

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

DEPARTAMENTO DE PETRÓLEOS

CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS PRINCIPALES DEL CAMPO LAGO AGRIO PARA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN

TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS

RONNY DANIEL ANDRADE DÍAZ

rad.2525@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. GONZALO CERÓN LOPEZ

gonzalo.ceron@epn.edu.ec

CO-DIRECTOR: MSc. RAÚL VALENCIA

raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Diciembre 2017

DECLARACIÓN

Yo, Ronny Daniel Andrade Díaz, declaro bajo juramento 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 este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

RONNY DANIEL ANDRADE DÍAZ

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Ronny Daniel Andrade Díaz, bajo nuestra supervisión.

MSc. GONZALO CERÓN LÓPEZ
DIRECTOR DE PROYECTO

MSc. RAÚL VALENCIA
CO-DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Ramiro y Verónica quienes en todo momento me han brindado su apoyo incondicional.

A mi hermana y tíos más cercanos que han sido parte fundamental en mi formación personal.

A la Escuela Politécnica Nacional y a sus profesores por haberme impartido su conocimiento.

A Petroamazonas EP por contribuir con el proceso de formación de profesionales y apoyar el talento estudiantil.

Al Ingeniero Gonzalo Cerón que ha sabido guiarme en el desarrollo del presente trabajo.

DEDICATORIA

A mis padres Ramiro y Verónica quienes, sin importar las circunstancias, han sabido enseñarme que el mejor camino hacia una vida feliz es a través del esfuerzo, actuando siempre con honestidad. Tus sabios consejos papi y tu gran paciencia mami han enriquecido mi vida.

A mi hermana Verito por soportar a su molesto hermano.

A mi tía Juanita que desde que tengo memoria, siempre ha estado brindándome su apoyo y aliento.

Finalmente, a mi abuelita Piedad cuyo deseo era verme graduado de Ingeniero, partió antes, pero sin lugar a dudas en los 20 años que la tuve a mi lado me dejó grandiosas enseñanzas de vida que jamás olvidaré.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
ÍNDICE DE FIGURAS	X
ÍNDICE DE TABLAS	XII
ÍNDICE DE ANEXOS	XII
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS	XIV
RESUMEN	XVI
PRESENTACIÓN.....	XVII
CAPÍTULO 1: CONCEPTOS GENERALES	1
1.1. RESERVORIO	1
1.2. CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS	1
1.3. PARÁMETROS PETROFÍSICOS EN LA CARACTERIZACIÓN DE UN RESERVORIO	2
1.3.1. POROSIDAD (ϕ).....	2
1.3.2. PERMEABILIDAD (k)	3
1.3.3. SATURACIÓN DE FLUIDOS (S_w).....	3
1.3.4. CONTENIDO DE ARCILLA (V_{sh})	4
1.3.5. ESPESOR DE RESERVORIO.....	4
1.4. MAPAS USADOS EN LA CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO.....	4
1.4.1. MAPAS DE ISOPROPIEDADES	5
1.5. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA	5
1.5.1. REGISTROS DE POZO	7

1.5.1.1.	Registros utilizados para calcular el Volumen de Arcilla (Vsh)	7
1.5.1.2.	Registros usados para calcular la Porosidad.....	9
1.5.1.3.	Registros usados para calcular la Saturación de agua (Sw).....	12
1.5.2.	CONTACTO AGUA-PETRÓLEO (CAP)	12
1.6.	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	14
1.7.	RESERVAS DE PETRÓLEO	16
1.7.1.	RESERVAS PROBADAS	16
1.7.2.	RESERVAS PROBABLES.....	17
1.7.3.	RESERVAS POSIBLES	17
1.8.	FACTOR DE RECOBRO	17
1.8.1.	FACTOR DE RECOBRO FINAL DEL YACIMIENTO	18
1.9.	PRODUCCIÓN	18
1.9.1.	SEDIMENTO BÁSICO Y AGUA (BSW)	18

**CAPÍTULO 2: CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS PRINCIPALES
DEL CAMPO LAGO AGRIO.....**

2.1.	ANTECEDENTES.....	19
2.2.	UBICACIÓN DEL CAMPO	19
2.3.	MATRIZ DE TRABAJO	20
2.4.	GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA	21
2.4.1.	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA	21
2.4.2.	GEOFÍSICA.....	23
2.4.2.1.	Sísmica 2D.....	23
2.4.2.2.	Sísmica 3D.....	23
2.4.3.	GEOLOGÍA	23
2.5.	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA UTILIZANDO EL PROGRAMA WELL INSIGHT.....	25
2.5.1.	DATOS NECESARIOS.....	25

2.5.2.	METODOLOGÍA.....	25
2.5.2.1.	Cálculo del Volumen de Arcilla (Vsh)	26
2.5.2.2.	Cálculo de la Porosidad	27
2.5.2.3.	Cálculo de la Saturación de Agua (Sw)	29
2.4.	GENERACIÓN DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES DEL CAMPO LAGO AGRIO UTILIZANDO EL PROGRAMA OFM.....	32
2.4.1.	DATOS NECESARIOS.....	33
2.4.2.	MÉTODO DE INTERPOLACION DE DISTANCIA INVERSA (IDW)..	33
2.4.3.	MAPAS DEL RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR	35
2.4.4.	MAPAS DEL RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR.....	39
2.5.	CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES).....	43
2.5.1.	CONTACTO AGUA PETRÓLEO HOLLÍN SUPERIOR	43
2.5.2.	CONTACTO AGUA PETRÓLEO HOLLÍN INFERIOR.....	44
2.5.3.	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL POES.....	47
2.6.	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	49
2.6.1.	PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO LAGO AGRIO	50
2.6.2.	PRODUCCIÓN ACUMULADA POR RESERVORIO	50
2.6.2.1.	Producción acumulada de Hollín Superior	52
2.6.2.2.	Producción acumulada de Hollín Inferior.....	52
2.7.	RESERVAS	53
2.7.1.	RESERVAS PROBADAS	53
2.7.1.1.	Reservas Probadas Produciendo.....	53
2.7.1.2.	Reservas Probadas en No Producción.....	54
2.7.1.3.	Reservas Probadas Detrás de Casing	54
2.7.1.4.	Reservas Probadas No Desarrolladas	54
2.7.1.5.	Reservas Probadas Totales	54
2.7.2.	RESERVAS PROBABLES.....	56

2.7.3. RESERVAS POSIBLES	56
2.7.4. RESERVAS TOTALES.....	56
2.8. FACTOR DE RECOBRO	57
2.9. POZOS PERFORADOS, ESTADO Y PRODUCCION DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	57
2.9.1. POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	57
2.9.2. ESTADO DE LOS POZOS	58
2.9.2.1. Pozos Productores.....	58
2.9.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS SELECCIONADOS	60
CAPÍTULO 3: INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN	65
3.1. RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DEL RESERVORIO HOLLÍN.....	65
3.1.1. HOLLÍN SUPERIOR.....	65
3.1.2. HOLLÍN INFERIOR.....	66
3.2. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS PETROFÍSICOS Y ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES SELECCIONADOS.....	66
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
4.1. CONCLUSIONES	77
4.2. RECOMENDACIONES	79
BIBLIOGRAFÍA	81
ANEXOS.....	83

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 ESPESOR DE RESERVORIO.....	6
FIGURA 1.2 MAPA DE ESPESOR NETO AL TOPE HOLLÍN SUPERIOR	6
FIGURA 1.3 REGISTRO DE GAMMA RAY (GR) Y POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP).....	13
FIGURA 1.4 REGISTRO DE DENSIDAD (RHOB),	13
FIGURA 1.5 REGISTRO DE RESISTIVIDAD	13
FIGURA 1.6 DETERMINACIÓN DEL CAP EN 2015 Y 2016 PARA HOLLÍN INFERIOR.....	14
FIGURA 2.1 UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	20
FIGURA 2.2 MATRIZ DE TRABAJO SEGUIDA EN LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS.....	21
FIGURA 2.3 REPRESENTACIÓN DE LOS CICLOS SEDIMENTARIOS DEL CRETÁCEO	22
FIGURA 2.4 INFORMACIÓN SÍSMICA 2D	24
FIGURA 2.5 INFORMACIÓN SÍSMICA 3D	24
FIGURA 2.6 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA EN WELL INSIGHT POZO LGA- 001	26
FIGURA 2.7 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA POZO LGA-001	27
FIGURA 2.8 CÁLCULO DE POROSIDAD POZO LGA-001	29
FIGURA 2.9 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA POZO LGA-001	32
FIGURA 2.10 BASE DE DATOS PARA GENERACIÓN DE MAPAS EN OFM	33
FIGURA 2.11 MAPA DE POROSIDAD RESERVORIO HOLLIN SUPERIOR	35
FIGURA 2.12 MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR	36
FIGURA 2.13 MAPA DE ESPESOR NETO RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR	37
FIGURA 2.14 MAPA DE PERMEABILIDAD RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR	38
FIGURA 2.15 MAPA DE POROSIDAD RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR	39
FIGURA 2.16 MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR.....	40
FIGURA 2.17 MAPA DE ESPESOR NETO RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR .	41

FIGURA 2.18	MAPA DE PERMEABILIDAD RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR.	42
FIGURA 2.19	UBICACIÓN DEL L.K.O. EN HOLLÍN SUPERIOR.....	43
FIGURA 2.20	UBICACIÓN DEL CAP EN HOLLÍN INFERIOR.....	44
FIGURA 2.21	MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE HOLLÍN SUPERIOR.....	45
FIGURA 2.22	MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE HOLLÍN INFERIOR.....	46
FIGURA 2.23	UTILIZACIÓN DEL PROGRAMA PETREL PARA CÁLCULO DEL POES.....	47
FIGURA 2.24	COTAS Y ÁREAS DE CONTORNO CALCULADA EN PETREL....	48
FIGURA 2.25	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO.....	50
FIGURA 2.26	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO POR ARENA.....	51
FIGURA 2.27	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO POR ARENA EN PORCENTAJE.....	51
FIGURA 2.28	HISTORIAL DE PRODUCCION RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR.....	52
FIGURA 2.29	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR.....	53
FIGURA 2.30	PERFORACIONES POR AÑO EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	58
FIGURA 2.31	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-018.....	62
FIGURA 2.32	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-024.....	62
FIGURA 2.33	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-040.....	63
FIGURA 2.34	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-042.....	63
FIGURA 2.35	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-048.....	64
FIGURA 2.36	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-054.....	64
FIGURA 3.1	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-018.....	71
FIGURA 3.2	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-024.....	72
FIGURA 3.3	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-040.....	73
FIGURA 3.4	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-042.....	74
FIGURA 3.5	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-048.....	75
FIGURA 3.6	INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-054.....	76

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 CÁLCULO DEL POES	49
TABLA 2.2 RESERVAS PROBADAS PRODUCIENDO DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	54
TABLA 2.3 RESERVAS PROBADAS EN NO PRODUCCIÓN DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	55
TABLA 2.4 RESERVAS PROBADAS DETRÁS DE CASING DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	55
TABLA 2.5 RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	55
TABLA 2.6 RESERVAS PROBADAS TOTALES DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	55
TABLA 2.7 RESERVAS PROBABLES DEL CAMPO LAGO AGRIO PARA HOLLÍN.....	56
TABLA 2.8 RESERVAS POSIBLES DEL CAMPO LAGO AGRIO PARA HOLLÍN.....	56
TABLA 2.9 RESERVAS TOTALES DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO..	57
TABLA 2.10 CÁLCULO DEL FACTOR DE RECOBRO DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	57
TABLA 2.11 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO	59

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 DATOS DE TOPES Y BASES POR RESERVORIO, VALORES DE TEMPERATURA Y RESISTIVIDADES CALCULADOS UTILIZADOS EN EL PROGRAMA WELL INSIGHT	84
ANEXO 2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS CALCULADOS UTILIZANDO EL PROGRAMA WELL INSIGHT	87
ANEXO 3 COORDENADAS DE LLEGADA Y SALIDA DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO LAGO AGRIO.....	90

ANEXO 4	ESTADO DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO LAGO	
	AGRIO.....	92
ANEXO 5	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES	
	SELECCIONADOS DEL CAMPO LAGO AGRIO	96
ANEXO 6	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DE LOS POZOS PRODUCTORES	
	SELECCIONADOS QUE PESENTAN UN ALTO BSW	100

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
LGA:	Lago Agrio	-
Φ :	Porosidad	-
V_R :	Volumen aparente de roca	L^3
V_G :	Volumen de grano	L^3
V_p :	Volumen poroso	L^3
k:	Permeabilidad	-
S_w :	Saturación de agua	-
V_{sh} :	Volumen de arcilla	-
GR:	Gamma ray	-
SP:	Potencial espontáneo	-
API:	American Petroleum Institute	-
mv:	Milivoltios	-
R_w :	Resistividad del agua de formación	-
RHOB:	Registro de densidad	-
gr/cm^3 :	Gramo por centímetro cúbico	M/L^3
NPH:	Registro neutrónico	-
DT:	Registro sísmico	-
Δt :	Intervalo de tiempo	L
Δt_{ma} :	Lentitud de la matriz	t/L
Δt_f :	Lentitud del fluido de poro	t/L
ohm·m:	Ohmio metro	-
CAP:	Contacto agua petróleo	-
POES:	Petróleo original en sitio	-
EBM:	Ecuación de balance de materiales	-
B_{oi} :	Factor volumétrico del petróleo	-
B_y :	Barriles en yacimiento	L^3
B_n :	Barriles en superficie	L^3

Bls:	Barriles	L ³
MMBls:	Millones de barriles	L ³
FR:	Factor de recobro	-
BAPD:	Barriles de agua por día	L ³ /t
BPPD:	Barriles de petróleo por día	L ³ /t
BGPD:	Barriles de gas por día	L ³ /t
BFPD:	Barriles de fluido por día	L ³ /t
BSW:	Sedimento básico y agua	%
°API:	Grado API del petróleo	-
∅ _N :	Porosidad neutrónica	%
∅ _D :	Porosidad densidad	%
Hs:	Hollín superior	-
Hi:	Hollín inferior	-
BT:	Basal tena	-
Us:	U superior	-
Ui:	U inferior	-
Ts:	T superior	-
Ti:	T inferior	-
∅ _e :	Porosidad efectiva	%
∅ _T :	Porosidad total	%
°F:	Grados Fahrenheit	-
°C:	Grados centígrados	-
Km	Kilómetros	L
ppm:	Partes por millón	M/L ³
TVD:	Profundidad vertical verdadera	L
SSTVD:	Profundidad bajo nivel del mar	L
LKO:	Petróleo más bajo conocido	-

RESUMEN

La caracterización de reservorios es un proceso fundamental para desarrollar un campo, ya que la integración e interpretación de parámetros petrofísicos de diferentes zonas de un yacimiento permiten una óptima explotación del mismo. El Campo Lago Agrio ubicado en el Bloque 56, tiene siete reservorios productores de los cuales Hollín Superior y Hollín Inferior resultan ser sus principales debido a la producción acumulada de petróleo que registra el campo. De estos reservorios en este campo actualmente se tiene una producción promedio diaria de 2800 Bls de petróleo de 27 °API, dato que ha ido disminuyendo conforme se ha ido explotando el yacimiento debido a la presencia de un acuífero de fondo.

En el presente trabajo se realizó la interpretación petrofísica de sus reservorios principales a partir de sus registros de pozo con la finalidad de calcular y actualizar sus reservas. Además, los parámetros petrofísicos obtenidos fueron utilizados en la generación de mapas de isopropiedades utilizando el programa OFM que permiten visualizar de manera general a un reservorio y así identificar zonas con las mejores características petrofísicas.

En el Campo Lago Agrio se han perforado 62 pozos desde el año 1967, produciendo únicamente 20 pozos hasta el mes de Julio del 2017. Con la ayuda de los mapas de isopropiedades generados y el historial de producción de los pozos, se determinó que la zona Suroeste del campo presenta mejores condiciones de porosidad efectiva con un rango de valores entre 13 y 15%, sin embargo, no es la zona donde se concentran la mayor cantidad de pozos; y la zona Noreste del campo registra menos presencia de agua con un rango de valores entre 20 y 30 %.

Las zonas identificadas con mejores características y la interpretación petrofísica realizada de todos los pozos sirvieron para sugerir cambios de reservorio productor en los pozos que presenten problemas y de esta manera optimizar la producción del campo.

PALABRAS CLAVES: Reservorios Principales, Interpretación Petrofísica, Mapas de Isopropiedades, Historial de Producción, Bloque 56.

PRESENTACIÓN

Con la finalidad de caracterizar los reservorios principales del Campo Lago Agrio, se realiza la interpretación petrofísica de los mismos utilizando el programa Well Insight para calcular valores promedio de volumen de arcilla (Vsh), porosidad (Φ) y saturación de agua (Sw). Estos valores serán utilizados en la aplicación del Método Volumétrico para el cálculo del petróleo original en sitio (POES), dato que resulta imprescindible en planes de desarrollo de un campo.

El historial de producción de un pozo es un dato fundamental en el análisis del comportamiento de su reservorio productor; en el presente trabajo se pretende optimizar la producción de los reservorios principales del Campo Lago Agrio interpretando los resultados petrofísicos obtenidos, los historiales de producción de los pozos y con la ayuda de los mapas de isopropiedades generados.

El proceso de interpretación petrofísica es de suma importancia ya que de aquí parten todos los datos calculados en el desarrollo del presente trabajo, por este motivo las herramientas utilizadas para dicha interpretación deben ser utilizadas con criterio. El método volumétrico utilizado para el cálculo del POES es el más utilizado en la actualidad ya que utiliza simulación con la ayuda e innovación de programas y herramientas específicas, de esta manera se puede obtener resultados más exactos.

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

1.1. RESERVORIO

El término reservorio en términos generales significa un conjunto o una acumulación de petróleo en formaciones rocosas porosas enterradas varios metros bajo tierra o en el subsuelo. Una roca reservorio de petróleo junto con sus fluidos conforman un sistema que tiene una cierta extensión y profundidad de área y existe en condiciones de presión y temperatura determinadas, que se explora y explota comercialmente para la producción de petróleo (Dandekar, 2013).}

1.2. CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS

Al hablar sobre caracterización de un reservorio, se entiende que se busca obtener una descripción detallada de éste, para lo cual es necesario obtener las propiedades y características de la roca, así como de los fluidos contenidos en el mismo. La caracterización puede llegar a ser muy compleja, ya que involucra herramientas necesarias para la obtención de los parámetros, el análisis de los valores obtenidos y, lo más importante, cómo interactúan cada una de estas propiedades entre sí. Una caracterización puede llevarse a cabo a diferentes escalas: Microscópica, Mesoscópica, Macroscópica y Megascópica (Meza, 2013).

Una caracterización microscópica se refiere a la construcción de un modelo, en el cual se describa el comportamiento de la estructura de la roca al nivel más pequeño de ésta, es decir a partir de los diámetros de poros y granos y cómo interactúan éstos como una red. La obtención de este modelo, como su nombre lo indica, se logra por medio del análisis microscópico de recortes de la formación, láminas delgadas y núcleos pequeños (Meza, 2013).

La caracterización a nivel mesoscópica se puede definir como el estudio en un rango de tamaño desde unos centímetros hasta aproximadamente 10 metros de longitud. El objetivo se centra en las mediciones alrededor del pozo y se enfoca principalmente en una escala con dirección vertical. Todo esto para determinar heterogeneidades mayores, como tipos de estratificación y otras estructuras

geológicas de mediana escala. Se obtiene estos datos básicamente de la toma de núcleos grandes y registros geofísicos (Meza, 2013).

En la caracterización macroscópica de un reservorio se realiza un análisis del espacio que existe entre pozos por medio de la interpretación de pruebas de presión o por correlaciones de parámetros entre pozos, con el objetivo de tener un panorama más completo de las características del reservorio (Meza, 2013).

Por último, se tiene la caracterización a una escala megascópica. Esta escala comienza desde el estudio del espacio entre pozos y se extiende hasta las dimensiones de todo el campo, obteniendo con esto una configuración total de los parámetros geológicos, geofísicos o petrofísicos (Meza, 2013).

1.3. PARÁMETROS PETROFÍSICOS EN LA CARACTERIZACIÓN DE UN RESERVORIO

Los parámetros petrofísicos indican por separado determinadas cualidades o características que tiene un reservorio, ya sea si puede almacenar fluidos o no en él, que porcentaje de determinado fluido almacena y con qué facilidad puede movilizarse el mismo dentro del reservorio.

1.3.1. POROSIDAD (ϕ)

Los granos de arena y partículas de materiales carbonatados que componen una arenisca y los depósitos de caliza por lo general nunca encajan perfectamente entre sí debido a su forma tan irregular. El espacio vacío creado entre los granos o partículas, llamado espacio poral, está ocupado por fluidos (líquidos y/o gases). La porosidad de una roca reservorio entonces se define como aquella capacidad que tiene la misma de almacenar fluidos expresada en fracción de su volumen total. (Tiab & Donaldson, 2004). De forma matemática puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$\Phi = \frac{V_R - V_G}{V_R} = \frac{V_p}{V_R}$$

Donde:

Φ = Porosidad expresada en fracción.

V_R = Volumen aparente de la roca.

V_G = Volumen de los granos.

V_p = Volumen poroso.

La porosidad puede clasificarse en porosidad absoluta y porosidad efectiva. Porosidad absoluta o porosidad total se denomina al espacio poroso de la roca sin tomar en cuenta si los poros están o no interconectados entre sí; mientras que la porosidad efectiva se refiere al porcentaje de poros interconectados en una misma roca (Tiab & Donaldson, 2004).

1.3.2. PERMEABILIDAD (k)

Además de ser poroso, un reservorio debe tener la capacidad de permitir que los fluidos contenidos en él fluyan a través de sus poros interconectados. La capacidad que tiene una roca para conducir fluidos dentro de la misma se denomina permeabilidad. Esto indica que las rocas no porosas no tienen permeabilidad y así mismo, la permeabilidad de una roca depende de su porosidad efectiva. Consecuentemente, esta propiedad se ve afectada por el tamaño, la forma, la distribución y el grado de consolidación del grano de la roca (Tiab & Donaldson, 2004).

1.3.3. SATURACIÓN DE FLUIDOS (S_w , S_o , S_g)

Si bien la porosidad representa la capacidad máxima de una roca reservorio para almacenar fluidos, la saturación del fluido o la saturación del espacio poroso en realidad cuantifica la cantidad de esta capacidad disponible que realmente contiene varias fases fluidas; en otras palabras, hace referencia a cómo se distribuyen o dividen esa capacidad de almacenamiento, el volumen de poro o el espacio poroso entre las tres fases típicas de fluido de yacimiento: gas, petróleo y agua (generalmente denominado salmuera o agua de formación). Por lo tanto, las saturaciones de fluido iniciales definidas como fracciones del espacio de poro

ocupado por gas, petróleo y agua son factores clave en la determinación del petróleo original en sitio (POES) (Dandekar, 2006).

Matemáticamente la saturación de cualquier fluido presente en la roca puede expresarse de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Saturación de Fluido} = \frac{\text{Volumen del Fluido}}{\text{Volumen Poroso Efectivo}}$$

1.3.4. CONTENIDO DE ARCILLA (Vsh)

Se define como el porcentaje neto de arcilla que posee una determinada formación o reservorio. Más adelante se explicará cómo es posible determinar este parámetro a partir de los registros de potencial espontáneo (SP) y gamma ray (GR).

1.3.5. ESPESOR DE RESERVORIO

Como se muestra en la Figura 1.1, puede clasificarse al espesor de un reservorio de tres formas, la primera es el Espesor Total “GROSS” el cual considera la distancia que existe entre el tope y la base de una formación perpendicularmente (en TVD), la segunda es el Espesor Neto “NetRes” el cual considera las zonas del reservorio que cumplen con ciertos parámetros adecuados de porosidad efectiva y volumen de arcilla que indican que de dicha zona puede recuperarse hidrocarburos, y finalmente, el Espesor Saturado “NetPay” el cual representa únicamente a las zonas saturadas de petróleo (Miranda, 2008).

1.4. MAPAS USADOS EN LA CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO

Una manera de mostrar de forma clara la información de las propiedades utilizadas para caracterizar yacimientos petroleros es representar dichas propiedades en mapas. Debido a que en la industria petrolera por diversas razones los cambios en la información son frecuentes, los mapas deben ser modificados o actualizados constantemente (Meza, 2013).

Los mapas más utilizados son aquellos que representan diferentes parámetros del yacimiento, como: espesor neto, límites del reservorio, porosidad, permeabilidad,

saturación de fluidos, presiones, entre muchos otros. A estos mapas se les llama de isopropiedades. En general, los mapas para caracterizar un yacimiento petrolero se construyen principalmente con datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de fluidos de yacimiento (Meza, 2013).

1.4.1. MAPAS DE ISOPROPIEDADES

Un mapa de isopropiedades es la representación cartográfica de la variación de los valores de alguna propiedad del yacimiento petrolero. Las fuentes de información son, en primera instancia, los datos sísmicos, los registros de pozos, las muestras de roca, el conocimiento que se tenga de áreas cercanas, así como de los datos de producción y de presión de los pozos (Meza, 2013).

La preparación de mapas de isopropiedades conduce a disponer de una muy buena presentación areal de la información considerada, ya que permite su rápida visualización, lo cual ayuda a establecer mejor las formas de explotar el yacimiento. En la Figura 1.2 podemos observar un ejemplo de un mapa de espesores en el cual se tiene delimitado el reservorio y representados los pozos en el mismo.

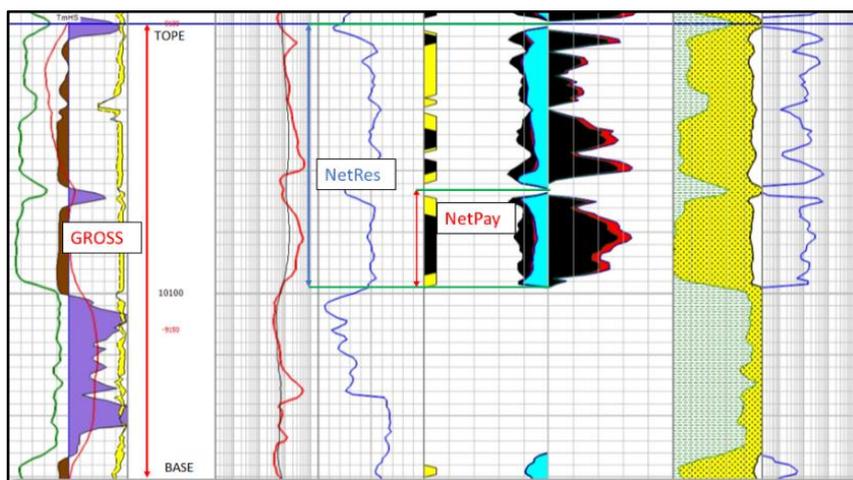
1.5. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

La interpretación petrofísica consiste en analizar propiedades físicas de las rocas, así como el contenido de fluidos, tales como: la porosidad, permeabilidad y saturación; con la finalidad de estimar el potencial de producción de un determinado pozo. Para este fin los registros de pozo a hueco abierto conocidos como Open-Hole son de gran utilidad, ya que al interpretar cada una de las curvas registradas es posible determinar la litología y que fluidos se encuentran en las diferentes formaciones presentes a lo largo del pozo. Una interpretación petrofísica tiene como objetivos:

- Identificar zonas prospectivas.
- Determinar espesores de los diferentes reservorios.
- Calcular la porosidad.
- Distribución de fluidos.
- Calcular el volumen de hidrocarburos.

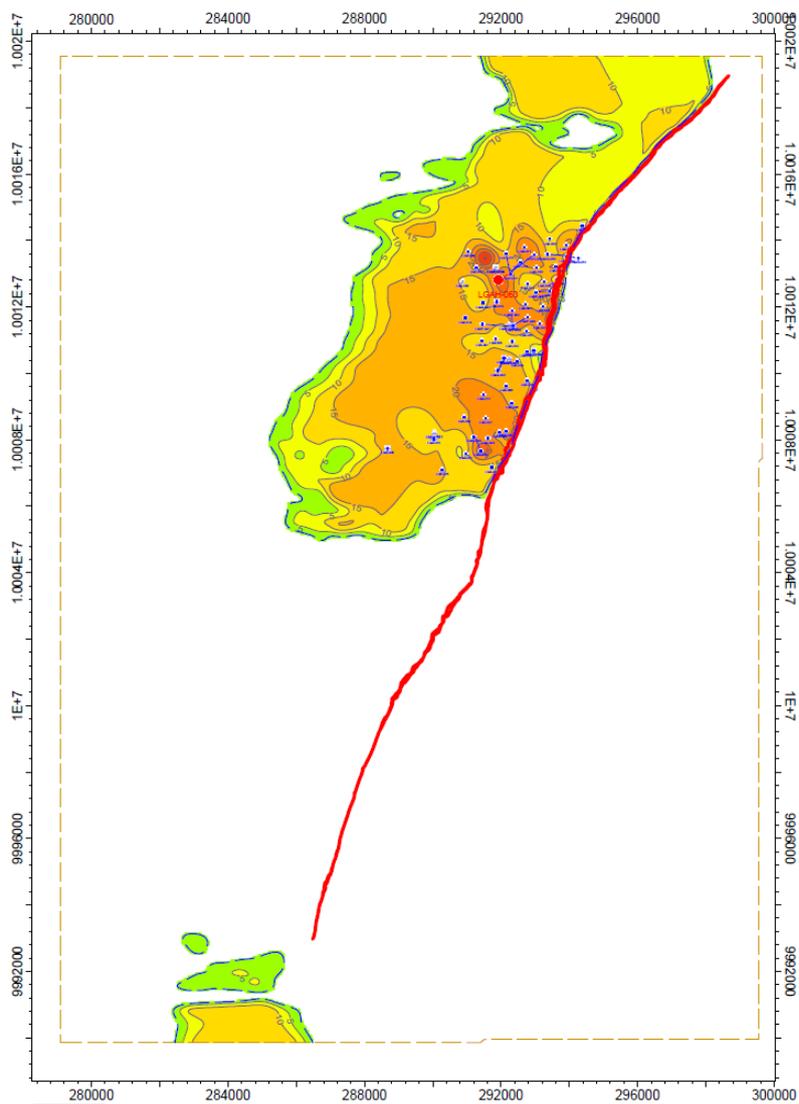
(Rodríguez, 2007)

FIGURA 1.1 ESPESOR DE RESERVORIO



ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

FIGURA 1.2 MAPA DE ESPESOR NETO AL TOPE HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

1.5.1. REGISTROS DE POZO

Un registro de pozo se puede describir como “una grabación en profundidad de algunas de las características de las formaciones rocosas atravesadas, realizada por herramientas de medición en el hueco del pozo” (Serra, 1984).

Los registros de pozo son importantes ya que con ellos medimos un número de parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de los estratos que han penetrado, lo que proporciona una descripción de la roca. Además, dan información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas (agua, petróleo o gas). Por lo anterior, la principal función de los registros de pozo es la localización y evaluación de los yacimientos de hidrocarburos.

A continuación, se explica la utilidad que tienen los registros que se han utilizado en la interpretación petrofísica del desarrollo de este trabajo.

1.5.1.1. Registros utilizados para calcular el Volumen de Arcilla (Vsh)

Para calcular o determinar el volumen de arcilla de una formación pueden utilizarse dos registros como ya se ha mencionado anteriormente: el gamma ray (GR) con el que se puede estimar el tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas; y el potencial espontáneo (SP) cuyos principios de funcionamiento se explican a continuación.

1.5.1.1.1. Registro Gamma Ray (GR)

La radioactividad natural es la desintegración espontánea de los átomos de ciertos isótopos en otros isótopos; este producto puede ser estable o puede sufrir un deterioro adicional hasta que finalmente se crea un isótopo estable. Una serie radiactiva se refiere a un grupo de isótopos incluyendo el radioisótopo inicial y todos sus derivaciones estables o inestables. La radioactividad va acompañada de la emisión de partículas alfa o beta, rayos gamma y la generación de calor. La radiación gamma natural es una forma de radiación espontánea emitida por ciertos núcleos atómicos inestables (Serra, 1984).

Se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Durante la meteorización de las mismas, los elementos radiactivos que

éstas contienen se desintegran en partículas diminutas, por lo tanto, las lutitas tienen emisiones de rayos gamma mayores que las arenas. Mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas, mayor es la emisión de GR de las mismas. Los principales minerales radiactivos detectados por este registro son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U). Este registro se lee de izquierda a derecha; si el GR es bajo indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de la misma. La unidad de medida es registrada según el American Petroleum Institute (API), con un rango de valores que generalmente va de 0 a 200 API (Serra, 1984).

1.5.1.1.2. Registro de Potencial Espontáneo (SP)

Schlumberger descubrió este fenómeno en 1928 y explicaron que existe una diferencia de potencial eléctrico, espontáneamente, entre un electrodo en el pozo y un electrodo de referencia remoto en la superficie. Este potencial varía de formación a formación, por lo general dentro del rango de algunas decenas o cientos de milivoltios en relación con el nivel de lutitas. El potencial espontáneo frente a una formación puede atribuirse a dos procesos que implican movimiento de iones: la electrocinética que se desarrolla cuando un electrolito penetra en un medio poroso no metálico y el potencial electroquímico que está presente cuando dos fluidos de diferentes salinidades están en contacto directo o separados por una membrana semipermeable como una lutita (Serra, 1984).

Se mide introduciendo un electrodo en el hueco sin entubar, mientras que otro electrodo se sumerge en un hoyo excavado en la superficie y lleno de lodo de perforación. Se toma a hueco abierto y se considera nulo (valor 0) frente a las capas gruesas de arcilla. La unión de todos los puntos con SP nulo permite trazar una línea llamada comúnmente Línea Base de las Arcillas. Como norma general, estos registros se realizan de tal manera que las desviaciones hacia la izquierda de la línea base de las arcillas se consideran negativas; y las desviaciones hacia la derecha se consideran positivas.

Cuando la salinidad del lodo de perforación es mayor que la salinidad del agua de formación, entonces se produce un intercambio iónico del pozo hacia la formación y el SP es positivo. Cuando la salinidad del lodo de perforación es menor que la salinidad del agua de formación se produce un intercambio iónico de la formación al pozo y el SP es negativo.

Las arenas poco consolidadas que contienen agua dulce poseen registros SP positivos y las arenas que contienen agua salada dan registros SP negativos. Cuando la salinidad del lodo de perforación es similar a la salinidad del agua de formación, entonces no se produce ningún intercambio iónico y el SP es neutro. En estos casos, el SP no sirve de mucho ya que frente a las capas de lutitas no se produce intercambio iónico evidente. Se mide en milivoltios (mV) con un rango de valores que generalmente va de -80 a 20 mV y se utiliza para identificar capas porosas, calcular la salinidad y la resistividad del agua de formación (Rw). En la Figura 1.3 se muestra un ejemplo de la curva de GR y SP (Serra, 1984).

1.5.1.2. Registros usados para calcular la Porosidad

Para calcular o determinar la porosidad de una formación pueden utilizarse tres tipos de registros cuyo principio de funcionamiento se explica a continuación.

1.5.1.2.1. Registro de densidad (RHO)

Estos registros aparecieron por primera vez en 1957, basándose en el principio de la absorción de rayos gamma por dispersión de Compton. La porosidad se puede derivar de la densidad y se puede presentar como un porcentaje o como una fracción decimal en el registro, pero dicha medición de porosidad aún puede resultar afectada por la presencia de lutitas y otros minerales no contabilizados por la herramienta de medición del registro, por lo que no se puede asumir como porosidad final. (Crain, 2000)

Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, los cuales colisionan con los átomos presentes en la roca; la herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones. Este registro sirve para estimar la densidad del sistema roca – fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha y la unidad de medida es $\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$, con un rango de valores que va desde 1.95 a $2.95 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}$ (Serra, 1984).

$$\phi_{\text{densidad}} = \frac{\rho_{\text{matriz}} - \rho_{\text{registro}}}{\rho_{\text{matriz}} - \rho_{\text{fluido}}}$$

Donde:

ϕ_{densidad} = porosidad por la densidad

ρ_{matriz} = porosidad de la matriz (2.65g/cm³)

ρ_{registro} = lectura del registro

ρ_{fluido} = densidad del fluido (1g/cm³)

(Serra, 1984).

