectiva histórica y estado actual del conocimiento*. X Congreso Argentino de Paleontología y Bioestratigrafía y VII Congreso Latinoamericano de Paleontología. Resúmenes).

Yañez R., Mendoza M., Baes E. (2014), *Estudio y análisis de yacimientos carbonatados de la zona del Golfo de México*. Tesis Universidad Nacional autónoma de México.

# Anexos

Pág.

Anexo 1: Fotos de la Operación Petrolera en el Lote XIIIA ..... 1

Anexo 2: Producción de hidrocarburos en el Perú ..... 5

Anexo 1: Fotos de la Operación Petrolera en el Lote XIIIA

Foto 1. Vista panorámica del Pozo P-100

Foto 2. Lugar: Pozo P-100.

Nota: Por la importancia de encontrar nuevas reservas de hidrocarburos en esta parte de la Cuenca Talara, se recibió la visita de funcionarios del Gobierno Central y Regional. De izquierda a derecha: J.Jeri (Geólogo de Pozo) R. Gonzales (Geólogo del Proyecto, Olympic), O. Valdez (Primer Ministro, 2007), C. Ceccoville (Gerente General, Olympic) y Director Regional de Energia y Minas, Piura

Foto 3. Plataforma de perforación pozo P-100

Nota: Lugar donde se almacenan temporalmente los detritus de las formaciones que se van atravesando, totalmente impermeable, los mismos que son llevados a un depósito acreditado para su disposición final al término de las actividades de perforación, evitando cualquier tipo de contaminación

Foto 4. Facilidades de Producción.

Nota: Construcción de tanque de Almacenamiento de Petróleo Crudo, para luego ser enviado a la refinería. Se puede ver también la cubierta especial y barrera sobre el terreno para evitar la contaminación por posibles derrames

Foto 5. Río Chira, margen izquierda.

Nota: Trabajos de reforzamiento del dique ante posibles crecidas del rio en épocas de lluvias, que podría afectar el desarrollo económico del entorno

Foto 6. Sistema de transporte de petróleo y gas desde los pozos hacia baterías de producción (Piura).

Anexo 2: Producción de hidrocarburos en el Perú

Imagen 1. Producción Acumulada Nacional, por sectores geográficos.

