

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y  
PETRÓLEOS**

**UNIDAD DE TITULACIÓN**

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PALO AZUL  
MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN BASE A LOS  
MODELOS PKN, KGD Y RADIAL EN EL RESERVORIO HOLLÍN**

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

**JONATHAN BASILLO GUANO ROBAYO**

**e pn.buho.25h@hotmail.com**

**Director: Msc. FRANKLIN VINICIO GÓMEZ SOTO**

**franklin.gomez@epn.edu.ec**

**Quito, Febrero 2018**

## **APROBACIÓN DEL DIRECTOR**

Como director del trabajo de titulación PLAN DE OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PALO AZUL MEDIANTE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN BASE A LOS MODELOS PKN, KGD Y RADIAL EN EL RESERVORIO HOLLÍN desarrollado por Jonathan Basillo Guano Robayo, estudiante de la carrera de Geología y Petróleos, habiendo supervisado la realización de este trabajo y realizado las correcciones correspondientes, doy por aprobada la redacción final del documento escrito para que prosiga con los trámites correspondientes a la sustentación de la Defensa oral.

---

**Msc. FRANKLIN VINICIO GÓMEZ SOTO**  
**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, Jonathan Basillo Guano Robayo, 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.

---

**Jonathan Basillo Guano Robayo**

## DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a todas las personas que tienen que pasar necesidades, hambre, frío, falta de techo, que sepan que existe una persona que anhela un día poder revertir su suerte, aunque ese momento sea momentáneo, que el sacrificio de mis padres y el mío propio sirva para llenar de alegrías a todas las personas solitarias en la calle.

Además, quisiera aprovechar este espacio para dedicarle este esfuerzo de mi vida a “Alan David” un pequeño angelito que siempre estará en el corazón de quienes lo conocimos.

## **AGRADECIMIENTO**

“Quiero dar mi sincero agradecimiento a mi padre Cesar Guano porque en toda mi existencia ha sido la única persona que ha confiado en mi capacidad y siempre he recibido su apoyo, mi viejito adorado tú has hecho de esta persona un ciudadano recto, honesto que sea útil para la sociedad, gracias por todo mi padre.”

“Agradecer a mi tío Ramón como segundo padre y a cada uno de mis hermanos que han sido parte fundamental en este largo trabajo, al igual que a mi enamorada Fernanda por su carisma y comprensión.”

“A la empresa Petroamazonas EP por la oportunidad de poder ejercer mi conocimiento en uno de sus campos en especial a los ingenieros Pablo Pila, Jorge Hurtado y Santiago Aguirre, por todo su apoyo y conocimiento invaluable.”

“A los ingenieros Bladimir Cerón, Raúl Valencia y mi amigo y tutor Franklin Gómez por su aporte para que sea posible este sueño.”

“Por último el más importante a mi señor y a mi abuelita Isabelita que siempre supo escuchar mis oraciones”

## INDICE DE CONTENIDO

<b>APROBACIÓN DEL DIRECTOR .....</b>	<b>II</b>
<b>DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....</b>	<b>III</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>IV</b>
<b>AGRADECIMIENTO.....</b>	<b>V</b>
<b>INDICE DE CONTENIDO .....</b>	<b>VI</b>
<b>INDICE DE TABLAS .....</b>	<b>VIII</b>
<b>INDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>X</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>XIII</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>XIV</b>
<b>1. CAPÍTULO 1.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1.1 GEOLOGÍA DEL CAMPO.....</b>	<b>2</b>
<b>1.1.2 ESTRUCTURA LOCAL .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1.3 MECANISMO DE DRENAJE.....</b>	<b>4</b>
<b>1.1.4 MINERALOGÍA .....</b>	<b>5</b>
<b>1.1.5 ASPECTOS PETROFÍSICOS .....</b>	<b>5</b>
<b>1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....</b>	<b>5</b>
<b>1.2.1 DESCRIPCIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>1.2.2 DISEÑO DE FRACTURA.....</b>	<b>10</b>
<b>1.2.3 EQUIPO PARA FRACTURAMIENTO .....</b>	<b>22</b>
<b>1.2.4 Proceso de selección para F.H. ....</b>	<b>24</b>
<b>1.2.5 ANÁLISIS DE UN POZO FRACTURADO .....</b>	<b>25</b>
<b>2. CAPÍTULO 2.....</b>	<b>46</b>
<b>2.1 EVALUACIÓN DEL CAMPO .....</b>	<b>46</b>
<b>2.2 CAÍDA DE PRODUCCIÓN. ....</b>	<b>48</b>
<b>2.2.1 CONIFICACIÓN DE AGUA O GAS.....</b>	<b>48</b>
<b>2.2.2 FORMACION DE SÓLIDOS .....</b>	<b>49</b>
<b>2.2.3 COLAPSO EN LA FORMACIÓN .....</b>	<b>50</b>
<b>2.2.4 FALLAS MECÁNICAS.....</b>	<b>51</b>
<b>2.3 POZOS POR FRACTURAR .....</b>	<b>51</b>
<b>3. CAPÍTULO 3.....</b>	<b>84</b>

<b>3.1 IMPLEMENTACIÓN DE LOS MODELOS .....</b>	<b>84</b>
<b>3.2 MODELAMIENTO DE LAS FRACTURAS EN MATLAB.....</b>	<b>85</b>
<b>4. CAPÍTULO 4.....</b>	<b>90</b>
<b>4.1 RESULTADOS.....</b>	<b>90</b>
<b>4.1.1 Modelo Kristianovich-Geertsma-de Klerk (KGD).....</b>	<b>90</b>
<b>4.1.2 Modelo Perkins-Kern-Nordgren (PKN).....</b>	<b>90</b>
<b>4.1.3 Modelo Radial.....</b>	<b>91</b>
<b>4.2 DISCUSIONES.....</b>	<b>111</b>
<b>4.2.1 OBSERVACIONES:.....</b>	<b>117</b>
<b>4.3 ANÁLISIS DE COSTO .....</b>	<b>119</b>
<b>5. CAPÍTULO 5.....</b>	<b>121</b>
<b>5.1 CONCLUSIONES.....</b>	<b>121</b>
<b>5.2 RECOMENDACIONES.....</b>	<b>123</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>126</b>
<b>GLOSARIO DE TÉRMINOS .....</b>	<b>128</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>130</b>
<b>Anexo A .....</b>	<b>130</b>
<b>Anexo B .....</b>	<b>133</b>
<b>Anexo C .....</b>	<b>134</b>
<b>Anexo D .....</b>	<b>135</b>

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Parámetros Petrofísicos.....	30
Tabla 1.2: Estado mecánico y petrofísico del pozo Palo Azul N-054.....	34
Tabla 1.3: Intervalos a fracturar en pozo Palo Azul N-054 .....	36
Tabla 1.4: Producción de pozo PLAN-054H en 11/06/2017. ....	41
Tabla 1.5: Resultados de Fractura en pozo Palo Azul N-054 .....	43
Tabla 1.6: Producción después de Fracturamiento en pozo Palo Azul N-054 .....	45
Tabla 2.1: Estimación de Reservar del Campo Palo Azul .....	46
Tabla 2.2: Producción diaria tomada en la fecha 20/04/2017 .....	47
Tabla 2.3: Pozos reinyectores de agua .....	47
Tabla 2.4: Intervalo de Interés pozo Palo Azul N-59 .....	53
Tabla 2.5: Intervalos a fracturar en pozo Palo Azul N 56.....	62
Tabla 2.6: Intervalos de interés en pozo Palo Azul N 57 .....	70
Tabla 2.7: Intervalos a realizar fracturamiento hidráulico .....	80
Tabla 4.1: Implementación de modelos en pozos a fracturar.....	91
Tabla 4.2: Pozo Palo Azul N-59, Primer intervalo .....	92
Tabla 4.3: Resultado modelo KGD, Primer Intervalo.....	94
Tabla 4.4: Pozo Palo Azul N 59, Segundo intervalo .....	95
Tabla 4.5: Resultado en modelo PKN, Segundo Intervalo .....	97
Tabla 4.6: Pozo Palo Azul N-59, Tercer intervalo .....	97
Tabla 4.7: Resultado en Modelo Radial, Tercer Intervalo.....	99
Tabla 4.8: Implementación del modelo KGD en pozo Palo Azul N 56.....	99
Tabla 4.9: Resultados modelo KGD, Primer Intervalo.....	101
Tabla 4.10: Implementación del modelo KGD en pozo Palo Azul N 56 .....	101
Tabla 4.11: Resultado en Modelo KGD, Segundo Intervalo.....	102
Tabla 4.12: Implementación del modelo PKN en pozo Palo Azul N 57.....	103
Tabla 4.13: Resultados en Modelo PKN, Primer Intervalo .....	104
Tabla 4.14: Pozo Palo Azul N 57, Segundo Intervalo.....	105
Tabla 4.15: Resultado en Modela Radial, Segundo Intervalo .....	106
Tabla 4.16: Modelamiento en pozo Palo Azul N 54 .....	107
Tabla 4.17: Resultado en Modelo KGD, Primer Intervalo .....	108
Tabla 4.18: Resultados en Modelo KGD, Segundo Intervalo.....	109

Tabla 4.19: Resultado en Modelo PKN, Tercer Intervalo.....	111
Tabla 4.20: Cuadro comparativo entre modelos.....	117
Tabla 4.21: Cuadro comparativo entre modelos.....	117
Tabla 4.22: Costo de F.H. convencional en modelo Radial.....	120

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Mapa de Ubicación del Bloque 18, campo Palo Azul.....	2
Figura 1.2: Corredores de la Cuenca Oriente .....	3
Figura 1.3: Modelo de Depósito para el Campo Palo Azul.....	4
Figura 1.4: Tipo de Esfuerzos.....	7
Figura 1.5: Distribución de Esfuerzos in Situ .....	8
Figura 1.6: Efecto de Deformación Unitaria .....	8
Figura 1.7: Modulo de Young.....	9
Figura 1.8: Relación de Poisson .....	10
Figura 1.9: Modelo PKN .....	12
Figura 1.10: Modelo KGD.....	15
Figura 1.11: Geometría de fractura Radial .....	17
Figura 1.12: Historial de producción de pozo PLAN 54H.....	26
Figura 1.13: Registro eléctrico en pozo Palo Azul N-054 .....	31
Figura 1.14: Registro eléctrico de cementación en pozo Palo Azul N-054.....	32
Figura 1.15: Diagrama mecánica del Pozo .....	33
Figura 1.16: Correlación lateral pozo PLAN 054H sentido W-E .....	37
Figura 1.17: Correlación Estructural W-E, Pozo Palo Azul N 054H.....	38
Figura 1.18: Correlación lateral pozo PLAN 054H sentido N-S .....	39
Figura 1.19: Correlación Estructural N-S, Pozo Palo Azul N 054H.....	40
Figura 1.20: Geometría Radial de en pozo Palo Azul N-054 .....	43
Figura 1.21: Presión Neta de Fracturamiento en pozo Palo Azul N 054H.....	44
Figura 1.22: Representación gráfica después de fracturamiento .....	45
Figura 2.1: Caída de Producción por contacto de agua - gas.....	49
Figura 2.2: Historial de Producción del pozo.....	53
Figura 2.3: Registro Eléctrico del pozo Palo Azul N-59 con punzados anteriores. ....	54
Figura 2.4: Diagrama mecánico del pozo Palo Azul N 59.....	56
Figura 2.5: Registro eléctrico con nuevas zonas a fracturar .....	57
Figura 2.6 Correlación lateral pozo PLAN 59 sentido NE-SW .....	58
Figura 2.7: Correlación lateral pozo PLAN 59 sentido NE-SW .....	59
Figura 2.8: Correlación lateral de pozo PLAN 59 en sentido NW-SE.....	60
Figura 2.9: Correlación lateral de pozo PLAN 59 en sentido NW-SE .....	61

Figura 2.10: Historial de Producción del pozo Palo Azul N-56.....	63
Figura 2.11: Diagrama Mecánico del pozo Palo Azul N-56 .....	64
Figura 2.12: Registro eléctrico del pozo Palo Azul N56 .....	66
Figura 2.13: Correlación lateral en pozo Palo Azul N 56 dirección NW-SE.....	67
Figura 2.14: Correlación Lateral del pozo Palo Azul N 56 sentido NE-SW.....	68
Figura 2.15: Correlación Lateral en pozo Palo Azul N 56 .....	69
Figura 2.16: Historial de producción del pozo Palo Azul N 57 Formación Hollín ...	71
Figura 2.17: Historial de producción del pozo Palo Azul N 57 Formación Basal ...	72
Figura 2.18: Diagrama Mecánico del pozo Palo Azul N 57 .....	73
Figura 2.19: Registro eléctrico del pozo Palo Azul N 57 .....	74
Figura 2.20: Correlación lateral del pozo Palo Azul N 57 .....	75
Figura 2.21: Correlación lateral del pozo Palo Azul N 57 en dirección N-S.....	76
Figura 2.22: Correlación lateral del pozo Palo Azul N 57 en sentido NE-SW .....	77
Figura 2.23: Historial de producción de pozo Palo Azul N 54.....	78
Figura 2.24: Diagrama mecánico del pozo Palo Azul N 54 .....	79
Figura 2.25: Registro eléctrico de pozo Palo Azul N54 .....	81
Figura 2.26: Correlación lateral pozo PLAN 54 dirección N-S .....	82
Figura 2.27: Correlación lateral de pozo PLAN 54 sentido NE-SW .....	83
Figura 3.1: Inicio del software Matlab.....	86
Figura 3.2: Ilustración de tabla de valores de entrada.....	87
Figura 3.3: Modelamiento de fractura PKN .....	88
Figura 3.4: Modelamiento de fractura KGD.....	88
Figura 3.5: Modelamiento P3D Radial .....	89
Figura 4.1: Implementación de datos en primer intervalo del Pozo PLAN 59 .....	93
Figura 4.2: Modelo KGD en Pozo Palo Azul N 59, Primer Intervalo .....	93
Figura 4.3: Presión neta en KGD en Pozo Palo Azul N 59, Primer Intervalo .....	94
Figura 4.4: Data en Pozo Palo Azul N 59, Segundo Intervalo .....	95
Figura 4.5: Modelo PKN en Pozo Palo Azul N 59, Segundo Intervalo .....	96
Figura 4.6: Presión en Pozo Palo Azul N 59, Segundo Intervalo .....	96
Figura 4.7: Data en tercer intervalo del Pozo PLAN 59.....	97
Figura 4.8: Modelado en Pozo Palo Azul N 59, Tercer Intervalo.....	98
Figura 4.9: Modelo PSD 3D Radial en pozo Palo Azul N 59.....	98

Figura 4.10: Data en primer intervalo del Pozo Palo Azul N 56.....	99
Figura 4.11: Modelado en Pozo Palo Azul N 56, Primer Intervalo .....	100
Figura 4.12: Presión en pozo Palo Azul N56, primer intervalo. ....	100
Figura 4.13: Data en segundo intervalo del Pozo Palo Azul N 56.....	101
Figura 4.14: Modelado en Pozo Palo Azul N 56, segundo intervalo .....	102
Figura 4.15: Presión KGD en Palo Azul N 56, segundo intervalo. ....	102
Figura 4.16: Data en primer intervalo del pozo Palo Azul N 57 .....	103
Figura 4.17: Modelado en Pozo Palo Azul N 57, Primer Intervalo .....	103
Figura 4.18: Modelo PKN en Pozo Palo Azul N 57, primer intervalo .....	104
Figura 4.19: Presión en Palo Azul N 57, Primer Intervalo.....	104
Figura 4.20: Data en pozo Palo Azul N 57, Segundo Intervalo.....	105
Figura 4.21: Modelado Radial en pozo Palo Azul N 57, Segundo Intervalo .....	105
Figura 4.22: Modelo Radial en pozo Palo Azul N 57, Segundo Intervalo .....	106
Figura 4.23: Data en Palo Azul N 54, Primer Intervalo.....	107
Figura 4.24: Modelado KGD en Pozo Palo Azul N 54, Primer Intervalo .....	107
Figura 4.25: Presión Neta en pozo Palo Azul N 54, Primer Intervalo .....	108
Figura 4.26: Data en Pozo Palo Azul N 54, Segundo Intervalo .....	108
Figura 4.27: Modelado en Pozo Palo Azul N 54, Segundo Intervalo .....	109
Figura 4.28: Presión en pozo Palo Azul N 54, Segundo Intervalo.....	109
Figura 4.29: Data en pozo Palo Azul N 54, Tercer Intervalo .....	110
Figura 4.30: Modelado PKN en pozo Palo Azul N 54, Tercer Intervalo.....	110
Figura 4.31: Presión Neta en pozo Palo Azul N 54, Tercer Intervalo .....	111
Figura 4.32: Comparación en modelo PKN.....	114
Figura 4.33: Comparación en presión de PKN .....	114
Figura 4.34: Comparación en modelo KGD .....	115
Figura 4.35: Comparación en presión de KGD .....	115
Figura 4.36: Comparación en modelo P3D Radial.....	116
Figura 4.37: Comparación de modelo pseudo 3D Radial .....	116

## RESUMEN

Con la finalidad de encontrar una solución a la problemática de producción del bloque 18 en el campo Palo Azul que se encuentra con una declinación de producción del 35% hasta la presente fecha, se propone una alternativa viable en función de los diferentes análisis realizados.

Los modelos PKN, KGD y RADIAL es una propuesta de reacondicionamiento en base al fracturamiento hidráulico que tiene como objetivo principal aumentar el radio de penetración desde la cara del pozo hacia la formación minimizando los diferentes esfuerzos presentes en el medio poroso. Si un trabajo de fracturamiento hidráulico en formación Hollín alcanza una distancia de 50 ft como máximo, pues el reto de este estudio es aumentar dicho valor.

Para la modelación de los diferentes modelos se ha escogido cuatro pozos candidatos en los cuales se utiliza zonas que tienen buenas propiedades petrofísicas y además se propone nuevas zonas de interés, como resultado se obtiene que el modelo PKN y KGD alcanzan una distancia promedio de 150 ft, mientras que el modelo Radial alcanza una distancia máxima de 50 ft.

Con este tipo de estimulación en los diferentes pozos se estima adicionar 1500 barriles de petróleo a la producción actual, este trabajo se hace sustentable en el tiempo debido al estudio realizado en base a la continuidad de las arenas de pozos aledaños tomando como dirección óptima de fracturamiento la trayectoria que más volumen de hidrocarburo pueda aportar al pozo analizado.

**Palabras clave:** Esfuerzo, Presión de Fractura, PKN, KGD, RADIAL, Fracturamiento Hidráulico.

## ABSTRACT

In order to find a solution for the production solution of block 18 in the Palo Azul field, which has a production decline of 35% up to the present date, a viable alternative is offered in the function of the different analyzes carried out.

The models PKN, KGD and RADIAL is a proposal of reconditioning based on hydraulic fracturing, whose main objective is to increase the penetration radius from the face of the well to the formation, minimizing the different forces present in the porous medium. If a work of hydraulic fracturing in formation Hollín reaches a distance of 50 feet maximum, then the challenge of this study is to increase this value.

For the modeling of the different models it has been chosen so that the good petrophysical properties and in addition new areas of interest are offered, as a result it is obtained that the PKN and KGD model reach an average distance of 150 feet, while the Radial model reaches a Maximum distance of 50 feet

With this type of stimulation in the different wells it is estimated to add 1500 barrels of oil to the actual production, this work can be sustained in time due to the study made based on the continuity of the sands of adjacent wells taking as the optimal direction of fracturing the trajectory that more volume of hydrocarbon can contribute to the analyzed well.

**Key words:** Effort, Pressure of Fracture, PKN, KGD, RADIAL, Fracturing Hydraulic.

## CAPÍTULO 1

### 1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO

El Campo Palo Azul se encuentra ubicado en la zona Oriente del Bloque 18, en la Provincia Francisco de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador en el dominio central o corredor Sacha-Shushufindi (play central). (*PILA P, 2016*)

Se encuentra limitado al:

- Norte: Bloque 11 campo Lumbaqui
- Sur: Bloque 7 campo Coca-Payamino,  
Bloque 48 campo Punino,  
Bloque 44 campo Pucuna,  
Bloque 47 campo PBHI
- Este: Bloque 56 campo Lago Agrio ver figura 1.1.

El Activo Palo Azul abarca los campos: Palo Azul y Pata del Bloque 18, Pucuna del Bloque 44. Los yacimientos productores de petróleo son: Hollín, Napo U, T y Basal Tena.

Por efecto de perforación exploratoria en el año de 1999 se desarrolla el campo Palo Azul con el pozo Palo Azul-01, inicia operaciones en el año 2000 con el pozo Palo Azul-02 y su etapa de producción comienza a inicios del mes de octubre del 2001. (*PETROAMAZONAS, 2016*)

El campo cuenta con 59 pozos distribuidos de la siguiente manera:

- Pozos productores: 38
- Pozos cerrados: 9
- Pozos abandonados: 5
- Pozos inyectoros de agua: 7

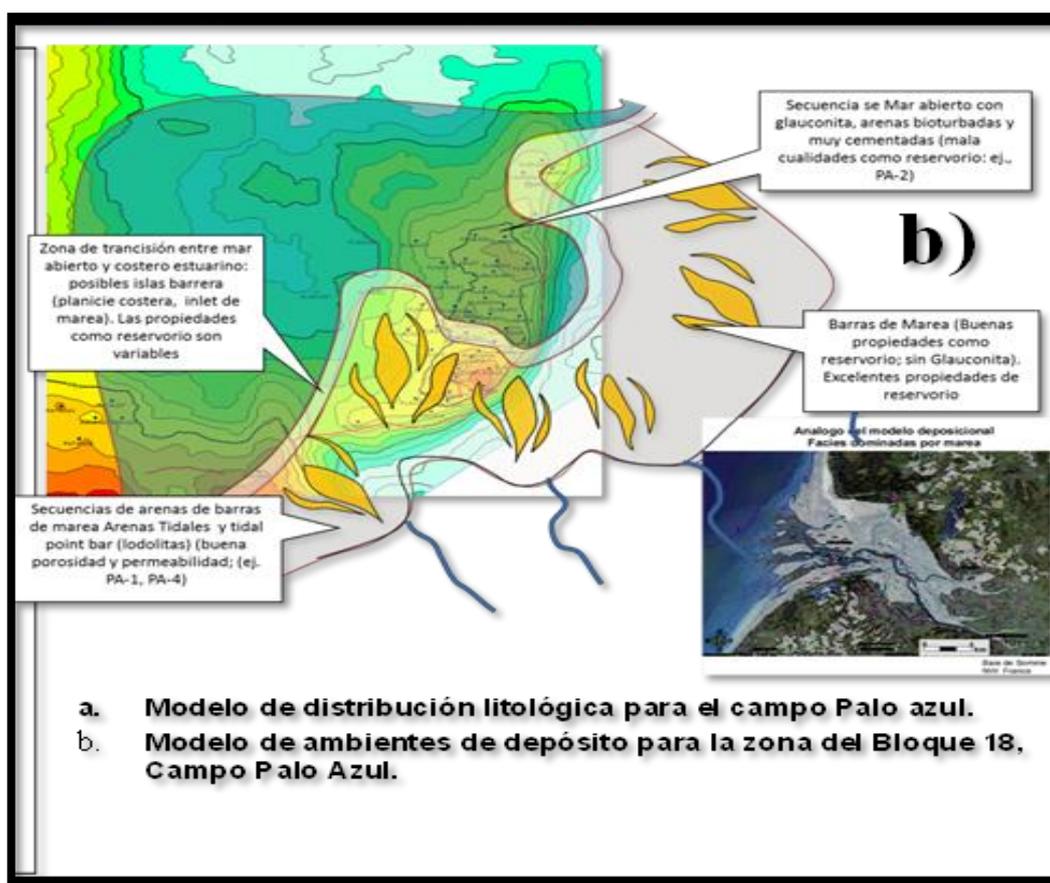




Zona 3.- Representada por depósitos tipo estuario, conformada por arenas de barra mareales con estratificación cruzada y laminaciones bidireccionales.

Zona 4 Representada por depósitos fluviales, tales como: arcillas de planicies costeras, barras de canales mehandricos, planicies de inundación y depósitos fluviales entrenzados. (BARRAGÁN, R. 2004)

**Figura 1.3: Modelo de Depósito para el Campo Palo Azul**



Fuente: Petroamazonas EP

### 1.1.3 MECANISMO DE DRENAJE

El mecanismo de drenaje del reservorio Hollín es por efecto hidráulico, con la presencia de un acuífero activo e infinito con empuje de fondo y lateral.

El efecto del acuífero ha sido probado desde el inicio de la producción y pudo observarse e interpretarse claramente en el resto de los pozos del campo; además, este comportamiento se comprueba en los datos e interpretación de restauración de presión, así como en arranque de producción en pozos nuevos del campo, donde el dato de presión alcanza valores cercanos a la presión original, que fue de 4340 PSI. (*Petroamazonas EP, 2017*)

En el Anexo B se puede observar el depósito de las diferentes facies que forman parte de la formación Hollín, separado por capas de acuerdo con sus estratos y distribución litológica, dando una idea clara de su composición.

#### **1.1.4 MINERALOGÍA**

Las arenas de esta formación poseen caolinita que es el único mineral autogénico encontrado, mientras que su principal cemento es sílice. Además, son rocas en cuarzo (75-80%), otras fases incluyen: feldespato de potasio (3%), caolinita (5%), pirita, barita, anhidrita y dolomita ferrosa, glauconita (trazas ~1%), clorita, muscovita (trazas), además presenta del 10-20% de matriz.

#### **1.1.5 ASPECTOS PETROFÍSICOS**

Los diferentes parámetros de la formación Hollín como datos petrofísicos de la formación, datos del yacimiento se detalla en la tabla 1.2 en la página 34, como guía para el desarrollo de un trabajo de reacondicionamiento en base a fracturamiento hidráulico.

### **1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

#### **1.2.1 DESCRIPCIÓN**

El fracturamiento hidráulico es definido como el proceso de crear una fractura o un sistema de fracturas en un medio poroso mediante la inyección de un fluido que supera la capacidad de admisión matricial de la formación expuesta a una sobrepresión.

La fractura se crea de forma perpendicular al esfuerzo mínimo que se encuentra ejerciendo en la roca, aunque este direccionamiento puede variar dependiendo de la distribución de los esfuerzos en el medio poroso.

