

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO

Caracterización Geoquímica de la Cuenca Cesar Ranchería – Colombia.

AUTOR: Perdomo Carrillo, Fabiola Leonor (Leg. N° AP 103718)

DOCENTE TITULAR: Acosta, Gustavo

**TRABAJO FINAL PRESENTADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
TERMINACIÓN DE POZOS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES**

BUENOS AIRES

SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2021

CONTENIDO

1. Abstract	3
2. Introducción	4
2.1 Cuencas Sedimentarias en Colombia.....	4
2.2 Producción y Reservas de Petróleo y Gas en Colombia.....	4
2.3 Yacimientos no Convencionales en Colombia.....	5
2.4 El impacto de los Yacimientos no Convencionales.....	5
3. Desarrollo.....	7
3.1. CUENCA CESAR-RANCHERIA.....	7
3.1.1. Actividades exploratorias en la cuenca Cesar Ranchería.....	8
3.2. Métodos de Evaluación de la Roca Madre.....	11
3.3. Caracterización geoquímica de la cuenca Cesar-Ranchería.....	15
3.3.1. Bloque I Gas o gas seco.....	21
3.3.2. Bloque II Gas Húmedo y Condensados.....	25
3.3.3. Bloque III Petróleo.....	27
3.4. Análisis petrofísico.....	28
3.5. Cálculo de petróleo y gas in situ.....	29
3.6. Comparación de la cuenca Cesar Ranchería con diferentes yacimientos análogos de Shales en todo el mundo.....	29
3.7. Desafíos para el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia.....	30
3.7.1. Disposición de Fluidos.....	31
3.7.2. Fuente de Agua.....	31
3.7.3. Plan de Fracturamiento Hidráulico.....	31
3.7.4. Fluido de Retorno.....	32
3.7.5. Dimensionamiento del Yacimiento.....	32
4. Conclusiones	32
5. Referencias	33
6. Anexos.....	34

ABSTRACT

A lo largo de todas las cuencas sedimentarias de Colombia, la Cuenca Cesar Ranchería (CRB) es una de las menos desarrolladas del país, en términos de explotación de hidrocarburos. El siguiente estudio muestra, de acuerdo con la información de exploración y evaluación de materia orgánica, el potencial de la CRB no solo en hidrocarburos sino también las características especiales de las acumulaciones de hidrocarburos no convencionales que se presentan en esta cuenca.

De acuerdo con los diferentes datos adquiridos a través de procesos de exploración y evaluación tales como sísmica, petrofísica, materia orgánica, madurez, geoquímica y fluidos en sitio, se evalúa la CRB y se compara con formaciones análogas para estimar un potencial aproximado.

Evaluando los aspectos previos de la CRB y el momento actual del país en materia energética, se encuentra que esta cuenca puede otorgar importantes ayudas a las reservas, producción e incluso al desarrollo del país por sus considerables propiedades de hidrocarburos y prospectos.

Finalmente, se analizan los desafíos que enfrenta Colombia para el desarrollo de yacimientos no convencionales y se presenta una descripción general de las actividades que se realizarían en un pozo de un Proyecto Piloto de Investigación en la Cuenca Cesar Ranchería.

INTRODUCCIÓN

Panorama General de la Industria del Petróleo y Gas en Colombia

Cuencas Sedimentarias en Colombia

Colombia se localiza en la esquina noroeste de América del Sur, entre los océanos Pacífico y Atlántico, con fronteras a lo largo de Panamá, Brasil, Perú, Ecuador y Venezuela. Las cuencas sedimentarias de Colombia se muestran en la Figura 1, donde las cuencas más prolíficas en materia de explotación de petróleo y gas son las cuencas de los Llanos Orientales, Caguán-Putumayo, Catatumbo, Alto, Medio y Bajo Magdalena. Los primeros campos petroleros se encontraron en el Magdalena Medio, hace aproximadamente 100 años. En la actualidad la exploración de hidrocarburos, impulsada por el Gobierno Nacional, se ha enfocado en el Bajo Magdalena, Sinu-San Jacinto, las cuencas costa afuera a lo largo del Mar Caribe y la cuenca Cesar-Ranchería.

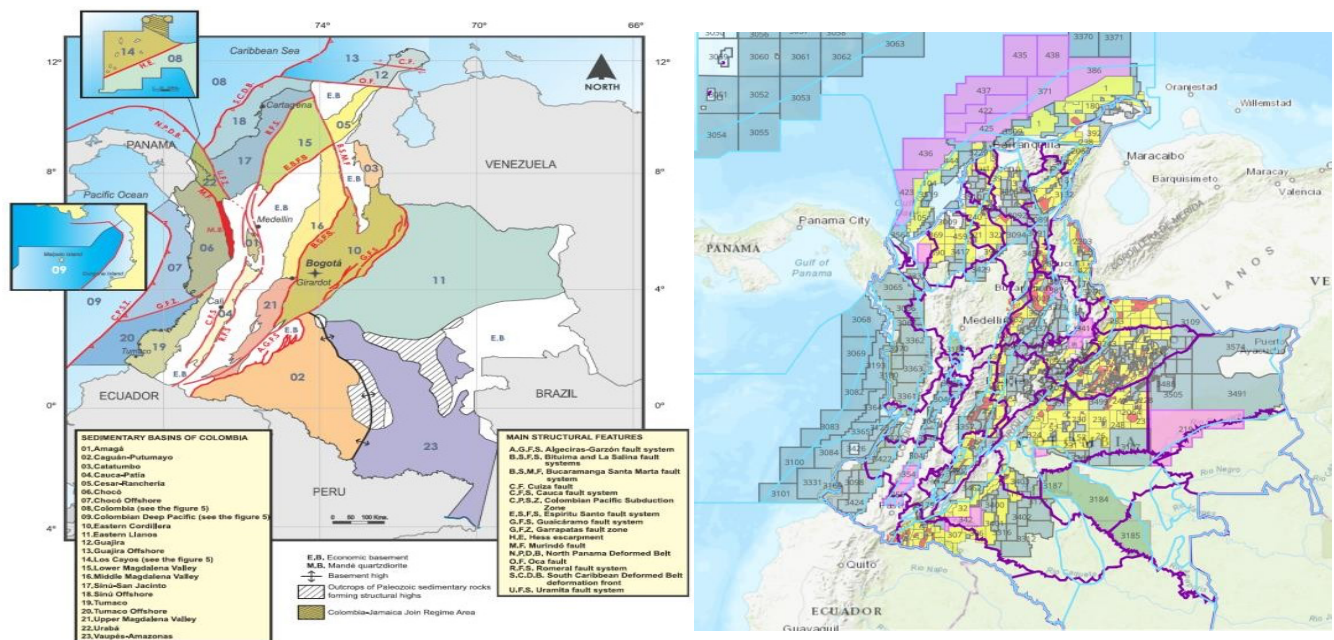


Figura 1. Cuencas Sedimentarias en Colombia

Producción y Reservas de Petróleo y Gas en Colombia

Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la producción comercializada del año 2019 de petróleo y gas es de 323 Mbl y 391 Gpc, respectivamente. se debe notar que un alto porcentaje de la producción nacional proviene de yacimientos convencionales.

En cuanto a las reservas probadas de petróleo país con corte a 31 de diciembre de 2019 son de 2.041 millones de barriles (Mbl) según lo informado por la ANH (Balance de Reservas de Petróleo y Gas Natural País 2019, ANH noviembre de 2020), de los cuales 83,1 Mbl corresponden a condensados y líquidos de gas natural obtenidos en algunos campos. Las reservas Probables y Posibles son de 718 y 629 Mbl respectivamente. Con relación a las reservas 1P a diciembre 31 de 2018 (1.958 Mbl), estos volúmenes presentan un aumento de 4,2%.

La relación Reservas/Producción, conocida como índice R/P determina la vida media de las reservas probadas al mantener el nivel de consumo actual constante (producción comercializada constante) e indica el tiempo que tardarán en consumirse dichas reservas probadas a la tasa de producción actual, sin que haya adiciones en ellas, o por lo menos la reposición de las cantidades producidas. Dicho índice con corte a 31 de diciembre de 2019 es de 6,3 años, tal como se observa en la Figura 2, considerando los volúmenes de reservas Probadas de Petróleo y la producción comercializada total de Petróleo del año 2019.

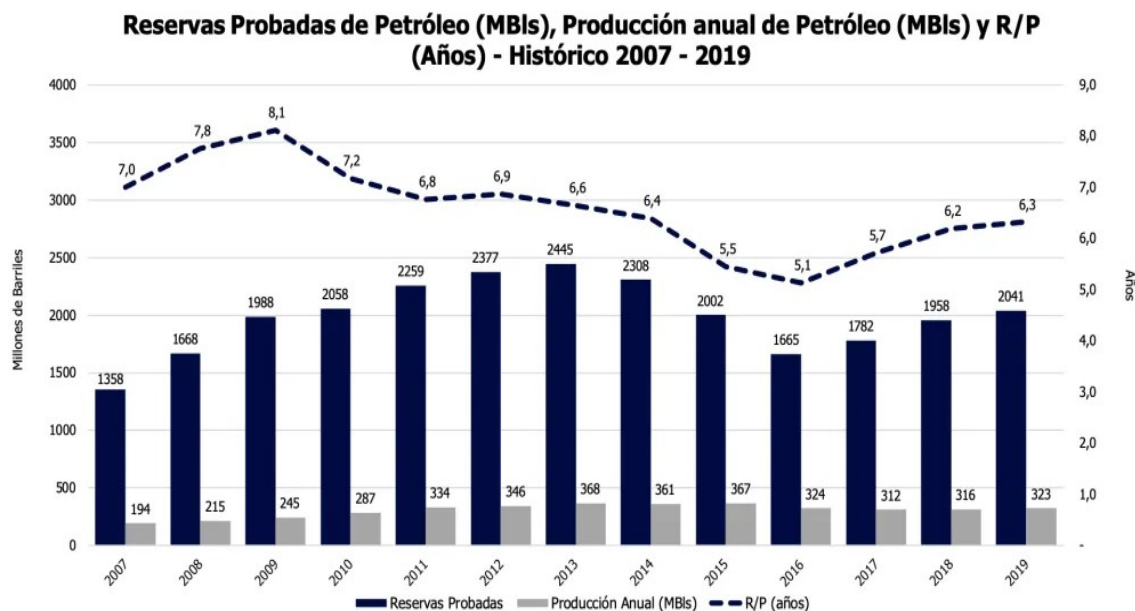


Figure 2. National Oil Production and proven oil reserves History

Fuente: ANH/ Sistema Oficial de Liquidación y Administración de regalías- SOLAR/ Balance de Reservas de Petróleo y Gas Natural País 2019, ANH noviembre de 2020.

En cuanto al gas, con corte a 31 de diciembre de 2019, el país tiene reservas Probadas de gas natural de 3.163 Giga pies cúbicos (Gpc) y reservas Probables y Posibles de 660 y 362 Gpc respectivamente, lo que representa una reducción de 16,3% para Reservas Probadas respecto al año 2018 (3.782 Gpc). (Balance de Reservas de Petróleo y Gas Natural País 2019, ANH noviembre de 2020).

Con este volumen de reservas probadas y teniendo en cuenta la producción comercializada de gas natural promedio del año 2019 de 391 Gpc, la relación Reservas/Producción es de 8,1 años, la cual tuvo una reducción en comparación con el año anterior (17,3%), ver Figura 3. (Balance de Reservas de Petróleo y Gas Natural País 2019, ANH noviembre de 2020).

Por lo tanto, considerando el balance previo de las reservas nacionales, es urgente implementar nuevas tecnologías para producir campos maduros, explorar nuevas regiones en el territorio nacional o explotar los yacimientos no convencionales presentes en el país.

Yacimientos no Convencionales en Colombia

Los Yacimientos no Convencionales (YNC) no están jugando un papel importante en la producción del país debido a la falta de regulaciones ambientales; sin embargo, se han realizado actividades de exploración con el fin de obtener información sobre la presencia y potencial de este tipo de reservorios en el país. La Figura 4 muestra las ubicaciones más conocidas de los Yacimientos no Convencionales en Colombia, Cuencas del Magdalena Medio y los Llanos Orientales (US Energy Information Administration (EIA), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America, 2015), dos de las cuencas con mayor potencial de producción de Hidrocarburos en Colombia.

El impacto de los Yacimientos no Convencionales

El desarrollo de los reservorios no convencionales ha supuesto una revolución no solo en la industria del petróleo y el gas, sino también en la economía del país; La capacidad de incrementar, de manera rápida y efectiva, la cantidad de reservas, es la explotación óptima de este tipo de reservorios, considerando el gran volumen de hidrocarburos y materia orgánica acumulados, según lo establecido por el EIA en el Informe de Reservas Probadas

2017 (2018). El incremento de las reservas de hidrocarburos es una excelente ayuda para la economía de cualquier país a fin de incrementar la competencia, estabilidad e independencia energética para el desarrollo nacional.

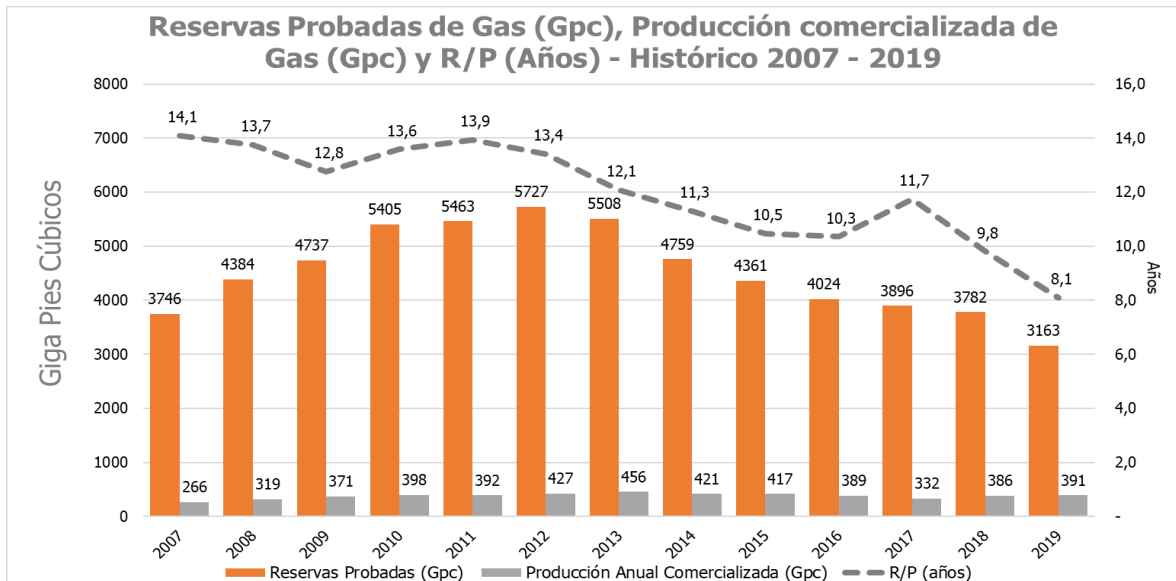


Figure 3. National Gas Production and proven Gas reserves History

Fuente: ANH/ Sistema Oficial de Liquidación y Administración de regalías- SOLAR/ Balance de Reservas de Petróleo y Gas Natural País 2019, ANH noviembre de 2020

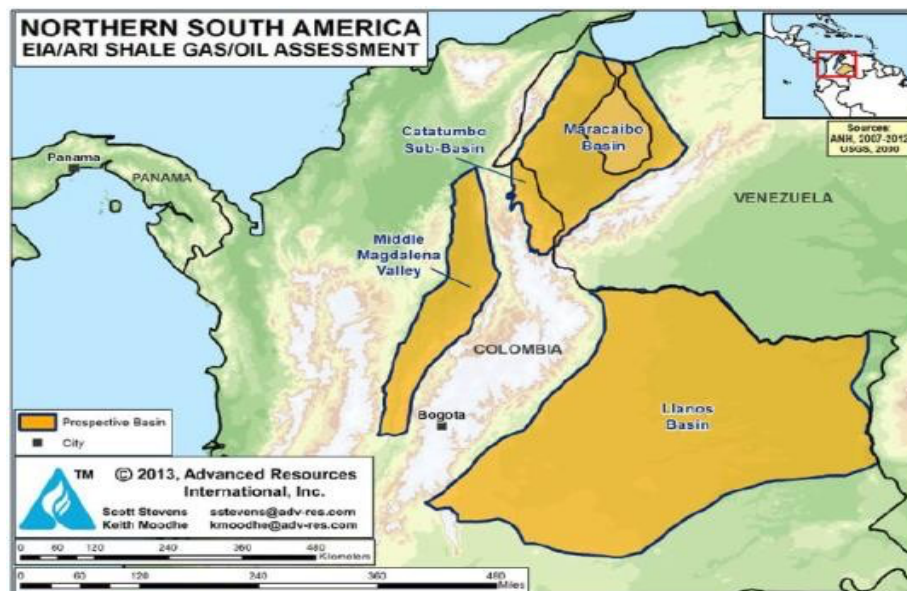


Figure 4. Unconventional Reservoirs in Colombia

Fuente: US Energy Information Administration (EIA), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America, 2015.

CUENCA CESAR-RANCHERIA

La Cuenca Cesar Ranchería CBR cubre un área de 11.630 km² y está ubicada en la esquina noreste del país cerca del Mar Caribe, Cuenca de Maracaibo en Venezuela y entre la Sierra Nevada de Santa Marta y la Serranía del Perijá. La Figura 5 muestra que los límites principales de la cuenca son la Falla de Oca al norte y la Falla Bucaramanga-Santa Marta al suroeste. El Alto Verdesia tiende a dividir la cuenca en las subcuencas Cesar y Ranchería (Barrero, Pardo, Vargas y Martínez, 2007).

