

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO PARAHUACU

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

DAVID AUGUSTO USIÑA ORTEGA
davidu.ortega@hotmail.com

DIRECTOR: MSC. GONZALO MAURICIO CERÓN LÓPEZ
gonzalo.ceron@epn.edu.ec

CODIRECTOR: MSC. FRANKLIN VINICIO GÓMEZ SOTO
frankiln.gomez@epn.edu.ec

Quito, Mayo 2018

DECLARACIÓN

Yo, David Augusto Usiña Ortega, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

David Augusto Usiña Ortega

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por David Augusto Usiña Ortega, bajo nuestra supervisión.

M.Sc. Gonzalo Mauricio Cerón López

DIRECTOR

M. Sc. Franklin Vinicio Gómez Soto

CODIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

A mi familia que me apoyó durante toda mi vida estudiantil. En especial a Ricardo y su familia, Miriam por su soporte a lo largo de muchos años.

A la Escuela Politécnica Nacional y todos los profesores que me ayudaron a formar no solo académicamente sino también nos educaron con valores.

A la empresa Petroamazonas E.P. A los activos Lago Agrio por darme el tema y guiarme durante todo el proceso y a Palo Azul por recibirme durante tanto tiempo de pasantías y tesis. Siempre los llevaré en mi corazón team Palo Azul.

A los ingenieros y amigos de PAM que me ayudaron a lo largo de mucho tiempo: Santiago Aguirre, Jorge Hurtado, Rommel Castillo, Pablo Pila, Johana Carrión, Doris Yépez, Lucía Coral, Gloria Uguña, Iván Yerovi, Santiago León, Diego Mayalica, Iván Yerovi, Alejandro Correa, Joaquín Vargas. Todos pusieron un granito de arena durante mi tesis y me ayudaron a llevarla adelante.

A mis amigos con los que compartí durante estos cinco años de carrera. A Vanessa por acompañarme gran parte de mi vida y ayudarme también en los últimos pasos.

A Michelle, si bien compartimos muchos años en los mismos salones, nuestra amistad es reciente y nos hemos apoyado mucho en este tiempo. Además, que como has dicho has traído alegría a mi “aburrida” vida.

DEDICATORIA

A mi mamá. Con tu apoyo incondicional me sacaste adelante siempre. Este y todos los logros que he conseguido han sido gracias a ti. Siempre te estaré eternamente agradecido.

A mis padrinos Elsa (QEPD) y Gustavo. Sus enseñanzas y cariño desde pequeño siempre las llevaré en mi corazón y esto es gracias a ustedes. Ayudaron en mi crianza y he llegado a ser la persona que soy gracias a ustedes.

A mi primo Byron. Tu apoyo ha sido incondicional. Siempre fuiste mi modelo a seguir, desde que tengo memoria, y durante toda la vida me has ayudado en un sinfín de ocasiones. Te estaré eternamente agradecido y es un honor poder llamarte colega.

CONTENIDO

| | |
|---|------|
| DECLARACIÓN ----- | I |
| CERTIFICACIÓN ----- | II |
| AGRADECIMIENTOS ----- | III |
| DEDICATORIA ----- | IV |
| ÍNDICE DE FIGURAS ----- | VIII |
| ÍNDICE DE TABLAS ----- | X |
| ABREVIATURAS----- | XII |
| SIMBOLOGÍA ----- | XIII |
| RESUMEN----- | XIV |
| ABSTRACT----- | XV |
| CAPÍTULO I ----- | 1 |
| 1.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL ÁREA ----- | 1 |
| 1.1.1 UBICACIÓN----- | 1 |
| 1.2 GEOFÍSICA ----- | 2 |
| 1.2.1 CAMPAÑAS SÍSMICAS ----- | 2 |
| 1.2.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA ----- | 3 |
| 1.3 GEOLOGÍA ----- | 12 |
| 1.3.1 ESTRATIGRAFÍA ----- | 12 |
| 1.3.2 AMBIENTE SEDIMENTARIO DE LOS RESERVORIOS----- | 13 |
| 1.3.3 MARCO ESTRUCTURAL----- | 14 |
| 1.3.4 ANÁLISIS ESTRUCTURAL ----- | 15 |
| 1.3.5 LITOLOGÍA DE LOS RESERVORIOS ----- | 27 |
| 1.4 PETROFÍSICA----- | 28 |
| 1.4.1 INTERPRETACIÓN----- | 28 |
| 1.4.2 DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA POR RESERVORIO----- | 35 |
| 1.4.3 PERMEABILIDAD----- | 36 |

| | | |
|-------------------|--|----|
| 1.5 | FLUIDOS----- | 36 |
| 1.6 | ANÁLISIS DE PRESIONES----- | 37 |
| 1.6.1 | RESERVORIO BASAL TENA----- | 37 |
| 1.6.2 | RESERVORIO U INFERIOR----- | 38 |
| 1.6.3 | RESERVORIO T SUPERIOR----- | 39 |
| 1.6.4 | RESERVORIO T INFERIOR ----- | 39 |
| 1.6.5 | PERMEABILIDAD DE B'UP ----- | 39 |
| 1.7 | CÁLCULO DE POES ----- | 40 |
| 1.8 | RESERVAS ----- | 43 |
| 1.8.1 | CLASIFICACIÓN DE RESERVAS----- | 43 |
| 1.8.2 | CÁLCULO DE RESERVAS----- | 44 |
| 1.8.3 | FACTOR DE RECOBRO----- | 46 |
| CAPÍTULO II ----- | | 47 |
| 2.1 | HISTORIAL DE PERFORACIÓN----- | 47 |
| 2.2 | ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS ----- | 48 |
| 2.2.1 | POZOS CERRADOS----- | 48 |
| 2.2.2 | ABANDONOS DEFINITIVOS ----- | 51 |
| 2.3 | REACONDICIONAMIENTOS DEL CAMPO PARAHUACU ----- | 51 |
| 2.4 | PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU----- | 52 |
| 2.4.1 | PRODUCCIÓN DE BASAL TENA ----- | 53 |
| 2.4.2 | PRODUCCIÓN DE U INFERIOR ----- | 54 |
| 2.4.3 | PRODUCCIÓN DE T SUPERIOR ----- | 55 |
| 2.4.4 | PRODUCCIÓN DE T INFERIOR----- | 56 |
| 2.5 | INVENTARIO DE SUBSUELO ----- | 57 |
| 2.5.1 | BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES ----- | 57 |
| 2.5.2 | BOMBAS HIDRÁULICAS ----- | 57 |

| | | |
|--------------------------------------|---|----|
| 2.6 | ELABORACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO ----- | 57 |
| 2.6.1 | PLAN DE PERFORACIÓN ----- | 58 |
| 2.6.2 | PLAN DE REACONDICIONAMIENTO ----- | 59 |
| 2.7 | PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN ----- | 59 |
| 2.7.1 | CURVA BASE ----- | 60 |
| 2.7.2 | CURVA BASE MÁS REACONDICIONAMIENTOS ----- | 60 |
| 2.7.3 | CURVA BASE MÁS PERFORACIÓN ----- | 60 |
| 2.7.4 | CURVA BASE MÁS PERFORACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS 60 | |
| 2.8 | FACILIDADES DE SUPERFICIE ----- | 60 |
| 2.8.1 | CAPACIDAD INSTALADA ----- | 63 |
| 2.8.2 | REPOTENCIACIÓN DE LA ESTACIÓN ----- | 65 |
| 2.9 | PERMISOS AMBIENTALES ----- | 65 |
| CAPÍTULO III ----- | | 68 |
| 3.1 | INGRESOS, EGRESOS E INVERSIONES ----- | 68 |
| 3.1.1 | INVERSIONES ----- | 68 |
| 3.1.2 | EGRESOS ----- | 69 |
| 3.1.3 | INGRESOS ----- | 70 |
| 3.2 | FLUJO DE FONDOS NETO ----- | 70 |
| 3.3 | VALOR ACTUAL NETO ----- | 70 |
| 3.4 | TASA INTERNA DE RETORNO ----- | 71 |
| 3.5 | ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ----- | 72 |
| CAPÍTULO IV: ----- | | 75 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ----- | | 75 |
| 4.1 | CONCLUSIONES ----- | 75 |
| 4.2 | RECOMENDACIONES ----- | 76 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS ----- | | 77 |

| | |
|---|----|
| ANEXOS ----- | 78 |
| ANEXO N° 1.- Cálculo de propiedades petrofísicas promedias por reservorio | 79 |
| ANEXO N° 2.- Cálculo de Volumen total de roca por reservorio ----- | 83 |
| ANEXO N° 3.- Ejemplo de curvas de declinación ----- | 86 |
| ANEXO N° 4.- Resultados de las reservas----- | 88 |
| ANEXO N° 5.- Ejemplo de reservas de pozos a desarrollar----- | 91 |
| ANEXO N° 6.- Esquema de estación Parahuacu----- | 93 |
| ANEXO N° 7.- Cálculo de ingresos y egresos anuales ----- | 94 |
| ANEXO N° 8.- Cálculo Flujo de Fondos Neto ----- | 95 |
| ANEXO N° 9.- Cálculo de VAN----- | 96 |
| ANEXO N° 10.- Análisis Sensibilidad del VAN y TIR ----- | 97 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| FIGURA 1.1 ESQUEMA DE LA UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PARAHUACU..... | 1 |
| FIGURA 1.2 CUBO SÍSMICO DEL CAMPO PARAHUACU | 2 |
| FIGURA 1.3 SISMOGRAMA SINTÉTICO | 3 |
| FIGURA 1.4. SECCIÓN SÍSMICA ESTE-OESTE ÁREA PARAHUACU | 4 |
| FIGURA 1.5 MAPA ISÓCRONO TOPE NAPO, PARAHUACU | 5 |
| FIGURA 1.6 MAPA ISÓCRONO TOPE CALIZA A, PARAHUACU | 5 |
| FIGURA 1.7 MAPA ISÓCRONO TOPE CALIZA B, PARAHUACU | 5 |
| FIGURA 1.8 MAPA ISÓCRONO TOPE CALIZA C, PARAHUACU | 5 |
| FIGURA 1.9 MODELO DE VELOCIDADES DE PARAHUACU..... | 6 |
| FIGURA 1.10 MAPA ESTRUCTURAL BASAL TENA, PARAHUACU..... | 7 |
| FIGURA 1.11 MAPA ESTRUCTURAL U SUPERIOR, PARAHUACU..... | 8 |
| FIGURA 1.12 MAPA ESTRUCTURAL U INFERIOR, PARAHUACU | 9 |
| FIGURA 1.13 MAPA ESTRUCTURAL T SUPERIOR, PARAHUACU..... | 10 |
| FIGURA 1.14. MAPA ESTRUCTURAL T INFERIOR, PARAHUACU..... | 11 |

| | |
|---|----|
| FIGURA 1.15 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO PARAHUACU ... | 14 |
| FIGURA 1.16 CAMPO PARAHUACU: SECCIÓN SÍSMICA PE-92-352 E..... | 15 |
| FIGURA 1.17 MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD, TOPE ARENISCA BASAL TENA..... | 16 |
| FIGURA 1.18. REGISTRO ELÉCTRICO A LA ALTURA DE BASAL TENA DEL PRHD-025..... | 17 |
| FIGURA 1.19.MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD, TOPE ARENISCA U INFERIOR..... | 18 |
| FIGURA 1.20 REGISTRO ELÉCTRICO A LA ALTURA DE U INFERIOR DEL PRHD-025..... | 19 |
| FIGURA 1.21 MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD, TOPE ARENISCA T SUPERIOR..... | 20 |
| FIGURA 1.22 REGISTRO ELÉCTRICO A LA ALTURA DE T SUPERIOR DEL PRHD-025..... | 21 |
| FIGURA 1.23. MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD, TOPE ARENISCA T INFERIOR..... | 22 |
| FIGURA 1.24 UBICACIÓN CORRELACIÓN ESTRUCTURAL-ESTRATIGRÁFICA A-A'..... | 23 |
| FIGURA 1.25 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL A-A' DE DIRECCIÓN N-S ENTRE LOS POZOS PRHD-025, PRH-003B, PRHC-008, PRHB-007, PRHA-020, PRHA-024..... | 24 |
| FIGURA 1.26 REGISTRO ELÉCTRICO A LA ALTURA DE T INFERIOR DEL PRHD-025..... | 25 |
| FIGURA 1.27 REGISTRO ELÉCTRICO A LA ALTURA DE T INFERIOR DEL PRH-003B..... | 25 |
| FIGURA 1.28 MODELO DE FACIES DE T INFERIOR DEL CAMPO PARAHUACU..... | 26 |
| FIGURA 1.29 CORTE ESTRUCTURAL EN DIRECCIÓN N-S DE LA ARENA TI DEL CAMPO PARAHUACU..... | 27 |
| FIGURA 1.30 HISTOGRAMA DE GAMMA RAY..... | 29 |
| FIGURA 1.31 VOLUMEN DE ARCILLA DE GAMMA RAY..... | 29 |
| Figura 1.32 CURVAS RWAPP Y RMFAPP..... | 30 |
| FIGURA 1.33 HISTOGRAMA DE RWAPP..... | 31 |

| | |
|---|----|
| Figura 1.34 HISTOGRAMA DE RMFAPP | 31 |
| FIGURA 1.35 RESULTADOS FINALES DE RESERVORIO EN IP..... | 32 |
| FIGURA 1.36 HISTÓRICO DE PRESIÓN DE BASAL TENA..... | 38 |
| FIGURA 1.37 HISTÓRICO DE PRESIÓN DE U INFERIOR | 38 |
| FIGURA 1.38 HISTÓRICO DE PRESIÓN DE T SUPERIOR | 39 |
| FIGURA 1.39 HISTÓRICO DE PRESIÓN DE T INFERIOR..... | 40 |
| FIGURA 1.40 EJEMPLIFICACIÓN MÉTODO PIRAMIDAL Y TRAPEZOIDAL. | 42 |
| FIGURA 2.1 NÚMERO DE REACONDICIONAMIENTOS POR AÑO | 51 |
| FIGURA 2.2 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE PARAHUACU | 52 |
| FIGURA 2.3 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE RESERVORIO BASAL TENA ⁵³ | |
| FIGURA 2.4 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE RESERVORIO U INFERIOR ⁵⁴ | |
| FIGURA 2.5 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE RESERVORIO T SUPERIOR ⁵⁵ | |
| FIGURA 2.6 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE RESERVORIO T INFERIOR ⁵⁶ | |
| FIGURA 2.7 UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS | 58 |
| FIGURA 2.8 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN | 62 |
| FIGURA 2.9 ESQUEMA POWER OIL DEL CAMPO PARAHUACU | 64 |
| FIGURA 3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VAN..... | 73 |
| FIGURA 3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TIR | 74 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| TABLA 1.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR POZO | 32 |
| Tabla 1.2 PERMEABILIDAD OBTENIDA DE LOS ANÁLISIS DE NÚCLEO DE PRH-022 | 37 |
| TABLA 1.3 SUMARIO DE INFORMACIÓN PVT | 37 |
| TABLA 1.4 PERMEABILIDAD POR ARENA DEL CAMPO PARAHUACU..... | 40 |
| TABLA 1.5 POES POR RESERVORIO | 42 |
| TABLA 1.6 POZO TIPO PARA CADA RESERVORIO..... | 45 |
| TABLA 1.7 RESUMEN DE RESERVAS..... | 45 |
| TABLA 1.8 RESUMEN DE FACTOR DE RECOBRO ACTUAL Y FINAL DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO PARAHUACU..... | 46 |
| TABLA 2.1 HISTORIAL DE PERFORACIONES DE PARAHUACU..... | 47 |

| | |
|--|----|
| Tabla 2.2 Resumen del estado de los pozos del Campo Parahuacu | 48 |
| TABLA 2.3 CONDICIONES MECÁNICAS DE LOS POZOS DEL CAMPO PARAHUACU..... | 49 |
| TABLA 2.4 ESTADO DE LOS POZOS EN PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU..... | 50 |
| TABLA 2.5 RESUMEN DE POZOS CERRADOS DEL CAMPO PARAHUACU..... | 50 |
| TABLA 2.6 BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES DEL CAMPO PARAHUACU..... | 57 |
| TABLA 2.7 BOMBAS HIDRÁULICAS DEL CAMPO PARAHUACU | 58 |
| TABLA 2.8 CRONOGRAMA PRELIMINAR DE PERFORACIÓN..... | 59 |
| TABLA 2.9 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN..... | 61 |
| TABLA 2.10 CAPACIDAD INSTALADA DE ESTACIÓN PARAHUACU..... | 63 |
| Tabla 2.11 RESUMEN DE EQUIPOS POWER OIL | 64 |
| TABLA 2.12 LICENCIAS AMBIENTALES EN TRÁMITE | 66 |
| TABLA 2.13 LICENCIAS AMBIENTALES APROBADAS..... | 67 |
| TABLA 3.1 INVERSIONES DE PERFORACIÓN, REACONDICIONAMIENTO Y FACILIDADES..... | 69 |
| TABLA 3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VAN Y TIR..... | 73 |

ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute

BSW: Basic Sediment and Water o cantidad de agua y sedimentos

L.K.O. Low Know Oil o límite inferior de petróleo.

L.I.A: Límite inferior de arena.

C.A.P: Contacto Agua petróleo.

POES: Petróleo original en sitio.

WO: Workover o reacondicionamiento.

BPPD: Barriles de petróleo por día.

MTU: Mobile Test Unit o Unidad de prueba móvil.

PPH: Bombeo Hidráulico

PPS: Bombeo Electrosumergible

VAN: Valor Actual Neto.

TIR: Tasa Interna de Retorno

SIMBOLOGÍA

| | |
|-----------------|---------------------------|
| Bls | Barriles |
| Mbls | Miles de Barriles |
| MMbls | Millones de barriles |
| BPD | Barriles por día |
| \$ | Dólares |
| MM\$ | Millones de dólares: |
| ft ó ´ | Pies |
| acre | Acre |
| acre-ft | Acre-pies: |
| pg ó ´´ | Pulgadas |
| km ² | Kilómetros cuadrados |
| k | permeabilidad, md |
| Φ | porosidad |
| Sw | Saturación |
| H | altura,ft |
| Rw | Resistividad del agua, Ωm |
| Rmf | Resistividad del lodo, Ωm |

RESUMEN

El campo Parahuacu tiene 23 pozos perforados en 40 años de producción y una rata promedio actual de 3200 BPPD. Tiene un acumulado de petróleo de aproximadamente 26MMBIs, lo que representa un 4,6% de factor de recobro. Esto representa una baja producción y hace necesario elaborar un plan de desarrollo que permita maximizar los recursos y además que sea rentable en el tiempo.

Para realizar el plan primero se necesitó interpretar los registros y obtener las propiedades petrofísicas, junto con la verificación de PVT y presiones, para conocer el campo y poder calcular tanto POES como reservas. Con base en los resultados obtenidos se elaboró un plan de perforación y reacondicionamiento.

El plan de perforación consiste en perforar nuevos pozos. Con base en los registros y correlaciones se propusieron pozos y mediante pozos tipos se determinó las reservas de los pozos propuestos. Por otro lado, el plan de reacondicionamiento contempla principalmente cambios de zona debido a la baja permeabilidad de las arenas.

Junto con el incremento de producción debido la perforación y reacondicionamiento resulta necesario una repotenciación de la estación Parahuacu para manejar todo el fluido que adicional que se tendrá con la implementación del plan.

Por último, para determinar que el plan sea rentable se hizo un análisis económico y poder verificar la viabilidad y factibilidad del proyecto con ayuda del VAN y TIR. Resultando estos positivos y dando visto bueno para llevarse a cabo.

Palabras Clave: Plan de desarrollo, curvas de declinación, POES.

ABSTRACT

Parahuacu Field has 23 drilled wells in 40 years of production and a current average rate of 3200 STBD. The field has 26MMBls of cumulative oil, which represents a recovery factor of 4,6%. It shows a very low production, so it is necessary to make a development plan to maximize resources and make the field profitable over time.

To carry out the plan, it was necessary to interpret the well logs and get the petrophysical properties, along with the verification of PVT and pressure analysis, to know the field and be able to calculate the OOIP and reserves. Based on the obtained results a perforation and workover plan were developed.

The perforation plan consists on drilling wells. Based on well logs and correlations, wells were proposed and through type wells, the reserves of the new wells were calculated. On the other side, the workover plan mainly includes change of zone due to low permeability of sandstones.

Along with the increase in production due to drilling and workover, a repowering of Parahuacu station is necessary to handle all the additional fluid produced with the implementation of the plan.

Finally, to determine that plan is profitable, an economic analysis was made to verify the viability of the project using IRR and NPV. The results were positives and the project should be carried out.

Keywords: Development plan, decline curve analysis, OIIP.

CAPÍTULO I

CÁLCULO DE RESERVAS

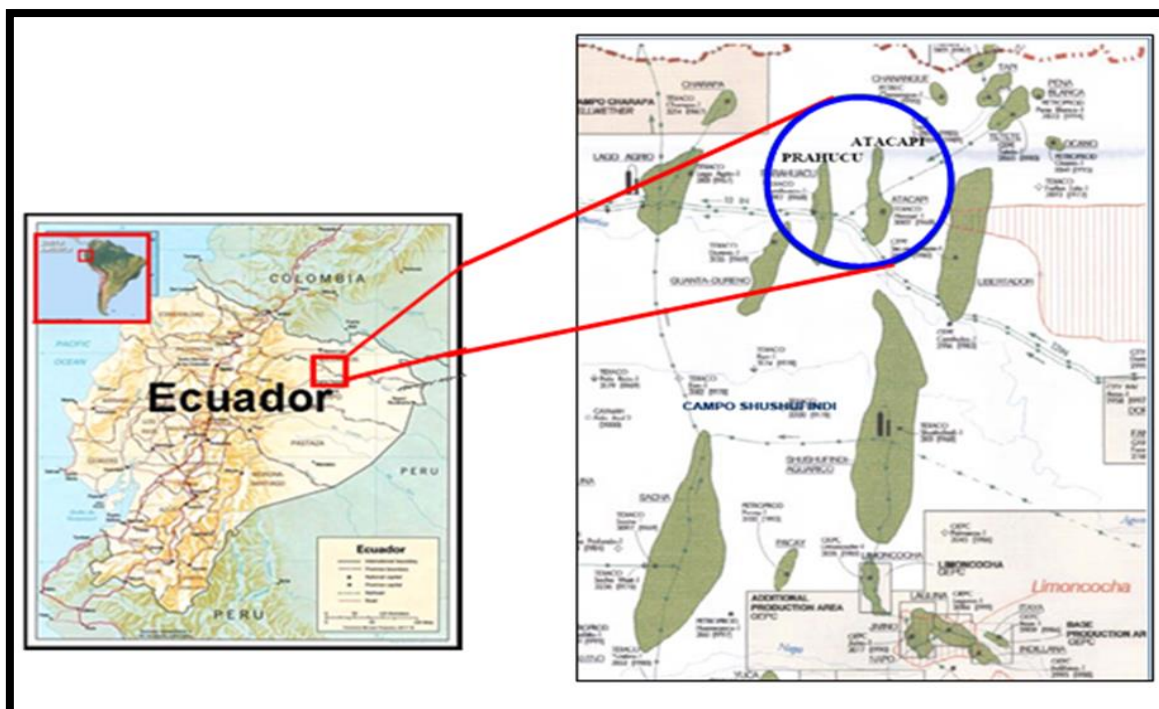
1.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL ÁREA

1.1.1 UBICACIÓN

El campo Parahuacu con un área aproximada de 4 km de ancho por 20 km de largo pertenece al Bloque-57, el cual está compuesto por los campos Guanta-Dureno, se encuentra ubicado en la Región Amazónica Ecuatoriana, en la cuenca Oriente entre los campos Atacapi y Guanta-Dureno.

El campo se encuentra entre las coordenadas UTM 307.000 a 311.000 Este y 10'001.300 a 10'014.300 Norte. En la figura 1.1 se puede ver un esquema de la ubicación geográfica del campo.

FIGURA 1.1 ESQUEMA DE LA UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO PARAHUACU



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

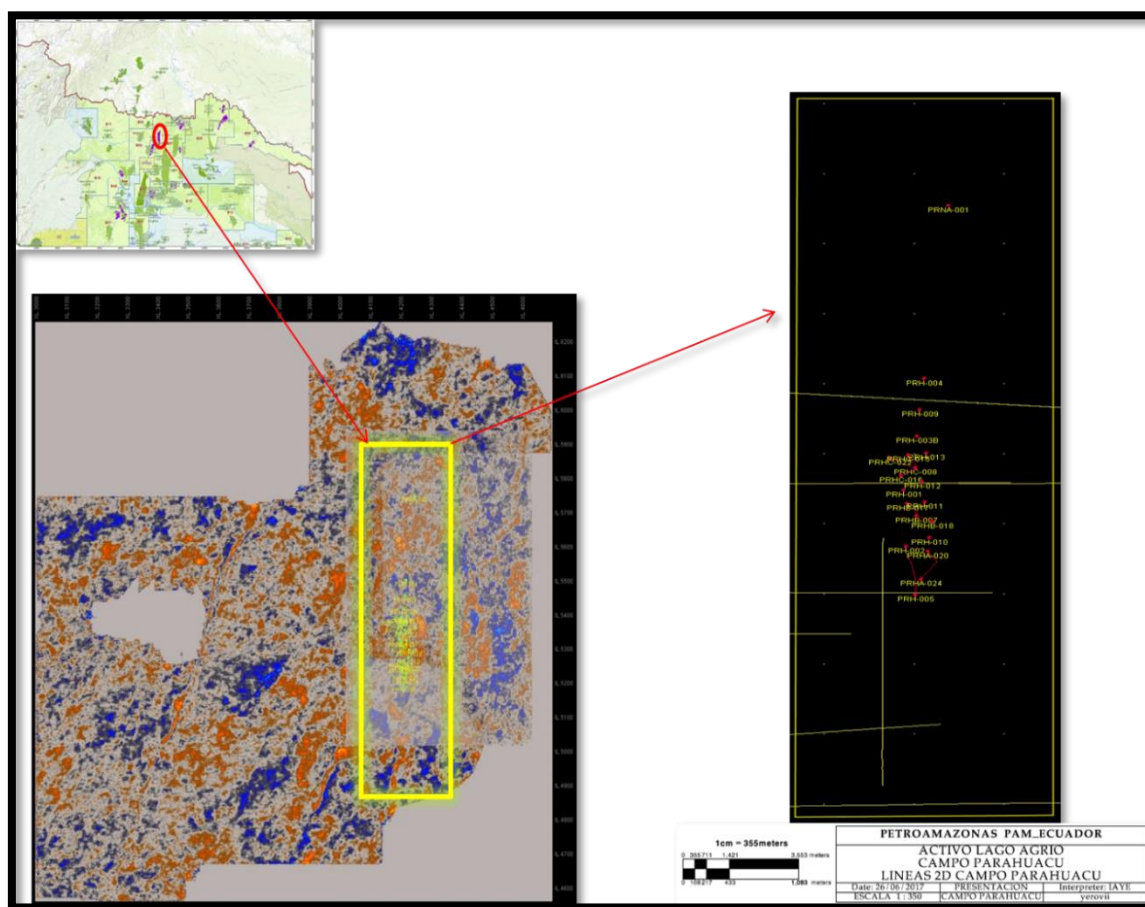
El campo Parahuacu fue descubierto con la perforación del pozo Parahuacu 1 en octubre de 1968, con una producción de 448 BPPD, de 31 °API y BSW de 0.2%. Hasta diciembre de 2016 se han perforado un total de 23 pozos.

1.2 GEOFÍSICA

1.2.1 CAMPAÑAS SÍSMICAS

El Campo Parahuacu comparte la sísmica de Lago Agrio con 1.473 km² en la campaña sísmica 3D en el año 2014 y la sísmica Atacapi con 352 km² adquiridos en la campaña sísmica 3D en el año 2012. De esto se pudo determinar el cubo sísmico del campo que se muestra en la figura 1.2. Como resultado de la interpretación sísmica 3D, se obtuvieron los mapas isócronos y estructurales de los horizontes sísmicos al Tope Napo, Tope Caliza A, Tope Caliza B y Tope Caliza C.

FIGURA 1.2 CUBO SÍSMICO DEL CAMPO PARAHUACU

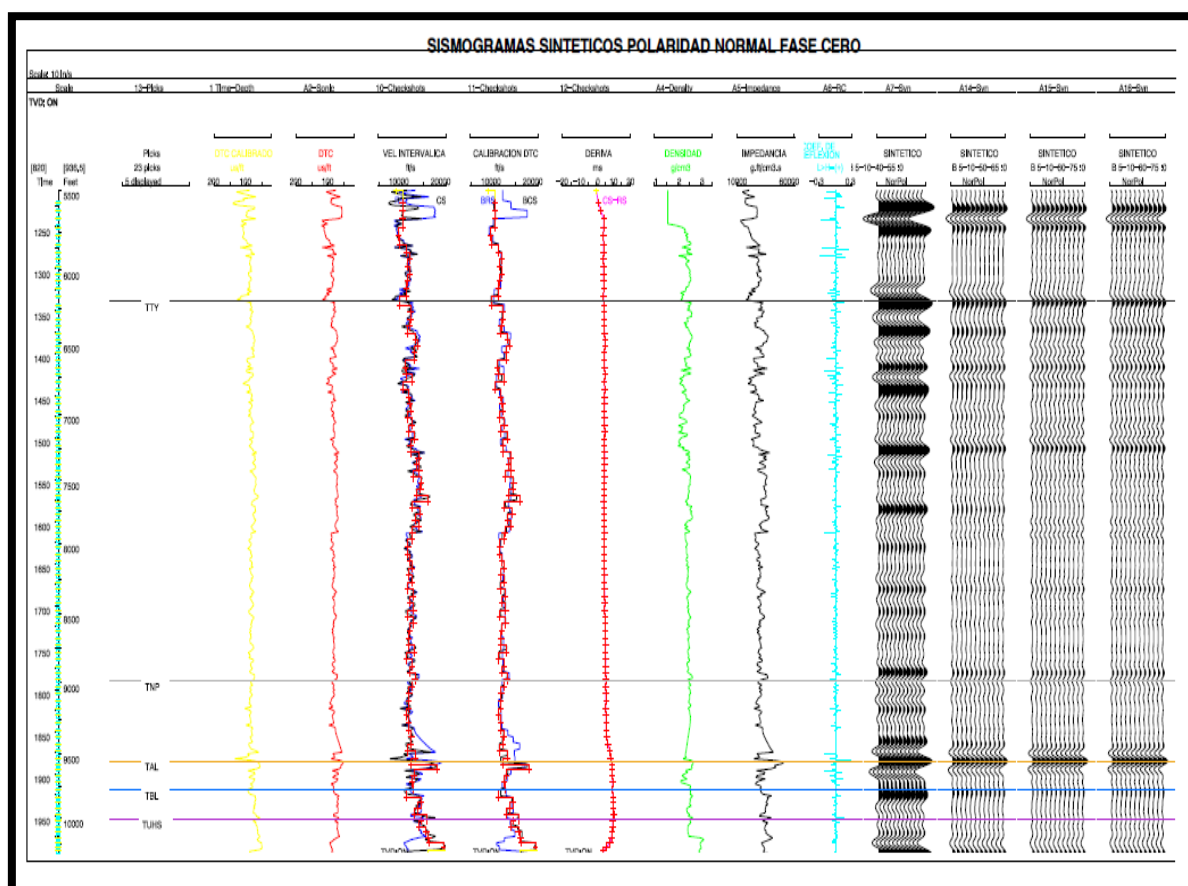


Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

1.2.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La edición de las curvas de los registros de pozo se realizó a partir de los registros sísmico y densidad. Ésta consistió en eliminar los picos anómalos del registro que pudieran corresponder a derrumbes de la formación y saltos de ciclo que ocasionarían coeficientes de reflexión que no correspondan a un cambio litológico del subsuelo. Además, se utilizó como control de calidad para la generación de los sismogramas sintéticos. En la figura 1.3 se puede ver un sismograma sintético usado para la interpretación.

FIGURA 1.3 SISMOGRAMA SINTÉTICO

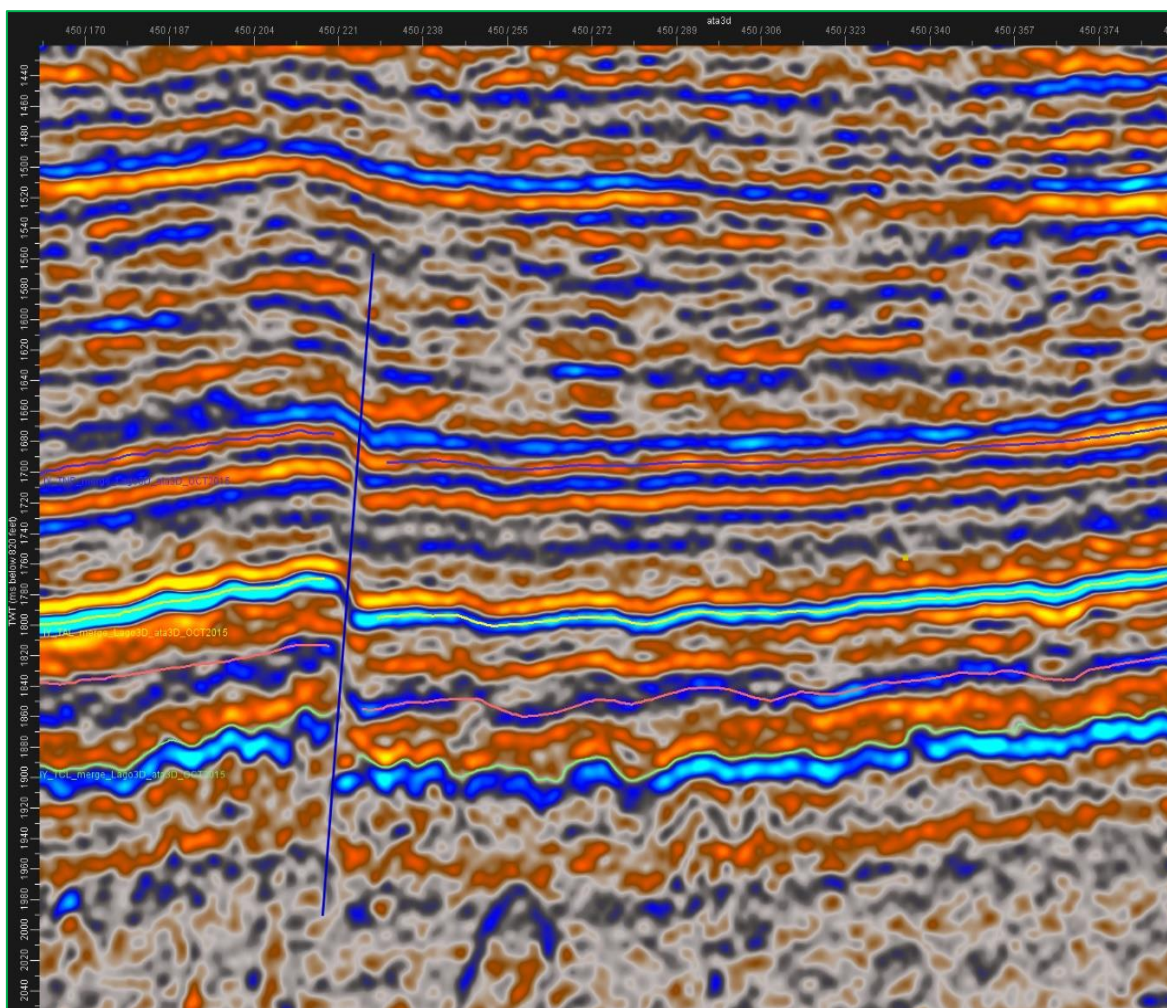


Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Con la información del volumen sísmico se realizó la interpretación de los horizontes sísmicos al Tope Napo, Tope Caliza A, Tope Caliza B y Tope Caliza C, para dicha interpretación, los horizontes Calizas están dados por el cambio de contraste acústico por la presencia de rocas de menor velocidad cambiando a una

roca de mayor velocidad lo que proporciona un coeficiente de reflexión positivo y en la sísmica se observa e interpreta un pico. Por el contrario, el tope Napo corresponde a un coeficiente de reflexión negativo y en la sísmica se puede observar un valle. En la figura 1.4 se puede observar una sección sísmica Este-Oeste del campo Parahuacu.

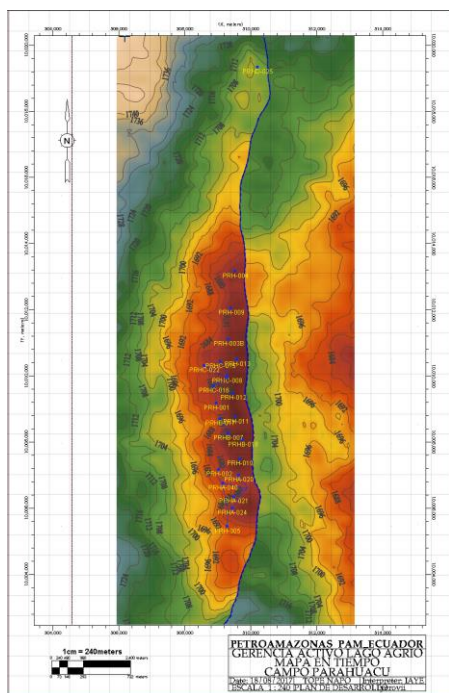
FIGURA 1.4. SECCIÓN SÍSMICA ESTE-OESTE ÁREA PARAHUACU



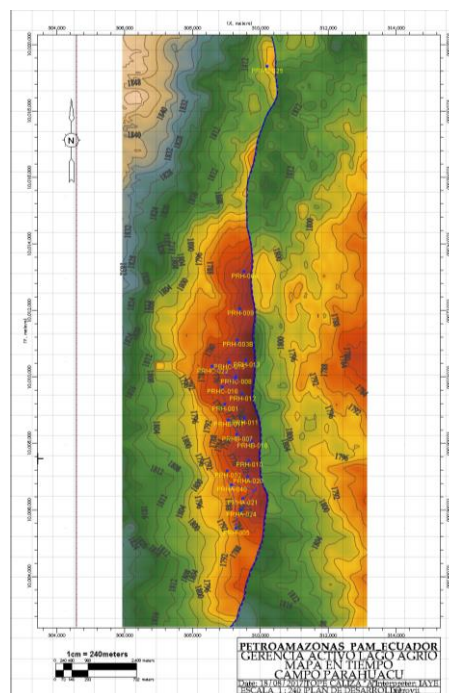
Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Identificados los horizontes sísmicos se procede a elaborar los mapas isócronos de Tope Napo, Tope Caliza A, Tope Caliza B y Tope Caliza C en las figuras 1.5, 1.6, 1.7 y 1.8 respectivamente.

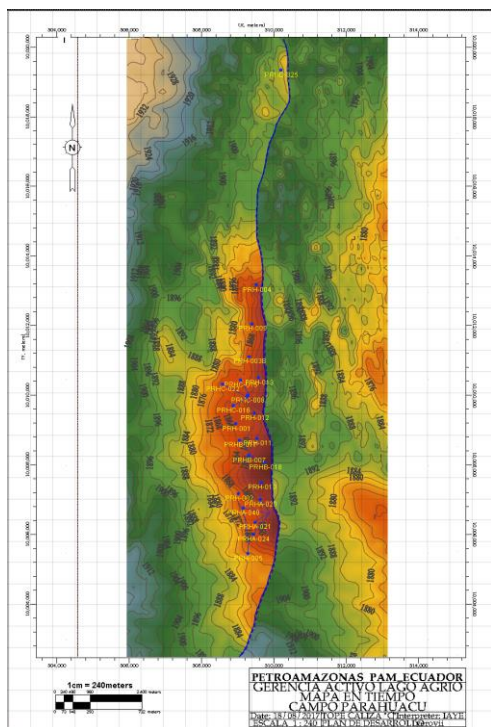
**FIGURA 1.5 MAPA ISÓCRONO
TOPE NAPO, PARAHUACU**



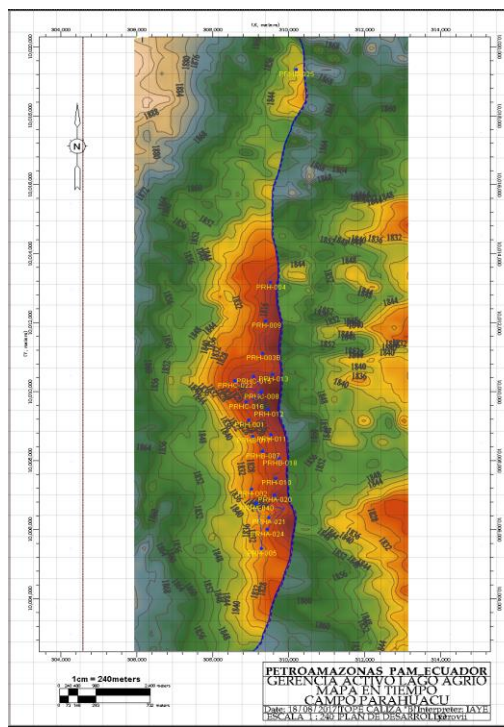
**FIGURA 1.7 MAPA ISÓCRONO
TOPE CALIZA B, PARAHUACU**



**FIGURA 1.6 MAPA ISÓCRONO
TOPE CALIZA A, PARAHUACU**

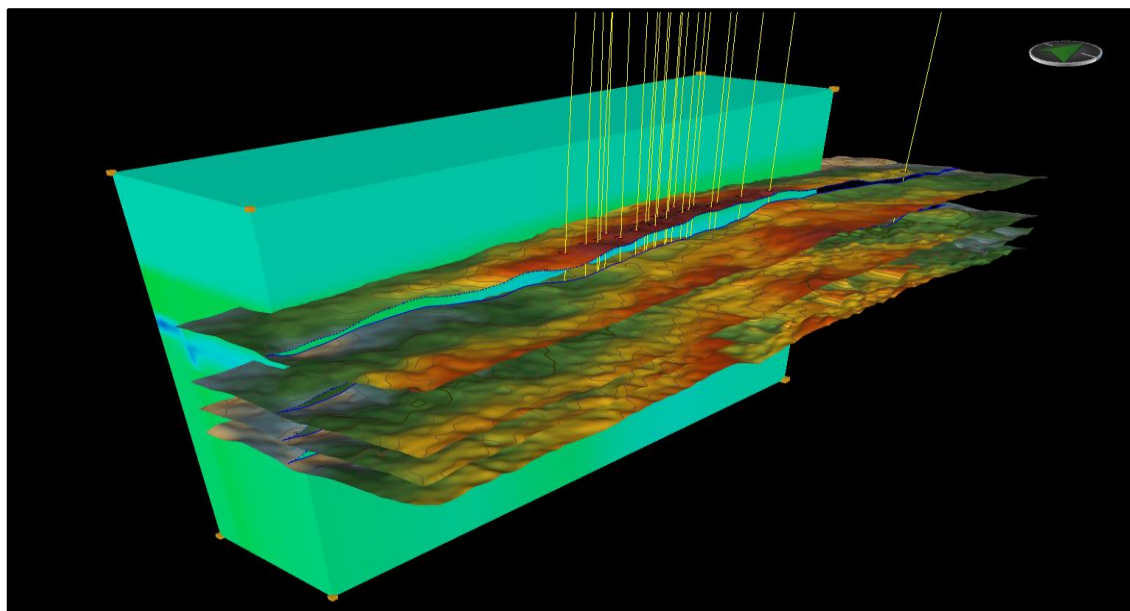


**FIGURA 1.8 MAPA ISÓCRONO
TOPE CALIZA C, PARAHUACU**



Luego se generó un modelo de velocidades que sirve para realizar la conversión del dominio tiempo al dominio de profundidad y para el efecto con la información ya generada, topes y bases de las formaciones geológicas, y horizontes mapeados, se construyó el modelo de pseudo velocidades usando el sismograma sintético del pozo PRH-025; también los horizontes de los marcadores sísmicos como son la formación Napo, Caliza “A”, Caliza “B” y Caliza “C” junto con la información geológica de los 23 pozos perforados. Estos resultados obtenidos de la construcción del modelo se muestran en la figura 1.9.

