



**UNIVERSIDAD UTE**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E  
INDUSTRIAS**

**MAESTRÍA EN PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL MODELO  
SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN HOLLÍN PARA LA  
OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL  
CAMPO OSO**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE  
MAGISTER EN PETRÓLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE  
PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

**NAYDA GISELLA TERÁN SOTO**

**DIRECTOR: ING. VÍCTOR PINTO MSc.**

**Quito, Octubre 2019**

© Universidad UTE. 2019

Reservados todos los derechos de reproducción

# FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

## TRABAJO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1708168974
APELLIDO Y NOMBRES:	Terán Nayda Gisella
DIRECCIÓN:	Av. La Coruña N32-275 y Alberto Mena
EMAIL:	nayditeran@yahoo.com
TELÉFONO FIJO:	2545969
TELÉFONO MOVIL:	0992074202

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Análisis de las Características del Modelo Sedimentológico de la Formación Hollín para la Optimización de la Producción de Petróleo en el Campo Oso
AUTOR O AUTORES:	Terán Soto Nayda Gisella
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	31-OCTUBRE-2019
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Ing. VICTOR PINTO Msc.
PROGRAMA	PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO <input checked="" type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Magister en Petróleos, Mención en Procesos de Producción e Industrialización de Hidrocarburos
RESUMEN: Mínimo 250 palabras	El presente trabajo se enfoca en el análisis de las características del modelo estratigráfico y sedimentológico complementado con el análisis petrofísico de la Formación Hollín para determinar su influencia en el comportamiento de la producción de los pozos activos del campo Oso. El estudio se realizó a través de la recopilación de la información de las características del modelo estratigráfico y

sedimentológico, características del modelo petrofísico, producción inicial y actual de fluido (agua y petróleo) para identificar las relaciones entre estas y definir su implicación en la optimización de la producción de petróleo. Los resultados más relevantes de este trabajo se enfocan en la identificación de los niveles estratigráficos de la Formación Hollín (H Marino, H Mareal y H Principal), en su modelo de depositación con características específicas de la geometría de los cuerpos arenosos. Estos niveles estratigráficos están formados por litotipos (del 1 al 5) que tienen su composición y propiedades petrofísicas definidas yendo desde el litotipo 1 como el de mejor calidad de yacimientos hasta el litotipo 5 que corresponde a una roca sello. El análisis pozo a pozo y estadístico clásico, de la ocurrencia de los litotipos en los intervalos de producción de los pozos y el análisis de la producción dentro de los niveles estratigráficos, ayudó a encontrar que el Litotipo 1 es el que se encuentra en mayor proporción en los intervalos de producción y está presente en los tres niveles estratigráficos. Adicionalmente, si el intervalo de producción tiene en menor proporción los litotipos 3 y 2, la producción de agua es menor en los intervalos de H Marino. En adición a esto, se determinó que por cada pie de incremento en el espesor de intervalo de producción en H Mareal y H Principal aumenta la producción de barriles de petróleo (3.17 y 0.69 bpd) respectivamente, lo que no ocurre con H Marino, esta asociación es estadística debido al valor P

	<p>encontrado (<math>&lt;0.0001</math> y <math>0.04</math>) respectivamente. En conclusión, este estudio demuestra que el conocimiento de la caracterización estratigráfica-sedimentológica y petrofísica de la Formación Hollín ayuda al entendimiento del comportamiento y la optimización de la producción de petróleo en campo Oso.</p>
<p><b>PALABRAS CLAVES:</b></p>	<p>Estratigrafía, Sedimentología, optimización de producción, campo Oso.</p>
<p><b>ABSTRACT:</b></p>	<p>The present work focuses on the analysis of the characteristics of the stratigraphic and sedimentological model complemented with the petrophysical analysis of the Hollín Formation to determine its influence on the production behavior of the active wells of the Oso field. The study was carried out through the collection of information on the characteristics of the stratigraphic and sedimentological model, characteristics of the petrophysical model, initial and current fluid production (water and oil) to identify the relationships between them and define their involvement in the optimization of oil production. The most relevant results of this work are focused on the identification of the stratigraphic levels of the Hollín Formation (H Marino, H Mareal and H Principal), in its deposition model with specific characteristics of the sandy bodies geometry. These stratigraphic levels are formed by lithotypes (from 1 to 5) that have their composition and petrophysical properties defined going from the lithotype 1 as the best quality of reservoir to the lithotype 5</p>

	<p>that corresponds to a seal rock. The well-to-well and classical statistical analysis, the occurrence of lithotypes in well production intervals and the analysis of production within stratigraphic levels, helped to find that Lithotype 1 is the one that is in greatest proportion in the production intervals and is present in the three stratigraphic levels. Additionally, if the production interval has a lower proportion of lithotypes 3 and 2, water production is lower in the H Marino intervals. In addition to this, it was determined that for every foot of increase in the production interval thickness in H Mareal and H Principal the production of oil barrels increases (3.17 and 0.69 bpd) respectively, which does not happen with H Marino, this association is statistical due to the P value found (<math>&lt;0.0001</math> and <math>0.04</math>) respectively. In conclusion, this study demonstrates that knowledge of the stratigraphic-sedimentological and petrophysical characterization of the Hollín Formation helps to understand the behavior and optimization of oil production in the Oso field.</p>
<b>KEYWORDS</b>	<p>Stratigraphy, Sedimentology, depositional environment, production optimization</p>

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.

f.   
 TERAN SOTO NAYDA GISELLA  
 170816897-4


## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **TERÁN SOTO NAYDA GISELLA**, CI 170816897-4 autora del trabajo de titulación: **Análisis de las características del Modelo Sedimentológico de la Formación Hollín para la optimización de la producción de petróleo en el campo Oso** previo a la obtención del título de **MAGISTER EN PETROLEOS, MENCIÓN EN PROCESOS DE PRODUCCIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS** en la Universidad UTE.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación de grado para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad UTE a tener una copia del referido trabajo de titulación de grado con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 31 de julio del 2019

f:

  
TERÁN SOTO NAYDA GISELLA  
170816897-4



Quito, D.M., a 24 de Julio de 2019.

**Señor Ingeniero**  
**Fausto Rene Ramos Aguirre, Mgt, MGH**  
**Coordinador de la Maestría en Petróleos**  
**Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias**  
**UNIVERSIDAD UTE**

Presente. -

WAYRAENERGY S.A. confirma que la Ing. Nayda Gisella Terán Soto con CC: 1708168974 ha realizado el proyecto de Titulación con el tema *"ANALISIS DE LAS CARACTERISTICAS DEL MODELO SEDIMENTOLOGICO DE LA FORMACION HOLLIN PARA LA OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO EN EL CAMPO OSO"*, certificando que los resultados de este trabajo están a CONFORMIDAD con lo objetivos planteados.

Atentamente,

---

**Kabir Francisco Abad Cárdenas, Msc.**  
**Gerente de Geociencias**  
**WAYRAENERGY S.A.**

Cc: Yanitza Ricardo, Gerente de RRHH WAYRAENERGY



## CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

En mi calidad de tutor, certifico que el presente trabajo de titulación que lleva por título **Análisis de las características del Modelo Sedimentológico de la Formación Hollín para la optimización de la producción de petróleo en el campo Oso** para aspirar al título de **MAGISTER EN PETROLEOS, MENCION EN PROCESOS DE PRODUCCION E INDUSTRIALIZACION DE HIDROCARBUROS** fue desarrollado por **TERAN SOTO NAYDA GISSELLA**, bajo mi dirección y supervisión, en la Maestría en Petróleos de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y que dicho trabajo cumple con las condiciones requeridas para ser sometido a las evaluación respectiva de acuerdo a la normativa interna de la Universidad UTE.



Ing. Victor Pinto Msc.

**DIRECTOR DEL TRABAJO**

C.I.171310693-6

## DECLARACION JURAMENTADA DEL AUTOR

Yo, NAYDA GISELLA TERAN SOTO, portador(a) de la cédula de identidad N° 170816897-4, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en ese documento.

La Universidad UTE puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

f:   
TERAN SOTO NAYDA GISELLA

170816897-4

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
<b>RESUMEN</b>	1
<b>ABSTRACT</b>	2
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	3
<b>2. METODOLOGÍA</b>	9
2.1 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AMBIENTE DEPOSICIONAL DE LOS DIFERENTES INTERVALOS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN EN EL CAMPO OSO	9
2.2 CORRELACIÓN ENTRE EL AMBIENTE DEPOSICIONAL Y SUS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS CON EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS INTERVALOS DE LOS POZOS ACTIVOS DEL CAMPO OSO	10
2.3 JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLICACIÓN DEL CONOCIMIENTO DEL MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN HOLLÍN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO OSO	11
<b>3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b>	13
3.1 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AMBIENTE DEPOSICIONAL DE LOS DIFERENTES INTERVALOS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN EN EL CAMPO OSO	13
3.1.1. INFORMACIÓN DEL CAMPO OSO	13
3.1.2. GENERACIÓN DE PROYECTO	16
3.1.3. MODELO ESTRATIGRÁFICO Y SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN HOLLÍN EN EL CAMPO OSO	17
3.1.4. CORRELACIONES ESTRATIGRÁFICAS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN	31
3.1.5. MODELO DE DEPOSITACIÓN DE LA FORMACIÓN HOLLÍN	38
3.1.6. FACIES Y LITOTIPOS DE LA FORMACION HOLLIN	40
3.2 CORRELACIÓN ENTRE EL AMBIENTE DEPOSICIONAL Y SUS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS CON EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS INTERVALOS DE LOS POZOS ACTIVOS DEL CAMPO OSO	44

3.2.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS LITOTIPOS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN	44
3.2.2. INTERVALOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ACTIVOS	46
3.2.3. CORRELACIÓN DE LOS INTERVALOS DE PRODUCCIÓN CON LOS INTERVALOS DE DEPOSITACIÓN Y SUS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	47
3.3 JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLICACIÓN DEL CONOCIMIENTO DEL MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN HOLLIN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO OSO	63
<b>4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>78</b>
4.1 CONCLUSIONES	78
4.2 RECOMENDACIONES	81
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>82</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
<b>Tabla 1.</b> Núcleos del Campo Oso	14
<b>Tabla 2.</b> Surveys y registros eléctricos de los pozos activos del Campo Oso hasta enero del 2019	15
<b>Tabla 3.</b> Mapas estructurales en tiempo y en profundidad del Campo Oso	16
<b>Tabla 4.</b> Facies definidas en el modelo estratigráfico y sedimentológico de la Formación Hollín en el Campo Oso	29
<b>Tabla 5.</b> Litotipos definidas en el modelo estratigráfico y sedimentológico de la Formación Hollín en el Campo Oso	30
<b>Tabla 6.</b> Intervalos de la Formación Hollín con su modelo de depositación	40
<b>Tabla 7.</b> Descripción de las litofacies de la Formación Hollín	41
<b>Tabla 8.</b> Descripción de las litofacies de la Formación Hollín	45
<b>Tabla 9.</b> Litotipos de la Formación Hollín del Campo Oso	46
<b>Tabla 10.</b> Pozos activos del Campo Oso, producción inicial, espesor de intervalos activos, litotipo en mayor proporción, litotipo en menor proporción, unidad estratigráfica	64
<b>Tabla 11.</b> Medidas de resumen del espesor de intervalos abiertos de los pozos activos	66
<b>Tabla 12.</b> Medidas de resumen del espesor de intervalos abiertos de los pozos activos	67
<b>Tabla 13.</b> Asociación entre el ambiente deposicional y litotipos de mayor y menor proporción	68
<b>Tabla 14.</b> Producción inicial de los pozos activos	68
<b>Tabla 15.</b> Producción de los pozos según el ambiente deposicional	69
<b>Tabla 16.</b> Asociación entre producción inicial y litotipos	70

**Tabla 17.** Coeficientes de regresión de la producción y espesor de los intervalos según el nivel estratigráfico 70

**Tabla18.** Parámetros petrofísicos del intervalo Hollín Principal 103

# ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
<b>Figura 1.</b> Mapa de ubicación del Campo Oso	3
<b>Figura 2.</b> Mapa estructural al tope de Hollín Superior	13
<b>Figura 3.</b> Estratigrafía de la Formación Hollín, mostrando los topes estratigráficos y la subdivisión estratigráfica en el pozo 120	18
<b>Figura 4.</b> Corte estratigráfico A-B de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso	20
<b>Figura 5.</b> Corte estratigráfico C-D de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso	21
<b>Figura 6.</b> Corte estratigráfico E-F de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso	22
<b>Figura 7.</b> Corte estratigráfico G-H de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso	23
<b>Figura 8.</b> Corte estratigráfico I-J de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso	24
<b>Figura 9.</b> Corte estratigráfico K-L de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso	25
<b>Figura 10.</b> Mapa de facies de Hollín Principal (Inferior)	26
<b>Figura 11.</b> Mapa de facies de Hollín Mareal: Inferior-Media-Superior	27
<b>Figura 12.</b> Mapa de facies de Hollín Marino	28
<b>Figura 13.</b> Mapa estructural al tope de Hollín Superior, dirección de las correlaciones estratigráficas	31
<b>Figura 14.</b> Correlación estratigráfica (A-A') al tope de Hollín Superior, Pozos: 166S1, 82, 126, 99, 30, 21	33
<b>Figura 15.</b> Correlación estratigráfica (B-B') al tope de Hollín Superior, Pozos: 19, 20, 38, 7, 14, 1	34
<b>Figura 16.</b> Correlación estratigráfica (C-C') al tope de Hollín Superior, Pozos: 120, 122, 115, 124, 111, 113	35

<b>Figura 17.</b> Correlación estratigráfica (D-D') al tope de Hollín Superior, Pozos: 97, 90, 41, 45, 106	36
<b>Figura 18.</b> Correlación estratigráfica (E-E') al tope de Hollín Superior, Pozos: 144S1, 140, 78, 46, 58,9	37
<b>Figura 19.</b> Diagrama de un ambiente de depósito tipo estuario (Dalrymple, 2010), que representa el modelo conceptual para el intervalo mareal del miembro Hollín Superior	39
<b>Figura 20.</b> Diagrama de barras marinas (Gaynor y Swift, 1988), que representa el modelo conceptual para el intervalo marino del Miembro Hollín Superior	39
<b>Figura 21.</b> Interpretación petrofísica del pozo 23 con litotipos y producción	47
<b>Figura 22.</b> Interpretación petrofísica del pozo 24 con litotipos y producción	48
<b>Figura 23.</b> Interpretación petrofísica del pozo 25R1 con litotipos y producción	49
<b>Figura 24.</b> Interpretación petrofísica del pozo 33 con litotipos y producción	49
<b>Figura 25.</b> Interpretación petrofísica del pozo 35R1 con litotipos y producción	50
<b>Figura 26.</b> Interpretación petrofísica del pozo 39R1 con litotipos y producción	50
<b>Figura 27.</b> Interpretación petrofísica del pozo 41 con litotipos y producción	51
<b>Figura 28.</b> Interpretación petrofísica del pozo 43R1 con litotipos y producción	52
<b>Figura 29.</b> Interpretación petrofísica del pozo 47H con litotipos y producción	52
<b>Figura 30.</b> Interpretación petrofísica del pozo 75H con litotipos y producción	53
<b>Figura 31.</b> Interpretación petrofísica del pozo 36 con litotipos y producción	54



<b>Figura 32.</b> Interpretación petrofísica del pozo 46 con litotipos y producción	54
<b>Figura 33.</b> Interpretación petrofísica del pozo 72S1 con litotipos y producción	55
<b>Figura 34.</b> Interpretación petrofísica del pozo 80 con litotipos y producción	56
<b>Figura 35.</b> Interpretación petrofísica del pozo 9 con litotipos y producción	56
<b>Figura 36.</b> Interpretación petrofísica del pozo 19 con litotipos y producción	57
<b>Figura 37.</b> Interpretación petrofísica del pozo 20 con litotipos y producción	58
<b>Figura 38.</b> Interpretación petrofísica del pozo 63R1 con litotipos y producción	58
<b>Figura 39.</b> Interpretación petrofísica del pozo 86S2 con litotipos y producción	59
<b>Figura 40.</b> Interpretación petrofísica del pozo 105 con litotipos y producción	59
<b>Figura 41.</b> Interpretación petrofísica del pozo 110 con litotipos y producción	60
<b>Figura 42.</b> Interpretación petrofísica del pozo 112 con litotipos y producción	60
<b>Figura 43.</b> Interpretación petrofísica del pozo 120 con litotipos y producción	61
<b>Figura 44.</b> Interpretación petrofísica del pozo 140 con litotipos y producción	62
<b>Figura 45.</b> Interpretación petrofísica del pozo 141 con litotipos y producción	62
<b>Figura 46.</b> Interpretación petrofísica del pozo 146 con litotipos y producción	63

# ÍNDICE DE ANEXOS

	<b>PÁGINA</b>
<b>ANEXO 1.</b> COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS Y SEDIMENTOLÓGICAS DE POZOS CON NÚCLEO Y DE IMÁGENES DEL CAMPO OSO	85
<b>ANEXO 2.</b> TOPES DE LOS NIVELES ESTRATIGRÁFICOS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN	91
<b>ANEXO 3.</b> PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS INTERVALOS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN	100
<b>ANEXO 4.</b> INTERVALOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ACTIVOS DEL CAMPO OSO	105

## RESUMEN

El presente trabajo se enfoca en el análisis de las características del modelo estratigráfico y sedimentológico complementado con el análisis petrofísico de la Formación Hollín para determinar su influencia en el comportamiento de la producción de los pozos activos del campo Oso. El estudio se realizó a través de la recopilación de la información de las características del modelo estratigráfico y sedimentológico, características del modelo petrofísico, producción inicial y actual de fluido (agua y petróleo) para identificar las relaciones entre estas y definir su implicación en la optimización de la producción de petróleo. Los resultados más relevantes de este trabajo se enfocan en la identificación de los niveles estratigráficos de la Formación Hollín (Hollín Marino, Hollín Mareal y Hollín Principal), en su modelo de depositación con características específicas de la geometría de los cuerpos arenosos. Estos niveles estratigráficos están formados por litotipos (del 1 al 5) que tienen su composición y propiedades petrofísicas definidas yendo desde el litotipo 1 como el de mejor calidad de yacimientos hasta el litotipo 5 que corresponde a una roca sello. El análisis pozo a pozo y estadístico clásico, de la ocurrencia de los litotipos en los intervalos de producción de los pozos y el análisis de la producción dentro de los niveles estratigráficos, ayudó a encontrar que el Litotipo 1 es el que se encuentra en mayor proporción en los intervalos de producción y está presente en los tres niveles estratigráficos. Adicionalmente, si el intervalo de producción tiene en menor proporción los litotipos 3 y 2, la producción de agua es menor en los intervalos de Hollín Marino. En adición a esto, se determinó que por cada pie de incremento en el espesor de intervalo de producción en Hollín Mareal y Hollín Principal aumenta la producción de barriles de petróleo (3.17 y 0.69 bpd) respectivamente, lo que no ocurre con Hollín Marino, esta asociación es estadística debido al valor P (probabilidad) encontrado ( $<0.0001$  y  $0.04$ ) respectivamente. En conclusión, este estudio demuestra que el conocimiento de la caracterización estratigráfica-sedimentológica y petrofísica de la Formación Hollín ayuda al entendimiento del comportamiento y la optimización de la producción de petróleo en campo Oso.

**Palabras clave:** Estratigrafía, Sedimentología, optimización de producción, campo Oso.

## ABSTRACT

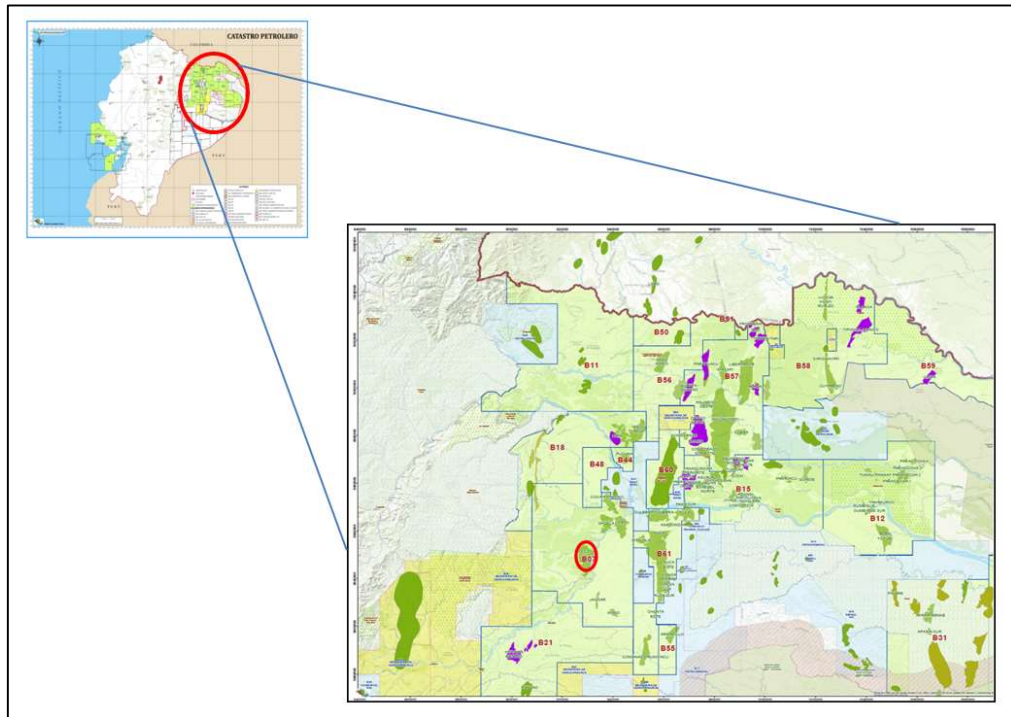
The present work focuses on the analysis of the characteristics of the stratigraphic and sedimentological model complemented with the petrophysical analysis of the Hollín Formation to determine its influence on the production behavior of the active wells of the Oso field. The study was carried out through the collection of information on the characteristics of the stratigraphic and sedimentological model, characteristics of the petrophysical model, initial and current fluid production (water and oil) to identify the relationships between them and define their involvement in the optimization of oil production. The most relevant results of this work are focused on the identification of the stratigraphic levels of the Hollín Formation (Hollín Marino, Hollín Mareal and Hollín Principal), in its deposition model with specific characteristics of the sandy bodies geometry. These stratigraphic levels are formed by lithotypes (from 1 to 5) that have their composition and petrophysical properties defined going from the lithotype 1 as the best quality of reservoir to the lithotype 5 that corresponds to a seal rock. The well-to-well and classical statistical analysis, the occurrence of lithotypes in well production intervals and the analysis of production within stratigraphic levels, helped to find that Lithotype 1 is the one that is in greatest proportion in the production intervals and is present in the three stratigraphic levels. Additionally, if the production interval has a lower proportion of lithotypes 3 and 2, water production is lower in the Hollín Marino intervals. In addition to this, it was determined that for every foot of increase in the production interval thickness in Hollín Mareal and Hollín Principal the production of oil barrels increases (3.17 and 0.69 bpd) respectively, which does not happen with Hollín Marino, this association is statistical due to the P value (probability) found ( $<0.0001$  and 0.04) respectively. In conclusion, this study demonstrates that knowledge of the stratigraphic-sedimentological and petrophysical characterization of the Hollín Formation helps to understand the behavior and optimization of oil production in the Oso field.

**Keywords:** Stratigraphy, Sedimentology, production optimization, Oso field.

## **INTRODUCCIÓN**

# 1. INTRODUCCIÓN

El campo Oso se encuentra ubicado al Sur-Oeste del Bloque 7, en la parte central occidente de la Cuenca Oriente. El Campo Oso (Figura 1) se encuentra aproximadamente a 200 km de la ciudad de Quito y a 8 km al Nor-Oeste del Campo Jaguar (Petroamazonas EP, 2014).



**Figura 1.** Mapa de ubicación del Campo Oso (Petroamazonas EP, 2018)

La formación Hollín está bien desarrollada en el Bloque 7 de la cuenca Oriente, que incluye entre otros al campo Oso (Sierra, y otros, 2015). En la fase de desarrollo del campo maduro Oso, la producción del yacimiento Arenisca Hollín sobrepasa los 9000 bppd/día (Petroamazonas EP, 2019).

En numerosos estudios que se han realizado del campo Oso, se define a la Formación Hollín como un depósito que se encuentra diferenciado estratigráfica y sedimentológicamente en Hollín Superior y Hollín Principal (Petroamazonas EP, 2014), sin embargo, la producción del campo se encuentra reportada de manera unificada como producción de la Formación Hollín. El registro unificado de la producción de petróleo impide entender el comportamiento de la producción en los pozos ya que no se lo correlaciona con el origen del depósito y las características de este.

La Formación Hollín dentro de la columna estratigráfica Cretácica de la Cuenca Oriente constituye uno de los yacimientos más importantes en producción de petróleo, y ha sido ampliamente estudiada y caracterizada desde el punto de vista geológico, petrofísico y de fluidos.

Las Formaciones Hollín, Napo y Tena, forman parte una gran secuencia sedimentaria que se encuentra identificada en un modelo de estratigrafía secuencial dominada por variaciones del nivel del mar y que en consecuencia presenta variaciones verticales y laterales de la facies las que se distribuyen regionalmente a lo largo de la cuenca Oriente (Barragán, y otros, 2014).

La secuencia Hollín-Napo de la cuenca Oriente se compone de intervalos clásticos correspondientes a los reservorios Hollín, Arenisca T, Arenisca U, Arenisca M2 y Arenisca M1. La Formación Hollín incluye dos miembros: Hollín Principal y Hollín Superior los cuales forman parte del ciclo depositado en el Aptiano Superior-Albiano Superior, junto con el miembro Lutita Napo Inferior de la Formación Napo (Barragán, y otros, 2014).

Después de un periodo de erosión de los depósitos Jurásico y Paleozoico de la Cuenca Oriente, se depositó la Formación Hollín en la que se diferencian 3 depósitos con ambientes definidos de depositación. Hacia la base de la Formación Hollín se identifica el depósito de ambiente fluvial como relleno de valles, estos depósitos van transicionalmente cambiando a depósitos de ríos entrelazados al Oeste de la cuenca, posiblemente durante condiciones de caída del nivel eustático desde el Aptiano (112.5 Ma) (Haq, Hardenbol, & Vail, 1987). Los depósitos fluviales cambian de manera progresiva a depósitos de ambientes de planicie costera influenciados por mareas lo que muestra el abandono de las facies de depósitos fluvial; hacia el tope de la formación donde se evidencia el inicio de una transgresión marina se tiene el depósito de un intervalo de ambiente marino somero; (Shanmugam, Poffenberger, & Toro, 2000).

Dentro de la Formación Hollín, la base está representada por un cuerpo arenoso separado del resto de Hollín por un cuello arcillo-limoso que puede estar constituido por carbón. El Miembro Hollín Principal es consistente o es principal o es inferior, está constituido por areniscas de grano grueso a micro-conglomeráticas, de canales fluviales de buen espesor, sin embargo, son lateralmente discontinuos. El Miembro Hollín Superior consiste en depósitos de arenisca cuarzosa, en ocasiones con glauconita, de grano fino a medio, localmente con cemento calcáreo, intercalada con lutitas negras en ocasiones calcáreas y se encuentra ausente al Este-Noreste de la Cuenca Oriente. (Rivadeneira & Almeida, 2014).

La litología de la Formación Hollín describe las propiedades y características petrofísicas. Hollín Principal cuenta con buenas propiedades litológicas y petrofísicas como el tamaño de grano, tipo de sorteo, ausencia de matriz y

cemento y bajo contenido de arcilla (caolinita), mientras que Hollín Superior es un yacimiento de inferior calidad ya que tiene un mayor contenido de arcillas (caolinita, illita) , glauconita, cemento calcáreo y el tamaño de grano es fino a muy fino, ocasionalmente medio (White, Skopec, Ramirez, Rodas, & Bonilla, 1995).

El Campo Oso ha sido cubierto por aproximadamente 407.7 km de datos de sísmica 2D comprendidos en 19 líneas adquiridas en diferentes campañas (Petroamazonas EP, 2014).

El marco estructural está construido con la interpretación de fallas que cortan a los diferentes yacimientos y posteriormente se interpretaron los reflectores sísmicos correspondientes a Hollín Superior, Caliza A y Caliza B. Debido a la discontinuidad del horizonte sísmico Hollín Superior, la interpretación estructural de la Caliza B y del marcador sísmico Intra-Hollín (marcador sísmico identificable en el límite entre Hollín Mareal y Hollín Principal) ayudaron a definir por conformancia los horizontes Hollín Superior, Hollín Mareal y Hollín Principal.

Posterior a la interpretación en tiempo de los reflectores sísmicos, se generaron los mapas de pseudo-velocidades utilizando los topes de formación de cada pozo del campo y empleando estos dos mapas (tiempo y velocidad), se obtuvieron los mapas estructurales en profundidad.

La estructura del campo Oso es considerada como un anticlinal asimétrico ligeramente alargado en sentido Norte-Sur. Esta estructura se encuentra controlada hacia el Este por una falla inversa con orientación preferencial NNE-SSO, misma que no es continua y da paso a plegamientos. La geoforma del campo muestra un alto estructural al Sur con mayor relieve y desarrollo areal con cierre estructural, además existe un alto al Norte de menor dimensión y relieve estructural. El principal reservorio del Campo Oso es la Formación Hollín siendo sus yacimientos secundarios las Arenisca U y Arenisca T de la Formación Napo y la Arenisca Basal Tena de la Formación Tena.

El modelo estratigráfico y sedimentológico del Bloque 7 enmarca la caracterización de la depositación de la Formación Hollín e incluye detalle de las características litológicas y petrofísicas propias de los diferentes intervalos de la Formación Hollín (Petroamazonas-Halliburton, 2013). En este estudio se realizó la descripción sedimentológica de 15 núcleos que equivalen a 1755 pies aproximadamente. De los núcleos descritos, el 61% corresponde la Formación Hollín y el resto a núcleos de las formaciones Napo y Tena Basal. El modelo sedimentológico define 29 litofacies de las cuales 19 litofacies corresponden a areniscas, 3 litofacies para lutitas, 3 litofacies para calizas y 4 litofacies correspondientes a otras litofacies como debris, paleosuelos y heterolíticos. Las 29 litofacies se redujeron a 5 litotipos: Tipo 1 = reservorio



muy bueno, Tipo 2 = reservorio bueno, Tipo 3 = reservorio regular, Tipo 4 = reservorio malo y Tipo 5 = sello. Los mejores reservorios corresponden a areniscas con estratificación cruzada o areniscas masivas presentes en el intervalo Hollín Principal que corresponden a depósitos de ríos trezados, en (canales y barras amalgamados). El intervalo Hollín Superior presenta depósitos relacionados a una transgresión marina. Hacia la base de Hollín Superior se depositaron estratos con influencia mareal (barras mareales o “tidal ridges”) que gradan a sedimentos de plataforma marina somera. Los depósitos disminuyen su calidad de reservorio por la presencia de arcillas y glauconita y localmente cemento calcáreo en el intervalo Hollín Superior (Petroamazonas-Halliburton, 2013).

Dentro de los trabajos que se han desarrollado en el área de la estratigrafía y Sedimentología relacionada con la producción de campos de petróleo y gas, se presentan varios en donde se describe la importancia de realizar estudios detallados e integrados donde se describa las características de los yacimientos en función de la forma y origen de sus depósitos. El estudio detallado de la sedimentología de los yacimientos forma parte importante en la caracterización de estos y se encuentra íntimamente relacionado con las características de la producción de los campos. Esta relación ha sido analizada y documentada como un importante aporte en los retos de explotación y exploración de los yacimientos. Adicionalmente, la paleogeografía de las litofacies y nuevos modelos de los cuerpos de arena depositados durante significantes movimientos tectónicos, han permitido la construcción de modelos geológicos a varias escalas y esto ha permitido predecir la distribución de petróleo remanente, así como realizar la reconstrucción de las cuencas sedimentarias y la evaluación de áreas ricas en materia orgánica, lo cual es favorable para la predicción de la existencia de yacimientos y la optimización en áreas de interés para la perforación de pozos de petróleo (Sun, y otros, 2015).

El conocimiento de la estratigrafía secuencial aporta un gran valor para la exploración de petróleo y proviene del entendimiento de las relaciones espaciales y el desarrollo de los conceptos de la depositación de los cuerpos. El entendimiento de las relaciones entre las propiedades de los yacimientos y las facies de depositación permite hacer analogías para desarrollar modelos geológicos que ayudan a la caracterización de los yacimientos que pueden presentar heterogeneidades. Para entender la arquitectura interna del yacimiento, se usan modelos análogos de depósitos fluviales actuales, que son usados para explicar la distribución del tamaño de grano de arena de medio a muy grueso. La implicación de la estratigrafía de secuencias para el desarrollo de los yacimientos es ampliamente usada y es esencial para entender la heterogeneidad de los yacimientos (Root, Lang, & Harrison, 2005).

La información de registros eléctricos, análisis de litofacies, información de facies en diferentes secciones de afloramientos, modelos de apilamiento de parasecuencias, superficies de discontinuidad, son usados para investigar los ambientes de deposicionales y la estratigrafía secuencial de los intervalos de interés de los yacimientos. Los cambios laterales y verticales de facies de los depósitos sedimentarios y las estructuras, así como la geometría de los cuerpos carbonatados, permiten reconocer varias facies relacionadas distintos ambientes de depositación. Los importantes cambios de facies y de espesor de los depósitos, resultan de una correlación regional de las secuencias deposicionales, y pueden ser atribuidos a la combinación de la paleo-topografía y los efectos de la subsidencia relacionada a la tectónica local y los cambios en el nivel del mar constituyen un importante factor durante la depositación de los sedimentos (Kavoosi, 2015).

Las propiedades de las rocas para representar un volumen en un modelo de yacimiento usualmente representan un importante problema en los estudios de simulación y modelamientos de los yacimientos, donde las heterogeneidades de escala menor no son tomadas en cuenta. Para un mejor entendimiento de los patrones de heterogeneidad se propone usar modelos análogos de cuerpos de arena. En yacimientos de origen deltaico con una gran cantidad de datos disponibles se ha realizado esta relación, en donde se identificó que 7 tipos de depósitos de delta con un número limitado de cuerpos genéticamente diferentes, de los cuales se pudo definir 8 unidades de flujo. Este estudio dio una vista cuantitativa del impacto de varios patrones de heterogeneidad en la simulación de los yacimientos. (Mijnssen, Weber, Floris, & Kaasschieter, 1990).

La naturaleza y la calidad de las rocas en los yacimientos clásticos es el resultado de un juego complejo de los aspectos tectónicos, la procedencia, el ambiente deposicional y la diagénesis. En particular, se establece que la reconstrucción de los ambientes deposicionales en una sucesión clástica, proveen el óptimo marco de trabajo para describir y predecir el desarrollo de un yacimiento y su distribución a escala regional (exploración) y a escala de campo (producción) (Johnson & Stewart, 1985).

La influencia de la caracterización del modelo de depositación de la Formación Hollín es muy importante para el gerenciamiento de la producción, debido a que esta formación está constituida de al menos tres intervalos principales los cuales tienen diferente genética y características petrofísicas y litológicas derivadas de su origen. Las características específicas de petrofísica y litología aportan datos que se deben tomar en cuenta para diferenciar y optimizar la producción de los pozos del Campo Oso.

En el campo Oso se desarrolló el Modelo Geológico del yacimiento Hollín en base a la actualización del modelo estratigráfico y sedimentológico de la Formación Hollín (Best Energy-WayraEnergy, 2019). En el modelo mencionado se realiza la identificación estratigráfica de los intervalos Hollín Principal, Hollín Mareal y Hollín Marino, los dos últimos como parte de Hollín Superior. Cada intervalo se encuentra plenamente diferenciado estratigráficamente de acuerdo con el origen de su depositación. Este estudio servirá como parte fundamental en el análisis de este trabajo, con el fin de identificar las características sedimentológicas y petrofísicas de cada intervalo y la forma de optimizar la producción de los pozos que se encuentran produciendo del yacimiento Hollín en el Campo Oso.

Para este trabajo se han planteado los siguientes objetivos General y Específicos:

#### **Objetivo General**

- Analizar las características del modelo sedimentológico de la Formación Hollín para la optimización de la producción de petróleo en el Campo Oso.

#### **Objetivos específicos:**

- a) Analizar las características del ambiente deposicional de los diferentes intervalos de la Formación Hollín en el Campo Oso, en base al Modelo Estratigráfico y Sedimentológico de la Formación Hollín en el Campo Oso.
- b) Establecer la correlación del ambiente deposicional y sus características genéticas y petrofísicas, con las características de producción de los distintos intervalos de los pozos seleccionados.
- c) Justificar la implicación del conocimiento del modelo sedimentológico de la Formación Hollín en el comportamiento de la producción del campo para optimizar la misma en función de los resultados.

## **METODOLOGÍA**

## **2. METODOLOGÍA**

En este trabajo se aplicó la metodología de elaboración de un proyecto. (Bauer, Nehuau, & Dombois , 2010). La metodología fue planteada para cumplir los objetivos planteados en este trabajo.

### **2.1 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AMBIENTE DEPOSICIONAL DE LOS DIFERENTES INTERVALOS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN EN EL CAMPO OSO**

El análisis de las características del ambiente deposicional de los diferentes intervalos de la Formación Hollín en el Campo Oso incluye:

- Identificación de los pozos activos en el campo Oso con su respectiva descripción de información disponible (surveys, registros eléctricos, núcleos).
- Generación del Proyecto del campo Oso con la herramienta Petrel (Schlumberger, 2019), que incluye: surveys con coordenadas de superficie y de fondo de los pozos del campo Oso, registros eléctricos de cada pozo, mapas estructurales a los niveles de marcadores sísmicos interpretados. Este Proyecto fue utilizado para el desarrollo de mapas, correlaciones y cortes para la representación de los resultados del presente trabajo.
- Revisión del Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de Hollín en el campo Oso (Best Energy, 2019) para la definición de los distintos niveles y subniveles estratigráficos identificados.
- Definición de los topes estratigráficos y subniveles de la Formación Hollín y se ingresó en el Proyecto de Petrel.
- Elaboración de las correlaciones estratigráficas de la Formación Hollín a lo largo del campo Oso e identificación de la continuidad de los intervalos arenosos definidos.
- Análisis del modelo de depositación de los sedimentos en los intervalos estratigráficamente identificados en base al Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la Formación Hollín del campo Oso. (Best Energy, 2019).