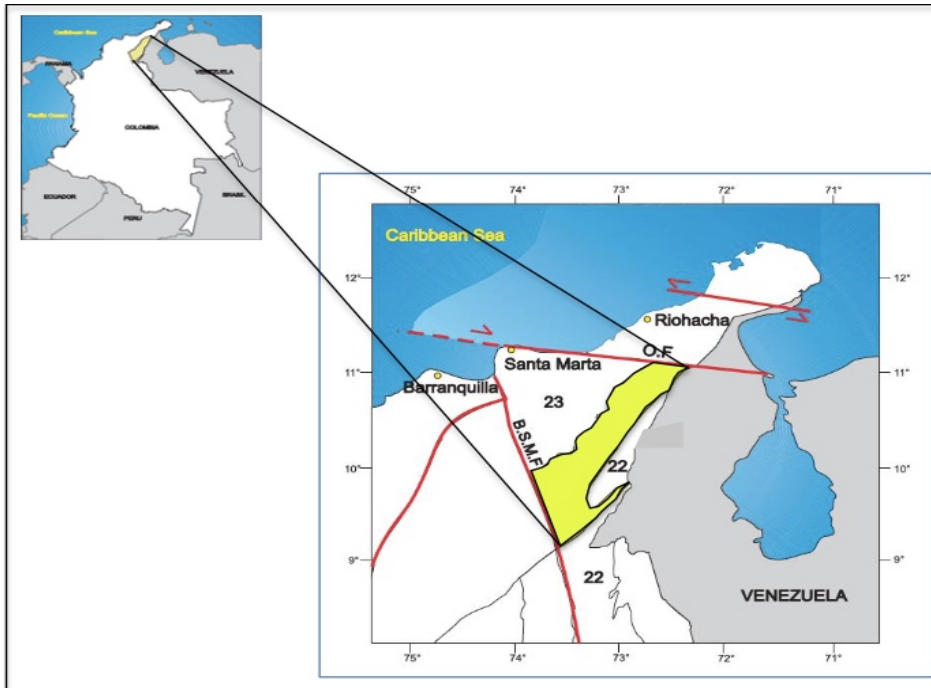


Figure 5. Cesar -Rancheria Basin Map
Fuente: Barrero, Pardo, Vargas y Martínez, 2007

Diferentes correlaciones estratigráficas se han realizado a lo largo de los años, mientras que se dispone de más datos con métodos como la adquisición sísmica y los pozos exploratorios. El modelo más reciente es el establecido por Mesa y Rengifo (2011), los cuadros del modelo estratigráfico se presentan en la Figura 6 con los modelos e interpretaciones anteriores. Además, en la referida figura se muestra una comparación de la nomenclatura y continuidad de los estratos en diferentes cuencas.

A lo largo de las formaciones de la CRB, las formaciones Los Cuervos, La Luna, Molino y Aguas Blancas juegan un papel importante en la acumulación de materia orgánica e hidrocarburos. La formación Los Cuervos presenta un importante reservorio de mantos de carbón CBM en la cuenca; sin embargo, este estudio se enfocará únicamente en los Miembros 1, 2, 3 de los plays de Shale en las formaciones Molino, La Luna y Aguas Blancas.

El grupo Cretácico representa las acumulaciones de diferentes sedimentos carbonatados y de grano fino. La continuidad de las formaciones como La Luna, Molinos y Aguas Blancas se puede encontrar en las subcuencas de Cesar y Ranchería.

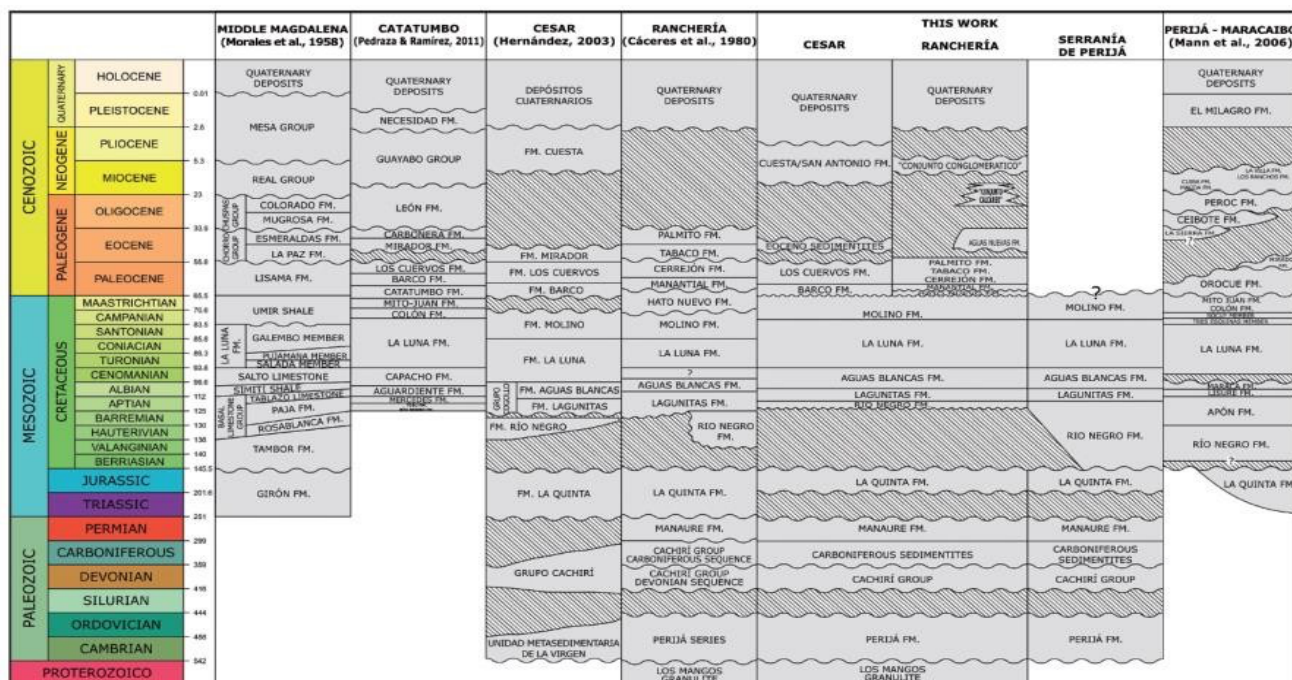


Figure 6. Cesar-Rancheria Stratigraphic Column

La formación Aguas Blancas consiste de calizas biomicríticas y fosilíferas, shales ricos en materia orgánica, areniscas glauconíticas, lodolitas y calizas arenáceas. se depositó en un ambiente marino de plataforma interior a media y representa el inicio de la sedimentación marina del Cretácico. (Mesa & Rengifo, 2011).

La Formación La Luna, cuyo intervalo basal corresponde a la máxima superficie de inundación del Turoniano, consiste de biomicritas bituminosas (calizas pelágicas), lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica, chert, concreciones y abundante contenido de foraminíferos planctónicos y bentónicos, amonitas y restos de peces, depositados en un ambiente de plataforma media a externa. (Mesa & Rengifo, 2011).

La Formación Molino tiene dos miembros, el miembro basal llamado Tres Esquinas que consiste de shales carbonáceas y calcáreas, con laminación ondular y abundantes foraminíferos planctónicos y bentónicos y el miembro superior (Miembro Socuy) de lodolitas calcáreas y biomicritas, depositados en un ambiente de plataforma interna a media, representando la parte quieta de la cuenca. (Mesa & Rengifo, 2011).

Actividades exploratorias en la cuenca Cesar Ranchería

La exploración de hidrocarburos en la CBR comenzó a fines de la década de los 30 con estudios geológicos seguidos de los pozos exploratorios, los cuales en su momento descubrieron hidrocarburos no comerciales de las formaciones Lagunitas y La Luna. Posteriormente, la adquisición sísmica se inició en 1979 por diferentes empresas. En la actualidad se han realizado un total de 3.458 km de sísmica 2D, 2 programas de sísmica 3D y se han perforado 57 pozos en la cuenca, de los cuales sólo 4 han evidenciado hidrocarburos no comerciales. La Figura 7 muestra la cantidad y distribución de líneas sísmicas 2D en la cuenca.

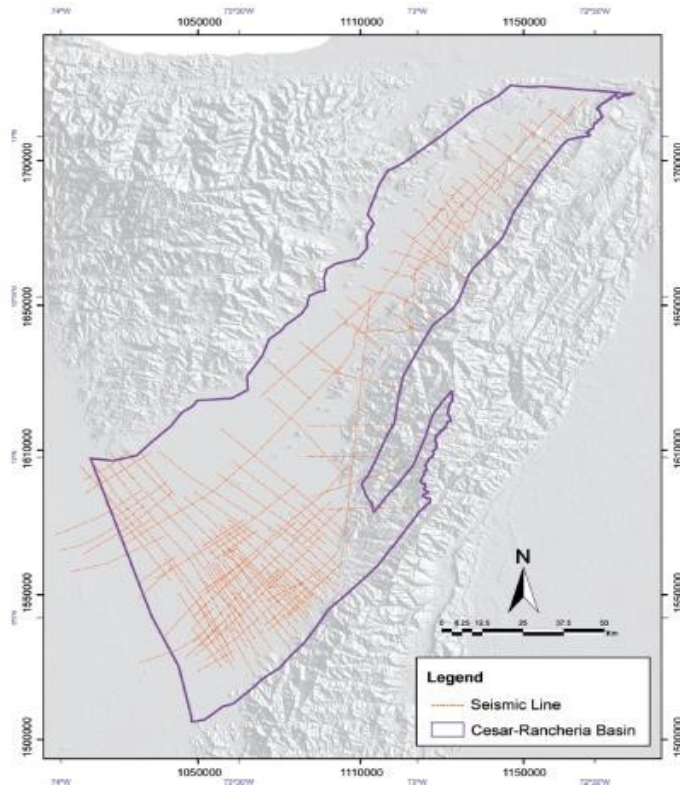


Figure 7. 2D Seismic Lines in Cesar Rancheria

Considerando que los reservorios de shales son parte de acumulaciones continuas, se identificó la continuidad de los Miembros 1, 2 y 3 a lo largo de la CRB y se muestra en la Figura 8 algunos de los registros sísmicos que fueron adquiridos a través de las actividades de exploración. Los registros sísmicos muestran el marco estructural, fallas principales y eventos tectónicos que afectan la distribución de los Miembros 1, 2 y 3.

Una vez evaluados los registros sísmicos, se crea el modelo estático de la CBR con el fin de analizar las diferentes propiedades de los reservorios y miembros a lo largo de la cuenca. La figura 9 muestra el modelo estático y la sección transversal representativa de la cuenca; además, la Figura 10 presenta el espesor de cada reservorio y el modelo estático de la cuenca segregado en diferentes subdivisiones y bloques, los cuales serán descritos en la sección de caracterización de rocas y fluidos.

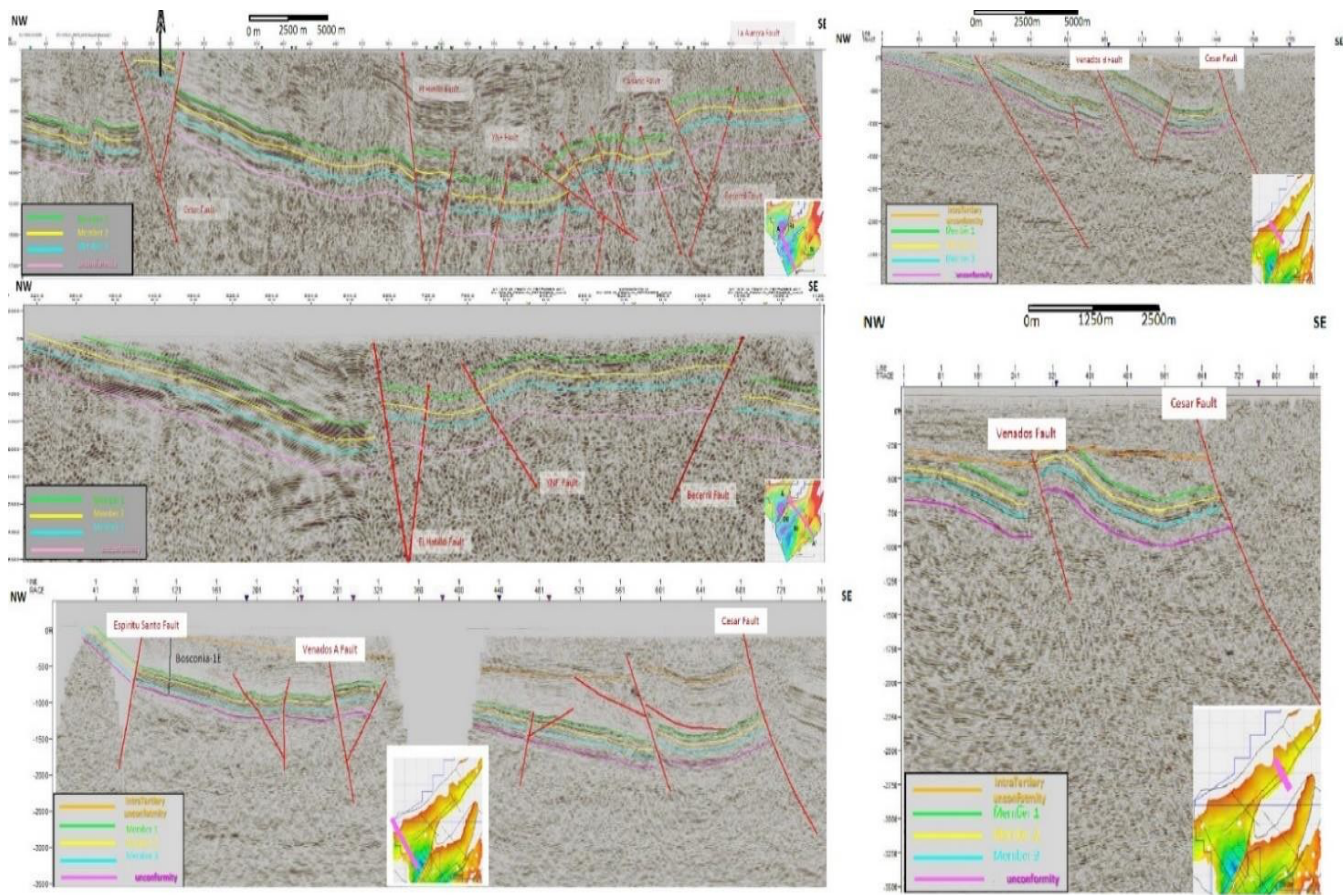


Figure 8. Seismic Records and Interpretation Across Cesar Rancheria Basin

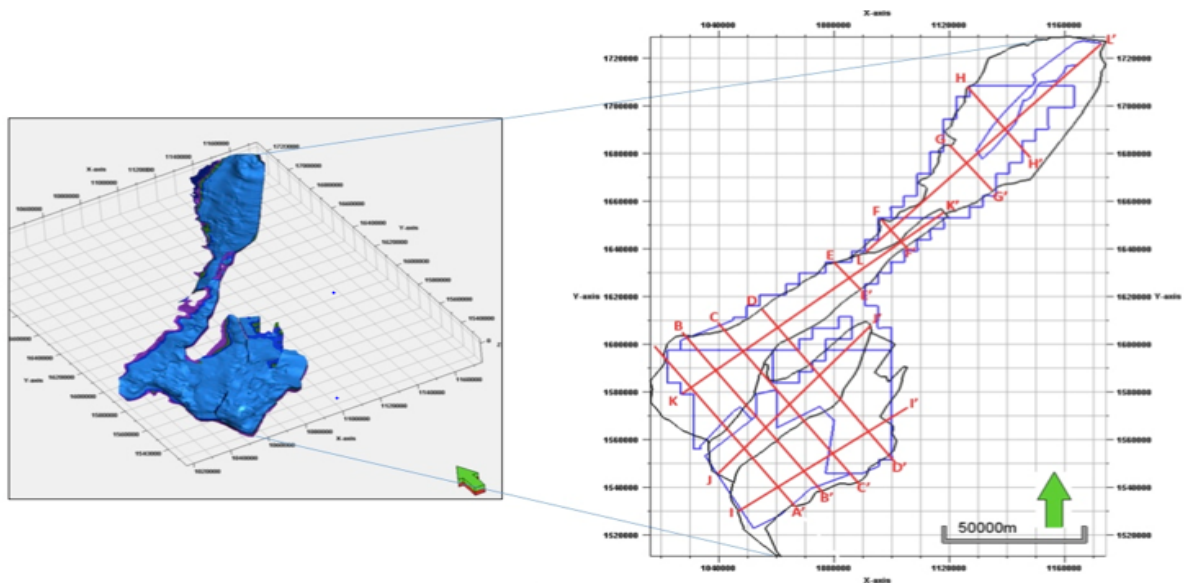


Figure 9 Cesar-Rancheria Static Model

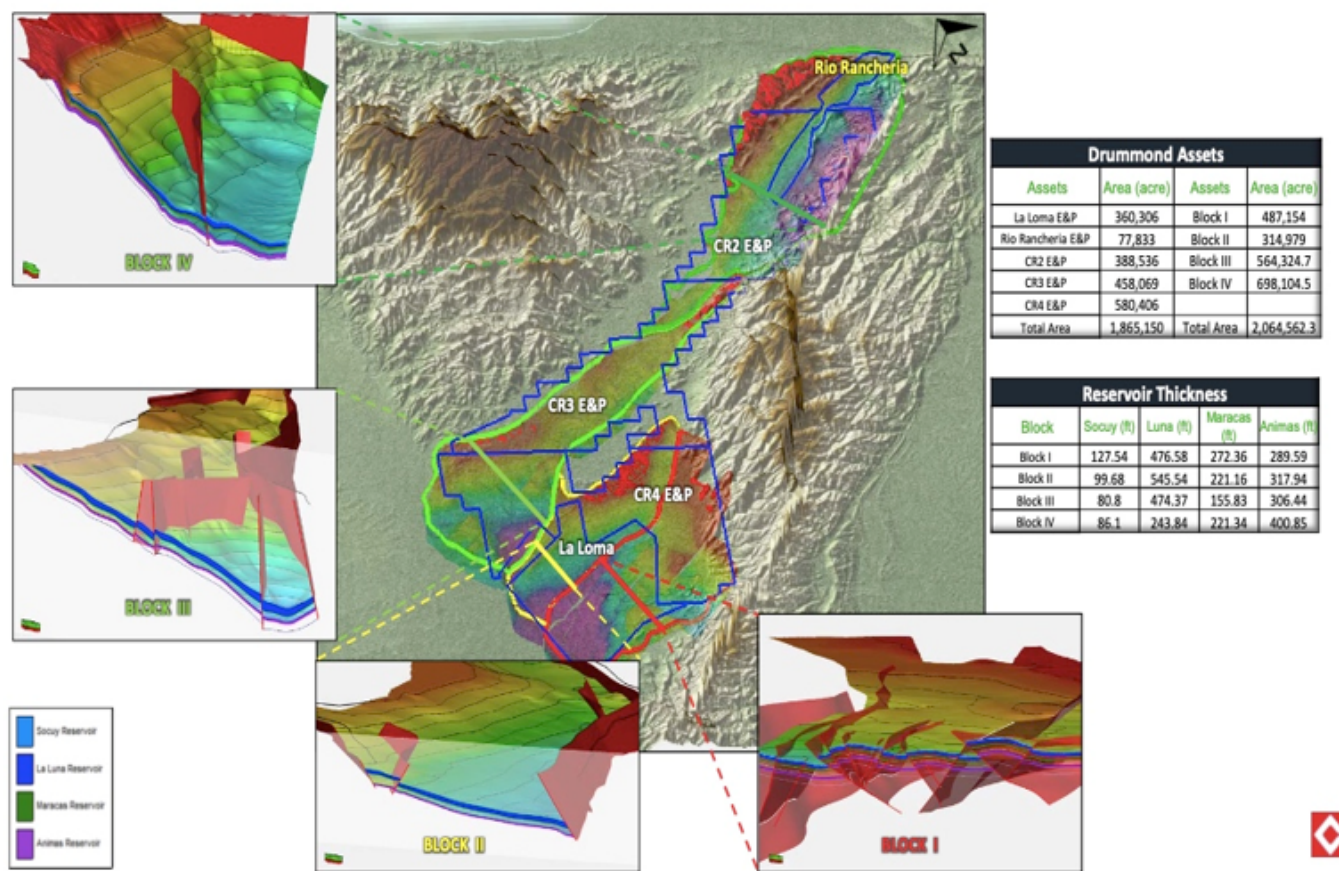


Figure 10. Cesar Rancheria Basin Division

Métodos de Evaluación de la Roca Madre

Las características del querógeno, materia orgánica y roca juegan un papel importante en la evaluación del yacimiento: por lo tanto, se presentarán diferentes características como índice de hidrógeno, madurez térmica, riqueza orgánica y reflectancia de la vitrinita para evaluar la materia orgánica y las acumulaciones de hidrocarburos.

