

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica



TESIS

**Evaluación de las lutitas gasíferas de la Formación Cabanillas
(shale gas) en el sur de la Cuenca Marañón**

**Para obtener el grado Académico de Maestro en Ciencias
con mención en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural**

Elaborado por

Walter Jacob Morales Paetán

 [0000-0003-1696-3437](https://orcid.org/0000-0003-1696-3437)

Asesor

M.Sc. Pedro Zegarra Sánchez

 [0000-0003-1968-9269](https://orcid.org/0000-0003-1968-9269)

LIMA – PERÚ

2023

Citar/How to cite	(Morales 2023)
Referencia/Reference	Morales W. (2023). <i>Evaluación de las lutitas gasíferas de la Formación Cabanillas (sale gas) en el sur de la Cuenca Marañón</i> . [Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

Con mucho amor a mi madre que en paz descansa por su constante apoyo y comprensión, al recuerdo de mi amigo Efre Tomaylla y a las personas que de alguna manera me apoyaron y me brindaron sus sugerencias.

Agradecimientos

Se hace un especial agradecimiento al Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e innovación Tecnológica (CONCYTEC), por el soporte brindado mediante el Fondo Nacional de Desarrollo Científico, tecnológico y de Innovación (FONDECYT).

A la Doctora Luz Eyzaguirre G. por sus recomendaciones para que termine mi tesis de Maestría. Al Dr. Walter Barrutia por asesoramiento, orientación y correcciones para la edición de la tesis. A mis amigos y colegas Pedro Zegarra S., Cesar Montes A. Federico Diaz M., María Viera.

A la Universidad Nacional de Ingeniería, a la Facultad de Ingeniería de Petróleo Gas Natural y Petroquímica que me han permitido realizar los estudios de la maestría. A los profesores de la maestría y a todas las personas que de alguna manera me apoyaron y ayudaron.

A mi hermana Marlene y mis sobrinas Lynne y Kelly por su gran apoyo y aliento incondicional, que fueron imprescindibles para lograr todo esto y más. A todos los que han estado conmigo en el aula de posgrado de la Facultad de Ingeniería de Petróleo Gas Natural y Petroquímica.

Resumen

El Perú es dependiente económicamente de los hidrocarburos, por eso explorar lutitas gasíferas en sistema no convencional será una nueva fuente de energía. El presente estudio está basado en la existencia de lutitas gasíferas en la formación Cabanillas en el sur de la cuenca Marañón para determinar las potencias gasífero y aumentar el gas. Así mismo evaluar las lutitas gasíferas para aumentar las reservas de gas en el Perú.

La presencia de las lutitas y el potencial de las lutitas gasíferas de la formación Cabanillas en la cuenca Marañón para aumentar reservas de gas en el país.

La primera fase engloba el marco teórico - conceptual; para lo cual se realizó una recolección y revisión bibliográfica (data digital de los registros de los pozos exploratorios, información sísmica, informes y análisis de datos mas no del estado del arte) en la parte sur de la cuenca Marañón que se explota hidrocarburos.

En la segunda fase de la investigación comprendió el análisis de los registros de pozos y la identificación de las lutitas de la formación Cabanillas como roca generadora en el subsuelo, así mismas sus propiedades petrofísicas. En base a la información obtenida de correlaciones estratigráficas, estructurales y un modelo de ambiente sedimentario de la formación fueron realizados.

En la tercera fase el análisis geofísico y análisis geoquímico fueron realizados. La interpretación de las líneas sísmicas sirvió para determinar su extensión y espesor, así como su evolución tectónica-estructural de la formación Cabanillas en el área de estudio. El análisis geoquímico se realizó en base a los datos de los estudios de laboratorio existentes, y se determinó el carbono orgánico total (TOC), madurez de la materia orgánica (Ro), historia termal y espesor de la roca generadora.

En la Cuarta fase se presenta los resultados de los mapas y el volumen de la formación objetivo para la estimación del cálculo de reservas. La formación Cabanillas se considera como una roca generadora de hidrocarburos en el área de estudio en la parte sur de la cuenca Marañón. Las lutitas de la formación Cabanillas es del tipo III las lutitas marina-pro-

petróleo y tiene un COT de 3.71% y con una reflectancia de vitrinita (R_o) 1.8-2.8, que es un potencial generador de hidrocarburos.

Abstract

Peru is economically dependent on hydrocarbons, which is why exploring gas shale in an unconventional system will be a new source of energy. The present study is based on the existence of gas shale in the Cabanillas formation in the south of the Marañón basin to determine the gas potential and increase the gas. Also evaluate gas shale to increase gas reserves in Peru.

The presence of shale and the potential of the gas shale of the Cabanillas formation in the Marañón basin to increase gas reserves in the country.

The first phase encompasses the theoretical - conceptual framework; for which a collection and bibliographic review was carried out (digital data from the records of the exploratory wells, seismic information, reports and data analysis but not of the state of the art) in the southern part of the Marañón basin where hydrocarbons are exploited.

In the second phase of the investigation, it included the analysis of well logs and the identification of the shales of the Cabanillas formation as a source rock in the subsoil, as well as their petrophysical properties. Based on the information obtained from stratigraphic, structural correlations and a sedimentary environment model of the formation were made.

In the third phase the geophysical analysis and geochemical analysis were performed. The interpretation of the seismic lines served to determine their extension and thickness, as well as their tectonic-structural evolution of the Cabanillas formation in the study area. Geochemical analysis was performed based on data from existing laboratory studies, and total organic carbon (TOC), organic matter maturity (Ro), thermal history, and source rock thickness were determined.

In the fourth phase, the results of the maps and the volume of the objective formation for the estimation of the calculation of reserves are presented. The Cabanillas formation is considered as a hydrocarbon source rock in the study area in the southern part of the Marañón basin. The shales of the Cabanillas formation are type III marine-pro-oil shales and have a TOC of 3.71% and a vitrinite (Ro) reflectance of 1.8-2.8, which is a potential hydrocarbon generator.

Tabla de Contenido

Resumen	V
Abstract	VII
Prólogo	XV
Introducción	XVII
CAPÍTULO I. PARTE INTRODUCTORIA DEL TRABAJO	1
1.1. Problemática	3
1.2. Formulación del Problema	5
1.2.1. Problema General.....	5
1.2.2. Problemas Específicos	5
1.3. Objetivos de la Investigación.....	6
1.3.1. Objetivo General.....	6
1.3.2. Objetivos Específicos.....	6
1.4. Justificación de la Investigación	6
1.5. Hipótesis de la Investigación.....	7
1.5.1. Hipótesis General	7
1.5.2. Hipótesis Específicas.....	7
1.6. Identificación de Variables	7
1.6.1. Variables Independientes	7
1.6.2. Variables Dependientes.....	7
1.7. Matriz de Consistencia.....	7
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL	9
2.1 Marco Teórico	9
2.2. Los tipos de Gas y aprovechamiento de este.....	9

2.3. Gas natural de yacimientos convencionales	9
2.4. Gas de yacimientos no convencionales	10
2.5. ¿Qué es shale gas?	10
2.5.1. Prospección de lutitas gasíferas	12
2.5.2. Perforación horizontal (horizontal drilling)	12
2.5.3. Fractura hidráulica	14
2.5.4. Líquido de fractura	14
2.6. Generalidades del Shale Gas	15
2.7. Shale gas y gas en capas de carbón (CBM)	18
2.7.1. Génesis del shale gas	20
2.7.2. Génesis de gas en capas de carbón	21
2.8. Herramientas relevantes a la hora de prospectar y aprovechar el shale gas	22
2.8.1. La geoquímica orgánica	23
2.8.2. El sistema deposicional y la evolución de la cuenca	26
2.9. Condiciones geológicas	27
2.10. Tecnología en los yacimientos de gas no convencional	27
2.10.1. Características y generalidades	27
2.10.2. La exploración	30
2.10.3. El desarrollo y la explotación del gas no convencional	37
2.11. Bases Teóricas Generales	40
2.12. Marco Conceptual	45
CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	48
3.1. Metodología del Trabajo de Investigación	48
3.2. Alcances	50
3.3. Caso de Estudio	50
3.3.1 Marco Geológico, estratigráfico	50

3.3.2 Columna estratigráfica	51
3.4. Análisis de los pozos del área de estudio	60
3.4.1 Análisis de los pozos que contiene gas en las Lutitas.....	60
3.5. Estudio Geoquímico	63
3.5.1. Interpretación de las discordancias en base a la reflectancia de la Vitrinita.....	71
3.5.2. Maduración y la Geohistoria de enterramiento	73
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DEL RESERVORIO SHALE GAS	78
4.1. Reservoirio de las Lutitas Gasíferas No convencional	78
4.2. Estimación del Gas Original En Sitio (GOES)	80
Conclusiones	83
Recomendaciones	85
Referencias Bibliográfica	86

Lista de Tablas

Pág.

Tabla 1 - Matriz de consistencia	8
Tabla 2 - Potencial de rocas madre en función del Carbono Orgánico Total (TOC)	24
Tabla 3 - Tipos de Kerógeno	25
Tabla 4 - Organic Carbon and Rock-Eval Pyrolysis Data. Pozo Tamanco	65
Tabla 5 - Correlación de los parámetros ópticos (SCI,TAI, Vro TTI Rock Eval Tmax (°C))	66
Tabla 6 - Resultados de la evaluación de la roca generadora de pozo Yarina	68
Tabla 7 - Organic Diagenesis Data	69
Tabla 8 - Madurez termal del pozo Yarina 2X	70
Tabla 9 - Datos Geoquímicos del Pozo Yarina .	73

Lista de Figuras

Figura 1 - Mapa de las 48 principales cuencas con lutitas de 32 países.	4
Figura 2 - Los yacimientos en rocas esquistosas convencionales y no convencionales.	11
Figura 3 - Fractura hidráulica en el tramo horizontal.	13
Figura 4 - La permeabilidad varía entre las reservas de gas convencionales y las no convencionales	17
Figura 5 - Diagrama que muestra diferentes opciones de los reservorios no convencionales que producen gas natural.....	17
Figura 6 - Afloramientos alternados y rítmicas de margas-calizas ricas en materia orgánica ubicadas al norte de Reinosá.	20
Figura 7 - Modelo deposicional de Black y Gray Shales.	21
Figura 8 - Tipo de materia orgánica y entorno del sedimento en función de las relaciones Pr/C17 y Ph/C18.	25
Figura 9 - Gas de baja permeabilidad, el gas en estratos de carbón (CBM) y el shale gas no convencional.	28
Figura 10 - Isotherma de Langmuir, es una curva utilizada en experimentos de laboratorio para evaluar la desorción del metano	29
Figura 11 - Resultados de un ensayo Rock-Eval	32
Figura 12 - La reflectancia vitrinita de la roca indica su maduración térmica	33
Figura 13 - Afloramientos de pizarra que muestran microfracturas ortogonales que conducen a la escisión.	35
Figura 14 - Afloramiento de carbón que muestra las microfracturas ortogonales que conducen a hendidura abrupta.	36
Figura 15 - Composición mineralógica reducida de un reservorio para el sistema mineral cuarzo-calcita-arcilla. La figura corresponde al Barnett Shale.	36
Figura 16 - La perforación horizontal reduce notablemente el impacto ambiental	38
Figura 17 - Un grupo de fracturas artificiales invariablemente subverticales dispuestas geoméricamente.	39
Figura 18 - Requisitos para la depositación de la roca generadora.	40
Figura 19 - Tipos Básicos de la Materia Orgánica.	41

Figura 20 - Ambientes Bentónicos.	41
Figura 21 - Diferentes tipos de porosidad de esquistos imágenes (STEM)	42
Figura 22 - Porosidad, presión y generación de petróleo y gas.	43
Figura 23 - La migración primaria ocurre a lo largo de las capas y fracturas.	44
Figura 24 - La migración primaria ocurre a lo largo del lecho y las fracturas.....	44
Figura 25 - Zonas de petróleo-generación y destrucción.	45
Figura 26 - Flujo de trabajo de evaluación del potencial de lutitas gasíferas para obtener recursos energéticos en la Cuenca Marañón	49
Figura 27 - Mapa de ubicación del área de investigación y los pozos estudiados en la parte Sur de la Cuenca Marañón.	51
Figura 28 - Columna Estratigráfica generalizada del área de estudio.	52
Figura 29 - Correlación Estratigráfica-Estructural entre los pozos exploratorios del área, desde Shanusi hasta Yarina, muestra la distribución de las formaciones del Paleozoico, Cretáceo y Terciario que atravesaron estos pozos.	56
Figura 30 - La sección geológica Oeste-Este sobre la línea sísmica ARC-3, se presenta la correlación Estratificada y Estructural de las Formaciones, Cabanillas, Copacabana, Ene y Mitú de la Era Paleozoica, hacia el Oeste se aprecia la Formación Pucara; la discordancia del Pre-Cretáceo y las formaciones del Cretáceo agrupadas en color verde y las del Terciario de color amarillo y los registros de los pozos de Tamanco y Tapiche proyectados.	57
Figura 31 - La horizontalidad realizada sobre el tope de la Fm. Cabanillas, muestra que al final de su sedimentación actuó la fase Tectónica Eoherciniana con esfuerzos de distensión generando fallas normales que dieron lugar a estructuras de graben y horst; así como ligeros plegamientos. En esta parte de la cuenca según estudios regionales de campo se desarrolló un tipo Rift que condicionó una fase erosiva razón por la cual el espesor de la formación Cabanillas no es homogéneo.	58
Figura 32 - La horizontalidad efectuada sobre el tope de la Formación Copacabana muestra que después de la tectónica Eohercínica continuó una sedimentación de carbonatos sobre el Tope erosionado e irregular de la Formación Cabanillas, de ahí el espesor es heterogéneo de la Fm. Copacabana. Al final de dicha sedimentación sucede la tectónica Tardihercínica que dio lugar a la regresión del mar de Copacabana para depositar la Formación Ene y el plegamiento de la Formación Copacabana.	58
Figura 33 - La horizontalidad en la Discordancia del Pre-Cretáceo en la sección sísmica-estratigráfica, muestra el plegamiento producto de la tectónica Tardihercínica que dio origen a depresiones que fueron rellenadas por sedimentos continentales que corresponden a la Formación Mitú y al Este a la Formación Ene. Además, al oeste se observa un acúñamiento preservado de la Formación Pucara.	59

Figura 34 - Registro eléctrico del pozo Palmera se muestra las secuencias Contaya, Cabanillas y Copacabana.	60
Figura 35 - Registro eléctrico pozo Tapiche se muestra las secuencias del Contaya, Cabanillas y cromatografía de gas y manchas de petróleo.	61
Figura 36 - Registro eléctrico del pozo Yarina y la data del análisis de las muestras de canaleta o cutting, se muestra fluorescencia y rastros de metano y el análisis de gas de roca generadora en las Formaciones Copacabana y Cabanillas.	62
Figura 37 - Determinación del tipo de kerógeno con los datos de pirólisis Rock-Eval. Tipos I y II generará aceite, tipo III de gas, y el tipo IV o poco no hay hidrocarburos.	64
Figura 38 - Registro eléctrico del pozo Palmera se muestra las secuencias Contaya, Cabanillas y Copacabana y sus valores de TOC, TAI y Ro%.	66
Figura 39 - Solución gráfica propuesta utilizando los valores de la reflectancia de la vitrinita para estimar la cantidad de levantamiento y erosión de la formación faltante.....	72
Figura 40 - Geohistoria enterramiento de la columna del pozo Tapiche.	74
Figura 41 - La geohistoria del enterramiento del pozo Palmera con el Índice de Tiempo y Temperatura nos muestra que la formación Cabanillas entro a la ventana de generación 35 millones de años del tiempo del Eoceno.	76
Figura 42 - La geohistoria del enterramiento del pozo Tapiche con el Índice de Tiempo y Temperatura, se muestra que la ventana de generación entro 40 millones de años del tiempo del Paleoceno.	76
Figura 43 - Geohistoria de enterramiento del pozo Tamanco con el porcentaje de la Reflectancia de Vitrinita (%Ro), La formación Cabanillas tiene un Ro calculado de 1.75.	77
Figura 44 - Mapa Isopaco de la Formación Cabanillas.	80
Figura 45 - Mapa Estructural en el tope de Formación Cabanillas.	80

Prólogo

El shale ha producido un cambio de paradigma en la producción mundial de hidrocarburos y en los mercados energéticos, ya que Estados Unidos, el mayor consumidor mundial de energía, dejará de ser importador de gas en pocos años gracias al aumento de su producción proveniente de los recursos del shale. Es necesario que el Perú vaya a la par de esta nueva fuente de energía razón por el cual es necesario estudios más detallados para conocer el potencial de los recursos no convencionales de hidrocarburos, desarrollarlos y de esta manera ampliar la matriz energética en orden de tener una alternativa de desarrollo energético más competitiva y barata para así mantener el crecimiento económico sostenido.

La industria de los hidrocarburos no convencionales está floreciendo en Estados Unidos, donde los productores han vuelto a concentrarse en sus recursos internos. “En el 2000, el gas de esquisto representaba apenas 1% de los suministros de gas natural de Estados Unidos. Hoy es casi 25% y podría elevarse a 50% en dos décadas”, es por ello diversas entidades, como la Agencia Internacional de la Energía (EIA), avizoran que producirá una revolución energética en todo el mundo. Este hecho ha motivado su exploración y explotación en América del Sur; donde los principales países que vienen desarrollando estudios de exploración son Argentina (Formación Vaca Muerta), Brasil y Bolivia principalmente, siendo el primero el que cuenta con mayores reservas de shale gas, pero en el Perú aún no se han estudios detallados para cuantificar las reservas de este recurso y desarrollar así fuentes de energías alternativas de extracción de petróleo y gas natural.; al mismo tiempo que encontrar una manera más competitiva de enfrentar y reducir los precios de petróleo y gas, a través del gas de esquisto o shale gas.

A nivel local este tema cobra relevancia por el contexto de crecimiento que experimenta el país, el cual demanda la generación de nuevas fuentes de energía que apunten al autoabastecimiento futuro de combustibles. La evidencia reciente de muestras de gas en

esquistos de Cuenca Marañón, aumentan las posibilidades de exploración en la cuenca subandina del Perú, cuyos resultados preliminares sugieren un potencial muy favorable, el cual es motivo de la presente investigación.

El propósito principal de este estudio es conocer en un mediano plazo el potencial de los recursos no convencionales (*shale gas/oíl*) que nuestro país dispone, principalmente de la cuenca Marañón, para de esta manera desarrollar estrategias para su adecuada exploración y explotación, aplicando la tecnología más limpia en cuidado del medio ambiente.

Introducción

El desarrollo acelerado del gas en el sistema no convencional proveniente de lutitas se está explotando comercialmente en Estados Unidos, Canadá y Argentina. El avance tecnológico está generando interés en el mercado internacional de hidrocarburos. Los avances tecnológicos como la perforación horizontal y la fractura hidráulica (*hydraulic fracturing*) en los últimos años han permitido la drástica reducción del precio del gas natural (GN) a nivel mundial.

Las lutitas gasíferas han sido poco estudiadas en el Perú. Su exploración y desarrollo de ser económico abriría otra fuente de energía en el cual, se eliminaría o reduciría las importaciones de petróleo. El auge de las lutitas gasíferas ha alterado completamente el futuro energético en muchos países del mundo, como el de Estados Unidos.

Considerando las condiciones actuales de extracción, las lutitas gasíferas (*shales gas*) es una alternativa para los productores a ser desarrollado en un mediano y largo plazo. Considerando el crecimiento exponencial que tuvo la extracción del *shale gas* durante la primera década del siglo XXI, los productores ya están incorporando las lutitas como alternativa real y viable.

CAPÍTULO I. PARTE INTRODUCTORIA DEL TRABAJO

En la década de los noventa, George Mitchell realizó uno de los descubrimientos más importantes que se han registrado en la industria energética en los últimos años. Dicha investigación estadounidense es conocida en el mundo como el padre del gas no convencional, una nueva fuente de energía que ha despertado el interés de las principales compañías petroleras y de los países con mayor dependencia energética (Cohen, 2016). El gas no convencional se posiciona como la mejor solución energética.

Actualmente existen cuatro tipos de gas no convencional, y el más conocido de todos es el *shale gas*, aquel que se encuentra situado entre las capas de la roca sedimentaria lutitas y esquisto. Además, están el *Tight gas* (gas de reservorios compactos), almacenado en areniscas de baja permeabilidad o arenas compactas y el metano atrapado en las capas de carbón CBM (Coal Bed Methane) (gas de carbón). La cuarta opción son los hidratos de metano, pero los expertos la descartan por sus altos costos.

Cuando Mitchell comenzó a explorar gas no convencional en Estados Unidos, los costos eran tan altos que no se esperaban los abrumadores resultados que se están obteniendo actualmente. Estados Unidos es el mayor productor de gas de todo el mundo, al superar el año de 2015 a Rusia, gracias a las fuertes inversiones realizadas en los últimos años para extraer gas no convencional. Estas inversiones se han producido en buena parte porque se ha conseguido reducir drásticamente los costos gracias a los importantes avances tecnológicos. Al final, los costos de producción sí son competitivos al mejorar las técnicas de perforación y de estimulación de los pozos (Cohen, 2016).

El *shale gas* que es extraída de una manera distinta a la que se realiza con el gas convencional, tiene un potencial muy importante. Expertos señalan que el potencial de crecimiento es enorme comparado con otros tipos de energía, ya que mientras se están reduciendo los costos del *shale gas*, en otros tipos de fuentes sucede lo contrario. La carrera por el futuro energético ya ha comenzado y el gas no convencional se ha colocado en los primeros puestos para afrontar el futuro.

El desarrollo acelerado del gas no convencional proveniente de lutitas ha permitido una revolución en el mercado internacional de hidrocarburos. Los avances tecnológicos de los últimos años han permitido que la producción del *shale gas* incremente rápidamente, causando una reducción del precio del gas natural a nivel mundial Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía (SNMPE, 2012). A medida que ha ido evolucionando la tecnología de la fractura hidráulica la producción de *shale gas* y petróleo en Estados Unidos ha aumentado considerablemente. Para tener una idea de este cambio de tendencia, su aplicación incrementó en 780 000 barriles/día la producción de crudo en 2012, dando como resultado el mayor crecimiento de su historia (Morjandin, 2013), (Morales, 2013), y las pruebas de perforación para el gas de esquistos están en marcha en Europa. El marco geológico es fundamentalmente diferente a la de Estados Unidos, la complejidad de ser la regla y no es la excepción, las oportunidades aparecen abundantes. En Polonia es sobre todo en rocas de edad del Silúrico, en Inglaterra, son de edad del Namurian y Wealden, en Francia en rocas del Jurásico, en Suecia del Cámbrico y en Alemania en rocas del Carbonífero, Jurásico y Wealden que están en el foco. Gash es la primera iniciativa importante de investigación en Europa (Horsfield, Schulz, & Kapp, 2012).

De acuerdo con la Agencia de Información de Energía (EIA, 2013), los recursos totales globales recuperables de gas natural convencional al 2008 ascienden a 470,6 trillones de metros cúbicos (TMC), de los cuales 66,1 TMC ya han sido producidos, y quedando reservas estimadas de 404,5 TMC. A la producción del 2008, estos recursos dan una relación reserva-producción de 136 años. El estimado que maneja la AIE, la cantidad global de gas no convencional recuperable incluye *Tight gas* (areniscas apretadas), CBM y *shale gas* alcanzaría los 380 TMC, lo que le añadiría otros 120 años a la relación reserva-producción global. Las estimaciones se producirían en el caso de que el comportamiento de las cuencas sea similar a las de Estados Unidos y de que se aplique la misma tecnología. Hay que resaltar que del total de recursos no convencionales el *shale gas* es el más abundante de todos con casi 50% del total, según reporta el EIA (2013). En Latinoamérica, México, Colombia y el Perú también son potenciales fuentes de *shale gas* (Honty, 2018). El gas natural competirá como fuente de energía barata con otros

combustibles derivados en diferentes segmentos. En muchos casos desplazara combustibles menos eficientes, más costosos y contaminantes.

El *shale gas* o gas de esquisto es un combustible fósil no convencional, lo que significa que los procedimientos adicionales son requeridos para extraer más allá de la perforación regular. Muchas de esas fuentes no convencionales de petróleo y el gas antes eran demasiado difíciles (o poco rentable) para extraer hasta los recientes avances en la perforación y tecnología. Una combinación de perforación direccional y el proceso de fracturación hidráulica han producido grandes cantidades de gas natural accesibles encerrados en los poros apretados de lutitas o esquisto formaciones a profundidades de 2 km o más. Los recientes éxitos en los Estados Unidos han impulsado prospección en toda Europa. En 2010, Cuadrilla Resources Holdings Limited comenzó a perforar cerca de *Blackpool* en la pizarra de *Bowland* (que se extiende desde Preston a los irlandeses Mar) (Honty, 2018).

Las estimaciones actuales de la Sociedad Geológica Británica sugieren que los recursos de gas de Reino Unido son equivalentes a aproximadamente 1,5 años de consumo de gas actual o 15 años de gas natural licuado (GNL) importado del Reino Unido. Cifras más recientes de la Administración de Información de Energía de Estados Unidos (EIA, 2013) estiman que el Reino Unido tiene técnicamente los recursos de las lutitas gasíferas recuperables equivalentes a 5,6 años de pena de consumo o 56 años el valor de las importaciones GNL. Las estimaciones del informe de EIA (2013) que el gas de esquisto agrega 40% a la del mundo técnicamente recuperables recursos de gas natural, sobre todo en China y la Estados Unidos.

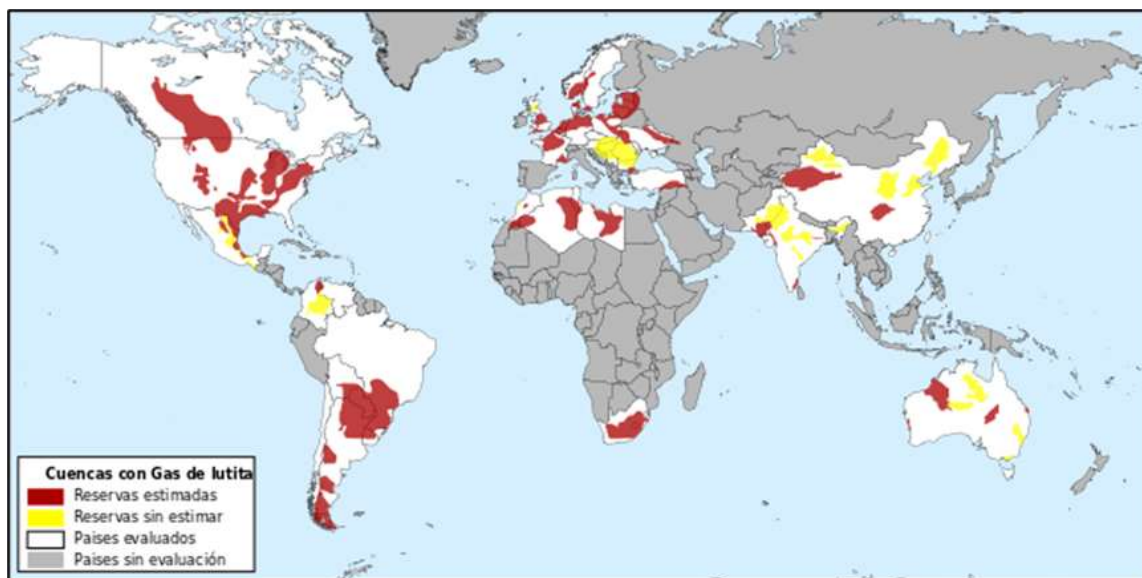
1.1. Problemática

El auge de las lutitas gasíferas ha alterado completamente el futuro energético en muchos países del mundo. En el Perú se han realizado trabajos de búsqueda del *shale gas*, como la empresa Maple Gas Corporation del Perú, que en el año 2009 reportó un descubrimiento no comercial de gas el cual se le denominó gas no convencional. Esto debido a que han sido identificadas en las formaciones de lutitas distintas de las arenas provenientes del pozo Santa Rosa 1X en la cuenca del Ucayali. En caso de que la

exploración y explotación resulte ser económica abriría otra fuente de hidrocarburos para el país.

La consultora externa Advanced Resources International Ltd. desarrolló un reporte para la U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013), orientada al estudio de las potenciales reservas de las lutitas gasíferas en el mundo, y si éstas son técnica y comercialmente recuperables. De acuerdo con el estudio, se evaluaron los países con mayor proyección a desarrollar el potencial las lutitas gasíferas, y a aquellas cuencas que tenían suficiente información geológica (48 cuencas de lutitas gasíferas en 38 países). La Figura 1 describe un mapa indicando las principales cuencas y países con reservas de lutitas.