- Análisis de las facies arenosas de los intervalos de la formación Hollín en base al Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la Formación Hollín del campo Oso. (Best Energy, 2019).

## **2.2 CORRELACIÓN ENTRE EL AMBIENTE DEPOSICIONAL Y SUS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS CON EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS INTERVALOS DE LOS POZOS ACTIVOS DEL CAMPO OSO**

La correlación del ambiente deposicional y sus características genéticas y petrofísicas, con las características de producción de los pozos incluyó:

- Identificación de las propiedades petrofísicas (volumen de arcilla, porosidad, permeabilidad, saturación de agua) de los diferentes intervalos de la Formación Hollín en base al Modelo Petrofísico de la Formación Hollín del campo Oso (WayraEnergy & Best Energy, 2019). La visualización de la interpretación petrofísica de los pozos activos se la realizó en la plataforma DecisionSpace Petrophysics (Halliburton, 2019).
- Identificación de la relación entre las propiedades petrofísicas con el modelo de depositación y las facies presentes en los intervalos de la Formación Hollín.
- Identificación de los intervalos de producción de los pozos activos del campo Oso e ingreso en el Proyecto de Petrel.
- Identificación de la relación entre los intervalos de producción de los pozos activos con las características petrofísicas de los intervalos estratigráficos de la Formación Hollín.
- Identificación de los intervalos de producción de los pozos activos en los distintos modelos de depositación de los intervalos de la Formación Hollín.
- Relación entre los intervalos de producción de los pozos (asociados con las características petrofísicas y de depositación de los intervalos estratigráficos de la Formación Hollín) con la producción de estos (Wayra Energy S.A., 2019).

## **2.3 JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLICACIÓN DEL CONOCIMIENTO DEL MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN HOLLÍN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO OSO**

La justificación de la implicación del conocimiento del modelo sedimentológico de la Formación Hollín en el comportamiento de la producción del campo para optimizar de la producción incluyó:

- Identificación de los patrones del comportamiento de la producción en base a las relaciones entre los intervalos activos de los pozos dentro del ambiente deposicional con su facies y características petrofísicas. Se incluyó la identificación del comportamiento inicial de la producción (caudal de fluido, caudal de agua, caudal del petróleo por día) con respecto al ambiente de depositación y las características petrofísicas de los intervalos analizados. Este análisis se lo realizó pozo a pozo, sin embargo, se presenta los pozos representativos.
- Descripción de las características de los pozos activos como variables de un análisis estadístico (producción de los pozos y el espesor de los intervalos como variables continuas), para estas variables se utilizaron medidas de tendencia central (promedio) y de dispersión (desviación estándar). Otras variables como el ambiente de depositación y los litotipos de mayor y menor proporción son variables categóricas que fueron expresadas en forma de porcentaje. La asociación entre dos variables categóricas fue explorada por medio del test exacto de Fischer.

La relación de las variables indicadoras de producción de los pozos y los diferentes tipos de ambientes y litotipos, así como el espesor del intervalo utilizado fueron explorados utilizando el test de ANOVA para diferencia de medias cuando las desviaciones estándar de las variables exploradas fueron homogéneas (explorado por medio del test de Barlett). Si este requisito de homogeneidad de las desviaciones estándar no se cumplía, se utilizó el test no paramétrico de Kruskal-Wallis. El análisis de la asociación entre el espesor de los intervalos y los parámetros de producción por día fueron explorados por medio de regresión lineal, para esto el coeficiente de regresión lineal fue ajustado por los litotipos de mayor y menor proporción, para establecer la independencia de la asociación.

En todos los análisis se consideró como diferencias estadísticas si el valor P (valor que representa la probabilidad de que las variables se

relacionen estadísticamente) de los test utilizados fueron inferiores a 0.05. Todos los análisis fueron realizados en el software STATA, versión 14.

- Definición de los resultados y discusión de los puntos relevantes de la correlación. Se incluyó la discusión de la manera de optimizar la producción en función de apertura o cierre de intervalos en los pozos analizados.
- Definición de las conclusiones y recomendaciones para el manejo óptimo de la producción del Campo Oso en base a la discusión y resultados.



## **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### 3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1 ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AMBIENTE DEPOSICIONAL DE LOS DIFERENTES INTERVALOS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN EN EL CAMPO OSO

##### 3.1.1. INFORMACIÓN DEL CAMPO OSO

El Campo Oso está compuesto de 149 pozos, de los cuales 71 se encuentran activos en Hollín (Figura 2) hasta enero del 2019. Este trabajo se basa en los pozos activos del campo debido a la información de producción que se cuenta de estos.

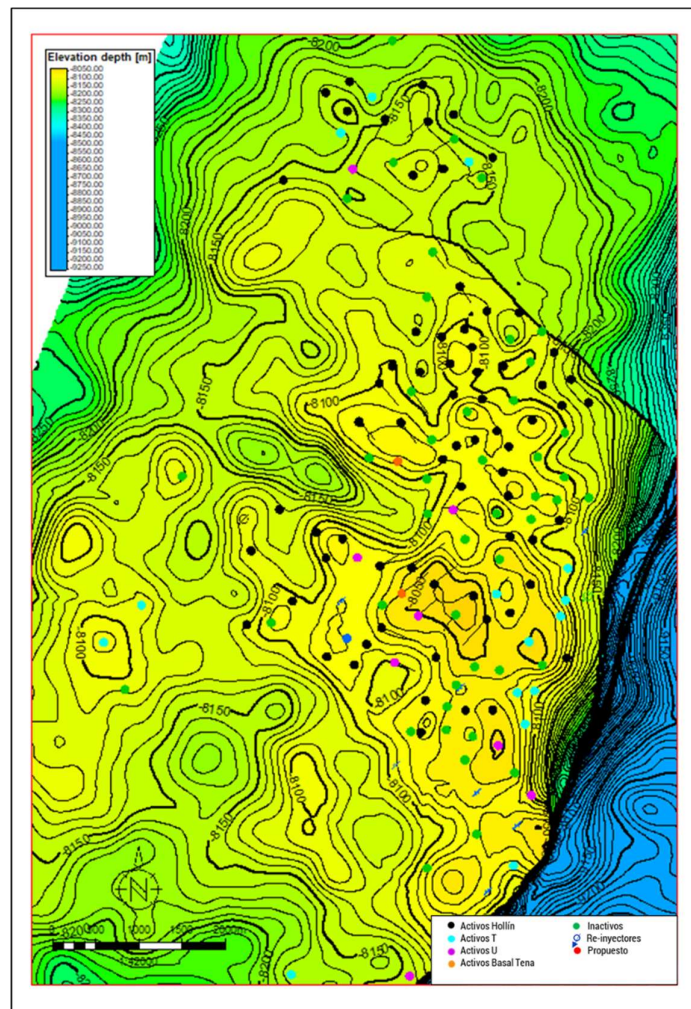


Figura 2. Mapa estructural al tope de Hollín Superior

El modelo estratigráfico y sedimentológico de la Formación Hollín del campo Oso fue elaborado en base a los registros eléctricos de todos los pozos del campo, así como la descripción de los núcleos del campo cuya descripción se realizó en el modelo estratigráfico y sedimentológico del Bloque 7. En la Tabla 1 se cita los pozos que tienen núcleo en la Formación Hollín y cuáles de estos fueron usados para los modelos antes mencionados.

**Tabla 1. Núcleos del Campo Oso**

No	POZO	NUCLEO	PROFUNDIDAD (pies MD)	DESCRIPCION SEDIMENTOLOGICA	MODELO ESTRATIGRAFICO Y SEDIMENTOLOGICO	
					BLOQUE 7 (2013)	HOLLIN/ OSO (2019)
1	1	HOLLIN	9 039-9 125	x	x	x
2	32	HOLLIN	8 947-9 070	x	x	x
3	61	HOLLIN	8 950-9 008	x	x	x
			9 012-9 065			
4	97	HOLLIN	10 513-10 633	x		x
5	111	HOLLIN	9 830-9 871	x	x	x
			9 871-9 901			
6	140	HOLLIN	9 105-9 225	x		x

En la Tabla 2 se detalla la información existente de surveys y registros de los pozos activos. Dentro de la información de registros eléctricos, se ha identificado los que cuentan con Rayos Gamma (GR), Resistividad (RD), Densidad (RHOB), Neutrón (TNPH), Factor Fotoeléctrico (PEF) y Sónico (DT). Con estos registros básicos se realizó la interpretación petrofísica de cada pozo, y se cuenta los parámetros petrofísicos para este trabajo.

**Tabla 2.** Surveys y registros eléctricos de los pozos activos del Campo Oso hasta enero del 2019

No	POZO	SURVEY	REGISTROS ELECTRICOS					
			GAMMA RAY	RESISTIVIDAD	DENSIDAD	NEUTRON	PEF	SONICO
1	23	x	x	x	x	x	x	x
2	24	x	x	x	x	x	x	x
3	25	x	x	x	x	x	x	x
4	25R1	x	x	x	x	x		
5	29	x	x	x	x	x	x	x
6	30	x	x	x	x	x	x	x
7	33	x	x	x	x	x	x	x
8	35R1	x	x	x	x	x		
9	39R1	x	x	x	x	x	x	
10	41	x	x	x	x	x	x	x
11	43R1	x	x	x	x	x	x	
12	47H	x	x	x	x	x	x	
13	49H	x	x	x	x	x		
14	51	x	x	x	x	x	x	
15	53	x	x	x	x	x	x	
16	75H	x	x	x	x	x	x	
17	92H	x	x	x	x	x	x	
18	93H	x	x	x	x	x	x	
19	95HS1	x	x	x	x	x	x	
20	36	x	x	x	x	x	x	
21	40	x	x	x	x	x	x	x
22	46	x	x	x	x	x		
23	48R1		x	x				
24	54H	x	x	x	x	x	x	
25	56	x	x	x	x	x	x	
26	60H	x	x	x	x	x	x	
27	72S1	x	x	x	x	x	x	
28	74	x	x	x	x	x	x	
29	80	x	x	x	x	x	x	
30	9	x	x	x	x	x	x	x
31	15	x	x	x	x	x	x	x
32	19	x	x	x	x	x	x	x
33	20	x	x	x	x	x	x	x
34	63HR1	x	x	x	x	x		
35	65R1	x	x	x	x	x		
36	67R1	x	x	x	x	x		x
37	81	x	x	x	x	x	x	x
38	82	x	x	x	x	x	x	
39	84	x	x	x	x	x	x	
40	86S2	x	x	x	x	x	x	
41	87	x	x	x	x	x	x	
42	88	x	x	x	x	x	x	
43	89H	x	x	x			x	x
44	90	x	x	x	x	x	x	
45	97	x	x	x	x	x	x	
46	98	x	x	x	x	x	x	
47	99	x	x	x	x	x	x	
48	100	x	x	x	x	x	x	
49	101	x	x	x	x	x		
50	102	x	x	x	x	x	x	
51	103	x	x	x	x	x	x	
52	104	x	x	x	x	x	x	
53	105	x	x	x	x	x	x	
54	106	x	x	x	x	x	x	
55	110	x	x	x	x	x	x	
56	112	x	x	x	x		x	
57	113R1	x	x	x	x	x		
58	117H	x	x	x	x	x	x	
59	118H	x	x	x	x	x	x	
60	120	x	x	x	x	x	x	
61	123	x	x	x	x	x	x	
62	124	x	x	x	x	x	x	
63	127	x	x	x	x	x	x	
64	41	x	x	x	x	x	x	
65	140	x	x	x	x	x	x	x
66	141	x	x	x	x	x	x	
67	142	x	x	x	x	x	x	
68	143	x	x	x	x	x	x	
69	145	x	x	x	x	x	x	
70	146	x	x	x	x	x	x	
71	147	x	x	x	x	x	x	

### 3.1.2. GENERACIÓN DE PROYECTO

Con toda la información mencionada en la parte 3.1 se ingresó al software Petrel (Schlumberger, 2019), con el que se realizó la visualización de los pozos de manera espacial y sobre mapas estructurales, de espesores, de tendencias de depositación, y la elaboración de correlaciones estratigráficas y cortes estructurales a lo largo y ancho del campo.

La información ingresada en el Proyecto de Petrel comprende lo siguiente:

- Surveys de todos los pozos del Campo Oso. En la Tabla 2 se muestra la existencia de survey en los pozos activos del campo.
- Registros eléctricos originales del pozo adquiridos en LWD (Logging While Drilling) y WR (Wireline). Estos registros incluyen Rayos Gamma (GR), Resistividad profunda (RESO), Resistividad media (RESM), Resistividad somera (RESS), Densidad (RHOB), Neutrón (NPHI), Factor Fotoeléctrico (PEF) y Sonico (DTCO).
- Mapas estructurales en tiempo de los marcadores sísmicos interpretados y mapas estructurales en profundidad ajustados a los pozos del Campo Oso (Tabla 3), elaborados en el Modelo Estático de la Formación Hollín.

**Tabla 3.** Mapas estructurales en tiempo y en profundidad del Campo Oso

MAPAS	
EN TIEMPO	EN PROFUNDIDAD
Caliza B	Hollín Superior
Hollín Superior	Hollín Mareal
Intra-Hollín	Hollín Principal

- Topes de Formación (Anexo 2) que se obtuvieron en el desarrollo del Modelo Estratigráfico de Hollín en el Campo Oso. El modelo mencionado se definió los topes estratigráficos de la Formación Hollín en base a superficies de correlación identificadas con los registros eléctricos de los pozos y la identificación de secuencias de depositación. Los topes que se definieron son: el tope de Hollín Superior (H Superior), Hollín Superior mareal (H Mareal) y Hollín Inferior (H Principal).

### **3.1.3. MODELO ESTRATIGRÁFICO Y SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN HOLLÍN EN EL CAMPO OSO**

En el Campo Oso se han realizado varios estudios de la Estratigrafía y Sedimentología de la formación Hollín, en el año 2013 Petroamazonas EP junto con Halliburton, realizo el modelo estratigráfico y sedimentológico del Bloque 7, en cual sirvió de base para el modelo del año 2019.

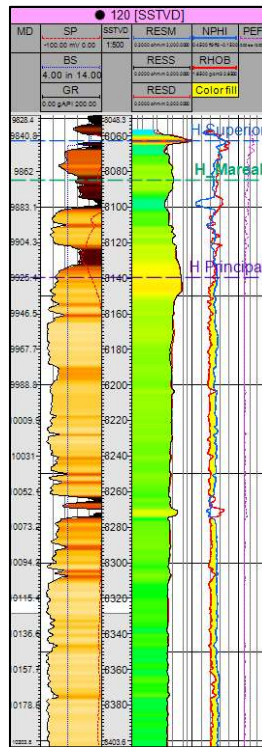
El modelo estratigráfico de la cuenca Oriente comprende la secuencia de los ciclos Hollín, T y U. El ciclo Hollín se depositó por cambios en el nivel base durante el intervalo Aptiano-Albiano (2-4 Ma). La Formación Hollín se depositó durante periodos de ascenso del nivel del mar (Transgressive System Tract). El ciclo Cretácico Hollín se depositó posterior al evento tectónico que deformó la Formación Misahuallí y comprende depósitos de ambiente fluvial, posteriormente se depositan sedimentos de ambiente costero con influencia mareal y finalmente depósitos de ambiente de plataforma marina (Best Energy, 2019).

El Modelo estratigráfico de la Formación Hollín del Campo se enfocó en definir superficies de correlación del reservorio de la Formación Hollín. Los topes que se definieron son: el tope de Hollín Superior (H Superior), Hollín Superior mareal (H Mareal) y Hollín Inferior (H Principal).

El tope Hollín Superior (H Superior) corresponde al tope de la Formación Hollín y está marcado por el aparecimiento de un cuerpo de lutita radioactiva que presenta altos valores en el registro rayos gamma (GR), que limita la Formación Hollín de la Formación Napo.

El miembro Hollín Superior fue separado en dos intervalos, el intervalo de influencia mareal y el de influencia marina (presencia de Glauconita) El tope de H Mareal corresponde a la superficie donde hay un cambio entre un sistema con influencia mareal a un sistema con influencia marina.

Con el objetivo de mapear las heterogeneidades de los depósitos, así como la continuidad de los mismos y de la roca sello dentro de los intervalos, se definieron 3 cuerpos estratigráficos (Figura 3), que de base a tope son: Hollín Principal, Hollín Mareal y Hollín Superior.



**Figura 3.** Estratigrafía de la Formación Hollín, mostrando los topes estratigráficos y la subdivisión estratigráfica en el pozo 120

En las Figura 4 a 9 se muestran diferentes cortes estratigráficos que muestran la estructura interna de la Formación Hollín en el Campo Oso y donde se ve la continuidad lateral de los yacimientos y los intervalos sello que varían en su espesor y continuidad a lo largo del yacimiento.

El Miembro Hollín Principal se encuentra constituido por areniscas con una buena continuidad lateral, hacia la parte superior presenta niveles de lutitas que no son continuos lateralmente y funcionan como barreras para los fluidos. Con la producción de algunos pozos se evidencia que los intervalos arenosos de Hollín Principal estarían conectados hidráulicamente con los intervalos del Miembro Hollín Superior.

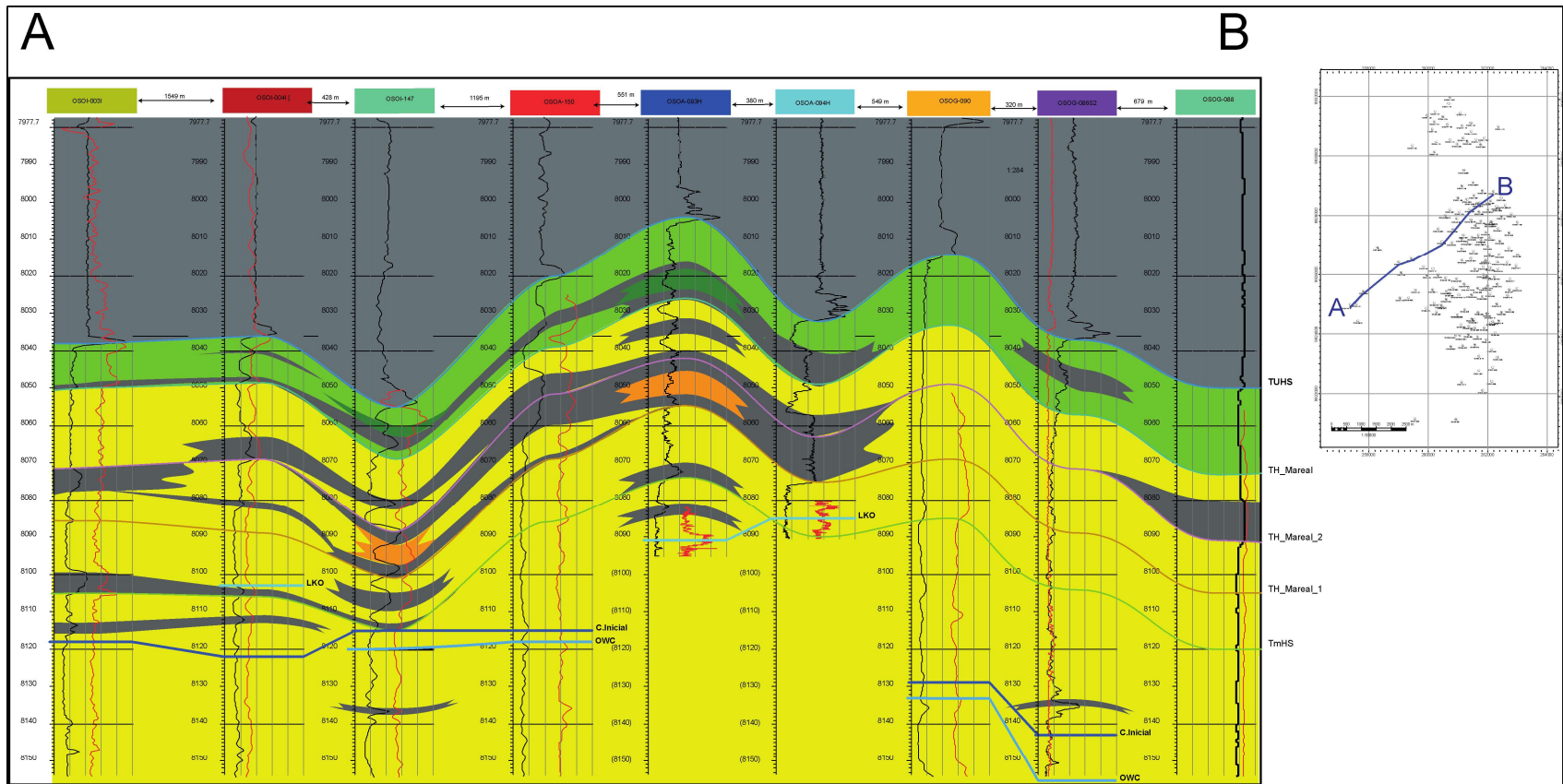
Al igual que en el Miembro Hollín Principal, en el intervalo Hollín Mareaal se observa la presencia de sellos que no son continuos regionalmente y forman barreras para los fluidos. En la Figura 4 se observa que hacia el Sur y Sur-Oeste se presentan los intervalos sello de gran espesor entre Hollín Principal y Hollín Mareaal (cortes E-F, G-H, I-J y K-L).

El Modelo sedimentológico del Bloque 7 del 213 se definió en base a un modelo de ambientes de depósito consistente con los datos de 6 núcleos del Campo Oso (Tabla 1) y con los registros eléctricos (Tabla 2).

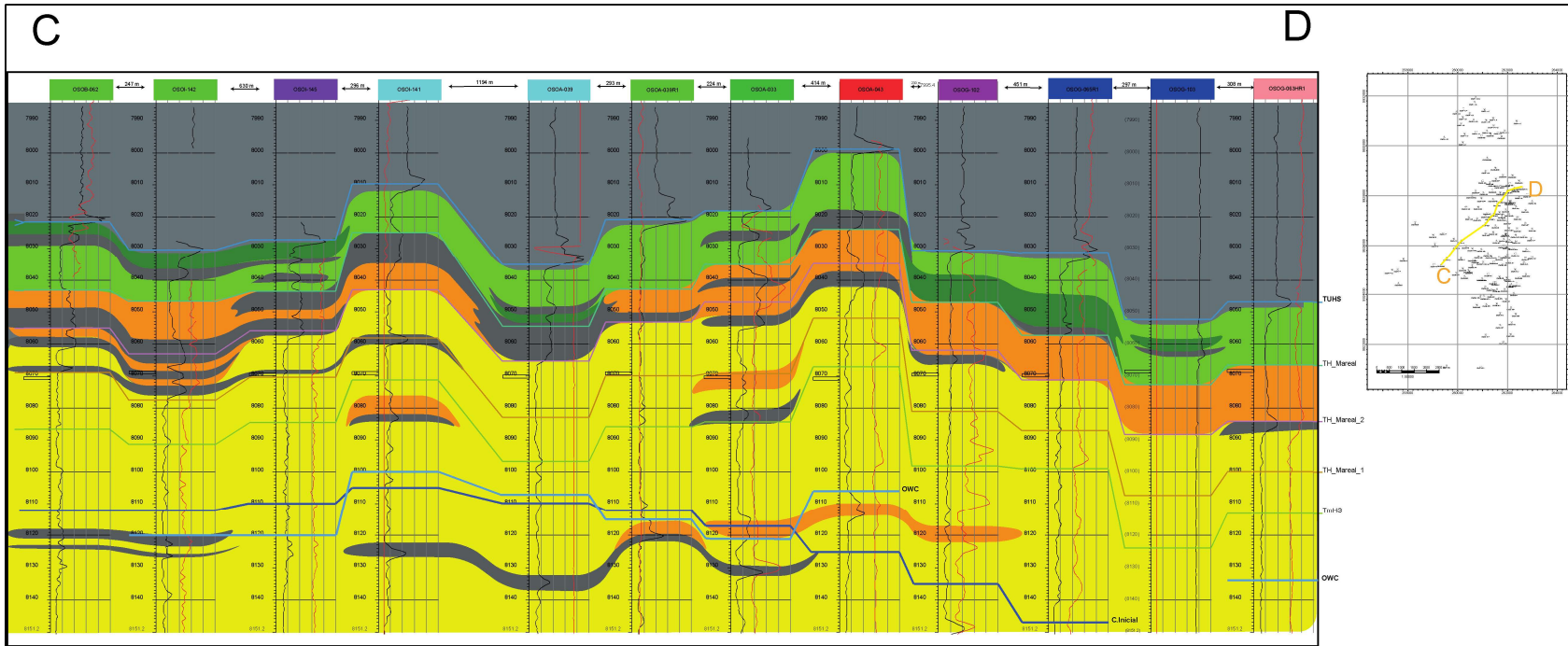
Hacia la base de la Formación Hollín está formada por areniscas de grano medio a grueso bastante limpias y con una buena continuidad lateral depositadas en un ambiente fluvial de ríos trenzados que también pueden presentar zonas lodosas entre los canales (Hollín Principal), hacia el tope pueden presentar secuencias limosas-arcillosas, paleosuelos y restos de raíces (sin continuidad lateral). Los intervalos arenosos de Hollín Principal presentan estratificación cruzada granodecreciente (Anexo 1) y pueden presentar fragmentos de carbón o clastos aplanados de arcilla (pozos 32, 140, 97). El registro de imágenes del pozo 32 (Anexo 1) muestra una dirección de paleocorrientes unidireccional, consistente con los depósitos de tipo fluvial hacia la base de Hollín Principal.

Hacia el tope del Hollín Principal, se presentan estratos con influencia mareal que se evidencian por la presencia de estratos de areniscas con estratificación cruzada (grano fino) intercalados con areniscas con laminaciones discontinuas y continuas de lodo/materia orgánica, areniscas con bioturbaciones y lodolitas con laminación lenticular (pozos 1, 61, 111 en el Anexo 1). En la interpretación del registro de imágenes del pozo 32, la dirección de paleocorrientes es bidireccional, lo que confirma el ambiente descrito.

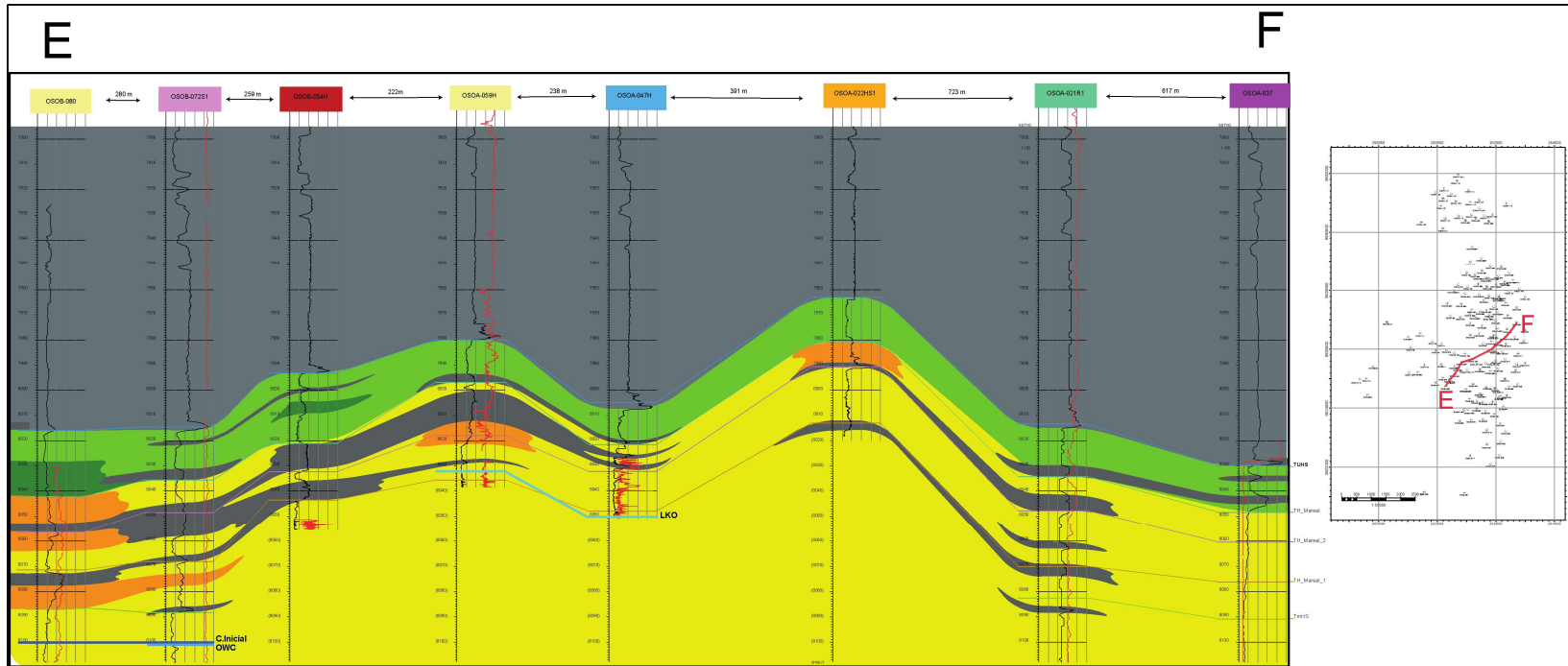




**Figura 4.** Corte estratigráfico A-B de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso (Best Energy, 2019)



**Figura 5.** Corte estratigráfico C-D de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso (Best Energy, 2019)



**Figura 6.** Corte estratigráfico E-F de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso (Best Energy, 2019)

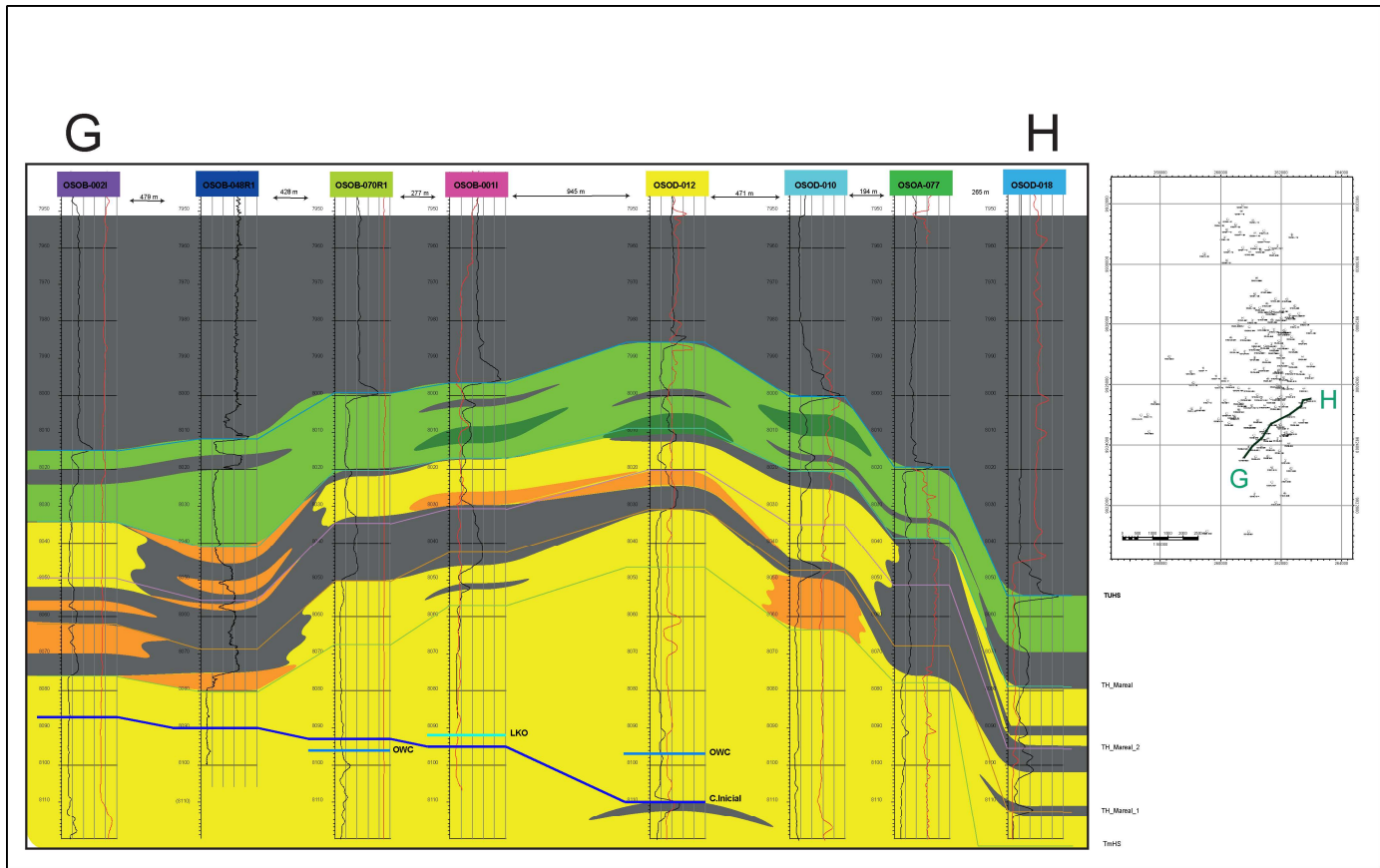
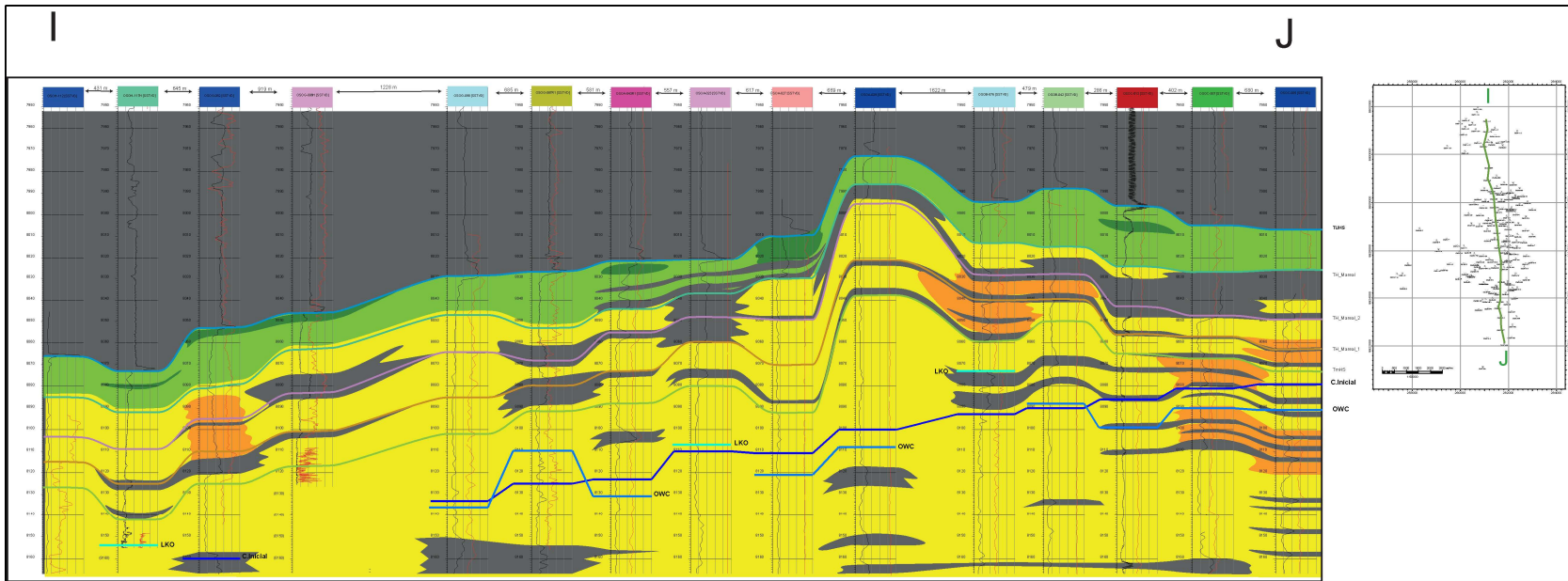


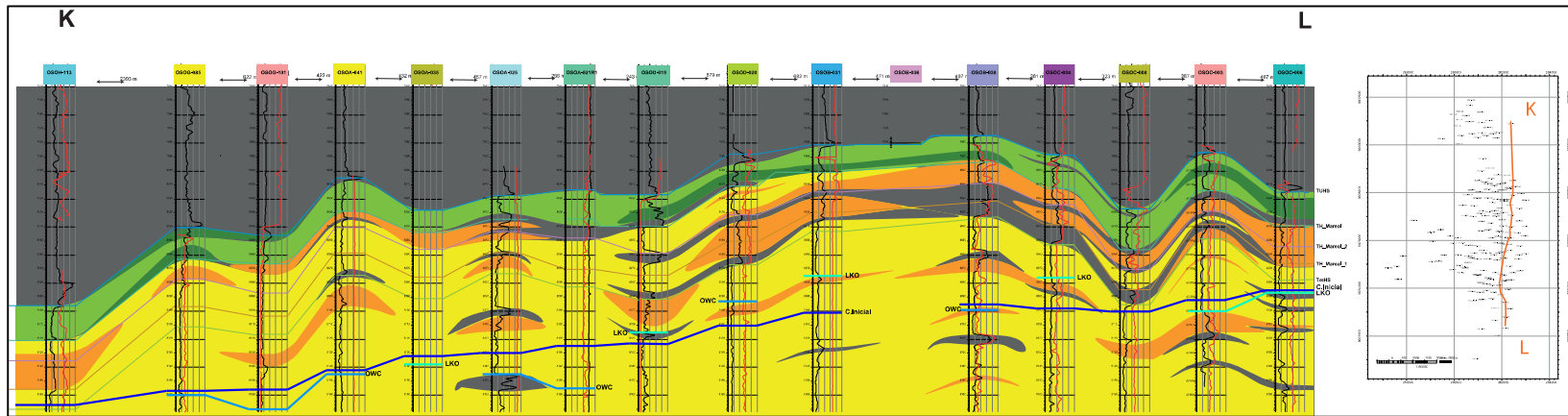
Figura 7. Corte estratigráfico G-H de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso

(Best Energy, 2019)



**Figura 8.** Corte estratigráfico I-J de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso

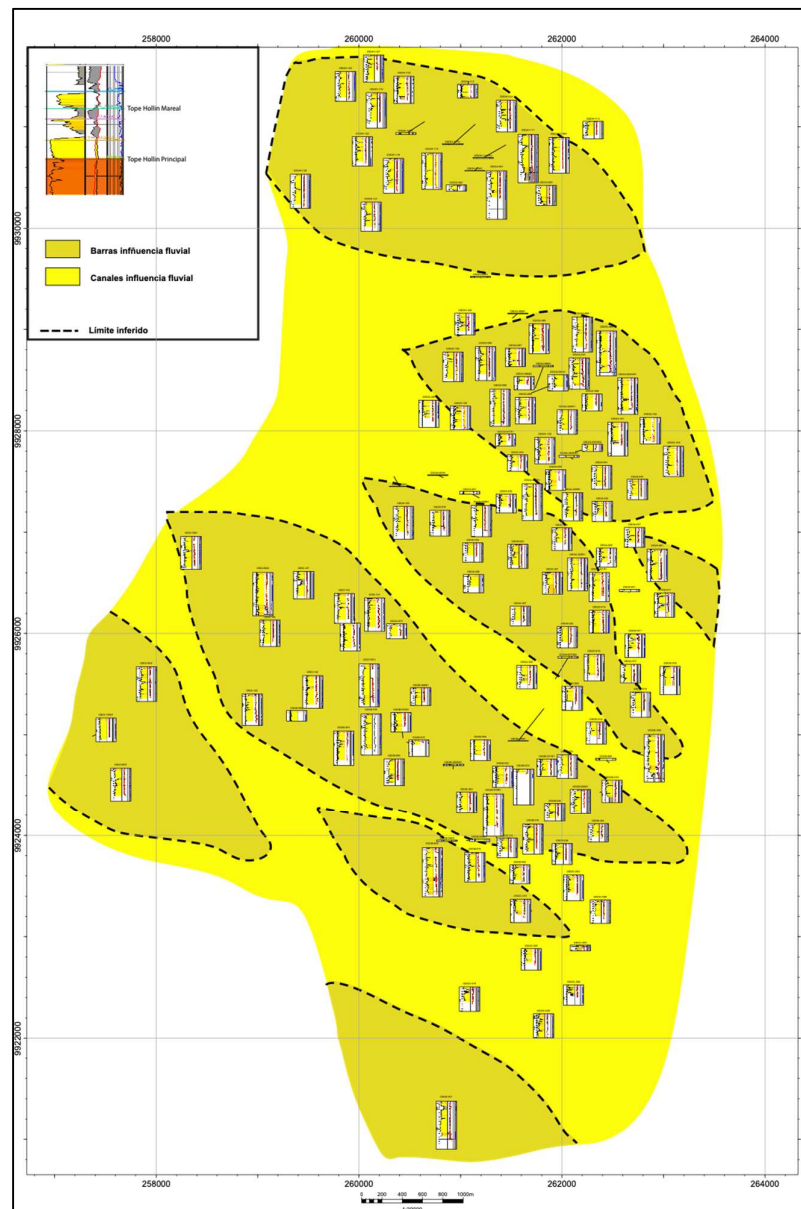
(Best Energy, 2019)



**Figura 9.** Corte estratigráfico K-L de la formación Hollín a lo largo del Campo Oso

(Best Energy, 2019)

En la Figura 10 se muestra el mapa de facies del Intervalo Hollín Principal donde las facies predominantes corresponden a canales fluviales distributarios fuertemente amalgamados y con influencia de marea hacia el tope. Adicionalmente se presentan varios eventos de inundación o abandonamientos de canal que depositaron niveles de lodolitas y/o paleosuelos de espesor considerable. Las direcciones de paleocorrientes a partir de los registros de imágenes sugieren una dirección Sureste-Noroeste para estos depósitos de canales.