Uno de los métodos más populares para evaluar las propiedades de las rocas generadoras es el método de pirólisis. Este método consiste en descomponer la materia orgánica calentándola en un ambiente anaeróbico, con el fin de analizar los componentes generados a partir de la materia orgánica. El método más conocido y utilizado en la industria del petróleo y gas es el método de pirólisis Rock-Eval (Law, 1999).

El método de pirólisis Rock-Eval se desarrolla en dos fases:

1. La primera fase es la de la Pirólisis, en la cual se calienta la muestra de roca a 300 °C en una atmosfera inerte, para luego incrementar la temperatura a una velocidad de 25 °C por minuto hasta alcanzar los 850 °C aproximadamente. En esta fase, se mide la masa de los hidrocarburos gaseosos emitidos, concentrados en tres picos denominados: S1, S2 y S3. El ensayo se realiza de un modo automatizado y da el contenido de cada uno de los componentes agrupados en los S1, S2 y S3 en microgramo por gramo de muestra.

- **S1** representa los hidrocarburos libres presentes en la muestra y que han sido generados, pero que no han sido expulsados de la roca madre.
- **S2** corresponde con los hidrocarburos resultantes del proceso de cracking del querógeno y otros hidrocarburos pesados presentes en la muestra. Representa el potencial generador de la muestra, en caso de continuar el proceso de maduración térmica.

- **S3** corresponde con el CO₂ que se libera con resultado del cracking térmico del querógeno residual presente en la muestra.

La Figura 11 muestra un esquema del procedimiento en el método de Rock-Eval pirólisis.

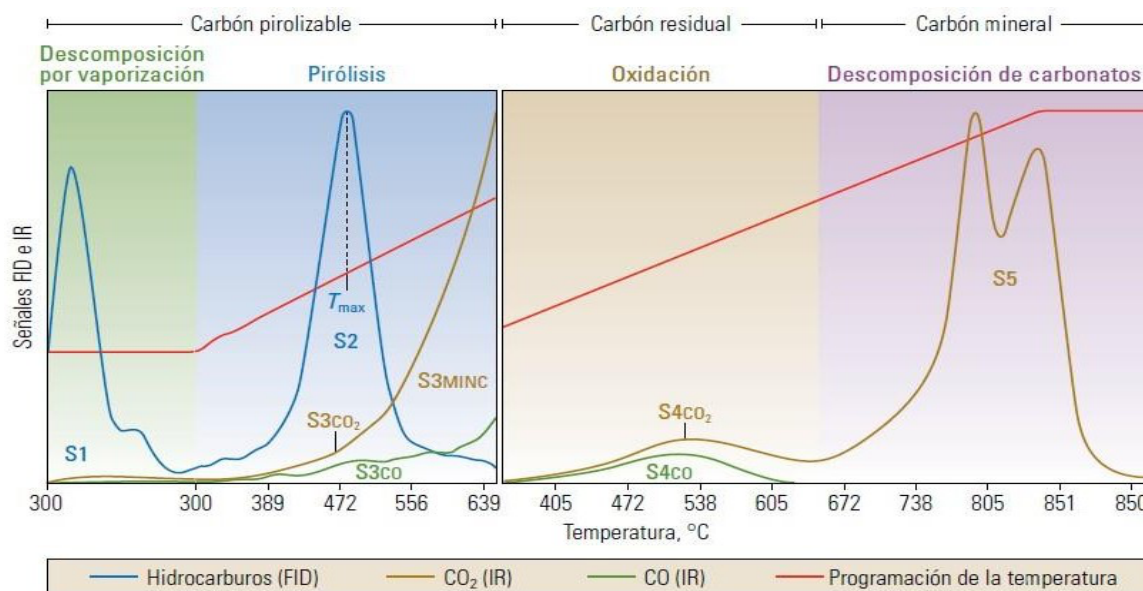


Figure 11. Rock-Eval Diagram. McCarthy et al. 2011

2. La segunda fase es la de la oxidación o combustión, el ensayo se realiza en un ambiente oxidante y se utiliza el querógeno residual de la fase anterior, pero en este caso, en el horno de combustión. En esta fase se tiene dos picos más de gas, el S4 y S5:

- **S4** corresponde al CO₂ y CO resultante de la combustión del carbono orgánico residual presente aun en la muestra.
- **S5** corresponde con el CO₂ resultado de la descomposición de los carbonatos.

Independientemente de los picos S1, S2, S3, S4 y S5, con el ensayo del Rock Eval se obtienen parámetros geoquímicos importantes de las muestras, que se utilizan para la caracterización o valorar el potencial de generación de las mismas, tales como:

Carbono orgánico total (TOC): se define como $\% \text{ TOC} = \{0.082 \times (S1 + S2) + S4\} / 10$ y se utiliza para evaluar la riqueza orgánica en la roca, la Figura 12 representa valores y clasificaciones típicos de TOC.

Índice de hidrogeno (HI): se obtiene de la relación entre el hidrogeno y el TOC, y se define como $HI = S2 / (\% \text{ TOC} \times 100)$. Es proporcional a la cantidad de hidrogeno contenido en el querógeno y un HI alto indica un mayor potencial para generar petróleo.

Índice de oxígeno (OI): Es la cantidad de oxígeno en relación con la cantidad de carbono orgánico en la muestra y se define como $OI = S3 / (\% \text{ TOC} \times 100)$. Se relaciona con la cantidad de oxígeno contenido en el querógeno y es útil para la valoración de la maduración o el tipo de querógeno.

Índice de producción (PI): se define como la relación $S1/(S1+S2)$ y se utiliza para caracterizar la evolución de la materia orgánica. Su valor tiende a incrementarse con la profundidad y con la madurez de la roca generadora antes de la expulsión de los hidrocarburos. En otras palabras, es una medida del nivel de madurez de la roca.

Potencial de petróleo o potencial de generación: se define como la suma de $S1+S2$, y representa la cantidad máxima de hidrocarburo que podría originar una roca generadora suficientemente madura.

Temperatura máxima (T_{máx.}): representa la temperatura del horno de pirólisis durante el periodo de máxima generación de hidrocarburos. Se obtiene cuando se produce el pico S₂, y es un valor que ayuda a comprender la historia y el grado de madurez térmica que ha experimentado la roca. Para caracterizar la evolución térmica de la roca, se maneja rangos de temperatura desde los 435 °C hasta de más allá de los 470 °C, es decir, valores por debajo de 435 °C indican una materia orgánica inmadura; valores entre 435 °C y 455 °C materia orgánica madura, ventana de generación de petróleo o gas; los valores entre 455 °C y 470 °C es una zona de transición, puede haber petróleo y gas, y para T_{máx} superior a los 470 °C, materia orgánica sobremaduro, zona de gas seco principalmente.

Generation Potential	Wt % TOC, Shales
Poor	0.0–0.5
Fair	0.5–1.0
Good	1.0–2.0
Very Good	2.0–5.0
Excellent	> 5.0

Figure 12. TOC Categorization.

La composición de los hidrocarburos generados por una roca madre viene determinado por el tipo de querógeno presente en la roca sedimentaria. En el diagrama de Van Krevelen, el cual es uno de los enfoques más confiables para evaluar el tipo de querógeno en las muestras y en la cuenca, los tipos de querógeno, inicialmente se clasificaban en función de las relaciones atómicas entre el hidrógeno y el carbono (H/C), y entre el oxígeno y carbono (O/C), hoy en día, se clasifican utilizando los índices de hidrógeno (HI) y oxígeno (OI), que están relacionados respectivamente, con los parámetros S₁ y S₂ del ensayo del Rock Eval, que permiten calcular una buena aproximación de las relaciones antes mencionadas. La Figura 13 muestra un diagrama de Van Krevelen y generalmente se establecen 3 tipos de querógeno dependiendo de la relación del HI y OI (Tissot, 1984).

Los tipos básicos de querógeno son:

Querógeno de Tipo I: se caracteriza por una alta relación H/C (“HI”) y una baja relación O/C (< 0,1) (“OI”). Es una materia orgánica rica en lípidos y producto de la degradación microbiana de esporas, algas planctónicas y materia orgánica animal. Este tipo de querógeno es propio de cuencas lacustre, ocasionalmente también en marinas. Tiende a producir petróleo (crudos saturados) con la maduración térmica. (McCarthy, et al., 2011).

Querógeno de Tipo II: tiene una composición intermedia entre los de Tipo I y III, pero sin ser una mezcla de ambos. La relación H/C es relativamente alta mientras que la relación O/C es baja. Es común en cuencas marinas, resultando de la acumulación de fitoplancton (diatomeas), zooplancton y otros organismos marinos. Es el tipo más común y rico de las rocas fuente de petróleo, generalmente, petróleos nafténicos y aromáticos, y produce más gas que el Tipo I. (McCarthy, et al., 2011).

Querógeno Tipo III: se caracteriza por una relación inicial de H/C o (“HI”) baja y una relación inicial O/C o (“OI”) alta. Composición típica primaria de plantas terrestres y en la maduración térmica tiende a producir principalmente gas seco (metano). (McCarthy, et al., 2011).

Con investigaciones posteriores se ha determinado un cuarto tipo de querógeno. (Querógeno Tipo IV), que está compuesto principalmente por material inerte y prácticamente no tiene capacidad de generar petróleo o gas.

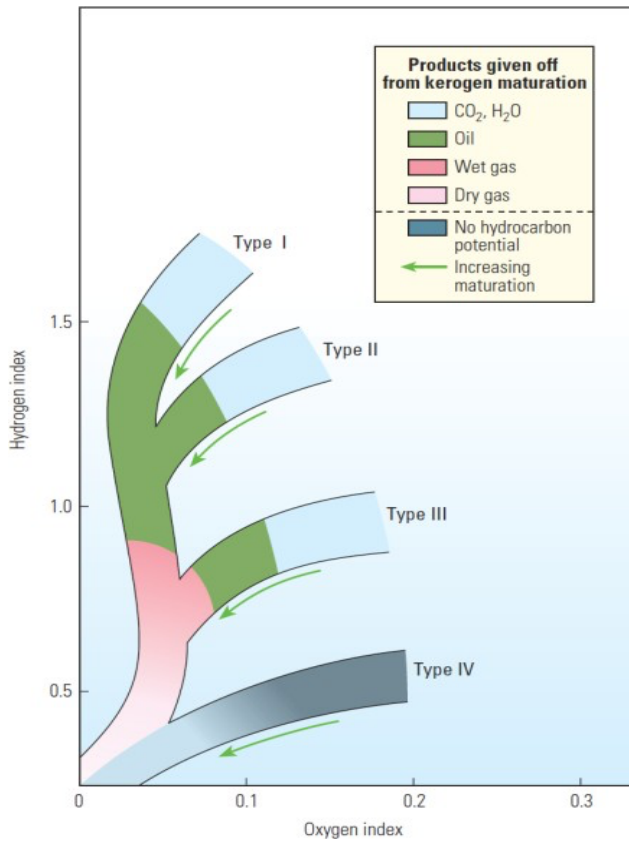


Figure 13. Van Krevelen Diagram.

La reflectancia de la vitrinita se define como la medida del porcentaje de luz incidente reflejada desde la superficie de las partículas de vitrinita en la roca sedimentaria y se denomina % Ro. La cantidad de luz reflejada por los macérales de la vitrinita determina la madurez termal de la roca (McCarthy, et al., 2011).

La maduración de la vitrinita se relaciona como un proceso cinético. La relación de la reflectancia de la vitrinita y la generación de hidrocarburos depende de la química y composición del querógeno, la materia orgánica y la propia vitrinita. Por lo tanto, se deben considerar diferentes límites de petróleo y gas según el tipo de querógeno, estos límites de hidrocarburos y diferentes valores de % Ro se muestran en la Figura 14.

El valor de Tmax como se definió y obtuvo del S2 del procedimiento de pirólisis Rock-Eval se ha vuelto significativamente importante para definir la maduración de la materia orgánica y la zona de generación de hidrocarburos, se ha encontrado una relación proporcional entre estas dos definiciones; así, a medida que aumenta la Tmax, aumenta la madurez de la materia orgánica (Tissot, Durand, Espitalie y Combaz, 1974). La Figura 15 muestra los valores típicos y los límites de los valores de Tmax.

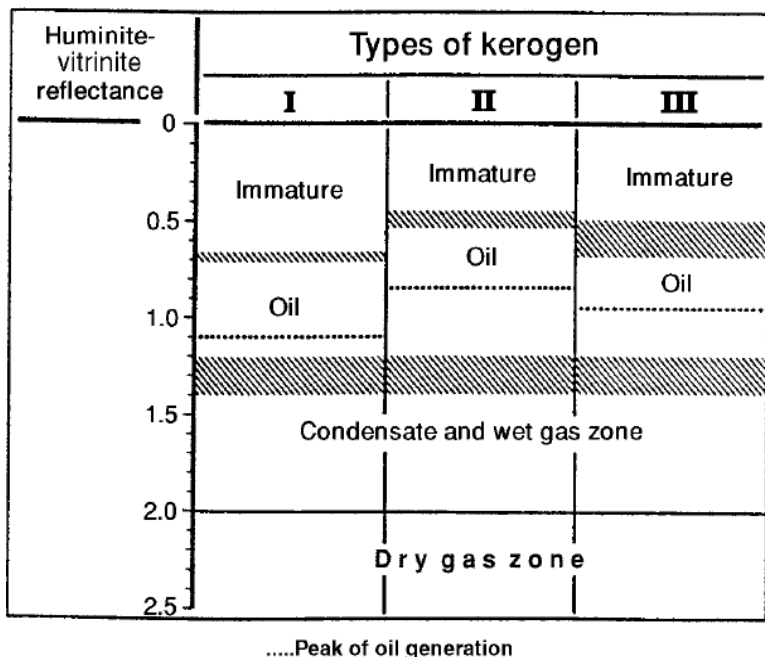


Figure 14. Vitritine Reflectance Categorization.

Hydrocarbon Generation Zone	Rock-Eval Pyrolysis T_{max} , °C
Immature	< 435
Oil (from type II kerogen)	435–455
Oil (from type III kerogen)	435–465
Gas (from type II kerogen)	> 455
Gas (from type III kerogen)	> 465

Figure 15. Tmax Categorization.

Caracterización geoquímica de la cuenca Cesar-Ranchería

Para evaluar el potencial de las rocas generadoras y la materia orgánica en la CRB, los métodos que se mencionaron anteriormente se aplican a diferentes muestras recolectadas a lo largo de la cuenca. Como se puede observar en la Figura 10, la cuenca se divide en función de la presencia de fluidos y la madurez de materia orgánica en cada bloque.

Al analizar la distribución de Tmax en los 3 miembros y pozos a lo largo de la CRB en la Figura 16, se puede notar una clara diferencia entre cada bloque. Siguiendo la designación anterior de Tmax, los pozos en la parte inferior de la cuenca o Bloque I de la cuenca presentan una Tmax superior entre 464 y 492 °C. La madurez de la materia orgánica es significativamente alta y da una idea del tipo de hidrocarburo que se puede encontrar, normalmente gas o gas seco. En cuanto al Bloque II, el valor de Tmax disminuye en consideración a los valores encontrados en el Bloque I, los valores se encuentran alrededor de 445 y 465 °C; por lo tanto, la madurez orgánica disminuye y se pueden encontrar condensados o gas húmedo. El bloque III muestra un rango de Tmax entre 425 y 445 °C; por tanto, este bloque presenta la menor madurez de materia orgánica de la cuenca y se espera la presencia de petróleo.