1.5.1.2.2. Registro neutrónico (NPH)

La dispersión inelástica, la dispersión elástica y la absorción son los fenómenos básicos que ocurren después de que se introduce un neutrón rápido en una formación. Los neutrones rápidos se ralentizan primero mediante la dispersión inelástica (que tiene lugar a un alto nivel de energía de neutrones) y luego mediante la dispersión elástica. Los neutrones eventualmente disminuyen a un nivel de energía en el que coexisten con los núcleos de formación en equilibrio térmico. Los neutrones en este estado se llaman neutrones térmicos y los mismos, continúan dispersándose elásticamente de los núcleos de formación y se difunden. Cada neutrón térmico finalmente es capturado por uno de los núcleos. El núcleo emite instantáneamente rayos gamma, llamados rayos gamma de captura. Los neutrones que se han desacelerado casi hasta el nivel de energía térmica y aún son lo suficientemente enérgicos como para evitar la captura se conocen como neutrones epitermales (Bassiouni, 1994).

El registro se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo en la roca. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca; la herramienta también posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones y sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica alto índice de neutrones, y si es bajo indica bajo índice de neutrones. Se lee de derecha a izquierda y la unidad de medida es en fracción o en %, con un rango de valores que va desde -0.15 a 0.45 (-15 a 45 %) (Serra, 1984).

1.5.1.2.3. Registro sónico (DT)

Los dispositivos sónicos se introdujeron por primera vez para la determinación de la velocidad sísmica. Estos "registros de velocidad continua" se han usado ampliamente en la exploración y desarrollo de campos de petróleo una vez que se descubrió que se podía extraer un valor confiable de porosidad de la formación a partir de la respuesta del registro. Las herramientas sónicas convencionales miden el recíproco de la velocidad de la onda de compresión. Este parámetro se denomina tiempo de viaje de intervalo, encendido o lentitud, y se expresa en microsegundos por pie. La porosidad de las formaciones consolidadas está relacionada con Δt por la ecuación de Wyllie:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Donde:

Δt_{ma} = Lentitud de la matriz, $\left(\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}}\right) = 55.5 \frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}}$ para areniscas

Δt_f = Lentitud del fluido de poro, $\left(\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}}\right)$.

(Bassiouni, 1994)

El registro utiliza el mismo principio del método sísmico, es decir, mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo. Posee un emisor de ondas y un receptor que mide el tiempo de tránsito de dichas ondas. El objetivo principal del perfil sónico es la determinación de la porosidad de las rocas penetradas por el pozo (SPHI) a partir del tiempo de tránsito de las ondas (Δt). Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad y, por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca. Se lee de derecha a izquierda y la unidad de medida es $\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}}$, con un rango de valores que va de 40 a 140 $\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}}$. En la Figura 1.4 se muestra un ejemplo de los tres registros utilizados para determinar la porosidad mencionados anteriormente (Serra, 1984).

1.5.1.3. Registros usados para calcular la Saturación de agua (S_w)

1.5.1.3.1. Registro de resistividad

La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. Existe una relación entre la resistividad de la roca, la porosidad y la saturación de agua. Si se mide la resistividad de la formación, se puede deducir la presencia de hidrocarburo y su cantidad (Bassiouni, 1994).

Esta propiedad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas y proporciona evidencias del contenido de fluidos en las mismas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas. Este registro se lee de izquierda a derecha y la unidad de medida es $\text{ohm}\cdot\text{m}$, con un rango de valores que va de 0.2 a 2000 $\text{ohm}\cdot\text{m}$ en una escala logarítmica. En la Figura 1.5 se muestra un ejemplo de la curva con su respectiva escala (Bassiouni, 1994).

1.5.2. CONTACTO AGUA-PETRÓLEO (CAP)

El contacto agua petróleo (CAP) puede definirse como una superficie de discontinuidad de un yacimiento, sobre la cual predomina la presencia de petróleo y por debajo de la cual predomina la presencia de agua. Si bien el petróleo y el agua son inmiscibles, el contacto entre ambos corresponde normalmente a una zona de transición y suele existir agua irreducible que es adsorbida por los granos de las rocas y petróleo inmóvil que no puede ser producido. El CAP no siempre conforma una superficie horizontal plana, sino que puede estar inclinado o ser irregular. (Schlumberger Oilfield Glossary)

Para determinar el CAP a partir de los registros de pozo se deben considerar principalmente las curvas de gamma ray y de resistividad. Una caída considerable de la curva de resistividad indica la posible presencia de agua, pues como ya se explicó anteriormente el agua tiene baja resistividad y alta conductividad, mientras

que el petróleo tiene alta resistividad y baja conductividad. A la vez que se observa la curva de resistividad, debe también analizarse la curva de gamma ray que indica cambios litológicos ya que puede coincidir que un cambio abrupto en la curva de resistividad se deba precisamente a un cambio en la litología de la formación.

Es importante la determinación del CAP original en un reservorio porque influye de manera directa en el cálculo del petróleo original en sitio POES, de tal manera que, al asumir un CAP más profundo, incrementaría el volumen de cálculo del espesor neto de la formación y por ende de igual forma incrementa el POES. En la Figura 1.6 se muestra el CAP determinado en diferentes pozos los cuales no fueron perforados el mismo año por lo que cambia la profundidad original de este parámetro.

FIGURA 1.3 REGISTRO DE GAMMA RAY (GR) Y POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

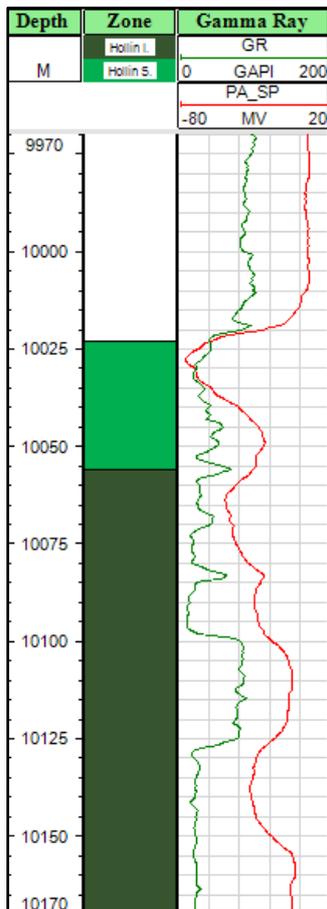


FIGURA 1.4 REGISTRO DE DENSIDAD (RHOB), NEUTRÓNICO (NPH) Y SÓNICO (DT)

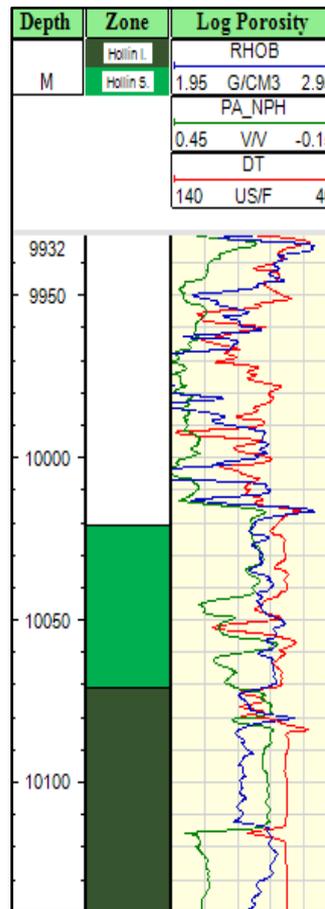
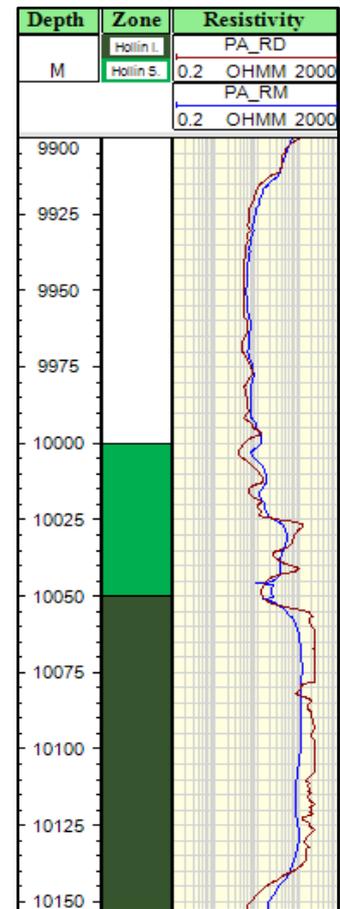
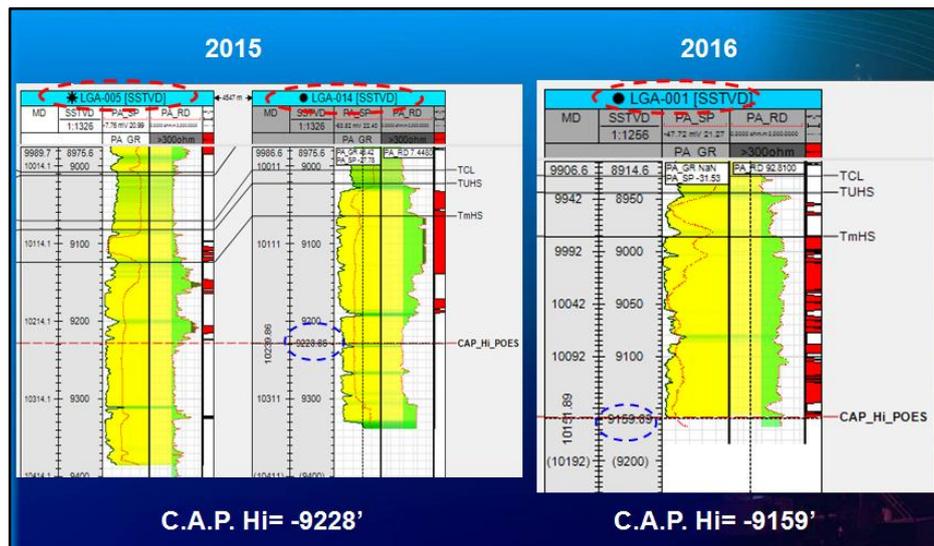


FIGURA 1.5 REGISTRO DE RESISTIVIDAD PROFUNDA (RD) Y MEDIA (RM)



FUENTE: Programa Well Insight
ELABORADO POR: Ronny Andrade

FIGURA 1.6 DETERMINACIÓN DEL CAP EN 2015 Y 2016 PARA HOLLÍN INFERIOR



FUENTE: Petroamazonas EP, 2016

1.6. PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El petróleo original en sitio (POES), es el volumen inicial u original del petróleo existente dentro del yacimiento. Este valor representa una de las referencias más utilizadas al momento de clasificar yacimientos, de acuerdo con su tamaño; así como darles prioridad a proyectos de explotación de yacimientos o definir porcentajes de equidad en caso de la explotación de un yacimiento unificado. Para la cuantificación del POES se puede utilizar distintas metodologías como:

1.6.1. CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Existen varios estudios, pero los más resaltantes son los de J. J. Arps y el de M. J. Fetkovich. Arps, estudió la relación matemática entre la tasa de producción y la producción acumulada con respecto al tiempo, y desarrolló la ecuación diferencial original de la familia de curvas hiperbólicas, así como escalas gráficas para representarlas. Arps demostró que tanto los datos de historia de producción que aparecía bajo líneas rectas en escala semilogarítmica como en logarítmica, eran miembros de esta familia, siendo casos particulares de ésta. De tal manera, que describió las principales características de los tipos de curvas de declinación, además de una metodología basada en la tasa de pérdida, a , que permite reconocerlas, y propuso un tipo de declinación adicional cuya relación tasa – tiempo

es similar a la relación de la declinación exponencial, y puede ser representada por una línea recta usando coordenadas semilogarítmicas; no obstante, la tasa de declinación misma declina a un porcentaje constante por mes (Rodríguez, 2007). Fetkovich demostró que tanto la solución analítica de la acción infinita y las soluciones para yacimientos finitos, a presiones constantes, pueden ser representadas en una misma curva adimensional en escala logarítmica con todas las ecuaciones empíricas desarrolladas por Arps. A partir de esto, construyó las denominadas curvas tipo adimensionales y empleó estas curvas en el estudio de la historia de producción de diferentes pozos (Rodríguez, 2007).

1.6.2. BALANCE DE MATERIALES

Constituye la aplicación en conjunto de dos principios básicos: la Ley de la Conservación de la Masa y la Ley de la Conservación de la Energía. Este método permite obtener deducciones cuantitativas y predicciones, que son de gran ayuda para el análisis de yacimientos. En general, se hace un balance entre los fluidos remanentes y los producidos. Este balance se acostumbra a hacer en base volumétrica (aunque no es estrictamente necesario) debido a que los fluidos producidos se miden en unidades de volumen. En la forma más simple, la Ecuación de Balance de Materiales (EBM) para un yacimiento, puede describirse como lo expresa la fórmula mostrada a continuación:

$$\text{Volumen Inicial} = \text{Volumen Producido} + \text{Volumen Remanente}$$

(Rodríguez, 2007)

1.6.3. MÉTODO VOLUMÉTRICO

Es el método que se utilizó en el desarrollo de este trabajo y permite la estimación del POES a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca (Rodríguez, 2007).

Debido a que estos parámetros son determinados a partir de la información obtenida de los pozos de yacimientos, ya que estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan un cierto rango de

incertidumbre. De acuerdo con la información petrofísica que se tenga, estos promedios pueden ser ponderados por espesor, área o volumen relacionados al pozo que aporta los datos. La ecuación determinística en la aplicación del método volumétrico es la siguiente:

$$\text{POES} = \frac{7758 \times V_R \times \Phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Donde:

V_R = volúmen total de roca, (Acre-Pies).

Φ = porosidad promedio de la arena, (Fracción).

S_w = saturación promedio de agua, (Fracción).

B_{oi} = factor volumétrico del petróleo a la presión inicial, (By/Bn).

POES = petróleo original en sitio, (Bn).

El factor 7758 permite obtener el valor del POES en superficie, (Bn).

(Rodríguez, 2007)

1.7. RESERVAS DE PETRÓLEO

Las reservas son los volúmenes de hidrocarburos existentes en los yacimientos que pueden ser recuperados de una manera económicamente rentable. Todos los cálculos realizados de reservas involucran algún grado de incertidumbre, este grado de incertidumbre depende principalmente de la calidad y cantidad de datos confiables tanto de geología, de ingeniería como del desarrollo del yacimiento que se encuentren disponibles para su respectivo análisis, según este grado de incertidumbre las reservas se clasifican principalmente en probadas, probables y posibles (Rodríguez, 2007).

1.7.1. RESERVAS PROBADAS

Son reservas cuyos volúmenes de petróleo que se encuentran en los yacimientos han sido descubiertos, desarrollados y se pueden recuperar de una forma económicamente rentable; estas reservas las podemos clasificar de la siguiente manera:

Reservas probadas produciendo. - Son reservas calculadas de los pozos que se encuentran actualmente en producción.

Reservas probadas cerradas (shuttin). - Son reservas calculadas de los pozos que se encuentran actualmente cerrados o que no están en producción.

Reservas probadas detrás del casing. - Son reservas calculadas que se espera sean recuperadas de zonas en pozos existentes, que requerirán trabajos de completación adicional o futura re-completación (Work Over) para reiniciar su producción.

Reservas probadas no desarrolladas. - Son aquellas reservas que no han sido desarrolladas es decir son zonas nuevas que tiene la presencia de Hidrocarburos, las cuales son de gran importancia para el plan de desarrollo de un campo ya que estas reservas permiten incrementar el factor de recobro del yacimiento.

(Petroamazonas EP, 2017)

1.7.2. RESERVAS PROBABLES

Son aquellas reservas de petróleo que tienen un alto grado de certidumbre que todavía no han sido probadas, que se localizan en áreas de estructuras cercanas o próximas a las reservas probadas de una misma estructura (Rodríguez, 2007).

1.7.3. RESERVAS POSIBLES

Son reservas de petróleo que se lograrían recuperar de yacimientos que se creen pueden existir, en áreas donde la información geológica, de sísmica y de ingeniería tienen un bajo grado de certeza (Rodríguez, 2007).

1.8. FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro del yacimiento constituye la fracción del POES del yacimiento que se ha extraído o recuperado con las técnicas actuales por lo que se expresa en porcentaje, el cálculo se lo realiza con la siguiente fórmula:

$$FR = \frac{\text{Reservas Probadas(MMBls)}}{\text{POES (MMBls)}} \quad \text{Ecuación 1.2}$$

(Petroamazonas EP, 2017)

1.8.1. FACTOR DE RECOBRO FINAL DEL YACIMIENTO

El factor de recobro final del yacimiento constituye la fracción del POES del yacimiento que puede ser extraído o recuperado por lo que se expresa en porcentaje, el cálculo se lo realiza de la siguiente manera:

$$FR = \frac{\text{Reservas totales (MMBls)}}{\text{POES (MMBls)}} \quad \text{Ecuación 1.3}$$

(Petroamazonas EP, 2017)

1.9. PRODUCCIÓN

En la industria petrolera, el área de producción de hidrocarburos es la más importante cuando se analiza económicamente las operaciones. Un pozo puede producir diariamente agua (BAPD), petróleo (BPPD) y gas (BGPD) pero los costos de producción son medidos con la producción diaria de fluido (BFPD), es decir la suma de los tres tipos de fluidos producidos mencionados anteriormente.

1.9.1. SEDIMENTO BÁSICO Y AGUA (BSW)

Representa el porcentaje de agua y sedimentos contenidos en los hidrocarburos líquidos. Este factor es medido en superficie y se lo considera al momento de analizar la rentabilidad de producir de un determinado pozo, pues un elevado porcentaje de BSW (>50%) indica que se está produciendo más agua que petróleo; esto no quiere decir que ya no es económicamente rentable producir de dicho pozo, pero es preferible tener un bajo BSW cuando se considera los costos de producción por barril de fluido total. El cálculo de BSW se representa en la siguiente fórmula. (Schlumberger Oilfield Glossary)

$$BSW = \frac{BAPD}{BFPD} \quad \text{Ecuación 1.4}$$

CAPÍTULO 2

CARACTERIZACIÓN DE LOS RESERVORIOS PRINCIPALES DEL CAMPO LAGO AGRIO

2.1. ANTECEDENTES

El campo Lago Agrio forma parte del Activo Lago Agrio el mismo que abarca los campos: Lago Agrio (Bloque-56), Guanta-Dureno (Bloque-57), Parahuacu (Bloque-57), Charapa (Bloque-50) y (Bloque-11), campos ubicados en la provincia de Sucumbíos y Pacoa (Bloque-1) ubicado en la provincia de Santa Elena.

Este campo fue descubierto en abril de 1967 y manejado por Texaco mediante la perforación del pozo Lago Agrio 1 el cual dio una producción por flujo natural de 1399 BPPD de 29° API provenientes de la Formación Hollín; posteriormente, por término de plazos contractuales, el campo pasó a manos de la filial temporal Petroamazonas en 1990, que en el año 1993 se unificó con la filial estatal Petroproducción. En el año 2010 la filial estatal se transformó en la Gerencia de Exploración y Producción de la Empresa pública Petroecuador. En enero del 2013, cuando el proceso de fusión por absorción entre Petroamazonas EP y la gerencia de Exploración y Producción de EP Petroecuador se concretó, la operadora a cargo del campo Lago Agrio paso a ser Petroamazonas EP. (Petroamazonas, 2017)

2.2. UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo Lago Agrio, que es el cual vamos a estudiar en el presente trabajo, se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente del Ecuador, provincia de Sucumbíos, bloque 56. Su estructura está dada por un anticlinal de orientación NNE-SSO, con una longitud aproximada de 11 Km y un ancho promedio de 4.5 Km, limitado en su flanco oriental por una falla transpresional que corta en su flanco sur a la estructura de Palo Rojo y hacia el norte a la estructura del Campo Charapa como se muestra en la Figura 2.1.

FIGURA 2.1 UBICACIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO



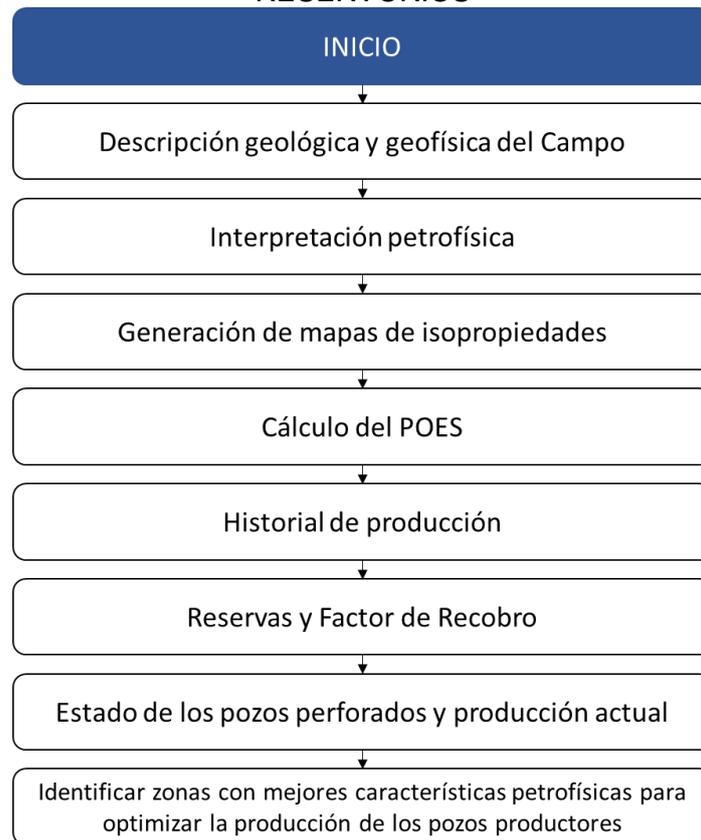
FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

2.3. MATRIZ DE TRABAJO

En la Figura 2.2 se describe de forma general la metodología seguida para caracterizar los reservorios principales del Campo Lago Agrio. Primero se realizó la interpretación petrofísica utilizando los datos de los registros de pozo para calcular un promedio por reservorio de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua. Obtenidos estos valores se los ingresó en el programa OFM para generar mapas de isopropiedades con la finalidad de identificar las zonas con mejores características petrofísicas. Utilizando el programa Petrel se determinó las áreas de los reservorios de interés para calcular el POES.

Un proceso fundamental en la caracterización de reservorios es la actualización de reservas, por lo cual se revisó el historial de producción de los pozos del campo para así realizar los cálculos respectivos y obtener el factor de recobro. Finalmente, con el objetivo de optimizar la producción del campo, se revisó el estado sus pozos para sugerir posibles cambios de reservorio productor de pozos con problemas. El proceso anterior brevemente descrito, se lo puede seguir en la Figura 2.2. La empresa Petroamazonas EP proporcionó en su gran mayoría la información y las herramientas necesarias para el desarrollo del trabajo.

FIGURA 2.2 MATRIZ DE TRABAJO SEGUIDA EN LA CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS



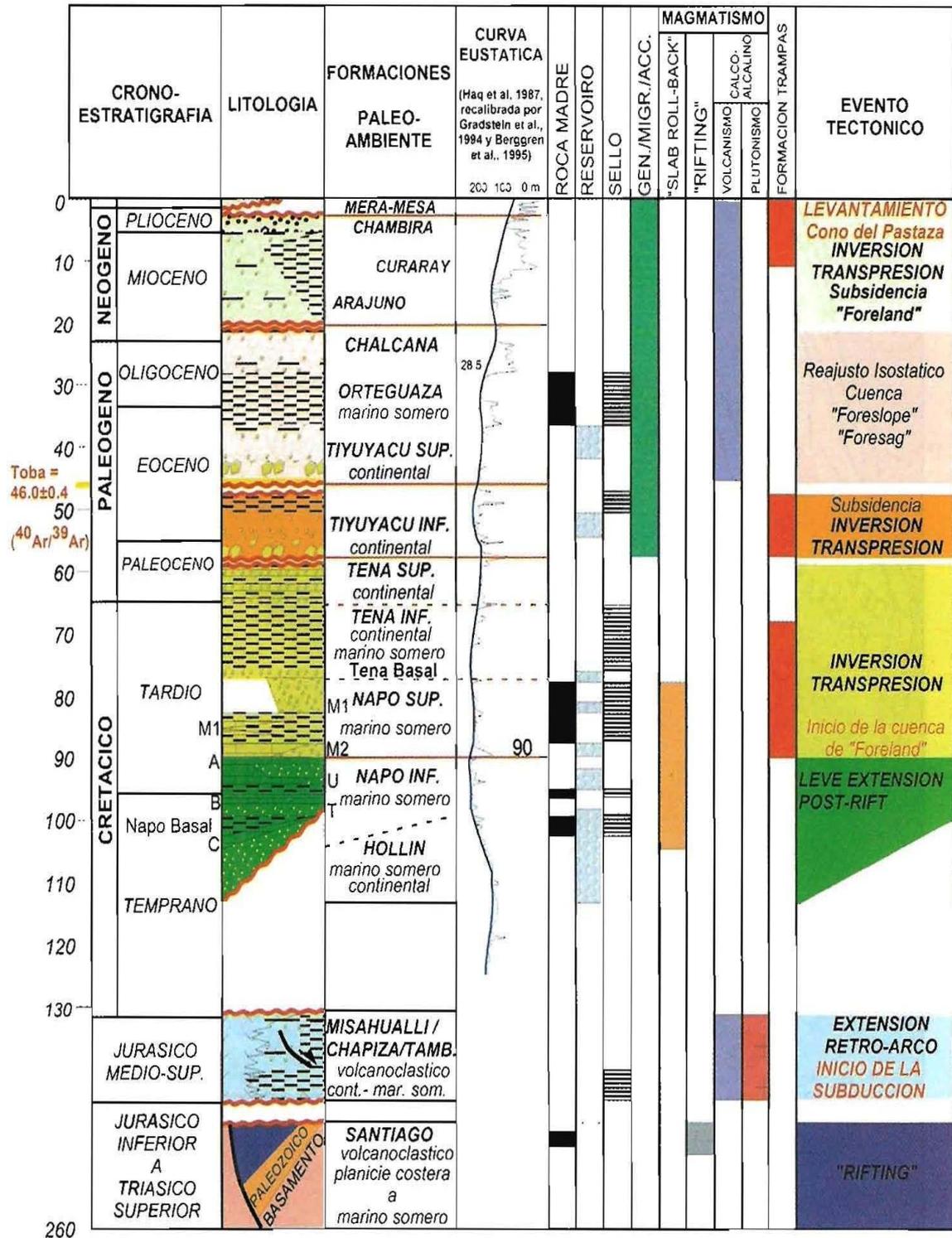
ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

2.4. GEOLOGÍA Y GEOFÍSICA

2.4.1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

En la Cuenca Oriente se puede observar una columna sedimentaria subdividida en megasecuencias, las cuales han sido representadas a través de la construcción de un modelo paleogeográfico como se muestra en la Figura 2.3.

FIGURA 2.3 REPRESENTACIÓN DE LOS CICLOS SEDIMENTARIOS DEL CRETÁCEO



FUENTE: Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, P., 2004

2.4.2. GEOFÍSICA

2.4.2.1. Sísmica 2D

El campo Lago Agrio tiene un bajo cubrimiento sísmico, por lo cual la empresa Petroamazonas EP interpretó ocho líneas sísmicas que lo cubren, con un espaciado aproximado de 3.5 Km entre cada línea sísmica, que corresponden a los programas sísmicos 2D: PE91, PE 92 y PE 95 como se ve en la Figura 2.4.

2.4.2.2. Sísmica 3D

En el año 2014 Petroamazonas EP realizó la adquisición de la sísmica 3D en el Campo Lago Agrio, la cual tiene un espaciado de 10 ms lo que corresponde aproximadamente a 15 m. de distancia y proporciona una información mucho más verídica en comparación con la sísmica 2D debido a su diferencia en el espaciado, en la Figura 2.5 se muestra las líneas sísmicas 3D del Campo Lago Agrio.

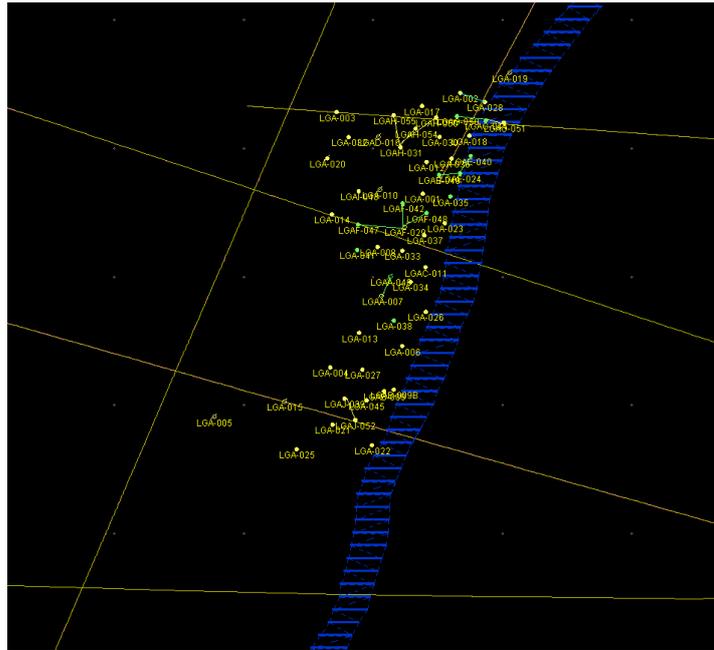
Cabe mencionar que no se pudo realizar toda la adquisición sísmica 3D del Campo Lago Agrio debido a que en la parte central del campo se encuentra la ciudad razón por la que en ese territorio realizaron un patch entre la sísmica 2D y 3D.

2.4.3. GEOLOGÍA

El Campo Lago Agrio es un pliegue amplio asociado a una falla inversa que lo limita al este. Al sur el pliegue se separa de la falla presentando un bajo estructural, debido a la migración de la estructura precretácica dominante hacia esa misma posición.

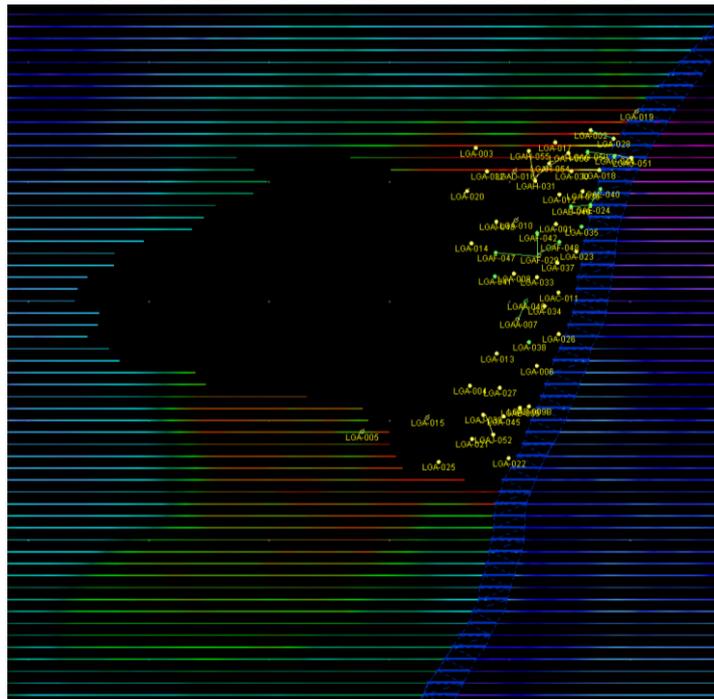
Este campo cuenta con 7 reservorios productores, de los cuales 2 son sus reservorios principales: Hollín Superior y Hollín Inferior ya que en estos se tiene una mayor producción acumulada de petróleo, y 5 reservorios secundarios: Basal Tena, U Superior, U Inferior, T Superior y T Inferior.

FIGURA 2.4 INFORMACIÓN SÍSMICA 2D



FUENTE: Petroamazonas EP, 2014

FIGURA 2.5 INFORMACIÓN SÍSMICA 3D



FUENTE: Petroamazonas EP, 2014

2.5. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA UTILIZANDO EL PROGRAMA WELL INSIGHT

La interpretación petrofísica se realiza con la finalidad de caracterizar las propiedades físicas de las rocas mediante la integración del entorno geológico y registros de pozo para posteriormente determinar el tipo de fluido contenido en los reservorios de este campo. Este análisis se lo realizó en el programa Well Insight con información de los registros tomados en cada pozo. Los reservorios de interés en el desarrollo de este trabajo son Hollín Superior y Hollín Inferior por lo que toda la interpretación se enfocó en los mismos.

2.5.1. DATOS NECESARIOS

Para realizar la interpretación se requiere los archivos de los registros realizados de cada pozo en formato digital LAS, así como también los datos de topes y bases formacionales de cada reservorio que se encuentran en las Tablas A1.1 y A1.2 adjuntas en el Anexo 1. Se analizaron los datos de 62 pozos perforados, la información fue conseguida a través de la empresa Petroamazonas EP la cual es la operadora a cargo del campo.

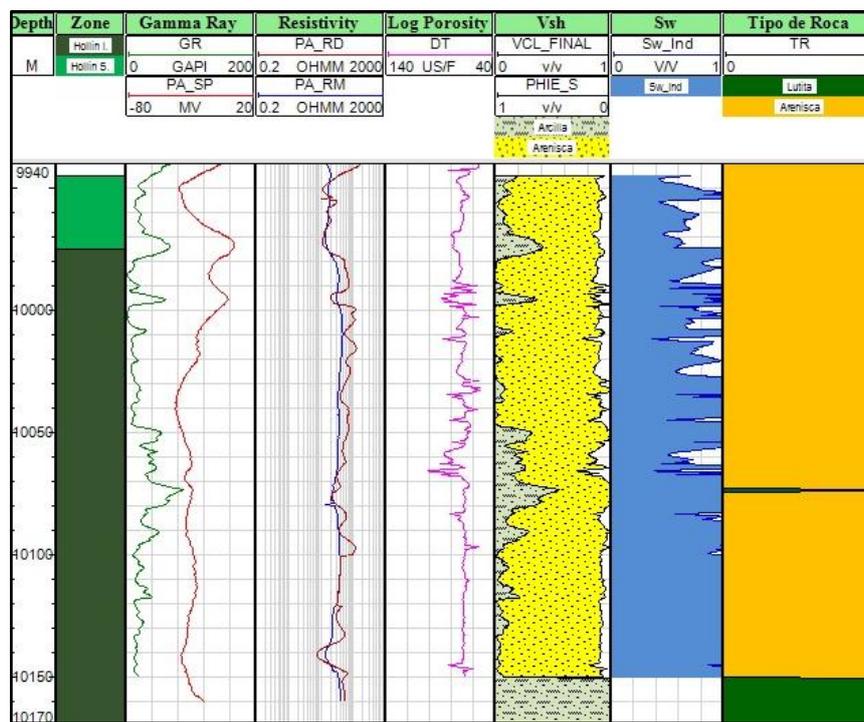
2.5.2. METODOLOGÍA

En el programa Well Insight se crea un modelo de interpretación para lo cual se deben cargar los archivos en formato digital LAS y definir los topes y bases formacionales pozo por pozo. Para realizar la interpretación petrofísica primero se determina un volumen de arcilla a partir del índice de arcillosidad que se lo obtiene de la curva del registro de Gamma Ray (GR). Se determina una porosidad total y una porosidad efectiva para lo cual se utilizan las curvas del registro sísmico (DT) o del registro de densidad (RHOB). Finalmente se realiza el cálculo de la saturación de agua y se procede a fijar la profundidad del contacto agua petróleo.

Como ejemplo de la metodología seguida usaremos los datos del pozo LGA-001 pero cabe mencionar que se realizó la interpretación petrofísica de todos los pozos del campo individualmente. En la Figura 2.6 se observan todos los parámetros anteriormente mencionados calculados y representados gráficamente utilizando el

programa Well Insight. En el Track 1 “Gamma Ray” se observa las curvas de gamma ray (GR) y potencial espontáneo (SP); en el Track 2 “Resistivity” las curvas de resistividades (RD y RM); en el Track 3 “Log Porosity” la curva del registro sónico (DT); en el Track 4 “Vsh” se muestra el volumen de arcilla calculado pintado de color verde (VCL_FINAL), el volumen correspondiente a una arenisca pintado de color amarillo y la porosidad efectiva de color blanco (PHIE_S); en el Track 5 “Sw” se muestra la saturación de agua (Sw_Ind) calculada con el Método de Indonesia; finalmente, en el Track 6 “Tipo de Roca” se diferencia la litología. La metodología seguida se explicará posteriormente.