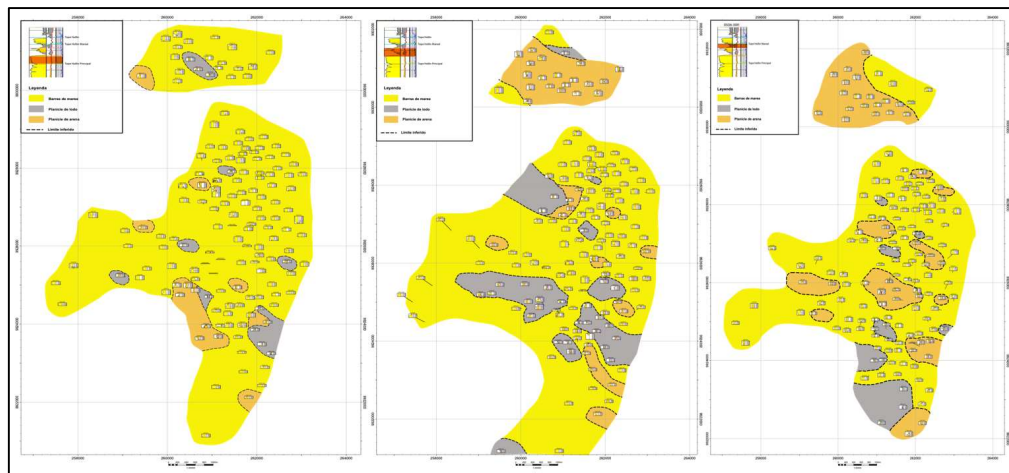


**Figura 10.** Mapa de facies de Hollín Principal (Inferior)  
(Best Energy, 2019)

En la descripción litológica y sedimentológica de los núcleos del Campo Oso (pozos 1, 61 y 140) se evidencia el tope de Hollín Superior y corresponde a un cambio litológico debido a una subida del nivel del mar e incluye depósitos de areniscas glauconíticas (Anexo 1). Sobre el tope de Hollín Superior se aprecia sedimentos calcáreos o lutitas negras laminadas y corresponden a una superficie máxima de inundación.

En los núcleos de los pozos 140, 1, 32, 61, 97, 111 (Anexo 1) se observa claramente los intervalos Mareal y Marino de Hollín Superior. El intervalo mareal del Miembro Hollín Superior es una secuencia de canales y barras mareales intercaladas por paquetes de lutita de ambiente intermareal, aunque también algunos de estos sellos podrían corresponder a facies de “mud flat” y “mixed flat”.

Las facies principales descritas en el intervalo Hollín Superior mareal incluyen areniscas de grano fino con estratificación cruzada, laminaciones discontinuas (laminación flaser) y continuas (laminación crinkle, mud drapes) de lodo/materia orgánica; las cuales están intercaladas con lodolitas laminadas negras, lodolitas arenosas con laminación lenticular, areniscas lodosas bioturbadas y zonas heterolíticas. Esta asociación de facies sugiere un ambiente netamente mareal, con sedimentos arenosos depositados en barras/canales mareales y zonas lodosas depositados en planicies intermareales y “lagoons”.



**Figura 11.** Mapa de facies de Hollín Mareal: Inferior-Media-Superior (Best Energy, 2019)

En la Figura 11 se muestran los mapas de facies de los intervalos Inferior, Medio y Superior de Hollín Mareaal y se observa una tendencia de sedimentación en dirección sureste a Nor-Oeste que varía localmente a Este-

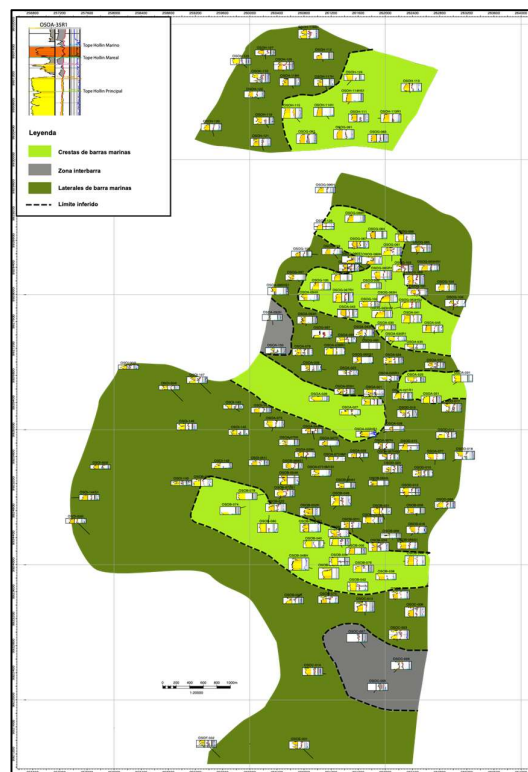


Oeste. Las partes con mayores intercalaciones de lodo se ubicarían hacia las partes Sur y Sur-Oeste del Campo Oso.

El intervalo marino de Hollín Superior se caracteriza por la presencia barras marinas con estratificación cruzada hacia el tope, y hacia la base areniscas bioturbadas o laminadas intercaladas con lutitas, estos intervalos pueden tener cambios laterales.

Las facies en el intervalo marino incluyen areniscas glauconíticas de grano fino a muy fino que pueden ser masivas, bioturbadas, con estratificación cruzada y con láminas continuas de lodo; las cuales están intercaladas con lutitas laminadas negras. Estos sedimentos arenosos fueron depositados en barras marinas intercaladas con zonas lodosas de interbarra.

En la Figura 12 se muestra el mapa de facies para el intervalo Marino de Hollín Superior, donde se representan zonas de lodo y zonas con areniscas glauconíticas. Las zonas más limpias de las barras marinas compuestas de areniscas glauconíticas parecen tener una tendencia de sedimentación en dirección Sureste a Noroeste en el centro del Campo Oso y Este-Oeste al norte del campo.



**Figura 12.** Mapa de facies de Hollín Marino (Best Energy, 2019)

En el modelo sedimentológico de Hollín se definió 23 facies en base a la respuesta de los registros eléctricos, el ambiente deposicional y la descripción sedimentológica de los núcleos, las facies se muestran en la Tabla 4.

**Tabla 4.** Facies definidas en el modelo estratigráfico y sedimentológico de la Formación Hollín en el Campo Oso

Litofacie	Descripción	Estructuras sedimentarias, restos orgánicos y minerales																
		Laminación wavy	Laminación wispy	Laminación crinkle	Laminación flaser	Laminación lenticular	Estratificación cruzada	Masiva	Caótica	Bioturbación	Nódulos de carbonato	Nódulos de siderita	Clastos de arcilla	Clastos de calizas	Cemento calcáreo	Carbón	materia orgánica	glauconita
1 AMGX	Areniscas medias a muy gruesas con estratificación cruzada					x						x						
2 AFM	Areniscas finas masivas						x					x						
3 AFX	Areniscas fina con estratificación cruzada					x												
4 AFXN	Arenisca de grano medio con estratificación cruzada y con nódulos de carbonato					x				x								
5 AFLCMO	Areniscas finas con láminas continuas de materia orgánica			x	x													
6 AFBLMO	Areniscas finas bioturbadas y láminas de materia orgánica y lodo									x								
7 AFGM	Areniscas finas glauconíticas masivas							x										x
8 AFGX	Areniscas de grano fino glauconíticas con estratificación cruzada					x												x
9 AFF	Areniscas con laminación flaser y crinkle			x	x													
10 AFRW	Arenisca de grano fino con laminaciones wispy, crinkle		x	x														
11 AGRW	Areniscas finas glauconíticas con estratificación wavy, con ripples	x																x
12 AGB	Areniscas glauconíticas bioturbadas									x								x
13 Aca	Arenisca de grano medio a grueso caótica							x										
14 AC	Areniscas con cemento calcáreo															x		
15 HAL	Heterolítico, intercalación de areniscas finas y lodolitas con laminación lenticular					x	x											
16 HCB	Heterolítico, intercalación de areniscas finas, carbón y lodolitas con laminación lenticular					x	x									x		
17 HAGL	Heterolítico, intercalación de areniscas glauconíticas y lodolitas bioturbadas							x		x								x
18 Dbm	Debris en ambientes mareales/fuviales											x						
19 Dbc	Debris en ambiente marino											x	x					x
20 LAB	Lutitas arenosas bioturbadas									x								
21 LALL	Lodolitas arenosas con laminación lenticular					x												
22 LNL	Lutitas negras laminadas																	
23 PaS	Paleosuelo							x										

(Best Energy, 2019)

Dentro de estas facies, 14 son arenosas, 3 son heterolíticas, 2 son debris y 4 son facies lodosas a limosas. A partir de estas facies se definió 4 litotipos que se describen en la Tabla 5.

**Tabla 5.** Litotipos definidas en el modelo estratigráfico y sedimentológico de la Formación Hollín en el Campo Oso

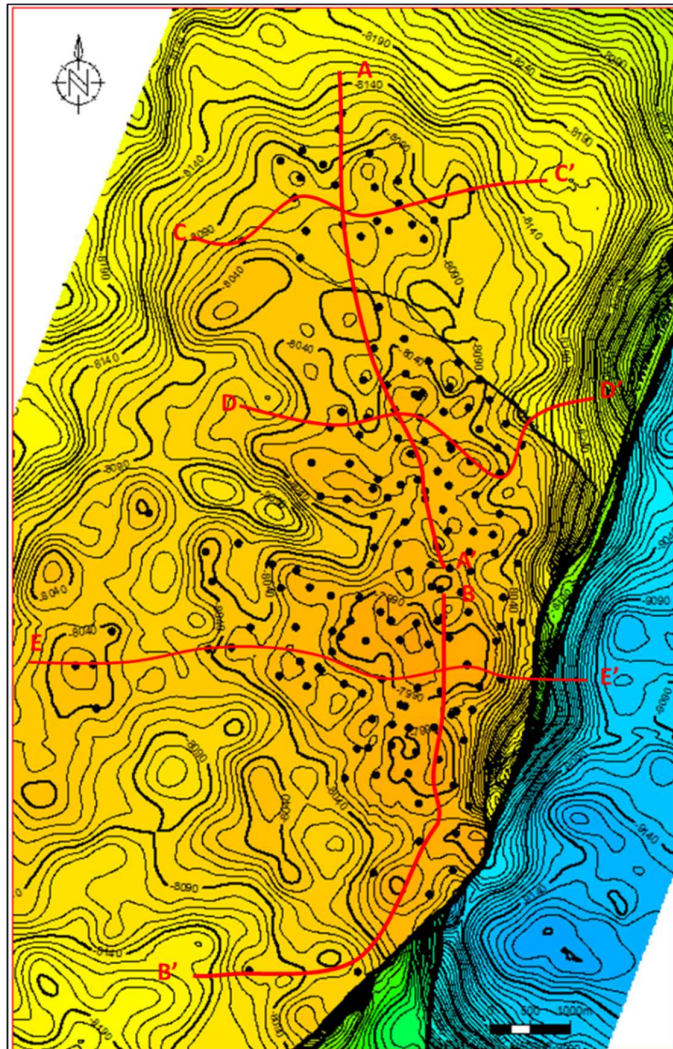
Litofacie		Descripción	Litotipo
1	AMGX	Areniscas medias a muy gruesas con estratificación cruzada	A
2	AFM	Areniscas finas masivas	
3	AFX	Areniscas fina con estratificación cruzada	
4	AFXN	Arenisca de grano medio con estratificación cruzada y con nódulos de carbonato	
5	AFLCMO	Areniscas finas con láminas continuas de materia orgánica	B
6	AFBLMO	Areniscas finas bioturbadas y láminas de materia orgánica y lodo	
7	AFGM	Areniscas finas glauconíticas masivas	
8	AFGX	Areniscas de grano fino glauconíticas con estratificación cruzada	
9	AFF	Areniscas con laminación flaser y crinkle	C
10	AFRW	Arenisca de grano fino con laminaciones wisphy, crinkle	
11	AGRW	Areniscas finas glauconíticas con estratificación wavy, con ripples	
12	AGB	Areniscas glauconíticas bioturbadas	
13	Aca	Arenisca de grano medio a grueso caótica	
14	AC	Areniscas con cemento calcáreo	
15	HAL	Heterolítico, intercalación de areniscas finas y lodolitas con laminación lenticular	D
16	HCB	Heterolítico, intercalación de areniscas finas, carbón y lodolitas con laminación lenticular	
17	HAGL	Heterolítico, intercalación de areniscas glauconíticas y lodolitas bioturbadas	
18	Dbm	Debris en ambientes mareales/fuviales	
19	Dbc	Debris en ambiente marino	
20	LAB	Lutitas arenosas bioturbadas	
21	LALL	Lodolitas arenosas con laminación lenticular	
22	LNL	Lutitas negras laminadas	
23	PaS	Paleosuelo	

(Best Energy-WayraEnergy, 2019)

Con el análisis de la descripción sedimentológica y estratigráfica de los núcleos de la formación Hollín del Campo Oso (Anexo 1), la identificación del modelo de depositación de cada intervalo y la respuesta de los registros eléctricos de cada pozo, así como la información de registros litológicos de pozo, se definió los topes de la formación Hollín y los topes de los niveles y subniveles (Anexo 2) para todos los pozos del Campo Oso.

### 3.1.4. CORRELACIONES ESTRATIGRÁFICAS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN

En base a la definición de topes de los niveles y subniveles de la Formación Hollín, se realizó 2 correlaciones estratigráficas en dirección Norte-Sur y 3 correlaciones en dirección Oeste-Este (Figura 13).



**Figura 13.** Mapa estructural al tope de Hollín Superior, dirección de las correlaciones estratigráficas

En las correlaciones estratigráficas se muestran los registros básicos corridos en los pozos: GR, resistividad, densidad, neutrón, sónico.

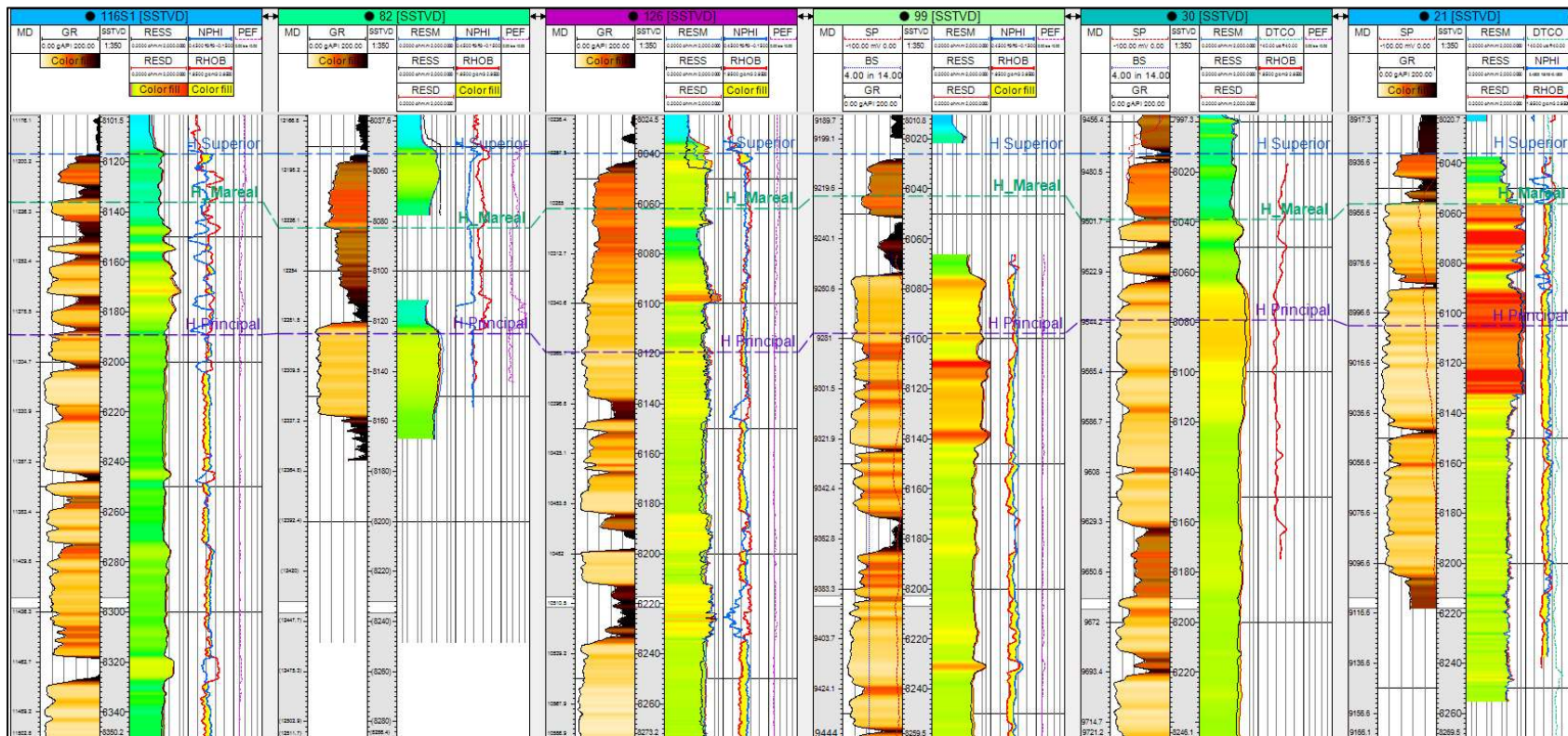
En las Figuras 14 y 15 se muestran las correlaciones estratigráficas Norte-Sur horizontalizadas al tope de Hollín Superior, a lo largo del Campo Oso. En las Figuras 16, 17 y 18, se muestran las correlaciones estratigráficas

horizontalizadas al tope de Hollín Superior en dirección Oeste-Este a lo largo del Campo Oso.

En las correlaciones estratigráficas se muestra la definición de los marcadores estratigráficos:

- Hollín Superior (H Superior): definida en la base de la Caliza C, donde el registro de rayos Gamma (GR) eleva su valor sobre los 100 °Api. Se presenta un incremento del registro de densidad y del PEF. Esto implica una roca más densa con la que finaliza la secuencia de depositación de la Formación Hollín. En este intervalo se presenta la intercalación de lutitas, areniscas con cemento calcáreo y con inclusiones de glauconita (masterlog de los pozos del campo Oso), lo que adicionalmente se ve evidenciado en las columnas estratigráficas-sedimentológicas de los núcleos que se muestran en el Anexo 1. Los intervalos arenosos tienen espesores de entre 5 a 15 pies.
- Hollín Marel: se define en base al inicio del incremento de la alta densidad de la roca y donde el PEF muestra incremento. En este intervalo se presenta la intercalación de cuerpos arenosos de mayor espesor (15-20 pies TVD) de regulares a buenas características petrofísicas (sección 3.7), intercalados con lutitas. Las areniscas presentan bajo contenido y ocasional presencia de inclusiones glauconíticas. Los intervalos arenosos de Hollín Marel corresponden al intervalo de producción del campo. Hacia la base ocasionalmente se presenta caolinita como matriz de las areniscas.
- Hollín Principal (H Principal): este marcador se identifica como el fin de la depositación de los cuerpos arenosos amalgamados de gran espesor y buenas características petrofísicas (sección 3.7), hacia el tope con caolinita y hacia la parte media e inferior con intercalaciones de cuerpos lutíticos e intervalos de carbón (masterlog de los pozos del Campo Oso), lo que también se evidencia en las columnas de los núcleos (Anexo 1).

Los intervalos definidos en este trabajo se presentan a lo largo de todo el campo y se evidencian en los cortes estratigráficos (Figuras 14 a 18), adicionalmente muestran la continuidad de los cuerpos arenosos de los intervalos H Superior, H Marel y H Principal. La continuidad de los intervalos arenosos mencionados se evidencia en los cortes de las Figuras 4 a 9, sin embargo, esta continuidad se ve en parte interrumpida por la presencia de intervalos lutíticos y de carbón de espesor variable. Estos estratos a los que se les ha denominado sellos y se presentan con importante espesor (entre 5 y 25 pies) al sur y centro del campo como se ve en los cortes (A-B, G-H y I-J) de las Figura 4, 7 y 8.



**Figura 14.** Correlación estratigráfica (A-A') al tope de Hollín Superior, Pozos: 166S1, 82, 126, 99, 30, 21 (Schlumberger, 2019)

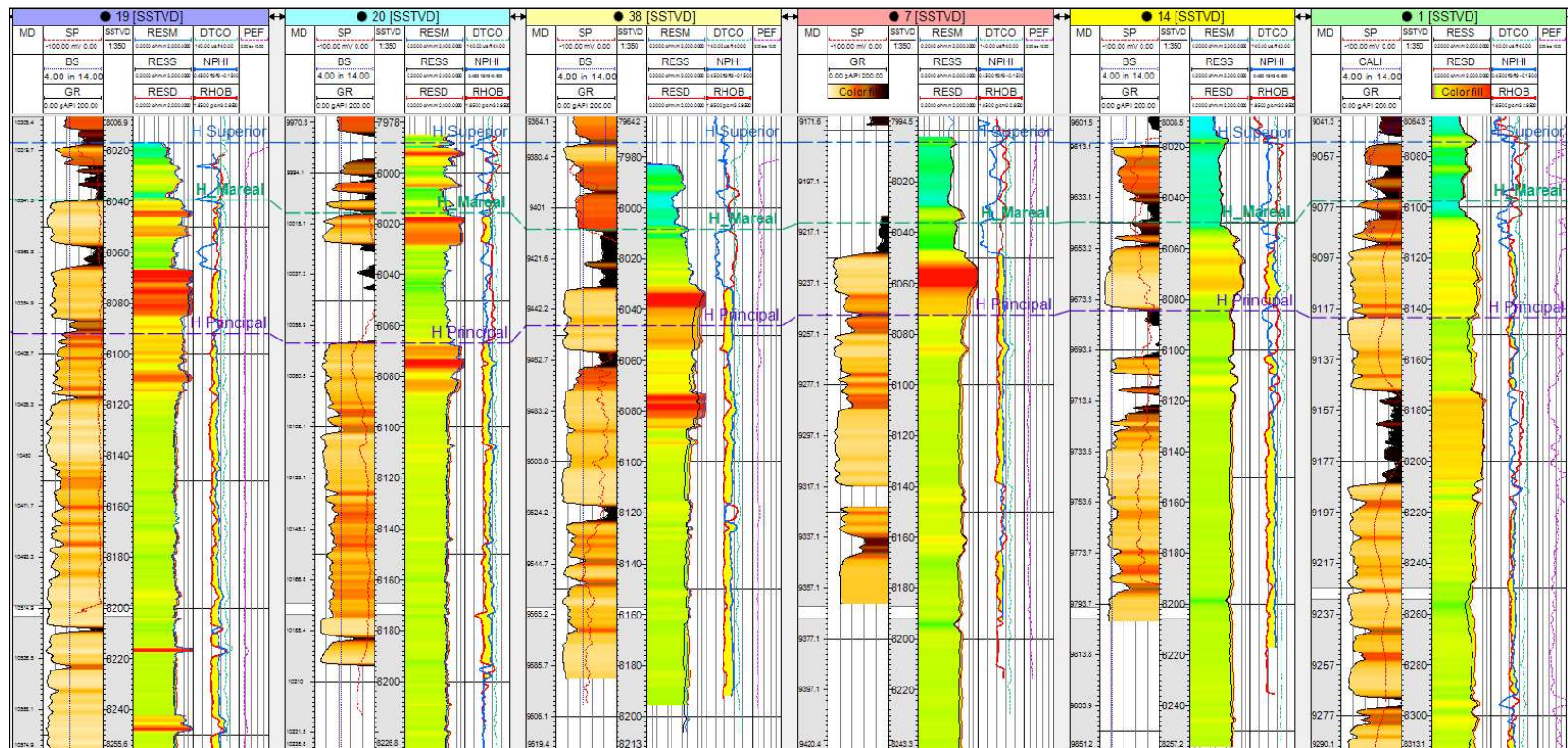


Figura 15. Correlación estratigráfica (B-B') al tope de Hollín Superior, Pozos: 19, 20, 38, 7, 14, 1 (Schlumberger, 2019)

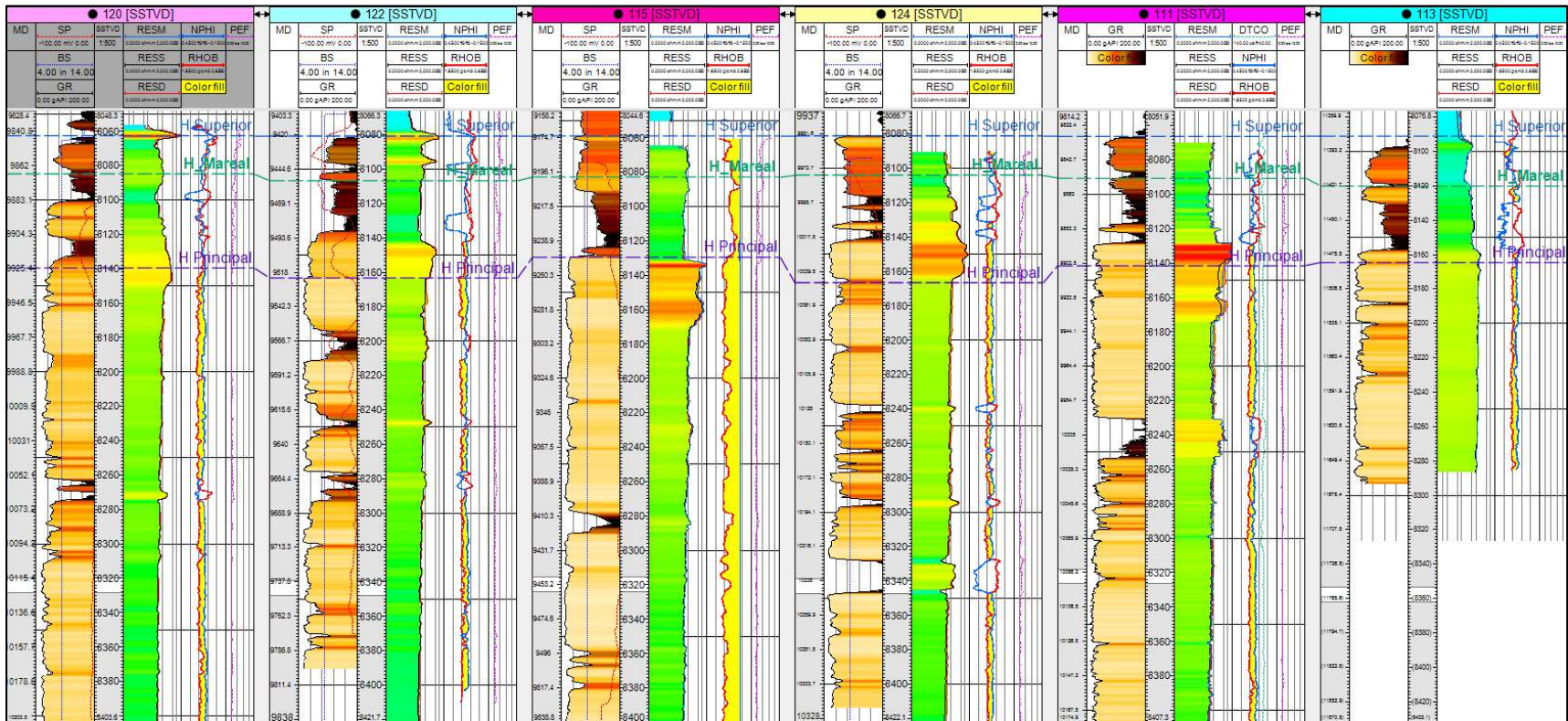
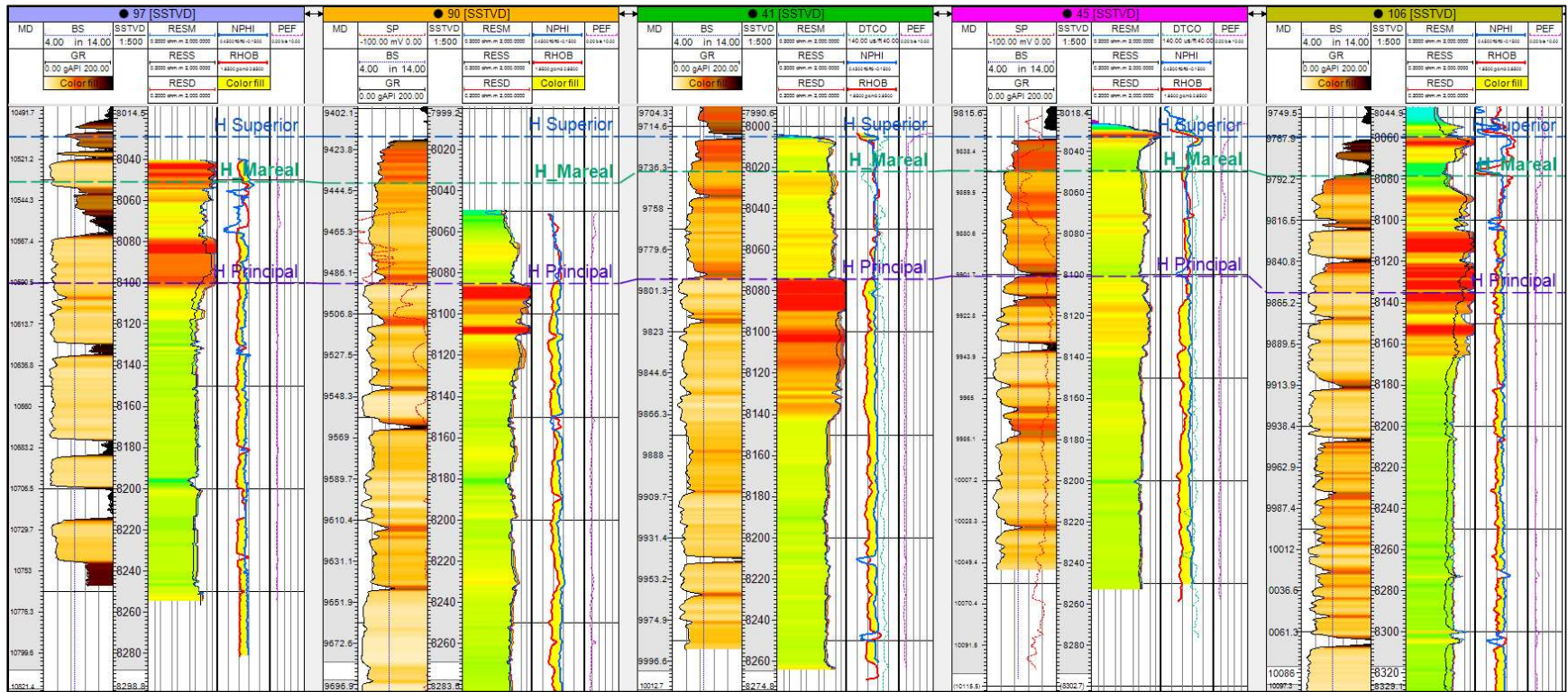
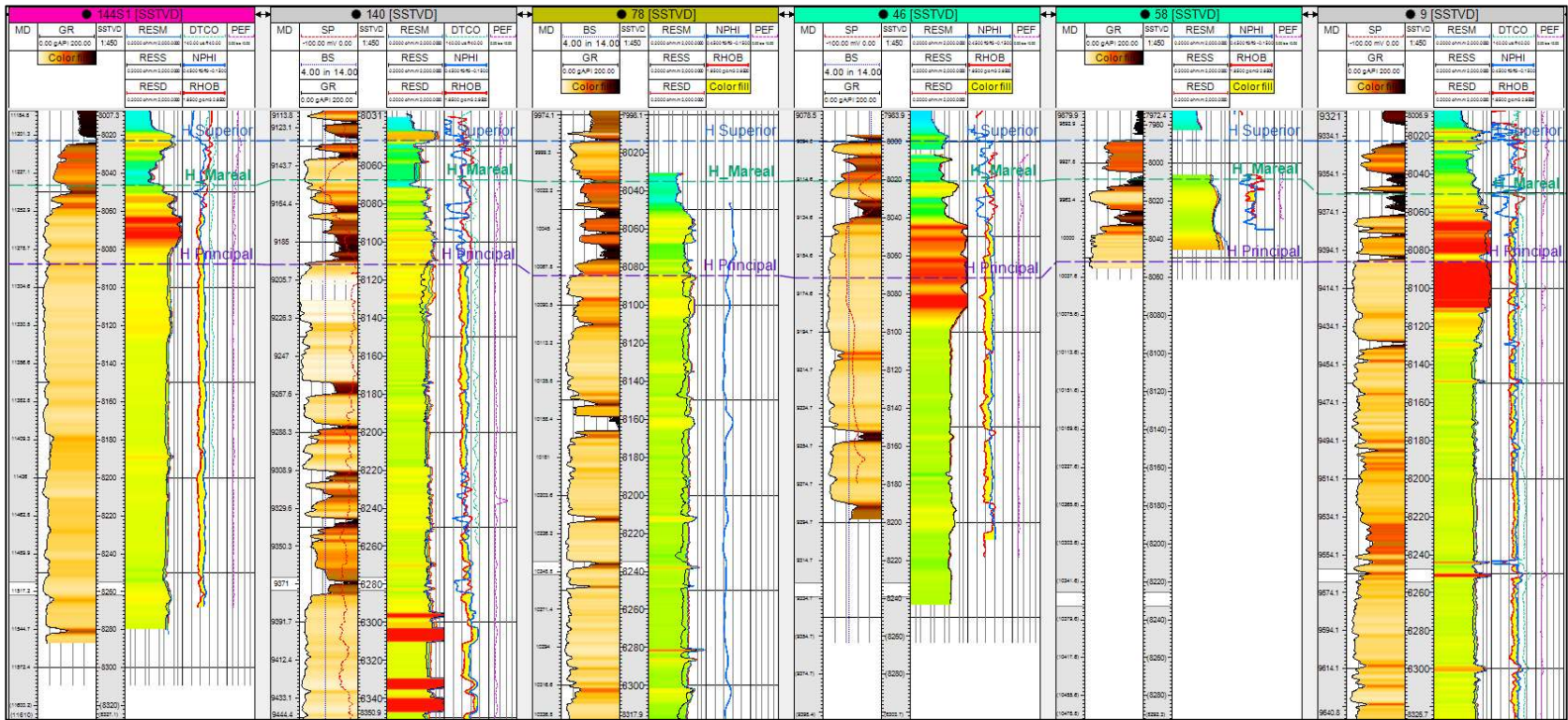


Figura 16. Correlación estratigráfica (C-C') al tope de Hollín Superior, Pozos: 120, 122, 115, 124, 111, 113 (Schlumberger, 2019)





**Figura 17.** Correlación estratigráfica (D-D') al tope de Hollín Superior, Pozos: 97, 90, 41, 45, 106 (Schlumberger, 2019)



**Figura 18.** Correlación estratigráfica (E-E') al tope de Hollín Superior, Pozos: 144S1, 140, 78, 46, 58, 9 (Schlumberger, 2019)

### **3.1.5. MODELO DE DEPOSITACIÓN DE LA FORMACIÓN HOLLÍN**

La definición estratigráfica de los niveles y subniveles de la formación Hollín se asocia a un modelo de depositación divide a la Formación Hollín en dos miembros principales: Hollín Superior (Hollín Marino y Hollín Mareal) y Hollín Principal como se define en el modelo estratigráfico y sedimentológico de la formación Hollín en el Campo Oso del 2019.