FIGURA 1.9 MODELO DE VELOCIDADES DE PARAHUACU

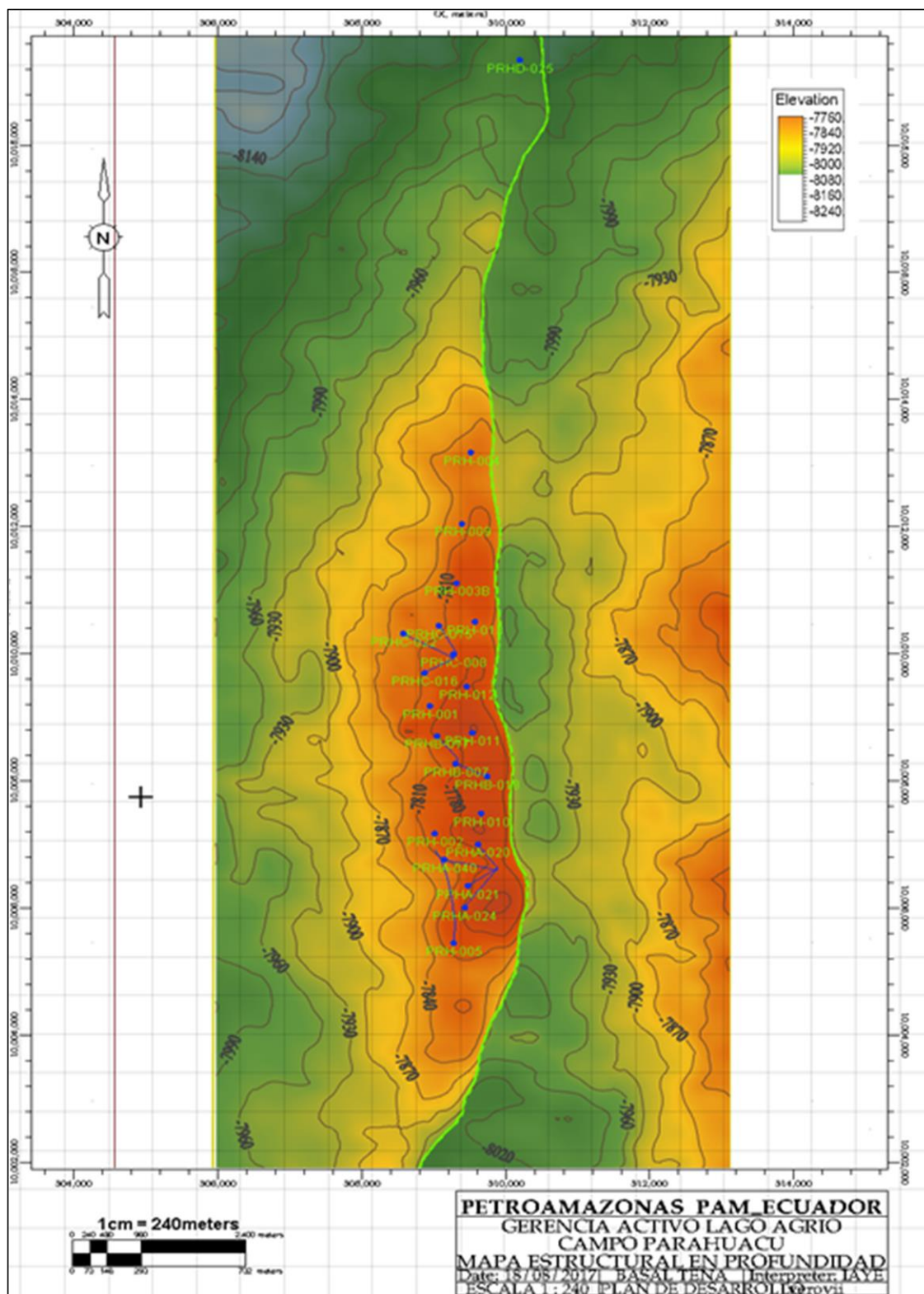


Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Con la construcción del modelo de velocidades y a partir del modelo estructural en tiempo se realizó la conversión de dominio tiempo a profundidad y generaron los mapas de Basal Tena, U superior, U inferior, T superior, T inferior. Estos mapas se pueden observar en las figuras 1.10, 1.11, 1.12, 1.13 y 1.14.

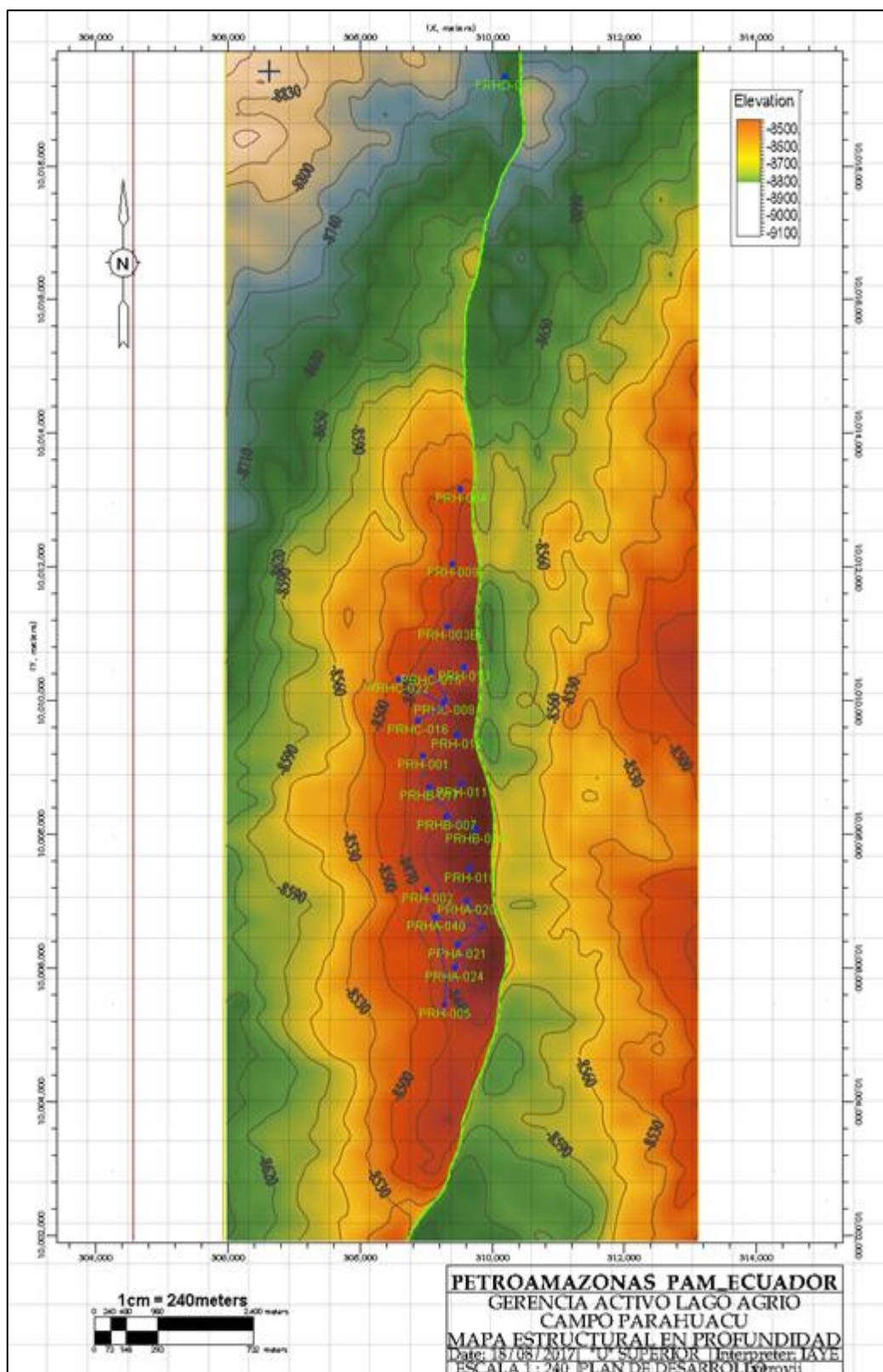
De los mapas se puede determinar que el campo Parahuacu está constituido por un anticlinal asimétrico alargado con dirección norte sur aproximadamente, limitado al este por una falla inversa y presentando su lado oeste levantado. Tiene un área aproximada de 4 km de ancho por 20 km de largo.

FIGURA 1.10 MAPA ESTRUCTURAL BASAL TENA, PARAHUACU



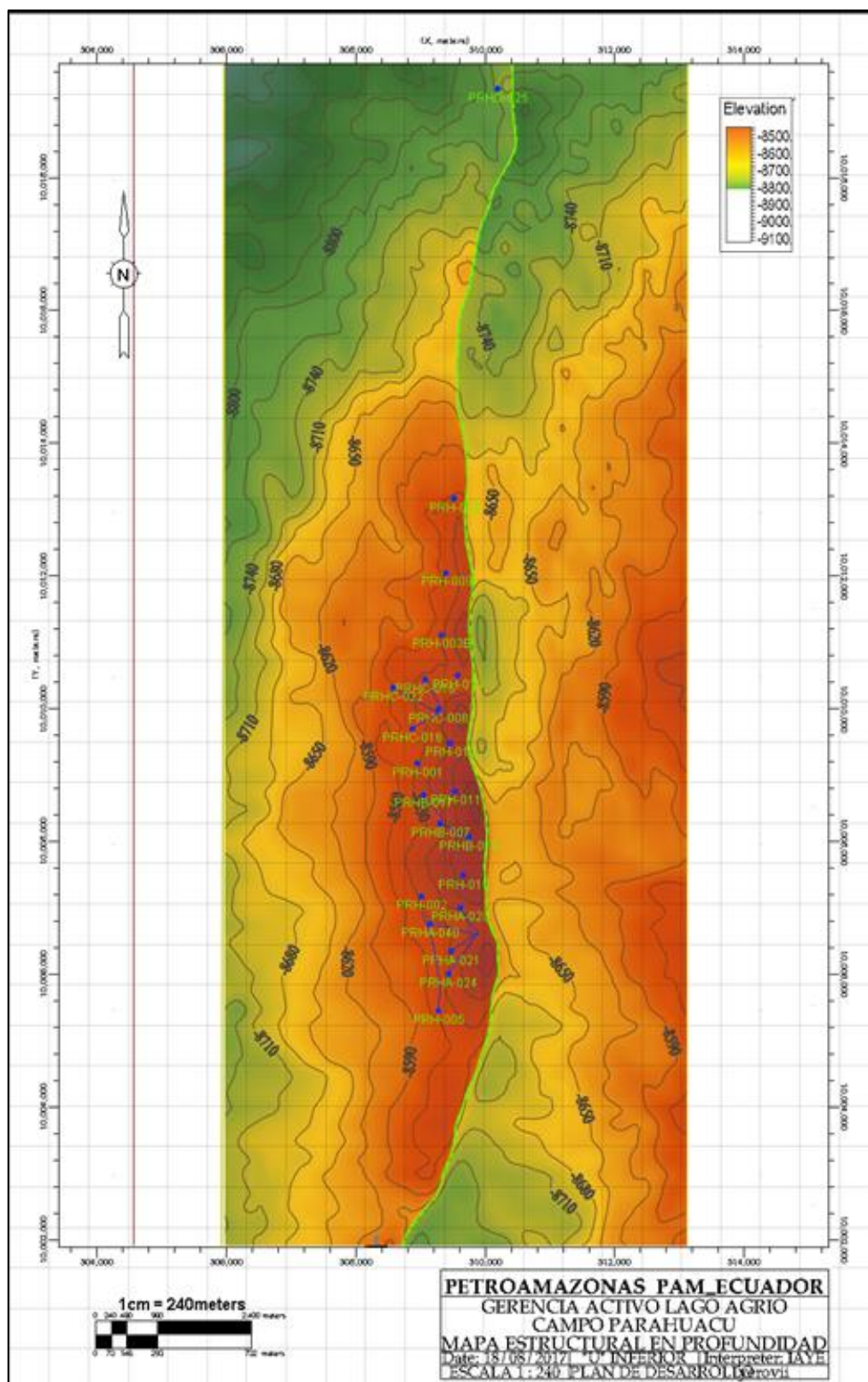
Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

FIGURA 1.11 MAPA ESTRUCTURAL U SUPERIOR, PARAHUACU



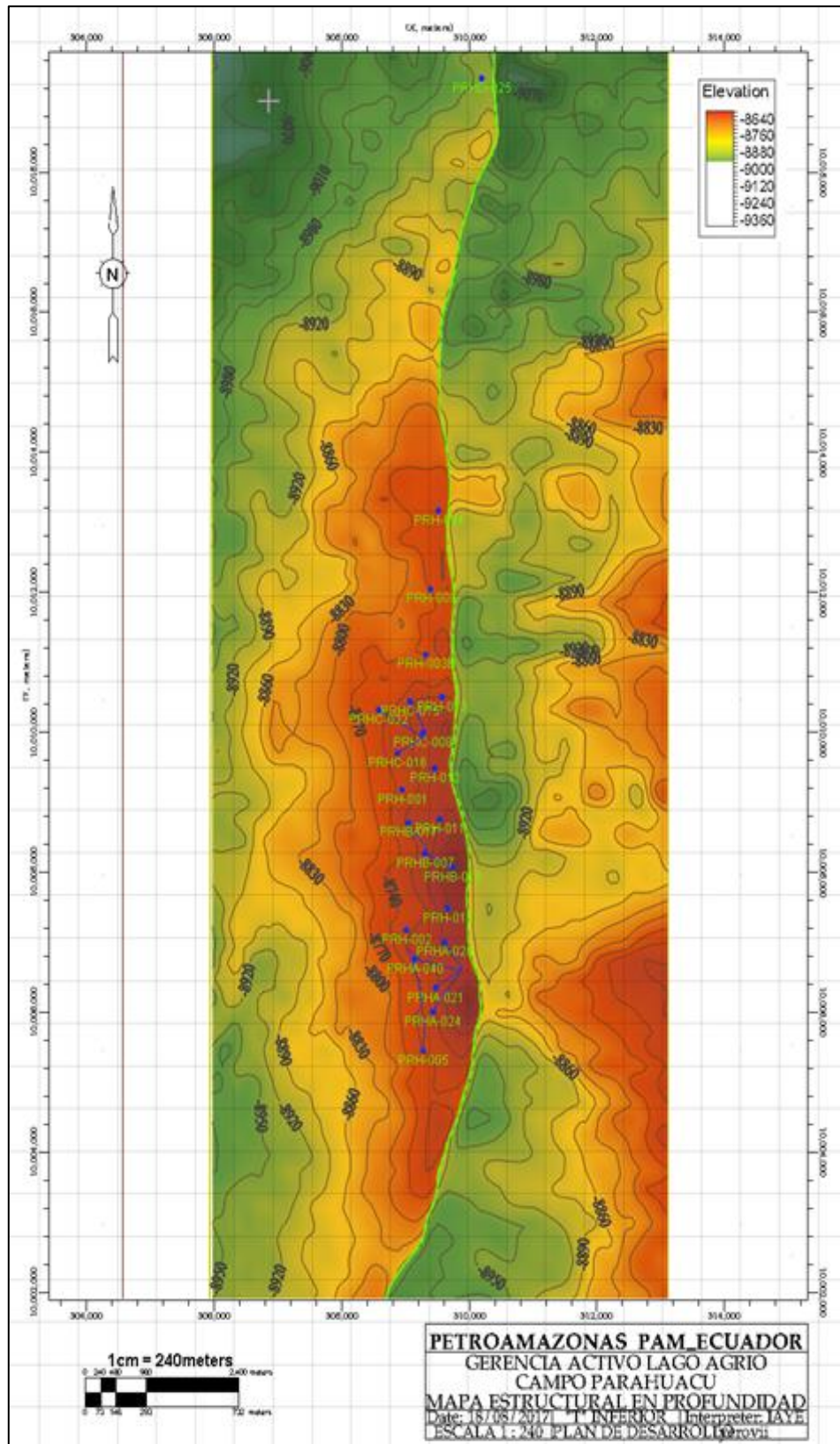
Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

FIGURA 1.12 MAPA ESTRUCTURAL U INFERIOR, PARAHUACU



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

FIGURA 1.14. MAPA ESTRUCTURAL T INFERIOR, PARAHUACU



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Conforme a la interpretación de datos sísmicos 2D, 3D y pozos perforados muestran cierres verticales promedio de 168 y 185 pies, para U Inferior y T inferior respectivamente.

1.3 GEOLOGÍA

La estructura Parahuacu, definida como un anticlinal alargado sur-norte, se encuentra controlada en su parte oriental por una falla inversa, cuyos saltos de falla para los yacimientos productivos, tienen en el sur, centro y norte del campo un promedio de 50', 185' y 60' respectivamente (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

El campo Parahuacu presenta como reservorios principales: U inferior y T inferior; y como reservorios secundarios Basal Tena y T superior.

1.3.1 ESTRATIGRAFÍA

De abajo hacia arriba, una columna de aproximadamente 3000 metros de sedimentos del Mesozoico y Cenozoico están preservados en el área del Bloque 57 como se puede ver en la figura 1.15. La más antigua, la formación Pumbuiza del Devoniano compuesta por una secuencia de pizarras color gris oscuro a negro. La formación Chapiza del Jurásico Medio consiste en una espesa serie de capas de arcillas rojas continentales, depósitos volcánicos (toba lítica) y areniscas compactas llena la mayor parte de las fosas tectónicas en el área Las formaciones arriba nombradas están cubiertas por la arenisca cuarzosa fluvial del Cretácico Inferior (Aptense-Albense) perteneciente a las Areniscas de la Hollín Principal que, a su vez, están cubiertas por depósitos de arenisca cuarzosa de sedimentación costanera y sedimentos clásticos transgresivos marinos someros de la Arenisca Hollín Superior (Jaillard et al., 1997).

La formación Napo, de edad Albiano Inferior a Cenomiano, está constituida por una serie de lutitas, calizas y areniscas inter-estratificadas que yacen concordantemente sobre la formación Hollín. Estos depósitos, predominantemente marino-somero, han sido divididos en varias unidades de interés, como la Arenisca T, la Caliza B, la Arenisca U, la Caliza A y la Caliza M2, que están presentes en el área del Bloque 57. Las secuencias arenosas "T" y "U" son cuarzosas en sus partes basales y, contienen abundante glauconita en sus porciones superiores, lo que se

corresponde con una etapa de plataforma. Las lutitas negras y los cuerpos de las calizas “A” y “B” depositados sobre la secuencia se desarrollaron en un pro delta (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

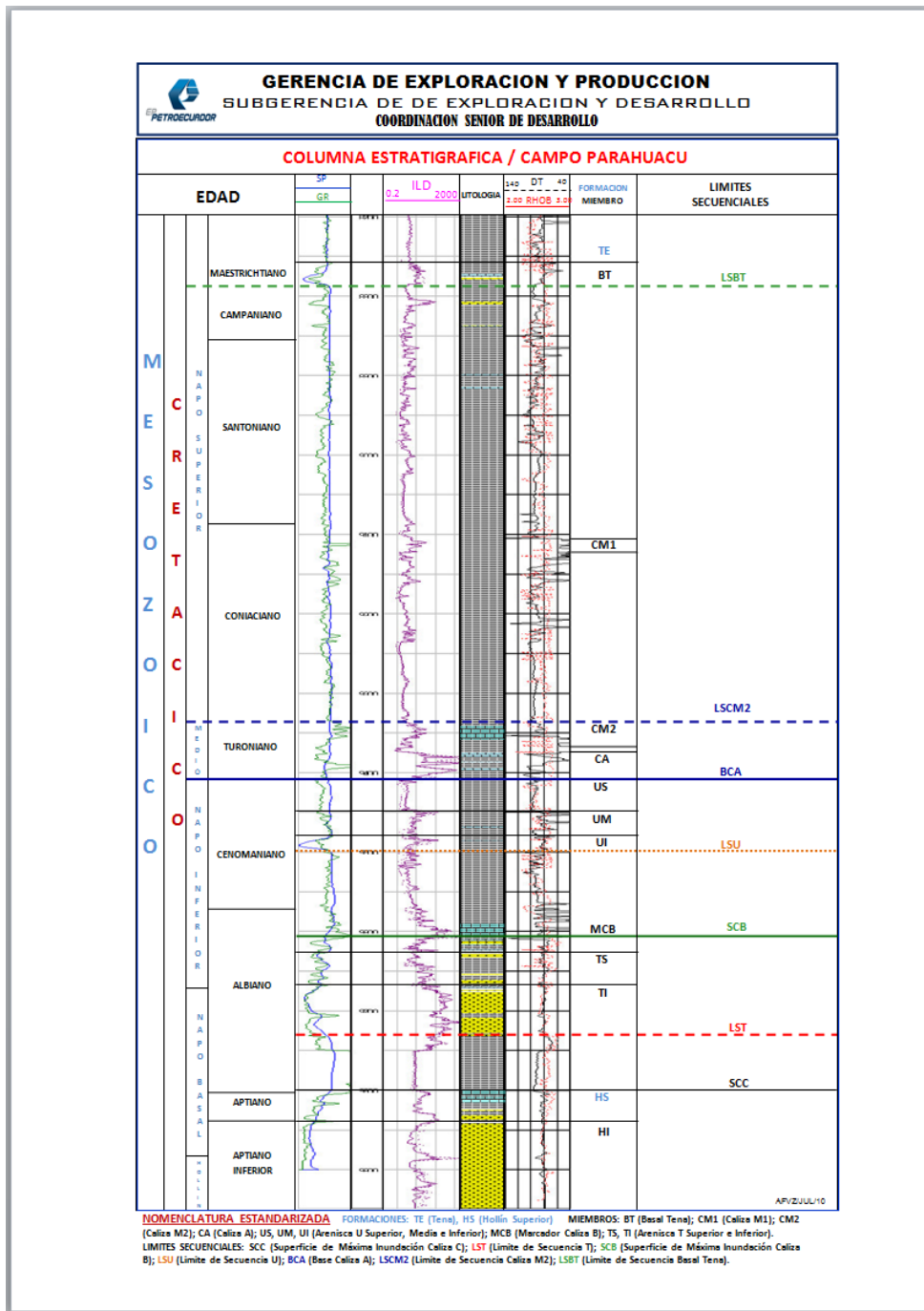
La Formación Tena es principalmente continental, con algunas incursiones marinas. De acuerdo con algunos autores, probablemente representa un cambio en el origen de los sedimentos de este-sureste a oeste. La arenisca Tena Basal, fue depositada rellenando canales erosionados de tendencia SE y un ancho entre 140 y 250', definidos sobre la base de información sísmica (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

La Formación Tiyuyacu del Paleoceno Superior al Eoceno Inferior yace discordantemente sobre la Formación Tena y está caracterizada por un conglomerado de chert en su parte inferior. Los clásticos continentales de la Formación Tiyuyacu están cubiertos por la Formación Orteguzza, compuesta principalmente de lutitas verdes marinas y arenas del Oligoceno al Mioceno Inferior que, a su vez, están cubiertas por capas continentales de arcilla roja de la formación Chalcana del Mioceno Inferior a Intermedio. La Formación Arajuno del Mioceno Superior consiste en arenisca fluvial, micro-conglomerados y arcillolitas. Los depósitos fluviales del Plio-Pleistoceno de la Formación Mesa completan la secuencia estratigráfica (Ramírez et al, 1989).

1.3.2 AMBIENTE SEDIMENTARIO DE LOS RESERVORIOS

En 1994, se definió para las areniscas “U” y “T” un ambiente predominantemente deltaico con influencia fluvial predominante y menor influencia mareal. Más concretamente, corresponden a subambientes de canales distributarios con direcciones NNE-SSO y barras de desembocadura con orientación NNE-SSO, con menor presencia de barras de desborde (spill-over bars) y depósitos de “crevase splays”. El ancho de los canales sobre la base de presiones varía entre 130-420' para “T” y 900' para “U” (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014).

FIGURA 1.15 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO PARAHUACU



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

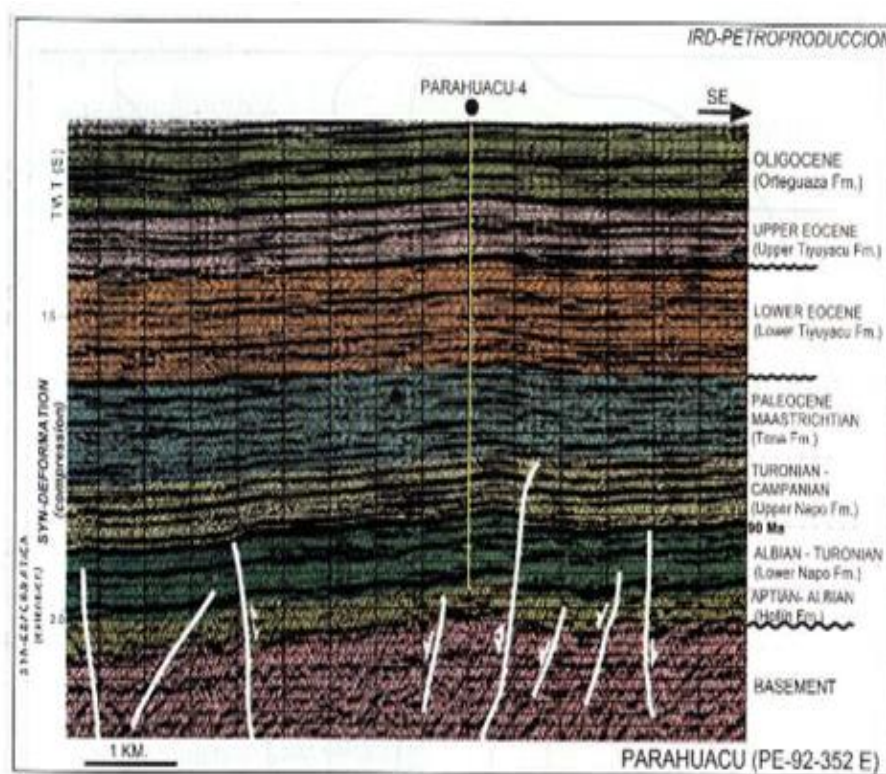
1.3.3 MARCO ESTRUCTURAL

En el dominio del Bloque 57 se evidencia una primera fase extensiva, también identificada en las estructuras Charapa y Culebra-Yulebra-Anaconda, de edad albiana (contemporáneas a la depositación de Hollín y Napo Basal) definida por un

conjunto de fallas normales sin-sedimentarias que no sufrieron inversión posterior (Jaillard et al., 1997).

La fase compresiva que formó la estructura es de edad turoniana terminal-maestrichtiana y produjo una deformación sin-sedimentaria sincrónica con la depositación Napo-Superior-Tena como se puede ver en la sección sísmica de la figura 1.16.

FIGURA 1.16 CAMPO PARAHUACU: SECCIÓN SÍSMICA PE-92-352 E



Fuente: (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2014)

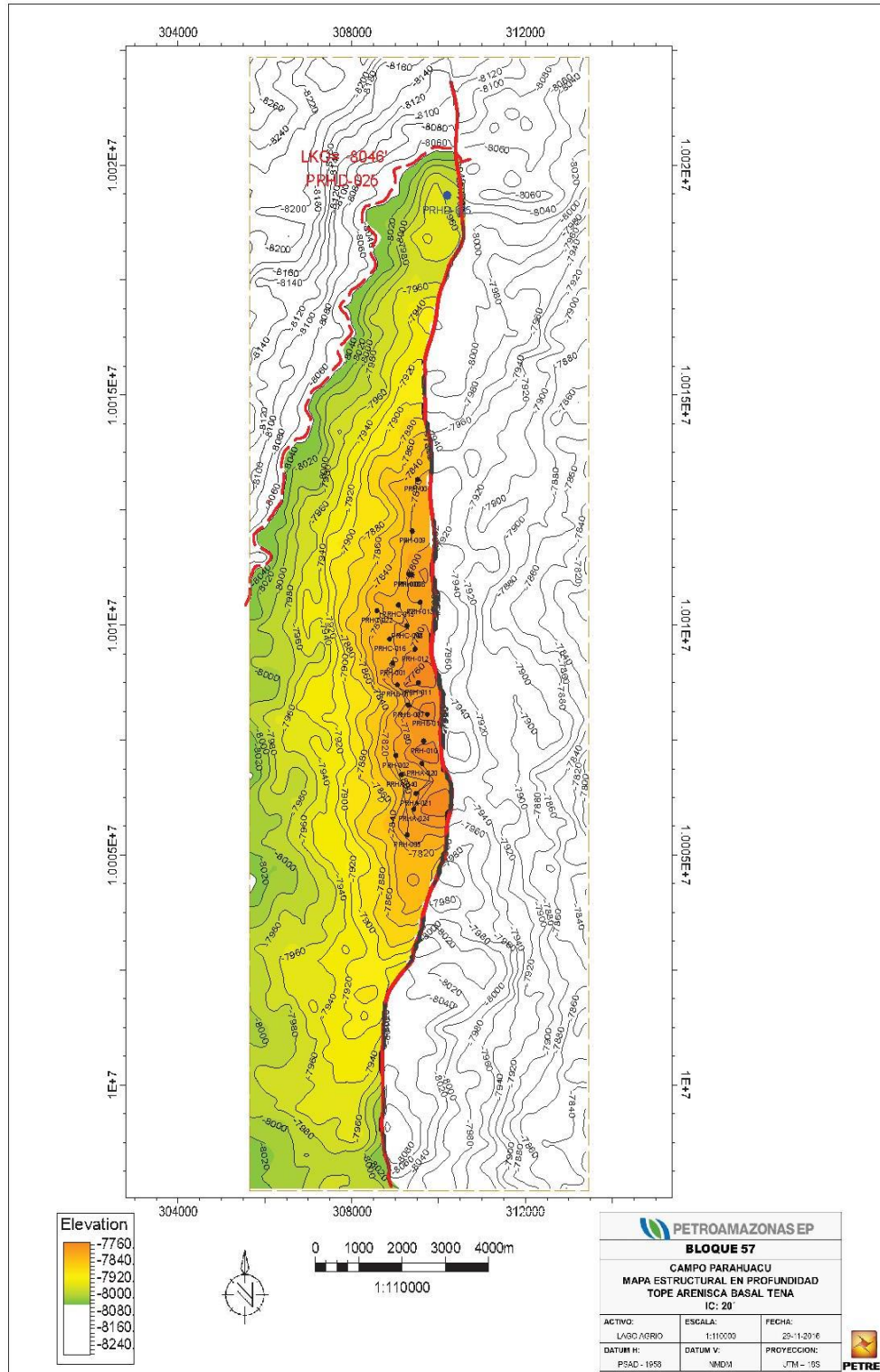
1.3.4 ANÁLISIS ESTRUCTURAL

1.3.4.1 Arenisca Basal Tena

La estructura Parahuacu presenta un anticlinal a nivel de Basal Tena. La parte más alta se encuentra en el centro de la estructura como se puede observar en el mapa de la figura 1.17.

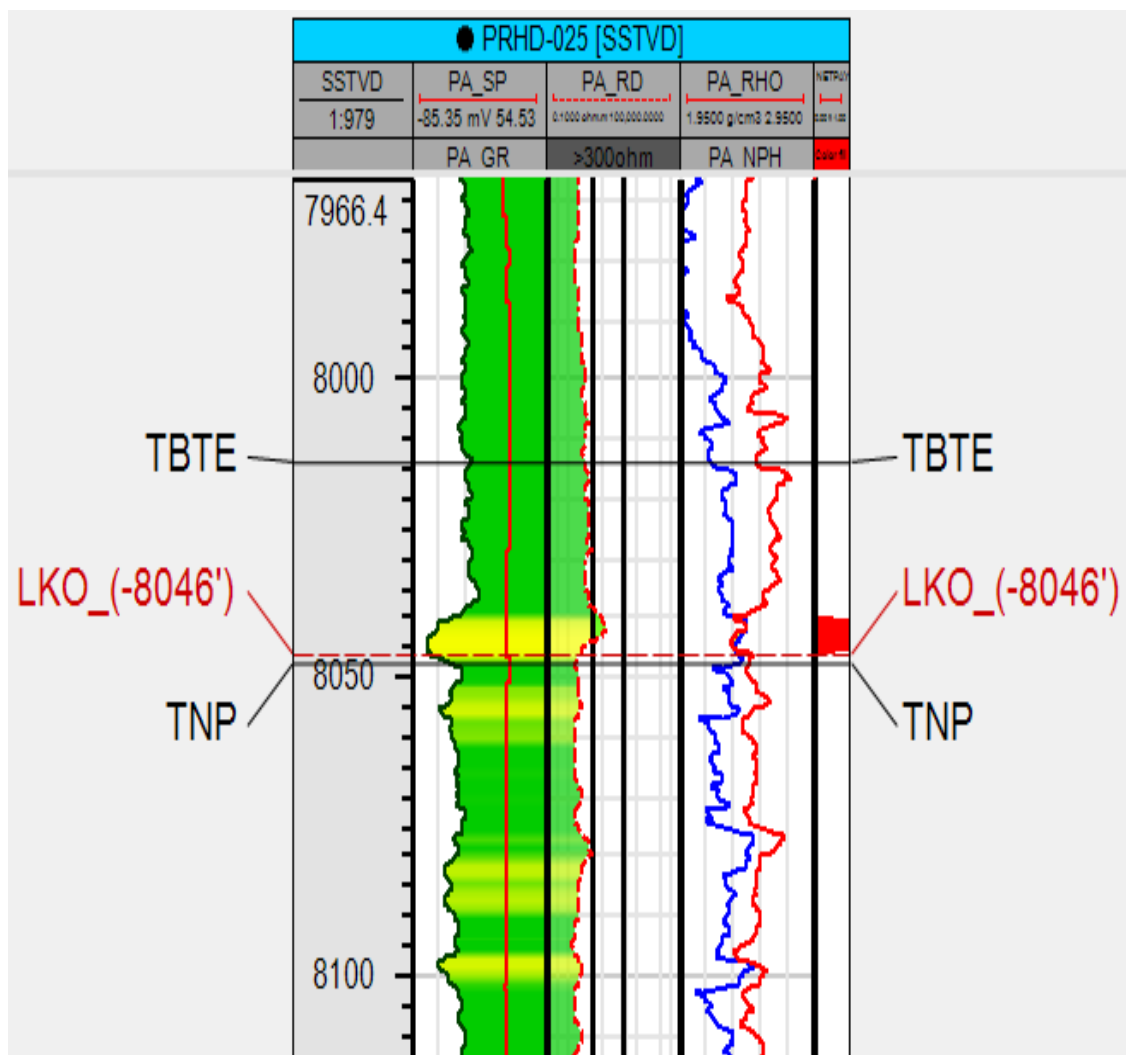
Además, para este reservorio no tenemos la presencia de un contacto agua petróleo (C.A.P.) el límite de petróleo está controlado por un L.K.O. (Low Know Oil) de -8046 pies del pozo PRHD-025 como se puede ver en la figura 1.18.

FIGURA 1.17 MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD, TOPE ARENISCA BASAL TENA



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

FIGURA 1.18. REGISTRO ELÉCTRICO A LA ALTURA DE BASAL TENA DEL PRHD-025



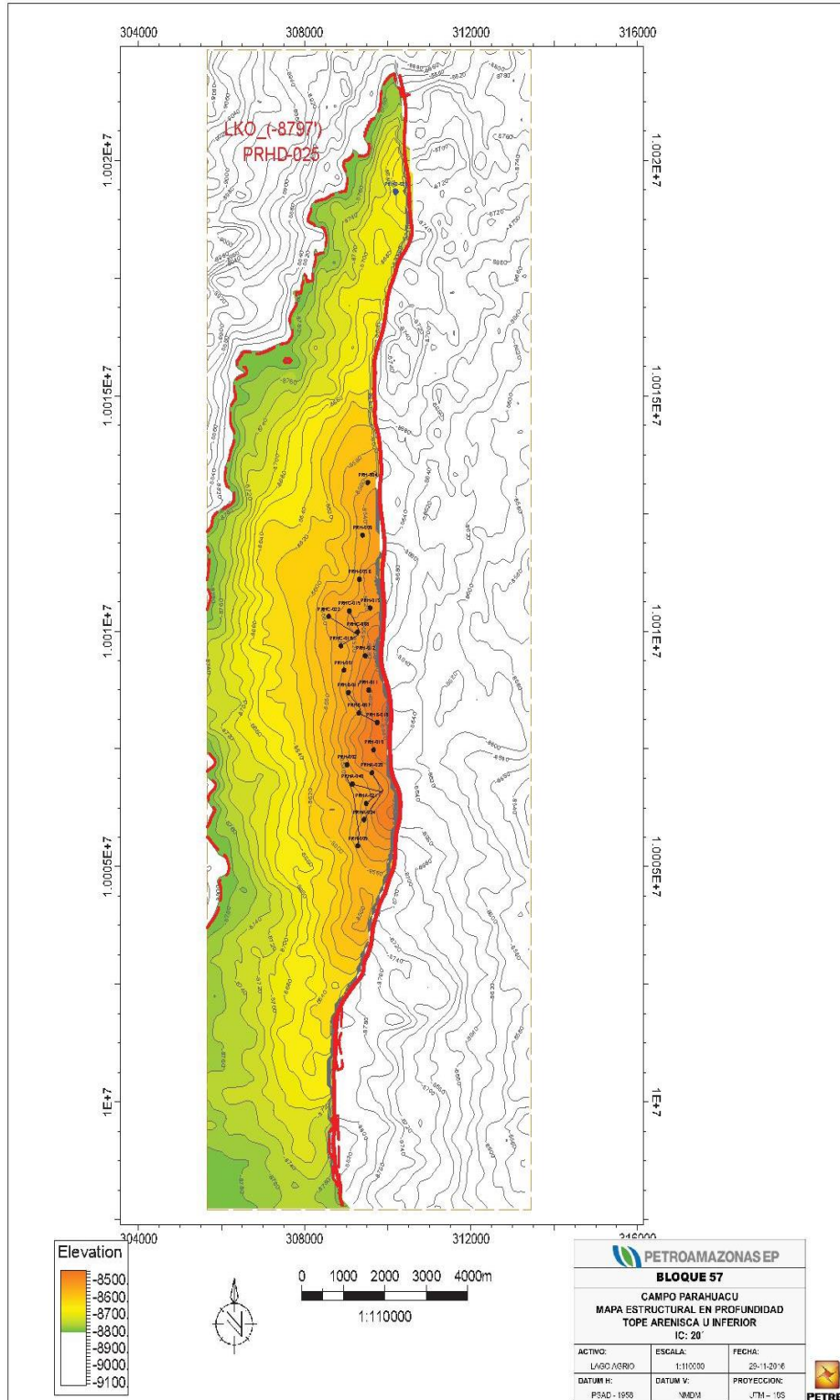
Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

1.1.1.1 Arenisca U Inferior

La estructura Parahuacu presenta un anticlinal a nivel de U inferior. La parte más alta se encuentra en el centro de la estructura como se puede observar en el mapa de la figura 1.19.