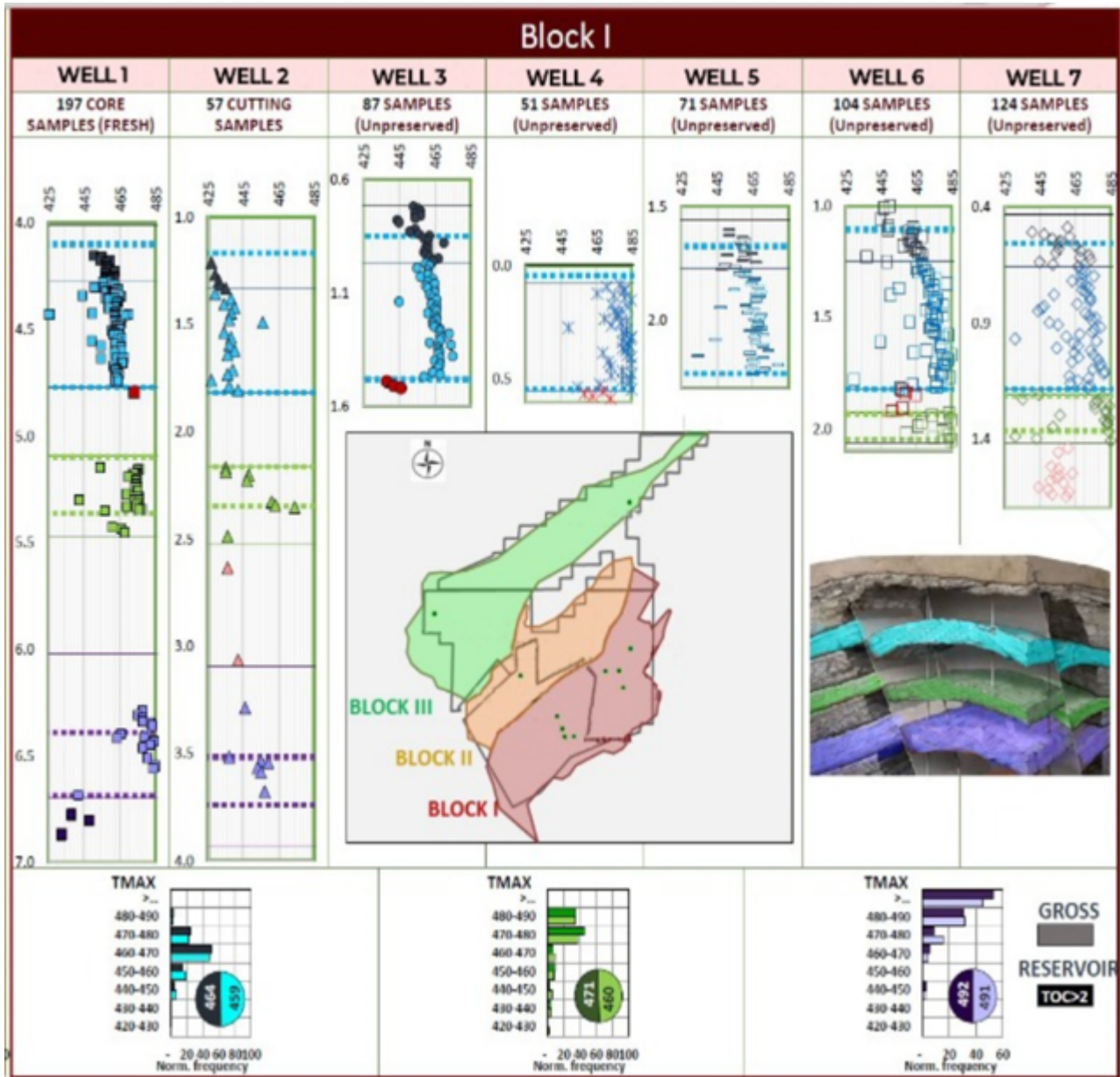


Figure 16. Tmax Distribution in the Cesar-Rancheria Basin. Block I

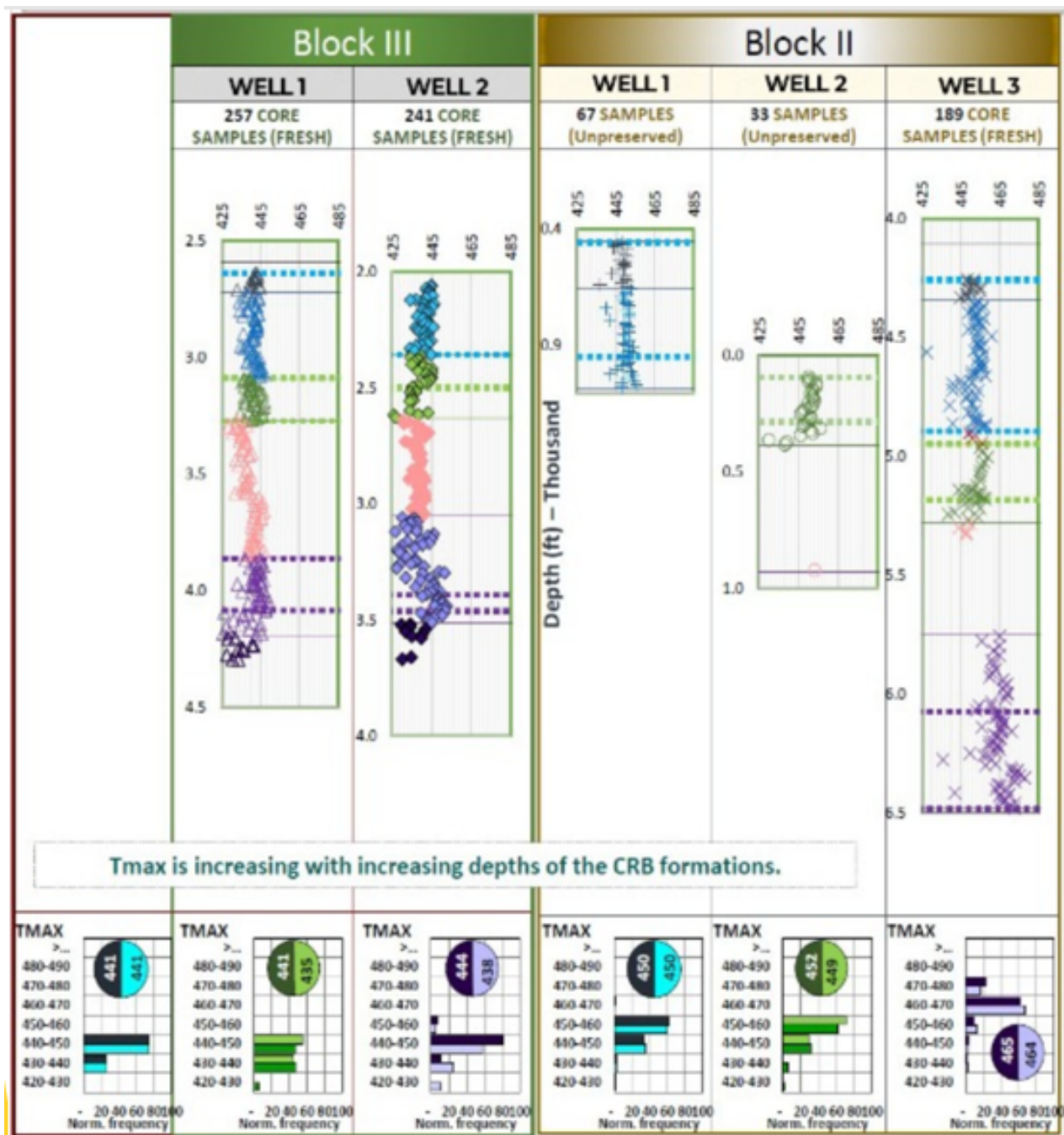


Figure 16. Tmax Distribution in the Cesar-Rancheria Basin. Block II & III.

Con respecto al Índice de Hidrógeno, la Figura 17 muestra un panorama general del HI en los Miembros 1, 2 y 3 a lo largo de la CRB, se puede observar una tendencia decreciente desde el Bloque III al Bloque I, que sigue la distribución de fluidos y la variación de madurez de la materia orgánica en la cuenca, al disminuir el HI, aumenta la madurez de la materia orgánica; así, los hidrocarburos líquidos se pueden encontrar en la sección superior y los hidrocarburos gaseosos se encuentran en la sección inferior de la cuenca.

El bloque I muestra una variación de 21 a 87 mgHc / grTOC, que coincide con la madurez alta en comparación con los otros bloques. El HI en el Bloque II aumenta de 97 a 187 mgHc / grTOC, debido a una disminución en la madurez orgánica. Por último, el Bloque III, con menor madurez de materia orgánica, presenta un alto valor de HI entre 252 y 340 mgHc / grTOC.

Se grafican los valores de Tmax y HI para analizar la tendencia de estas dos variables a lo largo de la CRB. La Figura 18 muestra el comportamiento esperado de la madurez de la materia orgánica y la distribución de fluidos en la cuenca. Los valores de HI bajos coinciden con los valores de Tmax altos, lo que consolida la evidencia de la madurez de la materia orgánica y la distribución de fluidos del Bloque III al Bloque I.

Otro aspecto importante que se considera es la evaluación e identificación de los tipos de querógenos. Como se discutió anteriormente, el Diagrama de Van Krevelen es la herramienta más utilizada para evaluar el tipo de querógeno según el HI y OI. La Figura 19 muestra el diagrama de Van Krevelen para la CRB. Al analizar la distribución de HI y OI en el diagrama, los querógenos tipo II, III y IV son el tipo dominante a lo largo de la CRB. Sin embargo, las formaciones objetivo para este estudio son las formaciones Molinos, La Luna y Aguas Blancas, las cuales muestran una tendencia general de Tipo II, III (propensa a petróleo y gas) y una porción de tipo IV.

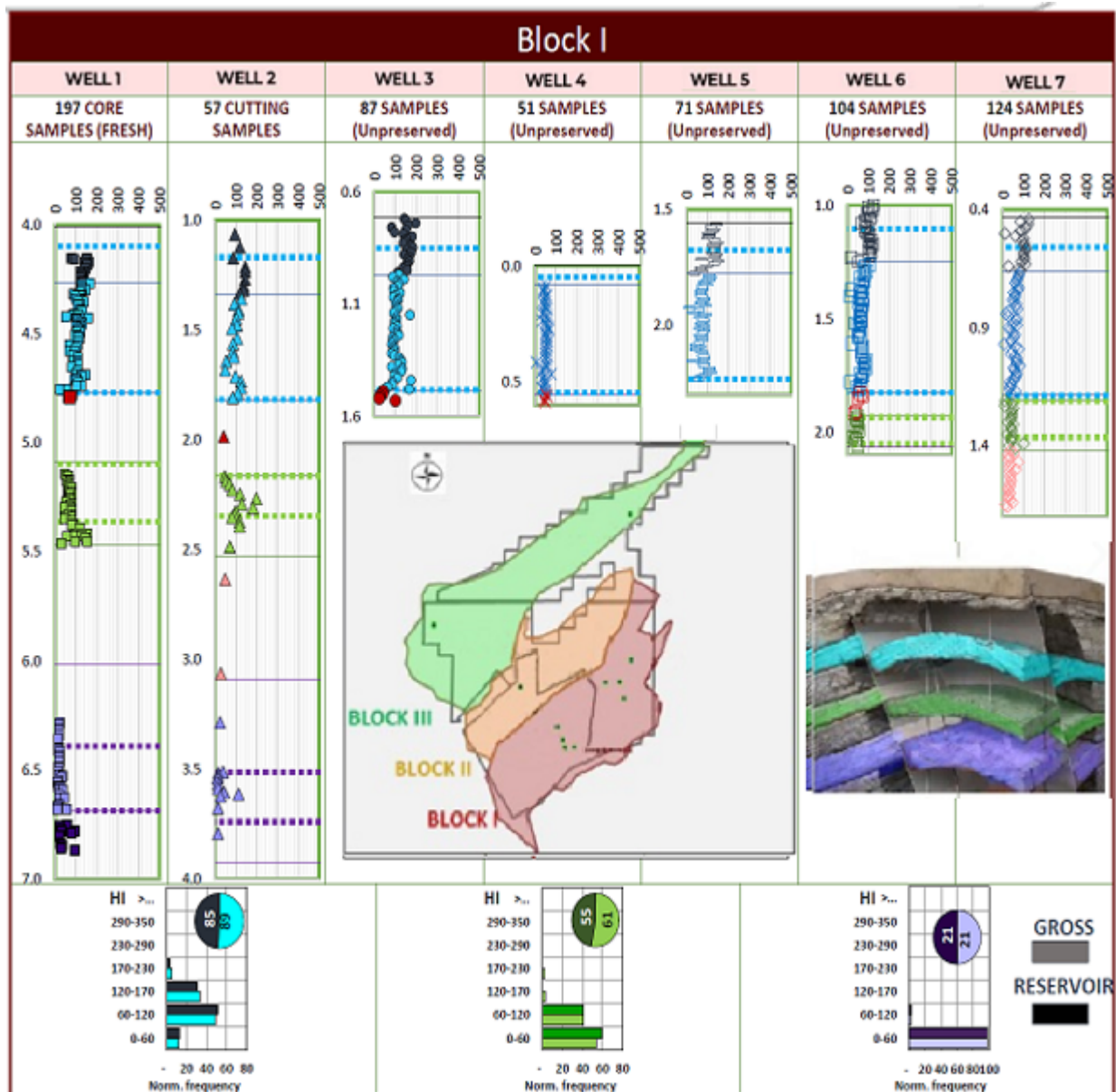


Figure 17. HI Distribution in the Cesar-Rancheria Basin. Block I

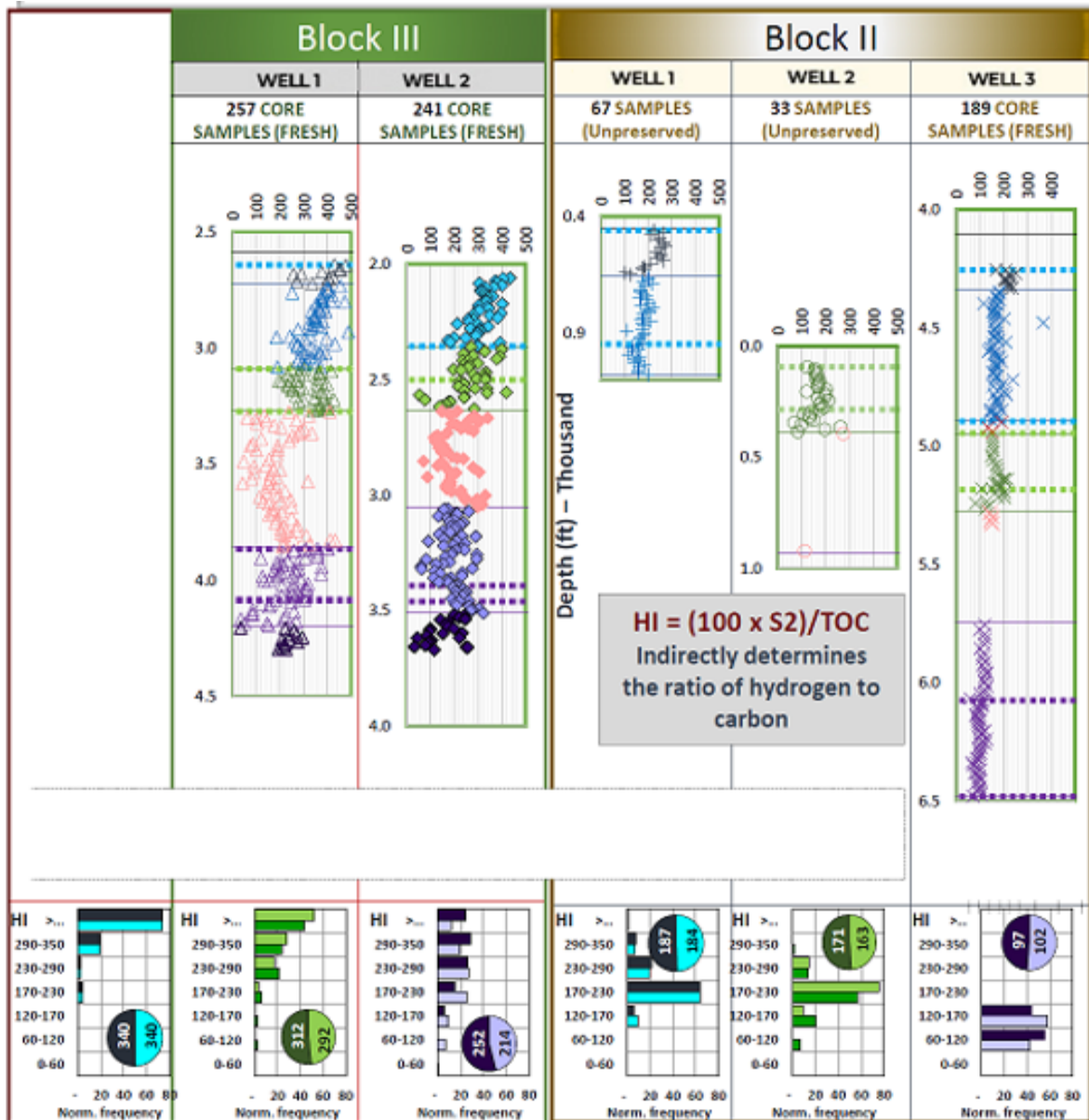


Figure 17. HI Distribution in the Cesar-Rancheria Basin. Block II & III

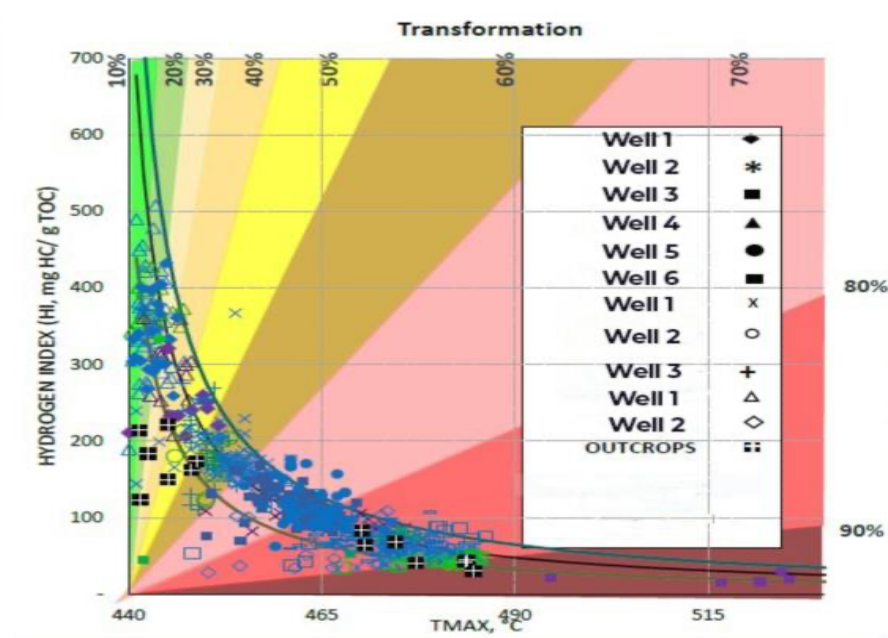


Figure 18. Tmax vs HI.