Figura 1 - Mapa de las 48 principales cuencas con lutitas de 32 países.



Fuente: EIA (2013).

Las regiones con color rojo de la Figura 1 representan zonas donde existen recursos de *shale gas* técnicamente recuperables. En amarillo, cuencas revisadas, pero sin estimación de recursos debido a la falta de datos. En color blanco, los países que participaron del reporte. En color gris, países que no fueron considerados en el estudio.

Durante la crisis económica a nivel mundial del año 2008, el mercado de gas natural líquido (GNL) no fue crítica y se mantuvo estable y con crecimiento sostenido. Esto hizo que, durante los siguientes años (2017-2040) se presente un perfecto panorama para el

urge del mercado de GNL, ya que los países están recuperando sus tasas de crecimiento y por ende sus necesidades de consumo de GNL han aumentado. Además, el desarrollo de proyectos de terminales de GNL alrededor del mundo ha permitido la integración global de los mercados del gas natural y haciendo disponible una variada oferta de gas llegue al mercado (Pospíšil, y otros, 2019). También, el atractivo precio en comparación a los precios del petróleo en los últimos tiempos y la necesidad de reducir las emisiones de gases invernadero (GEI) de las matrices energéticas, el gas natural y su derivado GNL surge como una alternativa de acuerdo con los estudios realizados por la EIA.

El Perú a pesar de tener 18 cuencas sedimentarias, estas han sido pobremente exploradas y siempre se ha explorado de la manera convencional. Mas aún, considerando que recién en el año 2004 se puso en operación comercial el Proyecto Camisea, el país no ha reportado a la Agencia Internacional de Energía (como se observa en la Figura 1 que está sin información), para la evaluación del potencial de *shale gas* que pueda contar el país. Asimismo, dado el constante crecimiento de la demanda interna de gas natural, el país debe garantizar el suministro de este importante energético. Es por ello que se debe investigar el potencial del *shale gas* en el país.

1.2. Formulación del Problema

1.2.1. Problema General

¿Existe lutitas gasíferas en la formación Cabanillas en el sur de la cuenca Marañón para determinar el potencial gasífero y aumentar el gas?

1.2.2. Problemas Específicos

¿En qué medida la roca o formación dependen del contenido, tipo y distribución de su materia orgánica, con el ambiente sedimentario depositado y su evolución diagenética?

¿Qué nivel de Carbono Orgánico Total limita el potencial generador de una roca de lutitas gasíferas?

¿En qué medida los yacimientos no convencionales, el shale gas o lutitas gasíferas actúa como roca generadora o madre y como roca reservorio o almacén?

1.3. Objetivos de la Investigación

1.3.1. Objetivo General

Evaluar las lutitas gasíferas de la Formación Cabanillas en la cuenca Marañón aumentara las reservas de gas en el Perú.

1.3.2. Objetivos Específicos

Interpretar la existencia de lutitas en la formación Cabanillas en base al análisis de los registros litológicos, paleontológico, eléctricos y geoquímico de los pozos exploratorios. Desarrollar una interpretación Sismo-Estratigráfica de las lutitas permitirá conocer su extensión, espesor y su diagénesis de la formación.

Analizar la data geoquímica para determinar el contenido del Carbono Orgánico Total (TOC) y su madurez térmica de las lutitas de la formación Cabanillas.

1.4. Justificación de la Investigación

El gas natural es por excelencia considerado un combustible más limpio en términos de emisiones de CO₂ para producir una unidad de energía. Las matrices energéticas mundiales están prefiriendo el gas natural. Es por ello que el gas natural se ha convertido en una parte importante para la solución del problema del cambio climático, permitiendo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto debido a que se puede emitir hasta 25-30% menos de CO₂ que el petróleo y por lo menos hasta 40-50% menos que el carbón.

La investigación se realizará utilizando información sísmica y los registros de pozo exploratorios que servirá para interpretar las secuencias sismo-estratigráficas y permitirá identificar las formaciones geológicas del subsuelo, consideradas como rocas sedimentarias del tipo *shale* o lutitas. El presente estudio de investigación permitirá acceder, entender, conocer y comparar la identificación de las lutitas gasíferas con otras cuencas donde actualmente se están explotando como son los países de Estados Unidos, Canadá, Argentina.

La importación de petróleo del país disminuiría si más reservas de gas se encuentran en formaciones con características litológicas de lutitas o esquistos en el área que se investigará. Además, la política energética estará influenciada por factores internos

como la continuación del crecimiento de la economía como por factores externos ligados al impacto del cambio climático y las medidas que se adopten para contrarrestarlo.

1.5. Hipótesis de la Investigación

1.5.1. Hipótesis General

Existe la presencia de las lutitas y el potencial de las lutitas gasíferas de la formación Cabanillas en la cuenca Marañón para aumentar reservas de gas en el país.

1.5.2. Hipótesis Específicas

Al tener las Lutitas la suficiente cantidad del Carbono Orgánico Total COT (TOC en inglés) permitirán generar hidrocarburos en la formación.

La interpretación sísmica de las lutitas determinara le evolución tectónica-estructural del área.

La edad de formación geológica, como resultado del análisis de data geoquímica, permitirá determinar la Madurez de la materia orgánica (Ro) para la generación de hidrocarburos.

1.6. Identificación de Variables

1.6.1. Variables Independientes

- El espesor y límites de la formación conteniendo las lutitas gasíferas.
- Contenido de carbono orgánico total (TOC).
- La interpretación sísmica.
- Edad de formación geológica.

1.6.2. Variables Dependientes

- Presencia de las lutitas en la formación como reservorio.
- Madurez de materia Orgánica en las lutitas.
- Evolución Tectónica-estructural.
- Madurez de la materia orgánica.

1.7. Matriz de Consistencia

La Tabla 1 muestra la matriz de consistencia de la presente investigación.

Tabla 1 - Matriz de consistencia:

EVALUACIÓN DE LAS LUTITAS GASIFERAS DE LA FORMACION CABANILLAS (SHALE GAS) EN EL SUR DE LA CUENCA MARAÑÓN

ASPECTOS GENERALES			ASPECTOS GENERALES		
Problema	Objetivo	Hipótesis	VARIABLES		
Problema Principal	Objetivo General	Hipótesis Principal	VARIABLES-1	DIMENCION	METODOLOGIA
¿Existe lutitas gasíferas en la formación Cabanillas en el sur de la cuenca Marañón para determinar el potencial gasífero y aumentar el gas?	Evaluar las lutitas gasíferas de la Formación Cabanillas en la cuenca Marañón aumentara las reservas de gas en el Perú.	Existe la presencia de las lutitas y el potencial de las lutitas gasíferas de la formación Cabanillas en la cuenca Marañón para aumentar reservas de gas en el país.	Dependiente	Presencia de las lutitas en la formación como reservorio. Madurez de materia Orgánica en las lutitas. Evolución Tectónica-estructural.	ENFOQUE DE LA INVESTIGACION Cuantitativa TIPO DE INVESTIGACION Aplicada
Problema Secundarios	Objetivo Específicos	Hipótesis Secundarios			
¿La formación dependen del contenido, tipo y distribución de la materia orgánica y su evolución diagenética?	Interpretar la existencia de lutitas en la Formación Cabanillas en base al análisis de los registros litológicos, eléctricos y geoquímico de los pozos exploratorios	Al tener las Lutitas la suficiente cantidad del carbono orgánico total COT (TOC en inglés) permitirán obtener hidrocarburos de la formación	VARIABLES-2	El espesor y límites de la formación conteniendo las lutitas gasíferas.	NIVEL DE INVESTIGACION Correlacional DISEÑO DE LA INVESTIGACION Experimental
¿Qué nivel de Carbono Orgánico Total limita el potencial generador de las lutitas gasíferas?	La interpretación Sismo-Estratigráfica de las lutitas permitirá conocer su extensión, espesor y su diagénesis	La interpretación sísmica de las lutitas determinara le evolución tectónica-estructural del área.	Independiente	Contenido de carbono orgánico total (TOC). La interpretación sísmica. Edad de formación geológica.	METODO DE INVESTIGACION Hipotético deductivo Probabilístico
¿En qué medida los yacimientos no convencionales, el shale gas o lutitas gasíferas actúa como roca generadora o madre y como roca reservorio o almacén?	Analizar la data Geoquímica para determinar el contenido del Carbono Orgánico Total (COT) y su madurez térmica de las lutitas de la formación Cabanillas	La edad de formación geológica permitirá determinar la Madurez de la materia orgánica (Ro) para la generación de hidrocarburos.			

Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

2.1 Marco Teórico

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos (etano, metano, propano), de hidrocarburos líquidos y de ciertas cantidades de dióxido de carbono, nitrógeno, hidrógeno, ácido sulfhídrico y de gases nobles (argón, helio). El contenido de componentes es variable y depende del lugar de extracción, pero siempre el componente principal que constituye más del 90% de gas natural es el metano (CH_4). El gas es producto de la descomposición anaerobia de sustancias orgánicas en yacimientos libres, que llenan los espacios de la corteza terrestre. Los yacimientos de gas natural aparecen independientemente o acompañan los yacimientos de petróleo o de carbón.

2.2. Los tipos de Gas y aprovechamiento de este

El gas natural se clasifica en dos categorías: i) obtenido de yacimientos convencionales y ii) no convencionales. La diferencia resulta, sobre todo, de distinta estructura geológica de los yacimientos y de manera de la extracción de estos. Se estima que en el año 2030 el gas natural va a sustituir al carbón en la posición de segunda fuente de energía en el mundo más frecuentemente usado.

2.3. Gas natural de yacimientos convencionales

El gas natural de yacimientos convencionales proviene sobre todo de rocas de alta permeabilidad. Se extrae usando tecnologías de perforaciones verticales. La mayor parte de gas producido actualmente en el mundo proviene de los recursos convencionales y su extracción es bastante fácil y relativamente barata. El gas de yacimientos no convencionales se halla en rocas de permeabilidad bastante baja, por eso no puede extraerse de la misma manera que el gas de yacimientos convencionales.

En la extracción mundial de gas natural, los líderes son Rusia, Estados Unidos y Canadá. En Europa, el mayor productor de gas natural es Noruega. En Polonia el gas

natural se extrae sobre todo en la región de Podkarpacie y Gran Polonia. Si se mantiene la actual demanda de gas, los yacimientos mundiales de gas natural podrán abastecerla durante los próximos 60 años. En la opinión de la Agencia Internacional de la Energía, el uso de gas de yacimientos no convencionales prolongaría este periodo hasta unos 250 años (EIA, 2013).

2.4. Gas de yacimientos no convencionales

El término “gas de yacimientos no convencionales” abarca con su significado Lutitas gasíferas o gas de esquisto (*shale gas*), gas cerrado y metano de yacimientos de carbón e hidratos de metano. Lo característico para los yacimientos no convencionales de gas es que están localizados distintamente de los yacimientos convencionales- aparecen en extensas cuencas geológicas, ocupan cientos, o hasta miles de kilómetros cuadrados. Según el EIA (2013), en el mundo se encuentran unos 920 billones de metros cúbicos de yacimientos no convencionales de gas. Los recursos no convencionales de gas natural superan considerablemente a los convencionales y constituir una seria reserva energética en el mundo.

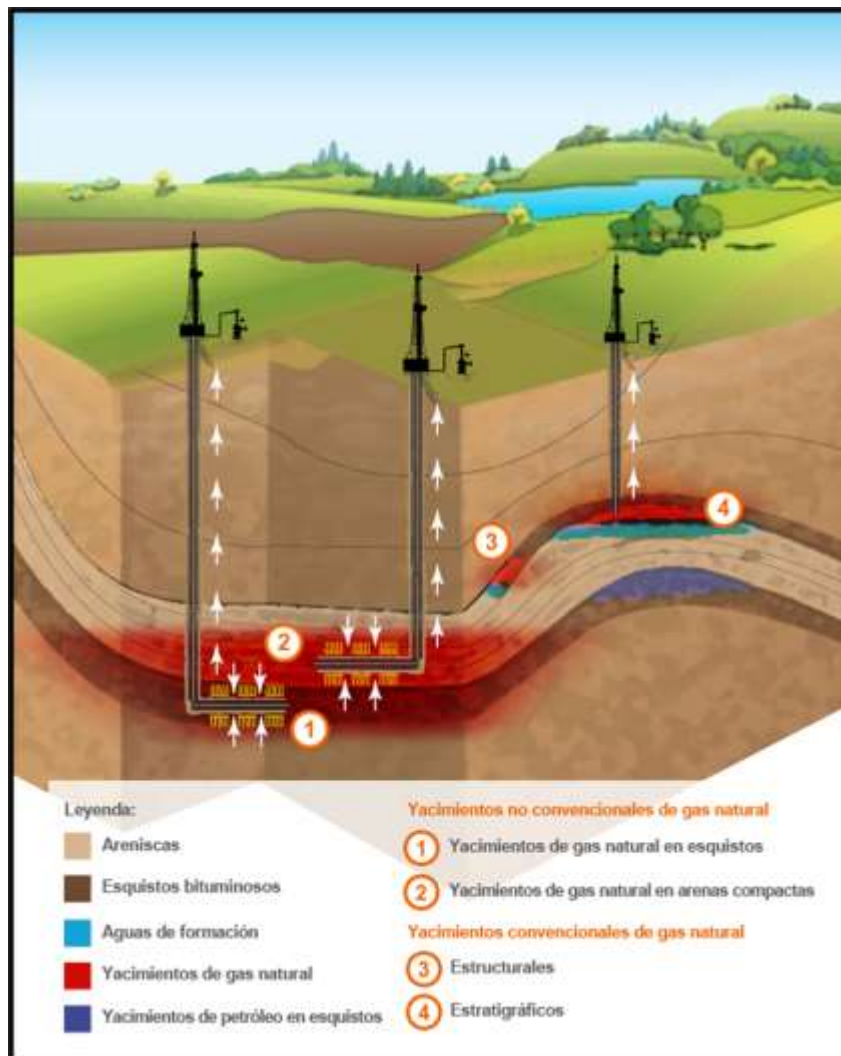
El *shale gas* se produce en rocas de esquisto o lutitas que contienen muchas sustancias orgánicas. Su composición se parece a la composición de gas natural proveniente de yacimientos convencionales. Contiene metano (75-95%) y nitrógeno, y a veces también pocas cantidades de etano, propano, de gases nobles, oxígeno y óxido de carbono. Gas de esquisto no contiene el nocivo sulfuro de hidrógeno.

2.5. ¿Qué es shale gas?

El gas natural es la fuente de energía más limpia entre todos los combustibles fósiles. Se caracteriza por una baja emisión de gases de efecto invernadero e inexistencia de desechos peligrosos. El avance de las tecnologías de extracción y reducción de los costos de esta, han facilitado la posibilidad de conseguir nuevos, hasta entonces omitidos recursos de gas natural: gas de baja permeabilidad (*tight gas*), gas de esquisto o gas Pizarra (*shale gas*) y gas metano de carbón (*coal bed methane*).

El *shale gas* es uno de tres tipos de yacimientos no convencionales, obtenidos de lutitas o pizarra situada profundamente bajo la superficie de la tierra. Estas rocas se caracterizan por su baja permeabilidad, por eso el *shale gas* requiere métodos de extracción técnicamente más avanzados. Una de las técnicas de extracción de *shale gas*, simplificando, consiste en aprovechamiento de perforaciones horizontales en la roca de esquisto y en llenar la fractura obtenida con mezcla de agua, arena de cuarzo y accesorios químicos que causa fracturas en las rocas que permiten salida del gas (ver **Figura 2**).

Figura 2 - Los yacimientos en rocas esquistosas convencionales y no convencionales.



Fuente: Orkestra (2012).

2.5.1. Prospección de lutitas gasíferas

La estrategia de prospección de las lutitas gasíferas o *shale gas* tiene su especificidad y requiere la integración de diversos campos de conocimiento y práctica de la industria petrolera. Una de las primeras fases del proceso de prospección de gas abarca los trabajos sísmicos que consisten en la propagación al interior de la tierra de las ondas sísmicas generadas artificialmente mediante la utilización de un conjunto de máquinas que se denominan vibradores. Esto permite conocer la estructura geológica de la zona de estudio. Las ondas sísmicas se reflejan desde los límites de los estratos. Los estudios geofísicos en un lugar determinado se realizan en virtud de una concesión de prospección y exploración de hidrocarburos y no siempre implican la consecuente extracción de *shale gas* (Orkestra, 2012).

La prospección se inicia con la perforación de un pozo de sondeo con el fin de obtener material geológico necesario para realizar estudios y análisis, y pruebas que confirmen la posibilidad de conseguir un flujo industrial de gas. La siguiente fase del proceso es escoger los niveles más interesantes desde el punto de vista de la prospección, de la manera que se obtenga respuesta a la pregunta si existe o no la posibilidad y la rentabilidad justificable en términos económicos de la utilización del yacimiento descubierto de gas de esquisto. En la Figura 2 se observa que los yacimientos no convencionales se encuentran a una profundidad mucho mayor que los yacimientos convencionales de gas natural.

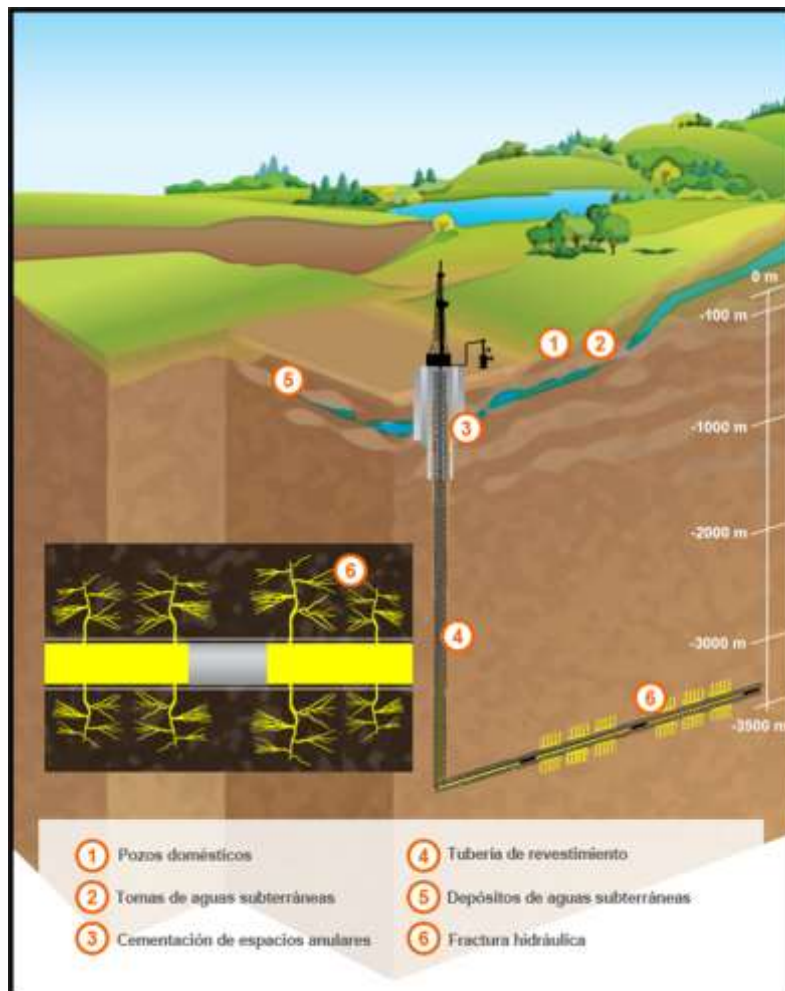
2.5.2. Perforación horizontal (horizontal drilling)

La perforación horizontal (*horizontal drilling*) comenzó a ser utilizada a gran escala en los años noventa del siglo pasado. La técnica de perforación horizontal consiste en la realización inicial de un pozo vertical y, una vez alcanzada la profundidad adecuada, el pozo se encorva y gradualmente se convierte en horizontal a una distancia de 1 a 4 km desde el tramo vertical. El equipo de perforación se compone entonces de los elementos especializados necesarios para perforar el pozo horizontal y a la vez llevar a cabo las mediciones de la posición actual del trépano. Una vez perforado el tramo horizontal, en el

pozo se introduce una columna de tubería de explotación donde se inyecta pasta de cemento para rellenar el espacio entre la tubería y la roca para dejarla impermeable. Los yacimientos no convencionales o rocas esquistosas se encuentran a una profundidad mucho mayor que los yacimientos convencionales de gas natural (ver Figura 2).

Sin embargo, no basta con realizar pozos horizontales para explotar de manera eficiente los yacimientos de *shale gas*. Para que el gas emerja a la superficie, se tiene que aumentar la permeabilidad de la roca esquistosa mediante la técnica de fractura hidráulica (ver Figura 3).

Figura 3 - Fractura hidráulica en el tramo horizontal.



Fuente: Orkestra (2012).

2.5.3. Fractura hidráulica

Es una técnica para aumentar la eficiencia del pozo de explotación mediante la inyección a alta presión de agua con arena y aditivos químicos en los estratos de rocas esquistosas que yacen profundamente en el subsuelo (ver Figura 3). El líquido bombeado, introduciéndose a presión en las fracturas, las rompe. Para garantizar la seguridad, se mantiene el seguimiento continuo de todo el proceso. El agua utilizada en el proceso de fractura se compra a la empresa municipal de suministro de agua en virtud de un contrato o, en caso de una toma de aguas superficiales propia, una autorización con arreglo a la normativa de aguas.

La operación de fractura hidráulica produce fracturas finas que quedan abiertas debido a los granos de arena que se encuentran en el líquido de fractura. Dichas fracturas permiten la liberación controlada del gas encerrado en la roca y su salida hacia la superficie de la Tierra. La cantidad del agua utilizada en el proceso de fractura hidráulica no afecta el equilibrio medio ambiental. El Instituto Geológico Estatal polaco (Orkestra, 2012) estima que el consumo anual de agua en 200 operaciones de fractura a lo largo de 4 años equivale a un 1,3 por ciento de la cantidad de agua utilizada por otro tipo de plantas industriales y constituye un 0,6 por ciento del consumo total registrado de aguas subterráneas. El proceso de la perforación y la fractura, se repiten varias veces en el tramo horizontal del pozo. Una vez finalizados, se procede a la extracción del gas que sale a la superficie.

2.5.4. Líquido de fractura

El líquido de fractura típico se compone en un 99,5 por ciento de agua y arena, y en un 0,5 por ciento de aditivos químicos cuya función es optimizar el proceso de fractura hidráulica mediante reducción de la fricción, mantenimiento de un pH neutral, prevención de la corrosión y detención de la propagación de bacterias. La composición química de los aditivos al líquido de fractura varía en función de la tecnología aplicada y de las propiedades de la roca. Muchos de ellos se utilizan en la fabricación de cosméticos, productos de limpieza, aditivos alimentarios y artículos usados ampliamente en los hogares.

2.6. Generalidades del Shale Gas

A través de millones de años, se han ido acumulando cantidades masivas de gas natural, en las diferentes estructuras geológicas tradicionales de hidrocarburos, durante las eras del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico de la historia geológica de nuestro planeta. Existen cuatro formas diferentes de reservorios, que actualmente se denominan reservorios no convencionales: Los cuatro tipos de reservorios son: i) *shale gas*, ii) *coal bed methane*, iii) *tight gas* y iv) *gas hydrates*.

- i. **Shale gas**, es un gas que puede encontrarse en lutitas, calizas u otras que se originaron en ambientes tranquilos con material orgánica y de baja energía, estos se encuentran dentro de las diaclasas, fracturas y en forma adsorbida en las micropartículas carbonosas.
- ii. **Coal Bed Methane (CBM)**, gas que se encuentra en las capas de carbón, se produce cuando el gas se mantiene en carbones de diversas gamas, tanto en su forma libre como adsorbida en las micropartículas carbonosas.
- iii. **Tight gas** o *Tight gas sands* o gas de baja permeabilidad, cuando el gas se encuentra en rocas sedimentarias, clásticas o carbonatadas de muy baja permeabilidad, se denomina *tight gas*, *tight sands* o gas de baja permeabilidad.
- iv. **Gas de hidratos**, este se origina de manera biogénica, debido a la conformación cristalina junto a partículas de agua, en condiciones de alta presión y en condiciones de alta presión y a temperatura baja.

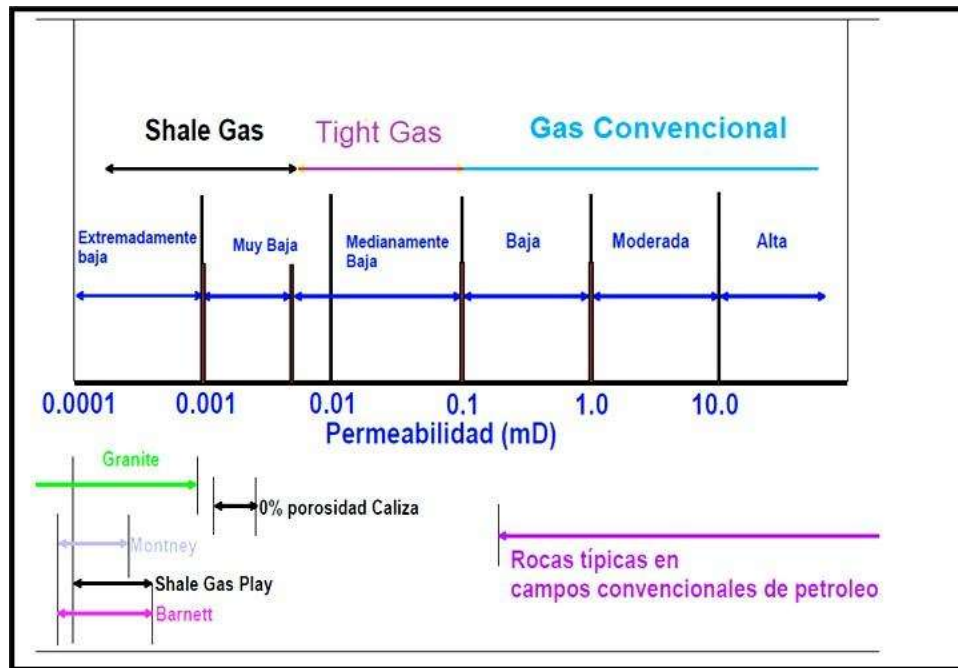
Desde 1994, el concepto del sistema petrolífero (Peters, Cassa, Magoon, & Dow, 1994) fue bien establecida, con el conocimiento de que una roca reservorio y una roca sello son necesarias para la existencia de un depósito de hidrocarburos (petróleo o gas). Junto con la migración y la acumulación de hidrocarburos en las mencionadas trampas, también es necesario que exista un tectónica que cree trampas estratigráficas o estructurales. En otras palabras, la idea implica todos los componentes y procedimientos necesarios, en la secuencia adecuada, para la producción, acumulación y conservación de los hidrocarburos. Esto quiere decir que, conceptualmente comprende elementos y procesos

necesarios, y en el orden adecuado, para que los hidrocarburos se generen, se acumulen y queden preservados. Algunos de las condiciones de los hidrocarburos no convencionales son:

- La formación productivamente prometedora es la roca madre y que al mismo tiempo es la roca reservorio, aunque tenga una permeabilidad muy baja (micro o nanodarcies), según algunos paradigmas de los reservorios no convencionales.
- Si se puede crear una red de fracturas artificiales en una roca madre, que también sirve de reservorio o roca de almacenamiento, será capaz de generar gas o petróleo en cantidades comerciales.
- Además de un gas libre, comprimido en grietas y poros, existe otro gas adsorbido con una capacidad de almacenamiento equivalente al gas libre en rocas con abundancia de materia orgánica (como los carbones y las pizarras).
- Las trampas estratigráficas o estructurales tradicionales no son necesarias para la producción económica de hidrocarburos.
- Grandes extensiones de superficie pueden ser ocupadas por un depósito potencial de hidrocarburos, creando un gran reservorio.

Al proceder de rocas madre cercanas, el gas se encuentra en estado libre en las grietas y poros de estratos con una permeabilidad muy pobre. El gas está siempre presente en el gas de esquisto y en el CBM tanto en estado libre como adsorbido en la materia orgánica que es la roca madre y la roca reservorio al mismo tiempo. El grado de conexión de los poros y las fracturas en cada roca sedimentaria viene determinado por su permeabilidad. Cualquier fluido tendrá problemas para pasar a través de poros y fracturas mal conectados, de ahí que la producción comercial requiera el uso de medios artificiales para inducir la permeabilidad en la roca (ver **Figura 4**).

