



Tecnológico UNIVERSITARIO
“RUMIÑAHUI”

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
TECNOLÓGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DEL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO Y CAMBIO DE ZONA EN EL POZO PLAD-012 UBICADO EN
EL CAMPO PALO AZUL BLOQUE 18 EN EL AÑO 2024**

AUTOR:

EDGAR RAFAEL MENCINAS ALBERCA

DIRECTORES:

ING. LUIS ALFREDO ALVAREZ LAZO

octubre 15, 2024

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 04 de noviembre de 2024

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Por medio de la presente, yo, EDGAR RAFAEL MENCÍAS ALBERCA, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y CAMBIO DE ZONA EN EL POZO PLAD-012 UBICADO EN EL CAMPO PALO AZUL BLOQUE 18 EN EL AÑO 2024 de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



EDGAR RAFAEL MENCÍAS ALBERCA
C.I. 1708062599

**FORMULARIO PARA ENTREGA DE PROYECTOS EN
BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO
RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO**

CT-ANX-2024-ISTER-1

CARRERA:
TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

AUTOR/ES:
MENCIAS ALBERCA EDGAR RAFAEL

TUTOR:
ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:
0980427951

CORREO ELECTRÓNICO:
edgarmencias1964@gmail.com

TEMA:
**INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN A TRAVÉS DEL
FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y CAMBIO DE ZONA
EN EL POZO PLAD-012 UBICADO EN EL CAMPO PALO
AZUL BLOQUE 18 EN EL AÑO 2024**

OPCIÓN DE TITULACIÓN:
UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

Este proyecto estudia y analiza la situación del pozo PLAD-012 en el campo Palo Azul Bloque 18, el cual inicia sus operaciones en abril del 2006 con una producción promedio de 1391 barriles de petróleo por día y un BSW (fracción de agua contenida en el petróleo) de 1.13 %. Posteriormente el aporte del pozo presentó una tendencia a la baja en la producción, así como un incremento del BSW obligando a la operadora a cerrar el pozo en 2022 con un BSW mayor a 97%. Determinamos que las causas del problema del pozo PLAD-012 arena "H" Hollín son: baja permeabilidad, severos daños en la formación, taponamiento por migración de finos, acumulación de sólidos, alteración de la formación de producción. Con la finalidad de incorporar el pozo a la producción se propone recuperar equipo BES, aislar arena Hollín, disparar intervalo de arena "T", evaluar y fracturar arena "T", completar con sistema de levantamiento artificial según resultados. Nuestra perspectiva es incrementar la producción, revitalizar su potencial, eliminar el daño en la formación, disminuir el desplome de producción, incrementar el índice de productividad, prolongar la vida útil del pozo, detener el incremento de fracción de agua contenida en el petróleo, acelerar el recobro de inversión y reducir el riesgo económico de manera que la experiencia generada pueda aplicarse en pozos donde la probabilidad del éxito es más favorable.

PALABRAS CLAVE:

FRACTURAMIENTO CAMBIO ZONA PALO AZUL

ABSTRACT:

This project studies and analyzes the situation of well PLAD-012 in the Palo Azul Block 18 field, which began operations in April 2006 with an average production of 1391 barrels of oil per day and a BSW (fraction of water contained in the oil) of 1.13%. Subsequently, the well's contribution showed a downward trend in production, as well as an increase in BSW, forcing the operator to close the well in 2022 with a BSW greater than 97%. We determined that the causes of the problem of well PLAD-012 "H" Soot sand are: low permeability, severe formation damage, plugging due to fines migration, solids accumulation, alteration of the production formation. In order to incorporate the well to production, it is proposed to recover BES equipment, isolate Soot sand, perforate "T" sand interval, evaluate and fracture "T" sand, complete with artificial lift system according to results. Our perspective is to increase production, revitalize its potential, eliminate formation damage, decrease the production slump, increase the productivity index, prolong the useful life of the well, stop the increase of the fraction of water contained in the oil, accelerate the recovery of investment and reduce the economic risk so that the experience generated can be applied in wells where the probability of success is more favorable.

PALABRAS CLAVE:

FRACKING ZONE CHANGE PALO AZUL

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

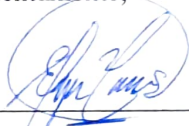
CT-ANX-2024-ISTER-2
Sangolquí, 04 de noviembre del 2024

**Sres.-
INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: EDGAR RAFAEL MENCIAS ALBERCA con C.I. 1708062599, alumno de la Carrera TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

Atentamente,



EDGAR MENCIAS
C.I. 1708062599

Han sido revisadas las similitudes del trabajo en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje de %; motivo por el cual, el Proyecto Técnico de Titulación es publicable. (EL PORCENTAJE DE SIMILITUD DEBE SER MÁXIMO DE 15%)

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

Fecha del Informe 21/ 10/ 2024

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	2
LISTA DE TABLAS	4
LISTA DE FIGURAS	4
RESUMEN.....	7
CAPITULO I	8
1. INTRODUCCIÓN.....	8
Planteamiento del Problema	8
Justificación.....	11
Alcance	13
Objetivos General y Específicos	13
CAPITULO II	15
2. MARCO TEÓRICO	15
2.1 Ubicación de la zona de Estudio.....	15
2.2 Historia y Desarrollo	16
2.3 Generalidades	17
2.4 Control de Producción	17
2.5 Teoría de la fractura	18
CAPITULO III	23
3. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN	23
3.1 Propuesta A. Cambio de zona productora de arena Hollín a arena T...23	
3.2 Caracterización de la Formación	25
3.3 Descripción Estructural.....	25
3.4 Análisis sección estructural.....	26

3.5 Descripción Geológica de los Reservorios.....	27
3.6 Propuesta b. Realizar Fracturamiento hidráulico a la arena T superior.....	38
CAPITULO IV.....	47
4. PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	47
4.1 Información general.....	47
4.1.1 Resumen del cambio de zona y fractura hidráulica del pozo PLAD-012.....	47
4.1.2 Balance de Materiales.....	47
4.1.3 Aumento de la producción en el cambio de zona.....	47
4.1.4 Aumento de producción en la fractura hidráulica.....	49
4.2 Evaluación de Costos y Esfuerzos.....	50
4.2.1 Consideraciones para la Toma de Decisiones.....	50
4.2.2 Análisis de los resultados obtenidos del fracturamiento.....	51
CAPITULO V.....	54
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	54
Conclusiones.....	54
Recomendaciones.....	54
Bibliografía.....	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Historial de producción del campo Palo Azul Bloque 18.....	8
Tabla 2 Historial de producción del pozo PLAD-012.....	9
Tabla 3 Historial de reacondicionamiento del pozo PLAD-012	10
<i>Tabla 4</i> Características del Bloque 18.....	15
Tabla 5 Parámetros para seleccionar pozos para fracturar	22
Tabla 6 Ubicación Campo Palo Azul.....	25
Tabla 7 Resultados Evaluación petrofísica Arenisca T	38
Tabla 8 Datos del Diagrama final pozo PLAD-012 - Intervalos cañoneados	38
Tabla 9 Características del pozo PLAD-012.....	39
Tabla 10 Propiedades PVT Arena T	48
Tabla 11 Evaluación de producción antes y después del cambio de zona	49
Tabla 12 Evaluación de producción antes y después del fracturamiento.....	50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Historial de producción del Campo Palo Azul Bloque 18.	8
Figura 2 Análisis comparativo de barriles de petróleo por día y barriles de agua por día a lo largo del tiempo del pozo PLAD-012	10
Figura 3 Mapa de concesiones de Ecuador Bloque 18	15
Figura 4 Control de producción del Campo Palo Azul Bloque 18	18
Figura 5 Esfuerzo mínimo principal.....	19
Figura 6 Historial de producción	24
Figura 7 Producción del pozo plad-012 Reservorio Hollín	24
Figura 8 Ubicación Palo Azul con respecto a los corredores estructurales de la cuenca Oriente.....	25
Figura 9 Conformación estructural hacia el sur del campo Palo Azul Bloque 18	26
Figura 10 Mapa estructural en profundidad al Tope de la arenisca T	27
Figura 11 Registros eléctricos vs Masterlogs, PLAN-054 y PLAN-057.....	28

Figura 12 Análisis de láminas y difracción de rayos x núcleo de T inferior pozo PLAB-002	29
Figura 13 Posición del núcleo en el pozo PLAB-002 en el intervalo T inferior ...	29
Figura 14 Intervalos definidos en T inferior.....	30
Figura 15 Intervalos definidos en T superior.....	31
Figura 16 Intervalos definidos en T superior.....	32
Figura 17 Correlación estructural para la arenisca T entre los pozos PLAD-023, PLAC-017, PLAC-037, PLAD-12, PLAD-028, PLAD-015, PLAD-044, PLAD-019	33
Figura 18 Correlación estructural para la arenisca T entre los pozos PLAC-017, PLAC-037, PLAD-012, PLAD-042, PLAD-028, PLAD-015, PLAD-019.....	33
Figura 19 Correlación para la arenisca T entre open hole y masterlog del pozo PLAD-012	34
Figura 20 Correlación masterlog- arenisca T, parte 1	34
Figura 21 Correlación masterlog- arenisca T, parte 2.....	35
Figura 22 Header registro open hole LWD del pozo PLAD-012.....	36
Figura 23 Flujograma Decisión Space Petrophysics evaluación petrofísica	36
Figura 24 Evaluación petrofísica Reservorio arenisca T	37
Figura 25 Diagrama mecánico del pozo PLAD-012	39
Figura 26 Estimación de presión de poros.....	41
Figura 27 Propiedades mecánicas	42
Figura 28 Modelo geomecánico post-portem para los pozos PCN-020; PCN-018	43
Figura 29 Información capturada en el pozo PLAD-044, reservorio T	44
Figura 30 Análisis Nodal pozo PLAD-012, reservorio T	44
Figura 31 Correlación estratigráfica-estructural del reservorio T, entre los pozos PLAD-023; PLAC-017; PLAC-037; PLAD-012; PLAD-028; PLAD-015; PLAD-044; PLAD-19	45
Figura 32 Correlación estratigráfica-estructural del reservorio T, entre los pozos PLAD-031; PLAC-013; PLAD-012; PLAC-038; PLAD-023.....	45
Figura 33 Estimación volumétrica del POES del reservorio T	46

Figura 34 Balance de materiales del reservorio T	46
Figura 35 R (Índice de productividad) del pozo PLAD-012 Arena T	48
Figura 36 Simulación de fractura	49

RESUMEN

Este proyecto estudia y analiza la situación del pozo PLAD-012 en el campo Palo Azul Bloque 18, el cual inicia sus operaciones en abril del 2006 con una producción promedio de 1391 barriles de petróleo por día y un BSW (fracción de agua contenida en el petróleo) de 1.13 %. Posteriormente el aporte del pozo presentó una tendencia a la baja en la producción, así como un incremento del BSW obligando a la operadora a cerrar el pozo en 2022 con un BSW mayor a 97%. Determinamos que las causas del problema del pozo PLAD-012 arena "H" Hollín son: baja permeabilidad, severos daños en la formación, taponamiento por migración de finos, acumulación de sólidos, alteración de la formación de producción. Con la finalidad de incorporar el pozo a la producción se propone recuperar equipo BES, aislar arena Hollín, disparar intervalo de arena "T", evaluar y fracturar arena "T", completar con sistema de levantamiento artificial según resultados. Nuestra perspectiva es incrementar la producción, revitalizar su potencial, eliminar el daño en la formación, disminuir el desplome de producción, incrementar el índice de productividad, prolongar la vida útil del pozo, detener el incremento de fracción de agua contenida en el petróleo, acelerar el recobro de inversión y reducir el riesgo económico de manera que la experiencia generada pueda aplicarse en pozos donde la probabilidad del éxito es más favorable.

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

Planteamiento del Problema

¿Es factible mejorar la producción a través de la estimulación de formaciones con fracturamiento hidráulico y el realizar el análisis de daño de formación en el pozo PLAD-012 ubicado en el campo Palo Azul Bloque 18?

El campo Palo Azul se encuentra localizado en el Bloque 18, actualmente tiene operativos 31 pozos productores de las formaciones de arena "T", "BT" y "H", 15 pozos cerrados por bajo aporte y alto BSW (fracción de agua contenida en el petróleo), junto con 4 pozos de reinyección de agua de formación en la arena Hollín "H". Para junio de 2024 la producción el campo es de 3,263 barriles de petróleo por día.

La problemática del campo Palo Azul B18 es la caída de producción de petróleo de los pozos visto en la Tabla 1. Además, es evidente según la Figura 1 que desde el año 2012 hasta el 2022 existe un descenso del índice de productividad lo que a largo plazo llevaría al cierre de varios pozos.

Tabla 1. Historial de producción del campo Palo Azul Bloque 18

AÑO	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Barriles de petróleo por día (BPPD)</i>	15843	13463	18448	14644	10797	8020	6965	6114	4913	4816	3786

Fuente: Datos recogidos y adaptados desde la Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador (AIHE)

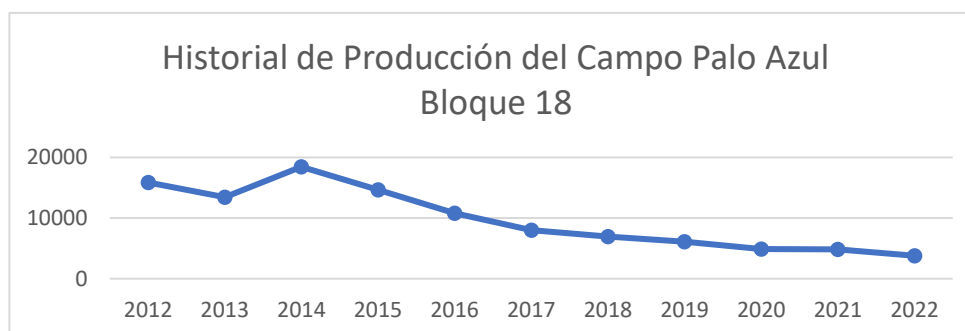


Figura 1. Historial de producción del Campo Palo Azul Bloque 18.

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado de Pruebas Generales de EP Petroecuador.

Además, el incremento del BSW (fracción de agua contenida en el petróleo) indica un aumento en la cantidad de agua y sedimentos básicos de la producción de petróleo, lo que disminuye la eficiencia y rentabilidad de la extracción y aumenta los costos operativos.

Los datos de producción del pozo PLAD-012 se tomaron desde el 03 de abril de 2006, durante ese año el promedio de BPPD (barriles petróleo por día) es de 1391,19 con un BSW promedio de 1.13 %, según la Tabla 2. Desde el año 2008 para la Figura 2, se tiene una tendencia a la baja en la producción de petróleo y un incremento en el BSW (fracción de agua contenida en el petróleo). Y como consecuencia el cierre del pozo PLAD-012, ubicado en el campo Palo Azul.

Tabla 2 Historial de producción del pozo PLAD-012

AÑO	BPPD	BAPD	MSCF/DÍA	Promedio de BSW (%)
2006	1391,19	8,91	419,02	1,13
2007	1470,60	1,47	441,50	0,10
2008	689,61	71,98	205,64	9,61
2009	1113,43	737,60	397,17	37,26
2010	383,01	967,12	199,87	74,42
2011	747,38	1864,34	355,86	71,84
2012	425,11	1771,11	260,63	80,67
2013	238,30	1739,98	226,33	87,98
2014	179,60	1808,22	216,21	90,97
2015	175,99	1779,44	209,24	91,00
2016	154,92	1729,41	212,41	91,78
2017	112,03	1726,58	168,85	93,91
2018	86,37	2116,07	171,42	96,09
2019	71,23	2240,36	182,21	96,91
2020	58,47	2270,59	91,29	97,50
2021	45,13	2211,39	81,95	98,00
2022	34,85	1707,78	76,09	98,00

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado de Pruebas Generales de EP Petroecuador.

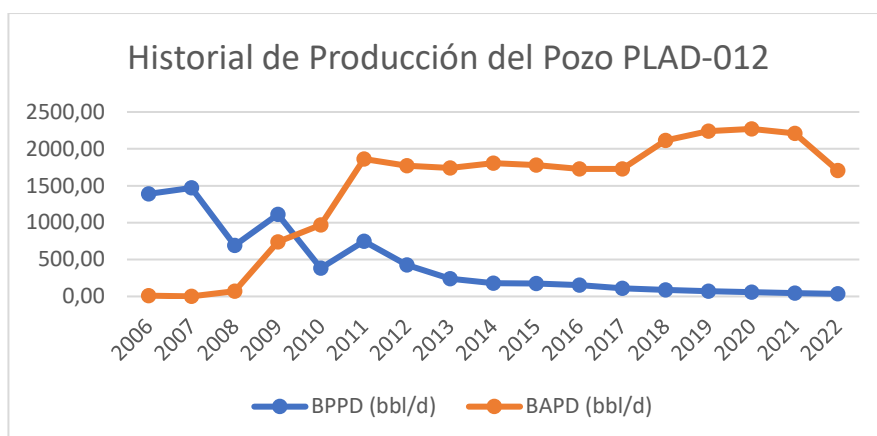


Figura 2 Análisis comparativo de barriles de petróleo por día y barriles de agua por día a lo largo del tiempo del pozo PLAD-012

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado de Pruebas Generales de EP Petroecuador.