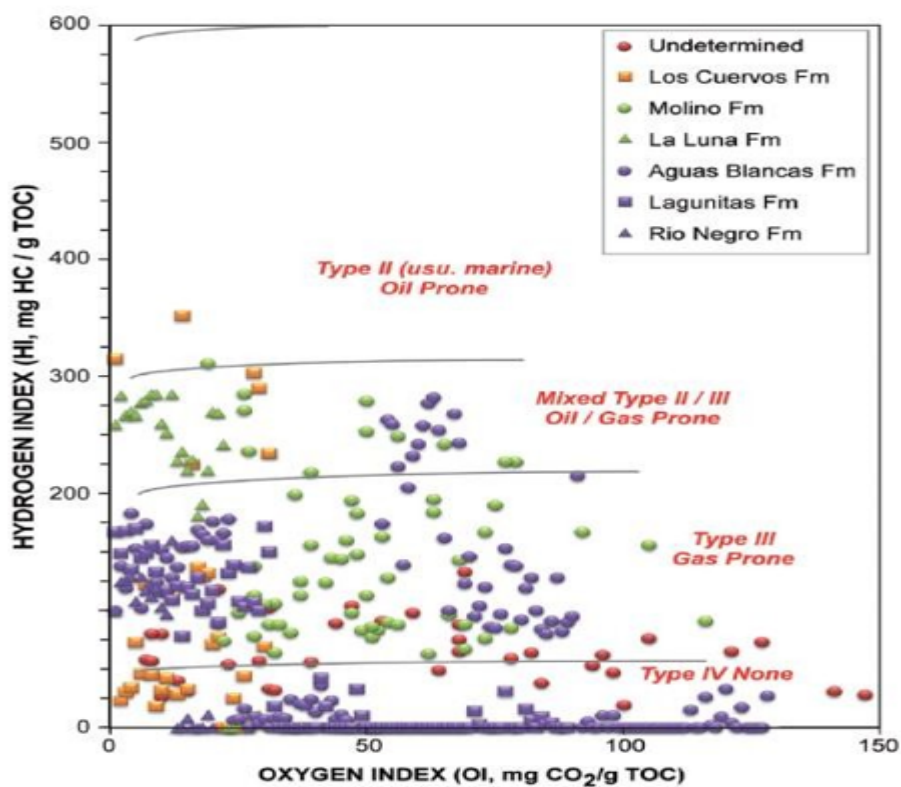


Figure 19. Kerogen Distribution in the Cesar-Rancheria Basin.

Después de identificar los tipos de querógeno a lo largo de la CRB, se lleva a cabo el estudio de la reflectancia de la vitrinita para concluir la evaluación general de madurez de la materia orgánica. La Figura 20 presenta el % Ro vs el HI en las muestras de la cuenca. Los valores altos de % Ro coinciden con el comportamiento esperado de valores bajos de HI; por lo tanto, como se puede observar, todo el espectro de fluidos hidrocarburos está presente en la cuenca, considerando el tipo de Querógeno, reflectancia de vitrinita, Tmax y HI.

Una vez evaluada e identificada la madurez de la materia orgánica y los fluidos en la CRB, se presentará una descripción de TOC, Contenido Normalizado de Aceite (NOC), valores S1 y S2 para la caracterización de cada bloque.

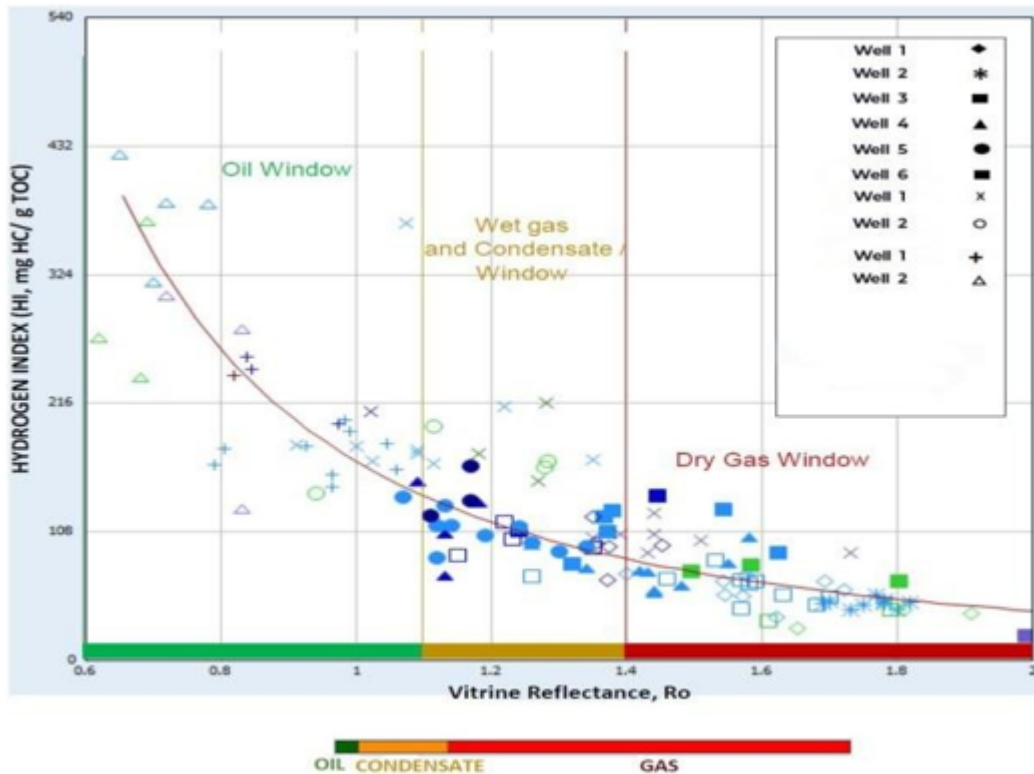


Figure 20. Vitrinite Reflectance vs HI.

Bloque I Gas o Gas Seco

En la parte inferior de la cuenca, los Miembros 1, 2 y 3 tienden a tener una mayor madurez de materia orgánica y el fluido dominante es el gas o gas seco, como se mencionó anteriormente. Para evaluar la riqueza de materia orgánica se debe introducir el concepto de TOC, la Figura 21 presenta la distribución de TOC en el Bloque I y diferentes Miembros. Se puede observar un valor promedio de 3.91% y 3.14%, lo que significa, de acuerdo con los valores de TOC establecidos anteriormente, que el Bloque I tiene una muy buena riqueza de materia orgánica. Sin embargo, los valores de S1 y S2 deben considerarse para hacer una estimación más precisa (Dembicki, 2009).

La Figura 22 presenta los valores de S1 y S2 para el Bloque I, se pueden observar pequeños valores en ambas variables, lo que confirma la madurez de la materia orgánica en este tramo de la cuenca. Además, se puede notar una tendencia decreciente de 2,87 a 0,57 mgHc / gr roca en la variable S2 a mayores profundidades. Comparando los valores de S1 y S2, los valores de S2 son más altos, lo que significa que el volumen de hidrocarburo generado es mayor que el del hidrocarburo libre en la roca; por tanto, la materia orgánica todavía tiene un alto potencial de generación.

NOC se define como la relación para identificar las zonas potenciales en la roca fuente y se puede calcular dividiendo S1 sobre TOC. La Figura 23 muestra los valores promedio para cada Miembro en el Bloque I, donde se pueden observar valores considerablemente bajos alrededor de 43.4 a 13.8 mgHc/grTOC debido a la presencia dominante de hidrocarburos gaseosos en esta área.

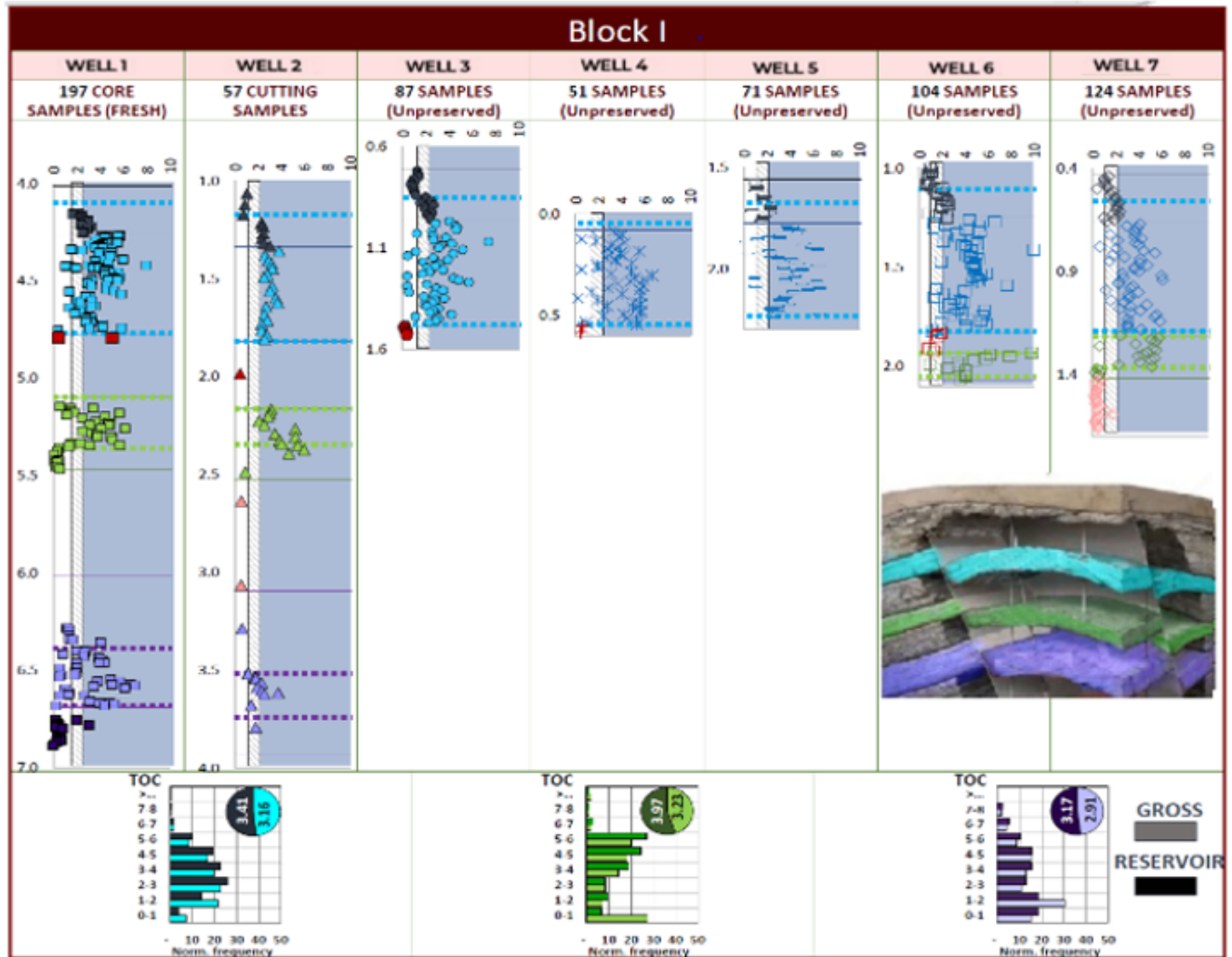


Figure 21. TOC distribution in Block I.

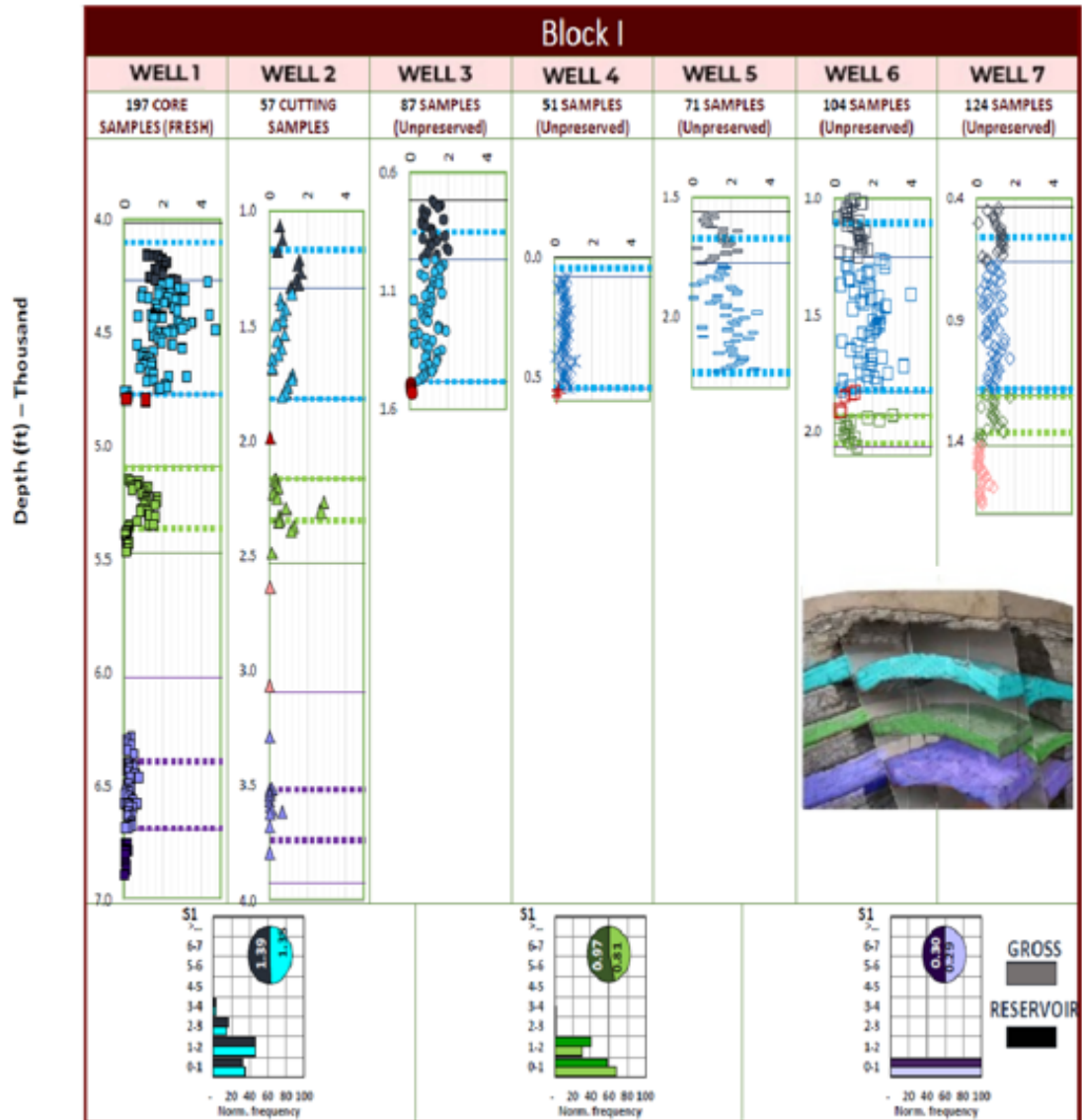
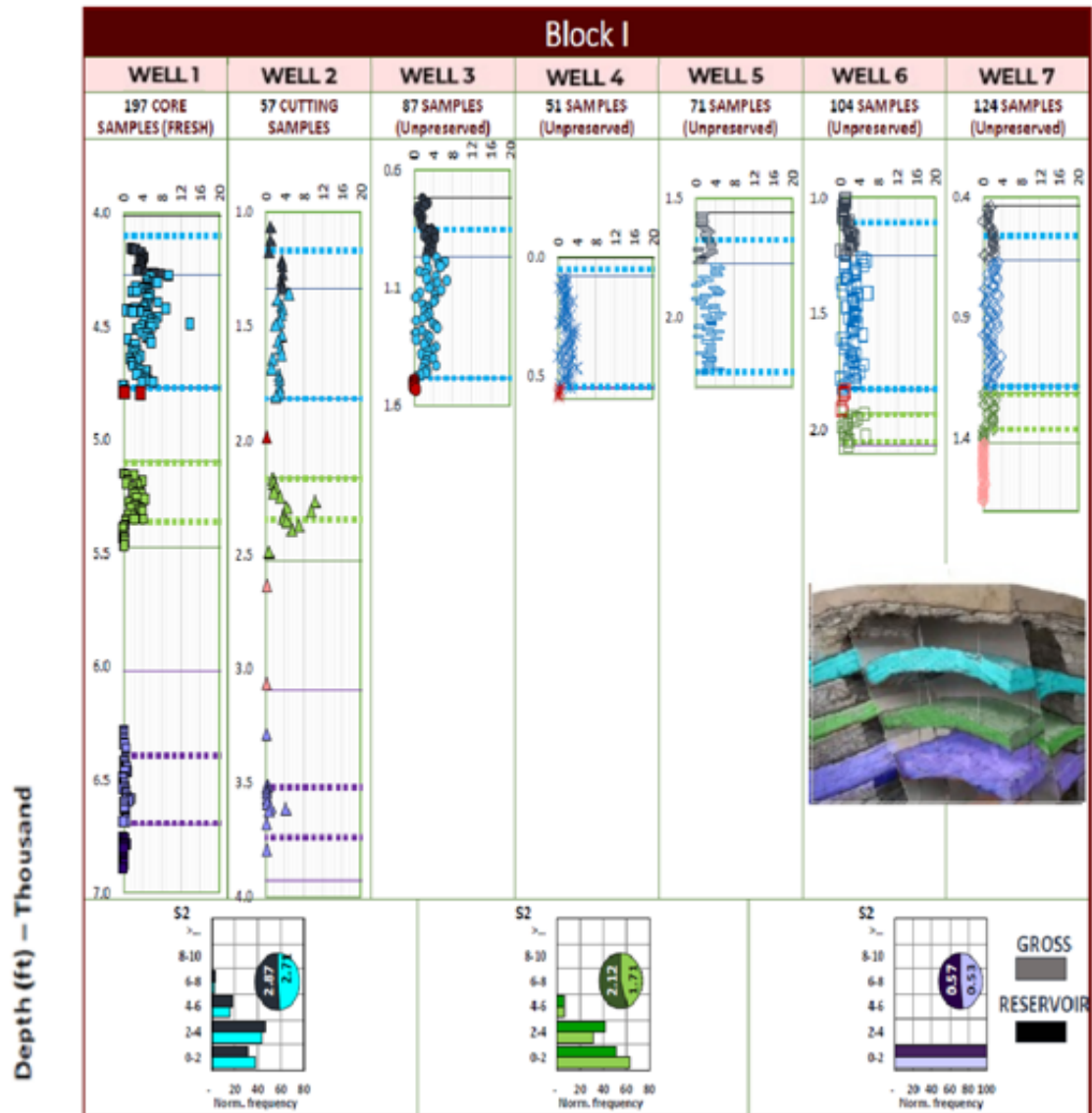


Figure 22. S1 and S2 distribution in Block I.