El objetivo de este tipo de trabajo es aumentar la movilidad del fluido de interés sea petróleo o gas desde el yacimiento hacia el pozo; se realiza bajo diferentes circunstancias como las que se detalla a continuación:

- Formaciones de baja permeabilidad.
- Mitigar el daño alrededor del pozo.
- Aumentar el índice de productividad.
- Operaciones de recuperación secundaria
- Mejoramiento de una inyección.

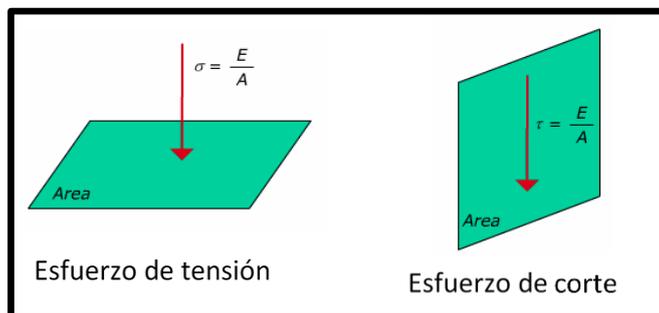
Para entender el desarrollo de la fractura dentro del medio, se hace referencia a ciertas leyes o fenómenos que ocurren en la geomecánica de la roca desde un punto de vista general para su entendimiento, no se entra en detalle ni en desarrollos matemáticos.

### 1.2.1.1 ESFUERZO

El esfuerzo es la fuerza que se aplica sobre una determinada área o sobre la superficie de un material, puede ser de dos tipos una de compresión si el esfuerzo es aplicado de manera perpendicular o normal al plano, tiene un valor positivo y se la denota con la letra ( $\sigma$ ), el segundo tipo de esfuerzo es de corte, se lo denomina de esta manera debido que actúa de manera tangencial o paralelo al plano es representado por la letra ( $\gamma$ ), en la figura 1.4 se puede apreciar los diferentes tipos de esfuerzos; en un fracturamiento hidráulico va a depender mucho del tipo de direccionamiento que se escoja, quiere decir si el pozo es vertical o tiene un tipo de desviación en la perforación:

$$\sigma = \text{Esfuerzo} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Área}} \left( \frac{\text{Pound}}{\text{in}^2} = \text{psi} \right) \quad \text{Ecuación 1.1}$$

**Figura 1.4: Tipo de Esfuerzos**



**Fuente: Mecánica de las Rocas Aplicado a Fracturamiento Hidráulico**

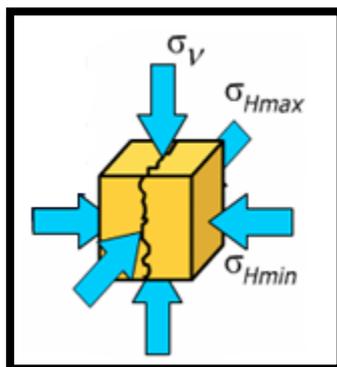
### 1.2.1.2 ESFUERZOS IN SITU

La distribución de los esfuerzos en el medio poroso varían dependiendo de varios factores como el movimiento tectónico, la profundidad, tipo de roca, para entender este fenómeno se va a distribuir los esfuerzos sobre tres ejes tomando como referencia un cubo de roca, el primero actúa de manera perpendicular al plano el mismo que representa el peso de las capas superiores se lo denomina esfuerzo vertical ( $\sigma_v$ ) su valor oscila en valores de 0.98 a 1.1 psi/pie, otro tipo de esfuerzo son los horizontales un máximo ( $\sigma_{hmax}$ ) y un mínimo ( $\sigma_{hmin}$ ), esos esfuerzos son de diferente magnitud debido a que no solo se encuentra sometido al esfuerzo vertical sino también a esfuerzos resultantes de movimientos tectónicos del pasado. (MADRID M, 2016)

La fractura crece de manera perpendicular al esfuerzo mínimo; la naturaleza siempre busca el menor esfuerzo; por lo tanto, la fractura siempre tendrá un plano preferencial de fractura (Preferred Fracture Plan), aunque no siempre se cumple que la fractura crezca de manera perpendicular si se encuentra a profundidades cercanas a la superficie los esfuerzos horizontales pueden ser mayores al vertical y la fractura crece de forma horizontal.

La altura de una fractura se encuentra limitada por el tipo de esfuerzo vertical que se encuentra en las rocas sello, al ser de mayor resistencia la fuerza empleada no es la suficiente y se encuentra limitada su altura, en la figura se puede apreciar la distribución de los esfuerzos. (MADRID M, 2016)

Figura 1.5: Distribución de Esfuerzos in Situ



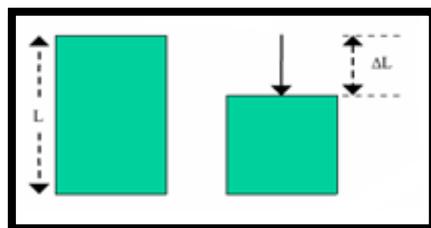
Fuente: Mecánica de las Rocas Aplicado a Fracturamiento Hidráulico

### 1.2.1.3 DEFORMACIÓN UNITARIA

La deformación que sufre el material es debido a la fuerza a la cual es sometido. Matemáticamente es la variación de la longitud con respecto a la longitud original, la deformación se le denomina “strain” y es representado por la letra ( $\epsilon$ ), producto de la deformación por el exceso de fuerza se produce un acortamiento longitudinal con valor positivo y otro fenómeno a ver es la expansión en los extremos laterales teniendo un valor negativo, la figura 1.6 muestra su comportamiento. (MADRID M, 2016)

$$\text{Strain} = \epsilon = \frac{\Delta L}{L} \quad \text{Ecuación 1.2}$$

Figura 1.6: Efecto de Deformación Unitaria



Fuente: Mecánica de las Rocas Aplicado a Fracturamiento Hidráulico

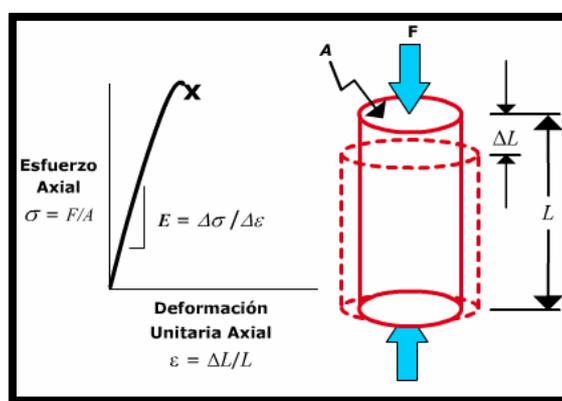
### 1.2.1.4 MÓDULO DE YOUNG

El Módulo de Young (E) matemáticamente hablando es la relación entre la variación del esfuerzo sobre la deformación unitaria en el cual un material es

sometido a una fuerza externa.

La roca al ser un material no homogéneo y no elástico el comportamiento de este fenómeno es una curva, si el material presenta un alto valor de módulo de Young significa que el material es duro y se necesita de una fuerza mucho mayor para su posterior deformación, en la figura 1.7 se muestra su comportamiento. (MADRID M, 2016)

**Figura 1.7: Modulo de Young**



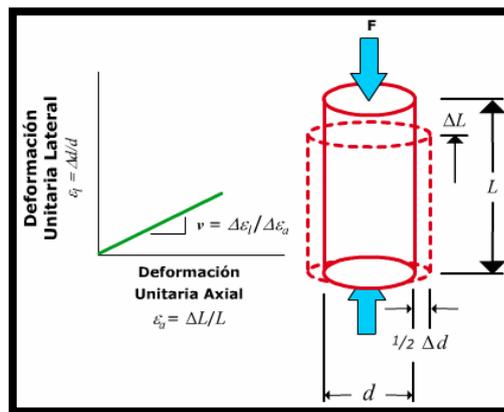
**Fuente: Mecánica de las Rocas Aplicado a Fracturamiento Hidráulico**

### 1.2.1.5 RELACIÓN DE POISSON

Cuando se aplica una fuerza longitudinal al material se produce una deformación lateral, esta deformación es lo que representa la relación de Poisson, este valor probablemente no sea tomado en cuenta en el fracturamiento, pero es muy válido para la distribución de esfuerzos in situ, los mismos que dan la orientación de la fractura, en la figura 1.8 se muestra una representación de la relación de Poisson. (MADRID M, 2016)

Para poder evaluar el comportamiento y desarrollo de una fractura dentro del medio poroso es necesario determinar la geometría antes durante y después de realizar el fracturamiento. Para este tipo de evaluaciones existe modelos de simulación que permite caracterizar la geometría de la fractura como se presenta un pozo que se ha obtenido excelentes resultados después de realizar un fracturamiento hidráulico como en pozo PLAN 054.

**Figura 1.8: Relación de Poisson**



**Fuente: Mecánica de las Rocas Aplicado a Fracturamiento Hidráulico**

## 1.2.2 DISEÑO DE FRACTURA

El objetivo de utilizar modelos es para tomar decisiones, en lugar de tratar de calcular valores precisos para las dimensiones de la fractura. El diseño siempre debe comparar los resultados reales con las predicciones de los cálculos del modelo.

Existen tres tipos de diseños los cuales pueden representar un tipo de modelo de fracturamiento, cada uno difiere en las ecuaciones matemáticas que son empleadas para los distintos eventos físicos.

- Modelos en dos dimensiones.
- Modelo pseudo-tridimensional.
- Modelo tridimensional.

### 1.2.2.1 MODELOS EN DOS DIMENSIONES (2-D)

Dentro de esta categoría se tiene tres tipos de modelos el cual se ha ido desarrollando desde 1985, en este tipo de modelo de fractura se enfoca solo en dos planos a lo largo y ancho del crecimiento de la fractura sin tener en cuenta las capas que se tiene en la parte superior e inferior a la que se estudia; con un modelo 2D, el ingeniero fija una de las dimensiones, normalmente la altura de la fractura luego calcula el ancho y la longitud de la

fractura. Con la experiencia y los conjuntos de datos precisos, los modelos 2D se pueden utilizar en ciertas formaciones con confianza, suponiendo que el ingeniero de diseño puede estimar la altura de fractura creada con precisión. (HONGJIE X, 2017)

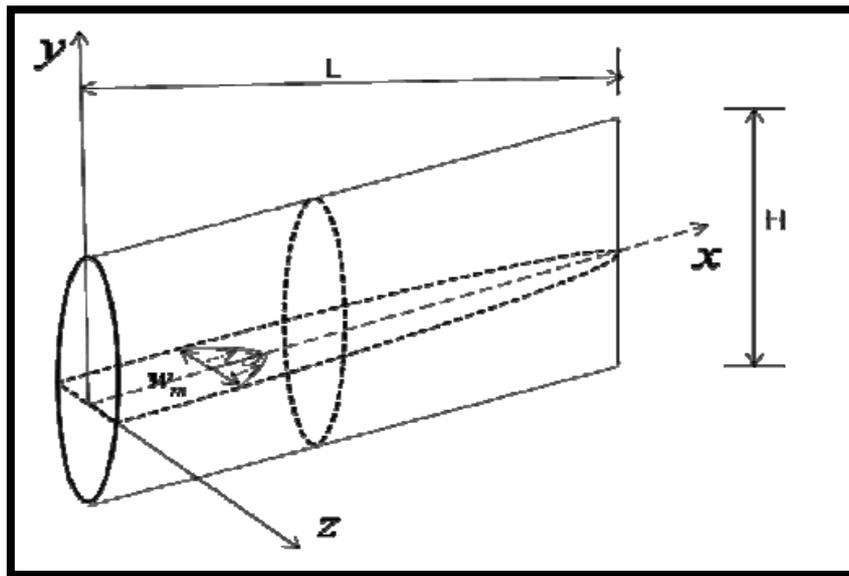
#### 1.2.2.1.1 Modelo Perkins-Kern-Nordgren (PKN)

Perkins y Kern (Perkins y Kern 1961) desarrollaron ecuaciones para calcular la longitud y el ancho de la fractura con una altura fija. Más tarde Nordgren (Nordgren 1972) mejoró este modelo añadiendo pérdida de fluido a la solución, por lo tanto, este modelo se conoce comúnmente como modelo PKN. El modelo PKN asume que la resistencia de la fractura podría ser despreciada, ya que la energía requerida para la propagación de la fractura era significativamente menor que la requerida para que el fluido fluya a lo largo de la longitud de la fractura y el comportamiento plano de la deformación en la dirección vertical y la fractura tiene una altura constante, y se propaga a lo largo de la dirección horizontal ver figura 1.9.

Desde el aspecto de la mecánica de los sólidos, cuando la altura de la fractura,  $h_f$ , es fija y es mucho menor que su longitud, el problema se reduce a dos dimensiones usando la suposición de deformación plana. Para el modelo PKN, la deformación plana se considera en la dirección vertical y la respuesta de la roca en cada sección vertical a lo largo de la dirección  $x$  se asume independiente en sus planos verticales vecinos. El plano de esfuerzos implica que las deformaciones elásticas (esfuerzos) para abrir o cerrar, o quebrantar la fractura están totalmente concentradas en los planos verticales perpendiculares a la dirección de propagación de la fractura. Esto es verdadero si la longitud de la fractura es mucho mayor que la altura.

Desde el aspecto de la mecánica de fluidos, el problema de flujo de fluido en el modelo PKN se considera en una dimensión en un canal elíptico. Se supone que la presión del fluido,  $p_f$ , es constante en cada sección transversal vertical perpendicular a la dirección de propagación. (JING X, 2011)

Figura 1.9: Modelo PKN



**Fuente: Mecánica de las Rocas Aplicado a Fracturamiento Hidráulico**

## FÓRMULAS

Las primeras ecuaciones de diseño propuestas correspondieron a las de Perkins y Kern, las cuales fueron ampliamente usadas por mucho tiempo. Estos autores formularon ecuaciones con y sin el efecto de la filtración, y permiten el estudio de fracturas tanto verticales como horizontales, ya sea para flujo turbulento o laminar. La determinación de la geometría de fractura ante la presencia de filtración es más compleja. Sin embargo, puede ser determinada a través de un proceso de ensayo y error. El método de Nordgren mejora el de Perkins y Kern, pues incluye la influencia de la filtración de fluido. Para obtener la geometría de fractura, Nordgren resuelve numéricamente las ecuaciones de fractura y filtración de fluido, por lo que se requiere el uso de una computadora para su aplicación. Sin embargo, Nordgren también presenta expresiones analíticas aproximadas que se pueden usar fácilmente para calcular manualmente la geometría de fractura entre ellas se tiene (SYKES V, 2000):

### Longitud de la fractura

La fractura que se crea al bombear el fluido a una presión constante desde

el pozo hacia el reservorio produce una fractura que se va propagando hacia el interior de la formación, es este valor el que se pretende calcular bajo ciertos parámetros petrofísicos tomado de ensayos de laboratorio y pruebas de error (NASIRISAVADKOUHI A, 2015).

$$L = 0.68 \left[ \frac{GQ^3}{(1-\nu)uh^4} \right]^{\frac{1}{5}} * t^{\frac{4}{5}} \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Donde:

G: Módulo de cizallamiento (psi)

v: radio de drenaje de Poisson

u: viscosidad del fluido (cp)

h: Altura de la fractura (ft)

Q: rata de bombeo (bbl/min)

t: tiempo de bombeo (min)

L: Longitud de la fractura (ft)

### **Espesor de la fractura**

A medida que la fractura se va desarrollando existe un crecimiento en el espesor del modelo, este crecimiento tiene forma elíptica y se mantiene constante en todo el proceso de crecimiento de la fractura, lo único que va a variar en función del tiempo es la longitud que logre alcanzar, para determinar este valor se utiliza la ecuación matemática 1.4 que representa su comportamiento:

$$W_o = 2.5 \left[ \frac{(1-\nu)Q^2u}{Gh} \right]^{\frac{1}{5}} * t^{\frac{1}{5}} \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Donde:

G: Módulo de cizallamiento (psi)

v: radio de drenaje de Poisson

u: viscosidad del fluido (cp)

h: Altura de la fractura (ft)

Q: rata de bombeo (bbl/min)

t: tiempo de bombeo (min)

Wo: Espesor de la fractura (ft)

### **Cambios de presión**

Las formaciones presentan una presión en el medio poroso debido al confinamiento de las capas acumuladas en la parte superior a la del reservorio, a inicio de la fractura se tiene una presión elevada que se registra.

A medida que se desarrolla la fractura dicha presión comienza a descender a través del tiempo y cada tipo de modelo de fractura registra un valor de presión en función del tiempo, que se comporta de manera diferente debido a su geometría.

$$P = 2.5 \left[ \frac{G^4 Q^2 u}{(1-\nu)^4 h^6} \right]^{\frac{1}{5}} * t^{\frac{1}{5}} \quad \text{Ecuación 1.5}$$

Donde:

G: Módulo de cizallamiento (psi)

v: radio de drenaje de Poisson

u: viscosidad del fluido (cp)

h: Altura de la fractura (ft)

Q: rata de bombeo (bbl/min)

t: tiempo de bombeo (min)

P: Presión neta (psi)

#### **1.2.2.1.2 Modelo Khristinaovic-Geertsma- De Klerk, KGD**

El modelo KGD fue desarrollado por (Khristianovitch y Zheltov 1955) y Geertsma y Klerk (Geertsma y Klerk 1969). Considera los efectos de la mecánica de la fractura en la punta de la fractura y simplifica la solución asumiendo que el caudal en la fractura y la presión es constante a lo largo de la mayor parte de la longitud de la fractura, excepto en una pequeña región cercana a las puntas. En este modelo, se supone que el plano de esfuerzos está en dirección horizontal, es decir, todas las secciones transversales horizontales actúan independientemente. Esto es cierto sólo si la altura de la fractura es mucho mayor que la longitud de la fractura.

Además, dado que asume que la anchura de la fractura no cambia a lo largo de la cara de la fractura, todas las secciones son idénticas. El modelo también supone que el flujo de fluido y la propagación de la fractura están en una dimensión ver figura 1.10.

## FÓRMULAS

Así, este modelo KGD no será recomendado para el caso donde grandes fracturas en la formación productora se generan con el tratamiento de fracturamiento hidráulico; el ancho, la altura de la fractura del modelo KGD en unidades de campo se representa como:

### Longitud de la fractura

$$L = 0.48 \left[ \frac{8GQ^3}{(1-\nu)u} \right]^{\frac{1}{6}} * t^{\frac{2}{3}} \quad \text{Ecuación 1.6}$$

Donde:

G: Módulo de cizallamiento (psi)

$\nu$ : radio de drenaje de Poisson

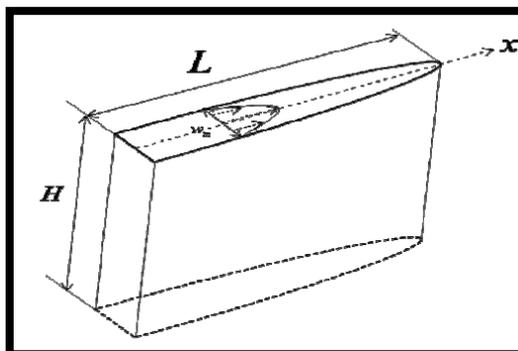
u: viscosidad del fluido (cp)

Q: rata de bombeo (bbl/min)

t: tiempo de bombeo (min)

L: Longitud de la fractura (ft)

**Figura 1.10: Modelo KGD**



**Fuente: Mecánica de las Rocas Aplicado a Fracturamiento Hidráulico**

## ESPESOR DE LA FRACTURA

En este tipo de modelos se tiene presente el tipo de forma que se registra

$$W_o = 1.32 \left[ \frac{8(1-\nu)Q^3u}{G} \right]^{\frac{1}{6}} * t^{\frac{1}{3}} \quad \text{Ecuación 1.7}$$

Donde:

G: Módulo de cizallamiento (psi)

$\nu$ : radio de drenaje de Poisson

u: viscosidad del fluido (cp)

Q: rata de bombeo (bbl/min)

t: tiempo de bombeo (min)

Wo: Ensanchamiento de la fractura (ft)

## CAMBIO DE PRESIÓN

La creación de una grieta bidimensional, en la que una dimensión sea alargada hacia el infinito y la otra tiene una extensión finita, descrita por Sneddon y Elliot (1946). La máxima amplitud de la grieta es proporcional a las dimensiones características y es también a la presión neta definida como (URQUIZO P, 2004):

$$P_w = \sigma_{min} + 0.96 \left[ \frac{2G^3Qu}{(1-\nu)^3L^2} \right]^{\frac{1}{4}} \quad \text{Ecuación 1.8}$$

Donde:

G: Módulo de cizallamiento (psi)

$\nu$ : radio de drenaje de Poisson

u: viscosidad del fluido (cp)

Q: rata de bombeo (bbl/min)

L: Longitud de la fractura (ft)

$\sigma_{min}$ : Esfuerzo mínimo

$P_w$ = Presión de fractura

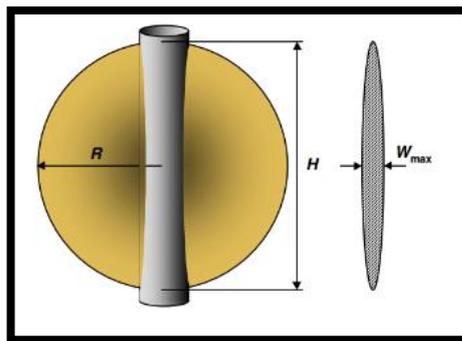
### 1.2.2.1.3 MODELO RADIAL

Varios modelos radiales han sido desarrollados, pero en cada uno la altura es asumido ser directamente relacionada con la longitud de la fractura como se señala matemáticamente:

$$h_f = 2x_f = 2r_f \quad \text{Ecuación 1.9}$$

Esto quiere decir que la longitud de la fractura es dos veces el radio esto hace que la forma del modelo sea circular, la figura 1.11 ilustra este tipo de modelo, el espesor es proporcional al radio de fractura (*ECONOMIDES M, 2007*).

**Figura 1.11: Geometría de fractura Radial**



**Fuente: Mecánica de las Rocas Aplicado a Fracturamiento Hidráulico**

#### Fórmulas

Al ser un modelo de fracturamiento en dos dimensiones tiene fórmulas que gobiernan su desarrollo y desempeño dentro del medio poroso, entre ellas tenemos las siguientes.

#### Espesor

El ancho de la fractura está dado por la siguiente expresión:

$$W_{max} = \frac{8(1-\nu^2)\Delta PR}{\pi E} \quad \text{Ecuación 1.10}$$

Donde:

$\Delta P$ = presión neta

$\nu$  = radio de Poisson

E= módulo de Young

R: radio del pozo

En este tipo de modelo tiene cierta peculiaridad donde el ancho y cualquier parte de la fractura está en función del radio, que es la distancia desde el centro de la circunferencia y el borde de la fractura, de manera que el espesor quedaría expresado como (MARTIN T, 2005):

$$w(r) = W_{max} \sqrt{1 - \left(\frac{r}{R}\right)^2} \quad \text{Ecuación 1.11}$$

En esta correlación se puede apreciar que el espesor es inversamente proporcional al módulo de Young, el mismo que es un indicador que se necesita de una mayor energía para producir el ancho de la fractura debido que la formación se endurece y consigo el módulo de Young se incrementa.

Otra acotación es que la mitad de longitud de fractura es directamente proporcional, si la mitad se duplica el ancho también lo hará.

### Altura

Una característica del modelo radial es que el desarrollo de la altura no tiene límites puede crecer tanto de arriba como abajo en formaciones homogéneas donde no presente variaciones perpendiculares en las diferentes capas de la formación, se representa como:

$$R = \sqrt[3]{\frac{3\eta Q t E}{16(1-\nu^2)\Delta P}} \quad \text{Ecuación 1.12}$$

Donde:

$\eta$ = eficiencia de flujo

Q= Rata promedio de bombeo

t= tiempo de bombeo

R= radio del modelo

$\Delta P$ = presión neta

### Presión

Al igual que en los modelos anteriores el modelo radial cuenta con la representación de la variación de la presión en transcurso del tiempo, el mismo que se encuentra en función de los parámetros analizados anteriormente

$$\Delta P_f = 0.05 \left[ \frac{G^3 q_i u}{(1-\nu)^3 h_f r_f^2} \right]^{\frac{1}{4}} t^2 \quad \text{Ecuación 1.13}$$

Donde:

h= altura de la fractura

qi= Rata promedio de bombeo

t= tiempo de bombeo

rf= radio del modelo

$\Delta P$ = presión neta

$\nu$  = radio de Poisson

G: Módulo de cizallamiento (psi)

u: viscosidad del fluido (cp)

#### 1.2.2.2 Modelo Pseudo Tridimensional (P3D)

Los modelos mencionados anteriormente están limitados debido a que se requiere especificar la altura de la fractura o asumir que se desarrollará una fractura radial. También la altura de la fractura varía del pozo a la punta de la fractura. Esto puede remediarse usando modelos planos tridimensionales (3D) y pseudo tridimensionales (P3D) (VERA S, 2000).

El avance de la tecnología ha desarrollado modelos P3D más prácticos para el diseño del proceso. Los modelos 3D tienen un uso limitado debido a su largo tiempo de simulación, pero son el camino hacia el futuro (CLIFTON RJ, 1989).

Los modelos 2D evolucionaron a los modelos P3D. Cuando las condiciones son ideales para un modelo 2D, conociendo el contraste de esfuerzos los modelos P3D pueden predecir con mayor exactitud la altura de la fractura que los modelos 2D. La ventaja del modelo P3D es que no requiere estimar la altura de la fractura, pero requiere de entrada la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo de la zona que se va a fracturar y de las zonas adyacentes. Los valores de los esfuerzos pueden ser calculados en un registro de propiedades mecánicas de propiedades mecánicas, una medida indirecta (NECEUR K, 1989).

#### 1.2.2.2.1 Modelo Radial (P3D)

A continuación, se presentará un modelo pseudo tridimensional el cual es la modificación del modelo radial en 2D, cabe mencionar que este es el tipo de modelo empleado en todos los pozos del oriente ecuatoriano producidos por la empresa PETROAMAZONAS, el mismo que se tomara como ejemplo para la modelación de los diferentes pozos.

#### Fórmulas

Para el desarrollo de este modelo se ha tomado ciertas consideraciones entre ellas la distribución vertical del mínimo esfuerzo in situ es uniforme, el tamaño de la fractura tiene forma elíptica, se asume un no leak off.