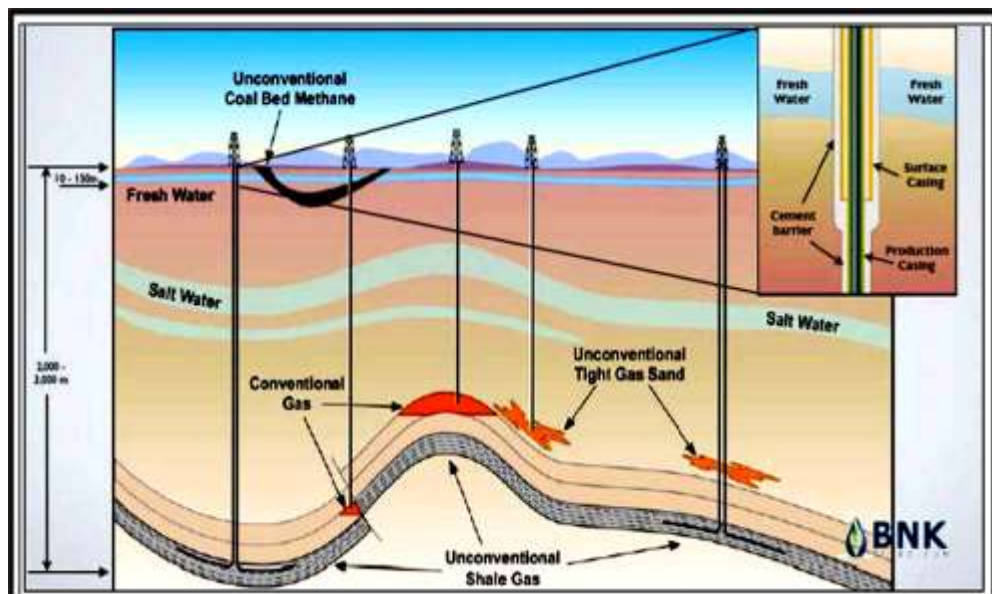
Figura 4 - La permeabilidad varía entre las reservas de gas convencionales y las no convencionales.



Fuente: Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (2013).

En la Figura 5 muestra de forma esquemática que compara a los reservorios convencionales y no convencionales que satisfacen las reglas básicas necesarias para la acumulación de gas o petróleo (sistemas petrolíferos).

Figura 5 - Diagrama que muestra diferentes opciones de los reservorios no convencionales que producen gas natural.



Fuente: BNK Petroleum (2011).

2.7. Shale gas y gas en capas de carbón (CBM)

Originalmente, el término metano en capas de carbón (CBM) se utilizaba para referirse al gas de los estratos de carbón, que se explotaban para extraer el metano de las capas de carbón y reducir así su peligrosidad. En aquella época, la extracción comercial del metano de los reservorios de carbón era un subproducto que proporcionaba escasos beneficios. El objetivo es hacer que las operaciones mineras sean más seguras y eficaces. En los últimos años ha quedado claro que el propio metano en capas de carbón se convertirá en un recurso comercial y se están desarrollando proyectos para extraerlo en Estados Unidos, con el único fin de extraer metano tanto en zonas mineras (CBM, *coal bed methane*), como en zonas no mineras que se desarrollarán región.

En procesos anteriores, se abordan zonas cada vez más profundas y se identifican áreas donde la capa de carbón es menos pronunciada. Por lo tanto, la explotación del gas presente en formaciones carbonosas más o menos ricas en materia orgánica es comercial, por lo que la presencia de rocas con un potente espesor con materia orgánica madura y constituidas por rocas de grano fino, que se originó en ambientes tranquilos, (*shale gas*) también produce gas en cantidades económicas. Las técnicas habituales para su extracción son la perforación direccional y la fracturación hidráulica.

El desarrollo comercial de estos yacimientos no convencionales es relativamente nuevo, este recurso se ha encontrado en muchas cuencas de todo el mundo, pero en Estados Unidos se ha explotado a gran escala debido a una combinación de factores, entre los que se destacan los siguientes:

- La existencia de un vasto mercado de gas natural que, en ese momento, para seguir creciendo no tiene más remedio que recurrir a las empresas que importan grandes cantidades de GNL para encontrar energía en previsión de precios más altos. Reduce significativamente las inversiones y los costes técnicos de explotación y mantenimiento.
- Una legislación favorable alinea a los intereses de los posibles propietarios de tierras con los de las empresas que buscan energía.

- Reduce significativamente los costes de inversión y técnicos para la explotación y el mantenimiento de las explotaciones.
- Una administración pública que es consciente del impacto de los costes energéticos en la economía de un país y ofrece algunos incentivos fiscales a las empresas potenciales, al tiempo que cuenta con una importante transparencia en cuestiones medioambientales y tecnológicas, y los ejecutivos (incluida la población y la población), concederán confianza a las empresas de exploración.
- Están familiarizados con la extracción de hidrocarburos a través de pozos y sistemas de tuberías de transporte desde hace más de un siglo y saben situar las novedades en su contexto.

El gas de rocas de grano fino y el gas en capas de carbón (CBM) tienen mucho en común. Las propiedades de las rocas dependen del contenido, el tipo y la distribución de su materia orgánica, así como del entorno deposicional en el que se depositaron y de su evolución diagenética. Mientras que el carbón suele definirse simplemente como una roca con más del 50% de materia carbonosa, cuando tiene menos del 50% de materia orgánica madura se define como pizarra. Lo que tienen en común estas dos rocas es que tienen una permeabilidad muy baja (>1 mD) porque sufren un proceso diagenético que madura la materia orgánica y produce hidrocarburos, y ambas liberan gases de forma natural, pero no en flujo comercial es libre.

Desde la perspectiva de los yacimientos no convencionales, ambos tipos de rocas (pizarra y estratos de carbón) actúan como roca madre, reservorio y sello para el gas generado. Tradicionalmente, han sido y siguen siendo de interés como rocas fuente o productoras, pero no como rocas reservorios en estas el gas libre se encuentra en los poros y fracturas de la roca almacén. en la se muestra un afloramiento de lutitas con intercalación de calizas. en la Figura 6 se muestra en un afloramiento de rocas lutitas con intercalación de calizas.

Figura 6 - Afloramientos alternados y rítmicos de margas-calizas ricas en materia orgánica ubicadas al norte de Reinosa.



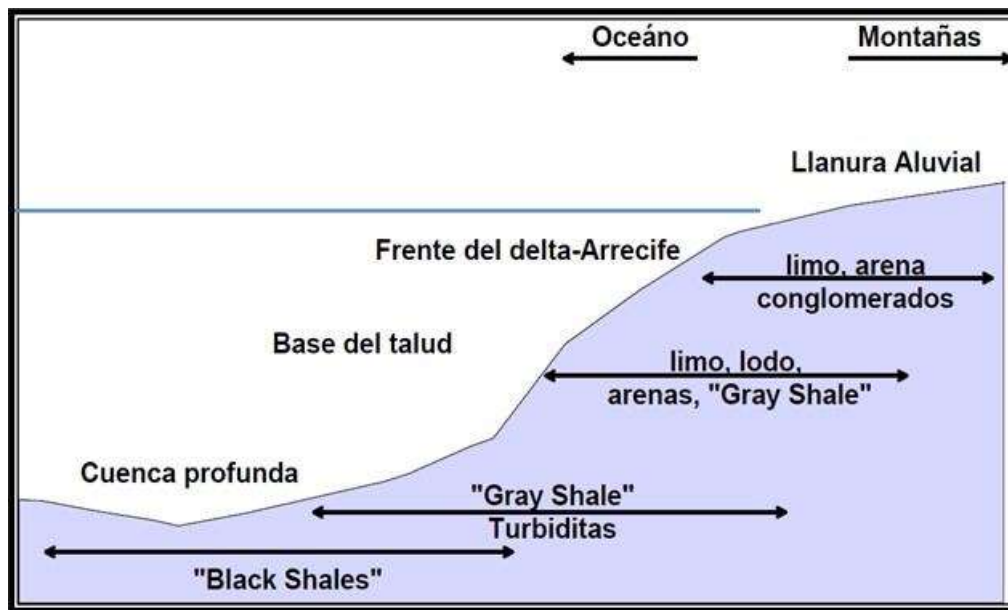
Fuente: Cienfuegos y Pendas (2010).

El gas en rocas de grano fino se almacena en los espacios porosos de carbón de dos formas: i) Como gas libre en los poros y en las fracturas de la roca y ii) Se adsorbe como gas en las partículas finas carbonosas que constituyen la materia orgánica. El origen de cada hidrocarburo fósil es la descomposición de la materia orgánica (algas, restos vegetales o plancton) según un proceso diagenético, llamado carbonización o maduración térmica, que produce carbón, petróleo y gas natural en función de determinadas condiciones de presión y temperatura. Sin embargo, sus orígenes son diferentes, como se describe a continuación.

2.7.1. Génesis del shale gas

El *shale gas*, se distribuye en muchos estratos del Paleozoico y del Mesozoico, desde el Cámbrico hasta el Cretácico. Estas formaciones suelen producir gas de esquisto y pizarra negra, que suelen depositarse en aguas profundas y anóxicas o en cuencas de antepaís con una circulación de agua muy limitada. La sedimentación de estos depósitos se produce a profundidades no inferiores a 200 m, pero hay excepciones, como la Formación Haynesville (EE. UU.), que se deposita entre 30 y 70 metros.

Figura 7 - Modelo deposicional de Black y Gray Shales.



Fuente: Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (2013).

2.7.2. Génesis de gas en capas de carbón

En resumen, la evolución de la materia orgánica sigue la siguiente secuencia:

- a. Transformación de la materia vegetal en turba en la llamada carbonización bioquímica por la actividad microbiana en medios anaeróbicos. Las bacterias reductoras consumen el oxígeno contenido en la materia vegetal y la enriquecen con hidrógeno. En esta fase se suele producir gas metano biogénico.
- b. A medida que los sedimentos se van acumulando, encierran aún más la zona. Como consecuencia del gradiente geotérmico, la temperatura aumenta, compactando aún más el material carbonoso y expulsando el agua que lo acompaña.
- c. La acción del aumento de la temperatura da lugar a la transformación del hidrógeno original en gas metano, parte del cual puede migrar desde las capas de carbón, primero hacia el lignito y después, si el proceso diagenético continúa, hacia la hulla y la antracita.

El metano es uno de los productos de carbonización que se producen como resultado de estos procesos. Hay dos procesos que intervienen en la producción de metano durante la carbonización: i) Si la temperatura es menor a 50°C, el metano biogénico es consecuencia

de las descomposiciones microbianas de restos vegetales. ii) Siempre que la temperatura supere los 50 °C el metano es termogénico, existe una relación entre el tiempo y la temperatura que determina la madurez, además de la cantidad de gas que se produce a lo largo del proceso, por lo que la temperatura y el rango de su maduración crecen con el aumento de la profundidad.

El producto final presenta una asombrosa heterogeneidad ya que la materia vegetal inicial tiene muchas cualidades distintas y los procedimientos de modificación son muy variados. Para categorizarlo se presenta la idea de rango del carbón vegetal, que se define por factores cuantificables y objetivos como la capacidad calorífica, el contenido de humedad, los volátiles en porcentaje, la reflectancia vitrinita y el carbono fijo. Una vez identificadas las distintas formas de carbón, tiene sentido hablar de los carbones más o menos desarrollados, así como de la madurez del carbón según las distintas clasificaciones. Así se tendrá, El orden tradicional es turba-lignito-carbón sub/bituminoso-carbón bituminoso-antracita a medida que aumenta el rango.

El metano es el principal gas producido por los estratos de carbón, aunque también hay dióxido de carbono, nitrógeno y otros componentes de gas húmedo (etano, propano, etc.). La composición de los gases generados se rige por el rango del carbón, la composición mineral, especialmente la presencia de materia orgánica rica en hidrógeno, y la hidrodinámica de la cuenca. En general, los gases biogénicos se encuentran en los carbones de bajo rango (valores de reflectancia de la vitrinita inferiores al 0,5%), mientras que los gases termogénicos son más comunes en los carbones de rango superior, aunque los gases biogénicos pueden encontrarse en carbones de cualquier rango. en los poros y fracturas de la roca.

2.8. Herramientas relevantes a la hora de prospectar y aprovechar el shale gas

Su identificación es un esfuerzo de colaboración entre la ingeniería del subsuelo y las diversas áreas de la geología en general, incluyendo la estratigrafía, la tectónica, la sedimentología, la hidrodinámica, la geotermia, la petrología, la geoquímica y la ingeniería

de yacimientos (Figura 10). Entre los instrumentos necesarios para la prospección y evaluación del recurso destaca:

- La geoquímica de la materia orgánica.
- Para describir el sistema deposicional y el desarrollo de la cuenca, se utilizan la estratigrafía y la sedimentología.
- Las características estructurales y el marco tectónico.
- La capacidad de almacenamiento de gas en sus dos formas, libre y adsorbida, y la permeabilidad, que suele estar vinculada a una trayectoria de fractura preferida adsorbido.
- La geometría de la formación potencial, tal y como revelan en la sísmica de reflexión y los sondeos.
- La hidrogeología en su doble papel:
 - i. De herramienta para asegurar la calidad de las aguas subterráneas utilizadas en el abastecimiento a la comunidad.
 - ii. Herramienta para comprender la interrelación entre la capa de carbón como roca almacén de gas y como acuífero.

2.8.1. La geoquímica orgánica

En análisis de los componentes del sistema petrolífero, como la roca madre, la migración, la roca reservorio, el sello y la trampa, es importante durante la exploración y el posterior desarrollo del yacimiento. Conocer la geoquímica de la roca madre es crucial para la exploración del gas de esquisto y del CBM, ya que el gas está atrapado en la propia roca madre, que sirve de reservorio, sello y trampa, al tiempo que actúa como trampa y no ha habido ningún mecanismo migratorio para el gas.

En las rocas se observan las siguientes formas del TOC:

- a. Los hidrocarburos producidos contienen carbono orgánico (CHC).
- b. Carbono convertible (CC), que es el carbono orgánico que puede transformarse en hidrocarburos.

- c. Residuo carbonoso que carece de suficiente hidrógeno para crear hidrocarburos.

Se denomina carbono muerto, carbono inerte o carbono residual.

Los aspectos más importantes de la geoquímica orgánica son:

El TOC medido en porcentaje sobre la roca total. Un alto TOC no es suficiente para juzgar el potencial de producción de una roca en particular, otras variables son: el contenido de hidrógeno, el tipo de kerógeno, y grado de maduración como se resume en la Tabla 2.

Tabla 2 - Potencial de rocas madre en función del Carbono Orgánico Total (TOC)

Potencial de hidrocarburos TOC (wt%)	TOC (wt%) (lutitas o pizarras)	TOC (% en) (carbonato)
Pobre	0,0-0,5	0,0-0,2
Moderado	0,5-1,0	0,2-0,5
Bueno	1,0-2,0	0,5-1,0
Muy bueno	2,0-5,0	1,0-2,0
Excelente	>5,0	>2,0

Fuente: Grieser y Bray (2007).

La prueba de Rock-Eval de la roca madre, es para determinar la fuente y la calidad del TOC. El Instituto Francés del Petróleo (IFP) desarrolló esta prueba denominada Rock Eval test y se ha convertido casi en un estándar de la industria para el análisis de los gases emitidos por las muestras durante el pirólisis y la posterior oxidación.

El tipo de kerógeno que indica la composición de los hidrocarburos generados por una roca madre viene determinada por el tipo de kerógeno presente en la roca sedimentaria como se muestra en la Tabla 3. Inicialmente, los kerógenos se clasificaban mediante un análisis complejo basado en las relaciones atómicas entre el hidrógeno y el carbono (H/C)

y entre el oxígeno y el carbono (O/C) para una roca madre específica. Hoy en día, los datos de las pruebas de Rock Eval se utilizan para calcular las relaciones atómicas mencionadas para dar una buena aproximación.

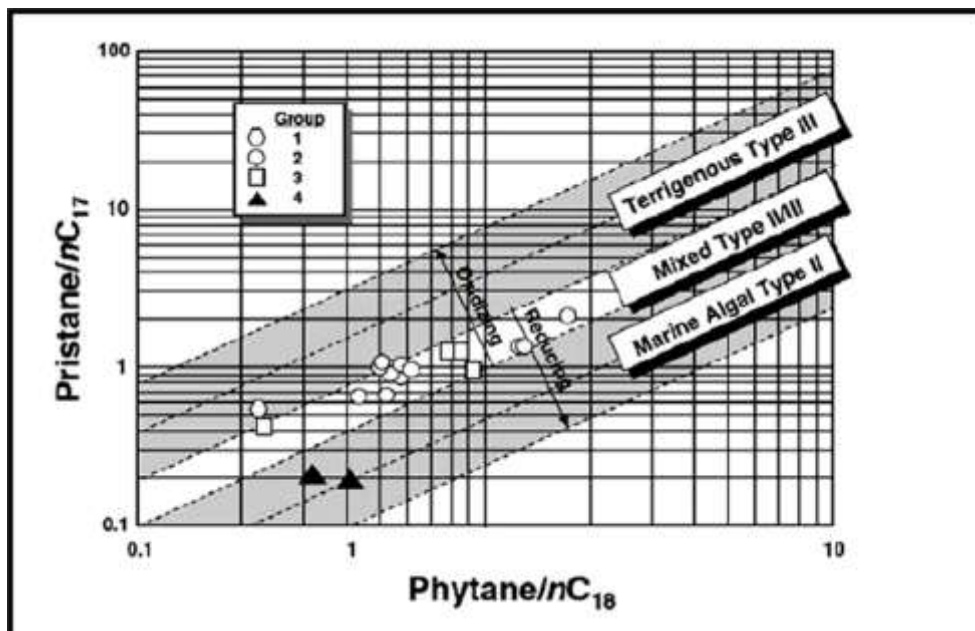
Tabla 3 - Tipos de Kerógeno

Kerogen Type	Depositional Environment	Organic Precursors	Hydrogen Product
I	Lacustrine	Algae	Liquids
II	Marine, Reducing Condition	Marine Algae, Polen, Spores, Leaf Waxes, Fossil Resins	Liquids
III	Marine, Oxidizing Conditions	Terrestrial-Derived Woody Materials	Gas
IV	Marine, Oxidizing Conditions	Reworked Organic Debris, Highly Oxidized Material	None

Fuente: Grieser y Bray (2007).

El tipo de kerógeno y el ambiente deposicional del estrato también están determinados por la maduración térmica de la roca madre a través de la reflexión de la vitrinita (Ro), según el diagrama de la Figura 8. La maduración térmica de una roca generadora, por la reflectancia de la vitrinita, esta puede predecir no sólo cuándo la roca madre está en la ventana de gas, sino también el tipo de gas.

Figura 8 - Tipo de materia orgánica y entorno del sedimento en función de las relaciones Pr/C17 y Ph/C18.



Fuente: Peters, Walters y Moldowan (2005).

2.8.2. El sistema deposicional y la evolución de la cuenca

Sistema sedimentario y desarrollo de la cuenca El sistema sedimentario ejerce un fuerte control sobre la productividad de los yacimientos de gas de esquisto y de metano en capas de carbón. Determina el tamaño, la extensión, la resistencia, la orientación y la secuencia estratigráfica del yacimiento. La acumulación y preservación de la materia orgánica, como el carbón, requiere un ajuste fino del coeficiente de subsidencia para mantener los niveles óptimos de agua subterránea, pero excluyendo los aportes perturbadores de los sedimentos clásticos. Su conocimiento está relacionado con la comprensión e inferencia de la geometría y distribución de las regiones latentes

Asimismo, el conocimiento del entorno deposicional es relevante para el *shale gas* y el *black shale* en las etapas esperadas, aunque normalmente se depositan en cuencas de antepaís en aguas profundas y anóxicas, con ciclos de agua muy limitados y entornos relativamente tranquilos. La evolución de los taludes carbonatados y la turbidez, así como los cambios en los procesos físicos, geoquímicos y biológicos, pueden dar lugar a estructuras estratigráficas complejas y a sedimentos heterogéneos, aspectos que impulsan la exploración

La historia tectónica también tiene un impacto significativo en la madurez de la roca debido al aumento de la presión y/o la temperatura por los cambios en la profundidad del enterramiento. El carbón no sólo actúa como un canal para la migración de gas (lecho de soporte), sino que también actúa como un acuífero, a veces más permeable que la arenisca asociada. Sin embargo, otras organizaciones como la *Society for Petroleum and Coal Science and Technology*, han propuesto una nueva definición desarrollada por la industria petrolera alemana que incluye los yacimientos con una permeabilidad media efectiva al gas inferior a 0,6 mD.

En general, estas matrices de arenisca tienen una permeabilidad extremadamente baja, en torno a 0,6 mD, debido a la amplia cementación de las arcillas naturales, del orden de micro Darcys. Otro tipo de reservorios de *tight gas* es el reservorio de gas formado por la corriente de turbidez en la zona del talud, en el que una secuencia continua de corriente

de turbidez dominada por la arcilla forma un yacimiento que no puede ser explotado de forma convencional, y el gas migra brevemente a la capa de microestratos arenosos, lo que permite un procesamiento muy similar al del *shale gas* porque la roca madre y la roca reservorios están muy cerca.

2.9. Condiciones geológicas

Casi todo lo relacionado con las herramientas de evaluación anteriores, por ejemplo: geoquímica, estratigrafía, análisis de yacimientos, sísmica de reflexión, perforación, es adecuado para la exploración de gas de baja permeabilidad o *tight gas*. La producción comercial de gas natural en este tipo de instalaciones también implica la estimulación artificial de su permeabilidad

Debido a su contenido de gas y a la facilidad de estimulación, hay algunas zonas preferidas que conducen a zonas más productivas. Syurdam (1997) los yacimientos de roca son aquellos que tienen valores de porosidad y permeabilidad muy superiores a los valores típicos de las rocas de baja permeabilidad en un determinado intervalo de profundidad. Por lo tanto, la disponibilidad de fracturas espontáneas y la capacidad de unir estas redes de fracturas naturales mediante la estimulación de fracturas hidráulicas son cruciales para la producción comercial.

Algunos exploradores consideran que estos reservorios están situados en entornos geológicos profundos o centrados en la cuenca. Otros, sin embargo, sostienen que muchos tipos de reservorios compactos, de distintas edades y tipos, se encuentran en zonas donde la deformación estructural produce un sistema de fracturas importante, como los bordes de las cuencas, las colinas o las llanuras.

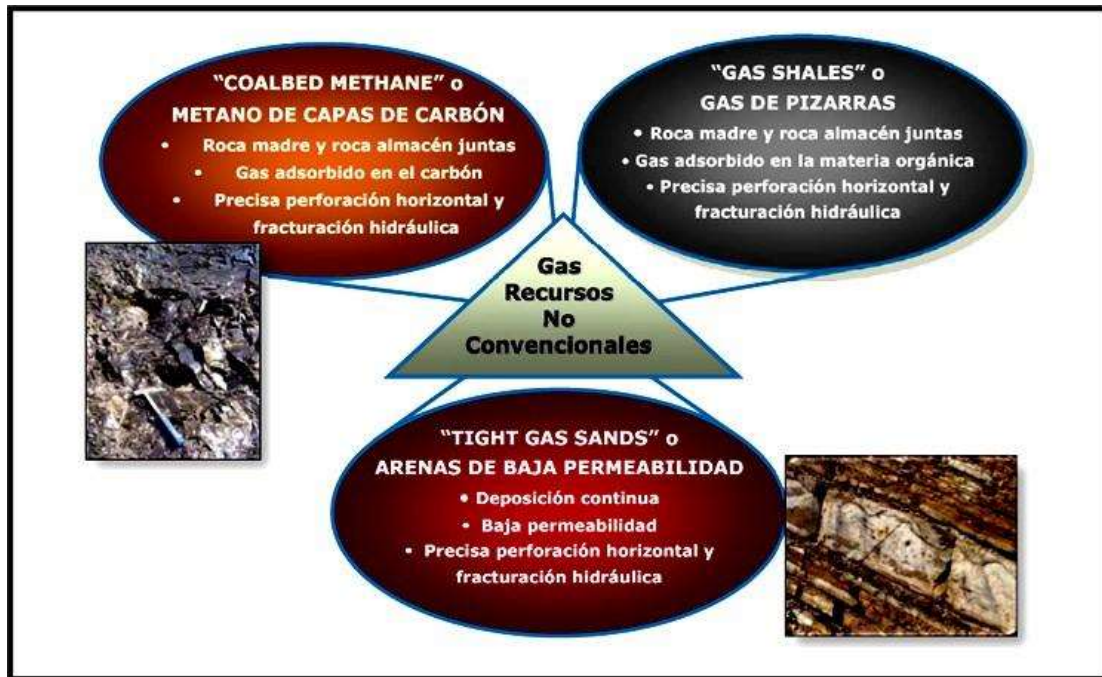
2.10. Tecnología en los yacimientos de gas no convencional

2.10.1. Características y generalidades

Pueden triplicar la cantidad de gas convencional ya existente, pero tienen poca permeabilidad, se concentran en pozos productores y requieren estimulación para mejorar artificialmente su permeabilidad. Como ya se estableció, hay cuatro formas diferentes de

gas: i) *shale gas*, ii) *tight gas* de baja permeabilidad, iii) gas de metano de las capas de carbón o *Coal Bed Methane* (CBM), y iv) el gas de hidratos, como se esquematiza en la Figura 9.

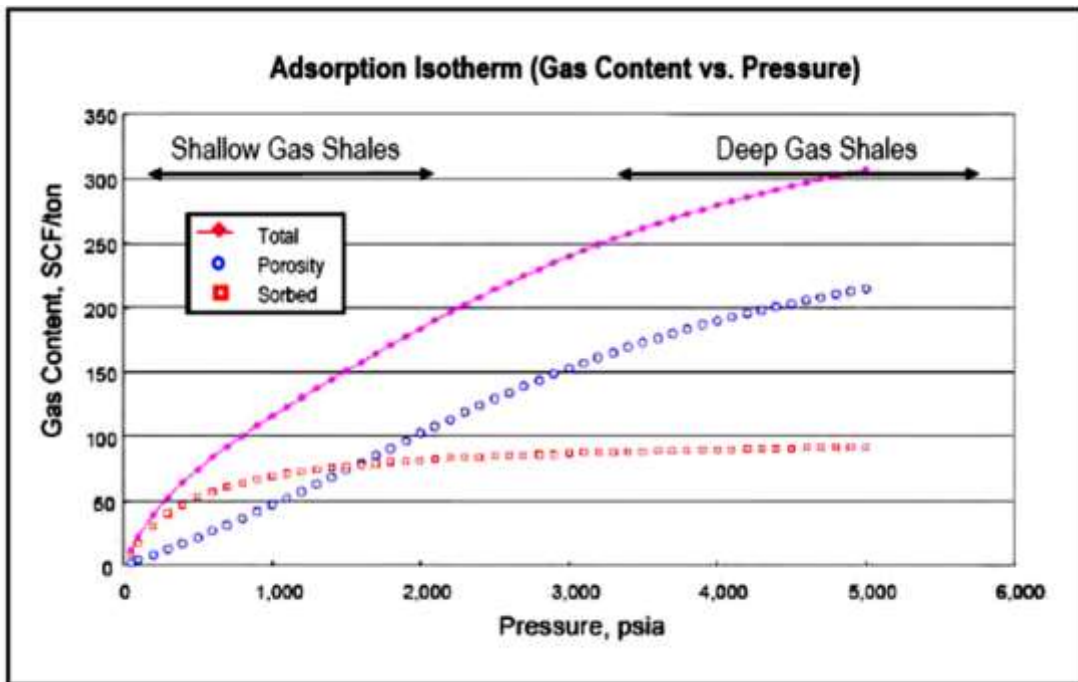
Figura 9 - Gas de baja permeabilidad, el gas en estratos de carbón (CBM) y el shale gas no convencional.



Fuente: Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (2013).

La última frontera de los hidrocarburos es el gas no convencional. El gas en la roca que sirvió de fuente para los hidrocarburos. El gas de esquisto y la exploración de gas metano CBM son "todo en uno" y comparten muchas características. La roca madre, el reservorio, el sello y la trampa están presentes simultáneamente en la formación potencial. Se facilita la exploración y se reduce el riesgo geológico. Se han explorado arenas con permeabilidad limitada, aunque la distancia de migración del gas es relativamente corta, es diferente. El metano puede encontrarse en dos formas en los depósitos de CBM y de *shale gas* no convencional (ver Figura 10):

Figura 10 - Isotherma de Langmuir, es una curva utilizada en experimentos de laboratorio para evaluar la desorción del metano



Fuente: Peters, Walters y Moldowan (2005).