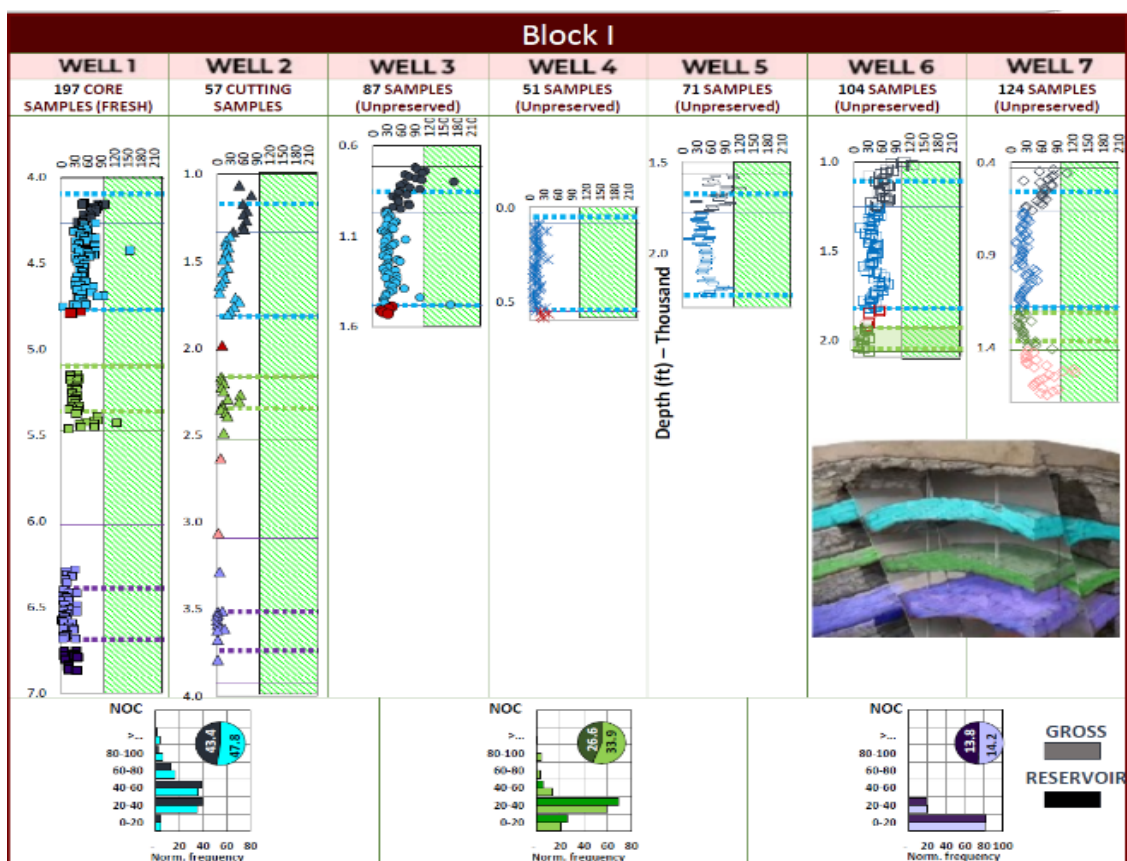


Figure 23. NOC distribution in Block I.

Bloque II Gas Húmedo y Condensados

La sección media o el Bloque II de la cuenca muestra una madurez de materia orgánica considerablemente baja y diferentes fluidos en comparación con el Bloque I. Con respecto al TOC en este bloque, se pueden notar valores de 3.18% y 4.13% en la Figura 24, relativamente más altos que el Bloque I, lo cual sigue la misma categoría de muy buena riqueza orgánica.

Los valores de S1 y S2 (Figura 24) también son considerablemente más altos en relación con el Bloque I. Los valores de S2 están entre 7.14 y 3.46 mgHc / gr roca, mientras que los valores S1 están entre 1.84 y 1.62 mgHc / gr roca. Se observa la misma tendencia que en el Bloque I, lo que significa que el Bloque II también presenta un alto potencial de generación. Los valores de NOC tienden a ser superiores a los del Bloque I, debido al cambio del fluido dominante en este tramo (gas húmedo o condensados), los valores van de 55 a 45,1 mgHc / gTOC.

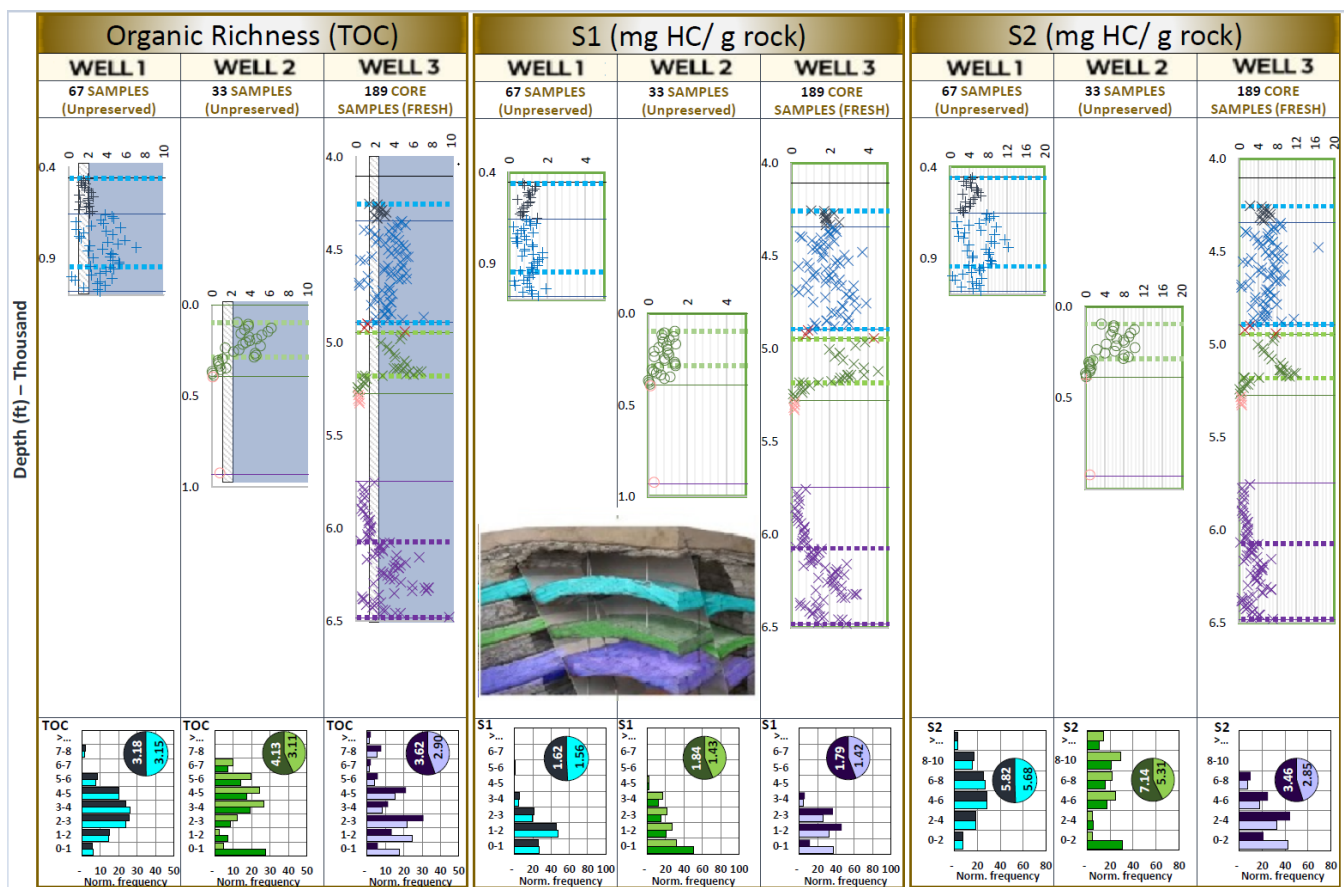


Figure 24. TOC, NOC, S1 and S2 distribution in Block II.

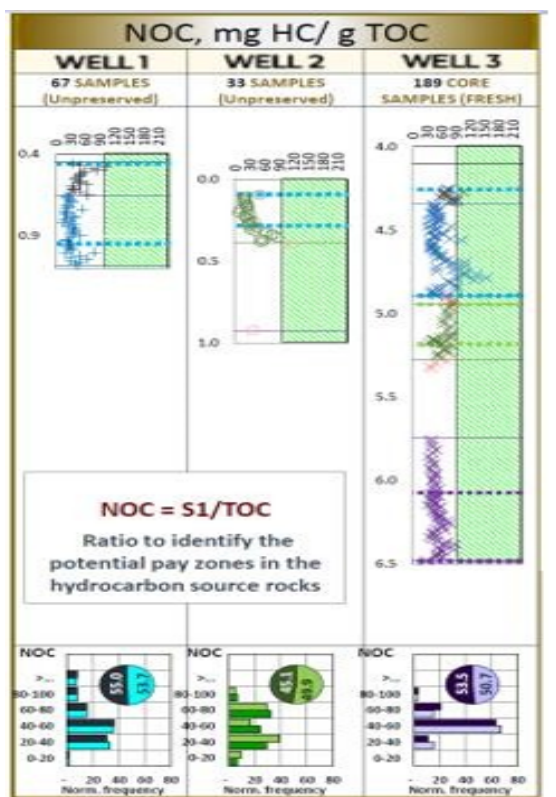


Figure 24. TOC, NOC, S1 and S2 distribution in Block II.

Bloque III Petróleo

El tramo superior de la cuenca o Bloque III está relacionado con hidrocarburos líquidos y el de menor valor de madurez entre los demás bloques de la CRB. Los valores de TOC, S1 y S2 se muestran en la Figura 25, los valores de TOC son más bajos que los del Bloque I y II y varían entre 1,71% y 3,04%. En cuanto a los picos S1 y S2, estos dos valores siguen el mismo rango del Bloque II y considerablemente más alto que el Bloque I. El TOC para el Bloque III cae en la categoría de los bloques anteriores en una muy buena riqueza y una roca de alto potencial de generación ya que los valores de S2 son significativamente más altos que los valores de S1. En cuanto al NOC de los miembros en este tramo de la cuenca, se puede observar un bajo incremento debido a la presencia de hidrocarburos líquidos en este bloque, los valores se encuentran entre 63 y 42.7 mgHc / grTOC.

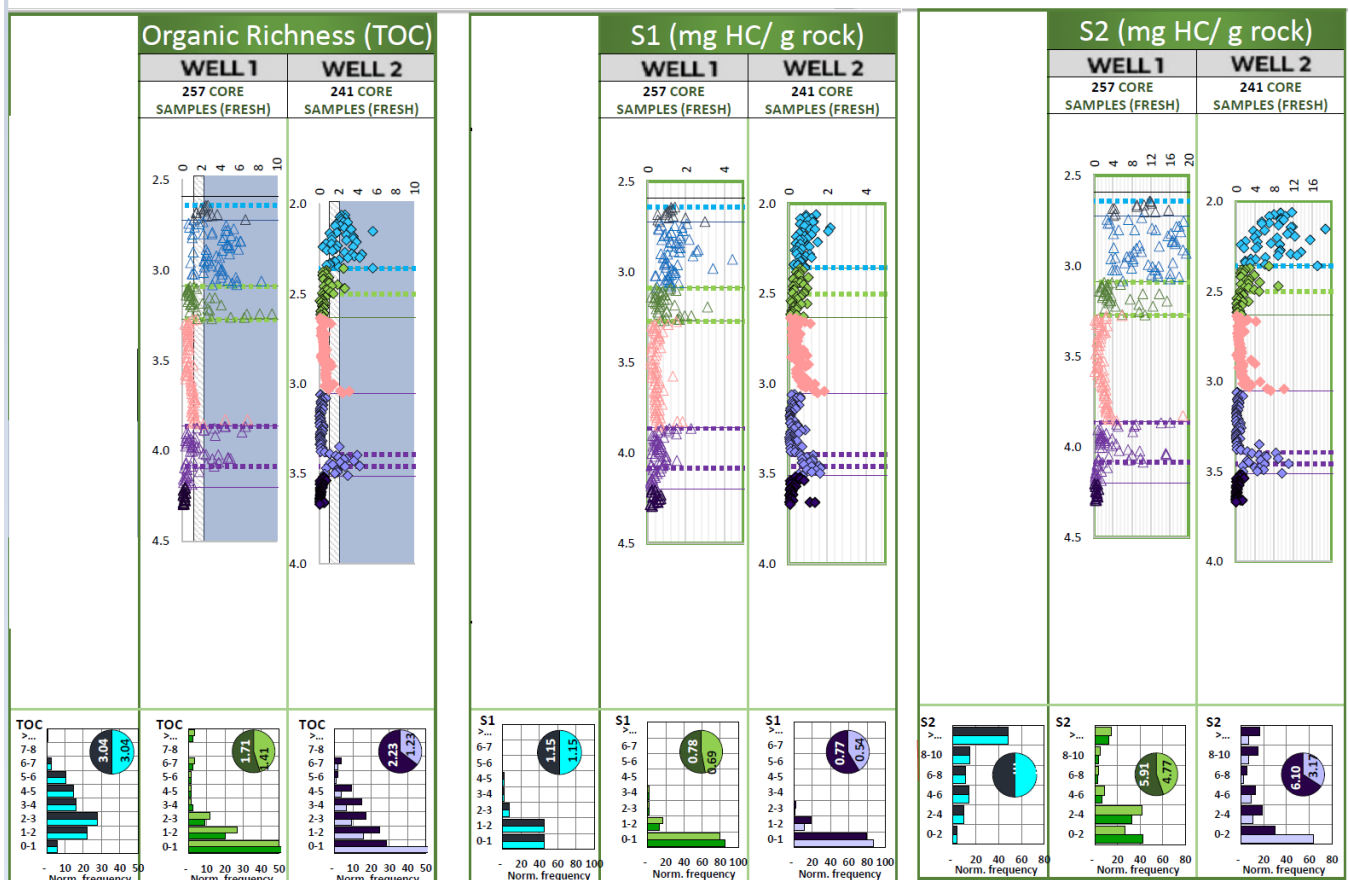


Figure 25. TOC, NOC, S1 and S2 distribution in Block III.

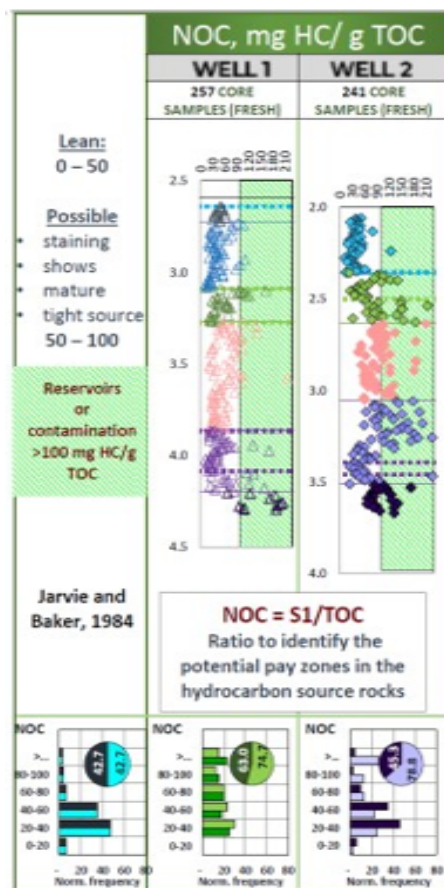


Figure 25. TOC, NOC, S1 and S2 distribution in Block III.

Análisis petrofísico

Es importante señalar algunas de las propiedades petrofísicas de la CRB dado que pueden afectar el desarrollo y explotación de hidrocarburos. Variables como porosidad, fragilidad, mecanismo de almacenamiento y mineralogía serán discutidas en diferentes secciones de la cuenca.

El Apéndice A muestra tres registros de pozos de diferentes secciones de la CRB. El primer registro de pozo es del Bloque I, donde los valores bajos de TOC confirman la baja madurez en esta sección. Se puede observar una porosidad moderada de 5% y 10% en los Miembros 1, 2 y 3. El mecanismo de almacenamiento dominante en los tres miembros es el gas libre, como se esperaba en los reservorios de lutitas; sin embargo, el gas adsorbido debe tenerse en cuenta para análisis futuros. El track de mineralogía proporciona el volumen de arcillas, carbonatos, silicatos, querógeno, gas y agua, una alta concentración de carbonatos que se puede encontrar a lo largo de tres miembros y el miembro 1 representa la mayor concentración de querógeno y gas.

Uno de los parámetros más importantes a evaluar es la fragilidad de cada miembro, según la fragilidad de los miembros del track 1 y 2 son las rocas más frágiles entre los objetivos y, por lo tanto, este valor convierte a los miembros 1 y 2 en las primeras opciones para los trabajos de fracturamiento en este pozo.

El segundo registro pertenece a un pozo del Bloque II, donde las variables de porosidad y mecanismo de almacenamiento tienen casi la misma tendencia y comportamiento que el registro anterior. La mineralogía tiene la misma tendencia, pero, en este registro, el Miembro 2 contiene más querógeno que la cantidad de querógeno encontrada en el registro anterior. Los valores de TOC son más altos que los del primer pozo. En cuanto a la fragilidad en este registro, el mismo comportamiento en el Miembro 1 con poca diferencia en comparación con el Miembro 2.

Finalmente, la última pista corresponde a un pozo en el Bloque III de la cuenca, el tramo con menor madurez. Considerando los hidrocarburos líquidos, no se exceptúa de tener adsorción como mecanismo de almacenamiento en esta región. La mineralogía y la porosidad tienen la misma tendencia en comparación con los otros bloques. Los valores de TOC son considerablemente más bajos en la sección de la cuenca y el miembro 3 representa los valores de TOC más bajos en este punto. La fragilidad varía significativamente en relación con los registros anteriores, el Miembro 2 y el Miembro 3 son más frágiles que el Miembro 1 en esta sección de la cuenca.

Cálculo de petróleo y gas in situ

Una vez realizada la caracterización de la roca madre y petrofísica, se realiza el cálculo de los fluidos en sitio para estimar el potencial de la cuenca. Dado que la CRB presenta el espectro completo de fluidos, se consideran diferentes modelos para cada tipo de hidrocarburo (líquido, condensado, gaseoso) para estimar el volumen total en sitio. Para los hidrocarburos gaseosos, se debe hacer una corrección de gas libre y gas adsorbido (modelo de Langmuir) para evitar una sobreestimación en el cálculo (Ambrose, Hartman RC, Akkutlu y Clarkson, 2011), las ecuaciones se muestran en el Apéndice B. Se debe contemplar el modelo de lutita debido a la presencia de fracturas naturales en el yacimiento, lo que significa que la acumulación de hidrocarburos debe calcularse en la matriz de la roca y las fracturas.

El Apéndice B muestra el cálculo de fluidos discretizados por bloque y considerando la corrección apropiada (Si aplica); además, el resumen de los cálculos de los hidrocarburos existentes por cada bloque de la cuenca. El Bloque I donde el fluido dominante es gas seco tiene un total de 108.62 Tcf, debido a que se ha notado la presencia de fracturas naturales, se debe considerar la acumulación de hidrocarburos en las fracturas. Bloque II con gas húmedo, presenta una acumulación de 59.84 Tcf. En los bloques III y IV, el petróleo es el fluido dominante, tienen acumulaciones de 34,885 y 33,637 MMbbl, respectivamente. Para el Bloque IV, también se ha notado la presencia de fractura natural; por lo tanto, como en el Bloque I, se considera el volumen de hidrocarburos en las fracturas. Las acumulaciones anteriores aportan un total de 168,48 Tpc de gas y 68.522 MMbbl de petróleo en la CRB, una importante acumulación de hidrocarburos para fines de desarrollo y explotación. Sin embargo, este cálculo tiene una considerable incertidumbre detrás; por lo tanto, se necesitan más actividades e investigaciones para confirmar el potencial real de la cuenca.