#### **Miembro Hollín Principal (H Principal):**

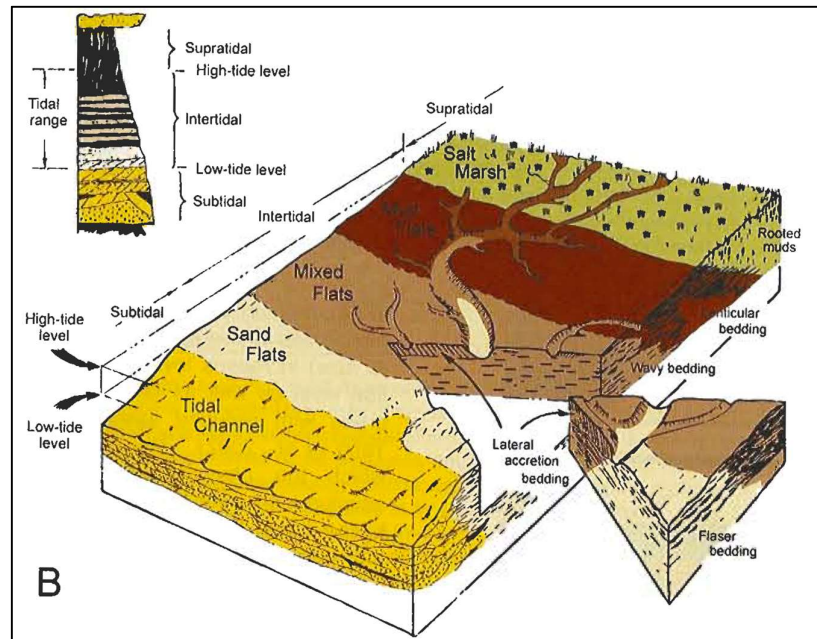
La parte inferior de la Formación Hollín se define como el miembro Hollín Principal en la cual se observa un sistema con influencia fluvial. En este intervalo se observan areniscas con una buena continuidad lateral, que hacia la parte superior presentan niveles de lutitas que no son continuos regionalmente (Figuras 4 a 9). Los intervalos arenosos de este miembro se encuentran conectados hidráulicamente con las areniscas de Hollín Superior Mareal.

El miembro Hollín Principal corresponde a una secuencia de canales fluviales entrelazados, sin embargo, también se presentan zonas lodosas entre los canales. En este miembro se presentan secuencias agradantes y granodecrecientes de areniscas de tamaño de grano grueso a medio, que hacia el tope presentan intervalos limosos-arcillosos, paleosuelos y raíces.

En el depósito de Hollín Principal se observa la influencia mareal con la presencia de areniscas con estratificación cruzada, de grano fino e intercalados con facies de areniscas con laminaciones discontinuas y continuas de lodo y materia orgánica, areniscas con bioturbaciones y lodolitas con laminación lenticular.

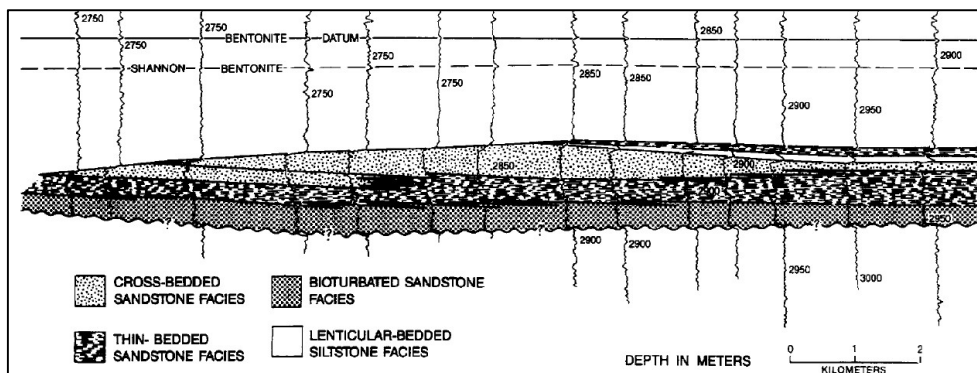
#### **Miembro Hollín Superior (Intervalos H Marino y H Mareal):**

El intervalo mareal del miembro Hollín Superior es una secuencia de canales y barras mareales que se presentan intercaladas con intervalos de lutitas intermareales. En este intervalo también se presentan rocas sello que podrían corresponder a facies de “mud flat” y “mixed flat” (Figura 19).



**Figura 19.** Diagrama de un ambiente de depósito tipo estuario (Dalrymple, 2010), que representa el modelo conceptual para el intervalo mareal del miembro Hollín Superior (Best Energy, 2019)

El intervalo marino del Miembro Hollín Superior se caracteriza por la presencia de barras marinas con variación lateral de facies (Figura 20). Estas barras presentan facies con estratificación cruzada hacia el tope y hacia la base se presentan facies de areniscas bioturbadas o laminadas intercaladas con lutitas.



**Figura 20.** Diagrama de barras marinas (Gaynor y Swift, 1988), que representa el modelo conceptual para el intervalo marino del Miembro Hollín Superior (Best Energy, 2019).

En la Tabla 6 se muestra un sumario del modelo de deposición de los Miembros Hollín Superior y Principal de la Formación Hollín.

**Tabla 6.** Intervalos de la Formación Hollín con su modelo de depositación


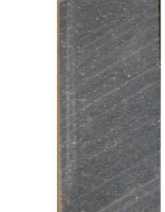
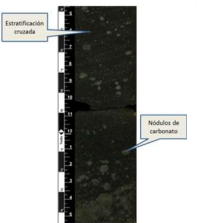



<b>MIEMBRO</b>	<b>INTERVALO</b>	<b>MODELO DE DEPOSITACION</b>
Principal	H Principal	Ambiente fluvial de ríos trenzados
Superior	H Mareal	Ambiente intermareal, barras y canales mareales
	H Marino	Ambiente marino, barras

### **3.1.6. FACIES Y LITOTIPOS DE LA FORMACION HOLLIN**

En el modelo estratigráfico y sedimentológico de la formación Hollín en el Campo Oso se definieron las litofacies que se muestran en la Tabla 7, en base a la respuesta de los registros eléctricos, el ambiente deposicional y la descripción sedimentológica de los núcleos del Campo Oso (Anexo 1). Con esto, se definieron los litotipos en función de su calidad como roca yacimiento y litología.

Las 23 facies de la Formación Hollín se tradujeron en 4 litotipos, denominados Areniscas tipo A, B, C, siendo la arenisca tipo A la de mejores propiedades de roca yacimiento y corresponde a areniscas limpias con buena porosidad y permeabilidad. Las areniscas tipo B presentan laminaciones continuas y discontinuas de materia orgánica y lodos, esto disminuye la permeabilidad vertical de los estratos arenosos. Las areniscas tipo C tienen mayor densidad de laminaciones, gran cantidad de glauconita, están bioturbadas y/o tienen mayor cantidad de cemento que las areniscas A y B. Las facies sello (litotipo D) incluyen paleosuelos, lodolitas y lutitas. En la Tabla 11 se muestra la asociación de facies en los 4 litotipos mencionados antes.


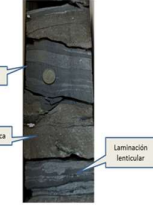
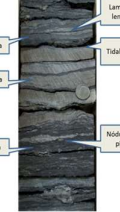
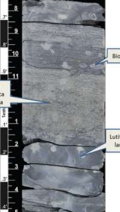


**Tabla 7.** Descripción de las litofacies de la Formación Hollín

LITOFACIE	IMAGEN	DESCRIPCION CALIDAD DE YACIMIENTO	CALIDAD DE YACIMIENTO	AMBIENTE DE DEPOSITACION
AMGX (F1)		Arenisca de grano medio a muy grueso con estratificación cruzada, laminación continuas y discontinuas de materia orgánica subparalela	Buena	El tamaño de grano indica un ambiente de alta energía y la presencia de abundante materia orgánica lo que sugiere un ambiente de Barras/canales fluviales.
AFX (F3)		Areniscas de grano fino con estratificación cruzada	Buena	La estratificación cruzada es una respuesta a la migración de ripples y dunas subacuosas en barras/canales fluviales y mareales
AFXN (F4)		Areniscas de grano medio a grueso con intercalaciones de arenisca muy gruesa, presenta estratificación cruzada y nódulos de carbonato	buena a regular	canales, los nódulos de carbonato son debido a un evento diagenético.
AFLCMO (F5)		Areniscas de grano fino con laminación continuas de materia orgánica o lodos tipo crinkle. Pueden estar asociadas a la facie AFF.	Regular a bueno	Las laminaciones tipo crinkle, sugieren un ambiente de barras mareales
AFBLMO (F6)		Areniscas de grano fino, bioturbadas, con laminación tipo wispy y crinkle. Estas areniscas están intercaladas con estratos milimétricos discontinuos de lodo	Regular a bueno	Las laminaciones tipo wispy y crinkle, sugieren un ambiente de Barras mareales.
AFGM (F7)		Areniscas finas con glauconita y presencia localizada de nódulos de siderita. El contenido de glauconita varía entre 2-15%.	Regular a bueno, dependerá del contenido de glauconita la densidad de los nódulos de siderita	Barras marinas, la presencia de nódulos de siderita es un proceso diagenético posterior al depósito.

Continuación **Tabla 7.**

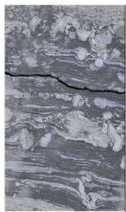


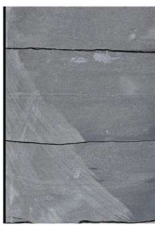
<p>AFGX (F8)</p>		<p>Areniscas finas a medias con glauconita y estratificación cruzada. Puede mostrar bioturbación local. El contenido de glauconita varía entre 2-5%.</p>	<p>Regular a bueno, dependerá del contenido de glauconita</p>	<p>La presencia de glauconita indica un ambiente marino, la presencia de estratificación cruzada sugiere ambientes de mayor energía que podrían representar depósitos de barras marinas.</p>
<p>AFF (F9)</p>		<p>Areniscas de grano fino, con laminación tipo flaser y crinkle. Estas areniscas pueden estar intercaladas con finos estratos de areniscas muy finas con laminación crinkle.</p>	<p>Regular a bueno</p>	<p>Las laminaciones flaser y crinkle, sugieren un ambiente de barras mareales</p>
<p>AFRW (F10)</p>		<p>Arenisca de grano fino que presenta laminación wisphy, ripples asimétricos y laminación crinkle, cementación variable de carbonatos. Saturación moderada de petróleo</p>	<p>Regular</p>	<p>La laminación wisphy, ripples asimétricos y laminación crinkle sugieren un ambiente dominado por mareas, estos depósitos corresponden a barras mareales</p>
<p>AGRW (F11)</p>		<p>Arenisca color gris a verdoso de grano fino, con glauconita (&lt;20%), matriz y cemento arcilloso-glauconíticas ~3%. Presenta ripples simétricos, láminas de lodo y localmente nódulos de siderita</p>	<p>Pobre</p>	<p>Estuario externo a barra marina proximal</p>
<p>AGB (F12)</p>		<p>Arenisca de grano medio glauconítica, sin embargo la cantidad de glauconita es variable. Esta arenisca presenta bioturbación. La cementación es variable y puede ser silíceo o calcáreo, en zonas menos cementadas se presenta hidrocarburo</p>	<p>Regular a Pobre</p>	<p>La presencia de glauconita indica un ambiente marino, la bioturbación indica un ambiente de menor energía que la facie AFGX. Por lo que se considera que estas facies corresponden a la base de barras marinas</p>
<p>Aca (F13)</p>		<p>Arenisca media a gruesa con estructura caótica, puede presentar láminas de materia orgánica y carbones</p>	<p>Regular a Buena. La presencia de arcilla en la matriz ocasiona una disminución en la calidad de reservorio</p>	<p>desborde de canal</p>

Continuación **Tabla 7.**

AC (F14)		Areniscas finas a medias que se encuentran selladas por una cementación irregular puede ser calcárea	Nula	varios, el cemento calcáreo se debe a un evento diagenético
HAL (F15)	 <p>Lodolita Arenisca Laminación lenticular</p>	Heterolítico, intercalación de areniscas masivas o de mal sorteo con lodolitas. Las lodolitas pueden presentar laminación lenticular o escasa bioturbación		Pobre a nula. Los intervalos arenosos pueden presentar impregnación de hidrocarburo
HCb (F16)	 <p>Laminación lenticular Lodolita Arenisca Carbon Nódulos de pirita Tidal couples</p>	Estratos ricos en carbón, materia orgánica y de todo con laminación lenticular intercalados con estratos centimétricos de arenisca finogranular. Puede presentar nódulos de pirita	Pobre a nula. Los intervalos arenosos pueden presentar impregnación de hidrocarburo	Tope de barras mareales
HAGL (F17)	 <p>Arenisca glauconítica bioturbada Lodolita Lutitas negras laminadas Bioturbación</p>	Heterolítico, intercalación de areniscas finas glauconíticas bioturbadas con lodolitas. Las lodolitas pueden presentar escasa bioturbación	Pobre a nula	Base de barras de Shoreface o mareales externas
Dbm (F18)		Brecha matriz soportada con clastos centimétricos angulares y subangulares de lutitas y carbón	Nula	La facie Dbm se ubica entre niveles lodosos y representa eventos aislados dentro de un ambiente mareal-fluvial de baja energía. Esto junto con la presencia de fragmentos re trabajados de lutita en una matriz de arena de grano fino a limo sugiere depósitos de flujo de escombros
Dbc (F19)	 <p>Clastos fosforados Fosfor Clastos de calizas Clastos de lutitas</p>	Brecha matriz soportada con clastos centimétricos de calizas, glauconita, lutitas y fosfatos, puede presentarse fósiles. Presenta cementación calcárea	Nula	La presencia caótica de depósito, la angularidad de los clastos sugieren que estos sedimentos representan un flujo de escombros. La presencia de glauconita indica un ambiente marino. Por lo que este flujo de escombros se depositó en un ambiente marino



Continuación de la **Tabla 7**.

LAB (F20)		Lodolita de color negro a gris con bioturbación. El grado de bioturbación varía. Contiene lodo > 95%	Nula	Planicie lodosa mareal (mud flat), tope de tidal shoal
LALL (F21)		Lodolita de color negro a gris con laminación lenticular. Láminas lenticulares de arena de hasta 5 mm de espesor. Puede presentar syneresis cracks nódulos de pirita y bandas de siderita. Contiene lodo > 95%	Nula	Lagoon submareal en ambiente salobre, base de barra mareal. Las syneresis cracks son indicativo de ambientes salabres, mientras que los nódulos de pirita y las bandas de siderita indican ambientes con poco oxígeno.
LNL (F22)		Lutita negra fisil, puede presentar bandas de siderita. Localmente puede mostrar cemento calcáreo. En ocasiones, se presentan intervalos de secciones condensadas. Estas secciones condensadas se caracterizan por una abundancia de fósiles depositados en gran intervalo de tiempo, generalmente corresponden a picos de valores de gamma ray. Contiene lodo > 95%	Nula	Plataforma marina somera
PaS (F23)		Lodolita de gris masiva, puede presentar restos de material orgánico	Nula	Paleosuelo

Modificado de (Best Energy, 2019)

## 3.2 CORRELACIÓN ENTRE EL AMBIENTE DEPOSICIONAL Y SUS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS CON EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS INTERVALOS DE LOS POZOS ACTIVOS DEL CAMPO OSO

### 3.2.1. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS LITOTIPOS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN

El modelo petrofísico desarrollado de los pozos del Campo Oso fue desarrollado por Best Energy en el 2019 y se lo realizó en función de la información disponible de los núcleos (Tabla 1), con lo cual la interpretación petrofísica de estos pozos ayudó a replicar la interpretación en los pozos que

no cuentan con núcleos, pero si con los registros básicos (Tabla 2). De esta manera se identificó los principales parámetros petrofísicos de los pozos del campo que se muestran en el Anexo 3. En la Tabla 8 se muestra el promedio ponderado al espesor neto de arena de los parámetros petrofísicos en cada intervalo estratigráfico.

**Tabla 8.** Descripción de las litofacies de la Formación Hollín

INTERVALO	ESPEJOR NETO	VSH	PHIE	SW	K
	pies	v/v	v/v	v/v	mD
H SUPERIOR	5	0,18	0,14	0,34	339
H MAREAL	18	0,11	0,17	0,24	1 288
H PRINCIPAL	24	0,09	0,19	0,29	2 126

El modelo petrofísico además incluyó el escalamiento de los grupos petrofísicos definidos en la etapa anterior a una escala de registros (eLITH) que puedan ser interpretados en todos los pozos del campo a partir de técnicas de interpretación de registros, conservando lo máximo posible, las asociaciones porosidad – permeabilidad identificadas a escala de núcleos. El resultado final de esta fase es el desarrollo de la curva de litotipos (eLITH) a lo largo del perfil del pozo en la zona de interés.

Finalmente se realizó la asignación de las propiedades petrofísicas en la caracterización del yacimiento a cada uno de los litotipos seleccionados, con esto se obtuvo las propiedades petrofísicas del yacimiento en una curva a lo largo del perfil del pozo y controlado por los litotipos.

Con la identificación de la litología en los registros de los pozos (densidad, neutrón, potencial fotoeléctrico, rayos gamma y/o curvas interpretadas como volumen de arcilla, densidad aparente de matriz, se identificó 5 electrofacies o litotipos: Areniscas limpias Tipo A, Areniscas Tipo B, Arenisca heterolíticas, Areniscas arcillosas, Areniscas con glauconita, Areniscas cementadas y arcillas.

El análisis conjunto de los datos e información de núcleos y registros permitió la identificación de siete (7) grupos litológicos en la Formación Hollín, los cuales fueron reagrupados en cinco (5) litotipos (Tabla 9), con base en la disponibilidad de los registros, la definición de las litofacies y la relación porosidad y permeabilidad de los núcleos.

**Tabla 9.** Litotipos de la Formación Hollín del Campo Oso

LITOTIPO	GRUPO LITOLOGICO	CARACTERISTICAS PETROFISICAS
(eLITH)	(LITH)	
1	1	Roca Yacimiento con muy alta capacidad de flujo. Compuestas principalmente de cuarzo, muy bajo volumen de arcilla, baja saturación de agua irreducible, excelentes valores de porosidad (PHIE > 0.15 v/v) y permeabilidad (> 800 mD).
	2	
2	3	Roca Yacimiento con media-alta capacidad de flujo. Rocas heterolíticas con buenos valores de porosidad (PHIE > 0.14 v/v) y permeabilidad más baja que el litotipo anterior (100 mD < PERM < 700 mD, en promedio).
3	4	Roca Retardante / Yacimiento. Moderada a baja capacidad de flujo de acuerdo con el volumen de arcilla en la matriz. Porosidades regulares a bajas (0.06 < PHIE < 0.12) y permeabilidades bajas (PERM < 100 mD). La arcilla predominante puede ser glauconita (LITH = 4) o caolinita (LITH = 5).
	5	
4	6	Roca Sello / Retardante. Pérdida de propiedades petrofísicas por precipitación de cemento en la garganta de poro. Valores bajos de porosidad (PHIE < 0.08 v/v) y de permeabilidad (PERM < 25 mD)
5	7	Roca Sello. Compuesta principalmente por shale

(BestEnergy, 2019)

### 3.2.2. INTERVALOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ACTIVOS

En la Figura 2 se identificó sobre el mapa estructural al tope de Hollín Superior los pozos activos (color negro) que se encuentra produciendo de la Formación Hollín en el Campo Oso y se detallan en la Tabla 2. En el Anexo 4 se muestran los intervalos de producción de los pozos activos.

Los intervalos de los pozos activos se obtuvieron de la base de datos de producción del campo Oso (Wayra Energy S.A., 2019) a marzo del 2019. Con los datos de espesor de intervalo de producción activo y unidad estratigráfica en la que se encuentra el intervalo, se realizó un análisis estadístico que se muestra en la sección 3.3.

### 3.2.3. CORRELACIÓN DE LOS INTERVALOS DE PRODUCCIÓN CON LOS INTERVALOS DE DEPOSITACIÓN Y SUS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

En el presente trabajo se desarrolló el análisis de los pozos que se encuentran produciendo de la formación Hollín (activos). En los pozos mencionados se identificó el intervalo productor (Anexo 4), el litotipo en el intervalo productor y las características petrofísicas asociadas de cada litotipo. En las Figuras 21 a 46 se muestra de manera gráfica los intervalos de producción de los pozos activos representativos con su litotipo y sus características petrofísicas asociadas, a qué Miembro de la formación Hollín pertenece, así como su producción de petróleo y agua.

Dentro de este análisis la zona H Marino (color verde) corresponde al intervalo entre el tope Hollín Superior y el tope Hollín Mareal. La zona H Mareal (color naranja) corresponde al intervalo entre el tope de Hollín Mareal y el tope de Hollín Principal. La zona H Principal (color amarillo) corresponde al intervalo entre el tope de Hollín Principal y la profundidad final del pozo. En las Figuras 21 a 46 se hace mención a las zonas descritas y evaluadas en la interpretación petrofísica de los pozos del Campo Oso.

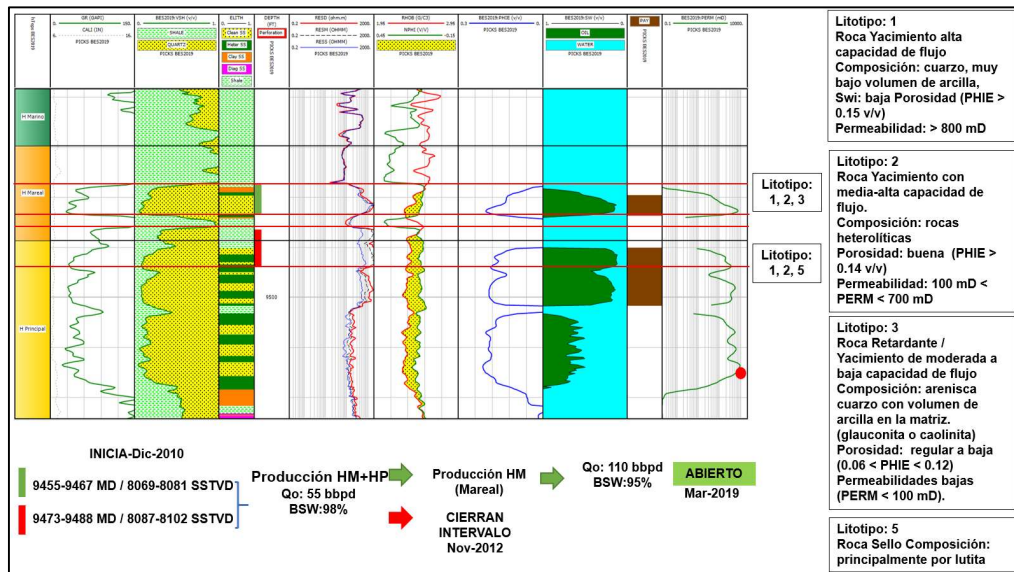
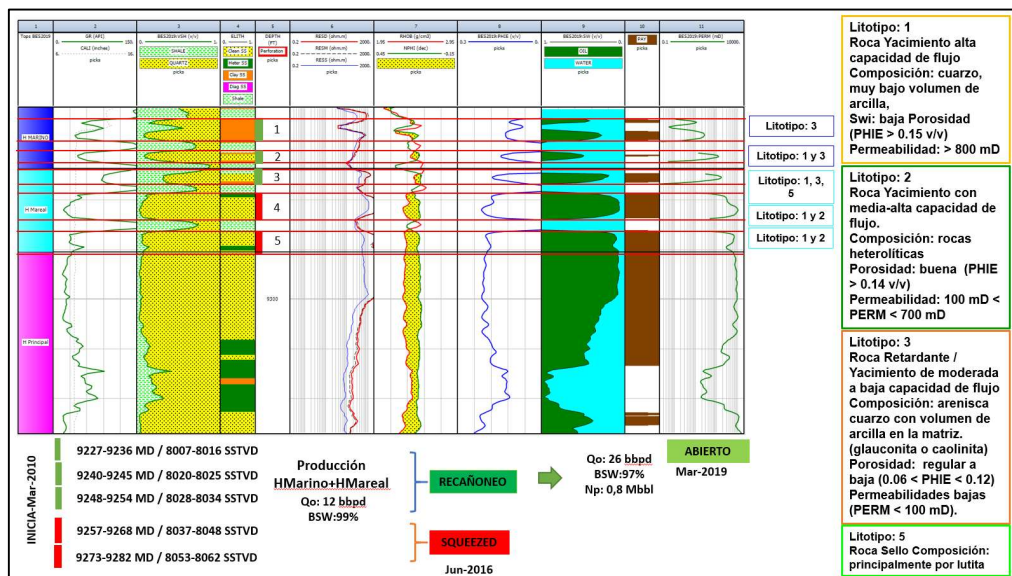


Figura 21. Interpretación petrofísica del pozo 23 con litotipos y producción

El pozo 23 tiene dos intervalos de producción, el intervalo superior de 12 pies se encuentra abierto y pertenece a H Mareal y el intervalo inferior de 15 pies de espesor se encuentra cerrado que pertenece a H Mareal + H Principal. El intervalo superior tiene los litotipos de roca 1, 2 y 3, sin embargo, en mayor

proporción está compuesto del litotipo 1 que es la roca de mejores propiedades de yacimiento y se ve representado por altos valores de porosidad y permeabilidad. Este intervalo se encuentra actualmente produciendo con alto corte de agua. El intervalo inferior está compuesto en igual proporción por los litotipos 1 y 3, y en mayor proporción por el litotipo 5 (roca sello). El litotipo 1 es la roca yacimiento de mejor calidad, sin embargo, el litotipo 3 corresponde a una roca retardante con arcilla en la matriz, con porosidades y permeabilidades bajas. Este intervalo inferior fue aislado debido a la alta producción de agua.



**Figura 22.** Interpretación petrofísica del pozo 24 con litotipos y producción

El pozo 24 tiene 5 intervalos de producción (Figura 22). Los tres intervalos superiores se encuentran produciendo, los dos superiores forman parte del intervalo estratigráfico H Marino. El intervalo superior 1 está formado en su totalidad por el litotipo 3 que corresponde a una roca con arcilla en su matriz y con bajos valores de porosidad y permeabilidad por lo que seguramente no está aportando a la producción del pozo. El intervalo 2 forma parte de H Marino y está formado en mayor proporción por el litotipo 1 con buena calidad de roca yacimiento, de la misma manera se presenta el intervalo 3, sin embargo, este forma parte de H Mareal. Los intervalos 4 y 5 (H Mareal) que se encuentran cerrados actualmente por alta producción de agua están compuestos en mayor proporción del litotipo 1 y en mayor proporción del litotipo 3.

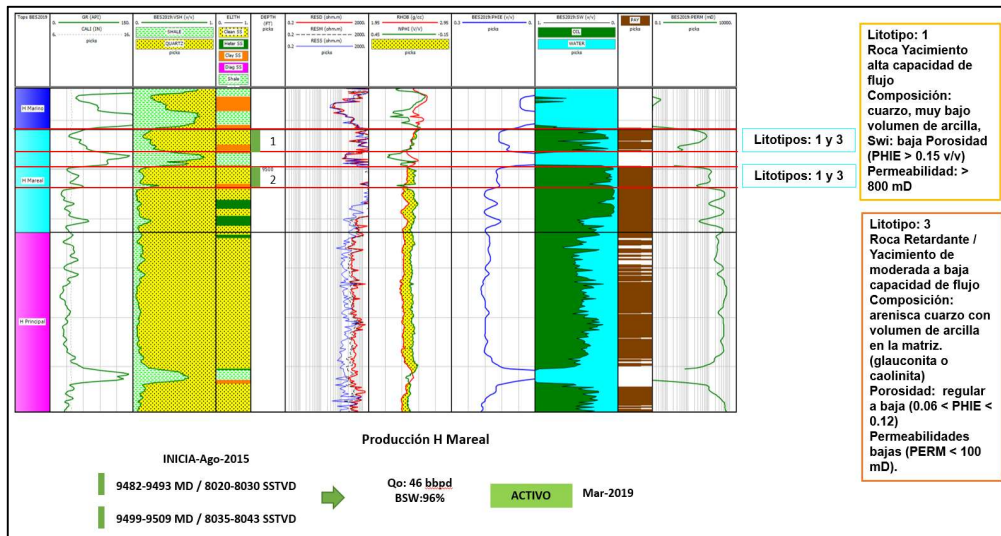


Figura 23. Interpretación petrofísica del pozo 25R1 con litotipos y producción

El pozo 25R1 tiene dos intervalos abiertos con litotipos 1 y 3 y se encuentran ubicados en H Mareal. Los intervalos se encuentran produciendo con bajo aporte de petróleo y alrededor de 1000 bad (Tabla 10). En la zona de transición se presenta el litotipo 2 (rocas heterolíticas) con baja comunicación vertical de los fluidos.

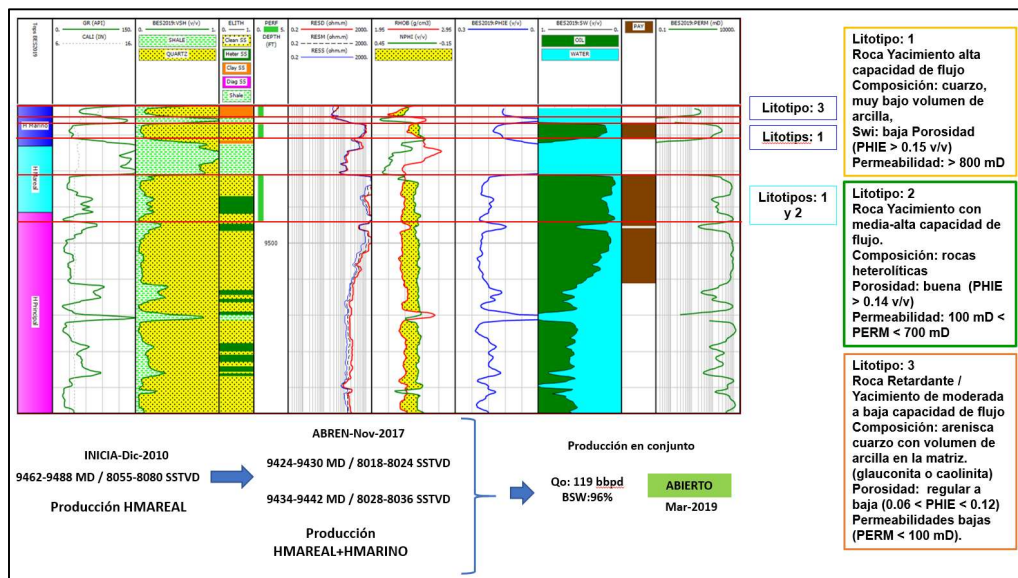


Figura 24. Interpretación petrofísica del pozo 33 con litotipos y producción

El pozo 33 (Figura 24) tiene 3 intervalos abiertos produciendo conjuntamente, el intervalo superior presenta litotipo 3, el intervalo medio presenta litotipo 1 y

el intervalo inferior presenta litotipo 1 y en menor proporción litotipo 2. Los intervalos 1 y 2 corresponden a H Marino y el intervalo 3 a H Mareal. El pozo está produciendo 119 bpd con alrededor de 3000 bad (Tabla 10).

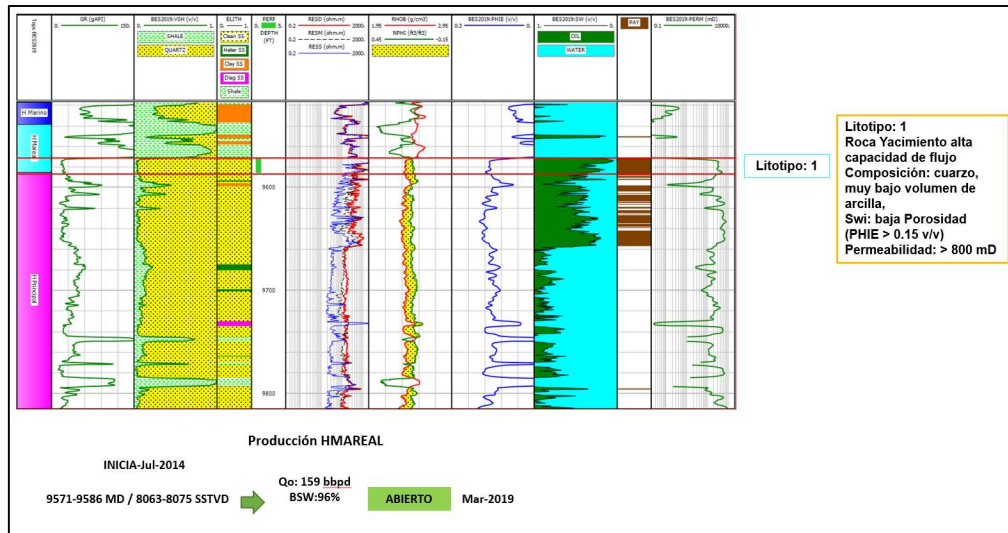


Figura 25. Interpretación petrofísica del pozo 35R1 con litotipos y producción

El pozo 35R1 (Figura 25) tiene un intervalo abierto del H Mareal (9571-9586 pies en el Anexo 4) con la presencia del litotipo 1. La producción inicial fue de 460 bpd y 1470 bad (Tabla 10).

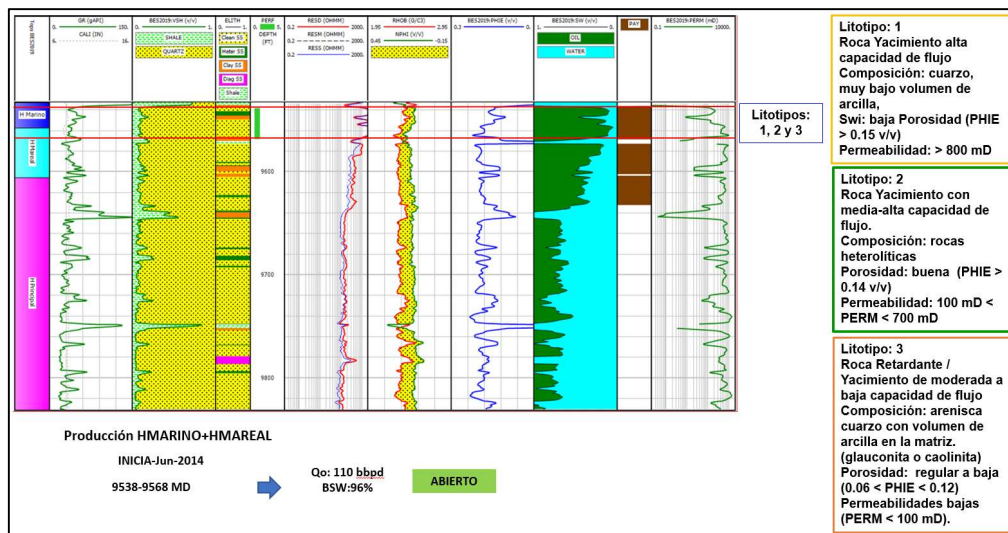
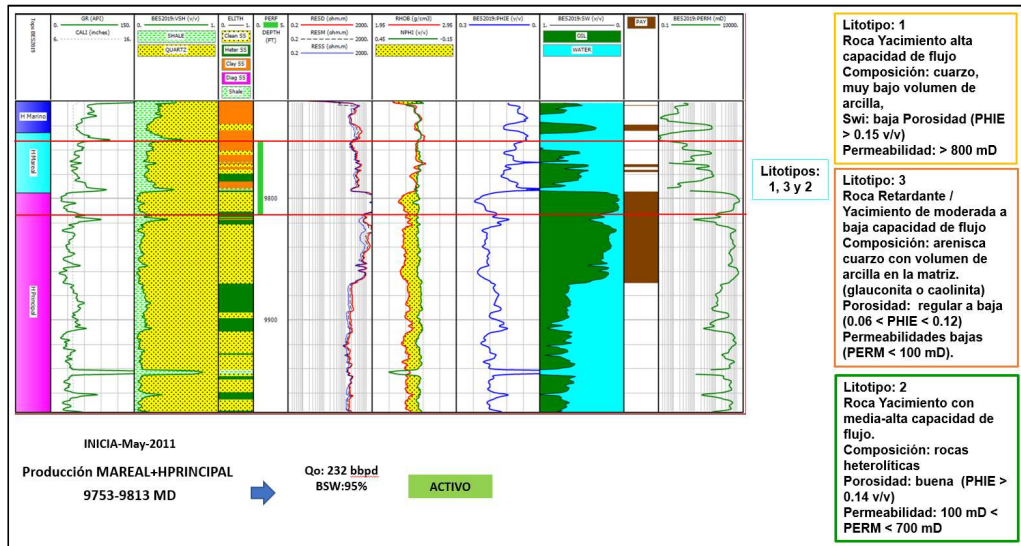


Figura 26. Interpretación petrofísica del pozo 39R1 con litotipos y producción

El pozo 39R1 (Figura 26) tiene un intervalo abierto en los intervalos Marino + H Mareal con la presencia del litotipo 1 en mayor proporción y los litotipos 2 y 3 en mucha menor proporción. El pozo está produciendo 110 bpd con alrededor de 2200 bad e inicio su producción con 600 bad y 910 bpd (Tabla 10).



**Figura 27.** Interpretación petrofísica del pozo 41 con litotipos y producción

El pozo 41 (Figura 27) tiene un intervalo abierto en el intervalo H Mareal y parte de H Principal. La mayor parte del intervalo presenta litotipo 3 y en menor proporción litotipo 1 y litotipo 2. Los litotipos 3 y 2 se presentan en la parte superior del intervalo. El pozo actualmente produce 232 bpd con más de 4000 bad e inicio su producción con 2900 bpd y 200 bad (Tabla 10). Por debajo del intervalo productor se presentan los litotipos 1 y 3.