De acuerdo con la Tabla 3 en el pozo PLAD-012, EP Petroecuador ha realizado 11 intervenciones con taladro de reacondicionamiento (W.O.) con el fin de recuperar su producción los mismos que luego de los trabajos realizados no han tenido los resultados esperados como son:

- Incremento de aporte.
- Alargar la vida útil del pozo.
- Recobro económico inmediato.

Tabla 3 Historial de reacondicionamiento del pozo PLAD-012

W. O. No.	Fecha	Objetivo	Resultado
1	16 abril 2005	Pulling BES	Exitoso
2	3 febrero 2008	Pulling BES	Exitoso
3	3 noviembre 2008	Redisparar intervalos existentes y nuevos	Exitoso
4	9 junio 2009	Estimulación con CT	Exitoso
5	18 Julio 2009	Pulling BES	Exitoso
7	12 mayo 2010	Pulling BES	No Exitoso
8	12 diciembre 2011	Recuperar Pescado	Exitoso
9	18 febrero 2012	Limpieza mecánica	No Exitoso
10	6 Julio 2013	Estimulación con CT	Exitoso
11	6 enero 2018	Pulling BES	No Exitoso

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

En contexto de lo expuesto anteriormente las causas del problema son las siguientes:

- La arena “H” HOLLIN del pozo PLAD-012 del Campo Palo Azul presenta baja permeabilidad.
- Daño de formación.
- Taponamiento por migración de finos.
- Acumulación de sólidos.
- Alteración de la formación de producción.

Las consecuencias son las siguientes:

- Bajo aporte de producción de los pozos.
- Incremento de la fracción de agua contenida en el petróleo.
- Disminución de la vida útil del pozo.
- Cerrar prematuramente los pozos.
- Pérdida del factor de recobro económico para el campo Palo Azul Bloque 18.

Por lo tanto, es crucial realizar un estudio del pozo PLAD-012 para identificar las causas subyacentes de su bajo rendimiento y desarrollar una estrategia efectiva para mejorar su producción. La comprensión y resolución de este problema no solo beneficiarán a las operaciones del pozo PLAD-012, sino que también proporcionarán información valiosa que pueden aplicarse a otros pozos en situaciones similares del Campo Palo Azul, mejorando la eficiencia general y la rentabilidad de la producción petrolera.

Justificación

El principal problema que enfrenta el pozo PLAD-012 es el bajo aporte de producción y el alto BSW, que han llevado al cierre prematuro del pozo.

Para evitar esta pérdida de producción se han realizado 11 intervenciones de reacondicionamientos desde el año 2005 hasta el año 2022 con diversos objetivos como:

- 5 intervenciones para pulling de BES.
- 1 intervención para redisparar intervalos existentes y nuevos.
- 2 intervenciones para estimulación con Coiled Tubing.
- 1 intervención para recuperar pescado.
- 1 intervención para limpieza mecánica.

Luego de haber realizado estas intervenciones no se ha observado un incremento importante en la producción del pozo PLAD-012 lo que ha llevado a pérdidas económicas significativas por el alto costo de estas intervenciones con taladro de reacondicionamiento.

El fracturamiento hidráulico ofrece una solución eficiente a los problemas actuales del pozo, mejora significativamente la permeabilidad de la formación, permitiendo una mayor producción del pozo y por consiguiente mejora sustancialmente la eficiencia operativa al reducir la necesidad de intervenciones frecuentes y costosas, reduciendo costos operativos a largo plazo.

El fracturamiento hidráulico se realiza con altos estándares de seguridad, utilizando tecnologías avanzadas para minimizar riesgos y asegurar la integridad del pozo y la formación además el uso de equipos de alta calidad garantiza las operaciones, mitigando riesgos asociados con la migración de finos, la corrosión del equipo BES y la tubería de producción.

Por consiguiente, la mejora en la producción resultante de la fractura hidráulica tiene el potencial de transformar el impacto económico al recuperar la inversión inicial más rápidamente y generará ingresos adicionales para la empresa.

La aplicación de la fractura hidráulica en el pozo PLAD-012 del campo Palo Azul Bloque 18 se justifica plenamente por su capacidad de mejorar la eficiencia operativa, aumentar

la producción de hidrocarburos, asegurar la seguridad de las operaciones y generar un impacto económico positivo.

Alcance

Este proyecto estudia y analiza la situación del pozo PLAD-012 en el campo Palo Azul Bloque 18, el cual inicia sus operaciones en abril del 2006 con una producción promedio de 1391 barriles de petróleo por día y un BSW de 1.13 %.

El aporte del pozo presenta una tendencia a la baja de producción, así como también un incremento del BSW la misma se ha evidenciado se acentúa más en los últimos años de su etapa de producción agosto del 2022, obligando inclusive a la operadora a cerrar el pozo por este problema en octubre del 2022 con un BSW mayor a 97%.

Determinamos que las causas del problema del pozo PLAD-012 arena ‘‘H’’ Hollín son: baja permeabilidad, severos daños en la formación, taponamiento por migración de finos, acumulación de sólidos, alteración de la formación de producción.

Con la finalidad de incorporar el pozo a la producción se propone realizar cambio de zona de arena Hollín a arena ‘‘T’’, recuperar equipo BES, realizar registros eléctricos, aislar arena Hollín, disparar intervalo de arena ‘‘T’’ (10216-10235’) y evaluar. Fracturar la arena ‘‘T’’, completar con sistema de levantamiento artificial según resultados de evaluación. Con estas propuestas esperamos los siguientes resultados: incrementar la producción, revitalizar su potencial, eliminar el daño en la formación, prolongar la vida útil del pozo, detener el incremento de fracción de agua contenida en el petróleo, acelerar el recobro de inversión.

Objetivos General y Específicos

Objetivo General

Estudiar el incremento de la producción a través del fracturamiento hidráulico y cambio de zona en el pozo PLAD012 ubicado en el Campo Palo Azul Bloque 18 en el año 2024

Objetivos Específicos

- Recopilar toda la información necesaria para el análisis del fracturamiento hidráulico del pozo PLAD-012.
- Simular corridas del aumento de producción después de los trabajos de fracturamiento hidráulico.
- Determinar el aumento o pérdida de producción luego del fracturamiento hidráulico.

CAPITULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Ubicación de la zona de Estudio

El pozo PLAD-012 está ubicado en el Campo Palo Azul Bloque 18/44 en la plataforma Well Pad “D” en la Cuenca Oriente Provincia de Orellana, en un área aproximada de 31 Km² es un campo unificado entre Petroecuador y Halliburton su yacimiento común es el Hollín, ubicado al Noroeste del Campo Sacha, al Este del río Coca y Noreste del Campo Pucuna bloque 44 Región Amazónica del Ecuador, en el Cantón la Joya de los Sachas, en las parroquias San José del Coca y 3 de Noviembre .

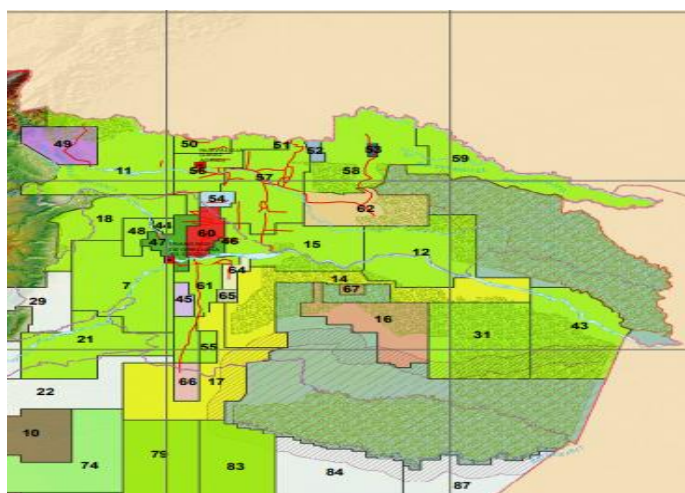


Figura 3 Mapa de concesiones de Ecuador Bloque 18

Fuente: Banco de Información Petrolera del Ecuador. (2009). Mapa de Bloques Petroleros del Ecuador Continental.

Tabla 4 Características del Bloque 18

Ubicación	Ecuador / Bloque 18
Campo	PALO AZUL
Pozo	PALO AZUL-D12
Perfil del pozo	Direccional Tipo J
Profundidad Total (pie) TVD / TVDSS	10670' MD/ 10189' TVD / -9150' TVDSS
Máxima inclinación/azimut	28.780°/194.84° @ 6309' MD
Máximo dogleg	2.62° @ 10086' MD

Sección vertical (pie)	2340.943
Elevación del Terreno sobre SNM (pie)	1013.76
RKB (pie)	1038.58
Distancia al pozo más cercano productor de Arena Objetivo	No se tiene pozos produciendo del Reservorio Arenisca T
Coordenadas de Superficie (UTM)	E 282476.48 m N 9980855.69 m
Coordenadas Tope Objetivo (UTM)	Arenisca T E 282260.76 m N 9980191.06 m
Profundidad Tope Objetivo Principal (TVDSS, pie)	Arenisca T 10161' MD/ 9683' TVD/ -8645' TVDSS
Zona de Interés (Objetivo Principal)	Arenisca T 10,217' – 10,235' MD (18')
Producción y Corte de Agua Inicial Estimados (P50)	250 BPPD / BSW 5%

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

2.2 Historia y Desarrollo

Según Cobos (2010), el campo Palo Azul Bloque 18 tiene definida su estructura con 31 líneas sísmicas 2D en campañas por Ex CEPE, Petroecuador, Amoco y Cayman entre 1991 y 1998 con 25 pozos del área. Para 1999 fue perforado el pozo exploratorio Palo Azul 1 y en el año 2000 el pozo Palo Azul 2.

De acuerdo a Larco Sanipatin & Montesdeoca Remache (2019) se descubre el Campo Palo Azul dentro del Bloque 18 al perforar el pozo Palo Azul 01 designado para su exploración por parte del Consorcio Cayman-Petromanabí quien cede su paquete mayoritario accionario a la Compañía Pérez-Companc de Argentina hasta el año 2000 donde es adquirida por PETROBRAS operadora mediante el CONSORCIO PETROLERO BLOQUE 18, en el año

2010 durante la presidencia del Economista Rafael Correa se revierte al Estado y es operado por Petroamazonas, en la actualidad EP Petroecuador.

2.3 Generalidades

El Campo Palo Azul Bloque 18 tiene como principal reservorio la formación Hollín, que en la actualidad cuenta con una producción de:

Producción de Petróleo: 3262 Bls /día

Producción de Gas: 6983 Mscf /día

Producción de Agua: 44985 Bls /día

Con 32 pozos productores de petróleo, con levantamiento artificial BES (Bombeo Electro Sumergible) 4 pozos reinyectores de agua de formación una capacidad de proceso de la Central Producción Facilidades (CPF) de 75000 BFPD, un crudo de exportación de 24.2 °API.

2.4 Control de Producción

Para determinar y controlar la producción se realizan pruebas de los pozos en los Well Pad (estaciones), del Campo Palo Azul Bloque 18 dependiendo de la ubicación del pozo Well Pad “A”, “B”, “C”, “D” y Well Pad Norte de acuerdo con Cedeño y Peralta (2018).

Las pruebas se realizan por: fecha, confirmar o descartar pruebas bajas, incrementos de aportes, incrementos de BSW (fracción de agua contenida en el petróleo), seguimiento de producción luego de una intervención de W. O. (Work Over), solicitud del supervisor de producción, o de los departamentos inmersos en la producción.

Las pruebas se realizan por 4,8 a 12 horas, a mayor tiempo de duración menor proyección y por lo tanto será más real, además, se utilizan recipientes (separadores) horizontales bifásicos con una capacidad de proceso de 25.000 BFPD (barriles fluido por día), las mediciones se la realizan mediante medidores (turbinas) ubicadas en la línea descarga del

fluido BFPD (barriles fluido por día), el gas se lo mide en la línea de gas por un medidor de presión diferencial.

El BSW (fracción de agua contenida en el petróleo) se determina tomando muestras de cabeza de pozo en botellas de vidrio aforadas con escala de 0 a 1000 ml (1 litro), aplicando el método de caída libre (Baño María), estandarizado en los laboratorios de tratamiento químico de la EP Petroecuador, con este procedimiento se determina el BSW (porcentaje de agua en el crudo) de muestras que tienen un corte de agua mayor a 60%.



Figura 4 Control de producción del Campo Palo Azul Bloque 18

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías.

2.5 Teoría de la fractura

Cobos (2010) señala que la fractura es el proceso en el que se aplica presión hidráulica a la roca del yacimiento hasta provocar una fractura, utilizando la inyección de un fluido viscoso a alta presión. Una vez que se libera la presión, la fractura se mantiene abierta mediante un agente apuntalante, como arena natural o sintética. La fractura con apuntalante opera como un conducto de alta permeabilidad entre el yacimiento y el pozo, optimizando de manera notable la capacidad de producción al permitir un flujo más eficaz de los hidrocarburos.

Una vez que la fractura se ha iniciado, continuar la inyección de fluido provoca la expansión de la fractura de acuerdo a Mancheno (2014). Jiménez y Tercero (2013) manifiestan que es posible estimar la geometría de la fractura creada mediante el uso de modelos que toman

en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, las características del fluido utilizado en la fracturación, las condiciones de inyección y la distribución del esfuerzo en el medio poroso.

2.5.1 Concepto de Fracturamiento Hidráulico

Angos y Villagómez (2018) afirman que el fracturamiento hidráulico es una técnica que produce una fractura en la formación aplicando una presión superior al esfuerzo mínimo de la roca. La fractura se mantiene abierta de acuerdo a Cobos (2010), con un agente apuntalante con el objetivo de reducir el daño en la formación y aumentar el área de flujo.

La fractura hidráulica comienza y se extiende de manera perpendicular a la dirección del esfuerzo principal mínimo de la roca como se muestra en la figura 5.

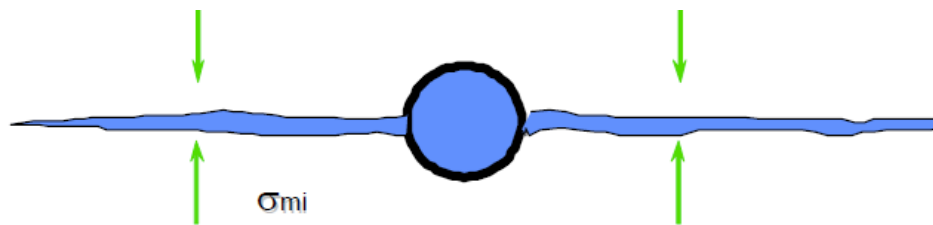


Figura 5 Esfuerzo mínimo principal

Fuente: Tomado de BJ Services.

2.5.2 Geometría de la fractura

Según Córdova (2021), la geometría es una aproximación de las dimensiones. Los factores que influyen:

Espaciamiento entre pozos. Es crucial considerar la cercanía de pozos adyacentes o del pozo original (en el caso de un desvío) para evaluar si la fractura podría extenderse hacia ellos y establecer una conexión.

Longitud de la fractura. Depende de factores geométricos de la fractura y de las características del fluido que se bombea como el volumen y la presión.

Altura de la fractura. Para Jácome y Muñoz (2016) la altura dependerá de los esfuerzos in situ.

2.5.3 Características mecánicas de la roca

De acuerdo a Cobos (2010), las formaciones se caracterizan por:

Porosidad. Es la proporción entre el espacio poroso y el volumen total de la roca.

Permeabilidad. Según Aldaz (2016) es la capacidad de la roca para permitir el paso de fluidos a través de sus poros o fracturas.

Presión de reservorio. Es la presión presente en los poros de la formación.

Elasticidad. Es la capacidad de la roca para deformarse y luego volver a su forma original.

Plasticidad. Capacidad de deformarse de forma permanente.

Tenacidad. Resistencia de la roca a la propagación de la fractura.

2.5.3 Hidráulica de la fractura

Según Cobos (2010), al realizar una operación de fracturamiento hidráulico, es importante considerar lo siguiente:

Presión hidrostática (PH). Es la presión que ejerce el fluido en el pozo sobre la formación.

En la Ecuación 1 la presión hidrostática se expresa en psi.

$$PH = 0,052 \cdot d \cdot H \quad (1)$$

dL es la densidad de fluido en ppg

H es la profundidad vertical en ft

Presión instantánea de cierre (ISIP). Es la presión registrada cuando se detiene el bombeo en una operación de fracturamiento, una vez que se ha eliminado el efecto de la fricción

Presión de fractura en fondo (BHFP). La presión a la que se fractura la formación según Cobos (2010).

$$BHFP = FG \cdot D \quad (2)$$

$$BHFP = ISIP + PH \quad (3)$$

$$BHFP = STP + PH - PF \quad (4)$$

$$PF = PF_{pipe} + PF_{perf} + PF_{nwb} \quad (5)$$

FG es el gradiente de fractura (en psi/ft)

D es la profundidad (en ft)

STP es la presión de superficie (en psi)

PF son las Presiones de fricción (en psi)
PF_{pipe} son Pérdidas de fricción en la tubería (en psi)
PF_{perf} son las Pérdidas de fricción en las perforaciones (en psi)
PF_{nw} es la Pérdida de fricción en la cercanías del pozo (en psi)

2.5.4 Fluidos de fracturamiento

Los fluidos de fracturamiento mediante la presión necesaria inducen la fractura, además permiten el transporte del material apuntalante hacia la fractura generada. Eventualmente, los fluidos invasivos de la formación se eliminan (clean up), facilitando la producción de hidrocarburos.