- i. El metano puede unirse a la superficie de partículas microscópicas de carbón mediante el proceso de adsorción a una densidad comparable a la del metano líquido. En otros casos, la capacidad de almacenamiento es incluso más eficaz que en los yacimientos tradicionales debido a este proceso y a la importante superficie agregada de las partículas de carbón. A diferencia de los yacimientos típicos, en los que el gas se comprime y se almacena en las grietas o en el hueco entre los granos de arena, el método de almacenamiento es totalmente diferente.

- ii. El sistema de microfracturas, también conocido como *cleatsystem*, está libre en el espacio de los poros de la roca, dentro de los microporos de la matriz y en el sistema de microfracturas. El sistema de grietas es ortogonal y suele estar compuesto por dos conjuntos de fracturas, uno perpendicular al otro.

Para la extracción y el desarrollo de las reservas no convencionales hay que seguir los siguientes pasos:

- Para facilitar la conectividad del sistema de poros y microfracturas con el pozo de extracción, crear una red de fracturas artificiales, y

- Para que el metano adsorbido (almacenado a una densidad cercana al estado líquido en capas moleculares en la superficie de las partículas de carbón) se desplace al espacio de los poros y para que descienda la presión en el reservorio a fin de establecer un gradiente de presión que favorezca la desorción, para llegar finalmente al pozo productor.

2.10.2. La exploración

La exploración de gas no convencional comienza con la elección de la zona potencial. comenzando con un rango bastante amplio ha reducido. Para la cuenca (*leads*) de la región (*play*), luego hasta la zona potencial (prospect), en el análisis de la roca madre, la migración, la roca reservorio, el sello y los componentes de la trampa del sistema petrolífero son cruciales, al igual que durante la exploración tradicional. En la exploración tradicional, la atención se centra a menudo en la roca reservorio y la trampa, que afectan al lugar donde se debe perforar el pozo exploratorio y a la cantidad de dinero que habrá que invertir.

Cuando el gas está contenido en la propia roca madre, que sirve de almacén, sello y trampa para el gas y dado que no existe ningún mecanismo de migración para el gas, la roca madre es importante en el desarrollo del CBM y del *shale gas* ya que no ha habido ningún movimiento del gas. Los yacimientos de gas en arenas de baja permeabilidad han visto una migración muy rápida, y coinciden esencialmente con la afirmación hecha en el párrafo anterior. La exploración se centra en:

- La identificación de las rocas madre potencialmente prometedoras es el principal objetivo de la exploración.
- Determinar el tamaño y la profundidad de la roca madre.
- Determinar el nivel de desarrollo de la roca madre.
- Identificar el tipo de gas y su contenido (seco o húmedo).

Al igual que en la investigación tradicional de hidrocarburos, se emplean métodos de exploración tradicionales, como la geología de superficie y la sísmica de reflexión, para identificar la roca madre potencialmente prometedora, así como su forma. Hay cuatro

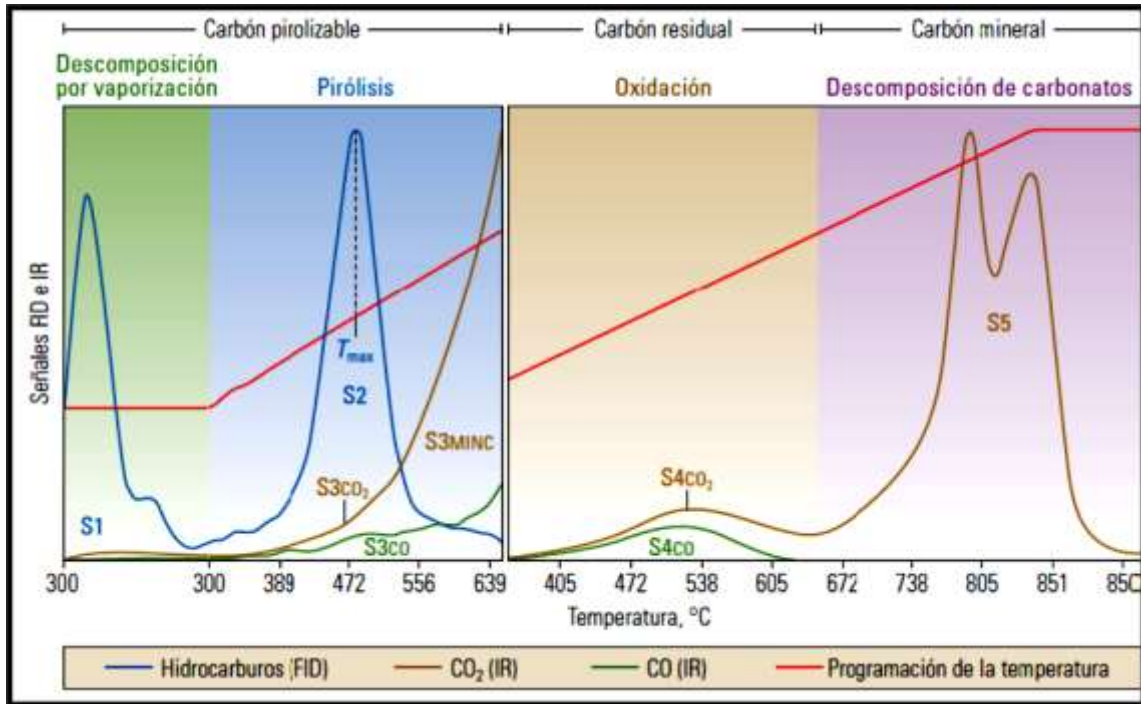
factores que hay que tener en cuenta al evaluar la prospectividad de una roca madre: i) la cantidad de TOC, ii) ensayo Rock-Eval, iii) tipo de kerógeno y iv) la maduración térmica.

- i. El total de las tres formas de carbono que componen el COT, la fuente del carbono orgánico que se encuentra en las rocas madre es el siguiente:
 - a. Todo lo relacionado con el petróleo y el gas que la roca ha producido pero que aún no se ha liberado de la roca madre.
 - b. El relacionado con el querógeno, que producirá más gas y petróleo si se permite que el proceso de maduración continúe.
 - c. El carbono restante, también conocido como pirobitumen, que corresponde al querógeno agotado.

La cantidad de materia orgánica, no la calidad, se indica mediante el COT. La Tabla 2 enumera los componentes del COT que, en teoría, hacen que una roca sea potencial generador.

- ii. La calidad del COT se evalúa mediante la prueba Rock-Eval, se desarrolla en dos fases.
 - a. La muestra de roca se calienta inicialmente a 300 °C en un ambiente inerte, y luego la temperatura se eleva 25 °C cada minuto, hasta alcanzar un máximo de 850 °C. Se calcula la cantidad de hidrocarburos gaseosos liberados, que se concentran en tres picos conocidos como S1, S2 y S3, como se ilustra en la Figura 11. La prueba se ejecuta automáticamente y proporciona el contenido de cada uno de los componentes S1, S2 y S3 en microgramos por gramo de material.

Figura 11 - Resultados de un ensayo Rock-Eval.

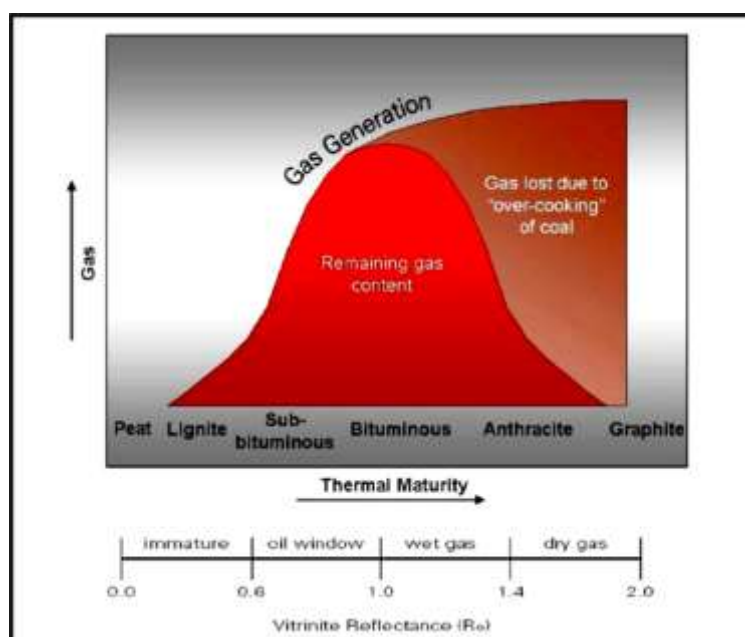


Fuente: Behar, Beaumont y Penteadó (2001).

- Los hidrocarburos libres que están presentes en la muestra y que han sido producidos, pero no liberados de la roca madre están representados por el grupo S1.
 - El S2 indica el potencial generador de la muestra en cuestión, en caso de que el proceso de maduración térmica se haya prolongado, y corresponde a los hidrocarburos producidos por el craqueo del kerógeno y otros hidrocarburos pesados que se encuentran en la muestra.
 - El tercero, designado como S3, es el CO₂ que se produjo como resultado del craqueo térmico del querógeno sobrante de la muestra.
- b.** La segunda fase de la prueba se lleva a cabo en una atmósfera oxidante utilizando el material sobrante de la primera fase, pero en un horno separado, lo que resulta en la aparición de dos picos de gas adicionales, S4 y S5.
- El pico S4 es consecuencia de la combustión del carbono orgánico restante en la muestra, que produce CO₂ y CO.

- El CO₂ producido por la descomposición de los carbonatos se muestra en el pico S5.
- iii. El tipo de querógeno encontrado en la roca sedimentaria determina la composición de los hidrocarburos producidos por una roca madre. Inicialmente, el kerógeno se clasificaba mediante ensayos costosos y que requerían mucho tiempo, basados en las relaciones atómicas entre el hidrógeno y el carbono (H/C) y entre el oxígeno y el carbono (O/C) encontradas en una roca madre específica. En la actualidad, se utilizan el índice de hidrógeno ("HI") y el índice de oxígeno ("OI"), que se corresponden con el S1 y el S2 de la prueba Rock-Eval, respectivamente, y permiten una aproximación a las relaciones atómicas mencionadas. Los tres tipos fundamentales de querógeno son el tipo I (alto HI, bajo OI), el tipo III (bajo HI y alto OI) y el tipo II, que se sitúa entre los dos primeros. En los yacimientos no convencionales, es frecuente la presencia del kerógeno tipo II o III.
- iv. La maduración térmica (ver Figura 12) de una roca madre, denotada por la reflectancia de la vitrinita, R_o , que pronostica tanto el tipo de gas como cuándo una roca madre está en la ventana de gas. En general, el petróleo y el gas húmedo se habrán producido para valores de R_o entre 0,8 y 1,4, mientras que el gas seco se habrá producido para $R_o > 1,4$.

Figura 12 - La reflectancia vitrinita de la roca indica su maduración térmica



Fuente: Behar, Beaumont y Penteadó (2001).

El TOC de la roca no es constante porque, a medida que una misma roca madre experimenta una mayor maduración térmica, su TOC disminuye como resultado de la migración de los hidrocarburos que se producen a través de la roca. Sin embargo, la misma roca madre también ha demostrado ser una gran fuente de hidrocarburos convencionales, debido a que se almacena gas que se encuentra sin migrar.

Un pozo perforado durante la exploración convencional puede ser suficiente para descartar un potencial. Un pozo en un yacimiento no convencional es insuficiente para etiquetar una región como no prospectiva. A diferencia de los yacimientos de gas convencionales, en los que el radio puede superar fácilmente los mil metros, el radio de drenaje de un pozo vertical en un yacimiento de gas no convencional está muy limitado, y apenas supera los doscientos o trescientos metros incluso después de la estimulación hidráulica.

Los núcleos se transportan en contenedores sellados al laboratorio, donde se evalúa la capacidad de almacenamiento de gas, tanto del que ha sido adsorbido como del que está presente en las microfracturas y los poros (Figura 13). Las unidades utilizadas suelen ser pies cúbicos en condiciones estándar de gas (scf) o metros cúbicos en condiciones normales (Nm³) por tonelada de roca esperada, que se relaciona con algún parámetro de registro, normalmente el índice de rayos gamma. La mayoría de los programas de interpretación de registros de pozos abiertos proporcionan correlaciones entre las lecturas de COT y de rayos gamma, así como estimaciones de la densidad del grano, lo que permite calcular la porosidad.

Figura 13 - Afloramientos de pizarra que muestran microfracturas ortogonales que conducen a la escisión.



Fuente: Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (2013).

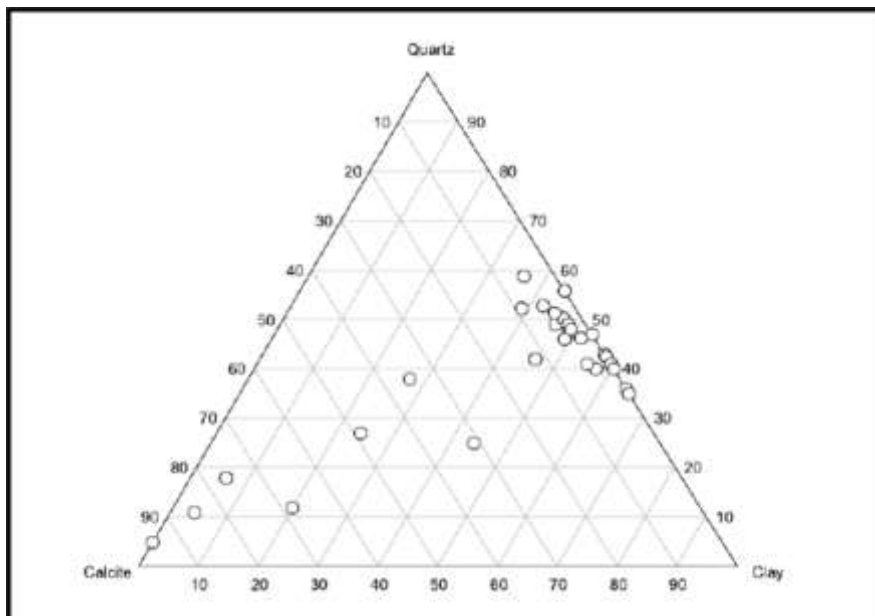
Se suele realizar sobre los testigos ensayos detallados, Esto permite predecir la fragilidad de la formación, es decir, la facilidad con la que se fracturará (Figura 14). Sin embargo, para evaluar con precisión los reservorios, a menudo se requiere un modelo petrofísico sólido que permita calibrar los registros de pozo abierto, mediante mediciones reales realizadas en núcleos en el laboratorio, incluidos los cambios en el TOC y la mineralogía, como se puede observar en la Figura 15 (Fuente: Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (2013)).

Figura 14 - Afloramiento de carbón que muestra las microfrazuras ortogonales que conducen a hendidura abrupta.



Fuente: Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (2013).

Figura 15 - Composición mineralógica reducida de un reservorio para el sistema mineral cuarzo-calcita-arcilla. La figura corresponde al Barnett Shale.



Fuente: Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (2013).

Debido a la baja permeabilidad de la matriz de los yacimientos no convencionales, las microfrazuras naturales facilitan el flujo de gas, pero son insuficientes para la producción comercial. Por lo tanto, la identificación de los sistemas de fracturas naturales

es un elemento clave. Aspectos como la orientación de las fracturas, su distribución, su tamaño, su resistencia y la fiabilidad de la formación prevista son fundamentales capitales.

Si la formación merece la pena, se realizarán una o varias pruebas a largo plazo en uno de los pozos y tras la estimulación por fracturación hidráulica. Para ello es necesario drenar el agua previamente inyectada durante el proceso de fracturación para reducir la presión del pozo y permitir la desorción del gas. El flujo de aire inicial es elevado. En primer lugar, el gas se genera preferentemente en los espacios porosos y en las microgrietas. Posteriormente, la presión en el yacimiento disminuye, el caudal disminuye y la liberación de gas adsorbido disminuye lentamente durante mucho tiempo.

2.10.3. El desarrollo y la explotación del gas no convencional

La perforación horizontal y la fracturación hidráulica son dos tecnologías para el desarrollo y la utilización de importantes recursos de gas natural en los tres tipos de yacimientos de gas no convencionales mencionados anteriormente: metano en capas de carbón, gas de esquisto y yacimientos de gas de baja permeabilidad. El gas natural pertenece a la categoría de reservas.

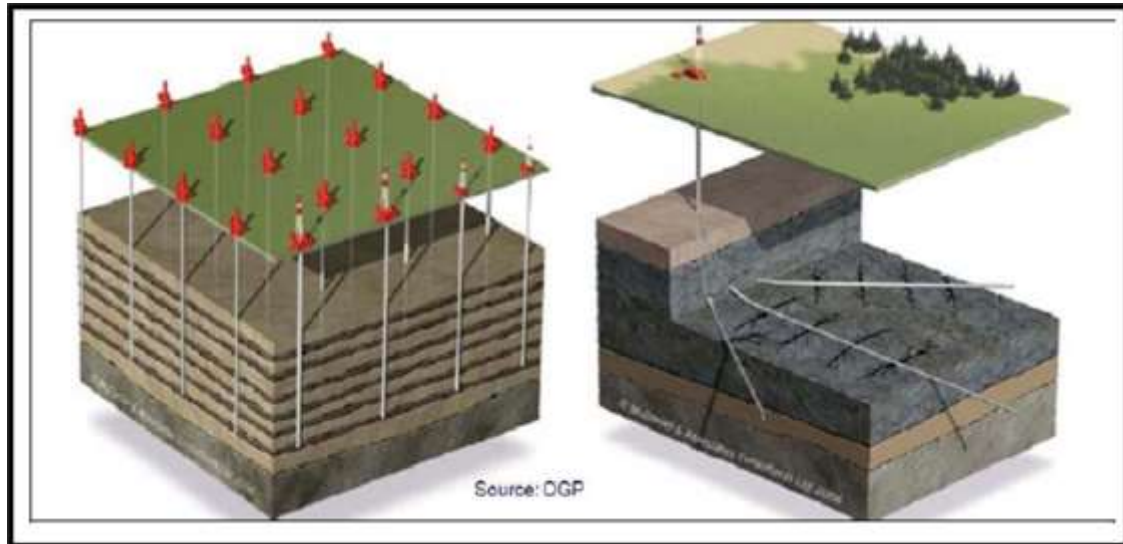
2.10.3.1. La perforación horizontal

El primer avance en la perforación horizontal se produjo en los años 80 con las mejoras en los motores de fondo de pozo y la telemetría de fondo. Los motores de fondo de pozo son turbinas hidráulicas accionadas por el fluido de perforación, situadas casi al final de la sarta de perforación, que evitan la rotación de toda la sarta de perforación, y sólo hacen girar la herramienta de corte y permiten cambiar el ángulo de ataque para guiar la broca en la dirección deseada con el ángulo correspondiente. La telemetría envía una señal desde el fondo del pozo (en realidad el cortador) a la superficie, conociendo su ubicación, y alguna información adicional sobre el tipo de roca y el fluido que se está cortando.

El segundo avance de la última década ha sido el alargamiento de la sección horizontal del pozo, que avanza rápidamente gracias a las mejoras en los motores de fondo de pozo y la telemetría de fondo, así como a las continuas mejoras en los fluidos de perforación y las herramientas de corte. Ampliación de 100 m - Piezas desplazadas

horizontalmente a más de 2 km. Los avances actuales se centran en permitir perforaciones más largas, más profundas, más precisas y con ramificaciones horizontales (Figura 21).

Figura 16 - La perforación horizontal reduce notablemente el impacto ambiental

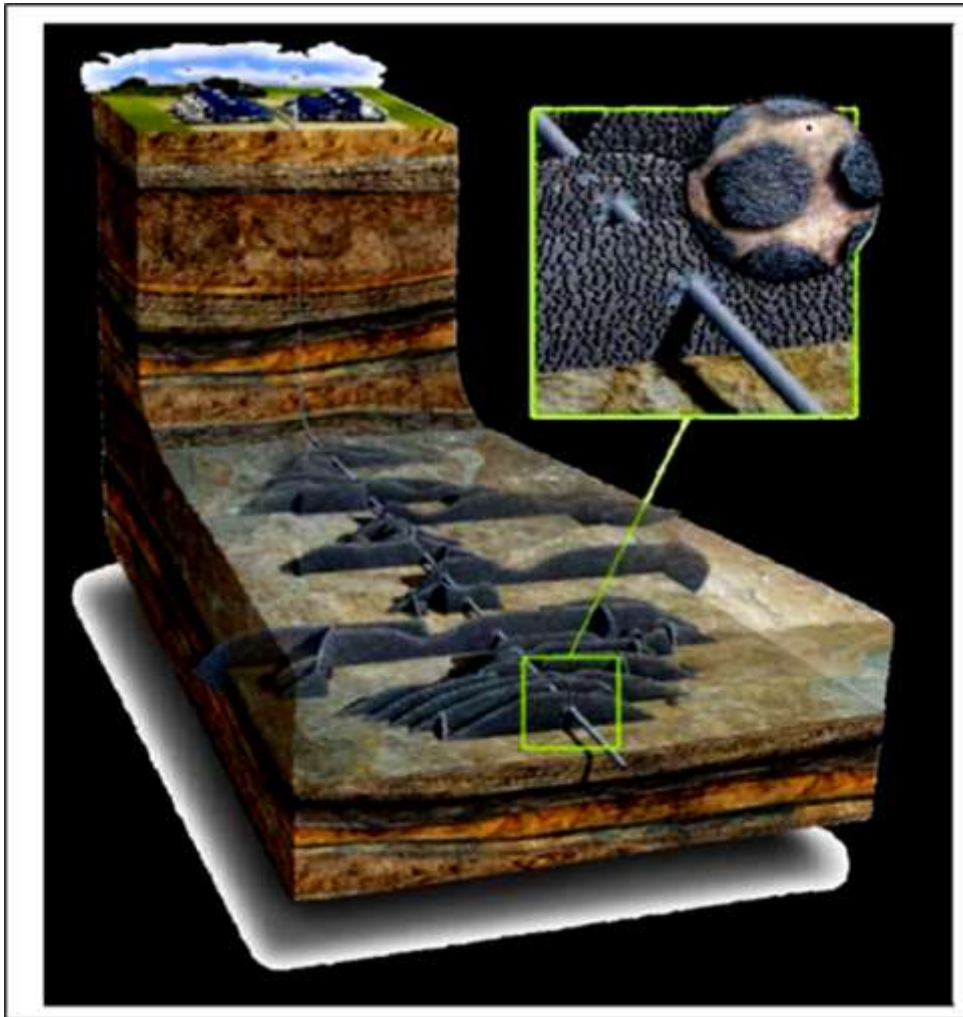


Fuente: Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (2013).

2.10.3.2. La fracturación hidráulica

La fracturación hidráulica es una técnica desarrollada en Estados Unidos a principios del siglo XX para aumentar el caudal en pozos de muy baja productividad. A finales de la década de 1970, la fracturación hidráulica era una tecnología probada que se utilizaba por defecto para convertir pozos de baja productividad (sobre todo de gas) en pozos comerciales y en yacimientos convencionales. Entre 2002 y 2003, los yacimientos de petróleo y gas no convencionales de Norteamérica adoptaron la combinación de perforación horizontal y fracturación hidráulica en varias etapas para producir gas en el mismo pozo. La técnica consiste en crear uno o varios canales de alta permeabilidad inyectando agua a alta presión para vencer la resistencia de la roca y abrir fracturas controladas en el fondo del pozo en la parte deseada de la formación que contiene gas (Figura 22).

Figura 17 - Un grupo de fracturas artificiales invariablemente subverticales dispuestas geoméricamente.



Fuente: Grieser y Bray (2007).

Cuando se alivia la presión hidráulica que mantiene abierta la fractura, se empuja un apuntalante, a menudo arena, junto con el agua para evitar que la fractura se cierre de forma natural. Esto mantiene la fractura abierta de forma permanente. No es un método revolucionario en sí mismo; se han realizado más de un millón de procedimientos de fracturación hidráulica en pozos de todo el mundo. El desarrollo de una fracturación más selectiva que requiere menos agua y utiliza soluciones más ecológicas es un resultado de la tecnología. Según un informe reciente de la Real Academia de Ingeniería del Reino Unido, es muy poco probable que las fracturas artificiales se extiendan más de un kilómetro en vertical; de hecho, la longitud máxima encontrada en un estudio de miles de pozos en EE. UU., África y Europa (Horsfield, Schulz, & Kapp, 2012) fue de 600 m. Se descubrió

que sólo el 1% de las fracturas de la misma investigación tenían una extensión de más de 350 m fue de 600 m la máxima longitud observada. En el mismo estudio encontraron que sólo el 1% de las fracturas tenían una extensión superior a los 350 m, además, la mayoría de las fracturas tenían una longitud de 200-300 m.

2.11. Bases Teóricas Generales

Las rocas del Devónico han sido depositadas en un ambiente sedimentario donde ha predominado la sedimentación de restos orgánicos (fitoplancton, bacterias y algas) de ambientes generalmente marinos someros a profundos en una zona anóxica o anaeróbica (ver Figura 18, Figura 19 y Fuente: Demaison y Moore (1980). Figura 20).

Figura 18 - Requisitos para la deposición de la roca generadora.



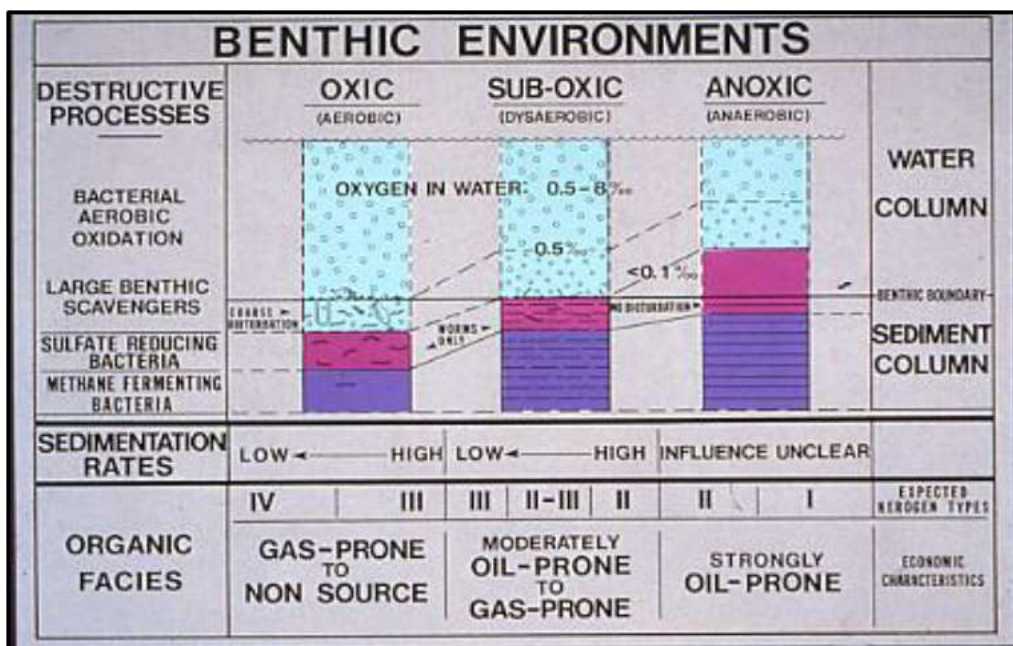
Fuente: Demaison y Moore (1980).

Figura 19 - Tipos Básicos de la Materia Orgánica.



Fuente: Demaison y Moore (1980).

Figura 20 - Ambientes Bentónicos.