FIGURA 2.6 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA EN WELL INSIGHT POZO LGA-001



FUENTE: Programa Well Insight
ELABORADO POR: Ronny Andrade

2.5.2.1. Cálculo del Volumen de Arcilla (Vsh)

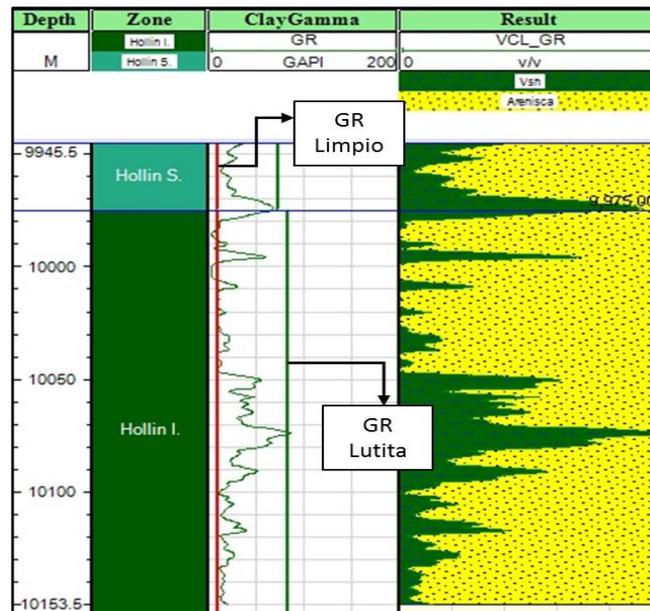
El método de cálculo utilizado por el programa es el “Método lineal” el cual emplea los valores registrados por la curva de Gamma Ray (GR). A través de herramientas del programa se determina en cada reservorio una zona limpia y libre de arcilla para leer el valor de GR limpio (mínimo) y una zona que tenga el mayor porcentaje de

arcilla para leer el valor de GR de arcilla (máximo). El método empleado puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR_{arena} - GR_{mínimo}}{GR_{máximo} - GR_{mínimo}} = \frac{GR - GR_{limpio}}{GR_{sh} - GR_{limpio}} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

La Figura 2.7 muestra el cálculo del volumen de arcilla en Hollín Superior y Hollín Inferior del pozo LGA-001 en donde también se aprecian las herramientas del programa GR limpio (línea roja) y GR de arcilla (línea verde) las cuales se deben manipular y así fijar los puntos de interés para calcular este parámetro.

FIGURA 2.7 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA POZO LGA-001



FUENTE: Programa Well Insight
ELABORADO POR: Ronny Andrade

2.5.2.2. Cálculo de la Porosidad

Para el cálculo de la porosidad absoluta y porosidad efectiva se analizan los registros neutrónicos (NPHI), sónico (DT) y de densidad (RHOB). En el intervalo analizado se define la matriz predominante, y según el tipo de roca presente puede ser arenisca ($\rho_{matriz}=2.65g/cm^3$), caliza ($\rho_{matriz}=2.71g/cm^3$) o dolomita ($\rho_{matriz}=2.87g/cm^3$). Al ser Hollín la zona principal de estudio se seleccionó arenisca y se procedió a calcular la $\phi_{densidad}$ mediante la siguiente ecuación:

$$\phi_{\text{densidad}} = \frac{\rho_{\text{matriz}} - \rho_{\text{registro}}}{\rho_{\text{matriz}} - \rho_{\text{fluido}}} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

ϕ_{densidad} = porosidad por la densidad

ρ_{matriz} = porosidad de la matriz (2.65g/cm³)

ρ_{registro} = lectura del registro

ρ_{fluido} = densidad del fluido (1g/cm³)

Una vez calculada la ϕ_{densidad} es posible calcular la porosidad total o absoluta definida como el porcentaje de espacio poroso con respecto al volumen total de roca sin tener en cuenta si los poros están o no interconectados entre sí y viene dada por la siguiente ecuación:

$$\phi_T = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Donde:

ϕ_N = porosidad Neutrónica

ϕ_D = porosidad Density

Finalmente, para calcular la porosidad efectiva definida como el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de roca, el programa utiliza la siguiente operación:

$$\phi_e = \phi_T(1 - V_{sh}) \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Donde:

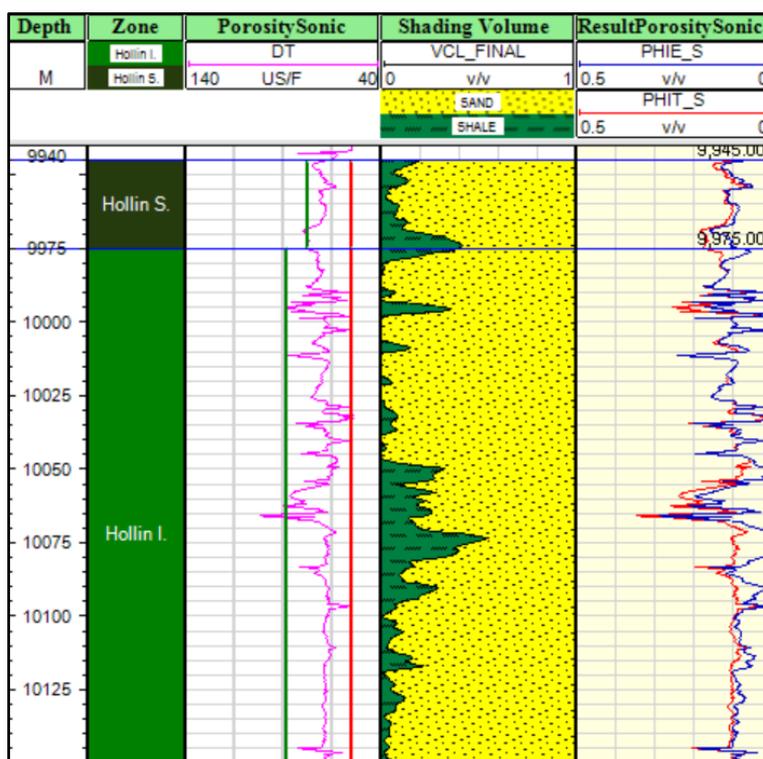
ϕ_e = porosidad efectiva

ϕ_T = porosidad total

V_{sh} = volumen de arcilla

El volumen de arcilla (VCL_FINAL) fue previamente determinado; en la Figura 2.8 se observa calculada la porosidad total (PHIT_S) y porosidad efectiva (PHIE_S) representadas gráficamente.

FIGURA 2.8 CÁLCULO DE POROSIDAD POZO LGA-001



FUENTE: Programa Well Insight

ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

2.5.2.3. Cálculo de la Saturación de Agua (Sw)

El método de cálculo utilizado en el programa para determinar la saturación de agua es el Modelo de Indonesia que se representa mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left\{ \frac{Vsh^{(1-\frac{Vsh}{2})}}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\Phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a * Rw}} \right\} * Sw^{\frac{n}{2}} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Donde:

a = constante empírica (a=1)

m = factor de cementación (m=2)

n = exponente de saturación (n=2)

Vsh = volumen de arcilla

Rw = resistividad del agua a temperatura de reservorio

Φ = porosidad efectiva

Es indispensable contar con datos de temperatura, así como también los valores de salinidad a la profundidad del reservorio. Se obtuvo los datos de los encabezados de los registros de pozo proporcionados por la empresa Petroamazonas EP. En el Anexo 1 se detallan estos valores con los que se procede a determinar la resistividad del agua (R_w). Con la siguiente fórmula obtenemos un valor de R_w a 75°F.

$$R_{w@75^\circ} = \frac{1}{2,74 * 10^{-4} * C_{sp}^{0.955}} + 0.0123 \quad \text{Ecuación 2.6}$$

FUENTE: (Djebbar, T. y Erle, C., 2003)

Donde:

C_{sp} =Concentración de NaCl (ppm)

Es necesario ingresar en el programa valores de R_w a la profundidad de base del reservorio ($R_{w@BASE}$) y resistividad del filtrado a la misma profundidad ($R_{mf@BASE}$) por lo que a partir de la ecuación presentada a continuación, se necesita adquirir un dato adicional de resistividad o temperatura:

$$R_2 = R_1 * \left[\frac{(T_1 + 6.77)}{(T_2 + 6.77)} \right] \quad \text{Ecuación 2.7}$$

FUENTE: Schlumberger Chartbook GEN-6

Al dividir el dato de temperatura a la que se corrió el registro para la profundidad registrada, se pudo determinar un gradiente de temperatura aproximado para el campo Lago Agrio de $0.02 \frac{^\circ\text{F}}{\text{pie}}$. Este dato coincide con el gradiente calculado por Burgos et al. en 2004 en el cual determinó un gradiente de $22 \frac{^\circ\text{C}}{\text{km}}$ para el Suroriente ecuatoriano, valor que al transformarlo a nuestras unidades nos da como resultado $0.02182 \frac{^\circ\text{F}}{\text{pie}}$. Multiplicando el gradiente estimado por la profundidad de base del reservorio se obtiene la temperatura a la base de los reservorios de nuestro interés ($T_{@BASE}$) que son Hollín Superior y Hollín Inferior.

Ahora es posible determinar los valores de $Rw_{@BASE}$ a partir de la ecuación 2.7 que, al reemplazar los datos obtenidos, queda expresada de la siguiente manera:

$$Rw_{@BASE} = Rw_{@75^{\circ}} \left[\frac{(75^{\circ} + 6.77)}{(T_{@BASE} + 6.77)} \right] \quad \text{Ecuación 2.8}$$

El mismo criterio es utilizado para calcular los valores de $Rmf_{@BASE}$ con la fórmula:

$$Rmf_{@BASE} = Rmf_{@MT} \left[\frac{(MT^{\circ}F + 6.77)}{(T_{@BASE} + 6.77)} \right] \quad \text{Ecuación 2.9}$$

Donde:

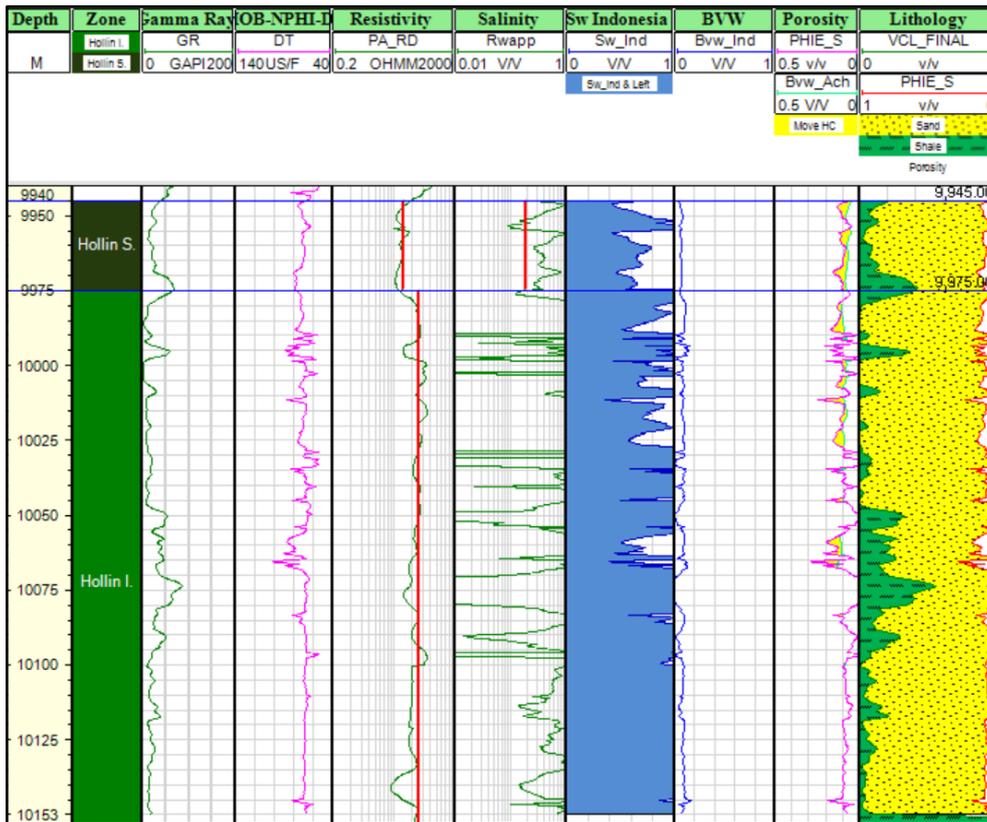
MT=Temperatura medida (tomada del encabezado del registro)

$Rmf_{@MT}$ =Resistividad del filtrado de lodo a la temperatura medida (tomada del encabezado del registro)

En las Tablas A1.1 y A1.2 adjuntas en el Anexo 1 se encuentran detallados todos los cálculos realizados de las resistividades y temperatura de Hollín Superior y Hollín Inferior para todos los pozos del Campo Lago Agrio. En la Figura 2.9 se muestra el cálculo de la saturación de agua con el Modelo de Indonesia representada gráficamente. En el Track 3 “Resistivity” se muestra la resistividad fijada (PA_RD) para proceder con el cálculo de la resistividad aparente del agua (Rw_{app}) que se muestra en el Track 4 “Salinity”, finalmente, en el Track 5 “Sw” se observa el cálculo de la saturación de agua utilizando el Método de Indonesia.

Una vez calculado el volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, se extrae los valores en una hoja de Excel pozo por pozo y se obtiene un promedio final para cada reservorio de estos parámetros calculados. Se detallan los resultados en la Tablas A2.1 y A2.2 adjuntas en el Anexo 2.

FIGURA 2.9 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA POZO LGA-001



FUENTE: Programa Well Insight
ELABORADO POR: Ronny Andrade

2.4. GENERACIÓN DE MAPAS DE ISOPROPIEDADES DEL CAMPO LAGO AGRIO UTILIZANDO EL PROGRAMA OFM

Los mapas de isopropiedades son una herramienta de gran utilidad al momento de visualizar de forma general las características petrofísicas de un campo. Para la generación de estos mapas, Petroamazonas EP gestionó que pueda utilizarse el programa OFM (Oil Field Manager) de la compañía Schlumberger. Se creó mapas de porosidad, saturación de agua, espesor neto, y permeabilidad de los reservorios Hollín Superior y Hollín Inferior del Campo Lago Agrio. Con esta información se determina zonas con las mejores características petrofísicas y se ubica los pozos que se encuentran en dichas zonas. Si los pozos ubicados en estas zonas de interés se encuentran actualmente produciendo, se revisa los datos de producción para dar sugerencias referentes al reservorio productor.

2.4.1. DATOS NECESARIOS

Se necesitan los datos adquiridos de la interpretación petrofísica como son porosidad y saturación de agua, en promedio y por reservorio de interés. Se crea una hoja de Excel para cargar los datos al programa y generar una base de datos. En la Figura 2.10 se presenta un ejemplo de dicha base de datos en la cual se tiene definidos los topes y bases de cada reservorio pozo por pozo, así como sus parámetros petrofísicos correspondientes.

FIGURA 2.10 BASE DE DATOS PARA GENERACIÓN DE MAPAS EN OFM

POZO	Reservorio		Parámetros Petrofísicos Campo Lago Agrio											
			Topo MD	Base MD	Gross MD	Net Res TVD	Net Pay TVD	Phi Res fraccion	Phi Pay fraccion	Sw Res fraccion	Sw Pay fraccion	Vcl Res fraccion	Vcl Pay fraccion	
LAGO-010	TBTE	MD	8940	8966	26	8	6							
LAGO-010	TBTE	TVD	8940	8966	26	8	6	0.10	0.10	0.51	0.47	0.14	0.16	
LAGO-010	TUUS	MD	9592	9636	44	2	2							
LAGO-010	TUUS	TVD	9592	9636	44	2	2	0.11	0.11	0.36	0.36	0.24	0.24	
LAGO-010	TLUS	MD	9636	9681	45	15	15							
LAGO-010	TLUS	TVD	9636	9681	45	15	15	0.13	0.13	0.23	0.23	0.21	0.21	
LAGO-010	TUTS	MD	9824	9873	49	11	11							
LAGO-010	TUTS	TVD	9824	9873	49	11	11	0.11	0.11	0.35	0.35	0.21	0.21	
LAGO-010	TmTS	MD	9873	9913	40	22	2							
LAGO-010	TmTS	TVD	9873	9913	40	22	2	0.13	0.09	0.74	0.50	0.11	0.25	
LAGO-010	TUHS	MD	10006	10047	41	27	25							
LAGO-010	TUHS	TVD	10006	10047	41	27	25	0.15	0.15	0.42	0.40	0.12	0.12	
LAGO-010	TmHS	MD	10047	10210	163	118	63							
LAGO-010	TmHS	TVD	10047	10210	163	118	63	0.15	0.14	0.59	0.38	0.12	0.13	

FUENTE: Petroamazonas EP

Para generar estos mapas se utiliza la herramienta “Grid Map” del programa OFM que permite graficar los pozos como puntos en una cuadrícula basándose en sus coordenadas previamente establecidas como se muestra en la Tabla A3.1 adjunta en el Anexo 3. Alrededor de los pozos el programa realiza una interpolación con los datos petrofísicos obtenidos, es decir que partiendo de datos conocidos en ciertos puntos automáticamente genera nuevos datos en distintos puntos. El método de interpolación utilizado por el programa es el de Distancia Inversa (IDW), el cual se explica a continuación.

2.4.2. MÉTODO DE INTERPOLACION DE DISTANCIA INVERSA (IDW)

La suposición subyacente de la interpolación de ponderación de distancia inversa es la de la autocorrelación espacial positiva (Cromley, 1992): la contribución de los puntos de control cerca de una ubicación de rejilla con un valor desconocido es mayor que la de los puntos de control distantes. Esta suposición está integrada en la siguiente ecuación:

$$Z_j = \frac{\sum_{i=1}^N W_{ij} Z_i}{\sum_{i=1}^N W_{ij}} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Donde:

Z_j =valor estimado a la ubicación de rejilla (j).

Z_i =valor conocido a la ubicación del punto de control (i)

W_{ij} =ponderación que controla el efecto de los puntos de control en el cálculo de (Z_j)

(Amstrong, M. y Marciano, R., 1994)

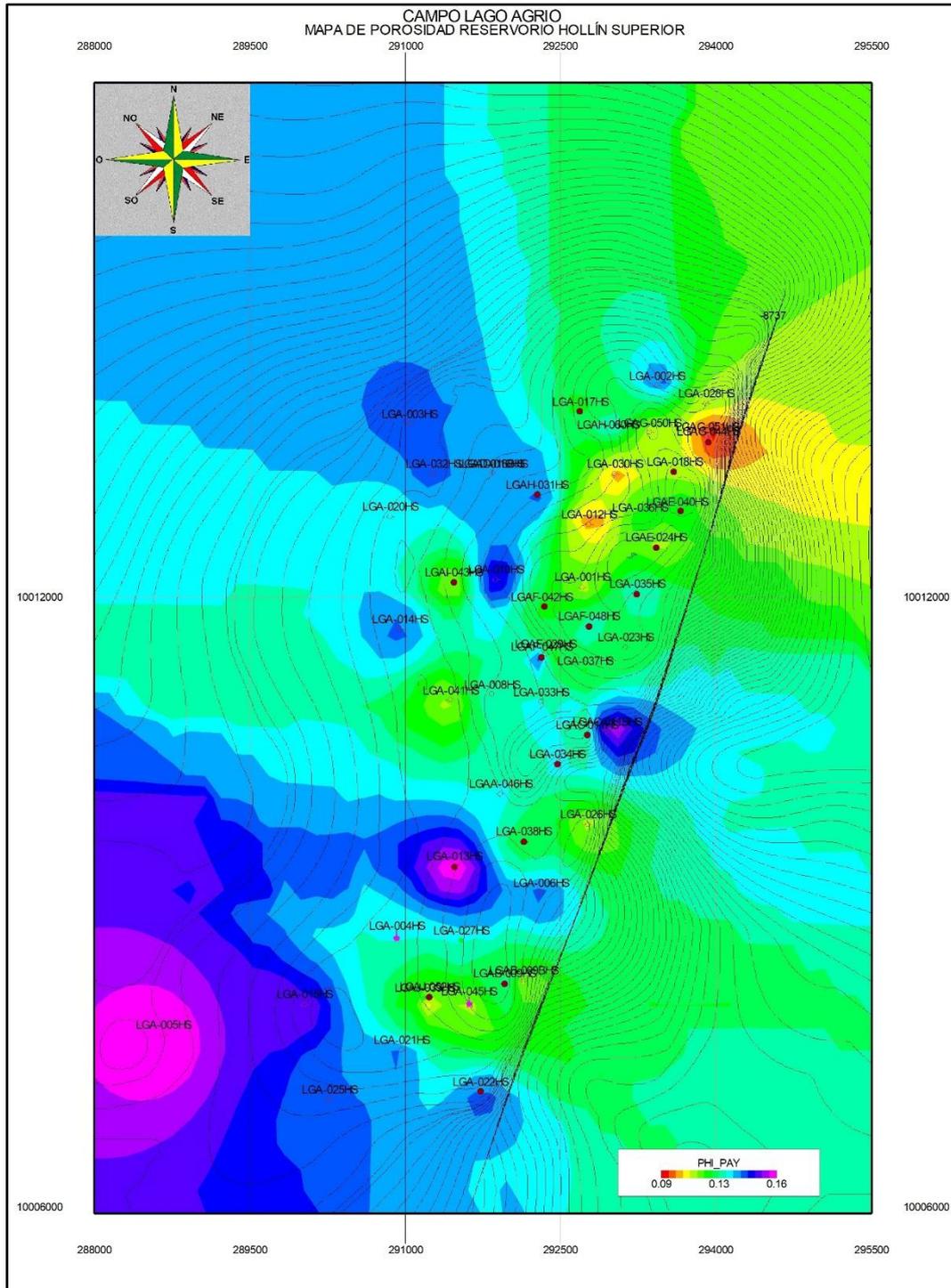
A menudo W_{ij} es definido igual a d_{ij}^{-a} , donde d_{ij} es alguna medida de distancia y “a” es normalmente igual a 1.0 o 2.0 (Hodgson, 1992). A medida que el valor del exponente “a” incrementa, puntos de control cercanos contribuyen en mayor proporción al valor de cada ubicación de cuadrícula interpolada (Mitchell, 1977, pg. 256).

En esta formulación, todos los puntos de control (Z_i) contribuirían al cálculo de un valor interpolado a la celda (Z_j). Dada la suposición de autocorrelación espacial positiva, sin embargo, es común restringir el cálculo a algún lugar cercano (k) de (Z_j). Esto a menudo es realizado definiendo un límite de puntos usados en el cómputo de los valores de Z_j . (Amstrong, M. y Marciano, R., 1994)

Posteriormente el programa OFM representa los cálculos de los parámetros (porosidad, saturación de agua y espesor de reservorio) interpolados, en una escala de colores como se muestra en los mapas generados mostrados a continuación.

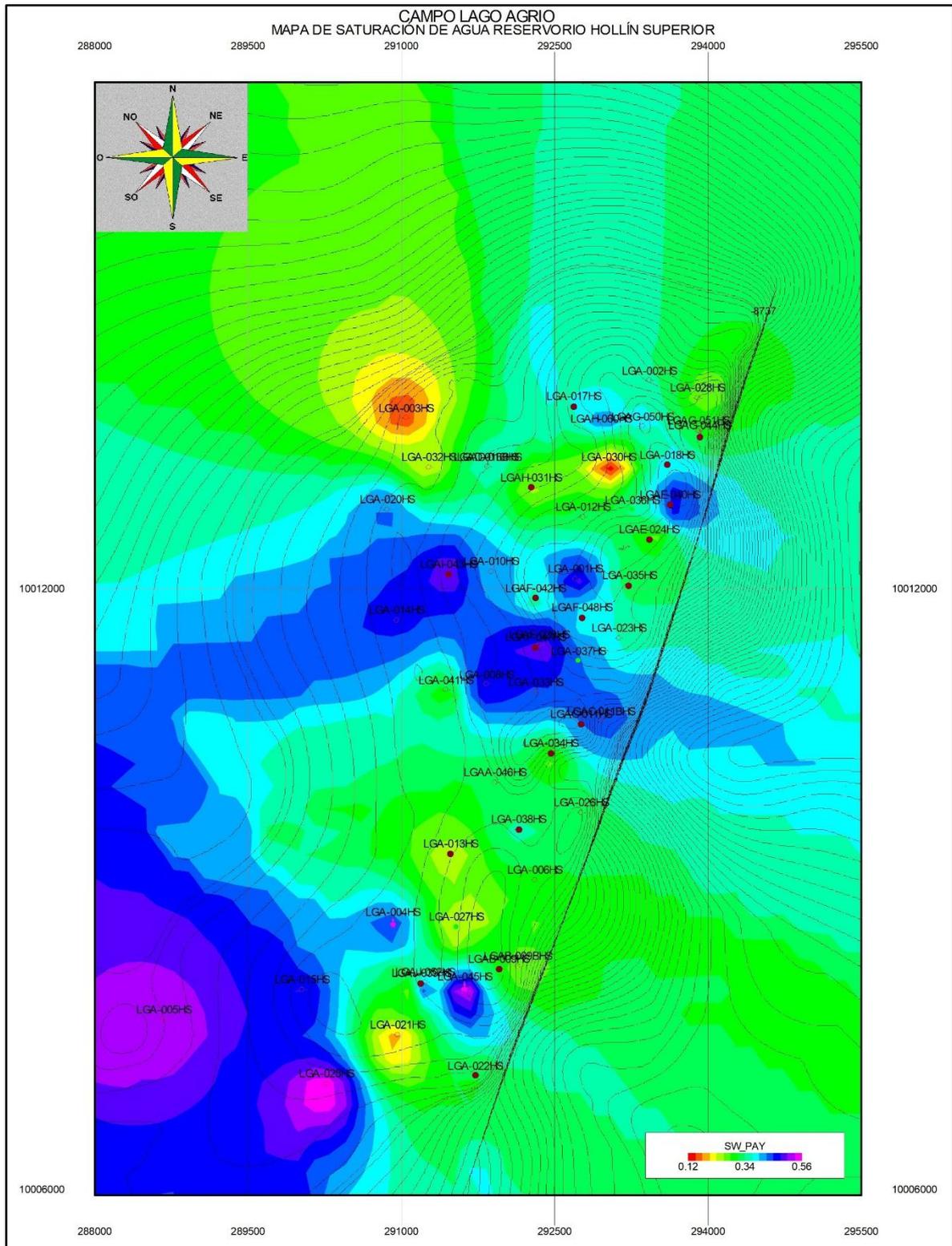
2.4.3. MAPAS DEL RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR

FIGURA 2.11 MAPA DE POROSIDAD RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR



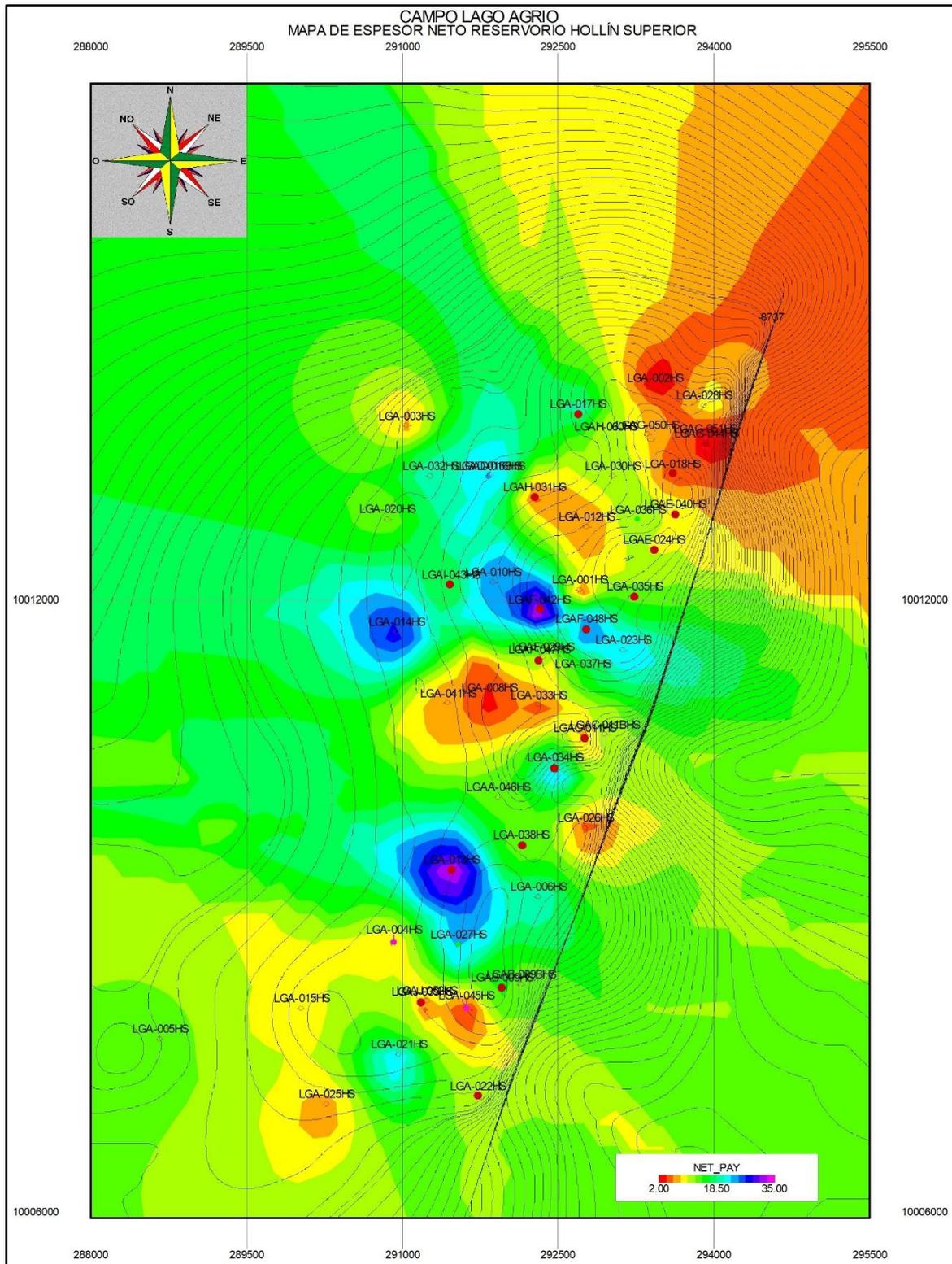
FUENTE: Petroamazonas EP
ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

FIGURA 2.12 MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR



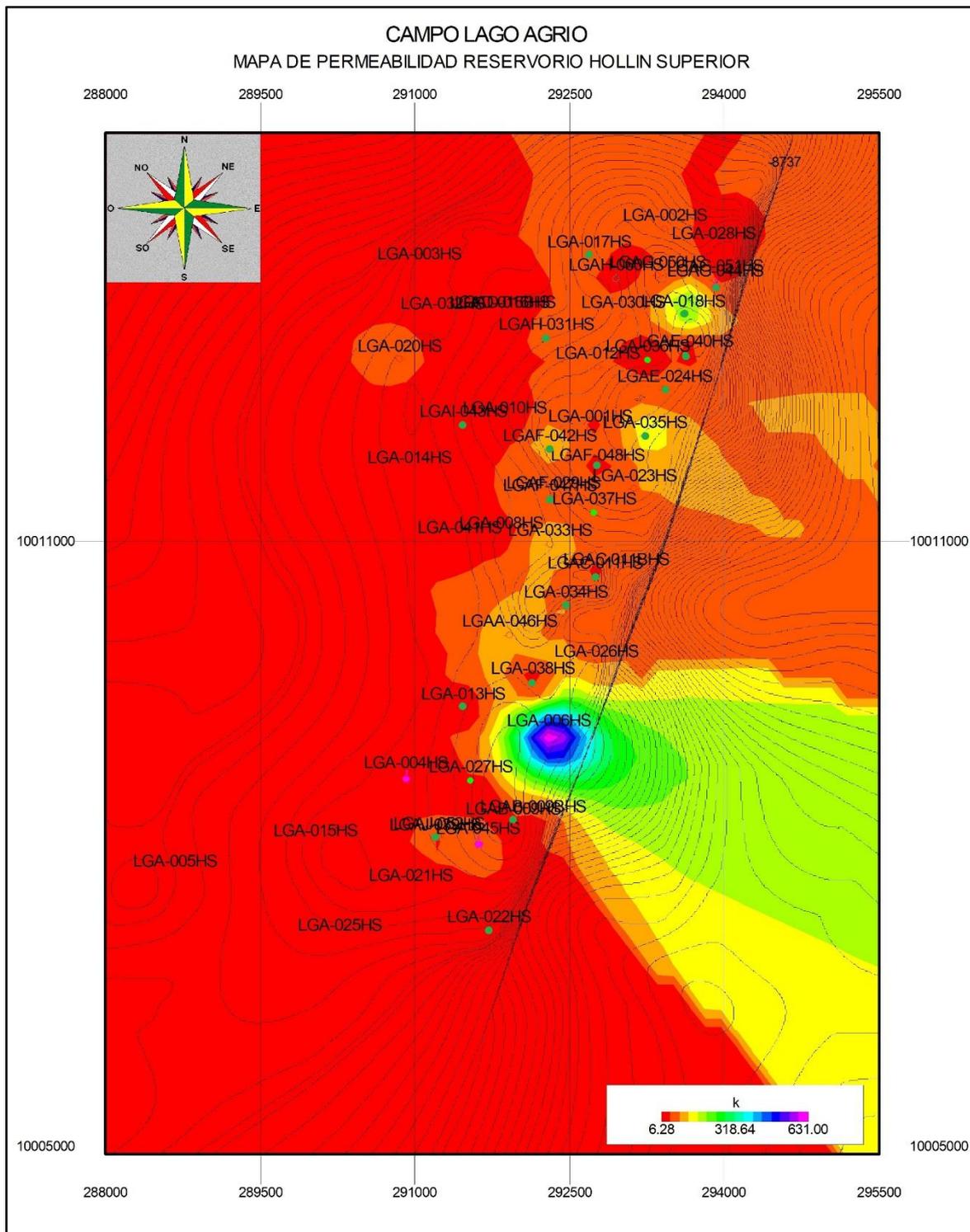
FUENTE: Petroamazonas EP
ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

FIGURA 2.13 MAPA DE ESPESOR NETO RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: Petroamazonas EP
ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

FIGURA 2.14 MAPA DE PERMEABILIDAD RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR