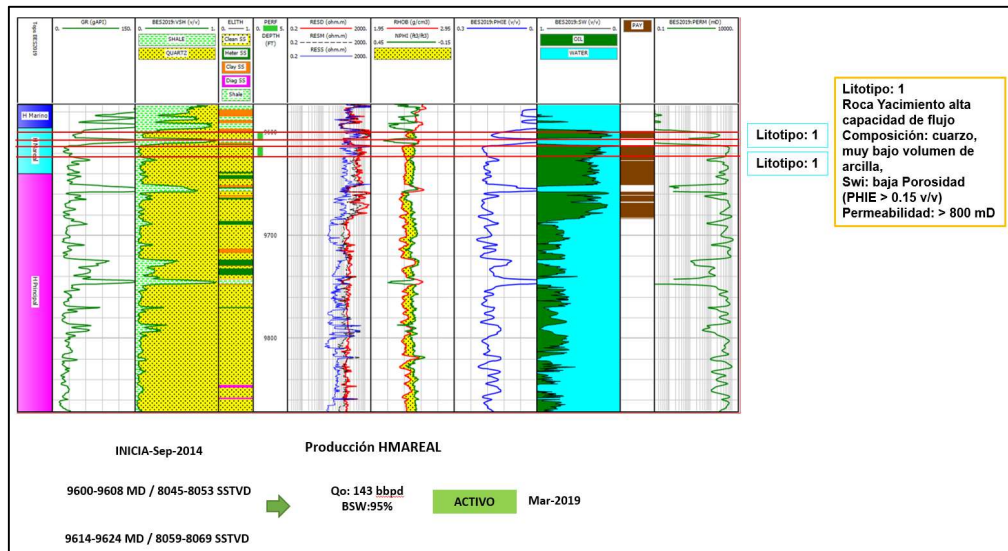


Figura 28. Interpretación petrofísica del pozo 43R1 con litotipos y producción

El pozo 43R1 (Figura 28) tiene dos intervalos abiertos del intervalo Mareal y los dos intervalos presentan litotipo 1. Bajo los intervalos de producción, en la zona H Principal se presentan pequeñas intercalaciones de litotipos 2 y 3. El pozo se encuentra produciendo 143 bpd con 3000 bad e inicio su producción con 220 bpd y 2500 bad (Tabla 10).

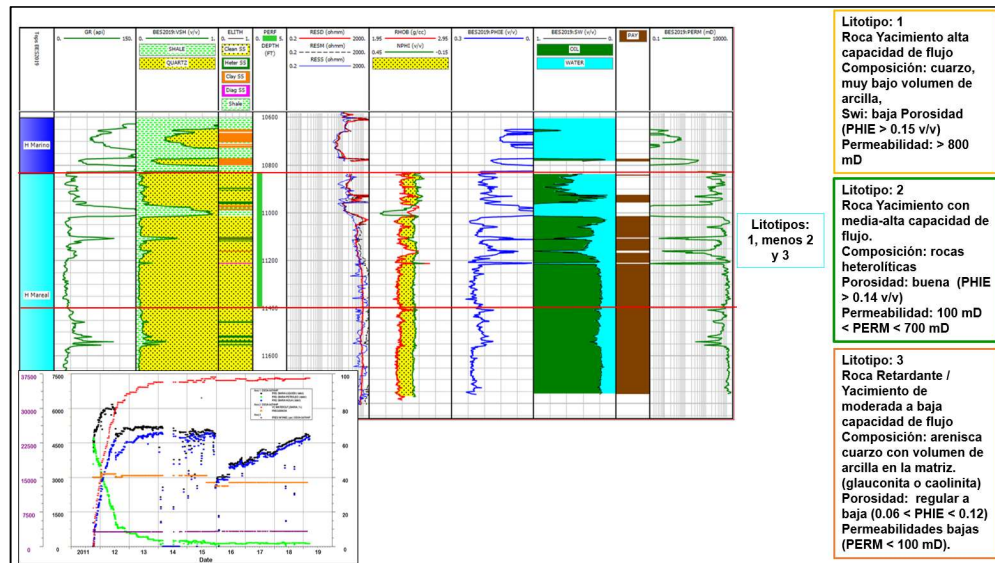
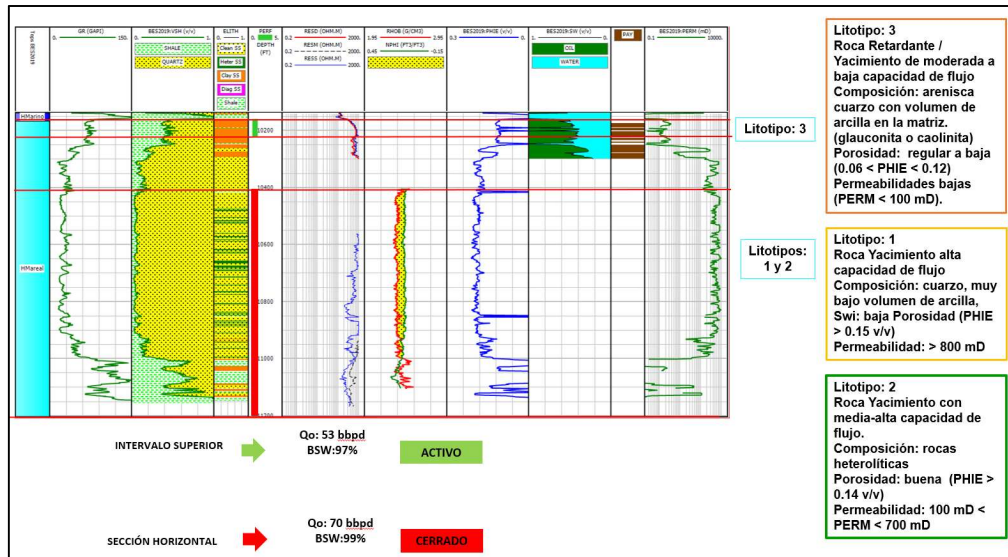


Figura 29. Interpretación petrofísica del pozo 47H con litotipos y producción

El pozo horizontal 47H (Figura 29) se encuentra produciendo en su sección horizontal del intervalo H Mareal, la mayor parte de su sección comprende el

litotipo 1 y en menor proporción los litotipos 5, 2 y 3. El pozo actualmente produce 200 bpd con 4500 bad e inicio su producción con 4450 bpd y 140 bad (Tabla 10).



**Figura 30.** Interpretación petrofísica del pozo 75H con litotipos y producción

El pozo horizontal 75H (Figura 30) produjo inicialmente de la sección horizontal (intervalo Mareal y litotipo 1 en mayor proporción) con 3800 bpd y alcanzó una producción de 70 bpd con alrededor de 8000 bad. Esta sección se aisló y actualmente produce del intervalo superior de H Mareal (litotipo 3) e inicio con alrededor de 100 bpd y 1800 bad (Tabla 10) y actualmente alcanza una producción de 53 bpd con 97% de corte de agua.

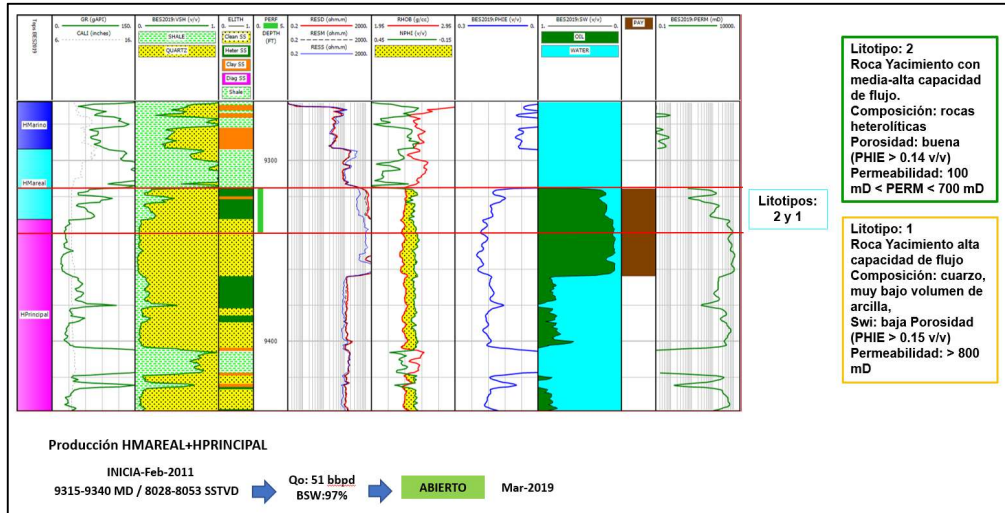


Figura 31. Interpretación petrofísica del pozo 36 con litotipos y producción

El pozo 36 (Figura 31) se encuentra produciendo de un intervalo dentro de H Mareal (presenta litotipo 2) y la parte inferior de H Principal (presenta litotipo 1). Inicio su producción con 2300 bpd y 840 bad (Tabla 10). Hacia la zona de agua se presentan intervalos de espesor considerable de litotipo 3 en el intervalo H Principal. Actualmente se encuentra produciendo 51 bpd con 97% de corte de agua.

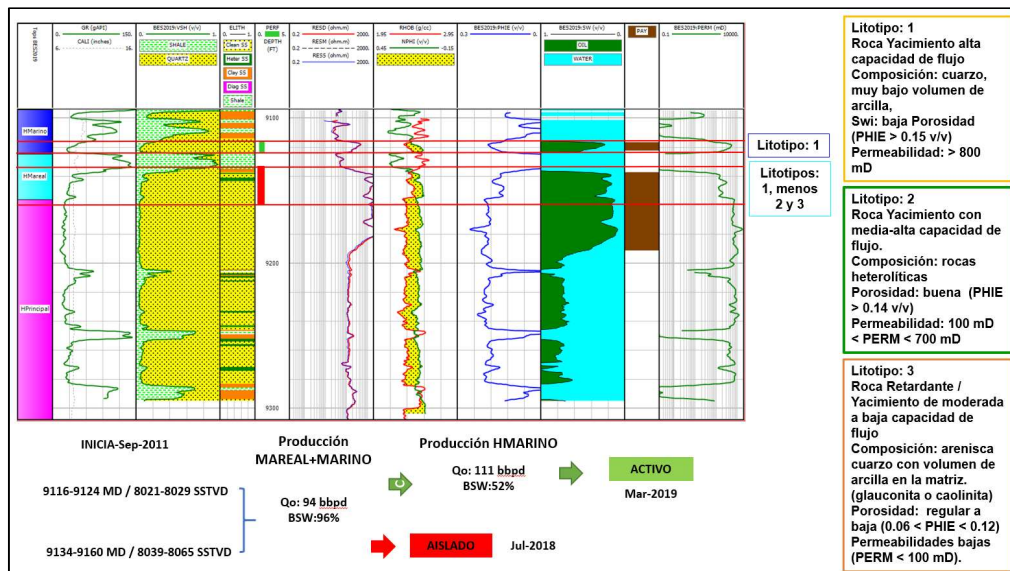
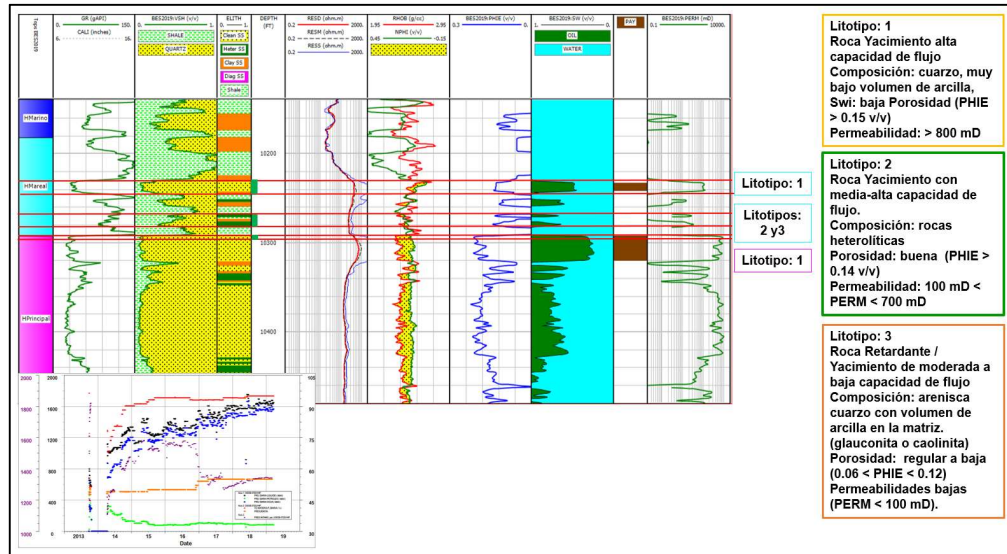


Figura 32. Interpretación petrofísica del pozo 46 con litotipos y producción

El pozo 46 (Figura 32) inició su producción de dos intervalos, el superior corresponde a H Marino y está conformado por el litotipo 1, el intervalo inferior

corresponde a H Mareal y está compuesto en su mayoría por el litotipo 1 y en menor proporción el litotipo 2 y 3. Inicio su producción con 1880 bpd y 480 bad (Tabla 10). El intervalo inferior aisló por su alto corte de agua (95%) y actualmente produce del intervalo superior 111 bpd con 52% de corte de agua.



**Figura 33.** Interpretación petrofísica del pozo 72S1 con litotipos y producción

El pozo 72S1 (Figura 33) está produciendo de 3 intervalos, los dos superiores corresponden a H Mareal y el inferior a H Principal (litotipo 3). El intervalo superior está compuesto por el litotipo 1 y el intervalo medio por los litotipos 2 y 3. El pozo inicio su producción con 300 bpd y 350 bad (Tabla 10) y produce actualmente 150 bpd con 1600 bad.

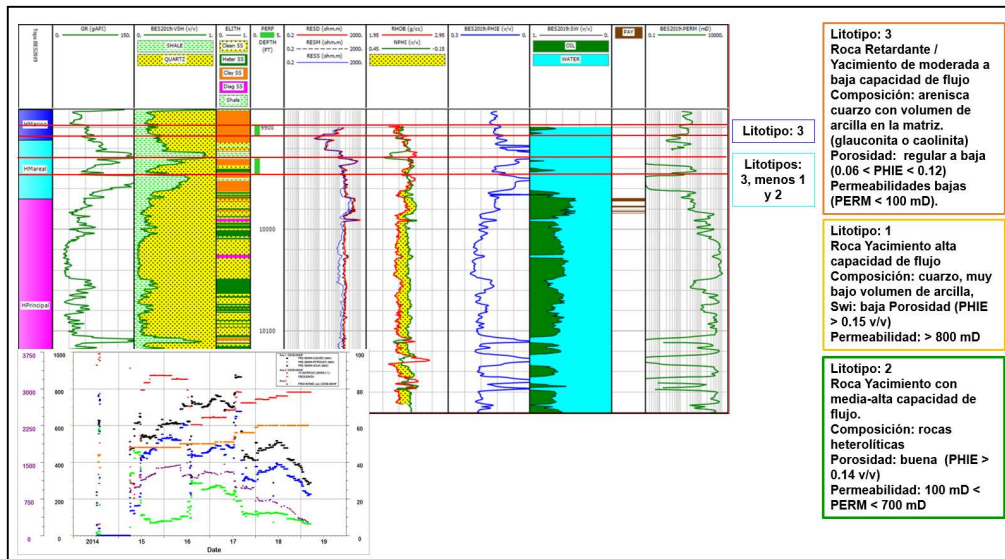


Figura 34. Interpretación petrofísica del pozo 80 con litotipos y producción

El pozo 80 (Figura 34) tiene dos intervalos abiertos. El intervalo superior corresponde a H Marino y presenta el litotipo 3 y el intervalo inferior corresponde a H Mareal y está formado por los litotipos 3 en mayor proporción, 1 y 2 en menor proporción. Desde el inicio, la producción de fluidos del pozo ha sido baja, inicio produciendo 200 bpd con 600 bad (Tabla 10), actualmente mantiene su producción de petróleo y ha disminuido el caudal de agua.

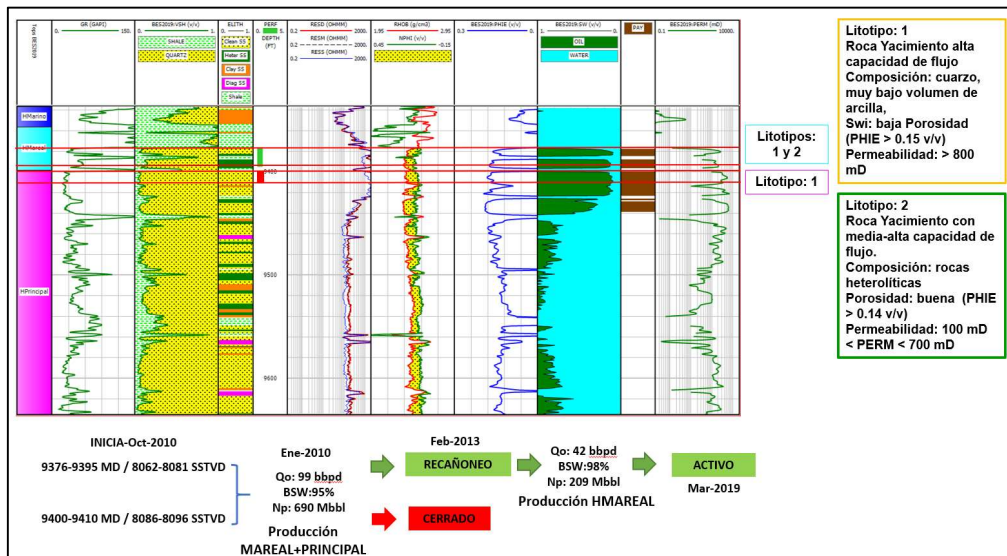


Figura 35. Interpretación petrofísica del pozo 9 con litotipos y producción

El pozo 9 (Figura 35) inicialmente produjo de dos intervalos, el intervalo superior se encuentra activo y corresponde a H Mareal con la presencia de

los litotipos 1 y 2, el intervalo inferior se encuentra actualmente cerrado y corresponde a H Principal y presenta el litotipo 1. Al aislar el intervalo inferior no se vio disminución del caudal de barriles de agua y se mantuvo en aproximadamente 1900 bad y actualmente produce 42 bpd.

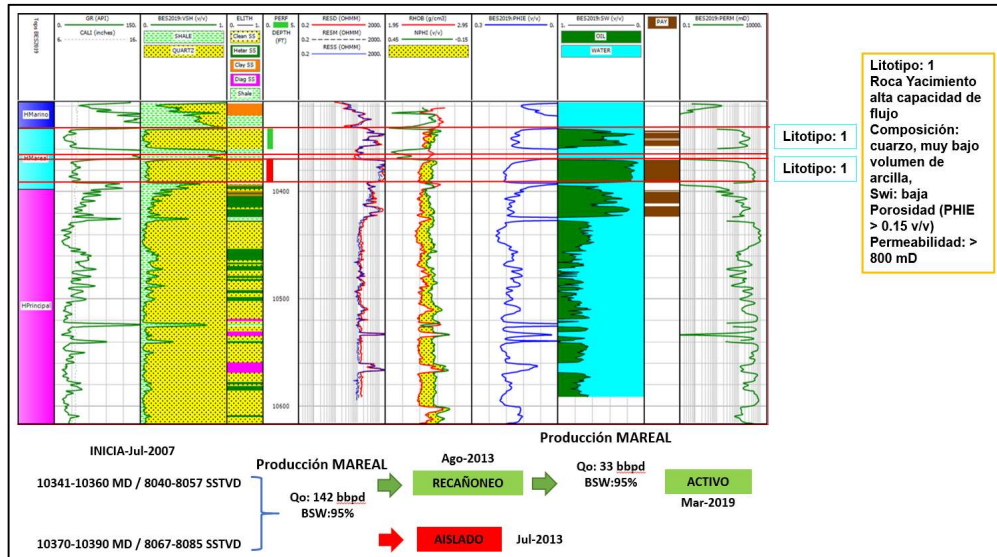


Figura 36. Interpretación petrofísica del pozo 19 con litotipos y producción

El pozo 19 (Figura 36) produjo inicialmente de 2 intervalos correspondientes a H Mareal y los dos compuestos del litotipo 1. Inició su producción con 1400 bpd y 525 bad (Tabla 10) y alcanzó una producción de 142 bpd con 2700 bad, sin embargo, al aislar el intervalo inferior, el caudal de fluido disminuyó a 627 bls, correspondiendo a 33 bpd y 594 bad.

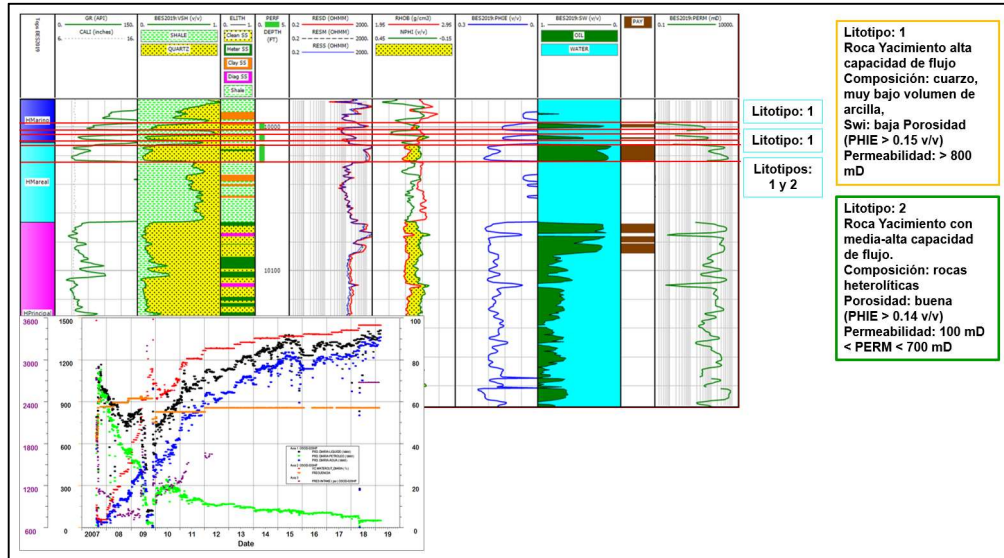


Figura 37. Interpretación petrofísica del pozo 20 con litotipos y producción

El pozo 20 (Figura 37) tiene tres intervalos activos. Los dos superiores corresponden a H Marino y el inferior a H Mareal, los tres intervalos están compuestos por el litotipo 1 en mayor proporción. La producción de este pozo inicio con 530 bpd y 120 bad (Tabla 10) y se ha mantenido en 250 bpd y su caudal de agua ha ido aumentando hasta alcanzar 1300 bad. Bajo los intervalos de producción se tiene un intervalo de espesor importante de litotipo 5 (roca sello).

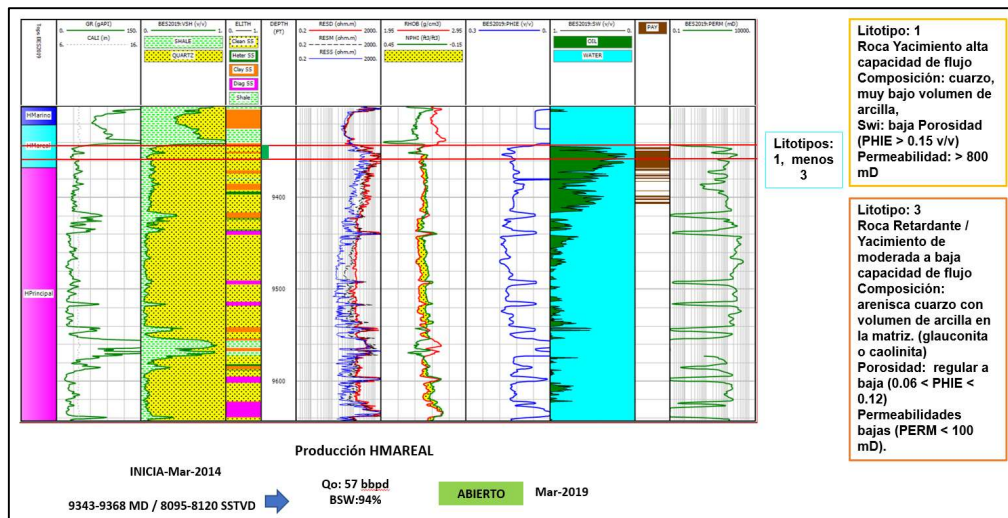


Figura 38. Interpretación petrofísica del pozo 63R1 con litotipos y producción

El pozo 63R1 (Figura 38) tiene un intervalo abierto de H Mareal y está compuesto en mayor proporción por el litotipo 1 y en menor proporción por el

litotipo 3. El pozo inició su producción con 830 bpd y 20 bad (Tabla 10) y alcanza a la actualidad 836 bad con 57 bpd.

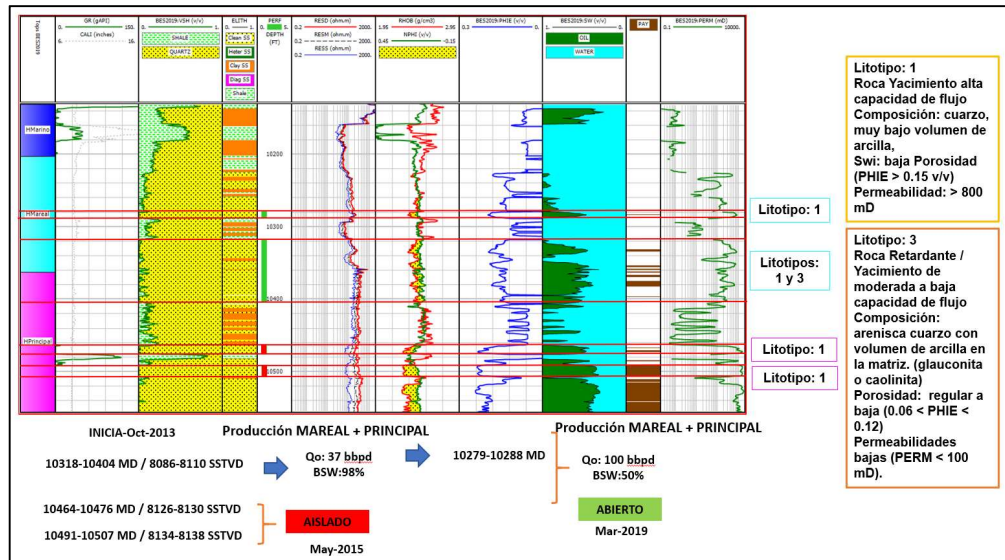


Figura 39. Interpretación petrofísica del pozo 86S2 con litotipos y producción

El pozo 86S2 (Figura 39) produjo inicialmente de 4 intervalos, 2 correspondientes a H Mareal y 2 de H Principal, todos con litotipo 1. El pozo inicio produciendo 830 bpd con 20 bad (Tabla 10). Se aisló los intervalos inferiores y el pozo actualmente produce 100 bpd con 200 bad.

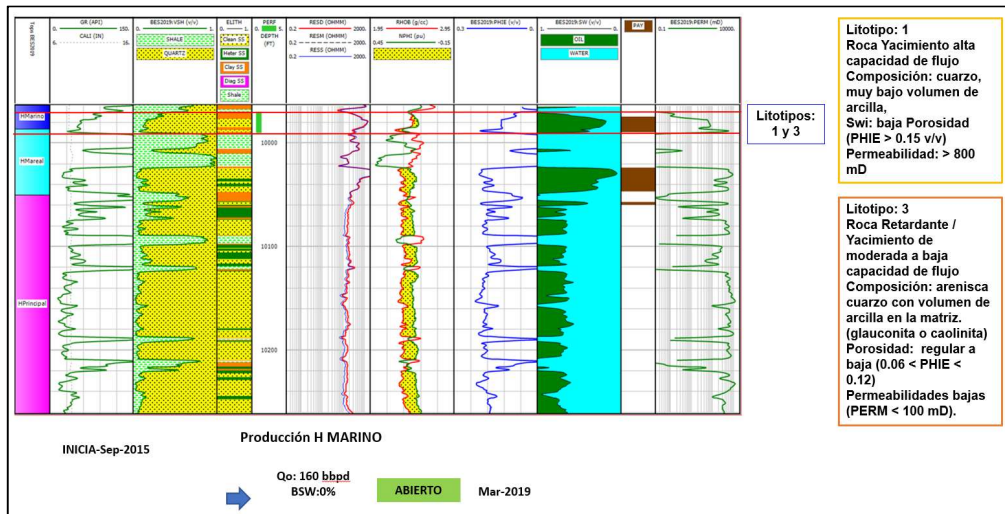


Figura 40. Interpretación petrofísica del pozo 105 con litotipos y producción



El pozo 105 (Figura 40) produce de un intervalo de H Marino con presencia de litotipos 1 y 3. El pozo inició produciendo 260 bpd con 2 bad (Tabla 10) y actualmente produce 160 bpd sin agua.

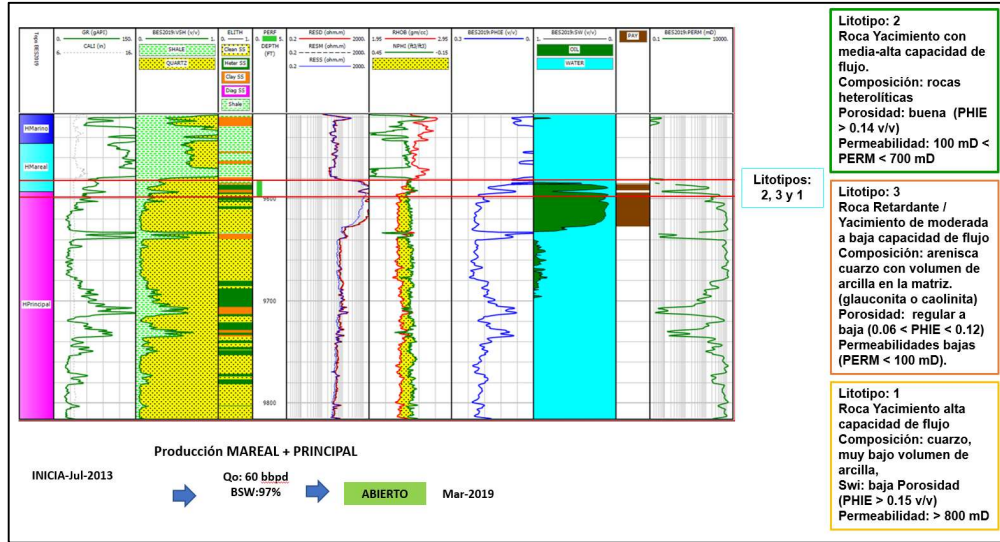


Figura 41. Interpretación petrofísica del pozo 110 con litotipos y producción

El pozo 110 (Figura 41) produce actualmente de un intervalo de H Mareal y parte de H Principal, está constituido por los litotipos 2, 3 y en menor proporción del litotipo 1. El pozo inició produciendo 1260 bpd con 60 bad (Tabla 10) y actualmente produce 60 bpd con 1880 bad.

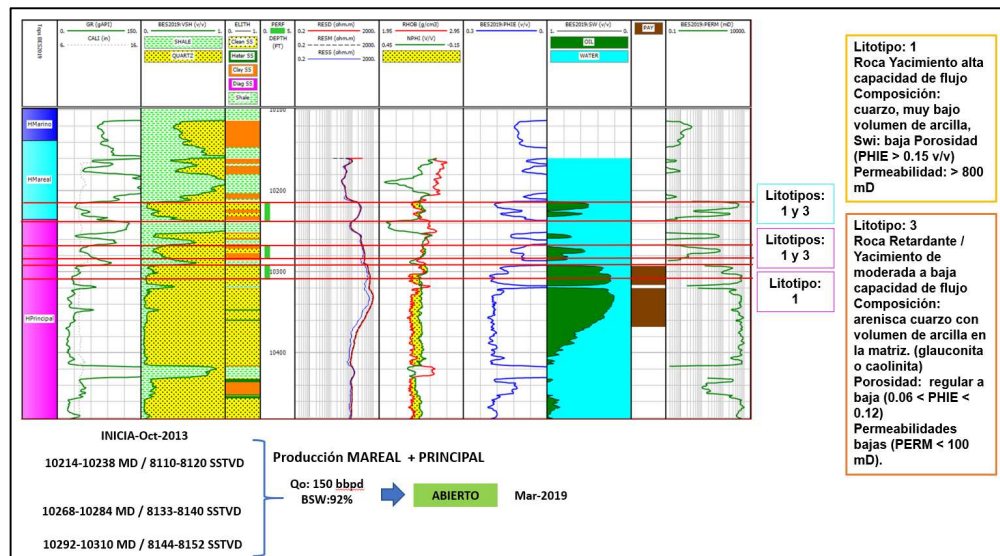
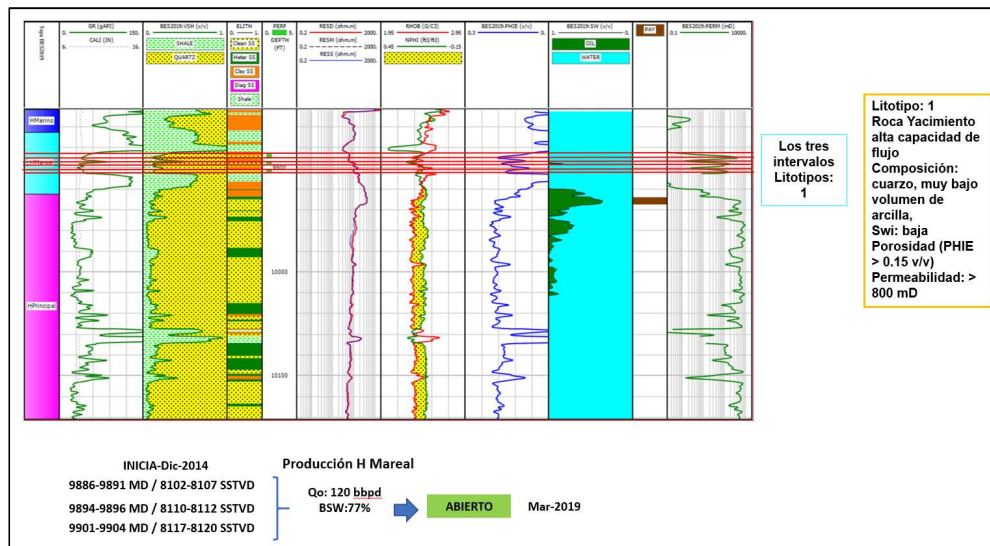


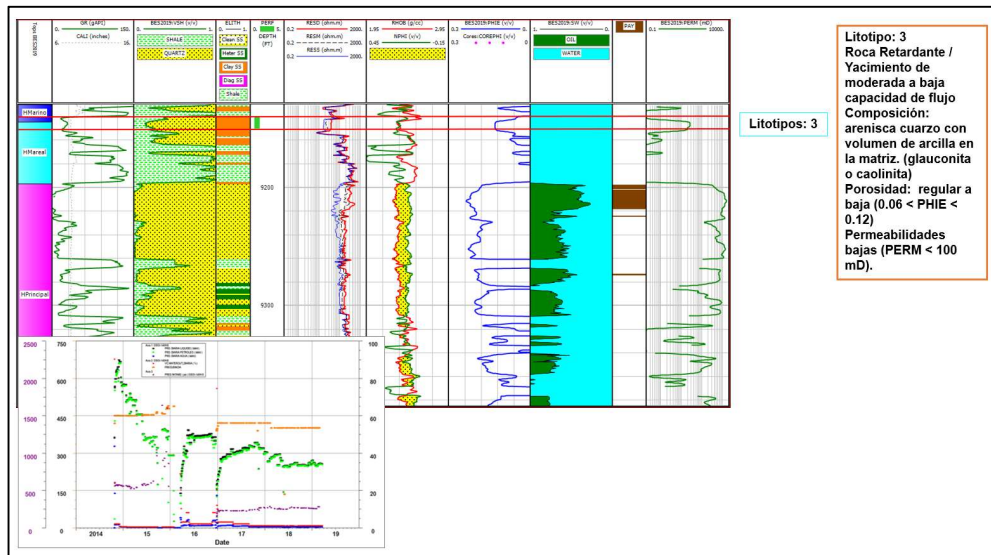
Figura 42. Interpretación petrofísica del pozo 112 con litotipos y producción

El pozo 112 (Figura 42) se encuentra produciendo de 3 intervalos, el superior corresponde a H Marea y los dos inferiores a H Principal. El intervalo superior está compuesto de los litotipos 1 y 3, el intervalo medio tiene los litotipos 1 y 3 y el intervalo inferior formado por el litotipo 1. El pozo inició produciendo 1170 bpd con 100 bad (Tabla 10) y en la actualidad produce 150 bpd y 1575 bad.



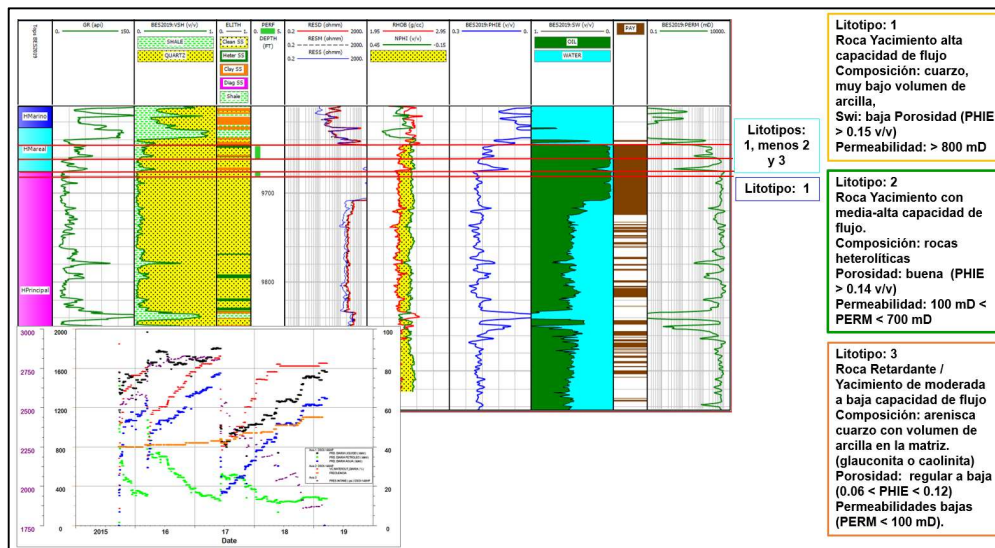
**Figura 43.** Interpretación petrofísica del pozo 120 con litotipos y producción

El pozo 120 (Figura 43) produce actualmente de 3 intervalos de H Marea con la presencia del litotipo 1. Bajo los intervalos abiertos existe un espesor considerable del litotipo 5 (roca sello). El pozo inicio produciendo 740 bpd y 20 bad y en la actualidad produce 120 bpd, con 281 bad.