#### Radio de Penetración:

$$R = 0.548 \left[ \frac{GQ^3}{u} \right]^{\frac{1}{9}} t^{\frac{1}{9}} \quad \text{Ecuación 1.14}$$

Donde:

G: Módulo de cizallamiento (psi)

u: viscosidad del fluido (cp)

Q: rata de bombeo (bbl/min)

t: tiempo de bombeo (min)

R: Radio de penetración (ft)

## Espesor

Se sabe que la forma del espesor de la fractura tiene forma elíptica, como se puede observar el módulo se encuentra inversamente proporcional al espesor, el mismo que es un indicador que no se necesita mayor esfuerzo para poder crear la fractura; el espesor de la fractura viene dado por el siguiente desarrollo matemático:

$$W_o = 1.32 \left[ \frac{8(1-\nu)Q^3u}{G} \right]^{\frac{1}{6}} t^{\frac{1}{3}} \quad \text{Ecuación 1.15}$$

Donde:

G: Módulo de cizallamiento (psi)

$\nu$ : radio de drenaje de Poisson

u: viscosidad del fluido (cp)

Q: rata de bombeo (bbl/min)

t: tiempo de bombeo (min)

Wo: Espesor de la fractura (ft)

## Presión del Pozo

El comportamiento de la presión en el fondo del pozo es diferente al resto de modelos por su forma, que comprende de distribución de esfuerzos iguales en los diferentes planos, esto se representa con la fórmula 1.16:

$$P = \sigma_{min} - \frac{5}{4\pi} \frac{GW_o}{R} \ln \frac{(r_w)}{R} \quad \text{Ecuación 1.16}$$

Donde:

Wo= espesor de la fractura (ft)

R= radio del modelo

$r_w$ = radio del pozo (ft)

$\sigma_{min}$ = esfuerzo mínimo (psi)

G= módulo de corte (psi)

P= presión neta (psi)

### 1.2.2.3 Modelo Tridimensional (3D)

Los modelos en tres dimensiones solventan las limitaciones impuestas en el desarrollo de los modelos de dos dimensiones con relación a la forma de la fractura, especialmente en cuanto tiene que ver con la altura de la fractura que en estos modelos varía en función de la inyección del fluido fracturante y de material soportante.

El tratamiento de la configuración de la fractura a través del tiempo se realiza por medio de procedimientos directos como es el caso de la aplicación del elemento finito.

Un modelo 3D completo es complejo porque requiere de una cantidad significativa de datos para justificar su uso y un análisis mucho más detallado que está fuera del alcance de este trabajo.

En resumen, los modelos tridimensionales requieren una información más detallada para modelar la fractura y el ingeniero de petróleo deberá evaluar el costo-beneficio de la utilización de este tipo de modelos (*Fracturamiento Hidráulico, ESPOL*).

El modelo 3D tiene un enfoque más realista porque el alto de la fractura no es determinado por los límites litológicos, sino por la variación vertical en la magnitud del esfuerzo principal mínimo que a menudo, pero no siempre sigue la unidad litológica (*EKELEN H, 1980*).

## 1.2.3 EQUIPO PARA FRACTURAMIENTO

El equipo mínimo requerido para realizar un trabajo de fracturamiento se puede considerar en dos aspectos principales, los de superficie y los del pozo.

### **Superficie**

Dentro de los equipos de superficie se debe considerar principalmente:

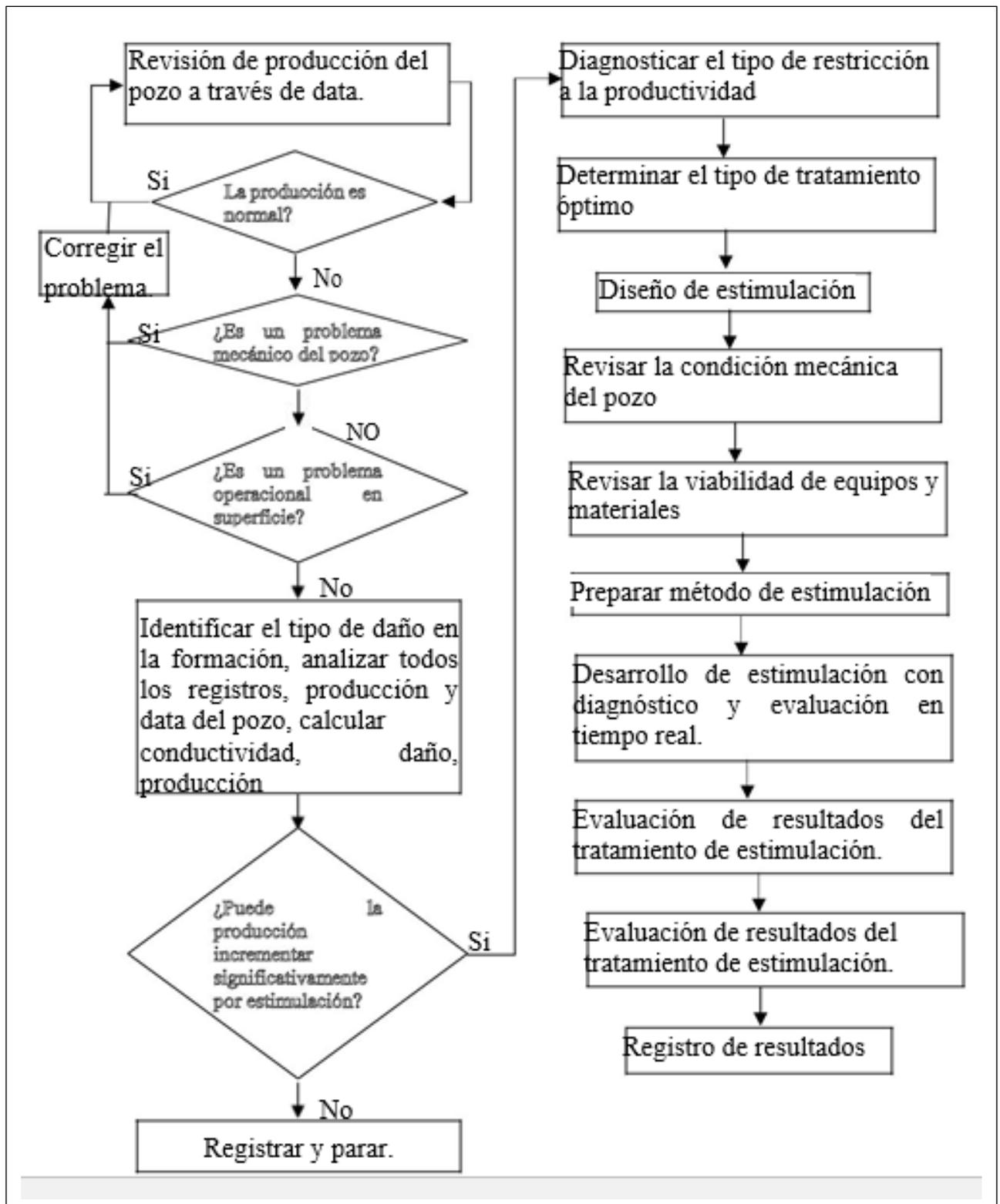
- Unidades de bombeo: La potencia requerida en el trabajo es la variable que define la cantidad de unidades, se debe considerar siempre unidades en exceso para prever fallas de unidades durante el bombeo.
- Mezcladoras: Conocido como blender, son los equipos encargados de mezclar el fluido base con los aditivos preparando el gel y mezclándolo con el sustentador, normalmente dispone de dos centrifugas básicas, la de succión y la de descarga y de elementos como centrifugas para adición de productos y los tornillos encargados de movilizar el sustentador hacia el tanque de mezcla.
- Tanques de almacenamiento de fluidos: En el cual se dispone el fluido base para preparar el gel, que es succionado por el blender.
- Tanques almacenamiento de sustentadores: En la cual se almacena el sustentador a emplear en el tratamiento, cae al tornillo del blender.
- Múltiple de tuberías: Es el conjunto de tuberías conectadas entre el mezclador y las unidades para recibir el gel con el sustentador y bombearlo al pozo.
- Inyector de bolas (Opcional): Utilizado cuando en un tratamiento se fracturan zonas diferentes y es necesario sellar una zona para desviar el fluido de fracturamiento a otra.

### **Subsuelo**

- Inyector de cabeza: Utilizado: para garantizar el aislamiento del cabezal de pozo, se conecta a la tubería de trabajo.
- Tubería de trabajo: Empleada para que sirva de medio de transporte del fluido desde superficie hacia el subsuelo.
- Empacaduras: Utilizado para aislar las zonas protegiendo otras zonas y el propio revestimiento arriba de la zona a tratar (*OPERACIONES, 2017*).

Muchos de los equipos de fracturamiento hidráulico utilizados va a depender del espacio físico que se pueda tener en campo en plataforma si el trabajo de reacondicionamiento es costa afuera.

## 1.2.4 Proceso de selección para F.H.



### 1.2.5 ANÁLISIS DE UN POZO FRACTURADO

El objetivo es poder determinar los parámetros que fueron necesarios para realizar el trabajo de reacondicionamiento con fracturamiento hidráulico. Observar las diferentes etapas que presenta el pozo, cumpliendo con los diferentes objetivos propuestos.

Se toma como ejemplo el pozo Palo Azul N-054H que fue fracturado el 25 de septiembre del 2016 presentando mejoras en la producción del petróleo.

El pozo perteneciente al bloque 18 del campo Palo Azul ubicado en la plataforma norte productor de la formación Hollín; inicia operaciones el 15 de octubre del 2014 con un corte de agua de 80%, 250 BPPD y 1002 BAPD, el alto valor en el corte de agua se debe como etapa inicial del pozo con una presión de fondo de 2057 psi; es completado con bomba electro sumergible a una frecuencia de 42Hz y una corriente de 41 amperios.

El valor de producción llega a estandarizarse al período de un mes con un corte de agua del 0.5%, con una producción de petróleo de 1572 BPPD y 8 BAPD; actualmente el pozo produce con un corte de agua de 32% a una tasa de 282 BPPD y 132 BAPD.

El historial de producción tomado del departamento de Petroamazonas EP se presenta en la figura 1.12.

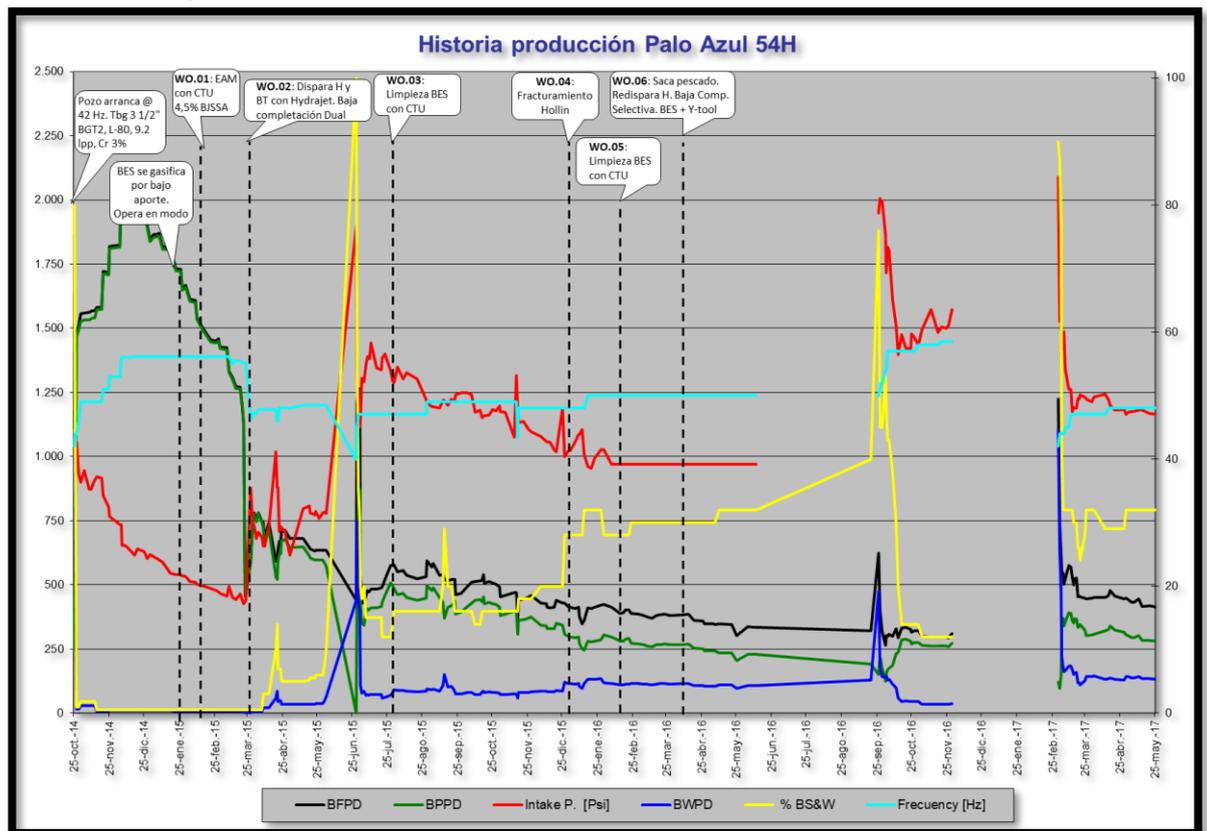
Como se puede observar en la figura 1.12 existe una declinación de producción desde noviembre del 2014 a noviembre del 2015, se decide realizar fracturamiento hidráulico teniendo como resultado una disminución en el porcentaje de agua y por ende un aumento en la producción.

El pozo presenta daño en la formación y alrededor del mismo, su causa se debe principalmente a los diferentes trabajos de reacondicionamiento que se ha empleado para aumentar la producción.

En estos trabajos de reacondicionamiento se presentó problemas como:

- Invasión de fluidos de completación.
- Emulsión producto de fluidos de completación los mismos que son incompatibles con el reservorio.
- Daño por sólidos causados en trabajos de workover.
- Daños por fluido de tratamiento.

**Figura 1.12: Historial de producción de pozo PLAN 54H**



**Fuente: Petroamazonas EP**

Todos estos factores generan una caída de producción causando que el pozo entre en trabajos de reacondicionamientos. La estimulación ácida matricial dio resultados rentables, pero a corto plazo, es entonces que se considera que la producción se puede aumentar al mitigar el daño bajo una estimulación por fracturamiento hidráulico. (Petroamazonas EP, 2017)

Previo a realizar el trabajo de F.H. se toma en cuenta ciertos parámetros para que sea sustentable técnica y económicamente, entre ellos son:

### **Producción:**

Para que un pozo candidato sea considerado para un trabajo de estimulación con fracturamiento hidráulico es importante poder evaluar su historial de producción, si el pozo desde sus inicios ha tenido un fuerte aporte de petróleo antes de sufrir algún tipo de daño o restricción al paso del flujo se tiene la certeza de que el trabajo realizado mantenga o mejore la producción, garantizando que la inversión realizada sea recuperada y en un posterior represente ganancias.

### **Daño**

El tipo de daño que debe presentar un pozo debe estar en el rango entre medio a grave, en muchos de los casos la fractura no elimina el daño, sino por el contrario realiza nuevos canales de comunicación, es decir un by pass al daño.

De esta manera el fluido no se verá afectado en su capacidad de fluir.

### **Permeabilidad**

Existe dos tipos de modelado de fracturas dependiendo del rango en el que se encuentra.

$$0.1\text{md} < k < 1\text{md}$$

Si la permeabilidad se encuentra dentro de este valor lo recomendable es realizar una fractura larga (>100ft). (*Petroamazonas EP, 2017*)

$$1\text{md} < k < 10\text{md}$$

Si la formación se encuentra dentro de este valor lo que se recomienda es una fractura con tendencia de media a corta debido a que se obtiene mismos resultados realizando una fractura de largo alcance, pero con una diferencia de costos significativamente altos, se recomienda que la fractura tenga una penetración ( $\leq 75\text{ft}$ ). (*Petroamazonas EP, 2017*)

### **Cementación**

Para que la fractura cumpla con su objetivo en cierto intervalo de interés es

necesario que exista una buena cementación entre la pared del pozo y la tubería de revestimiento (casing), debido a que se realiza pruebas de inyectividad a altas presiones para vencer los esfuerzos in situ de la formación, una buena cementación previene la comunicación entre zonas aledañas y pérdida de fluido. (*Petroamazonas EP, 2017*)

### **Litología**

Es importante la existencia de rocas sellos o barreras naturales en la parte superior e inferior de la zona de interés. El objetivo de tener estos límites permite que el desarrollo de la fractura sea el deseado, garantizando que la altura de la fractura sea la planificada. Además de la fractura debe mantenerse constante para que aumente en profundidad llegando de mejor manera a la formación y aumentando los canales de conductividad en el yacimiento.

### **Completación del Pozo**

Es importante tener información del estado mecánico del pozo, brinda información sobre trabajos realizados en fechas anteriores, el diagrama de perforación del pozo, viabilidad de accesibilidad desde cabeza del pozo hasta zona de interés, completación de casing, tipo de levantamiento artificial entre otras características.

### **Contacto agua/petróleo**

Uno de los factores más importantes es el contacto agua-petróleo el cual se debe considerar al crear una fractura, debido a que se forma nuevos canales de comunicación en el interior de la formación; el agua por sus características tiene mayor facilidad de fluir que el hidrocarburo.

Al transcurrir un determinado tiempo el agua alcanzará la fractura produciendo en menor porcentaje el hidrocarburo, haciendo al pozo antieconómico hasta llegar al punto de cerrar.

Para evitar este tipo de inconvenientes se recomienda colocar un sello en la zona productora de agua, o contar con la presencia de una barrera natural o

estrato que aíse la zona productora del acuífero, se recomienda que tenga permeabilidades diferentes, poca porosidad y de un alto valor de resistencia; este tipo de mecanismo permitirá la extracción del crudo sin interferencia.

### **Porosidad**

La porosidad al ser una propiedad de la roca que tiene como propósito almacenar el hidrocarburo en el espacio poroso de la formación juega un valor importante, se necesita tener en cuenta su valor para poder determinar el tipo de modelamiento de la fractura, los valores que oscila para un buen ajuste de modelamiento son:

$$10% < \Phi < 20%$$

Si la porosidad se encuentra en el rango de estos valores se recomienda la ejecución de una fractura larga con una profundidad de (100 ft).

$$20% < \Phi < 25%$$

La formación al presentar este valor de porosidad es un indicador que los estratos no se encuentran altamente apretados y que existe la posibilidad de producir con mayor facilidad el hidrocarburo es por este motivo que se justifica una fractura de corto alcance ( $\leq 75$  ft). (*Petroamazonas EP, 2017*)

### **Fluido de la formación**

Como último punto es el disponer información sobre el fluido con el cual se va a realizar la fractura y determinar la compatibilidad con el fluido de la formación, al no prestar atención a este detalle se puede causar daño en la formación produciendo hinchamiento de arcillas, emulsiones o migración de finos causando mayor daño en la formación.

Los siguientes parámetros que se muestra a continuación son propios del pozo, los mismos que se realiza una evaluación en base a registros eléctricos, diagrama mecánico del pozo, simulación de la fractura, que algunos valores se tomara como ejemplo para la simulación de los diferentes pozos.

## Parámetros Petrofísicos

El pozo PLAN-054H antes de entrar a una caída de producción tenía un aporte importante llegando a una tasa de 2085 BPPD y con un bajo corte de agua del 0.5% con una presión de fondo fluyente (pwf) de 1686 psi produciendo con bomba electro sumergible. (*Petroamazonas EP, 2017*)

En el pozo se ha escogido para fracturamiento tres intervalos de interés pertenecientes a la formación hollín, también se produce de la formación basal tena, pero su producción se realiza de manera independiente aislada las formaciones por un packer hidráulico, ver figura 1.15.

En la tabla 1.1 se presenta datos petrofísicos pertenecientes a la zona de interés. Esta zona de interés tiene tres intervalos los cuales se tiene como objetivo fracturar y recuperar el mayor volumen de hidrocarburo.

**Tabla 1.1: Parámetros Petrofísicos**

Arena	Intervalo [ft]	Espesor [ft]	$\phi$ [%]	Sw [%]	Vcl [%]
Hollín	10317-10334	17	18	20	>10
	10341-10351	10	18	18	
	10358-10372	14	19	7	

**Fuente: Petroamazonas EP**

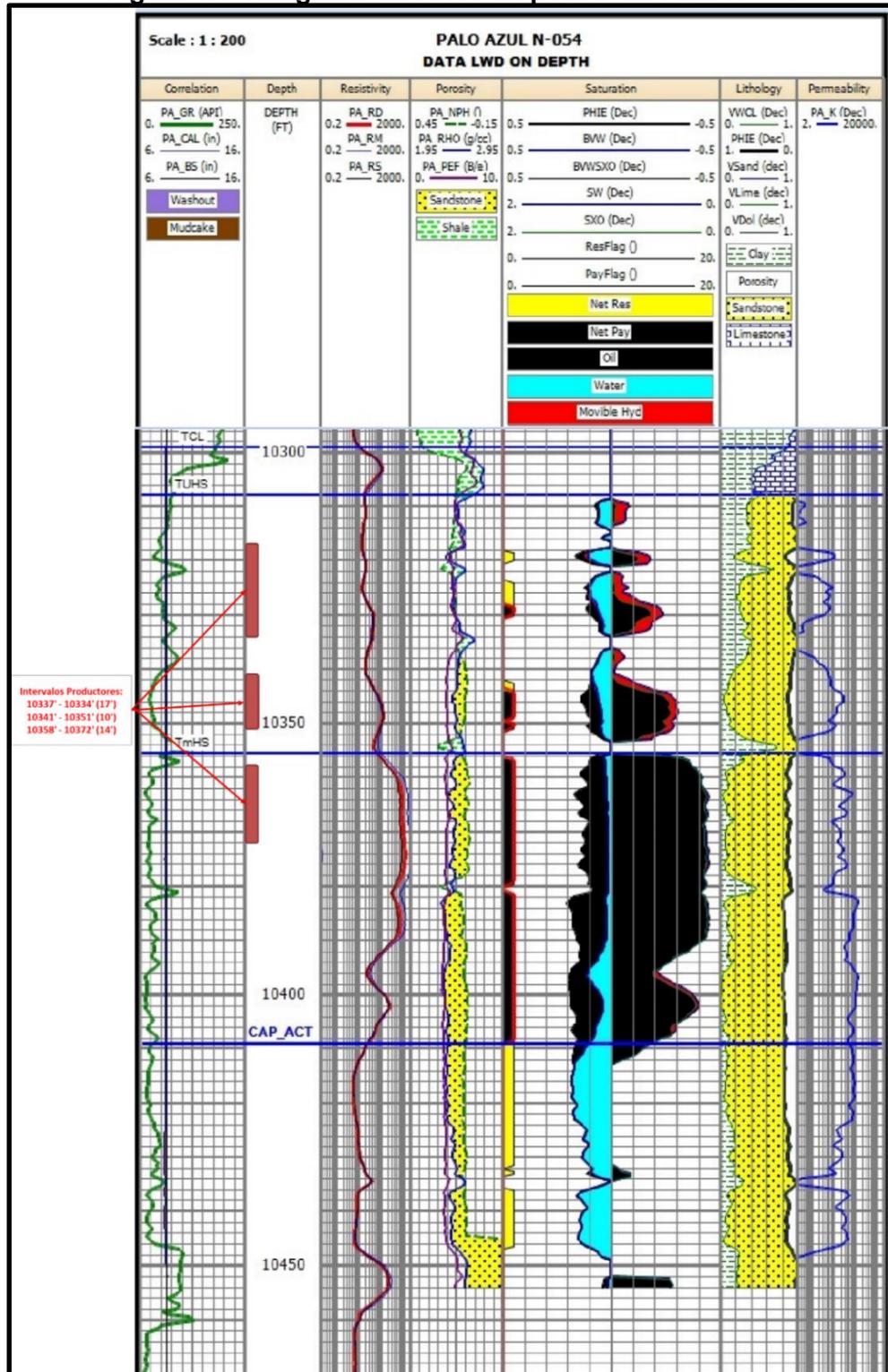
## Parámetros Litológicos

Aparte de tener buenas condiciones petrofísicas también la zona de interés del pozo Palo Azul N 054H cuenta con características litológicas adecuadas, volviendo al pozo en un prospecto viable. Este tipo de información puede ser vista desde un registro eléctrico el cual indica que existe una amplia separación del contacto agua-petróleo y la zona de interés a una distancia de 42 ft.

En el tope y base de la zona de interés existen formaciones que son lo suficientemente fuertes para no permitir la propagación de la fractura en altura, esto se ve reflejado en el valor de resistividad que presenta las

formaciones, por lo tanto, se considera que existe una gran posibilidad de contener la fractura en el intervalo deseado, ver figura 1.13.