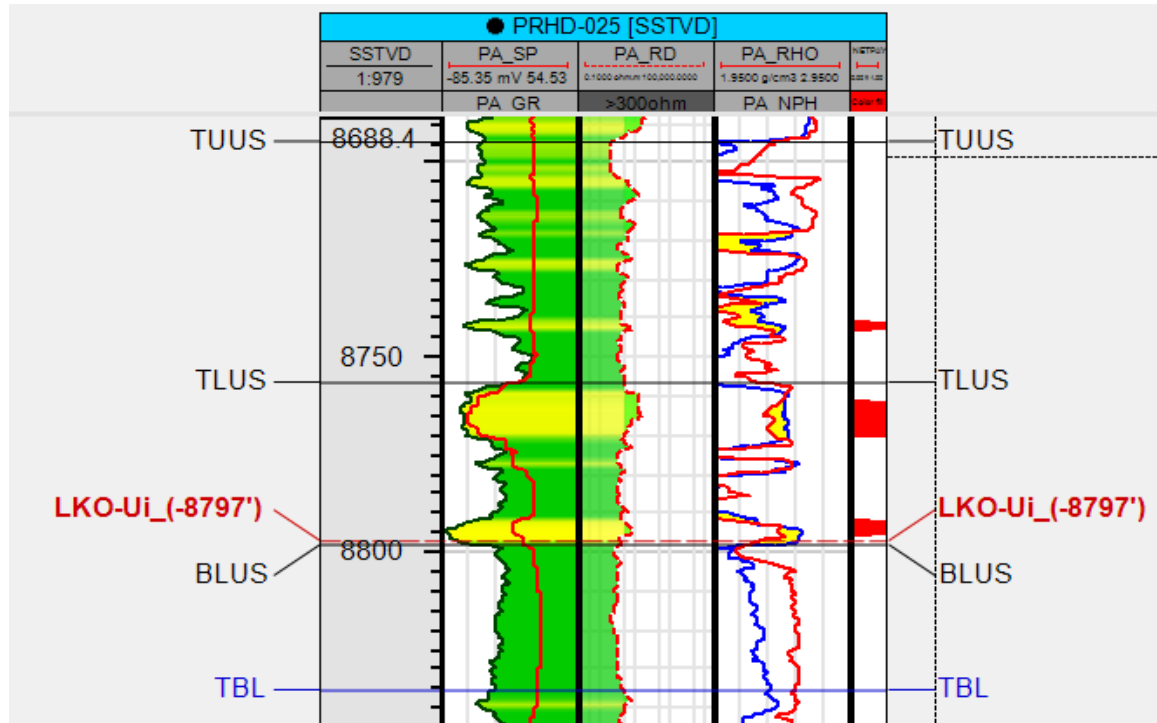
Además, para este reservorio no existe la presencia de un contacto agua petróleo (C.A.P.); el límite de petróleo está controlado por un L.K.O. (Low Know Oil) de - 8797 pies del pozo PRHD-025 como se puede ver en la figura 1.20.

FIGURA 1.19. MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD, TOPE ARENISCA U INFERIOR



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

FIGURA 1.20 REGISTRO ELÉCTRICO A LA ALTURA DE U INFERIOR DEL PRHD-025



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

1.1.1.2 Arenisca T Superior

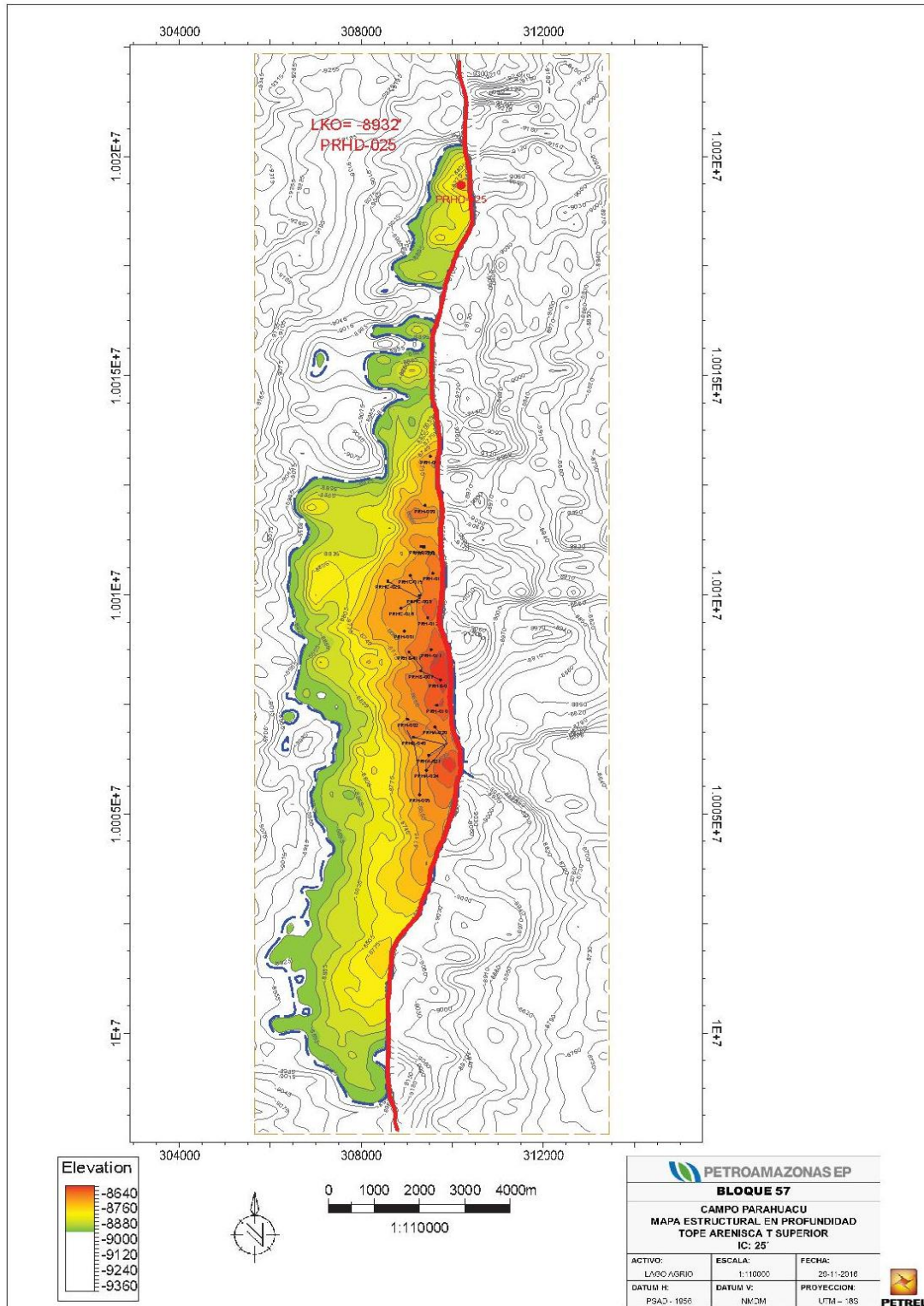
La estructura Parahuacu presenta un anticlinal a nivel de T superior. La parte más alta se encuentra en el centro de la estructura como se puede observar en la figura 1.21.

Además, para este reservorio no tenemos la presencia de un contacto agua/petróleo (C.A.P.); el límite de petróleo está controlado por un L.K.O. (Low Know Oil) de -8932 pies del pozo PRHD-025 como se puede ver en la figura 1.22.

1.1.1.3 Arenisca T Inferior

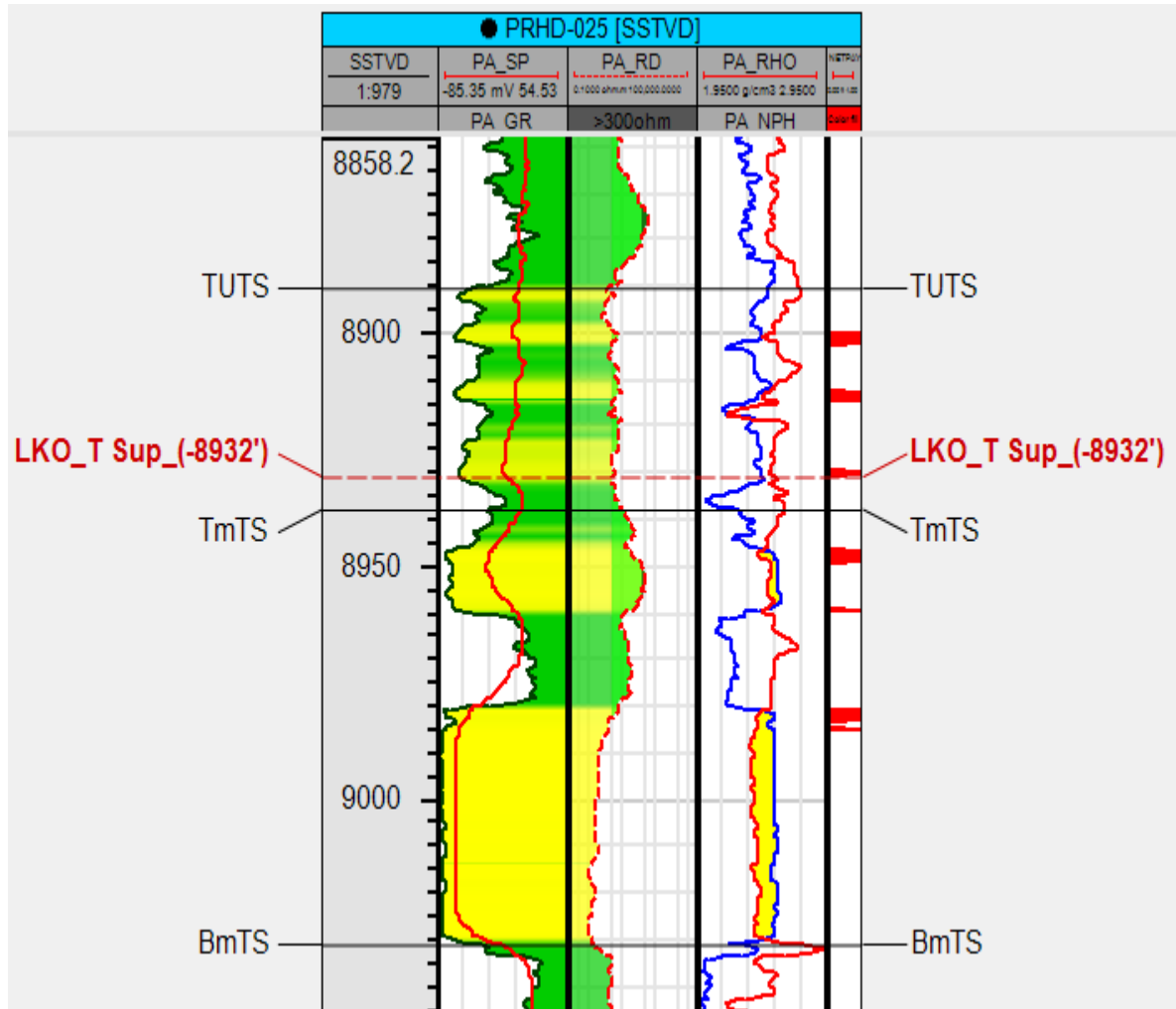
La estructura Parahuacu presenta un anticlinal a nivel de T inferior. La parte más alta se encuentra en el centro de la estructura como se puede observar en la figura 1.23.

FIGURA 1.21 MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD, TOPE ARENISCA T SUPERIOR



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

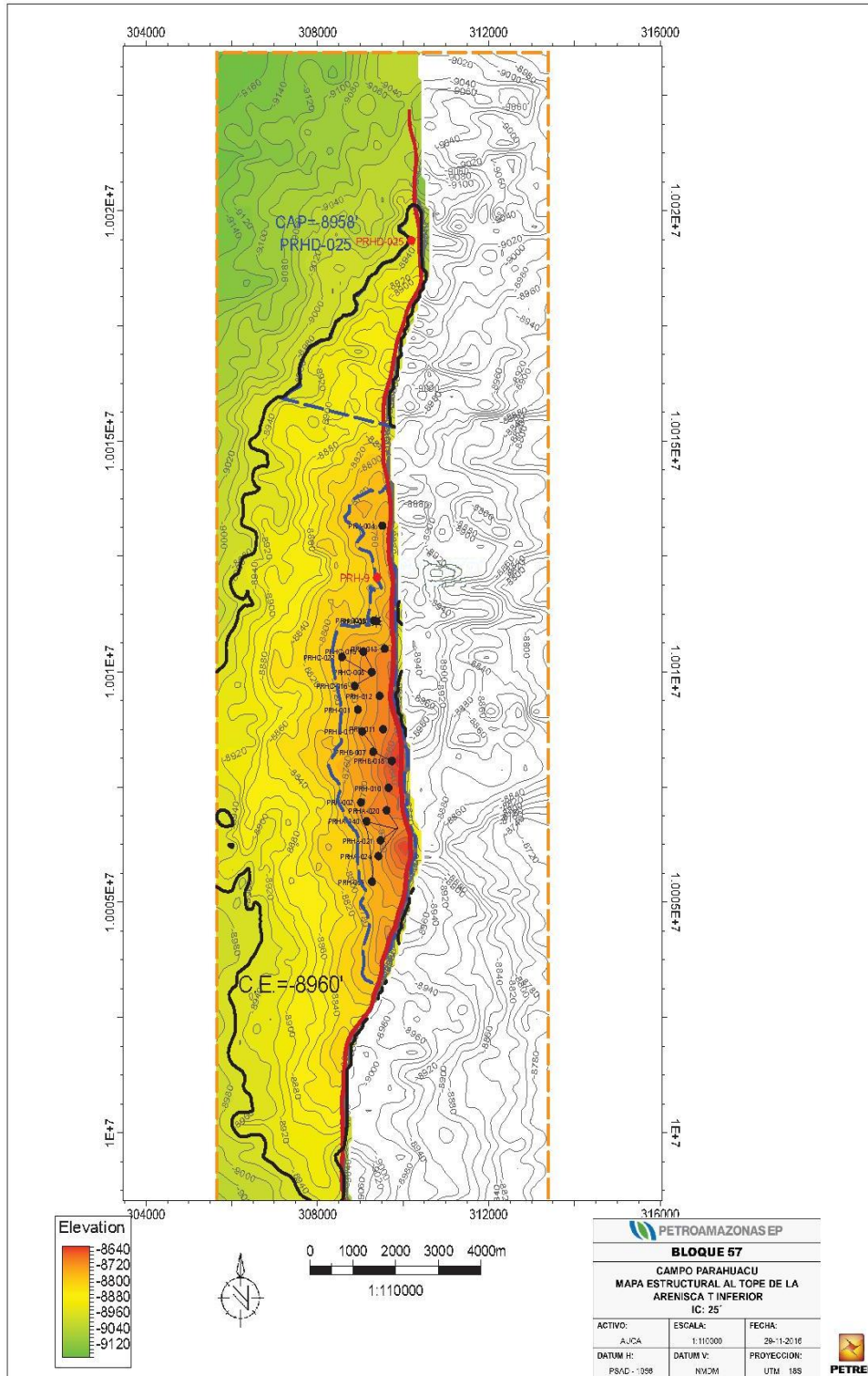
FIGURA 1.22 REGISTRO ELÉCTRICO A LA ALTURA DE T SUPERIOR DEL PRHD-025



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

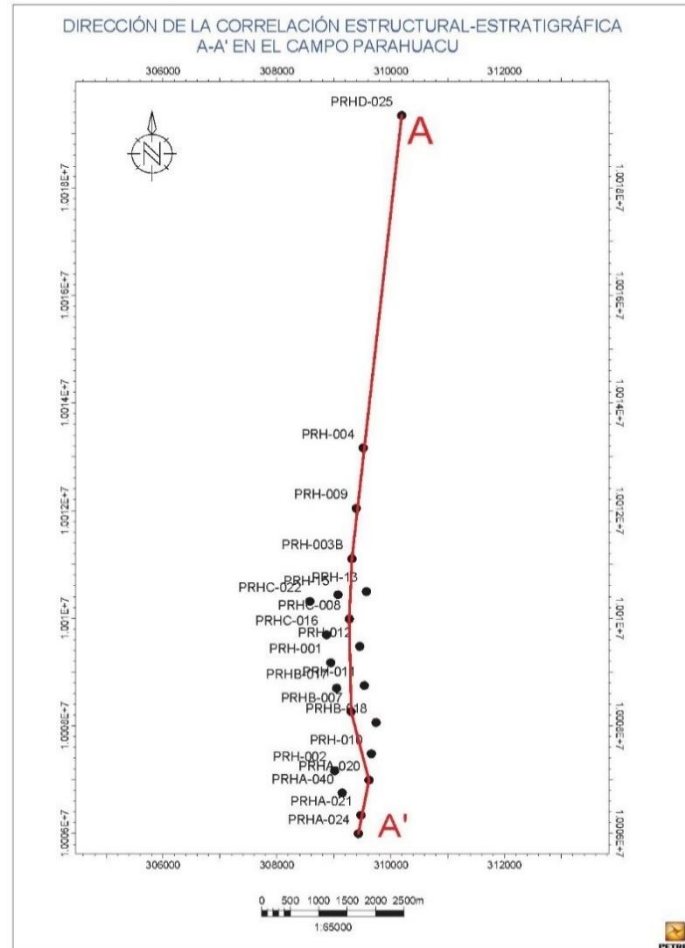
Se hizo una correlación estructural-estratigráfica A-A' a lo largo del campo Parahuacu que comprende los pozos PRHD-025, PRH-003B, PRHC-008, PRHB-007, PRHA-020 y PRHA-024. En la figura 1.24 se puede observar el mapa de ubicación de la correlación con un corte estructural-estratigráfico A-A' de dirección norte-sur a lo largo de todo el campo, sin que esta diferencia de altura estructural sea provocada por la presencia de una falla.

FIGURA 1.23. MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD, TOPE ARENISCA T INFERIOR



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

FIGURA 1.24 UBICACIÓN CORRELACIÓN ESTRUCTURAL-ESTRATIGRÁFICA A-A'



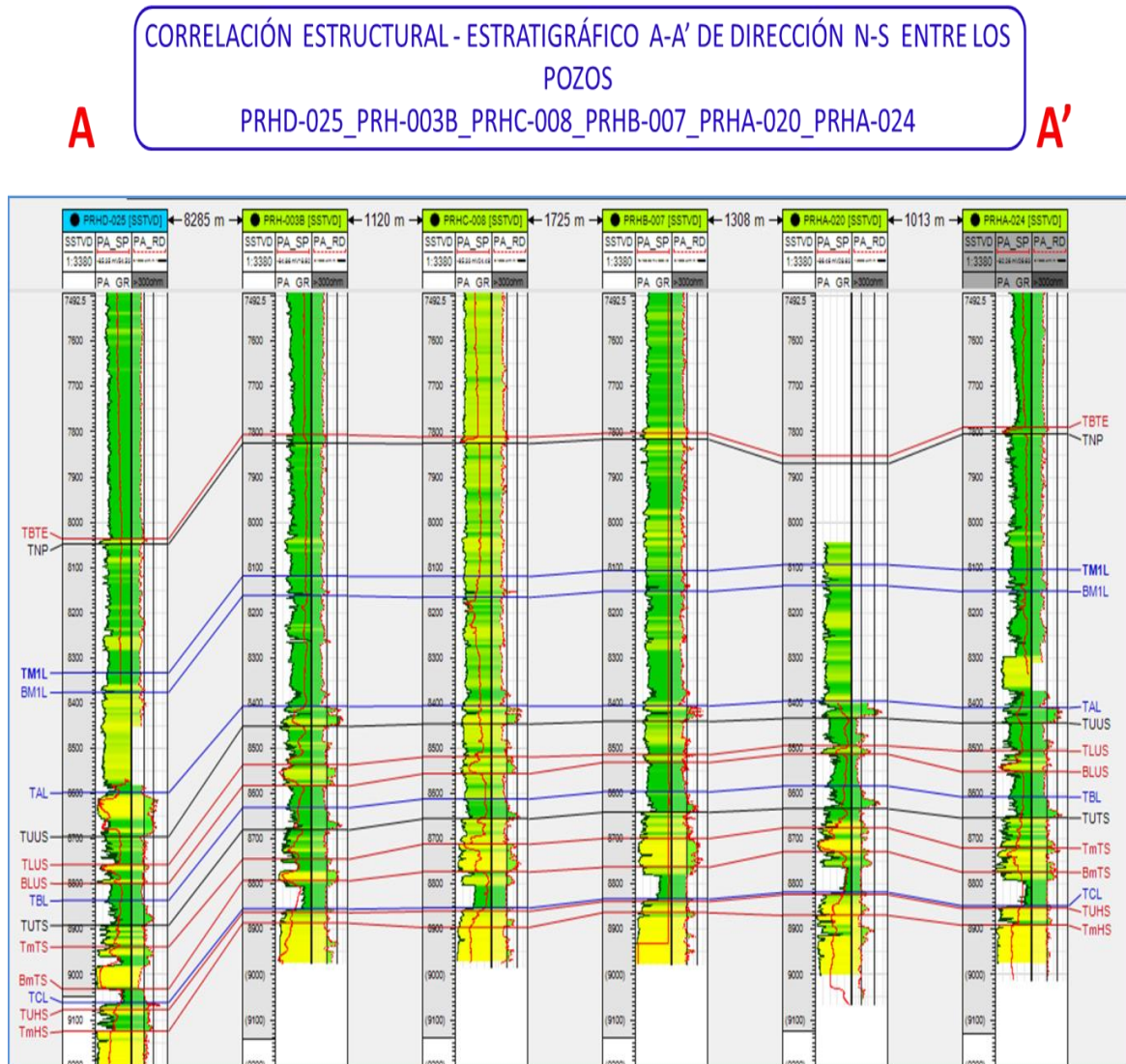
Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

En la Figura 1.25, se observa la diferencia de altura estructural que hay entre el área norte del campo, en donde se perforó el pozo Parahuacu D-025, la parte centro y del centro hacia el sur del campo. También es importante mencionar que en el corte estructural-estratigráfico se observa a lo largo de todo el campo la continuidad de las superficies estructurales de los reservorios productores del campo: Basal Tena, U Inferior y T Inferior (superficies en color rojo). Estructuralmente, el área norte se encuentra 200 pies más bajo que la estructura centro y sur del campo.

Además, para este reservorio se ha determinado un LKO a -8793 pies correspondiente al pozo Parahuacu-3B. Después de la perforación del pozo

Parahuacu D-025, se encontró también un contacto agua/petróleo para este reservorio a -8986 pies como se puede ver en las figuras 1.26 y 1.27.

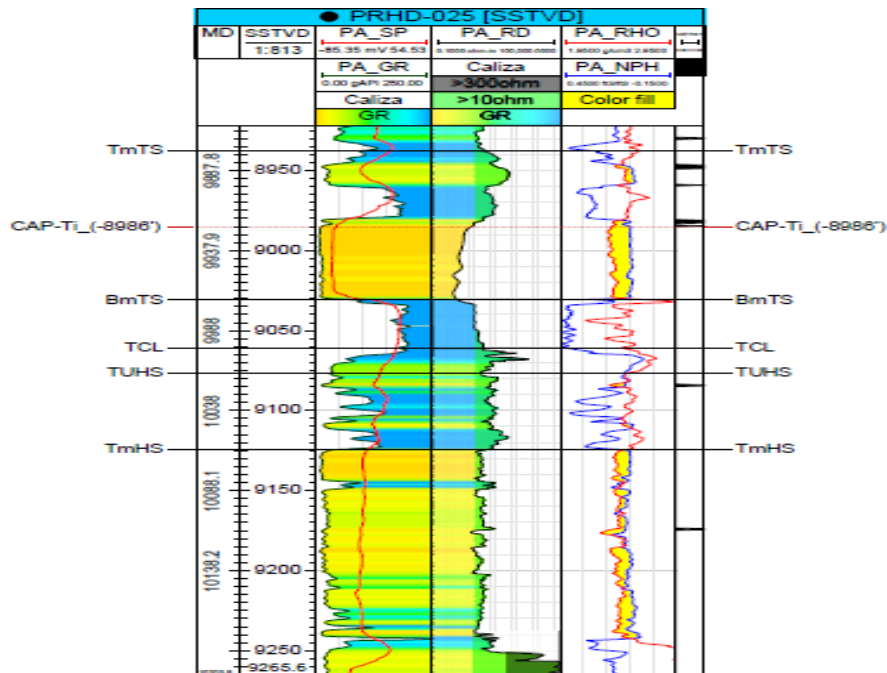
FIGURA 1.25 CORRELACIÓN ESTRUCTURAL A-A' DE DIRECCIÓN N-S ENTRE LOS POZOS PRHD-025, PRH-003B, PRHC-008, PRHB-007, PRHA-020, PRHA-024



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

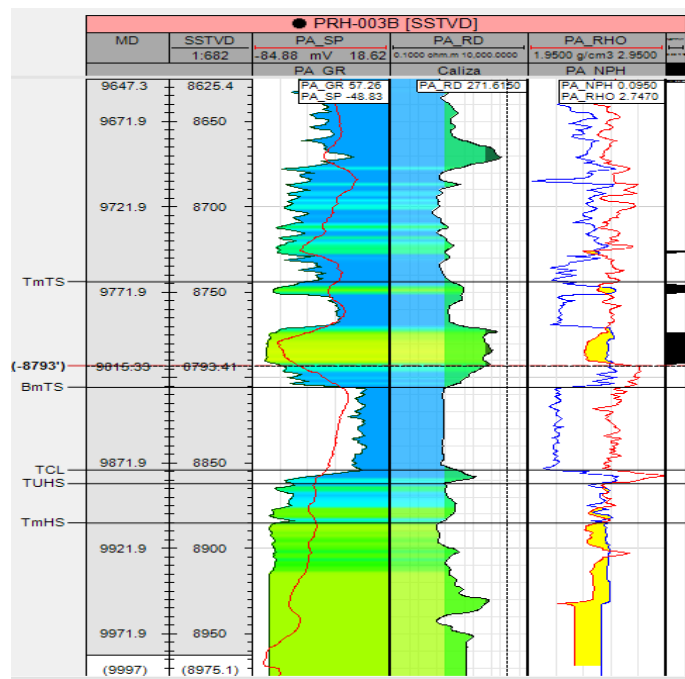
A pesar de tener una diferencia de altura notable es importante mencionar que se trata de una misma estructura, según se puede apreciar en la figura 1.23 en el mapa estructural al tope T Inferior, en el cual el cierre estructural tenemos a -8960 pies y LKO a -8793 pies (PRH-3B) y CAP a -8986 pies (PRHD-025).

FIGURA 1.26 REGISTRO ELÉCTRICO A LA ALTURA DE T INFERIOR DEL PRHD-025



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

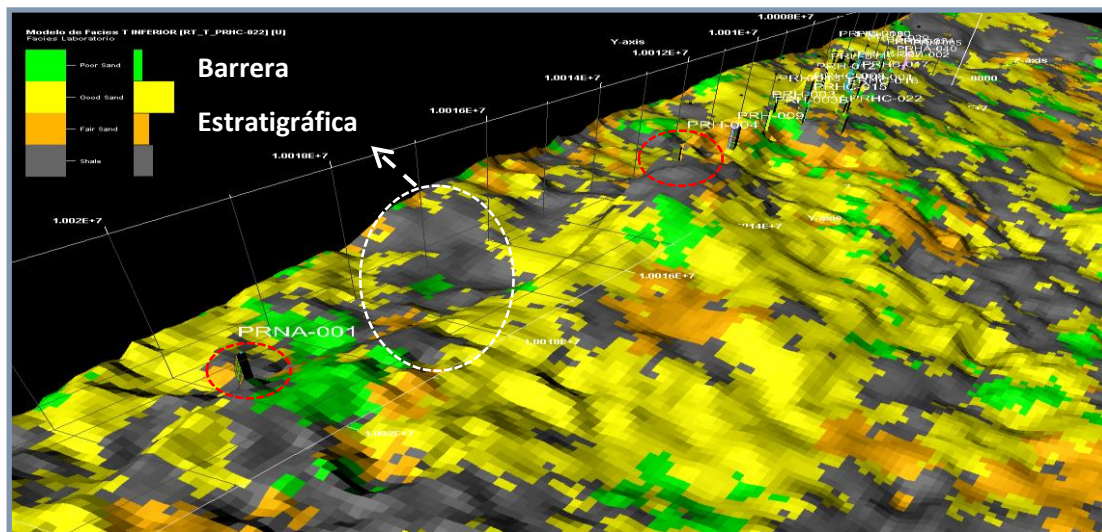
FIGURA 1.27 REGISTRO ELÉCTRICO A LA ALTURA DE T INFERIOR DEL PRH-003B



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Se encontró, además, la presencia de una barrera estratigráfica (arcilla), la cual impide la continuidad de la arena entre la parte alta y baja del anticlinal a nivel de la arenisca T Inferior y por ende la comunicación de fluidos a través de la zona porosa y permeable (arenisca). Esto es fácilmente observable en la figura 1.28, en donde se ve través del modelo de distribución de facies de la arenisca “T” Inferior sobre todo el campo Parahuacu la presencia de una barrera estratigráfica entre el pozo PRHD-025 en la parte baja y el pozo más próximo a éste en la parte alta de la estructura que es el PRH-4. Además, se realizó un corte estructural para evidenciar la diferencia de alturas con mayor claridad como se lo puede observar en la figura 1.29.

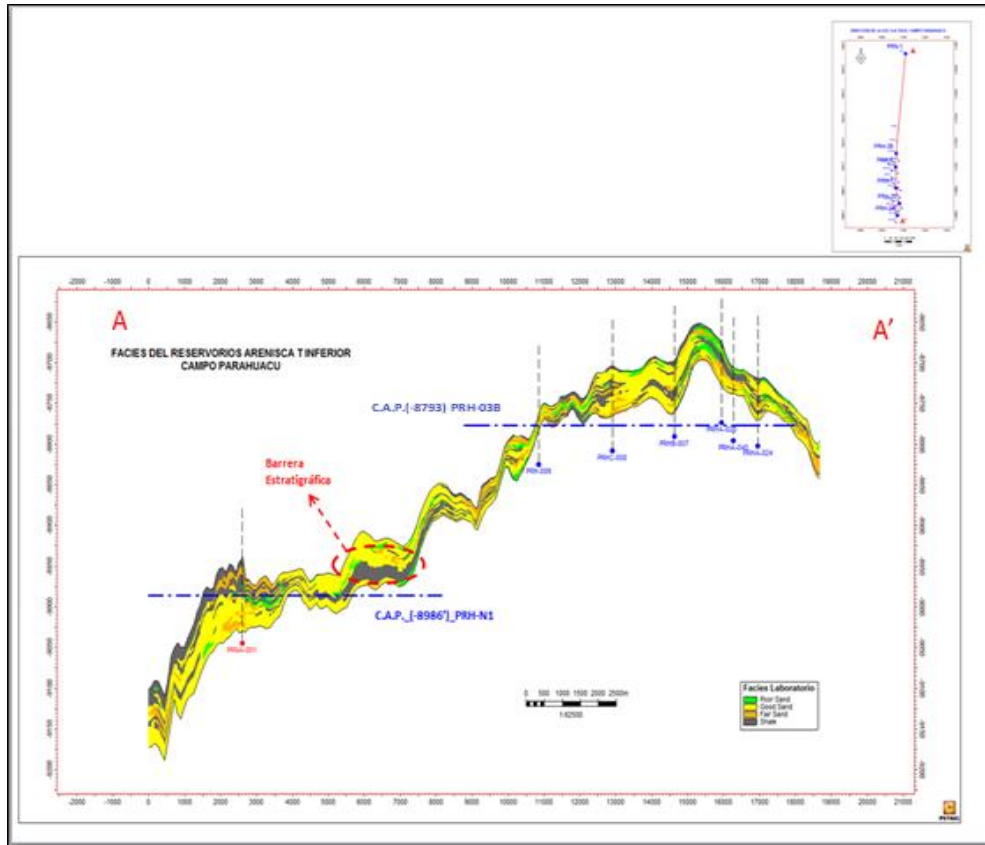
FIGURA 1.28 MODELO DE FACIES DE T INFERIOR DEL CAMPO PARAHUACU



Fuente: (Activo Lago Agrío, 2017)

A fin de visualizar de mejor manera lo anteriormente indicado tanto en el numeral 1 como en el 2, en la figura 1.29, se puede observar un corte estructural pero ahora utilizando las facies para la arenisca T Inferior. En esta figura a más de observar en líneas de color azul entrecortadas la diferencia de altura de los 2 contactos agua/petróleo, observamos también la presencia de la barrera estratigráfica lo que posiblemente provoca el confinamiento del petróleo dentro de las areniscas estratigráficas T Inferior tanto en la parte baja como en la parte alta.

FIGURA 1.29 CORTE ESTRUCTURAL EN DIRECCIÓN N-S DE LA ARENA TI DEL CAMPO PARAHUACU



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

1.3.5 LITOLOGÍA DE LOS RESERVORIOS

1.3.5.1 Miembro Basal Tena

Se tiene una arenisca cuarzosa, café clara, gris oscura a blanquecina, de grano fino a medio, ocasionalmente muy fino, consolidada a friable, grano fino a medio, subangular a subredondeada, de regular clasificación, matriz arcillosa, cemento calcáreo, con inclusiones de pirita, con manchas de hidrocarburo café clara, fluorescencia natural amarillo pálido. Corte rápido en corrientes blanco lechoso, anillo residual no visible, fluorescencia del anillo residual no visible, con pobre manifestación de hidrocarburos.

1.3.5.2 Arenisca U inferior

Se encuentra una arenisca cuarzosa, café clara a subtransparente, consolidada a friable, grano fino, en parte grano medio, subredondeada a subangular, regular

selección. Matriz ligeramente arcillosa (caolín), cemento no visible, puntos a manchas de hidrocarburos de color café oscuro, fluorescencia natural amarillo verdoso. Corte lento en forma de corrientes blanco lechoso, fluorescencia del anillo residual amarillo pálido, anillo residual a la luz natural no visible. Además, manifestación de hidrocarburos de pobre a regular.

1.3.5.3 Arenisca T Superior

Se encuentra una arenisca cuarzosa, café oscura, café clara a subtransparente, friable a moderadamente consolidada, grano muy fino a fino, redondeada a subredondeada, buena selección. Matriz arcillosa, ocasionalmente cemento calcáreo, glauconítica, con puntos de hidrocarburos café oscuro, fluorescencia natural amarillo pálido. Corte lento en corrientes blanco lechoso, fluorescencia del anillo residual amarillo visible. Además, pobre manifestación de hidrocarburos.

1.3.5.4 Arenisca T Inferior

Se tiene una arenisca cuarzosa, café clara, café oscura, subtransparente, friable a consolidada, ocasionalmente suelta, grano fino a medio, subredondeada a subangular, regular selección. Una matriz caolinítica con cemento no visible, porosidad regular visible con manchas de hidrocarburo color café oscuro. Fluorescencia natural de color amarillo pálido, corte lento en corriente blanco amarillento, fluorescencia del anillo residual verdoso pálido, color del anillo residual a la luz natural no visible. Además, una manifestación de hidrocarburo de pobre a regular.

1.4 PETROFÍSICA

1.4.1 INTERPRETACIÓN

Para la evaluación de los registros se utilizó el programa Interactive Petrophysics. Se identificó primeramente las zonas de interés usando los topes y bases de cada pozo. Luego se determinó el volumen de arcilla presente en la formación (Vcl), tomando como indicador el registro Gamma Ray (Senergy, 2013).

Para definir el valor de la arenisca limpia y de caliza se usaron histogramas como se puede ver en la figura 1.30.

También se verifica en el registro que se hayan definido correctamente los valores de arena limpia y caliza. Como se puede ver en la figura 1.31.

FIGURA 1.30 HISTOGRAMA DE GAMMA RAY

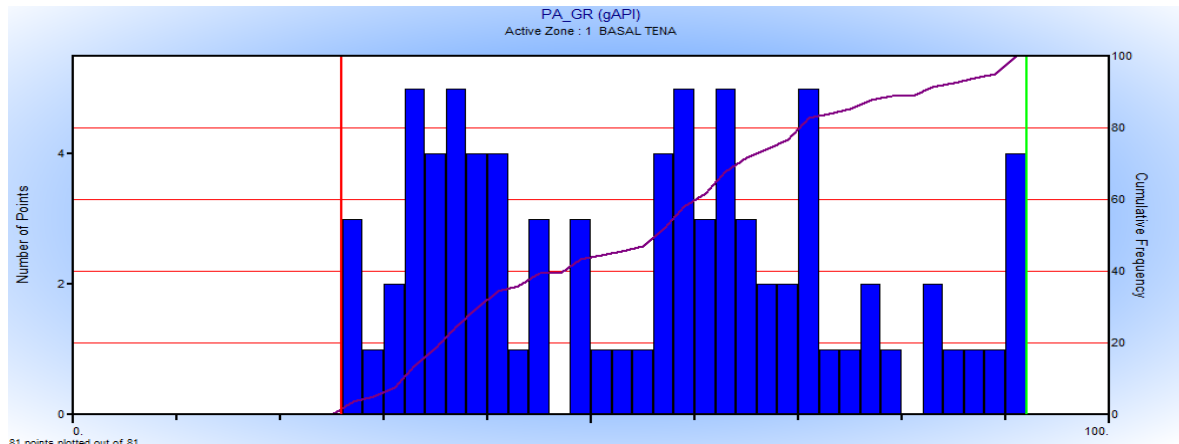
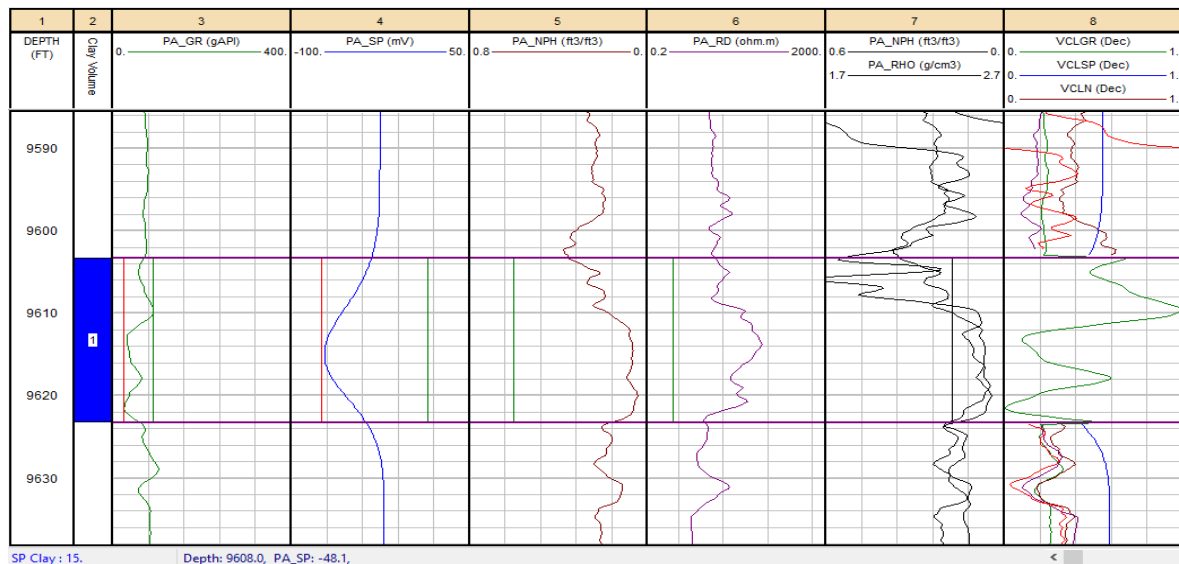


FIGURA 1.31 VOLUMEN DE ARCILLA DE GAMMA RAY

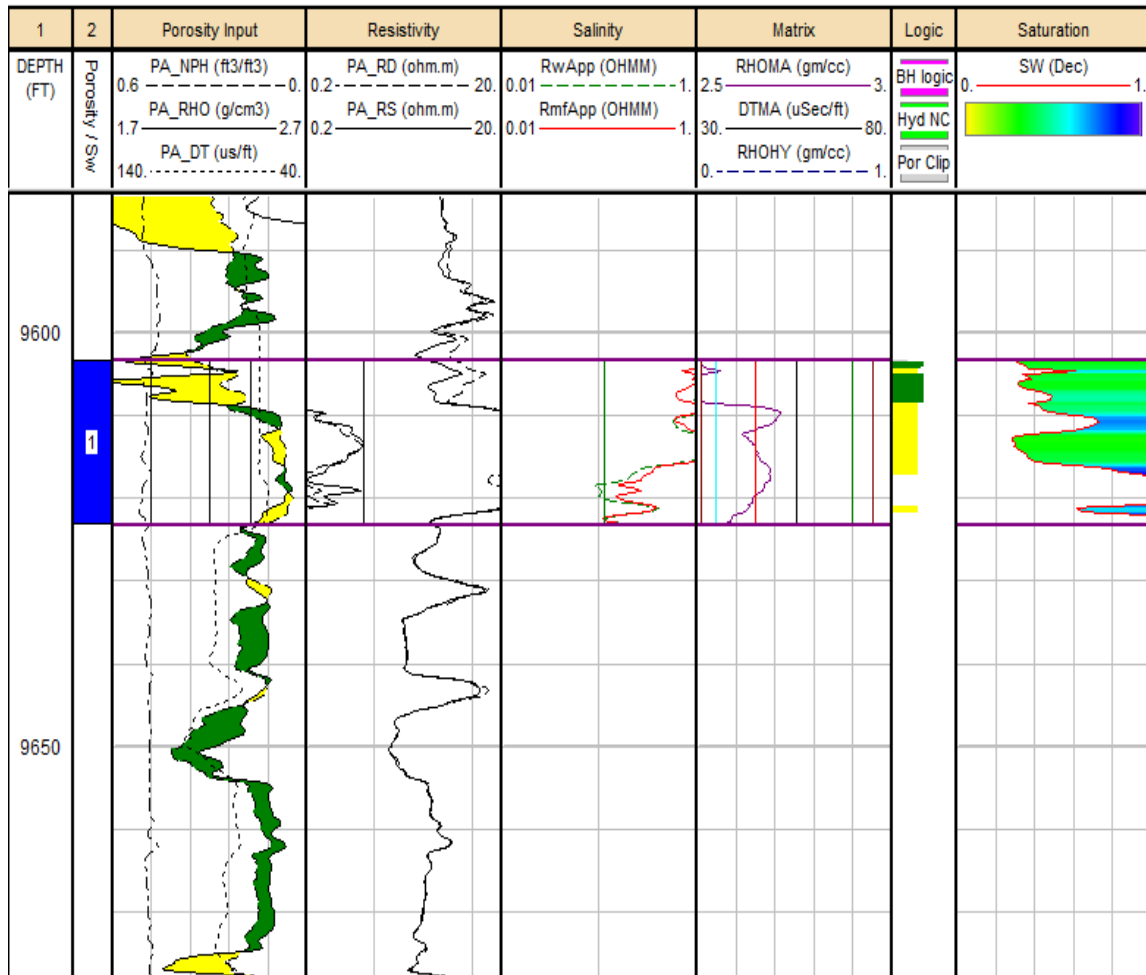


Una vez determinado el volumen de arcilla se procede a calcular la porosidad. Se usaron como indicadores los registros de Densidad y Neutrón. Este método utiliza las gráficas estándar de neutrón-densidad para arenisca, caliza y dolomita. Los registros de Densidad y Neutrón son luego corregidos por arcilla y la porosidad es calculada de las gráficas corregidas por arcilla (Senery, 2013).