Comparación de la cuenca Cesar Ranchería con diferentes yacimientos análogos de Shales en todo el mundo

Una vez realizada la estimación geoquímica, petrofísica y de recursos, se realiza una comparación para estimar una idea del potencial de la cuenca con prospectos de Shales análogos y exitosos. Algunos reservorios de Argentina y Canadá son considerados por los resultados exitosos que se lograron en cada país. El Apéndice C presenta los yacimientos análogos en Argentina (Vaca Muerta) y Canadá (Duvernay y Muskwa) con diferentes valores de extensión física, propiedades del yacimiento y recursos (Advanced Reserources International Inc, 2013). Analizando los diferentes rangos de TOC, se presenta un rango cercano entre el 3.2% y el 5% en los tres yacimientos que cae en la categoría de muy buena y excelente riqueza orgánica; mientras que, el rango de TOC para la CRB va del 4.13% al 1.3% en las categorías de buena y muy buena riqueza orgánica, relativamente cercano a los yacimientos mencionados anteriormente. En cuanto al% Ro, Tmax, madurez de materia orgánica y distribución de fluidos, se observa la misma tendencia en la CRB y los yacimientos análogos. La Figura 26 muestra una comparación de la distribución de fluidos con Eagle Ford Shale, se observa una tendencia similar de los líquidos en la formación menos profunda y de los hidrocarburos gaseosos en las formaciones más profundas. Por lo tanto, la CRB presenta valores similares en la evaluación de la roca madre en comparación con algunos de los ejemplos más importantes de estos yacimientos, dando una idea de alto nivel de lo que se puede esperar en el desarrollo de la cuenca.

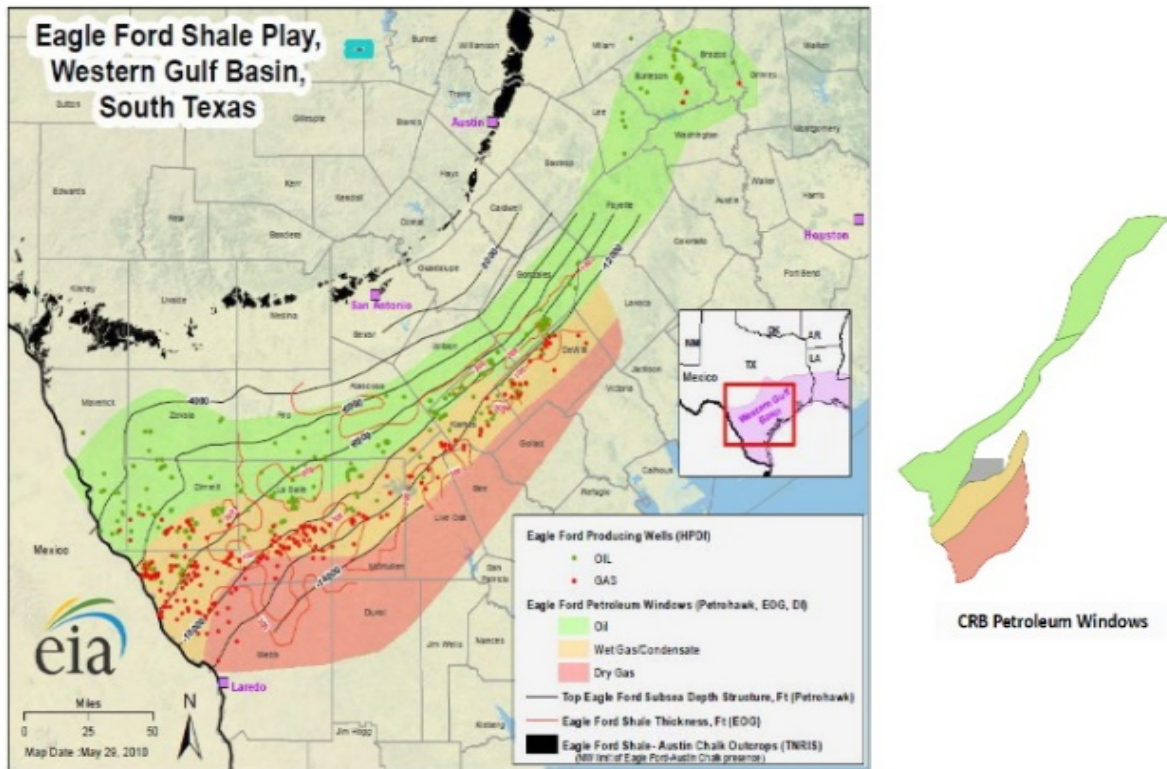


Figure 26. Eagle Ford Shale and CRB Fluid Distribution and Maturity.

Desafíos para el desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia

Uno de los intereses del gobierno nacional de Colombia ha sido el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos en reservorios no convencionales. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ha firmado 13 bloques para la exploración y producción de hidrocarburos en rocas no convencionales, buscando el desarrollo de la industria de petróleo y gas. Sin embargo, el Ministerio del Ambiente (Minambiente, 2019) y la Autoridad de Licencias Ambientales (ANLA) establecieron en 2017 que el país no está listo para el desarrollo y explotación de este tipo de yacimientos, por lo que el Gobierno Nacional en el año 2018, convocó un grupo de expertos y académicos para conformar la Comisión Interdisciplinaria Independiente, con el objetivo de conceptuar sobre la posible realización de la exploración de yacimientos no convencionales mediante la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal.

En tal sentido, la Comisión Interdisciplinaria Independiente presentó en el año 2019 el *"Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal"* con las propuestas y resultados de su investigación. Es así como la Comisión dentro de sus conclusiones recomendó: *"avanzar con un proyecto piloto de investigación integral (PPII) primero, que tenga como finalidad generar conocimiento y evidencias para tomar decisiones sobre la producción comercial mediante esta técnica"* (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019)." En respuesta a esta recomendación, el Gobierno Nacional procedió a expedir el Decreto 328 del 28 de febrero de 2020, con el propósito de establecer los lineamientos para adelantar Proyectos Piloto de Investigación Integral-PPII sobre Yacimientos No Convencionales - YNC de hidrocarburos con la utilización de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal- FH-PH.

En la actualidad se encuentran en su Etapa Previa los proyectos piloto de investigación integral Kalé y Platero en la Cuenca Valle Medio del Magdalena. Durante esta etapa se completarán las actividades requeridas para la preparación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) que incluye estudios técnicos para caracterizar la línea base ambiental en sus componentes biótico, abiótico y socioeconómico, que consideran aspectos relacionados con: calidad de aire, radioactividad, sismicidad, geología, paisaje, uso de la tierra, hidrología, hidrogeología y aspectos

relacionados con el desarrollo del componente social. Estos estudios se realizarán de acuerdo con los lineamientos de la autoridad ambiental definidos para los PPII's en la Resolución 0821 de 2020.

A continuación, se presenta una descripción general de las actividades que se realizarían en un Pozo de un Proyecto Piloto de Investigación en la Cuenca Cesar Ranchería, asumiendo que el pozo ya se encuentra perforado, de acuerdo con el Artículo 4.1.4 de los Términos de Referencia.

Disposición de Fluidos

El agua producida durante el periodo de fluido de retorno y dimensionamiento del yacimiento será tratada para remover impurezas como lo dicta el gobierno y los estándares adoptados por la industria. El sistema de tratamiento de agua será localizado en la plataforma del pozo.

Se utilizará un pozo inyector para manejar la disposición del agua tratada. La localización del pozo inyector será determinada cuando se realicen estudios ambientales y de hidrogeología.

Fuente de Agua

El Plan actual asume el agua del río como fuente principal para las Operaciones de Fracturamiento Hidráulico. El agua se tomará desde el Río Ranchería a través de mangueras flexibles. Se utilizarán bombas de agua en los puntos de captación de agua del río. El agua se tratará para eliminar impurezas, tales como los sólidos, y también se aplicará inhibidor de incrustaciones y biocidas antes de su uso para la estimulación hidráulica. El agua se almacenará en tanques con una capacidad de hasta 60.000 barriles. La cantidad de descarga de agua extraída del río se basará en los lineamientos del permiso ambiental. La duración de la toma de agua del río se basará en el tiempo necesario para completar la estimulación del Fracturamiento hidráulico.

Plan de Fracturamiento Hidráulico

Las Operaciones de Fracturamiento Hidráulico comenzarán con el RU (Rig Up/ montaje) del taladro de workover en cabeza de pozo. Se utilizará un equipo de workover o de coiled tubing para la limpieza del tapón de llenado de la profundidad de la tubería (PBTD) en el revestimiento de producción. El taladro de workover se reemplazará con un sistema de Fracturamiento hidráulico (frac stack). La primera etapa (toe) se abrirá mediante la activación de la superficie o la perforación en el fondo del pozo. Se utilizará un camión de bombeo para realizar una prueba de diagnóstico de inyectividad de fractura (DFIT) bombeando aproximadamente 20 barriles de agua tratada a baja velocidad (aproximadamente 10 bpm). El pozo se cerrará y la medición de la presión en la superficie se realizará durante un periodo de tiempo prolongado (generalmente de días a semanas) hasta que se recopilen datos suficientes. Se desmovilizará el equipo de workover. El equipo de superficie (tanques de agua de origen, tanques de Fracturamiento, colectores, motores de montañas, bombas, cable, aditivos químicos y trazadores, etc) se instalará en la plataforma del pozo. El plan de Fracturamiento Hidráulico está previsto para 20 etapas sobre la lateral de aproximadamente 4000 pies. Por cada etapa, se planea bombear arena de malla 100, arena 40/70 y arena recubierta de resina 40/70 al fondo del pozo utilizando una secuencia de fluidos consistentes con el diseño de Fracturamiento Hidráulico final. El objetivo total de colocación de arena es de aproximadamente 2500 lb/ft de propano y aproximadamente 80bbl/ft de fluido de Fracturamiento por unidad de longitud del intervalo de Fracturamiento hidráulico. Entre las etapas de Fracturamiento, el aislamiento se logrará bombeando un tapón hacia abajo con wireline con las perforaciones de la siguiente etapa adjuntas (método de "plug & perf"). Se colocan los tapones de puente solubles y/o compuestos, y la siguiente etapa se perforará mientras se saca del orificio. La siguiente etapa se fracturará hidráulicamente y esta secuencia alterna continuará hasta que se completan todas las etapas. (Propuesta EXXON MOBIL PPII)

Durante todas las operaciones de Fracturamiento Hidráulico se utilizará el monitoreo de sismicidad en tiempo real. Si ocurre un evento sísmico mientras se realizan las operaciones de Fracturamiento hidráulico, se seguirán los lineamientos indicados por el Servicio Geológico Colombiano-SGC y dependiendo de la magnitud, podría incluir detener prematuramente una etapa de fractura o suspender las operaciones por completo hasta que la situación pueda analizarse más a fondo.

Luego de la finalización de las operaciones de Fracturamiento, se planea desmovilizar el equipo de Fracturamiento superficial y se introducirá "Coiled Tubing" de 2 pulgadas para perforar los tapones de Fracturamiento compuestos y limpiar la lateral hasta PBTD. El equipo de fluido de retorno se conectará al pozo. El pozo será traído a producción

a través de la tubería de revestimiento de producción hasta el equipo de fluido de retorno de superficie para recolectar el agua de fractura y los sólidos de este fluido. Cuando el corte de arena y agua alcance las tasas objetivas y en caso de que haya presencia de hidrocarburos, se instalará la tubería de producción (Probablemente de 2-7/8" según las tasas de flujo anticipadas) junto con el árbol de producción. (Propuesta EXXON MOBIL PPII)

Fluido de Retorno

El programa de fluido de retorno en un pozo horizontal de múltiples etapas ocurre después de la estimulación del Fracturamiento Hidráulico en preparación para producir petróleo, gas y agua. La duración del programa de fluido de retorno dependerá del volumen de agua y arena que se haya bombeado durante el Fracturamiento Hidráulico, la estrategia de manejo de choque y de la respuesta general del yacimiento.

Para el pozo en cuestión se propone una estrategia óptima de manejo de choque donde analizaremos en detalle la respuesta del yacimiento en función de los siguientes parámetros: caudal de flujo de petróleo, caudal de flujo de gas, caudal de flujo de agua, presión en boca de pozo y temperatura en boca de pozo. Estos parámetros se utilizarán para evaluar el índice de productividad y el comportamiento de reducción de presión durante el periodo de fluido de retorno. Es importante tener una estrategia óptima de manejo de choque para proteger la geometría de la fractura después de la estimulación, controlar el retorno de arena y comenzar a evaluar el área de drenaje.

Con base en la cantidad de arena y fluido que se bombeará durante el Fracturamiento Hidráulico, se espera que el programa de retorno dure menos de 60 días. Basándonos en experiencia de no convencionales en los Estados Unidos, esperamos que el pozo devuelva alrededor del 30% del fluido de estimulación más o menos. Si hay presencia de hidrocarburos, el flujo del agua predominará durante los primeros días hasta que el petróleo y el gas comiencen a fluir y la presión de yacimiento comience a reducirse. (Propuesta EXXON MOBIL PPII)

Dimensionamiento del Yacimiento

Si la presencia de hidrocarburos es encontrada, se realizará el dimensionamiento del yacimiento para estimar el Área de drenaje después del proceso de fluido de retorno del pozo. Durante esta fase se evaluará los siguientes parámetros: caudal de flujo de petróleo, caudal de flujo de gas, caudal de flujo de agua, presión en boca de pozo y temperatura en boca de pozo. Estos parámetros se aplicarán en el análisis y cálculo de las fracturas en dirección vertical y horizontal. Las dimensiones estimadas de la geometría de la fractura en la dirección horizontal y vertical se calcularán utilizando "Fractura de Longitud Media (XF)" y "Altura de la Fractura (H)". La efectividad del Fracturamiento Hidráulico determinará la extensión del área y el volumen asociados con el área de drenaje del pozo. Esta área se basará en la "geometría efectiva" que se define como el área donde el propano y el fluido han contactado el yacimiento y muestra un alto grado de conductividad de fractura y una región de permeabilidad mejorada. (Propuesta EXXON MOBIL PPII)

Para estimar el área de drenaje, se realizarán dos análisis de forma independiente para validar los cálculos de área y volumen: Análisis de Velocidad Transitoria (RTA) y Simulación de Yacimientos. Con base en estos dos análisis numéricos, se calculará el área de drenaje estimada y el dimensionamiento del yacimiento. El tiempo mínimo de producción para evaluar el dimensionamiento del yacimiento es de seis a nueve meses después de finalizar el periodo de fluido de retorno.

Además, se utilizarán trazadores químicos para evaluar si todas las etapas en el pozo horizontal están produciendo y, por lo tanto, ayudarán a verificar la efectividad del Fracturamiento Hidráulico.

Conclusiones

La evaluación de materia orgánica en los Miembros 1, 2 y 3, considerando diferentes valores como TOC, HI, Reflectancia de Vitritina, NOC y Tmax, brindan una excelente información y caracterización de la cuenca. A partir de los resultados de la evaluación geoquímica, se observa la presencia del espectro completo de fluidos a lo largo de la CRB. A partir de estos estudios, se obtienen valores significativos de contenido de materia orgánica, riqueza y calidad. Considerando la petrofísica de las variables de la cuenca como la porosidad, el mecanismo de almacenamiento (gas libre y gas absorbido) y la fragilidad, dan una idea sobre la efectividad en los trabajos de fractura y el pronóstico de producción. La integración de la información anterior con el cálculo de fluidos presentados en la cuenca, que consideró el volumen de hidrocarburos en matriz, las fracturas (si se presentan) y la corrección de gas adsorbido, brindan una idea general del potencial en la cuenca relacionado con la presencia

y calidad de los hidrocarburos explotables y áreas potenciales en la cuenca. Al comparar algunos de los parámetros anteriores de la CRB con reservorios análogos en todo el mundo, se logra una coincidencia muy significativa, lo que demuestra una idea general de los recursos de la cuenca. Sin embargo, si el gobierno no decide o establece una regulación clara para el desarrollo de los yacimientos no convencionales, no será posible explorar el potencial de la CRB ni ninguna región del país, lo que traerá un problema considerable para las reservas y la economía nacional.