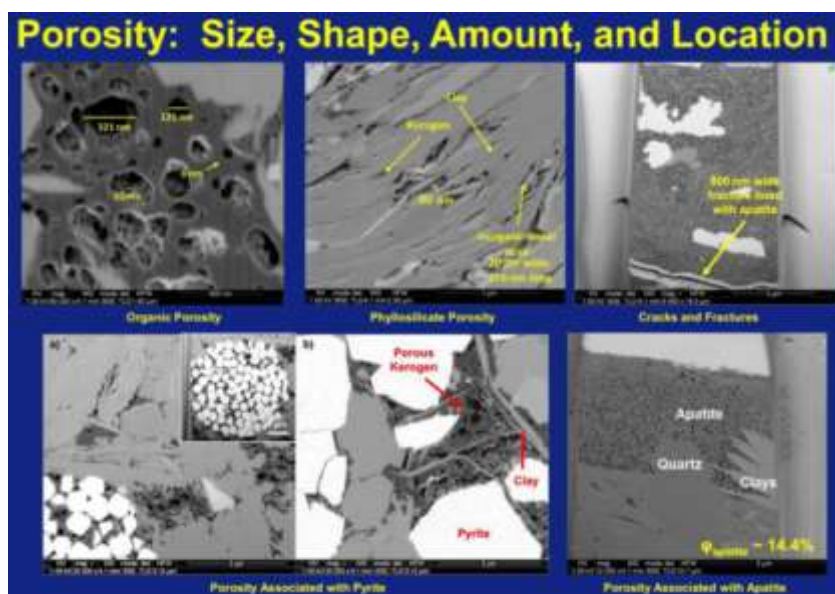
Fuente: Demaison y Moore (1980).

Como los restos de las plantas y animales se convierten en Petróleo y gas las rocas generadoras de petróleo (también conocido como yacimientos no convencionales) están formadas por una serie de procesos que transforman la materia orgánica incorporada en los sedimentos como petróleo y gas. El petróleo y gas natural se originan a partir de la materia orgánica rica en hidrógeno, tales como el plancton, algas, bacteria anaeróbica, el

polen y las cutículas de las hojas, El proceso comienza con una alta productividad, principalmente organismos marinos y su preservación en un ambiente deposicionales anóxicas. La diagénesis con una muy baja temperatura libera dióxido de carbono de la materia orgánica que se disuelve en el agua intersticial, forma ácidos orgánicos, filtra los minerales de carbonato, y los depósitos de principios de diagenético calcita en las fracturas y los poros. La diagénesis también transforma la materia viva químicamente inestables orgánico en kerógeno químicamente estable.

El concepto de porosidad de kerógeno, actualmente es importante (Ramírez et al. 2011), implica un sistema de doble porosidad, y la naturaleza de este sistema debería afectar a la producción del pozo. Un trabajo reciente de Curtis et al. (2011) mediante el barrido de transmisión microscopía electrónica (STEM) (Figura 21) se muestra las diferentes clases de porosidad en la roca como la de la materia orgánica y la porosidad del kerógeno excede al 14,4% en el esquisto Barnett y se estimó en aproximadamente un 6% para la muestra Haynesville. La porosidad: su tamaño, forma, cantidad y ubicación obtenido de la Integración de datos básicos y datos alámbricos para la evaluación de la formación y caracterización de yacimientos de gas de esquisto.

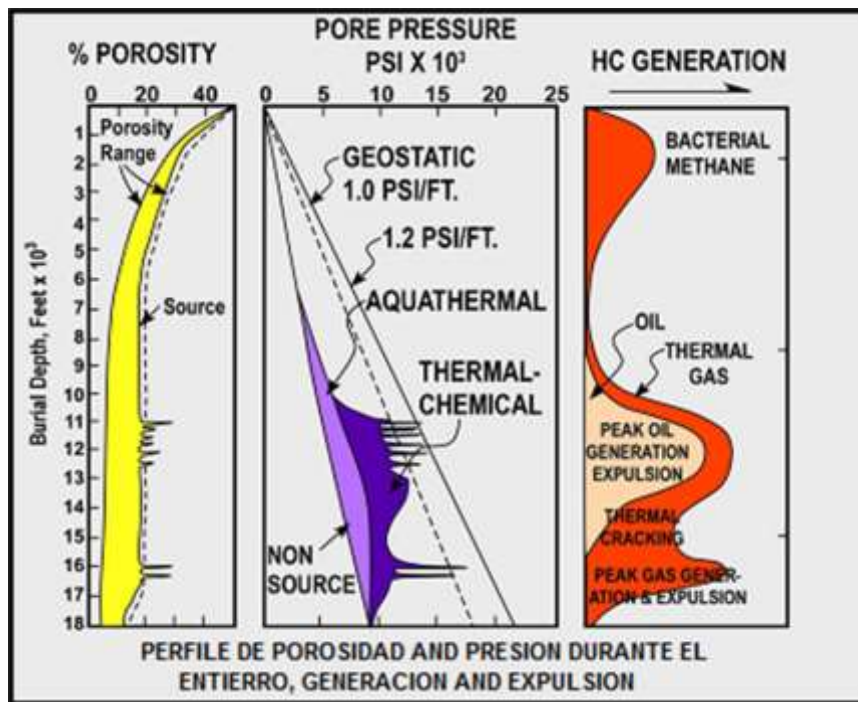
Figura 21 - Diferentes tipos de porosidad de esquisto imagines (STEM)



Fuente: Demaison y Moore (1980).

En la Figura 22 se muestra la relación que existe entre el perfil de porosidad, la presión y la generación y expulsión durante el entierro que está relacionada con la profundidad de la roca generadora para la generación expulsión del hidrocarburo. La porosidad, profundidad, presión temperatura son factores que juegan un rol muy importante durante la geohistoria de la generación y expulsión de los hidrocarburos.

Figura 22 - Porosidad, presión y generación de petróleo y gas.



Fuente: Demaison y Moore (1980).

Los estudios cuidadosos de migración revelan cómo los hidrocarburos se mueven de la roca generadora al reservorio esto es cuando se trata de reservorios convencionales en el caso de los no convencionales es que los reservorios son lutitas o calizas y la migración es primaria que se mueven a lo largo de las capas o estratos y por las fracturas como se muestra en la (Figura 23).

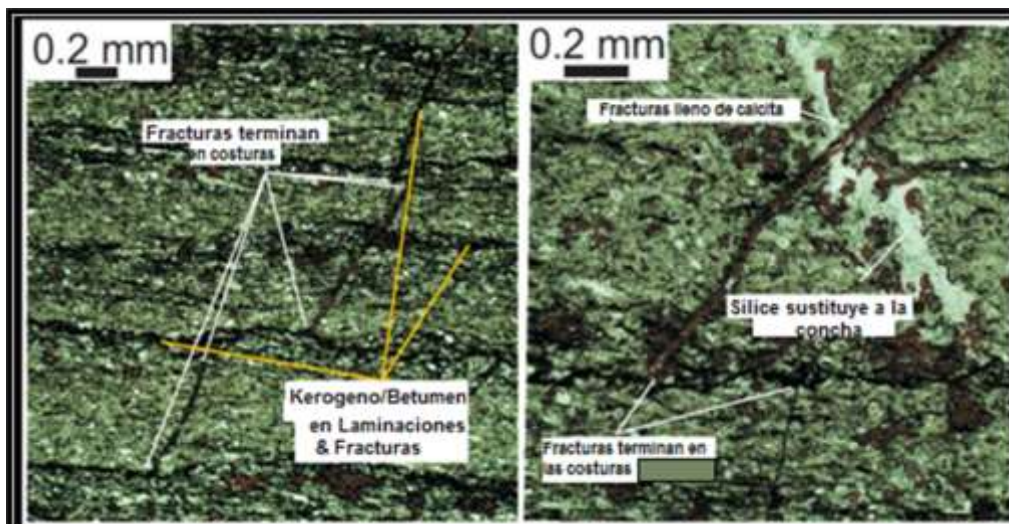
Figura 23 - La migración primaria ocurre a lo largo de las capas y fracturas.



Fuente: Curiale y Curtis (2016).

En la Figura 24 se observa con un microscopio electrónico (STEM) la migración primaria del Kerógeno/Betumen ocurre en las laminaciones y fracturas, como también las fracturas terminan en la costura y también fracturas lleno de calcita. Los restos vegetales y animales se convierten en petróleo y gas.

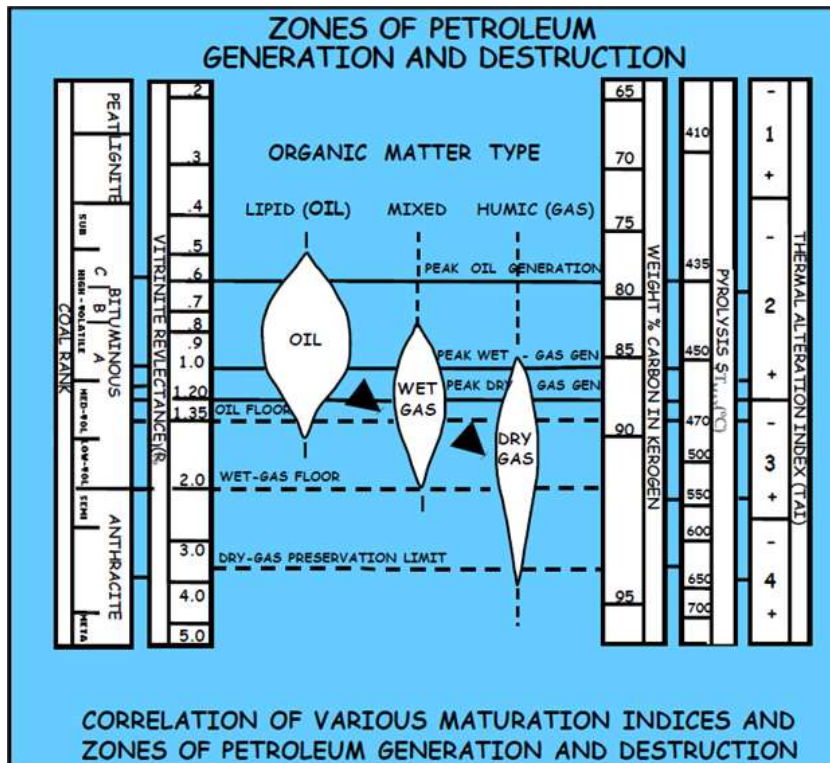
Figura 24 - La migración primaria ocurre a lo largo del lecho y las fracturas.



Fuente: Curiale y Curtis (2016).

En la Figura 25 se muestra la correlación de varios índices de maduración, zonas de generación y destrucción del petróleo. Rango del carbón, Reflectancia de vitrinita, % en peso de carbón en kerógeno, Pirolisis Tmax, Índice de Alteración Termal (IAT) y el tipo de materia Orgánica.

Figura 25 - Zonas de petróleo-generación y destrucción.



Fuente: Curiale y Curtis (2016).

2.12. Marco Conceptual

- **Shale gas es gas natural**, su nombre lo diferencia debido a su procedencia, que es el esquisto (o shale, en inglés). Los esquistos provienen de arcillas o lodos, los cuales han sufrido procesos metamórficos en la profundidad del suelo a diversas temperaturas y presiones. Su estructura foliada permite que sean fácilmente separados en delgadas láminas, manteniendo su composición (Herron et al., 1988) (Michael et al., 2011).
- **Gas natural no convencional**, es aquel que se encuentra en yacimientos no comunes de depósitos de hidrocarburos y cuya explotación requiere de alta tecnología (Unido, 2011) (Jarvie et al., 2001)
- Una **roca generadora** es un sedimento conteniendo una cantidad de materia orgánica suficiente y adecuada para generar y expulsar cantidades comerciales de hidrocarburos (C. G. D., 2011) (Herron et al., 1988).

- **Análisis de maduración** involucra evaluando la historia termal de la roca generadora para predecir la cantidad y tiempo de generación del hidrocarburo y su expulsión (Alex et al., 2008).
- **Sísmica estratigráfica** es un acercamiento a la interpretación sísmica que se basa en los principios de la estratigrafía; como método de investigación de las secuencias sedimentarias de una cuenca para conocer la evolución tectónica (Hart, 2013).
- **Perforación horizontal** para realizar una perforación horizontal primero realizas una perforación vertical para llegar unos pocos cientos de metros arriba de la altura del yacimiento. Luego, el perforador se gira en un ángulo cercano a los 45° para así taladrar a través del depósito de shale gas, permitiendo una mayor extracción de éste.
- El **Fracturamiento hidráulico** es un procedimiento que puede aumentar el flujo de petróleo o gas de un pozo. El objetivo es crear una red de fracturas interconectadas que servirán como espacios de poros para el movimiento de petróleo y gas natural del pozo.
- El **shale gas** se compone de dos tipos muy diferentes de gas: gas adsorbido y gas libre. El gas en lugar es una combinación de gas libre en la porosidad. Es igual que el gas en una arenisca, lo que necesita saber la saturación, porosidad, y el factor de volumen de gas.
- El **gas adsorbido** de gas en los productos orgánicos función del tipo de materia orgánica, la madurez, contenido de materia orgánica, y la composición del gas. Mide en el laboratorio utilizando isotermas de experimentos (Stephen & Passey, 1993).
- La **fractura hidráulica** es una técnica de estimulación de yacimientos que consiste en el bombeo de fluido y un agente de apuntalamiento por lo general arena a elevada presión, con el propósito de producir micro fracturas en la roca almacenadora de hidrocarburos. Las fracturas se producen desde el pozo de inyección y se extienden por cientos de metros hasta la roca de reserva, manteniéndose abiertas por acción del agente de apuntalamiento, permitiendo así

la fluencia y recuperación del hidrocarburo. A su vez, la técnica de perforación horizontal permite maximizar el área rocosa que, una vez fracturada, entra en contacto con el pozo y, por consiguiente, incrementar la extracción en términos de la fluencia y el volumen de gas que puede ser obtenido del mismo.

- **Kerógeno**, es la parte de materia orgánica en la roca, que es insoluble en los disolventes orgánicos normales; su insolubilidad se debe al largo tamaño molecular. Existen diferentes tipos de kerógeno con distinto potencial de generación de petróleo.
- **Bitumen**, contenido de materia orgánica en una roca, que puede ser extraído con los disolventes orgánicos.
- **Reflectancia de la vitrinita (Ro)** dispersa en rocas sedimentarias es una de las herramientas más comunes utilizadas para determinar la madurez térmica en las exploraciones de los hidrocarburos.
- **Vitrinita** se deriva de tejido leñoso que ha sido sometido a una cantidad mínima de oxidación.

CAPÍTULO III: DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

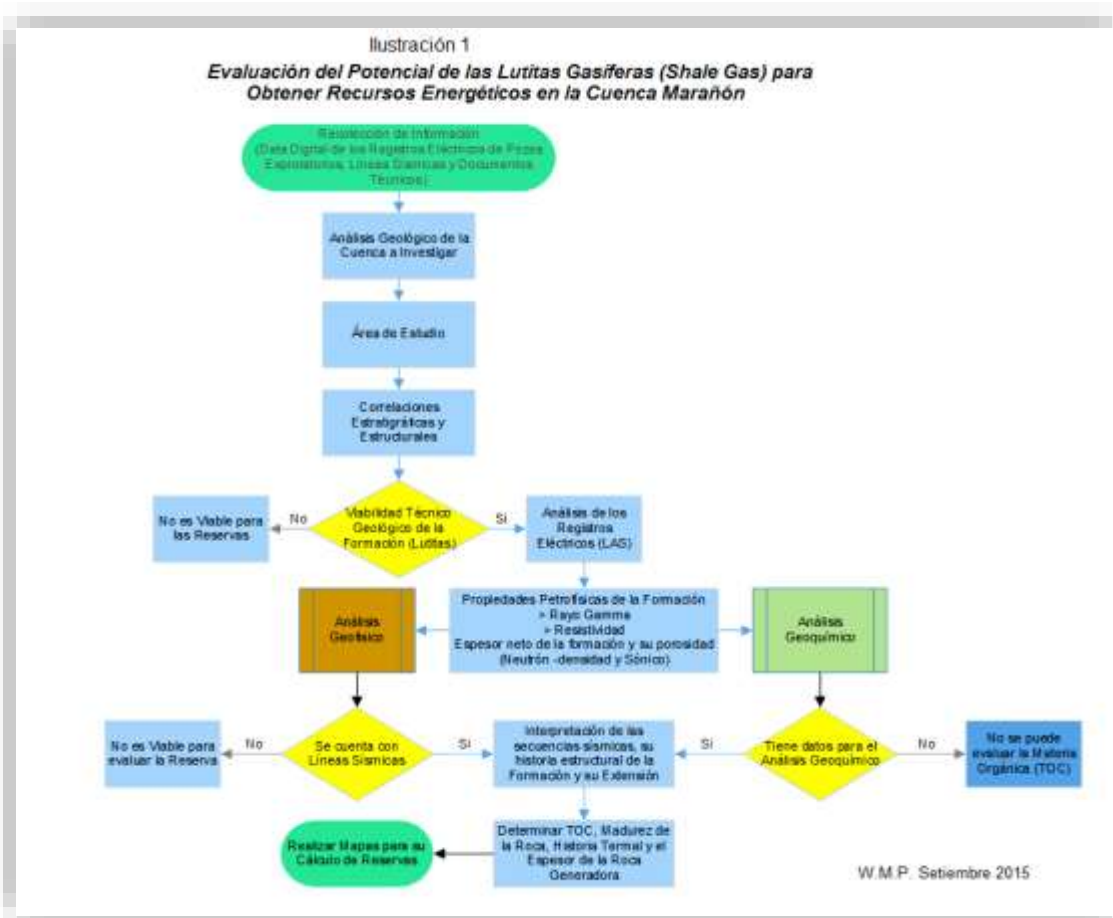
3.1. Metodología del Trabajo de Investigación

Para la realización de la presente investigación se aplicó una metodología desarrollada en cuatro fases principales:

- i. La primera fase es la recolección, análisis y revisión bibliográfica de toda la información existente acerca del tema a investigar. La información fue solicitada al departamento del Banco de datos de la empresa Perupetro S.A. Obtenida la información se analizó la estratigrafía y la geología regional de la cuenca con los archivos de geología y de ingeniería de petróleo de todos los pozos exploratorios con sus respectivos registros litológicos, paleontológicos y eléctricos, y análisis de laboratorio y pruebas de campo y se efectuó correlaciones estratigráficas y estructurales para delimitar el área de estudio.
- ii. La segunda fase como el área cuenta con estudios geofísicos y una adquisición sísmica 2D, que permitirá conocer las formaciones del subsuelo y para su determinación se usó la interpretación sísmo-estratigráfica. Los registros eléctricos de los pozos exploratorios permiten determinar la secuencia sísmica de las formaciones del área, así como la evolución tectónica-estructural que determinará su distribución y extensión de la formación.
- iii. La tercera fase es el análisis geoquímico de los estudios de los núcleos, testigos laterales y muestras de canaleta o *cutting* realizado de los pozos exploratorios. Después se utiliza los datos de los análisis geoquímicos para determinar el Carbono Orgánico Total (TOC), la Reflectancia de la vitrinita (Ro) y la historia geotermal de las formaciones.
- iv. La cuarta fase el análisis de reservorio no convencional donde las lutitas gasíferas son complejos debido a que dichas lutitas representan una variedad significativa en la caracterización como reservorio por su mineralogía, porosidad, permeabilidad, y contenido de gas y presión.

Basados en estudios recientes de las lutitas de gas de Barnett y Woodford en Texas y Oklahoma, un flujo de trabajo (*workflow*) de caracterización sistemática ha sido desarrollado, la cual incorpora secuencias lito estratigráficas, geoquímica, petrofísica. Se hizo un diagrama de flujo que se esquematiza en la Figura 26.

Figura 26 - Flujo de trabajo de evaluación del potencial de lutitas gasíferas para obtener recursos energéticos en la Cuenca Marañón



Fuente: Elaboración propia.

En las lutitas gasíferas el gas se produce como fase libre dentro de los poros y fracturas, y otra como gas adsorbido en la materia orgánica. Las lutitas gasíferas generalmente tienen una porosidad de 6% y un contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) de 2 por ciento en peso (Lewis, y otros, 2004).

Otro método utilizado para determinar la madurez térmica de la formación que está compuesta por las lutitas y que alcanzaron la ventana de gas fue el método del científico

ruso N.V. Lopatin. El cual calcula la madurez termal de la materia orgánica en los sedimentos en base al Índice de Tiempo y temperatura (TTI), (Stephen & Passey, 1993) (Pitcher & Jackson, 2012) que se obtiene graficando la profundidad de enteramiento versus la edad geológica de las formaciones. Los valores de TTI varían de 15 a 1000, pero el máximo de generación de petróleo por unidad de peso de kerógeno ocurre cuando el TTI es de 75.

Determinar la fracturabilidad de una roca es una función de la fragilidad del material y su ductilidad, que se puede deducir del módulo de Young y el coeficiente de Poisson (Milton et al., 2011). La identificación de esta barrera de fractura es importante para la optimización de la perforación de pozos horizontales, la fracturación hidráulica y la protección del acuífero libre de contaminación (Jin, Shah, Roegiers, & Zhang, 2014). La geomecánica de los registros, el flujo de trabajo abarca una variedad de técnicas de análisis en una variedad de escalas geológicas. El kerógeno y el betún se incluyen en la medición del carbono orgánico total, o TOC (%), en una muestra de roca (fracciones insolubles y solubles respectivamente).

3.2. Alcances

La investigación desarrolla una metodología como usar la información existente para la exploración y la evaluación de reservorios no convencionales, que se tiene en el departamento del Banco de Datos de Perupetro S.A., y que serán aplicadas en futuras investigaciones por hidrocarburos en otras cuencas del país. Además, la investigación abarca la revisión de las nuevas tecnologías y métodos no convencionales que serán considerados en futuras investigaciones.

3.3. Caso de Estudio

Marco Geológico, estratigráfico

La cuenca Marañón es una de las más estudiadas geológicamente en la exploración y explotación por hidrocarburos como recursos energéticos no renovables en el Perú. Actualmente en exploración y explotación de crudos pesados y extrapesados es considerada como un gran potencial generador de hidrocarburos, teniendo como rocas

generadoras las formaciones que van desde edades del Paleozoico hasta el Cenozoico. El área de estudio se ubica en la parte sur de la cuenca Maraón (ver Figura 27) y comprende la zona morfo estructural Subandina y la Planicie Amazónica donde se desarrolla los meandros de los ríos Ucayali y Huallaga y sus afluentes.

Figura 27 - Mapa de ubicación del área de investigación y los pozos estudiados en la parte Sur de la Cuenca Maraón.



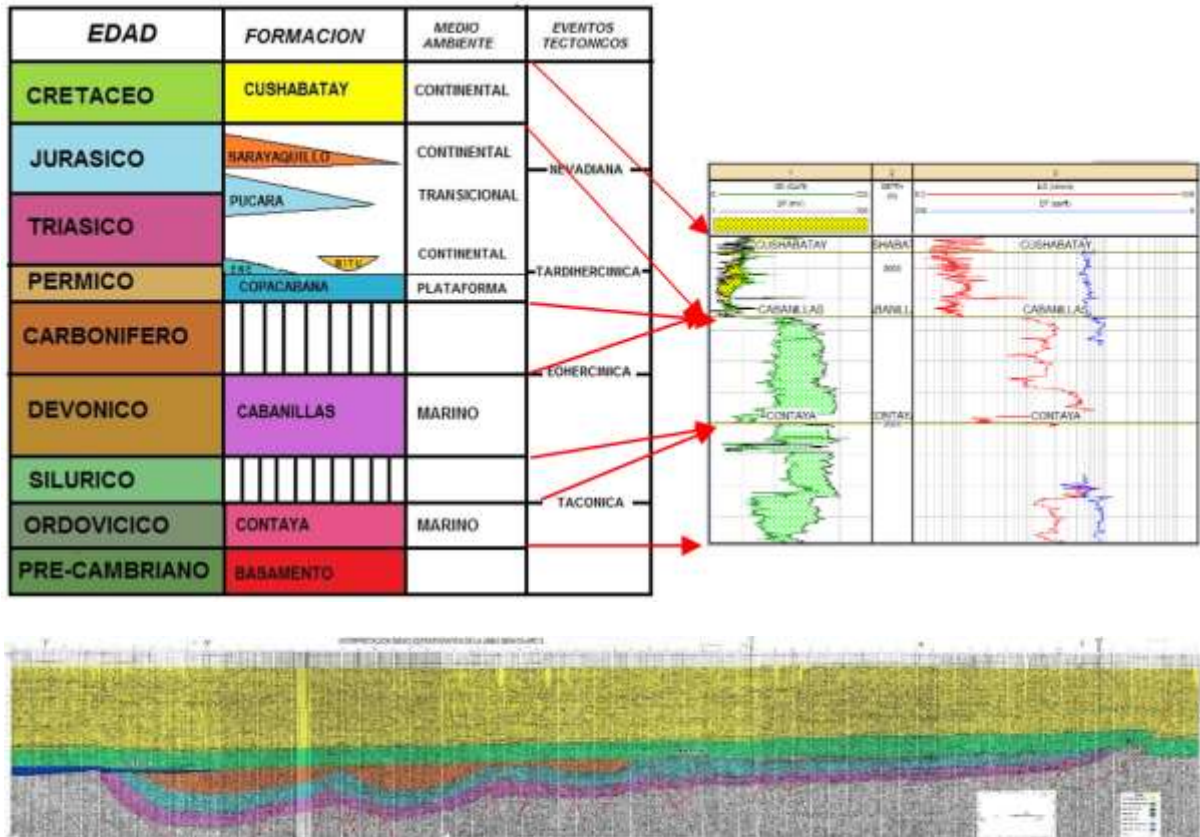
Fuente: Cuencas Sedimentarias del Perú de Perupetro y Mapa con la ubicación de pozos del Google Earth.

Columna estratigráfica

La columna estratigrafía del área (ver Figura 28), se elaboró con el análisis de los pozos exploratorio y sus correlaciones estratigráficas, estructurales y la interpretación

sísmica - estratigráfica de las líneas sísmicas del área. Se puso especial énfasis en las formaciones del Paleozoico y está conformada por las siguientes formaciones:

Figura 28 - Columna Estratigráfica generalizada del área de estudio.



Fuente: Elaboración propia.

- **El Basamento** que está constituido por granito de color gris a rosado pálido, denso, conteniendo cuarzo, feldespato, mica y hornblenda de edad Pre-Cambriana.
- **Formación Contaya** que sobreyace al Basamento está constituida en su base areniscas blancas a rojas de grano medio a grueso conglomeradica y parcialmente con cemento silicio y capas de lutitas color gris oscuras de origen marino, teniendo su mayor espesor al este del área entre el pozo Tapiche y Yarina, y se le atribuye posiblemente de edad Ordoviciano.
- **Formación Cabanillas** son lutitas gris oscuras hasta negras, micáceas, fisibles y areniscas finas, blanco grisáceas, calcáreas con accesorios de glauconita y materia

carbonosa. Depositados durante la transgresión marina del Devónico y de ambiente de plataforma.

- **Formación Copacabana** conformado por calizas blancas, ligeramente grises, duras, muy piritico en parte margosas y arcillosas, ocasionalmente con intercalaciones de areniscas blancas limpias de grano fino, masivas, fosilíferas y glauconíticas. Depositados en un ambiente de plataforma marina con intercalación de capas delgadas de lutitas y areniscas cuya edad es del Pérmico Inferior-Carbonífero, terminando con sedimentos continentales producto de la fase Tardihercinica, pudiéndose considerarse como la regresión del mar del tiempo Copacabana para dar lugar a la sedimentación de la formación Ene en algunos lugares del área.
- **Formación Mitu** fue identificada sísmicamente por estar rellenando las depresiones producidas por la Tectónica Tardihercinica sobre la formación Copacabana. Esta formación es considerada de edad Triásico y de ambiente continental y están constituidas de areniscas blancas ligeramente grisáceas, rojas anaranjadas, de grano muy fino, redondeada a sub redondeada, cuarcíticas, muy duras a friables, argiláceas, raramente calcárea.
- **Formación Pucará** está constituida por dolomitas gris claro a crema, grano muy fino a fino, grada a calcarenita y limolita marrón rosado y arcillitas marrón rosado, también presenta calizas del tipo de esparita, micrita, osparita con areniscas blancas, rosadas considerándose de un ambiente sabka representa planicies de mareas controladas por el viento, constituida por calizas, evaporitas, y lutitas de color gris rojizas en la parte Oeste del área cuya edad es del Jurásica temprano, que difiere en litología con la descrita en el área Central del Perú.
- **Formación Sarayaquillo** consiste en areniscas rojo ladrillo claro, rojo anaranjado, grano fino a medio, ocasionalmente grano grueso, mayormente bien redondeado, frecuentes intercalaciones de limolitas roja y arcillita, conglomerados y tufos volcánicos que son de edad del jurásico Medio y Superior. Esta formación sobreyace a la formación Pucara en la parte Oeste del área de estudio.

- **El Cretáceo** está conformado por una secuencia principalmente silicio-clástica, como son las arenas fluviodeltaicas de la formación Cushabatay que descansa indistintamente en discordancia con las formaciones del Pre-Cretáceo.