Para que un fluido de fracturamiento sea efectivo, debe estar diseñado de acuerdo con criterios técnicos y económicos en dónde intervienen la geometría de fractura que se requiere, la estabilidad de la fractura, la recuperación del mismo y el costo del fluido.

2.5.5 Tipos de fluidos de fracturamiento

A base de agua. Utilizados ampliamente en la fracturación hidráulica. Se componen principalmente de agua, que puede ser tratada o no, y aditivos.

A base de petróleo. Tiene propiedades como mayor lubricación y estabilidad a altas temperaturas.

A base de metanol. Estos fluidos son soluciones de metanol y agua, que se utilizan principalmente para prevenir la formación de hidratos en y mejoran la fluidez.

Espumosos. Combinan agua y un agente espumante, creando una mezcla de gas y líquido. Se utilizan para mejorar la eficiencia de la fracturación y reducir la cantidad de agua necesaria.

Polímeros viscosificantes. Para Jiménez y Tercero (2013) estos son fluidos que potencian la conductividad de la fractura y son de baja carga de polímeros.

Aditivos. Estos compuestos químicos se añaden al fluido de fracturamiento para hacerlo más eficiente. Jiménez y Tercero (2013), nos señalan algunos tipos:

- Rompedor. Rompe las cadenas de polímero para facilitar una rápida recuperación después del fracturamiento.
- Estabilizador. A las elevadas temperaturas estabiliza al fluido.
- Surfactantes. Reduce las tensiones superficiales.
- Activadores de viscosidad.

2.5.6 Agentes Apuntalantes

Se refiere a un material, empleado para mantener la fractura abierta y preservar una conductividad adecuada, según las características mecánicas del yacimiento.

2.5.7 Tipos de apuntalante

Naturales. En arena de sílice resisten esfuerzos de 4000 psi.

Procesados. Resisten esfuerzos de 14000 psi.

2.5.8 Equipo utilizado en fracturamiento hidráulico

El equipo fundamental en este tipo de operación incluye:

Bombarderos. Suministran la presión y caudal necesarios para generar la fractura.

Contenedor de arena. Es el recipiente donde se almacena la arena.

Tanques de fractura. Son los depósitos donde se guarda el gel de fracturación sin reticulación.

Blender (mezclador). Es el equipo donde se combinan los fluidos para la fracturación.

2.5.9 Parámetros de selección de pozos para fracturar

Tabla 5 Parámetros para seleccionar pozos para fracturar

Parámetros	Característica
Daño en los pozos	Alto
Permeabilidad	Baja
Reservorios	No consolidados
Reservorios que presentan fracturamientos	Naturales
Reservas	Con remanentes
Sellado entre la zona productora y acuífero	Bueno
Geografía en relación con pozos cercanos y/o originales	Sidetracks
Posición dentro del reservorio	Proxima a fallas

Fuente: Elaboración Edgar Mencías adaptado de Guano (2018).

CAPITULO III

3. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

El problema del Campo Palo Azul es el bajo aporte de los pozos que nos lleva inclusive a cerrar pozos por alto BSW (fracción de agua contenida en el petróleo), como es el caso del pozo PLAD-012, la causa raíz es la baja permeabilidad y/o daño de formación de la arena Hollín.

Con la finalidad de incorporar el pozo a producción se plantean dos propuestas de trabajo:

3.1 Propuesta A. Cambio de zona productora de arena Hollín a arena T.

a. Identificación de la zona a la cual se va a realizar el cambio:

El pozo PLAD-012 de desarrollo tipo J, perforado en marzo 2006 de tipo direccional perforado con el equipo de perforación HP 23, alcanzando una profundidad total de 10670 pies MD. El objetivo geológico fue probar acumulación de hidrocarburo en la formación Hollín como se visualiza en la Tabla 4.

b. Histórico de pruebas de restauración de presión (BUILD UP):

El pozo PLAD-012 como se observa en la siguiente figura empieza a producir en abril del 2006 del reservorio Hollín, en su etapa productiva se realizaron varias intervenciones de, disparos, re-disparos y estimulaciones ácidas en el reservorio Hollín en base al historial de pruebas de restauración de presión realizados.

El pozo acumuló 2.4 Mlbs de petróleo y 8.4 MMbbls. De agua, la operadora decide cerrarlo en octubre del 2022 por presentar alto BSW 98%.

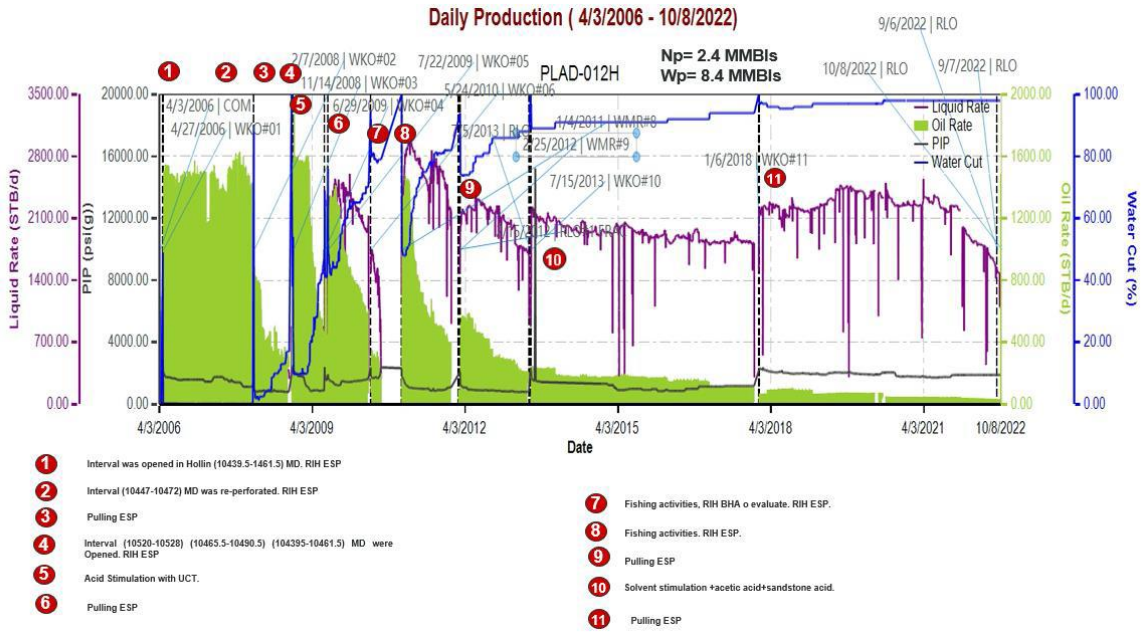


Figura 6 Historial de producción

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

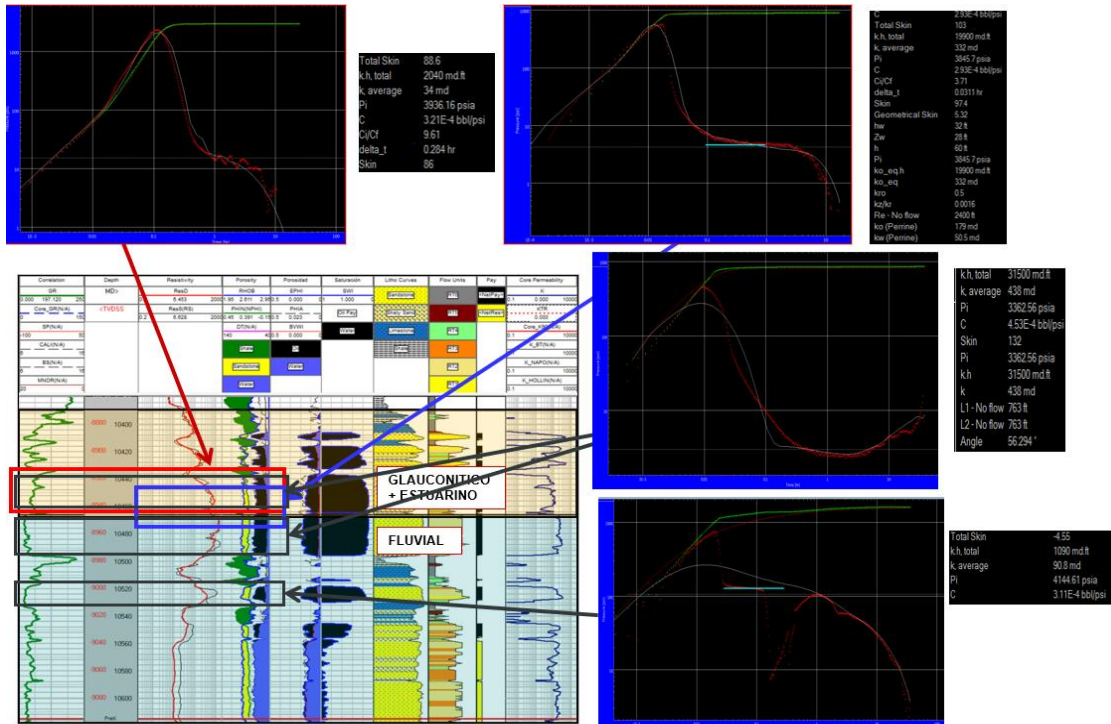


Figura 7 Producción del pozo plad-012 Reservoir Hollin

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

3.2 Caracterización de la Formación

El Campo Palo Azul Bloque 18 se encuentra localizado en la Provincia de Francisco de Orellana, hacia el extremo W de la Cuenca Oriente.

Tabla 6 Ubicación Campo Palo Azul

Punto Cardinales	Campo
N	Campo Lago Agrio
S	Campo Pucuna
E	Campo Eno
O	Oeste el levantamiento subandino

Fuente: Elaboración Edgar Mencías.

3.3 Descripción Estructural

Con relación al contexto Estructural de la Cuenca Oriente, con referencia a Baby (2004), el campo Palo Azul se localiza hacia el borde Oeste del Play Central, forma parte del Play Lago Agrio - Palo Azul – Pucuna – Paraíso distinguido por estructuras anticlinales con cierre contra falla inversa (antiguamente normales) hacia el Este. De acuerdo a Angos y Villagómez (2018) desde el punto de vista de reservorios cuenta con entrampamiento de hidrocarburos con componente estructural para la formación Hollín y componente estratigráfico para las areniscas U, T y Tena Basal.

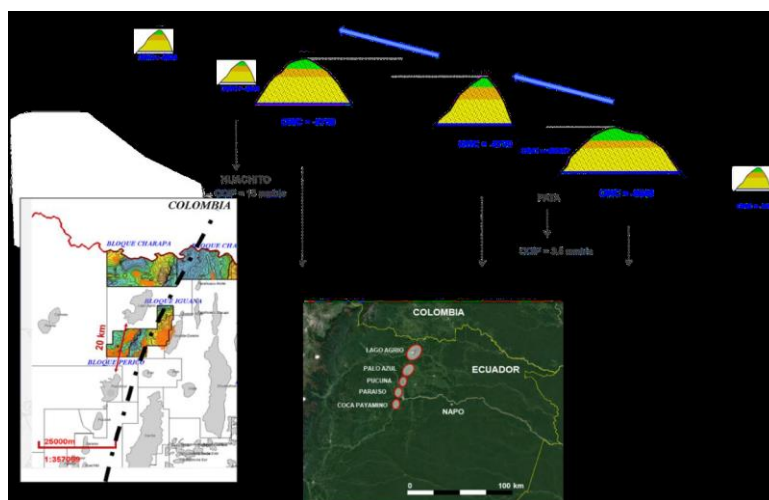


Figura 8 Ubicación Palo Azul con respecto a los corredores estructurales de la cuenca Oriente

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Según Angos y Villagómez (2018), el Campo Palo Azul orientación NE-SO con extensión aproximada de 10 km de largo y de 5km de ancho es una estructura anticlinal asimétrico de bajo relieve, cuya estructura está delimitada hacia el Este por fallas inversas.

3.4 Análisis sección estructural

Los mapas estructurales tanto en tiempo (TWT) como en profundidad al tope de los marcadores sísmicos Caliza A y Caliza B, muestran que estructuralmente el pozo PLAD-012 ha sido perforado hacia la parte alta de la parte central del campo entre los pozos PLAC-037, PLAC-013, PLAD-015, PLAD-044, PLAC-038.

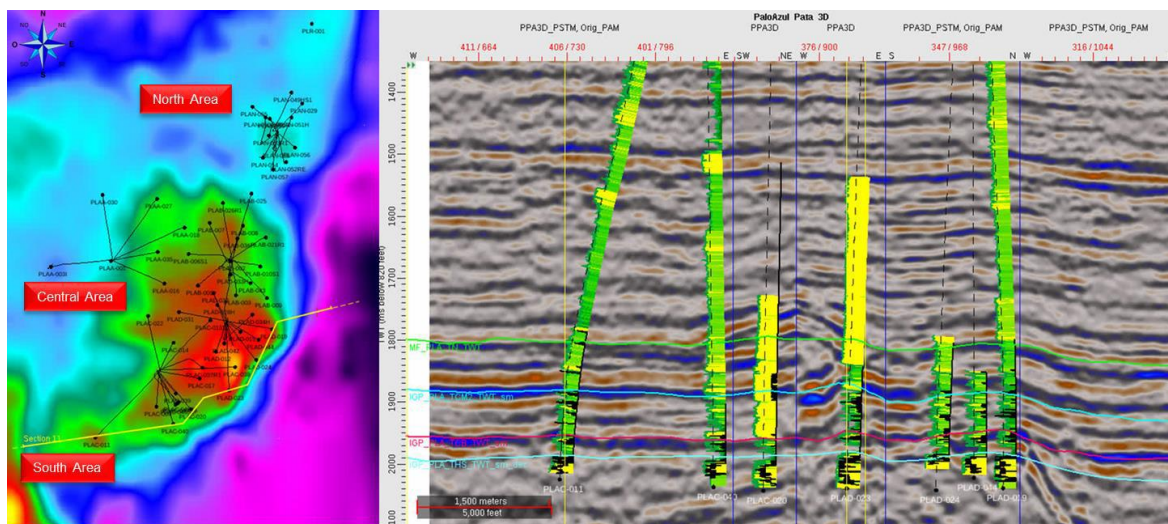


Figura 9 Conformación estructural hacia el sur del campo Palo Azul Bloque 18

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

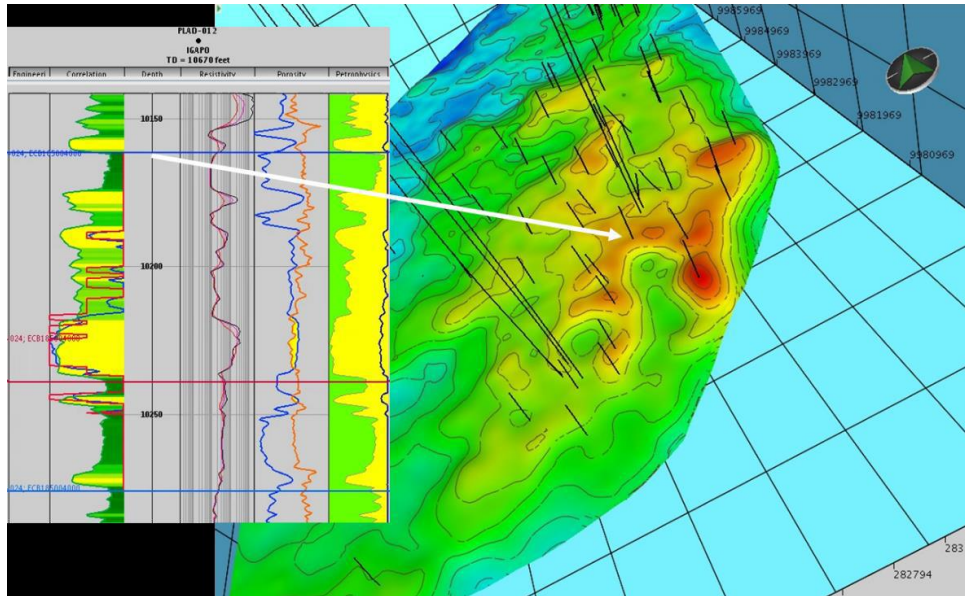


Figura 10 Mapa estructural en profundidad al Tope de la arenisca T

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Los pozos cercanos son:

PLAC-037 R1 a 490 m de distancia en dirección SW. Cerrado.

PLAC-017 a 725 m de distancia en dirección SW. Reinector de agua de formación (Hollín).

PLAC-038 a 510 m de distancia en dirección SE. Produciendo de Hollín mareal.

PLAD-028 a 590 m de distancia en dirección NE. Produciendo de Hollín mareal.

PLAD-015 a 670 m de distancia en dirección NE. Produciendo de Hollín mareal.

3.5 Descripción Geológica de los Reservorios

3.5.1. Formación Napo

Litológicamente conformada por depósitos de areniscas, lutitas y calizas. En el campo Palo Azul Secuencia arenisca T, el miembro arenisca T ha sido subdividido en T inferior y T superior, a la base T inferior (figura 9) generalmente se encuentra un intervalo calcáreo, el cual sirve de guía para la correlación en el campo (llamado Caliza T, Jaillard 1997).