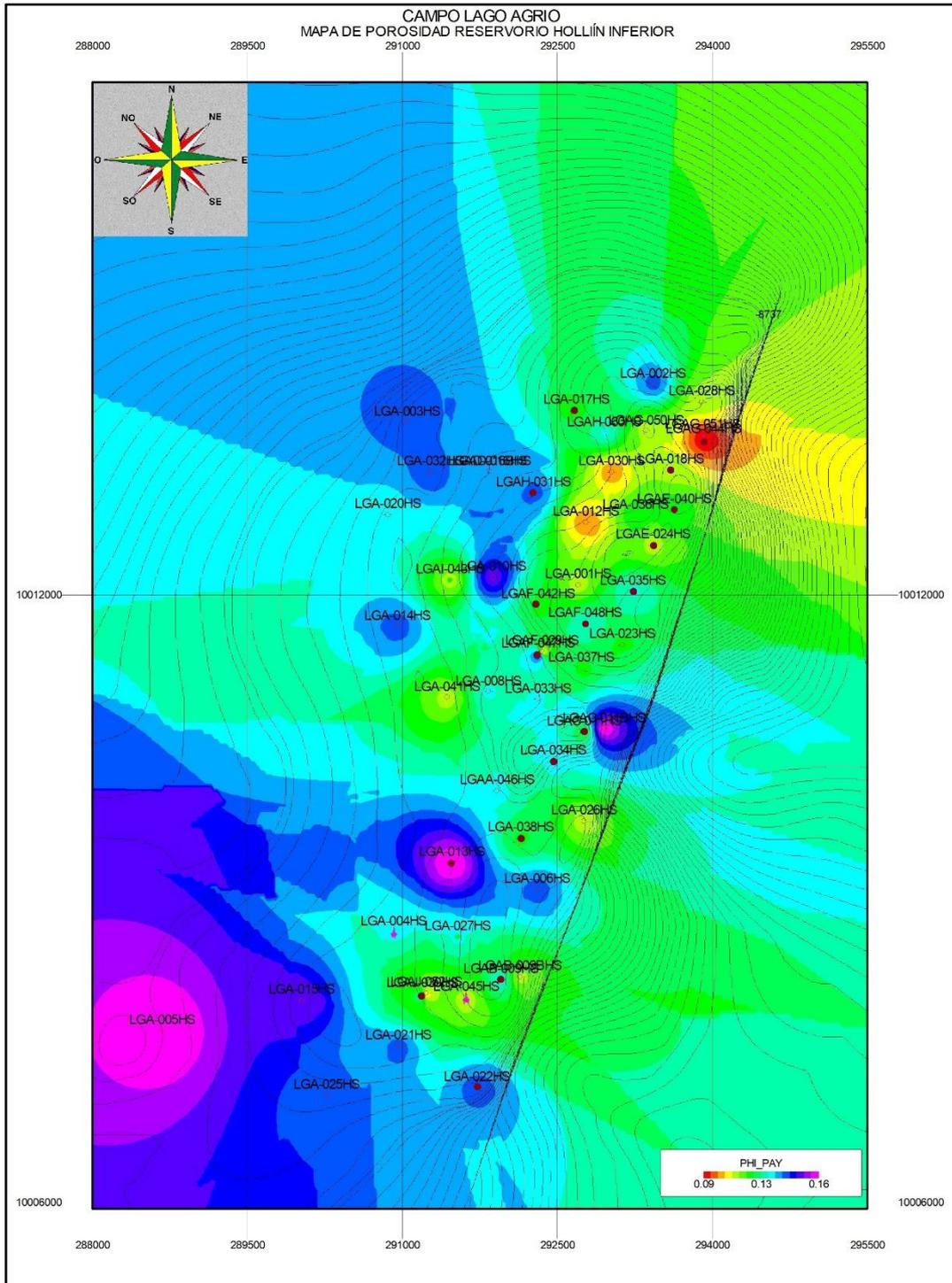


FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

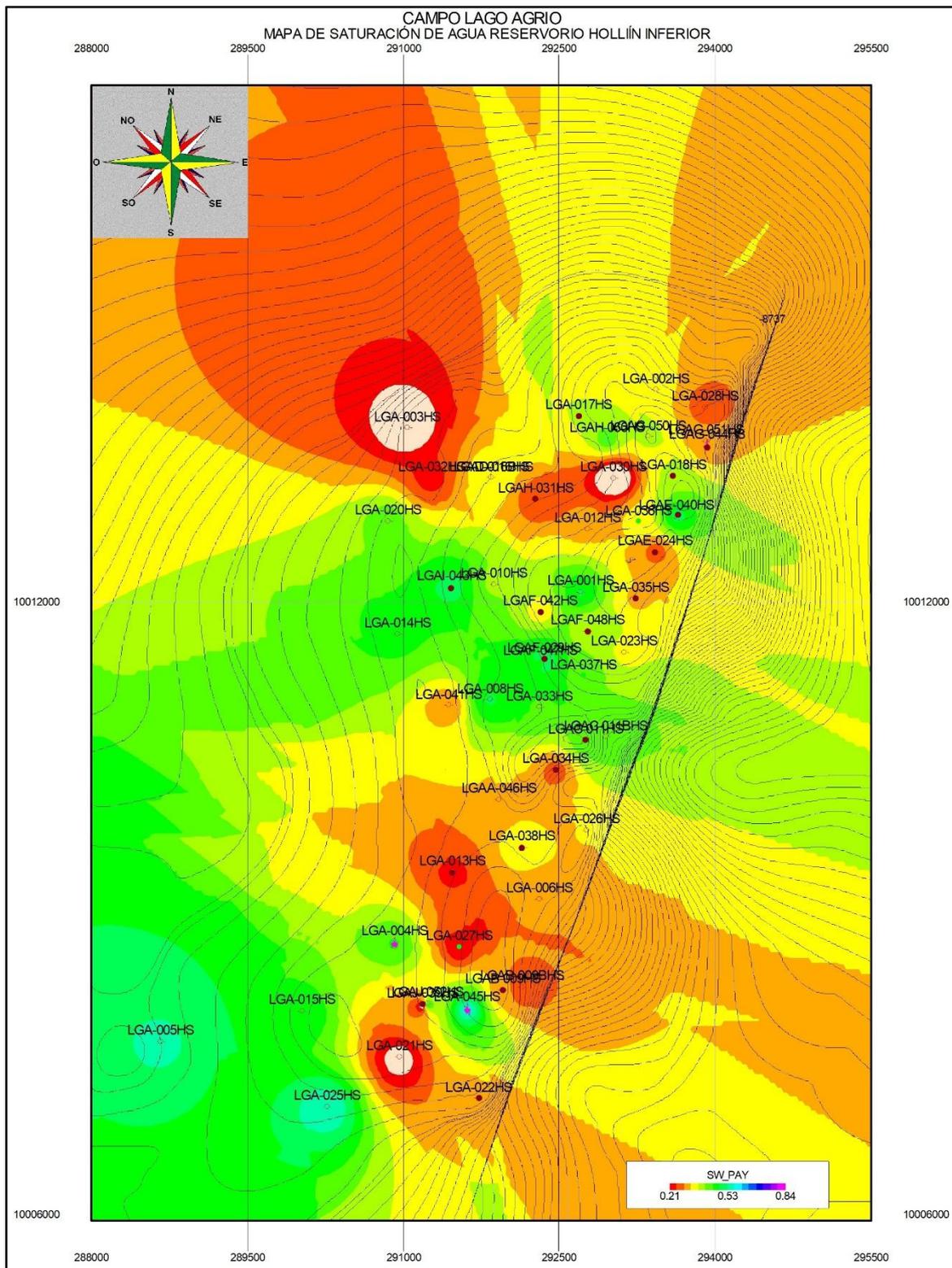
2.4.4. MAPAS DEL RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR

FIGURA 2.15 MAPA DE POROSIDAD RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR



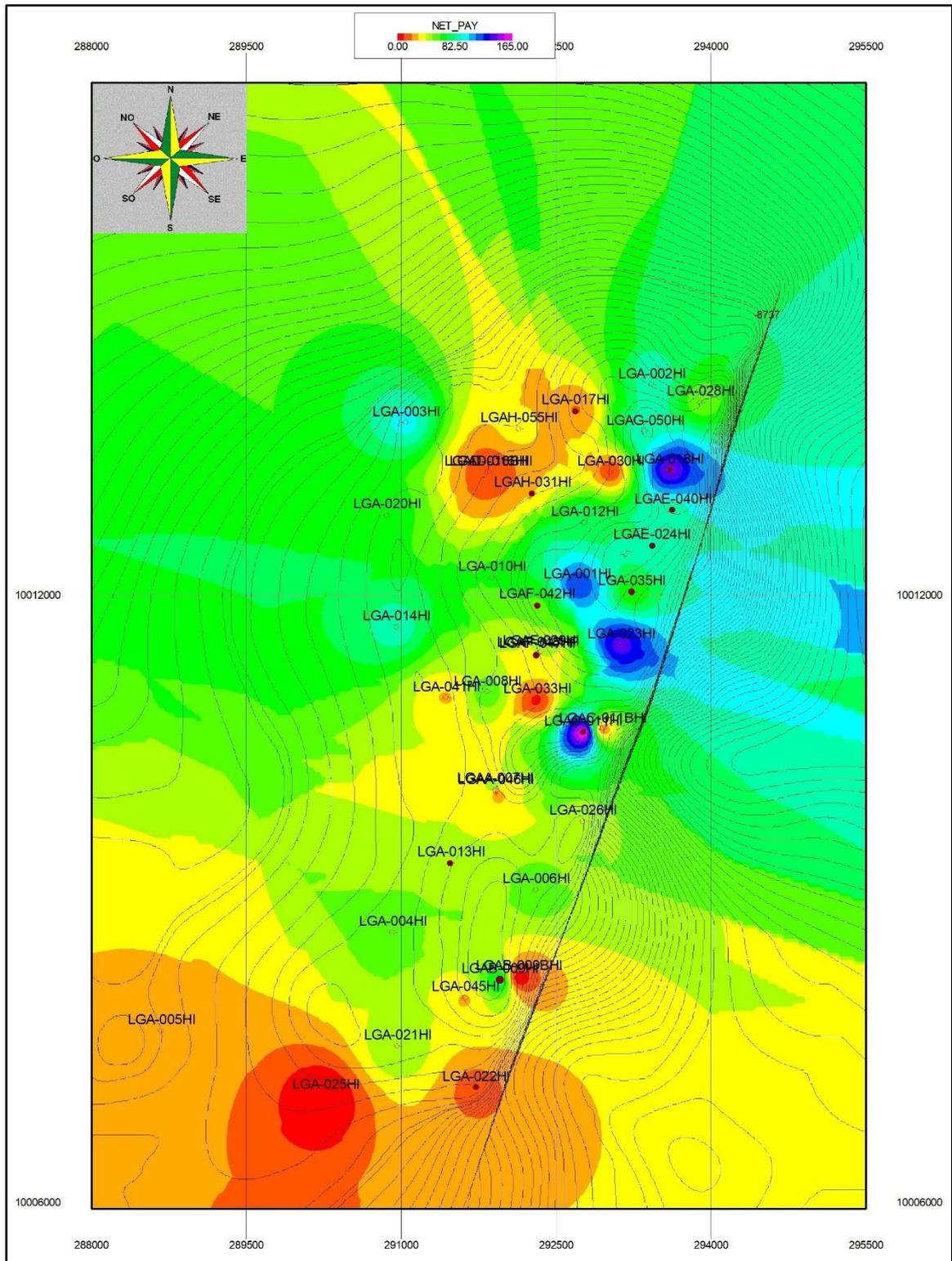
FUENTE: Petroamazonas EP
ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

FIGURA 2.16 MAPA DE SATURACIÓN DE AGUA RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR



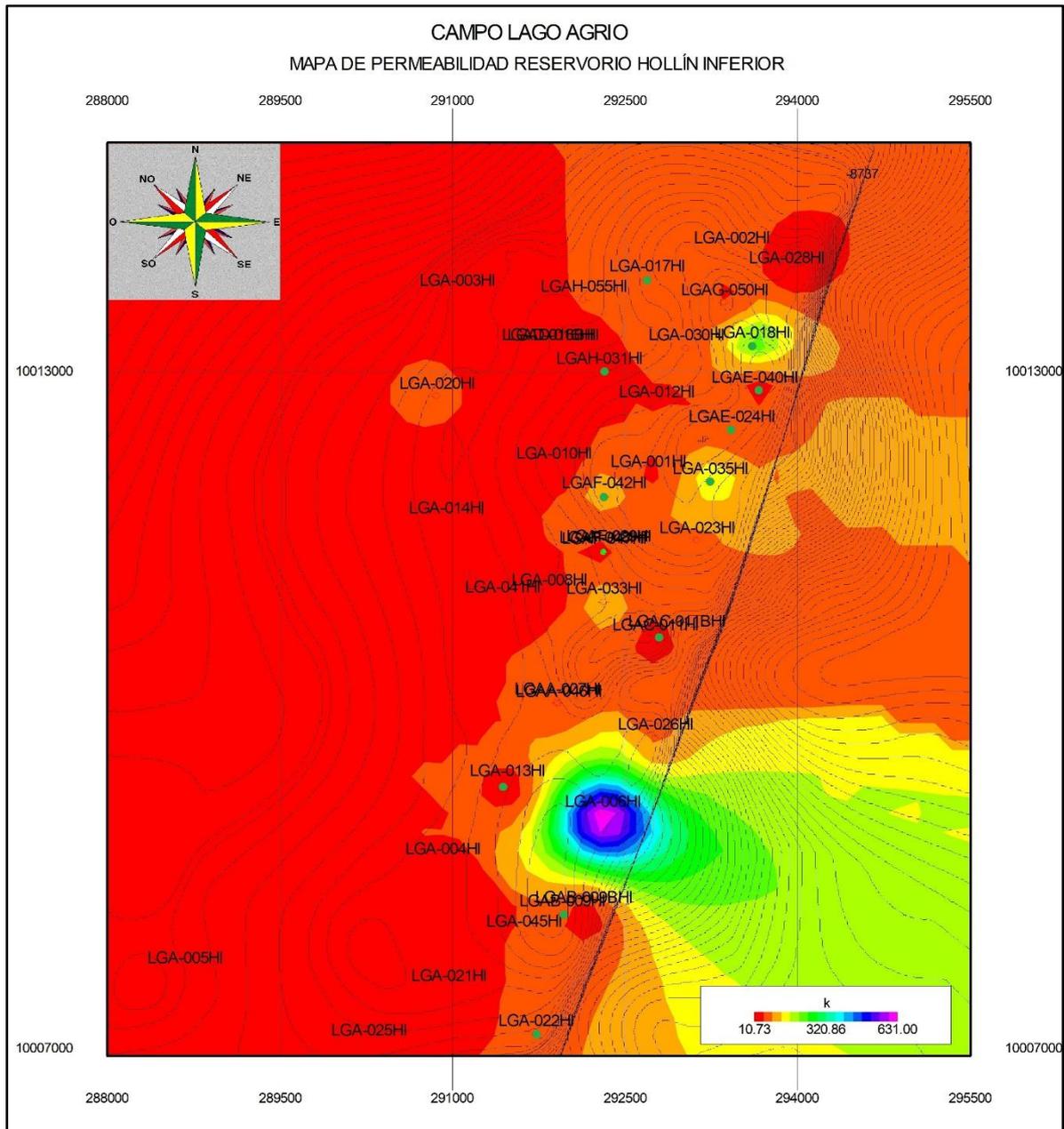
FUENTE: Petroamazonas EP
ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

FIGURA 2.17 MAPA DE ESPESOR NETO RESERVOIRIO HOLLÍN INFERIOR



FUENTE: Petroamazonas EP
ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

FIGURA 2.18 MAPA DE PERMEABILIDAD RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR



FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

2.5. CÁLCULO DEL PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

El cálculo del POES a condiciones de subsuelo se lo efectuó mediante el método volumétrico convencional a partir de mapas estructurales y la aplicación de la siguiente ecuación:

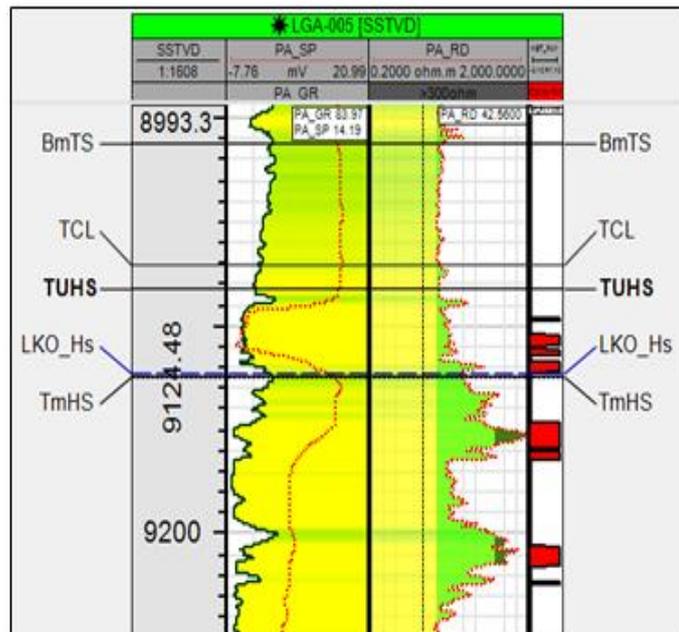
$$POES = \frac{7758 \times V_R \times \Phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Se presentan los mapas estructurales utilizados para el cálculo del POES de los reservorios Hollín Superior y Hollín Inferior. Además, se determina las profundidades del CAP en cada uno de ellos.

2.5.1. CONTACTO AGUA PETRÓLEO HOLLÍN SUPERIOR

En este reservorio, se evidenció la presencia de un L.K.O. a 9124' SSTVD. en el pozo LGA-005 como se puede observar en la Figura 2.19.

FIGURA 2.19 UBICACIÓN DEL L.K.O. EN HOLLÍN SUPERIOR

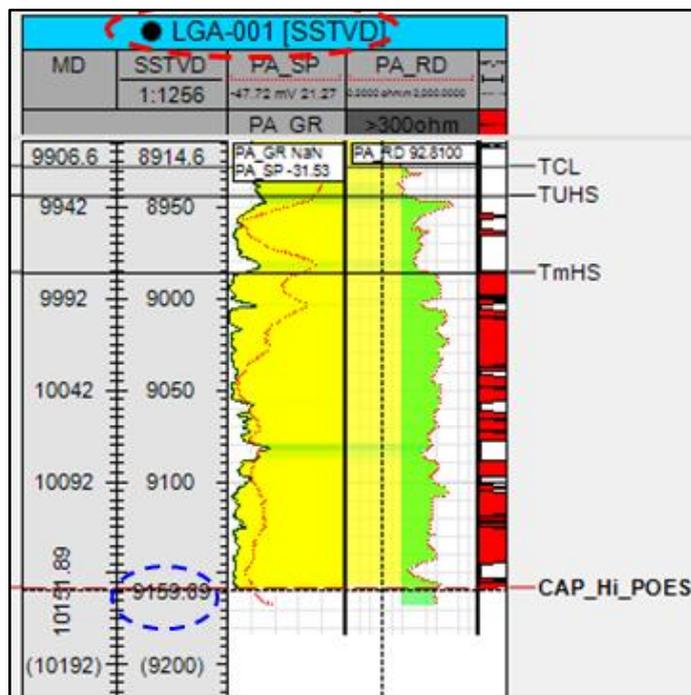


FUENTE: Petroamazonas EP

2.5.2. CONTACTO AGUA PETRÓLEO HOLLÍN INFERIOR

En este reservorio, se evidenció la presencia de un CAP a 9159' SSTVD en el pozo LGA-001 como se muestra en la Figura 2.20. Este dato es importante ya que se puede asumir que es el CAP original del Campo Lago Agrio tomado del primer pozo perforado.

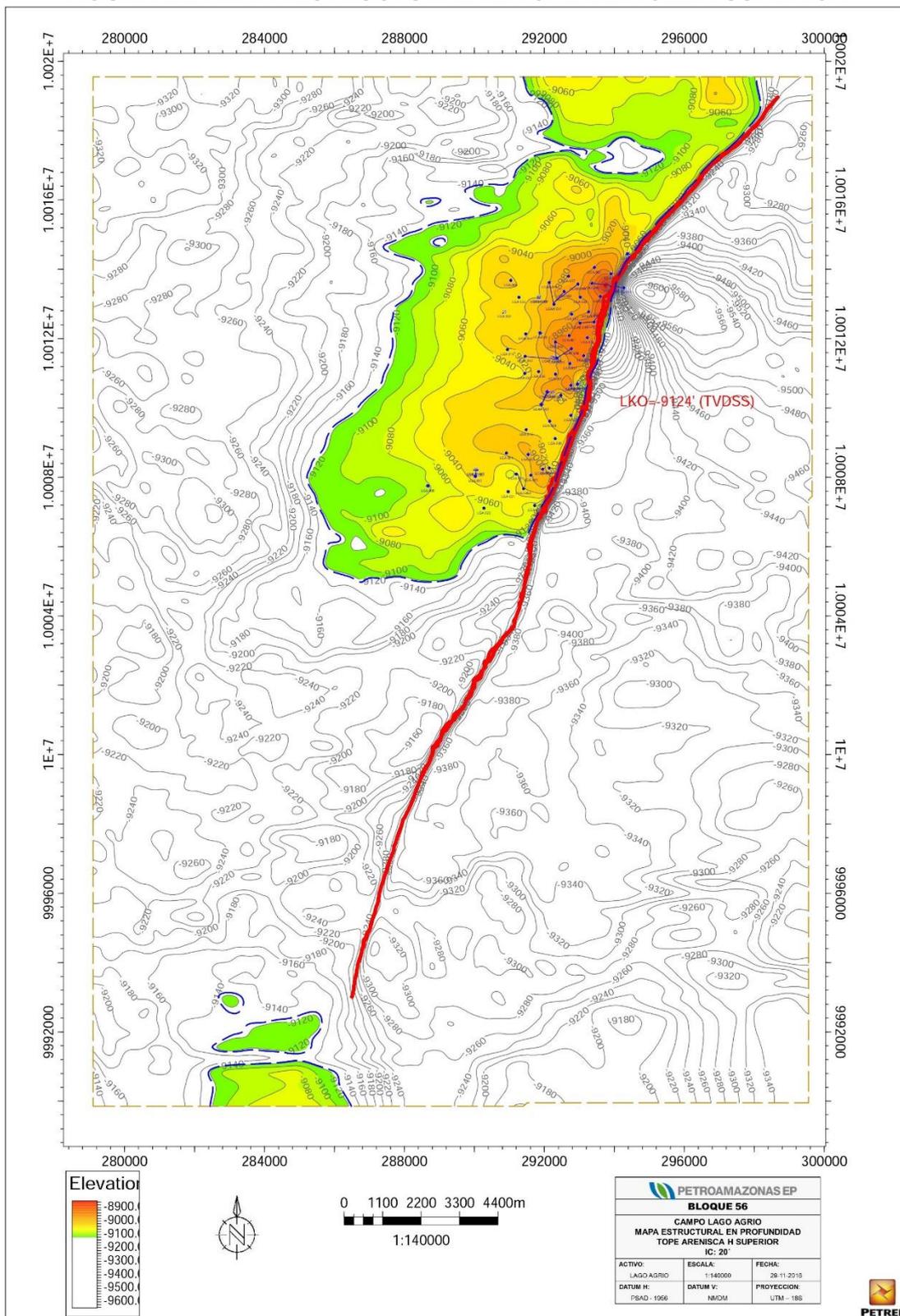
FIGURA 2.20 UBICACIÓN DEL CAP EN HOLLÍN INFERIOR



FUENTE: Petroamazonas EP

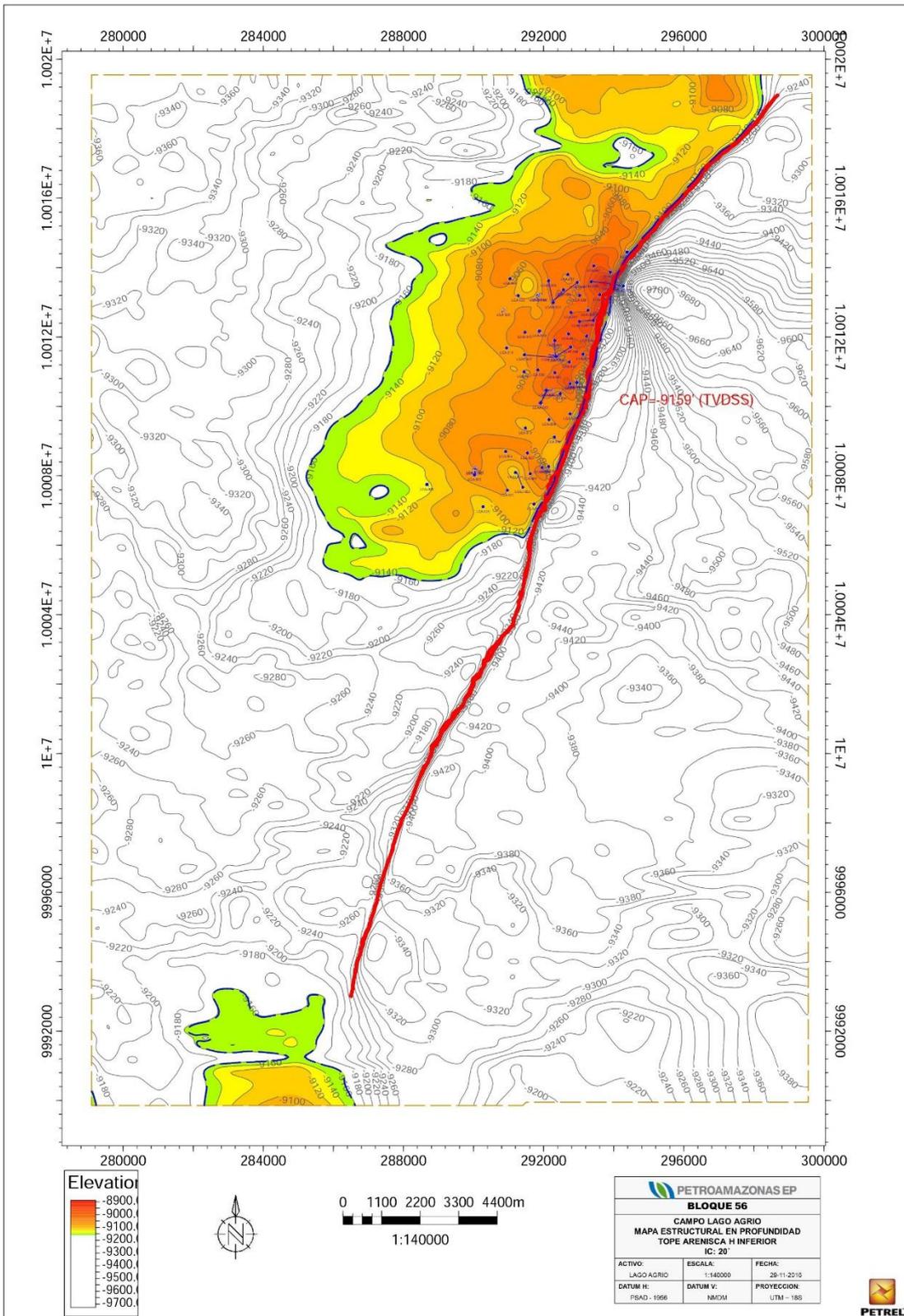
A continuación, se muestra el mapa estructural al tope Hollín Superior en la Figura 2.21; y al tope de Hollín Inferior en la Figura 2.22. que serán utilizados en el cálculo de áreas de estos reservorios utilizando el programa Petrel.

FIGURA 2.21 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE HOLLÍN SUPERIOR



FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

FIGURA 2.22 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE HOLLÍN INFERIOR



FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

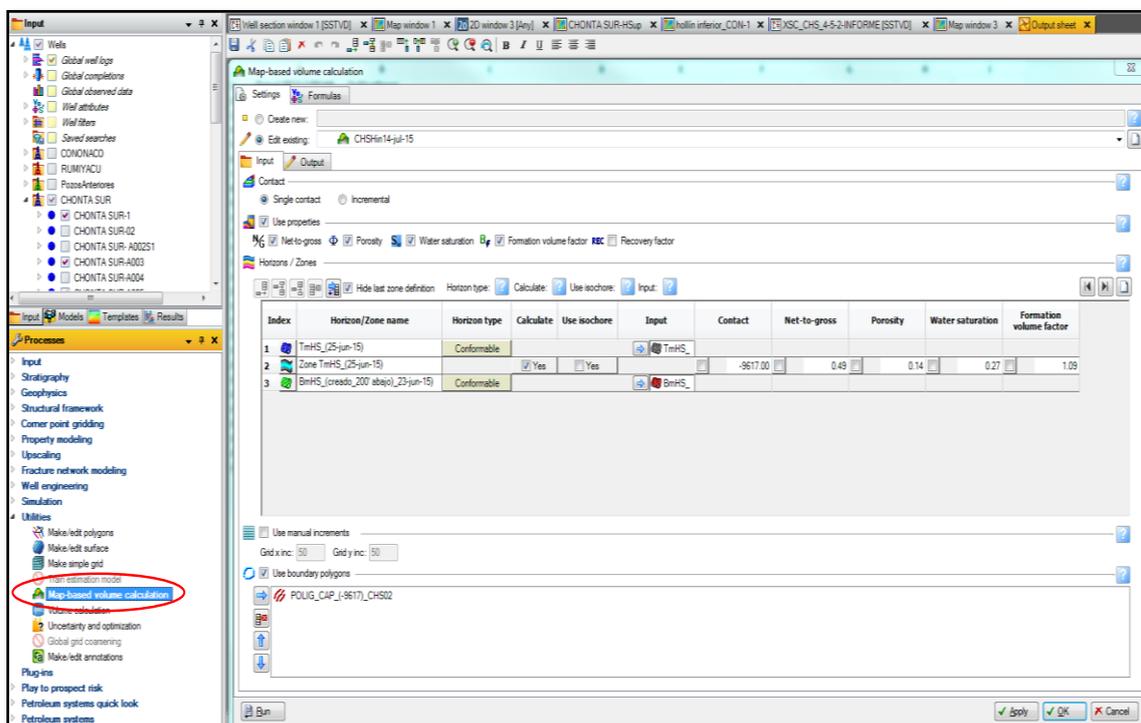
2.5.3. METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL POES

El proceso empieza a partir de la ecuación del método volumétrico para el caculo del POES presentada a continuación:

$$POES = \frac{7758 \times V_R \times \Phi \times (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Es necesario contar con el área de cada reservorio ya que, al multiplicar este valor por su espesor, tendremos como resultado el volumen de roca (V_R). Este dato de áreas se obtuvo utilizando el programa Petrel a través de Petroamazonas EP con la herramienta “Map-based volume calculation” como se muestra en la Figura 2.23.

FIGURA 2.23 UTILIZACIÓN DEL PROGRAMA PETREL PARA CÁLCULO DEL POES



FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

En la herramienta del programa se ingresan los siguientes datos:

- Superficies de los mapas estructurales al tope y base de los reservorios Hollín Superior e Inferior proporcionados por Petroamazonas EP.
- Los valores en fracción decimal del espesor neto de pago (H_o), de la porosidad efectiva y de la saturación de agua inicial (S_w) ponderada para cada reservorio.

- El valor correspondiente del Factor Volumétrico de Petróleo para cada reservorio (Boi) proporcionado por Petroamazonas EP.
- El Polígono respectivo que limita el área dentro de la cual se calcula el P.O.E.S. En este caso se pone como límite al CAP de cada reservorio en cada mapa estructural.

Con estos parámetros se obtienen las áreas en acres de cada curva de contorno del mapa estructural correspondiente a cada reservorio de interés. En la Figura 2.24 se presenta dicho cálculo realizado en el programa Petrel.

FIGURA 2.24 COTAS Y ÁREAS DE CONTORNO CALCULADA EN PETREL

	General	General
1	0.00	4520.35
2	10.00	3014.64
3	20.00	2389.50
4	30.00	1077.41
5	40.00	124.58
6	50.00	17.72
7	60.00	0.72

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

Posteriormente se realiza la relación entre estas áreas y dependiendo del resultado que se obtenga se calcula el Volumen Total de Roca con las siguientes consideraciones:

- Si $\frac{A_i}{A_{i+1}} > 0,5 \rightarrow$ Método Piramidal

Entonces se calcula el volumen total de roca con la siguiente ecuación:

$$VTR_{PIRAMIDAL} = \frac{h}{3} * \left(\frac{A_1 + A_2}{\sqrt{A_1 * A_2}} \right) \quad \text{Ecuación 2.11}$$

Donde:

h= Cota_i –Cota_{i-1}

A= Área de contorno

- Si $\frac{A_i}{A_{i+1}} \leq 0,5 \rightarrow$ Método Trapezoidal

Entonces calcula el volumen total de roca con la siguiente ecuación:

$$VTR_{\text{TRAPEZOIDAL}} = \frac{h}{2} * (A_1 + A_2) \quad \text{Ecuación 2.12}$$

Donde:

h= Cota_i –Cota_{i-1}

A= Área de contorno

Finalmente, en una hoja de cálculo en Excel se procede a ingresar los valores obtenidos de VTR y espesor neto. Así como también se utiliza los valores de porosidad y saturación de agua en promedio por reservorio de Hollín Superior y Hollín Inferior. En la Tabla 2.1 se presenta los cálculos realizados para determinar el POES.

TABLA 2.1 CÁLCULO DEL POES

Reserv.	Vol. Total de Roca	Área Cero	Espesor Promedio Neto	N/G	Vol. Neto de Roca	ϕ	Sw	So	Factor Volumétrico Inicial, Boi	Petróleo Original en Sitio POES
	acre-pie	acres	pies	%	acre-pie	%	%	%	By/Bn	Bls
Hollín Superior	673.468	23.574	18	40	272.212,71	13,04	19,65	80,35	1,170	189.071.712
Hollín Inferior	853.064	8.313	81	59	504.128,48	15,38	19,45	80,55	1,170	414.073.152

ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

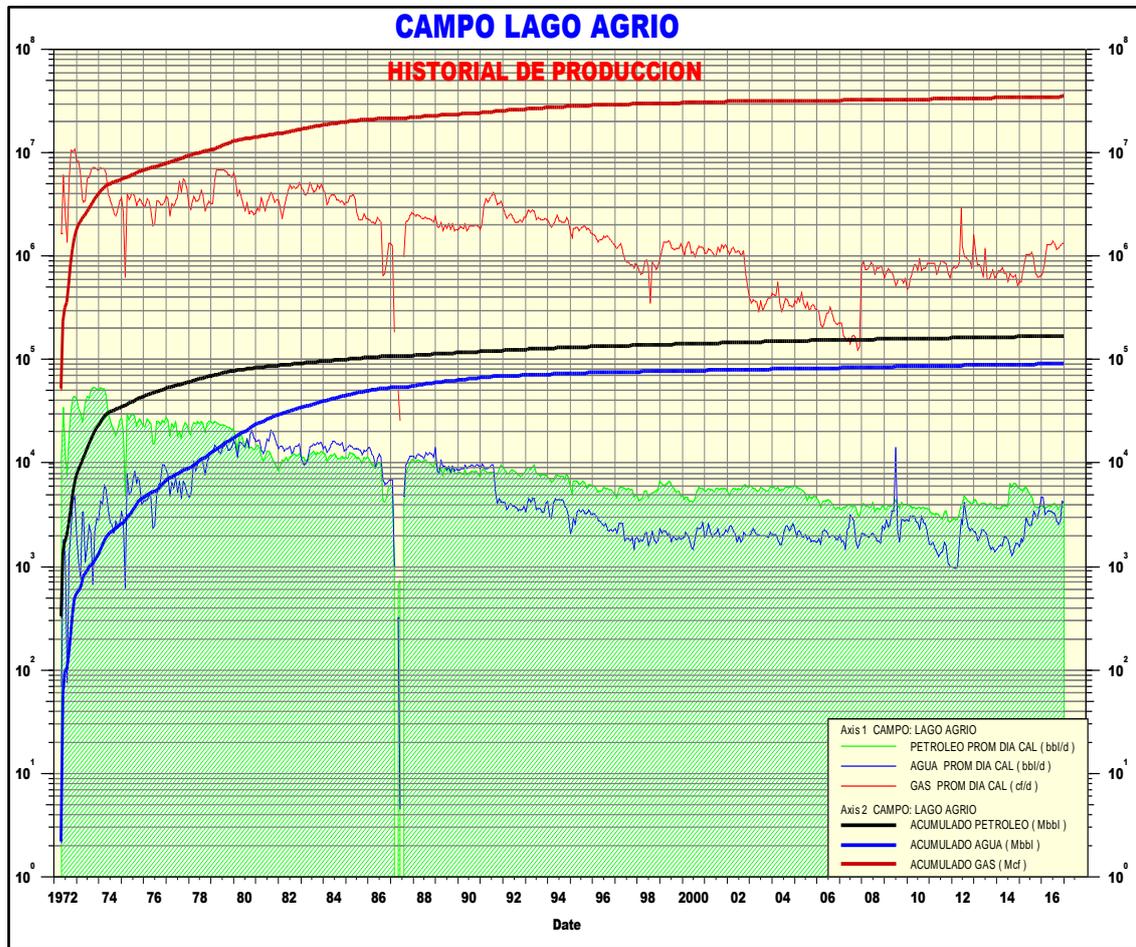
2.6. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

La producción del campo ha sido ininterrumpida por 45 años y mantiene actualmente una declinación de producción de alrededor del 16.2% anual. En mayo del año 1972 el campo Lago Agrio inició su producción con 10451 BPPD, y en noviembre de 1973 alcanzó su pico máximo de producción de petróleo con 53641 BPPD y 2217 BAPD.

2.6.1. PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO LAGO AGRIO

Hasta el 31 de diciembre del 2016 acumuló 167 MMBls de petróleo. En la Figura 2.25 se observa gráficamente los caudales de petróleo, agua y sus acumulados hasta el año 2016. Este gráfico se realizó utilizando los datos de producción de todos sus reservorios.