Para calcular la saturación de agua (Sw) se usó el método de Archie. Se utilizó este método debido a que se usa en arenas limpias con salinidades menores a 60000 ppm de NaCl (Senery, 2013).

Luego de cargar las curvas correspondientes con la herramienta de Interactive. El programa genera las curvas de R_wApp y $R_{mf}App$ como se lo puede observar en la figura 1.32.

Figura 1.32 CURVAS RWAPP Y RMFAPP



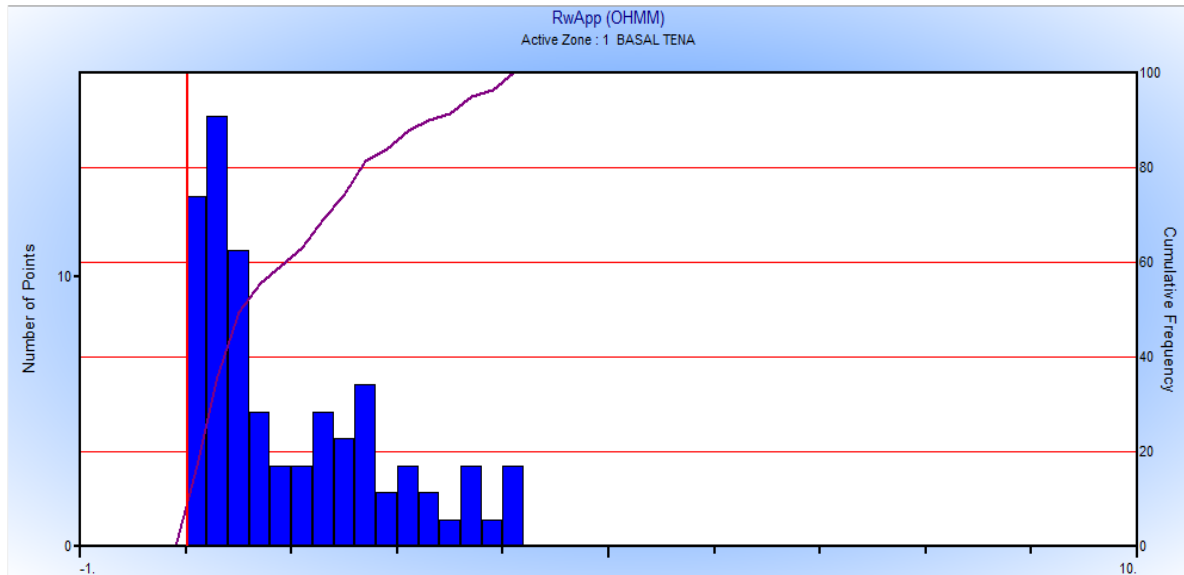
Fuente: (Senergy, 2013)

Para obtener el valor de R_w se usa los histogramas de las curvas de R_wApp y $R_{mf}App$. Se usa estas gráficas para definir la mayor cantidad de puntos y hallar el valor correcto de R_w y R_{mf} . y determinar el valor de R_w para luego usar la ecuación de Archie. Esto se lo puede observar en las figuras 1.33 y 1.34.

Una vez obtenidos los resultados de porosidad, saturación y volumen de arcilla se usa la herramienta para colocar los cutoff y obtener el espesor neto de cada arena. El departamento de Petrofísica de Petroamazonas determinó que para el Campo Parahuacu los cutoff son: 8% de porosidad, 60% saturación de agua y 40%

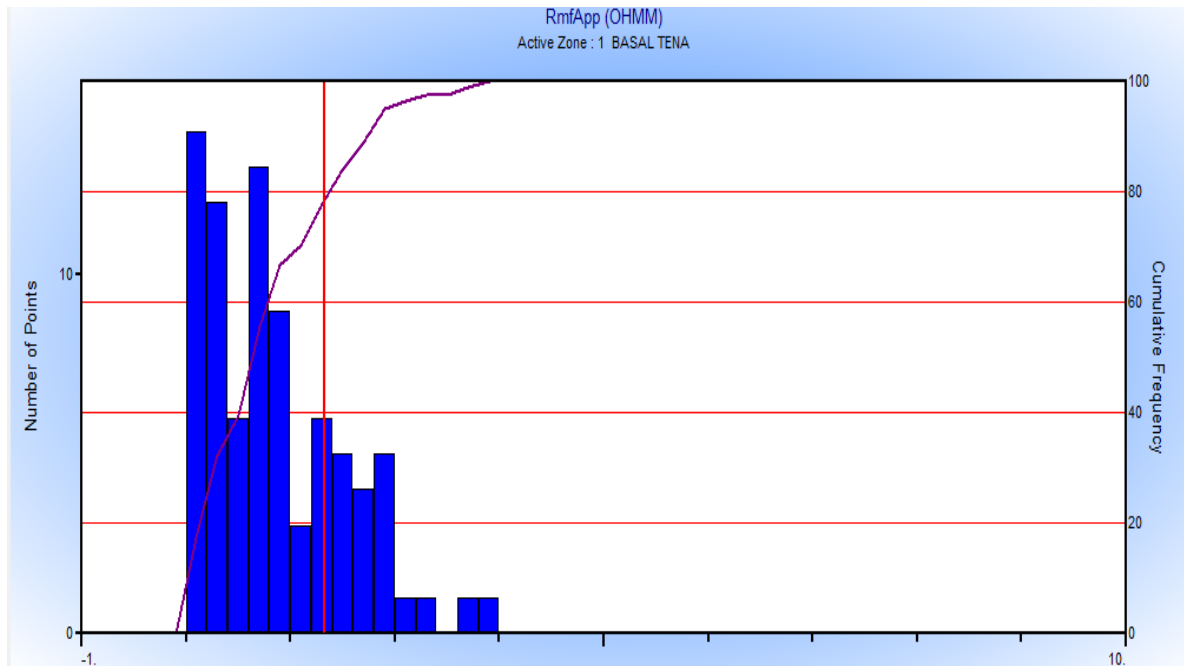
volumen de arcilla. Colocados los datos se obtienen los resultados finales por reservorio que se los puede observar en las figuras 1.35.

FIGURA 1.33 HISTOGRAMA DE RWAPP



Fuente: (Senergy, 2013)

Figura 1.34 HISTOGRAMA DE RMFAPP



Fuente: (Senergy, 2013)

FIGURA 1.35 RESULTADOS FINALES DE RESERVOIRIO EN IP

| Zone | Gross | Net | Net/Gross | Av Phi | Av Sw | Av Vcl | PhiH | PhiSoH | VclH |
|------|----------|-------|-----------|--------|-------|--------|------|--------|------|
| # | Interval | Res | Res | Res | Res | Res | Res | Res | Res |
| 1 | 20.00 | 3.00 | 0.150 | 0.156 | 0.337 | 0.288 | 0.47 | 0.31 | 0.86 |
| 2 | 63.00 | 0.25 | 0.004 | 0.160 | 0.355 | 0.195 | 0.04 | 0.03 | 0.05 |
| 3 | 28.75 | 17.13 | 0.596 | 0.122 | 0.263 | 0.051 | 2.09 | 1.54 | 0.87 |
| 4 | 102.25 | 55.50 | 0.543 | 0.137 | 0.132 | 0.104 | 7.61 | 6.61 | 5.78 |
| 5 | 42.00 | 8.50 | 0.202 | 0.172 | 0.232 | 0.089 | 1.46 | 1.12 | 0.75 |
| 6 | 35.50 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 7 | 76.50 | 0.00 | 0.000 | --- | --- | --- | --- | --- | --- |

Fuente: (Senergy, 2013)

A continuación, la tabla 1.1 muestra las propiedades petrofísicas de cada pozo.

TABLA 1.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR POZO

| PARÁMETROS PETROFÍSICOS POR POZO | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|------------|----------|-------------|----------|-------------|--------------|------------|---------|----------|--------|----------|
| POZO | UNIDAD | Tope | | Base | | GROSS (Pies) | PAY (Pies) | NTG (%) | PHIE (%) | SW (%) | VSH (VV) |
| | | MD(Pies) | TVDSS(Pies) | MD(Pies) | TVDSS(Pies) | | | | | | |
| PRH-001 | Basal Tena | 8816,8 | -7802,0 | 8853,5 | -7838,6 | 36,7 | 11,0 | 30,0 | 17,7 | 42,9 | 0,30 |
| | U Inferior | 9536,6 | -8521,8 | 9595,1 | -8580,3 | 58,5 | 23,5 | 40,2 | 16,8 | 41,1 | 0,29 |
| | T Superior | 9688,0 | -8673,2 | 9747,5 | -8732,7 | 59,5 | 17,8 | 29,8 | 13,9 | 37,1 | 0,30 |
| | T Inferior | 9747,5 | -8732,7 | 9806,4 | -8791,6 | 58,9 | 53,4 | 90,6 | 19,2 | 23,6 | 0,17 |
| PRH-002 | Basal Tena | 8686,5 | -7794,6 | 8723,4 | -7831,4 | 36,9 | 10,0 | 27,1 | 13,9 | 41,9 | 0,16 |
| | U Inferior | 9400,3 | -8508,4 | 9465,5 | -8573,6 | 65,3 | 24,0 | 36,8 | 11,3 | 37,7 | 0,22 |
| | T Superior | 9565,8 | -8673,9 | 9614,4 | -8722,4 | 48,6 | 8,5 | 17,5 | 15,0 | 43,0 | 0,19 |
| | T Inferior | 9614,4 | -8722,4 | 9661,2 | -8769,3 | 46,8 | 43,8 | 93,7 | 15,6 | 19,7 | 0,11 |
| PRH-003 | Basal Tena | 8802,7 | -7791,9 | 8824,7 | -7813,9 | 22,0 | 1,5 | 6,8 | 12,5 | 43,1 | 0,20 |
| | U Inferior | 9502,5 | -8491,6 | 9578,5 | -8567,7 | 76,0 | 21,5 | 28,3 | 11,3 | 11,8 | 0,19 |
| | T Superior | 9678,0 | -8667,2 | 9718,1 | -8707,2 | 40,1 | | | | | |
| | T Inferior | 9718,1 | -8707,2 | 9755,1 | -8744,2 | 37,0 | 25,1 | 67,9 | 18,8 | 27,0 | 0,13 |
| PRH-003B | Basal Tena | 8814,1 | -7792,2 | 8846,5 | -7824,5 | 32,4 | 1,5 | 4,6 | 10,3 | 51,5 | 0,32 |
| | U Inferior | 9528,8 | -8506,8 | 9603,9 | -8582,0 | 75,1 | 30,0 | 39,9 | 12,6 | 25,0 | 0,12 |
| | T Superior | 9701,0 | -8679,1 | 9765,7 | -8743,8 | 64,7 | 1,0 | 1,5 | 15,7 | 55,0 | 0,14 |
| | T Inferior | 9765,7 | -8743,8 | 9813,6 | -8791,7 | 47,9 | 35,3 | 73,6 | 15,4 | 15,8 | 0,02 |

| | | | | | | | | | | | |
|-----------------|------------|---------|---------|---------|---------|------|------|------|------|------|------|
| PRH-004 | Basal Tena | 8809,0 | -7819,4 | 8840,4 | -7850,9 | 31,5 | 13,5 | 42,9 | 17,3 | 24,6 | 0,19 |
| | U Inferior | 9538,0 | -8548,5 | 9576,7 | -8587,2 | 38,7 | 6,0 | 15,5 | 11,7 | 24,4 | 0,33 |
| | T Superior | 9690,0 | -8700,4 | 9732,1 | -8742,5 | 42,1 | 4,0 | 9,5 | 9,0 | 27,9 | 0,27 |
| | T Inferior | 9732,1 | -8742,5 | 9774,1 | -8784,6 | 42,1 | 29,8 | 70,7 | 18,7 | 10,6 | 0,25 |
| PRH-005 | Basal Tena | 10146,6 | -7792,7 | 10168,8 | -7814,5 | 21,8 | | | | | |
| | U Inferior | 10885,0 | -8523,4 | 10924,0 | -8562,2 | 38,8 | | | | | |
| | T Superior | 11034,5 | -8672,1 | 11074,9 | -8712,3 | 40,2 | | | | | |
| | T Inferior | 11074,9 | -8712,3 | 11128,1 | -8765,2 | 52,9 | | | | | |
| PRH-009 | Basal Tena | 8813,8 | -7818,4 | 8842,3 | -7846,8 | 28,4 | | | | | |
| | U Inferior | 9533,9 | -8538,4 | 9564,9 | -8569,5 | 31,0 | 5,0 | 16,1 | 10,4 | 36,6 | 0,09 |
| | T Superior | 9684,4 | -8689,0 | 9744,4 | -8749,0 | 60,0 | 1,0 | 1,7 | 13,6 | 56,3 | 0,17 |
| | T Inferior | 9744,4 | -8749,0 | 9779,6 | -8784,2 | 35,2 | 28,4 | 80,7 | 14,8 | 42,3 | 0,07 |
| PRH-010 | Basal Tena | 8760,6 | -7762,9 | 8780,0 | -7782,4 | 19,4 | 3,5 | 18,0 | 14,4 | 47,3 | 0,09 |
| | U Inferior | 9446,2 | -8448,6 | 9495,0 | -8497,4 | 48,8 | 27,5 | 56,4 | 11,8 | 31,3 | 0,16 |
| | T Superior | 9592,4 | -8594,8 | 9646,0 | -8648,3 | 53,5 | 1,5 | 2,8 | 9,8 | 55,8 | 0,24 |
| | T Inferior | 9646,0 | -8648,3 | 9706,7 | -8709,1 | 60,8 | 25,2 | 41,4 | 16,1 | 34,7 | 0,16 |
| PRH-011 | Basal Tena | 8771,8 | -7751,2 | 8807,2 | -7786,6 | 35,5 | 12,5 | 35,3 | 15,5 | 38,6 | 0,07 |
| | U Inferior | 9477,8 | -8457,2 | 9526,4 | -8505,8 | 48,6 | 22,0 | 45,2 | 11,3 | 37,0 | 0,26 |
| | T Superior | 9637,0 | -8616,4 | 9709,6 | -8689,0 | 72,7 | 20,9 | 28,7 | 10,0 | 39,8 | 0,22 |
| | T Inferior | 9709,6 | -8689,0 | 9756,4 | -8735,8 | 46,8 | 40,1 | 85,7 | 16,7 | 15,5 | 0,07 |
| PRH-012 | Basal Tena | 8783,0 | -7778,2 | 8813,1 | -7808,4 | 30,1 | 9,5 | 31,5 | 14,7 | 33,5 | 0,12 |
| | U Inferior | 9478,0 | -8473,3 | 9541,6 | -8536,9 | 63,5 | 20,5 | 32,3 | 13,9 | 36,7 | 0,11 |
| | T Superior | 9631,1 | -8626,4 | 9697,2 | -8692,5 | 66,1 | 4,0 | 6,1 | 10,1 | 37,0 | 0,25 |
| | T Inferior | 9697,2 | -8692,5 | 9740,8 | -8736,1 | 43,6 | 41,8 | 95,8 | 17,9 | 15,3 | 0,06 |
| PRH-013 | Basal Tena | 8789,7 | -7797,1 | 8821,0 | -7828,4 | 31,3 | 0,5 | 1,6 | 9,2 | 52,7 | 0,33 |
| | U Inferior | 9480,9 | -8488,2 | 9535,5 | -8542,9 | 54,6 | 18,5 | 33,9 | 14,4 | 17,6 | 0,11 |
| | T Superior | 9642,0 | -8649,4 | 9702,7 | -8710,1 | 60,7 | 2,6 | 4,3 | 12,0 | 54,4 | 0,15 |
| | T Inferior | 9702,7 | -8710,1 | 9731,4 | -8738,8 | 28,8 | 28,1 | 97,9 | 16,5 | 12,0 | 0,07 |
| PRHA-020 | Basal Tena | 8986,4 | -7852,9 | 9002,6 | -7869,1 | 16,2 | | | | | |
| | U Inferior | 9621,5 | -8487,9 | 9645,4 | -8511,8 | 23,9 | 9,2 | 38,3 | 12,7 | 24,0 | 0,16 |
| | T Superior | 9766,0 | -8632,4 | 9808,6 | -8674,9 | 42,5 | | | | | |
| | T Inferior | 9808,6 | -8674,9 | 9861,0 | -8727,3 | 52,4 | 42,2 | 80,5 | 17,8 | 36,2 | 0,13 |
| PRHA-021 | Basal Tena | 9003,9 | -7788,1 | 9028,0 | -7812,2 | 24,1 | | | | | |
| | U Inferior | 9712,9 | -8497,0 | 9774,0 | -8558,2 | 61,1 | 21,8 | 35,6 | 15,3 | 27,8 | 0,12 |
| | T Superior | 9876,0 | -8660,2 | 9926,0 | -8710,1 | 50,0 | 2,5 | 5,0 | 15,9 | 53,8 | 0,13 |
| | T Inferior | 9926,0 | -8710,1 | 9966,0 | -8750,1 | 40,0 | 33,3 | 83,2 | 18,1 | 43,4 | 0,18 |

| | | | | | | | | | | | |
|-----------------|------------|---------|---------|---------|---------|------|------|------|------|------|-------|
| PRHA-024 | Basal Tena | 9114,0 | -7777,0 | 9141,0 | -7804,1 | 27,0 | 7,0 | 25,9 | 15,2 | 40,7 | 0,18 |
| | U Inferior | 9841,9 | -8504,8 | 9888,0 | -8550,9 | 46,1 | 6,0 | 13,0 | 10,9 | 48,1 | 0,08 |
| | T Superior | 9990,0 | -8652,9 | 10056,5 | -8719,4 | 66,5 | 12,0 | 18,0 | 9,5 | 36,2 | 0,16 |
| | T Inferior | 10056,5 | -8719,4 | 10109,9 | -8772,8 | 53,4 | 45,1 | 84,6 | 15,8 | 27,7 | 0,07 |
| PRHA-040 | Basal Tena | 9041,6 | -7808,9 | 9081,0 | -7847,0 | 38,2 | 6,8 | 17,8 | 15,6 | 15,6 | 0,16 |
| | U Inferior | 9758,3 | -8508,7 | 9804,0 | -8553,6 | 44,9 | 4,9 | 10,9 | 13,0 | 34,9 | 0,18 |
| | T Superior | 9906,0 | -8654,0 | 9969,1 | -8716,2 | 62,2 | 4,4 | 7,1 | 10,4 | 50,8 | 0,20 |
| | T Inferior | 9969,1 | -8716,2 | 9996,3 | -8743,0 | 26,8 | 24,7 | 91,9 | 16,2 | 33,4 | 0,11 |
| PRHB-007 | Basal Tena | 8760,1 | -7790,2 | 8785,6 | -7815,6 | 25,4 | 3,0 | 11,8 | 14,5 | 42,5 | 0,05 |
| | U Inferior | 9482,7 | -8512,7 | 9500,0 | -8530,0 | 17,3 | | | | | |
| | T Superior | 9610,0 | -8640,0 | 9668,0 | -8698,0 | 58,0 | 2,5 | 4,3 | 13,8 | 40,1 | 0,19 |
| | T Inferior | 9668,0 | -8698,0 | 9731,6 | -8761,7 | 63,6 | 53,9 | 84,7 | 17,3 | 15,6 | 0,07 |
| PRHB-017 | Basal Tena | 9137,6 | -7775,7 | 9169,0 | -7807,2 | 31,4 | 2,9 | 9,1 | 9,3 | 52,0 | 0,12 |
| | U Inferior | 9850,1 | -8488,3 | 9913,9 | -8552,0 | 63,7 | 22,0 | 34,5 | 13,4 | 25,7 | 0,11 |
| | T Superior | 10007,0 | -8645,1 | 10065,6 | -8703,7 | 58,6 | 9,2 | 15,7 | 13,4 | 24,6 | 0,226 |
| | T Inferior | 10065,6 | -8703,7 | 10125,6 | -8763,7 | 60,0 | 58,7 | 97,9 | 18,6 | 16,8 | 0,06 |
| PRHB-018 | Basal Tena | 8998,0 | -7757,0 | 9023,0 | -7782,0 | 25,0 | 3,5 | 14,0 | 13,6 | 37,1 | 0,08 |
| | U Inferior | 9676,6 | -8435,6 | 9717,1 | -8476,0 | 40,4 | 10,0 | 24,7 | 11,6 | 28,5 | 0,28 |
| | T Superior | 9820,1 | -8579,0 | 9860,9 | -8619,8 | 40,8 | 2,5 | 6,1 | 10,1 | 44,3 | 0,17 |
| | T Inferior | 9860,9 | -8619,8 | 9927,0 | -8685,9 | 66,0 | 64,2 | 97,1 | 16,9 | 21,3 | 0,07 |
| PRHC-008 | Basal Tena | 8804,1 | -7799,1 | 8830,0 | -7825,0 | 25,9 | | | | | |
| | U Inferior | 9506,8 | -8501,7 | 9560,0 | -8555,0 | 53,3 | 12,0 | 22,5 | 12,7 | 18,9 | 0,18 |
| | T Superior | 9659,7 | -8654,6 | 9715,6 | -8710,6 | 56,0 | | | | | |
| | T Inferior | 9715,6 | -8710,6 | 9777,0 | -8772,0 | 61,4 | 29,7 | 48,4 | 17,5 | 20,5 | 0,06 |
| PRHC-015 | Basal Tena | 9182,0 | -7815,7 | 9204,0 | -7837,7 | 22,0 | 2,5 | 11,4 | 10,8 | 24,0 | 0,25 |
| | U Inferior | 9869,5 | -8503,1 | 9926,0 | -8559,7 | 56,6 | 29,5 | 52,2 | 10,8 | 20,5 | 0,13 |
| | T Superior | 10032,0 | -8665,7 | 10086,0 | -8719,6 | 54,0 | 1,5 | 2,8 | 12,3 | 49,5 | 0,06 |
| | T Inferior | 10086,0 | -8719,6 | 10136,0 | -8769,7 | 50,1 | 42,9 | 85,7 | 16,4 | 22,5 | 0,07 |
| PRHC-016 | Basal Tena | 9127,9 | -7806,1 | 9159,0 | -7837,2 | 31,1 | | | | | |
| | U Inferior | 9841,4 | -8519,5 | 9886,0 | -8564,1 | 44,6 | | | | | |
| | T Superior | 9987,0 | -8665,1 | 10045,1 | -8723,1 | 58,1 | 8,5 | 14,6 | 13,5 | 33,3 | 0,08 |
| | T Inferior | 10045,1 | -8723,1 | 10091,0 | -8769,1 | 45,9 | 44,3 | 96,3 | 16,5 | 25,8 | 0,05 |
| PRHC-022 | Basal Tena | 9589,5 | -7828,8 | 9623,0 | -7862,4 | 33,5 | 2,0 | 6,0 | 9,7 | 33,0 | 0,11 |
| | U Inferior | 10311,1 | -8550,4 | 10348,1 | -8587,3 | 37,0 | 10,0 | 27,1 | 10,2 | 42,5 | 0,16 |
| | T Superior | 10453,3 | -8692,6 | 10510,9 | -8750,2 | 57,6 | | | | | |
| | T Inferior | 10510,9 | -8750,2 | 10551,1 | -8790,4 | 40,2 | 38,2 | 95,0 | 17,9 | 39,7 | 0,12 |
| PRHD-025 | Basal Tena | 8951,1 | -8013,4 | 8985,2 | -8047,5 | 32,6 | 5,0 | 15,3 | 13,6 | 31,7 | 0,20 |
| | U Inferior | 9694,0 | -8756,3 | 9735,7 | -8797,9 | 40,7 | 12,0 | 29,5 | 13,8 | 38,1 | 0,15 |
| | T Superior | 9828,2 | -8890,4 | 9883,6 | -8945,7 | 41,6 | 5,5 | 13,2 | 10,3 | 46,7 | 0,17 |
| | T Inferior | 9883,6 | -8945,7 | 9969,0 | -9031,1 | 12,3 | 5,5 | 44,7 | 11,5 | 33,7 | 0,07 |

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

1.4.2 DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA POR RESERVORIO

1.4.2.1 Reservorio Basal Tena

Se presenta bien definida entre una sección básicamente lutítica tanto por encima como por debajo de la Arenisca Basal, mostrando un GR relativamente arcilloso frente a areniscas de poco espesor, separadas por intercalaciones de lutita. El pozo con mayor espesor petrolífero es el PRH-04, el cual presenta 13,5 pies de espesor, el espesor promedio es de 5,656 pies con porosidad y saturación de agua de 14,9% y 35,77%, respectivamente.

No se observan zonas con alta saturación de agua ni presencia de contacto agua-petróleo a nivel de este reservorio. Se identifica un L.K.O a 8.718 pies en el pozo PRH-002, a 8.856 pies en el pozo PRH-3B, a 8.840 pies en el pozo PRH-004, a 8.785 pies en el pozo PRH-7, mientras que en los pozos PRHC-008 y PRH-009 se leen valores de resistividad inferiores a los 7 ohm, denotando que no hay prospectividad a nivel de este reservorio y ubicándose un límite inferior de arena a 8.831 pies en el PRHC-008 y a 8.842 pies en el pozo PRH-009.

1.4.2.2 Reservorio U Inferior

Presenta desarrollos relativamente arcillosos, con espesores variables desde 4 pies hasta 30 pies aproximadamente y con predominio arcillas y limolitas, y areniscas arcillosas de grano fino a medio con algunas intercalaciones esporádicas de areniscas de cuarzo de tamaño medio a grueso y areniscas calcáreas.

Al promediar los valores para la Arenisca "U", se determina que los valores promedio de porosidad y saturación de agua se ubican en 11,32% y 17,01%, respectivamente, y se identifican los L.K.O. a una profundidad de 9.465 pies en el PRH-002, a 9.600 pies en el PRH-3B, a 9.577 pies en el PRH-004, a 9.560 pies en el PRHC-8, a 9.560 pies en el PRH-009, catalogándose los pozos PRHB-007 y PRH-009 como no prospectivos a nivel de este horizonte.

1.4.2.3 Reservorio T Superior

Se muestra en los pozos analizados como una secuencia muy radioactiva, con alta resistividad hacia la parte inferior del intervalo y baja porosidad, indicando este último la existencia de abundantes areniscas calcáreas, en correspondencia con el comportamiento de los perfiles.

Se reportan espesores entre 1 y 20 pies. Al promediar los valores para esta arena, se determina que los valores promedio de porosidad y saturación de agua se ubican en 11,90% y 39,10%, respectivamente, y se identifican los L.K.O. a una profundidad de 9748 pies en el PRH-001, a 10054 pies en el PRHA-024, a 9664 pies en el PRHB-007, mientras que el resto de pozos no son prospectivos a nivel de este horizonte.

1.4.2.4 Reservorio T Inferior

En este reservorio se observa mayores desarrollos, con un contenido de arcilla mucho menor que el observado en el resto de la columna, y con espesores petrolíferos que oscilan entre 29 pies y 54 pies, con porosidades y saturación de agua promedio de 11% y 23%, respectivamente.

Se identifica el predominio de areniscas de cuarzo de tamaño fino a medio, con abundancia de areniscas de cuarzo de tamaño medio a grueso y de buena calidad), y en menor grado arcillas y limolitas, razón por la cual se observa la mayor prospectividad desde el punto de vista de perfiles a este nivel.

Como valores promedio de porosidad y saturación de agua para la Arenisca "T" se determinaron 16,93% y 23,54%, respectivamente e identificándose las profundidades del L.K.O a 9662 pies en el PRH-002, a 9742 pies en el PRH-004, a 9730 pies en el PRHB-007, a 9775 pies en el PRHB-008; mientras que en el PRHD-025, tal como se mencionó anteriormente, se advierte un contacto agua-petróleo a 9923 pies (-8986 pies). Todas las profundidades mencionadas son profundidades medidas (MD).

1.4.3 PERMEABILIDAD

Se dispone de un estudio de núcleos del pozo PRH-022, el cual cuenta con estudio de permeabilidad de la arena TI. Dando como resultado lo mostrado en la tabla 1.2.

1.5 FLUIDOS

Se revisaron siete muestras PVT, uno del reservorio U del pozo PRH-002, cuatro del reservorio T de los pozos PRH-005, PRH-001 y PRHB-007 y dos de Basal Tena del pozo PRH-004. Todos estudios se validaron y se realizó un resumen de los resultados representativos por cada reservorio como se muestra en la tabla 1.3.

Tabla 1.2 PERMEABILIDAD OBTENIDA DE LOS ANÁLISIS DE NÚCLEO DE PRH-022

| PROMEDIOS | MUESRTAS ANALIZADAS | PERMEABILIDAD AL AIRE | PERMEABILIDAD KLINKENBERG |
|--------------|---------------------|-----------------------|---------------------------|
| HORIZONTALES | 20 | 203 | 188 |
| VERTICALES | 20 | 185 | 171 |

Fuente: (Weatherford, 2011)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

TABLA 1.3 SUMARIO DE INFORMACIÓN PVT

| Parámetros | Basal Tena | U | T |
|-------------------------|------------|--------|--------|
| Presión inicial, psi | 3.000 | 3.600 | 4.150 |
| Presión de burbuja, psi | 844 | 1.293 | 1.050 |
| Pa (psi) | 1791 | 1.775 | 1.791 |
| Boi, BY/BN | 1,124 | 1,206 | 1,301 |
| Bob, BY/BN | 1,1403 | 1,2251 | 1,3589 |
| Salinidad (ppm ClNa) | 56000 | 25000 | 20000 |
| Rsi, PCN/BN | 125 | 291 | 366 |
| Bg (pcn/bn) | 0,08279 | | 0,0809 |
| μ (cps) | 9,63 | | 0,75 |
| T (°F) | 168 | 175 | 177 |
| °API | 21 | 31,7 | 34,2 |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

1.6 ANÁLISIS DE PRESIONES

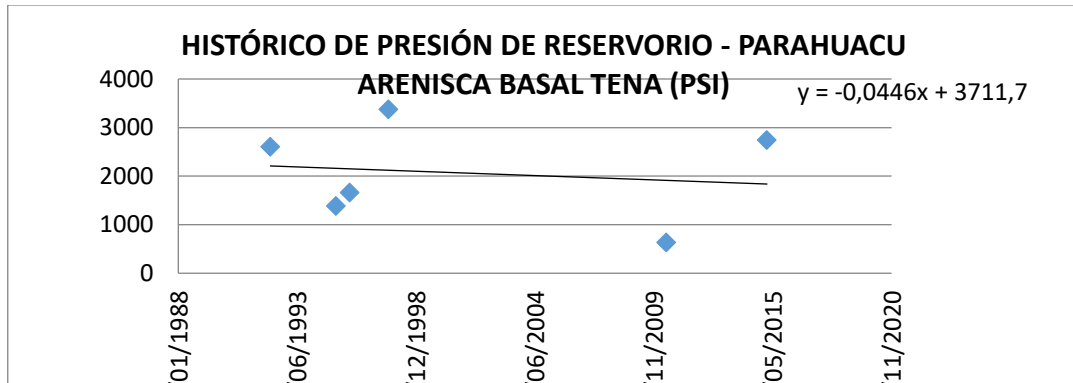
Se dispone de información de presiones desde el año 1984. Estas presiones fueron corregidas a un nivel de referencia. A continuación, se presenta el comportamiento de presión por reservorio.

1.6.1 RESERVORIO BASAL TENA

La presión inicial del reservorio fue reportada en 3000 psi a un datum de -7870 pies. Se graficó los datos de presiones y se obtuvo una tendencia dando como resultado

que al 31 de diciembre de 2017 se tiene una presión de 1791 psi. En la figura 1.36 se puede ver el histórico de presión de Basal Tena.

FIGURA 1.36 HISTÓRICO DE PRESIÓN DE BASAL TENA



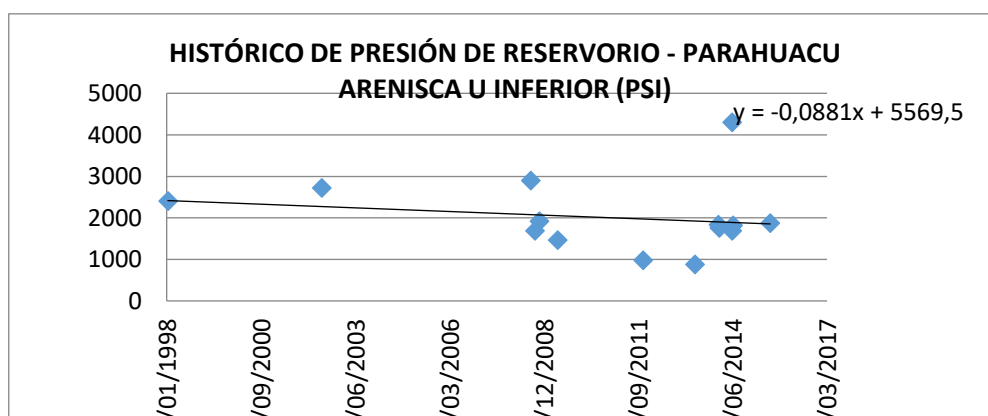
Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

1.6.2 RESERVORIO U INFERIOR

La presión inicial del reservorio fue reportada en 3600 psi a un Datum de -8560 pies. Se graficó los datos de presiones y se obtuvo una tendencia dando como resultado que al 31 de diciembre de 2017 se tiene una presión de 1775 psi. En la figura 1.37 se puede ver el histórico de presión de U Inferior.

FIGURA 1.37 HISTÓRICO DE PRESIÓN DE U INFERIOR



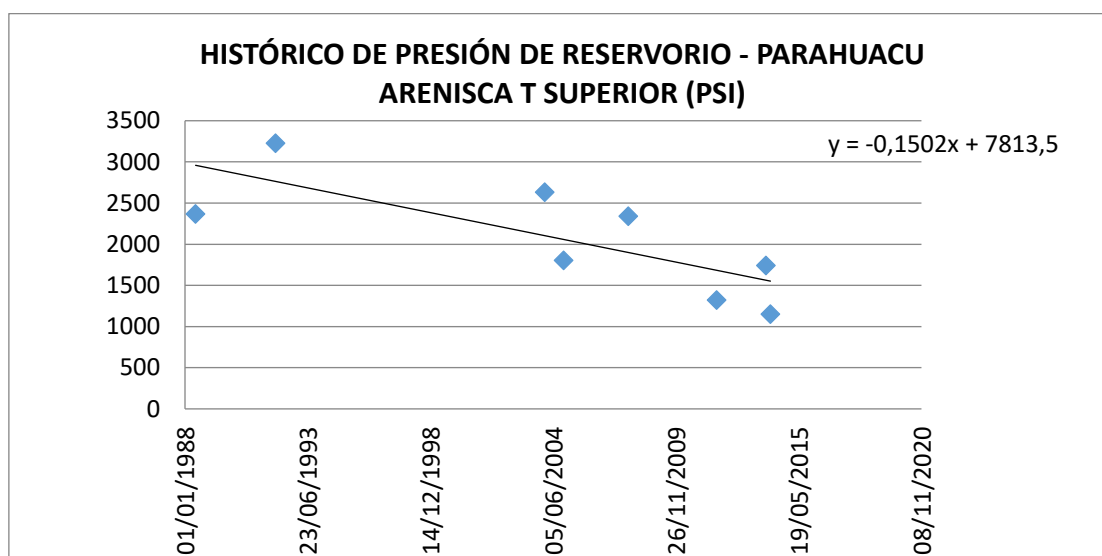
Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

1.6.3 RESERVORIO T SUPERIOR

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4150 psi a un Datum de -8730 pies. Se graficó los datos de presiones y se obtuvo una tendencia dando como resultado que al 31 de diciembre de 2017 se tiene una presión de 1344 psi. En la figura 1.38 se puede ver el histórico de presión de T Superior.

FIGURA 1.38 HISTÓRICO DE PRESIÓN DE T SUPERIOR



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

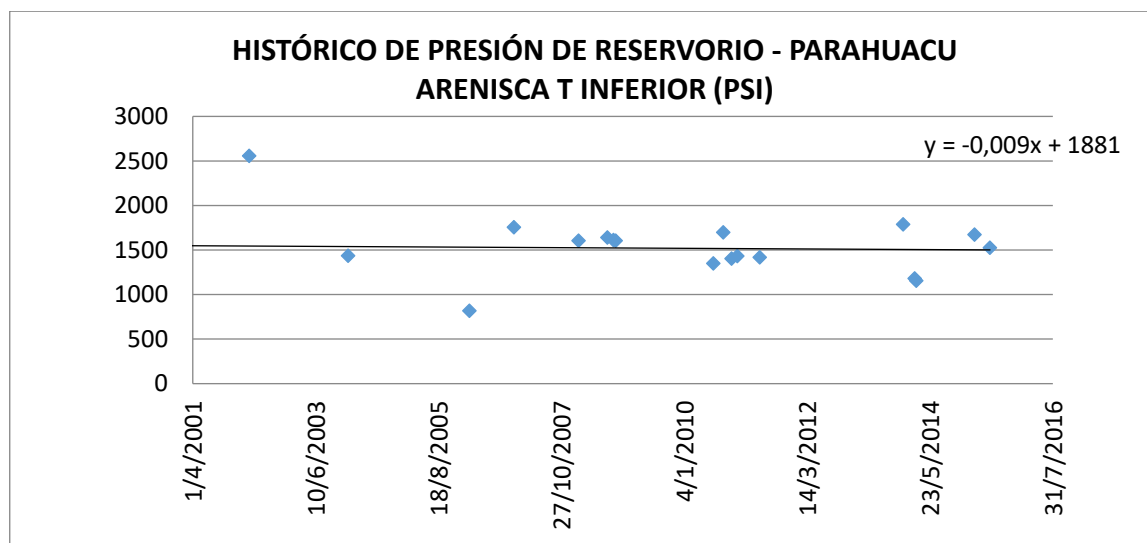
Elaborado por: (Usiña D., 2018)

1.6.4 RESERVORIO T INFERIOR

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4150 psi a un Datum de -8730 pies. Se graficó los datos de presiones y se obtuvo una tendencia dando como resultado que al 31 de diciembre de 2017 se tiene una presión de 1791 psi. En la figura 1.39 se puede ver el histórico de presión de T Inferior.

1.6.5 PERMEABILIDAD DE B'UP

Además de los análisis de núcleos, de las interpretaciones de los Build Up se obtuvieron también los valores de permeabilidad. De las distintas pruebas se realizó un promedio aritmético de las pruebas de cada reservorio y se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 1.4.

FIGURA 1.39 HISTÓRICO DE PRESIÓN DE T INFERIOR

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

TABLA 1.4 PERMEABILIDAD POR ARENA DEL CAMPO PARAHUACU

| Arena | Permeabilidad (mD) |
|-------|--------------------|
| BT | 186 |
| UI | 86 |
| TS | 60 |
| TI | 247 |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

1.7 CÁLCULO DE POES

El petróleo original en sitio (POES) es el volumen total de petróleo estimado, que existe originalmente en los reservorios, expresado en condiciones estándar. Para calcular el POES de los reservorios se utilizó el método volumétrico.

El método volumétrico determina el volumen de petróleo usando el volumen de roca que contiene hidrocarburo en base a la configuración geométrica de la formación usando la ecuación 1 (Craft & Hawkins, 1968).

$$POES = \frac{7758 \times VTR \times NTG \times \phi \times S_o}{Bo_i} \quad (1)$$

Dónde:

POES: Petróleo original en sitio, STB

VTR: Volumen total de roca, acre-ft

Φ : Porosidad efectiva

Swi: Saturación de agua inicial

Boi: Factor volumétrico de petróleo inicial

NTG: Net to gross

Los datos de porosidad, saturación de agua y NTG fueron determinados previamente al interpretar los registros eléctricos. Estos datos son obtenidos por pozo y luego se procede a sacar un promedio ponderado usando las ecuaciones 2,3 y 4:

$$NTG = \sum_i \frac{\frac{ho_i}{i}}{\frac{Ht_i}{i}} \quad (2)$$

Dónde

ho: Espesor neto saturado, pies

Ht: Espesor total, pies

$$\phi = \frac{\sum \phi_i ho_i}{ho_i} \quad (3)$$

$$Sw_i = \frac{\sum Sw_i ho_i}{ho_i} \quad (4)$$

El cálculo de las propiedades petrofísicas se lo puede ver en el Anexo N°1. En cuanto al volumen total de roca se usan mapas de espesores obtenidos de Petrel. Se divide al reservorio en trapezoides o troncos de pirámide con igual espesor como se muestra en la figura 1.40 y con la ayuda del software determinar las áreas de cada cara de figura. Se dividen las áreas obtenidas y se aplican las ecuaciones para determinar 5 y 6 según los siguientes parámetros (Craft & Hawkins, 1968).

$$\text{Método Trapezoidal } V=h/2(A1+A2) \quad (5)$$

Si la relación de áreas es $\geq 0,5$

$$\text{Método Piramidal } V=h/3(A1+A2+\sqrt{A1 \times A2}) \quad (6)$$

Si la relación de áreas es $< 0,5$

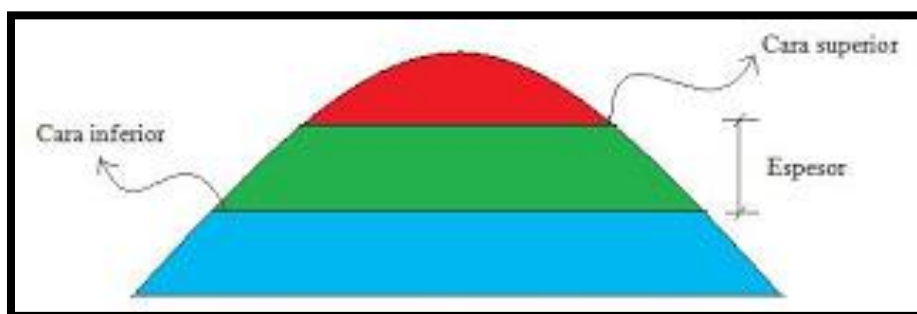
Dónde

V: Volumen, acre-pie

h: Espesor, pies

A: Área, acre

FIGURA 1.40 EJEMPLIFICACIÓN MÉTODO PIRAMIDAL Y TRAPEZOIDAL



Fuente: (Cálculo de Volumen de roca por método volumétrico, 2009)

Los cálculos de volumen total de roca se los puede ver en el Anexo N° 2. Con los valores obtenidos se procede a determinar el POES, usando la ecuación 1, por cada reservorio. En la tabla 1.5 se puede observar el resumen de los resultados del POES.