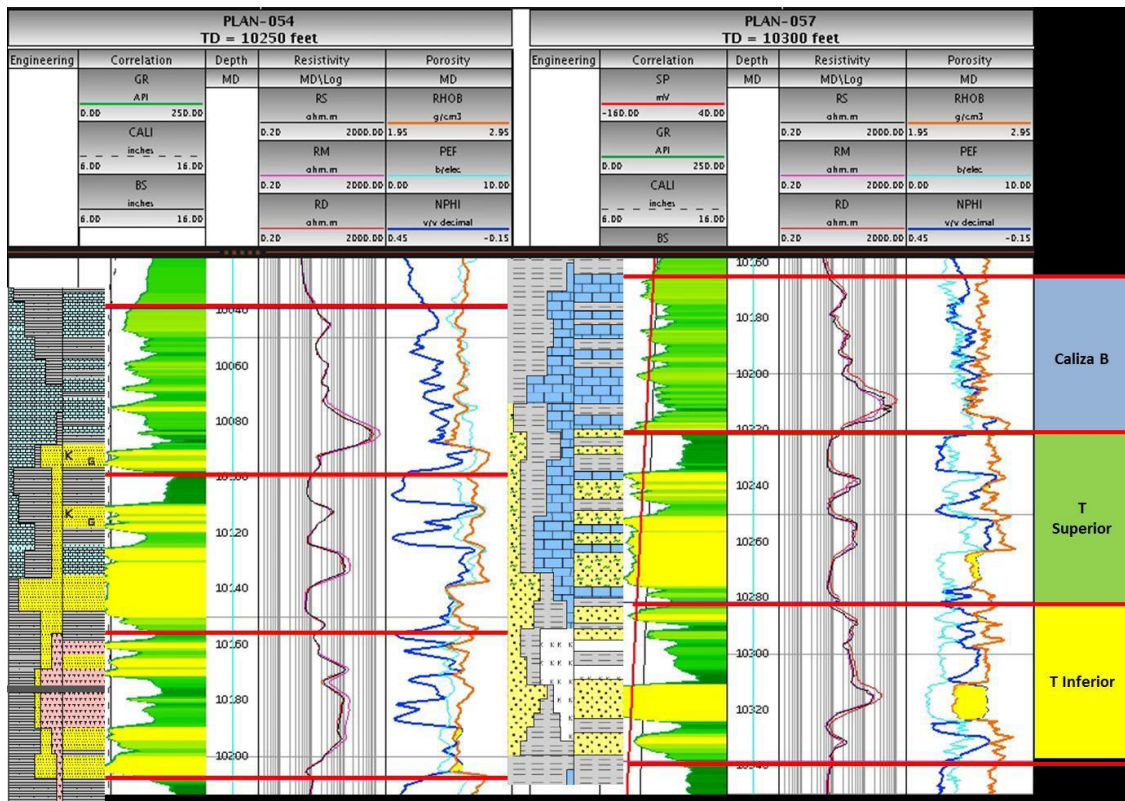


Figura 11 Registros eléctricos vs Masterlogs, PLAN-054 y PLAN-057

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Para establecer un modelo sedimentológico de estos miembros se trató de definir un modelo de ambiente de depositación en base al cual los subambientes propuestos sean consistentes con los datos de la descripción de ripios de perforación, registros eléctricos y a correlaciones dentro de la Cuenca Oriente. Este análisis permite proponer un ambiente transgresivo influenciado por mareas que inicia a la base de T inferior y finaliza al tope de T superior (figura 11).

El núcleo de corona cortado en el pozo PLAB-002 corresponde al intervalo de T inferior y presenta una amplia variedad de areniscas glauconíticas, mientras mayor sea el contenido de glauconita menor es la porosidad. Además, la presencia de cemento calcáreo disminuye la porosidad y permeabilidad del reservorio (figura 12).

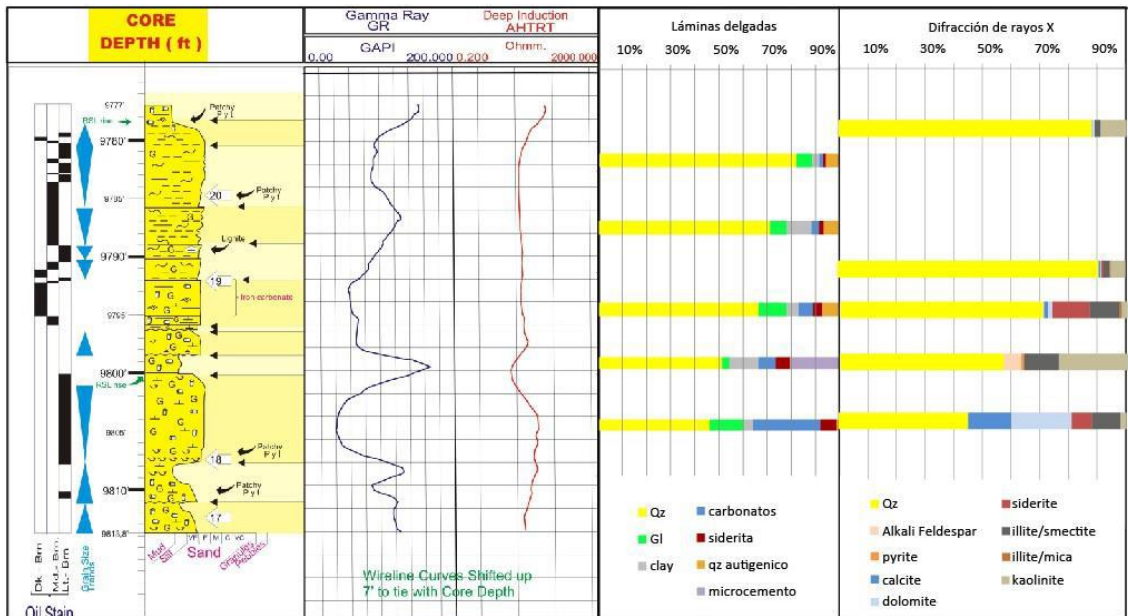


Figura 12 Análisis de láminas y difracción de rayos x núcleo de T inferior pozo PLAB-002

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

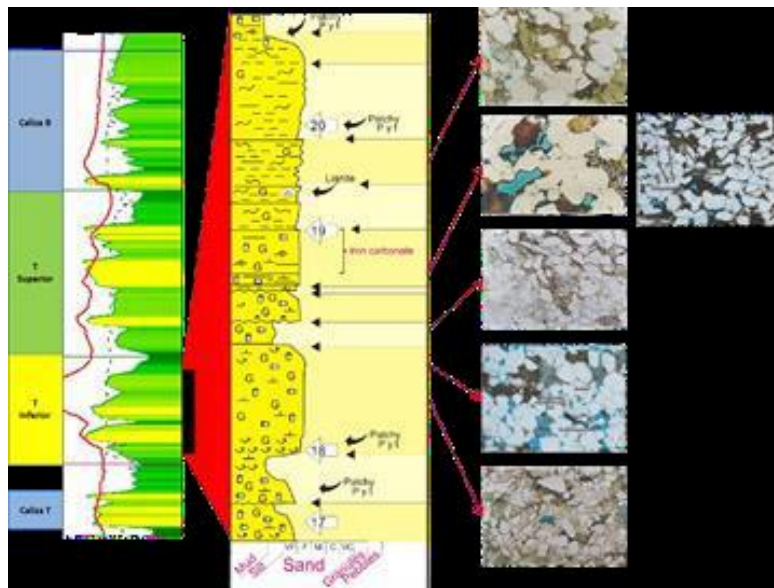


Figura 13 Posición del núcleo en el pozo PLAB-002 en el intervalo T inferior

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Secuencia arenisca T inferior

Litológicamente está conformada por depósitos de arenisca cuarzosa, de grano fino a muy fino, friable a suelta, cemento silíceo.

Debido a la presencia de glauconita y estructuras mareales en el núcleo, se ha definido para este intervalo un ambiente mareal distal, para definir de mejor manera las direcciones de los cuerpos arenosos para T inferior se definieron dos secuencias separadas por una superficie de inundación (figura 13).

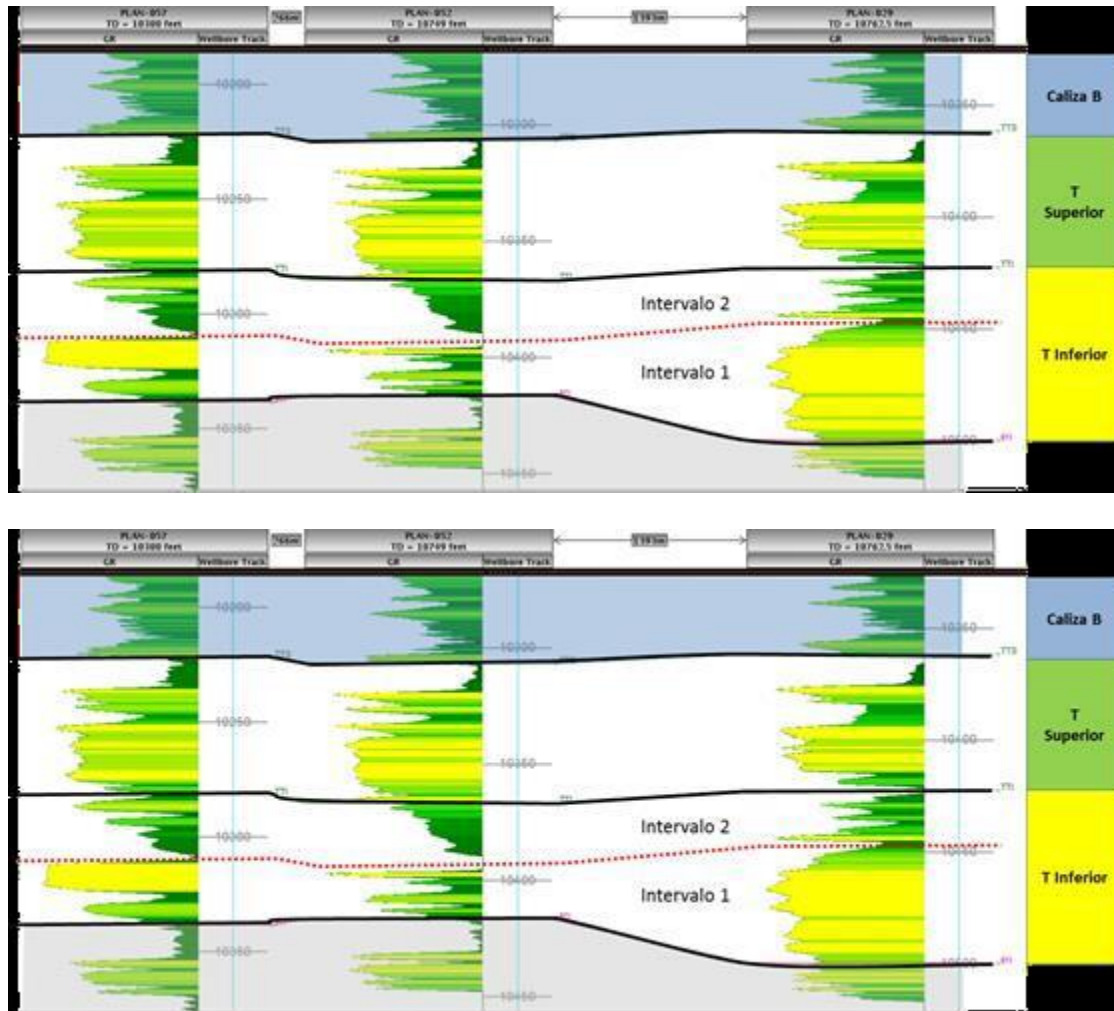


Figura 14 Intervalos definidos en T inferior

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Secuencia arenisca T superior

Litológicamente conformada por intercalaciones de arenisca, sedimentos finos, areniscas con alto contenido de cemento calcáreo y calizas. Las areniscas son cuarzosas de

grano fino a muy fino, friable a suelta con inclusiones de glauconita, cemento calcáreo. Presenta una buena saturación de hidrocarburo.

Basándose en la información procedente de ripios, la presencia de glauconita y carbonatos sugieren un ambiente marino somero para estos sedimentos.

Para definir de mejor manera direcciones de los cuerpos arenosos se definieron dos secuencias separadas por superficies de inundación (fig. 14).

En los mapas de facies de T superior se definieron tres sub-ambientes, cresta de barra marina, laterales de barra marina, base de barra marina. Las crestas de barra marina corresponden a las areniscas glauconíticas, Los laterales de barra marina representan una intercalación de areniscas glauconíticas y lutitas. Finalmente, la base de barra marina corresponde a lutitas con esporádicas intercalaciones de areniscas glauconíticas.

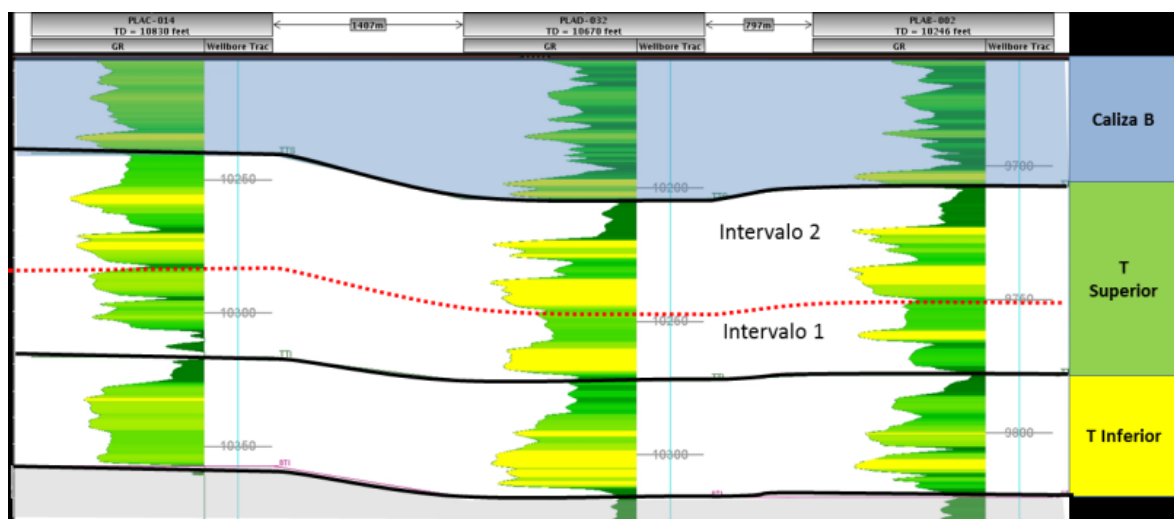


Figura 15 Intervalos definidos en T superior

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

En cada uno de los pozos se tiene un LKO lo cual confirma el componente estratigráfico para la secuencia arenisca T superior (fig. 15).

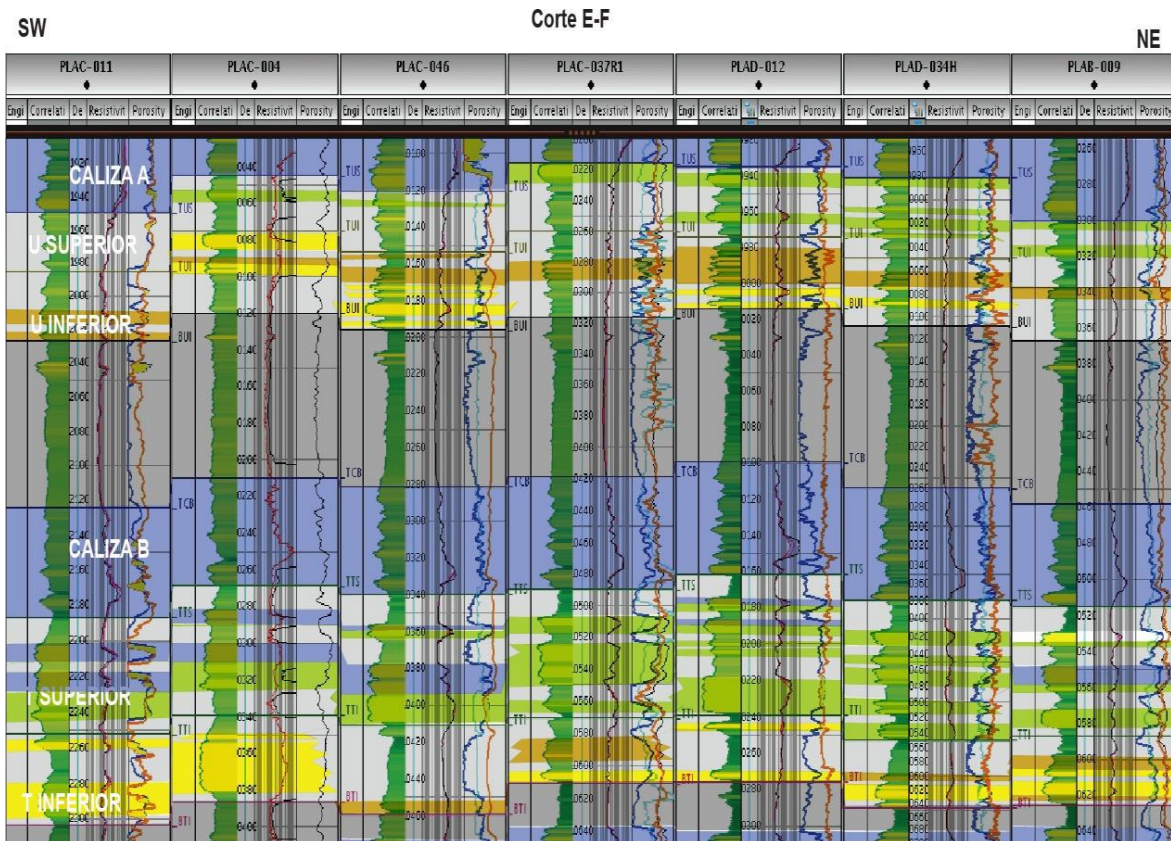


Figura 16 Intervalos definidos en T superior

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Para el pozo PLAD-012, la arenisca T Superior corresponde al objetivo principal 10217 MD - 10235 MD, un espesor neto de arena de 17 MD con buenas propiedades petrofísicas así, Netpay: 14', Porosidad 11.9%, So: 80%, y Kabs: 69.74 md. No se describe glauconita, corresponde a un cuerpo de arenisca limpia (fig. 16).