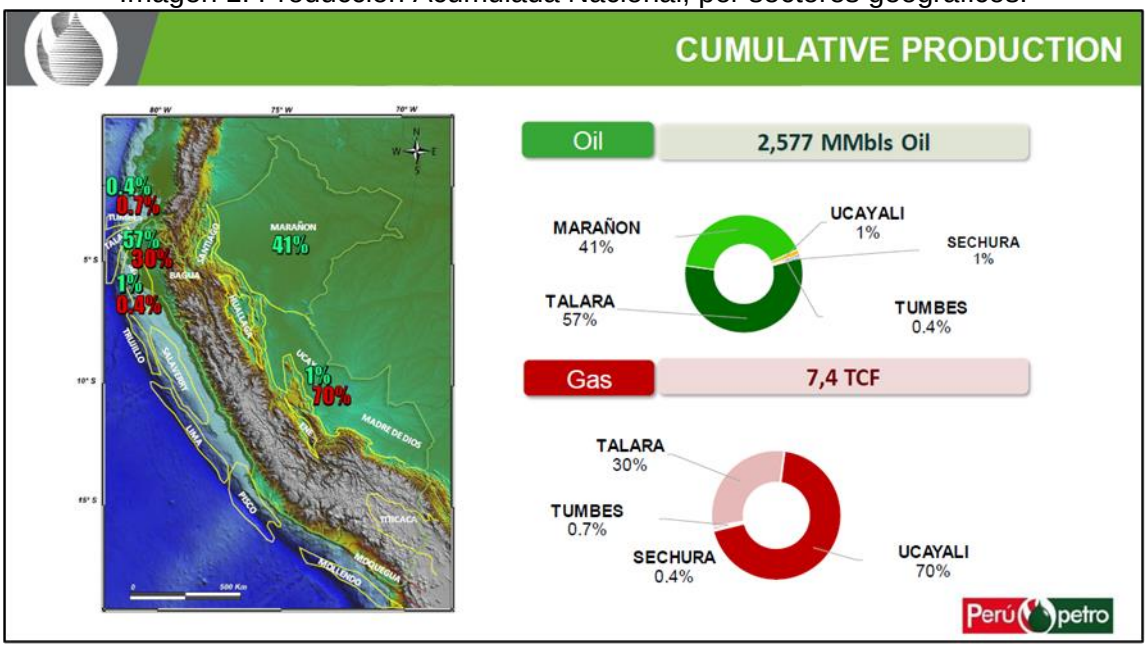



Imagen 2. Producción Histórica de Hidrocarburos.

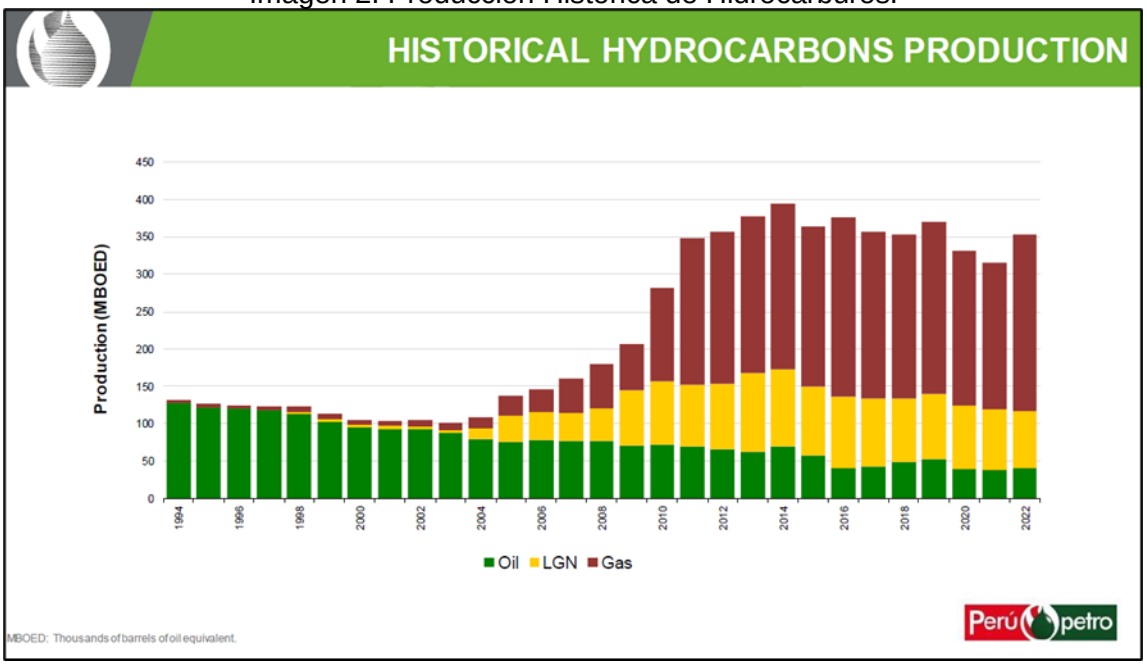
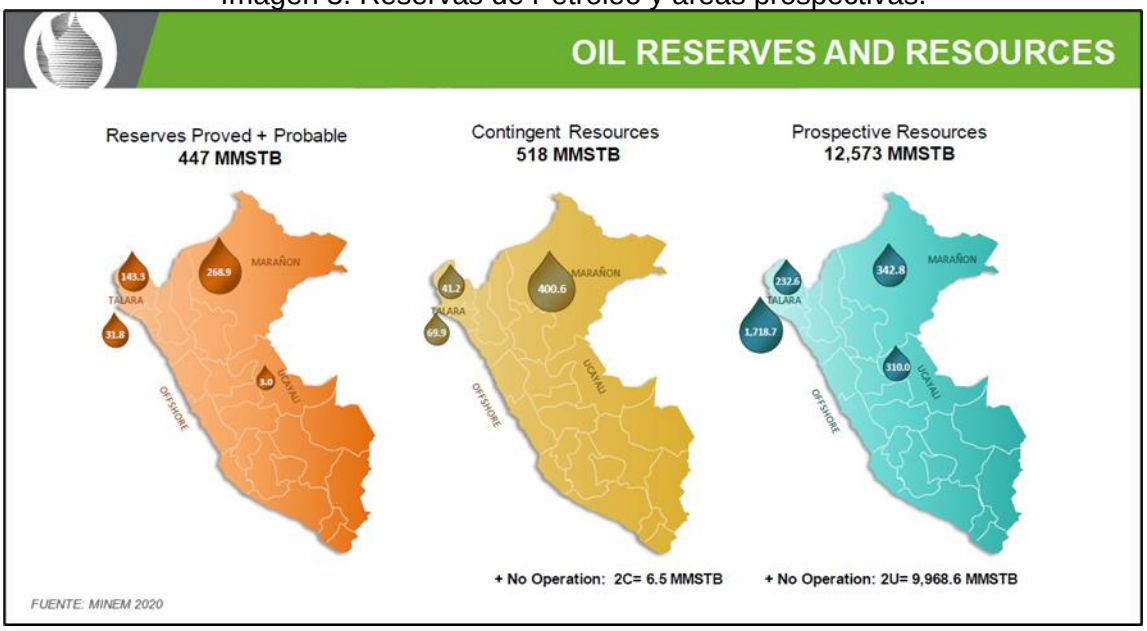