TABLA 1.5 POES POR RESERVORIO

| RESERVORIO | VOLUMEN TOTAL DE ROCA acre-pie | AREA CERO acres | ESPESOR PROMEDIO NETO pies | N/G % | VOLUMEN NETO DE ROCA acre-pie | POROSIDAD % | Sw % | Factor Volumétrico Inicial, Boi By/Bn | Petróleo Original en Sitio POES Blis |
|------------|-----------------------------------|--------------------|-------------------------------|----------|----------------------------------|----------------|---------|--|---|
| Basal Tena | 555.750 | 17.749 | 6 | 25 | 136.976,75 | 15 | 36 | 1,124 | 90.816.165 |
| U Inferior | 701.858 | 17.393 | 17 | 42 | 297.385,74 | 12 | 28 | 1,206 | 162.916.456 |
| T Superior | 921.936 | 17.681 | 10 | 18 | 162.641,43 | 12 | 40 | 1,301 | 67.400.283 |
| T Inferior | 499.290 | 17.252 | 33 | 75 | 373.119,30 | 15 | 23 | 1,300 | 247.412.115 |
| | | | | | | | | | 568.545.020 |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

1.8 RESERVAS

Las reservas son volúmenes de petróleo que se prevé serán comercialmente recuperables por medio de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas a partir de una fecha definida y bajo condiciones de operación definidas (SPE, 2017).

1.8.1 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS

Las reservas se las clasifica en probadas, probables y posibles.

1.8.1.1 RESERVAS PROBADAS

Las reservas probadas son aquellas cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geociencia e ingeniería, pueden ser estimadas con un grado de certeza razonable y ser comercialmente recuperable, a partir de una fecha en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas y regulaciones gubernamentales definidas (Ryder Scott Company, 2017).

Las reservas probadas a su vez se clasifican en:

- Desarrolladas: Son volúmenes que son verificados gracias a la perforación de pozos
- No Desarrolladas: Son volúmenes probados, pero no pueden ser explotados sin la perforación de pozos nuevos.

1.8.1.2 RESERVAS PROBABLES

Son aquellas reservas adicionales en los cuales los datos y estudios de geociencia e ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las reservas probadas. Hablando en términos probabilísticos, debe haber al menos un 50% de probabilidad de que los volúmenes sean realmente recuperados (Ryder Scott Company, 2017).

1.8.1.3 RESERVAS POSIBLES

Son aquellas reservas adicionales en las cuales los análisis de geociencia e ingeniería indican que son menos probable de ser recuperados que las probables.

Hablando en términos probabilísticos debe haber por lo menos un 10% de que los volúmenes sean realmente recuperados (Ryder Scott Company, 2017).

1.8.2 CÁLCULO DE RESERVAS

Para determinar las reservas se usaron curvas de declinación. Las curvas de declinación son una de las formas más usadas para la evaluación del comportamiento futuro de los reservorios (Gentry, 1972).

Existen 3 tipos de curvas de declinación:

- **Exponencial:** Se caracteriza en que la declinación es constante
- **Hiperbólica:** Se caracteriza en que la declinación es proporcional a una potencia.
- **Armónica:** Se caracteriza en que la declinación es proporcional a la producción.

1.8.2.1 Procedimiento

Para realizar el cálculo de las reservas se usó el Software Oil Field Manager para poder manejar de una manera más rápida y efectiva los datos. Por default el programa grafica la producción vs el tiempo en un plot semilogarítmico. Este procedimiento se lo puede hacer a nivel del campo, de reservorio o de pozo. En este caso se lo hizo pozo a pozo en cada una de las completaciones. De la gráfica la mejor curva que represente la declinación real del pozo.

Para la elección de la mejor curva se deben tener en cuenta ciertos aspectos:

- Tener una producción estable de al menos 6 meses.
- Se pueden tener aumentos o decrementos de producción por lo que se debe verificar los historiales de trabajos de reacondicionamiento para elegir periodos que sean netamente declinación de reservorio y no problemas mecánicos.

En el anexo N° 3 se tiene un ejemplo del método de curvas de declinación. En el anexo N° 4 se muestra un detalle de todas las reservas pozo a pozo.

En el cálculo de las reservas se incluyó los nuevos pozos que se contemplarán en el plan de Desarrollo de este campo. Estos nuevos pozos corresponden a las

reservas no desarrolladas, probables y posibles. Para determinar la declinación y caudales estimados de los nuevos pozos se recurrió a pozos tipo.

Los pozos tipo se los determina en cada arena en base a:

- Declinación promedio de cada pozo en cada uno de los reservorios.
- Producción promedio inicial de cada pozo en cada uno de los reservorios.

En el anexo N° 5 se muestran ejemplos de la declinación de pozos tipo.

Con estos parámetros y el análisis de los diferentes de todos los pozos se llegó a determinar los pozos tipos para cada reservorio como se muestra en la tabla 1.6.

TABLA 1.6 POZO TIPO PARA CADA RESERVORIO

| Reservorio | Caudal inicial (BPPD) | Declinación Anual Efectiva |
|------------|-----------------------|----------------------------|
| UI | 300 | 19 |
| TI | 250 | 15 |
| TS | 150 | 16,5 |
| BT | 95 | 16,5 |

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

A continuación, en la tabla 1.7 se muestra el cuadro resumen de las reservas con corte al 31 de diciembre de 2017.

TABLA 1.7 RESUMEN DE RESERVAS

| RESERVORIO | Producción Acumulada al 31-Diciembre-2017 Bls | Reservas Probadas Produciendo Bls | Reservas Probadas shutin Bls | Reservas Probadas detrás del casing Bls | Reservas Probadas No desarrolladas Bls | Reservas Probables Bls | Reservas Posibles Bls | Reservas Probadas (1P) Bls | Reservas Probadas + Probables (2P) Bls | Reservas Probadas + Probables + Posibles (3P) Bls |
|------------|--|--------------------------------------|---------------------------------|--|---|---------------------------|--------------------------|-------------------------------|---|--|
| Basal Tena | 1.588.421 | 288.645 | 209.615 | 172.370 | - | - | - | 670.630 | 670.630 | 670.630 |
| U Inferior | 6.262.681 | 2.533.478 | 338.983 | 3.016.587 | 1.005.483 | - | - | 6.894.531 | 6.894.531 | 6.894.531 |
| T Superior | 1.656.153 | 106.871 | - | 851.144 | 1.135.223 | 1.419.005 | - | 2.093.238 | 3.512.243 | 3.512.243 |
| T Inferior | 16.526.104 | 2.912.274 | 2.026.485 | 1.791.293 | 2.697.386 | 2.157.874 | 539.471 | 9.427.438 | 11.585.312 | 12.124.783 |
| | 26.033.359 | 5.841.268 | 2.575.083 | 5.831.394 | 4.838.092 | 3.576.879 | 539.471 | 19.085.837 | 22.662.716 | 23.202.187 |

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

1.8.3 FACTOR DE RECOBRO

El factor de recobro es la relación entre la producción acumulada y el POES, es decir, que porcentaje de todo el petróleo es recuperado.

A continuación, en la tabla 1.8 se muestra las reservas y el factor de recobro hasta diciembre de 2017 y el factor luego de la recuperación final del yacimiento.

TABLA 1.8 RESUMEN DE FACTOR DE RECOBRO ACTUAL Y FINAL DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO PARAHUACU

| RESERVORIO | Petróleo Original en Sitio POES Bls | Producción Acumulada al 31-Diciembre-2017 Bls | Factor de Recobro Actual 31-Dic-2017 % | Reservas Probadas + Probables + Posibles Bls | Reserva Total Bls | FR a la recuperación Final del Yacimiento % |
|------------|--|--|---|---|----------------------|--|
| Basal Tena | 90.816.165 | 1.588.421 | 1,749 | 670.630 | 2.259.051 | 2,49 |
| U Inferior | 162.916.456 | 6.262.681 | 3,844 | 6.894.531 | 13.157.212 | 8,08 |
| T Superior | 67.400.283 | 1.656.153 | 2,457 | 3.512.243 | 5.168.396 | 7,67 |
| T Inferior | 247.412.115 | 16.526.104 | 6,680 | 12.124.783 | 28.650.887 | 11,58 |
| | 568.545.020 | 26.033.359 | 4,58 | 23.202.187 | 49.235.546 | 8,66 |

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

CAPÍTULO II

PLAN DE DESAROLLO

2.1 HISTORIAL DE PERFORACIÓN

La perforación en el Campo Parahuacu se inició con el pozo Parahuacu-1, perforado el 4 de octubre de 1968 y fue completado el 18 de noviembre de 1968. El campo inicia su producción el 31 de diciembre de 1978 siendo su principal horizonte productor la arenisca T1. Otros reservorios de importancia incluyen las areniscas “TS”, “UI” y Basal Tena.

Hasta enero de 2018 se han perforado 23 pozos. Los años en que más pozos han sido perforados son los años 2008, 2010 y 2013. En la tabla 2.1 se puede observar el historial de perforaciones del campo.

TABLA 2.1 HISTORIAL DE PERFORACIONES DE PARAHUACU

| AÑO | POZO | PIES PERFORADOS | OBSERVACIONES |
|------|----------|-----------------|---------------|
| 1968 | PRH-001 | 10173 | PRODUCTOR |
| 1978 | PRH-002 | 9740 | PRODUCTOR |
| | PRH-003 | 9878 | PRODUCTOR |
| | PRH-004 | 9850 | PRODUCTOR |
| 1979 | PRH-005 | 11162 | PRODUCTOR |
| 1997 | PRH-007 | 9930 | PRODUCTOR |
| | PRH-008 | 9970 | PRODUCTOR |
| 1999 | PRH-009 | 9850 | PRODUCTOR |
| 2002 | PRH-003B | 9974 | PRODUCTOR |
| 2008 | PRH-010 | 9987 | PRODUCTOR |
| | PRH-011 | 9930 | PRODUCTOR |
| | PRH-012 | 9956 | PRODUCTOR |
| | PRH-013 | 9850 | PRODUCTOR |
| 2010 | PRH-015 | 10418 | PRODUCTOR |
| | PRH-016 | 10430 | PRODUCTOR |
| | PRH-017 | 10428 | PRODUCTOR |
| | PRH-018 | 10240 | PRODUCTOR |
| | PRH-022 | 10870 | PRODUCTOR |
| 2013 | PRH-020 | 10170 | PRODUCTOR |
| | PRH-021 | 10240 | PRODUCTOR |
| | PRH-24 | 10320 | PRODUCTOR |
| | PRH-40 | 10250 | PRODUCTOR |
| 2015 | PRHD-025 | 10500 | PRODUCTOR |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

De los 23 perforados, 14 son productores, 1 pozo ha sido abandonado definitivamente y 8 constan como cerrados temporalmente. La tabla 2.2 muestra el resumen de los pozos y su estado actual.

Tabla 2.2 Resumen del estado de los pozos del Campo Parahuacu

| CATEGORIA DE POZOS | |
|---------------------------|--------------|
| POZOS | TOTAL |
| PERFORADOS | 23 |
| PRODUCTORES | 14 |
| REINYECTORES | 0 |
| INYECTORES | 0 |
| CERRADOS | 8 |
| ABANDONADOS | 1 |
| ABANDONO TEMPORAL | 0 |
| POZOS | TOTAL |
| PRODUCTORES | 14 |
| HIDRÁULICOS | 9 |
| ELÉCTRICOS | 4 |
| MECÁNICOS | 0 |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

Las condiciones mecánicas de las completaciones de los pozos del campo Parahuacu se lo puede ver en la tabla 2.3

2.2 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS

Actualmente se encuentran 14 pozos produciendo. De estos 14, 5 funcionan con Bombeo Electrosumergible y 9 con bombeo Hidráulico. En la tabla 2.4 se encuentra el resumen de los pozos en producción y su sistema de bombeo.

2.2.1 POZOS CERRADOS

De los 23 pozos perforados, 8 se encuentran cerrados por diferentes razones especialmente por bajo aporte del pozo. En la tabla 2.5 se encuentra un resumen de los pozos cerrados y su motivo de cierre.

TABLA 2.3 CONDICIONES MECÁNICAS DE LOS POZOS DEL CAMPO PARAHUACU

| POZOS | TIPOS | CASING CONDUCTOR | CASING SUPERFICIAL | CASING INTERMEDIO | CASING PRODUCCIÓN | LINER | TUBING |
|----------|-------------|------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------|--------------------------|
| PRH-001 | VERTICAL | 20" | 9 5/8 " | 7" | 5 1/2" | | 2 7/8" (227); 2 3/8" (5) |
| PRH-002 | VERTICAL | | 10 3/4" | | 7" | | 3 1/2" (274) |
| PRH-003 | VERTICAL | | 10 3/4" | | | | |
| PRH-003B | VERTICAL | | 10 3/4" | | 7" | | 3 1/2"(1) |
| PRH-004 | VERTICAL | | 10 3/4" | | 7" | | 3 1/2"(1) |
| PRH-005 | DIRECCIONAL | 20" | 10 3/4" | 7" | | 5" | |
| PRH-007 | VERTICAL | | 10 3/4" | | 7" | | 3 1/2" (300) |
| PRH-008 | VERTICAL | | 10 3/4" | | 7" | | 3 1/2" (301); 2 7/8"(10) |
| PRH-009 | VERTICAL | | 10 3/4" | | 7" | | 3 1/2" (1) |
| PRH-010 | VERTICAL | 20" | 10 3/4" | | 7" | | 3 1/2" (306) |
| PRH-011 | VERTICAL | | 10 3/4" | | 7" | | 3 1/2" (275) |
| PRH-012 | VERTICAL | | 10 3/4" | | 7" | | 3 1/2" (309) |
| PRH-013 | VERTICAL | | 10 3/4" | | 7" | | 3 1/2" (297) |
| PRH-015 | DIRECCIONAL | 20" | 13 3/8" | 9 5/8" | | 7" | 3 1/2" (330) |
| PRH-016 | DIRECCIONAL | 20" | 13 3/8" | 9 5/8" | | 7" | 3 1/2" (316) |
| PRH-017 | DIRECCIONAL | 20" | 13 3/8" | 9 5/8" | | 7" | 3 1/2" (307) |
| PRH-018 | DIRECCIONAL | 20" | 13 3/8" | 9 5/8" | | 7" | 3 1/2" (308) |
| PRH-022 | DIRECCIONAL | 20" | 13 3/8" | 9 5/8" | | 7" | 3 1/2" (327) |
| PRH-020 | DIRECCIONAL | 20" | 13 3/8" | 9 5/8" | | 7" | 3 1/2" (309) |
| PRH-021 | DIRECCIONAL | 20" | 13 3/8" | 9 5/8" | | 7" | 3 1/2" (312) |
| PRH-24 | DIRECCIONAL | 20" | 13 3/8" | 9 5/8" | | 7" | 3 1/2" (294) |
| PRH-40 | DIRECCIONAL | 20" | 13 3/8" | 9 5/8" | | 7" | 3 1/2" (307) |
| PRHD-025 | VERTICAL | 20" | 13 3/8" | 9 5/8" | | 7" | 3 1/2" (311) |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

TABLA 2.4 ESTADO DE LOS POZOS EN PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU

| POZO | ESTADO | METODO | FECHA DE INICIO DE PRODUCCION |
|----------|--------|----------------|-------------------------------|
| PRH-002 | PPH | JET 9H | feb-78 |
| PRHB-007 | PPH | JET 11K | sep-97 |
| PRHC-008 | PPH | JET 9I | Dec-97 |
| PRH-010 | PPS | TD-1000 QPLUS | jul-08 |
| PRH-011 | PPH | JET 9 I | Aug-08 |
| PRH-012 | PPS | TD-1000 AR | oct-08 |
| PRH-013 | PPH | JET 10I | Dec-11 |
| PRHC-015 | PPH | JET 10I | feb-11 |
| PRHB-017 | PPH | JET 11 J | sep-10 |
| PRHB-018 | PPH | JET 9 I | Dec-11 |
| PRHA-020 | PPS | TD-460 | Jan-13 |
| PRH-024 | PPH | JET 10I (MTU) | Apr-13 |
| PRH-025 | PPS | TD-1000 Q PLUS | oct-15 |
| PRH-040 | PPS | TD-675 Q PLUS | may-14 |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

TABLA 2.5 RESUMEN DE POZOS CERRADOS DEL CAMPO PARAHUACU

| POZO | FECHA CIERRE | ULTIMA PRUEBA REPRESENTATIVA | | | | | OBSERVACIÓN |
|-----------|--------------|------------------------------|------|------|--------|--------|--|
| | | ARENA | BFPD | BPPD | BSW | MÉTODO | |
| PRHA-001 | 6-Aug-15 | BT | 387 | 55 | 85.8 | PPH | CERRADO POR BAJO APORTE Y ALTO BSW. WO#19 SQZ BT. |
| PRHA-003B | 16-may-11 | Uinf+Tinf | 151 | 151 | 13.0% | PPH | FINALIZA WO#08 (16-MAY-2011) RECUPERAR TBG 3-1/2". POZO QUEDA CERRADO CON 1 TUBO. WO#07 (HLB) Core registros CASTV-GR-CCL. (27-MAR-07) POSIBLE DAÑO A 7483', 3226', 3180', POSIBLE ROTURA CSG 9815'. |
| PRH-04 | 6-jul-16 | BT | 26 | 26 | 0.5% | PPM | DESPUES DE WO #24 EVALUAN ARENA BT CON MTU DE CIA TEAM SA, SUSPENDEN EVALUACIÓN. POZO QUEDA SIN BOMBA, SIN STD. VALVE Y CAMISA DE CIRCULACIÓN ABIERTA |
| PRH-005 | 22-may-12 | Tinf | 143 | 143 | 27.0% | PPH | W.O. SUSPENDIDO (CON PESCADO @ 8260') 4 TALADROS SIN ÉXITO. PESCADO BHA MOLEDOR (79 DRILL PIPE 2-7/8" CON TOOL JOINT DE 4-1/2". |
| PRAH-09 | 26-Jan-16 | UI | 60 | 59 | 100.0% | PPH | CERRADO. SUSPENDEN EVALUACION CON MTU POZO NO APORTA |
| PRHC-016 | 3-sep-12 | Tinf | 99 | 2 | 98 | PPH | CERRADO POR BAJO APORTE Y ALTO BSW. |
| PRHC-021 | 8-mar-17 | UI | 242 | 29 | 88 | PPS | CERRADO POR ALTO CORTE DE AGUA (8-MAR-2017) |
| PRHC-022 | 11-Jan-11 | BT | 144 | 0 | 100 | PPH | SUSPENDEN EVALUACION DE ARENA "BT" CON MTU DE CIA ECUAPET + JET D6. POR BAJO APORTE Y ALTO BSW. |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

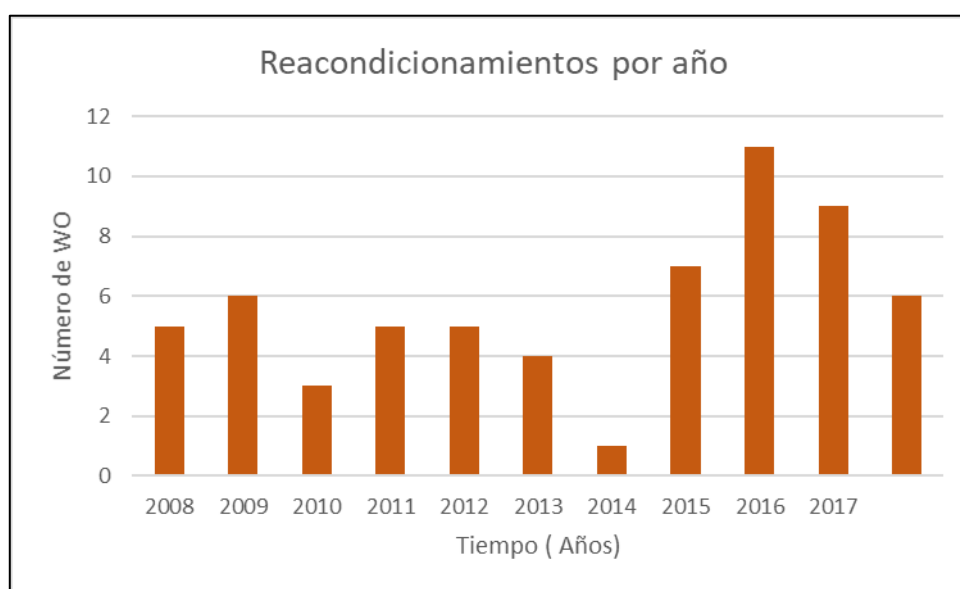
2.2.2 ABANDONOS DEFINITIVOS

De los 23 pozos, un pozo se encuentra abandonado definitivamente. El PRH-003 se lo abandonó luego del WO N° 9 debido al colapso del casing.

2.3 REACONDICIONAMIENTOS DEL CAMPO PARAHUACU

La intervención de los pozos en el campo es muy baja debido a su poca cantidad de pozo y su baja producción comparada con otros campos del Ecuador. Esto hace que se tenga entre 5 o 6 intervenciones por año. En el 2015 se ha tenido la mayor cantidad de reacondicionamientos con 11. En promedio, los últimos 10 años, se tiene 5,6 por año. En la gráfica 2.1 se puede observar el número de reacondicionamientos por año.

FIGURA 2.1 NÚMERO DE REACONDICIONAMIENTOS POR AÑO



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

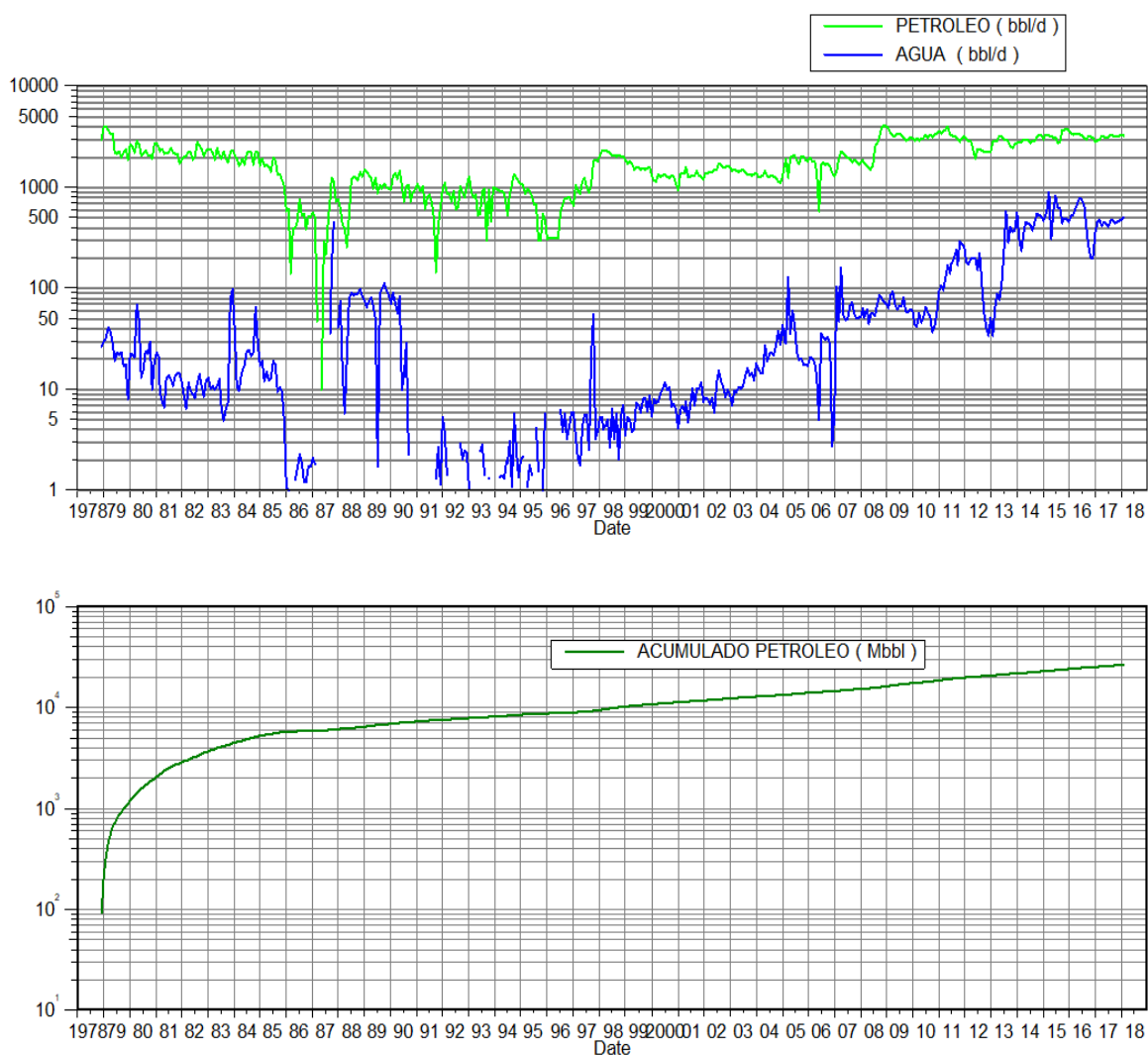
Elaborado por: (Usiña D., 2018)

Los reacondicionamientos que más predominan son los causados por problemas mecánicos como comunicación tubing-casing, daño en la bomba o packers desasentados. En menor medida punzonar nuevos intervalos y fracturamientos hidráulicos debido a la baja permeabilidad de las arenas.

2.4 PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU

El campo Parahuacu inicia su producción en diciembre de 1978 y esta se ha mantenido sin interrupción por 40 años, con una declinación de producción del 20% anual siendo su mejor yacimiento productor Napo T Inferior. Hasta diciembre de 2017 se tiene un acumulado de 26,03 MMBls y una producción diaria de 3190 BPPD. En la figura 2.2 se puede ver el historial de producción y acumulado de petróleo. Toda la información de producción se la obtiene de Oil Filed Manager (OFM).

FIGURA 2.2 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE PARAHUACU



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

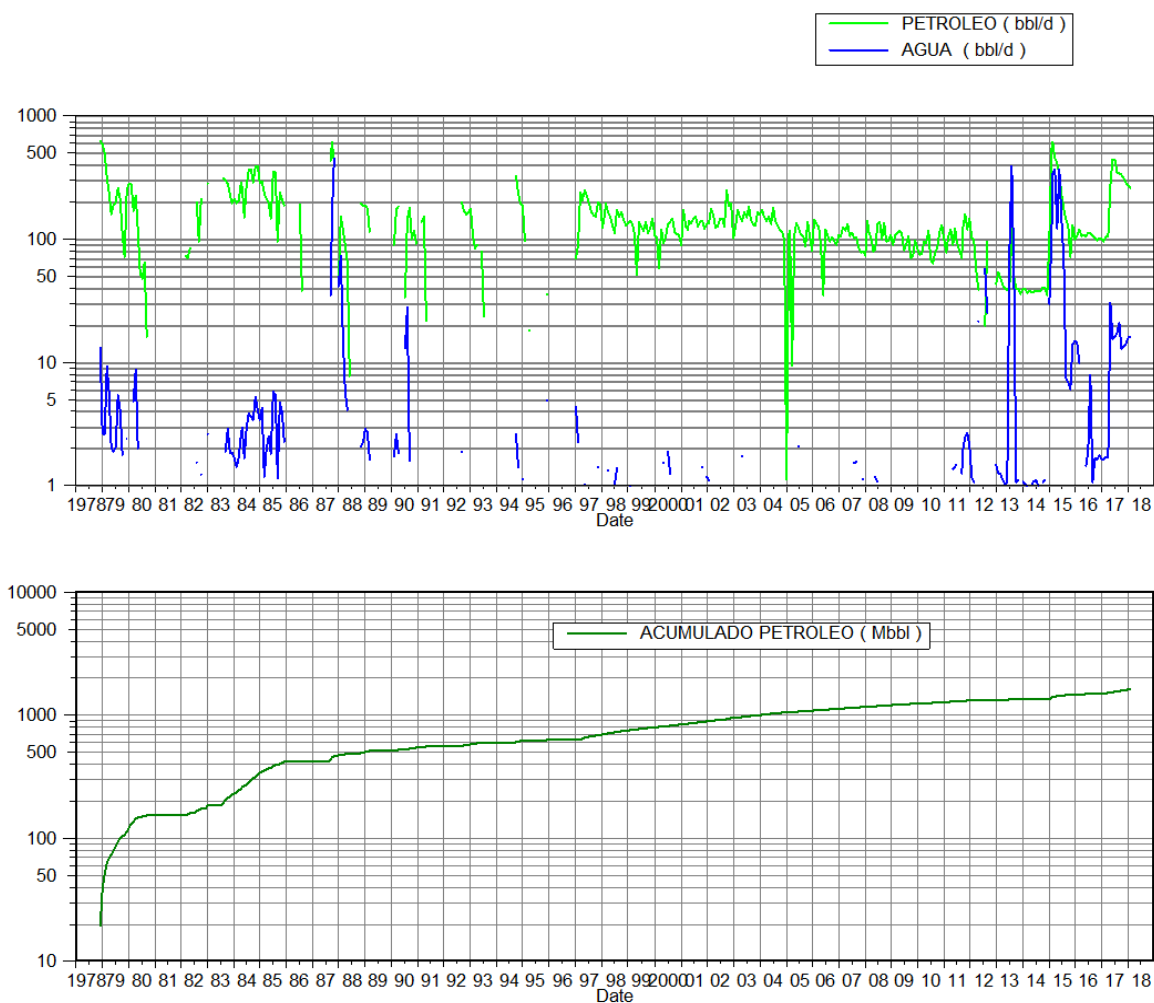
2.4.1 PRODUCCIÓN DE BASAL TENA

La arenisca Basal Tena inició la producción en diciembre de 1978 con una tasa de 627 BPPD con un corte de agua menor a 2% proveniente del pozo PRH-004

El reservorio tiene una producción acumulada de 1604 MBIs de petróleo de 28,9° API hasta el 31 de diciembre de 2017. El reservorio ha mantenido una producción en el orden de 150 BPPD con cortes de agua no mayor a 5%. En la figura 2.3 se puede ver el histórico de producción de Basal Tena y su acumulado a la fecha.

Históricamente han sido completados seis pozos en este reservorio y se tiene dos completaciones produciendo.

FIGURA 2.3 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE RESERVORIO BASAL TENA



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

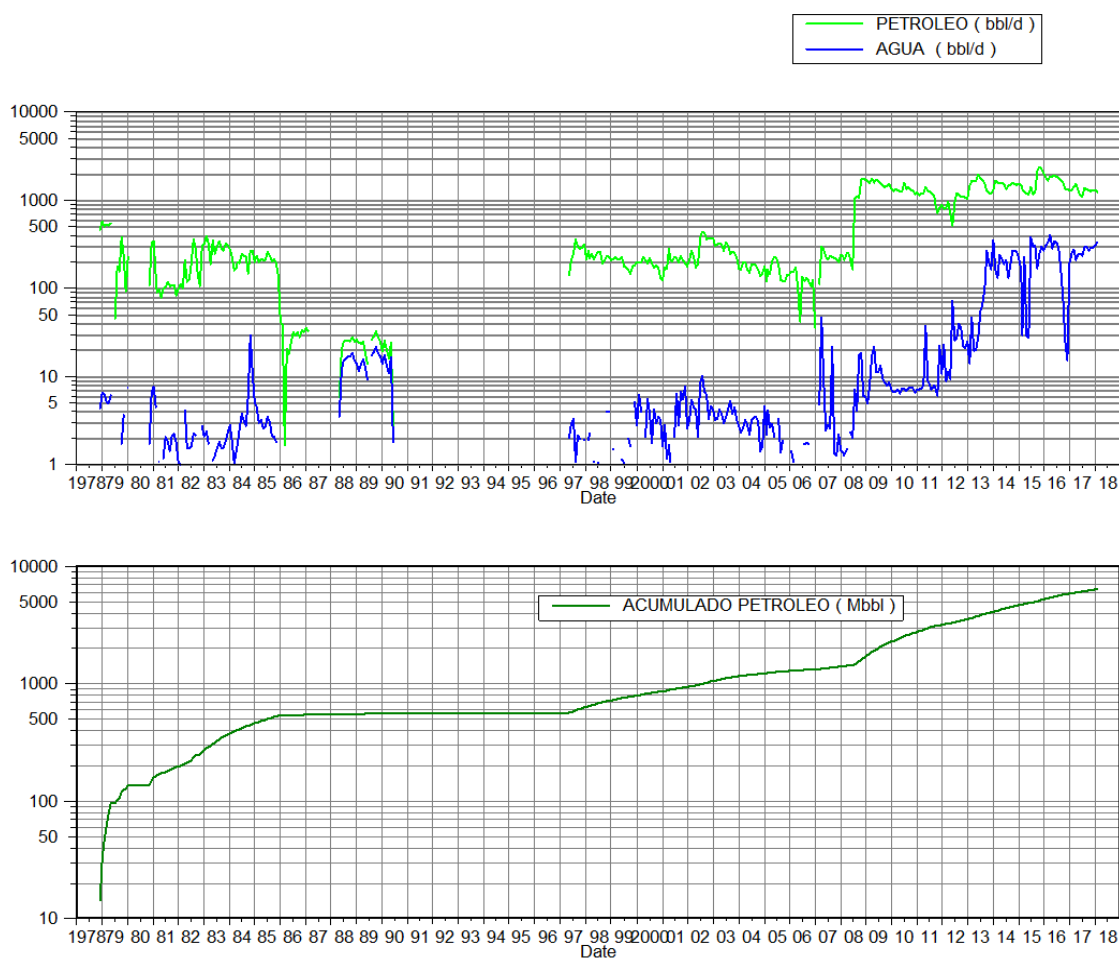
2.4.2 PRODUCCIÓN DE U INFERIOR

El reservorio U Inferior inició su producción en diciembre de 1978, con una producción 464 BPPD del pozo PRH-003, con un corte de agua de 0,94%.

El reservorio tiene una producción acumulada de 6304 MBls de petróleo de 29,1° API hasta el 31 de diciembre de 2017. El reservorio ha mantenido una producción en el orden de 1500 BPPD con cortes de agua en promedio no mayor a 20%. En la figura 2.4 se puede ver el histórico de producción de U Inferior y su acumulado a la fecha.

Históricamente han sido completados 13 pozos en este reservorio y se tiene 10 completaciones produciendo.

FIGURA 2.4 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE RESERVORIO U INFERIOR



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

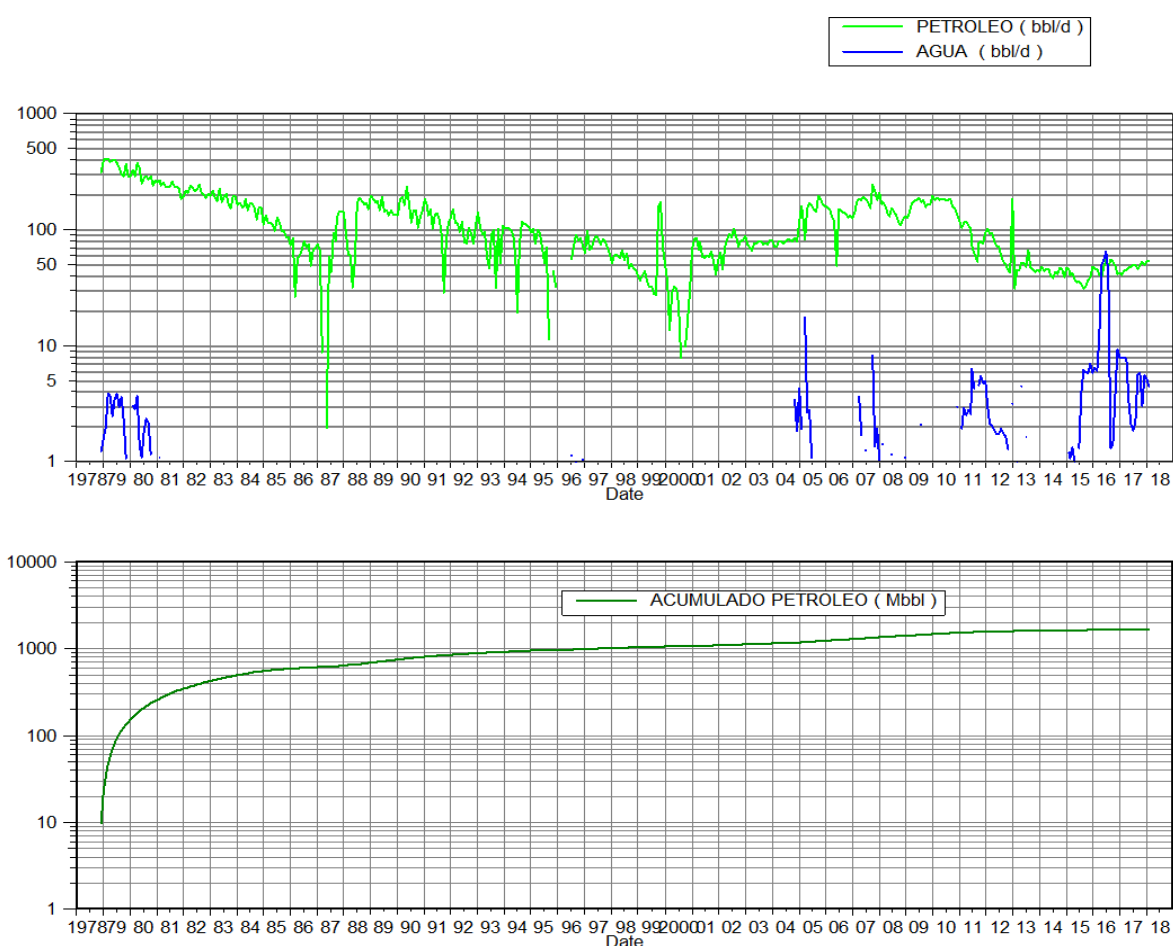
2.4.3 PRODUCCIÓN DE T SUPERIOR

El reservorio T Superior inició su producción en diciembre de 1978, con una producción de 316 BPPD del pozo PRH-001, con un corte de agua de 0,39%.

El reservorio tiene una producción acumulada de 1658 MBls de petróleo de 30,8° API hasta el 31 de diciembre de 2017. El reservorio ha mantenido una producción en el orden de 100 BPPD con cortes de agua en promedio no mayor a 20%. En la figura 2.5 se puede ver el histórico de producción de T Superior y su acumulado a la fecha.

Históricamente han sido completados cuatro pozos en este reservorio y se tiene una completación produciendo.

FIGURA 2.5 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE RESERVORIO T SUPERIOR



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

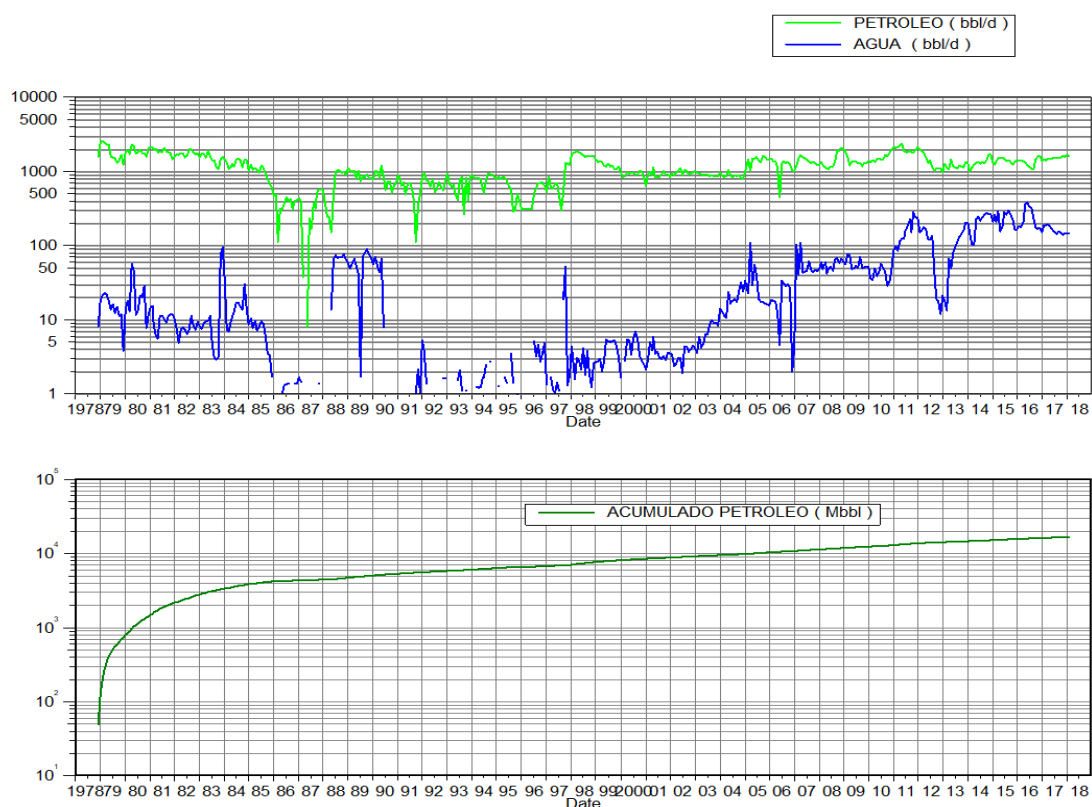
2.4.4 PRODUCCIÓN DE T INFERIOR

El reservorio T Inferior inició su producción en diciembre de 1978, con una producción de 1600 BPPD de los pozos PRH-001 y PRH-003, con un corte de agua de 0,51%.