FIGURA 2.25 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO LAGO AGRIO

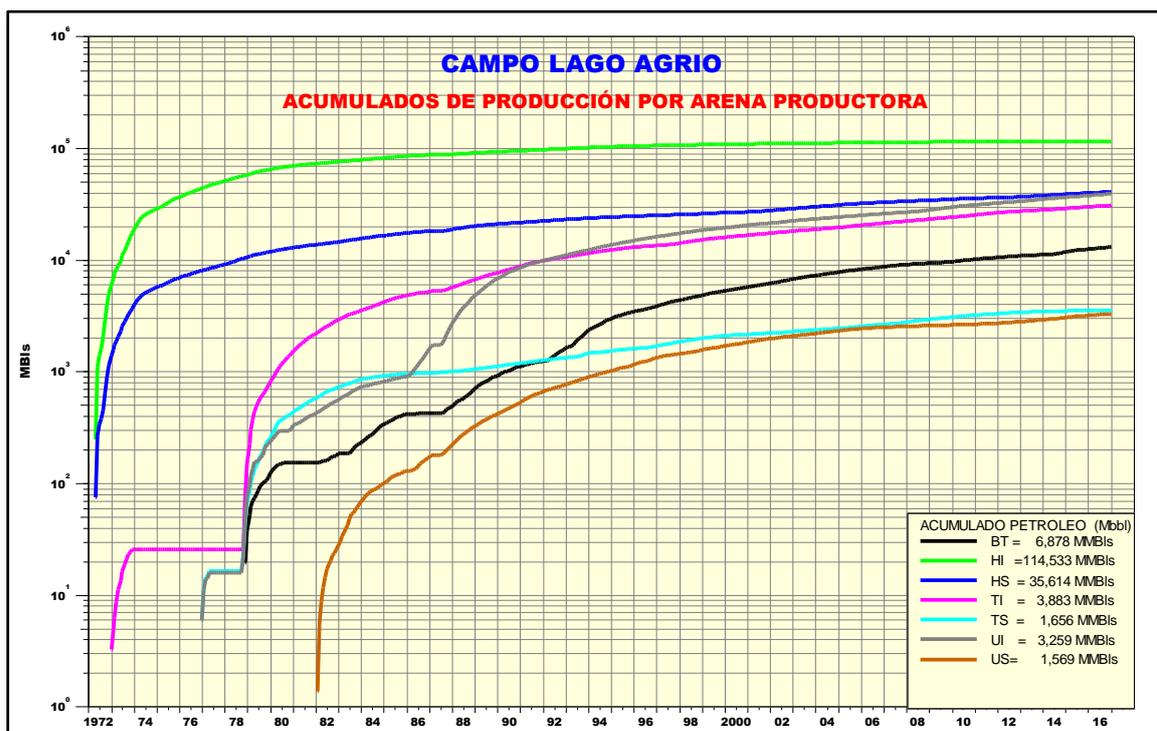


FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

2.6.2. PRODUCCIÓN ACUMULADA POR RESERVORIO

En la Figuras 2.26 se muestran la producción acumulada por reservorio del Campo Lago Agrio en donde se evidencia que Hollín Superior y Hollín Inferior han sido sus principales reservorios productores.

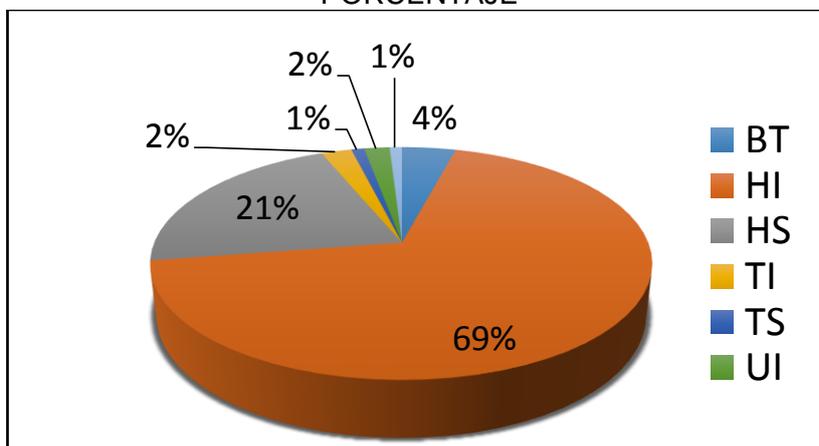
FIGURA 2.26 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO POR ARENA



FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

Como se observa en la Figura 2.27 se concluye que al considerar la producción acumulada del Campo Lago Agrio, Hollín Inferior es el mejor reservorio productor con un 69% de la producción total del campo seguido de Hollín Superior con un 21%, continuando con Basal Tena con un 4 % y como peores reservorios productores tenemos a U Superior y T superior.

FIGURA 2.27 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO POR ARENA EN PORCENTAJE



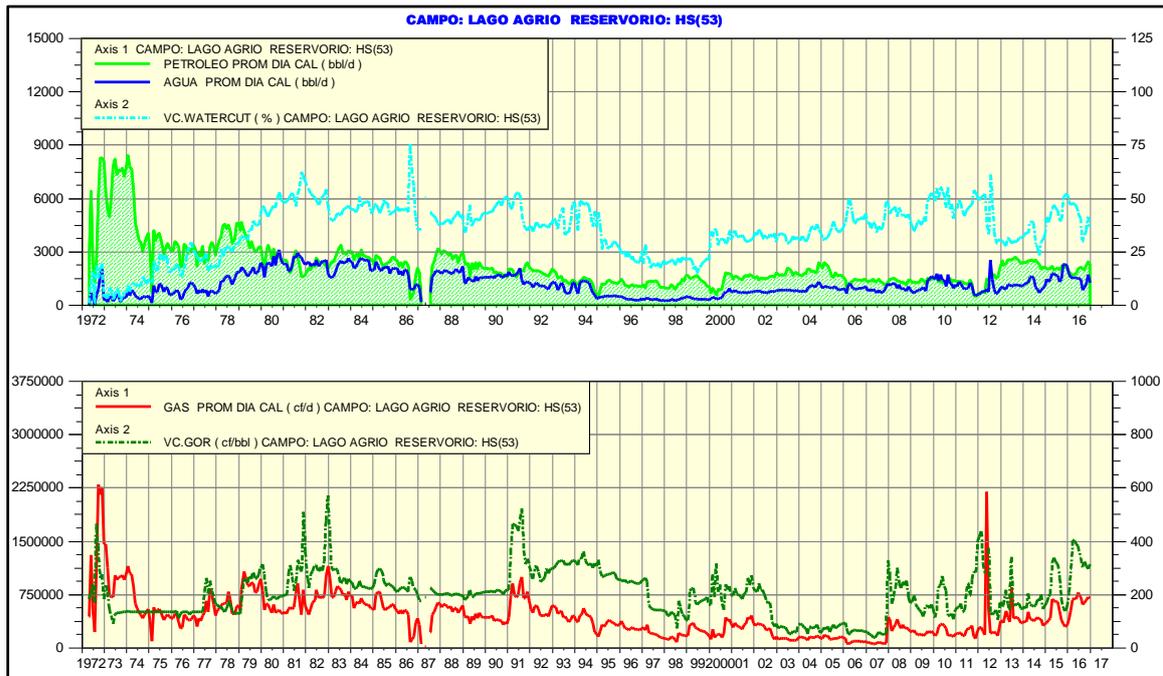
FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

2.6.2.1. Producción acumulada de Hollín Superior

El reservorio Hollín Superior tiene una producción acumulada de 35.6 MMBls de petróleo de 27 °API y 18.7 MMBls de agua, desde mayo de 1972 hasta el 31 de diciembre de 2016. En el mes de diciembre de 2016 registra una producción de 2413 BPPD con 41,16% de BSW. El comportamiento de producción de este reservorio se muestra en la Figura 2.28.

FIGURA 2.28 HISTORIAL DE PRODUCCION RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR

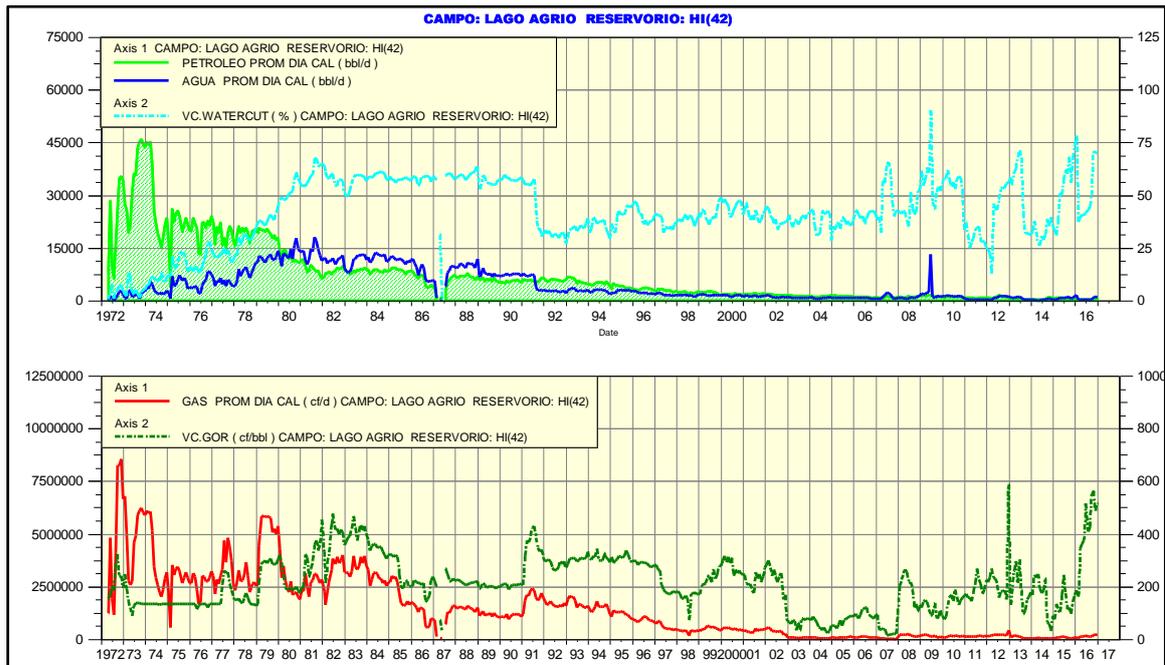


FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

2.6.2.2. Producción acumulada de Hollín Inferior

El reservorio Hollín Inferior tiene una producción acumulada de 114.5 MMBls de petróleo de 27,4 °API, desde mayo de 1972 hasta el 31 de diciembre de 2016. Registrando en el mes de diciembre de 2016 una producción de 416 BPPD con 71,12% de BSW. El comportamiento de producción de este reservorio se muestra en la Figura 2.29.

FIGURA 2.29 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN RESERVOIRIO HOLLÍN INFERIOR



FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

2.7. RESERVAS

2.7.1. RESERVAS PROBADAS

Petroamazonas EP calculó las reservas presentadas a continuación mediante el análisis de curvas de declinación para cada pozo, los cuales cuentan con historial de producción suficiente para estimar su tasa de declinación. Corresponden únicamente a los reservorios Hollín Superior y Hollín Inferior.

2.7.1.1. Reservas Probadas Produciendo

Para el campo LAGO AGRIO se consideró 20 pozos que se encuentran produciendo, estimándose un volumen de reservas de 9 MMBIs, como se detalla en la Tabla 2.2.

2.7.1.2. Reservas Probadas en No Producción

En esta categoría se consideraron 29 pozos que se encuentran cerrados, estimándose un volumen de reservas de 7 MMBIs, como se detalla en la Tabla 2.3.

2.7.1.3. Reservas Probadas Detrás de Casing

En esta categoría se consideraron 29 pozos, estimándose un volumen de reservas de 2.9 MMBIs, como se muestra en la Tabla 2.4.

2.7.1.4. Reservas Probadas No Desarrolladas

Para esta categoría se consideró la perforación futura de 16 pozos nuevos y la producción estimada para cada uno de ellos se basó en el análisis del comportamiento de producción de pozos vecinos y propiedades petrofísicas similares. Estimándose un volumen de reservas de 13.8 MMBIs, como detalla la Tabla 2.5.

2.7.1.5. Reservas Probadas Totales

Para realizar el cálculo de las reservas probadas totales se realiza la suma de las reservas probadas produciendo más las reservas probadas cerradas, más las reservas probadas detrás del casing y las reservas probadas no desarrolladas. Como resultado obtenemos las Reservas Probadas totales del Campo Lago Agrio de 33 MMBIs, como se detalla en la Tabla 2.6.

TABLA 2.2 RESERVAS PROBADAS PRODUCIENDO DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO

ARENA	RESERVAS
	BIs
HOLLÍN SUPERIOR	7.679.766
HOLLÍN INFERIOR	1.459.158
TOTAL	9.138.924

FUENTE: Petroamazonas EP, 2016

TABLA 2.3 RESERVAS PROBADAS EN NO PRODUCCIÓN DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO

ARENA	RESERVAS
	BIs
HOLLÍN SUPERIOR	3.307.213
HOLLÍN INFERIOR	3.825.358
TOTAL	7.132.571

FUENTE: Petroamazonas EP, 2016

TABLA 2.4 RESERVAS PROBADAS DETRÁS DE CASING DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO

ARENA	RESERVAS
	BIs
HOLLÍN SUPERIOR	1.726.756
HOLLÍN INFERIOR	1.233.185
TOTAL	2.959.941

FUENTE: Petroamazonas EP, 2016

TABLA 2.5 RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO

ARENA	RESERVAS
	BIs
HOLLÍN SUPERIOR	8.465.792
HOLLÍN INFERIOR	5.402.542
TOTAL	13.868.334

FUENTE: Petroamazonas EP, 2016

TABLA 2.6 RESERVAS PROBADAS TOTALES DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO

ARENA	RESERVAS
	BIs
HOLLÍN SUPERIOR	21.179.527
HOLLÍN INFERIOR	11.920.243
TOTAL	33.099.770

FUENTE: Petroamazonas EP, 2016

2.7.2. RESERVAS PROBABLES

Para esta categoría se consideró la perforación futura de 13 pozos y la producción estimada para cada uno de ellos se basó en el análisis de comportamiento de producción de pozos vecinos y propiedades petrofísicas similares. Se estimó reservas de 2.3 MMBIs como se observa en la Tabla 2.7.

2.7.3. RESERVAS POSIBLES

Para esta categoría se consideró la perforación de 4 pozos y la producción estimada para cada uno de ellos se basó en el análisis de comportamiento de producción de pozos vecinos y propiedades petrofísicas similares. Se estimó un volumen de reservas de 176 MBIs como lo podemos se observa en la Tabla 2.8.

2.7.4. RESERVAS TOTALES

Las reservas totales son necesarias en el cálculo del Factor de Recobro, y resultan de sumar la producción acumulada más las reservas probadas de cada reservorio. En la Tabla 2.9 se muestra en detalle estos valores.

TABLA 2.7 RESERVAS PROBABLES DEL CAMPO LAGO AGRIO PARA HOLLÍN

ARENA	RESERVAS
	BIs
HOLLÍN SUPERIOR	1.302.710
HOLLÍN INFERIOR	1.053.308
TOTAL	2.356.018

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

TABLA 2.8 RESERVAS POSIBLES DEL CAMPO LAGO AGRIO PARA HOLLÍN

ARENA	RESERVAS
	BIs
HOLLÍN SUPERIOR	-
HOLLÍN INFERIOR	176.614
TOTAL	176.614

FUENTE: Petroamazonas EP, 2017

TABLA 2.9 RESERVAS TOTALES DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO

ARENA	Reservas Probadas	Producción Acumulada	RESERVAS TOTALES
	Bls	Bls	Bls
HOLLÍN SUPERIOR	21.179.527	35.613.629	56.793.156
HOLLÍN INFERIOR	11.920.243	114.532.591	126.452.834
TOTAL	33.099.770	150.146.220	183.245.990

FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

2.8. FACTOR DE RECOBRO

Para calcular el Factor de recobro en cada reservorio como se muestra en la Tabla 2.10 se utiliza la siguiente fórmula:

$$FR = \frac{\text{Reservas Totales}}{\text{POES}}$$

TABLA 2.10 CÁLCULO DEL FACTOR DE RECOBRO DE HOLLÍN EN EL CAMPO LAGO AGRIO

ARENA	RESERVAS TOTALES	POES	FR
	Bls	Bls	%
HOLLÍN SUPERIOR	56.793.156	189.071.712	30,04
HOLLÍN INFERIOR	126.452.834	414.073.152	30,54
TOTAL	183.245.990	603.144.864	30,29

FUENTE: Petroamazonas EP

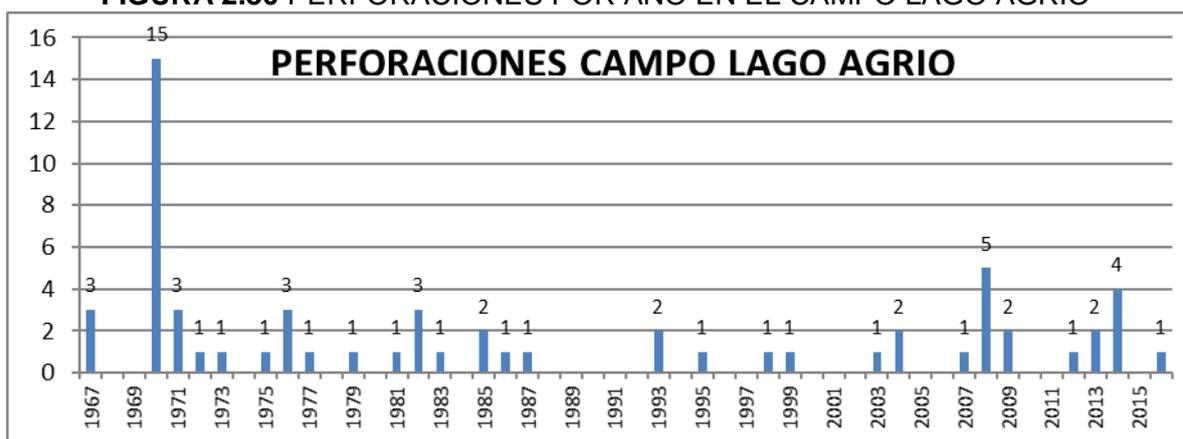
ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

2.9. POZOS PERFORADOS, ESTADO Y PRODUCCION DE LOS POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO

2.9.1. POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO LAGO AGRIO

Como se observa en la Figura 2.30 la actividad de perforación en este campo se inició en 1967 con la perforación de 3 pozos verticales, siendo 1970 el año de mayores intervenciones, con la perforación de 15 pozos verticales. El pozo LGAH-063 es el último pozo perforado en el Campo Lago Agrio en el 2016.

FIGURA 2.30 PERFORACIONES POR AÑO EN EL CAMPO LAGO AGRIO



FUENTE: Petroamazonas EP

En el Anexo 4 se presenta un listado más detallado de la campaña de perforación realizada a lo largo de la historia del campo, en la que consta el nombre de los pozos perforados y en qué año se perforaron cada uno de ellos hasta el año 2016. De igual manera en el Anexo 4 se adjunta el listado de los pozos que esperan reacondicionamiento y de los pozos abandonados. De acuerdo con Petroamazonas EP no se tiene planeado perforar en el 2017.

2.9.2. ESTADO DE LOS POZOS

En el campo se han perforado 62 pozos, de los cuales 20 son productores, 2 pozos son reinyectores de los cuales se reinyecta únicamente agua de formación al pozo LGA-16, 7 pozos fueron abandonados definitivamente, 2 constan en abandono temporal, 3 pozos con perforación de ventanas suspendidas y 28 pozos esperan reacondicionamiento por lo que se les considera cerrados.

2.9.2.1. Pozos Productores

Hasta el mes de Julio del 2017 en el Campo Lago Agrio se encuentran produciendo 20 pozos. En la Tabla 2.11 se muestra el listado de los pozos, su producción y su reservorio productor actual.

TABLA 2.11 POZOS PRODUCTORES DEL CAMPO LAGO AGRIO

POZO	RESERV.	AÑO DE INICIO DE PRODUCCION	PRODUCCION ACUMULADA BO	BPPD	BAPD	FLUIDO	%BSW
LGA-009A	Ti	1970	405296	203	16	219	7,2%
LGAC-011A	Hs	1998	455305	180	97	277	35,0%
LGA-013	Hs	1970	80691	118	50	168	30,0%
LGA-017	Hs	1970	104137	78	43	121	35,9%
LGA-018	Hs+Hi	1970	288888	55	223	278	80,2%
LGA-022	BT	1971	947130	387	11	398	2,8%
LGA-024	Hi	1971	209019	165	793	958	82,8%
LGA-031	TS+TI	1982	163639	152	1	153	0,5%
LGA-034	Us	1986	80885	95	1	96	1,0%
LGA-035	Hs	1988	195661	129	33	162	20,6%
LGA-038	Us+Ui	1995	450303	89	29	118	24,6%
LGA-039	Hs	1998	1731374	658	96	754	12,7%
LGA-040	Hs	2008	279427	94	438	533	82,3%
LGAF-042	Hs	2008	212188	162	314	475	66,1%
LGA-043	Hs	2003	340754	127	48	175	27,5%
LGA-044	Ui	2004	39325	223	2	224	0,8%
LGAF-047	Hs+Hi	2008	433855	255	42	297	14,0%
LGAF-048	Ti	2008	19260	119	252	370	68,0%
LGAF-049	Ui	2008	84896	172	0,3	172	0,2%
LGAH-054	BT	2014	864250	131	1512	1644	92,0%

FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

Para optimizar la producción del campo, se analiza el historial de producción de los pozos listados anteriormente que presentan un alto BSW. Se revisa cuáles han sido sus reservorios productores y si se contaba o no con mejores datos de producción.

Del listado de pozos presentado en la Tabla 2.11 se seleccionó 6 pozos los cuales presentan un BSW > 50% lo que significa que actualmente se encuentran produciendo más agua que petróleo. Los pozos seleccionados son los siguientes: LGA-018, LGA-024, LGA-040, LGAF-042, LGAF-048, LGAH-054 de los cuales todos producen de Hollín con excepción del pozo LGAF-048 que produce actualmente de T Inferior y el LGAH-054 que produce de Basal Tena. Se revisa el historial de producción de todos los pozos seleccionados para posteriormente interpretar sus cambios en la producción.

2.9.3. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS SELECCIONADOS

2.9.3.1. Pozo LGA-018

Sus únicos reservorios productores han sido Hollín Superior y Hollín Inferior; como se muestra en la Figura 2.31 con el paso de los años su producción en estos reservorios ha ido disminuyendo considerablemente y su BSW incrementando.

2.9.3.2. Pozo LGA-024

Como se muestra en la Figura 2.32, este pozo ha producido de los reservorios Hollín y U (Superior e Inferior). En 1990 la producción de Hollín comenzó a disminuir abruptamente por posibles fallas en las herramientas de completación por lo que se realizó trabajos de reacondicionamiento. En el año 2000 se cambia de reservorio productor a U, y por unos años la producción logra mantenerse estable pero finalmente deciden cerrar el pozo en el año 2008 debido a bajos valores de producción. En el 2012 abren nuevamente el pozo produciendo tanto de Hollín Superior como de Hollín Inferior registrando un alto BSW de 82.5% hasta la actualidad.

2.9.3.3. Pozo LGA-040

Este pozo es relativamente nuevo ya que inició su producción en el año 2008 con 474 BPPD provenientes del reservorio Hollín Inferior. Hasta el año 2013 su producción se mantuvo estable y se cambia a Hollín Superior como reservorio productor. Empieza en 2013 a disminuir los barriles de agua producidos por día hasta el año 2016 donde se incrementan de una manera abrupta este valor ocasionando que se tenga un BSW de 82.2% actualmente como se muestra en la Figura 2.33.

2.9.3.4. Pozo LGA-042

Inicia su producción en el año 2009 con 203 BPPD provenientes de Hollín Superior y su producción se ha mantenido estable hasta el año 2016 donde empieza a incrementar el BSW hasta un 66% que se tiene en la actualidad. Sin embargo, no registra valores muy bajos de producción de petróleo como se observa en la Figura 2.34.

2.9.3.5. Pozo LGA-048

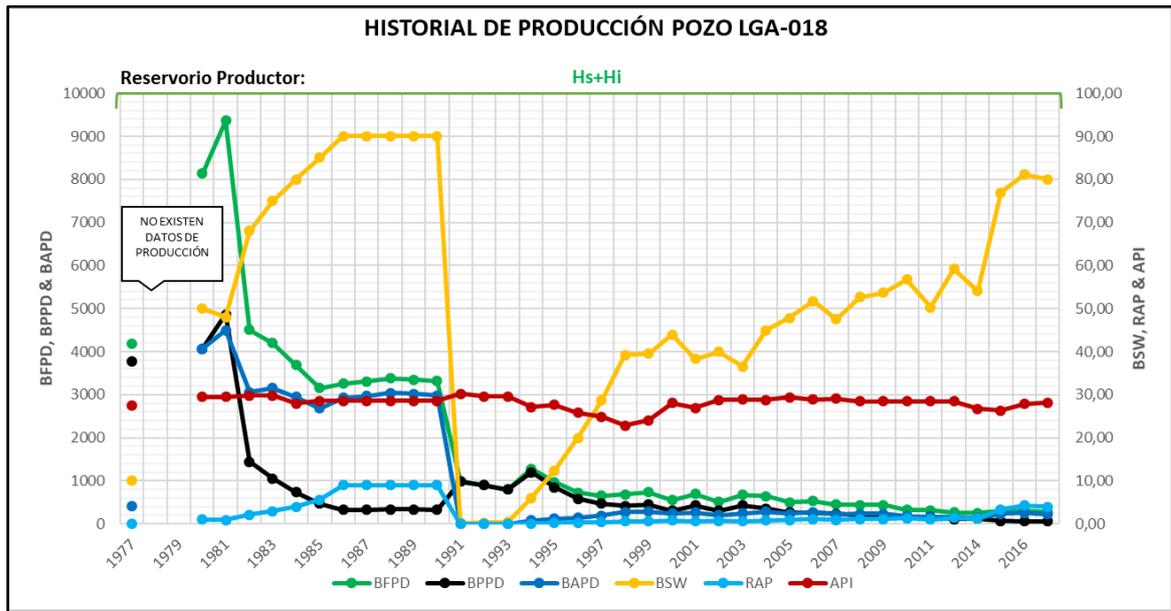
Este pozo inicia produciendo de Hollín Superior en el año 2008 con 236 BPPD y su producción se ha mantenido estable. Sin embargo, el BSW empieza a incrementar a un ritmo considerado en el año 2013 llegando a un 92.6% en el año 2015. Cambian de reservorio productor a T Inferior en el año 2016 y se empieza a evidenciar mejores valores de producción a pesar de que el BSW aún se mantiene alto, registrando 68.1% actualmente como se muestra en la Figura 2.35.

2.9.3.6. Pozo LGA-054

Es uno de los pozos más nuevos del Campo Lago Agrio; inició su producción en el año 2014 con 1791 BPPD provenientes del reservorio Basal Tena. Rápidamente apenas después de un año de producción su BSW incrementa de manera considerable y se estabiliza en 92% como se muestra en la Figura 2.36. A pesar de tener muy pocos datos de producción se analizarán otros posibles reservorios productores.

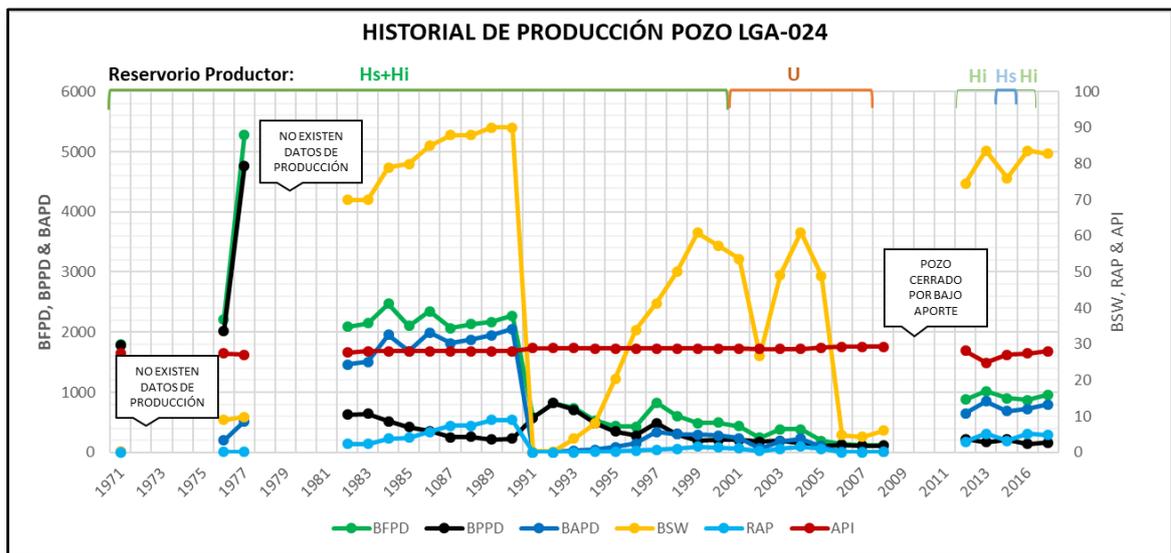
En el Anexo 5 se adjuntan los valores de producción más detalladamente de los 6 pozos seleccionados para analizar sus historiales. Además de sus reservorios principales, con el propósito de sugerir cambios de reservorio productor, se realizó la interpretación petrofísica de sus otros 5 reservorios, Basal Tena, U Superior, U Inferior, T Superior y T Inferior de estos 6 pozos utilizando el programa Well Insight para analizar los parámetros petrofísicos obtenidos. Los resultados representados gráficamente se adjuntan en el Anexo 6 y serán explicados en la interpretación de resultados realizada en el capítulo siguiente.

FIGURA 2.31 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-018



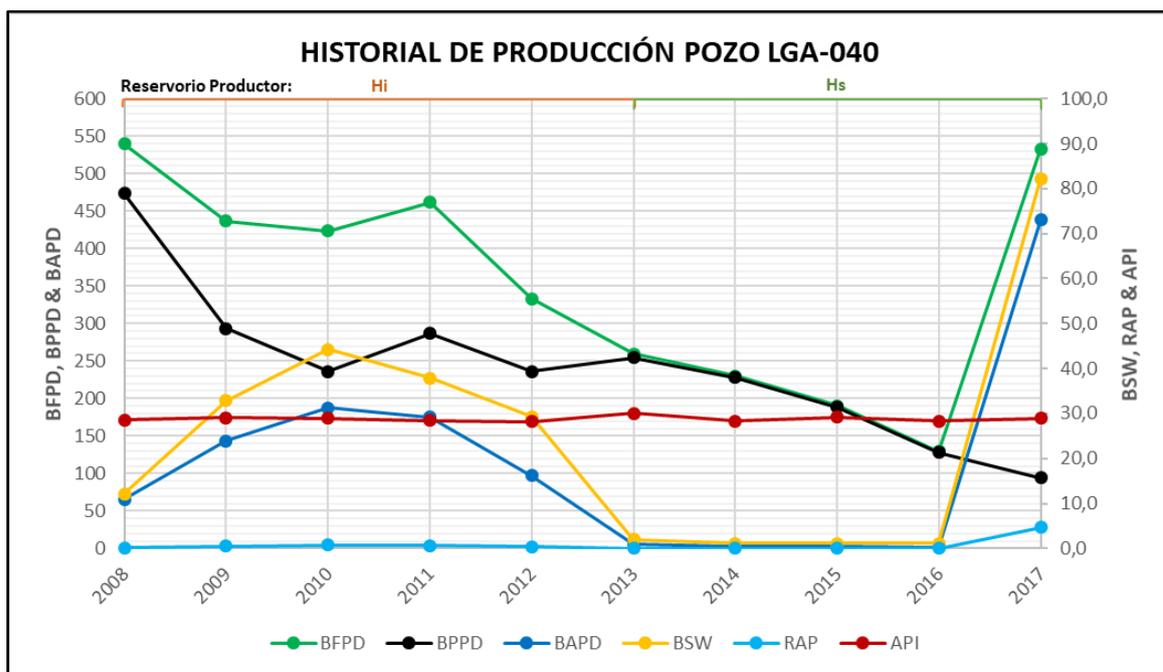
FUENTE: Petroamazonas EP
ELABORADO POR: Ronny Andrade

FIGURA 2.32 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-024



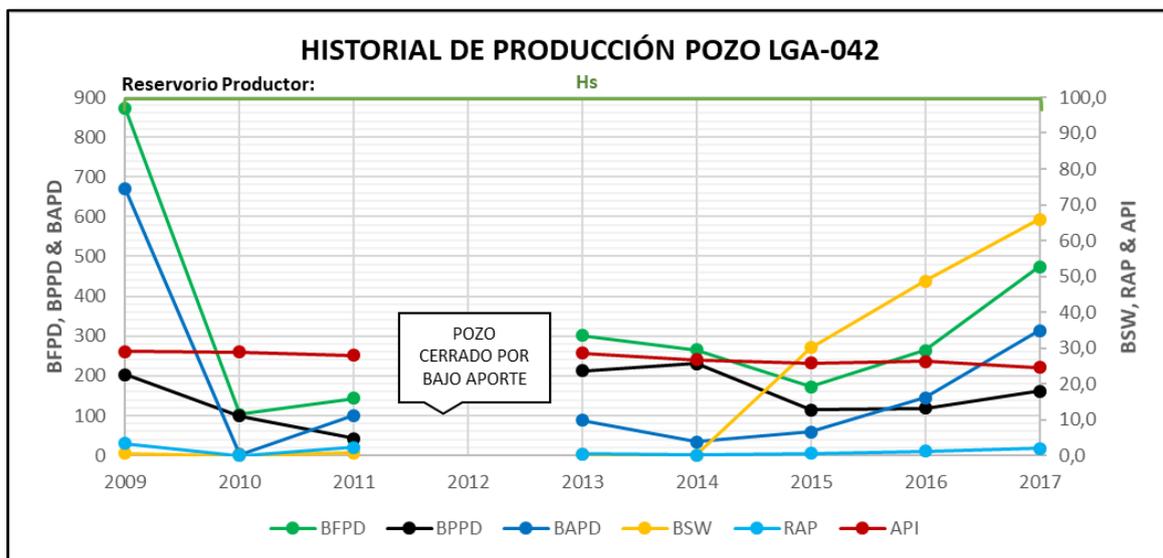
FUENTE: Petroamazonas EP
ELABORADO POR: Ronny Andrade

FIGURA 2.33 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-040



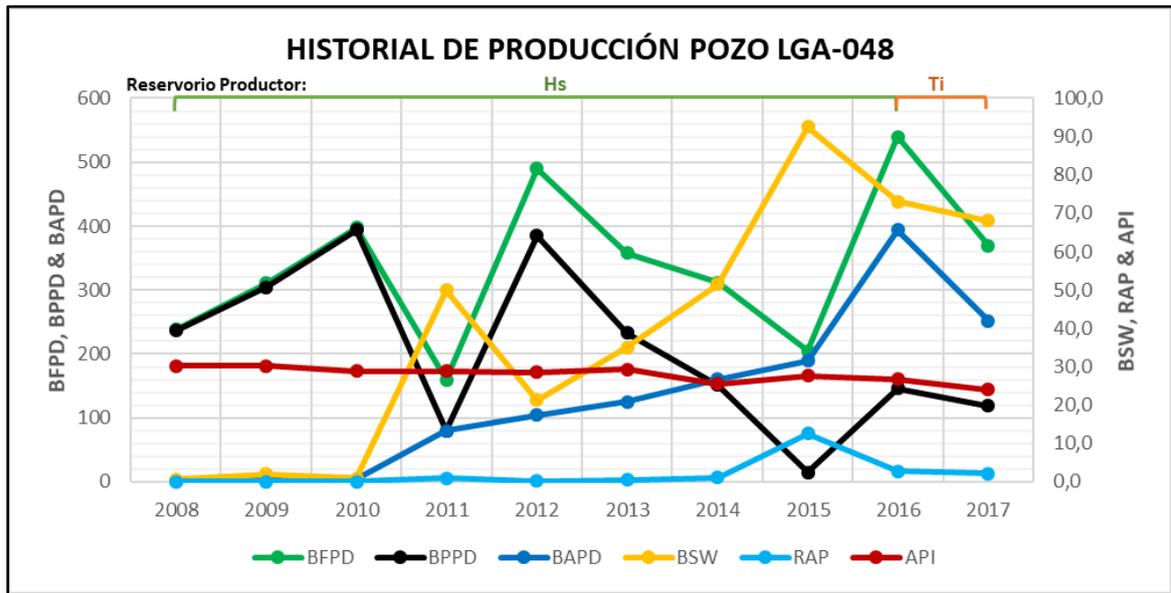
FUENTE: Petroamazonas EP
 ELABORADO POR: Ronny Andrade

FIGURA 2.34 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-042



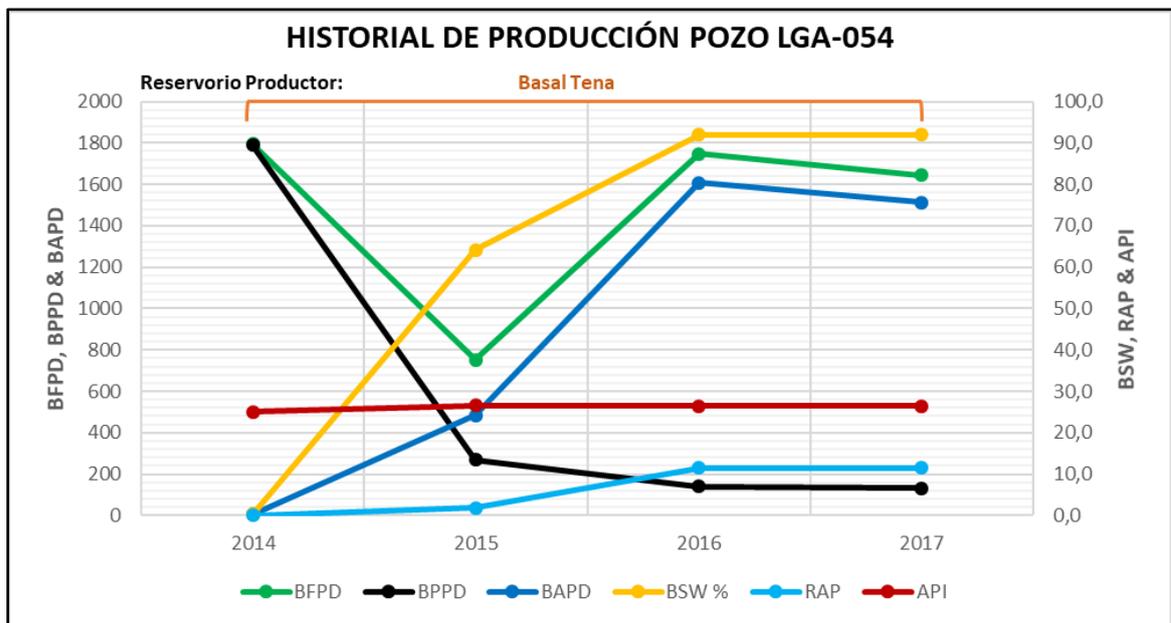
FUENTE: Petroamazonas EP
 ELABORADO POR: Ronny Andrade

FIGURA 2.35 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-048



FUENTE: Petroamazonas EP
 ELABORADO POR: Ronny Andrade

FIGURA 2.36 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-054



FUENTE: Petroamazonas EP
 ELABORADO POR: Ronny Andrade

CAPÍTULO 3

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN

3.1. RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DEL RESERVORIO HOLLÍN

3.1.1. HOLLÍN SUPERIOR

Esta arena está constituida por areniscas blancas de grano grueso cuarzosas, porosas, pobremente estratificadas, con presencia de arcillas (glaucionita) y algunas calizas. Registra una resistividad del agua de formación (R_w) promedio de 0.19 ohm*m con salinidad 11000 ppm de NaCl a una temperatura de formación de 202 °F.