**Figura 44.** Interpretación petrofísica del pozo 140 con litotipos y producción

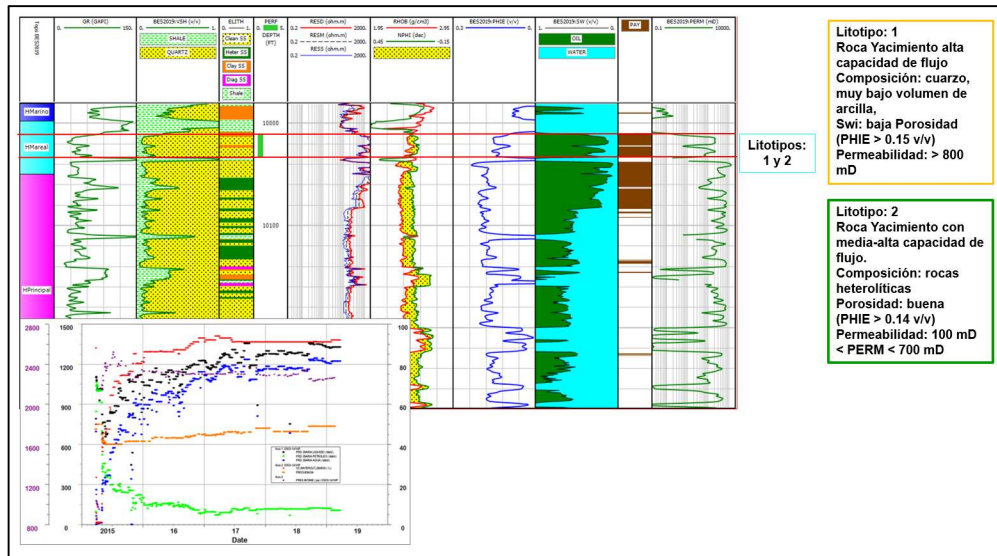
El pozo 140 (Figura 44) produce un intervalo de H Marino + H Mareal compuesto por el litotipo 3. Inició produciendo 580 bpd con 12 bad (Tabla 10) y actualmente produce 250 bpd con una muy baja cantidad de agua. Bajo el intervalo abierto existe un espesor considerable del litotipo 5 (roca sello).



**Figura 45.** Interpretación petrofísica del pozo 141 con litotipos y producción

El pozo 141 (Figura 45) se encuentra produciendo de 2 intervalos, el superior corresponde a H Mareal con el litotipo 1 predominante y el litotipo 3 en menor proporción y el intervalo inferior corresponde a H Principal (litotipo 1). Este pozo inició produciendo 1020 bpd con 5 bad (Tabla 10) y actualmente produce

150 bpd y alcanza una producción de agua de 1200 bad. Bajo el intervalo abierto hay numerosos intervalos de Litotipo 2 correspondientes a H Principal.



**Figura 46.** Interpretación petrofísica del pozo 146 con litotipos y producción

El pozo 146 (Figura 46) produjo inicialmente de 2 intervalos, el superior correspondiente a H Mareal y el inferior a H Principal. Los dos intervalos en su mayoría esta conformados por el Litotipo 1. El pozo inició produciendo 780 bpd con 560 bad (Tabla 10) y produjo 300 bpd hasta que se aisló el intervalo inferior. La producción del intervalo superior por separado alcanzó 300 bpd con 1300 bad. Bajo los intervalos de producción y en la zona de transición no hay mayor variación en los litotipos presente ya que en su mayoría está presente el litotipo 1.

### 3.3 JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLICACIÓN DEL CONOCIMIENTO DEL MODELO SEDIMENTOLÓGICO DE LA FORMACIÓN HOLLIN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO OSO

En la Tabla 10 se muestra el sumario de los pozos activos, su producción inicial de petróleo (bpd), de agua (bad) y de fluido (bfd), así como los intervalos disparados y su espesor, adicionalmente se muestra el litotipo presente en mayor proporción y en menor proporción en los intervalos y el nivel estratigráfico donde se ubica cada intervalo.

**Tabla 10.** Pozos activos del Campo Oso, producción inicial, espesor de intervalos activos, litotipo en mayor proporción, litotipo en menor proporción, unidad estratigráfica

POZO	PRODUCCION			ESPESOR pies	LITOTIPO		UNIDAD ESTRATIGRAFICA
	bpd	bad	bfd		mayor proporción	menor proporción	
23a	2 360	400	2 760	27	1	2	3
23b	200	1 350	1 550	12	1	3	2
24b	100	800	900	20	1	3	2
24a	3 060	608	3 668	40	1	2	2
25R1	880	90	970	21	1	3	2
29	3 870	20	3 890	44	1	2	2
33	2 790	20	2 810	37	3	5	1
35R1	460	1 470	1 930	15	1	3	2
39R1	600	910	1510	30	1	3	1
41	2 900	200	3 100	60	3	1	2
43R1	220	2 500	2 720	18	1	3	2
47H	4 450	140	4 590	604	1	2	2
49H	5 270	1 200	6 470	1 306	1	2	2
51	1 360	630	1 990	37	3	1	2
75H	2 560	3 070	5 630	574	1	2	2
92H	3 500	900	4 400	819	1	3	2
93H	1 550	800	2 350	1 008	1	2	2
95HS1	2 180	600	2 780	1 158	1	2	3
36	2 300	840	3 140	25	2	3	2
40	1 150	10	1 160	15	1	3	2
46b	120	130	250	8	1	3	1
46a	1 880	480	2 360	34	1	2	2
54H	6 200	1 085	7 285	1 163	1	2	2
60H	3 050	2 095	5 145	1 215	1	2	3
72S1	300	315	615	44	1	3	3
74	1 100	960	2 060	39	1	2	2
80	570	40	610	16	3	1	2
9b	200	1800	2 000	19	2	1	2
9a	890	30	920	29	1	3	3
15b	180	400	580	16	1	2	2
15a	2 500	250	2 750	40	1	2	3
19b	180	360	540	19	1	3	2
19a	1 400	525	1 925	39	1	3	2
20	530	120	650	23	1	2	2
63HR1	830	20	850	25	1	3	2
65R1	600	100	700	30	1	3	3
67R1	1 600	400	2 000	10	1	3	3
81	1 380	790	2 170	35	3	1	2
82	940	270	1210	15	1	3	3
84	2 400	20	2 420	35	1	3	2
86S2b	300	50	350	95	1	3	2
86S2a	830	20	850	123	1	3	3
87	970	950	1 920	27	1	3	2
88	1 700	90	1 790	24	1	3	2
89H	1 800	200	2 000	673	1	3	3
90	1 700	14	1 714	8	1	2	3
97	560	100	660	14	1	2	2
98	900	400	1 300	15	1	3	2
99	1 290	55	1 345	16	2	3	3
100	310	560	870	18	1	3	2

Continuacion **Tabla 10.**

101	1 110	380	1 490	48	1	3	2
102	500	80	580	5	1	2	3
103	1 060	5	1 065	36	1	3	2
104	1 420	140	1 560	32	1	3	2
105	260	2	262	20	1	3	1
106	780	8	788	17	1	2	2
110	1 260	60	1 320	16	2	3	2
112	1 170	100	1 270	58	1	3	3
113R1	870	35	905	6	1	3	2
117H	2 490	1 560	4 050	982	1	2	3
118H	1 070	2 570	3 640	902	1	3	3
120	740	20	760	8	1	3	2
123	900	2	902	8	1	3	2
124	360	35	395	2	1	2	2
127	760	3	763	6	1	3	2
4ib	170	200	370	10	1	2	2
4ia	520	20	540	18	1	2	2
140	580	12	592	10	1	5	1
141	1 020	5	1 025	23	1	3	2
142	890	5	895	10	1	3	2
143	850	4	854	12	1	3	2
145	1 680	915	2 595	25	1	2	2
146b	500	300	800	15	1	2	2
146a	780	560	1 340	20	1	3	3
147	930	35	965	22	1	3	2

Algunos de los pozos de la Tabla 10, tienen la nomenclatura a y b, la letra **a** representa al pozo cuando estuvo produciendo de todos los intervalos abiertos de su completación inicial (Anexo 4) y la letra **b** representa los intervalos que actualmente están activos después de un trabajo de intervención o “workover” (Tabla 12). Para cada pozo se colocó la producción inicial de petróleo por día (bpd), la producción inicial de agua por día (bad) y la producción inicial de fluido por día (bfd), estos valores son estabilizados después de 15 días del inicio de la producción del pozo. En la Tabla 10 también se colocó el espesor total en pies de los intervalos activos, así como la proporción de ocurrencia mayor (ltmay) y menor (ltmen) de los litotipos, la última columna contiene la unidad estratigráfica en la que se encuentran los intervalos de producción que se traducen en el ambiente de depositación de los sedimentos (amb). La unidad estratigráfica 1 corresponde a Hollín Marino, la 2 corresponde a Hollín Marel y la 3 corresponde a Hollín Principal.

Adicional al Analisis realizado en las Figuras 17 a 42, se realizó el análisis descriptivo de las características de los pozos estudiados (Tabla 13) utilizando los métodos estadísticos descriptivos clásicos que incluyen promedios, desviación estándar, los resultados son presentados en las Tablas 11 a 17.

El siguiente análisis fue desarrollado con un total de 75 pozos, de los cuales la mayoría (N=57 pozos, 76%) fueron pozos únicos (pozos activos en los que no se realizó intervención para aislar intervalos productores), el resto (N=18

pozos, 24%) fueron pozos repetidos en los que se realizó intervención para aislar intervalos productores por los que se tiene dos datos de producción inicial.

El resumen de las medidas de espesor de los intervalos abiertos en pies se puede ver en la Tabla 11. El espesor empleado fue superior en los pozos únicos que en aquellos que se trabajó en forma repetida, debido a que en los pozos únicos constan los pozos horizontales cuya sección de producción sobrepasa los 1 000 pies de sección horizontal.

**Tabla 11.** Medidas de resumen del espesor de intervalos abiertos de los pozos activos

<b>Espesor de los Intervalos abiertos (pies)</b>					
	Número de pozos	Promedio	Desviación Estándar	min	máx.
	N	pies			
<b>Pozos únicos</b>	57	201,12	383	2	1 306
<b>Pozos repetidos</b>	18	32,44	29,99	8	123
<b>Todos los pozos</b>	75	160,64	341,29	2	1 306

El litotipo en mayor proporción (Tipo 1) fue el más frecuentemente encontrado en tanto los pozos únicos como los repetidos. Los litotipos 2 y 3 representan la minoría en los pozos analizados. No se encontraron litotipos de tipo 4 o 5.

En los intervalos de producción se evidencio la presencia del litotipo en mayor y en menor proporción. El litotipo en menor producción más frecuente fue el 3 (>50%) en todos los pozos, seguidos en frecuencia del litotipo 2 (entre 29-45%) del litotipo 2. Los litotipos menos frecuentes en menor proporción fueron los litotipos 4 y 5. No se evidenció presencia de litotipo 4 en menor producción.

El ambiente de depositación más frecuentemente encontrado fue el mareal (H Mareal) aproximadamente en al menos los dos tercios de pozos, seguido del ambiente fluvial (H Principal) en aproximadamente la cuarta parte de estos (Tabla 12).

**Tabla 12.** Medidas de resumen del espesor de intervalos abiertos de los pozos activos

LITOTIPOS		Pozos únicos	Pozos repetidos	Todos pozos
		N (%)	N (%)	N (%)
<b>Litotipo en mayor proporción</b>	1	49 (85,96)	17 (94,44)	66 (88)
	2	3 (5,26)	1 (5,56)	4 (5,33)
	3	5 (8,77)	0	5 (6,67)
	4	0	0	0
	5	0	0	0
<b>Litotipo en menor proporción</b>	1	4 (7,02)	1 (5,56)	5 (6,67)
	2	17 (29,82)	8 (44,4)	25 (33,33)
	3	34 (59,65)	9 (50)	43 (57,33)
	4	0	0	0
	5	2 (3,51)	0	2 (2,67)
<b>ambiente de deposición</b>	H Marino	4 (7,02)	1 (5,56)	5 (6,67)
	H Mareal	40 (70,18)	12 (66,67)	52 (69,33)
	H Principal	13 (22,81)	5 (27,78)	18 (24)

En relación con el litotipo de menor producción, los litotipos 1, 2 y 3 estuvieron particularmente presentes en el nivel Hollín Mareal (H Mareal), mientras que en el nivel Hollín Principal (H Principal) los litotipos 2 y 3 fueron los predominantes, esto contrasta estadísticamente con la presencia de litotipo 3 y 5 en el nivel Hollín Superior (H Marino). No existió asociación estadística entre el litotipo presente en mayor producción y el nivel estratigráfico y tampoco entre el nivel estratigráfico y si el pozo analizado es único o repetido (Tabla 13). El valor P (probabilidad) corresponde a la prueba estadística de probabilidad que describe si la asociación es estadística y está en el rango de 0 a 1, donde los valores cercanos a 0 indican que la relación entre los datos es estadística.



**Tabla 13.** Asociación entre el ambiente deposicional y litotipos de mayor y menor proporción.

N (%)	Nivel Estratigráfico			Valor P es para Test de Fischer
	Pozo repetido	Marino	Mareal	Principal
no	4 (80)	40 (76,9)	13 (72,2)	
si	1 (20)	12 (23,1)	5 (27,8)	0,9
<b>Litotipo en mayor proporción</b>				
1	4 (80)	45 (86,5)	17 (94,4)	
2	0	3 (5,8)	1 (5,6)	
3	1 (20)	4 (7,7)	0	0,49
<b>Litotipo en menor proporción</b>				
1	0	5 (9,62)	0	
2	0	18 (34,6)	7 (38,9)	
3	3 (60)	29 (55,8)	11 (61,1)	
5	2 (40)	0	0	0.02

Nota: Valor P es para Test de Fischer

La producción diaria inicial tanto de petróleo, como agua y fluido fue superior en los pozos únicos en comparación con los pozos repetidos (Tabla 14).

**Tabla 14.** Producción inicial de los pozos activos

	Número de pozos	Promedio de producción	Desviación Estándar	min	máx.
<b>Barriles de petróleo por día</b>					
<b>Pozos únicos</b>	57	1 499,5	1 239,6	220	6 200
<b>Pozos repetidos</b>	18	898,3	940,9	100	3 060
<b>Todos los pozos</b>	75	1 355,2	1197,1	100	6 200
<b>Barriles de agua por día</b>					
<b>Pozos únicos</b>	57	490,53	711,4	2	3 070
<b>Pozos repetidos</b>	18	460,17	469,3	20	1 800
<b>Todos los pozos</b>	75	483,24	658,61	2	3 070
<b>Barriles de fluido por día</b>					
<b>Pozos únicos</b>	57	1 990	1 568,4	262	7 285
<b>Pozos repetidos</b>	18	1 358,5	1004,4	250	3 668
<b>Todos los pozos</b>	75	1 838,44	1472	250	7 285

No existieron diferencias estadísticamente importantes entre los datos de producción inicial de petróleo, de agua y fluidos según los niveles estratigráficos en los que está ubicado el intervalo de producción (Tabla 15).

**Tabla 15.** Producción de los pozos según el ambiente deposicional.

Producción Inicial (bls)	Nivel Estratigráfico			Valor P es para test de Anova de una vía. Excepto en ¥ donde se usó el test de Kruskal Wallis
	Marino	Mareal	Principal	Valor P
	N=5	N=52	N=18	
	Promedio (DS)	Promedio (DS)	Promedio (DS)	
<b>Barriles de petróleo por día</b>	870 (1092,9)	1 370 (1321,1)	1 447,2 (801,3)	0,63
<b>Barriles de agua por día</b>	214 (392,1)	491.3 (649,1)	534.4 (750,9)	0,62
<b>Barriles de fluido por día</b>	1 084,8 (1092.5)	1 861,3 (1556.7)	1 981 (1300,3)	0,48
<b>Espesor de intervalos abiertos</b>	21 (12,5)	126,7 (301,7)	297.5 (452,5)	0,21 ¥

**Nota:** Valor P es para test de Anova de una vía. Excepto en ¥ donde se usó el test de Kruskal Wallis

No existió asociación entre el caudal inicial de barriles de petróleo, agua y fluidos por día según los diferentes litotipos en mayor y menor proporción (Tabla 16).

**Tabla 16.** Asociación entre producción inicial y litotipos

Producción inicial (bls)	Litotipo en Mayor proporción			Valor P		
	1	2	3	Valor P es para test de Anova		
	N=66	N=4	N=5			
	promedio (DS)	promedio (DS)	promedio (DS)			
Barriles de petróleo por día	1 327,12 (1232,2)	1 262,5 (857,5)	1 800 (1 009,1)	0,69		
Barriles de agua por día	481,9 (671)	688,7 (827,6)	336 (353)	0,73		
Barriles de fluido por día	1 809,1 (1538,6)	1 951,3 (852,7)	2 136 (966,3)	0,88		
Espesor de intervalos abiertos	178,6 (360,3)	19 (4,2)	37 (15,6)	0,41%		
Producción inicial (bls)	Litotipo en Menor proporción				Valor P	
	1	2	3	5	En % donde es valor P para test de Kruskal Wallis,	
	N=5	N=25	N=43	N=2		
	promedio (DS)	promedio (DS)	promedio (DS)	promedio (DS)		
Barriles de petróleo por día	1 282 (1038,2)	2 000 (1633,1)	973,5 (661,5)	1 685 (1562,7)	0,12%	
Barriles de agua por día	692 (690,7)	618,4 (742,4)	402,1 (608,8)	16 (5,7)	0,06%	
Barriles de fluido por día	1 974 (889,9)	2 618,4 (2031,5)	1 375,6 (860,8)	1 701 (1568,4)	0,18%	
Espesor de intervalos abiertos	33,4 (17,6)	335,5 (489,4)	80,2 (201,7)	23,5 (19,1)	0,37%	

**Nota:** Valor P es para test de Anova de una vía. Excepto en % donde se usó el test de Kruskal Wallis

El análisis de regresión lineal demuestra que tanto la producción diaria inicial de petróleo, agua y fluidos se incrementa estadísticamente y en forma independiente de los litotipos cuando el nivel estratigráfico es Hollín Mareal (H Mareal) o Hollín Principal (H Principal). No existieron asociaciones estadísticas cuando el nivel estratigráfico es Hollín Superior (H Marino) en la (Tabla 17).

**Tabla 17.** Coeficientes de regresión de la producción y espesor de los intervalos según el nivel estratigráfico.

Coeficientes de regresion	Nivel estratigráfico H Marino		
	Barriles de petróleo por día	Barriles de agua por día	Barriles de fluido por día
Coefficiente de regresión lineal	577,244	13,7	71,5
Valor P	0,112	0,51	0,06
Coeficientes de regresion	Nivel estratigráfico H Mareal		
	Barriles de petróleo por día	Barriles de agua por día	Barriles de fluido por día
Coefficiente de regresión lineal	3,17	0,7	3,87
Valor P	<0,0001	0,02	<0,0001
Coeficientes de regresion	Nivel estratigráfico H Principal		
	Barriles de petróleo por día	Barriles de agua por día	Barriles de fluido por día
Coefficiente de regresión lineal	0,69	1,32	2,01
Valor P	0,04	<0,0001	<0,0001

**Nota:** Todos los coeficientes fueron ajustados por litotipos de mayor y menor proporción

El presente trabajo se enfoca en el análisis de la influencia del modelo de depositación de la formación Hollín para el entendimiento y gerenciamiento del comportamiento de la producción de los pozos activos del campo Oso.

Los intervalos estratigráficos identificados en la Formación Hollín (secciones 3.1.3 y 3.1.4) así como la definición del modelo sedimentológico de Hollín en el Campo Oso (sección 3.1.5), la identificación de las facies y litotipos con sus características petrofísicas (secciones 3.1.6 y 3.2.1) y la identificación de los intervalos de producción de los pozos activos (sección 3.2.2); permitieron identificar la relación entre la ocurrencia de los litotipos asociados a sus propiedades petrofísicas con la producción de los pozos, y a su vez los intervalos de producción activos de los pozos en relación con el nivel estratigráfico y ambiente deposicional de los niveles de la Formación Hollín. Este análisis se lo realizó a escala de pozo (Figuras 21 a 46) y a nivel de análisis estadístico de todos los pozos activos del campo (Tablas 11 a 17).

En base al análisis antes mencionado, en este trabajo se han identificado los siguientes resultados relevantes:

- La Formación Hollín en el Campo Oso se divide en tres niveles estratigráficos principales: Hollín Superior (H Marino), Hollín Mareal (H Mareal) y Hollín Principal (H Principal), los cuales han sido identificados estratigráficamente; y con la ayuda de la descripción de núcleos y registros eléctricos (Tablas 1 y 2), así como el planteamiento de un modelo conceptual para cada nivel, se ha identificado el modelo de depositación de estos intervalos.
- Cada intervalo estratigráfico y sedimentológicamente identificado está compuesto en distintas proporciones por 5 litotipos identificados en el modelo petrofísico de la formación Hollín. Cada uno de los litotipos tiene características petrofísicas definidas e identificadas de manera cuantitativa (propiedades de porosidad, permeabilidad y saturación de agua), así como la presencia de minerales característicos.
- La identificación de los intervalos de producción de los pozos activos y su relación con los litotipos, el nivel estratigráfico y la producción inicial diaria de fluido, petróleo y agua, permitió encontrar los siguientes patrones de comportamiento de producción, primero a nivel de análisis de pozo y después a nivel estadístico.
  - a) A nivel de pozo. Se agrupó los pozos de acuerdo con los intervalos de producción dentro de un nivel estratigráfico y su producción de inicial y actual de petróleo y de agua.
- Los pozos 24, 19, 97 y 147 son pozos que se inicialmente se encontraban produciendo de intervalos dentro de los niveles estratigráficos H Marino y H Mareal. Los intervalos de H Marino

principalmente con tipos de roca 1 y 3 (con presencia de Glauconita como mineral característico de ambiente de depositación marino). Los intervalos de H Marel compuestos principalmente del litotipo 1 (arenisca de buena calidad de roca yacimiento con buena porosidad y baja saturación de agua y con poca arcilla). Estos pozos iniciaron su producción con altos caudales de petróleo, sin embargo, con el tiempo de producción se elevó el corte de agua y se decidió aislar los intervalos de H Marel. En la mayoría de estos pozos las características de la roca litotipo 1 de H Marel hicieron que el nivel de agua se elevara hasta los intervalos de H Marino por lo que el caudal de petróleo y de agua se mantuvo igual al que se presentaba antes de la intervención. En este tipo de pozos se sugiere que la completación inicial sea selectiva entre los intervalos de H Marino y de H Marel ya que se puede producir separadamente esos, primero los intervalos de H Marel y así drenar hasta la venida del agua, y posteriormente producir los intervalos de H Marino que como se va a ver adelante producen importantes caudales de petróleo con bajos cortes de agua.

- Los pozos 23, 9, 15, 86S2 y 146 son pozos que inicialmente se encontraban produciendo de intervalos de H Marel y H Principal, de igual manera que el grupo de pozos anterior, en un momento de la vida de producción de estos pozos se decidió aislar los intervalos de H Principal por el alto corte de agua, sin embargo, los pozos también se encuentran produciendo altos cortes de agua por las buenas características de las rocas litotipo 1 que se encuentra en los intervalos de H Marel. Para estos pozos también se recomienda una completación selectiva desde el inicio de la producción entre los intervalos H Marel y H Principal ya que se optimiza el drenaje de los dos intervalos por separado, a pesar del alto caudal de agua que producen.
- Los pozos 25R1, 88, 102, 36, 40, 20, 90, 101, 80, 81, 63HR1, 65R1, 99, 140, 141, 142, 143 se encuentra produciendo de intervalos de H Marino y H Marel, con la presencia principalmente del litotipo 1 y menos el litotipo 3 y 2. Estos pozos tienen bajo los intervalos productores y en la zona de transición, la presencia de espesores importantes entre 5 y 20 pies de litotipos 5 y 2. El efecto de la presencia de intervalos de lutita y areniscas heterolíticas limitan la permeabilidad vertical y esto retrasa la venida del agua. Los pozos alcanzan un caudal máximo de agua de entre 1600 y 2000 bls. Sin embargo, se observa que el caudal de agua puede incrementarse debido a subidas progresivas de la frecuencia del sistema de levantamiento.

- Los pozos 33, 43R1, 84, 46, 74 y 98, se encuentran produciendo de intervalos de H Marino y H Marea conjuntamente. En estos intervalos de producción se ve la presencia del litotipo 1 y en menor cantidad el litotipo 3 y 2. Estos pozos tienen un comportamiento similar al primer grupo de pozos en los que en algún momento se decidirá aislar los intervalos inferiores por lo que se hace la misma recomendación de una completación selectiva con el fin de optimizar la producción de los intervalos en cada nivel estratigráfico.
- Los pozos 35R1, 74, 63HR1, 67R1, 100, 145, 39R1, 104, 106, 113R1, 41, 67R1, 72S1, 110, y 112, son pozos que se encuentran produciendo de intervalos de los 3 niveles estratigráficos identificados, en su mayoría compuestos del litotipo 1, y en menor cantidad litotipo 2 y 3. Bajo los intervalos de producción, en la zona de transición y en la zona del contacto de agua – petróleo, existe la presencia mayoritaria del litotipo 1 que por sus buenas características de roca yacimientos hace que el agua se mueva hacia los perforaos y estos pozos alcancen altos caudales de agua que llegan a las 4000 bls, manteniendo producciones de petróleo de 70 a 150 bls.
- Los pozos 47H, 92H, 93H, 95HS1, 49H, 89H, 117H y 118H, son pozos horizontales que se encuentran produciendo de H Marea e iniciaron su producción con altos caudales de petróleo, sin embargo, el caudal de agua se ha ido elevando hasta alcanzar los 4500 bls, esto debido a la presencia del litotipo 1 y posiblemente a la escasa presencia de litotipos 5 y 2 bajo la sección horizontal cercana al contacto agua-petróleo.
- Los pozos 75H, 54H y 60H, también son pozos horizontales a los cuales se les aisló su sección horizontal por el alto caudal de agua y se encuentran produciendo de intervalos de H Marea separados de la sección horizontal por intervalos de litotipo 5. Estos pozos producen importantes caudales de petróleo con bajos cortes de agua.
- Los pozos 80, 103, 87, 80, 120, 123, 124 y 127, son pozos que se encuentran produciendo de intervalos de H Marino y H Marea, sin embargo, los litotipos presentes son los litotipos 3 y 2 y en menor proporción el litotipo 1. Esto tiene un efecto que se puede ver en el comportamiento de la producción de estos pozos que se traduce a bajas tasas de petróleo (100 a 200 bpd) y de agua, alcanzando los 600 bad.
- El pozo 105, es el único pozo activo que se encuentra produciendo de un intervalo del nivel H Marino con la presencia de los litotipos 1 y 3, este pozo tiene una importante producción de petróleo (300 a 160 bpd)

con casi 0% de agua. Esto es debido al tipo de roca presente en su intervalo de producción, pero principalmente a la separación que tiene de la zona de alta saturación de agua mediante un intervalo importante de litotipo 5, que evita que el agua avance rápidamente.

b) Estadística clásica. Debido a que la mayoría de las variables estudiadas como las variables indicativas de producción de los pozos y el espesor de los intervalos eran variables continuas, se utilizaron medidas de tendencia central (promedio) y de dispersión (desviación estándar) para su descripción. Otras variables como el ambiente de depositación y los litotipos de mayor y menor proporción son variables categóricas que fueron expresadas en forma de porcentaje. Adicionalmente se calculó el valor P para determinar si las asociaciones son estadísticas.

- De los 75 pozos activos analizados, el 24% son pozos a los cuales se les realizó un trabajo de intervención para aislar intervalos, por lo que para estos pozos se tiene dos valores de producción inicial y se los nombra como repetidos, mientras que los pozos a los cuales se les llama únicos ya que tienen un solo valor de producción inicial.
- Dentro de los intervalos de producción de los pozos activos, el litotipo en mayor proporción más frecuente es el litotipo 1 es el que se encuentra presente en mayor porcentaje (88%), sin embargo, los litotipos 2 y 3 también se encuentran presentes en menor porcentaje (5%), los litotipos 4 y 5 no se encuentran presentes en los intervalos de producción.
- El litotipo presente en menor proporción más frecuente es en los intervalos de producción es el litotipo 3 (57%), seguido por el litotipo 2 (33%) y en menor porcentaje el litotipo 1 (7%).
- Los intervalos de producción de los pozos activos se encuentran mayoritariamente dentro del nivel estratigráfico H Marel (69%), en H Principal (24%) y en H Marino (7%).
- En la asociación entre el nivel estratigráfico de los intervalos de producción y los litotipos en mayor, se encontró que el litotipo 1 es el que se encuentra en mayor porcentaje (80-94%) en los 3 niveles estratigráficos (H Marino, H Marel y H Principal), seguidos por los litotipos 2 y 3 en porcentajes mucho menores (5-7% en H Marel y Principal) y el litotipo 3 con 20% en H Marino. En esta asociación el valor P alcanzó 0.49 lo que indica que no es un resultado estadístico. En este análisis estos datos son importantes ya que el litotipo 1 que corresponde al mejor tipo de roca yacimiento, se puede encontrar en

cualquiera de los 3 niveles estratigráficos definidos y desde el punto de vista sedimentológico este tipo de roca se desarrolla en las barras y canales de ambiente fluvial de H Principal, en las barras de marea de H Marea y en las crestas de barras marinas de H Marino.

- En la asociación entre el nivel estratigráfico de los intervalos de producción y los litotipos en mayor, se encontró que en H Marino los litotipos en menor proporción son el 3 y el 5 lo cual es coherente con las rocas encontradas en este nivel estratigráfico ya que corresponden a lutitas (litotipo 5) y areniscas con cemento calcáreo y glauconita (litotipo 3) y desde el punto de vista sedimentológico el litotipo 5 se deposita en zonas de Interbarra y el litotipo 3 en laterales de barra marina. En H Marea los litotipos de menor proporción corresponden a los litotipos 3 y 2 que corresponde a areniscas arcillosas y areniscas heterolíticas que desde el punto de vista sedimentológico son propias de ambientes con influencia mareal y se pudieron haber depositado en las planicies de arena de este depósito. En H Principal, los litotipos en menor proporción son el 3 y el 2 que sedimentológicamente se habrían depositado en barras con influencia fluvial. En esta asociación el valor P fue de 0.02 que indica que la relación es estadística.
- Dentro de los datos de producción inicial de agua, petróleo y fluido se identificó que los pozos únicos (no sufrieron intervención) tuvieron mayor producción de petróleo promedio que los pozos repetidos (sufrieron intervención), esto debido a que en los pozos únicos el espesor de los intervalos de producción es mayor que el espesor de los intervalos de producción en los pozos repetidos. Lo anterior no se ve en el promedio de la producción de agua que se mantiene similar en los dos casos.
- En la asociación entre la producción inicial de petróleo y agua con la presencia de los litotipos en mayor proporción en los intervalos de producción de los pozos activos, se encontró que el valor P fue de 0.41 a 0.88 lo que indica que la asociación no es estadística. Sin embargo, se puede ver que la producción inicial promedio de petróleo es mayor cuando hay mayor proporción de litotipo 3 (1800 bpd), cuando hay mayor proporción de litotipo 1 (1327 bps) y cuando hay mayor proporción de litotipo 2 (1262 bpd), sin embargo, con este resultado no se puede concluir que el litotipo 3 presenta mejor producción de petróleo ya que el valor P es de 0.69 y no existe asociación estadística comparando estas variables. El promedio de producción inicial de agua es mayor cuando existe en mayor proporción el litotipo 2 (688 bad), cuando hay mayor proporción del litotipo 1 (481 bad promedio) y cuando hay mayor proporción del litotipo 3 (336 bad promedio), estos



resultados tampoco tienen asociación estadística ya que el valor P es 0.73. Adicionalmente se encontró que el espesor promedio de litotipo 1 en los intervalos de producción es de 178 pies y de los litotipos 2 y 3 es 19 y 37 pies respectivamente. Con esto se puede decir que al tener mayor presencia de litotipos 1 y 2, se tiene mayor producción de agua que cuando se tiene en mayor proporción el litotipo 3, esto también se evidenció en el análisis pozo a pozo.

- En la asociación entre la producción inicial de petróleo y agua con la presencia de los litotipos en menor proporción en los intervalos de producción de los pozos activos, se encontró que el valor P fue 0.06 (asociación estadística) para la producción de agua ya que cuando existe en menor proporción el litotipo 5 se tiene 16 bad promedio y cuando se tiene menor proporción de litotipos 1, 2 y 3 se tiene 692, 618 y 402 bad promedio. Tal y como se vio en el análisis pozo a pozo, cuando existe la presencia de los litotipos 3 y 5, hay baja producción de agua por las características mismas de la roca.
- En el análisis de regresión lineal se encontró que tanto la producción diaria inicial de petróleo, como de agua y de fluidos se incrementa estadísticamente y en forma independiente de los litotipos cuando el intervalo de producción se encuentra en los niveles estratigráficos H Marel y H Principal (valor  $P < 0.04$ ). Se tiene un incremento de 3.17 bpd por cada pie del intervalo en H Marel y 0.69 bpd por cada pie del intervalo de producción en H Principal. No existieron asociaciones estadísticas cuando el nivel estratigráfico es H Marino ya que el valor P es 0.112. Esto nos dice que estadísticamente si se tiene más espesor de intervalo en el nivel estratigráfico H Marel va a producir más caudal de petróleo y menos caudal de agua respecto a si el intervalo se encuentra en el nivel H Principal.

Dentro de las limitaciones identificadas en este trabajo, se puede decir que la mayor es la cantidad de datos para el análisis. Con una mayor cantidad de datos el análisis estadístico expondría resultados más relevantes y al momento de calcular el valor P, no se tendría que adaptar distintos métodos que calcen con el número reducido de datos. Una limitación adicional del trabajo es la escasa información que se encontró de trabajos relacionados al tema, ya que se describe de manera general la importancia de conocer la geometría y forma de depositación de los yacimientos para optimizar la producción de los campos de producción de petróleo (Johnson & Stewart, 1985).

Las fortalezas de este trabajo se enmarcan en el conocimiento que existe acerca del origen, geometría y características petrofísicas de la formación Hollín en el Campo Oso (Petroamazonas EP, 2014), (Sierra, y otros, 2015) y a largo de la cuenca Oriente (Barragán, y otros, 2014), (Rivadeneira & Almeida, 2014), etc. Toda esta información ha incrementado los criterios geológicos para el desarrollo de este proyecto. Una de las fortalezas adicionales de este trabajo es la continua alimentación de datos que se obtienen de la caracterización de la formación Hollín en función de la perforación de nuevos pozos que aportan información esencial para este tipo de trabajos.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## 4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 4.1 CONCLUSIONES

- La caracterización estratigráfica y sedimentológica de la formación Hollín permitió comprender el origen de la depositación de los diferentes niveles estratigráficos (H Superior, H Mareal, H Principal), así, el intervalo estratigráfico H Principal corresponde a un depósito de ambiente fluvial. El nivel estratigráfico H Mareal, es un depósito de ambiente netamente mareal y el nivel estratigráfico H Superior, es un depósito de un ambiente netamente marino.
- La estimación de las propiedades petrofísicas y la saturación de petróleo en los 3 niveles estratigráficos primero a nivel de núcleos y luego a nivel de todos los pozos del Campo, sirvió para definir las unidades de roca presente en la formación Hollín (Litotipos 1, 2, 3, 4 y 5). Cada litotipo tiene sus características petrofísicas definidas y su composición, donde el litotipo 1 es el de mejor calidad de roca yacimiento y el litotipo 5 es la roca sin calidad de roca yacimiento.
- Los pozos activos del Campo Oso fueron diferenciados en dos grupos de acuerdo con los que sufrieron intervenciones para aislar intervalos de producción (76%) y si no sufrieron intervenciones (24%).
- El análisis estadístico entre el número de pozos respecto a los litotipos presentes en los intervalos de producción encontró que el litotipo de mayor predominancia fue el 1 (88%) que corresponde a la roca de mejor calidad de yacimiento, seguidos por los litotipos 2 y 3 (12% en conjunto), esto fue también visualizado en el análisis de pozo a pozo.
- Los intervalos de producción de los pozos activos se encuentran predominantemente ubicados en el nivel estratigráfico H Mareal (69%), seguidos por la ubicación en el nivel H Principal (24%) y por último en el nivel estratigráfico H Marino (7%). Esta relación también fue evidenciada en el análisis pozo a pozo.
- De la asociación estadística entre el nivel estratigráfico y los litotipos en mayor proporción en los intervalos de producción, y con la relación del tipo de depósito en cada nivel estratigráfico, se obtuvo que el litotipo 1 en mayor proporción en H Marino corresponde al depósito de cresta de barras marinas, el litotipo 1 predominante en H Mareal corresponde al

depósito de barras de marea y el litotipo 1 predominante en H Principal corresponde a depósitos de barras y canales con influencia fluvial.

- De la asociación estadística entre el nivel estratigráfico y los litotipos en menor proporción en los intervalos de producción, y con la relación del tipo de depósito en cada nivel estratigráfico, se obtuvo que los litotipos 3 y 5 en H Marino representan depósitos laterales de barras marinas y zonas de Interbarra, los litotipos 2 y 3 de H Mareal corresponden a depósitos de planicie arenosa y los litotipos 3 y 2 de H Principal se asocian con depósitos de barras con influencia fluvial.
- Del análisis estadístico y de pozo a pozo, se determinó que los intervalos de producción de los pozos activos que se encuentra en H Principal tienen más producción promedio inicial de petróleo y de agua, y los intervalos de producción que se encuentran en H Marino por el contrario presentan menor producción inicial promedio de petróleo y de agua, estando los intervalos del H Mareal en valores intermedios entre los casos anteriores.
- Cuando el litotipo 1 está en mayor proporción que el litotipo 3 en los intervalos de producción ubicados en H Marino, la producción de petróleo promedio es 870 bpd y la de agua es relativamente baja (214 bad promedio), mientras que en H Mareal y H Principal donde la predominancia la tiene el litotipo 1 y en mucha menor proporción los litotipos 2 y 3 la producción de petróleo inicial promedio es similar (entre 1 370-1 447 bpd y 491-534 bad) pero mayor a la producción promedio de los intervalos de H Marino.
- Cuando los litotipos 3 y 5 están presentes en menor proporción en los intervalos de producción de H Marino, no se ve asociación estadística en la producción de petróleo inicial promedio, pero si en la producción de agua inicial promedio que es bastante baja por la presencia de estos litotipos (402 y 16 bad promedio). Esto se ve evidenciado en el análisis pozos a pozo (pozos: 105, 24, 19, 97 y 147).
- Del análisis estadístico de regresión lineal se concluye que si se incrementa el espesor de los intervalos en H Mareal y H Principal se tiene un incremento de producción de petróleo y de agua en comparación a si se incrementa espesor disparado en el intervalo en H Marino.
- La presencia de litotipos 3 (areniscas con caolinita) y 5 (roca sello) bajo los intervalos de producción y/o en la zona de transición y de ubicación del contacto agua petróleo, ayuda a controlar la producción elevada de

agua, sin embargo y como se ha visto en algunos casos, existe conectividad hidráulica entre los niveles estratigráficos de la formación Hollín lo que hace tener mayor producción de agua a pesar de la presencia de los litotipos mencionados.