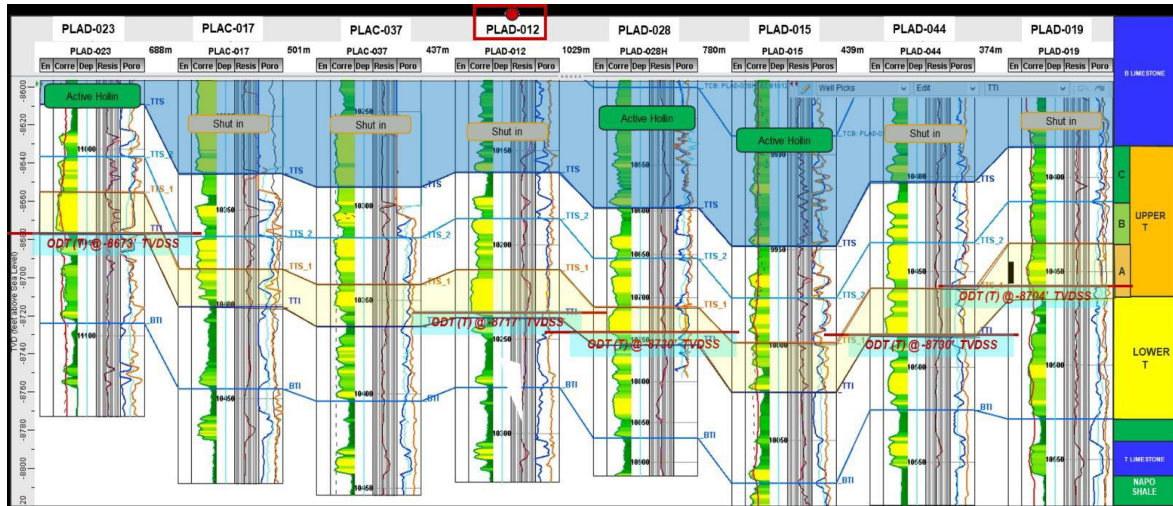


Figura 17 Correlación estructural para la arenisca T entre los pozos PLAD-023, PLAC-017, PLAC-037, PLAD-12, PLAD-028, PLAD-015, PLAD-044, PLAD-019

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

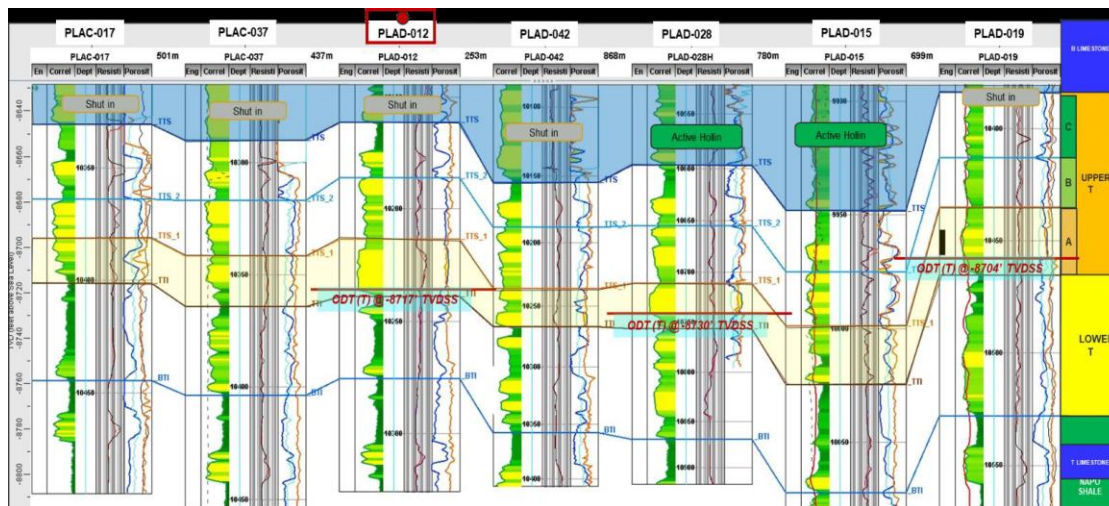


Figura 18 Correlación estructural para la arenisca T entre los pozos PLAC-017, PLAC-037, PLAD-012, PLAD-042, PLAD-028, PLAD-015, PLAD-019

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

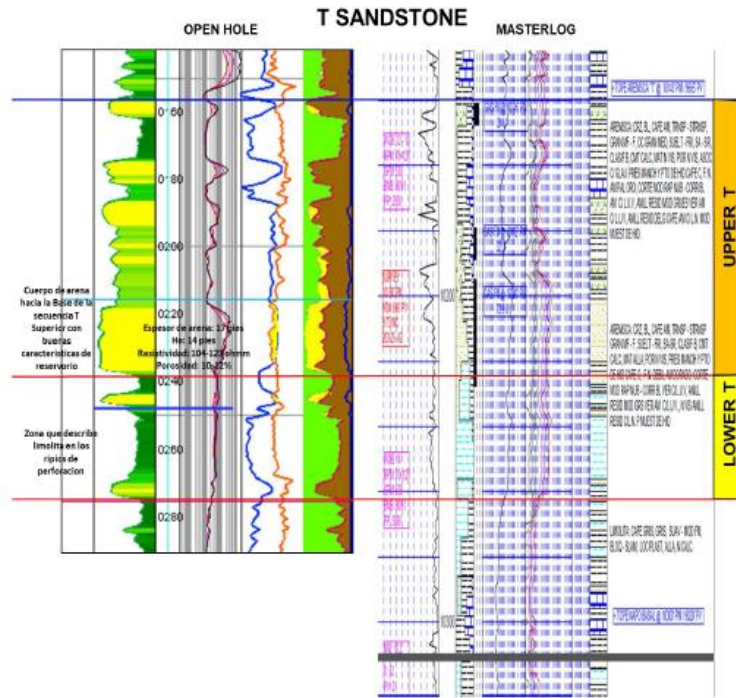


Figura 19 Correlación para la arenisca T entre open hole y masterlog del pozo PLAD-012

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

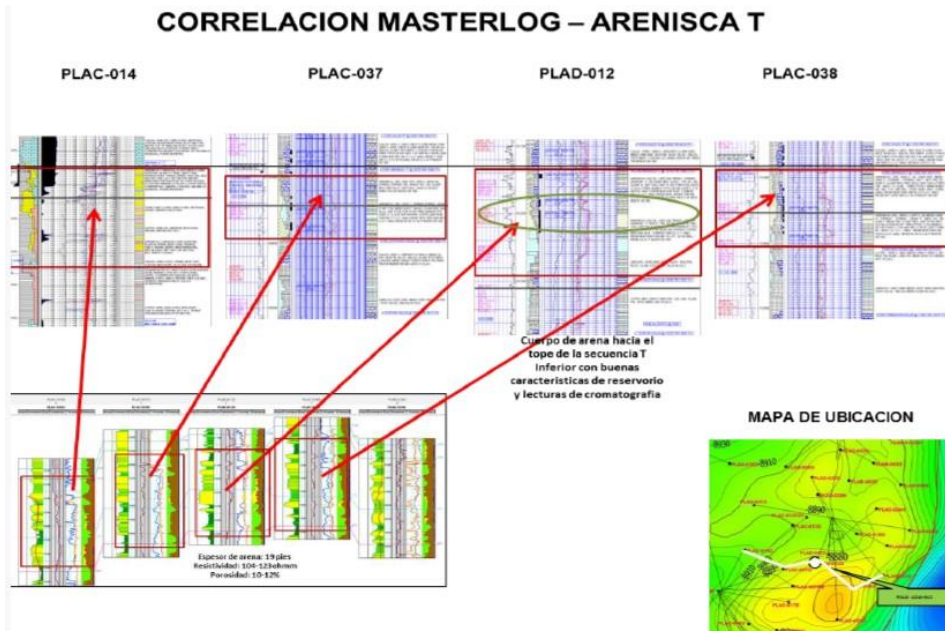


Figura 20 Correlación masterlog- arenisca T, parte 1

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

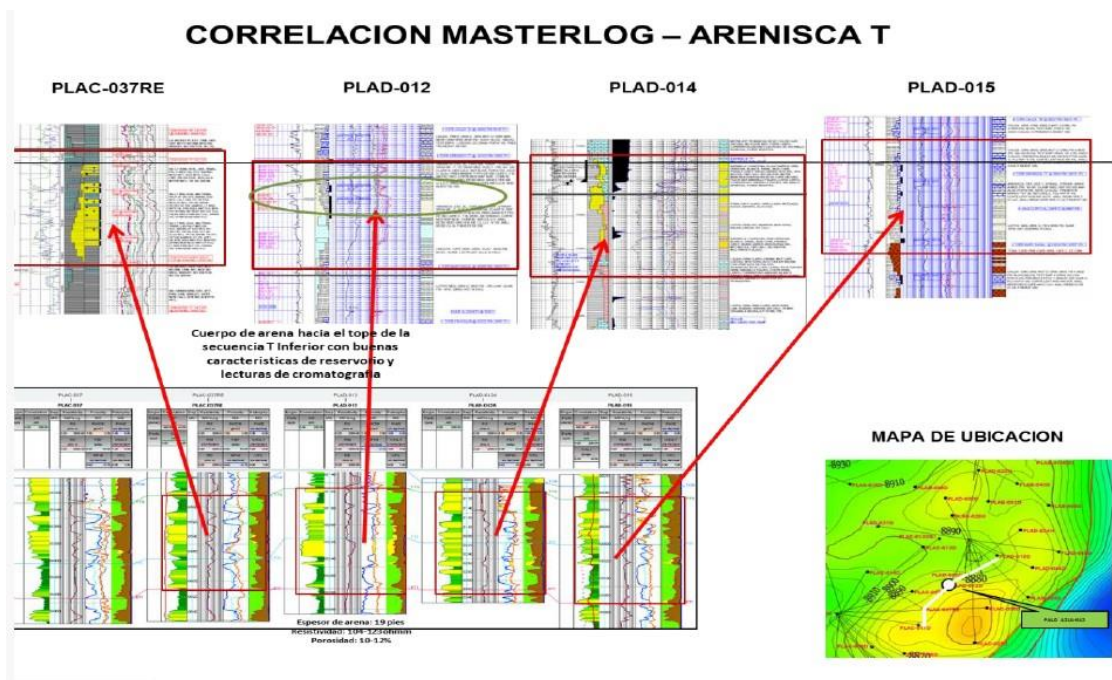
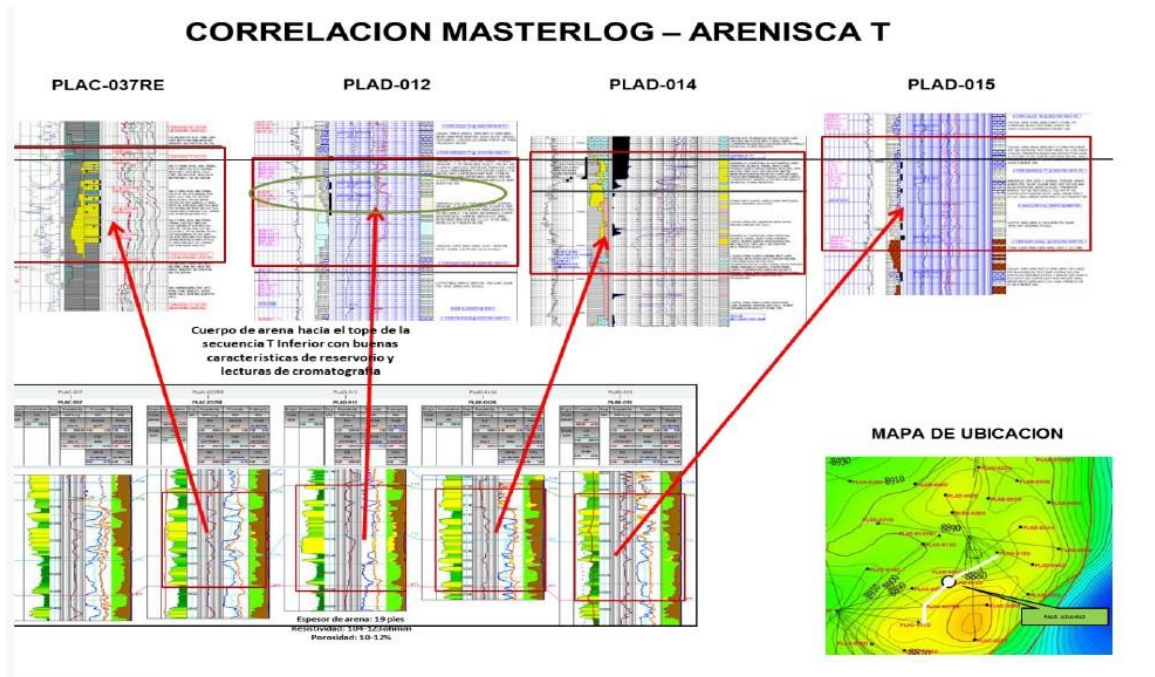


Figura 21 Correlación masterlog- arenisca T, parte 2

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Evaluación Petrofísica

Para realizar la interpretación Petrofísica del pozo se utilizó la información de las curvas del registro eléctrico LWD convencional tomado en marzo del 2006, fue evaluada con la información de registros eléctricos GAMMA RAY, RESISTIVITY, BULK DENSITY, NEUTRON POROSITY, CALIPER.

Country : ECUADOR		Field : WELL PAD D		Location : Lat: 0° 10' 23.16" South Long: 76° 57' 15.77" West		Well : PALO AZUL 12		Company : ECUADOR TLC		Rig : HP 23	
HALLIBURTON 1 : 500 / 1 : 200 Sperry Drilling Services EWR Electromagnetic Wave Resistivity DGR Dual Gamma Ray SLD Stabilized Litho-Density Applied Drilling Technology											
Company : ECUADOR TLC						Rig : HP 23					
Well : PALO AZUL 12						Field : WELL PAD D					
Country : ECUADOR						DOE Number :					
LOCATION Latitude : 0° 10' 23.16" South Longitude : 76° 57' 15.77" West UTM Easting = 282,476.48 m UTM Northing = 9,980,855.69 m						Other Services Elev. KB 1038.58 ft DF 1038.58 ft GL 1013.78 ft WD 0.00 ft					
Permanent Datum : Ground Level						Elevation : 1013.78 ft					
Log Measured From : Drill Floor						24.80 ft Above Permanent Datum					
Drilling Measured From : Drill Floor						MD LOG					
Depth Logged : 9,489.00 ft To 10,680.00 ft						Unit No. : EC-111 Job No. : EC-MJ-0001234567					
Date Logged : 07-Mar-06 To 11-Mar-06						Plot Type : Final					
Total Depth MD : 10,670.00 ft TVD : 10,189.26 ft						Plot Date : 23-May-06					
Spud Date : 07-Mar-06											
Borehole Record (MD)				Borehole Record (MD)							
Run No.	Size	From	To	Run No.	Size	From	To				
100	16,000 in	460.00 ft	4,018.00 ft								
200	16,000 in	4,018.00 ft	5,847.00 ft								
300	12,250 in	5,847.00 ft	8,173.00 ft								
400	12,250 in	8,173.00 ft	9,546.00 ft								
500	8,500 in	9,546.00 ft	10,670.00 ft								
Casing Record (MD)				Casing Record (MD)							
Run No.	Size	Weight	From	Run No.	Size	Weight	From				
	20,000 in	0.00 lbbf	SURFACE		20,000 in	0.00 lbbf	40.00 ft				
	13,375 in	0.00 lbbf	SURFACE		13,375 in	0.00 lbbf	5,847.00 ft				
	9,625 in	0.00 lbbf	SURFACE		9,625 in	0.00 lbbf	9,546.00 ft				

Figura 22 Header registro open hole LWD del pozo PLAD-012

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

La interpretación petrofísica va desde la validación y carga de la información en el software de interpretación petrofísico Decisión Space Petrophysics, en el cual se presentan tres flujogramas básicos claramente definidos:



Figura 23 Flujoograma Decisión Space Petrophysics evaluación petrofísica

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Los valores de salinidad para los diferentes reservorios del campo Palo Azul utilizados son:

Hollin fluvial:	6.500 ppm
Hollin mareal:	8.000 ppm
Hollin marino:	15.000 ppm
T Inferior:	22.500 ppm
T Superior:	35.000 ppm
U Inferior:	35.000 ppm
U Superior:	35.000 ppm
Basal Tena:	26.000 ppm

Reservorio Arenisca T Superior

De acuerdo con la evaluación petrofísica presenta espesor neto saturado (ho) de 16 pies, porosidad de 12%, una saturación de agua (Sw) de 23%, y una permeabilidad absoluta de (k) de 84 Md. Según gráfico 23.