**Figura 1.13: Registro eléctrico en pozo Palo Azul N-054**

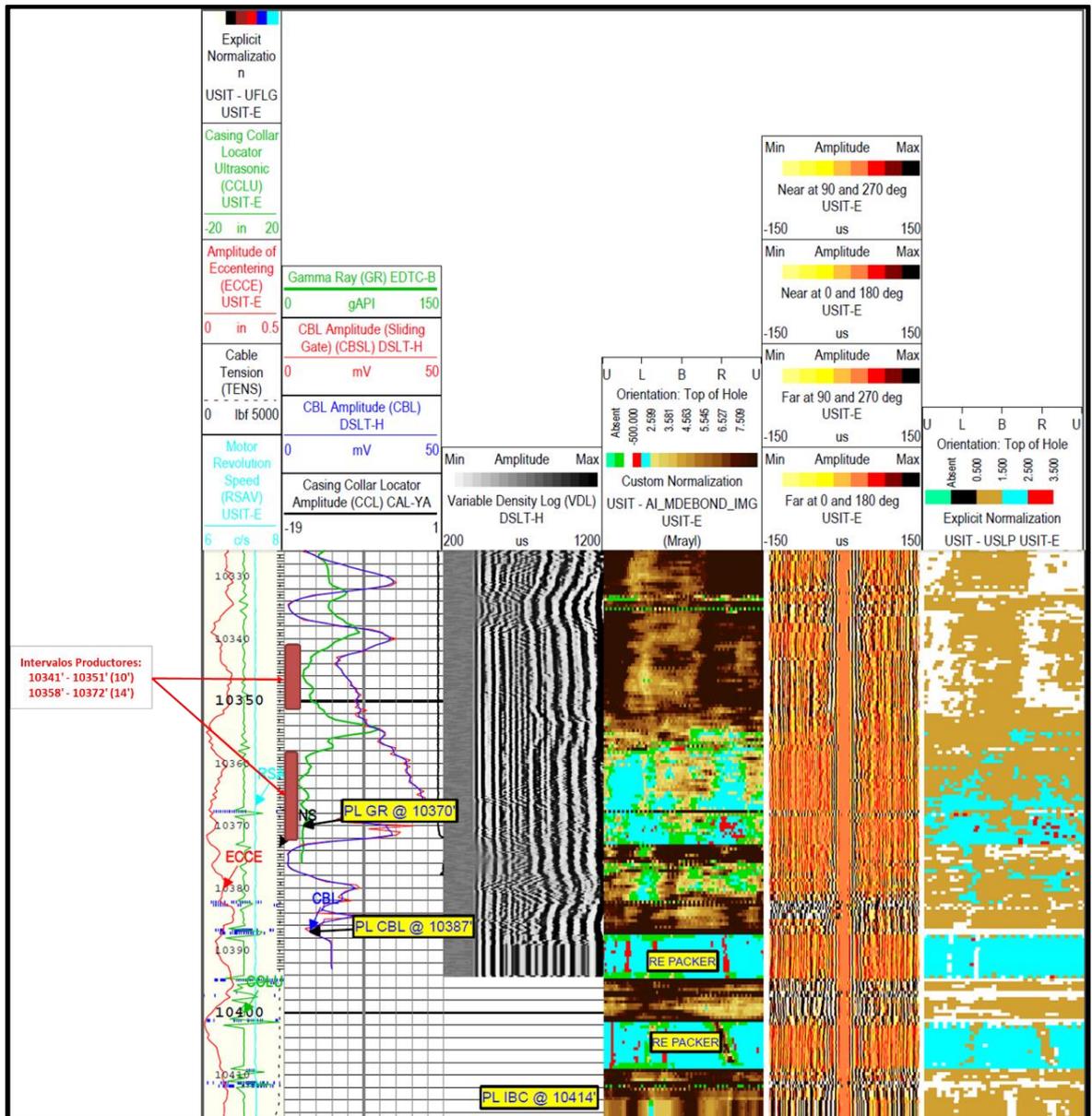


Fuente: Petroamazonas EP

### Parámetros de Cementación

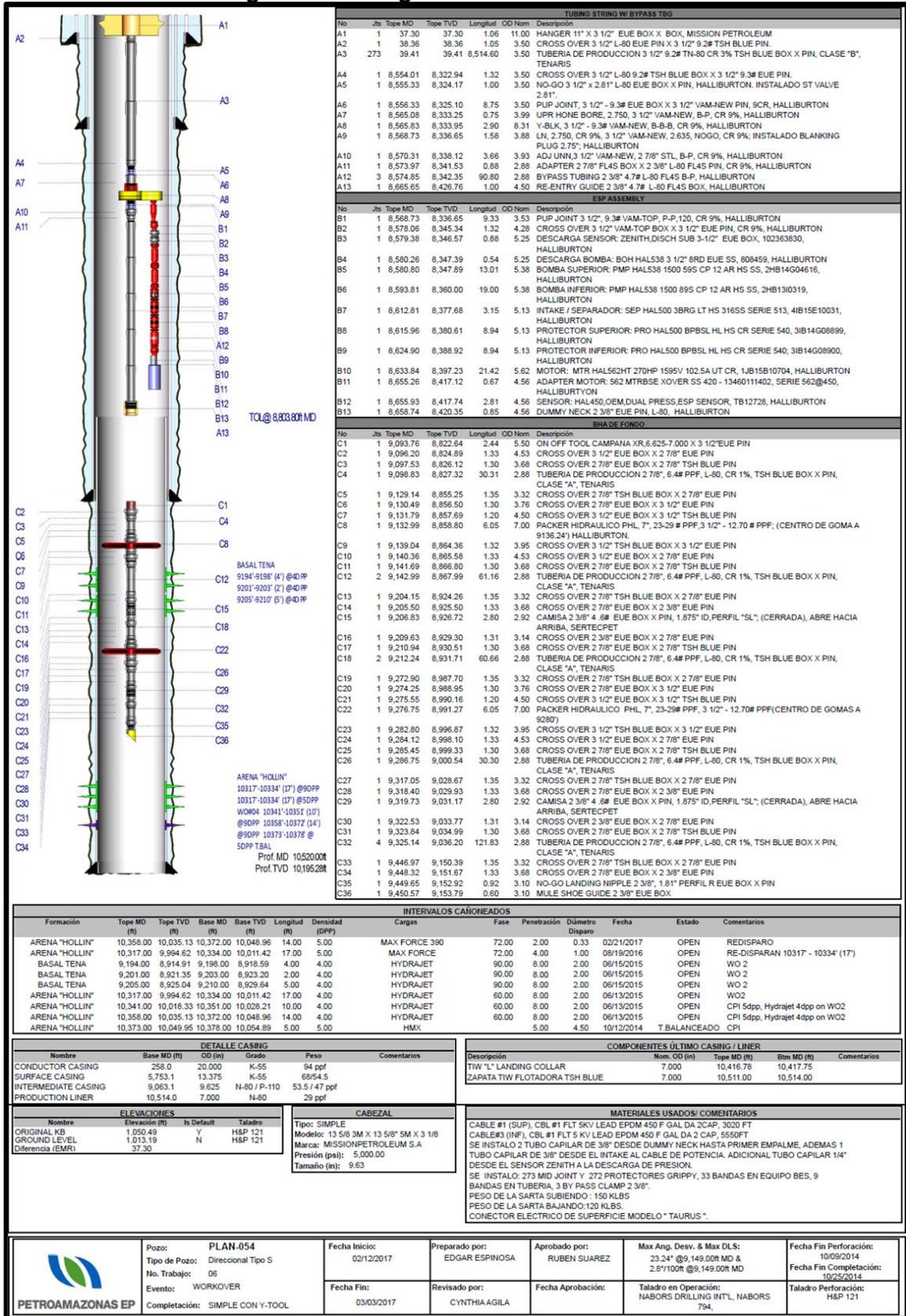
Como se había mencionado en párrafos anteriores es importante tener a las zonas de interés con una buena cementación y en el registro de la figura 1.13 muestra una cementación continua sin espacios, garantizando un buen desarrollo en la fractura, como indica la figura 1.14.

**Figura 1.14: Registro eléctrico de cementación en pozo Palo Azul N-054**



Fuente: Petroamazonas EP

Figura 1.15: Diagrama mecánica del Pozo



Fuente: Petroamazonas EP

## Completación del Pozo

El estado mecánico del pozo permite conocer que se produce de dos formaciones los cuales se encuentran totalmente aisladas por un packer hidráulico, la profundidad que alcanza en MD es 10520 ft, pozo totalmente vertical, la completación llega a una profundidad en MD de 9450,57 ft, ver figura 1.15.

## Propiedades de los Fluidos

Los datos pertenecientes al reservorio que fueron analizados y utilizados para el trabajo de reacondicionamiento se presentan en la tabla 1.2:

**Tabla 1.2: Estado mecánico y petrofísico del pozo Palo Azul N-054**

<b>TIPO DE OPERACION:</b>	Fractura Hidráulica	
Tipo de pozo:	Work Over	
Categoría de pozo	Pozo Productor	
<b>DATOS DE FORMACIÓN</b>		
Formación	Hollín	
Espesor Bruto: mv	15	ft
Espesor Neto: mv	15	ft
Porosidad: %	16	%
Saturación de agua: %	37	%
Corte de agua BSW	32	%
Contacto de Agua-Petróleo	10410	ft
<b>DATOS DEL POZO</b>		
Diámetro Prom. Del aparejo de producción:	3 1/2" N-80 9.3 lb/ft	
Profundidad promedio del empacador: MD	9450.53	ft
Temperatura de fondo	233	°F
Intervalos Disparados: MD	10317.00' -10334.00'	ft
Intervalos Disparados: TVD	9994.52' -10011.42'	ft

Continúa Tabla 1.2: Estado mecánico y petrofísico del pozo Palo Azul N-054

<b>DATOS DE PRODUCCIÓN</b>		
Caudal de Fluido BFPD:	180	bfpd
Presión en cabeza:	110	psi
Relación Gas- Petróleo: RGA	110	SCF/STB
°API	29	°API
Gravedad Específica:	0.881619938	
Presencia de H2S o CO2	No	
<b>DATOS DEL YACIMIENTO</b>		
Presión de fondo estática		psia
Presión de fondo fluyendo	1706	psia
Factor de daño	17.66	
Permeabilidad	300	md
Gradiente de fractura	0.77	psi/ft
<b>DATOS COMPLEMENTARIOS</b>		
Tipos de pistolas	Hydrajet	
Densidad de disparos	5	dpp
Diámetro de disparos (pulgadas)	2	in

**Fuente: Petroamazonas EP**

Como resultado de la interpretación de los diferentes parámetros se concluye que el pozo PLAN 054 puede aumentar su productividad significativamente con ayuda de trabajo de reacondicionamiento de fracturación hidráulica en los siguientes intervalos abiertos en la formación Hollín, como se presenta en la tabla 1.3:

Entre los objetivos del trabajo de reacondicionamiento es:

- Sobrepasar el daño del pozo.

- Mitigar la migración de finos o material apuntalante con reducción de drawdown de producción.
- Aumentar la producción de petróleo reduciendo el corte de agua que afecta a su producción.

**Tabla 1.3: Intervalos a fracturar en pozo Palo Azul N-054**

Pozo	Formación	Tope MD	Base MD	Espesor ft
Palo Azul N-054	HOLLÍN	10317	10334	17
		10341	10351	10
		10358	10372	14

**Fuente: Petroamazonas EP**

### Correlación lateral

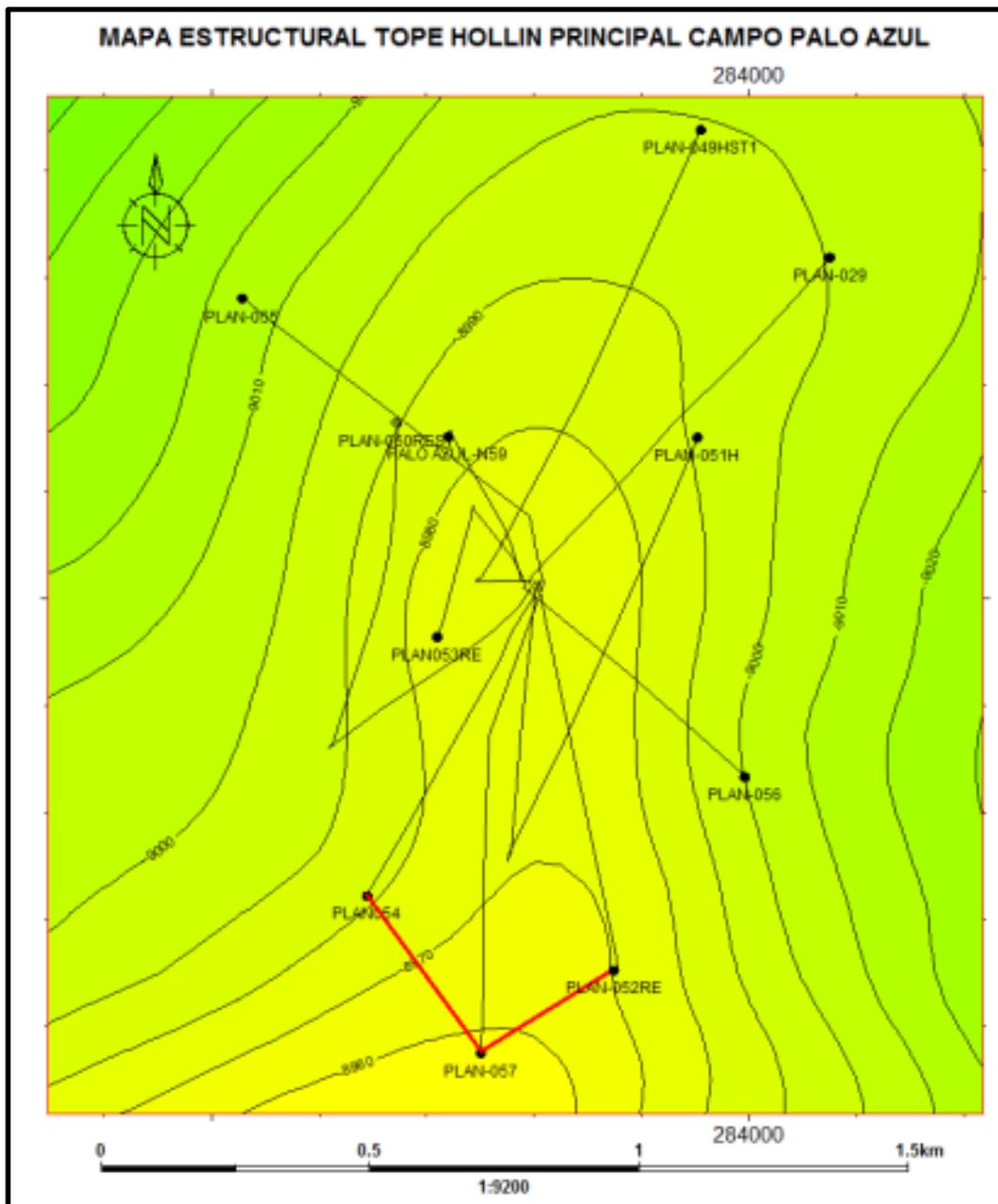
Un factor importante para determinar el mayor volumen de hidrocarburo a recuperar es analizar el sentido de propagación de la fractura del pozo con pozos aledaños, la metodología a seguir es analizar la continuidad de las arenas a través de registros eléctricos corregidos a profundidad vertical verdadera (TVDS) ubicando los estratos en forma estructural o estratigráfica, la lectura se realiza de manera horizontal pozo a pozo siguiendo la orientación de las arenas, el procedimiento se repite cambiando el sentido de propagación de la fractura.

Se podrá tener una premisa de cuál sería el mayor aporte de petróleo con aporte de pozos aledaños considerando la dirección de la fractura; a continuación, se muestra el análisis del pozo Palo Azul N 054H en diferentes direcciones.

**Dirección W-E:** Para tomar en cuenta este direccionamiento se toma pozos aledaños en esta dirección como son los pozos PLAN 057 y PLAN 052RE, en la figura 1.16 se observa el direccionamiento del pozo a fracturar con pozos aledaños; en la figura 1.17 se observa cómo se encuentran las arenas de una misma formación distribuidos en los diferentes pozos.

**Dirección N-S:** El sentido N-S presenta aporte de mayor número de pozos entre ellos se tiene a PLAN 049HTS, PLAN 050RES, PLAN 053RE y PLAN 057 como indica la figura 1.18, y la figura 1.19 muestra la distribución de arenas, como resultado se tiene que existe mayor aporte en dirección N-S, haciendo sustentable en el tiempo un trabajo de fracturamiento en el pozo PLAN 054H.

**Figura 1.16: Correlación lateral pozo PLAN 054H sentido W-E**



Fuente: Petroamazonas EP

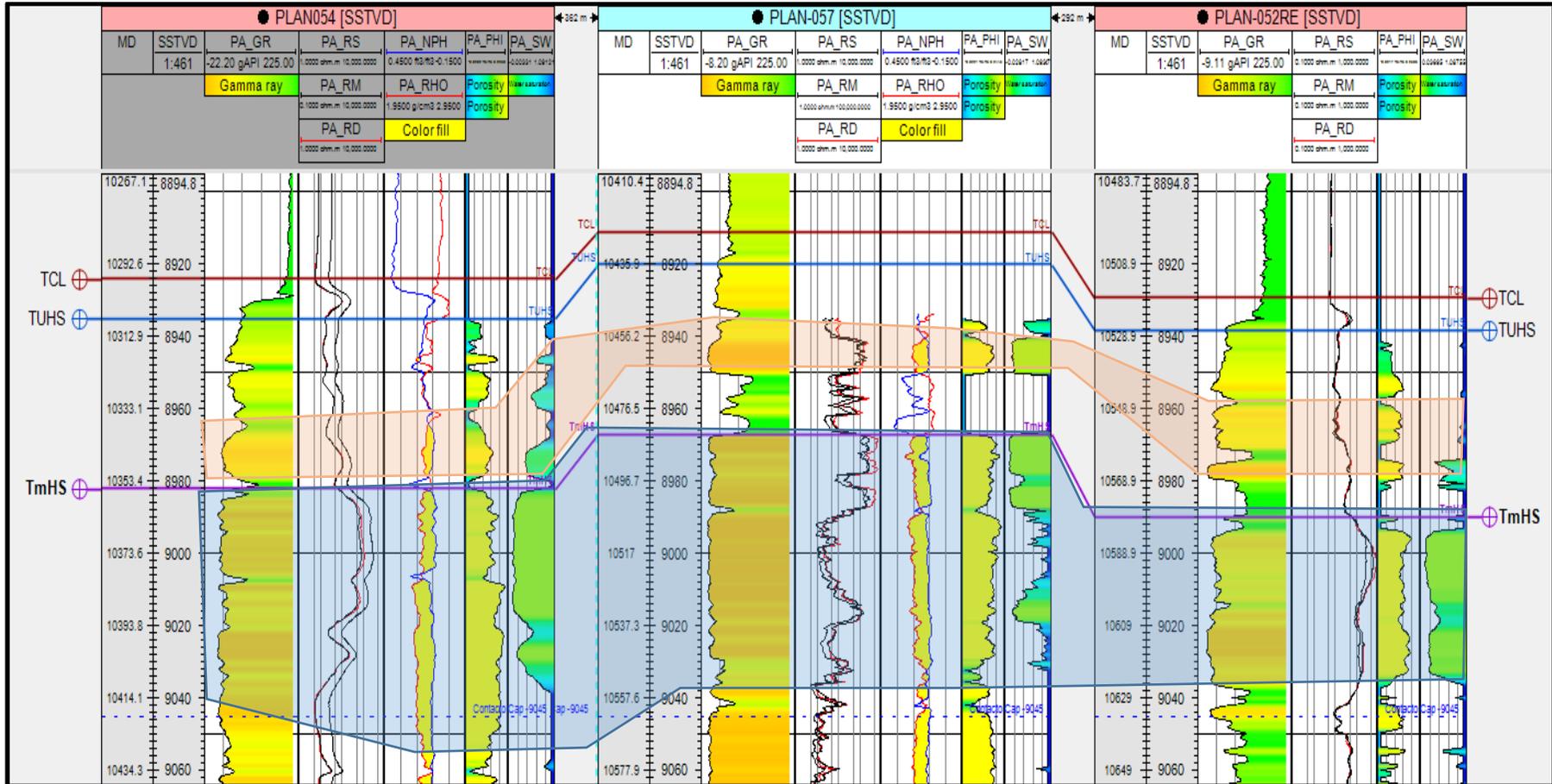
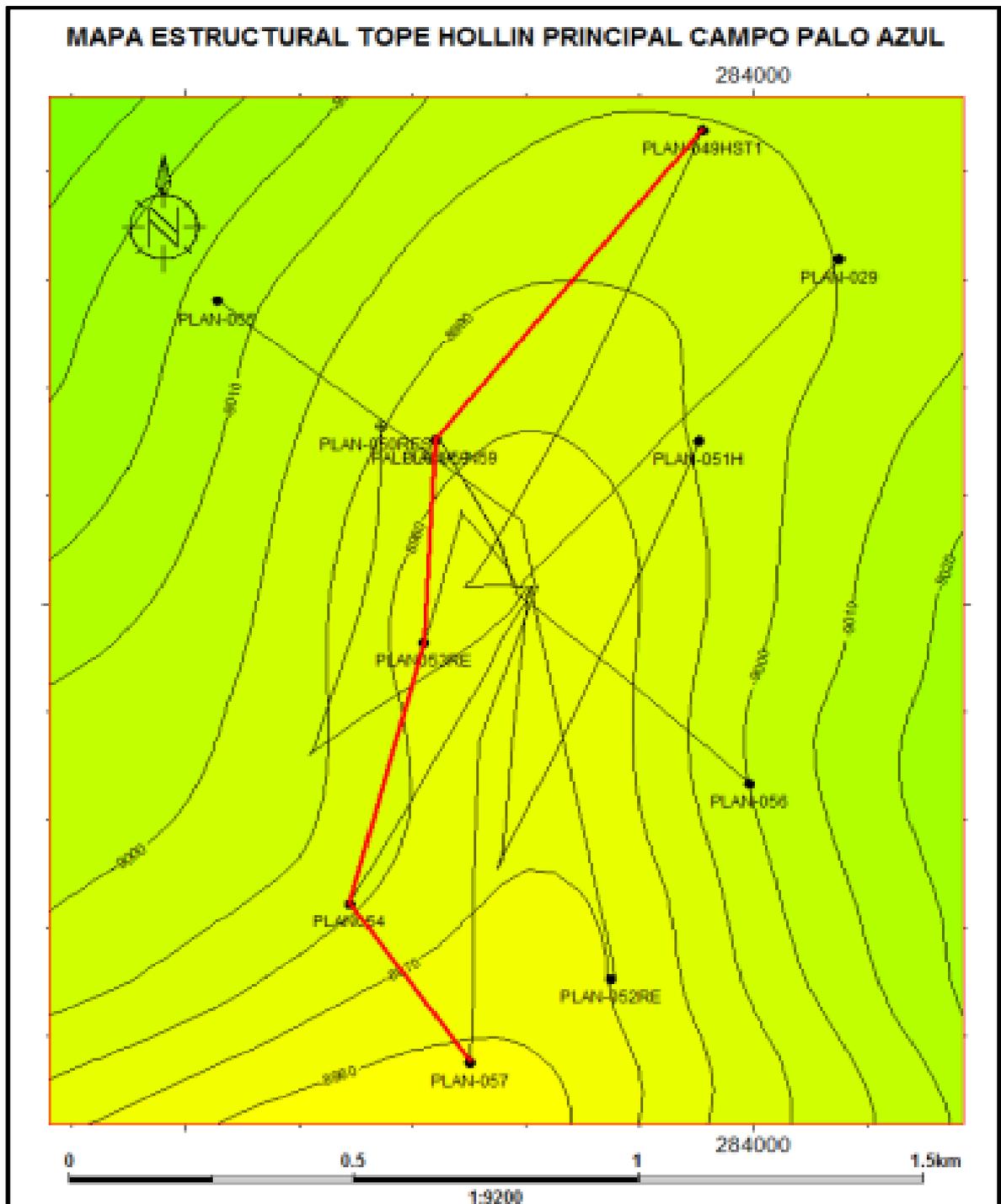


Figura 1.17: Correlación Estructural W-E, Pozo Palo Azul N 054H

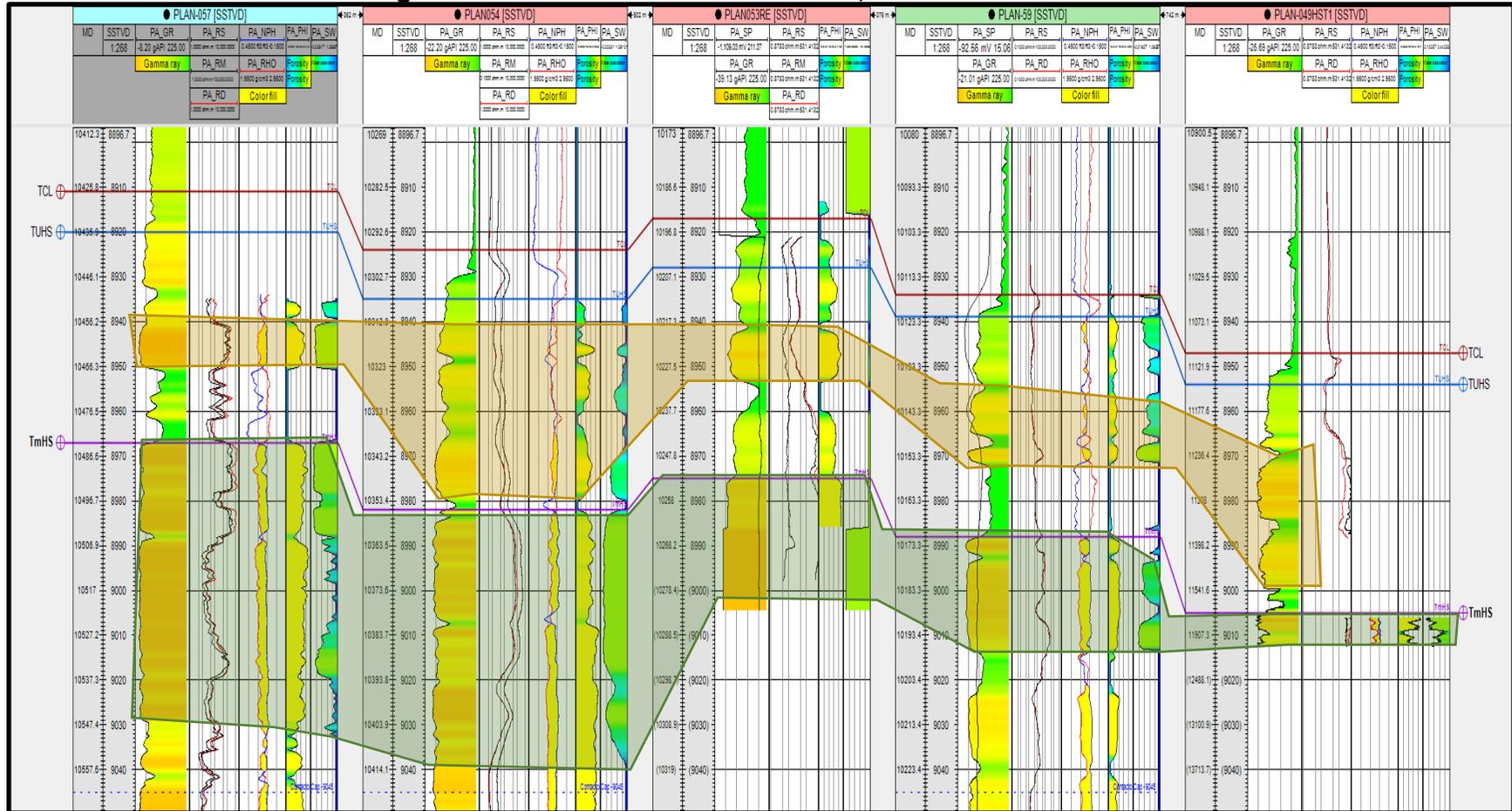
Fuente: Petroamazonas EP

Figura 1.18: Correlación lateral pozo PLAN 054H sentido N-S



Fuente: Petroamazonas EP

Figura 1.19: Correlación Estructural N-S, Pozo Palo Azul N 054H



Fuente: Petroamazonas EP

## Desarrollo de la Fractura

### Pre-Fractura

La fractura se realiza en la fecha 09 de agosto del 2016 y termina el día 26 de septiembre del mismo año.