El reservorio tiene una producción acumulada de 16,58 MMBIs de petróleo de 32,7° API hasta el 31 de diciembre de 2017. El reservorio ha mantenido una producción en el orden de 1500 BPPD con cortes de agua en promedio no mayor a 15%. En la figura 2.6 se puede ver el histórico de producción de T Inferior y su acumulado a la fecha.

Históricamente han sido completados 19 pozos en este reservorio y se tiene seis completaciones produciendo.

FIGURA 2.6 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE RESERVORIO T INFERIOR



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

2.5 INVENTARIO DE SUBSUELO

En el campo Parahuacu se encuentran instalados en cinco pozos bombas electrosumergibles y en 9 pozos bombeo hidráulico. A continuación, se detallan cada uno de estos equipos.

2.5.1 BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES

Se encuentran actualmente 5 bombas electrosumergibles cuya completación se describe en la tabla 2.6.

TABLA 2.6 BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES DEL CAMPO PARAHUACU

| BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES DEL CAMPO PARAHUACU | | | | | |
|---|--------------------|--------------------|----------|------------------------|------------|
| POZOS | BOMBAS ELECTRICAS | INTAKE/ SEP DE GAS | SELLOS | MOTOR | SENSOR |
| PRH-10 | TD-1000 S-400 #399 | SEP GAS MAGS-3 | AR L/2BP | 125HP/2381V/33AMP | E7 TR4 SST |
| PRH-012 | TD-1000 S-400 #266 | SEP GAS MAGS-3 | AR/2BP | 188HP/1494V/60HZ/81AMP | E7 TR4 SST |
| PRHA-020 | TD-460 S-400 #368 | SEP GAS TR4 | TR4 HSG | 80HP/1310V/39AMP | E7 TR4 SST |
| PRHD-025 | TD1000 S-400 #266 | SEP GAS TR4 | TR4 HSG | 188HP/2679V/60HZ/81AMP | E7 TR4 SST |
| PRHA-040 | TD675 S-400 #378 | SEP GAS LT ACE+3 | L/2BP | 150HP/2509V/40AMP | E7 TR4 SST |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

2.5.2 BOMBAS HIDRÁULICAS

Se encuentran actualmente 9 bombas hidráulicas, todas tipo Jet, cuya completación se describe en la tabla 2.7.

2.6 ELABORACIÓN DEL PLAN DE DESAROLLO

El plan de desarrollo del campo a partir del 2018 contempla la perforación de nuevos pozos, recuperación de pozos cerrados, cambios de zonas productivas y la modernización de facilidades de producción que permita una operación técnica y sustentable en el tiempo del campo.

TABLA 2.7 BOMBAS HIDRÁULICAS DEL CAMPO PARAHUACU

| BOMBAS HIDRÁULICAS | | | | |
|--------------------|------------------|-----------|--------|------------|
| POZO | BOMBA HIDRÁULICA | | CAMISA | BHA |
| | TIPO | GEOMETRÍA | | |
| PRH-002 | JET | 9H | 2 3/8" | HIDRÁULICO |
| PRHB-007 | JET | 11K | 3 1/2" | HIDRÁULICO |
| PRHC-008 | JET | 9I | 3 1/2" | HIDRÁULICO |
| PRH-011 | JET | 9I | 3 1/2" | HIDRÁULICO |
| PRH-013 | JET | 10I | 2 7/8" | HIDRÁULICO |
| PRHC-015 | JET | 10I | 3 1/2" | HIDRÁULICO |
| PRHB-017 | JET | 11J | 2 7/8" | HIDRÁULICO |
| PRHB-018 | JET | 10I | 3 1/2" | HIDRÁULICO |
| PRHA-024 | JET | 10I | 3 1/2" | HIDRÁULICO |

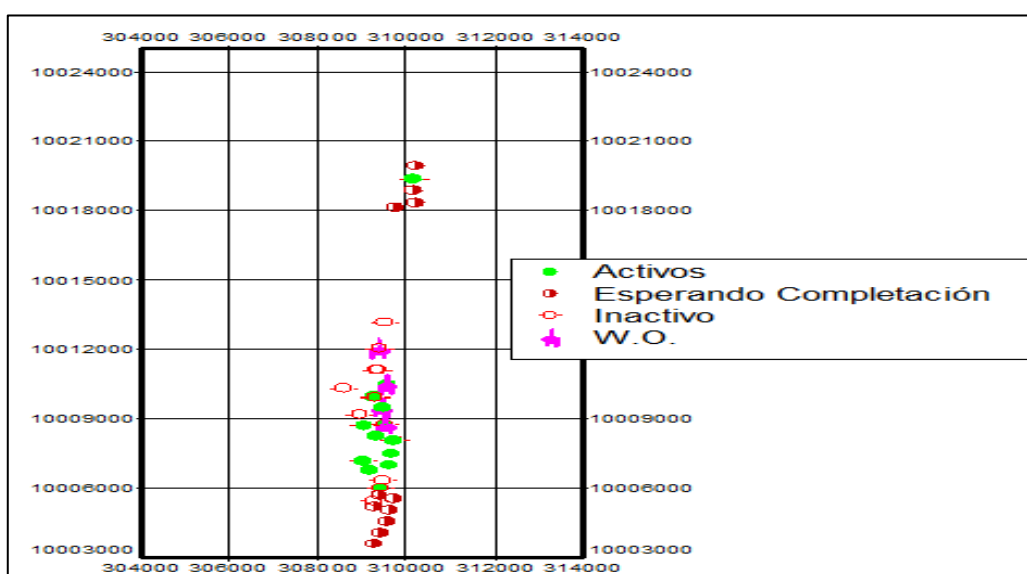
Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

2.6.1 PLAN DE PERFORACIÓN

El plan contempla la perforación de 11 pozos que permitan mejorar el drenaje de las reservas del campo. La ubicación de los pozos se lo verificó en base a los mapas estructurales en donde se ve la presencia del alto estructural. La verificación con la parte geológica, es decir, usar el modelo estático, correlaciones no están dentro del alcance de este trabajo. En la figura 2.7 se puede observar la ubicación de los nuevos pozos.

FIGURA 2.7 UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

La perforación de los pozos está programada para el año 2022, a lo largo de todo el año. Este se debe a la situación de la industria y específicamente del país que no dispone de recursos necesarios para implementar inversiones considerables en la actualidad. En la tabla 2.8 se tiene el cronograma preliminar de perforación.

TABLA 2.8 CRONOGRAMA PRELIMINAR DE PERFORACIÓN

| POZO | FECHA |
|-------------|-------------------------|
| PRH-026 | 1 de enero de 2022 |
| PRH-027 | 1 de febrero de 2022 |
| PRH-028 | 1 de marzo de 2022 |
| PRH-029 | 1 de abril de 2022 |
| PRNA-002 | 1 de mayo de 2022 |
| PRNA-005 | 1 de junio de 2022 |
| PRH-030 | 1 de julio de 2022 |
| PRH-034 | 1 de agosto de 2022 |
| PRNA-003 | 1 de septiembre de 2022 |
| PRNA-004 | 1 de octubre de 2022 |
| PRH-033 | 1 de noviembre de 2022 |

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

2.6.2 PLAN DE REACONDICIONAMIENTO

El plan de reacondicionamiento de Parahuacu contempla la recuperación de algunos pozos cerrados y cambios de zona. Estos trabajos se los planifica para 2021, 2022 y 2029 con un total de 25 trabajos. Los workovers como cambios de completación, pulling incluso fracturas no son consideradas debido a que se toman solo en cuenta trabajos que incrementen la curva base en gran medida. Cabe recalcar que, si bien las fracturas son trabajos que incrementan la producción en este campo por la naturaleza de sus arenas, con una baja permeabilidad, estas intervenciones solo mantienen la producción o recuperan la producción previa.

2.7 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Se han incluido cuatro escenarios de pronóstico:

- Curva Base
- Curva Base más Reacondicionamientos
- Curva Base más Perforación

- Curva Base más Perforación y Reacondicionamientos

Estas proyecciones fueron hechas pozo a pozo, completación por completación y constan en las reservas mencionadas en el capítulo 1.

2.7.1 CURVA BASE

Este pronóstico inicia con la producción actual de los pozos que se encuentran en producción a la que mediante la aplicación de las curvas de declinación completación por completación se obtiene la proyección de producción. Se debe tomar en cuenta que cualquier trabajo rutinario como cambios de bombas, limpiezas, solución de problemas mecánicos y también trabajos a la formación que mantengan la producción se consideran en esta curva.

2.7.2 CURVA BASE MÁS REACONDICIONAMIENTOS

Partiendo de la curva base, se añade los reacondicionamientos mencionados en el plan de reacondicionamiento.

2.7.3 CURVA BASE MÁS PERFORACIÓN

Partiendo de la curva base, se añade la perforación de los 11 pozos planteados en el plan de perforación.

2.7.4 CURVA BASE MÁS PERFORACIÓN Y REACONDICIONAMIENTOS

Este pronóstico contempla el caso anterior más el incremento de producción por los reacondicionamientos. Con estas consideraciones se elaboró un perfil de producción para años. Este perfil se lo puede observar en la tabla 2.9.

Para una mejor visualización, en la figura 2.8 se muestra el perfil de producción con todos los casos.

2.8 FACILIDADES DE SUPERFICIE

La estación de producción Parahuacu procesa todo el crudo, agua y gas que se producen de los 14 y cuenta con un sistema Power Oil Centralizado. Actualmente, maneja 3190 BPPD con 31° API, 492 BWPD con un BSW de 14,4%.

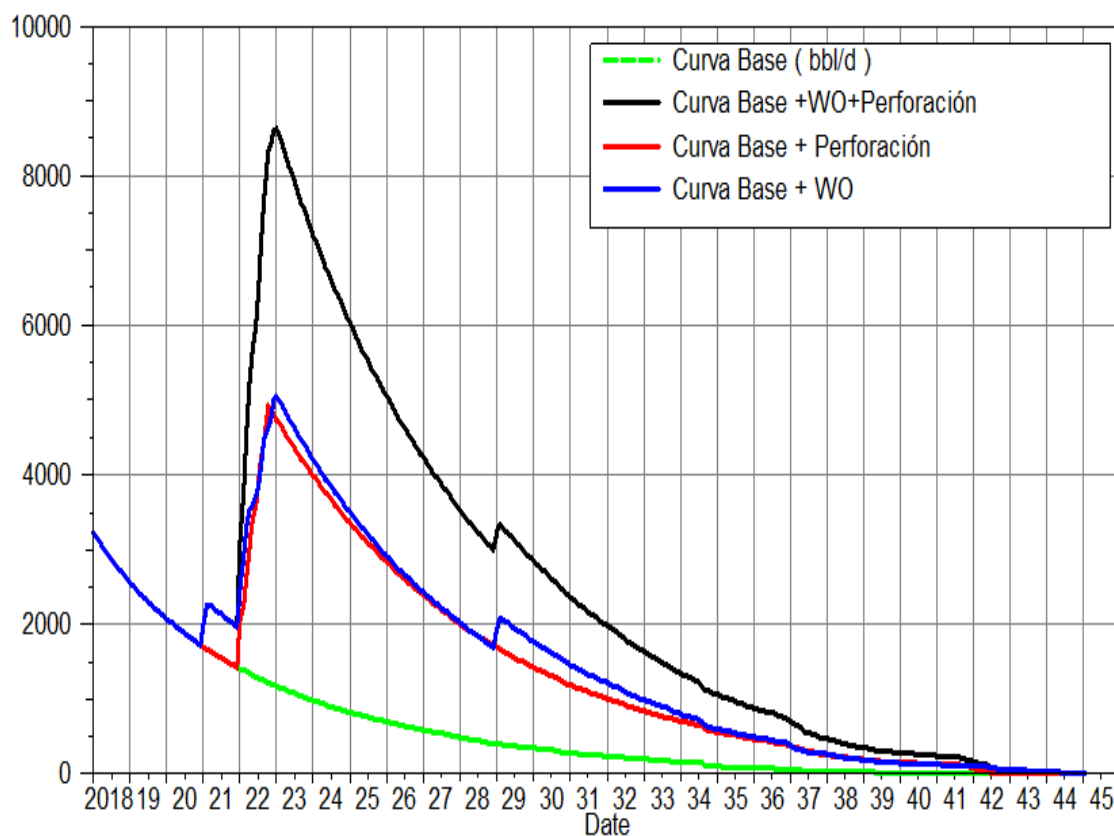
En el anexo N° 6 se muestra un esquema de la Estación Parahuacu.

TABLA 2.9 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

| AÑO | CURVA BASE | CURVA + WO | CURVA BASE + PERFORACIÓN | CURVA BASE+WO+ PERFORACIÓN |
|------------|-----------------------|-------------------|-------------------------------------|---|
| | Bls | Bls | Bls | Bls |
| 2018 | 1052418,12 | 1052418,12 | 1052418,12 | 1052418,12 |
| 2019 | 839467,91 | 839467,91 | 839467,91 | 839467,91 |
| 2020 | 683421,2 | 683421,2 | 683421,2 | 683421,2 |
| 2021 | 559202,33 | 760903,92 | 559202,33 | 760903,92 |
| 2022 | 462421,9 | 1386610,17 | 1265471,53 | 2189659,8 |
| 2023 | 384711,67 | 1689694,93 | 1599482,26 | 2904465,52 |
| 2024 | 322525,91 | 1405302,96 | 1348872,13 | 2431649,18 |
| 2025 | 270149,77 | 1164776,77 | 1132710,45 | 2027337,45 |
| 2026 | 227897,46 | 970202,29 | 955098,91 | 1697403,74 |
| 2027 | 190413,64 | 807065,42 | 803602,91 | 1420254,69 |
| 2028 | 159475,13 | 673617,21 | 677913,54 | 1192055,62 |
| 2029 | 131180,32 | 557990,24 | 711307,74 | 1138117,66 |
| 2030 | 107290,05 | 462752,82 | 597658,45 | 953121,22 |
| 2031 | 90955,75 | 384800,71 | 501650,63 | 795495,59 |
| 2032 | 75489,45 | 318396,97 | 420432,38 | 663339,9 |
| 2033 | 61856,57 | 260274,97 | 350083,91 | 548502,31 |
| 2034 | 50953,7 | 205734,43 | 292588,67 | 447369,4 |
| 2035 | 41859,72 | 164195,42 | 244497,99 | 366833,69 |
| 2036 | 32818,54 | 131688,53 | 203232,41 | 302102,4 |
| 2037 | 26515,33 | 90942,57 | 155105,12 | 219532,36 |
| 2038 | 22214,81 | 65499,81 | 116325 | 159610 |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

FIGURA 2.8 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

La producción llega de los diferentes pozos hacia los separadores, pasan hacia la bota de gas donde se separa el gas y el fluido. De esta se desprende hacia: un scrubber y luego se lo envía hacia Petrocomercial, otra parte se quema en el mechero y el fluido pasa hacia el tanque de lavado. Del tanque de lavado pasa hacia el tanque de surgencia y de este se dirige hacia: el sistema Power oil y el resto entra a la producción del Sistema de Oleoductos Trans Ecuatoriano.

El agua es evacuada a través de vacuum hacia la Estación Lago Agrio para su procesamiento.

En cuanto a energía eléctrica, la estación no cuenta con generadores de energía eléctrica por lo que se encuentra conectada al Sistema Nacional Interconectado.

2.8.1 CAPACIDAD INSTALADA

En la tabla 2.10 se muestra un resumen de los equipos y la capacidad de estos.

TABLA 2.10 CAPACIDAD INSTALADA DE ESTACIÓN PARAHUACU

| EQUIPO | DESCRIPCIÓN | |
|--|------------------------|--------------|
| MANIFOLD | # DE ENTRADAS TOTALES | 20 |
| | # ENTRADAS DISPONIBLES | 8 |
| SEPARADOR DE PRUEBA 1 | CAPACIDAD NOMINAL | 5000 |
| | CAPACIDAD OPERATIVA | 4500 |
| SEPARADOR PRODUCCIÓN 1 | CAPACIDAD NOMINAL | 15000 |
| | CAPACIDAD OPERATIVA | 13500 |
| SEPARADOR PRODUCCIÓN 2 | CAPACIDAD NOMINAL | 10000 |
| | CAPACIDAD OPERATIVA | 9000 |
| TANQUE DE LAVADO 1 | CAPACIDAD NOMINAL | 5000 |
| | CAPACIDAD OPERATIVA | 3520 |
| TANQUE DE REPOSO 1 | CAPACIDAD NOMINAL | 11998 |
| | CAPACIDAD OPERATIVA | 10798 |
| BOTA DE GAS | CAPACIDAD NOMINAL | 30000 |
| | CAPACIDAD OPERATIVA | 27000 |
| BOMBAS DE TRANSFERENCIA OLEODUCTO (2) | CAPACIDAD NOMINAL | 10000 |
| | CAPACIDAD OPERATIVA | 9000 |

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

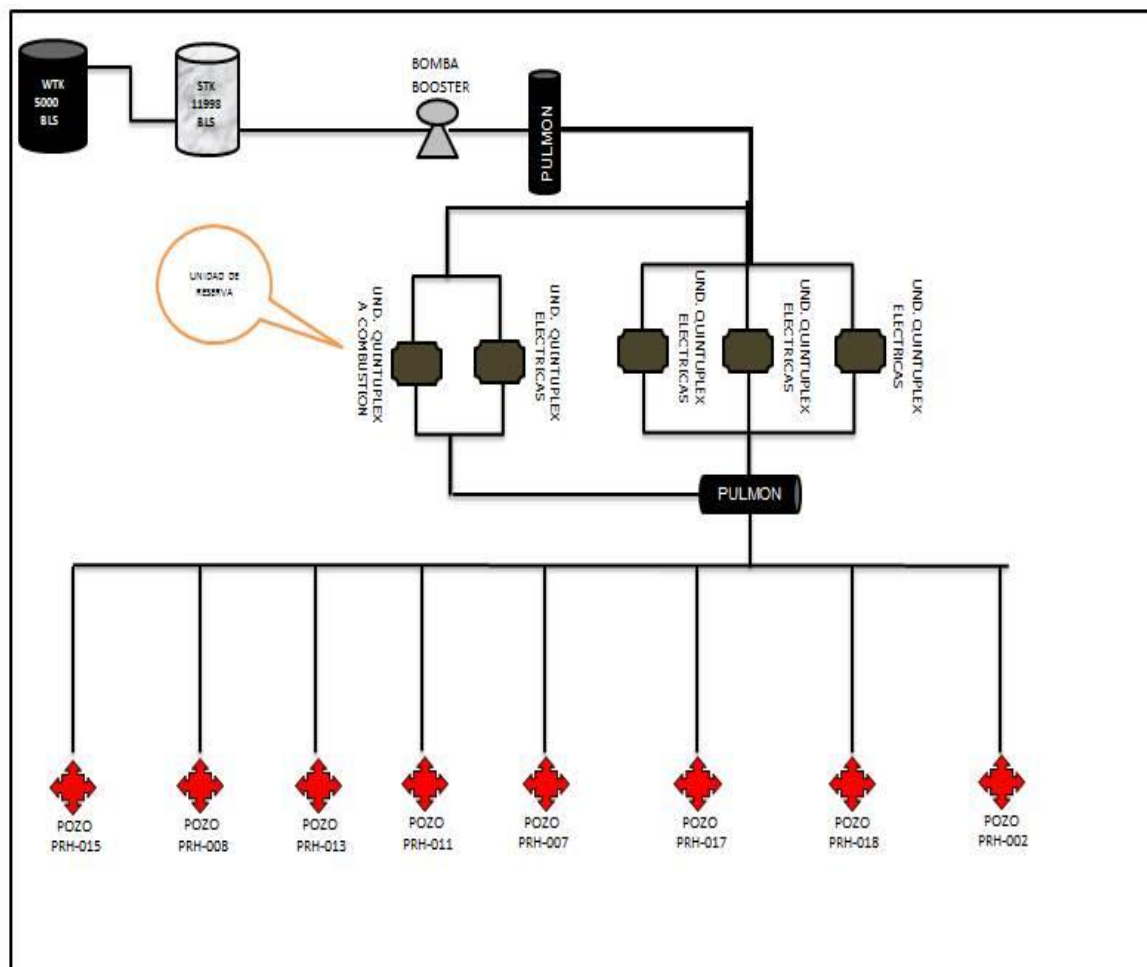
En cuanto al sistema Power Oil, el fluido motriz se lo toma del tanque de surgencia pasa a las bombas booster y luego a unidades de bombeo. En la figura 2.9 se muestra un esquema del sistema power oil.

El sistema solo abastece a ocho de los nueve pozos. Esto se debe a que no se han hecho conexiones para abastecer al pozo faltante y este produce con Mobile Test Unit (MTU).

En la tabla 2.11 se muestra el resumen de los equipos instalados para el sistema Power Oil.

De las cinco bombas de inyección, cuatro son eléctricas y se encuentran operativas. La quinta funciona a combustión y se la usa de reserva.

FIGURA 2.9 ESQUEMA POWER OIL DEL CAMPO PARAHUACU



Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Tabla 2.11 RESUMEN DE EQUIPOS POWER OIL

| DESCRIPCIÓN | | ESTACION PARAHUACU |
|----------------------------------|-------------------|--------------------|
| BOMBAS DE INYECCIÓN | TIPO DE BOMBA | QUINTUPLEX |
| | NUMERO DE BOMBAS | 5 |
| | CAPACIDAD NOMINAL | 4100 |
| BOMBAS BOOSTER DE PO | TIPO DE BOMBA | CENTRIFUGA |
| | NÚMERO DE BOMBAS | 2 |
| PRESIÓN DE INYECCIÓN DEL SISTEMA | PSI | 3750 |
| CAUDAL DE INYECCIÓN | BLS/DIA | 14730 |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

2.8.2 REPOTENCIACIÓN DE LA ESTACIÓN

Con los resultados obtenidos de las proyecciones de producción en los diferentes casos, se necesitará una ampliación de capacidad instalada de la estación. Por lo que se propone la adquisición de nuevos equipos para cumplir con este perfil de producción ya que la capacidad actual está casi al tope de su capacidad.

Los equipos que se necesitarán son:

- Tanque de lavado de 5 000 BLS
- Separador de producción de 10 000 BLS
- Separador de prueba de 5 000 BLS
- Bota de gas de 10 000 BLS
- Ampliación de manifold para 10 entradas

Además de estos equipos, se necesitará ampliar la estación Parahuacu para colocar los nuevos equipos y construir una plataforma en la parte sur del campo para los nuevos pozos con su respectiva línea de flujo hacia la estación.

2.9 PERMISOS AMBIENTALES

Para lograr la perforación de pozos o construcción de plataformas, considerada una actividad de alto impacto en la industria petrolera, se deben cumplir con permisos ambientales previos a la realización de cualquiera de estas actividades (Ministerio de Ambiente Ecuador, 2001).

Para obtener estos permisos, las empresas interesadas deben presentar al Ministerio del Ambiente Ecuador (MAE) los siguientes documentos:

- Estudios de Impacto Ambiental (EIA)
- Plan de Manejo Ambiental (PMA)
- Licencia Ambiental (LA)
- Diagnóstico Ambiental
- Auditoría Ambiental
- Talleres de difusión de PMA
- Adendum o alcances a algunos de estos estudios para facilidades/actividades nuevas o facilidades antiguas (Expost)
- Relaciones Comunitarias

El campo Parahuacu cuenta con cinco licencias y una licencia en trámite. Las tablas 2.12 y 2.13 muestran un resumen de las licencias ambientales en trámite y aprobadas.

Para obtener la aprobación de esta última licencia se han presentado todos los estudios pertinentes y solo se espera la aprobación del MAE. Con esta licencia la ampliación de la estación, la construcción de la nueva plataforma y línea de flujo queda cubierta la perforación de los pozos de la parte sur. Además, con la licencia de la plataforma norte se encuentra cubierta la perforación de los pozos propuestos en dicha zona. Por lo que el proyecto se lo puede poner en marcha respetando las leyes del país.

TABLA 2.12 LICENCIAS AMBIENTALES EN TRÁMITE

| EIA | OFICIO | No. LICENCIA AMBIENTAL | OBSERVACIONES |
|--|----------------------------|------------------------|---|
| ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL EX POST DEL ÁREA PARAHUACU, GUANTA, BLOQUE 57 - DESARROLLO Y PRODUCCIÓN, UBICADO EN EL CANTÓN LAGO AGRIO, PROVINCIA DE SUCUMBIÓS; Y PARA LAS ACTIVIDADES DE AMPLIACIÓN DE LAS PLATAFORMAS EXISTENTES: [...] PARAHUACU 1, PARAHUACU 2, PARAHUACU 3, PARAHUACU 3B, PARAHUACU 4, PARAHUACU 5, PARAHUACU 7, PARAHUACU 8, PARAHUACU 9, PARAHUACU 10, PARAHUACU 11, PARAHUACU 12, PARAHUACU 13, PARAHUACU PAD A (CAMPO PARAHUACU); PARA LA PERFORACIÓN DE 3 POZOS DE DESARROLLO EN CADA UNA; CONSTRUCCIÓN DE LAS PLATAFORMAS: PARAHUACU PAD D, PARAHUACU PAD E Y PARAHUACU PAD F.; PARA LA PERFORACIÓN DE 10 POZOS DE DESARROLLO EN CADA UNA; LÍNEAS DE FLUJO QUE EMPATEN: GUANTA 8 CON PARAHUACU D, Y GUANTA 8 CON PARAHUACU F; VÍAS DE ACCESO A PARAHUACU PAD E Y PARAHUACU PAD F; CONSTRUCCIÓN DE ÁREA DE PISCINAS | MAE-SUIA-RA-SCA-2015-02864 | EN TRÁMITE | Se tiene la licencia para 3 nuevas plataformas cada una con 10 pozos, para este plan se implementará solo 1 de las 3. |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

TABLA 2.13 LICENCIAS AMBIENTALES APROBADAS

| PLATAFORMA | NÚMERO DE POZOS APROBADOS EN LA LICENCIA | POZOS PERFORADOS HASTA LA FECHA | SALDO DE POZOS DISPONIBLES PARA PERFORAR | EIA | OFICIO DE APROBACIÓN | No. LICENCIA AMBIENTAL | RESOLUCIÓN | FECHA |
|-------------------|--|---------------------------------|--|--|----------------------|------------------------|------------|-----------|
| PARAHUACU 3 | 4 | 1 | 3 | Estudio de Impacto Ambiental del pozo Parahuacu 3 y plataforma asociada, para la perforación de 3 pozos direccionales y construcción de línea de flujo hasta la central de producción Parahuacu | MAE-SCA-2010-0030 | - | - | - |
| PARAHUACU-8 | 5 | 4 | 1 | Estudio de Impacto Ambiental del pozo Parahuacu 8 y plataforma asociada, para la perforación de 4 pozos direccionales y construcción de línea de flujo hasta la central de producción Parahuacu | | | | |
| PARAHUACU 9 | 4 | 1 | 3 | Estudio de Impacto ambiental Expost y Plan de Manejo Ambiental del Pozo Parahuacu 9 y plataforma asociada, para perforación de 3 pozos direccionales y construcción de línea de flujo hasta la Central de Producción Parahuacu | MAE-SCA-2010-0165 | 120 | 120 | 17-mar-10 |
| PARAHUACU PAD A | 5 | 4 | 1 | Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la construcción y Operación de la Plataforma Parahuacu PAD-A, Vía de acceso y perforación de 5 pozos direccionales - Fase de Desarrollo y Producción | MAE-SCA-2011-2229 | 1510 | 1510 | 8-nov-11 |
| PARAHUACU NORTE 1 | 4 | 1 | 3 | Estudio de Impacto Ambiental y PMA para la Fase Exploratoria y de Avanzada del proyecto Parahuacu Norte 1 (1 pozo exploratorio y 4 pozos de avanzada) | MAE-SCA-2014-0740 | 197 | 197 | 24-abr-14 |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

CAPÍTULO III

ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico permite determinar si el proyecto es viable en el tiempo. Como herramienta de evaluación en este plan de desarrollo se usaron los indicadores financieros: Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Para este análisis se han tomado en cuenta ciertas consideraciones como:

- La tasa de actualización anual del proyecto de 12%.
- El tiempo de duración del proyecto de 20 años.
- El análisis se lo hace desde el 2021, año en que iniciarían los reacondicionamientos planeados y la construcción de la plataforma.
- No se considera depreciación contable de los equipos.
- Se considera un precio del barril de \$ 57,64.
- Los cálculos de ingresos y egresos se los realiza con base al incremental de producción (WO y perforación) y no sobre la producción total.

Estos métodos se basan en los valores de ingresos, egresos e inversiones.

3.1 INGRESOS, EGRESOS E INVERSIONES

Los métodos del VAN y TIR usan las inversiones, egresos e ingresos cuyos valores serán explicados a continuación.

3.1.1 INVERSIONES

Las inversiones que se consideran para el plan de desarrollo son divididas en tres grupos:

- Perforación y completación de pozos.
- Reacondicionamiento de pozos.
- Facilidades de Superficie.

En la tabla 3.1 se puede ver un resumen de las inversiones proyectadas para el plan de desarrollo.

TABLA 3.1 INVERSIONES DE PERFORACIÓN, REACONDICIONAMIENTO Y FACILIDADES

| Detalles | Unidades | P.Unitario | 2021 | 2022 | 2029 |
|----------------------------|----------|--------------|--------------|---------------|------------|
| PERFORACIÓN | | | | | |
| Perforación | \$/pozo | 5.129.303,00 | | 56.422.333,00 | |
| Completación | \$/pozo | 1.263.124,14 | | 13.894.365,54 | |
| REACONDICIONAMIENTO | | | | | |
| Cambio de zona productora | \$/pozo | 400.000,00 | 1.200.000,00 | 8.000.000,00 | 800.000,00 |
| FACILIDADES | | | | | |
| Línea de flujo | \$ | 535.000,00 | 535.000,00 | | |
| Tanque de Lavado | \$ | 520.000,00 | 520.000,00 | | |
| Separador de producción | \$ | 765.000,00 | 765.000,00 | | |
| Separador de prueba | \$ | 382.500,00 | 382.500,00 | | |
| Bota de gas | \$ | 200.000,00 | 200.000,00 | | |
| Vías de acceso a pozos | \$ | 200.000,00 | 200.000,00 | | |
| Construcción de Plataforma | \$ | 1.030.450,00 | 1.030.450,00 | | |
| Ampliación Plataforma | \$ | 588.828,57 | 588.828,57 | | |
| Manifold 10 entradas | \$ | 225.000,00 | 225.000,00 | | |
| Línea de flujo 6" aérea | \$ | 535.000,00 | 535.000,00 | | |
| Contingencias (15%) | \$/año | 15% | 927.266,79 | 11.747.504,78 | 120.000,00 |
| Total | | | 7.109.045,36 | 90.064.203,32 | 920.000,00 |

Fuente: (Activo Lago Agrio, 2017)

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

En cuanto a las inversiones de facilidades mostradas en la tabla 3.1, los valores incluyen instalación, obra civil conexiones y puesta en marcha.

3.1.2 EGRESOS

Los egresos son los gastos que el campo genera los cuales son:

- Generación eléctrica.
- Tratamiento de agua.
- Administración.
- Talento Humano.
- Mantenimiento.
- Reacondicionamiento.

Todos estos rubros mencionados se los expresa mediante el costo del barril producido ya que para obtener el costo de producir cada barril viene de todos los costos operativos y gastos del campo. De todo esto se obtiene un valor de \$14,35.

Además de los costos operativos, se toma en cuenta los impuestos y transporte del barril que son ajenos a la producción. Estos se cobran de la siguiente manera:

- Ley 10 se cancela \$1,00 por cada barril.
- Ley 40 se cancela \$0,05 por cada barril.
- Transporte se cancela \$1,46 por cada barril.

Los impuestos en total son \$ 2,51. Por lo que el costo total del barril en el campo Parahuacu es de \$16,86.

Para obtener los egresos totales por año se determina la producción por año y se lo multiplica por el costo final del barril.

3.1.3 INGRESOS

Los ingresos que genera el campo son debido a la venta de hidrocarburo. A la fecha el precio de venta del barril de Parahuacu es de \$57,64. De la misma manera que para los egresos, para obtener los ingresos anuales se usa la producción anual y se la multiplica por el precio de venta (Activo Lago Agrio, 2017).

En el anexo N° 7 se puede observar los ingresos y egresos anuales.

3.2 FLUJO DE FONDOS NETO

El flujo de fondos netos es el resultante de la diferencia entre los ingresos y los egresos e inversiones. Para el flujo de fondos neto (FFN) se considera las inversiones y egresos antes descritos junto con la venta del petróleo para determinar el balance anual que tendrá debido a las intervenciones propuestas en el plan de desarrollo. Para facilitar el posterior cálculo de VAN y TIR todas las inversiones se las coloca en el 2021. En el anexo N°8 se puede ver el resultado del flujo de fondos neto (Bu, 2009).

3.3 VALOR ACTUAL NETO

El valor actual neto es un indicador económico que permite calcular el valor presente de un listado de flujo de fondos neto. Consiste en actualizar los valores de

los flujos de fondos futuros a una tasa de actualización k y poder compararlos con la inversión inicial. En otras palabras, el VAN nos indica el valor del proyecto al día de hoy en unidades monetarias (Brealey, 2006).

En la ecuación 7 se muestra el cálculo del VAN.

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{FFN_i}{(1+k)^i} = -I_0 + \frac{FFN_1}{(1+k)^1} + \frac{FFN_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FFN_n}{(1+k)^n} \quad (7)$$

Dónde

I_0 : Inversión inicial, \$

FFN_i : Flujo de fondos neto del año i , \$

k : tasa de actualización, %

Al aplicar la ecuación a los flujos de fondos y una tasa de actualización de 12% se obtiene un VAN de \$ 300' 941 138,46.

Según Brealey (2006) el hecho de evaluar en unidades monetarias al tiempo presente permite evaluar la inversión según el siguiente criterio:

- $VAN > 0$, el proyecto es viable o genera valor
- $VAN < 0$, el proyecto no es viable o genera pérdidas
- $VAN = 0$, el proyecto no genera ni pérdidas ni ganancias, se puede realizar si se mejora la competitividad

Según este criterio y el resultado del proyecto, se deduce que es viable.

3.4 TASA INTERNA DE RETORNO

La tasa interna de retorno es la tasa de interés de una inversión, es decir, el porcentaje de beneficio de un proyecto. Se obtiene al igualar el VAN a 0. En la ecuación 8 se muestra el cálculo de la tasa interna de retorno (Lledó, 2007).

$$0 = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{FFN_i}{(1+TIR)^i} = -I_0 + \frac{FFN_1}{(1+TIR)^1} + \frac{FFN_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{FFN_n}{(1+TIR)^n} \quad (8)$$

Dónde

I₀: Inversión inicial, \$

FFN_i: Flujo de fondos neto del año i, \$

TIR: tasa interna de retorno, %

Como se puede ver resulta una ecuación polinómica de grado n. En este caso resultaría una ecuación de grado 17 por lo que se usó la función TIR de Excel a los flujos de fondos, dando como resultado una tasa de 88%.

Según Lledó (2017) de la ecuación se deduce además que se obtendrá como resultado la rentabilidad máxima que puede tener un proyecto. Por lo tanto, se tienen los siguientes criterios de evaluación:

- $TIR > k$, el proyecto es viable o genera valor
- $TIR < k$, el proyecto no es viable o genera pérdidas
- $TIR = k$, el proyecto no genera ni pérdidas ni ganancias, se puede realizar si se mejora la competitividad

Según este criterio, al igual que en el VAN, con la TIR el proyecto resulta viable.

En el anexo N°9 se encuentran los cálculos del VAN y TIR.

3.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Se realizó también un análisis del VAN y TIR con base en el precio de venta del petróleo esto debido a que el precio del petróleo siempre ha sido con altos y bajos. Por lo que resulta imperativo que se haga este análisis para ver cómo afectará a la viabilidad el precio del petróleo.

Se realizó nuevo flujo de fondos neto en base al precio del petróleo para calcular su VAN y TIR correspondientes. En el anexo N° 10 se tienen todos los cálculos del análisis de sensibilidad. En la tabla se tiene un resumen de los resultados.

Para una mejor interpretación se realizaron plots de estos resultados que se pueden ver en las figuras 3.1 y 3.2.

De estos resultados podemos ver que el proyecto tiene un amplio rango de valores del precio del barril para ser rentable. Aproximadamente desde un costo de barril

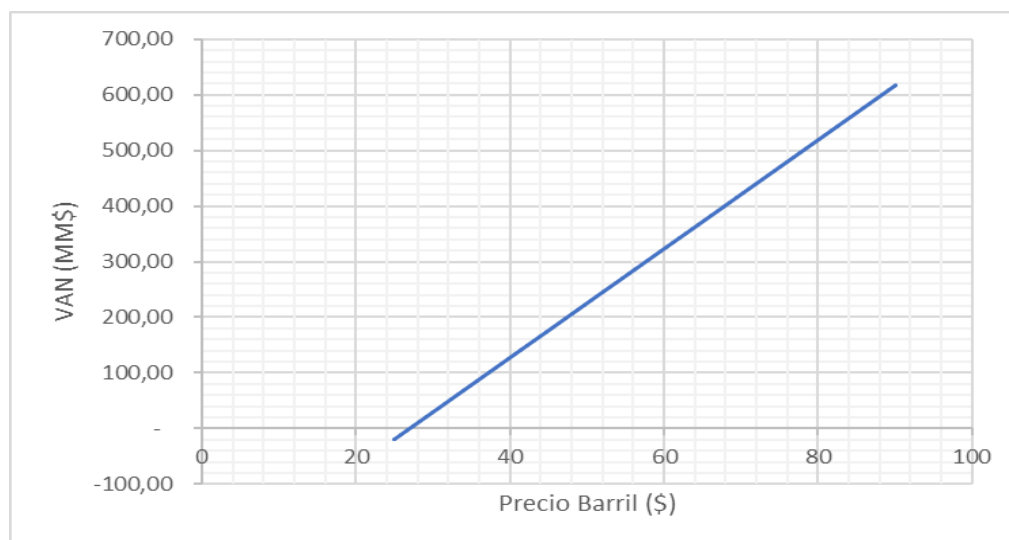
de \$ 27,00 en adelante el proyecto sería rentable. Inferiores a este valor representaría pérdidas económicas.

TABLA 3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VAN Y TIR

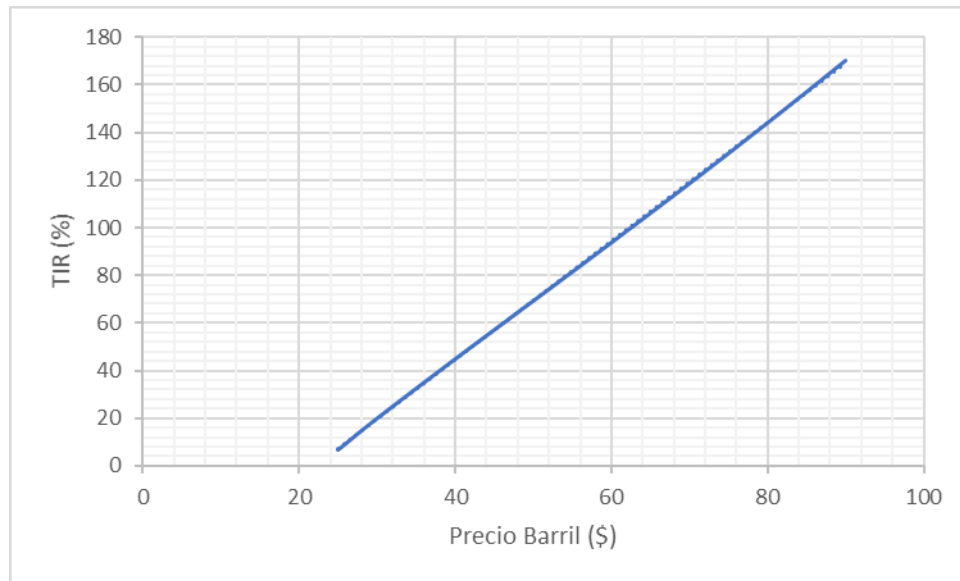
| PRECIO (\$) | VAN (\$) | TIR (%) |
|-------------|----------------|---------|
| 25,00 | -18.442.932,07 | 6,9 |
| 30,00 | 30.482.323,83 | 20,1 |
| 40,00 | 128.332.835,63 | 45,0 |
| 50,00 | 226.183.347,44 | 69,4 |
| 57,64 | 300.941.138,46 | 88,0 |
| 60,00 | 324.033.859,24 | 93,8 |
| 70,00 | 421.884.371,04 | 118,6 |
| 80,00 | 519.734.882,85 | 144,0 |
| 90,00 | 617.585.394,65 | 170,1 |

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

FIGURA 3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL VAN



Elaborado por: (Usiña D., 2018)

FIGURA 3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TIR

Elaborado por: (Usiña D., 2018)

CAPÍTULO IV:

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Se determinó la petrofísica del campo encontrando que la principal arena prospectiva es la arena T Inferior y como secundaria la arena U inferior.
- De los análisis build up de las diferentes arenas se determinó la permeabilidad de las arenas y dando como resultado muy bajas permeabilidades.
- El cálculo de reservas mediante las curvas de declinación es el método más usado ya que expresa el comportamiento real del reservorio. Otros métodos son un poco teóricos y se necesita de muchos datos de núcleos y PVT que no siempre se dispone. Además, el uso de OFM facilita el manejo de los datos.
- La implementación del plan de desarrollo incrementaría el factor en un 4% en general del campo. Teniendo en cuenta que a la fecha se tiene un factor de 4,6%.
- Debido a la baja permeabilidad de las arenas los trabajos de fracturas son métodos para mantener la producción ya que no producen incrementales muy grandes como lo hace un cambio de zona
- Con los perfiles del plan de perforación y reacondicionamiento se tendrá un incremental de producción, por unos pocos años, del doble de su producción actual. Lo que conlleva a un requerimiento de repotenciación de la estación de procesamiento.
- Para el campo Parahuacu, la mejor alternativa para incrementar la producción es la perforación y producción de zonas todavía no cañoneadas.
- El análisis del proyecto se lo hizo para 20 años obteniendo resultados favorables con el precio actual del petróleo. Usando una tasa de actualización del 12% se obtuvo un VAN de 300,9 MM\$ y una TIR de 88% siendo un proyecto muy rentable.