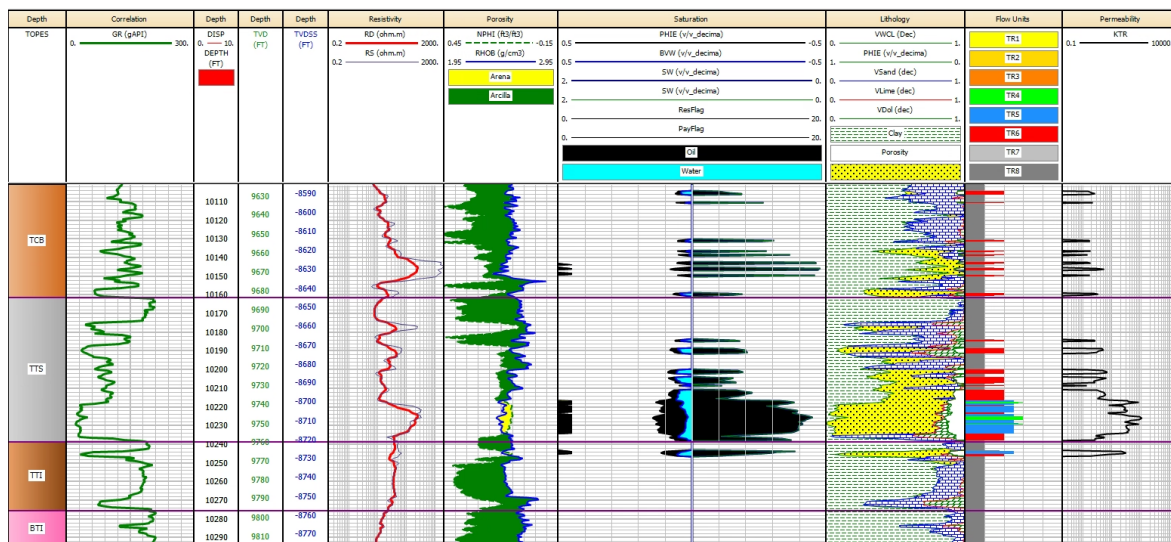


Figura 24 Evaluación petrofísica Reservorio arenisca T

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Tabla 7 Resultados Evaluación petrofísica Arenisca T

Zone	Gross	Net	Net/Gross	Av PFI	Av Sw	Av Vcl	Av L	Av TR	PHH	PHOH	VGH	HH	TRH
# Name	Interval	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay	Pay
9: TCB	61.70	0.00	0.000	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
10: TTS	77.57	15.50	0.213	0.123	0.226	0.069	84.295	4.801	2.03	1.57	1.14	1389.22	79.22
11: TTI	36.77	2.00	0.054	0.110	0.374	0.134	42.306	5.000	0.22	0.14	0.27	84.79	30.00

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Tabla 8 Datos del Diagrama final pozo PLAD-012 - Intervalos cañoneados

Formación	INTERVALOS CAÑONEADOS													
	Tope MD (ft)	Tope TVD (ft)	Base MD (ft)	Base TVD (ft)	Longitud (ft)	Densidad (DPP)	Cargas	Fase	Penetración	Díametro Dteparo	Fecha	Estado	Comentarios	
ARENA T	10,199.00	9,720.60	10,218.00	9,739.35	19.00	5.00	MAX FORCE 390	72.00	61.60	0.33	10/02/2023	OPEN	Reservorio Arenisca T	
ARENA HOLLIN	10,465.50	9,985.31	10,490.50	10,010.24	14.00	5.00	S/l	60.00	3.50	0.47	01/01/2011	OPEN	DISPARO NUEVO INTERVALO	
ARENA HOLLIN	10,439.50	9,959.39	10,461.50	9,981.32	15.00	5.00	S/l	60.00	3.50	0.47	11/03/2008	OPEN	REDISPARO EN INTERVALO	
ARENA HOLLIN	10,465.50	9,985.31	10,490.50	10,010.24	25.00	5.00	S/l	60.00	0.47	0.47	11/03/2008	OPEN	REDISPARO EN INTERVALO	
ARENA HOLLIN	10,520.00	10,039.66	10,528.00	10,047.64	8.00	5.00	S/l	60.00	0.47	0.47	11/03/2008	OPEN	DISPARO NUEVO INTERVALO	

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

3.6 Propuesta b. Realizar Fracturamiento hidráulico a la arena T superior.

3.6.1 Información general del pozo a fracturar PLAD-012 arena T.

El pozo PLAD-012 es un pozo tipo direccional de desarrollo tipo J, perforado en marzo 2006 con el equipo de perforación HP 23, alcanzando una profundidad total de 10670 pies MD, cuyo objetivo geológico fue probar acumulación de hidrocarburo en la formación Hollín.

Empieza a producir en el año 2006 con una producción de 1391.19 BPPD y un BSW del 1.13% hasta el 2022 en el que fue cerrado con una producción de 34.85 BPPD con un BSW del 98%.

Tabla 9 Características del pozo PLAD-012

ESP ASSEMBLY						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
BH1	1	24.80	24.80	1.05	11.00	TUBING HANGER 11" X 3-1/2" EUE S/N: TH20-A0033
BH2	312	25.85	25.85	9,823.51	3.50	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3-1/2" EU 9.3 LPP, L-80 HILONG NEW
BH3	1	9,849.36	9,379.61	3.11	4.54	SLIDING SLEEVE "SL" 3-1/2" EU CONN. x 2.81 SEAL BORE, S/N: STP/SS6-23227
BH4	1	9,852.47	9,382.61	31.58	3.50	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3-1/2" EU 9.3 LPP, L-80 HILONG NEW
BH5	1	9,884.05	9,413.12	1.00	4.50	NOGO 3 12 EUE X 2.75 PERFIL "R", S/N: 25-OPS-4758 (CON STD-VALVE DE 2.75" S/N: SV5-23127)
BH6	1	9,885.05	9,414.08	31.50	3.50	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN 3-1/2" EU 9.3 LPP, L-80 HILONG NEW
E1	1	9,916.55	9,444.55	0.84	4.00	SUB DESCARGA DISCH SUB 3-1/2" EUE BOX SERIE 400
E2	1	9,917.39	9,445.37	0.56	4.00	DESCARGA BOMBA DISCHARGE 400 SERIES, BOLT-ON, 3-1/2 8RD, SERIE 400
E3	1	9,917.95	9,445.91	14.80	4.00	BOMBA UT PMP,400,SF675,94S,INC,10SS,1:3,SHB,AFLAS, SN 13892540
E4	1	9,932.75	9,460.24	21.81	4.00	BOMBA CT PMP,400,SF675,143S,INC,15SS,1:3,SHB,TS2, SN 13988066
E5	1	9,954.56	9,481.38	21.81	4.00	BOMBA LT PMP,400,SF675,143S,INC,15SS,1:3,SHB,TS2, SN 13954347
E6	1	9,976.37	9,502.53	14.80	4.00	MANEJADOR DE GAS PMP,400,SFGH2500,50S,INC,10SS,2:1,SHB,XP, SN 13933503
E7	1	9,991.17	9,516.90	2.53	4.00	SEPARADOR DE GAS GS,400X,S/LT,VX3,INC,SS,D7&15, SN 13891142
E8	1	9,993.70	9,519.36	8.20	4.00	PROTECTOR UT SEAL,400,LSBPB,UT,INC,SS,SB,HD,SSS,PREM, SN 13958893
E9	1	10,001.90	9,527.33	8.20	4.00	PROTECTOR LT SEAL,400,BPBSL,INC,AR,SB,SS,HD,PREM, SN 13959055
E10	1	10,010.10	9,535.30	26.40	4.56	MOTOR MTR,456,FMSX2,HT,168HP,2837V,42A,16RTR, SN 13932533
E11	1	10,036.50	9,561.03	2.80	4.50	ZENITH, SENSOR E-7 SER ESP DOWNHOLE, SN 15957915
E12	1	10,039.30	9,563.76	1.00	5.81	CENTRALIZADOR CENTRALIZER CSG 7"
CIBP						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
CIBP	1	10,280.00	9,800.67	2.00	7.00	PLUG ASSY,BRDG,7 IN,EZ 100004417 AB 0004791531-2
CIBP						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
CIBP	1	10,285.00	9,805.62	2.00	7.00	PLUG ASSY,BRDG,7 IN,EZ 100004417 AB 0004791531-1
PACKER ASSEMBLY (PERMANENT)						
No	Jts	Tope MD	Tope TVD	Longitud	OD Nom	Descripción
C1	1	10,515.00	10,034.67	2.00	7.00	CIBP DE 7"

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

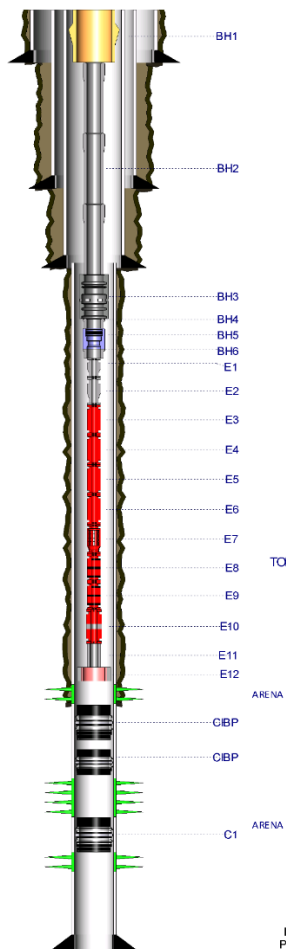


Figura 25 Diagrama mecánico del pozo PLAD-012

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

3.6.2. Declinación del pozo PLAD-012

De acuerdo con la Tabla 2, la declinación del pozo PLAD-012 se vio afectada con una reducción en la producción con una tendencia a la baja y con incremento del BSW, en base al historial de producción. (Ver figura 2).

Propiedades Geomecánicas

La información Geomecánica para el campo Palo Azul ha sido obtenida en base a los resultados de los modelos geomecánicos predil desarrollados para la campaña de perforación del año 2015 en el cual se perforaron cuatro pozos de desarrollo PLAN-057; PLAN-056; PLAN-052RE; PLAN-055 y la campaña de perforación del año 2017 en el cual se perforó un pozo PLAN-059 y la campaña de perforación del año 2018 en el que se perforó un pozo el PLAN-058, de igual manera la información del pozo PLAD-023 el cual se encuentra cercano al pozo PLAD-012.

Dentro de la data disponible para la generación del modelo se encuentran: registros eléctricos, reporte de perforación de los pozos, registros de control litológico, información de geología y geofísica, registros especiales de imagen, estudios geomecánicos disponibles en la zona.

Presión del poro

Para el cálculo de la presión del poro se utilizó el registro DTc del pozo PLAN-029. A partir de estos datos se trazó una sola línea de compactación normal y se estimó la presión de poro utilizando el método de Eaton. Los resultados se muestran en la figura 24.

La máxima presión de poro estimada es de 11.3 ppg en las lutitas de la base de CM1, seguido de 10.7 ppg en las lutitas de la base de la U y 10 ppg en la base de T.

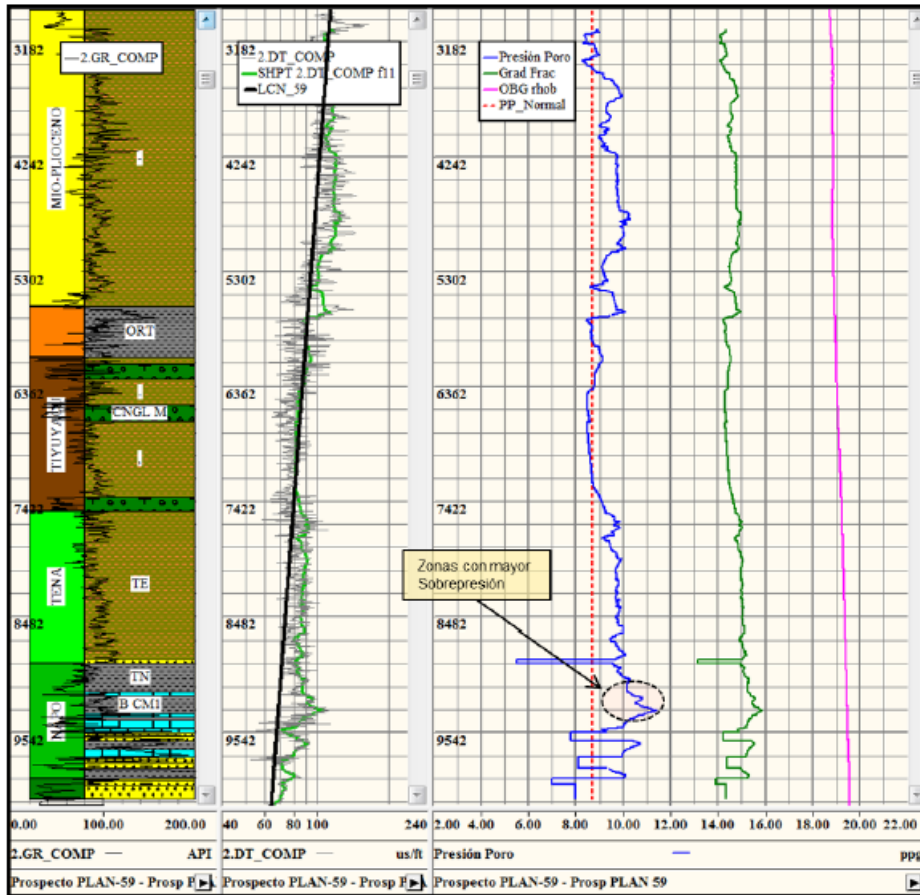


Figura 26 Estimación de presión de poros

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

A partir del perfil de presión de poro y el OBG se estimó el gradiente de fractura, el cual sirve como referencia para definir el límite superior de la ventana operacional.

Propiedades Mecánicas

Las propiedades mecánicas para el pozo PLAN-059 se estimaron mediante correlaciones que varían según la litología de las formaciones presentes en el pozo. En la figura 25 se presentan los resultados obtenidos.