Imagen 3. Reservas de Petróleo y áreas prospectivas.



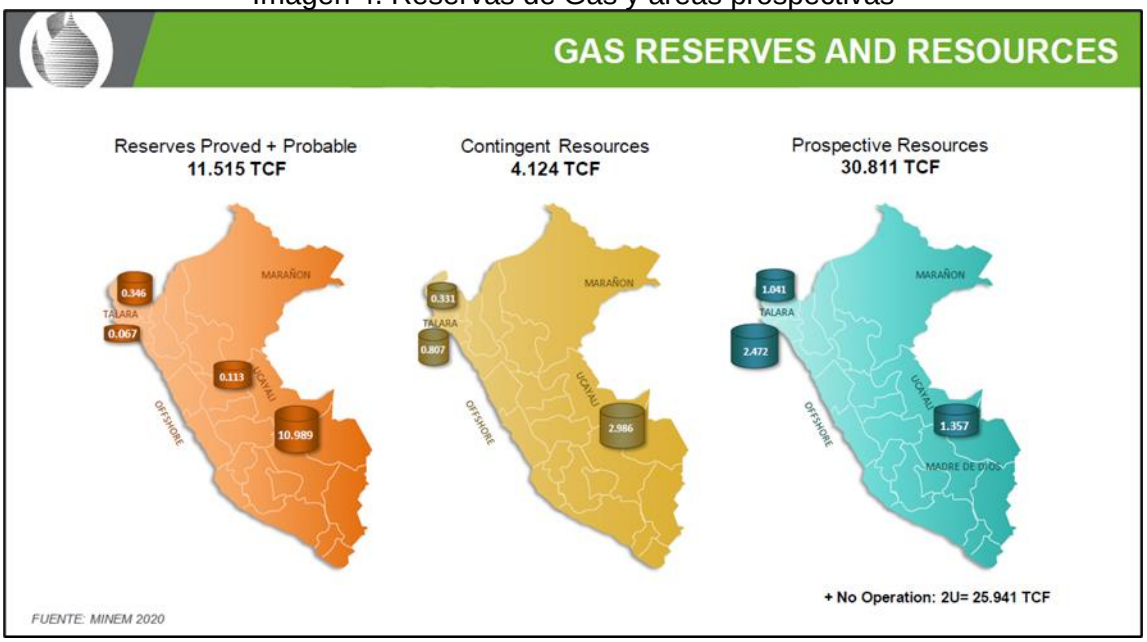


Imagen 4. Reservas de Gas y áreas prospectivas