- Se realizó un análisis de sensibilidad del VAN y TIR en base al precio del petróleo, mostrando resultados favorables incluso con una baja del precio actual.

4.2 RECOMENDACIONES

- Con el programa IP al momento de cálculo de petrofísica, se debe considerar con todas las propiedades, especialmente la saturación ya que una mala interpretación se tendría resultados erróneos mostrando así zonas completamente saturadas de agua o petróleo.
- Plantear un pozo reinyector ya que el agua producida se la lleva a través de vacuum.
- Implementar un proyecto piloto de recuperación mejorada por inyección de agua para incrementar aún más el factor de recobro
- Seguir con los trabajos de fracturas que son los que mejores resultados muestran en comparación a las estimulaciones matriciales y repunzonamientos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Activo Lago Agrio. (2017). *Petroamazonas E.P.*
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente*. Instituto Francés de Estudios Andinos.
- Brealey, M. (2006). *Principios de Finanzas Corporativas*. Mc Graw Hill.
- Bu, C. (2009). *Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión*. México.
- Cálculo de Volumen de roca por método volumétrico*. (2009). Obtenido de Comunidad Petrolera: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/calculo-del-volumen-de-roca-para-metodo.html>
- Craft, & Hawkins. (1968). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid: Editorial Tecnos.
- Gentry, R. (1972). *Decline-Curve Analysis*. Society of Petroleum Engineers.
- Jaillard et al. (1997). *Deformaciones Paleógenas de la Zona de Ante Arco en el sur del Ecuador con relación a la Evolución Geodinámica*.
- Lledó, P. (2007). *Comparación entre distintos criterios de decisión (VAN, TIR y PRI)*. California: MasConsulting.
- Ministerio de Ambiente Ecuador. (2001). *Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarbúferos*. Decreto 1215.
- Ryder Scott Company. (2017). *Definición de Reservas y Recursos de Hidrocarburos*.
- Senergy. (2013). *Interactive Petrophysics Help*.
- SPE. (2017). *Petroleum Resources Management System*. Society of Petroleum Engineers. Obtenido de Petroleum Resources Management System.
- Weatherford. (2011). *Análisis de núcleos: Pozo Parahuacu 22*. Maracaibo.

ANEXOS

ANEXO N° 1.- Cálculo de propiedades petrofísicas promedias por reservorio

| BASIL TENA | | | | | | | | | | |
|-----------------|-----------|--------------|-----------|--------------|-------|----------------|---------------|--------------|--------------------|----------------------------|
| POZO | Tope | | Base | | LKO | Esp. Total (1) | Esp. Neto (2) | NTG (3) | Porosidad efectiva | Saturación de agua inicial |
| | MD (pies) | TVDSS (pies) | MD (pies) | TVDSS (pies) | | | | | | |
| PRH-001 | 8820 | -7805 | 8853 | -7839 | -8046 | 33 | 19,00 | 56,750 | 17,74 | 42,86 |
| PRH-002 | 8701 | -7810 | 8722 | -7830 | -8046 | 21 | 10,00 | 47,870 | 13,92 | 41,86 |
| PRH-003 | 8796 | -7785 | 8825 | -7814 | -8046 | 29 | 1,50 | 5,167 | 12,51 | 43,10 |
| PRH-003B | 8816 | -7795 | 8845 | -7823 | -8046 | 28 | 1,50 | 5,338 | 10,33 | 51,47 |
| PRH-004 | 8811 | -7821 | 8840 | -7851 | -8046 | 30 | 13,50 | 45,624 | 17,34 | 24,64 |
| PRH-010 | 8761 | -7763 | 8780 | -7782 | -8046 | 19 | 3,50 | 17,995 | 14,44 | 47,32 |
| PRH-011 | 8783 | -7762 | 8807 | -7787 | -8046 | 24 | 15,49 | 64,141 | 15,54 | 38,59 |
| PRH-012 | 8789 | -7784 | 8813 | -7808 | -8046 | 24 | 9,50 | 39,143 | 14,71 | 33,53 |
| PRH-013 | 8788 | -7796 | 8822 | -7829 | -8046 | 34 | 0,50 | 1,483 | 9,19 | 52,65 |
| PRHA-024 | 9122 | -7785 | 9141 | -7804 | -8046 | 19 | 7,75 | 39,928 | 15,18 | 40,73 |
| PRHA-040 | 9060 | -7827 | 9081 | -7847 | -8046 | 20 | 6,79 | 33,697 | 15,62 | 15,62 |
| PRHB-007 | 8760 | -7790 | 8786 | -7816 | -8046 | 26 | 3,00 | 11,547 | 14,48 | 42,53 |
| PRHB-017 | 9138 | -7776 | 9169 | -7807 | -8046 | 31 | 2,87 | 9,126 | 9,29 | 51,98 |
| PRHB-018 | 9005 | -7764 | 9025 | -7784 | -8046 | 20 | 3,50 | 17,588 | 13,59 | 37,07 |
| PRHC-015 | 9180 | -7814 | 9205 | -7839 | -8046 | 24 | 2,50 | 10,208 | 10,76 | 23,96 |
| PRHC-022 | 9603 | -7843 | 9630 | -7869 | -8046 | 26 | 3,25 | 12,395 | 9,67 | 33,04 |
| PRHD-025 | 8951 | -8013 | 8985 | -8048 | -8046 | 33 | 5,00 | 15,347 | 13,56 | 31,67 |
| PROMEDIO | | | | | | 26,05 | 6,42 | 24,65 | 15,10 | 36,37 |

| U INFERIOR | | | | | | | | | | |
|-----------------|-----------|--------------|-----------|--------------|-------|----------------|---------------|---------|--------------------|----------------------------|
| POZO | Tope | | Base | | LKO | Esp. Total (1) | Esp. Neto (2) | NTG (3) | Porosidad efectiva | Saturación de agua inicial |
| | MD (pies) | TVDSS (pies) | MD (pies) | TVDSS (pies) | | | | | | |
| PRH-001 | 9537 | -8522 | 9595 | -8580 | -8797 | 58 | 23,50 | 40,185 | 16,83 | 41,07 |
| PRH-002 | 9413 | -8521 | 9466 | -8574 | -8797 | 53 | 31,00 | 58,469 | 11,30 | 37,67 |
| PRH-003 | 9538 | -8527 | 9578 | -8568 | -8797 | 41 | 21,50 | 52,969 | 11,25 | 11,79 |
| PRH-003B | 9562 | -8540 | 9604 | -8582 | -8797 | 42 | 32,00 | 76,354 | 12,59 | 24,98 |
| PRH-004 | 9560 | -8570 | 9590 | -8601 | -8797 | 30 | 2,50 | 8,210 | 12,53 | 17,85 |
| PRH-005 | 10893 | -8532 | 10924 | -8562 | -8797 | 30 | 10,76 | 35,313 | 0,00 | 0,00 |
| PRH-009 | 9536 | -8540 | 9565 | -8569 | -8797 | 29 | 5,00 | 17,053 | 10,42 | 36,65 |
| PRH-010 | 9456 | -8458 | 9495 | -8497 | -8797 | 39 | 29,50 | 75,758 | 11,82 | 31,25 |
| PRH-011 | 9485 | -8465 | 9527 | -8507 | -8797 | 42 | 22,00 | 52,581 | 11,27 | 36,97 |
| PRH-012 | 9501 | -8496 | 9542 | -8537 | -8797 | 41 | 17,50 | 43,029 | 12,93 | 32,75 |
| PRH-013 | 9488 | -8496 | 9536 | -8543 | -8797 | 47 | 21,00 | 44,351 | 14,38 | 17,63 |
| PRHA-020 | 9627 | -8494 | 9652 | -8518 | -8797 | 25 | 9,50 | 38,555 | 12,87 | 24,25 |
| PRHA-021 | 9746 | -8530 | 9774 | -8558 | -8797 | 28 | 20,75 | 74,373 | 15,70 | 25,82 |
| PRHA-024 | 9852 | -8515 | 9888 | -8551 | -8797 | 36 | 21,50 | 59,639 | 10,90 | 48,13 |
| PRHA-040 | 9764 | -8514 | 9804 | -8554 | -8797 | 40 | 11,79 | 29,848 | 12,95 | 34,91 |
| PRHB-007 | 9464 | -8494 | 9500 | -8530 | -8797 | 36 | 5,00 | 13,744 | 0,00 | 0,00 |
| PRHB-017 | 9850 | -8488 | 9914 | -8552 | -8797 | 64 | 22,50 | 35,305 | 13,40 | 25,71 |
| PRHB-018 | 9688 | -8447 | 9722 | -8481 | -8797 | 34 | 11,00 | 32,622 | 11,60 | 28,53 |
| PRHC-008 | 9514 | -8509 | 9560 | -8555 | -8797 | 46 | 12,00 | 26,281 | 12,71 | 18,93 |
| PRHC-015 | 9876 | -8510 | 9926 | -8560 | -8797 | 50 | 29,49 | 59,480 | 10,74 | 20,51 |
| PRHC-016 | 9849 | -8527 | 9886 | -8564 | -8797 | 37 | 4,50 | 12,019 | 0,00 | 0,00 |
| PRHC-022 | 10316 | -8556 | 10348 | -8587 | -8797 | 32 | 13,50 | 42,762 | 10,16 | 42,48 |
| PRHD-025 | 9694 | -8756 | 9736 | -8798 | -8797 | 41 | 12,00 | 29,462 | 13,75 | 38,09 |
| PROMEDIO | | | | | | 40,00 | 16,95 | 42,37 | 11,89 | 28,37 |

| T SUPERIOR | | | | | | | | | | |
|-----------------|------------|--------------|-----------|--------------|-------|----------------|---------------|---------|--------------------|----------------------------|
| POZO | Tope | | Base | | LKO | Esp. Total (1) | Esp. Neto (2) | NTG (3) | Porosidad efectiva | Saturación de agua inicial |
| | IMD (pies) | TVDSS (pies) | MD (pies) | TVDSS (pies) | | | | | | |
| PRH-001 | 9688 | -8673 | 9748 | -8733 | -8932 | 60 | 17,77 | 29,845 | 13,93 | 37,06 |
| PRH-002 | 9566 | -8674 | 9631 | -8739 | -8932 | 65 | 28,00 | 43,143 | 13,52 | 34,65 |
| PRH-003 | 9678 | -8667 | 9736 | -8725 | -8932 | 58 | 2,50 | 4,334 | 15,11 | 55,82 |
| PRH-003B | 9701 | -8679 | 9790 | -8768 | -8932 | 89 | 8,50 | 9,575 | 11,76 | 40,47 |
| PRH-004 | 9690 | -8700 | 9732 | -8743 | -8932 | 42 | 4,00 | 9,510 | 8,99 | 27,92 |
| PRH-009 | 9684 | -8689 | 9762 | -8766 | -8932 | 77 | 5,50 | 7,125 | 13,56 | 56,31 |
| PRH-010 | 9592 | -8595 | 9646 | -8648 | -8932 | 54 | 10,00 | 18,678 | 9,76 | 55,83 |
| PRH-011 | 9637 | -8616 | 9698 | -8677 | -8932 | 61 | 21,00 | 34,579 | 10,68 | 37,98 |
| PRH-012 | 9631 | -8626 | 9697 | -8693 | -8932 | 66 | 11,00 | 16,641 | 10,13 | 36,95 |
| PRH-013 | 9642 | -8649 | 9703 | -8710 | -8932 | 61 | 22,59 | 37,234 | 11,95 | 54,41 |
| PRHA-020 | 9766 | -8632 | 9830 | -8696 | -8932 | 64 | 7,99 | 12,537 | 11,07 | 36,16 |
| PRHA-021 | 9876 | -8660 | 9926 | -8710 | -8932 | 50 | 9,00 | 18,004 | 15,85 | 53,75 |
| PRHA-024 | 9990 | -8653 | 10062 | -8725 | -8932 | 72 | 12,00 | 16,746 | 9,46 | 36,24 |
| PRHA-040 | 9906 | -8654 | 9969 | -8716 | -8932 | 62 | 6,45 | 10,370 | 10,39 | 50,83 |
| PRHB-007 | 9619 | -8649 | 9668 | -8698 | -8932 | 49 | 3,50 | 7,166 | 13,76 | 40,14 |
| PRHB-017 | 10007 | -8645 | 10066 | -8704 | -8932 | 59 | 10,69 | 18,236 | 13,50 | 24,56 |
| PRHB-018 | 9820 | -8579 | 9859 | -8618 | -8932 | 39 | 9,91 | 25,581 | 10,08 | 44,34 |
| PRHC-008 | 9660 | -8655 | 9716 | -8711 | -8932 | 56 | 8,06 | 14,403 | 0,00 | 0,00 |
| PRHC-015 | 10032 | -8666 | 10086 | -8720 | -8932 | 54 | 4,50 | 8,341 | 12,26 | 49,53 |
| PRHC-016 | 9987 | -8665 | 10045 | -8723 | -8932 | 58 | 9,32 | 16,052 | 13,48 | 33,28 |
| PRHD-025 | 9828 | -8890 | 9884 | -8946 | -8932 | 42 | 5,50 | 13,234 | 10,27 | 46,69 |
| PROMEDIO | | | | | | 58,79 | 10,37 | 17,64 | 11,57 | 39,92 |

| TINFERIOR | | | | | | | | | | |
|-----------------|--------------|--------------|-----------|--------------|-------|--------------------------|-------------------------|----------------|---------------------------|-----------------------------------|
| POZO | Tope | | Base | | LKO | Esp. Total (1) (pies) | Esp. Neto (2) (pies) | NTG (3) (%) | Porosidad efectiva (%) | Saturación de agua inicial (%) |
| | MD (pies) | TVDSS (pies) | MD (pies) | TVDSS (pies) | | | | | | |
| PRH-001 | 9748 | -8733 | 9806 | -8792 | -8792 | 59 | 50,98 | 86,568 | 19,76 | 23,56 |
| PRH-002 | 9631 | -8739 | 9661 | -8769 | -8792 | 30 | 25,00 | 81,994 | 13,05 | 15,29 |
| PRH-003 | 9736 | -8725 | 9757 | -8746 | -8792 | 21 | 10,00 | 47,125 | 12,18 | 24,13 |
| PRH-003B | 9790 | -8768 | 9814 | -8792 | -8792 | 24 | 17,81 | 74,675 | 16,86 | 10,40 |
| PRH-004 | 9732 | -8743 | 9756 | -8767 | -8792 | 24 | 6,00 | 24,773 | 11,56 | 10,62 |
| PRH-009 | 9762 | -8766 | 9781 | -8785 | -8792 | 19 | 18,25 | 96,459 | 13,05 | 42,28 |
| PRH-010 | 9646 | -8648 | 9707 | -8709 | -8792 | 61 | 34,50 | 56,781 | 11,34 | 34,66 |
| PRH-011 | 9698 | -8677 | 9759 | -8739 | -8792 | 61 | 45,00 | 73,218 | 13,76 | 20,00 |
| PRH-012 | 9697 | -8693 | 9741 | -8736 | -8792 | 44 | 38,50 | 88,364 | 16,65 | 15,29 |
| PRH-013 | 9703 | -8710 | 9731 | -8739 | -8792 | 29 | 27,41 | 95,339 | 15,27 | 11,96 |
| PRHA-021 | 9926 | -8710 | 9966 | -8750 | -8792 | 40 | 21,50 | 53,750 | 12,80 | 43,36 |
| PRHA-024 | 10062 | -8725 | 10110 | -8773 | -8792 | 48 | 30,49 | 63,231 | 14,41 | 27,72 |
| PRHA-040 | 9969 | -8716 | 9996 | -8743 | -8792 | 27 | 22,15 | 82,588 | 12,46 | 33,42 |
| PRHB-007 | 9668 | -8698 | 9732 | -8762 | -8792 | 64 | 41,37 | 65,027 | 15,11 | 15,60 |
| PRHB-017 | 10066 | -8704 | 10126 | -8764 | -8792 | 60 | 53,41 | 89,061 | 17,35 | 16,84 |
| PRHB-018 | 9859 | -8618 | 9930 | -8689 | -8792 | 72 | 59,09 | 82,516 | 15,22 | 21,34 |
| PRHC-008 | 9716 | -8711 | 9777 | -8772 | -8792 | 61 | 43,44 | 70,749 | 14,35 | 20,50 |
| PRHC-015 | 10086 | -8720 | 10136 | -8770 | -8792 | 50 | 37,00 | 73,911 | 11,76 | 22,52 |
| PRHC-016 | 10045 | -8723 | 10091 | -8769 | -8792 | 46 | 39,18 | 85,304 | 11,95 | 25,83 |
| PRHC-022 | 10511 | -8750 | 10551 | -8790 | -8792 | 40 | 36,50 | 90,864 | 11,86 | 39,69 |
| PROMEDIO | | | | | | 44 | 32,879 | 74,731 | 14,4993 | 23,367 |

ANEXO N° 2.- Cálculo de Volumen total de roca por reservorio

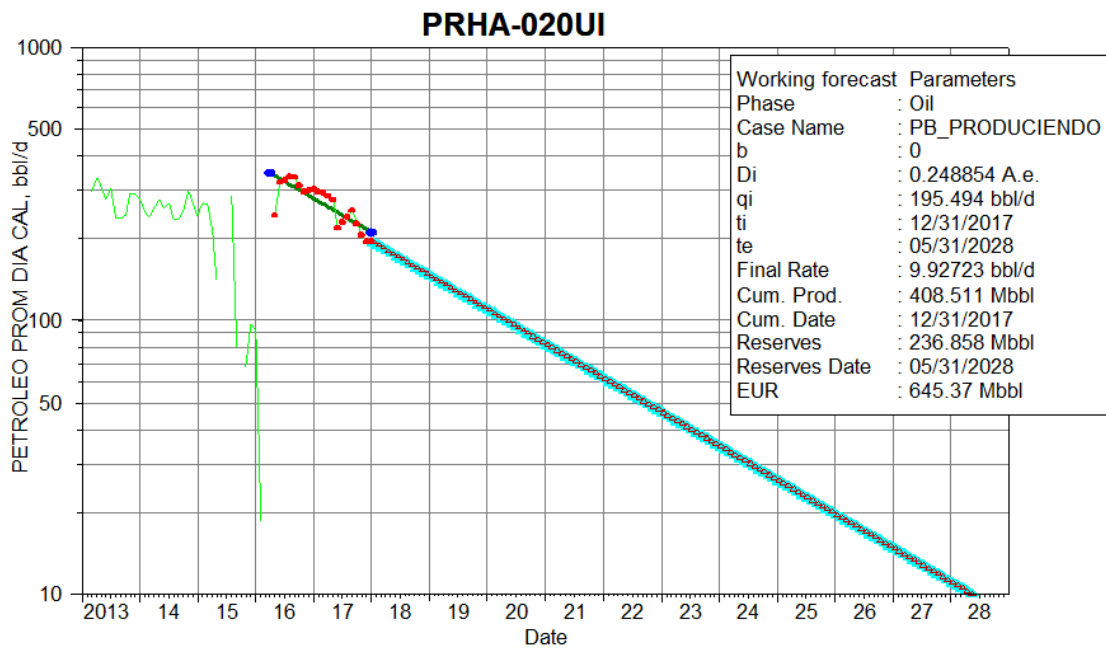
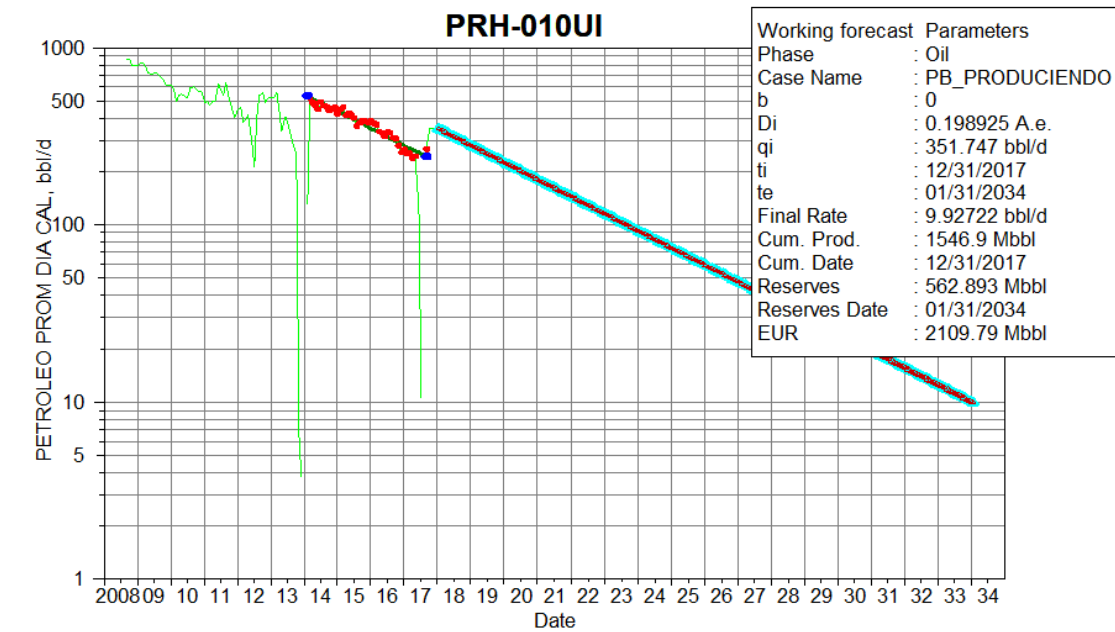
| BASAL TENA | | | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|----------------------|--------------------|--------------------------------|
| COTA | AREAS DE CONTORNOS (ACRES) | RELACIÓN DE AREAS | MÉTODO | VOLUMEN DE ROCA (ACRES - |
| | | A2/A1 | | |
| 0 | 17748,98 | | | |
| 10 | 17264,12 | 0,97 | Método trapezoidal | 175065,50 |
| 20 | 15953,15 | 0,92 | Método trapezoidal | 166086,35 |
| 30 | 10834,40 | 0,68 | Método trapezoidal | 133937,75 |
| 40 | 1920,23 | 0,18 | Piramidal | 57719,43 |
| 50 | 1041,06 | 0,54 | Método trapezoidal | 14583,92 |
| 60 | 399,81 | 0,38 | Piramidal | 6953,42 |
| 70 | 0,95 | 0,00 | Piramidal | 1400,83 |
| 80 | 0,00 | 0,00 | Piramidal | 3,17 |
| VOLUMEN TOTAL DE ROCA (ACRES - PIE) | | | | 555750,37 |

| U INFERIOR | | | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|----------------------|--------------------|--------------------------------|
| COTA | AREAS DE CONTORNOS (ACRES) | RELACIÓN DE AREAS | MÉTODO | VOLUMEN DE ROCA (ACRES - |
| | | A2/A1 | | |
| 0 | 17393,34 | | | |
| 10 | 16884,26 | 0,97 | Método trapezoidal | 171388,00 |
| 20 | 16483,08 | 0,98 | Método trapezoidal | 166836,70 |
| 30 | 14827,75 | 0,90 | Método trapezoidal | 156554,15 |
| 40 | 8743,55 | 0,59 | Método trapezoidal | 117856,50 |
| 50 | 4605,39 | 0,53 | Método trapezoidal | 66744,70 |
| 60 | 317,12 | 0,07 | Piramidal | 20436,68 |
| 70 | 48,86 | 0,15 | Piramidal | 1634,86 |
| 80 | 16,06 | 0,33 | Piramidal | 309,77 |
| 90 | 2,89 | 0,18 | Piramidal | 85,88 |
| 100 | 0,01 | 0,00 | Piramidal | 10,23 |
| 110 | 0,00 | 0,00 | Piramidal | 0,03 |
| VOLUMEN TOTAL DE ROCA (ACRES - PIE) | | | | 701857,51 |

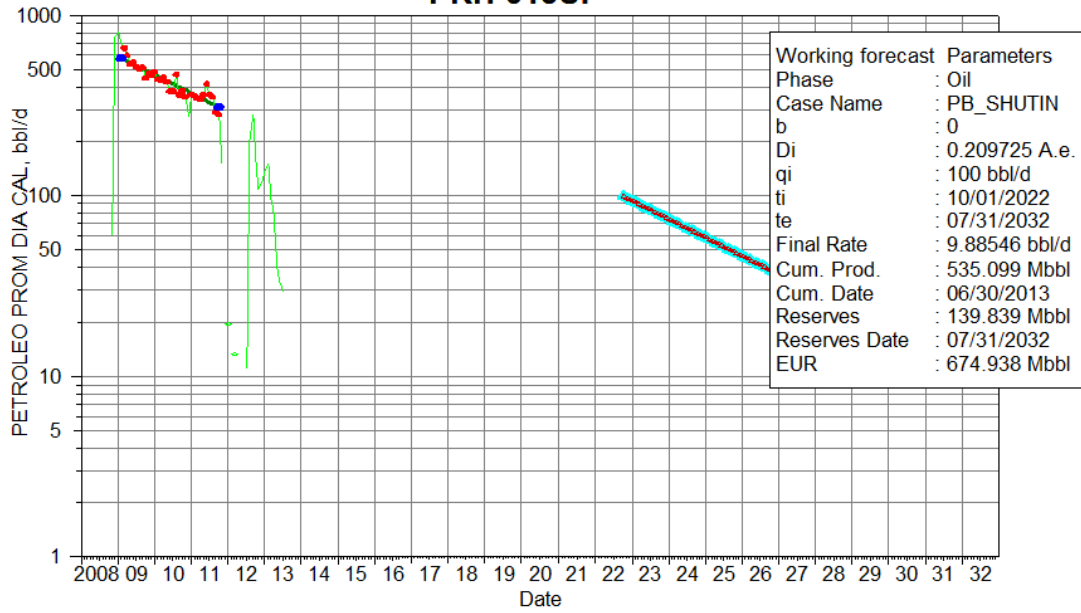
| T SUPERIOR | | | | |
|--|---|------------------------------|--------------------|---|
| COTA | AREAS DE CONTORNOS (ACRES) | RELACIÓN DE AREAS | MÉTODO | VOLUMEN DE ROCA (ACRES - |
| | | A2/A1 | | |
| 0 | 17680,73 | | | |
| 10 | 17018,81 | 0,96 | Método trapezoidal | 173497,70 |
| 20 | 16411,52 | 0,96 | Método trapezoidal | 167151,65 |
| 30 | 15640,22 | 0,95 | Método trapezoidal | 160258,70 |
| 40 | 14619,49 | 0,93 | Método trapezoidal | 151298,55 |
| 50 | 11772,28 | 0,81 | Método trapezoidal | 131958,85 |
| 60 | 6723,67 | 0,57 | Método trapezoidal | 92479,75 |
| 70 | 1284,87 | 0,19 | Piramidal | 36492,55 |
| 80 | 263,95 | 0,21 | Piramidal | 7103,93 |
| 90 | 40,35 | 0,15 | Piramidal | 1358,34 |
| 100 | 11,61 | 0,29 | Piramidal | 245,35 |
| 110 | 3,44 | 0,30 | Piramidal | 71,23 |
| 120 | 0,52 | 0,15 | Piramidal | 17,66 |
| 130 | 0,00 | 0,00 | Piramidal | 1,73 |
| VOLUMEN TOTAL DE ROCA (ACRES - PIE) | | | | 921935,98 |

| T INFERIOR | | | | |
|--|--|--|--------------------|--|
| COTA | AREAS DE CONTORNO (ACRES) | RELACIÓN DE AREAS A2/A1 | MÉTODO | VOLUMEN DE ROCA (ACRES - PIE) |
| 0 | 17251,97 | | | |
| 10 | 16567,11 | 0,96 | Método trapezoidal | 169095,40 |
| 20 | 14756,14 | 0,89 | Método trapezoidal | 156616,25 |
| 30 | 8637,39 | 0,59 | Método trapezoidal | 116967,65 |
| 40 | 1223,22 | 0,14 | Piramidal | 43703,53 |
| 50 | 544,05 | 0,44 | Piramidal | 8610,16 |
| 60 | 199,81 | 0,37 | Piramidal | 3578,56 |
| 70 | 0,95 | 0,00 | Piramidal | 715,12 |
| 80 | 0,00 | 0,00 | Piramidal | 3,17 |
| VOLUMEN TOTAL DE ROCA (ACRES - PIE) | | | | 499289,84 |

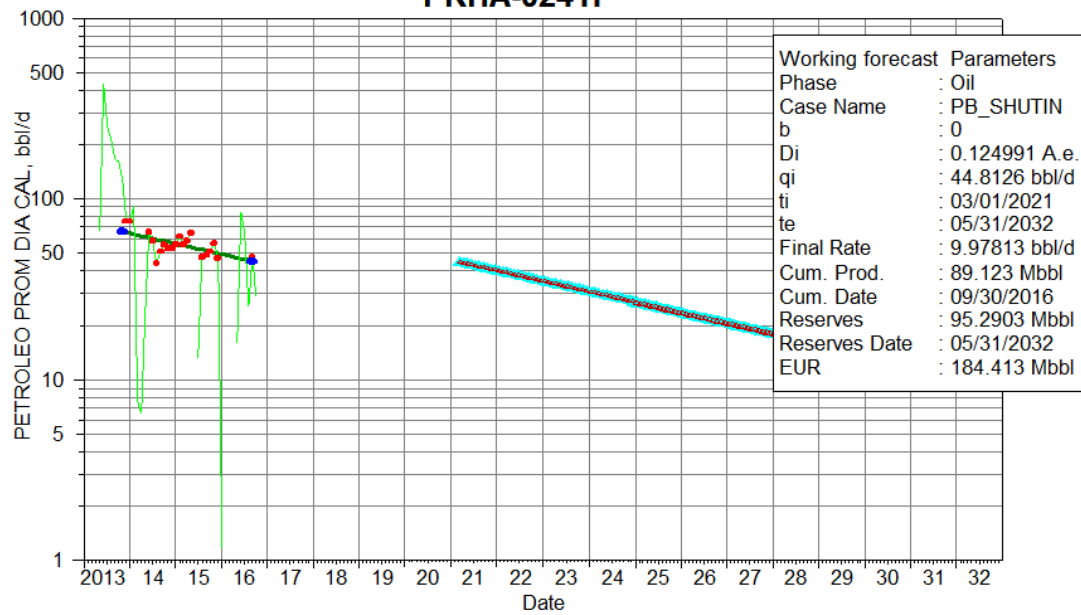
ANEXO N° 3.- Ejemplo de curvas de declinación



PRH-013UI



PRHA-024TI



ANEXO N° 4.- Resultados de las reservas

| RESERVAS PROBADAS PRODUCIENDO | | | | | | |
|-------------------------------|------------|---------------------|------------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------------|
| Pozo | Arena | Caudal Inicial bb/d | Fecha Inicial | Declinación Inicial Mensual Nominal | Caudal Final bb/d | Reservas Remanentes bbl |
| PRH-002UI | U Inferior | 126,78 | 31 December 2017 | 0,0099 | 9,97 | 359.280 |
| PRH-010UI | U Inferior | 351,75 | 31 December 2017 | 0,0185 | 9,93 | 562.893 |
| PRH-011BT | Basal Tena | 60,71 | 31 December 2017 | 0,0122 | 9,93 | 127.167 |
| PRH-012TI | T Inferior | 667,42 | 31 December 2017 | 0,0237 | 9,78 | 843.751 |
| PRH-013TI | T Inferior | 148,77 | 31 December 2017 | 0,0202 | 9,91 | 209.002 |
| PRHA-020UI | U Inferior | 195,49 | 31 December 2017 | 0,0238 | 9,93 | 236.858 |
| PRHA-024BT | Basal Tena | 229,86 | 31 December 2017 | 0,0686 | 9,95 | 161.480 |
| PRHA-040TI | T Inferior | 117,54 | 31 December 2017 | 0,0145 | 9,85 | 226.066 |
| PRHB-007TI | T Inferior | 293,64 | 31 December 2017 | 0,0113 | 9,97 | 765.791 |
| PRHB-007TS | T Superior | 49,74 | 31 December 2017 | 0,0113 | 9,95 | 106.871 |
| PRHB-017UI | U Inferior | 267,11 | 31 December 2017 | 0,0105 | 9,96 | 744.836 |
| PRHB-018UI | U Inferior | 113,42 | 31 December 2017 | 0,0113 | 9,93 | 278.054 |
| PRHC-008TI | T Inferior | 179,44 | 31 December 2017 | 0,0139 | 9,91 | 370.420 |
| PRHC-015TI | T Inferior | 201,84 | 31 December 2017 | 0,0117 | 9,99 | 497.248 |
| PRHD-025UI | U Inferior | 249,03 | 31 December 2017 | 0,0345 | 9,96 | 351.552 |
| | | | | | Total | 5.841.268 |

| RESERVAS PROBADAS SHUT IN | | | | | | |
|---------------------------|------------|---------------------|-------------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------------|
| Pozo | Arena | Caudal Inicial bb/d | Fecha Inicial | Declinación Inicial Mensual Nominal | Caudal Final bb/d | Reservas Remanentes bbl |
| PRH-001TI | T Inferior | 50 | 01 May 2022 | 0,0114 | 9,98 | 106.607 |
| PRH-002BT | Basal Tena | 113,43 | 01 June 2022 | 0,015 | 9,95 | 209.614 |
| PRH-002TI | T Inferior | 100 | 01 June 2022 | 0,0167 | 9,88 | 164.721 |
| PRH-003BTI | T Inferior | 70 | 01 July 2022 | 0,0145 | 9,98 | 125.678 |
| PRH-005TI | T Inferior | 112 | 01 August 2022 | 0,0099 | 9,97 | 313.195 |
| PRH-011TI | T Inferior | 160 | 01 September 2022 | 0,0193 | 9,95 | 236.702 |
| PRH-011UI | U Inferior | 100 | 01 September 2022 | 0,0138 | 9,89 | 199.144 |
| PRH-013UI | U Inferior | 100 | 01 October 2022 | 0,0196 | 9,89 | 139.839 |
| PRHA-024TI | T Inferior | 44,81 | 01 March 2021 | 0,0111 | 9,98 | 95.290 |
| PRHB-017TI | T Inferior | 130 | 15 November 2022 | 0,0266 | 9,95 | 137.175 |
| PRHB-018TI | T Inferior | 100 | 01 December 2022 | 0,0135 | 10 | 202.270 |
| PRHC-016TI | T Inferior | 257,17 | 15 January 2022 | 0,0117 | 9,98 | 644.851 |
| | | | | | Total | 2.575.083 |

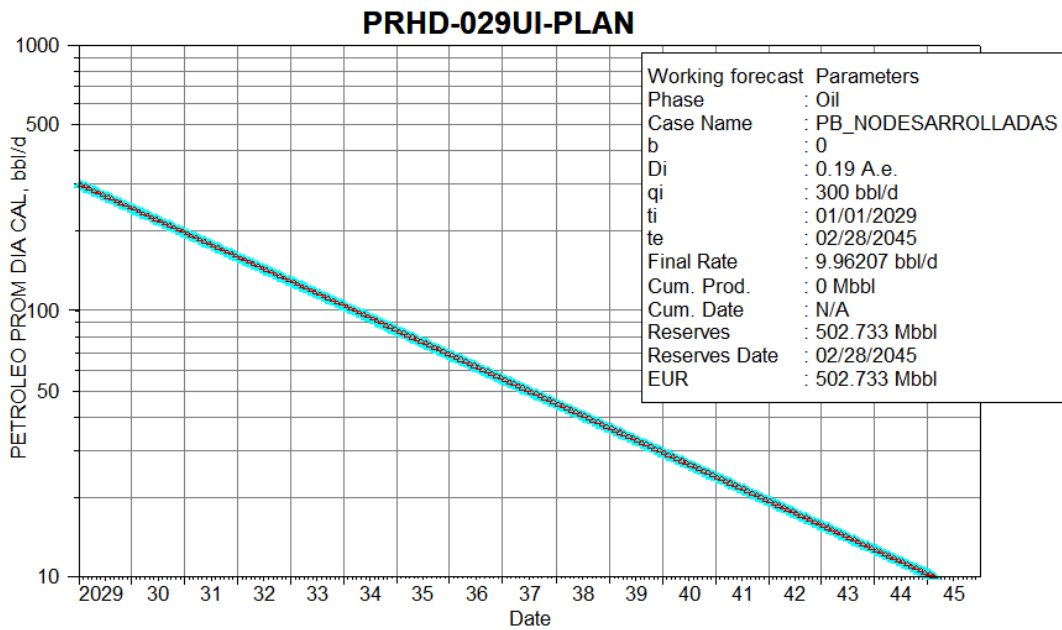
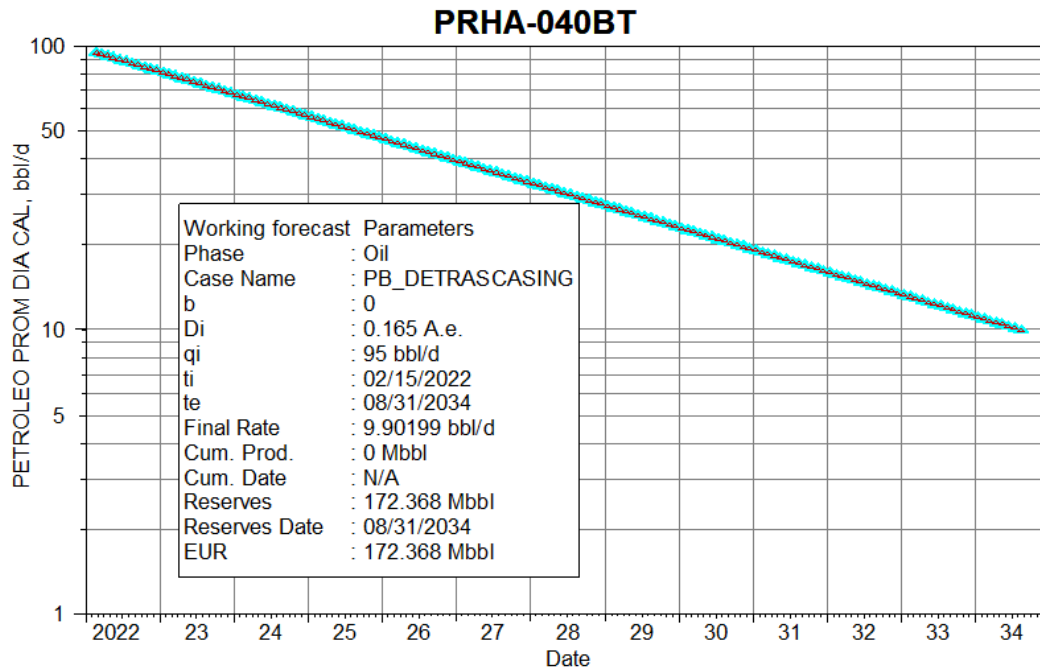
| RESERVAS PROBADAS DETRÁS DE CASING | | | | | | |
|---|--------------|--------------------------------|----------------------|--|------------------------------|---------------------------------------|
| Pozo | Arena | Caudal Inicial bb/d | Fecha Inicial | Declinación Inicial Mensual Nominal | Caudal Final bb/d | Reservas Remanentes bb |
| PRH-001UI | U Inferior | 300 | 01 January 2022 | 0,0176 | 9,96 | 502733 |
| PRH-002TS | T Superior | 150 | 15 January 2022 | 0,015 | 9,95 | 283671 |
| PRH-004TI-PLAN | T Inferior | 250 | 15 July 2022 | 0,0135 | 9,89 | 539640 |
| PRH-010TI-PLAN | T Inferior | 250 | 15 August 2022 | 0,0135 | 9,89 | 539630 |
| PRH-012UI-PLAN | U Inferior | 300 | 01 February 2022 | 0,0176 | 9,96 | 502733 |
| PRHA-021TI | T Inferior | 250 | 15 October 2022 | 0,0135 | 9,89 | 539640 |
| PRHA-040BT | Basal Tena | 95 | 15 February 2022 | 0,015 | 9,9 | 172368 |
| PRHA-040UI-PLAN | U Inferior | 300 | 01 March 2022 | 0,0176 | 9,95 | 502753 |
| PRHB-017TS | T Superior | 150 | 15 March 2022 | 0,015 | 9,95 | 283671 |
| PRHC-008UI-PLAN | U Inferior | 300 | 15 December 2022 | 0,0176 | 9,86 | 502901 |
| PRHC-015UI-PLAN | U Inferior | 300 | 01 January 2021 | 0,0176 | 9,96 | 502733 |
| PRHC-016TS | T Superior | 150 | 01 April 2022 | 0,015 | 9,89 | 283800 |
| PRHC-022UI | U Inferior | 300 | 01 February 2021 | 0,0176 | 9,96 | 502733 |
| PRHD-025BT | Basal Tena | 95 | 15 April 2022 | 0,015 | 9,89 | 172388 |
| Total | | | | | | 5831394 |

| RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS | | | | | | |
|---|--------------|--------------------------------|----------------------|--|------------------------------|---------------------------------------|
| Pozo | Arena | Caudal Inicial bb/d | Fecha Inicial | Declinación Inicial Mensual Nominal | Caudal Final bb/d | Reservas Remanentes bb |
| PRHD-026TI-PLAN | T Inferior | 250 | 01 January 2022 | 0,0135 | 9,96 | 539.471 |
| PRHD-026TS-PLAN | T Superior | 150 | 01 January 2022 | 0,015 | 9,88 | 283.810 |
| PRHD-027TI-PLAN | T Inferior | 250 | 01 February 2022 | 0,0135 | 9,97 | 539.461 |
| PRHD-028TI-PLAN | T Inferior | 250 | 01 March 2022 | 0,0135 | 9,95 | 539.491 |
| PRHD-028TS-PLAN | T Superior | 150 | 01 March 2022 | 0,015 | 9,88 | 283.810 |
| PRHD-029TI-PLAN | T Inferior | 250 | 01 April 2022 | 0,0135 | 9,95 | 539.491 |
| PRHD-029TS-PLAN | T Superior | 150 | 01 April 2022 | 0,015 | 9,89 | 283.800 |
| PRHD-029UI-PLAN | U Inferior | 300 | 01 January 2029 | 0,0176 | 9,96 | 502.733 |
| PRNA-002TI | T Inferior | 250 | 01 May 2022 | 0,0135 | 9,96 | 539.471 |
| PRNA-002TS | T Superior | 150 | 01 May 2022 | 0,015 | 9,88 | 283.810 |
| PRNA-005UI | U Inferior | 300 | 01 June 2022 | 0,0176 | 9,95 | 502.753 |
| Total | | | | | | 4.838.092 |