A fines del Devónico otra fase tectónica denominada *Eoherciniana* afectó regionalmente la cuenca, en algunos lugares los esfuerzos fueron de distensión formando estructuras de *graben* y *horst*, así como en otros se produjeron ligeros plegamientos en los sedimentos del Paleozoico Inferior que estuvieron asociados a un tipo de *rift* como se muestra en la interpretación sísmica-geológica (Figura 30).

Desde el punto de vista estratigráfico, esta tectónica, se traduce por la ausencia del Devónico superior y el Carbonífero sobre terrenos plegados del Paleozoico Inferior en esta zona, para luego continuar con la sedimentación de los carbonatos de la Formación Copacabana de edad del Pérmico Inferior (Figura 32) constituidas principalmente por calizas de plataforma de mar abierto, de un medio ambiente marino somero y moderadamente lejos de la costa.

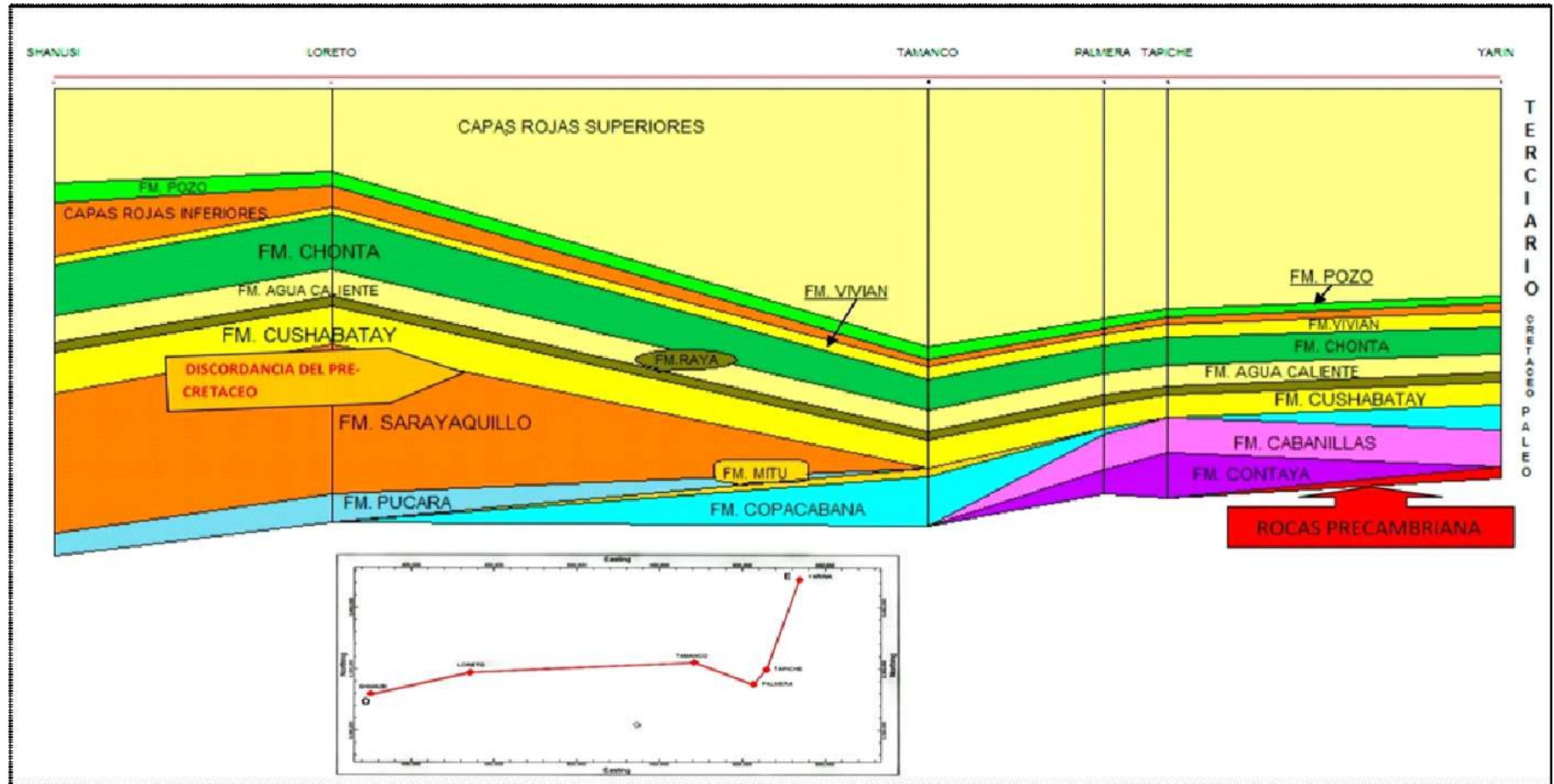
Después actuó la fase Tectónica Tardihercínica de esfuerzos Compresionales o epirogénicos que moldeó la cuenca para la sedimentación de la formación Mitu constituidas por molasas rojas que reposan indistintamente sobre las calizas de la formación Copacabana. En el área de estudio se aprecia la formación Copacabana plegada (Figura 33) y las depresiones rellenadas por sedimentos de la formación Mitú según la interpretación sísmica-estratigráfica

En el curso del Pérmico medio, una fase de plegamiento afecta el sur de Perú (Laubacher, 1970), lo cual también se aprecia en la interpretación sísmica del área de estudio (Figura 31) en la parte central del Perú esta fase se traduce únicamente en movimientos epirogénicos acompañados de importantes fases volcánicas. La denudación de estos relieves, se deposita la formación de importantes acumulaciones de molasas rojas durante todo el pérmico superior y posiblemente llegue hasta el Triásico inferior (Behar, Beaumont, & Penteadó, 2001) es la formación Mitu.

La presencia durante el Pérmico Superior de un importante vulcanismo de composición ácida asociado a coladas spiliticas, es interpretada como el índice del funcionamiento de una zona de *rifting* intercontinental. El área de estudio estuvo afectada por fases Tectónicas que influyeron sobre las distintas formaciones durante su sedimentación, erosión, no depositación y deformación. Algunas formaciones no fueron atravesadas por los pozos exploratorios del área. Los principales eventos tectónicos fueron: Tacónica, Eohercínica, Tardihercínica, Nevadiana, Mochica y peruana.

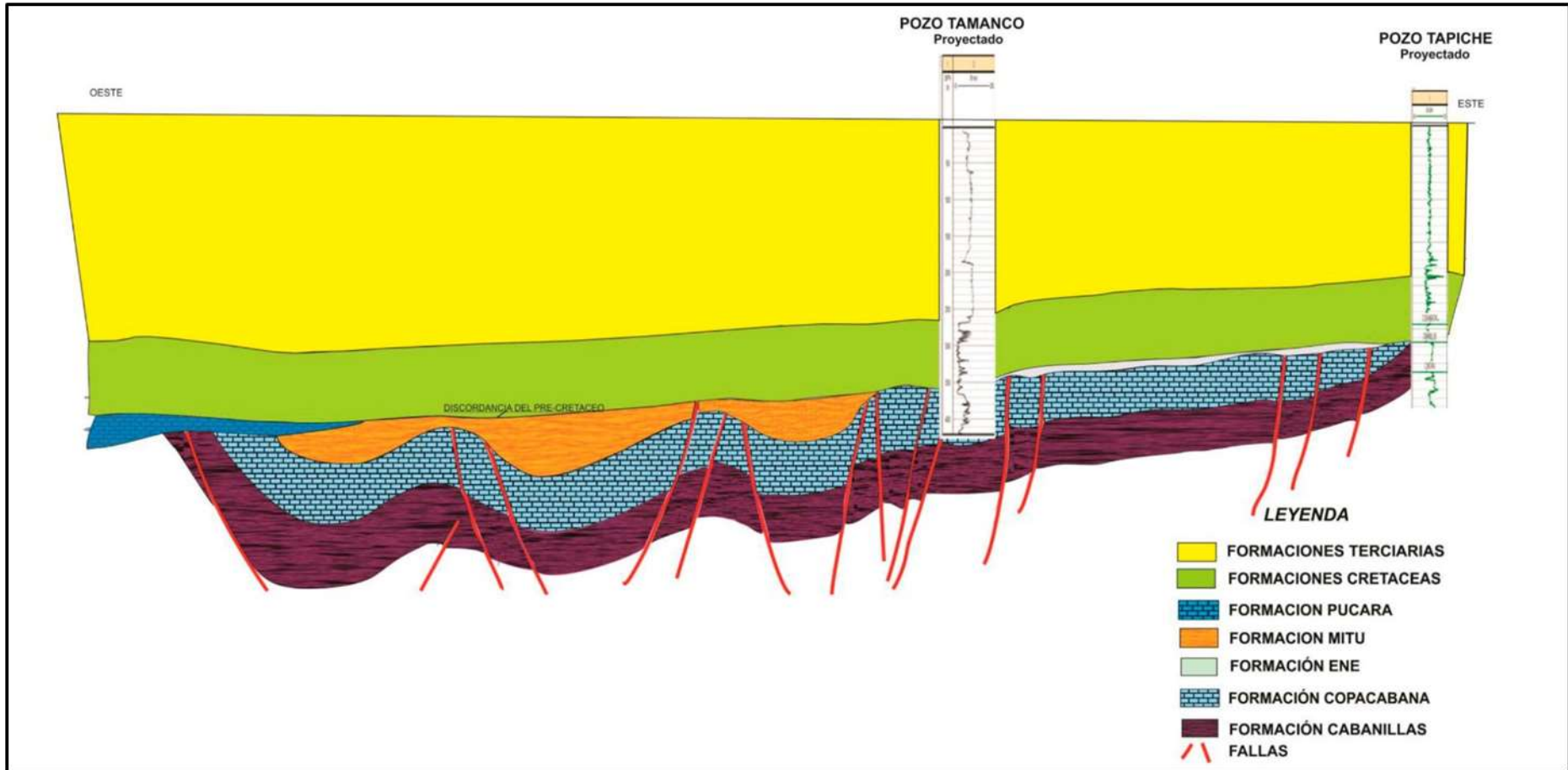
En base a la correlación estratigráfica – estructural de Oeste a Este (Figura 29) en el área desde el pozo Shanusi hasta el pozo Yarina se muestra las formaciones del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico. Debido a la regresión y tectónica se formaron pequeñas depresiones rellenas por sedimentos continentales de la Formación Mitú de edad Pérmico-Triásico como producto de la Tectónica Tardiherciniana (Wallage, 1996). La Tectónica y la ruptura Tardihercínica según Wallage (1996) centró su atención sobre el gran cambio que ocurre en el Permiano medio (Tardihercínico). De hecho, en los Andes del Perú central, este cambio es sobre todo estratigráfico. A los sedimentos carbonatados neríticos del Permiano inferior suceden en forma brutal las molasas y vulcanitas rojas del Permiano superior-Triásico Inferior (Grupo Mitú), pero la discordancia angular entre los primeros y los segundos, cuando la hay, no sobrepasa unos pocos grados; mientras que en esta zona se ve el plegamiento Tardihercínica. Esto prueba que existió como pretendía.

Figura 29 - Correlación Estratigráfica-Estructural entre los pozos exploratorios del área, desde Shanusi hasta Yarina, muestra la distribución de las formaciones del Paleozoico, Cretáceo y Terciario que atravesaron estos pozos.



Fuente: Elaboración propia en base a la interpretación de la Línea sísmica ARC-3-.

Figura 30 - La sección geológica Oeste-Este sobre la línea sísmica ARC-3, se presenta la correlación Estratificada y Estructural de las Formaciones, Cabanillas, Copacabana, Ene y Mitú de la Era Paleozoica, hacia el Oeste se aprecia la Formación Pucara; la discordancia del Pre-Cretáceo y las formaciones del Cretáceo agrupadas en color verde y las del Terciario de color amarillo y los registros de los pozos de Tamanco y Tapiche proyectados.



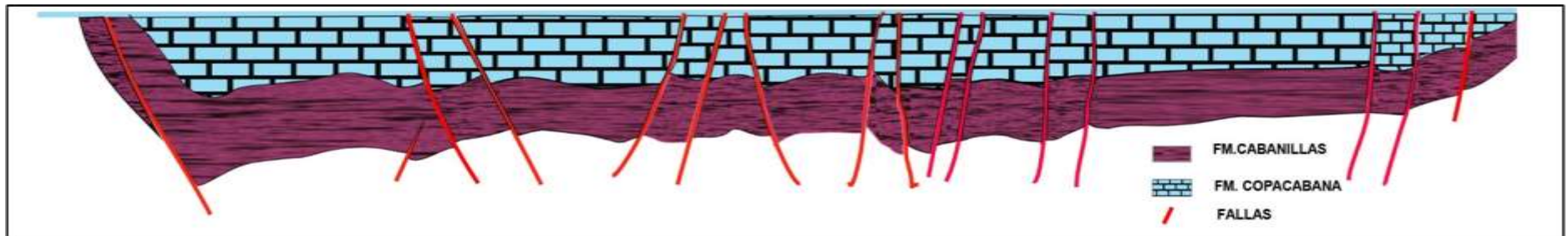
Fuente: Interpretación geológica de la Línea sísmica ARC-3, Lamina 1 y de los registros eléctricos de los pozos exploratorios Tamanco y Tapiche. Elaboración propia.

Figura 31 - La horizontalidad realizada sobre el tope de la Fm. Cabanillas, muestra que al final de su sedimentación actuó la fase Tectónica Eoherciniana con esfuerzos de distensión generando fallas normales que dieron lugar a estructuras de graben y horst; así como ligeros plegamientos. En esta parte de la cuenca según estudios regionales de campo se desarrolló un tipo Rift que condicionó una fase erosiva razón por la cual el espesor de la formación Cabanillas no es homogéneo.



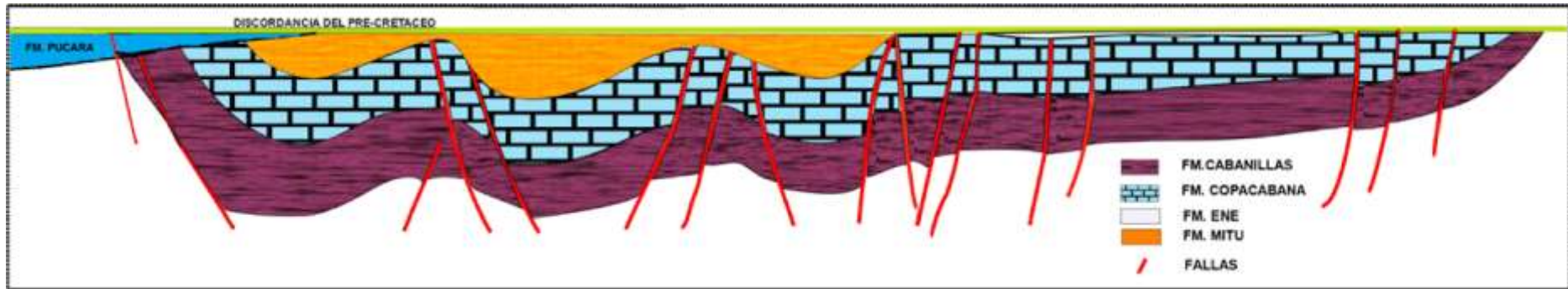
Fuente: Elaboración propia en base Interpretación de la Línea sísmica ARC-3.

Figura 32 - La horizontalidad efectuada sobre el tope de la Formación Copacabana muestra que después de la tectónica Eohercínica continuó una sedimentación de carbonatos sobre el Tope erosionado e irregular de la Formación Cabanillas, de ahí el espesor es heterogéneo de la Fm. Copacabana. Al final de dicha sedimentación sucede la tectónica Tardihercínica que dio lugar a la regresión del mar de Copacabana para depositar la Formación Ene y el plegamiento de la Formación Copacabana.



Fuente: Elaboración propia en base Interpretación de la Línea sísmica ARC-3.

Figura 33 - La horizontalidad en la Discordancia del Pre-Cretáceo en la sección sísmica-estratigráfica, muestra el plegamiento producto de la tectónica Tardiherciniana que dio origen a depresiones que fueron rellenadas por sedimentos continentales que corresponden a la Formación Mitú y al Este a la Formación Ene. Además, al oeste se observa un acuñamiento preservado de la Formación Pucara.



Fuente: Elaboración propia en base a la interpretación de la Línea sísmica ARC-3.

3.4. Análisis de los pozos del área de estudio

Esta etapa de la investigación de los recursos no convencionales es mucho más minuciosa que el de los convencionales. Se requieren exhaustivos análisis petrofísicos, lo cual implica disponer de un elevado número de núcleos, testigos laterales y buena frecuencia en la obtención de los recortes de perforación. Siendo primordial la información de los registros eléctricos, registros litológicos, paleontológico y el cromatógrafo de gas como la presencia de gas y/o petróleo en los recortes de perforación especialmente en las lutitas.

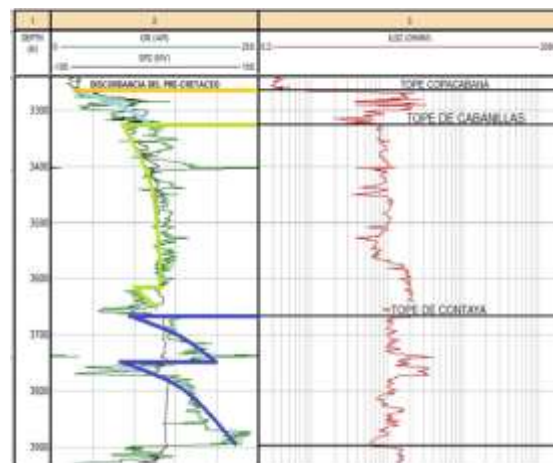
3.4.1 Análisis de los pozos que contiene gas en las Lutitas

Se revisó los archivos de pozos de Geología y de Ingeniería de petróleo teniendo como resultado para cada pozo exploratorio del área lo siguiente:

- **Pozo Palmera**

Dentro de la Fm. Contaya se observó trazas de 10% de fluorescencia y fue detectada 14 unidades de gas total en las lutitas intercaladas con areniscas del intervalo 3774 m – 3786.5 m. Así como buenas indicaciones de gas en el registro densidad-neutrón de las areniscas de los intervalos 3756 m - 3760 m y 3762 m – 3763 m. La interpretación del registro sínico en estos intervalos muestra bajas porosidades de 7% a 9%. Por otro lado, en la Fm. Cabanillas fue detectada 3-9 unidades de gas total y cromatografía completa C1: 254 ppm, C2: 60 ppm, C3: 48 ppm, C4: 41 ppm y C5: 100 ppm en las lutitas grises oscuras intercaladas con areniscas muy finas, intervalo 3590.5 m – 3610 m. (Figura 34).

Figura 34 - Registro eléctrico del pozo Palmera se muestra las secuencias Contaya, Cabanillas y Copacabana.

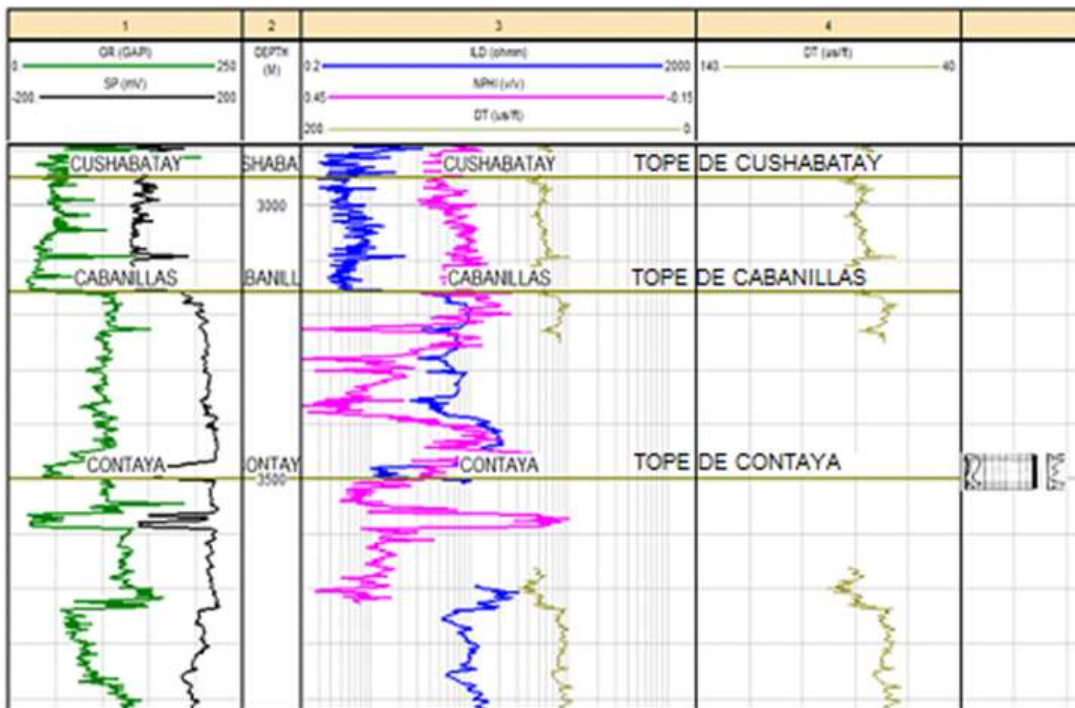


Fuente: Elaboración propia basada en registros eléctrico de SP, GR e inducción.

- **Pozo Tapiche**

En la Fm. Contaya se observó fluorescencia amarilla pálida a blanca, con corte instantáneo y fue detectada Cromatografía completa C1: 23.4 ppm, C2: 5 ppm, C3: 4.6 ppm, C4: 2.7 ppm y C5: 1.3 ppm en las lutitas gris claro-oscuro, intervalo 3605.7 m – 3612 m. También fue reportada solo fluorescencia en Lutitas negras en los intervalos 3508 m – 3509 m y 3688 m – 3691 m. En las areniscas basales de la formación Cabanillas, manchas de petróleo, buena fluorescencia y corte fueron vistos en los núcleos de pared en el intervalo 3469.8 m – 3496.0 m. Así también la unidad del *Mud Logging* detectó gas de metano, etano, propano y butano (Figura 35).

Figura 35 - Registro eléctrico pozo Tapiche se muestra las secuencias del Contaya, Cabanillas y cromatografía de gas y manchas de petróleo.



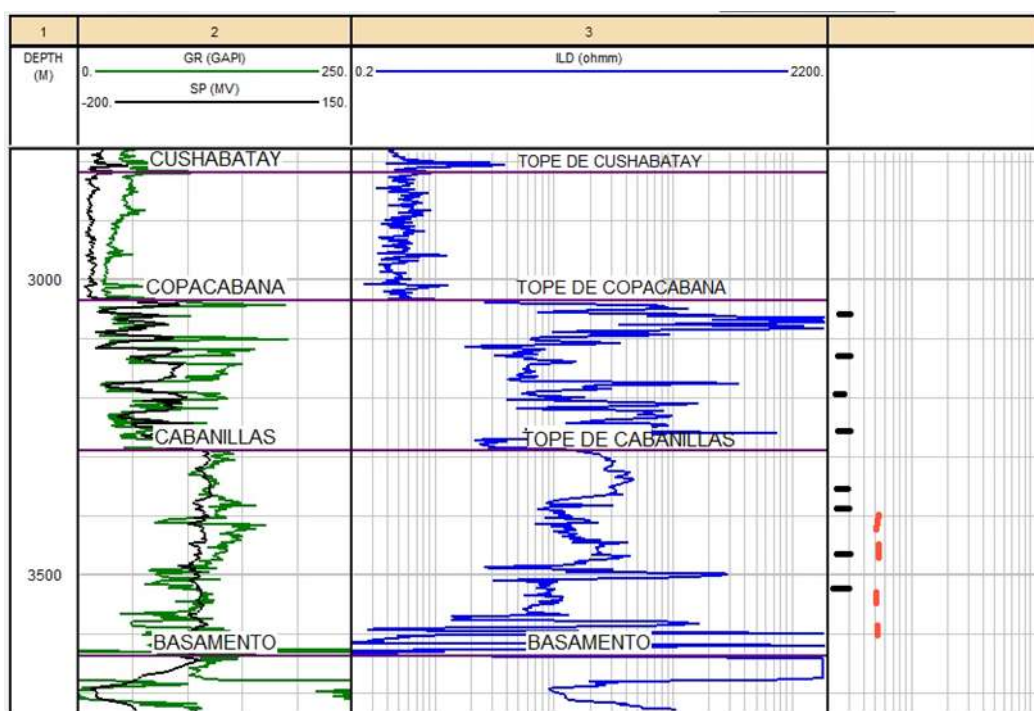
Fuente: Elaboración propia basada en registros eléctrico de GR, ILD, DT y cromatografía de gas del pozo Tapiche.

- **Pozo Yarina**

Las rocas del Pre-Cretáceo lo conforman la formación Copacabana su tope se encontró a 3035m. su base a 3287m. Que son intercalaciones de calizas con lutitas con porosidad no visibles, manchas de petróleo en las fracturas 3057m -3065.3m y en los intervalos 3115m-3294m, así también fueron registrado a 3057m. Gas C1, C2 & C3. Desde la profundidad de 3045m hasta

3508m las lutitas, calizas como las areniscas indican rastros de gas metano, así como fluorescencia, rastros de fluorescencia y corte blanco azulado. En el núcleo N°2 3063.2m - 3069.9m recuperaron 14' de calizas microcristalinas densa con alguna porosidad de fractura. Fluorescencia y corte medio blanco azulado en calizas fracturadas en el intervalo 3067.8m - 3068.4 m. Indicación de Hidrocarburo: rastros de fluorescencia y corte en el intervalo 3064.7m - 3065.6 m Indicación Hidrocarburo: Buena fluorescencia y corte en el intervalo 3045.5 m @ 3046.4 m (9992'-9995') así como también 100 unidades de gas metano. Buena fluorescencia y corte en el intervalo 3057.1m @ 3060.1 m (10030'-10040'). Rastros de fluorescencia y corte en el intervalo 3060.1 @ 3064.7 m (10040'-10055'), también gas C1,-C2,-C3. En las Lutitas negras de la Formación Cabanillas, se registraron "rastros de gas metano" (Figura 36).

Figura 36 - Registro eléctrico del pozo Yarina y la data del análisis de las muestras de canaleta o cutting, se muestra fluorescencia y rastros de metano y el análisis de gas de roca generadora en las Formaciones Copacabana y Cabanillas.



Fuente: Elaboración propia, Registros eléctricos de SP, GR, y ILD del análisis de las muestras de canaleta del pozo Yarina.

- **Pozo Tamanco**

El resultado de los análisis de los registros eléctricos-radioactivos, litológico, paleontológico y cromatógrafo y los núcleos de pared y convencionales no revelaron ocurrencias de hidrocarburos

como durante la perforación, habiendo penetrado 1819 pies dentro de la sección pre-cretáceo. Tanto en el objetivo principal la sección pre-cretácea, como en el Cretáceo se decidió abandonar el pozo sin completar. La sección pre-cretácea de edad Paleozoica superior compuesto mayormente de calizas dolomíticas densas aparente, no constituye roca reservorio algunos intervalos arenosos presentes en la sección, están saturados de agua. El estudio palinológico realizados en las rocas del pre-cretácea asignan una edad Pérmica.

- **Pozo Loreto**

El pozo fue perforado en la estructura más grande en la cuenca Marañón en el tope del Cretáceo y tiene un cierre horizontal de 593000 acres y un cierre vertical de 1300 metros. En el horizonte sísmico inferior (Fm. Pucara) el cierre horizontal es de 988,000 acres y el cierre vertical 1450 m. Se encontró algo de fluorescencia en las muestras laterales de las formaciones Raya y Agua Caliente y manifestaciones de gas en Pucara (Jurásico Inferior) indicando la posibilidad que existió acumulación de hidrocarburo que posteriormente fue lavado por aguas frescas dejando solo estas trazas. La baja salinidad indica influencia de agua meteórica.