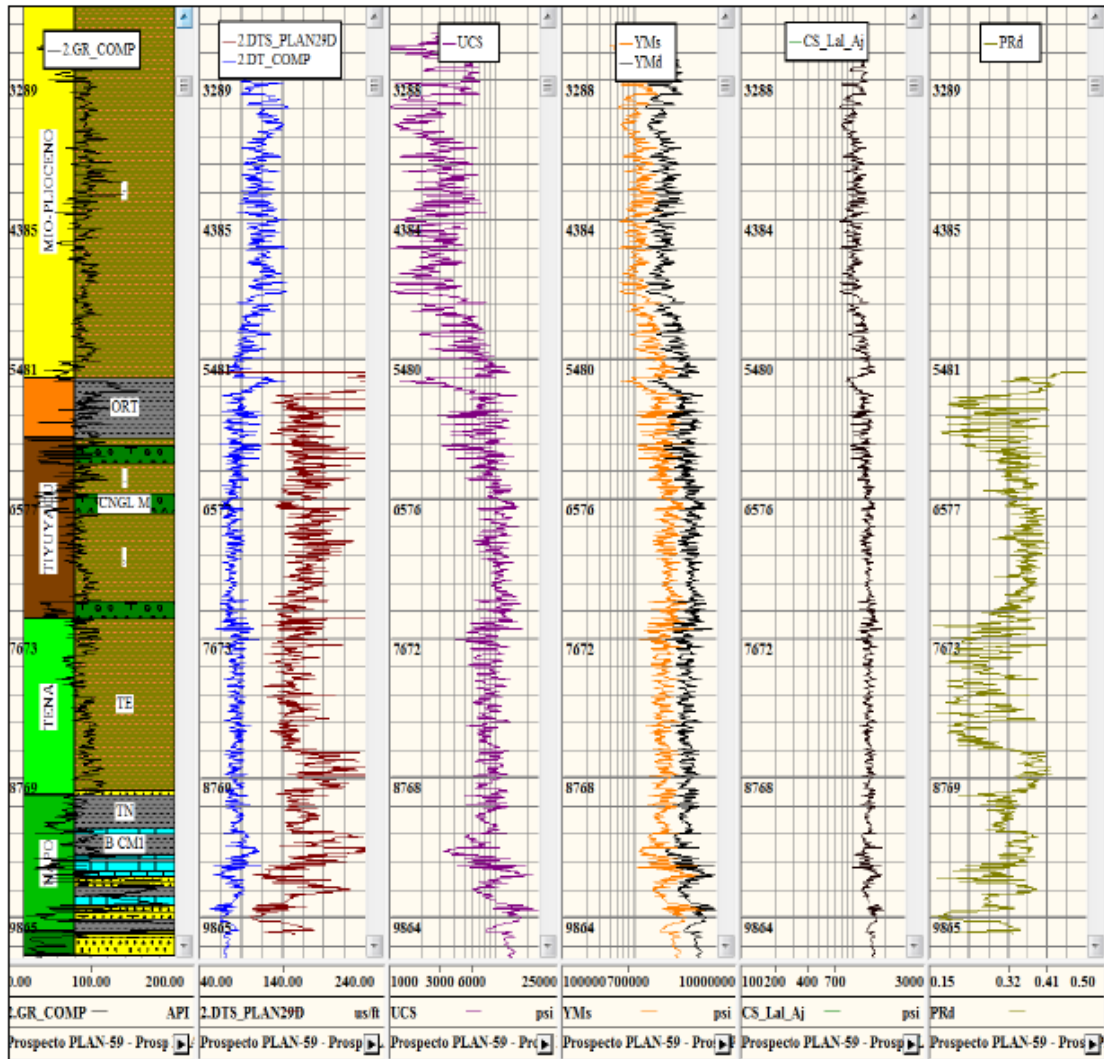


Figura 27 Propiedades mecánicas

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Gradiente de Fractura

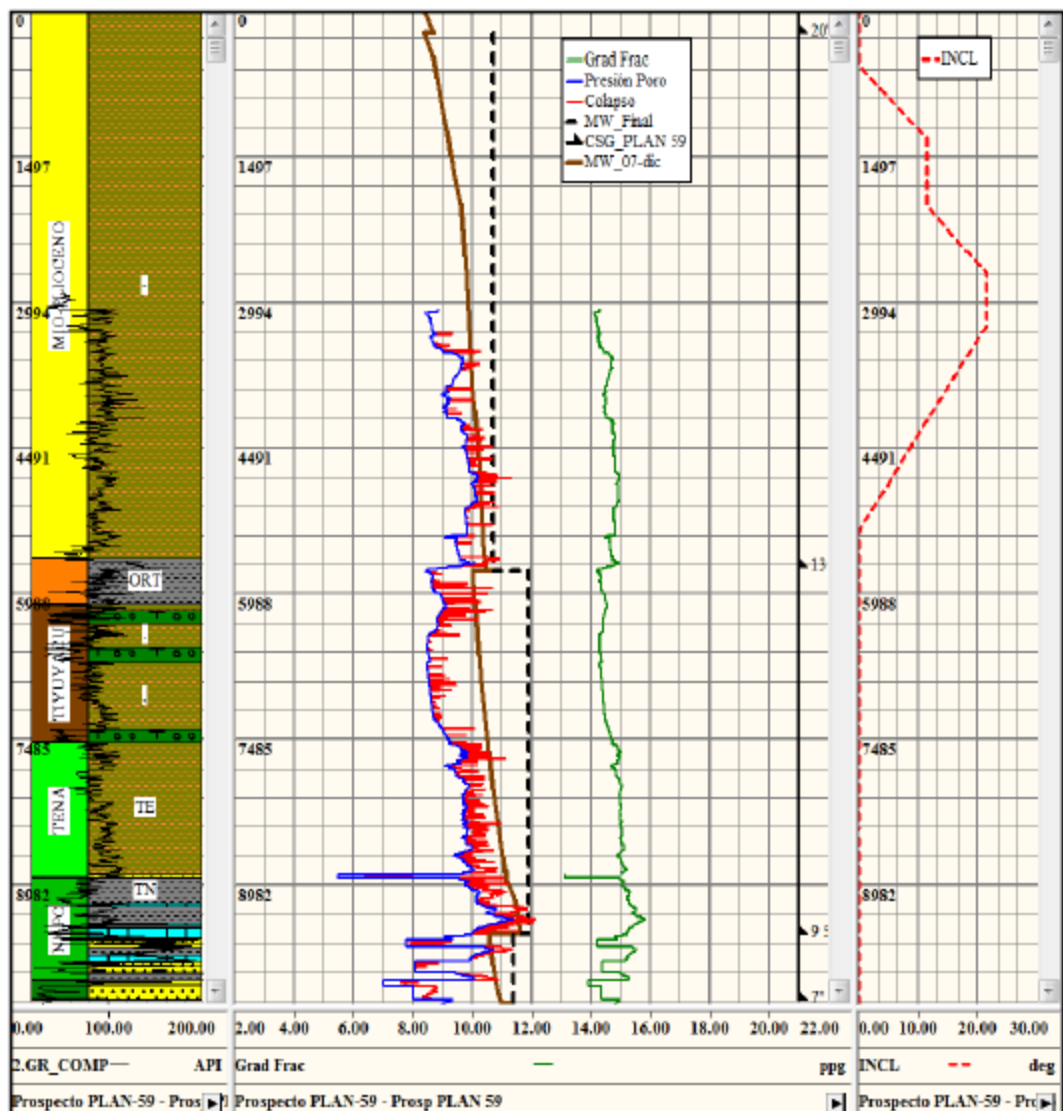


Figura 28 Modelo geomecánico post-portem para los pozos PCN-020; PCN-018

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Análisis Nodal y Estimación de tasas de producción

El análisis Nodal realizado para el reservorio T del pozo PLAD-012 se tomó como referencia la información capturada en el pozo vecino PLAD-044, presión de RDT, datos de PVT, y datos petrofísicos de los registros de resonancia magnética, registro de saturación y evaluación petrofísica.

PLAD 44 SEPT 2012_RESERVORIO T

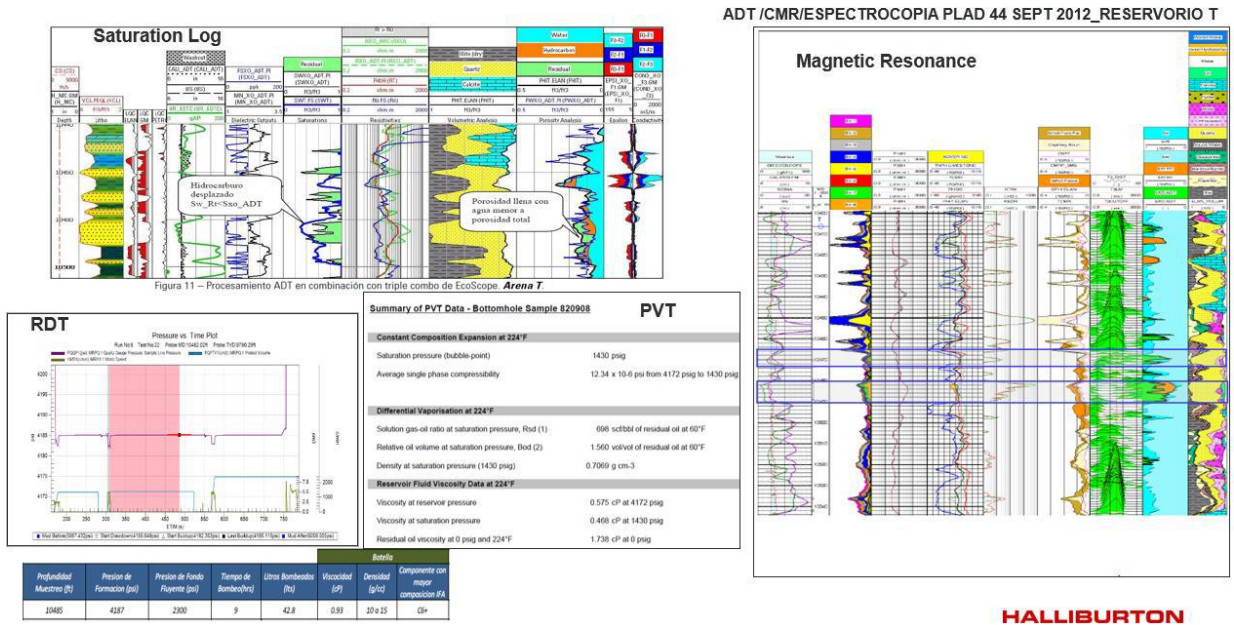


Figura 29 Información capturada en el pozo PLAD-044, reservorio T

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

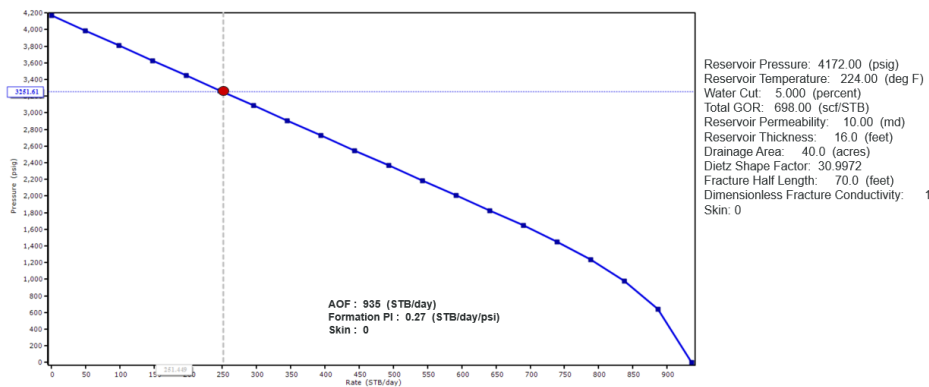


Figura 30 Análisis Nodal pozo PLAD-012, reservorio T

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Como se observa en la figura 28, luego de la fractura hidráulica se obtendría una tasa inicial de 250 BFPD con una presión de fondo de 3251 psi, con la información de los pozos vecinos se procedió a estimar la extensión lateral y un POES asociado para estimar las reservas

a drenar con este pozo. Obteniéndose un valor de POES DE 1.5 MMbbls como se observa en la figura 29, 30, 31.

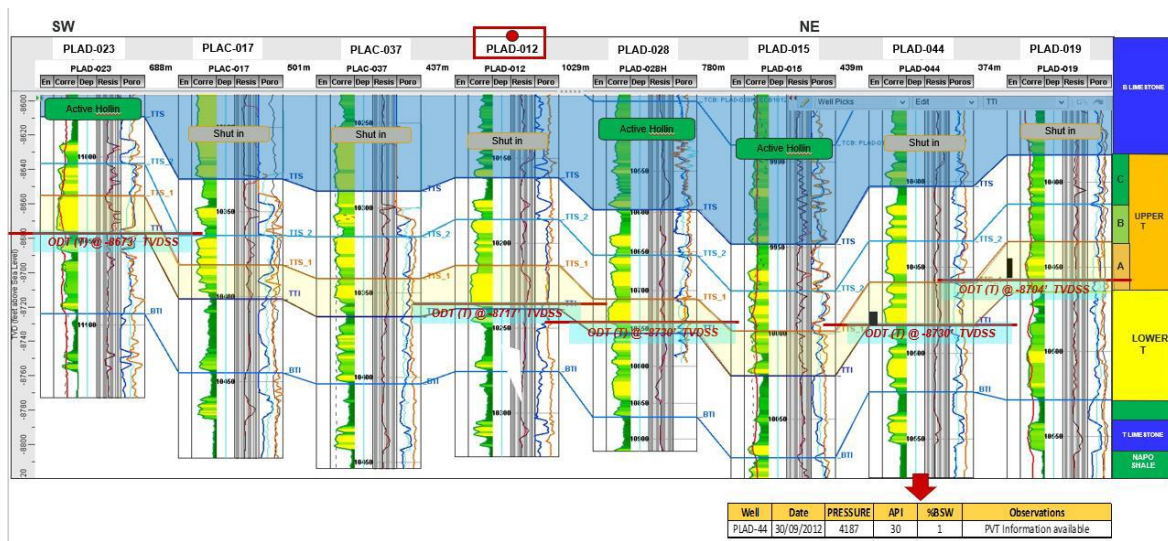


Figura 31 Correlación estratigráfica-estructural del reservorio T, entre los pozos PLAD-023; PLAC-017; PLAC-037; PLAD-012; PLAD-028; PLAD-015; PLAD-044; PLAD-19

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

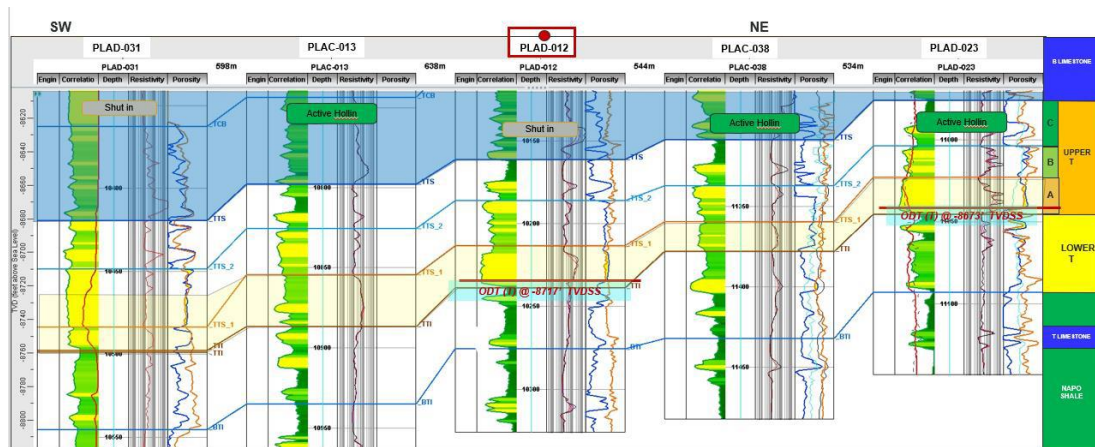
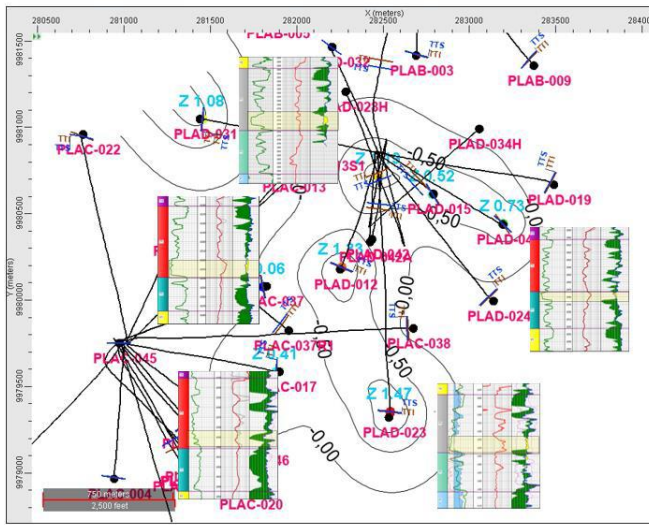


Figura 32 Correlación estratigráfica-estructural del reservorio T, entre los pozos PLAD-031; PLAC-013; PLAD-012; PLAC-038; PLAD-023

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.



ST00IP: 1481072.727 (Barr)
No include PLAD-019

Figura 33 Estimación volumétrica del POES del reservorio T

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

Con esta información se procedió a realizar un balance de materiales para estimar las reservas a drenar con este pozo, de lo cual se obtuvo unas reservas a drenar de 177.701 bls. Como se muestra en la figura 32.

BALANCE DE MATERIALES

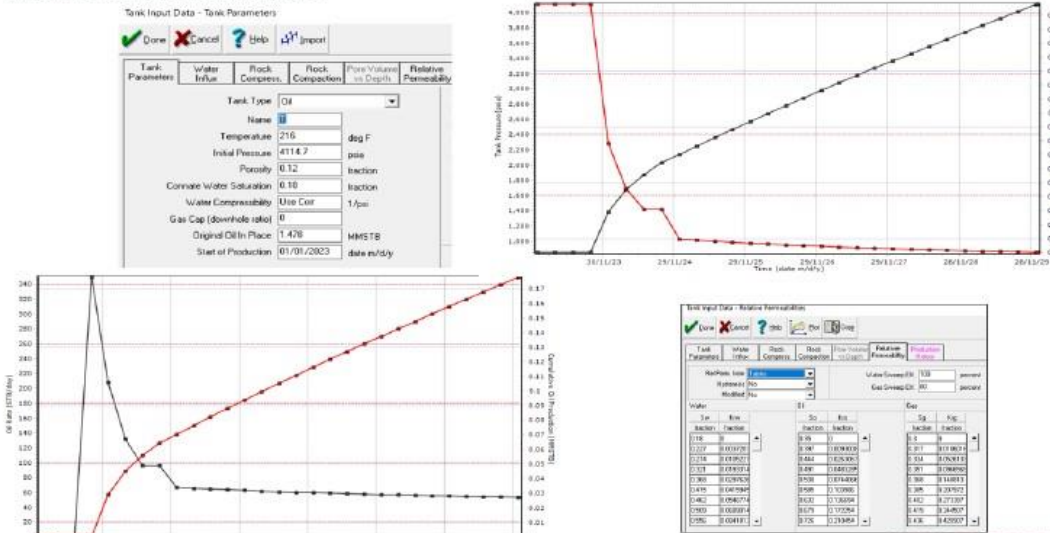


Figura 34 Balance de materiales del reservorio T

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

CAPITULO IV

4. PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizará un examen de los trabajos efectuados en el pozo PLAD-012 referente a cambio de zona y de las actividades relacionadas con fractura hidráulica en el Bloque 18.

4.1 Información general

4.1.1 Resumen del cambio de zona y fractura hidráulica del pozo PLAD-012

Es un pozo desarrollado en la formación Hollín conocida por sus destacadas propiedades petrofísicas, el propósito de los trabajos realizados fue cambiar y/o atravesar la zona afectada principalmente por la migración de finos y controlar el crecimiento vertical de la fractura para evitar alcanzar la zona acuífera.

4.1.2 Balance de Materiales

Es un método que ayuda a determinar tanto las reservas originales como las remanentes a través de la relación entre presión, volumen y producción, ofreciendo una imagen clara del potencial productivo del yacimiento y facilitando la elaboración de proyecciones sobre su vida útil.