En cuanto a los datos petrofísicos obtenidos en promedio, presenta un volumen de arcilla de 16%, una porosidad efectiva de 12%, una saturación de agua de 46% y un espesor neto de pago de 18.5 pies. Lo que significa que en general este reservorio posee una porosidad moderada y una saturación de agua muy alta que ratifica la presencia de un acuífero de fondo que ha mantenido la producción de hidrocarburos estable. Al observar los valores antes mencionados en los mapas de isopropiedades podemos visualizar de forma general el reservorio, concluyendo lo siguiente:

La zona Suroeste del campo presenta mejores condiciones de porosidad efectiva de alrededor de 15% en la cual se encuentran 4 pozos productores, el LGA-013, LGA-039 que producen de Hollín Superior, LGA-009A y LGA-022 que producen de T Inferior y de Basal Tena respectivamente.

La zona Noreste del campo registra menos presencia de agua, tiene una saturación de alrededor de 30% en la cual se encuentran 7 pozos productores, el LGA-017, LGA-018, LGA-035, LGA-040 que producen de Hollín Superior, el LGA-024 que produce de Hollín Inferior y los pozos LGA-044 y LGA-031 que producen de U Inferior y T respectivamente.

3.1.2. HOLLÍN INFERIOR

Este reservorio registra una resistividad del agua de formación (R_w) promedio de 3.83 ohm*m con salinidad 1320 ppm de NaCl a una temperatura de formación de 206 °F. En cuanto a los datos petrofísicos obtenidos en promedio, presenta un volumen de arcilla de 12%, una porosidad efectiva de 14%, una saturación de agua de 64% y un espesor neto de pago de 80 pies. Al observar los valores antes mencionados en los mapas de isopropiedades podemos visualizar de forma general el reservorio concluyendo lo siguiente:

La zona Centro-Norte y Suroeste del campo presentan mejores condiciones de porosidad donde se registran valores entre 13 y 15%. Aquí se encuentran 8 pozos productores, el LGA-013, LGA-035, LGA-039, LGA-042, LGA-043 que producen de Hollín Superior, los pozos LGA-031, LGA-039 que producen de T y el pozo LGA-022 que produce de Basal Tena Actualmente.

La zona Noreste y Centro-Sur del campo registra menos presencia de agua, tiene una saturación con valores entre 20 y 30% en la cual se encuentran 9 pozos productores, los pozos LGA-034 y LGA-038 que producen de U, los pozos LGA-009A, LGA-031 y LGA-022 que producen de T Inferior, T y Basal Tena respectivamente, los pozos LGA-035, LGA-013 y LGA-40 que producen de Hollín Superior y únicamente el pozo LGA-024 produce de Hollín Inferior. Como se observó en el mapa de saturación de agua de este reservorio, la mayor parte del mismo presenta valores de más de 35% de S_w , es por este motivo que se ha disminuido la producción de Hollín Inferior.

3.2. INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS PETROFÍSICOS Y ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES SELECCIONADOS

Basándose en la interpretación petrofísica realizada a todos los reservorios de los 6 pozos productores seleccionados, en el historial de producción de los mismo y en los mapas de isopropiedades generados utilizando el programa OFM, se hacen las siguientes observaciones.

3.2.1. Pozo LGA-018

Inició su producción en 1970 y ha producido únicamente de Hollín; como se muestra en la Figura 3.1 A de acuerdo con la interpretación petrofísica efectivamente los reservorios Hollín Superior y Hollín Inferior presentaban las mejores características para ponerlos en producción. Se registraba valores bajos de saturación de agua (S_w), altos valores de porosidad efectiva (PHIE_FINAL) así como bajos valores de volumen de arcilla (Vsh) pero estos parámetros pueden haber cambiado con el paso de los años, pues como se muestra en la Figura 3.1 B el corte de agua (BSW) ha incrementado constantemente.

El pozo se encuentra ubicado en la Zona Noreste del campo la cual posee valores medios de porosidad efectiva de alrededor de 12% en Hollín Superior y en Hollín Inferior como se muestra en las Figuras 3.1 C y 3.1 E. En esta zona a su vez existe una moderada presencia de agua que resulta ser la menor del campo de alrededor de 37% en sus reservorios principales como se observa en las Figuras 3.1 D y 3.1 F. Basándose en los parámetros petrofísicos que se muestran en la Figura 3.1 A, es recomendable cambiar de reservorio productor a U Inferior ya que presenta altos valores de porosidad efectiva (PHIE_FINAL), bajos valores de volumen de arcilla (Vsh), valores medios de saturación de agua (S_w) y nunca este pozo ha producido de dicho reservorio.

3.2.2. Pozo LGA-024

Inició su producción en 1971 teniendo como reservorios productores a lo largo de su historia a Hollín y U; como se muestra en la Figura 3.2 A de acuerdo con la interpretación petrofísica los reservorios Hollín Superior, Hollín Inferior y U Inferior presentaban las mejores características para ponerlos en producción. Se registraba altos valores de porosidad efectiva (PHIE_FINAL) así como bajos valores de volumen de arcilla (Vsh), un alto contenido de arenisca y valores moderados de saturación de agua (S_w), pero estos parámetros pueden haber cambiado con el paso de los años, pues como se muestra en la Figura 3.2 B el corte de agua (BSW) después de haber puesto en producción nuevamente al pozo en el año 2012, incrementó abruptamente ya que se cambió de reservorio productor de U a Hollín por el bajo aporte que tenía el pozo en U.

El pozo se encuentra ubicado en la Zona Noreste del campo la cual posee valores medios de porosidad efectiva de alrededor de 12% en Hollín Superior y en Hollín Inferior como se muestra en las Figuras 3.2 C y 3.2 E. En esta zona a su vez existe una moderada presencia de agua que resulta ser la menor del campo de alrededor de 37% en sus reservorios principales como se observa en las Figuras 3.2 D y 3.2 F. Basándose en los parámetros petrofísicos que se muestran en la Figura 3.2 A, es recomendable cambiar de reservorio productor a Basal Tena ya que presenta altos valores de porosidad efectiva (PHIE_FINAL), bajos valores de volumen de arcilla (Vsh) y valores medios de saturación de agua (Sw)

3.2.3. Pozo LGA-040

Inició su producción en el 2008 por lo que es un pozo relativamente nuevo comparándolo con los años que tiene de producción el campo. Ha producido únicamente de Hollín; como se muestra en la Figura 3.3 A de acuerdo con la interpretación petrofísica realizada, los reservorios Hollín Superior y Hollín Inferior presentaban las mejores características para ponerlos en producción. Se registraba valores bajos de saturación de agua (Sw), altos valores de porosidad efectiva (PHIE_FINAL) así como bajos valores de volumen de arcilla (Vsh) pero estos parámetros pueden haber cambiado con el paso de los años, pues como se muestra en la Figura 3.3 B el corte de agua (BSW) empezó a incrementar en el año 2016 registrando un valor de 82% en la actualidad.

Al igual que los 2 pozos anteriores se encuentra ubicado en la Zona Noreste del campo la cual posee valores medios de porosidad efectiva de alrededor de 12% en Hollín Superior y en Hollín Inferior como se muestra en las Figuras 3.3 C y 3.3 E. En esta zona a su vez existe una moderada presencia de agua que resulta ser la menor del campo de alrededor de 37% en sus reservorios principales como se observa en las Figuras 3.3 D y 3.3 F. Al analizar los parámetros petrofísicos que se muestran en la Figura 3.3 A, se podría cambiar de reservorio productor a Basal Tena debido a sus altos valores de porosidad efectiva (PHIE_FINAL), bajos valores de volumen de arcilla (Vsh), alto contenido de arenisca y valores bajos de saturación de agua (Sw).

3.2.4. Pozo LGA-042

Inició su producción en el 2008 produciendo únicamente de Hollín Superior y ha mantenido hasta la actualidad su reservorio productor; como se muestra en la Figura 3.4 A de acuerdo con la interpretación petrofísica realizada, Hollín Superior presentaba las mejores características para ponerlo en producción y se descartó el reservorio Hollín Inferior debido a la alta presencia de agua. Con el paso de los años las condiciones de producción no son las más favorables pues como se observa en la Figura 3.4 B el corte de agua (BSW) empezó a incrementar en el año 2014 registrando un valor de 66% en la actualidad.

Se encuentra ubicado en la Zona Noreste del campo la cual posee valores medios de porosidad efectiva de alrededor de 12% en Hollín Superior y en Hollín Inferior como se muestra en las Figuras 3.4 C y 3.4 E. En esta zona a su vez existe una moderada presencia de agua que resulta ser la menor del campo de alrededor de 37% en sus reservorios principales como se observa en las Figuras 3.4 D y 3.4 F. Basándose en el análisis petrofísico realizado que se muestra en la Figura 3.4 A, no se evidencia otro posible reservorio productor ya que el resto de reservorios presentan un alto contenido de arcilla (Vsh) y casi no se evidencia porosidad (PHIE_FINAL); a su vez el BSW de este pozo no es demasiado alto por lo que puede continuar produciendo de Hollín Superior sin problema hasta que este valor incremente de manera considerable y debido a la falta de opciones el pozo tenga que ser cerrado.

3.2.5. Pozo LGA-048

Inició su producción en el 2008 con Hollín Superior como reservorio productor; como se muestra en la Figura 3.5 A de acuerdo con la interpretación petrofísica este reservorio presentaba mejores características que los demás para poner en producción el pozo. Sin embargo, registraba valores demasiado altos de saturación de agua (Sw) pero altos valores de porosidad efectiva (PHIE_FINAL) y valores mínimos de volumen de arcilla (Vsh) por lo que se decidió producir de este reservorio hasta el 2016 que cambió de reservorio productor a T Inferior que cercano a su tope tiene de igual manera valores demasiado altos de saturación de agua (Sw) pero altos valores de porosidad efectiva (PHIE_FINAL) y valores mínimos de volumen de arcilla (Vsh) con alto contenido de arenisca. Como es

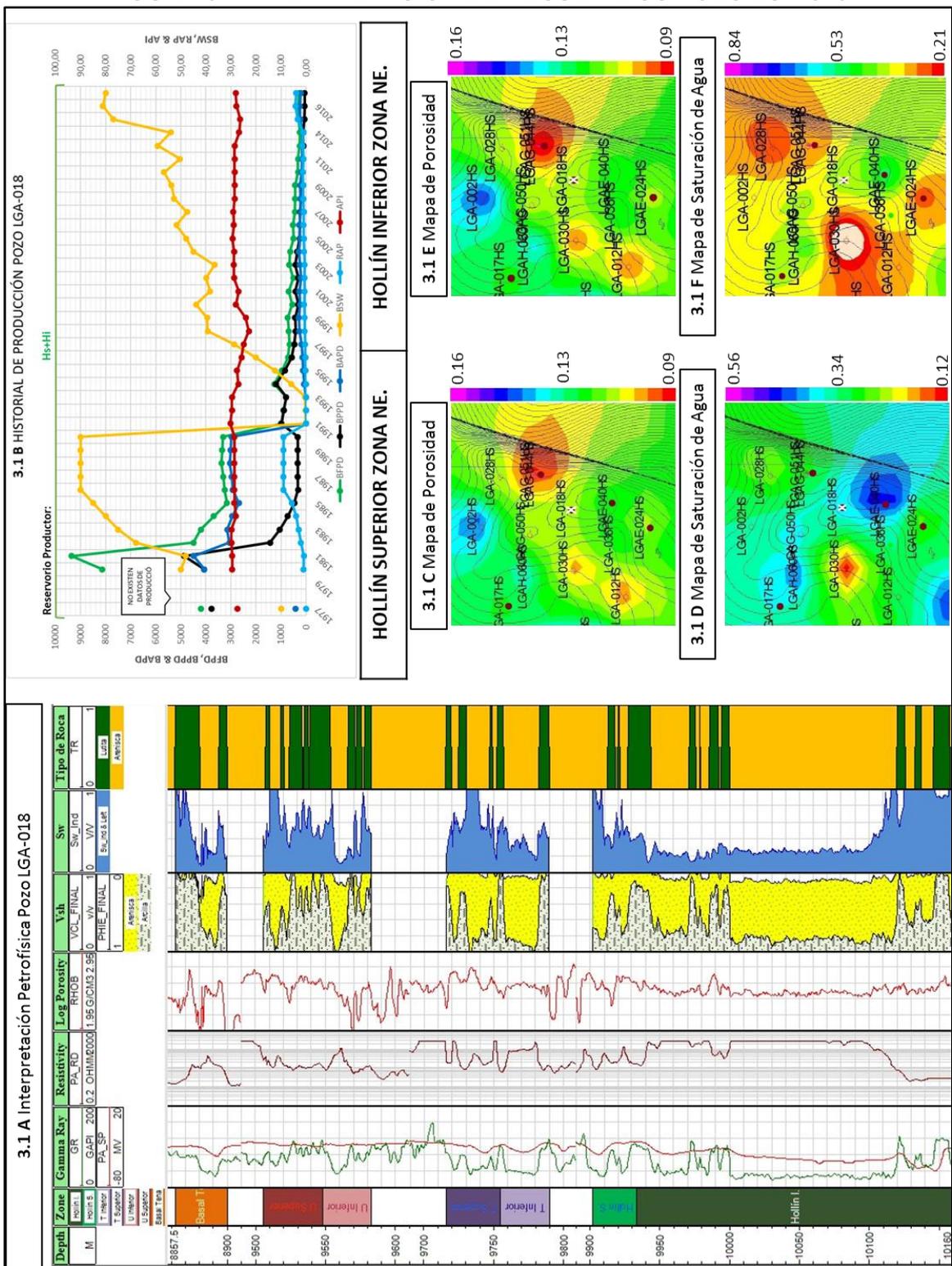
evidente, la presencia de agua es bastante alta en este pozo y en la Figura 3.5 B se muestra que el corte de agua (BSW) registra un valor de 68% en la actualidad. El pozo se encuentra ubicado en la Zona Noreste del campo la cual posee valores medios de porosidad efectiva de alrededor de 12% en Hollín Superior y en Hollín Inferior como se muestra en las Figuras 3.5 C y 3.5 E. En esta zona a su vez existe una moderada presencia de agua que resulta ser la menor del campo de alrededor de 37% en sus reservorios principales como se observa en las Figuras 3.5 D y 3.5 F. Al analizar la interpretación petrofísica realizada para este pozo que se muestra en la Figura 3.1 A, no se evidencia la posibles nuevos reservorios productores ya que como indica la litología, mayormente existe arcilla (Vsh) y demasiada presencia de agua en todos los reservorios. En algún momento debido a la falta de opciones el pozo podría ser cerrado.

3.2.6. Pozo LGA-054

Inició su producción en el 2014 por lo que es de los pozos más nuevos del Campo Lago Agrio, en este relativamente corto período de tiempo ha producido únicamente de Basal Tena; como se muestra en la Figura 3.6 A de acuerdo con la interpretación petrofísica realizada, este reservorio presentaba buenas características para ponerlo en producción. Como se observa en la Figura 3.6 B el corte de agua (BSW) ha incrementado constantemente desde que empezó a producir.

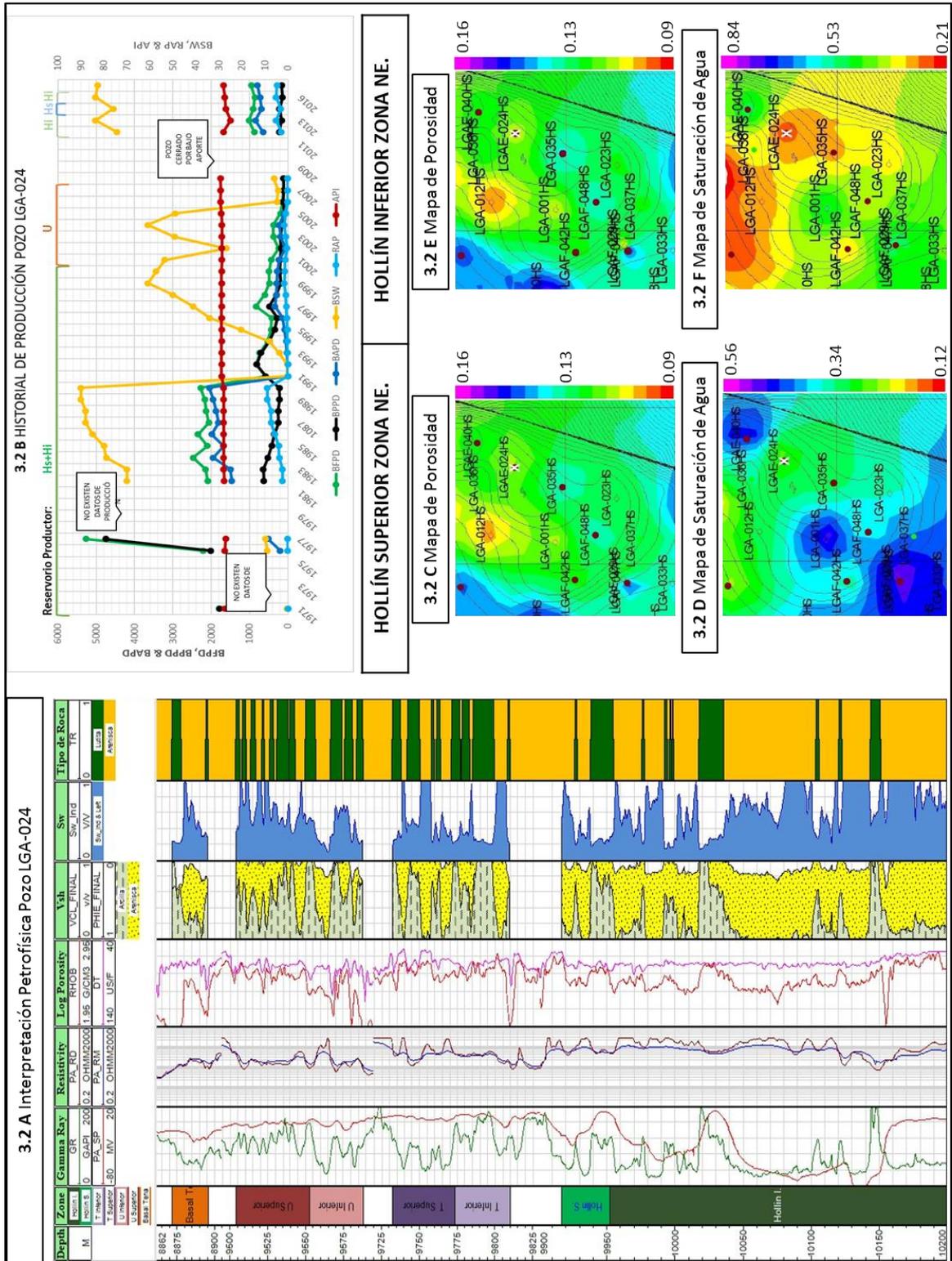
Se encuentra ubicado en la Zona Norte del campo la cual posee valores medios de porosidad efectiva de alrededor de 14% en Hollín Superior y en Hollín Inferior como se muestra en las Figuras 3.6 C y 3.6 E. En esta zona a su vez existe una baja presencia de agua de alrededor de 34% en sus reservorios principales como se observa en las Figuras 3.6 D y 3.6 F. Basándose en el análisis petrofísico realizado que se muestra en la Figura 3.6 A, no se tienen datos del registro de resistividad de Hollín por lo que no puede ser recomendado. Sin embargo, T Superior registra valores altos de porosidad efectiva (PHIE_FINAL), bajos valores de volumen de arcilla (Vsh) y baja presencia de agua (Sw). Todos estos parámetros más el hecho de que el pozo LGA-031 que se encuentra muy cerca y produce de T Superior y T Inferior con buenos datos de producción como se observó en la Tabla 2.11 en el Capítulo 2, sirven para recomendar cambiar de reservorio productor a T Superior al pozo LGA-054.

FIGURA 3.1 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-018



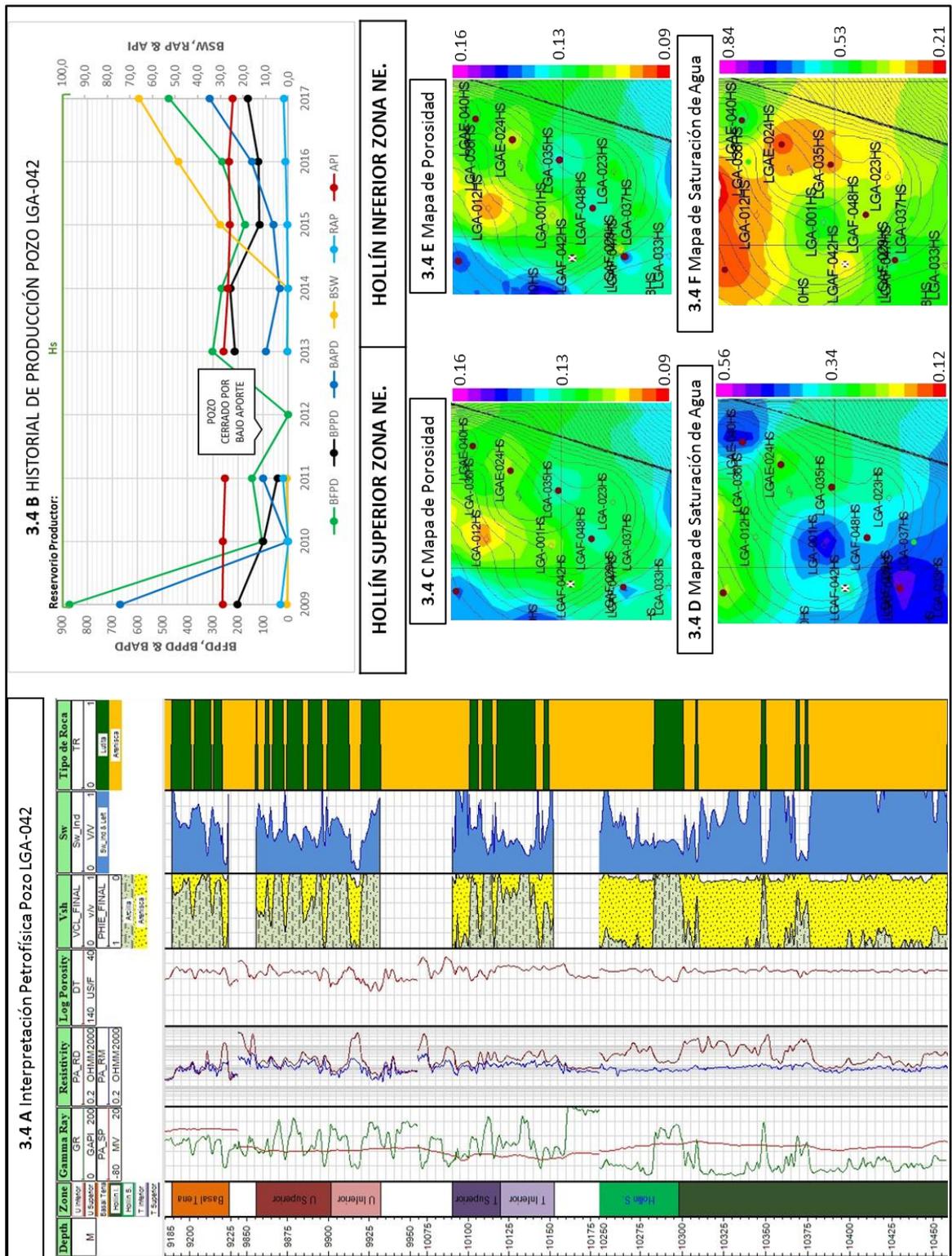
ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

FIGURA 3.2 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-024



ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

FIGURA 3.4 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-042



ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

FIGURA 3.5 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-048

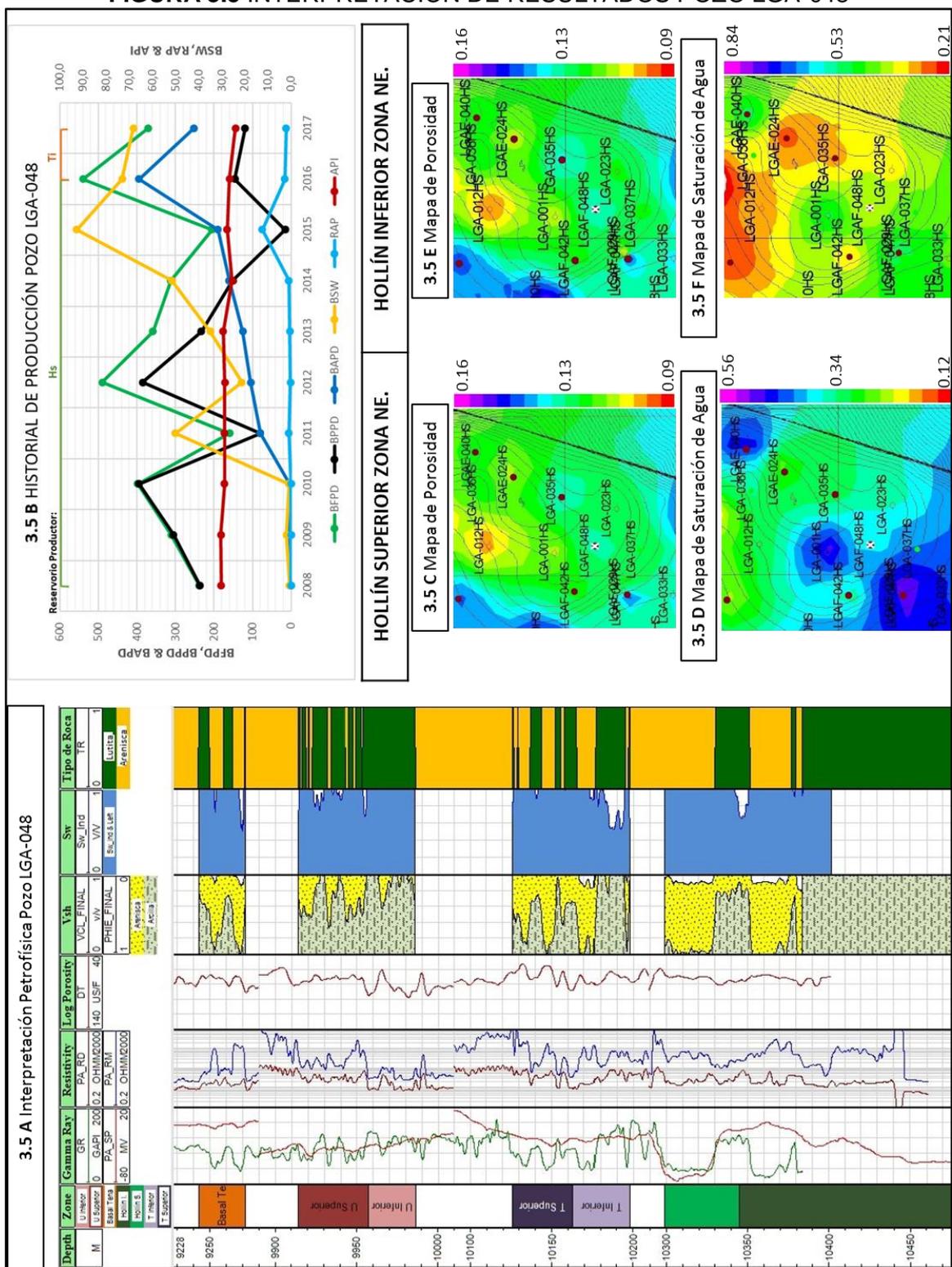
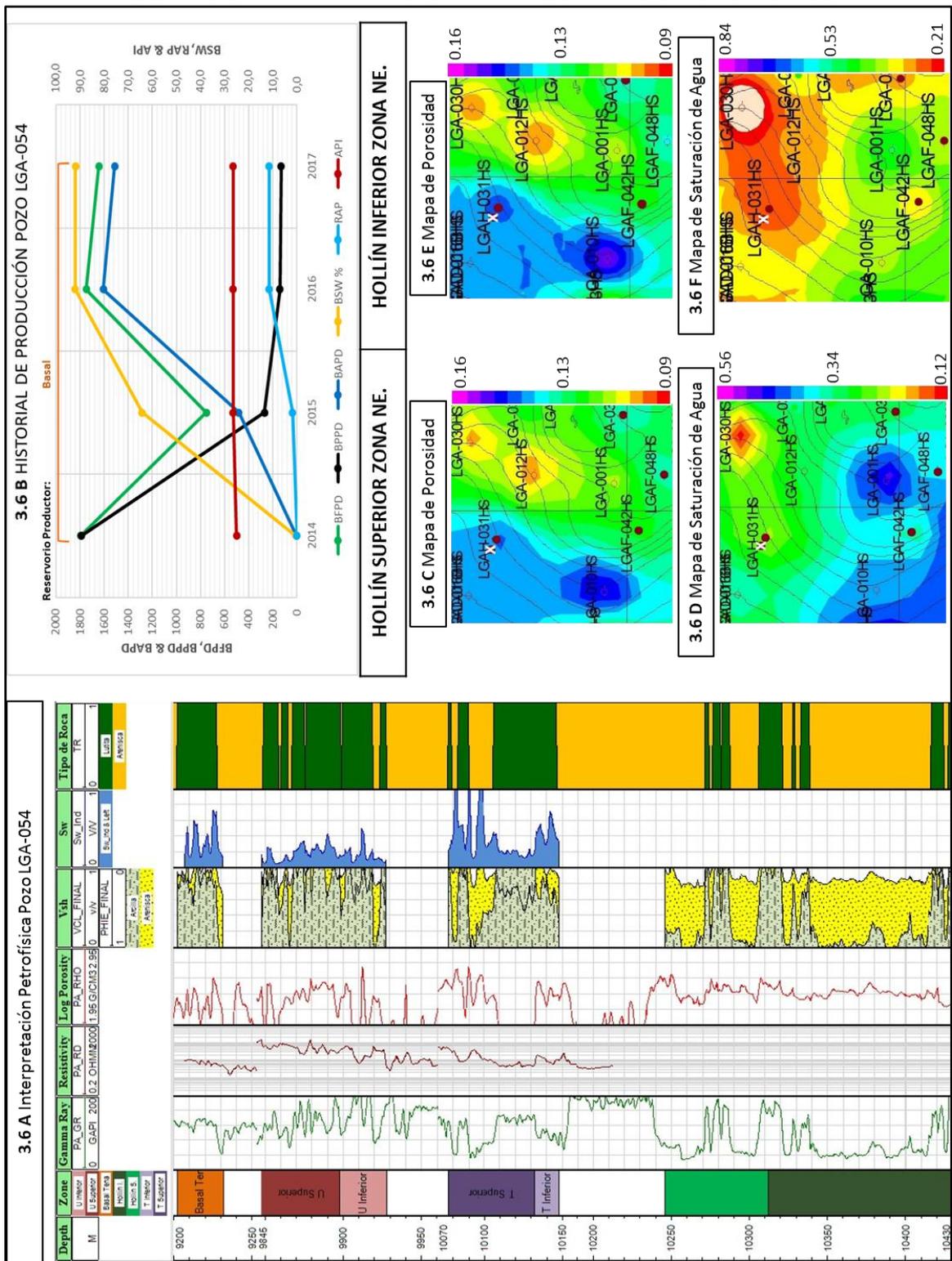


FIGURA 3.6 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS POZO LGA-054



ELABORADO POR: Ronny Andrade, 2017

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

- Hollín Superior está constituida por areniscas de grano grueso cuarzosas, porosas, pobremente estratificadas, con presencia de arcillas (glauconita) y algunas calizas. Registra una resistividad del agua de formación (R_w) promedio de 0.19 ohm*m con salinidad 11000 ppm de NaCl a una temperatura de formación de 202 °F.
- Hollín Superior presenta en promedio un volumen de arcilla de 16%, una porosidad efectiva de 12%, una saturación de agua de 46% y un espesor neto de pago de 18.5 pies.
- Hollín Inferior registra una resistividad del agua de formación (R_w) promedio de 3.83 ohm*m con salinidad 1320 ppm de NaCl a una temperatura de formación de 206 °F.
- Hollín Inferior presenta en promedio, un volumen de arcilla de 12%, una porosidad efectiva de 14%, una saturación de agua de 64% y un espesor neto de pago de 80 pies. Lo que significa que en general este reservorio posee una porosidad moderada y una saturación de agua muy alta que ratifica la presencia de un acuífero de fondo que ha mantenido la producción de hidrocarburos estable.
- Tanto para Hollín Superior como para Hollín Inferior, la zona Suroeste del campo presenta mejores condiciones de porosidad efectiva con un rango de valores entre 13 y 15%. Sin embargo, no es la zona donde se concentran la mayor cantidad de pozos.
- La zona Noreste del campo registra menos presencia de agua en Hollín Superior y Hollín Inferior, con un rango de valores entre 20 y 30 %.

- La producción del Campo Lago Agrio ha sido ininterrumpida por 45 años, mantiene actualmente una declinación de producción de alrededor del 16.2% y en noviembre de 1973 alcanzó su pico máximo de producción de petróleo con 53641 BPPD y 2217 BAPD.
- El mejor reservorio productor es Hollín Inferior con un 69% de la producción total del campo seguido de Hollín Superior con un 21%, continuando con Basal Tena con un 4 % y como peores reservorios productores tenemos a U Superior y T superior.
- Actualmente Hollín Superior produce 2413 BPPD de 27 °API con 41,16% de BSW y Hollín Inferior 416 BPPD de 27 °API con 71,12% de BSW. Como se mostró en la Figura 2.29 del Capítulo 2, la producción de Hollín Inferior en el Campo Lago Agrio cada vez ha ido disminuyendo debido a la alta presencia de agua
- Las reservas totales de Hollín Superior y Hollín Inferior son de 183 MMBIs de petróleo con un factor de recobro (FR) de 30.3%. Se debe tomar en cuenta que, a pesar de la cantidad y fiabilidad de los datos utilizados, siempre va a existir un cierto grado de incertidumbre con los resultados obtenidos.
- Actualmente en el Campo Lago Agrio se tiene una tasa de perforación de 1.2 pozos/año, siendo 1970 el año con mayo intervenciones llegando a 15 como se mostró en la Figura 2.30 del Capítulo 2.
- En el campo se encuentran produciendo 20 pozos, de los cuales 6 presentan un alto BSW y fueron seleccionados para analizarlos. Todos estos pozos con problemas de alto BSW producen de Hollín con excepción del pozo más nuevo (LGA-054) y se ubican en la zona Noreste del campo que resulta ser la que menor presencia de agua registra según los mapas de saturación de agua generados en OFM para Hollín Superior y Hollín Inferior. Esto quiere decir que el nivel del agua con el paso de los años ha ido subiendo, afectando así a la producción.