- **Pozo Shanusi**

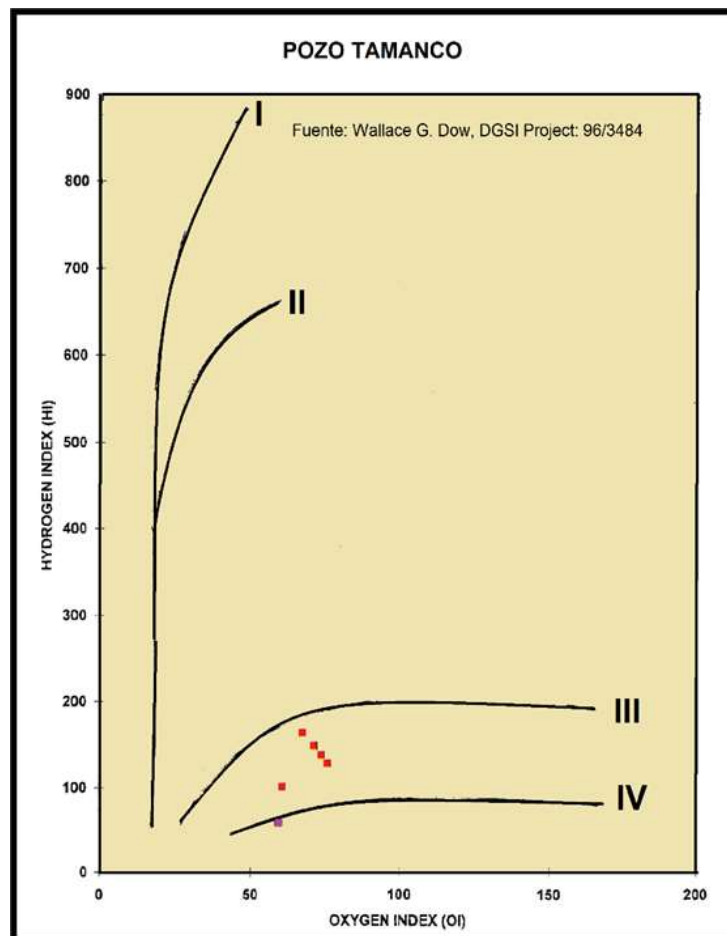
El pozo evaluó el potencial de las rocas reservorio del Cretáceo y la secuencia Pre-Cretáceas del grupo Pucara. Las formaciones del cretáceas, asimismo a la formación Sarayaquillo del Jurásico, pero no se evaluó las rocas del Grupo Pucara debido a problemas de perforación.

3.5. Estudio Geoquímico

Elaborado a partir de los datos y análisis geoquímicos realizados por las empresas que exploraron el área de estudio. De esta manera se determinó las características de roca generadora y tipo de materia orgánica presente en las formaciones: Cabanillas, Ene y Copacabana. El análisis geoquímico de las muestras del pozo Tamanco en los intervalos 12740'-12750', 12250'-12300' de la formación Copacabana contiene valores de TOC de 2.25-3.62 % y el intervalo de 12160'-12210' de la formación Ene contiene valores de TOC de 3.56-5.33 % los cuales corresponden a rocas generadoras de buena calidad para cantidades significativas de petróleo y gas. La Pirolisis *Rock-Eval* de estas muestras indica alto contenido en compuestos orgánicos inmaduros (Temperatura máxima 418-425 °C) de los cuales en la zona de maduración son generadoras de pre-petróleo

(ver Figura 37 y Tabla 4). Las muestras analizadas bajo microscopia de fluorescencia contienen materia orgánica terrígena rica en lípidos con una madures de generación pre-petróleo. El alto contenido de lípidos indica una depositación subacuática cerca de la fuente de la materia orgánica (por ejemplo, lacustre, lagunar, etc.). Estos intervalos deben ser considerados como un potencial generador (inmadura) principalmente para gas.

Figura 37 - Determinación del tipo de kerógeno con los datos de pirólisis Rock-Eval. Tipos I y II generará aceite, tipo III de gas, y el tipo IV o poco no hay hidrocarburos.



Fuente: Elaboración propia basado en Wallace (1996).

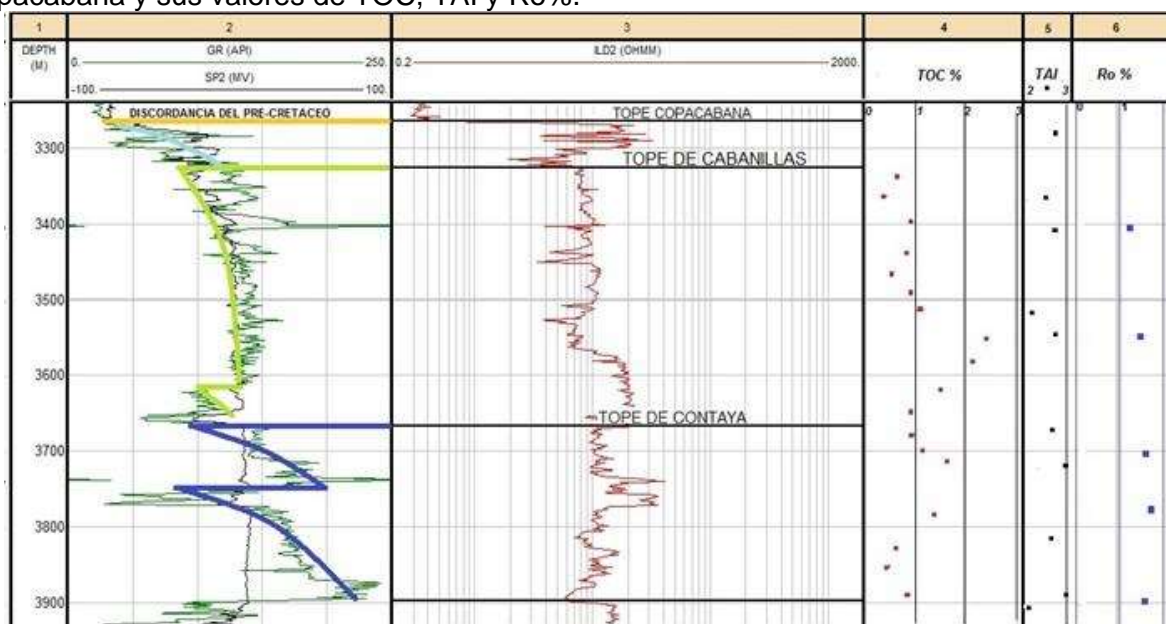
Tabla 4 - Organic Carbon and Rock-Eval Pyrolysis Data. Pozo Tamanco.

Identificación de muestras		Tipo de muestra	Formación geológica	TOC	S1	S2	S3	Tmax	S1/	HI	OI	S2/S3	PI	
DGSI ID	Profundidad (pies)													Wt%
1	12112	Canaleta	Ene	0.13										
2	12116	Canaleta	Ene	0.17										
3	12130	Canaleta	Ene	0.1										
4	12140	Canaleta	Ene	0.09										
5	12160	12170	Canaleta	Ene	3.56	0.47	4.91	2.62	425	13	138	74	1.87	0.09
6	12200	12210	Canaleta	Ene	5.33	0.75	8.71	3.58	420	14	163	67	2.43	0.08
7	12250	12260	Canaleta	Copacabana	3.62	0.41	4.64	2.74	422	11	128	76	1.69	0.08
8	12290	12300	Canaleta	Copacabana	2.35	0.58	3.48	1.67	428	25	148	71	2.08	0.14
9	12350	12360	Canaleta	Copacabana	0.35									
10	12550	12560	Canaleta	Copacabana	0.49	0.1	0.29	0.29	418	20	59	59	1	0.28
11	12740	12750	Canaleta	Copacabana	2.25	0.26	2.28	1.36	425	12	101	60	1.68	0.1
12	12950	12960	Canaleta	Copacabana	0.12									
13	13150	13160	Canaleta	Copacabana	0.03									
14	13460	13470	Canaleta	Copacabana	0.04									

Fuente: Wallace (1996).

El análisis de los valores Geoquímico para el pozo Palmera 14-41-4X se obtuvo del estudio realizado por la compañía Anadarko Petroleum del informe BasinMod Data Report. Sobre el registro eléctrico del pozo, se graficó el resultado de los valores obtenidos del análisis del COT, TAI y Ro% para conocer la madurez de la roca (Petroleum & Corporation, 1995) (Figura 38).

Figura 38 - Registro eléctrico del pozo Palmera se muestra las secuencias Contaya, Cabanillas y Copacabana y sus valores de TOC, TAI y Ro%.



Fuente: Elaboración propia basados en registros eléctrico de SP, GR e Inducción.

Tabla 5 - Correlación de los parámetros ópticos (SCI,TAI, Vro TTI Rock Eval Tmax (°C))

Zona de Generación	SCI	TAI	VR	TTI	Rock Eva Tmax(°C)
Comienzo de Generación de petróleo	3.5	2.6	0.6	15	435-445
Máxima generación de petróleo por unidad de kerógeno(%en peso)	5.5	2.9	1	75	445-450
Mayor generación de gas y destrucción de petróleo	7	3.2	1.3	160	450-470
Máxima generación de gas por unidad de kerógeno(%en peso)	10	3.7	2	1000	>470

Fuente: Elaboración propia en base a los resultados de Wallace (1996).

Con los valores obtenidos del pozo Palmera se considera a las formaciones Cabanillas y Contaya como una roca generadora de regular a buena.

- **Análisis Geoquímico del pozo Yarina**

El análisis geoquímico del pozo Yarina perforado por la Cía. Amoco efectuó una evaluación de 8 muestras de canaleta que fueron analizados del intervalo de 3261m (10700') a 3596 m (11810') de edad del Missisipiano al Devónico correspondientes a las formaciones Copacabana y Cabanillas. Como resultado se obtuvo que las muestras analizadas del Missisipiano la formación Copacabana no son buenas rocas generadoras de hidrocarburos por el bajo contenido de materia orgánica, mientras que las muestras del Devónico superior y medio de la formación Cabanillas son considerados como de regular a buena roca generadora. El análisis visual se indicó un tipo de kerógeno mojado de gas y petróleo en el intervalo 3517m (11540') a 3539m (11610'), el resto de la sección 3414m (11200'), 3478m (11410') y 3596m (11800') contiene kerógeno para generar gas. *Phytoplankton* se encontró en el intervalo 3517m. (11540')-3519m. (11545') ha sido identificado por Allan Ormiston como tasmanites una simple célula de un alga asociada a capas prolíficas de generación de petróleo, este cambio de un ambiente terrestre a *palinomorfo* marino es también reconocido en el análisis palinológico por N.D. Beju y L.E. Eames. Los resultados se detallan en la Tabla 6.

Tabla 6 - Resultados de la evaluación de la roca generadora de pozo Yarina

Número de muestra	Tipo	Formación	Edad	Litología	Profundidad Tope Base	Insoluble Residual %	ORG CRB WT %	EXT ORG BBL/AC FT	EXT HYD BBL/AC FT	EXT HYD/EXT ORG	EXT ORG/TOT ORG	HYD CAB GEN CPET
C-1179	CT	Copacabana	Miss	SH	10700 - 10710	10.0	0.1	0.9	0.2	0.20	0.03	Non Source
C-1180	CT	Copacabana	Miss	SH	10900 - 10910	84.0	0.2	0.9	0.3	0.31	0.01	Non Source
C-1081	CT	Copacabana	Miss	SH	11000 - 11010	57.0	0.2	2.00	1.0	0.50	0.03	Non Source
C-1082	CT	Cabanillas	U. Dev	SH	11200 - 11210	82.0	0.7	71.5	52.9	0.74*	0.27**	Fair
C-1083	CT	Cabanillas	M. Dev	SH	11400 - 11410	80.0	0.7	0.9	0.2	0.29	0.00	Fair
C-1084	CR	Cabanillas	M. Dev	SH	11540 - 11545	84.0	0.5	0.2	< 0.1	0.24	0.00	Poor
C-1085	CT	Cabanillas	M. Dev	SH	11600 - 11610	83.0	0.7	1.0	0.3	0.33	0.00	Fair
C-1086	CT	Cabanillas	M. Dev	SH	11800 - 11810	86.0	0.4	0.3	< 0.1	0.15	0.00	Poor

* EXT HYD/EXT ORG > 0.65 indicative of nonindigenous oil or contaminant.

** High EXT ORG/TOT ORG ratios found in a gas source bed also indicate nonindigenous oil contaminant.

Fuente: Amoco Production Company Research Center Source Rock Evaluation Mississippian and Devonian Cuttings, Amoco Yarina No. 10-19-2X Perú.

Tabla 7 - Organic Diagenesis Data

Número de muestra	Tipo de muestra	Formación	Edad	Litología	Profundidad del tope (ft)	Carbono	Hidrógeno	Oxígeno	Nitrógeno	RATIO H/C	Estado diagenético
C-1182	CT	Cabanillas	Miss	SH	11200 - 11210	84.4	5.7	9.1	0.8	0.81	Early peak (gas) generation
C-1183	CT	Cabanillas	Dev.	SH	11400 - 11410	87.7	3.3	7.9	1.2	0.45	Peak generation (gas)
C-1184	CR	Cabanillas	Dev.	SH	11540 - 11545	75.7*	3	20.4*	0.9	0.47	Past peak (minor liquid)-Peak (gas)
C-1185	CT	Cabanillas	Dev.	SH	11600 - 11610	76.5*	3.1	17.6*	1.0	0.47	Past peak (oil)-Peak (gas)
C-1186	CT	Cabanillas	Dev.	SH	11800 - 11810	83.4*	3.2	12.6*	0.9	0.46	Peak generation (gas)

* High oxygen - low carbon caused by some chemical interference.

Fuente: Amoco Production Company Research Center Source Rock Evaluation Mississippian and Devonian Cuttings, Amoco Yarina No. 10-19-2X Perú.

Tabla 8 - Madurez termal del pozo Yarina 2X

Depth (ft)	Formation	Age	Color	Scale	Kerogen Type	Description - Remarks
11200 – 11210	Cabanillas	U. Dev.	Dk Br	5 - 6	Gas	60% black wood and charcoal 15% cuticular material 25% unstructured material Common palynomorphs
11400 – 11410	Cabanillas	M. Dev.	Black	6	Gas	*70% wood and cuticle 20% unstructured material 10% charcoal-like frag. Abundant palynomorphs
11540-11545	Cabanillas	M.Dev.	Black	6	Wet Gas to Oil	*75% unstructured looking material 20 % wood and cuticle 5% charcoal-like frag. Common palynomorphs
11600-11610	Cabanillas	M.Dev.	Black	6	Oil	*85% unstructured looking material 15% charcoal and cuticle Rare palynomorphs
11800-11810	Cabanillas	M.Dev.	Black	6	Gas	*70% charcoal and wood 10% cuticular material 20% unstructured looking material Abundant palynomorphs

*A. Ormiston (T.S. 5969, 1-23-75) has recognized algal spore plates of "Tasmanites" in the sample from 11,540-545'.

Fuente: D. Beju and L. Eames (T.S. 5232PC, 2-26-75) reported that these phytoplanktonic algae are dominant throughout the 10,400-810' interval of Middle Devonian shales.

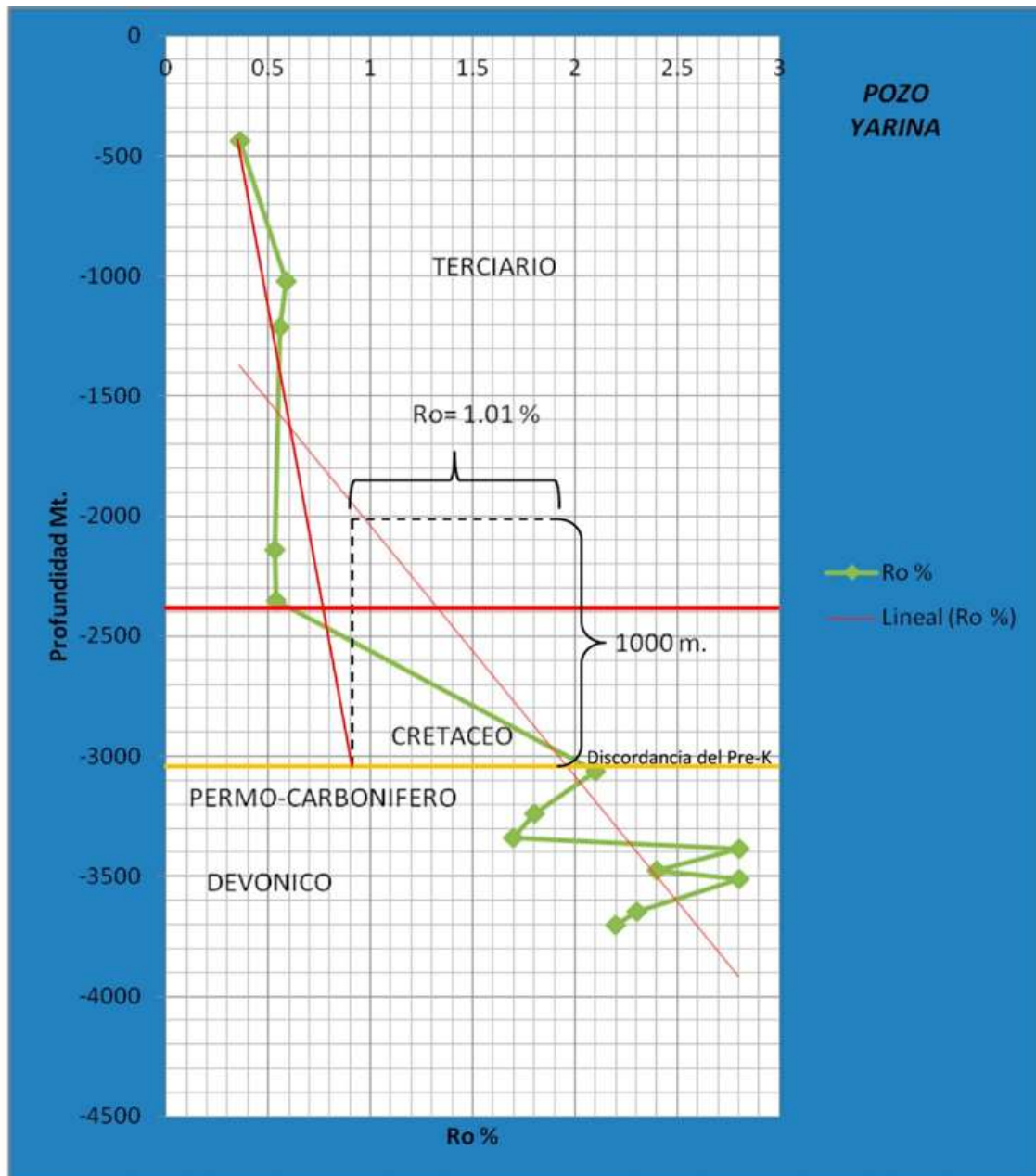
3.5.1. Interpretación de las discordancias en base a la reflectancia de la Vitrinita

En la Petrología orgánica incluyendo la medición de la reflectancia de la vitrinita (R_o), que es un método para evaluar el grado de alteración termal de las rocas sedimentarias. La vitrinita, uno de varios grupos de maceral del carbón, se deriva de los restos de parte de las plantas superiores (terrestre) y limitada a la parte de post-Ordovícico del registro estratigráfico.

El modelado de tiempo-temperatura se utiliza para examinar los efectos de la geohistoria del enterramiento de los sedimentos y los perfiles de la reflectancia de vitrinita asociados a discordancias estratigráficas (Horsfield, Schulz, & Kapp, 2012). Compensaciones en los datos de reflectancia es completamente discordancias poco profundas pueden en muchos casos, se explica por la erosión y proporcionan una estimación mínima de la cantidad de la sección que falta. A medida que progresa de entierro, el desplazamiento en los valores de reflectancia a la energía térmica requerida para activar las vías de reacción en los estratos por encima y por debajo de la discordancia, hasta que no existe ninguna diferencia estadísticamente significativa en la reflectancia de la vitrinita través de la límites estratigráfica. Modelo Dow (1977) observó que los perfiles de reflectancia de vitrinita que pasan por una discordancia comúnmente exhiben un desplazamiento en la discordancia. Sugirió además que la compensación es utilizada para estimar la cantidad faltante o desaparición de la sección (erosionado). Esta estimación se lleva a cabo gráficamente mediante la proyección de la parte de pre-discordancia del perfil hacia arriba hasta el punto donde se alcanza un valor igual a la reflectancia de la vitrinita inmediatamente por encima de la discordancia.

En este caso para el área se tomó el pozo Yarina por contar con un análisis de la reflectancia de la vitrinita (R_o) en casi toda la columna estratigráfica perforada como se muestra en la Figura 39 contruidos a partir de los datos geoquímicos de la misma. Entre la Formación del Permo-Carbonífero y las formaciones del Cretáceo falta o ha sido erosionado mil metros, lo que permitió la historia termal o historia de enterramiento del pozo Tapiche.

Figura 39 - Solución gráfica propuesta utilizando los valores de la reflectancia de la vitrinita para estimar la cantidad de levantamiento y erosión de la formación faltante.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9 - Datos Geoquímicos del Pozo Yarina

Profundidad metros	Muestra tipo	Formación geológica	Vitrinita Ro%	
430	439	Canaleta	Corrientes	0.36
1015	1024	Canaleta	Pebas	0.59
1207	1216	Canaleta	Chambira	0.56
2137	2140	Canaleta	Cachiyacu	0.53
2347	2350	Canaleta	Chonta	0.54
3060	3063	Canaleta	Copacabana-Tarma	2.1
3234	3237	Canaleta	Copacabana-Tarma	1.8
3261	3264	Canaleta	Copacabana-Tarma	
3322	3325	Canaleta	Cabanillas	
3335	3338	Canaleta	Cabanillas	1.7
3353	3356	Canaleta	Cabanillas	
3380	3383	Canaleta	Cabanillas	2.8
3414	3417	Canaleta	Cabanillas	
3472	3475	Canaleta	Cabanillas	2.4
3475	3478	Canaleta	Cabanillas	
3508	3511	Canaleta	Cabanillas	2.8
3517	3519	Canaleta	Cabanillas	
3536	3529	Canaleta	Cabanillas	
3645	3649	Canaleta	Cabanillas	2.3
3597	3600	Canaleta	Cabanillas	
3700	3703	Canaleta	Cabanillas	2.2

*Fuente: Petroperu División Exploración-Explotación. Cooperación Técnica Peruano-Alemana, 1980
Datos Geoquímicos del Pozo Yarina.*

3.5.2. Maduración y la Geohistoria de enterramiento

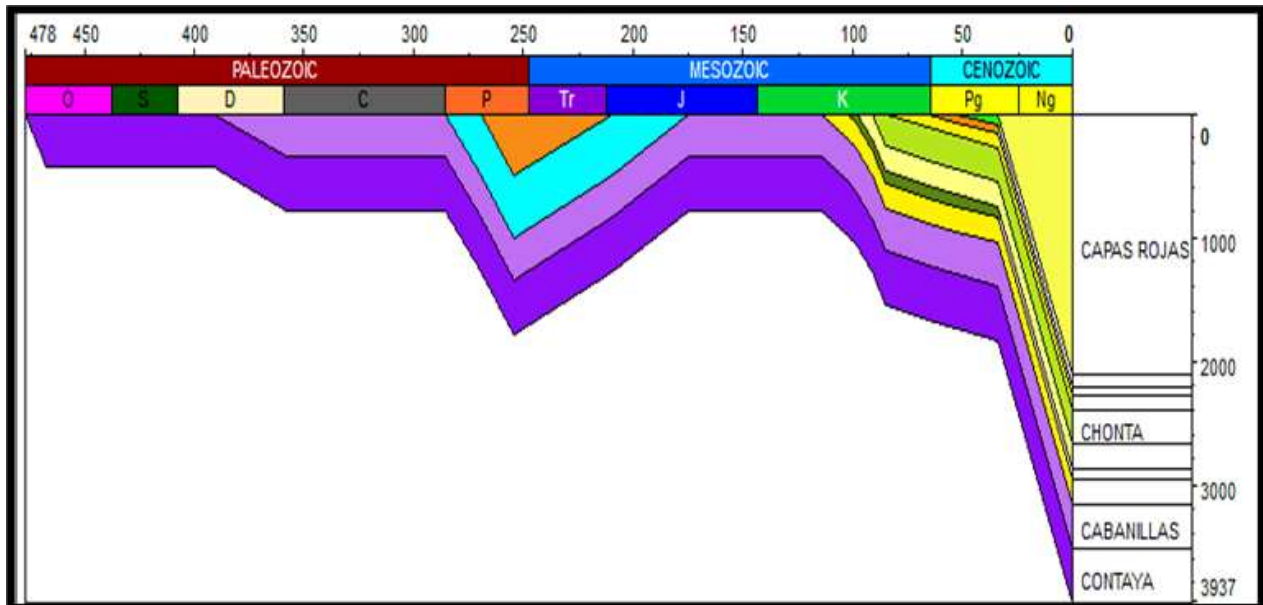
Se analizó la geohistoria de enterramiento de los sedimentos de las formaciones con el propósito de determinar el tiempo de una posible generación de hidrocarburos. Se utilizó el método de Lopatin (Waples, 1980), el cual se basa en el análisis de dos factores, tiempo y temperatura. De acuerdo con Waples (1980), estos elementos controlan la maduración termal del kerógeno. La interpretación del Geohistoria enterramiento de los pozos analizados se utilizó el programa PetroMod IP9.0. El método de Lopatin aplica un modelo matemático, cuyo objetivo final es el cálculo de Índice de Tiempo y Temperatura (TTI). Este cálculo se realiza mediante la reconstrucción del enterramiento de los sedimentos a lo largo del tiempo geológico.

La madurez térmica también se evaluó teniendo como resultados de la medición de la reflectancia de vitrinita (Ro) determinados de las muestras del pozo Yarina (Tabla 9) es un poco más madura que la indicada por los valores de reflectancia de vitrinita medido con el método de

Rock-Eval Tmax sugiere un valor de Ro-equivalente de alrededor de 0,78%, lo que está de acuerdo con los índices de hidrógeno que sugieren que aproximadamente el 30% de conversión de la materia orgánica.

La geohistoria del enterramiento del pozo Tapiche se realizó en base a las formaciones encontradas durante la perforación, así como la interpretación efectuada de la discontinuidad del perfil de la reflectancia de la vitrinita del pozo Yarina de donde se deduce las formaciones faltentes como son las formaciones Copacabana y Mitu, fortaleciendo esta interpretación con la sección sísmica interpretada como se muestra en la Figura 40 el pozo también encontró las formaciones del Paleozoico que son las formaciones Contaya y Cabanillas. Para determinar si alcanzaron la ventana de petróleo se efectuó el método TTI Índice de Tiempo y temperatura (Lopatin,1970; Waples,1980) para los pozos del área como es Tapiche y Palmera.

Figura 40 - Geohistoria enterramiento de la columna del pozo Tapiche.



Fuente: Elaboración propia, Datos de perforación del pozo Tapiche Arco Perú Corporation.

Al aplicar la fórmula de TTI da un valor que indica la presencia o ausencia de una zona de generación. Los valores de control para el grado de maduración son los siguientes:

No ha entrado a la ventana TTI < 15

Ventana de petróleo TTI entre 15 – 160

Final de la ventana de petróleo TTI > 160

La generación y migración desde la roca generadora de las lutitas de la formación Cabanillas fue determinada por la geoquímica de los pozos exploratorios del área investigación como son los pozos Palmeras, Tamanco, Tapiche y Yarina. Elaborando su geohistoria de enterramiento para hallar el Índice de tiempo y temperatura (TTI) de donde se interpreta que la formación Cabanillas el pozo Palmera (Figura 41) entro a la ventana de generación de hidrocarburo hace 35 millones de años aproximadamente en la edad del Eoceno; Mientras que el pozo Tapiche (Figura 42 y Figura 43) la geohistoria de enterramiento y el TTI Índice de tiempo y temperatura la formación Cabanillas entra a la ventana de generación hace 40 millones de años en la edad del Eoceno.

Existe un límite marcado entre madurez e inmadurez, debido a que las materias orgánicas de composición diferente responden a velocidades diferentes a los incrementos de temperatura.