Antes de entrar al trabajo de reacondicionamiento, el pozo presenta una caída de producción a 228 BPPD y 108 BAPD con un corte de agua del 32% trabajando la bomba BES a una frecuencia de 50 Hz y una corriente de 26 amperios produciendo a un índice de productividad de 0.131 BPPD/psia, ver tabla 1.4.

**Tabla 1.4: Producción de pozo PLAN-054H en 11/06/2017.**

Fecha	BFPD	BPPD	BAPD	% BS&W	Frecuencia [Hz]	Intake P. [Psi]	Pwf [Psi]	IP	Drawdown [Psi]	Amperaje [Amp]
11-jun-16	336	228	108	32,0	50,0	970	1689	0,131	2571	26

**Fuente: Petroamazonas EP**

Previo a realizar la fractura en la cara del pozo hacia la formación es de vital importancia elaborar el fluido con el cual se va a iniciar la operación, es por este motivo que se realiza un análisis de las propiedades de la roca y fluido del reservorio cuyos resultados brindan parámetros para desarrollar un fluido especial.

Este tipo de fluido ayuda a contrarrestar la alteración o desorden que pueda ocurrir cuando el fluido fracturante entre en contacto con la roca reservorio, este fluido es considerado como un fluido de pre flujo.

Es necesario acotar que el fluido fracturante también es diseñado en base a las propiedades de roca y fluido del reservorio.

Como segundo punto se tiene alimentar la base de datos en el simulador con todas las propiedades, incluido los valores de los fluidos los cuales se ocuparán, este software dará una representación gráfica de la fractura a realizar y entre otros parámetros como longitud, altura, ancho y el comportamiento necesario para vencer los esfuerzos in-situ.

Gracias a la colaboración de la empresa Petroamazonas EP a continuación se presenta el programa de uso de volúmenes de materiales aplicado en el pozo PLAN 054.

- 6,173 lbs de Arena Natural 20/40 para tapón de Arena.
- 5,200 gal fluido compatible con la formación para DFIT (Diagnostic Fluid Injection Test).
- 6,300 gal Sistema Conformance CW-Fracsm
- 5,200 gal de gel lineal para Minifrac y Desplazamiento.
- 16,000 gal de gel activado para etapas de fractura.
- 250 sacos de apuntalante cerámico Carbo-Lite 16/20.
- Se utilizó en el trabajo resina Expedite en todo el tratamiento, hay que tomar en cuenta que se usó BHA para monitoreo con válvulas de activación. Siempre es conveniente en campos nuevos considerar un agente para evitar flowback y mejorar la conductividad (*HALLIBURTON, 2016*).

## **Fractura**

Se alimenta la base de datos con los parámetros necesarios para dicho propósito se utiliza información de registros eléctricos y las diferentes propiedades mecánicas de la roca tomado del laboratorio.

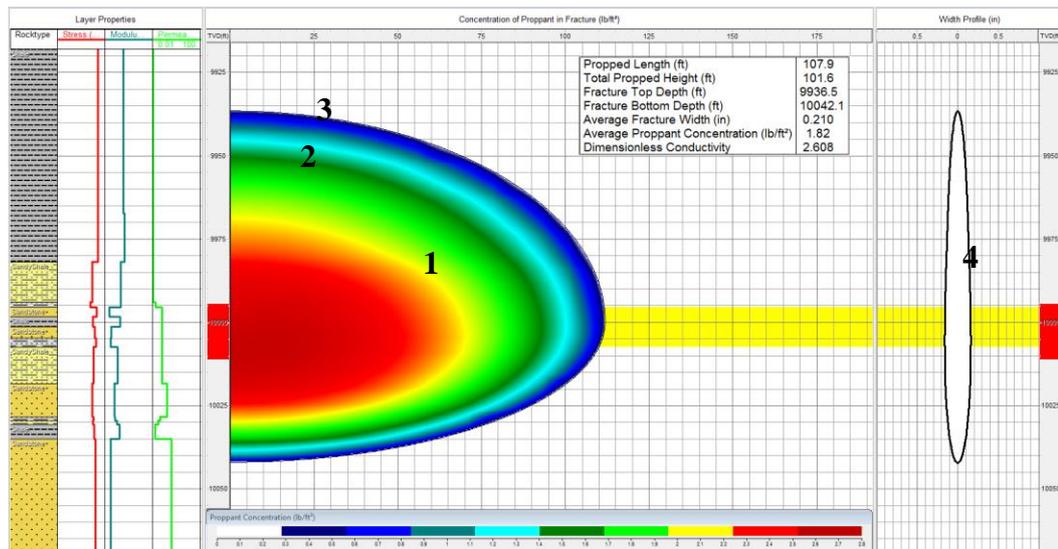
En la figura 1.20 se puede observar el modelamiento de la fractura realizado con el software Hydraulic Frac, su geometría, el alcance en altura y penetración, el espesor en pulgadas que se genera entorno al medio poroso.

Se presenta un modelo radial pseudo 3D, para su mejor entendimiento se divide en 4 partes. La primera parte es la zona de interés donde el fluido fracturante ejerce mayor presión venciendo los valores de esfuerzos. Se puede observar que su intensidad se reduce gradualmente hasta alcanzar la etapa 2 y 3.

La segunda y tercera etapa puede representar ramificaciones de la fractura

principal o una pérdida de fluido, su propagación en altura dependerá de la dureza y consistencia de las capas supra y subyacentes a la zona de interés. La cuarta etapa da un indicador de cuál sería el espesor de la fractura teniendo una forma elíptica característico de este tipo de modelo.

**Figura 1.20: Geometría Radial de en pozo Palo Azul N-054**



**Fuente: Petroamazonas EP**

El simulador presenta un cuadro de resultados como el alcance que obtiene en todas las direcciones, sus valores se presentan en la tabla 1.5:

**Tabla 1.5: Resultados de Fractura en pozo Palo Azul N-054**

<b>Longitud Propagada (ft)</b>	107.9
<b>Altura total propagada (ft)</b>	101.6
<b>Profundidad de la fractura(ft)</b>	9936.5
<b>Profundidad de fondo (ft)</b>	10042.1
<b>Ancho promedio de la fractura (in)</b>	0.21
<b>Concentración promedio de apuntalante (lb/ft<sup>2</sup>)</b>	1.82
<b>Conductividad adimensional</b>	2.608

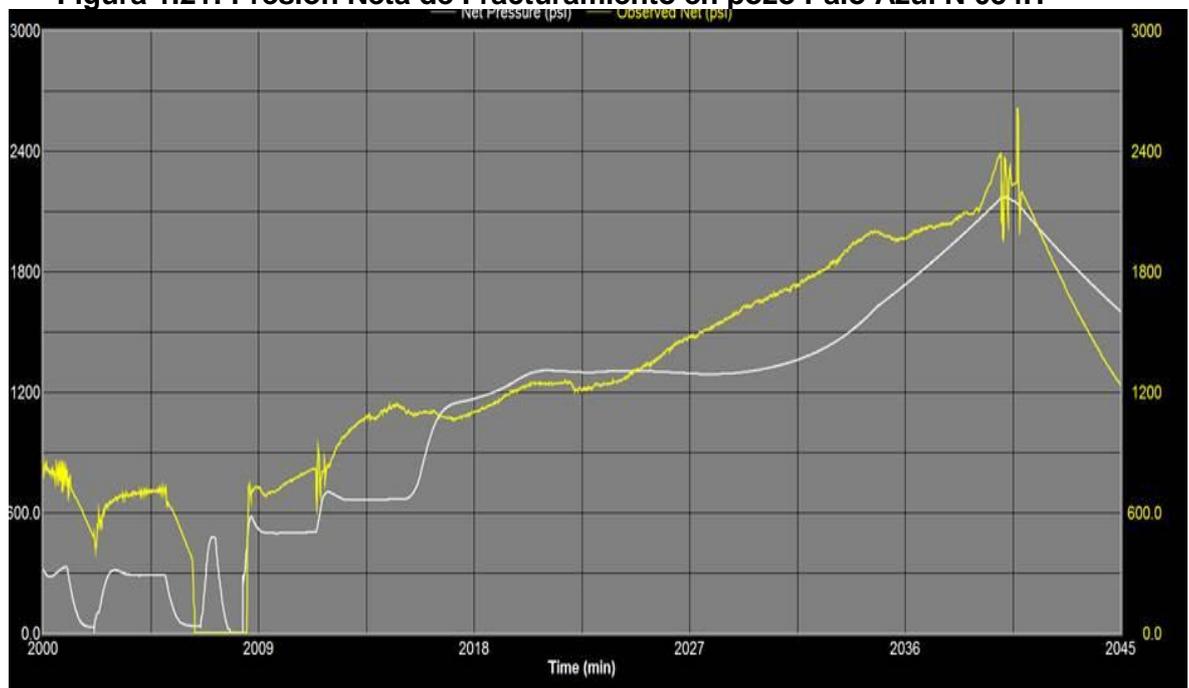
**Fuente: Petroamazonas EP**

El simulador presenta diferentes parámetros para poder interpretar el trabajo a realizar, por ejemplo, en la parte izquierda muestra la litología de la roca, lo importante de este parámetro es verificar que la zona de interés sea la

mayor implicada en el fracturamiento, que tenga mayores canales conductivos reservorio-pozo.

Otro factor importante es el resultado de la presión neta presentada en el simulador vs la presión que se tiene al realizar el trabajo de reacondicionamiento, tener una aproximación cercana garantiza que los valores obtenidos en el simulador serán los que se tenga en el fondo del pozo.

**Figura 1.21: Presión Neta de Fracturamiento en pozo Palo Azul N 054H**



**Fuente: Petroamazonas EP**

### **Pos Fractura**

Días posteriores a la fractura presenta valores altos de corte de agua, efecto de la saturación de fluido fracturante que se requiere para vencer esfuerzos y crear canales en la formación; el excedente regresa a la cara del pozo.

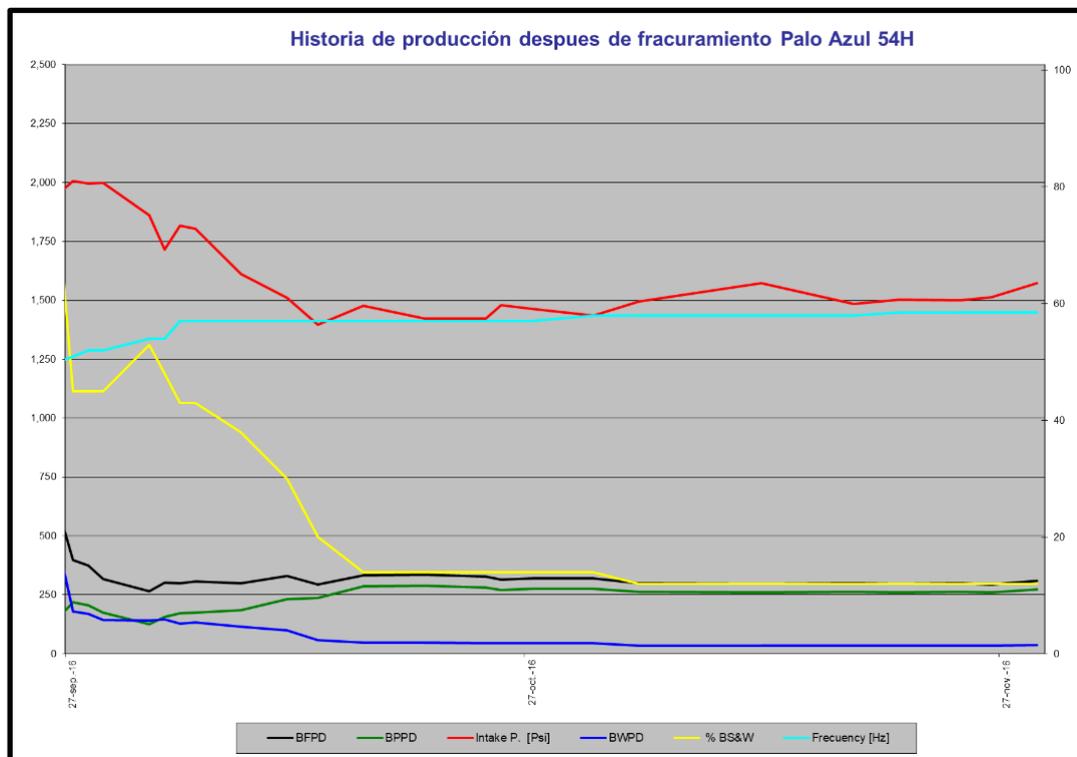
Pero dicho valor empieza a disminuir hasta estabilizarse, la tabla 1.6 muestra el comportamiento del pozo después de la fractura hasta mantenerse constante.

**Tabla 1.6: Producción después de Fracturamiento en pozo Palo Azul N-054**

Fecha	BFPD	BPPD	BWPD	% BS&W	Frecuencia [Hz]	Intake P. [Psi]	Pwf [Psi]	IP	Drawdown [Psi]	Amperaje [Amp]
27-sep-16	399	219	180	45,0	51,0	2005	2546	0,233	1714	16
28-sep-16	375	206	169	45,0	52,0	1995	2536	0,218	1724	16
29-sep-16	318	175	143	45,0	52,0	1998	2539	0,185	1721	16
02-oct-16	265	125	140	53,0	54,0	1861	2402	0,143	1858	17
03-oct-16	302	157	145	48,0	54,0	1716	2257	0,151	2003	17
04-oct-16	300	171	129	43,0	57,0	1817	2358	0,158	1902	16
05-oct-16	308	176	132	43,0	57,0	1804	2345	0,161	1915	16
08-oct-16	300	186	114	38,0	57,0	1612	2153	0,142	2107	17
11-oct-16	330	231	99	30,0	57,0	1510	2051	0,149	2209	17
13-oct-16	295	236	59	20,0	57,0	1396	1937	0,127	2323	17
16-oct-16	332	286	46	14,0	57,0	1476	2017	0,148	2243	16
20-oct-16	335	288	47	14,0	57,0	1422	1963	0,146	2297	17
24-oct-16	327	281	46	14,0	57,0	1422	1963	0,142	2297	17
25-oct-16	315	271	44	14,0	57,0	1479	2020	0,141	2240	17
27-oct-16	320	275	45	14,0	57,0	1465	2006	0,142	2254	17
31-oct-16	321	276	45	14,0	58,0	1436	1977	0,141	2283	18
03-nov-16	299	263	36	12,0	58,0	1495	2036	0,134	2224	18
11-nov-16	297	261	36	12,0	58,0	1572	2113	0,138	2147	18
17-nov-16	298	262	36	12,0	58,0	1484	2025	0,133	2235	18
20-nov-16	296	260	36	12,0	58,5	1504	2045	0,134	2215	19
24-nov-16	298	262	36	12,0	58,5	1500	2041	0,134	2219	19
26-nov-16	295	260	35	12,0	58,5	1512	2053	0,134	2207	19
29-nov-16	310	273	37	12,0	58,5	1573	2114	0,144	2146	19

Fuente: Petroamazonas EP

**Figura 1.22: Representación gráfica después de fracturamiento**



Fuente: Petroamazonas EP

## CAPÍTULO 2

### 2.1 EVALUACIÓN DEL CAMPO

El objetivo de este capítulo es dar a conocer las diferentes causas que provocan la caída de producción de petróleo en el campo PALO AZUL, el mismo que consta de un análisis en base al historial de producción y reacondicionamiento que se ha realizado en los diferentes pozos.

A continuación, se presenta una evaluación general del campo con sus reservas producto de las curvas de declinación de producción (DCA) que fueron aplicadas en cada pozo para estimar las reservas remanentes en el yacimiento Hollín, además el factor de recobro final se calcula en relación con las reservas totales y el POES.

De la plataforma Norte son 6 pozos y de la plataforma C es 1 pozo los que fueron considerados para volumen de reservas remanentes no desarrolladas en el yacimiento Hollín, los mismos que serán puestos a producir en futuras perforaciones.

Se ha realizado un estudio de las reservas del campo, se tiene reservas probables, probadas produciendo, detrás del casing; fueron estimadas mediante el análisis de curvas de declinación de los 39 pozos que se encuentran produciendo a la fecha de diciembre 2016 ver anexo A. (PILA P, 2016)

**Tabla 2.1: Estimación de Reservas del Campo Palo Azul**

ACTIVO	CAMPO	RESERVORIO	FR a la Recuperación Final del Yacimiento (%)	Reserva Total Bls	Producción Acumulación al 31-12-2016 Bls	Factor de Recobro Actual 31-12-2016 (%)	Reservas Probadas Producidas Bls	Reservas Probadas Shutting Bls	Reservas Probadas detrás del casing Bls	Reservas Probadas No desarrolladas Bls
PALO AZUL	PALO AZUL	Basal Tena	16.74	4,345,643	1,701,806	6.55	1,020,497	82,116	1,541,225	
		Napo U	23.7	1,957,608	25,421	0.31	88,034	-	1,741,699	
		Napo T	26.15	1,643,323	4,228	0.07			1,536,794	
		Hollín Superior	-							
		Hollín Inferior	-							
		Hollín	34.27	116,704,210	103,472,537	30.38	9,723,674	112,642		3,395,356
	Subtotal Palo Azul		33%	124,650,784	105,203,992	37	10,832,205	194,758	4,819,718	3,395,356

**Fuente: Petroamazonas EP**

El bloque 18, produce a través del campo Palo Azul en base a la formación Hollín y Basal Tena, a la fecha el campo presenta mayor producción que el campo Pucuna y Pata. El crudo presenta un grado API promedio de 25 grados, el tipo de levantamiento artificial empleado es BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (BES) y Bomba tipo JET.

En la tabla 2.2 se puede mostrar la producción del bloque 18 con los campos Palo Azul y Pata y en el bloque 44 con campo Pucuna, dando a conocer el aporte que representa para la industria en Ecuador. *(Petroamazonas EP, 2016)*

**Tabla 2.2: Producción diaria tomada en la fecha 20/04/2017**

BLOQUE 18	FLUIDO (BFPD)	NETO (BPPD)	AGUA (BAPD)	GRAV API °	% BSW	PROM. ANUAL
CAMPO						
PALO AZUL	77,306.75	8,350.05	68,956.70	25.1	89.2	8,326.42
PATA	692.784	456.91	235.874	20	34	501.66
PUCUNA	2,868.45	1,965.19	903.255	31.1	31.5	1,967.42
Total Bloq. 18	80,867.98	10,772.15	70,095.83			10,795.50

**Fuente: Petroamazonas EP**

Actualmente existen 5 pozos inyectoros de agua en el campo Palo Azul ver tabla 2.3.

**Tabla 2.3: Pozos reinyectores de agua**

REINYECCION AGUA							
CAMPO	POZO	Bls/día	Presión psia	TMP	ppm_oil	ppm_sólidos	ppb_02
PALO AZUL	PLAA-003IH	12030.46	2123	151	74	111	20
PALO AZUL	PLAA-018ITY	0	0	0	0	0	0
PALO AZUL	PLAA-027H	8762.42	2123	151	74	111	20
PALO AZUL	PLAA-035IH	9865.91	2123	151	74	111	20
PALO AZUL	PLAC-011IH	15041.22	2096	151	74	111	20
PALO AZUL	PLAC-022IH	0	0	0	0	0	0
PALO AZUL	PLAC-037R1IH	22828.33	2205	151	74	111	20
PATA	PATA-007ITY	0	0	0	0	0	0
PUCUNA	PCN-001ITI	0	0	0	0	0	0
PUCUNA	PCN-004IH	903.25	900	91.4	3	155	0
TOTAL		69431.59					

**Fuente: Petroamazonas EP**

Se ha estimado una declinación efectiva anual del 35% en el campo PALO AZUL, y este valor se ve reflejado en la caída de producción de los diferentes pozos, ya sea por falla mecánica o por restricciones en el borde del pozo como se analiza más adelante.

## **2.2 CAÍDA DE PRODUCCIÓN.**

Con un índice de declinación del 0.35% la caída de producción puede deberse a procesos químicos (estimulación matricial, inyección de surfactantes, etc.) y mecánicos (perforación, disparos, cementación, etc.) que afectan en el borde del pozo, algunos de esos procesos causan problemas en la producción del hidrocarburo o en los equipos instalados en fondo y en superficie.

A continuación, se presenta diferentes causas que produce una reducción en la tasa de producción del hidrocarburo afectando de manera directa o indirecta al paso del fluido a través del medio poroso hasta llegar a superficie.

### **2.2.1 CONIFICACIÓN DE AGUA O GAS.**

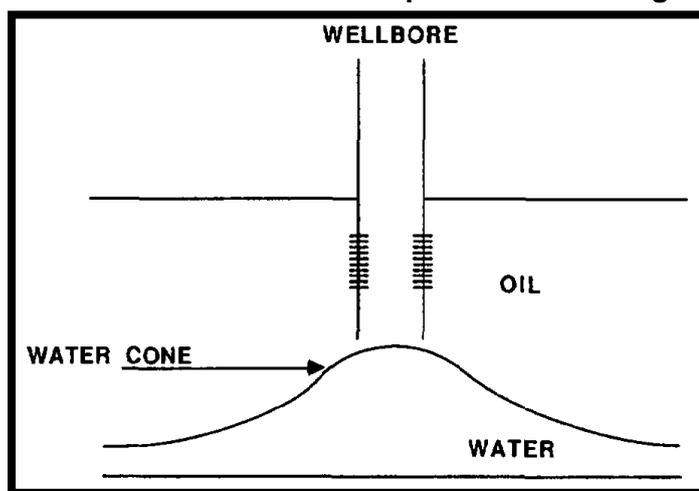
Cuando el agua se encuentra en la parte inferior del hidrocarburo o en la parte superior una capa de gas, el efecto de conificación puede ocurrir cuando el petróleo es producido. (Muskat M, 1949) noto que la conificación tiene mayor probabilidad de ocurrir cuando el pozo solo penetra una porción de la formación o cuando las perforaciones solo son situadas en la zona del petróleo. El gradiente de presión horizontal y vertical creados por la producción del petróleo causa una deformación en el contacto agua-petróleo.

Cuando el gradiente de presión vertical excede el gradiente hidrostático debajo de la zona del agua, el agua es desplazada hacia el pozo dando como resultado una distorsión cónica del contacto agua-petróleo. Si un pozo es producido con demasiada fuerza, puede ocurrir el avance del agua.

El mismo principio se aplica a la conificación por gas, en una capa de gas que se encuentra en la parte superior del hidrocarburo.

Incrementando la penetración del pozo e incrementando la caída de presión al pozo productor, podría resultar en un incremento en el radio de drenaje de agua-petróleo.

**Figura 2.1: Caída de Producción por contacto de agua - gas**



**Fuente: DAÑOS EN EL RESERVORIO**

Este tipo de restricción al paso de hidrocarburo se ve reflejado en los siguientes pozos, su análisis se basa en el historial de producción que presentan y en pruebas de declinación de producción (*Petroamazonas EP, 2017*):

- PLAA-01, PLAB-005, PLAB008, PLAD-008, PLAD-32, PLAB-36H

### **2.2.2 FORMACION DE SÓLIDOS**

El arrastre de sólidos puede convertirse en taponamientos con acumulaciones u otras partículas que son producto de precipitación de fluidos de la formación. Como esos fluidos son producidos, las condiciones de presión y temperatura son alteradas (especialmente cerca del pozo) causando precipitaciones de esas partículas. Algunas precipitaciones pueden formarse cuando fluidos incompatibles de la perforación cementación o un tratamiento ácido entra en contacto con fluidos propios del

reservorio, es por este motivo que fluidos de workover o completación deben ser analizados con los fluidos de la formación para su compatibilidad.

El tipo más común de hidratos son carbonato de calcio y sulfato de calcio, existe otros tipos de elementos que se precipitan bajo ciertas consideraciones como son clorhidrato de sodio, azufre, aragonito. La formación de esos sólidos puede ser minimizada o prevenidos a través de uso de inhibidores químicos.

Dentro de esta categoría se cita 5 pozos para ejemplificar, esta formación de hidratos ha sido visto pegados en las paredes del equipo de completación de fondo, en las ranuras de las camisas de circulación, impidiendo el paso del fluido hacia superficie, por esta razón se realiza trabajos de reacondicionamiento de limpieza y hasta cambio de partes del equipo de fondo, entre ellos se presenta (*Petroamazonas EP, 2017*):

- PLAD-012, PLAC-013, PLAN-050, PLAB-010, PLAA-016

### **2.2.3 COLAPSO EN LA FORMACIÓN**

En formaciones poco consolidadas o mal cementadas, una peligrosa caída de presión que ocurre alrededor del pozo puede causar el colapso de la formación, cuando esto ocurre, la estructura porosa es alterada y la permeabilidad es reducida, causando un daño alrededor del borde del pozo. Para prevenir este tipo de restricción, una pequeña fractura o mini fractura es necesario desarrollar en la vida temprana del pozo. El hacer la fractura ayudará a minimizar el gradiente de presión y reducir la posibilidad de un colapso en la formación.

La presión se depleta a través del reservorio, la presión overburden causado por el sobre peso de las rocas tiende a comprimir la formación.

Esta presión overburden puede también alterar la estructura del poro y reducir la permeabilidad. El grado de severidad está en función de la compresibilidad de la formación. Formaciones blandas como las

encontradas en las costas del Golfo puede experimentar reducciones en la permeabilidad hasta en un 10% o más.

En esta categoría el pozo PLAB-026 presenta mala cementación en su registro, causando comunicación entre arenas, causando que parte del fluido producido de la formación hollín ingrese en la formación Basal Tena. *(PETROAMAZONAS EP, 2017)*

#### **2.2.4 FALLAS MECÁNICAS**

Fallas mecánicas pueden ocurrir en un pozo por diferentes causas entre ellas son:

- Corrosión en equipos de fondo
- Depósito de desechos en la cara del pozo
- Producción de la formación de arena
- Insuficiente protección de cemento
- Uso de equipo que no está diseñado para grandes profundidades, temperaturas y presiones del pozo
- Corrosión en la tubería

El pozo PLAC-017 presenta múltiples problemas en su desarrollo entre los cuales se tiene:

- Ejes de la bomba rotos.
- Problemas eléctricos en BES.
- Efecto de corrosión en tubing.

### **2.3 POZOS POR FRACTURAR**

En esta parte del trabajo se propone cuatro pozos para realizar un trabajo de reacondicionamiento mediante fracturamiento hidráulico para reactivar la producción en el campo Palo Azul.