4.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda que al realizar la interpretación petrofísica utilizando el programa Well Insight o cualquier otro programa, se manipulen las herramientas con criterio al momento de calcular los parámetros petrofísicos como volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua ya que dichos parámetros pueden variar según la apreciación de la persona que está realizando los cálculos al manipular las herramientas del programa.
- Es recomendable adquirir los registros en físico de los pozos que se realiza la interpretación petrofísica, pues en los encabezados existen datos importantes de resistividades y temperatura que son de suma importancia en esta etapa.
- Se recomienda determinar un contacto agua petróleo (CAP) original correctamente ya que este valor influye directamente en el cálculo del POES usado para determinar reservas, de tal manera que al asumir un CAP más profundo, incrementaría el volumen de cálculo del espesor neto de la formación y por ende de igual forma incrementa el POES adquiriendo así valores imprecisos.
- Se recomienda adquirir el historial de producción completo de cada pozo para de esta manera analizarlo, ver cuáles han sido sus reservorios productores y por qué motivos el pozo dejó de producir de dicho reservorio. Con esto se evita sugerir erróneos reservorios productores alternativos.
- Basándose en los parámetros petrofísicos calculados del pozo LGA-018 y en el estado actual de su producción del reservorio Hollín, es recomendable cambiar de reservorio productor a U Inferior ya que presenta mejores características petrofísicas y nunca ha producido de dicho reservorio.
- Basándose en los parámetros petrofísicos calculados de los pozos LGA-024 y LGA-040 produciendo de Hollín Inferior y Hollín Superior respectivamente, es recomendable cambiar de reservorio productor a Basal Tena ya que presenta mejores características petrofísicas y ninguno de estos pozos han producido de dicho reservorio.

- De acuerdo al análisis petrofísico realizado del pozo LGA-054 que se encuentra actualmente produciendo de Basal Tena, T Superior registra mejores parámetros petrofísicos, además, el hecho de que el pozo LGA-031 que se encuentra muy cerca y produce de T Superior y T Inferior con buenos datos de producción, hace que sea recomendable cambiar de reservorio productor a T Superior.

BIBLIOGRAFÍA

- Ahmed, T. (2000). "Reservoir Engineering Handbook". Tercera Edición
- Armstrong, M. y Marciano, R. (1994). "Inverse-Distance-Weighted Spatial Interpolation Using Parallel Supercomputers"
- Asquith, G. & Krygowski, D. (2004). "Basic Well Log Analysis"
- Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, P. (2004). "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo"
- Barba, D. (2017). "Gradiente Geotermal de las Cuencas de Ante-arco del Ecuador - Memorias VIII Jornadas en Ciencias de la Tierra"
- Bassiouni, Z. (1994). "Theory Measurement and Interpretation of Well Logs"
- Craft, B. C. & Hawkins, M. (1991). "Applied Petroleum Reservoir Engineering". Second Edition. Louisiana State University.
- Crain, R. (2000). "Crain's Petrophysical Handbook"
- Dake, L. P. (1998). "Fundamentals of Reservoir Engineering".
- Dandekar, A. Y. (2006). "Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties"
- Escobar, F. (2007). "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos"

- Meza, K. (2013). “Parámetros Petrofísicos Compuestos en la Caracterización de Yacimientos” (Tesis de Pregrado) México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Miranda, E. (2008). “Estudio de Factibilidad Para Incorporar a la Producción los Crudos Pesados del Yacimiento X de un Campo del Oriente Ecuatoriano” (Tesis de Pregrado) Ecuador: EPN
- Montagna, A., Zardo, E. y Celentano, M. (2010). “Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la Fm. Mulichinco del yacimiento Rincón el Mangrullo, Neuquén, Argentina”
- Petroamazonas EP (2017). “Plan de Desarrollo Campo Lago Agrio 2017-2031”
- Rodríguez, J. (2007). “Ingeniería Básica de Yacimientos”
- Ruíz, A. (2011). “Actualización de las reservas de la arena Hollín de un campo “X” del Oriente ecuatoriano” (Tesis de Pregrado) Ecuador: EPN
- Schlumberger (2009). “Log Interpretation Charts”
- Schlumberger (2014) “OFM - Grid Contour Surface Maps”
- Serra, O. (1984). “Fundamentals of Well Log Interpretation – The Acquisition of Logging Data”
- Tiab, D. & Donaldson, E. (2004). “Petrophysics – Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties”

ANEXOS

ANEXO 1 DATOS DE TOPES Y BASES POR RESERVOIRIO, VALORES DE TEMPERATURA Y RESISTIVIDADES CALCULADOS UTILIZADOS EN EL PROGRAMA WELL INSIGHT

Tabla A1.1 TOPES/BASES, DATOS DE TEMPERATURA Y RESISTIVIDADES DE HOLLÍN SUPERIOR

POZO	RESERV.	TOPE	BASE	SAL. ppm	T °F @ Base	Rw @ 75°F	Rw2 @ Base	MT °F	Rmf @ MT	Rmf2 @ Base
LAGO-01	Hollin S.	9945	9975	11798	199,50	0,484	0,192	83	0,67	0,292
LAGO-02	Hollin S.	9942	9964	11798	199,28	0,484	0,192	19	0,2	0,025
LAGO-03	Hollin S.	10029	10057	11798	201,14	0,484	0,190	79	0,88	0,363
LAGO-04	Hollin S.	10003	10040	11798	200,80	0,484	0,191	78	0,8	0,327
LAGO-05	Hollin S.	10107	10138	11798	202,76	0,484	0,189	75	1,08	0,421
LAGO-06	Hollin S.	10035	10080	11798	201,60	0,484	0,190	83	1,31	0,564
LAGO-07	Hollin S.	10009	10036	11798	200,72	0,484	0,191	83	1,64	0,710
LAGO-08	Hollin S.	10016	10035	11798	200,70	0,484	0,191	80	1,34	0,560
LAGO-09	Hollin S.	10000	10050	11798	201,00	0,484	0,190	77	1,41	0,568
LAGO-010	Hollin S.	10006	10047	11798	200,94	0,484	0,191	80	1,26	0,526
LAGO-011	Hollin S.	9940	9962	11798	199,24	0,484	0,192	80	1,12	0,472
LAGO-011B	Hollin S.	10014	10041	11798	200,82	0,484	0,191	84	1,23	0,538
LAGO-012	Hollin S.	9946	9981	11798	199,62	0,484	0,192	90	1,5	0,703
LAGO-013	Hollin S.	10024	10077	11798	201,54	0,484	0,190	88	1,23	0,560
LAGO-014	Hollin S.	10044	10075	11798	201,50	0,484	0,190	85	1,27	0,560
LAGO-015	Hollin S.	10053	10078	11798	201,56	0,484	0,190	83	1,1	0,474
LAGO-016	Hollin S.	9994	10045	11798	200,90	0,484	0,191	90	1,02	0,475
LAGO-016B	Hollin S.	10011	10036	11798	200,72	0,484	0,191	19	0,2	0,025
LAGO-017	Hollin S.	9967	10017	11798	200,34	0,484	0,191	82	1,77	0,759
LAGO-018	Hollin S.	9902	9934	11798	198,68	0,484	0,193	85	0,23	0,103
LAGO-019	Hollin S.	10057	10084	11798	201,68	0,484	0,190	80	1	0,416
LAGO-020	Hollin S.	10033	10056	11798	201,12	0,484	0,190	85	1,3	0,574
LAGO-021	Hollin S.	10028	10066	11798	201,32	0,484	0,190	82	1,23	0,525
LAGO-022	Hollin S.	10023	10056	11798	201,12	0,484	0,190	88	1,05	0,479
LAGO-023	Hollin S.	9917	9951	11798	199,02	0,484	0,192	82	0,86	0,371
LAGO-024	Hollin S.	9917	9952	11798	199,04	0,484	0,192	80	0,87	0,367
LAGO-025	Hollin S.	10062	10101	11798	202,02	0,484	0,190	84	10,1	4,391
LAGO-026	Hollin S.	10054	10083	11798	201,66	0,484	0,190	88	1,5	0,682
LAGO-027	Hollin S.	10001	10048	11798	200,96	0,484	0,191	75	4,36	1,716
LAGO-028	Hollin S.	9920	9962	11798	199,24	0,484	0,192	88	1,81	0,833
LAGO-029	Hollin S.	9979	10020	11798	200,40	0,484	0,191	82	1,97	0,844
LAGO-030	Hollin S.	9944	9985	11798	199,70	0,484	0,192	85	2,35	1,045
LAGO-031	Hollin S.	9987	10015	11798	200,30	0,484	0,191	70	2,05	0,760
LAGO-032	Hollin S.	10040	10074	11798	201,48	0,484	0,190	76	2,47	0,982
LAGO-033	Hollin S.	9970	9988	11798	199,76	0,484	0,192	19	0,2	0,025
LAGO-034	Hollin S.	10005	10040	11798	200,80	0,484	0,191	80	1,8	0,752
LAGO-035	Hollin S.	9926	9958	11798	199,16	0,484	0,192	74	1,2	0,471

LAGO-036	Hollin S.	9951	9983	11798	199,66	0,484	0,192	97	1,48	0,744
LAGO-037	Hollin S.	9932	9963	11798	199,26	0,484	0,192	82	1,21	0,521
LAGO-038	Hollin S.	10016	10056	11798	201,12	0,484	0,190	75	1,54	0,606
LAGO-039	Hollin S.	---	---	11798	---	0,484	---	---	---	---
LAGO-040	Hollin S.	10156	10175	11798	203,50	0,484	0,188	76	1,41	0,555
LAGO-041	Hollin S.	10032	10065	11798	201,30	0,484	0,190	78	1,42	0,579
LAGO-042	Hollin S.	10249	10298	11798	205,96	0,484	0,186	77	1,53	0,602
LAGO-043	Hollin S.	---	---	11798	---	0,484	---	---	---	---
LAGO-044	Hollin S.	9919	9945	11798	198,90	0,484	0,192	81	1,65	0,704
LAGO-045	Hollin S.	10021	10071	11798	201,42	0,484	0,190	79	1,9	0,783
LAGO-046	Hollin S.	10199	10243	11798	204,87	0,484	0,187	75	1,31	0,506
LAGO-047	Hollin S.	10589	10621	11798	212,42	0,484	0,181	86	1,7	0,720
LAGO-048	Hollin S.	10299	10345	11798	206,90	0,484	0,185	82	1,92	0,798
LAGO-049	Hollin S.	10118	10154	11798	203,08	0,484	0,189	75	1,5	0,584
LAGO-050	Hollin S.	10264	10285	11798	205,70	0,484	0,186	75	1,42	0,546
LAGO-051	Hollin S.	10694	10739	11798	214,78	0,484	0,179	77	1,4	0,529
LAGO-052	Hollin S.	10333	10394	11798	207,88	0,484	0,184	75	1,45	0,552
LAGO-054	Hollin S.	10246	10312	11798	206,24	0,484	0,186	79	1,8	0,725
LAGO-055	Hollin S.	10437	10464	11798	209,28	0,484	0,183	78	1,72	0,675
LAGO-060	Hollin S.	10445	10492	11798	209,84	0,484	0,183	82	1,34	0,549

FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade

Tabla A1.2 TOPES/BASES, DATOS DE TEMPERATURA Y RESISTIVIDADES DE HOLLÍN INFERIOR

POZO	RESERV.	TOPE	BASE	SAL. ppm	T °F @ Base	Rw @ 75°F	Rw2 @ Base	MT °F	Rmf @ MT	Rmf2 @ Base
LAGO-01	Hollin I.	9975	10170	1320	203,40	3,833	1,491	83	0,67	0,286
LAGO-02	Hollin I.	9964	10160	1320	203,20	3,833	1,493	19	0,2	0,025
LAGO-03	Hollin I.	10057	10270	1320	205,40	3,833	1,477	79	0,88	0,356
LAGO-04	Hollin I.	10040	10140	1320	202,80	3,833	1,495	78	0,8	0,324
LAGO-05	Hollin I.	10138	10430	1320	208,60	3,833	1,455	75	1,08	0,410
LAGO-06	Hollin I.	10080	10294	1320	205,88	3,833	1,474	83	1,31	0,553
LAGO-07	Hollin I.	10036	10250	1320	205,00	3,833	1,480	83	1,64	0,695
LAGO-08	Hollin I.	10035	10160	1320	203,20	3,833	1,493	80	1,34	0,554
LAGO-09	Hollin I.	10050	10170	1320	203,40	3,833	1,491	77	1,41	0,562
LAGO-010	Hollin I.	10047	10210	1320	204,20	3,833	1,485	80	1,26	0,518
LAGO-011	Hollin I.	9962	10270	1320	205,40	3,833	1,477	80	1,12	0,458
LAGO-011B	Hollin I.	10041	10120	1320	202,40	3,833	1,498	84	1,23	0,534
LAGO-012	Hollin I.	9981	10130	1320	202,60	3,833	1,497	90	1,5	0,693
LAGO-013	Hollin I.	10077	10270	1320	205,40	3,833	1,477	88	1,23	0,549
LAGO-014	Hollin I.	10075	10351	1320	207,02	3,833	1,466	85	1,27	0,545
LAGO-015	Hollin I.	10078	10228	1320	204,56	3,833	1,483	83	1,1	0,467
LAGO-016	Hollin I.	10045	10100	1320	202,00	3,833	1,501	90	1,02	0,473
LAGO-016B	Hollin I.	10036	10072	1320	201,44	3,833	1,505	19	0,2	0,025

LAGO-017	Hollin I.	10017	10180	1320	203,60	3,833	1,490	82	1,77	0,747
LAGO-018	Hollin I.	9934	10160	1320	203,20	3,833	1,493	85	0,23	0,101
LAGO-019	Hollin I.	10084	10161	1320	203,22	3,833	1,492	80	1	0,413
LAGO-020	Hollin I.	10056	10130	1320	202,60	3,833	1,497	85	1,3	0,570
LAGO-021	Hollin I.	10066	10200	1320	204,00	3,833	1,487	82	1,23	0,518
LAGO-022	Hollin I.	10056	10170	1320	203,40	3,833	1,491	88	1,05	0,473
LAGO-023	Hollin I.	9951	10200	1320	204,00	3,833	1,487	82	0,86	0,362
LAGO-024	Hollin I.	9952	10200	1320	204,00	3,833	1,487	80	0,87	0,358
LAGO-025	Hollin I.	10101	10186	1320	203,72	3,833	1,489	84	10,1	4,355
LAGO-026	Hollin I.	10083	10157	1320	203,14	3,833	1,493	88	1,5	0,677
LAGO-027	Hollin I.	10048	10090	1320	201,80	3,833	1,503	75	4,36	1,709
LAGO-028	Hollin I.	9962	10070	1320	201,40	3,833	1,505	88	1,81	0,824
LAGO-029	Hollin I.	10020	10200	1320	204,00	3,833	1,487	82	1,97	0,830
LAGO-030	Hollin I.	9985	10100	1320	202,00	3,833	1,501	85	2,35	1,033
LAGO-031	Hollin I.	10015	10040	1320	200,80	3,833	1,510	70	2,05	0,758
LAGO-032	Hollin I.	10074	10100	1320	202,00	3,833	1,501	76	2,47	0,979
LAGO-033	Hollin I.	9988	10032	1320	200,64	3,833	1,511	19	0,2	0,025
LAGO-034	Hollin I.	10040	10092	1320	201,84	3,833	1,502	80	1,8	0,749
LAGO-035	Hollin I.	9958	10100	1320	202,00	3,833	1,501	74	1,2	0,464
LAGO-036	Hollin I.	9983	10140	1320	202,80	3,833	1,495	97	1,48	0,733
LAGO-037	Hollin I.	9963	10203	1320	204,06	3,833	1,486	82	1,21	0,509
LAGO-038	Hollin I.	10056	10252	1320	205,04	3,833	1,480	75	1,54	0,595
LAGO-039	Hollin I.	---	---	1320	---	3,833	---	---	---	---
LAGO-040	Hollin I.	10175	10370	1320	207,40	3,833	1,463	76	1,41	0,545
LAGO-041	Hollin I.	10065	10205	1320	204,10	3,833	1,486	78	1,42	0,571
LAGO-042	Hollin I.	10298	11321	1320	226,42	3,833	1,344	77	1,53	0,550
LAGO-043	Hollin I.	---	---	1320	---	3,833	---	---	---	---
LAGO-044	Hollin I.	9945	10942	1320	218,83	3,833	1,389	81	1,65	0,642
LAGO-045	Hollin I.	10071	10198	1320	203,96	3,833	1,487	79	1,9	0,773
LAGO-046	Hollin I.	10243	10453	1320	209,06	3,833	1,452	75	1,31	0,496
LAGO-047	Hollin I.	10621	10820	1320	216,39	3,833	1,404	86	1,7	0,707
LAGO-048	Hollin I.	10345	10504	1320	210,07	3,833	1,445	82	1,92	0,786
LAGO-049	Hollin I.	10154	10388	1320	207,75	3,833	1,461	75	1,5	0,572
LAGO-050	Hollin I.	10285	10519	1320	210,37	3,833	1,443	75	1,42	0,535
LAGO-051	Hollin I.	10739	10770	1320	215,40	3,833	1,411	77	1,4	0,528
LAGO-052	Hollin I.	10394	10650	1320	213,00	3,833	1,426	75	1,45	0,540
LAGO-054	Hollin I.	10312	10430	1320	208,60	3,833	1,455	79	1,8	0,717
LAGO-055	Hollin I.	10464	10706	1320	214,11	3,833	1,419	78	1,72	0,660
LAGO-060	Hollin I.	10492	10676	1320	213,51	3,833	1,423	82	1,34	0,540

FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade

ANEXO 2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS CALCULADOS UTILIZANDO EL PROGRAMA WELL INSIGHT

Tabla A2.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE HOLLÍN SUPERIOR

POZO	RESERVOIRIO	TOPE	BASE	ESPESOR	V. ARCILLA	POROSIDAD	Sw
LAGO-01	Hollin S.	9945	9975	30	0,17	0,11	0,60
LAGO-02	Hollin S.	9942	9964	22	0,26	0,13	0,76
LAGO-03	Hollin S.	10029	10057	28	0,23	0,14	0,15
LAGO-04	Hollin S.	10003	10040	37	0,10	0,13	0,68
LAGO-05	Hollin S.	10107	10138	31	0,16	0,15	0,61
LAGO-06	Hollin S.	10035	10080	45	0,17	0,13	0,44
LAGO-07	Hollin S.	10009	10036	27	0,17	0,13	0,59
LAGO-08	Hollin S.	10016	10035	19	0,22	0,13	0,58
LAGO-09	Hollin S.	10000	10050	50	0,22	0,13	0,50
LAGO-010	Hollin S.	10006	10047	41	0,12	0,15	0,42
LAGO-011	Hollin S.	9940	9962	22	0,25	0,14	0,67
LAGO-011B	Hollin S.	10014	10041	27	0,09	0,16	0,44
LAGO-012	Hollin S.	9946	9981	35	0,28	0,10	0,32
LAGO-013	Hollin S.	10024	10077	53	0,16	0,16	0,27
LAGO-014	Hollin S.	10044	10075	31	0,17	0,14	0,47
LAGO-015	Hollin S.	10053	10078	25	0,21	0,14	0,64
LAGO-016	Hollin S.	9994	10045	51	0,11	0,13	0,52
LAGO-016B	Hollin S.	10011	10036	25	0,11	0,13	0,33
LAGO-017	Hollin S.	9967	10017	50	0,19	0,12	0,38
LAGO-018	Hollin S.	9902	9934	32	0,11	0,11	0,59
LAGO-019	Hollin S.	10057	10084	28	0,10	0,13	0,49
LAGO-020	Hollin S.	10033	10056	23	0,12	0,13	0,49
LAGO-021	Hollin S.	10028	10066	38	0,16	0,13	0,38
LAGO-022	Hollin S.	10023	10056	33	0,23	0,12	0,49
LAGO-023	Hollin S.	9917	9951	34	0,24	0,12	0,36
LAGO-024	Hollin S.	9917	9952	35	0,09	0,11	0,27
LAGO-025	Hollin S.	10062	10101	39	0,22	0,13	0,71
LAGO-026	Hollin S.	10054	10083	29	0,10	0,10	0,66
LAGO-027	Hollin S.	10001	10048	47	0,20	0,12	0,37
LAGO-028	Hollin S.	9920	9962	42	0,27	0,11	0,26
LAGO-029	Hollin S.	9979	10020	41	0,11	0,10	0,59
LAGO-030	Hollin S.	9944	9985	41	0,23	0,10	0,12
LAGO-031	Hollin S.	9987	10015	28	0,20	0,14	0,25
LAGO-032	Hollin S.	10040	10074	34	0,14	0,14	0,31
LAGO-033	Hollin S.	9970	9988	18	0,13	0,13	0,44
LAGO-034	Hollin S.	10005	10040	35	0,18	0,13	0,33
LAGO-035	Hollin S.	9926	9958	32	0,28	0,13	0,32
LAGO-036	Hollin S.	9951	9983	32	0,17	0,12	0,35
LAGO-037	Hollin S.	9932	9963	31	0,14	0,12	0,42

LAGO-038	Hollin S.	10016	10056	40	0,18	0,12	0,51
LAGO-039	Hollin S.	---	---	---	---	---	---
LAGO-040	Hollin S.	10156	10175	19	0,09	0,12	0,51
LAGO-041	Hollin S.	10032	10065	33	0,14	0,11	0,29
LAGO-042	Hollin S.	10249	10298	49	0,19	0,12	0,34
LAGO-043	Hollin S.	---	---	---	---	---	---
LAGO-044	Hollin S.	9919	9945	26	0,17	0,09	0,59
LAGO-045	Hollin S.	10021	10071	50	0,22	0,11	0,70
LAGO-046	Hollin S.	10199	10243	44	0,14	0,12	0,40
LAGO-047	Hollin S.	10589	10621	32	0,05	0,13	0,53
LAGO-048	Hollin S.	10299	10345	46	0,10	0,13	0,38
LAGO-049	Hollin S.	10118	10154	36	0,07	0,10	0,39
LAGO-050	Hollin S.	10264	10285	21	0,17	0,11	0,38
LAGO-051	Hollin S.	10694	10739	45	0,16	0,14	1,00
LAGO-052	Hollin S.	10333	10394	61	0,26	0,10	0,80
LAGO-054	Hollin S.	10246	10312	66	---	---	---
LAGO-055	Hollin S.	10437	10464	27	0,04	0,09	0,25
LAGO-060	Hollin S.	10445	10492	47	0,16	0,13	0,48
PROMEDIO				36	0,16	0,12	0,46

ELABORADO POR: Ronny Andrade

Tabla A2.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE HOLLÍN INFERIOR

POZO	RESERVORIO	TOPE	BASE	ESPESOR	V. ARCILL A	POROSIDAD	Sw
LAGO-01	Hollin I.	9975	10170	195	0,09	0,12	0,39
LAGO-02	Hollin I.	9964	10160	196	0,13	0,13	0,37
LAGO-03	Hollin I.	10057	10270	213	0,10	0,18	0,52
LAGO-04	Hollin I.	10040	10140	100	0,04	0,12	0,38
LAGO-05	Hollin I.	10138	10430	292	0,14	0,14	0,88
LAGO-06	Hollin I.	10080	10294	214	0,12	0,15	0,64
LAGO-07	Hollin I.	10036	10250	214	0,07	0,17	0,45
LAGO-08	Hollin I.	10035	10160	125	0,19	0,13	0,42
LAGO-09	Hollin I.	10050	10170	120	0,23	0,12	0,33
LAGO-010	Hollin I.	10047	10210	163	0,12	0,15	0,59
LAGO-011	Hollin I.	9962	10270	308	0,13	0,14	0,43
LAGO-011B	Hollin I.	10041	10120	79	0,26	0,09	0,21
LAGO-012	Hollin I.	9981	10130	149	0,13	0,13	0,39
LAGO-013	Hollin I.	10077	10270	193	0,11	0,14	0,79
LAGO-014	Hollin I.	10075	10351	276	0,12	0,13	0,69
LAGO-015	Hollin I.	10078	10228	150	0,14	0,15	0,40
LAGO-016	Hollin I.	10045	10100	55	0,18	0,19	0,69
LAGO-016B	Hollin I.	10036	10072	36	0,06	0,13	0,22
LAGO-017	Hollin I.	10017	10180	163	0,16	0,13	0,37

LAGO-018	Hollin I.	9934	10160	226	0,12	0,13	0,33
LAGO-019	Hollin I.	10084	10161	77	0,18	0,12	0,22
LAGO-020	Hollin I.	10056	10130	74	0,09	0,17	0,22
LAGO-021	Hollin I.	10066	10200	134	0,13	0,15	0,59
LAGO-022	Hollin I.	10056	10170	114	0,12	0,12	0,66
LAGO-023	Hollin I.	9951	10200	249	0,15	0,17	0,43
LAGO-024	Hollin I.	9952	10200	248	0,14	0,13	0,47
LAGO-025	Hollin I.	10101	10186	85	0,20	0,14	0,84
LAGO-026	Hollin I.	10083	10157	74	0,07	0,16	0,24
LAGO-027	Hollin I.	10048	10090	42	0,09	0,12	0,54
LAGO-028	Hollin I.	9962	10070	108	0,11	0,12	0,32
LAGO-029	Hollin I.	10020	10200	180	0,14	0,13	0,73
LAGO-030	Hollin I.	9985	10100	115	0,12	0,13	0,40
LAGO-031	Hollin I.	10015	10040	25	---	---	---
LAGO-032	Hollin I.	10074	10100	26	0,10	0,20	0,21
LAGO-033	Hollin I.	9988	10032	44	0,09	0,15	0,72
LAGO-034	Hollin I.	10040	10092	52	---	---	---
LAGO-035	Hollin I.	9958	10100	142	0,21	0,15	0,32
LAGO-036	Hollin I.	9983	10140	157	0,16	0,14	0,42
LAGO-037	Hollin I.	9963	10203	240	0,11	0,14	0,69
LAGO-038	Hollin I.	10056	10252	196	0,07	0,16	0,91
LAGO-039	Hollin I.	---	---	---	---	---	---
LAGO-040	Hollin I.	10175	10370	195	0,17	0,16	0,46
LAGO-041	Hollin I.	10065	10205	140	0,18	0,15	0,57
LAGO-042	Hollin I.	10298	11321	1023	0,12	0,16	0,69
LAGO-043	Hollin I.	---	---	---	---	---	---
LAGO-044	Hollin I.	9945	10942	997	0,09	0,13	0,58
LAGO-045	Hollin I.	10071	10198	127	0,12	0,15	0,41
LAGO-046	Hollin I.	10243	10453	210	0,12	0,16	0,96
LAGO-047	Hollin I.	10621	10820	199	0,09	0,16	0,89
LAGO-048	Hollin I.	10345	10504	159	0,10	0,17	0,45
LAGO-049	Hollin I.	10154	10388	234	0,08	0,15	0,53
LAGO-050	Hollin I.	10285	10519	234	0,12	0,15	0,43
LAGO-051	Hollin I.	10739	10770	31	---	---	---
LAGO-052	Hollin I.	10394	10650	256	0,05	0,16	0,96
LAGO-054	Hollin I.	10312	10430	118	---	---	---
LAGO-055	Hollin I.	10464	10706	242	0,09	0,13	0,80
LAGO-060	Hollin I.	10492	10676	184	0,12	0,15	0,94
PROMEDIO				185	0,12	0,14	0,53

ELABORADO POR: Ronny Andrade

ANEXO 3 COORDENADAS DE LLEGADA Y SALIDA DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO LAGO AGRIO

Tabla A3.1 COORDENADAS DE LOS POZOS UTILIZADAS EN OFM

POZOS	COOR. SALIDA		COOR. LLEGADA		EMR
	Y	X	Y	X	
LGA-001	10012087,7	292704,6	10012087,7	292704,6	991,85
LGA-002	10014049,3	293427,4	10014049,3	293427,4	974,89
LGA-003	10013678	291042,1	10013678	291042,1	1002,91
LGA-004	10008695,8	290916,9	10008695,8	290916,9	977,25
LGA-005	10007736,3	288673,4	10007736,3	288673,4	1014,16
LGA-006	10009113,1	292307,2	10009113,1	292307,2	1003,04
LGA-007	10010095,1	291908,8	10010095,1	291908,8	981,48
LGA-008	10011045,9	291834,9	10011045,9	291834,9	997,46
LGA-009	10008235,6	291954,4	10008235,6	291954,4	1003,96
LGA-009B	10008265,9	292142,2	10008265,9	292142,2	979,48
LGA-010	10012164,3	291876	10012164,3	291876	994,25
LGA-011	10010650,1	292757,1	10010650,1	292757,1	981,42
LGA-011B	10010685,8	292953	10010685,8	292953	978,53
LGA-012	10012702,5	292776,4	10012702,5	292776,4	977,06
LGA-013	10009373,6	291476,7	10009373,6	291476,7	988,7
LGA-014	10011681,3	290949,3	10011681,3	290949,3	1010,55
LGA-015	10008029,3	290030,9	10008029,3	290030,9	1011,7
LGA-016	10013195,9	291846,4	10013195,9	291846,4	980,99
LGA-016B	10013196,6	291845,2	10013196,6	291845,2	980,07
LGA-017	10013795,7	292688,5	10013795,7	292688,5	978
LGA-018	10013215	293602	10013215	293602	973
LGA-019	10014440	294379,6	10014440	294379,6	994
LGA-020	10012775,6	290858,9	10012775,6	290858,9	986
LGA-021	10007584,5	290963,3	10007584,5	290963,3	986
LGA-022	10007183,8	291724,6	10007183,8	291724,6	956
LGA-023	10011508,8	293127,6	10011508,8	293127,6	979
LGA-024	10012478,7	293423,4	10012478,7	293423,4	978
LGA-025	10007104,1	290269,7	10007104,1	290269,7	988
LGA-026	10009784,4	292762,9	10009784,4	292762,9	1029
LGA-027	10008653,3	291537,8	10008653,3	291537,8	993
LGA-028	10013875,1	293902,7	10013875,1	293902,7	976
LGA-029	10011437,9	292354,4	10011437,9	292354,4	994
LGA-030	10013194,6	293028,5	10013194,6	293028,5	974
LGA-031	10012988,5	292273,3	10012988,5	292273,3	978
LGA-032	10013188,8	291272,6	10013188,8	291272,6	992
LGA-033	10010972,1	292311,6	10010972,1	292311,6	972
LGA-034	10010363,8	292468,1	10010363,8	292468,1	988
LGA-035	10012028	293237,1	10012028	293237,1	982

LGA-036	10012771,1	293262,2	10012771,1	293262,2	984
LGA-037	10011277,6	292734,8	10011277,6	292734,8	966
LGA-038	10009614,2	292145,3	10009614,2	292145,3	992
LGA-039	10008117	291189,7	10008117	291189,7	982
LGA-040D	10012483,3	293403,9	10012821,3	293628,2	987
LGA-041	10010991	291436,7	10010991	291436,7	991
LGA-042D	10011424,5	292325	10011898,8	292316	1015
LGA-043	10012134	291465,8	10012134	291465,8	1012
LGA-044	10013511,7	293920,2	10013511,7	293920,2	973
LGA-045	10008053,9	291618,1	10008053,9	291618,1	1012
LGA-046D	10010077,4	291918,2	100104640	292077,6	995
LGA-047D	10011410,1	292318	10011486,7	291453	1015
LGA-048D	10011421,9	292322,5	10011708,2	292773,3	1015
LGA-049D	10012480,4	293387,5	10012450,7	293018,5	987
LGA-050D	10013534,9	293910,4	10013594,2	293363,9	968
LGA-051D	10013550,9	293909,67	10013471,6	294272,1	968,57
LGA-052	10008102,8	291233,96	10008102,8	291233,96	---
LGA-054	10013024,7	292259,34	10013024,7	292259,34	---
LGA-055	10013028,9	292258,56	10013028,9	292258,56	---
LGA-060	10013033,1	292257,79	10013033,1	292257,79	---
LGA-063	10013016,3	292260,9	10013016,3	292260,9	---

FUENTE: Petroamazonas EP

ANEXO 4 ESTADO DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO LAGO AGRIO

HISTORIAL DE PERFORACIONES DEL CAMPO LAGO AGRIO

AÑO	POZO	PIES PERFORADOS	OBSERVACIONES
1967	LAG-01	10175	PRODUCTIVO
	LAG-02	10267	PRODUCTIVO
	LAG-03	10272	PRODUCTIVO
1968	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1969	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1970	LAG-05	10310	PRODUCTIVO
	LAG-06	10310	PRODUCTIVO
	LAG-07	10275	PRODUCTIVO
	LAG-08	10310	PRODUCTIVO
	LAG-09A	10163	PRODUCTIVO
	LAG-10	10260	PRODUCTIVO
	LAG-12	10090	PRODUCTIVO
	LAG-13	10300	PRODUCTIVO
	LAG-14	10214	PRODUCTIVO
	LAG-15	10225	PRODUCTIVO
	LAG-17	10120	PRODUCTIVO
	LAG-18	10160	PRODUCTIVO
	LAG-19	10161	ABANDONADO
	LAG-24	10215	PRODUCTIVO
1971	LAG-20	10136	PRODUCTIVO
	LAG-23	10137	PRODUCTIVO
	LAG-25	10189	PRODUCTIVO
1972	LAG-21	10100	PRODUCTIVO
1973	LAG-26	10157	PRODUCTIVO
1974	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1975	LAG-04	10137	PRODUCTIVO
1976	LAG-09B	10100	PRODUCTIVO
	LAG-11A	10270	ABANDONADO
	LAG-11B	10172	PRODUCTIVO
1977	LAG-27	10086	PRODUCTIVO
1978	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1979	LAG-28	10087	PRODUCTIVO
1980	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1981	LAG-29	10200	PRODUCTIVO
1982	LAG-30	10024	PRODUCTIVO
	LAG-31	10039	PRODUCTIVO
	LAG-33	10040	PRODUCTIVO
1983	LAG-32	10071	PRODUCTIVO
1984	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1985	LAG-16A	10099	ABANDONADO
	LAG-16B	10260	PRODUCTIVO
1986	LAG-34	10077	PRODUCTIVO
1987	LAG-35	10068	PRODUCTIVO
1988	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1989	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1990	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1991	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1992	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1993	LAG-36	10110	PRODUCTIVO

	LAG-37	10165	PRODUCTIVO
1994	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1995	LAG-38	10265	PRODUCTIVO
1996	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1997	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
1998	LAG-39	10140	PRODUCTIVO
1999	LAG-41	10180	PRODUCTIVO
2000	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
2001	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
2002	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
2003	LAG-43	10068	PRODUCTIVO
2004	LAG-45	10184	PRODUCTIVO
	LAG-44	10160	PRODUCTIVO
2005	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
2006	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
2007	LAG-46D	10460	PRODUCTIVO
	LAG-40D	10370	PRODUCTIVO
2008	LAG-42D	10500	PRODUCTIVO
	LAG-49D	10360	PRODUCTIVO
	LAG-47D	10785	PRODUCTIVO
	LAG-48D	10488	PRODUCTIVO
2009	LAG-50D	10500	PRODUCTIVO
	LAG-51D	10770	PRODUCTIVO
2010	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
2011	NO SE PERFORA EN EL CAMPO		
2012	LGA-15 RE	10390	PERF. SUSPENDIDA
2013	LGA-46 RE	10493	PERF.SUSPENDIDA
	LGA-29 RE	10273	PERF. SUSPENDIDA
2014	LGAH-54	10600	PRODUCTIVO
	LGAH-55	10700	CERRADO
	LGAJ-52	10650	CERRADO
	LGAH-60	10675	CERRADO
2016	LGAH-63	10480	CERRADO
TOTAL:	62 POZOS		

FUENTE: Petroamazonas EP

POZOS ESPERANDO REACONDICIONAMIENTO

POZO	FECHA DE CIERRE	ARENA	METODO	CAUSA DEL CIERRE
LGA-001	7-may-12	Hsup + Hinf	PPF	Casing colapsado @ 7545' Y 8866'
LGA-002	25-oct-12	HS	PPM	Casing colapsado @ 3340' – 3346', alta corrosión y ovalamiento @ 5668' – 5680', alta corrosión y ovalamiento @ 8616' – 8628', posible hueco en casing @ A 8780' – 8810'
LGA-003	27-mar-06	Hsup + Hinf	PPS	BES off fase a tierra ESP.WO. (POZO SIN TUBING DE 2 7/8"). CON PESCADO BES + BHA DE FONDO