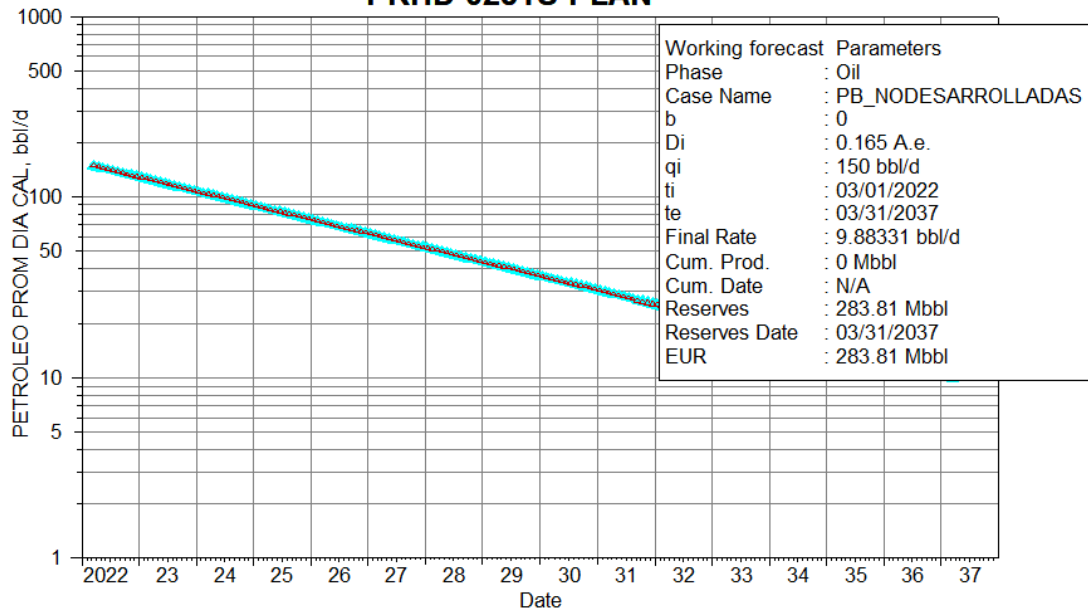
| RESERVAS PROBABLES | | | | | | |
|---------------------------|--------------|---------------------------------|----------------------|--|-------------------------------|--|
| Pozo | Arena | Caudal Inicial bbl/d | Fecha Inicial | Declinación Inicial Mensual Nominal | Caudal Final bbl/d | Reservas Remanentes bbl |
| PRHD-030TI-PLAN | T Inferior | 250 | 01 July 2022 | 0,0135 | 9,96 | 539.471 |
| PRHD-030TS-PLAN | T Superior | 150 | 01 July 2022 | 0,015 | 9,88 | 283.810 |
| PRHF-034TI-PLAN | T Inferior | 250 | 01 August 2022 | 0,0135 | 9,96 | 539.471 |
| PRHF-034TS-PLAN | T Superior | 150 | 01 August 2022 | 0,015 | 9,88 | 283.810 |
| PRNA-003TI | T Inferior | 250 | 01 September 2022 | 0,0135 | 9,97 | 539.461 |
| PRNA-003TS | T Superior | 150 | 01 September 2022 | 0,015 | 9,89 | 283.800 |
| PRNA-004TI | T Inferior | 250 | 01 October 2022 | 0,0135 | 9,96 | 539.471 |
| PRNA-004TS | T Superior | 150 | 01 October 2022 | 0,015 | 9,88 | 283.810 |
| PRNA-005TS | T Superior | 150 | 01 February 2029 | 0,015 | 9,9 | 283.780 |
| | | | | | Total | 3.576.879 |

| RESERVAS POSIBLES | | | | | | |
|--------------------------|--------------|---------------------------------|----------------------|--|-------------------------------|--|
| Pozo | Arena | Caudal Inicial bbl/d | Fecha Inicial | Declinación Inicial Mensual Nominal | Caudal Final bbl/d | Reservas Remanentes bbl |
| PRHD-033TI-PLAN | T Inferior | 250 | 01 November 2022 | 0,0135 | 9,96 | 539.471 |
| | | | | | Total | 539.471 |

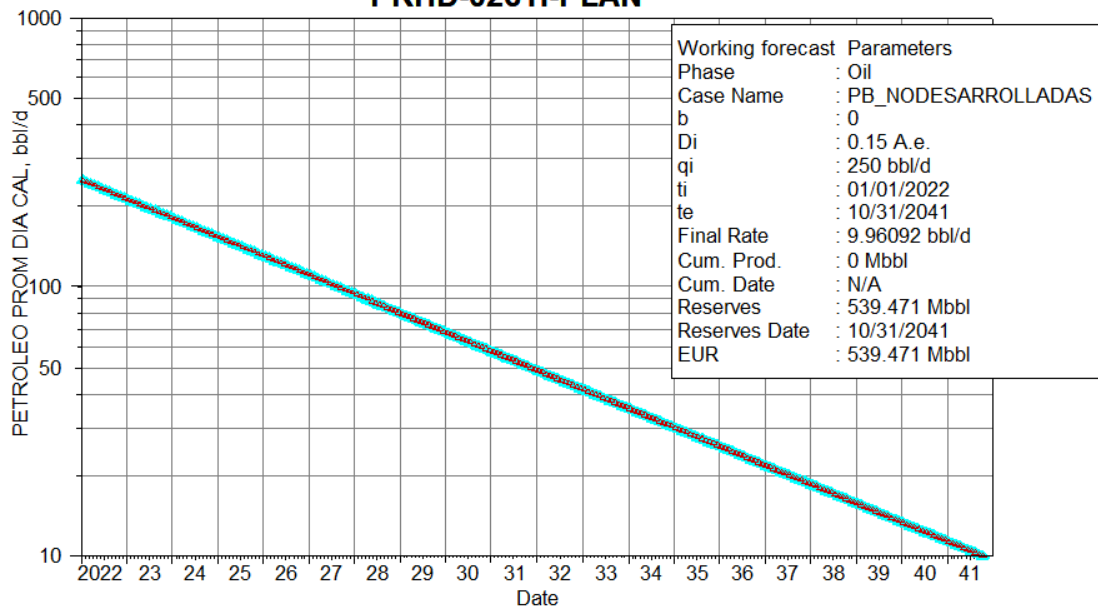
ANEXO N° 5.- Ejemplo de reservas de pozos a desarrollar



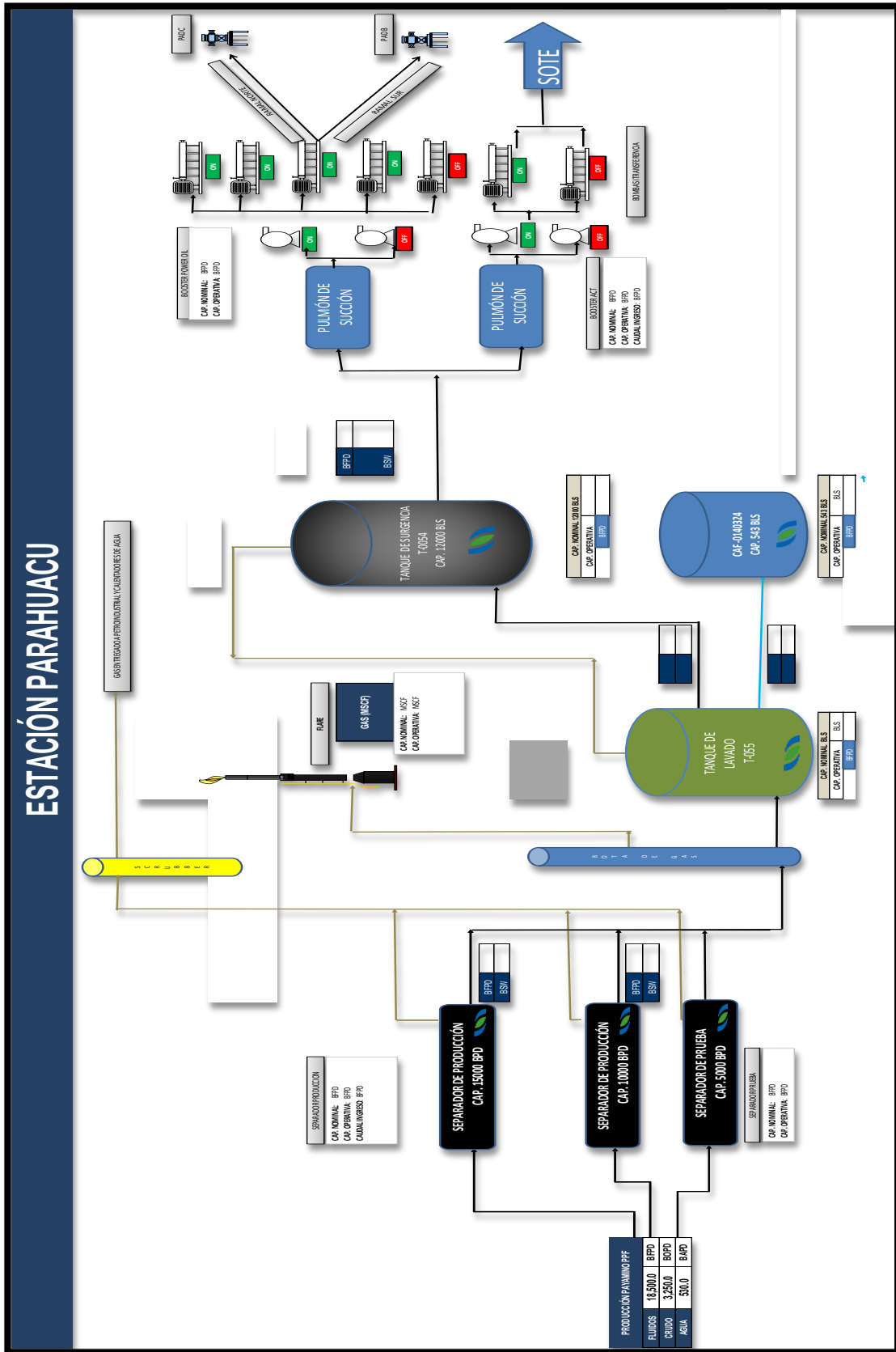
PRHD-028TS-PLAN



PRHD-026TI-PLAN



ANEXO N° 6.- Esquema de estación Parahuacu



ANEXO N° 7.- Cálculo de ingresos y egresos anuales

| Año | WO (Bls) | Perforación (Bls) | Total Incremental (Bls) | Egresos (\$) | Ingresos (\$) |
|------|--------------|----------------------|-------------------------------|-----------------|------------------|
| 2021 | 201.701,59 | | 201.701,59 | 3.400.688,81 | 11.626.079,65 |
| 2022 | 924.188,27 | 803.049,63 | 1.727.237,90 | 29.121.230,99 | 99.557.992,56 |
| 2023 | 1.304.983,26 | 1.214.770,59 | 2.519.753,85 | 42.483.049,91 | 145.238.611,91 |
| 2024 | 1.082.777,05 | 1.026.346,22 | 2.109.123,27 | 35.559.818,33 | 121.569.865,28 |
| 2025 | 894.627,00 | 862.560,68 | 1.757.187,68 | 29.626.184,28 | 101.284.297,88 |
| 2026 | 742.304,83 | 727.201,45 | 1.469.506,28 | 24.775.875,88 | 84.702.341,98 |
| 2027 | 616.651,78 | 613.189,27 | 1.229.841,05 | 20.735.120,10 | 70.888.038,12 |
| 2028 | 514.142,08 | 518.438,41 | 1.032.580,49 | 17.409.307,06 | 59.517.939,44 |
| 2029 | 426.809,92 | 580.127,42 | 1.006.937,34 | 16.976.963,55 | 58.039.868,28 |
| 2030 | 355.462,77 | 490.368,40 | 845.831,17 | 14.260.713,53 | 48.753.708,64 |
| 2031 | 293.844,96 | 410.694,88 | 704.539,84 | 11.878.541,70 | 40.609.676,38 |
| 2032 | 242.907,52 | 344.942,93 | 587.850,45 | 9.911.158,59 | 33.883.699,94 |
| 2033 | 198.418,40 | 288.227,34 | 486.645,74 | 8.204.847,18 | 28.050.260,45 |
| 2034 | 154.780,73 | 241.634,97 | 396.415,70 | 6.683.568,70 | 22.849.400,95 |
| 2035 | 122.335,70 | 202.638,27 | 324.973,97 | 5.479.061,13 | 18.731.499,63 |
| 2036 | 98.869,99 | 170.413,87 | 269.283,86 | 4.540.125,88 | 15.521.521,69 |
| 2037 | 64.427,24 | 128.589,79 | 193.017,03 | 3.254.267,13 | 11.125.501,61 |
| 2038 | 43.285,00 | 94.110,19 | 137.395,19 | 2.316.482,90 | 7.919.458,75 |

ANEXO N° 8.- Cálculo Flujo de Fondos Neto

| Año | Inversiones (\$) | Egresos (\$) | Ingresos (\$) | FFN (\$) |
|------|---------------------|-----------------|------------------|----------------|
| 2021 | 98.093.248,68 | 3.400.688,81 | 11.626.079,65 | -89.867.857,84 |
| 2022 | | 29.121.230,99 | 99.557.992,56 | 70.436.761,56 |
| 2023 | | 42.483.049,91 | 145.238.611,91 | 102.755.562,00 |
| 2024 | | 35.559.818,33 | 121.569.865,28 | 86.010.046,95 |
| 2025 | | 29.626.184,28 | 101.284.297,88 | 71.658.113,59 |
| 2026 | | 24.775.875,88 | 84.702.341,98 | 59.926.466,10 |
| 2027 | | 20.735.120,10 | 70.888.038,12 | 50.152.918,02 |
| 2028 | | 17.409.307,06 | 59.517.939,44 | 42.108.632,38 |
| 2029 | | 16.976.963,55 | 58.039.868,28 | 41.062.904,73 |
| 2030 | | 14.260.713,53 | 48.753.708,64 | 34.492.995,11 |
| 2031 | | 11.878.541,70 | 40.609.676,38 | 28.731.134,68 |
| 2032 | | 9.911.158,59 | 33.883.699,94 | 23.972.541,35 |
| 2033 | | 8.204.847,18 | 28.050.260,45 | 19.845.413,28 |
| 2034 | | 6.683.568,70 | 22.849.400,95 | 16.165.832,25 |
| 2035 | | 5.479.061,13 | 18.731.499,63 | 13.252.438,50 |
| 2036 | | 4.540.125,88 | 15.521.521,69 | 10.981.395,81 |
| 2037 | | 3.254.267,13 | 11.125.501,61 | 7.871.234,48 |
| 2038 | | 2.316.482,90 | 7.919.458,75 | 5.602.975,85 |

ANEXO N° 9.- Cálculo de VAN

| Periodo | Año | FFN (\$) | VAN (\$) |
|---------|------|----------------|----------------|
| 0 | 2021 | -89.867.857,84 | -89.867.857,84 |
| 1 | 2022 | 70.436.761,56 | 62.889.965,68 |
| 2 | 2023 | 102.755.562,00 | 81.916.104,91 |
| 3 | 2024 | 86.010.046,95 | 61.220.252,53 |
| 4 | 2025 | 71.658.113,59 | 45.540.026,65 |
| 5 | 2026 | 59.926.466,10 | 34.003.886,23 |
| 6 | 2027 | 50.152.918,02 | 25.409.029,09 |
| 7 | 2028 | 42.108.632,38 | 19.047.806,82 |
| 8 | 2029 | 41.062.904,73 | 16.584.618,51 |
| 9 | 2030 | 34.492.995,11 | 12.438.519,83 |
| 10 | 2031 | 28.731.134,68 | 9.250.656,42 |
| 11 | 2032 | 23.972.541,35 | 6.891.532,79 |
| 12 | 2033 | 19.845.413,28 | 5.093.823,30 |
| 13 | 2034 | 16.165.832,25 | 3.704.791,51 |
| 14 | 2035 | 13.252.438,50 | 2.711.711,48 |
| 15 | 2036 | 10.981.395,81 | 2.006.259,96 |
| 16 | 2037 | 7.871.234,48 | 1.283.968,85 |
| 17 | 2038 | 5.602.975,85 | 816.041,72 |
| | | TOTAL | 300.941.138,46 |

ANEXO N° 10.- Análisis Sensibilidad del VAN y TIR

| Periodo | Año | Total Incremental (Bls) | Inversiones (\$) | Egresos (\$) | Ingresos (\$) | FFN (\$) | VAN (\$) |
|---------|------|-------------------------|------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 0 | 2021 | 201.701,59 | 98.093.248,68 | 3.400.688,81 | 5.042.539,75 | -96.451.397,74 | -96.451.397,74 |
| 1 | 2022 | 1.727.237,90 | | 29.121.230,99 | 43.180.947,50 | 14.059.716,51 | 12.553.318,31 |
| 2 | 2023 | 2.519.753,85 | | 42.483.049,91 | 62.993.846,25 | 20.510.796,34 | 16.351.081,27 |
| 3 | 2024 | 2.109.123,27 | | 35.559.818,33 | 52.728.081,75 | 17.168.263,42 | 12.220.030,79 |
| 4 | 2025 | 1.757.187,68 | | 29.626.184,28 | 43.929.692,00 | 14.303.507,72 | 9.090.137,74 |
| 5 | 2026 | 1.469.506,28 | | 24.775.875,88 | 36.737.657,00 | 11.961.781,12 | 6.787.435,85 |
| 6 | 2027 | 1.229.841,05 | | 20.735.120,10 | 30.746.026,25 | 10.010.906,15 | 5.071.836,61 |
| 7 | 2028 | 1.032.580,49 | | 17.409.307,06 | 25.814.512,25 | 8.405.205,19 | 3.802.087,97 |
| 8 | 2029 | 1.006.937,34 | | 16.976.963,55 | 25.173.433,50 | 8.196.469,95 | 3.310.416,74 |
| 9 | 2030 | 845.831,17 | | 14.260.713,53 | 21.145.779,25 | 6.885.065,72 | 2.482.823,72 |
| 10 | 2031 | 704.539,84 | | 11.878.541,70 | 17.613.496,00 | 5.734.954,30 | 1.846.501,80 |
| 11 | 2032 | 587.850,45 | | 9.911.158,59 | 14.696.261,25 | 4.785.102,66 | 1.375.602,67 |
| 12 | 2033 | 486.645,74 | | 8.204.847,18 | 12.166.143,50 | 3.961.296,32 | 1.016.766,10 |
| 13 | 2034 | 396.415,70 | | 6.683.568,70 | 9.910.392,50 | 3.226.823,80 | 739.504,73 |
| 14 | 2035 | 324.973,97 | | 5.479.061,13 | 8.124.349,25 | 2.645.288,12 | 541.278,36 |
| 15 | 2036 | 269.283,86 | | 4.540.125,88 | 6.732.096,50 | 2.191.970,62 | 400.464,84 |
| 16 | 2037 | 193.017,03 | | 3.254.267,13 | 4.825.425,75 | 1.571.158,62 | 256.290,01 |
| 17 | 2038 | 137.395,19 | | 2.316.482,90 | 3.434.879,75 | 1.118.396,85 | 162.888,17 |
| | | | | | | TOTAL | -18.442.932,07 |

| | | |
|---------------|----|-------------------------|
| Precio Barril | \$ | 25,00 |
| VAN | | \$-18.442.932,07 |
| TIR | | 7% |

| Periodo | Año | Total Incremental (Bls) | Inversiones (\$) | Egresos (\$) | Ingresos (\$) | FFN (\$) | VAN (\$) |
|---------|------|-------------------------|------------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| 0 | 2021 | 201.701,59 | 98.093.248,68 | 3.400.688,81 | 6.051.047,70 | -95.442.889,79 | -95.442.889,79 |
| 1 | 2022 | 1.727.237,90 | | 29.121.230,99 | 51.817.137,00 | 22.695.906,01 | 20.264.201,79 |
| 2 | 2023 | 2.519.753,85 | | 42.483.049,91 | 75.592.615,50 | 33.109.565,59 | 26.394.742,98 |
| 3 | 2024 | 2.109.123,27 | | 35.559.818,33 | 63.273.698,10 | 27.713.879,77 | 19.726.192,21 |
| 4 | 2025 | 1.757.187,68 | | 29.626.184,28 | 52.715.630,40 | 23.089.446,12 | 14.673.760,43 |
| 5 | 2026 | 1.469.506,28 | | 24.775.875,88 | 44.085.188,40 | 19.309.312,52 | 10.956.622,49 |
| 6 | 2027 | 1.229.841,05 | | 20.735.120,10 | 36.895.231,50 | 16.160.111,40 | 8.187.215,36 |
| 7 | 2028 | 1.032.580,49 | | 17.409.307,06 | 30.977.414,70 | 13.568.107,64 | 6.137.522,84 |
| 8 | 2029 | 1.006.937,34 | | 16.976.963,55 | 30.208.120,20 | 13.231.156,65 | 5.343.842,26 |
| 9 | 2030 | 845.831,17 | | 14.260.713,53 | 25.374.935,10 | 11.114.221,57 | 4.007.899,72 |
| 10 | 2031 | 704.539,84 | | 11.878.541,70 | 21.136.195,20 | 9.257.653,50 | 2.980.716,66 |
| 11 | 2032 | 587.850,45 | | 9.911.158,59 | 17.635.513,50 | 7.724.354,91 | 2.220.567,46 |
| 12 | 2033 | 486.645,74 | | 8.204.847,18 | 14.599.372,20 | 6.394.525,02 | 1.641.315,30 |
| 13 | 2034 | 396.415,70 | | 6.683.568,70 | 11.892.471,00 | 5.208.902,30 | 1.193.745,97 |
| 14 | 2035 | 324.973,97 | | 5.479.061,13 | 9.749.219,10 | 4.270.157,97 | 873.758,92 |
| 15 | 2036 | 269.283,86 | | 4.540.125,88 | 8.078.515,80 | 3.538.389,92 | 646.450,61 |
| 16 | 2037 | 193.017,03 | | 3.254.267,13 | 5.790.510,90 | 2.536.243,77 | 413.716,30 |
| 17 | 2038 | 137.395,19 | | 2.316.482,90 | 4.121.855,70 | 1.805.372,80 | 262.942,33 |
| | | | | | | TOTAL | 30.482.323,83 |

| | | |
|---------------|----|------------------------|
| Precio Barril | \$ | 30,00 |
| VAN | | \$30.482.323,83 |
| TIR | | 20% |

| Periodo | Año | Total Incremental (Bls) | Inversiones (\$) | Egresos (\$) | Ingresos (\$) | FFN (\$) | VAN (\$) |
|---------|------|-------------------------|------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| 0 | 2021 | 201.701,59 | 98.093.248,68 | 3.400.688,81 | 8.068.063,60 | -93.425.873,89 | -93.425.873,89 |
| 1 | 2022 | 1.727.237,90 | | 29.121.230,99 | 69.089.516,00 | 39.968.285,01 | 35.685.968,76 |
| 2 | 2023 | 2.519.753,85 | | 42.483.049,91 | 100.790.154,00 | 58.307.104,09 | 46.482.066,40 |
| 3 | 2024 | 2.109.123,27 | | 35.559.818,33 | 84.364.930,80 | 48.805.112,47 | 34.738.515,05 |
| 4 | 2025 | 1.757.187,68 | | 29.626.184,28 | 70.287.507,20 | 40.661.322,92 | 25.841.005,80 |
| 5 | 2026 | 1.469.506,28 | | 24.775.875,88 | 58.780.251,20 | 34.004.375,32 | 19.294.995,77 |
| 6 | 2027 | 1.229.841,05 | | 20.735.120,10 | 49.193.642,00 | 28.458.521,90 | 14.417.972,86 |
| 7 | 2028 | 1.032.580,49 | | 17.409.307,06 | 41.303.219,60 | 23.893.912,54 | 10.808.392,59 |
| 8 | 2029 | 1.006.937,34 | | 16.976.963,55 | 40.277.493,60 | 23.300.530,05 | 9.410.693,29 |
| 9 | 2030 | 845.831,17 | | 14.260.713,53 | 33.833.246,80 | 19.572.533,27 | 7.058.051,71 |
| 10 | 2031 | 704.539,84 | | 11.878.541,70 | 28.181.593,60 | 16.303.051,90 | 5.249.146,39 |
| 11 | 2032 | 587.850,45 | | 9.911.158,59 | 23.514.018,00 | 13.602.859,41 | 3.910.497,03 |
| 12 | 2033 | 486.645,74 | | 8.204.847,18 | 19.465.829,60 | 11.260.982,42 | 2.890.413,71 |
| 13 | 2034 | 396.415,70 | | 6.683.568,70 | 15.856.628,00 | 9.173.059,30 | 2.102.228,44 |
| 14 | 2035 | 324.973,97 | | 5.479.061,13 | 12.998.958,80 | 7.519.897,67 | 1.538.720,05 |
| 15 | 2036 | 269.283,86 | | 4.540.125,88 | 10.771.354,40 | 6.231.228,52 | 1.138.422,15 |
| 16 | 2037 | 193.017,03 | | 3.254.267,13 | 7.720.681,20 | 4.466.414,07 | 728.568,89 |
| 17 | 2038 | 137.395,19 | | 2.316.482,90 | 5.495.807,60 | 3.179.324,70 | 463.050,65 |
| | | | | | | TOTAL | 128.332.835,63 |
| | | | Precio Barril | \$ | 40,00 | | |
| | | | VAN | \$ | 128.332.835,63 | | |
| | | | TIR | | 45% | | |

| Periodo | Año | Total Incremental (Bls) | Inversiones (\$) | Egresos (\$) | Ingresos (\$) | FFN (\$) | VAN (\$) |
|---------|------|-------------------------|------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| 0 | 2021 | 201.701,59 | 98.093.248,68 | 3.400.688,81 | 10.085.079,50 | -91.408.857,99 | -91.408.857,99 |
| 1 | 2022 | 1.727.237,90 | | 29.121.230,99 | 86.361.895,00 | 57.240.664,01 | 51.107.735,72 |
| 2 | 2023 | 2.519.753,85 | | 42.483.049,91 | 125.987.692,50 | 83.504.642,59 | 66.569.389,82 |
| 3 | 2024 | 2.109.123,27 | | 35.559.818,33 | 105.456.163,50 | 69.896.345,17 | 49.750.837,88 |
| 4 | 2025 | 1.757.187,68 | | 29.626.184,28 | 87.859.384,00 | 58.233.199,72 | 37.008.251,18 |
| 5 | 2026 | 1.469.506,28 | | 24.775.875,88 | 73.475.314,00 | 48.699.438,12 | 27.633.369,05 |
| 6 | 2027 | 1.229.841,05 | | 20.735.120,10 | 61.492.052,50 | 40.756.932,40 | 20.648.730,36 |
| 7 | 2028 | 1.032.580,49 | | 17.409.307,06 | 51.629.024,50 | 34.219.717,44 | 15.479.262,33 |
| 8 | 2029 | 1.006.937,34 | | 16.976.963,55 | 50.346.867,00 | 33.369.903,45 | 13.477.544,32 |
| 9 | 2030 | 845.831,17 | | 14.260.713,53 | 42.291.558,50 | 28.030.844,97 | 10.108.203,71 |
| 10 | 2031 | 704.539,84 | | 11.878.541,70 | 35.226.992,00 | 23.348.450,30 | 7.517.576,11 |
| 11 | 2032 | 587.850,45 | | 9.911.158,59 | 29.392.522,50 | 19.481.363,91 | 5.600.426,60 |
| 12 | 2033 | 486.645,74 | | 8.204.847,18 | 24.332.287,00 | 16.127.439,82 | 4.139.512,12 |
| 13 | 2034 | 396.415,70 | | 6.683.568,70 | 19.820.785,00 | 13.137.216,30 | 3.010.710,91 |
| 14 | 2035 | 324.973,97 | | 5.479.061,13 | 16.248.698,50 | 10.769.637,37 | 2.203.681,18 |
| 15 | 2036 | 269.283,86 | | 4.540.125,88 | 13.464.193,00 | 8.924.067,12 | 1.630.393,70 |
| 16 | 2037 | 193.017,03 | | 3.254.267,13 | 9.650.851,50 | 6.396.584,37 | 1.043.421,47 |
| 17 | 2038 | 137.395,19 | | 2.316.482,90 | 6.869.759,50 | 4.553.276,60 | 663.158,97 |
| | | | | | | TOTAL | 226.183.347,44 |
| | | | Precio Barril | \$ | 50,00 | | |
| | | | VAN | \$ | 226.183.347,44 | | |
| | | | TIR | | 69% | | |

| Periodo | Año | Total Incremental (Bls) | Inversiones (\$) | Egresos (\$) | Ingresos (\$) | FFN (\$) | VAN (\$) |
|---------|------|-------------------------|------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| 0 | 2021 | 201.701,59 | 98.093.248,68 | 3.400.688,81 | 12.102.095,40 | -89.391.842,09 | -89.391.842,09 |
| 1 | 2022 | 1.727.237,90 | | 29.121.230,99 | 103.634.274,00 | 74.513.043,01 | 66.529.502,68 |
| 2 | 2023 | 2.519.753,85 | | 42.483.049,91 | 151.185.231,00 | 108.702.181,09 | 86.656.713,24 |
| 3 | 2024 | 2.109.123,27 | | 35.559.818,33 | 126.547.396,20 | 90.987.577,87 | 64.763.160,72 |
| 4 | 2025 | 1.757.187,68 | | 29.626.184,28 | 105.431.260,80 | 75.805.076,52 | 48.175.496,56 |
| 5 | 2026 | 1.469.506,28 | | 24.775.875,88 | 88.170.376,80 | 63.394.500,92 | 35.971.742,33 |
| 6 | 2027 | 1.229.841,05 | | 20.735.120,10 | 73.790.463,00 | 53.055.342,90 | 26.879.487,86 |
| 7 | 2028 | 1.032.580,49 | | 17.409.307,06 | 61.954.829,40 | 44.545.522,34 | 20.150.132,08 |
| 8 | 2029 | 1.006.937,34 | | 16.976.963,55 | 60.416.240,40 | 43.439.276,85 | 17.544.395,35 |
| 9 | 2030 | 845.831,17 | | 14.260.713,53 | 50.749.870,20 | 36.489.156,67 | 13.158.355,70 |
| 10 | 2031 | 704.539,84 | | 11.878.541,70 | 42.272.390,40 | 30.393.848,70 | 9.786.005,84 |
| 11 | 2032 | 587.850,45 | | 9.911.158,59 | 35.271.027,00 | 25.359.868,41 | 7.290.356,17 |
| 12 | 2033 | 486.645,74 | | 8.204.847,18 | 29.198.744,40 | 20.993.897,22 | 5.388.610,52 |
| 13 | 2034 | 396.415,70 | | 6.683.568,70 | 23.784.942,00 | 17.101.373,30 | 3.919.193,38 |
| 14 | 2035 | 324.973,97 | | 5.479.061,13 | 19.498.438,20 | 14.019.377,07 | 2.868.642,31 |
| 15 | 2036 | 269.283,86 | | 4.540.125,88 | 16.157.031,60 | 11.616.905,72 | 2.122.365,24 |
| 16 | 2037 | 193.017,03 | | 3.254.267,13 | 11.581.021,80 | 8.326.754,67 | 1.358.274,06 |
| 17 | 2038 | 137.395,19 | | 2.316.482,90 | 8.243.711,40 | 5.927.228,50 | 863.267,29 |
| | | | | | | TOTAL | 324.033.859,24 |
| | | | Precio Barril | \$ | 60,00 | | |
| | | | VAN | \$ | 324.033.859,24 | | |
| | | | TIR | | 94% | | |

| Periodo | Año | Total Incremental (Bls) | Inversiones (\$) | Egresos (\$) | Ingresos (\$) | FFN (\$) | VAN (\$) |
|---------|------|-------------------------|------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| 0 | 2021 | 201.701,59 | 98.093.248,68 | 3.400.688,81 | 14.119.111,30 | -87.374.826,19 | -87.374.826,19 |
| 1 | 2022 | 1.727.237,90 | | 29.121.230,99 | 120.906.653,00 | 91.785.422,01 | 81.951.269,65 |
| 2 | 2023 | 2.519.753,85 | | 42.483.049,91 | 176.382.769,50 | 133.899.719,59 | 106.744.036,66 |
| 3 | 2024 | 2.109.123,27 | | 35.559.818,33 | 147.638.628,90 | 112.078.810,57 | 79.775.483,56 |
| 4 | 2025 | 1.757.187,68 | | 29.626.184,28 | 123.003.137,60 | 93.376.953,32 | 59.342.741,94 |
| 5 | 2026 | 1.469.506,28 | | 24.775.875,88 | 102.865.439,60 | 78.089.563,72 | 44.310.115,61 |
| 6 | 2027 | 1.229.841,05 | | 20.735.120,10 | 86.088.873,50 | 65.353.753,40 | 33.110.245,36 |
| 7 | 2028 | 1.032.580,49 | | 17.409.307,06 | 72.280.634,30 | 54.871.327,24 | 24.821.001,82 |
| 8 | 2029 | 1.006.937,34 | | 16.976.963,55 | 70.485.613,80 | 53.508.650,25 | 21.611.246,39 |
| 9 | 2030 | 845.831,17 | | 14.260.713,53 | 59.208.181,90 | 44.947.468,37 | 16.208.507,69 |
| 10 | 2031 | 704.539,84 | | 11.878.541,70 | 49.317.788,80 | 37.439.247,10 | 12.054.435,56 |
| 11 | 2032 | 587.850,45 | | 9.911.158,59 | 41.149.531,50 | 31.238.372,91 | 8.980.285,74 |
| 12 | 2033 | 486.645,74 | | 8.204.847,18 | 34.065.201,80 | 25.860.354,62 | 6.637.708,93 |
| 13 | 2034 | 396.415,70 | | 6.683.568,70 | 27.749.099,00 | 21.065.530,30 | 4.827.675,85 |
| 14 | 2035 | 324.973,97 | | 5.479.061,13 | 22.748.177,90 | 17.269.116,77 | 3.533.603,44 |
| 15 | 2036 | 269.283,86 | | 4.540.125,88 | 18.849.870,20 | 14.309.744,32 | 2.614.336,79 |
| 16 | 2037 | 193.017,03 | | 3.254.267,13 | 13.511.192,10 | 10.256.924,97 | 1.673.126,65 |
| 17 | 2038 | 137.395,19 | | 2.316.482,90 | 9.617.663,30 | 7.301.180,40 | 1.063.375,61 |
| | | | | | | TOTAL | 421.884.371,04 |
| | | | Precio Barril | \$ | 70,00 | | |
| | | | VAN | \$ | 421.884.371,04 | | |
| | | | TIR | | 119% | | |

| Periodo | Año | Total Incremental (Bls) | Inversiones (\$) | Egresos (\$) | Ingresos (\$) | FFN (\$) | VAN (\$) |
|---------|------|-------------------------|------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| 0 | 2021 | 201.701,59 | 98.093.248,68 | 3.400.688,81 | 16.136.127,20 | -85.357.810,29 | -85.357.810,29 |
| 1 | 2022 | 1.727.237,90 | | 29.121.230,99 | 138.179.032,00 | 109.057.801,01 | 97.373.036,61 |
| 2 | 2023 | 2.519.753,85 | | 42.483.049,91 | 201.580.308,00 | 159.097.258,09 | 126.831.360,08 |
| 3 | 2024 | 2.109.123,27 | | 35.559.818,33 | 168.729.861,60 | 133.170.043,27 | 94.787.806,40 |
| 4 | 2025 | 1.757.187,68 | | 29.626.184,28 | 140.575.014,40 | 110.948.830,12 | 70.509.987,32 |
| 5 | 2026 | 1.469.506,28 | | 24.775.875,88 | 117.560.502,40 | 92.784.626,52 | 52.648.488,88 |
| 6 | 2027 | 1.229.841,05 | | 20.735.120,10 | 98.387.284,00 | 77.652.163,90 | 39.341.002,86 |
| 7 | 2028 | 1.032.580,49 | | 17.409.307,06 | 82.606.439,20 | 65.197.132,14 | 29.491.871,57 |
| 8 | 2029 | 1.006.937,34 | | 16.976.963,55 | 80.554.987,20 | 63.578.023,65 | 25.678.097,42 |
| 9 | 2030 | 845.831,17 | | 14.260.713,53 | 67.666.493,60 | 53.405.780,07 | 19.258.659,69 |
| 10 | 2031 | 704.539,84 | | 11.878.541,70 | 56.363.187,20 | 44.484.645,50 | 14.322.865,29 |
| 11 | 2032 | 587.850,45 | | 9.911.158,59 | 47.028.036,00 | 37.116.877,41 | 10.670.215,32 |
| 12 | 2033 | 486.645,74 | | 8.204.847,18 | 38.931.659,20 | 30.726.812,02 | 7.886.807,33 |
| 13 | 2034 | 396.415,70 | | 6.683.568,70 | 31.713.256,00 | 25.029.687,30 | 5.736.158,32 |
| 14 | 2035 | 324.973,97 | | 5.479.061,13 | 25.997.917,60 | 20.518.856,47 | 4.198.564,57 |
| 15 | 2036 | 269.283,86 | | 4.540.125,88 | 21.542.708,80 | 17.002.582,92 | 3.106.308,33 |
| 16 | 2037 | 193.017,03 | | 3.254.267,13 | 15.441.362,40 | 12.187.095,27 | 1.987.979,23 |
| 17 | 2038 | 137.395,19 | | 2.316.482,90 | 10.991.615,20 | 8.675.132,30 | 1.263.483,93 |
| | | | | | | TOTAL | 519.734.882,85 |
| | | | Precio Barril | \$ | 80,00 | | |
| | | | VAN | \$ | 519.734.882,85 | | |
| | | | TIR | | 144% | | |

| Periodo | Año | Total Incremental (Bls) | Inversiones (\$) | Egresos (\$) | Ingresos (\$) | FFN (\$) | VAN (\$) |
|---------|------|-------------------------|------------------|---------------|----------------|----------------|----------------|
| 0 | 2021 | 201.701,59 | 98.093.248,68 | 3.400.688,81 | 18.153.143,10 | -83.340.794,39 | -83.340.794,39 |
| 1 | 2022 | 1.727.237,90 | | 29.121.230,99 | 155.451.411,00 | 126.330.180,01 | 112.794.803,58 |
| 2 | 2023 | 2.519.753,85 | | 42.483.049,91 | 226.777.846,50 | 184.294.796,59 | 146.918.683,51 |
| 3 | 2024 | 2.109.123,27 | | 35.559.818,33 | 189.821.094,30 | 154.261.275,97 | 109.800.129,24 |
| 4 | 2025 | 1.757.187,68 | | 29.626.184,28 | 158.146.891,20 | 128.520.706,92 | 81.677.232,69 |
| 5 | 2026 | 1.469.506,28 | | 24.775.875,88 | 132.255.565,20 | 107.479.689,32 | 60.986.862,16 |
| 6 | 2027 | 1.229.841,05 | | 20.735.120,10 | 110.685.694,50 | 89.950.574,40 | 45.571.760,36 |
| 7 | 2028 | 1.032.580,49 | | 17.409.307,06 | 92.932.244,10 | 75.522.937,04 | 34.162.741,31 |
| 8 | 2029 | 1.006.937,34 | | 16.976.963,55 | 90.624.360,60 | 73.647.397,05 | 29.744.948,45 |
| 9 | 2030 | 845.831,17 | | 14.260.713,53 | 76.124.805,30 | 61.864.091,77 | 22.308.811,68 |
| 10 | 2031 | 704.539,84 | | 11.878.541,70 | 63.408.585,60 | 51.530.043,90 | 16.591.295,02 |
| 11 | 2032 | 587.850,45 | | 9.911.158,59 | 52.906.540,50 | 42.995.381,91 | 12.360.144,89 |
| 12 | 2033 | 486.645,74 | | 8.204.847,18 | 43.798.116,60 | 35.593.269,42 | 9.135.905,74 |
| 13 | 2034 | 396.415,70 | | 6.683.568,70 | 35.677.413,00 | 28.993.844,30 | 6.644.640,79 |
| 14 | 2035 | 324.973,97 | | 5.479.061,13 | 29.247.657,30 | 23.768.596,17 | 4.863.525,69 |
| 15 | 2036 | 269.283,86 | | 4.540.125,88 | 24.235.547,40 | 19.695.421,52 | 3.598.279,88 |
| 16 | 2037 | 193.017,03 | | 3.254.267,13 | 17.371.532,70 | 14.117.265,57 | 2.302.831,82 |
| 17 | 2038 | 137.395,19 | | 2.316.482,90 | 12.365.567,10 | 10.049.084,20 | 1.463.592,24 |
| | | | | | | TOTAL | 617.585.394,65 |
| | | | Precio Barril | \$ | 90,00 | | |
| | | | VAN | \$ | 617.585.394,65 | | |
| | | | TIR | | 170% | | |