Los pozos candidatos se ha tomado en base a características y propiedades analizadas anteriormente, entre ellas un corte de agua moderado, perteneciente a la formación hollín, sea un pozo productor, tenga buena cementación, presente capas superiores e inferiores como rocas sellos evitando la conexión de la fractura con el acuífero, alto contenido de hidrocarburo, continuidad en las arenas con pozos aledaños, etc.

Algunos valores como esfuerzos, módulo de Young, compresibilidad, gradiente de fractura entre otros se ha tomado del pozo PLAN-054 analizado en el capítulo anterior a detalle.

A continuación, se presenta el análisis de los pozos propuestos:

### **Palo Azul N-59**

Para que el pozo sea candidato se tomó en cuenta ciertas consideraciones entre ellas se detalla a continuación:

- El pozo presenta alto corte de agua (88%), se propone nuevos intervalos no explorados en la formación hollín.
- Pozo con buena cementación entre tubing-open hole.
- 28 ft de separación del contacto agua petróleo.
- Se presenta un sello de 18 ft de roca lutita, con una resistividad de -32.56 mV, con una porosidad de -0.0427%.
- En los intervalos a fracturar presenta petróleo móvil.
- Para mayor seguridad se propone realizar un tapón de cemento a la profundidad de 10155 ft en MD, para prevenir el avance del acuífero.
- En la parte superior del intervalo se presenta roca caliza como roca sello, permitiendo que la propagación de la fractura no se expanda más de lo planificado.
- No presenta alto valor de daño su valor promedio es de (+2)

Bajo estas consideraciones se presenta el intervalo para realizar F.H:

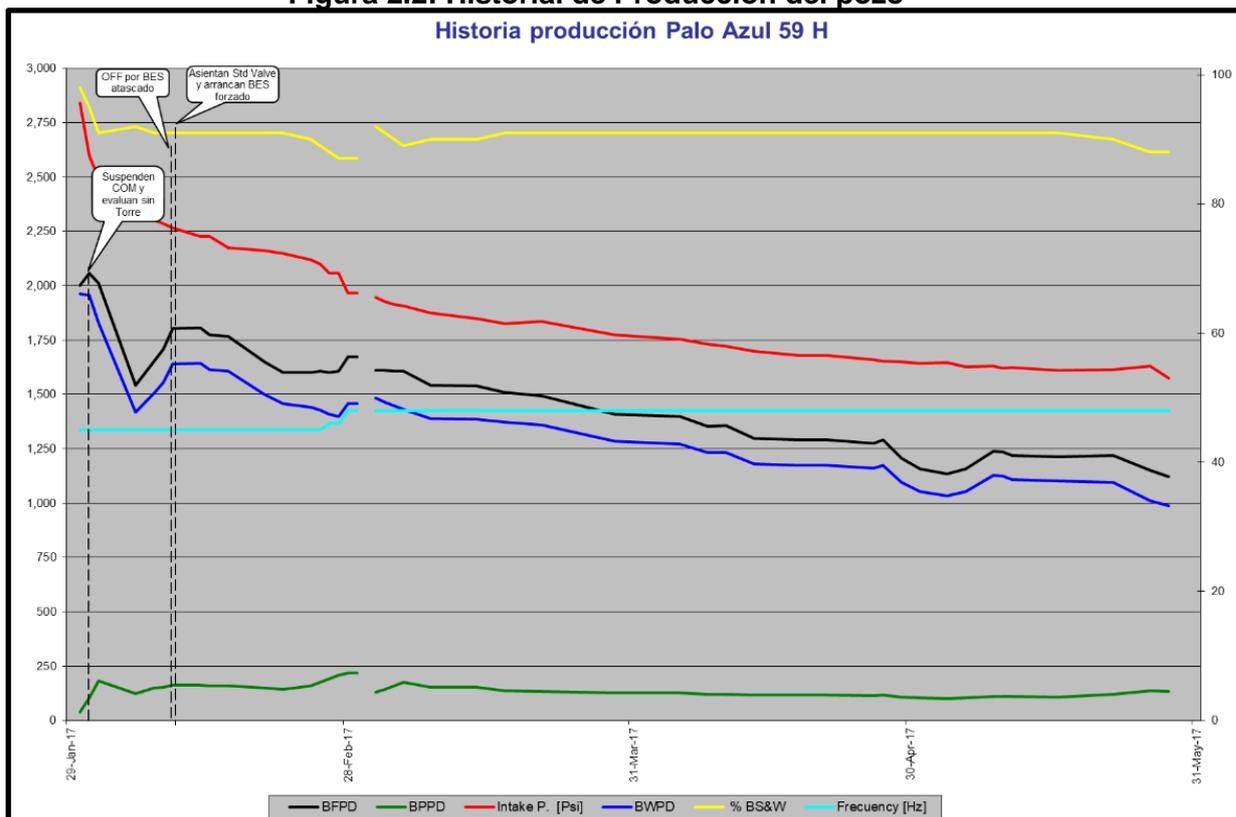
**Tabla 2.4: Intervalo de Interés pozo Palo Azul N-59**

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	φ %	Condición Actual		
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %
PLAN 59	Hollín	1	10123	10135	12	Se propone nuevas zonas de interés que no se han desarrollado, 30 ft de separación de zonas actuales de producción	151.138	0.108	Sin desarrollar		
		2	10141	10148	7		141.724	0.114			
		3	10151	10155	4	Punzados existentes abiertos	231.114	0.115	135	987	88%

**Fuente: Petroamazonas EP**

El pozo inicia operaciones en enero del 2017 con fuerte aporte de agua en un promedio de 90% con una producción de 160 BPPD Y 1441 BAPD, a la fecha de mayo del 2017 produce a una tasa de 135 BPPD y 987 BAPD con un corte de agua del 88%, opera con bomba BES a una frecuencia de 48% y un amperaje de 78 amperios, en la figura 2.2 se muestra su historial de producción. (*Petroamazonas EP*)

**Figura 2.2: Historial de Producción del pozo**



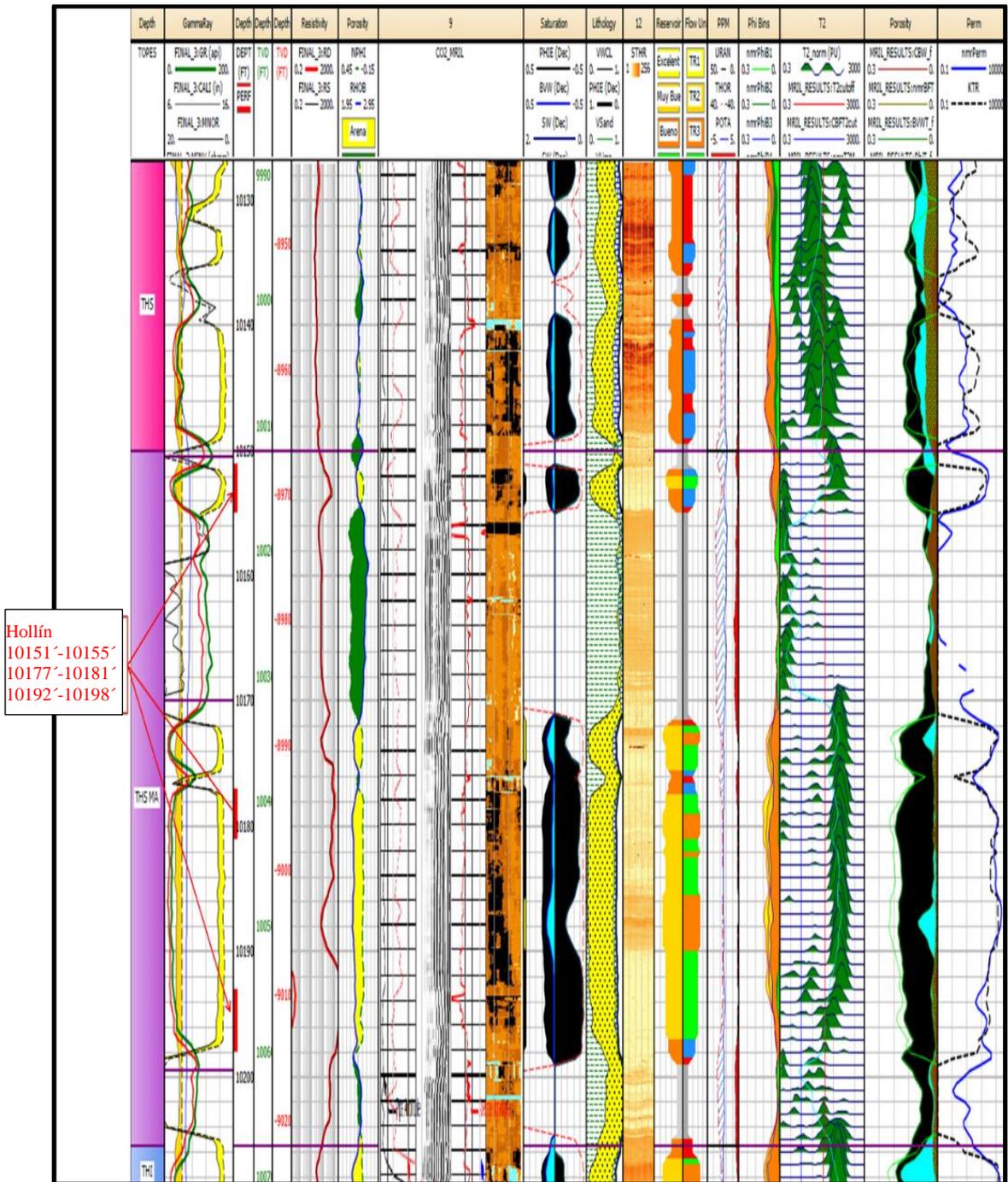
**Fuente: Petroamazonas EP**

Como se puede observar en la figura 2.3, se tiene perforado la formación Hollín en tres diferentes intervalos y a la fecha trabaja con un corte de agua del 88%, por este motivo no se aprovecha los punzados realizados, se

propone nuevos intervalos para realizar fracturamiento hidráulico con reservas de petróleo y lejos del contacto agua petróleo como se verá a continuación en la figura 2.5.

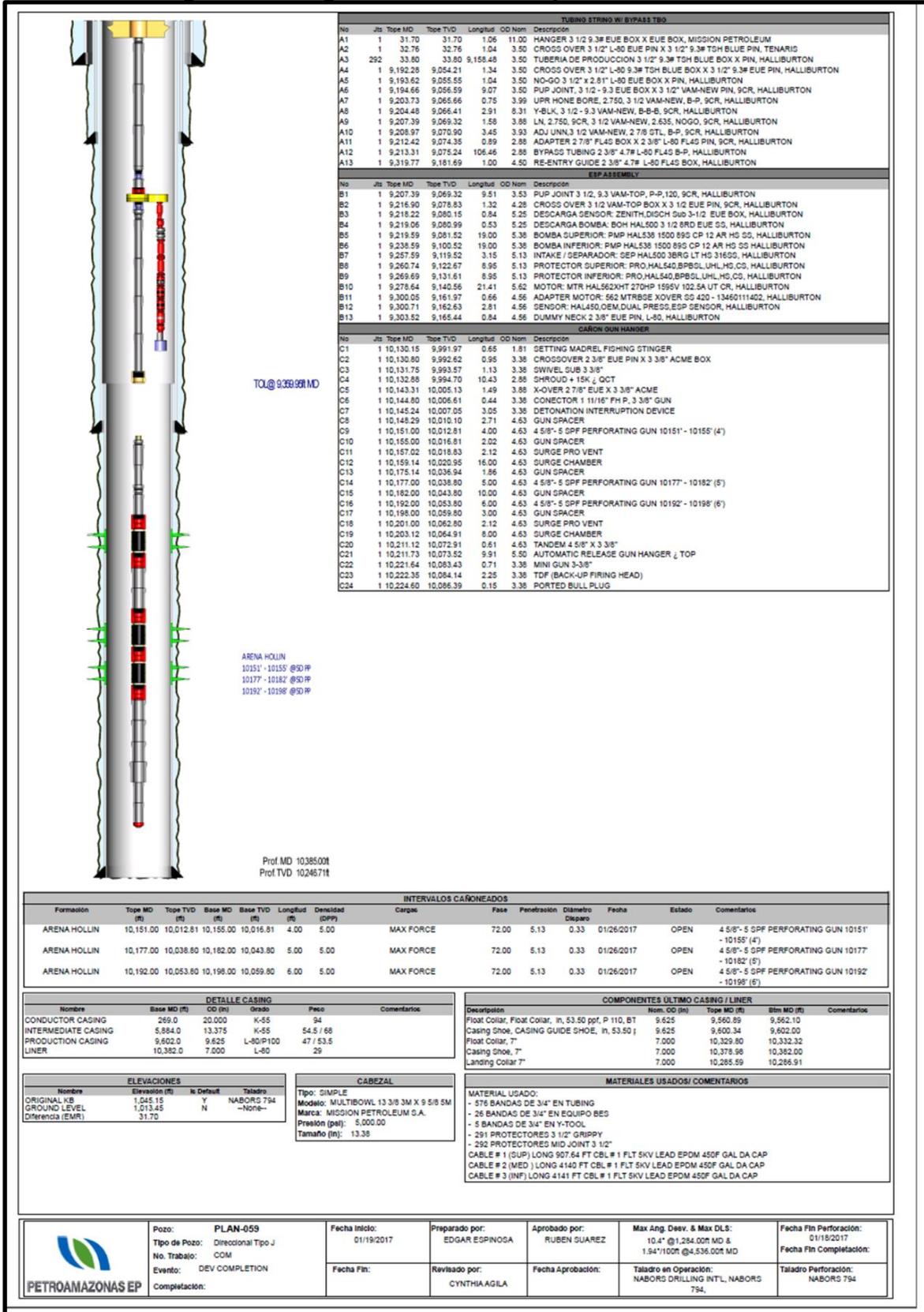
En la figura 2.4 se puede observar el diagrama mecánico del pozo, el cual indica que el pozo es vertical, recubierto de casing y cementado, completación de fondo convencional y los diferentes intervalos de disparos realizados en fechas anteriores.

**Figura 2.3: Registro Eléctrico del pozo Palo Azul N-59 con punzados anteriores**



Fuente: Petroamazonas EP

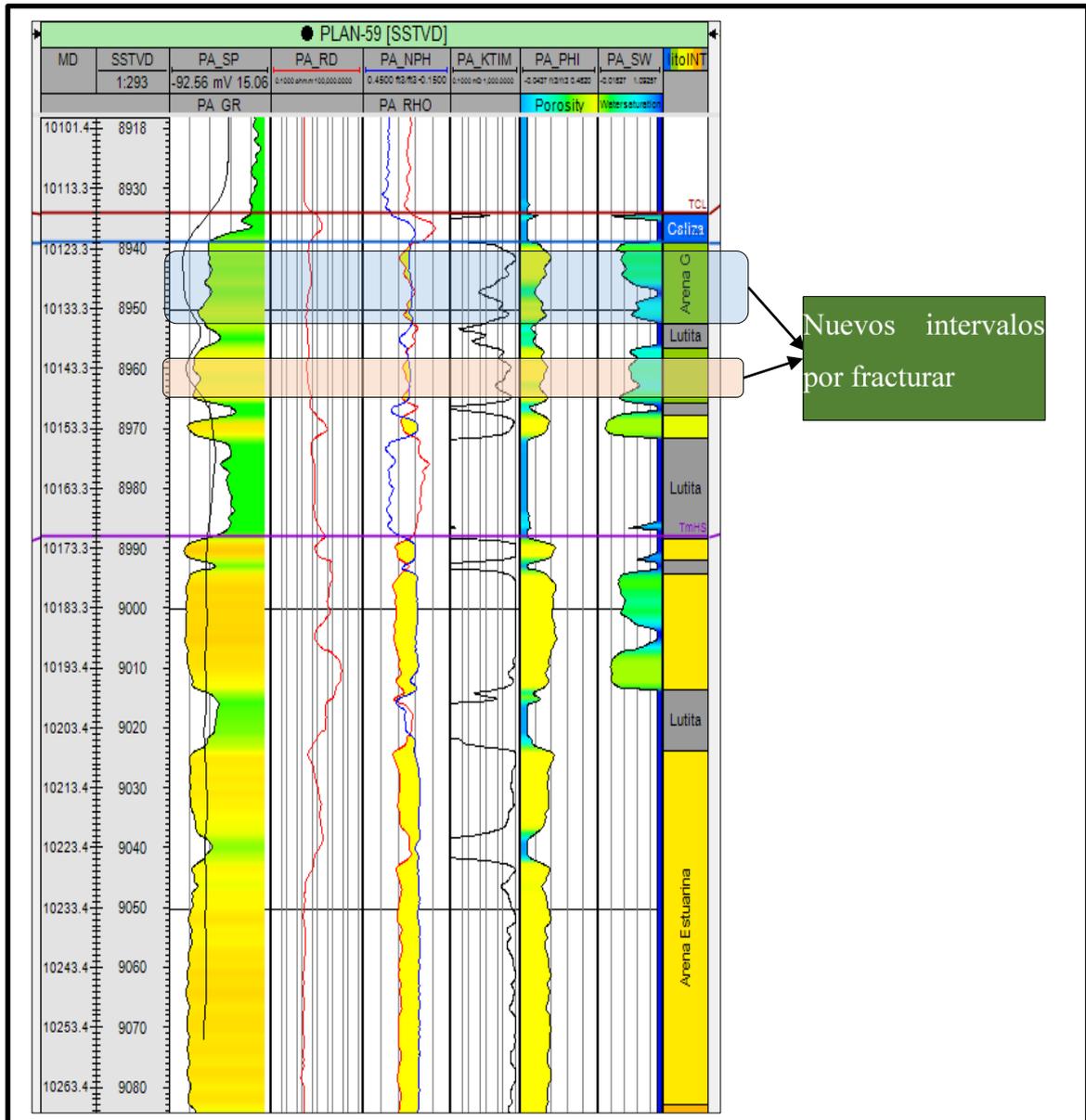
Figura 2.4: Diagrama mecánico del pozo Palo Azul N 59



Fuente: Petroamazonas EP

A continuación, se presenta el registro eléctrico en la figura 2.5, donde se puede apreciar los intervalos a fracturar, con su correspondiente litología:

**Figura 2.5: Registro eléctrico con nuevas zonas a fracturar**

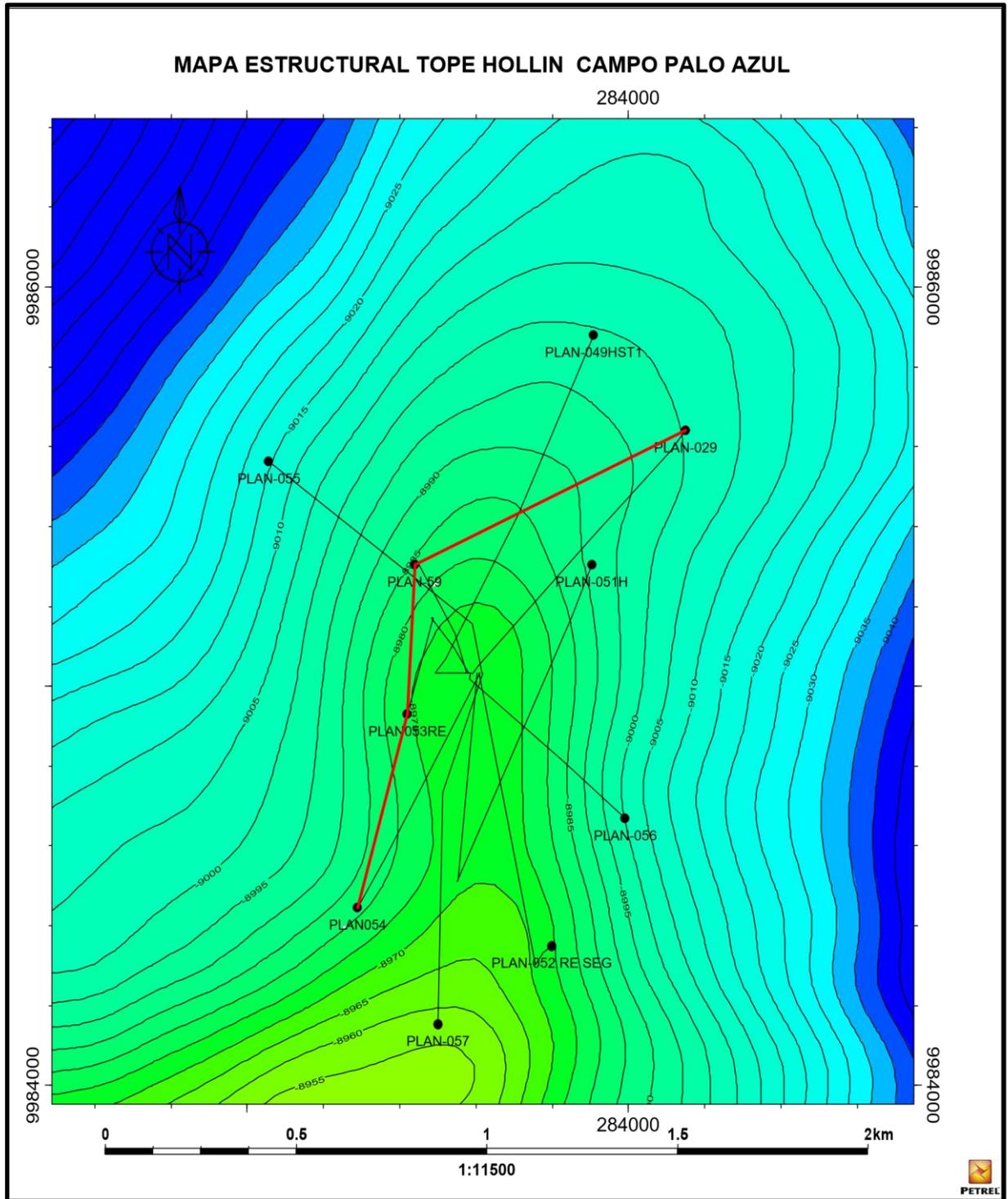


Fuente: Petroamazonas EP

Otro factor importante es ver la continuidad de las arenas con pozos aledaños; este tipo de estudio garantiza que la producción del pozo fracturado se mantenga en gran volumen durante un largo período de tiempo, cabe mencionar que esta correlación depende del direccionamiento con el que se tome, como se presenta a continuación.

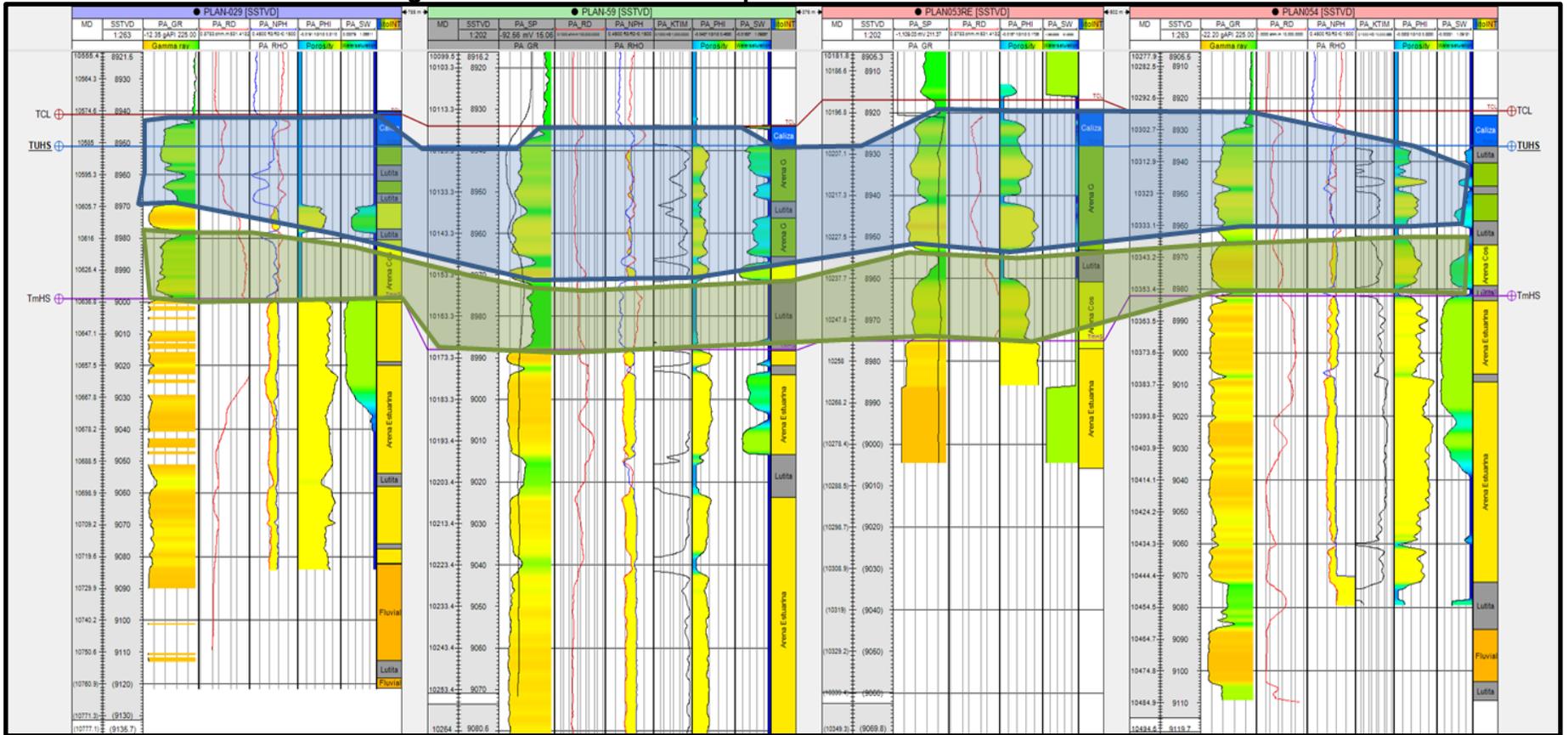
En la primera correlación que se va a realizar se tomará en sentido NE-SW, dentro de esta trayectoria se toma los pozos PLAN 29, PLAN 59, PLAN-53RE, PLAN 54, quedando de la siguiente manera:

**Figura 2.6 Correlación lateral pozo PLAN 59 sentido NE-SW**



Fuente: Petroamazonas EP

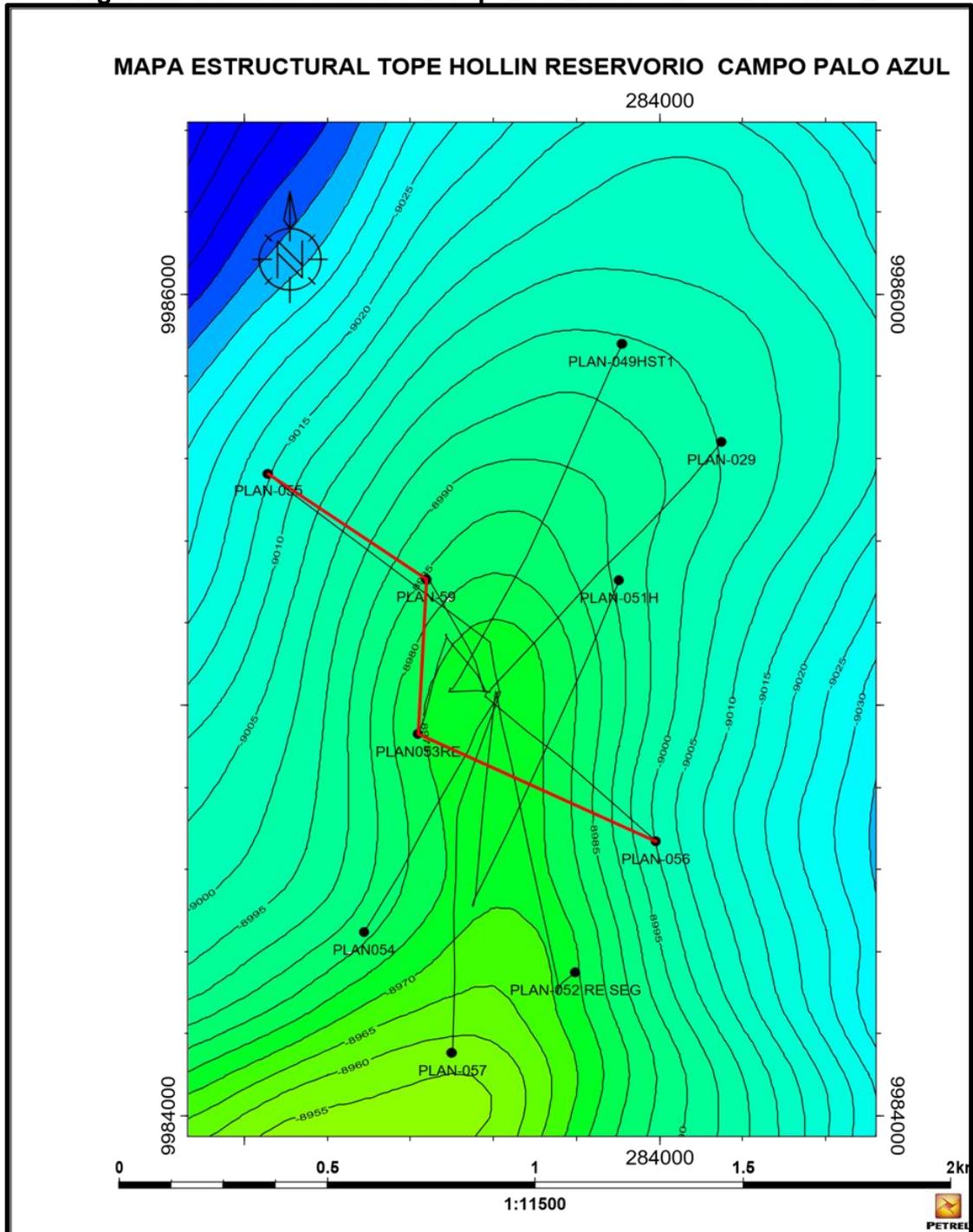
Figura 2.7: Correlación lateral pozo PLAN 59 sentido NE-SW



Fuente: Petroamazonas EP

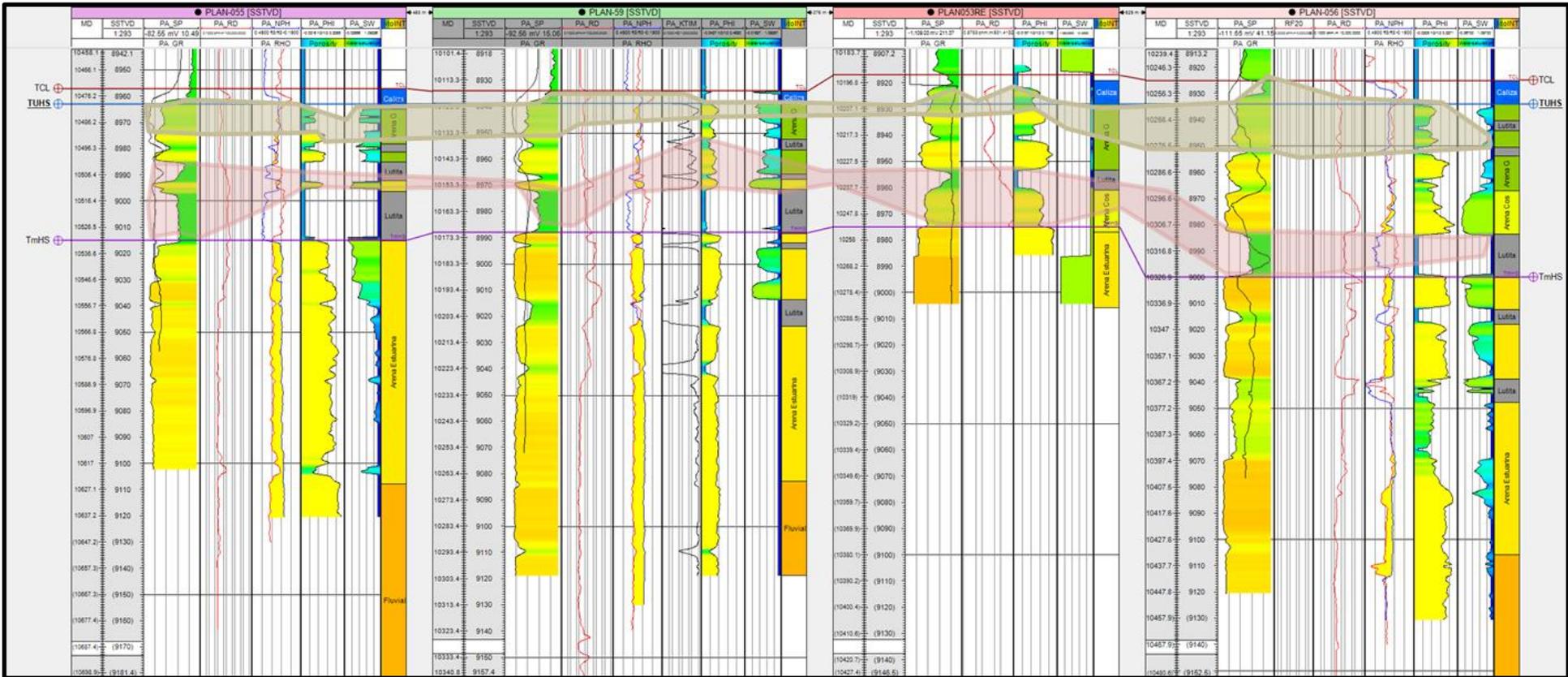
En la correlación lateral de la figura 2.8 se dará otro sentido de drenaje, tratando de dar un sentido opuesto al analizado anteriormente, dando una idea de cuál sería más atractivo económicamente; se toma los pozos PLAN-055, PLAN 59, PLAN-053RE, PLAN-056.

**Figura 2.8: Correlación lateral de pozo PLAN 59 en sentido NW-SE**



Fuente: Petroamazonas EP

Figura 2.9: Correlación lateral de pozo PLAN 59 en sentido NW-SE



Fuente: Petroamazonas EP

Como se puede observar se tiene mayor aceptación y barrido cuando el sentido de la fractura es en dirección NE-SW, garantizando que el volumen de hidrocarburo que se vaya a obtener de esta zona se mantenga durante un largo período y que la intervención del trabajo de fracturamiento hidráulico sea económicamente viable recuperando la inversión obteniendo ganancias y como objetivo principal el aumento de la producción del campo.

### **Palo Azul N-56**

Para que el pozo sea candidato se tomó en cuenta ciertas consideraciones entre ellas se detalla a continuación:

- El pozo presenta alto corte de agua (52%) y se propone nuevos intervalos no explorados en la formación hollín.
- Pozo con buena cementación entre tubing-open hole.
- 26 ft de separación del contacto agua petróleo.
- Se presenta un sello de 14 ft de roca lutita, con resistividad de 200mv
- En los intervalos a fracturar presenta petróleo móvil.
- Para mayor seguridad se propone implementar un sello de cemento a la profundidad de 10324 ft en MD, para prevenir el avance del acuífero.
- En la parte superior del intervalo se presenta roca
- Presenta alto valor de daño su dé (+10)
- Se plantea re disparar el intervalo abierto a la profundidad de 10280-10309 ft en MD, por su baja permeabilidad y baja saturación de agua.

Bajo todas estas consideraciones se presenta el intervalo para realizar F.H.:

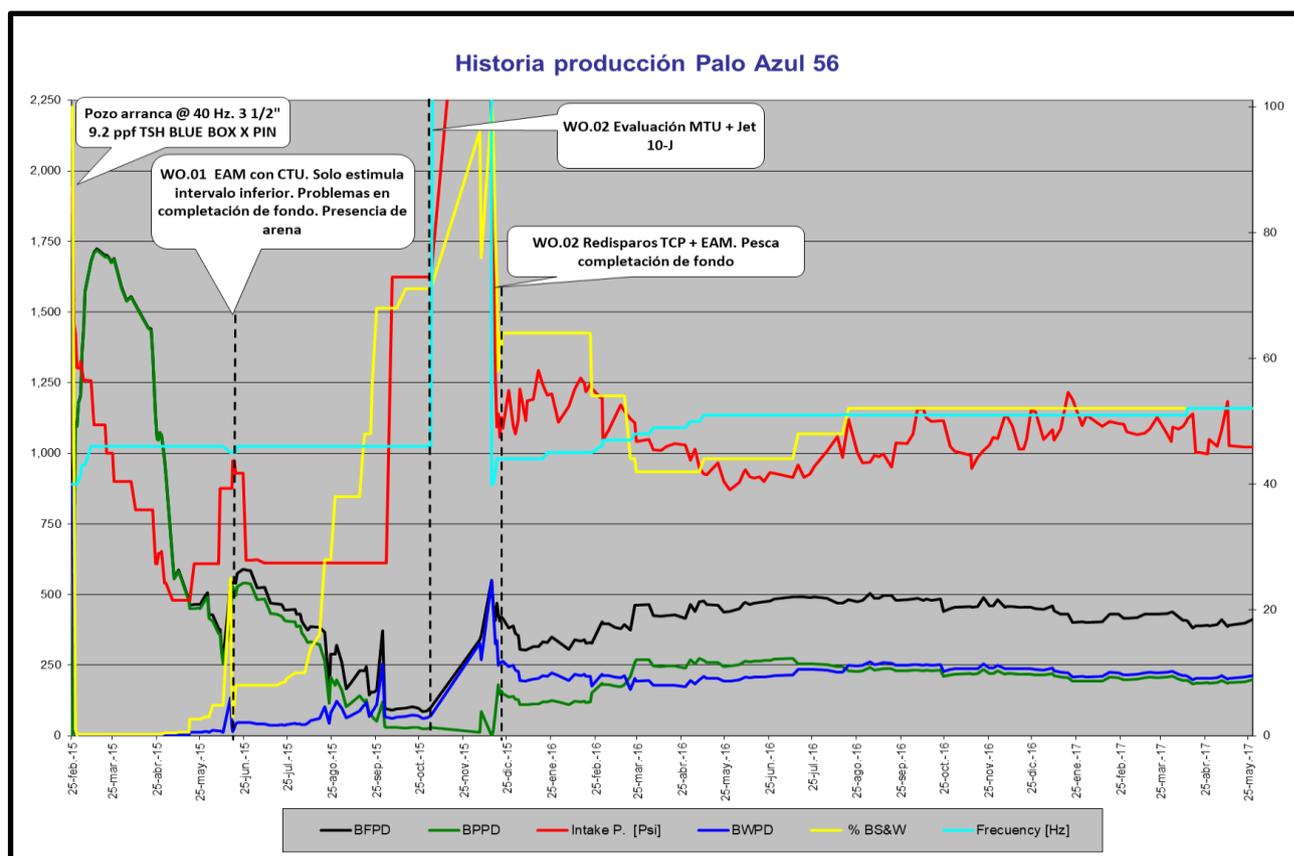
Intervalo de Interés:

**Tabla 2.5:Intervalos a fracturar en pozo Palo Azul N 56**

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	φ %	Condición Actual		
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %
PLAN 56	Hollín	1	10263	10276	13	Nueva zona sin explorar	29.302	0.071	Sin desarrollar		
		2	10280	10309	29	punzados existentes abiertos	277.874	0.118	190	240	52

**Fuente: Petroamazonas EP**

El pozo Palo Azul N-56; inicia operaciones en febrero del 2015, en su inicio su producción se estabiliza en un promedio de 1440 BPPD con una saturación de agua del 0.2%, a la fecha de mayo del 2017 opera con una producción de 190 BPPD con un promedio de saturación de agua del 52%, opera con equipo BES. Se ha realizado trabajos con estimulación ácida matricial por presencia de arena en completación de fondo, tapando camisa de circulación. (Petroamazonas EP, 2017)



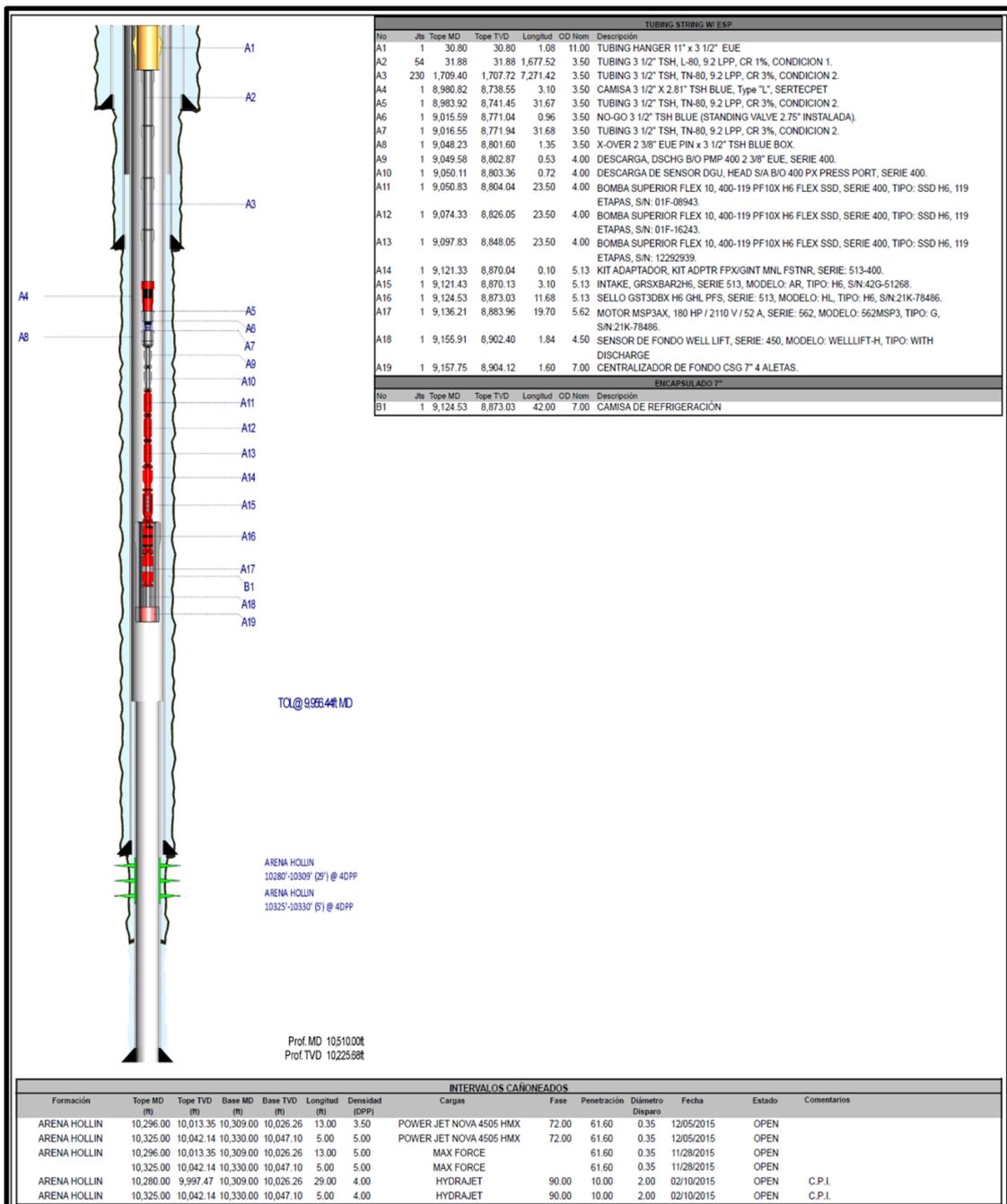
**Fuente: Petroamazonas EP**

Como se puede ver en la figura anterior el historial de producción del pozo desde la fecha marzo a junio del 2015 ha tenido una gran caída de producción de hidrocarburo, para mejorar su producción se realiza dos intervalos de disparos en la formación hollín mismo que levanta la producción a un máximo de 500 BPPD.

En la figura 2.11 se puede observar que el pozo es vertical, alcanza una profundidad de 10510 ft en MD, su completación de fondo alcanza una

profundidad de 9157,57 ft en MD, los dos intervalos realizados en la formación Hollín se encuentran ubicados a una profundidad de 10280-10309ft y 10325-10330ft en MD con una densidad de 5 y 4 DPP respectivamente.

Figura 2.11: Diagrama Mecánico del pozo Palo Azul N-56



Fuente: Petroamazonas EP

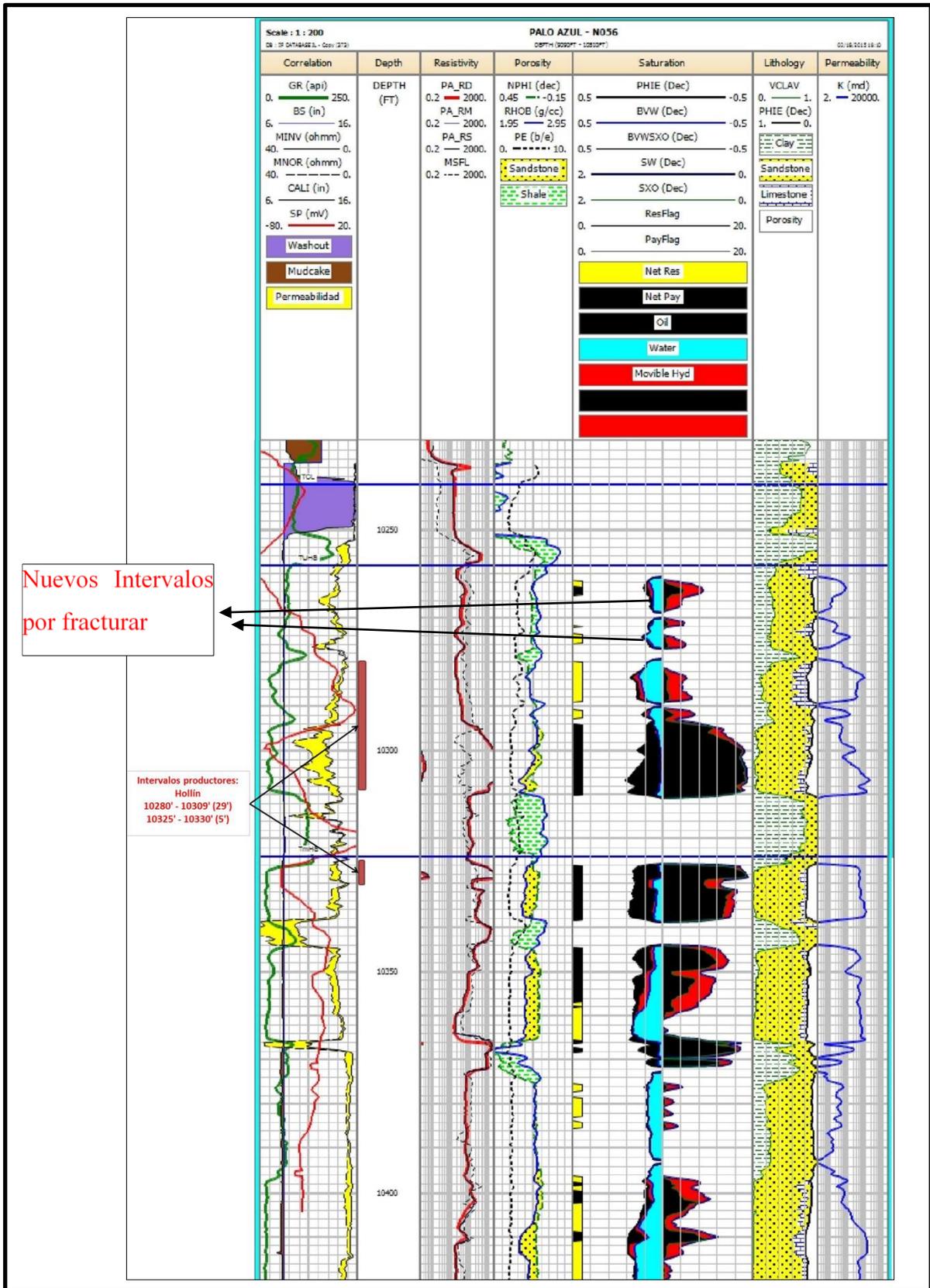
La interpretación del registro eléctrico del pozo fue necesario para tomar decisiones de los intervalos a realizar fracturamiento hidráulico.

Como se había mencionado en párrafos anteriores el corte de agua actualmente se encuentra en 52%, es por este motivo que se descarta utilizar los dos punzados anteriormente abierto como entradas de fracturamiento hidráulico, se descarta el intervalo que se encuentra a mayor profundidad (10325-10330 ft en MD), debido que el avance del agua se hace cada vez más notorio, reduciendo la producción del hidrocarburo.

Entre los dos intervalos existe una capa de arcilla de 12 pies el mismo que servirá como un temprano sello geológico para el avance del contacto agua petróleo y realice comunicación con la fractura, para mayor seguridad se propone la colocación de un packer en la parte superior del segundo intervalo a una profundidad de 10320 a 10325 ft en MD, garantizando que la producción de petróleo no se vea afectada por un largo período de tiempo por intrusión de agua.

La parte de hollín superior muestra gran signo de interés en producción mostrando hidrocarburo móvil y sin ser producido a la fecha, presenta gran cantidad de saturación de agua en color azul, pero es reflejo de arena glauconita que es composición de silicato de hierro, causando que aumente la conductividad y la resistividad baje, haciendo parecer una saturación de agua, pero este factor es corregido en base a la petrofísica y se pinta con intervalos de petróleo móvil y pequeñas partes con saturación de petróleo inmóvil, como se puede ver en la figura 2.12 del registro eléctrico tomado en el pozo Palo Azul N-056:

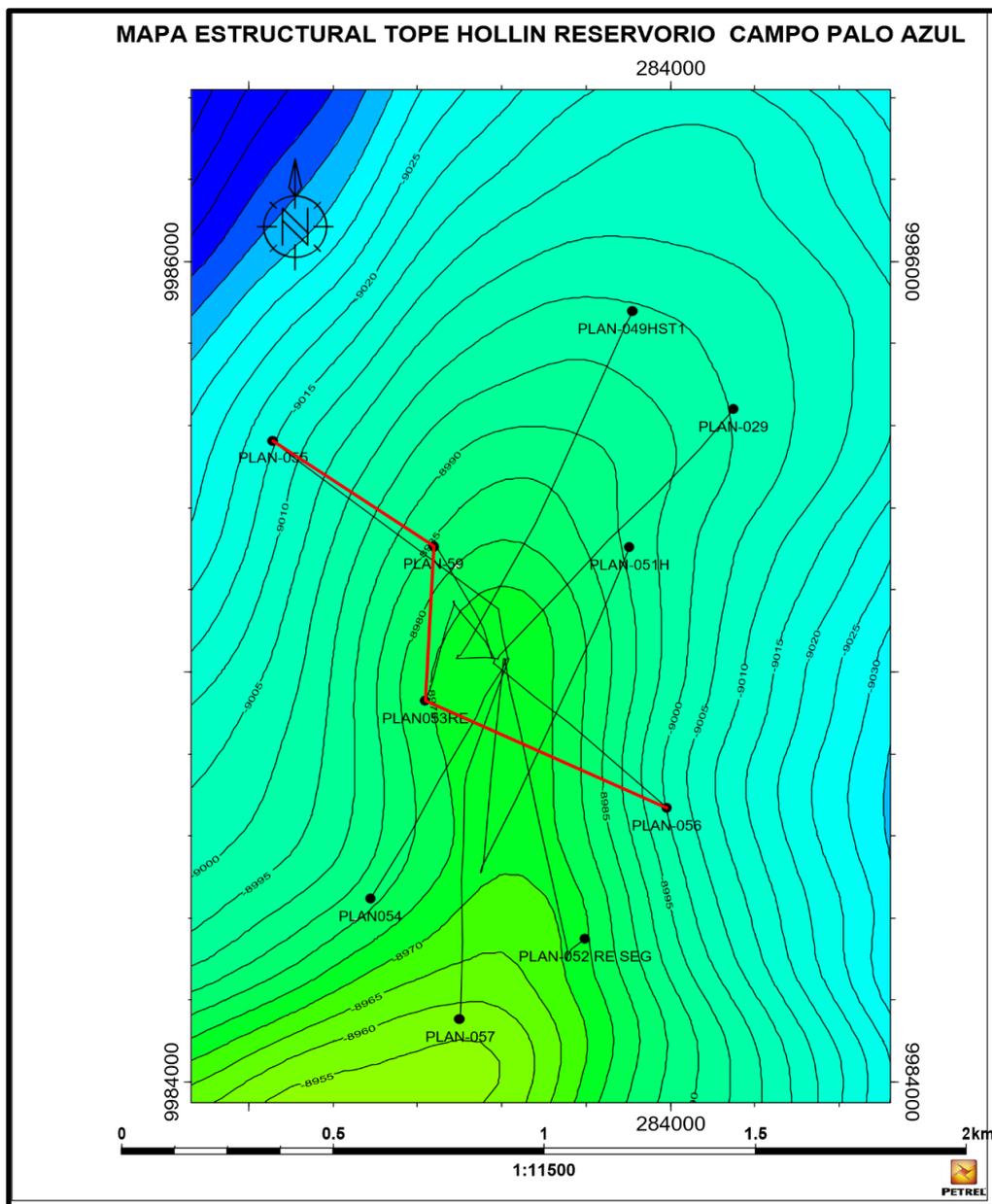
Figura 2.12: Registro eléctrico del pozo Palo Azul N56



Fuente: Petroamazonas EP

Como se había hecho mención en el anterior pozo a fracturar es importante la continuidad de las arenas con pozos aledaños; este tipo de estudio garantiza que la producción del pozo fracturado se mantenga en gran volumen durante un largo período de tiempo, depende del direccionamiento con el que se tome, como se presenta a continuación. Se toma el pozo N-56 en dirección NW-SE, para determinar su continuidad con las arenas, en esta recta se tiene los pozos PLAN-055, PLAN 50, PLAN 053 RE y PLAN-056.