LGA-004	15-nov-14	Hsup	PPS	Sale de WO #16 (4-ene-2015) listo para bajar varillas. El 02-sept-2015 eval. MTU, detectan packer desasentado
LGA-006	23-mar-09		PPM	Comunicación TBG-CSG, WO# 13 Suspendido, Casing roto @ 5815' (PESCADO BES @ 5819').
LGA-008	11-jun-08			Packer desasentado. En WO. # 15 packer de prueba quedo pescado, pozo queda con tapón balanceado, 8841'-8737'.
LGA-009 B	18-sep-15	UI+TP	PPS	Bomba atascada (17-JUL-2014). 14-sep-2015 sale WO#13. Eval. Ui, pozo no aporta
LGA-012	13-Jan-16	BT	PPH	Bajo aporte de BT. Colapso CSG de 10005' – 10007'. CIBP @10003'. HI cerrado desde año 1989. CAP. Actual estimado de HI @ 10028'. Pozo con producción cíclica. Cerrado desde el 13 enero 2016.
LGA-014	11-jun-92	H	PPS	EN WO #15 Casing Colapsado @ 4900' (BES COMO PESCADO).
LGA-021	9-jul-15	UI	PPS	WO # 50 Susp. Quedan 4 tubos 2-7/8".
LGA-023	18-Jan-16	UI	PPH	Cerrado por alto corte de agua (BSW 100%)
LGA-025	8-nov-15	UI	PPM	WO # 19 Susp. Intervenido por IGAPÓ
LGA-026	1-Dec-10	H	PPH	(22-feb-2011) Unidad de Swab intenta pescar bomba jet, sin éxito. E. W.O. Tiene Obstrucción @ 474'.
LGA-028	23-feb-11	H	PPM	WO#19, Cerrado por bajo aporte. Pozo queda con un tubo de 3½". (OBSTRUCCIÓN CSG @ 6735'-6868').
LGA-030	6-jul-14	UI	PPM	Bomba mecánica atascada. Espera WO
LGA-32	27-mar-15	HS	PPH	Pozo cíclico, Se cierra pozo por bajo aporte y alto BSW
LGA-033	16-nov-14	HS+HI	PPS	EN WO #15 Queda (PESCADO CABLE ELECTRICO), Suspenden WO# 17 Queda 6 tubos 3½".
LGA-045	25-dic-16	HS	PPS	Bes atascada espera WO.
LGAG-050	2-mar-16	HS	PPH	Cerrado BES off. Atascada.
LGA-51	30-Apr-15	BT	PPH	Cerrado por bajo aporte.
LGAJ-052	7-nov-14	TI	PPH	Luego de completación, no aporta. Cerrado
LGAH-055	22-feb-16	HI	PPH	Cerrado por alto corte de agua (BSW 98%)
LGAH-060	25-Dec-15	HS	PPH	Cerrado por W.O. # 02 suspendido
LGAH-063	26-sep-16	H	PPS	Cerrado luego de C & P. Pozo no aporta

FUENTE: Petroamazonas EP

POZOS ABANDONADOS DEL CAMPO LAGRO AGRIO

POZOS CON ABANDONO DEFINITIVO					
POZO	ZONA	MÉTODO	FECHA DE CIERRE	CAUSA DEL CIERRE	OBSERVACIONES
LAG-07	HOLLIN	ELÉCTRICO	2-Aug-81	PESCADO BES Y COLAPSO DE CASING A 4820'	ABANDONO DEFINITIVO
LAG-16A	HOLLIN	ELÉCTRICO	24-oct-81	COLAPSO DE CASING A 5046'	ABANDONO DEFINITIVO
LAG-19	HOLLIN		11-sep-80	INCAPACIDAD DE FLUJO	ABANDONO DEFINITIVO
LGA-29	BT	PPH	6-ago-08	Bajo aporte de "T". No se puede recuperar Std-valve @ 10028' por obstrucción @ 10020'.	ABANDONO DEFINITIVO
LGA-15			10-ago-12	Perforación de ventana suspendida x pescado herramientas de perforación.	ABANDONO DEFINITIVO
LGA-46			6-ago-08	Detectan Tubing colapsado @ 10020'. Tramo de tubería de 2-7/8". No se puede recuperar St-Valve de NO-GO.	ABANDONO DEFINITIVO
LGA-11B		PPS	21-may-95	Colapsado y Bes pescado. 12-ene-13: Realizan WO N°21 para realizar ventana. De acuerdo a Registros VERTILOG, existe daño en CSG. desde 1500' a 2000' en 5° máximo irreparable	ABANDONO DEFINITIVO

FUENTE: Petroamazonas EP

POZOS CON ABANDONO TEMPORAL					
POZO	ZONA	METODO	FECHA DE CIERRE	CAUSA DEL CIERRE	OBSERVACIONES
LAG-05	CALIZA "A"	HIDRAULICO	13-Apr-98	PESCADO PACKER DE PRUEBA	PROBLEMAS CON EL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO. ABANDONO TEMPORAL
LAG-10	HOLLIN	INYECTOR	2-mar-05	ROTO CASING A 4739'. PESCADO A 7040'	OBSTRUCCION CON MATERIAL ARCILLOSO

FUENTE: Petroamazonas EP

ANEXO 5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PRODUCTORES SELECCIONADOS DEL CAMPO LAGO AGRIO

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-018

PRODUCCION PROMEDIO POZO LAGO-018							
AÑO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	RAP	API	ARENA
1977	4193	3774	419	10,00	0,11	27,5	Hs+Hi
1978	NO EXISTEN DATOS DE PRODUCCIÓN						
1979	NO EXISTEN DATOS DE PRODUCCIÓN						
1980	8136	4068	4068	50,00	1,00	29,5	Hs+Hi
1981	9362	4868	4494	48,00	0,92	29,5	Hs+Hi
1982	4503	1441	3062	68,00	2,13	29,8	Hs+Hi
1983	4200	1050	3150	75,00	3,00	29,8	Hs+Hi
1984	3684	737	2947	80,00	4,00	28	Hs+Hi
1985	3156	473	2683	85,00	5,67	28,6	Hs+Hi
1986	3256	326	2930	90,00	9,00	28,6	Hs+Hi
1987	3304	330	2974	90,00	9,00	28,6	Hs+Hi
1988	3384	338	3046	90,00	9,00	28,6	Hs+Hi
1989	3352	335	3017	90,00	9,00	28,6	Hs+Hi
1990	3314	331	2983	90,00	9,00	28,6	Hs+Hi
1991	988	986	2	0,20	0,00	30,2	Hs+Hi
1992	900	897	3	0,30	0,00	29,6	Hs+Hi
1993	798	795	3	0,40	0,00	29,6	Hs+Hi
1994	1276	1199	77	6,00	0,06	27,1	Hs+Hi
1995	971	850	121	12,42	0,14	27,6	Hs+Hi
1996	723	579	145	19,99	0,25	25,8	Hs+Hi
1997	656	468	188	28,72	0,40	24,9	Hs+Hi
1998	690	419	271	39,26	0,65	22,9	Hs+Hi
1999	736	445	291	39,50	0,65	24,1	Hs+Hi
2000	554	311	243	43,90	0,78	28,1	Hs+Hi
2001	697	429	267	38,35	0,62	27,0	Hs+Hi
2002	516	310	206	39,91	0,66	28,7	Hs+Hi
2003	674	427	246	36,60	0,58	28,9	Hs+Hi
2004	645	355	290	44,95	0,82	28,8	Hs+Hi
2005	501	261	240	47,81	0,92	29,4	Hs+Hi
2006	527	254	273	51,74	1,07	28,9	Hs+Hi
2007	451	237	214	47,48	0,90	29,1	Hs+Hi
2008	438	207	230	52,65	1,11	28,5	Hs+Hi
2009	443	205	238	53,70	1,16	28,5	Hs+Hi
2010	324	140	184	56,70	1,31	28,5	Hs+Hi
2011	320	159	161	50,32	1,01	28,5	Hs+Hi
2012	265	108	157	59,19	1,45	28,5	Hs+Hi
2014	254	117	137	54,07	1,18	26,7	Hs+Hi
2015	308	71	237	76,93	3,33	26,3	Hs+Hi
2016	309	58	251	81,18	4,31	27,8	Hs+Hi
2017	278	55	223	80,04	4,01	28,2	Hs+Hi

FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-024

PRODUCCION PROMEDIO POZO LAGO-024							
AÑO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	RAP	API	ARENA
1971	1791	1786	5	0,3	0,0	27,6	Hs+Hi
1972	NO EXISTEN DATOS DE PRODUCCIÓN						
1973							
1974							
1975							
1976	2216	2017	199	9,0	0,1	27,4	Hs+Hi
1977	5275	4758	517	9,8	0,1	27,0	Hs+Hi
1978	NO EXISTEN DATOS DE PRODUCCIÓN						
1979							
1980							
1981							
1982	2092	628	1464	70,0	2,3	27,7	Hs+Hi
1983	2148	644	1504	70,0	2,3	28,0	Hs+Hi
1984	2472	519	1953	79,0	3,8	28,0	Hs+Hi
1985	2100	420	1680	80,0	4,0	28,0	Hs+Hi
1986	2344	352	1992	85,0	5,7	28,0	Hs+Hi
1087	2064	248	1816	88,0	7,3	28,0	Hs+Hi
1988	2133	256	1877	88,0	7,3	28,0	Hs+Hi
1989	2168	217	1951	90,0	9,0	28,0	Hs+Hi
1990	2276	228	2048	90,0	9,0	28,0	Hs+Hi
1991	580	579	1	0,2	0,0	28,9	Hs+Hi
1992	820	818	2	0,2	0,0	28,9	Hs+Hi
1993	735	707	28	3,8	0,0	28,9	Hs+Hi
1994	528	486	42	8,0	0,1	28,8	Hs+Hi
1995	435	346	89	20,4	0,3	28,8	Hs+Hi
1996	426	281	145	34,0	0,5	28,8	Hs+Hi
1997	830	487	343	41,3	0,7	28,8	Hs+Hi
1998	601	301	301	50,0	1,0	28,8	Hs+Hi
1999	486	190	296	60,9	1,6	28,8	Hs+Hi
2000	491	209	281	57,4	1,3	28,8	Hs+Hi
2001	438	203	235	53,6	1,2	28,7	Hs+Hi
2002	242	177	65	26,9	0,4	28,7	U
2003	381	193	187	49,2	1,0	28,7	U
2004	380	148	232	61,0	1,6	28,7	U
2005	195	99	96	49,0	1,0	29,0	U
2006	133	126	6	4,8	0,1	29,3	U
2007	118	113	5	4,3	0,0	29,3	U
2008	119	111	7	6,0	0,1	29,3	U
2009	POZO CERRADO POR BAJO APORTE						
2010							
2011							
2012	876	224	652	74,5	2,9	28,1	Hi
2013	1016	166	850	83,7	5,1	24,9	Hi
2015	902	217	686	76,0	3,2	27,1	Hs
2016	867	142	725	83,7	5,1	27,5	Hs
2017	958	165	793	82,8	4,8	28,1	Hi

ELABORADO POR: Ronny Andrade

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-040

PRODUCCION PROMEDIO POZO LAGO-040							
AÑO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	RAP	API	ARENA
2008	539	474	66	12,2	0,1	28,5	Hi
2009	437	293	144	32,9	0,5	29,1	Hi
2010	424	236	188	44,3	0,8	29,0	Hi
2011	462	287	175	37,9	0,6	28,5	Hi
2012	333	236	97	29,3	0,4	28,3	Hi
2013	259	254	5	2,0	0,0	30,1	Hs
2014	230	228	2	1,1	0,0	28,3	Hs
2015	191	189	2	1,2	0,0	29,2	Hs
2016	130	128	1	1,1	0,0	28,3	Hs
2017	533	94	438	82,2	4,7	28,9	Hs

FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-042

PRODUCCION PROMEDIO POZO LAGO-042							
AÑO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	RAP	API	ARENA
2009	872	203	669	0,5	3,3	29,0	HS
2010	103	100	3	0,0	0,0	28,8	HS
2011	144	43	101	0,7	2,3	28,0	HS
2012	POZO CERRADO POR BAJO APORTE						
2013	302	213	89	0,3	0,4	28,5	HS
2014	266	231	35	0,1	0,1	26,7	HS
2015	173	114	59	30,1	0,5	25,7	HS
2016	264	119	145	48,7	1,2	26,3	HS
2017	475	162	314	66,0	1,9	24,6	HS

FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-048

PRODUCCION PROMEDIO POZO LAGO-048							
AÑO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	RAP	API	ARENA
2008	238	236	2	0,7	0,0	30,2	Hs
2009	311	305	6	2,0	0,0	30,3	Hs
2010	398	394	4	1,0	0,0	28,8	Hs
2011	160	80	80	50,0	1,0	28,8	Hs
2012	490	385	105	21,4	0,3	28,6	Hs
2013	358	233	125	35,0	0,5	29,3	Hs
2014	312	151	161	51,5	1,1	25,5	Hs
2015	205	15	190	92,6	12,5	27,6	Hs
2016	540	146	394	73,0	2,7	26,7	Hs
2017	370	119	252	68,1	2,1	24,1	Ti

FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade

HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO LGA-054

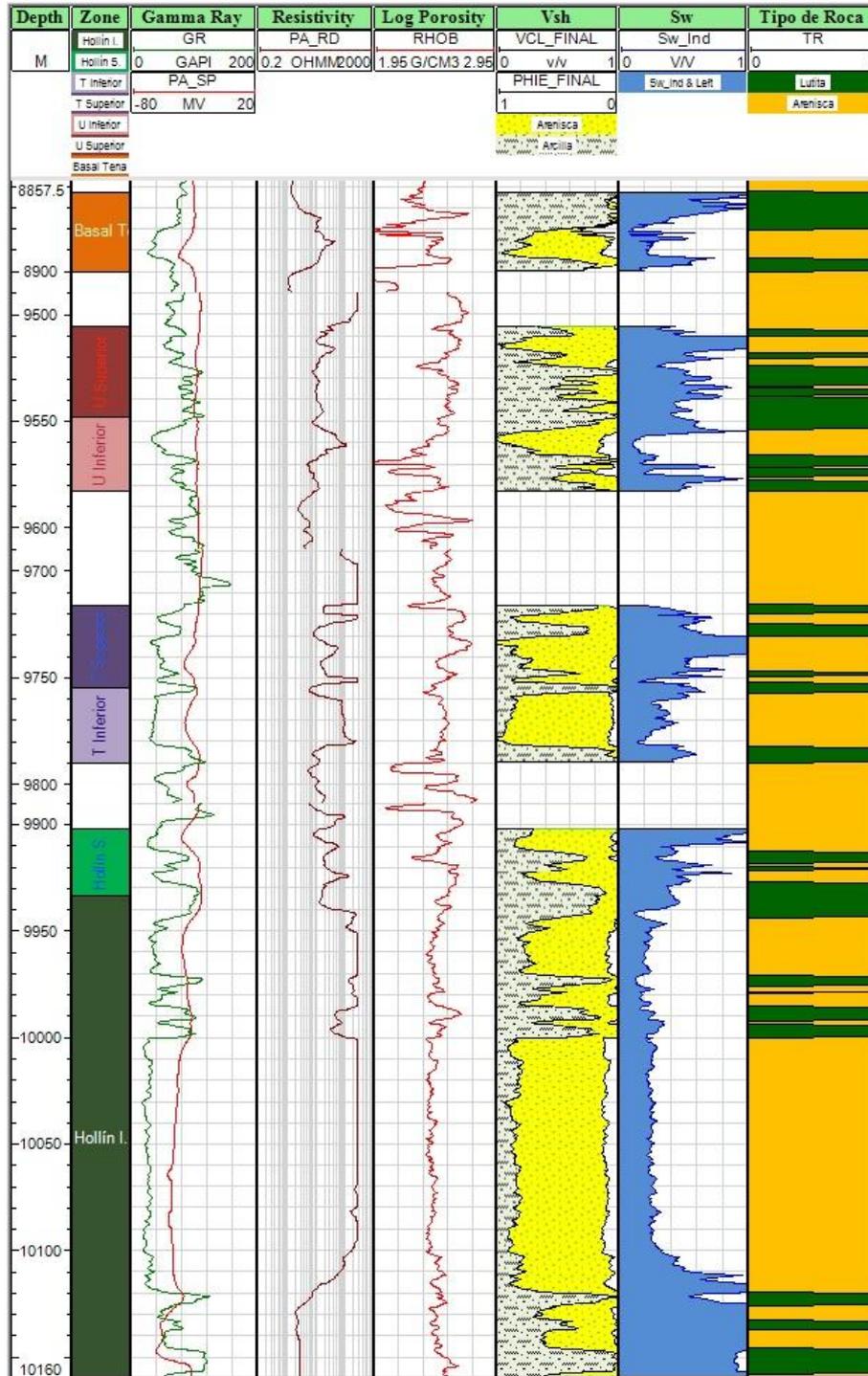
PRODUCCION PROMEDIO POZO LAGO-054							
AÑO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	RAP	API	ARENA
2014	1796	1791	5	0,3	0,0	25,0	BT
2015	752	269	483	64,2	1,8	26,5	BT
2016	1748	140	1608	92,0	11,5	26,4	BT
2017	1644	131	1512	92,0	11,5	26,4	BT

FUENTE: Petroamazonas EP

ELABORADO POR: Ronny Andrade

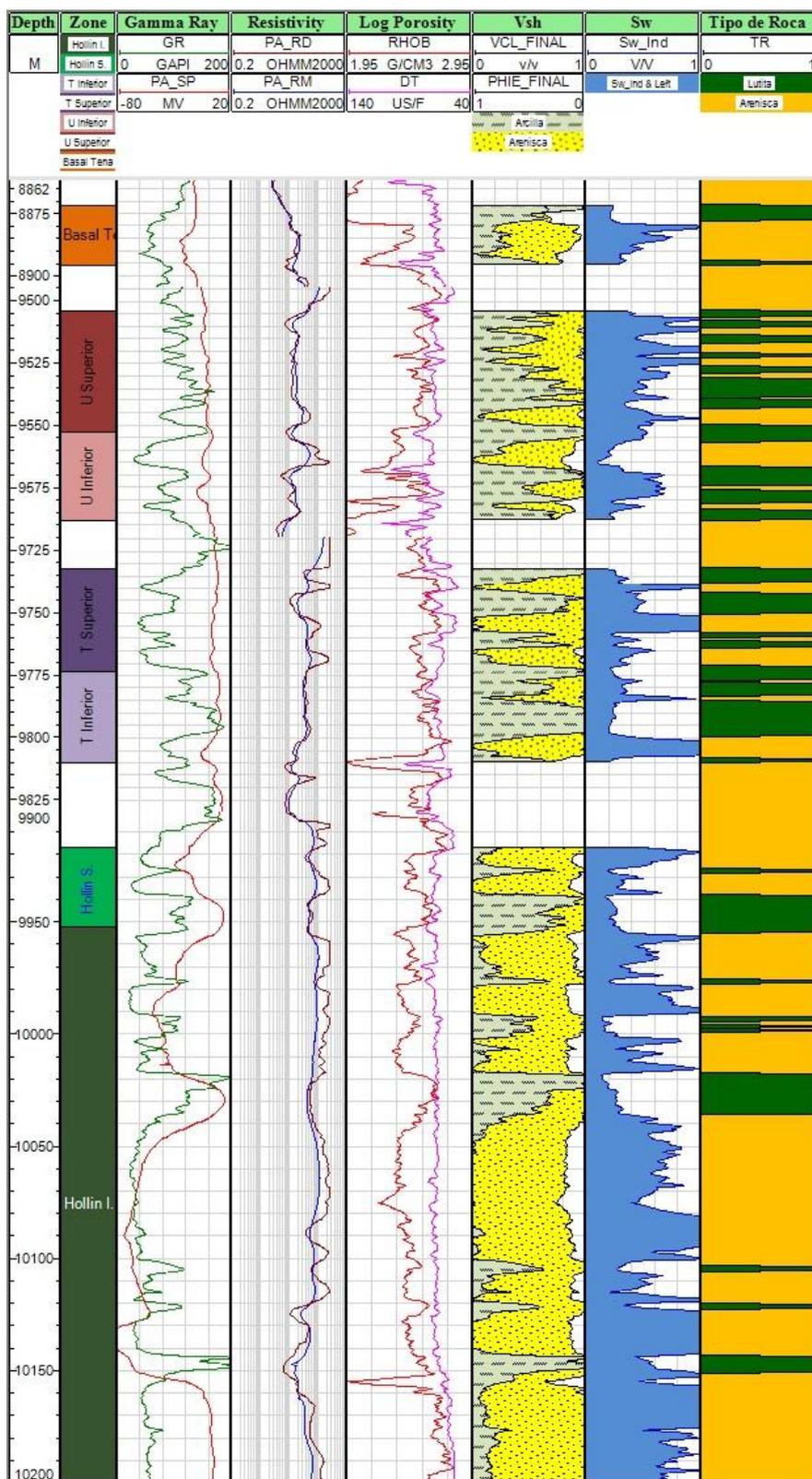
ANEXO 6 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DE LOS POZOS PRODUCTORES SELECCIONADOS QUE PESENTAN UN ALTO BSW

INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA POZO LGA-018



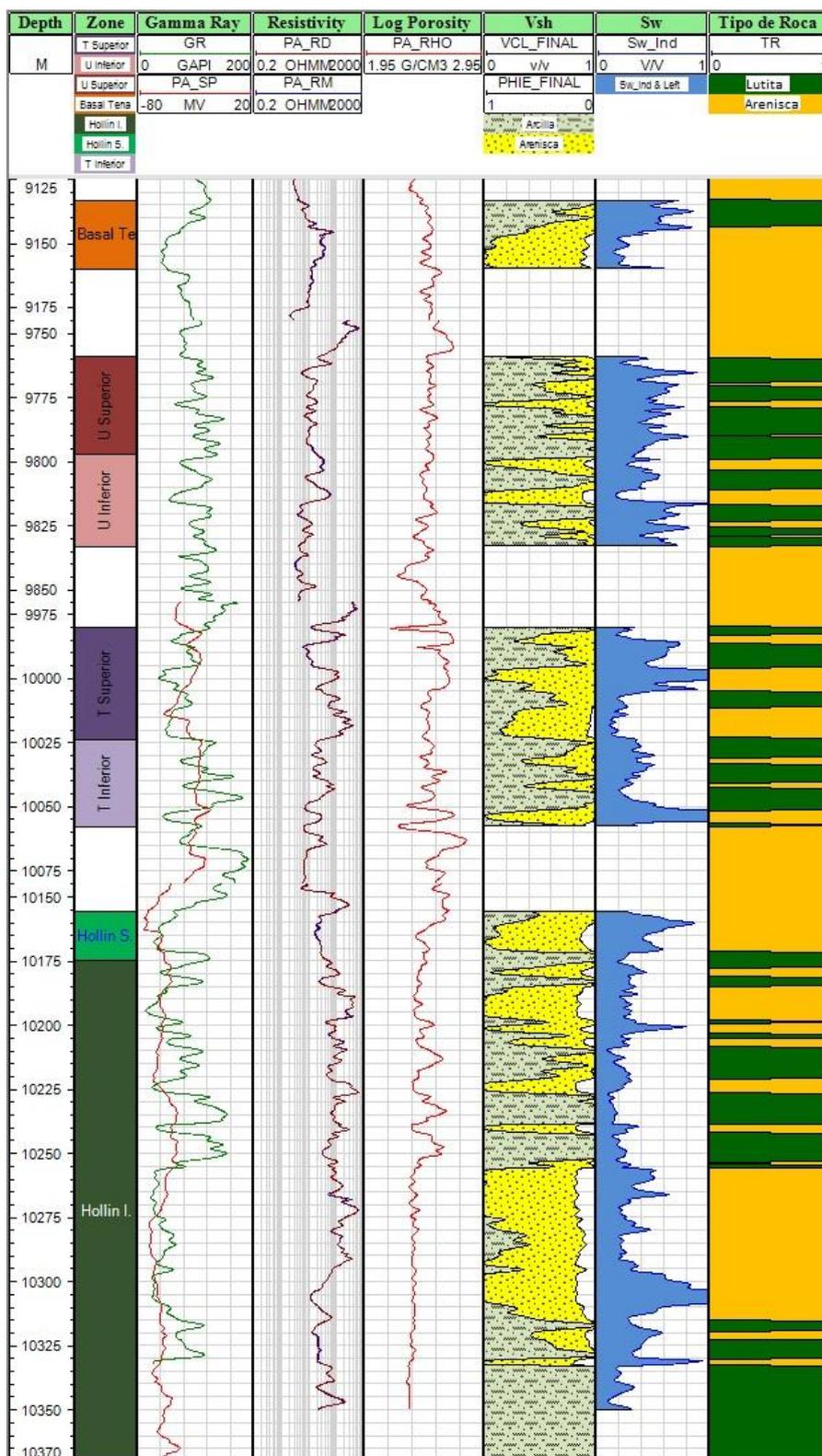
ELABORADO POR: Ronny Andrade

INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA POZO LGA-024



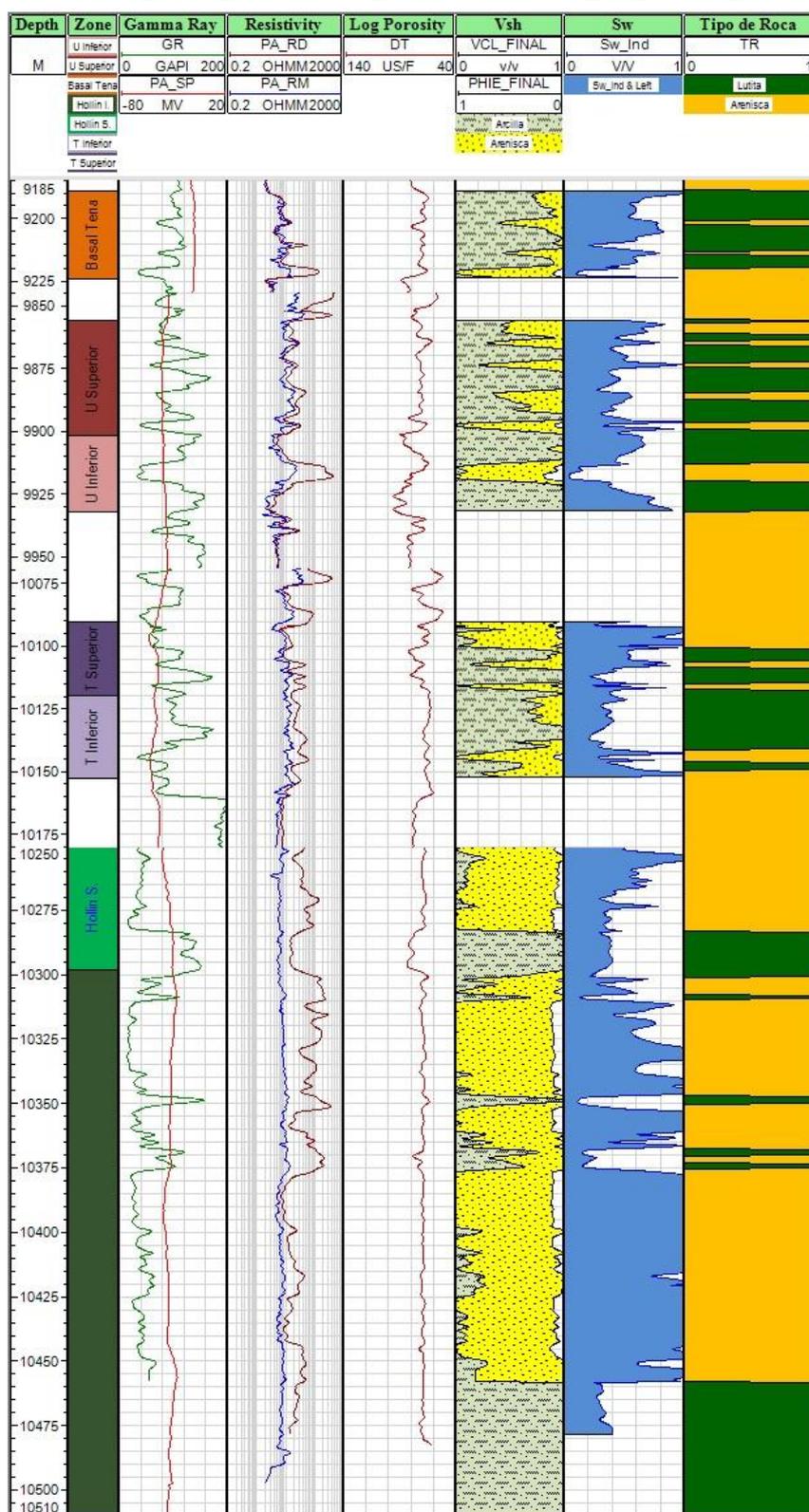
ELABORADO POR: Ronny Andrade

INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA POZO LGA-040



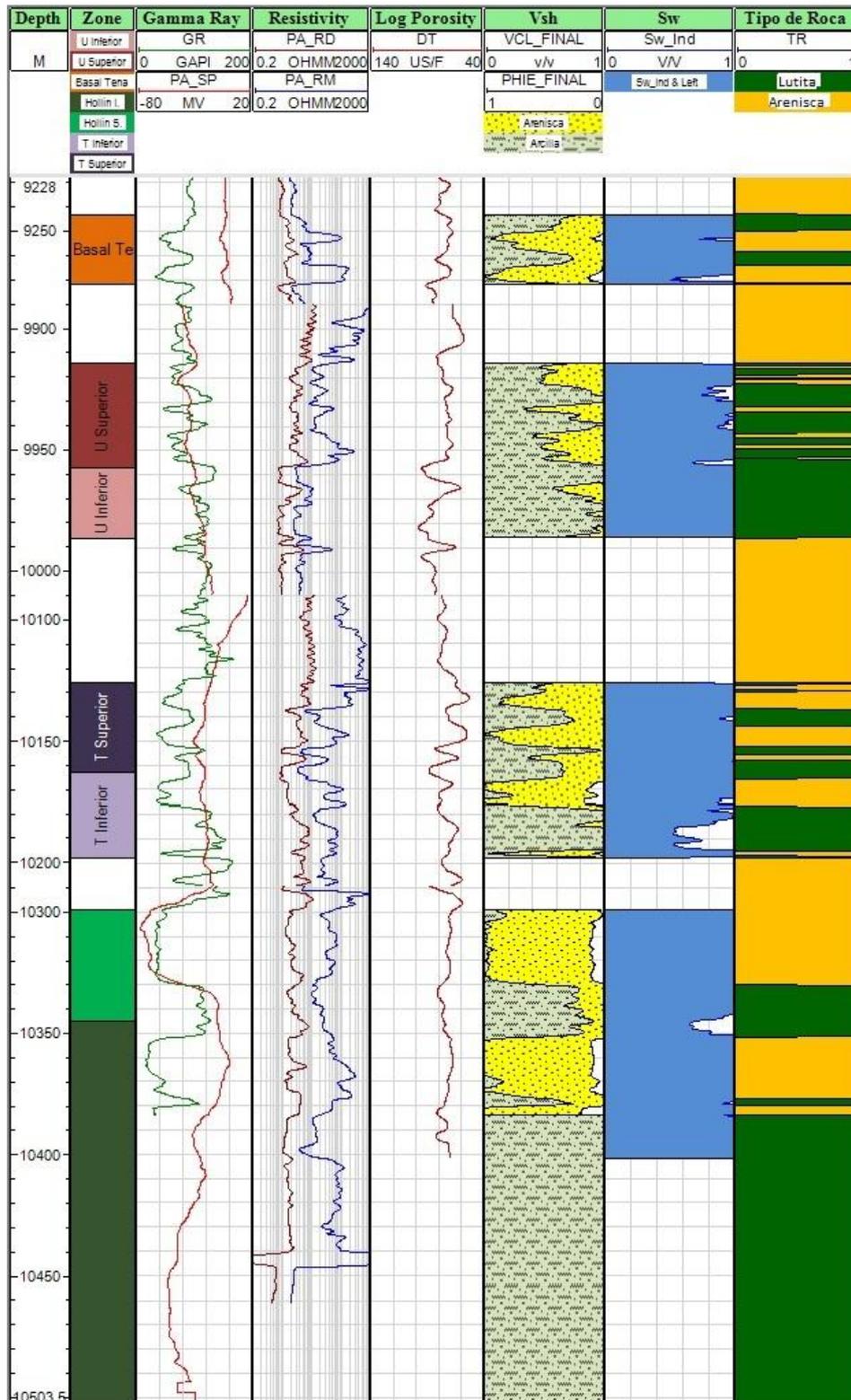
ELABORADO POR: Ronny Andrade

INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA POZO LGA-042



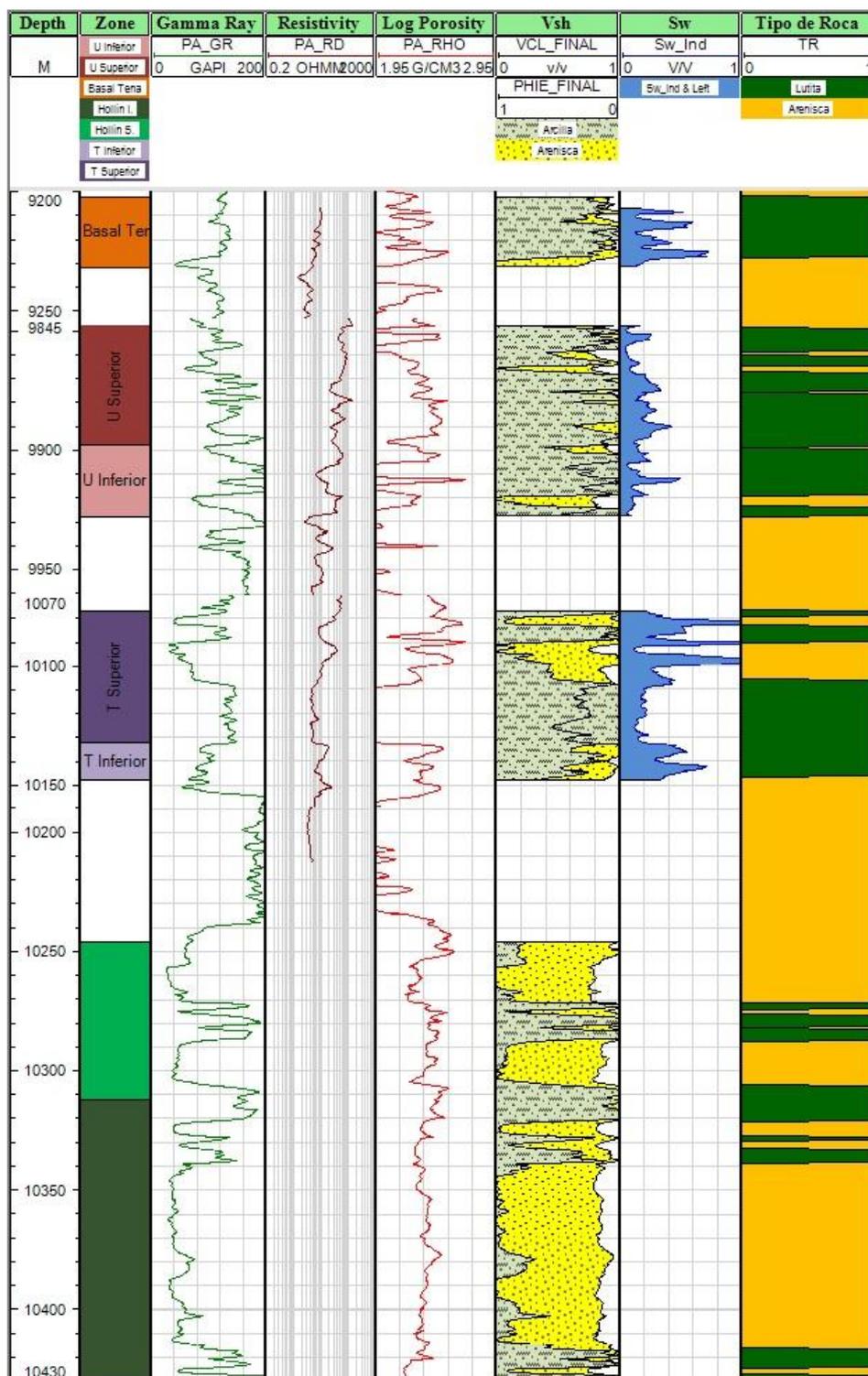
ELABORADO POR: Ronny Andrade

INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA POZO LGA-048



ELABORADO POR: Ronny Andrade

INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA POZO LGA-054



ELABORADO POR: Ronny Andrade