4.1.3 Aumento de la producción en el cambio de zona

El cambio de zona de arena Hollín a arena T en el pozo PLAD-012, proporciona un aumento limitado en la producción, por lo que, si se desea un incremento significativo y la nueva zona no presenta una mejora, los costos y esfuerzos podrían no justificar el trabajo propuesto.

Tabla 10 Propiedades PVT Arena T

GOR de Formación	230 scf/STB
Gravedad del Petróleo	27 °API
Gravedad Específica del Gas	0.7984
Salinidad del Agua	30000 ppm
Temperatura de Formación	213 °F
Presión de Yacimiento	3085 psi
Punto de Burbuja	1156.25 psi

Fuente: Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

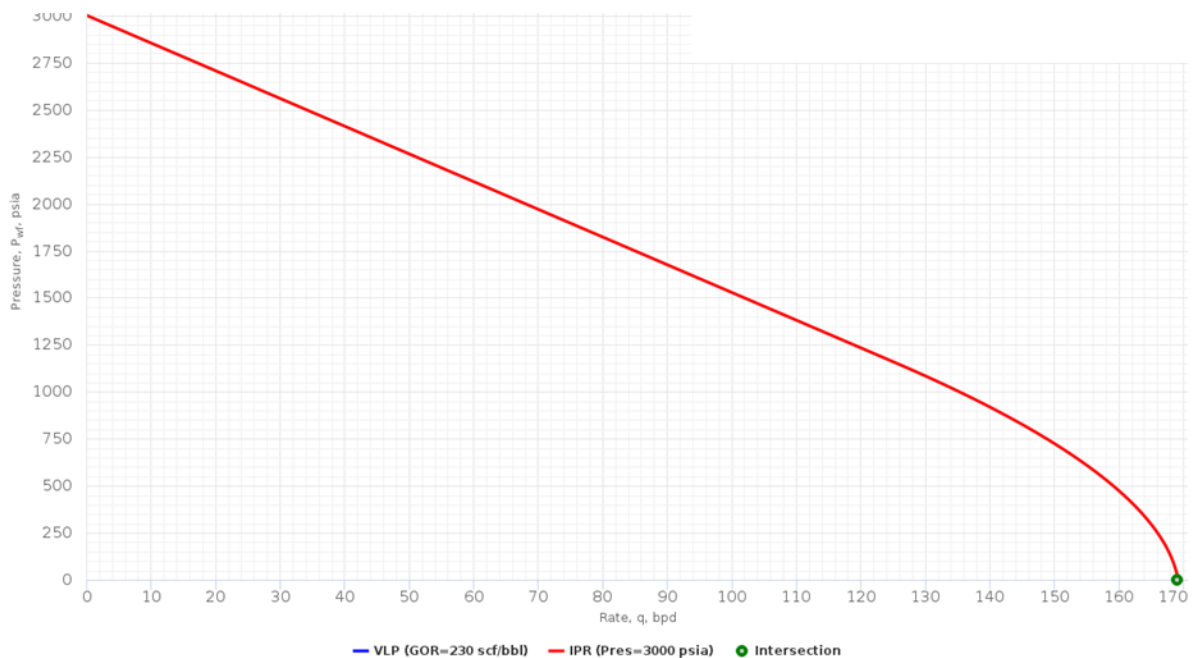


Figura 35 R (Índice de productividad) del pozo PLAD-012 Arena T

Fuente: Obtenido de Peng Tools. (2024). Simulador de Software de ingeniería petrolera en línea. Peng Tools. Elaborado por Edgar Mencías.

Tabla 11 Evaluación de producción antes y después del cambio de zona

Pozo cerrado	Antes de cambio de zona			Después de cambio de zona				
	BPPD	Presión de fondo(psi)	Yacimiento	BPPD	Presión de fondo(psi)	Yacimiento	Diferencial de producción BPPD	POES (MMBLS)
PLAD-012	0	0	Hollín	100	1500	T	100	1,5

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

4.1.4 Aumento de producción en la fractura hidráulica

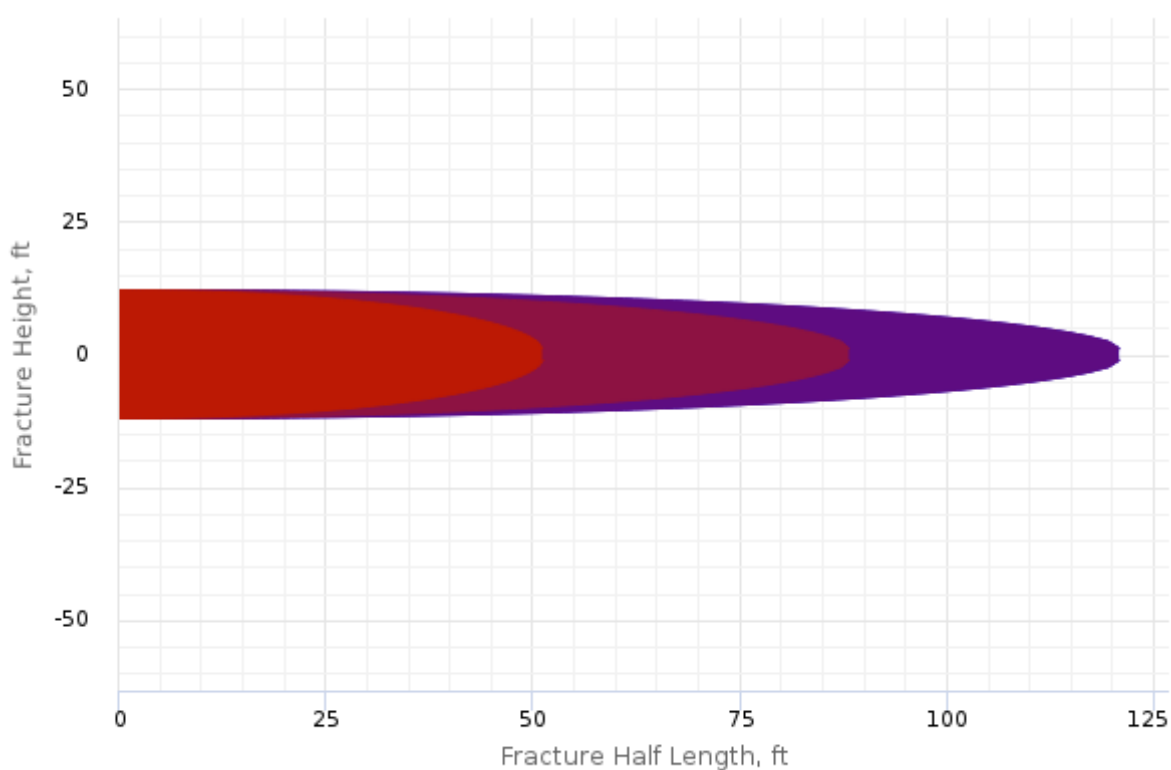


Figura 36 Simulación de fractura

Fuente: Obtenido de Peng Tools. (2024). Simulador de Software de ingeniería petrolera en línea. Peng Tools. Elaborado por Edgar Mencías.

Como se describe en la figura 28, después de la fractura hidráulica, se espera una tasa inicial de 250 BFP con una presión de fondo de 3251 psi. Usando datos de pozos vecinos, se

estimó la extensión lateral y el POES, resultando en un valor de 1.5 MMBLS para las reservas a drenar con este pozo.

Tabla 12 Evaluación de producción antes y después del fracturamiento

Pozo	Antes de fracturar		Después de fracturar				
	BPPD	Presión de fondo (PSI)	BPPD	Presión de fondo (PSI)	POES (MMBLS)	Diferencial de Producción BPPD	% Incremento de producción
PLAD-012	100	200	250	3251	1,5	150	150%

Fuente: Elaborado por Edgar Mencías. Adaptado del Departamento de Ingeniería de Petróleos del Campo Palo Azul.

4.2 Evaluación de Costos y Esfuerzos

Si el aumento en la producción no es considerable, los gastos y el esfuerzo necesarios para efectuar el cambio de zona podrían no ser justificables. Esto indica que, antes de avanzar, es fundamental llevar a cabo un análisis para verificar si los recursos invertidos en el cambio se verán compensados por el incremento en la producción.

4.2.1 Consideraciones para la Toma de Decisiones

- 1. Evaluar alternativas:** Si el cambio a la arena T no resulta en un aumento significativo de la producción, es recomendable evaluar otras alternativas. Esto podría incluir la exploración de distintas zonas productoras que puedan ofrecer mejores resultados o la consideración de otra técnica como la fractura hidráulica.
- 2. Análisis de Riesgos:** Es esencial considerar los posibles riesgos asociados con el cambio de zona, tales como problemas técnicos o geológicos que podrían comprometer la viabilidad del proyecto. Un posible problema técnico sería las variaciones en la presión de formación que pueden dificultar el control durante la perforación, aumentando el riesgo de blowouts o pérdidas de circulación. Y respecto al geológico

sería la entrada de agua o gas en el pozo, que interferiría con la extracción de petróleo, afectando la producción y aumento de los costos operativos.

También es esencial identificar y evaluar estos riesgos, dado que ayudarán a anticipar y mitigar los posibles contratiempos.

- 3. Proyección de Beneficios:** Se debe llevar a cabo un análisis detallado de cómo el cambio de zona impactará en los ingresos y costos a largo plazo. Esta proyección ayudará a determinar si los beneficios esperados compensarán la inversión realizada en el cambio de zona.

4.2.2 Análisis de los resultados obtenidos del fracturamiento

Evaluación de Reservas: La estimación de 1.5 MMBLS en reservas a drenar indica un potencial considerable para una mayor producción. La presión de fondo de 3251 psi y el notable aumento en la producción sugieren que la fractura hidráulica ha sido efectiva.

Datos Comparativos: La comparación de los datos antes y después de la fractura revela un incremento en la producción de 150 BPPD a 250 BPPD, lo que equivale a un aumento del 150%. Este resultado confirma la eficacia del tratamiento de fractura hidráulica. Como se indica en la Tabla 9.

- **Análisis tecnológico:** En el cambio de zona se utiliza equipos y tecnología ampliamente disponibles y fáciles de implementar, junto a una técnica simple y un riesgo operacional bajo. Mientras que en el fracturamiento hidráulico se maneja equipos de alta presión, técnicas con cierta complejidad y tecnología más avanzadas para medición y monitoreo con riesgos operacionales altos.
- **Análisis económico:** En el cambio de zona se ofrece un incremento limitado en producción por tanto si se busca un aumento significativo y la nueva zona no resulta en una mejora, los costos y esfuerzos pueden no justificar el cambio. Por otro lado, el fracturamiento hidráulica conlleva un incremento significativo en producción porque

tiene el potencial para aumentar el aporte de manera que los ingresos puedan superar los costos asociados, haciendo que esta técnica puede ser más beneficiosa a largo plazo.

- **Análisis político:** El cambio de zona se enfrenta a menos restricciones gubernamentales en comparación con el fracturamiento hidráulico, como parte de una política energética. A la vez que la fractura hidráulica conlleva a una política para asegurar la independencia de fuentes de energía extranjera. Por el cual, los políticos deberían crear normas y reglamentos para equilibrar objetivos con las preocupaciones económicas, sociales y ambientales dado la importancia de los ingresos producidos por la industria petrolera.
- **Análisis social:** El cambio de zona maneja menos resistencia social por parte de las comunidades locales dado que contribuye a un desarrollo económico más sostenible a largo plazo, además de estar asociado a una menor contaminación del agua por la reducción de químicos. En la fractura hidráulica, por otro lado, tiene una oposición significativa de las comunidades locales por el desconocimiento total de esta tecnología además de la afectación en las comunidades debido al riesgo de contaminación de acuíferos. Sin mencionar que esta tecnología genera una gama amplia de empleo directo e indirecto respecto a operaciones de perforación y servicios asociados.
- **Análisis legal:** El cambio de zona requiere menos permisos y aprobaciones regulatorias dado que precisa de estudios de impacto ambiental más simples, además de estar sujeta a regulaciones ambientales por la Ley de Gestión Ambiental respecto a los residuos generados. Mientras que la fractura hidráulica está a imposición de requisitos rigurosos conforme la Ley de Gestión Ambiental y la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) precisa de autorización para perforar mediante el uso de técnicas de fracturamiento. Además de que la técnica de fracturamiento presenta licencias y permisos más complejos en

comparación con la del cambio de zona debido a las repercusiones ambientales, sin embargo, la política del gobierno, la presión internacional y los compromisos ambientales pueden influir en la viabilidad de ambas propuestas.

- **Análisis ambiental:** En el cambio de zona se da la intervención reducida junto al acceso a una zona que ya es permeable y productiva que reduce la alteración del subsuelo. En la fractura hidráulica se obtiene un impacto Ambiental significativo, dado que requiere de fluidos a alta presión que generan residuos peligrosos. La fractura hidráulica tiene mayor riesgo de contaminación en comparación con el cambio de zona, respecto a fuentes de agua subterránea y superficiales debido al uso de fluidos químicos, así como también el posible escape de estos productos al medio ambiente.

CAPITULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- Después de evaluar las dos propuestas mediante el análisis tecnológico, económico, legal, político, ambiental, se concluye que el cambio de zona de la arena Hollín a la arena T ofrece una opción más rápida y menos dañina para el medio ambiente, teniendo en cuenta su mejoramiento en la producción en el pozo PLAD-012. Sin embargo, el incremento en la producción podría ser limitado por los costos asociados.
- La implementación de fracturamiento hidráulico presenta una alternativa más agresiva que podría liberar un mayor volumen de hidrocarburos atrapados en la formación, conlleva mayores riesgos técnicos y un potencial riesgo de impacto ambiental.
- La fractura hidráulica genera una nueva y mejor capacidad de flujo que la original.
- Se debe realizar pruebas de compatibilidad entre fluidos de estimulación y fluidos del reservorio.
- El incremento de producción luego de la fractura hidráulica fue de 150 BPPD, por lo tanto, se considera exitoso.
- La fractura hidráulica da un mayor retorno de lo invertido, basándose en un precio de referencia del crudo WTI de \$74,22, con un valor total de 11133\$ por día.

Recomendaciones

- Es recomendable involucrar al personal de las comunidades cercanas al campo Palo Azul bloque18 en la mano de obra local para mejorar la colaboración y promover prácticas sostenibles cumpliendo la Ley de Circunscripción Territorial Amazónica.
- En cumplimiento de la normativa S.S.A (Seguridad Salud y Ambiente) se recomienda adoptar un enfoque integral que priorice proporcionar formación adecuada sobre

permisos de trabajo y equipos de protección personal a los trabajadores (EPP) de la empresa, establecer protocolos estrictos para el manejo de residuos y químicos MSDS (Hoja de Datos de Seguridad del Material) así como realizar monitoreos ambientales regulares para detectar y mitigar cualquier impacto negativo en los ecosistemas.

- Es imprescindible realizar todas estas recomendaciones de tal forma que no exista un impacto ambiental, que se conserve el ecosistema circundante a las áreas de influencia de la industria petrolera y que este en pro de favorecer a las comunidades locales próximas al proyecto del bloque 18.

Bibliografía

- Aldaz Tusa, S. J. (2016). *Evaluación del sistema de recuperación secundaria por inyección de agua con el modelo de flujo de fondo controlado (dump flooding) en el Campo Sacha, del Oriente Ecuatoriano*. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito.
- Angos Huera, J. P., & Villagómez Jácome, A. J. (2018). *Análisis técnico económico para potenciar la producción de los pozos del Campo Palo Azul de la Arena Hollín a través de la determinación de métodos de reacondicionamiento*. Universidad Central del Ecuador, Facultad De Ingeniería En Geología, Minas, Petróleos Y Ambiental, Quito.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (Edits.). (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Institut Français d'Études Andines.
- Cedeño Pincay, D. I., & Peralta Bustamante, C. M. (2018). *Desarrollo de la arena Basal Tena en el Well Pad Norte del Campo Palo Azul*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Guayaquil.
- Cobos Cedeño, H. L. (2010). *Fracturas hidráulicas y su optimización en el Bloque – 18 Campo Palo Azul*. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito.
- Córdova, M. (2021). *Estudio técnico de la implementación del fracturamiento hidráulico en pozos productores del campo VHR*. Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Geología y Petróleos, Quito.
- Guano Robayo, J. B. (2018). *Optimización de la producción del Campo Palo Azul mediante fracturamiento hidráulico en base a los modelos PKN, KGD y RADIAL en el Reservorio Hollín*. Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Quito.
- Jácome Pazmiño, M., & Muñoz Cabanilla, D. (2016). *Diseño de fracturamiento hidráulico para la optimización de la producción en el Pozo FICT-2D*. Escuela Superior Politécnica Del Litoral, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Guayaquil.
- Jiménez, D., & Tercero, J. (2013). *Estudio de fracturamiento hidráulico en la arena ui de los pozos de bajas permeabilidades y/o altos daños para incrementar la producción en los Campos Culebra-Yulebra-Anaconda*. Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos , Quito.
- Larco Sanipatin, A. R., & Montesdeoca Remache, C. G. (2019). *Optimización del fluido de completación para reacondicionamientos de pozos en el Bloque 18-Palo Azul*. Escuela Superior Politécnica Del Litoral, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Guayaquil.

Mancheno Narváez, J. L. (2014). *Análisis técnico-económico de la aplicación del fracturamiento hidráulico a los Pozos del Campo Parahuacu realizados durante el mes de julio de 2014*. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito.

Pengtools.com. (Agosto de 2024). Obtenido de <https://www.pengtools.com/>