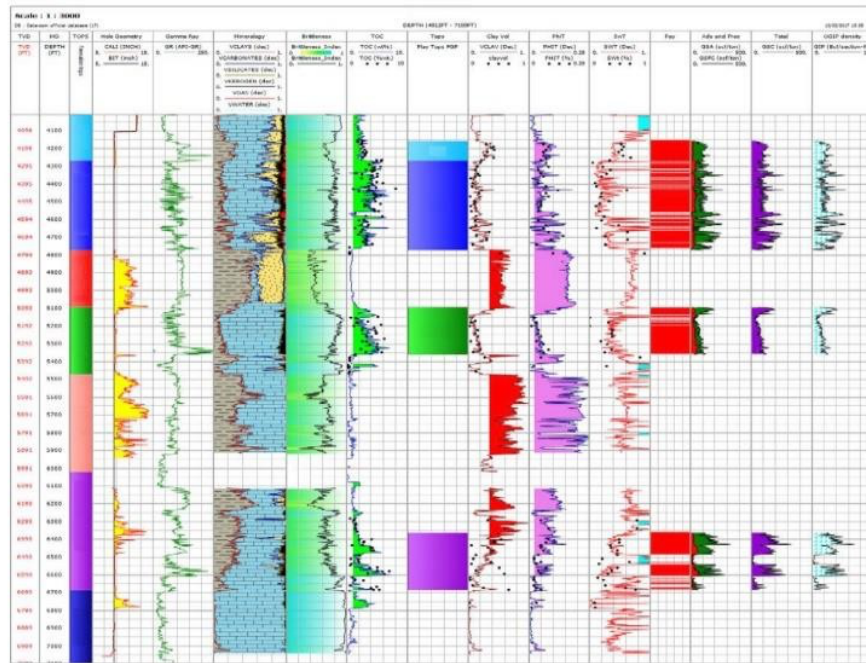
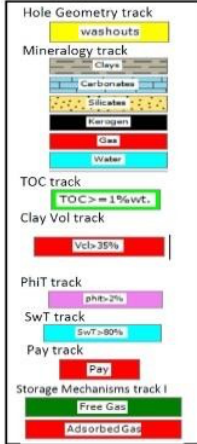
Referencias

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2019, 03 18). Retrieved from <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>
- Advanced Resources International Inc. (2013). Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. Arlington.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martinez, J. F. (2007). Colombian Sedimentary Basins. Bogota.
- Dembicki, H. (2009, 03). Three common source rock evaluation errors made by geologists during prospect or play appraisals. APPG Bulletin, pp. 341-356.
- Hartman, R. C., Ambrose, R. J., Akkutlu, I. Y., & Clarkson, C. R. (2011, January 1). Shale Gas-in-Place Calculations Part II - Multicomponent Gas Adsorption Effects. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/144097-MS
- Law, C. A. (1999). Evaluating Source Rocks. In Treatise of Petroleum Geology / Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps.
- McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., & Stankiewicz, A. (2011). Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation. Oilfield Review Summer.
- Mesa, A. M., & Rengifo, S. (2011). Cesar-Rancheria Basin. In Petroleum Geology of Colombia. Medellin.
- Minambiente. (2019, 03 18). *Minambiente*. Retrieved from <http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/3161-posicion-de-minambiente-sobre-yacimientos-no-convencionales>
- Minminas. (2019, 03 18). *Minminas*. Retrieved from <https://www.minminas.gov.co/reservas>
- Tissot, B., Pelet, R., & Ungerer, P. (1987). Thermal History of Sedimentary Basins, Maturation Indices and Kinetics of Oil and Gas Generation. AAPG Bulletin, 1445-1466.
- US Energy Information Administration (EIA). (2015). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. Washington.
- US Energy Information Administration (EIA). (2018). U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-End 2017. Washington.
- Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal. <https://observatorioambiental.contraloria.gov.co/InformesRelacionados/Informe-final%20fracking%20comite%20expertos.pdf>
- Propuesta EXXON MOBIL PPII

Appendix A

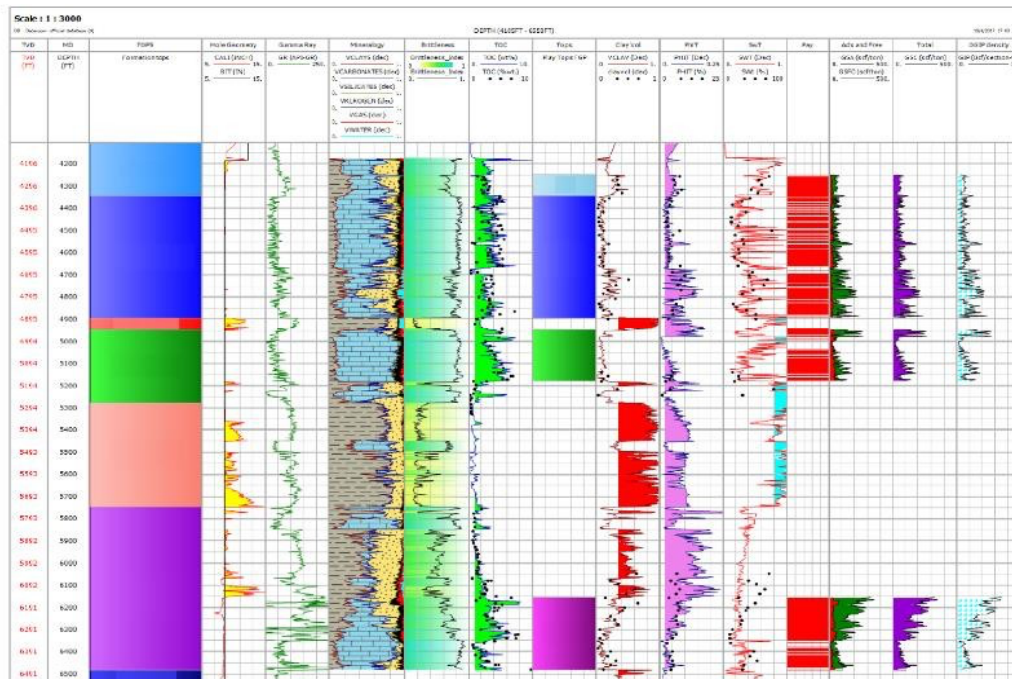
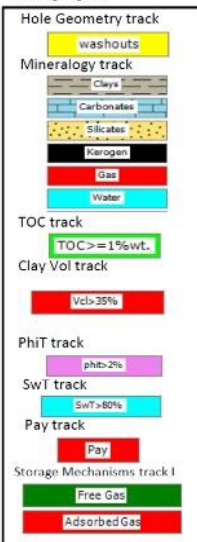
Well Log Block I

Shading Legend

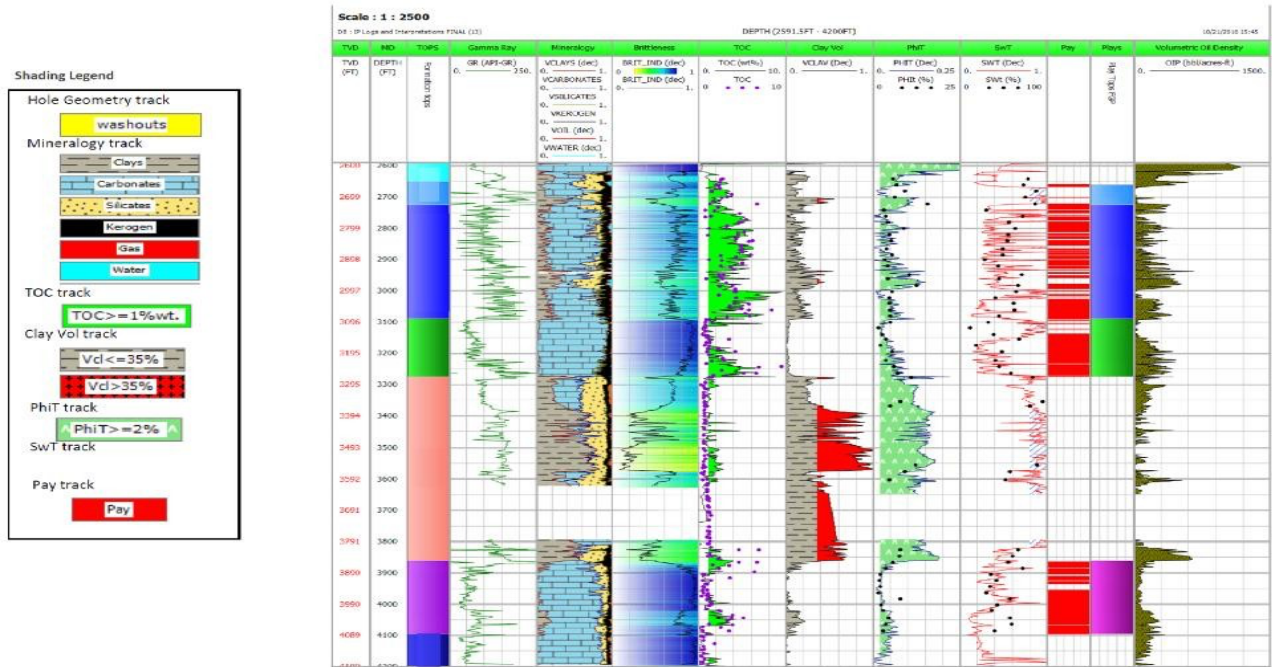


Well Log Block II

Shading Legend



Well Log Block III



Appendix B

Original Oil and Gas in Place Calculation

$$OOIP = 7758 \frac{(A * h * \phi * S_o)}{\beta_o}$$

$$G_{st} = G_f + G_a$$

$$G_f = 32.0368 \frac{\phi(1 - S_w) - \phi_a}{\rho_b B_g}$$

$$\phi_a = 1.318 \times 10^{-6} M \frac{\rho_b}{\rho_s} (G_a)$$

$$G_a = G_{sL} \frac{p}{p + p_L}$$

$$G_{st} = 32.0368 \frac{\phi(1 - S_w) - 1.318 \times 10^{-6} M \frac{\rho_b}{\rho_s} \left(\frac{G_{sL} p}{p + p_L} \right)}{\rho_b B_g} + \frac{G_{sL} p}{p + p_L}$$

$$G_f = \frac{43,560 A h \rho_B}{B_{gi}} \left[\frac{\phi(1 - S_{wi})}{\rho_b} - \frac{1.318 \times 10^{-6} \hat{M}}{\rho_s} \left(\frac{V_L p_i}{p_L + p_i} \right) \right]$$

Equation retrieved from GLGY 655 Notes Winter Term 2019

G_{st} = total gas storage capacity, scf/ton
 G_f = free gas storage capacity, scf/ton
 G_a = adsorbed gas storage capacity, scf/ton
 G_{sL} = langmuir storage, scf/ton
 ϕ_a = sorbed phase porosity fraction,
 dimensionless

ρ_b = bulk rock density, gr/cm³
 ρ_s = sorbed phase density, gr/ cm³
 M = molecular weight, lbm/lbmole
 p_L = langmuir pressure, psi

		MEMBER						
			C1	C2	C3	Total	C4	Total
GAS IN PLACE (Tcf)	Block I	Unconventional	-	-	28.59	28.59	70.11	98.70
		Unconventional - NFR	-	-	-	-	9.91	9.91
		TOTAL	-	-	28.59	28.59	80.03	108.62
	Block II	Unconventional	-	-	18.63	18.63	41.21	59.84
		TOTAL	-	-	18.63	18.63	41.21	59.84
	TOTAL BLOCKS I & II		-	-	47.22	47.22	121.24	168.46
	OIL IN PLACE (MMbbl)	Block III	Unconventional	-	8,558	26,328	34,885	-
TOTAL			-	8,558	26,328	34,885	-	34,885
Block IV		Unconventional	17,392	2,207	-	19,599	-	19,599
		Unconventional - NFR	14,038	-	-	14,038	-	14,038
		TOTAL	31,430	2,207	-	33,637	-	33,637
TOTAL BLOCKS III & IV		17,392	10,765	26,328	54,484	-	68,522	

Oil and gas in Place Summary

BLOCK I								
		Structural complexity						CRB
			C1	C2	C3	Total	C4	Total
GAS IN PLACE (Tcf) Total Gas [% Sorbed - % Free]	Reservoir 1	Low	-	-	2.71 [0.17-0.83]	2.71 [0.17-0.83]	9.71 [0.16-0.84]	12.42 [0.17-0.83]
		High	-	-	-	-	1.14 [0.17-0.83]	1.14 [0.09-0.41]
		Total	-	-	2.71 [0.17-0.83]	2.71 [0.17-0.83]	10.85 [0.17-0.83]	13.56 [0.17-0.83]
	Reservoir 2	Low	-	-	11.28 [0.22-0.78]	11.28 [0.22-0.78]	31.15 [0.22-0.78]	42.43 [0.22-0.78]
		High	-	-	-	-	3.81 [0.22-0.78]	3.81 [0.11-0.39]
		Total	-	-	11.28 [0.22-0.78]	11.28 [0.22-0.78]	34.96 [0.22-0.78]	46.23 [0.22-0.78]
	Reservoir 3	Low	-	-	7.24 [0.34-0.66]	7.24 [0.34-0.66]	13.57 [0.35-0.65]	20.81 [0.34-0.66]
		High	-	-	-	-	1.89 [0.37-0.63]	1.89 [0.18-0.32]
		Total	-	-	7.24 [0.34-0.66]	7.24 [0.34-0.66]	15.45 [0.35-0.65]	22.7 [0.34-0.66]
	Reservoir 4	Low	-	-	7.36 [0.34-0.66]	7.36 [0.34-0.66]	15.69 [0.27-0.73]	23.05 [0.30-0.70]
		High	-	-	-	-	3.08 [0.21-0.79]	3.08 [0.11-0.39]
		Total	-	-	7.36 [0.34-0.66]	7.36 [0.34-0.66]	18.77 [0.26-0.74]	26.13 [0.30-0.70]
TOTAL GAS IN PLACE	Tcf	Low	-	-	28.59	28.59	70.11	98.70
		High	-	-	-	-	9.91	9.91
		Total	-	-	28.59	28.59	80.03	108.62

Block I Volume in Place Calculation

BLOCK II								
		Structural complexity						CRB
			C1	C2	C3	Total	C4	Total
GAS IN PLACE (Tcf) Total Gas [% Sorbed - % Free]	Reservoir 1	Low	-	-	0.71 [0.27-0.73]	0.71 [0.27-0.73]	2.47 [0.27-0.73]	3.18 [0.27-0.73]
		High	-	-	-	-	-	-
		Total	-	-	0.71 [0.27-0.73]	0.71 [0.27-0.73]	2.47 [0.27-0.73]	3.18 [0.27-0.73]
	Reservoir 2	Low	-	-	6.00 [0.27-0.73]	6.00 [0.27-0.73]	18.25 [0.27-0.73]	24.25 [0.27-0.73]
		High	-	-	-	-	-	-
		Total	-	-	6.00 [0.27-0.73]	6.00 [0.27-0.73]	18.25 [0.27-0.73]	24.25 [0.27-0.73]
	Reservoir 3	Low	-	-	2.59 [0.36-0.64]	2.59 [0.36-0.64]	6.78 [0.35-0.65]	9.37 [0.36-0.64]
		High	-	-	-	-	-	-
		Total	-	-	2.59 [0.36-0.64]	2.59 [0.36-0.64]	6.78 [0.35-0.65]	9.37 [0.36-0.64]
	Reservoir 4	Low	-	-	9.33 [0.24-0.76]	9.33 [0.12-0.38]	13.72 [0.24-0.76]	23.04 [0.18-0.57]
		High	-	-	-	-	-	-
		Total	-	-	9.33 [0.24-0.76]	9.33 [0.12-0.38]	13.72 [0.24-0.76]	23.04 [0.18-0.57]
TOTAL GAS IN PLACE	Tcf	Low	-	-	18.63	18.63	41.21	59.84
		High	-	-	-	-	-	-
		Total	-	-	18.63	18.63	41.21	59.84

Block II Volume in Place Calculation

BLOCK III						
		Structural complexity				
			C2	C3	C4	Total
OIL IN PLACE (MMbbl)	Reservoir 1	Low	-	133	597	730
		High	-	-	-	-
		Total	-	133	597	730
	Reservoir 2	Low	-	3,185	16,173	19,358
		High	-	-	-	-
		Total	-	3,185	16,173	19,358
	Reservoir 3	Low	-	939	3,482	4,420
		High	-	-	-	-
		Total	-	939	3,482	4,420
	Reservoir 4	Low	-	4,301	6,076	10,377
		High	-	-	-	-
		Total	-	4,301	6,076	10,377
TOTAL OIL IN PLACE	MMbbl	Low	-	8,558	26,328	34,885
		High	-	-	-	-
		Total	-	8,558	26,328	34,885

Block III Volume in Place Calculation

BLOCK IV						
		Structural complexity				CRB
			C2	C3	C4	Total
OIL IN PLACE (MMbbl)	Reservoir 1	Low	1,190	107	-	1,297
		High	1,113	-	-	1,113
		Total	2,302	107	-	2,409
	Reservoir 2	Low	6,370	595	-	6,965
		High	5,751	-	-	5,751
		Total	12,121	595	-	12,716
	Reservoir 3	Low	3,226	444	-	3,670
		High	2,584	-	-	2,584
		Total	5,810	444	-	6,254
	Reservoir 4	Low	6,606	1,061	-	7,668
		High	4,591	-	-	4,591
		Total	11,197	1,061	-	12,258
TOTAL OIL IN PLACE	MMbbl	Low	17,392	2,207	-	19,599
		High	14,038	-	-	14,038
		Total	31,430	2,207	-	33,637

Block IV Volume in Place Calculation

Appendix C

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi ²)			Neuquen (66,900 mi ²)	
	Shale Formation		Vaca Muerta			Vaca Muerta	
	Geologic Age		U. Jurassic - L. Cretaceous			U. Jurassic - L. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine			Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		4,840	3,270	3,550	4,840	3,270
	Thickness (ft)	Organically Rich	500	500	500	500	500
		Net	325	325	325	325	325
	Depth (ft)	Interval	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000	5,500 - 10,000	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000
Average		5,000	6,500	8,000	5,000	6,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.50%	0.85%	1.15%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Oil	Condensate
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		66.1	185.9	302.9	11.9	22.5
	Risked GIP (Tcf)		192.0	364.8	645.1	226.2	44.2
	Risked Recoverable (Tcf)		23.0	91.2	193.5	13.57	2.65

Vaca Muerta Shale Gas and Oil Properties.

Basic Data	Basin/Gross Area		East and West Shale Basin (50,500 mi ²)			NW Alberta Area (33,000 mi ²)	
	Shale Formation		Duvernay			Muskwa	
	Geologic Age		U. Devonian			U. Devonian	
	Depositional Environment		Marine			Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		13,000	7,350	2,900	12,500	6,600
	Thickness (ft)	Organically Rich	45	60	70	70	112
		Net	41	54	63	25	78
	Depth (ft)	Interval	7,500 - 10,500	10,500 - 13,800	13,800 - 16,400	3,300 - 8,200	3,900 - 8,200
Average		9,000	11,880	15,000	6,100	4,602	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.
	Average TOC (wt. %)		3.4%	3.4%	3.4%	3.2%	3.2%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.90%	1.15%	1.50%	0.90%	1.10%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low	Low
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Assoc. Gas	Wet Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi ²)		12.0	47.4	63.8	4.6	34.2
	Risked GIP (Tcf)		109.1	244.1	129.5	29.0	112.7
	Risked Recoverable (Tcf)		13.1	61.0	38.8	2.9	28.2

Duvernay and Muskwa Shale Gas Properties.

Basic Data	Basin/Gross Area		East and West Shale Basin (50,500 mi ²)		NW Alberta Area (33,000 mi ²)	
	Shale Formation		Duvernay		Muskwa	
	Geologic Age		U. Devonian		U. Devonian	
	Depositional Environment		Marine		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi ²)		13,000	7,350	12,500	6,600
	Thickness (ft)	Organically Rich	45	60	70	112
		Net	41	54	25	78
	Depth (ft)	Interval	7,500 - 10,500	10,500 - 13,800	3,300 - 8,200	3,900 - 8,200
Average		9,000	11,880	6,100	4,602	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Mod. Overpress.	Mod. Overpress.
	Average TOC (wt. %)		3.4%	3.4%	3.2%	3.2%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.90%	1.15%	0.90%	1.10%
	Clay Content		Low	Low	Low	Low
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate	Oil	Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi ²)		7.1	0.5	6.4	0.7
	Risked OIP (B bbl)		64.2	2.6	40.0	2.4
	Risked Recoverable (B bbl)		3.85	0.16	2.00	0.12

Duvernay and Muskwa Shale Oil Properties.