- Se ha identificado que cuando se tiene intervalos de producción en distintos intervalos estratigráficos (H Marino y H Mareal) o (H Mareal y H Principal) y se ha aislado los intervalos inferiores por la irrupción del agua; y si entre los intervalos de distinto nivel estratigráfico, existen niveles de importante espesor del litotipo 5, se puede optimizar la producción del pozo colocando competiciones selectivas.
- La mayoría de los pozos horizontales del Campo Oso se encuentran geoposicionados y navegados en H Mareal con predominancia del litotipo 1 en su sección horizontal, sin embargo, durante la vida productiva de los pozos el caudal de petróleo se reduce constantemente y el caudal de agua aumenta hasta alcanzar valores que sobrepasan los 4 000 bad. Varios de estos pozos horizontales han sido intervenidos con el fin de aislar la sección horizontal y abrir intervalos adicionales de H Mareal que producen la misma o más cantidad de petróleo con al menos un 80% menos de agua, lo que optimiza el manejo de agua en el campo.

En conclusión, este estudio demuestra que el conocimiento del modelo estratigráfico y sedimentológico de la formación Hollín junto con la caracterización petrofísica definida en base a la geometría y facies depositadas en los niveles estratigráficos definidos, ayuda a entender el comportamiento de producción de los pozos del Campo Oso y entrega herramientas para optimizar la producción de petróleo y de agua en los pozos activos del campo y en los pozos a perforarse en el futuro.

Este trabajo va en línea con lo investigado y estudiado por otros autores alrededor del mundo, donde se destaca que el estudio detallado de la sedimentología de los yacimientos forma parte importante en la caracterización de estos y se encuentra íntimamente relacionado con las características de la producción de los campos. Así mismo, el entendimiento de las relaciones entre las propiedades de los yacimientos y las facies de depositación permiten hacer analogías que pueden ser usadas como herramientas para usar en los modelos geológicos que ayudan al desarrollo de los yacimientos. Así mismo, la reconstrucción de los ambientes deposicionales en una sucesión clástica, proveen el óptimo marco de trabajo para describir y predecir el desarrollo de un yacimiento y su distribución en el ámbito de la exploración y de la producción durante el desarrollo de los campos.

## 4.2 RECOMENDACIONES

- Se sugiere realizar el análisis de los pozos inactivos en la formación Hollín y que se encuentran produciendo de las formaciones Tena y Napo, con el fin de encontrar nuevas oportunidades de desarrollo de acuerdo con las conclusiones que se han obtenido de este trabajo.
- Debido a que el Campo Oso se encuentra en desarrollo mediante la perforación de pozos que apuntan a las zonas no drenadas del Campo, se sugiere realizar la caracterización sedimentológica y petrofísica de los intervalos estratigráficos de la formación Hollín con el fin de optimizar los intervalos de cañoneo y tener un pronóstico acertado inicial de la producción del pozo y en el transcurso de su vida productiva.
- Con la perforación de pozos nuevos en el Campo Oso, se recomienda adquirir la mayor cantidad de información concerniente a núcleos y registros básicos y especiales con el fin de que la cantidad de datos para un futuro estudio se incremente.
- Previo a realizar un trabajo de reacondicionamiento en los pozos del Campo Oso, se recomienda realizar un análisis detallado de los modelos estratigráfico-sedimentológico y petrofísico con el fin de optimizar e incrementar la producción de petróleo en el pozo a intervenir.
- Para la optimización de la producción de los pozos activos del Campo Oso, en los que se tiene varios intervalos de producción ubicados en H Marino y H Mareal o H Mareal y H Principal, es necesario analizar la opción de realizar completaciones selectivas con las que se puede optimizar la producción de fluidos del pozo, de manera que los intervalos de producción que se componen de litotipos 1 y 2 (H Mareal y H Principal) y se encuentren cercanos a la zona de transición o contacto agua-petróleo puedan drenarse con altos caudales de agua, mientras que los intervalos de producción que se componen de litotipos 1 y 3 (H Marino) puedan drenarse con bajos caudales de agua. Estas completaciones serán efectivas cuando entre los intervalos a producirse exista espesores del litotipo 5 o 4 para que exista separación hidráulica temporal debido a la conectividad hidráulica de los niveles descritos en este trabajo.

## **BIBLIOGRAFÍA**



## BIBLIOGRAFÍA

- Barragán, R., Christophoul, H., Baby, P., Rivadeneira, M., Ramírez, F., & Rodas, J. (2014). Estratigrafía Secuencial del Cretácico de la Cuenca Oriente del Ecuador. En P. Baby, M. Rivadeneira, & R. Barragán, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo (págs. 55-78). Quito-Ecuador: ISBN 9978-43-859-9.
- Bauer, W., Nehuau, J., & Dombois, R. (1 de Junio de 2010). Desarrollo de Proyectos de Investigación. Desarrollo de Proyectos de Investigación. Berlín, Alemania: DAAD Servicio Alemán de Intercambio Académico.
- Best Energy. (2019). Informe del Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la formación Hollín en el Campo Oso. Quito.
- Best Energy. (2019). Informe del Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la formación Hollín en el Campo Oso. Quito.
- Best Energy-WayraEnergy. (2019). Informe del Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la formación Hollín en el Campo Oso. Quito.
- BestEnergy. (2019). Informe Entregable Evaluación Petrofísica. Área: Campo Oso, WayraEnergy S.A. Quito-Ecuador.
- Halliburton. (2019). Licencia DecosionSpace Petrophysics-Wayra Energy S.A.
- Haq, B., Hardenbol, J., & Vail, P. (1987). Chronology of Sea Levels Since Tertiary. *Science*, 1156-1167.
- Johnson, H., & Stewart, D. (1985). Role of clastic sedimentology in the exploration and production of oil and gas in the North Sea. *Geological Society, London, Special Publications*, 249-310.
- Kavoosi, M. (2015). Depositional systems and sequence stratigraphy analysis of the Upper Callovian to Tithonian sediments in the Central and Western Kopet-Dagh Basin, Northeast Iran. <http://doi.org/10.1002/gi.2648>.
- Mijnssen, F., Weber, K., Floris, F., & Kaasschieter, E. (1990). Relating Sedimentology to Production Behavior in Deltaic Rock. SPE, SPE-20946-MS.
- Petroamazonas EP. (2014). Reforma al Plan de Desarrollo del Campo Oso. Arenisca: Basal Tena, Napo "U", Napo "T", y Hollín. Quito-Ecuador.
- Petroamazonas EP. (2018). Mapa de ubicación del campo Oso en el Bloque 7. Quito.

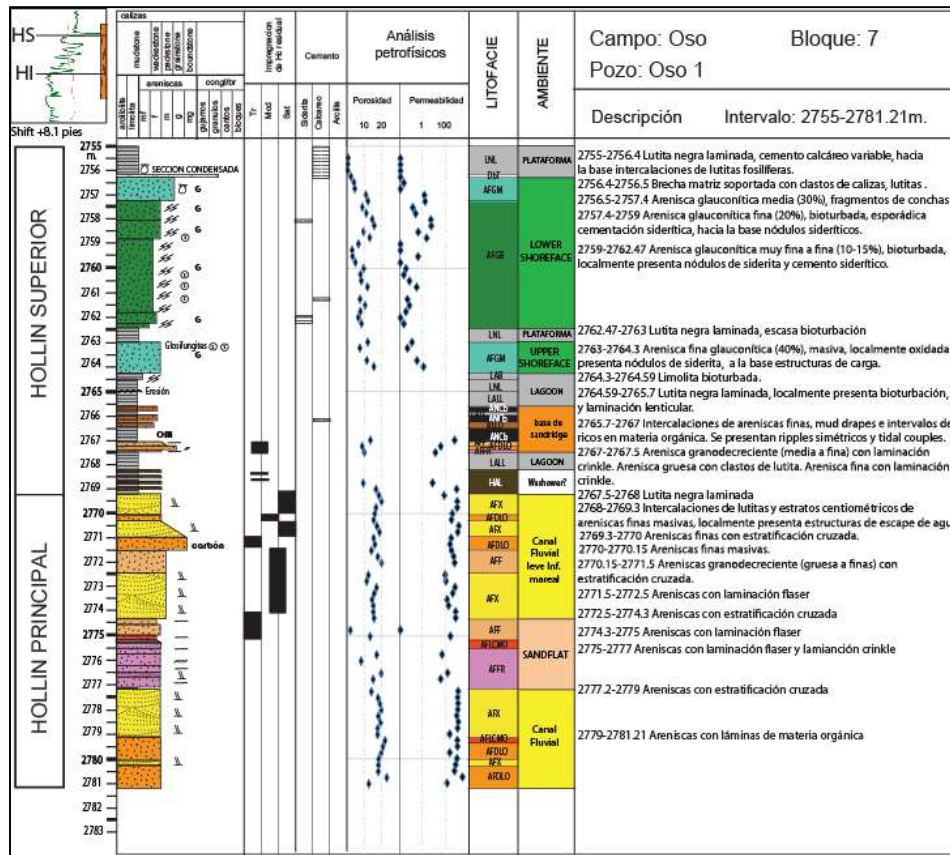
- Petroamazonas EP. [www.petroamazonas.gob.ec](http://www.petroamazonas.gob.ec). Obtenido de [www.petroamazonas.gob.ec](http://www.petroamazonas.gob.ec):  
[https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/04/reporte\\_diario-5.pdf](https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/04/reporte_diario-5.pdf)
- Petroamazonas-Halliburton. (2013). Modelo Sedimentológico y estratigráfico del Bloque 7. Quito-Ecuador.
- Rivadeneira, M., & Almeida, P. (2014). Características de los Reservorios Cretácicos de la Cuenca Oriente. En P. Baby, M. Rivadeneira, & R. Barragán, La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo (págs. 279-291). Quito-Ecuador: ISBN-9978-43-859-9.
- Root, R., Lang, S., & Harrison, D. (2005). Reservoir Scale Sequence Stratigraphy for Hydrocarbon Production and Development: Tarbat-Ipundu Field, South-West Queensland, Australia. <http://doi.org/10.1002/9781444304350.ch28>.
- Schlumberger. (1 de Abril de 2019). Software Petrel Geology-Licencia WayraEnergy. Quito, Prichincha, Ecuador.
- Shanmugam, G., Poffenberger, M., & Toro, J. (2000). Tide-Dominated Estuarine Facies in the Hollin and Napo ("T" and "U") Formations (Cretaceous), Sacha Field, Oriente Basin, Ecuador. AAPG Bulletin 84, 652-682.
- Sierra, F., León, S., Bastidas, M., Terán, N., Soria, G., Monge, A., & Leiva, P. (2015). Desarrollo de los Campos Oso y Coca-Payamino. En F. Sierra, N. Terán, S. León, O. Morales, & M. Bastidas, Bloque 7: Desarrollo y Producción en la Nueva Era Petrolera (págs. 43-65). Quito-Ecuador: ISBN Obra independiente: 978-9942-21-867-4.
- Sun, L., Fang, C., Li, F., Zhu, R., Zhang, Y., Yuan, X., . . . Su, L. (2015). Innovations and Challenges of Sedimentology in Oil and Gas Exploration and Development. PETROLEUM EXPLORATION AND DEVELOPMENT, 143-151.
- Wayra Energy S.A. (2019). Base de datos de Producción de Hollin de los pozos del campo Oso. Quito-Ecuador.
- WayraEnergy & Best Energy. (2019). Modelo Petrofísico de la Formación Hollin del Campo Oso. Quito.
- Wayraenergy S.A. (2019). Mapa estructural al tope de Hollin Superior del campo Oso. Quito, Ecuador.
- WayraEnergy S.A. (2019). Modelo Estático de Hollin del campo Oso. Quito-Ecuador.

White, H., Skopec, R., Ramirez, F., Rodas, J., & Bonilla, G. (1995). Reservoir Characterization of the Hollin and Napo Formations. Western Oriente Basin, Ecuador in Petroleum Basins of South America. AAPG, 573-596.

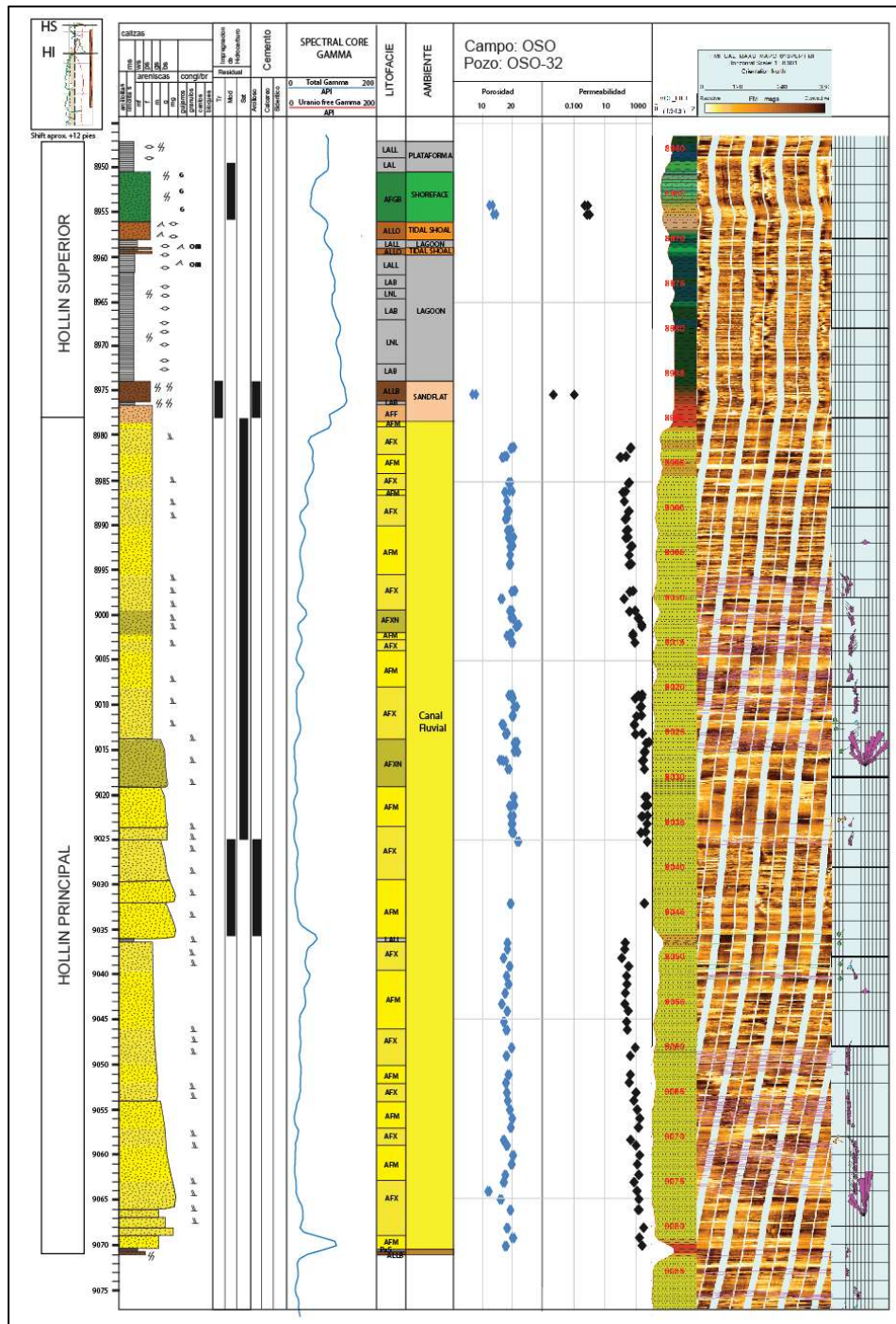
**ANEXOS**

# ANEXOS

## ANEXO 1. COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS Y SEDIMENTOLÓGICAS DE POZOS CON NÚCLEO Y DE IMÁGENES DEL CAMPO OSO

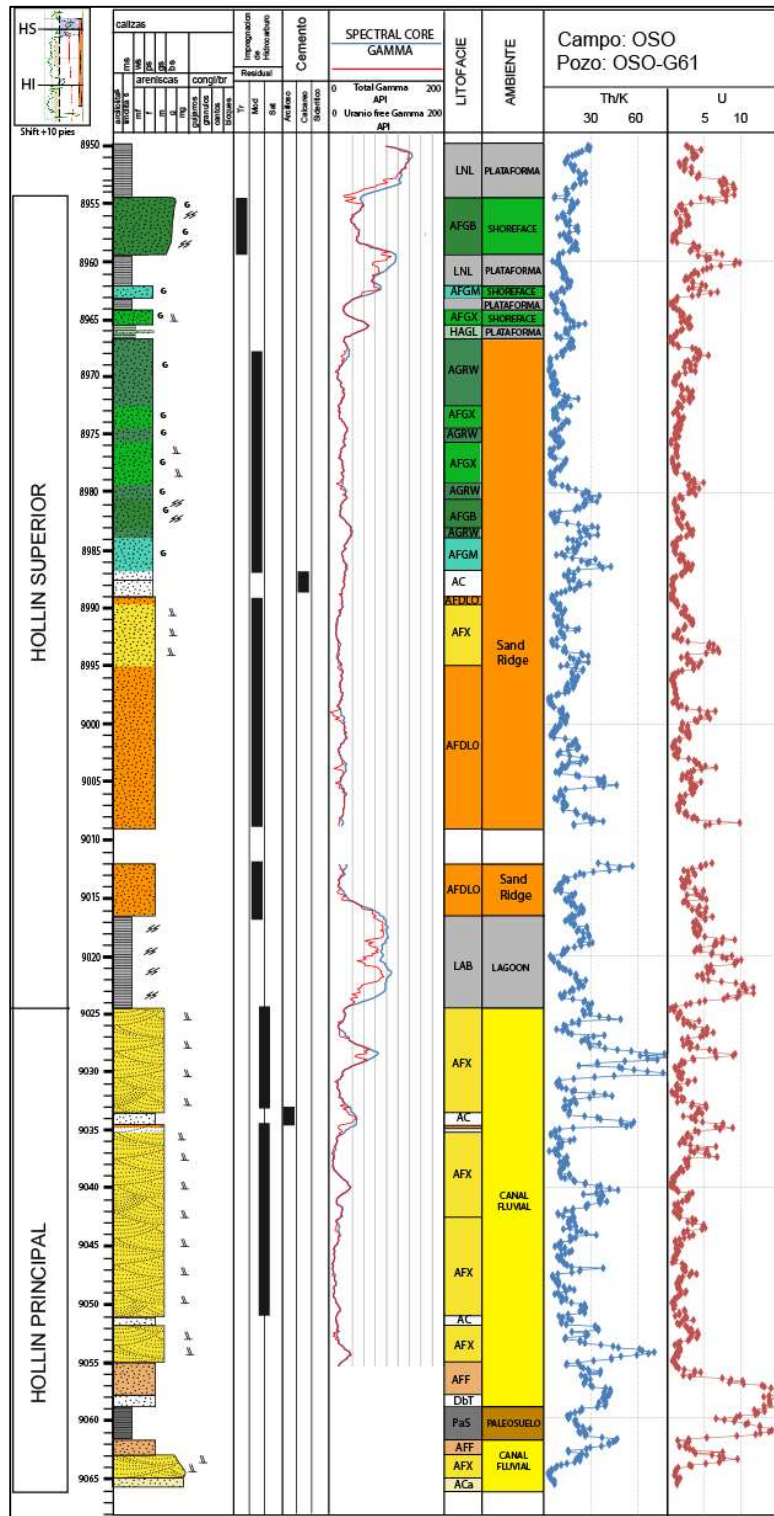


POZO 1: Descripción estratigráfica y sedimentológica del núcleo de Hollin (Petroamazonas-Halliburton, 2013)

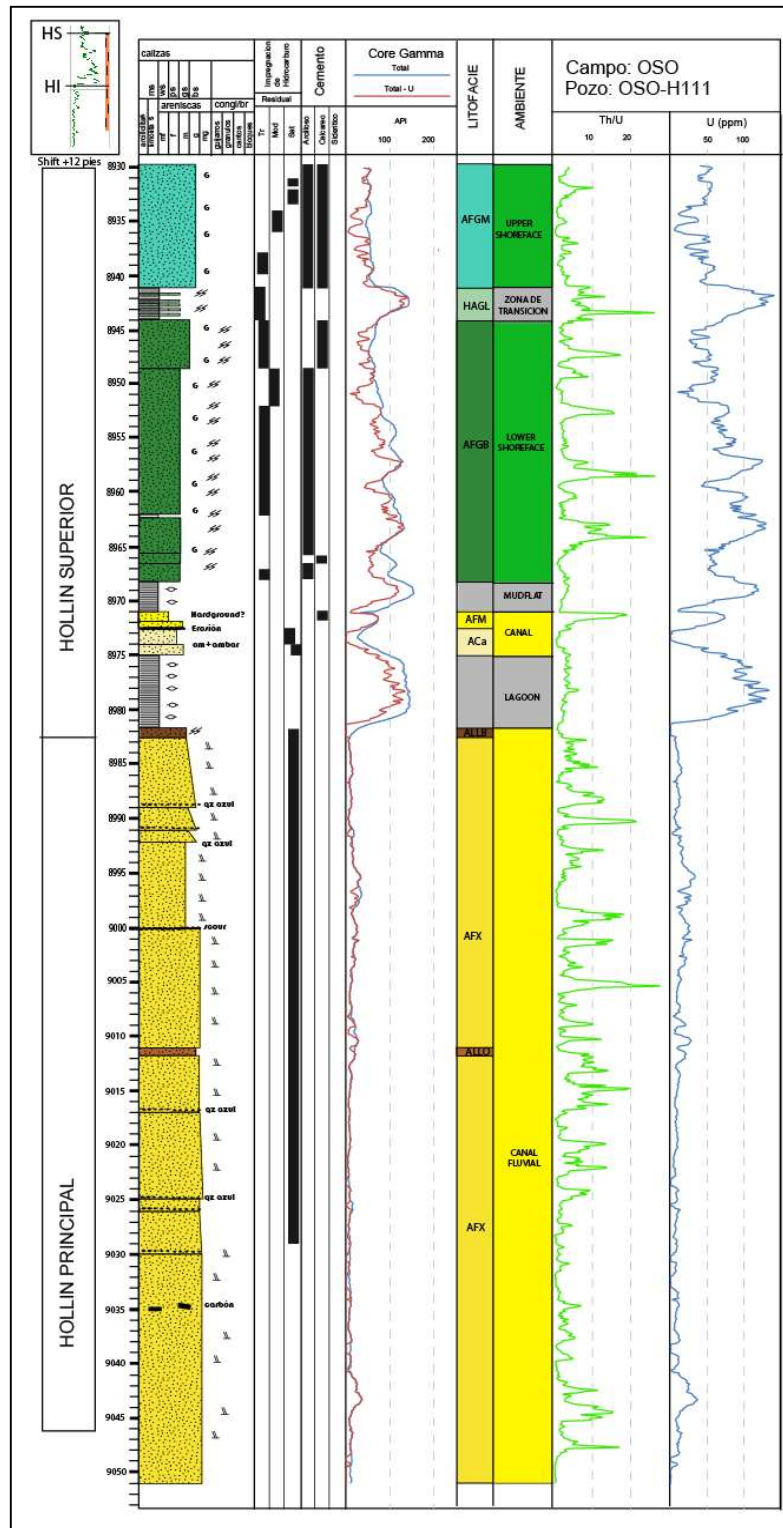


**POZO 32:** Descripción estratigráfica y sedimentológica del núcleo de Hollín, interpretación de registro de imágenes

(Petroamazonas-Halliburton, 2013)

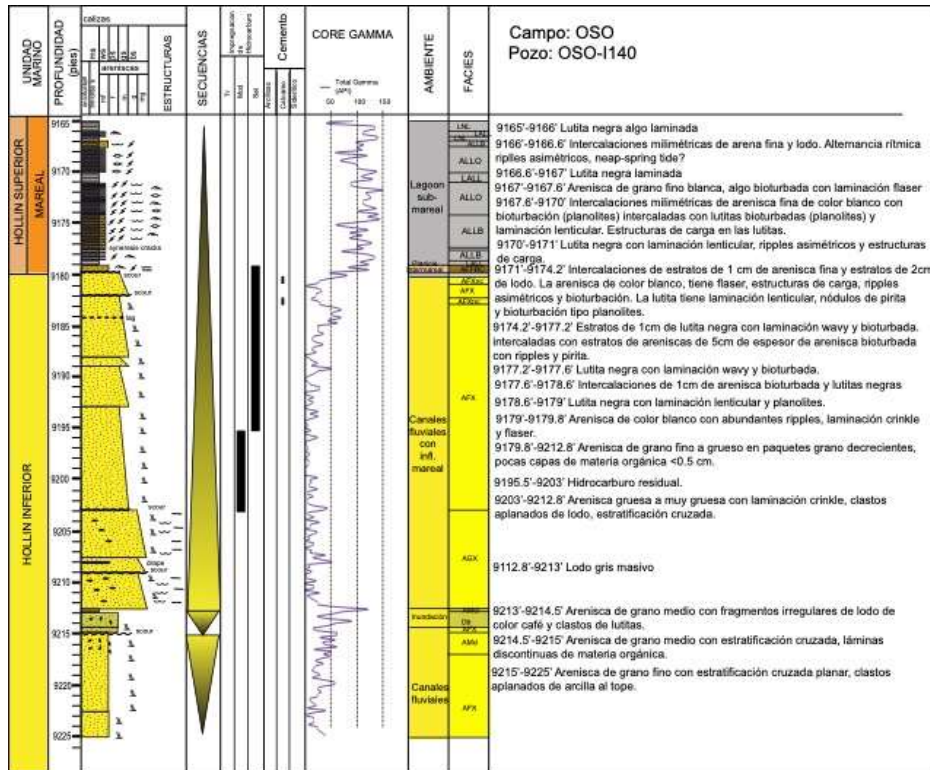


**POZO 61:** Descripción estratigráfica y sedimentológica del núcleo de Hollín (Petroamazonas-Halliburton, 2013)

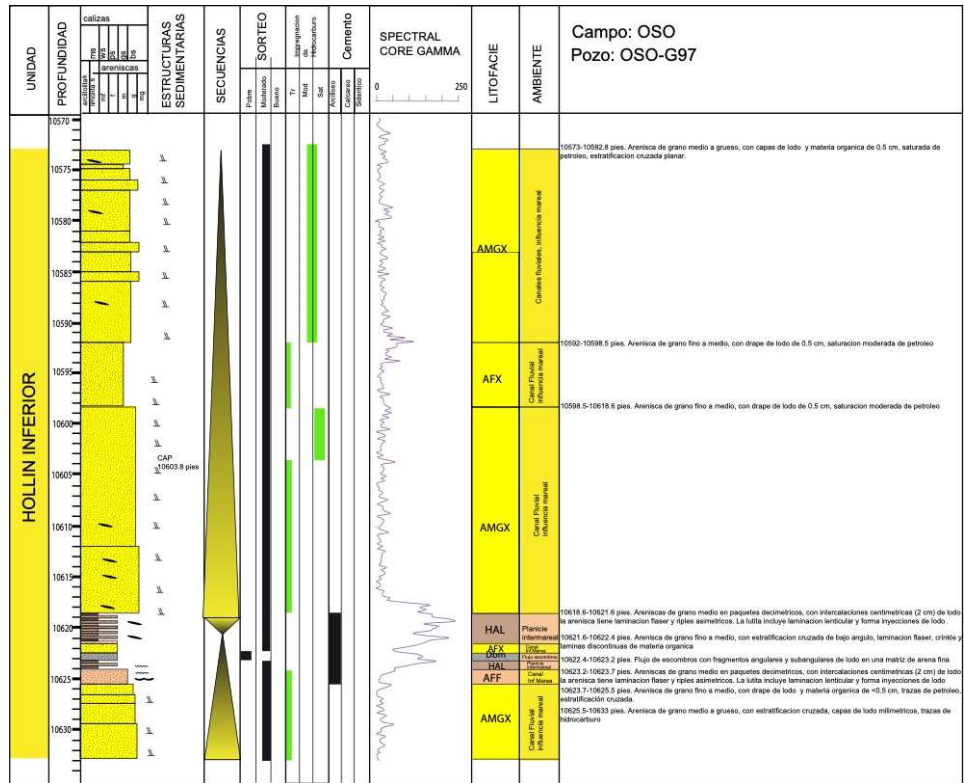


**POZO 111: Descripción estratigráfica y sedimentológica del núcleo de Hollín**  
(Petroamazonas-Halliburton, 2013)





**POZO 140:** Descripción estratigráfica y sedimentológica del núcleo de Hollín (Petroamazonas-Halliburton, 2013)



**POZO 97:** Descripción estratigráfica y sedimentológica del núcleo de Hollín (Petroamazonas-Halliburton, 2013)

## ANEXO 2. TOPES DE LOS NIVELES ESTRATIGRÁFICOS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN

**Tabla.** Topes de Hollín Superior

Pozo	Tope	SSTVD (pies)	MD (pies)
1	H Superior	-8 074	9 051
10	H Superior	-8 000	9 352
100	H Superior	-8 061	10 076
101	H Superior	-8 046	9 375
102	H Superior	-8 031	9 500
103	H Superior	-8 046	9 839
104	H Superior	-8 064	9 743
105	H Superior	-8 051	9 963
106	H Superior	-8 059	9 767
11	H Superior	-8 027	9 607
110	H Superior	-8 068	9 519
111	H Superior	-8 066	9 829
112	H Superior	-8 062	10 110
113	H Superior	-8 096	11 387
113R1	H Superior	-8 082	10 464
114H	H Superior	-8 057	9 955
114HS1	H Superior	-8 061	10 064
115	H Superior	-8 061	9 174
116S1	H Superior	-8 117	11 196
117H	H Superior	-8 070	9 991
118H	H Superior	-8 065	9 906
119	H Superior	-8 065	9 214
12	H Superior	-7 985	9 577
120	H Superior	-8 063	9 844
121	H Superior	-8 074	9 275
122	H Superior	-8 081	9 421
123	H Superior	-8074	10 011
124	H Superior	-8081	9 953
125	H Superior	-8 089	10 074
126	H Superior	-8 039	10 257
127	H Superior	-8 092	10 320
13	H Superior	-7 996	9 399
14	H Superior	-8 018	9 611
140	H Superior	-8 047	9 130
141	H Superior	-8 010	9 981
142	H Superior	-8 030	9 206
143	H Superior	-8 036	9 879
144S1	H Superior	-8 023	11 205
145	H Superior	-8 027	9 935
146	H Superior	-8 037	9 603
147	H Superior	-8 054	10 244
15	H Superior	-7 993	9 786
150	H Superior	-8 021	10 615
16	H Superior	-8 019	9 758
17	H Superior	-8 058	10 134
18	H Superior	-8 054	9 261
19	H Superior	-8 017	10 316
11	H Superior	-7 997	8 955
1i	H Superior	-8 013	9 523
20	H Superior	-8 008	9 981
21	H Superior	-8 036	8 933
21R1	H Superior	-8 018	9 224
22S1	H Superior	-7 989	10 608
23	H Superior	-8 030	9 416
24	H Superior	-8 005	9 225
25	H Superior	-8 018	9 271

Continuación **Tabla.** Topes de Hollín Superior

25R1	H Superior	-8 006	9 466
26	H Superior	-7 988	9 243
27	H Superior	-8 008	9 185
28	H Superior	-8 036	9 456
29	H Superior	-7 973	9 454
2l	H Superior	-8 015	9 811
2i	H Superior	-8 046	11 090
3	H Superior	-7 987	8 989
30	H Superior	-8 013	9 473
31	H Superior	-7 982	9 290
31S1	H Superior	-7 983	9 293
32	H Superior	-7 995	8 939
33	H Superior	-8 018	9 424
34	H Superior	-7 987	9 274
35	H Superior	-8 026	9 364
35R1	H Superior	-8 018	9 517
36	H Superior	-7 981	9 268
37	H Superior	-8 030	9 501
37R1	H Superior	-8 014	9 442
38	H Superior	-7 974	9 374
39	H Superior	-8 035	9 413
39R1	H Superior	-8 022	9 534
3i	H Superior	-8 038	10 467
4	H Superior	-7 988	9 563
40	H Superior	-8 000	9 160
42	H Superior	-7 989	9 398
43	H Superior	-7 999	9 803
43R1	H Superior	-8 019	9 574
44	H Superior	-8 007	9 461
45	H Superior	-8 033	9 831
46	H Superior	-7 999	9 094
47H	H Superior	-8 006	10 614
48H	H Superior	-8 000	9 829
48R1	H Superior	-8 012	9 802
49H	H Superior	-8 009	10 217
4i	H Superior	-8 036	9 767
5	H Superior	-8 007	9 383
51	H Superior	-8 020	9 599
52H	H Superior	-8 013	9 655
52HS1	H Superior	-8 012	9 644
54H	H Superior	-7 992	9 944
55H	H Superior	-8 007	9 926
56	H Superior	-7 992	9 236
57H	H Superior	-8 011	10 661
57HS2	H Superior	-8 000	10 302
58	H Superior	-7 987	9 907
59H	H Superior	-7 979	10 226
5i	H Superior	-8 041	11 153
6	H Superior	-8 015	9 148
60H	H Superior	-7 984	9 723
61	H Superior	-8 063	8 963
62	H Superior	-8 021	11 894
63H	H Superior	-8 018	10 407
63R1	H Superior	-8 054	9 301
63S1	H Superior	-8 032	10 362
63S2	H Superior	-8 034	10 371
64H	H Superior	-7 997	9 858

Continuación **Tabla.** Topes de Hollín Superior

65	H Superior	-8 014	11 294
65R1	H Superior	-8 031	9 127
65S1	H Superior	-8 028	11 460
66	H Superior	-7 997	9 450
66S1	H Superior	-8 011	9 443
67	H Superior	-8 019	10 809
67R1	H Superior	-8 027	9 785
68S1	H Superior	-7 990	9 907
69	H Superior	-8 025	9 117
7	H Superior	-8 004	9 181
70	H Superior	-8 002	9 751
70R1	H Superior	-7 999	9 050
71M	H Superior	-7 987	11 054
71S1	H Superior	-7 979	11 226
72	H Superior	-8 004	10 111
72S1	H Superior	-8 015	10 139
73	H Superior	-8 009	10 610
74	H Superior	-8 058	10 456
75H	H Superior	-8 020	10 082
76	H Superior	-7 993	9 287
77	H Superior	-8 019	9 919
78	H Superior	-8 014	9 992
79	H Superior	-8 021	10 003
8	H Superior	-8 027	9 400
80	H Superior	-8 016	9 882
81	H Superior	-8 067	11 585
82	H Superior	-8 053	12 188
83	H Superior	-8 062	11 364
84	H Superior	-8 043	9 428
85	H Superior	-8 040	9 123
86H	H Superior	-8 029	10 033
86S1	H Superior	-8 030	9 991
86S2	H Superior	-8 033	10 138
87	H Superior	-8 031	9 401
88	H Superior	-8 050	9 116
89H	H Superior	-8 034	9 664
9	H Superior	-8 022	9 337
90	H Superior	-8 014	9 417
91	H Superior	-8 023	9 958
92H	H Superior	-8 010	10 829
93H	H Superior	-8 004	10 058
94H	H Superior	-8 029	10 675
95HS1	H Superior	-8 020	10 837
96H	H Superior	-8 046	10 005
97	H Superior	-8 029	10 508
98	H Superior	-8 029	9 311
99	H Superior	-8 026	9 205

**Tabla. Topes de Hollín Mareal**

Pozo	Tope	SSTVD (pies)	MD (pies)
1	H Marel	-8 098	9 075
10	H Marel	-8 024	9 375
100	H Marel	-8 082	10 099
101	H Marel	-8 065	9 396
102	H Marel	-8 053	9 524
103	H Marel	-8 067	9 863
104	H Marel	-8 093	9 777
105	H Marel	-8 075	9 991
106	H Marel	-8 078	9 790
11	H Marel	-8 048	9 629
110	H Marel	-8 093	9 544
111	H Marel	-8 091	9 853
112	H Marel	-8 085	10 161
113	H Marel	-8 121	11 423
113R1	H Marel	-8 106	10 489
114H	H Marel	-8 081	10 051
114HS1	H Marel	-8 086	10 179
115	H Marel	-8 085	9 199
116S1	H Marel	-8 136	11 221
117H	H Marel	-8 095	10 117
118H	H Marel	-8 090	10 021
119	H Marel	-8 085	9 235
12	H Marel	-8 012	9 605
120	H Marel	-8 085	9 867
121	H Marel	-8 097	9 302
122	H Marel	-8 102	9 446
123	H Marel	-8 095	10 035
124	H Marel	-8 104	9 978
125	H Marel	-8 113	10 102
126	H Marel	-8 062	10 288
127	H Marel	-8 116	10 348
13	H Marel	-8 030	9 433
14	H Marel	-8 049	9 642
140	H Marel	-8 067	9 151
141	H Marel	-8 031	10 004
142	H Marel	-8 051	9 228
143	H Marel	-8 062	9 909
144S1	H Marel	-8 046	11 235
145	H Marel	-8 050	9 963
146	H Marel	-8 059	9 630
147	H Marel	-8 072	10 267
15	H Marel	-8 017	9 811
150	H Marel	-8 046	10 644
16	H Marel	-8 042	9 781
17	H Marel	-8 081	10 158
18	H Marel	-8 079	9 286
19	H Marel	-8 040	10 341
1i	H Marel	-8 017	8 975
1i	H Marel	-8 034	9 546