< 0.60 Inmaduro

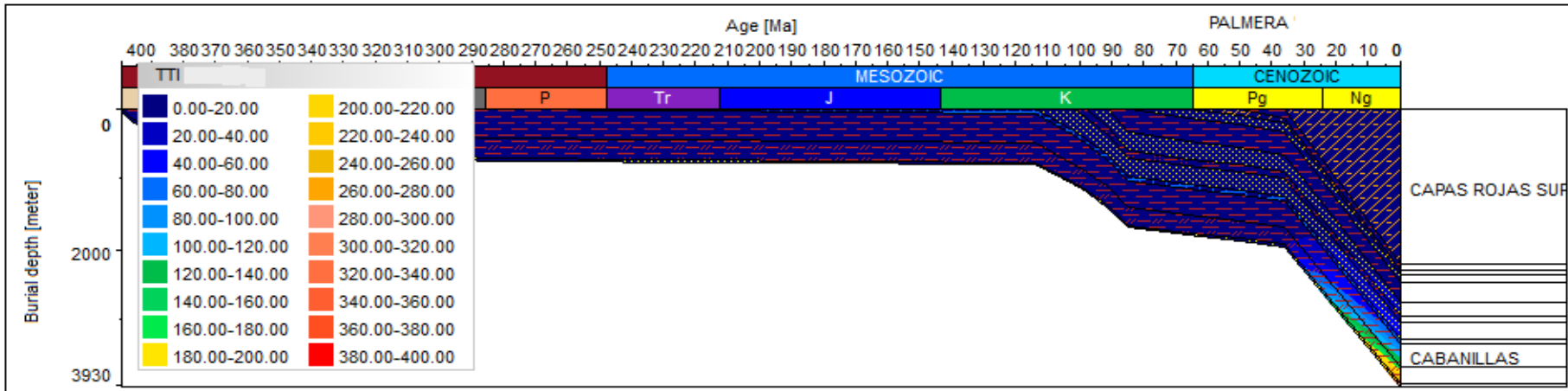
0.60 – 1.00 Ventana de petróleo

1.00 – 1.40 Ventana de condensado/Gas Húmedo

>1.40 Ventana de gas Seco

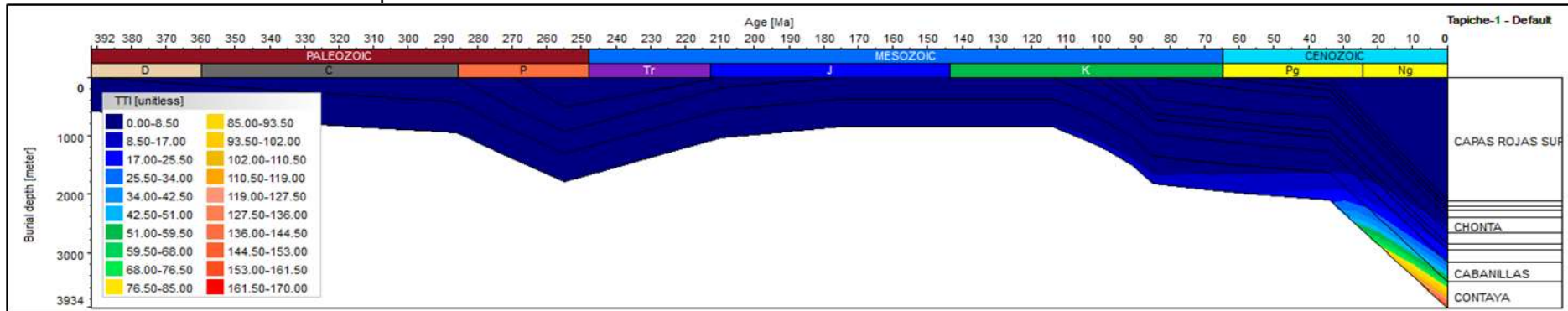
El gas producible es encontrado acerca de 1.0%Ro. Tissot and welte(1978).

Figura 41 - La geohistoria del enterramiento del pozo Palmera con el Índice de Tiempo y Temperatura nos muestra que la formación Cabanillas entro a la ventana de generación 35 millones de años del tiempo del Eoceno.



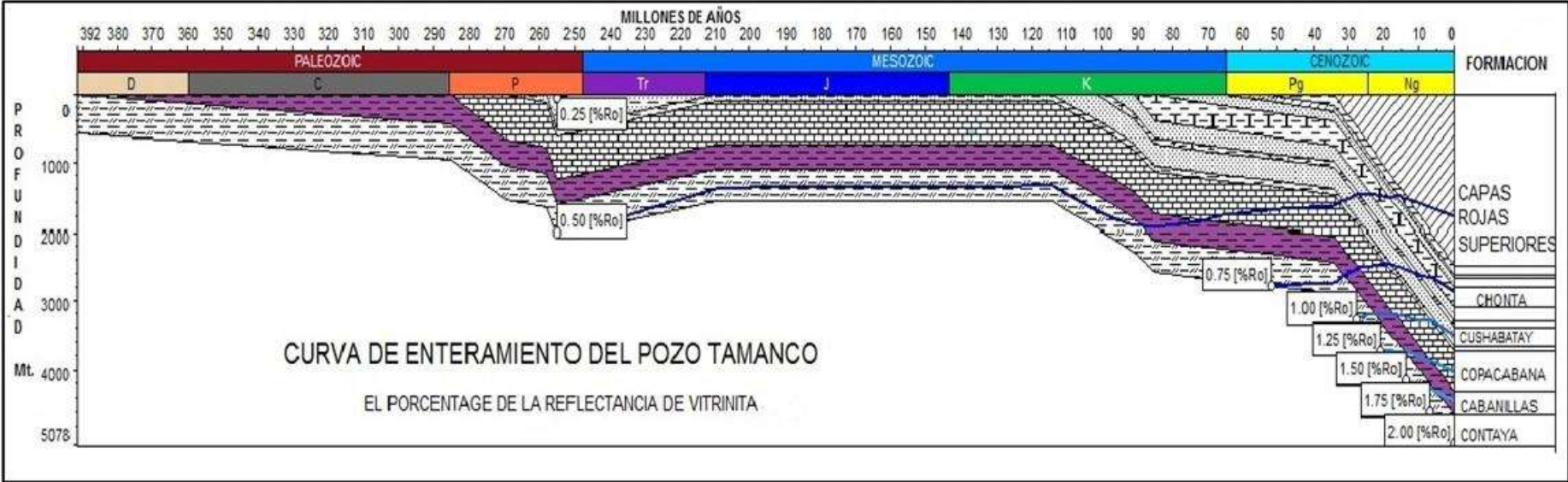
Fuente: Elaboración propia, Método de Lopatin-Waples 1980 con la perforación Exploratoria del pozo Palmera, Arco Peru Corporation.

Figura 42 - La geohistoria del enterramiento del pozo Tapiche con el Índice de Tiempo y Temperatura, se muestra que la ventana de generación entro 40 millones de años del tiempo del Paleoceno.



Fuente: Elaboración propia, Método de Lopatin-Waples 1980 con la perforación Exploratoria del pozo Palmera, Arco Peru Corporation.

Figura 43 - Geohistoria de enterramiento del pozo Tamanco con el porcentaje de la Reflectancia de Vitrinita (%Ro), La formación Cabanillas tiene un Ro calculado de 1.75.



Fuente: Elaboración propia, Método de Lopatin-Waples 1980 con la perforación Exploratoria del pozo Palmera, Arco Peru Corporation.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DEL RESERVORIO SHALE GAS

La evaluación de las lutitas gasíferas se define como reservorio a la misma roca fuente o generadora, donde los hidrocarburos generados por la maduración térmica de la materia orgánica contenidas en ellas. Gran parte de dichos hidrocarburos han quedado en la misma roca y el resto ha migrado a otros reservorios. Razón por lo cual los reservorios en estos casos son continuos y no requiere de estructuras como trampas para acumular los hidrocarburos. En el área de estudio se ha determinado como roca generadora de hidrocarburos a las formaciones Cabanillas y Copacabana-Ene basados en los análisis estratigráficos, petrográficos, geofísicos y geoquímicos.

4.1. Reservorio de las Lutitas Gasíferas No convencional

La variedad de tipos de rocas observados en los reservorios no convencionales ricos en materia orgánica amerita la clasificación de diferentes tipos de reservorios. Cada reservorio puede tener características geoquímicas y geológicas distintivas y requerir diferentes métodos de perforación, terminación, producción y evaluación de recursos y reservas, como lo indica la experiencia de aproximadamente los últimos 20 años en Estados Unidos y Canadá. No olvidar que las lutitas (*shale*) siguen teniendo potencial como rocas sello y no todas las lutitas (*shale*) tienen que ser necesariamente rocas reservorio (Gualter, 2012).

Enormes cantidades de gas natural se han ido acumulando durante millones de años a lo largo de las eras paleozoicas y mesozoicas de la historia geológica de nuestro planeta en entornos geológicos distintos de las trampas de hidrocarburos tradicionales. Las lutitas gasíferas son reservorios complejos, que representan significativamente la variedad en las características del yacimiento (es decir, la mineralogía, la porosidad, permeabilidad, contenido de gas, y la presión). El *shale gas* se produce tanto como una fase libre dentro de los poros y fracturas y como gas adsorbido en materia orgánica. El *shale gas* tiene generalmente una porosidad de 4 a 6% y un TOC de 4 a 2 % de peso. Los *shale gas* representan un reservorio único debido a su muy baja permeabilidad. La mayoría tiene una permeabilidad de la matriz de 10^{-4} a 10^{-8} mD. La

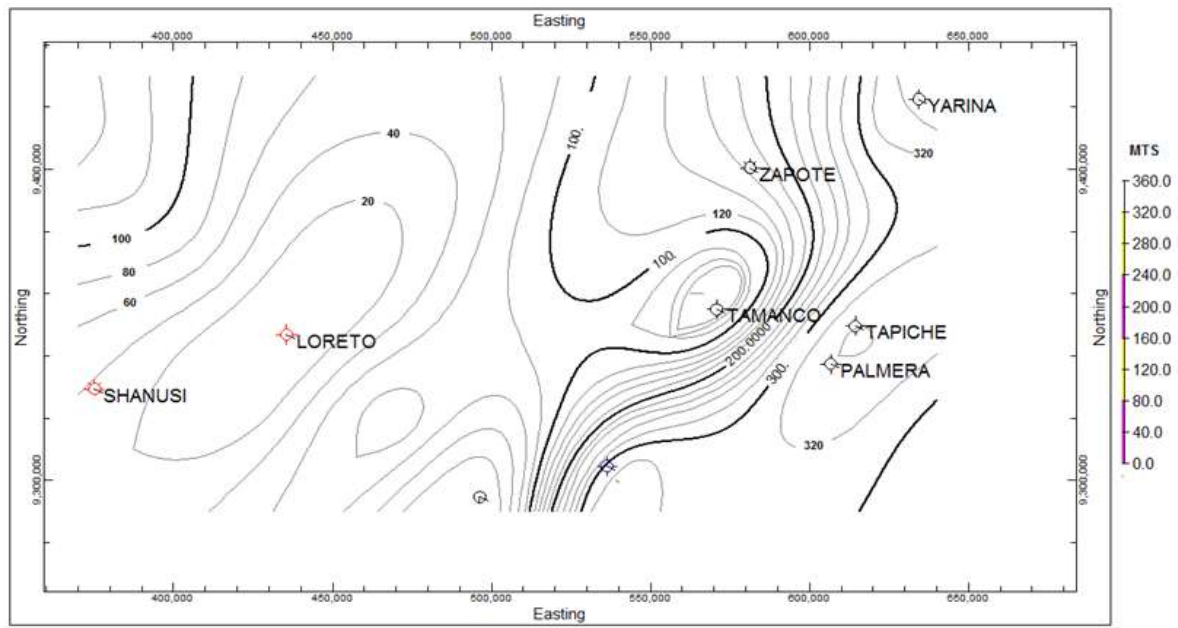
densidad y continuidad de las fracturas naturales, abiertas se considera que es crítico para mejorar la permeabilidad del sistema (Lewis, y otros, 2004).

Los principales parámetros del yacimiento para los reservorios de las lutitas gasíferas incluyen: 1) madurez térmica, 2) espesor del yacimiento, 3) el contenido del carbono orgánico total (COT), 4) la fracción de gas adsorbido, 5) la fracción de gas libre dentro de los poros y fracturas, y 6) la permeabilidad. Los primeros dos parámetros se miden de forma rutinaria. Madurez térmica es comúnmente medida en el análisis del núcleo y el espesor del reservorio es rutinariamente medido con registros eléctricos. El cálculo de los cuatro últimos parámetros requiere un enfoque novedoso.

La geomecánica estudia la deformación de la fractura de las rocas desde su formación durante la litificación de las rocas y después por las etapas del metamorfismo, que ocurren durante la historia geológica. Como es el caso de los esfuerzos tectónicos que actuaron sobre las formaciones más antiguas, así como las recientes, como es en el caso de la formación Cabanillas que ha sufrido o soportados las fases tectónicas del Ticomónica, Herciniana, Nevadiana y la Andina o peruana. Otra evidencia es el núcleo N° 2 3065m (10,058') – 3070m (10,072') obtenida del pozo Yarina de caliza microcristalina densa con alguna porosidad de fractura que mostro rastros de fluorescencia y corte medio blanco azulado en la caliza fracturada en el intervalo 3067.8m (10,065') – 3068.4m (10,067').

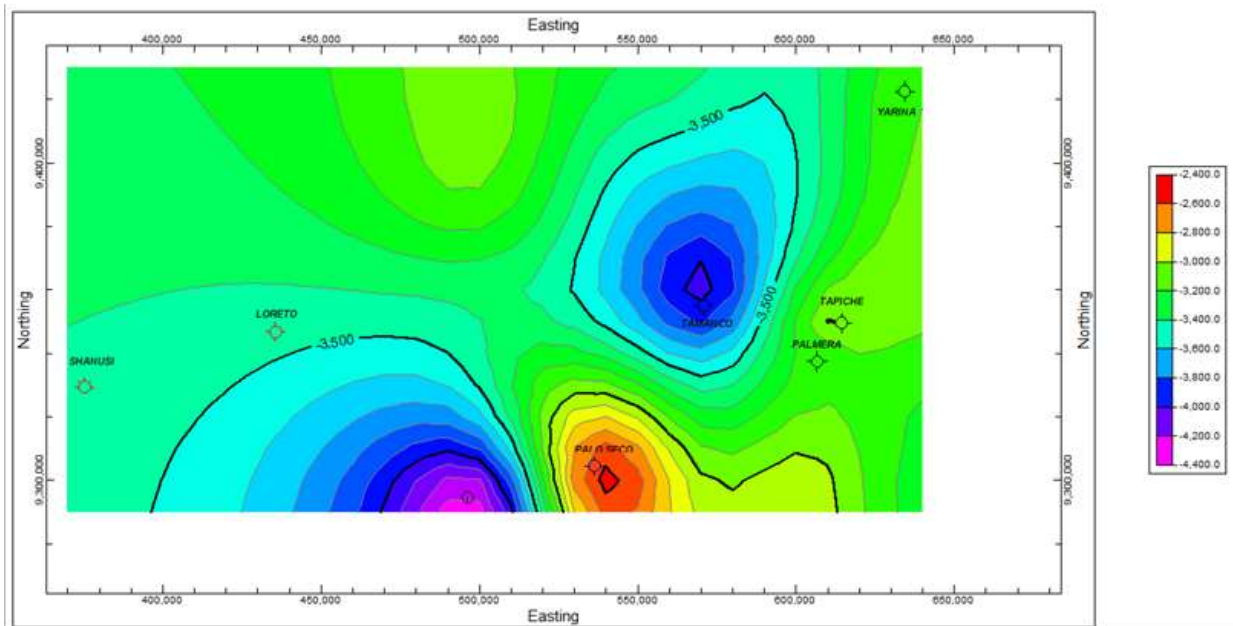
Se está considerando que el petróleo generado es de primera generación de la formación Cabanillas. Los estudios realizados por las compañías operadoras para el área de estudio se ha considerado un promedio de un rango de la reflectancia de la vitrinita en R_o 1.8 – 2.8 con un TOC de 0.5 – 1.93%. En base a la interpretación sísmica y la correlación de los registros de los pozos exploratorios del área se confeccionaron un mapa isopaco (ver Figura 44) y estructural en el tope de la formación Cabanillas (ver Figura 45) que ayudó a determinar el área y el espesor de la formación objetivo. Asimismo, permitió estimar la cantidad y tamaño del contenido de gas del yacimiento no convencionales.

Figura 44 - Mapa Isopaco de la Formación Cabanillas.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 45 - Mapa Estructural en el tope de Formación Cabanillas.



Fuente: Elaboración propia.

4.2. Estimación del Gas Original En Sitio (GOES)

Para la estimación del GOES se ha utilizado tres enfoques para generar estimaciones de los recursos técnicamente recuperables (*technically recoverable reserves* - TRR) del shale gas

del caso de estudio. Para ello, se debe realizar una serie de consideraciones ya que no hay los datos suficientes sobre las formaciones Cabanillas y Copacabana-Ene para realizar un estudio más completo y certero. La información que se usa para el estudio es una recopilación de características o propiedades de otros yacimientos de lutitas gasíferas que han sido desarrolladas en los Estados Unidos.

- **Enfoque volumétrico**

Para el cálculo del gas total en sitio generalmente se considera un componente volumétrico (Gf), que envuelve los hidrocarburos almacenados en los poros como gas libre. Este es cuantificado modificando los métodos de evaluación para reservorios convencionales que se estima un volumen =2,518,291,809,307 scf. Un componente superficial (Ga), con el gas físicamente adsorbido. Área superficial =13,000,000,000 que es la superficie areal de los micros y nano poros. La cantidad de gas adsorbido generalmente ha sido cuantificado de los Isotermas de Sorción (Mavor et. al., 2004). No hay una medición directa de la fase de gas adsorbida. Este es estimado indirectamente de las condiciones de presión y temperatura medida. Un componente volumétrico de gas disuelto (Gso) en el hidrocarburo líquido. Y finalmente un componente volumétrico de gas disuelto en el agua de formación (Gsw).

$$GOES= G_{st} = G_f + G_a + G_{so} + G_{sw} \quad \text{Ec. (1)}$$

$$TOC \text{ original} = 3.71\%$$

$$\text{Original Hydrocarbon Potential (S20)} = 29.02 \text{ mgHC/g rock}$$

$$\text{Primary Oil Potential} = 0.70 \times S20$$

$$= 20.31 \text{ mgHC/g}$$

$$= 20.31 \times 21.81 \text{ bb oil/ac-ft}$$

$$= 443 \text{ bbl oil/ac-ft} \dots \dots \dots \text{Ec. (2)}$$

$$\text{Primary Gas Potential} = 0.30 \text{ of S20}$$

$$= 8.71 \text{ mgHC/g rock}$$

$$= (8.71 \times 131.34) \text{ mcf/ac-ft}$$

$$= 1144 \text{ mcf/ac-ft} \dots \dots \dots \text{Ec. (3)}$$

$$\text{Source Rock} = 984 \text{ ft} \dots \dots \dots \text{Ec. (4)}$$

Primary Oil Generated from Kerogen with 984 ft SR Thickness, converted to gas equivalent (bcf/section)

$$= 20.31 \times 131.34 \times 984 \times 64$$
$$= 1680 \text{ bcf/section} \dots \text{Ec. (5)}$$

Primary Gas Generated from kerogen with 984 ft SR thickness converted to gas equivalent (bcf/section)

$$= \text{Ec. (3)} \times 984 \times 640 / 106$$
$$= 247 \text{ bcf/section} \dots \text{Ec. (6)}$$

Total Hydrocarbon generated from kerogen with 984 ft SR thickness

$$= \text{Ec. (5)} + \text{Ec. (6)}$$
$$= 820 \text{ bcf/section} \dots \text{Ec. (7)}$$

Assuming Expulsion Efficiency = 60%..... Ec. (8)

Oil expelled = 0.60 x Ec. (2)

$$= 266 \text{ bbl Oil/ac-ft} \dots \text{Ec. (9)}$$

Gas expelled = 0.60 x Ec. (3)

$$= 686.4 \text{ mcf/ac-ft} \dots \text{Ec. (10)}$$

Primary Oil Retained in Shale = Ec. (1) - Ec. (9)

$$= 177 \text{ bbl oil/ac-ft} \dots \text{Ec. (11)}$$

Primary Gas retained in Shale = Ec. (3) - Ec. (10)

$$= 458 \text{ mcf /ac-ft} \dots \text{Ec. (12)}$$

Assuming secondary Oil Cracking = 47%..... Ec. (13)

Gas from Secondary Oil Cracking = Ec.(11) x 0.47 x (131.24/21.89)

$$= 498 \text{ mcf/ac-ft} \dots \text{Ec. (14)}$$

Total Retained Gas = Ec. (12) + Ec. (14)

$$= 956 \text{ mcf/ac-ft} \dots \text{Ec. (15)}$$

Total retained Gas in shale of 984 ft = Ec. (15) x 984 x 640

$$= 602 \text{ bcf/section} \dots \text{Ec. (16)}$$

Storage Capacity with 6% porosity at reservoir conditions (70 ° C, 3800psi)= 540 mcf/ac-ft

Conclusiones

La formación Cabanillas está constituida por una secuencia de lutitas negras depositadas en un ambiente de plataforma marina de edad del Devónico de la era Paleozoica en la parte sur de la cuenca Marañón. Esto como resultado del análisis de los registros litológicos, paleontológicos, geoquímicos y eléctricos de los pozos exploratorios; y sus correlaciones estratigráficas y estructurales para conocer su distribución y su espesor de la formación. Asimismo, mediante la interpretación sísmo estratigráfico de las líneas sísmicas, permitió cotejar la secuencia sísmica de la formación Cabanillas con los registros eléctricos y litológico de los pozos exploratorios Tapiche y Tamanco el cual se determinó su distribución y espesor en el área, teniendo su mayor espesor hacia el Este.

La evolución tectónica-estructural se efectuó con la interpretación sísmica de las secuencias de las formaciones Cabanillas, Copacabana, Ene, Mitú y Pucara hasta la discordancia del Pre cretáceo donde se apreció los eventos tectónicos Tacónica, Eohercínica, Tardihercínica, que actuaron en el área.

La interpretación con la data de los análisis geoquímicos de los pozos se determinó que las lutitas de la formación Cabanillas es del tipo de kerógeno III de un ambiente de lutitas marina-pro petróleo. Con la data de la reflectancia de vitrinita y su interpretación se determinó la cantidad de erosión y no depositacional de formaciones faltantes que es aproximadamente 1000 metros y que está relacionada con la secuencia sísmica de la formación Mitú y que permitió realizar la Geohistoria del enterramiento para determinar la ventana de generación de los hidrocarburos. La geohistoria del Índice de tiempo y temperatura (TTI) la formación Cabanillas en el pozo Palmera y Tapiche entraron a la ventana de generación de los hidrocarburos hace 35 y 40 millones respectivamente en la edad del Eoceno.

La formación Cabanillas con la interpretación y análisis de la data de los estudios geoquímicos efectuados con las muestras de los pozos exploratorios del área, es un potencial generador de hidrocarburos por los valores TOC de 3.71%, y una reflectancia de vitrinita (R_o) que está en un rango 1.8-2.8 para el área y el análisis de rock val que determinó que el tipo de

kerógeno es III para el área. Las muestras del Devónico superior y medio son consideradas como de regular a bueno como roca generadora

De acuerdo a las estimaciones realizadas para el área de estudio se determinó:

Gas Libre = 370.85 TCF

Gas Adsorbido = 54.45 TCF

OGIP = 425.30 TCF

La industria energética sobre las lutitas gasíferas (*shale gas*) se encuentra todavía en una etapa temprana en la comprensión de cómo se manifiestan las características clave de un reservorio no convencional con el dominio de la sísmica. La exploración y el desarrollo del *shale gas* traen no sólo nuevas soluciones a la creciente demanda de gas, sino también los desafíos de cómo producir económicamente gas de reservorios de baja permeabilidad. Una entrada rentable y exitosa en los *plays* de lutitas gasíferas requieren de geólogos e ingenieros a desarrollar con un entendimiento en profundidad de los reservorios no convencionales.

Recomendaciones

Para evaluar la probabilidad de la producción económica del *shale gas* es determinar si el gas es termogénico y evaluar las características geológicas del sistema del gas en lutitas para aplicar correctamente las mediciones geoquímicas e interpretación.

Continuar el análisis Geoquímico de las lutitas de la formación Cabanillas como es la Reflectancia de la vitrinita, TOC y *Rock-Eval* de las muestras y núcleos de los pozos estudiados ya que estas se encuentran almacenadas en la litoteca de la empresa Perupetro S.A.

Existe una gran variedad de recursos de gas de esquisto no convencional y tipos de gases asociados. El origen del gas es termogénico y aunque la mayoría es gas original en sitio, en algunos casos, los sistemas de lutitas contienen gas migrado. Obras de teatro de recursos de lutitas gasíferas pueden ser muy apretado (baja permeabilidad) a altamente fracturada, con la composición mineralógica mayor variable de control de la frágil contra la naturaleza dúctil de las lutitas.

Referencias Bibliográfica

- Behar, F., Beaumont, V., & Penteadó, H. D. (2001). Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), 111-134.
doi:<https://doi.org/10.2516/ogst:2001013>
- BNK Petroleum. (2011). BNK Petroleum Corporate Presentation. Obtenido de http://ddata.overblog.com/xxxxyy/4/72/27/39/Breves-du-10-septembre-2011/LECERCLEDEGINDOU/Current_Presentation-BNK-petroleum.pdf
- Cienfuegos, P., & Pendas, F. (2010). Informe Recursos No Convencionales. *Departamento de Explotación y Prospección de Minas. Universidad de Oviedo*.
- Cohen, I. (2016). La Revolución Energética en Norteamérica. *Revista Científica ECOCIENCIA*.
Obtenido de <http://ecociencia.ecotec.edu.ec/upload/php/files/febrero/01.pdf>
- Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas. (2013). Gas No Convencional en España, una Oportunidad de Futuro. *Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas*.
- Curiale, J. A., & Curtis, J. B. (2016). Organic geochemical applications to the exploration for source-rock reservoirs—A review. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 13, 1-31.
- Demaison, G. J., & Moore, G. T. (1980). Anoxic environments and oil source bed genesis. *AAPG Bull.*, 64, 1179–1209.
- EIA. (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. *U.S. Energy Information Administration*. Obtenido de https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf
- Grieser, W. V., & Bray, J. M. (2007). Identification of production potential in unconventional reservoirs. *In Production and Operations Symposium. OnePetro*. doi:10.2118/106623-MS
- Honty, G. (2018). Nuevo extractivismo energético en América Latina. *Ecuador Debate*, 105: 48-67.
Obtenido de <http://hdl.handle.net/10469/15261>
- Horsfield, B., Schulz, H.-M., & Kapp, I. (2012). Shale Gas in Europe. *Search and Discovery Article #10380*. Obtenido de https://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/10380horsfield/ndx_horsfield.pdf

- Jin, X., Shah, S. N., Roegiers, J. C., & Zhang, B. (2014). Fracability evaluation in shale reservoirs— an integrated petrophysics and geomechanics approach. *In SPE hydraulic fracturing technology conference. OnePetro.*
- Laubacher, M. (1970). La tectónica tardi-hercínica en la Cordillera oriental de los Andes del Sur del Perú.
- Lewis, R., Ingraham, D., Pearcy, M., Williamson, J., Sawyer, W., & Frantz, J. (2004). New evaluation techniques for gas shale reservoirs. *In Reservoir symposium - Schlumberger Houston.*, 1-11.
- Morales, I. (2013). La revolución energética en América del Norte y las opciones de política energética en México. *LaReforma Energética*, 109. Obtenido de http://www.foroconsultivo.org.mx/libros_editados/reforma_energetica.pdf#page=110
- Morjandin, J. (2013). La revolución energética en marcha en Estados Unidos. *Expansión.*
- Orkestra. (2012). Gas No Convencional: "Shale Gas". *Instituto Vasco de Competitividad Fundación Deusto.* Obtenido de <http://www.deusto-publicaciones.es/deusto/pdfs/orkestra/orkestra34.pdf>
- Peters, K. E., Cassa, M. R., Magoon, L. B., & Dow, W. G. (1994). The petroleum system—From source to trap. *AAPG Mem*, 60, 93-120. *APG Mem*, 60, 93-120.
- Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. (2005). The Biomarker Guide. Biomarkers and isotopes in the environment and human history. *Cambridge, New York.*
- Pitcher, J., & Jackson, T. (2012). Geosteering in unconventional shales: Current practice and developing methodologies. *In SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. OnePetro.*
- Pospíšil, J., Charvát, P., Arsenyeva, O., Klimeš, L., Špiláček, M., & Klemeš, J. J. (2019). Energy demand of liquefaction and regasification of natural gas and the potential of LNG for operative thermal energy storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 99, 1-15.
- SNMPE. (2012). Shale Gas/ Gas de Lutitas. *Informe quincenal de la SNMPE.* Obtenido de https://issuu.com/sociedadmineroenergetica/docs/snmpe-informe-quincenal-hidrocarbur_63d9b410cfd751
- Stephen, C., & Passey, Q. R. (1993). Recurring patterns of total organic carbon and source rock quality within a sequence stratigraphic framework. *AAPG Bulletin*, 77, 386–401.
- Wallage, D. (1996). Geochemical Analysis of Tamaco Well of Peru. *Coastal Oil & Gas Corporation. Peru. Coastal Oil & Gas Corporation.*