Continuación **Tabla.** Topes de Hollín Mareal

20	H Marel	-8 035	10 011
21	H Marel	-8 056	8 953
21R1	H Marel	-8 038	9 250
22S1	H Marel	-8 015	11 015
23	H Marel	-8 054	9 439
24	H Marel	-8 025	9 246
25	H Marel	-8 036	9 289
25R1	H Marel	-8 029	9 492
26	H Marel	-8 007	9 261
27	H Marel	-8 030	9 207
28	H Marel	-8 058	9 480
29	H Marel	-7 992	9 474
2i	H Marel	-8 037	9 834
2i	H Marel	-8 070	11 123
3	H Marel	-8 014	9 016
30	H Marel	-8 039	9 501
31	H Marel	-8 001	9 309
31S1	H Marel	-8 007	9 318
32	H Marel	-8 013	8 957
33	H Marel	-8 039	9 446
34	H Marel	-8 008	9 295
35	H Marel	-8 045	9 383
35R1	H Marel	-8 037	9 540
36	H Marel	-8 007	9 294
37	H Marel	-8 050	9 522
37R1	H Marel	-8 037	9 464
38	H Marel	-7 994	9 395
39	H Marel	-8 054	9 432
39R1	H Marel	-8 044	9 558
3i	H Marel	-8 059	10 493
4	H Marel	-8 020	9 595
40	H Marel	-8 022	9 182
42	H Marel	-8 008	9 418
43	H Marel	-8 023	9 828
43R1	H Marel	-8 041	9 596
44	H Marel	-8 026	9 481
45	H Marel	-8 049	9 848
46	H Marel	-8 021	9 115
47H	H Marel	-8 023	10 769
48H	H Marel	-8 036	10 048
48R1	H Marel	-8 045	9 960
49H	H Marel	-8 031	10 425
4i	H Marel	-8 057	9 789
5	H Marel	-8 039	9 415
51	H Marel	-8 044	9 644
52H	H Marel	-8 031	9 739
52HS1	H Marel	-8 038	9 764
54H	H Marel	-8 020	10 098
55H	H Marel	-8 024	10 010
56	H Marel	-8 014	9 281

Continuación **Tabla.** Topes de Hollín Mareal

57H	H Marel	-8 033	10 848
57HS2	H Marel	-8 019	10 411
58	H Marel	-8 008	9 943
59H	H Marel	-7 998	10 381
5i	H Marel	-8 067	11 187
6	H Marel	-8 044	9 177
60H	H Marel	-8 000	9 789
61	H Marel	-8 085	8 984
62	H Marel	-8 047	11 930
63H	H Marel	-8 045	10 593
63R1	H Marel	-8 082	9 329
63S1	H Marel	-8 060	10 494
63S2	H Marel	-8 060	10 488
64H	H Marel	-8 015	9 936
65R1	H Marel	-8 057	9 152
65S1	H Marel	-8 049	11 517
66S1	H Marel	-8 036	9 476
67	H Marel	-8 045	11 048
67R1	H Marel	-8 049	9 830
68S1	H Marel	-8 014	9 949
69	H Marel	-8 049	9 150
7	H Marel	-8 033	9 210
70	H Marel	-8 025	9 788
70R1	H Marel	-8 021	9 072
71S1	H Marel	-7 994	11 328
72	H Marel	-8 026	10 153
72S1	H Marel	-8 035	10 182
73	H Marel	-8 031	10 634
74	H Marel	-8 083	10 489
75H	H Marel	-8 044	10 203
76	H Marel	-8 015	9 310
77	H Marel	-8 039	9 954
78	H Marel	-8 035	10 016
79	H Marel	-8 040	10 022
8	H Marel	-8 056	9 429
80	H Marel	-8 038	9 907
81	H Marel	-8 095	11 621
82	H Marel	-8 083	12 230
83	H Marel	-8 086	11 395
84	H Marel	-8 072	9 474
85	H Marel	-8 067	9 153
86H	H Marel	-8 053	10 123
86S1	H Marel	-8 053	10 053
86S2	H Marel	-8 055	10 211
87	H Marel	-8 052	9 436
88	H Marel	-8 080	9 146
89H	H Marel	-8 058	9 768
9	H Marel	-8 050	9 365
90	H Marel	-8 036	9 441
91	H Marel	-8 042	9 991



Continuación **Tabla.** Topes de Hollín Mareal

92H	H Mareal	-8 029	10 985
93H	H Mareal	-8 023	10 165
94H	H Mareal	-8 050	10 786
95HS1	H Mareal	-8 043	10 961
96H	H Mareal	-8 074	10 126
97	H Mareal	-8 051	10 534
98	H Mareal	-8 052	9 335
99	H Mareal	-8 043	9 223

**Tabla.** Topes de Hollín Principal

Pozo	Tope	SSTVD (pies)	MD (pies)
1	H Principal	-8 143	9 120
10	H Principal	-8 063	9 415
100	H Principal	-8 129	10 151
101	H Principal	-8 125	9 461
102	H Principal	-8 097	9 573
103	H Principal	-8 115	9 921
104	H Principal	-8 133	9 826
105	H Principal	-8 118	10 042
106	H Principal	-8 135	9 859
11	H Principal	-8 093	9 674
110	H Principal	-8 142	9 595
111	H Principal	-8 142	9 906
112	H Principal	-8 143	10 289
113	H Principal	-8 174	11 498
113R1	H Principal	-8 162	10 544
115	H Principal	-8 135	9 252
116S1	H Principal	-8 190	11 292
119	H Principal	-8 140	9 294
12	H Principal	-8 049	9 644
120	H Principal	-8 134	9 919
121	H Principal	-8 151	9 367
122	H Principal	-8 153	9 510
123	H Principal	-8 156	10 105
124	H Principal	-8 164	10 044
125	H Principal	-8 171	10 172
126	H Principal	-8 119	10 368
127	H Principal	-8 169	10 413
13	H Principal	-8 065	9 469
14	H Principal	-8 085	9 678
140	H Principal	-8 117	9 203
141	H Principal	-8 076	10 055
142	H Principal	-8 093	9 274
143	H Principal	-8 103	9 956
144S1	H Principal	-8 087	11 289
145	H Principal	-8 096	10 017
146	H Principal	-8 107	9 690
147	H Principal	-8 127	10 335
15	H Principal	-8 055	9 851
150	H Principal	-8 094	10 700

Continuación **Tabla.** Topes de Hollín Principal

16	H Principal	-8 084	9 824
17	H Principal	-8 126	10 206
18	H Principal	-8 118	9 326
19	H Principal	-8 087	10 392
1l	H Principal	-8 070	9 028
1i	H Principal	-8 080	9 594
20	H Principal	-8 085	10 066
21	H Principal	-8 105	9 002
21R1	H Principal	-8 085	9 309
23	H Principal	-8 098	9 484
24	H Principal	-8 067	9 288
25	H Principal	-8 080	9 333
25R1	H Principal	-8 073	9 542
26	H Principal	-8 056	9 310
27	H Principal	-8 088	9 265
28	H Principal	-8 102	9 527
29	H Principal	-8 041	9 527
2l	H Principal	-8 088	9 888
2i	H Principal	-8 113	11 181
3	H Principal	-8 061	9 063
30	H Principal	-8 079	9 543
31	H Principal	-8 052	9 360
31S1	H Principal	-8 054	9 365
32	H Principal	-8 070	9 014
33	H Principal	-8 084	9 492
34	H Principal	-8 059	9 346
35	H Principal	-8 094	9 434
35R1	H Principal	-8 084	9 597
36	H Principal	-8 053	9 340
37	H Principal	-8 092	9 565
37R1	H Principal	-8 076	9 504
38	H Principal	-8 045	9 449
39	H Principal	-8 104	9 484
39R1	H Principal	-8 090	9 610
3i	H Principal	-8 105	10 548
4	H Principal	-8 064	9 639
40	H Principal	-8 076	9 236
42	H Principal	-8 064	9 475
43	H Principal	-8 066	9 875
43R1	H Principal	-8 087	9 642
44	H Principal	-8 082	9 539
45	H Principal	-8 101	9 902
46	H Principal	-8 072	9 166
48H	H Principal	-8 074	10 467
48R1	H Principal	-8 087	10 193
4i	H Principal	-8 104	9 838
5	H Principal	-8 078	9 454
57HS2	H Principal	-8 068	10 725
58	H Principal	-8 052	10 022
5i	H Principal	-8 105	11 239
6	H Principal	-8 086	9 219

Continuación **Tabla.** Topes de Hollín Principal

60H	H Principal	-8 048	10 098
61	H Principal	-8 137	9 037
62	H Principal	-8 085	11 981
63R1	H Principal	-8 121	9 368
63S1	H Principal	-8 104	10 913
63S2	H Principal	-8 099	10 642
65R1	H Principal	-8 105	9 200
66S1	H Principal	-8 083	9 539
67	H Principal	-8 094	11 557
67R1	H Principal	-8 102	9 935
68S1	H Principal	-8 059	10 026
69	H Principal	-8 096	9 213
7	H Principal	-8 072	9 250
70	H Principal	-8 074	9 868
70R1	H Principal	-8 070	9 121
72	H Principal	-8 080	10 258
72S1	H Principal	-8 088	10 292
73	H Principal	-8 087	10 695
74	H Principal	-8 132	10 551
76	H Principal	-8 073	9 371
77	H Principal	-8 091	10 044
78	H Principal	-8 083	10 071
79	H Principal	-8 093	10 078
8	H Principal	-8 097	9 470
80	H Principal	-8 087	9 962
81	H Principal	-8 139	11 678
82	H Principal	-8 123	12 286
83	H Principal	-8 132	11 455
84	H Principal	-8 115	9 544
85	H Principal	-8 111	9 205
86H	H Principal	-8 097	10 508
86S1	H Principal	-8 096	10 189
86S2	H Principal	-8 104	10 381
87	H Principal	-8 100	9 522
88	H Principal	-8 120	9 188
89H	H Principal	-8 105	10 185
9	H Principal	-8 086	9 400
90	H Principal	-8 085	9 491
91	H Principal	-8 089	10 080
92H	H Principal	-8 081	11 907
93H	H Principal	-8 074	10 685
96H	H Principal	-8 117	10 620
97	H Principal	-8 099	10 590
98	H Principal	-8 099	9 382
99	H Principal	-8 094	9 275

### ANEXO 3. PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS INTERVALOS DE LA FORMACIÓN HOLLÍN

**Tabla.** Parámetros petrofísicos del intervalo Hollín Superior

POZO	TOPE (pies)	BASE (pies)	ESPESOR TOTAL (pies)	ESPESOR NETO (pies)	NETO/TOTAL	VSH (v/v)	PHIE (v/v)	SW (v/v)	PERM (mD)
31	9 290	9 309	19	4	0,19	0,29	0,12	0,25	22
40	9 160	9 181	21	3	0,14	0,25	0,12	0,38	14
44	9 461	9 491	31	1	0,02	0,42	0,11	0,48	2
46	9 094	9 125	30	6	0,19	0,08	0,18	0,33	1 331
54H	9 944	10 103	160	22	0,14	0,25	0,15	0,21	154
13	9 399	9 431	32	1	0,03	0,07	0,16	0,43	657
10	9 352	9 372	20	3	0,12	0,27	0,11	0,33	23
12	9 578	9 602	24	1	0,02	0,27	0,08	0,23	1
17	10 134	10 160	26	0	0	0,23	0,11	0,31	37
20	9 981	10 011	30	3	0,1	0,2	0,12	0,36	79
61	8 963	8 988	25	6	0,22	0,19	0,14	0,44	173
65R1	9 127	9 153	26	1	0,02	0,26	0,08	0,28	1
67	10 809	10 989	180	3	0,01	0,28	0,09	0,45	3
67R1	9 780	9 838	58	1	0,02	0,16	0,15	0,47	232
97	10 510	10 531	22	9	0,44	0,04	0,17	0,13	1 664
98	9 311	9 330	19	1	0,08	0,23	0,12	0,38	19
102	9 500	9 518	18	9	0,48	0,17	0,12	0,4	33
103	9 826	9 851	25	3	0,12	0,38	0,1	0,45	2
105	9 963	9 987	23	12	0,52	0,17	0,12	0,25	106
119	9 215	9 238	23	4	0,15	0,35	0,12	0,4	5
141	9 981	9 998	17	1	0,06	0,33	0,09	0,45	1
147	10 246	10 270	24	6	0,24	0,14	0,13	0,33	38

**Tabla. Parámetros petrofísicos del intervalo Hollín Mareal**

POZO	TOPE (pies)	BASE (pies)	ESPESOR TOTAL (pies)	ESPESOR NETO (pies)	NETO/TOTAL	VSH (v/v)	PHIE (v/v)	SW (v/v)	PERM (mD)
21	8 953	8 989	36	28	0,76	0,09	0,16	0,2	912
21R1	9 250	9 300	50	23	0,46	0,07	0,19	0,4	2 525
23	9 440	9 477	38	8	0,21	0,12	0,16	0,2	963
24	9 247	9 281	34	22	0,65	0,12	0,18	0,2	1 634
25	9 290	9 327	37	21	0,57	0,14	0,16	0,3	578
25R1	9 484	9 526	42	35	0,83	0,12	0,14	0,2	574
26	9 275	9 304	29	27	0,95	0,05	0,19	0,1	3 022
27	9 206	9 243	37	36	0,98	0,08	0,18	0,2	1 423
29	9 476	9 517	41	39	0,95	0,07	0,18	0,1	1 934
33	9 446	9 483	37	21	0,56	0,13	0,18	0,2	1 451
35	9 384	9 424	39	22	0,55	0,13	0,16	0,2	724
35R1	9 539	9 585	47	14	0,31	0,05	0,15	0,2	902
37	9 520	9 561	40	7	0,18	0,08	0,16	0,4	889
39	9 433	9 476	44	31	0,72	0,07	0,19	0,2	1 941
39R1	9 557	9 606	48	43	0,89	0,1	0,18	0,3	1 714
41	9 746	9 795	49	5	0,09	0,16	0,13	0,4	111
43	9 830	9 876	46	21	0,47	0,1	0,18	0,2	2 301
43R1	9 596	9 640	44	34	0,77	0,09	0,17	0,3	1 433
45	9 855	9 903	48	2	0,05	0,12	0,14	0,5	178
47H	10 836	11 862	1 026	762	0,74	0,06	0,2	0,2	3 576
49H	10 403	12 142	1 739	1427	0,82	0,06	0,19	0,3	2 410
51	9 640	9 719	79	23	0,29	0,16	0,17	0,3	649
55H	10 022	11 035	1 013	141	0,14	0,2	0,14	0,4	344
57H	10 828	11 177	349	3	0,01	0,36	0,14	0,5	38
57HS2	10 453	10 711	258	17	0,06	0,11	0,16	0,5	699
59H	10 440	11 921	1 481	91	0,06	0,06	0,21	0,3	4 656
71H	11 371	12 506	1 135	1	0	0,3	0,13	0,5	7
73	10 632	10 684	52	14	0,26	0,11	0,16	0,3	432
75H	10 168	11 203	1 035	98	0,1	0,32	0,13	0,4	117
77	9 952	10 021	68	1	0,02	0,08	0,19	0,5	1 683
79	10 025	10 071	47	33	0,72	0,13	0,16	0,2	723
92H	10 978	11 742	764	108	0,14	0,28	0,17	0,3	561
93H	10 180	11 827	1 646	986	0,6	0,09	0,2	0,2	3 254
94H	10 775	11 115	340	88	0,26	0,11	0,19	0,3	1 670
95HS1	10 956	11 630	673	39	0,06	0,24	0,14	0,4	159
150	10 636	10 690	54	36	0,66	0,1	0,17	0,2	1 309
11	8 975	9 012	37	5	0,12	0,2	0,15	0,3	340
31	9 309	9 351	42	9	0,21	0,16	0,16	0,3	505
32	8 961	9 004	43	18	0,41	0,16	0,19	0,2	556
34	9 299	9 343	44	18	0,4	0,12	0,16	0,2	747
36	9 294	9 333	39	17	0,43	0,22	0,16	0,2	258
38	9 394	9 435	41	1	0,01	0,17	0,12	0,4	91
40	9 181	9 218	37	7	0,2	0,2	0,13	0,3	414
42	9 426	9 462	36	4	0,11	0,2	0,11	0,4	19
44	9 491	9 530	38	1	0,03	0,22	0,11	0,4	38
46	9 125	9 156	32	19	0,6	0,08	0,15	0,2	596
52HS1	9 761	10 153	392	65	0,17	0,14	0,15	0,4	407
54H	10 103	11 719	1 616	22	0,01	0,1	0,17	0,4	788
60H	9 786	10 100	314	73	0,23	0,2	0,15	0,2	544
64H	9 930	10 970	1 040	130	0,12	0,13	0,17	0,3	1 168
68S1	9 942	10 029	87	30	0,34	0,11	0,17	0,3	1 026
70R1	9 071	9 118	47	13	0,28	0,08	0,16	0,4	1 090
72	10 155	10 258	103	2	0,02	0,25	0,16	0,5	133
72S1	10 182	10 292	110	9	0,08	0,08	0,13	0,5	256
74	10 486	10 553	67	45	0,68	0,1	0,17	0,3	1 279
76	9 308	9 360	52	6	0,11	0,16	0,15	0,3	714
80	9 912	9 970	58	1	0,02	0,16	0,12	0,5	36
3	9 017	9 050	33	14	0,41	0,16	0,13	0,3	171
4	9 587	9 627	40	1	0,02	0,15	0,13	0,4	45

Continuación **Tabla.** Parámetros petrofísicos del intervalo Hollín Mareal

5	9 405	9 450	45	6	0,13	0,13	0,13	0,3	203
6	9 176	9 208	33	10	0,31	0,18	0,19	0,4	1 241
7	9 207	9 240	32	12	0,38	0,05	0,17	0,2	1 454
8	9 428	9 468	40	5	0,11	0,14	0,17	0,5	843
13	9 431	9 469	38	8	0,22	0,09	0,2	0,3	2 513
14	9 635	9 678	43	17	0,39	0,06	0,2	0,3	2 931
9	9 356	9 398	42	16	0,37	0,13	0,15	0,2	358
10	9 372	9 415	43	28	0,65	0,21	0,14	0,3	306
11	9 627	9 665	38	14	0,37	0,02	0,14	0,4	499
12	9 602	9 637	35	17	0,49	0,11	0,13	0,3	118
15	9 810	9 845	34	23	0,68	0,09	0,18	0,3	1 460
16	9 780	9 812	33	12	0,38	0,14	0,14	0,2	270
17	10 160	10 198	38	21	0,55	0,15	0,15	0,3	442
18	9 286	9 322	36	8	0,22	0,14	0,16	0,3	616
19	10 341	10 398	57	34	0,6	0,08	0,16	0,2	1 027
20	10 011	10 066	55	12	0,21	0,12	0,17	0,2	1 012
1	9 080	9 121	42	2	0,05	0,23	0,18	0,4	271
61	8 988	9 027	39	14	0,36	0,1	0,16	0,4	651
63HR1	9 321	9 368	46	21	0,45	0,13	0,14	0,3	264
63HS2	10 458	10 651	193	7	0,04	0,08	0,18	0,5	1 797
65R1	9 153	9 194	42	4	0,09	0,12	0,12	0,3	125
67R1	9 838	9 915	77	6	0,08	0,12	0,12	0,2	182
69	9 159	9 214	56	8	0,14	0,12	0,12	0,4	151
81	11 622	11 678	57	2	0,03	0,07	0,16	0,3	624
83	11 395	11 462	67	20	0,3	0,05	0,19	0,3	2 189
84	9 464	9 544	80	36	0,45	0,09	0,18	0,2	1 495
85	9 149	9 205	55	24	0,44	0,06	0,18	0,3	1 644
86S2	10 203	10 363	159	9	0,05	0,02	0,18	0,5	2 286
87	9 437	9 522	84	24	0,28	0,08	0,16	0,3	960
88	9 139	9 188	49	11	0,22	0,08	0,16	0,3	926
89H	9 756	10 185	429	19	0,04	0,15	0,17	0,5	823
97	10 531	10 593	62	36	0,59	0,09	0,17	0,2	1 914
98	9 330	9 387	57	25	0,45	0,09	0,17	0,3	1 087
99	9 223	9 279	57	11	0,2	0,09	0,16	0,3	906
100	10 093	10 151	57	15	0,25	0,11	0,16	0,3	1 509
101	9 397	9 451	54	30	0,56	0,11	0,16	0,3	950
103	9 851	9 913	63	32	0,51	0,1	0,16	0,3	747
104	9 768	9 830	62	39	0,62	0,09	0,16	0,3	1 036
105	9 987	10 050	64	26	0,41	0,09	0,19	0,3	1 700
106	9 793	9 857	64	46	0,72	0,11	0,16	0,2	995
110	9 546	9 593	47	7	0,14	0,21	0,13	0,2	136
111	9 853	9 902	50	11	0,22	0,07	0,18	0,1	2 989
113R1	10 489	10 537	48	13	0,27	0,08	0,15	0,2	628
114HS1	10 181	10 573	392	73	0,19	0,07	0,22	0,2	4 361
116S1	11 232	11 290	59	3	0,05	0,05	0,17	0,4	1 131
119	9 238	9 296	58	1	0,02	0,06	0,15	0,4	436
122	9 445	9 523	78	13	0,17	0,08	0,17	0,4	929
123	10 033	10 106	73	21	0,29	0,14	0,16	0,2	661
124	9 973	10 040	68	22	0,32	0,05	0,18	0,2	2117
125	10 103	10 174	71	34	0,48	0,17	0,14	0,2	368
126	10 284	10 368	84	9	0,1	0,07	0,18	0,3	1877
127	10 341	10 409	69	15	0,22	0,11	0,16	0,2	1114
1i	9 540	9 594	54	3	0,06	0,13	0,19	0,5	1 555
2i	11 110	11 180	70	33	0,47	0,19	0,15	0,3	900
3i	10 482	10 548	66	21	0,32	0,16	0,16	0,3	467
4i	9 781	9 841	60	39	0,64	0,12	0,16	0,2	1 118
5i	11 166	11 231	64	28	0,43	0,07	0,16	0,2	1 147
141	9 998	10 049	52	33	0,65	0,11	0,16	0,2	1 014
142	9 224	9 272	49	16	0,33	0,09	0,18	0,1	1 903
143	9 895	9 943	48	35	0,73	0,12	0,16	0,2	1 128
144s1	11 227	11 280	53	33	0,62	0,11	0,16	0,2	1 110
145	9 955	10 004	49	30	0,62	0,05	0,18	0,1	2 646
145	9 627	9 676	49	32	0,65	0,11	0,16	0,1	926
146	10 270	10 316	46	16	0,34	0,13	0,15	0,3	752

**Tabla18.** Parámetros petrofísicos del intervalo Hollín Principal

POZO	TOPE (pies)	BASE (pies)	ESPESOR TOTAL (pies)	ESPESOR NETO (pies)	NETO/TOTAL	VSH (v/v)	PHIE (v/v)	SW (v/v)	PERM (mD)
21	8 989	9 194	204	47	0,23	0,06	0,21	0,2	3 481
21R1	9 300	9 674	374	57	0,15	0,11	0,2	0,4	2 389
23	9 477	9 728	251	23	0,09	0,14	0,17	0,2	734
24	9 281	9 506	225	51	0,22	0,06	0,2	0,3	2 935
25	9 327	9 732	405	49	0,12	0,09	0,19	0,3	2 214
25R1	9 526	9 900	374	60	0,16	0,08	0,18	0,4	1 578
26	9 304	9 516	212	56	0,26	0,1	0,18	0,2	1 782
27	9 243	9 474	230	55	0,24	0,09	0,19	0,3	2 269
29	9 517	9 776	259	63	0,24	0,09	0,19	0,2	1 863
33	9 483	9 678	194	38	0,2	0,09	0,2	0,2	2 874
35	9 424	9 653	229	55	0,24	0,09	0,2	0,2	2 860
35R1	9 585	9 915	329	54	0,16	0,07	0,17	0,4	1 487
37	9 561	9 769	208	32	0,15	0,09	0,16	0,3	1 007
37R1	9 504	9 834	330	25	0,08	0,05	0,18	0,5	1 875
39	9 476	9 668	192	12	0,06	0,13	0,17	0,3	860
39R1	9 606	9 923	317	27	0,09	0,09	0,19	0,4	1 851
41	9 795	10 053	258	75	0,29	0,09	0,19	0,2	2 461
43	9 876	10 040	164	41	0,25	0,09	0,18	0,2	1 617
43R1	9 640	9 986	345	36	0,1	0,09	0,18	0,3	1 702
45	9 903	10 115	212	23	0,11	0,13	0,2	0,3	2 433
57HS2	10 711	11 454	743	488	0,66	0,06	0,15	0,3	674
73	10 684	10 839	155	31	0,2	0,15	0,18	0,3	1 056
77	10 021	10 375	354	80	0,23	0,08	0,17	0,4	1 047
79	10 071	10 321	250	49	0,2	0,07	0,19	0,2	2 742
91	10 126	10 713	587	48	0,08	0,09	0,19	0,4	1 973
94H	11 115	12 129	1 014	396	0,39	0,17	0,17	0,3	800
95HS1	11 630	12 357	727	129	0,18	0,1	0,16	0,3	928
150	10 690	10 942	252	28	0,11	0,07	0,2	0,3	2 921
11	9 012	9 216	204	29	0,14	0,12	0,19	0,2	1 446
21	9 875	10 412	537	75	0,14	0,1	0,17	0,3	933
31	9 351	9 583	232	38	0,16	0,08	0,19	0,3	2 272
31S1	9 358	9 518	160	15	0,09	0,05	0,2	0,5	3 069
32	9 004	9 214	210	38	0,18	0,07	0,19	0,1	2 806
34	9 343	9 543	200	28	0,14	0,1	0,19	0,2	2 263
36	9 333	9 512	179	32	0,18	0,05	0,2	0,1	3 197
38	9 435	9 660	225	44	0,19	0,08	0,17	0,3	1 371
40	9 218	9 438	220	31	0,14	0,07	0,18	0,2	2 051
42	9 462	9 652	190	13	0,07	0,11	0,17	0,3	1 196
44	9 530	9 715	185	27	0,14	0,07	0,17	0,3	1 075
46	9 156	9 358	202	35	0,18	0,04	0,2	0,2	3 160
52HS1	10 153	10 770	617	194	0,32	0,18	0,16	0,4	620
60H	10 100	11 586	1 485	296	0,2	0,12	0,18	0,3	1 645
66S1	9 526	9 833	306	29	0,1	0,09	0,18	0,4	1 293
68S1	10 029	10 338	308	49	0,16	0,08	0,19	0,3	2 081
70	9 868	10 320	451	6	0,01	0,09	0,2	0,5	2 635
70R1	9 118	9 497	379	29	0,08	0,07	0,16	0,3	848
72	10 258	10 360	101	10	0,1	0,1	0,18	0,4	1 358
72S1	10 292	10 726	434	29	0,07	0,08	0,19	0,3	2 092
74	10 553	10 971	417	10	0,02	0,05	0,19	0,4	2 216
76	9 360	9 669	309	13	0,04	0,06	0,19	0,3	2 621
80	9 970	10 239	269	6	0,02	0,17	0,14	0,5	218
3	9 050	9 246	197	48	0,24	0,1	0,18	0,2	1 726
4	9 627	9 888	260	23	0,09	0,15	0,15	0,2	322

Continuación **Tabla.** Parámetros petrofísicos del intervalo Hollín Principal

5	9 450	9 770	321	10	0,03	0,09	0,15	0,3	519
6	9 208	9 408	200	10	0,05	0,09	0,19	0,4	2 476
7	9 240	9 462	222	10	0,05	0,18	0,15	0,3	504
8	9 468	9 707	239	9	0,04	0,09	0,2	0,4	2 287
13	9 469	9 702	232	26	0,11	0,08	0,2	0,3	2 959
9	9 398	9 874	475	35	0,07	0,07	0,17	0,2	1 268
10	9 415	9 663	248	53	0,21	0,1	0,16	0,2	1 056
11	9 665	9 903	238	25	0,11	0,06	0,18	0,3	1 712
12	9 637	9 870	233	43	0,18	0,09	0,15	0,2	513
15	9 845	10 131	286	73	0,25	0,1	0,19	0,3	1 748
16	9 812	10 051	239	25	0,11	0,09	0,19	0,2	2 225
17	10 198	10 468	270	9	0,03	0,05	0,19	0,2	2 151
18	9 322	10 658	1 336	20	0,02	0,04	0,19	0,2	2 178
19	10 398	10 658	260	22	0,08	0,17	0,16	0,3	382
20	10 066	10 355	288	17	0,06	0,1	0,18	0,3	1 200
61	9 027	9 344	317	28	0,09	0,09	0,19	0,4	1 517
63HR1	9 368	9 712	344	16	0,05	0,11	0,13	0,4	182
63HS2	10 651	10 892	241	40	0,17	0,06	0,22	0,3	4 544
65R1	9 194	9 417	223	37	0,16	0,08	0,16	0,3	1 076
67	11 530	11 840	310	52	0,17	0,13	0,2	0,4	1 800
67R1	9 915	10 153	238	39	0,16	0,13	0,14	0,3	366
69	9 214	9 409	195	49	0,25	0,11	0,18	0,3	1 360
81	11 678	12 270	592	46	0,08	0,05	0,19	0,2	2 682
83	11 462	11 698	236	26	0,11	0,07	0,2	0,4	2 961
84	9 544	10 034	490	68	0,14	0,07	0,2	0,2	3 543
85	9 205	9 720	515	19	0,04	0,06	0,17	0,4	1 539
86S2	10 363	10 920	557	90	0,16	0,01	0,21	0,4	4 622
87	9 522	9 863	341	11	0,03	0,1	0,16	0,4	686
88	9 188	9 527	339	12	0,04	0,07	0,18	0,5	1 489
89H	10 185	10 880	695	266	0,38	0,12	0,18	0,4	1 347
90	9 491	9 887	395	47	0,12	0,11	0,2	0,3	2 232
97	10 593	10 858	265	10	0,04	0,08	0,19	0,4	1 878
98	9 387	9 712	326	19	0,06	0,09	0,17	0,3	1 094
99	9 279	9 530	250	39	0,15	0,13	0,18	0,3	1 373
100	10 151	10 480	329	29	0,09	0,07	0,19	0,3	2 557
101	9 451	9 726	275	52	0,19	0,09	0,18	0,3	1 888
102	9 574	9 837	263	40	0,15	0,11	0,19	0,3	2 360
103	9 913	10 297	384	33	0,09	0,1	0,16	0,3	1 032
104	9 830	10 145	315	43	0,14	0,06	0,2	0,2	2 969
105	10 050	10 339	289	3	0,01	0,14	0,2	0,4	1 585
106	9 857	10 246	389	40	0,1	0,07	0,19	0,2	2 236
110	9 593	9 931	338	34	0,1	0,12	0,2	0,2	2 453
111	9 902	10 216	313	30	0,1	0,07	0,18	0,3	3 346
112	10 235	10 602	367	72	0,2	0,08	0,18	0,3	1 963
113R1	10 537	10 878	341	8	0,02	0,07	0,14	0,4	452
114HS1	10 573	11 510	937	166	0,18	0,13	0,18	0,3	1 363
115	9 249	9 638	389	40	0,1	0,07	0,18	0,3	2 116
117H	10 520	11 600	1 080	743	0,69	0,09	0,19	0,3	2 224
118H	10 371	11 349	977	522	0,53	0,11	0,19	0,3	1 958
119	9 296	9 654	358	20	0,06	0,09	0,19	0,3	1 863
120	9 925	10 270	345	7	0,02	0,11	0,18	0,4	1 303
123	10 106	10 443	336	14	0,04	0,1	0,2	0,3	2 505
124	10 040	10 383	342	4	0,01	0,06	0,2	0,3	2 684
125	10 174	10 490	316	13	0,04	0,08	0,23	0,2	4 696
126	10 368	10 650	282	5	0,02	0,05	0,19	0,4	2 211
127	10 409	10 717	307	10	0,03	0,15	0,17	0,3	600
11	9 594	10 021	427	22	0,05	0,22	0,18	0,4	785
21	11 180	11 605	425	21	0,05	0,05	0,21	0,4	4 415
31	10 548	10 950	402	22	0,05	0,09	0,2	0,4	2 762
41	9 841	10 271	430	7	0,02	0,08	0,17	0,5	1 272
51	11 231	11 660	429	9	0,02	0,06	0,2	0,5	3 002
140	9 197	9 520	323	23	0,07	0,02	0,21	0,4	4 524
141	10 049	10 411	362	42	0,12	0,15	0,19	0,3	1 550
142	9 272	9 627	355	32	0,09	0,06	0,21	0,2	3 479
143	9 943	10 270	326	25	0,08	0,12	0,19	0,2	1 609
144S1	11 280	11 585	305	84	0,27	0,06	0,2	0,4	3 248
145	10 004	10 328	324	48	0,15	0,08	0,2	0,2	2 696
146	9 676	9 992	316	122	0,38	0,05	0,2	0,3	2 970
147	10 316	10 642	326	16	0,05	0,14	0,19	0,4	1 301



## ANEXO 4. INTERVALOS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ACTIVOS DEL CAMPO OSO

**Tabla.** Intervalos de producción de los pozos activos

POZO	INTERVALO (pies)			ESTATUS
	INICIO	FIN	TOTAL	
23	9 455	9 467	12	ABIERTO
	9 473	9 488	15	CERRADO
24	9 227	9 236	9	ABIERTO
	9 240	9 245	5	ABIERTO
	9 248	9 254	6	ABIERTO
	9 257	9 268	11	CERRADO
	9 273	9 282	9	CERRADO
25R1	9 482	9 493	11	ABIERTO
	9 499	9 509	10	ABIERTO
29	9 476	9 520	44	ABIERTO
30	9 501	9 511	10	ABIERTO
	9 515	9 523	8	ABIERTO
	9 527	9 542	15	CERRADO
33	9 424	9 430	6	ABIERTO
	9 434	9 442	8	ABIERTO
35R1	9 571	9 586	15	ABIERTO
39R1	9 538	9 568	30	ABIERTO
41	9 753	9 813	60	ABIERTO
43R1	9 600	9 608	8	ABIERTO
	9 614	9 624	10	ABIERTO
47H	10 667	11 271	604	ABIERTO
49H	10 542	11 848	1 306	ABIERTO
51	9 641	9 678	37	ABIERTO
53	9 031	9 069	38	ABIERTO
75H	10 160	10 220	60	ABIERTO
	10 408	10 982	574	CERRADO
92H	11 465	12 284	819	ABIERTO
93H	10 796	11 804	1 008	ABIERTO
95HS1	11 198	12 356	1 158	ABIERTO
36	9 315	9 340	25	ABIERTO
40	9 209	9 224	15	ABIERTO
46	9 116	9 124	8	ABIERTO
	9 134	9 160	26	CERRADO
48R1	9 803	9 909	106	ABIERTO
54H	9 240	9 270	30	ABIERTO
	10 531	11 694	1 163	CERRADO
56	9 240	9 270	30	ABIERTO
	9 300	9 352	52	ABIERTO
60H	9 787	9 831	44	ABIERTO
	10 270	11 485	1 215	CERRADO
72S1	10 234	10 260	26	ABIERTO
	10 268	10 282	14	ABIERTO
	10 290	10 294	4	ABIERTO
74	10 488	10 519	31	ABIERTO
	10 523	10 531	8	ABIERTO
80	9 930	9 946	16	ABIERTO
9	9 376	9 395	19	ABIERTO
	9 400	9 410	10	CERRADO

Continuación **Tabla.** Intervalos de producción de los pozos activos

15	9 813	9 829	16	ABIERTO
	9 835	9 859	24	CERRADO
19	10 341	10 360	19	ABIERTO
	10 370	10 390	20	CERRADO
20	9 997	10 002	5	ABIERTO
	10 005	10 010	5	ABIERTO
	10 012	10 025	13	ABIERTO
63HR1	9 343	9 368	25	ABIERTO
65R1	9 194	9 224	30	ABIERTO
67R1	9 910	9 920	10	ABIERTO
81	11 650	11 685	35	ABIERTO
82	12 286	12 301	15	ABIERTO
84	9 492	9 512	20	ABIERTO
	9 522	9 537	15	ABIERTO
86S2	10 279	10 288	9	ABIERTO
	10 318	10 404	86	ABIERTO
	10 464	10 476	12	CERRADO
	10 491	10 507	16	CERRADO
87	9 490	9 517	27	ABIERTO
88	9 162	9 176	14	ABIERTO
	9 184	9 194	10	ABIERTO
89H	10 163	10 836	673	ABIERTO
90	9 490	9 498	8	ABIERTO
97	10 524	10 538	14	ABIERTO
98	9 367	9 382	15	ABIERTO
99	9 256	9 266	10	ABIERTO
	9 288	9 294	6	ABIERTO
100	10 122	10 128	6	ABIERTO
	10 132	10 136	4	ABIERTO
	10 140	10 148	8	ABIERTO
101	9 404	9 411	7	ABIERTO
	9 417	9 458	41	ABIERTO
102	9 589	9 594	5	ABIERTO
103	9 866	9 870	4	ABIERTO
	9 874	9 884	10	ABIERTO
	9 887	9 909	22	ABIERTO
104	9 777	9 787	10	ABIERTO
	9 791	9 813	22	ABIERTO
105	9 970	9 990	20	ABIERTO
106	9 822	9 834	12	ABIERTO
	9 849	9 854	5	ABIERTO
110	9 582	9 598	16	ABIERTO
112	10 214	10 238	24	ABIERTO
	10 268	10 284	16	ABIERTO
	10 292	10 310	18	ABIERTO
113R1	10 524	10 530	6	ABIERTO
117H	10 578	11 560	982	ABIERTO
118H	10 446	11 348	902	ABIERTO
120	9 886	9 891	5	ABIERTO
	9 894	9 896	2	ABIERTO
	9 901	9 904	3	ABIERTO

Continuación **Tabla.** Intervalos de producción de los pozos activos

123	10 080	10 088	8	ABIERTO
124	9 998	10 000	2	ABIERTO
127	10 008	10 014	6	ABIERTO
4i	9 780	9 790	10	ABIERTO
	9 804	9 812	8	CERRADO
140	9 140	9 150	10	ABIERTO
141	10 010	10 033	23	ABIERTO
142	9 255	9 265	10	ABIERTO
143	9 896	9 908	12	ABIERTO
145	9 974	9 994	20	ABIERTO
	10 005	10 010	5	ABIERTO
146	9 647	9 662	15	ABIERTO
	9 676	9 681	5	CERRADO
147	10 261	10 277	16	ABIERTO
	10 279	10 285	6	ABIERTO