**Figura 2.13: Correlación lateral en pozo Palo Azul N 56 dirección NW-SE**

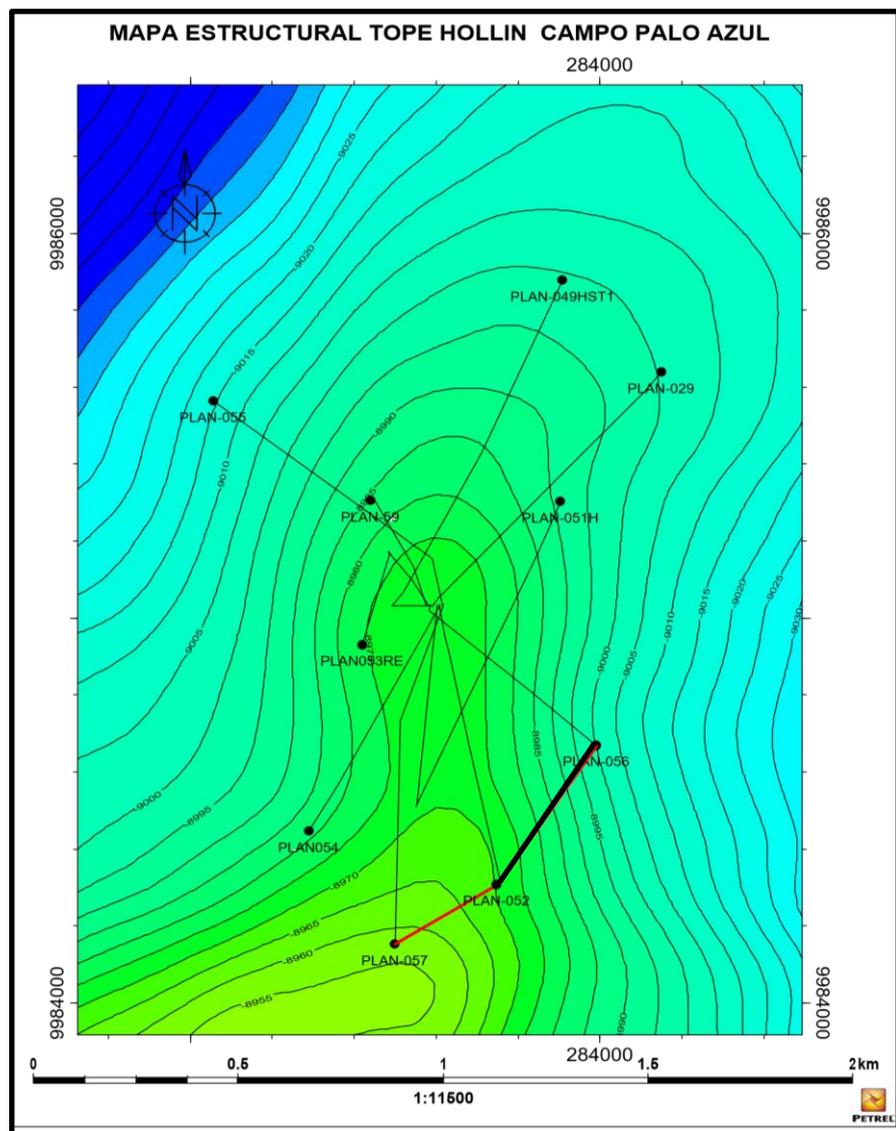


Fuente: Petroamazonas EP

Como se puede notar en la figura 2.13 la trayectoria que se toma es igual a la que se muestra en la correlación lateral del pozo Palo Azul N 59 NW-SE de la figura 2.8, y su análisis es el mismo que se realizó en la figura 2.9 dando una idea de cuál sería su aporte si se realizara el fracturamiento hidráulico en dicha dirección.

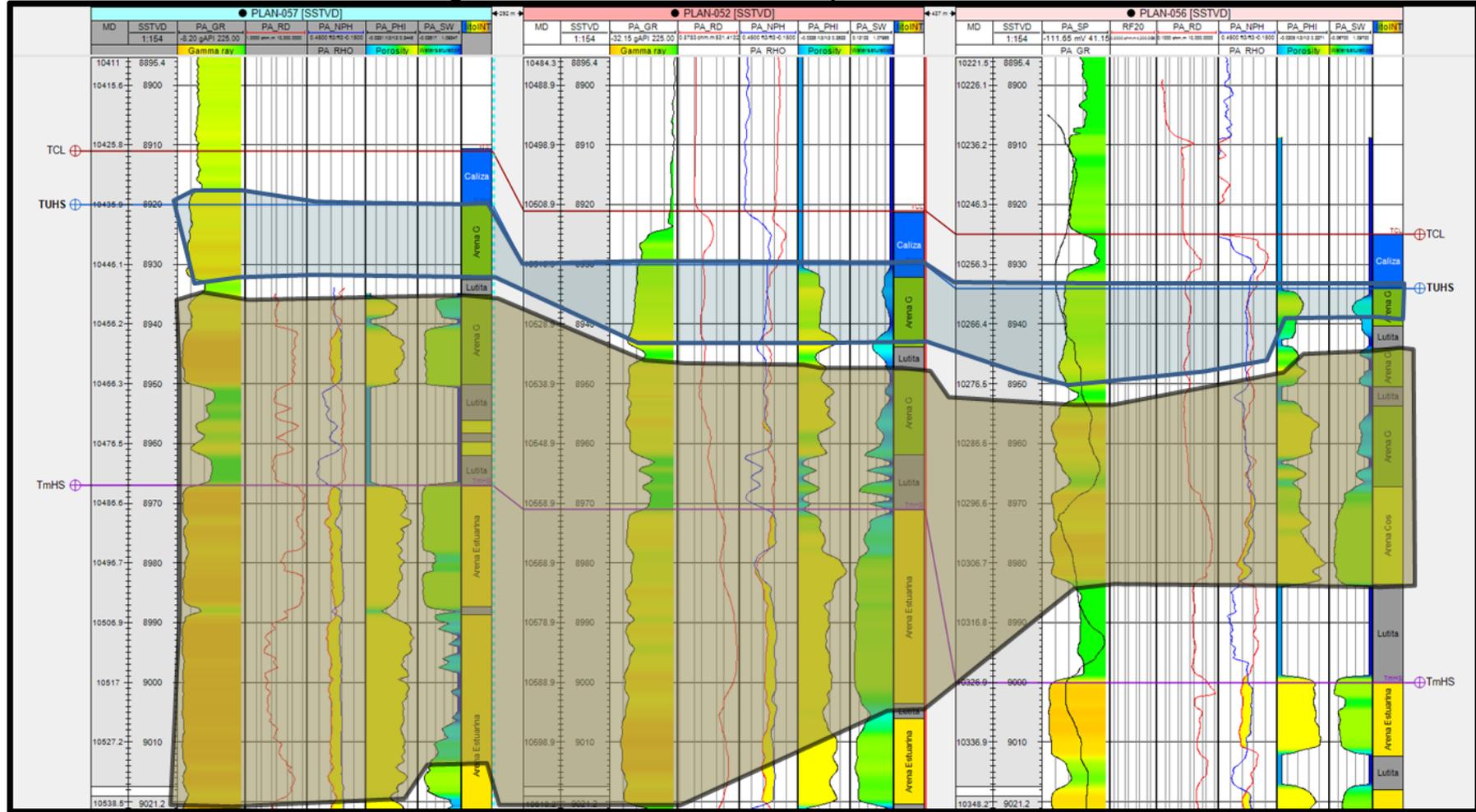
Para el siguiente direccionamiento se toma en sentido NE-SW, el mismo que consta de tres pozos aledaños, que son PLAN 57, PLAN 52, PLAN 56, no se toma pozos superiores como PLAN 051H, PLAN 29, PLAN 049, debido a que producen de la arena T o Basal Tena actualmente ver figura 2.14:

**Figura 2.14: Correlación Lateral del pozo Palo Azul N 56 sentido NE-SW**



Fuente: Petroamazonas EP

Figura 2.15: Correlación Lateral en pozo Palo Azul N 56



Fuente: Petroamazonas EP

Se puede observar en la figura 2.15 la continuidad de los dos intervalos y se observa que presentan un elevado porcentaje de aporte de hidrocarburo con los pozos aledaños, volviendo un buen prospecto para fracturamiento hidráulico con punzados abiertos en el año del 2015, y nuevas zonas de interés.

La dirección del fracturamiento podría ser cualquiera tomando en cuenta que en los dos escenarios presenta gran contenido de reservas de hidrocarburo, que se puede recuperar, aumentando la producción del campo, y dar un aporte significativo en base a datos y resultados analizados técnicamente.

### **Palo Azul N-57**

Al permanecer cerrado el pozo la restauración de presión desde la zona de drenaje hacia el pozo aumenta, teniendo ventaja al transportar el hidrocarburo desde fondo del pozo hacia superficie.

Entre las características que se puede notar en los intervalos a realizar fracturamiento hidráulico se conoce:

- Buena permeabilidad en los intervalos de interés 2000 md
- Porosidad buena 20%
- Tipo de daño medio (+10)
- Presencia de petróleo móvil en las arenas.
- Arena glauconita con buena sedimentación, sin intrusión de arena sucia
- Bajo corte de agua (52%)
- Restauración de presión desde zona de drenaje hacia el pozo.
- Zonas de interés cañoneadas en etapa inicial del pozo.

Bajo estas consideraciones se propone los siguientes intervalos para F.H.

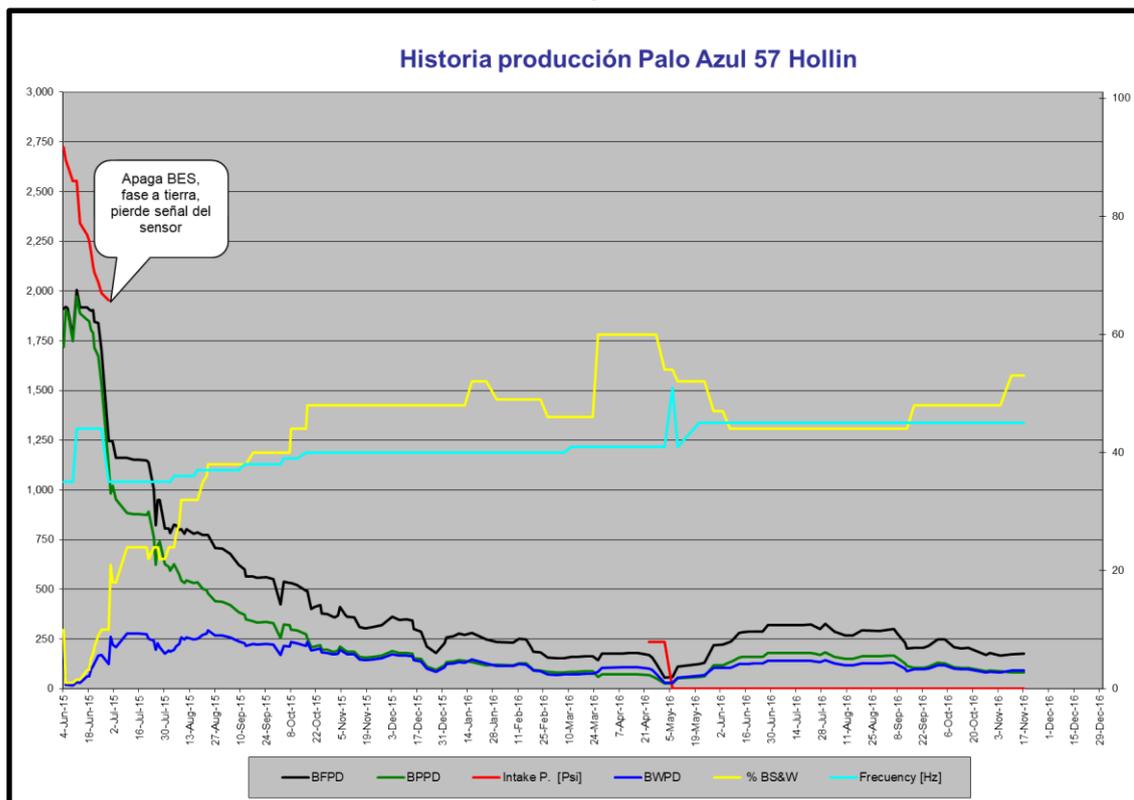
**Tabla 2.6: Intervalos de interés en pozo Palo Azul N 57**

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	φ %	Condición Actual		
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %
PLAN 57	Holín	1	10452	10467	15	punzados existentes abiertos	298.645	0.118	99	111	54
		2	10484	10491	7		849.230	0.175			

**Fuente: Petroamazonas EP**

El pozo que se presenta para fracturamiento hidráulico Palo Azul N-57, actualmente produce de la formación Basal Tena, con una producción de 500 BPPD y una tasa de 9 BAPD, con un corte de agua del 1.6%, y la formación Hollín ha sido cerrado por su bajo aporte de producción.

**Figura 2.16: Historial de producción del pozo Palo Azul N 57 Formación Hollín**



Fuente: Petroamazonas EP

Se muestra este pozo como una vía alterna cuando la producción en la arena Basal Tena tenga una grave caída de producción, y aprovechar la restauración de presión en la formación Hollín recuperando 300 BPPD con trabajo de fracturamiento hidráulico.

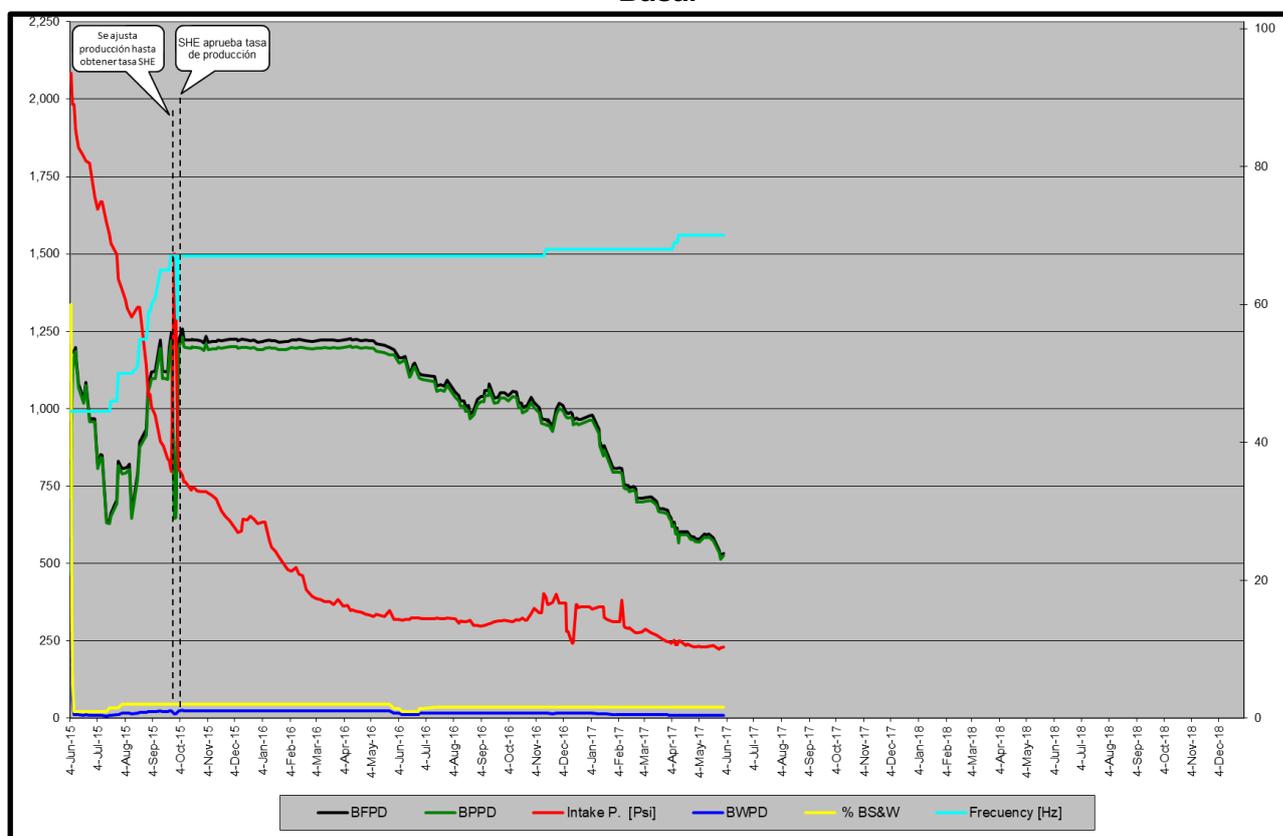
El pozo inicia operaciones en la formación Hollín en enero del 2015 con una producción de 1900 BPPD Y 192 BAPD, con un corte de agua del 1%, se deja de producir en diciembre del 2016 con una saturación de agua de 53% produciendo una rata de petróleo de 99 BPPD y 111 BAPD.

Se deja de producir de formación Hollín debido a su poco aporte, y se tiene

gran prospecto en la formación Basal Tena, se ha realizado estudio y se ha determinado que el aporte del pozo al abrir la formación Hollín alcanzaría un valor de 400 BPPD, para su intervención se propone los intervalos abiertos en su etapa inicial, para aprovechar sus buenas condiciones petrofísicas.

A continuación, se presenta el historial de producción en la formación Basal Tena en la figura 2.17, se muestra el aporte significativo que tuvo el pozo cerrando la formación Hollín y abriendo la zona de Basal Tena.

**Figura 2.17: Historial de producción del pozo Palo Azul N 57 Formación Basal**

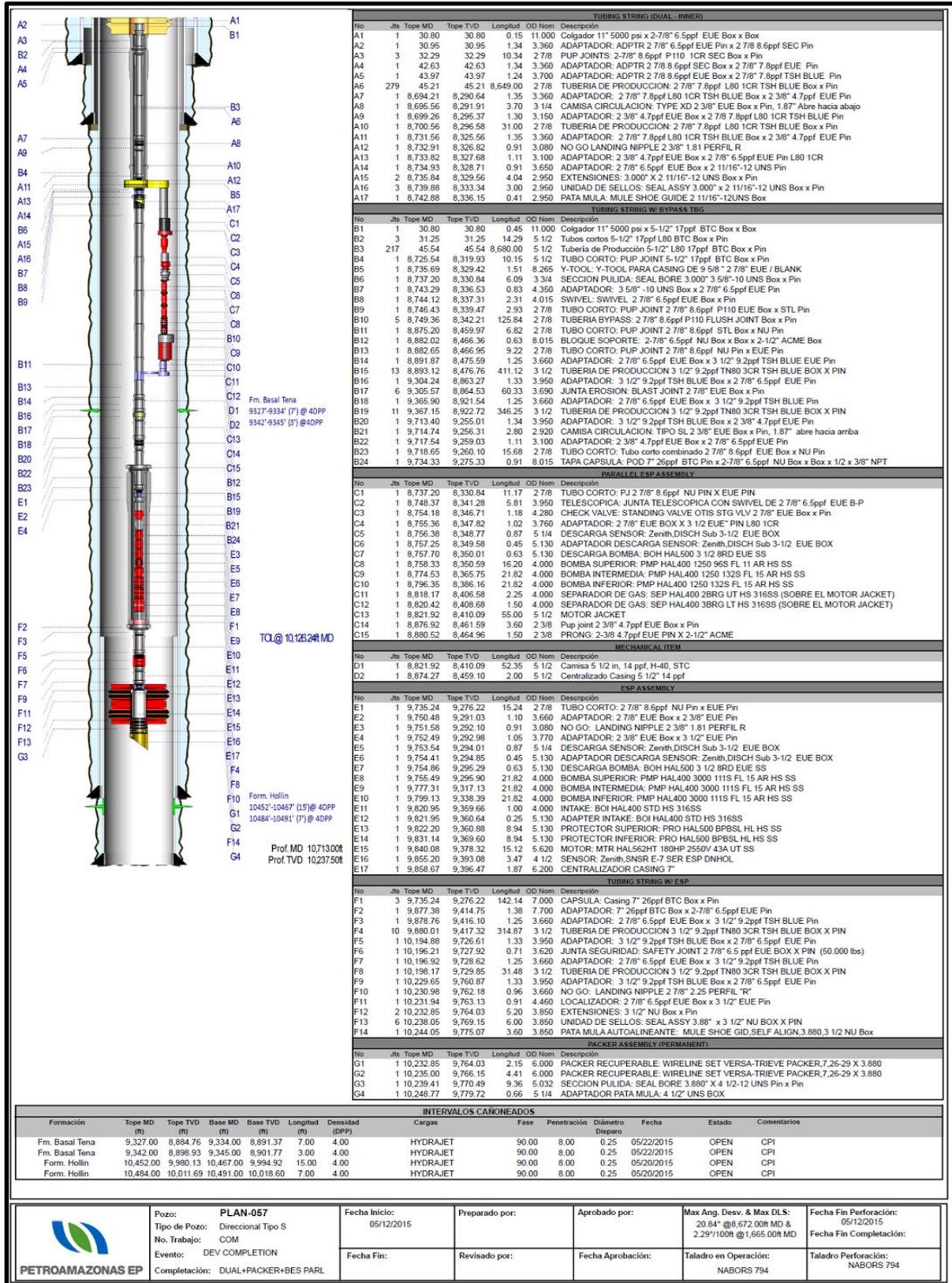


**Fuente: Petroamazonas EP**

En la figura 2.18 se puede observar el diagrama mecánico del pozo, el cual indica que el pozo es vertical, con dos intervalos abiertos de 15 y 7 ft de espesor con una densidad de 4 DPP, con un diámetro de 0.25 in.

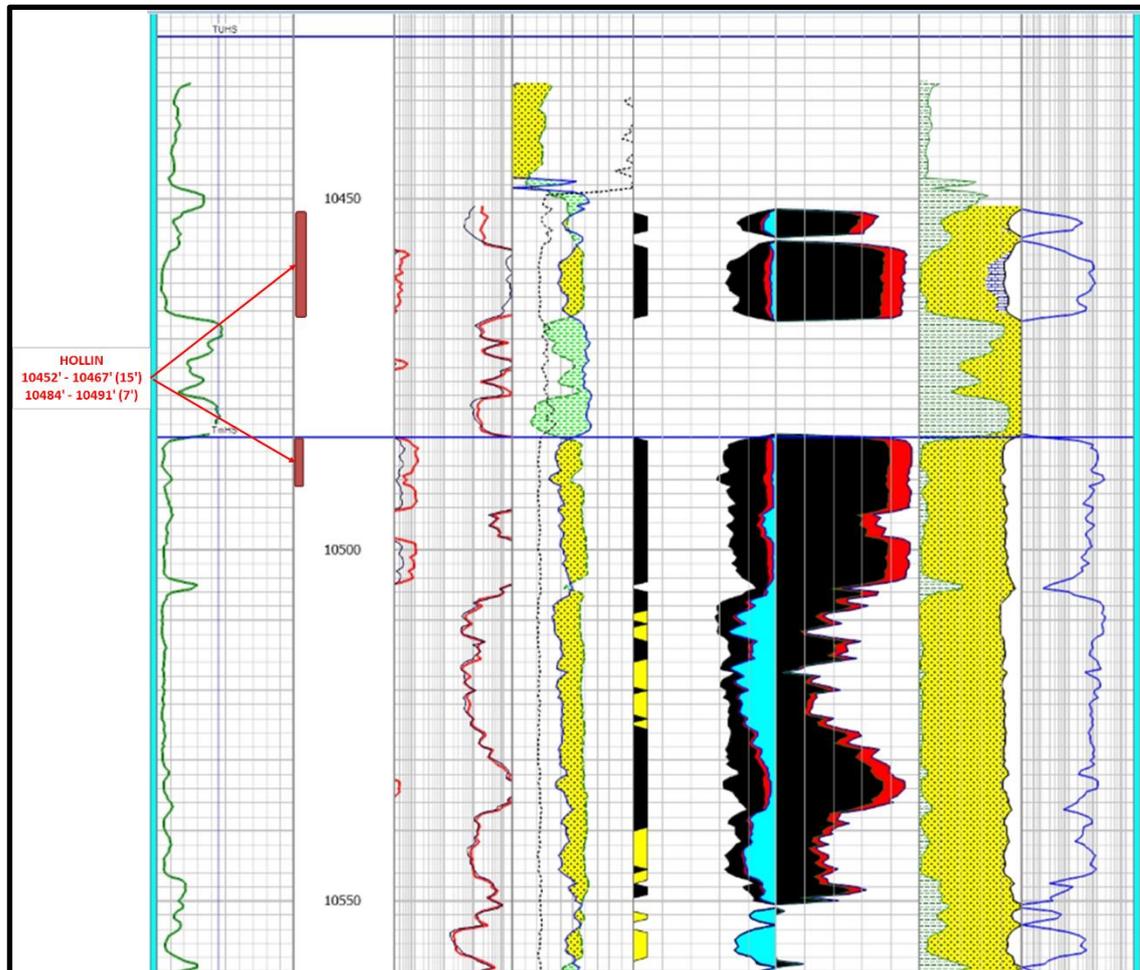
Se puede observar en el diagrama mecánico del pozo que existe una herramienta y-tool, el mismo que se puede aprovechar de realizar el trabajo de fracturamiento y continuar la producción de la formación Basal Tena.

Figura 2.18: Diagrama Mecánico del pozo Palo Azul N 57



Para validar los intervalos es necesario analizar la geología estructural tomadas del registro eléctrico del pozo.

**Figura 2.19: Registro eléctrico del pozo Palo Azul N 57**



Fuente: Petroamazonas EP

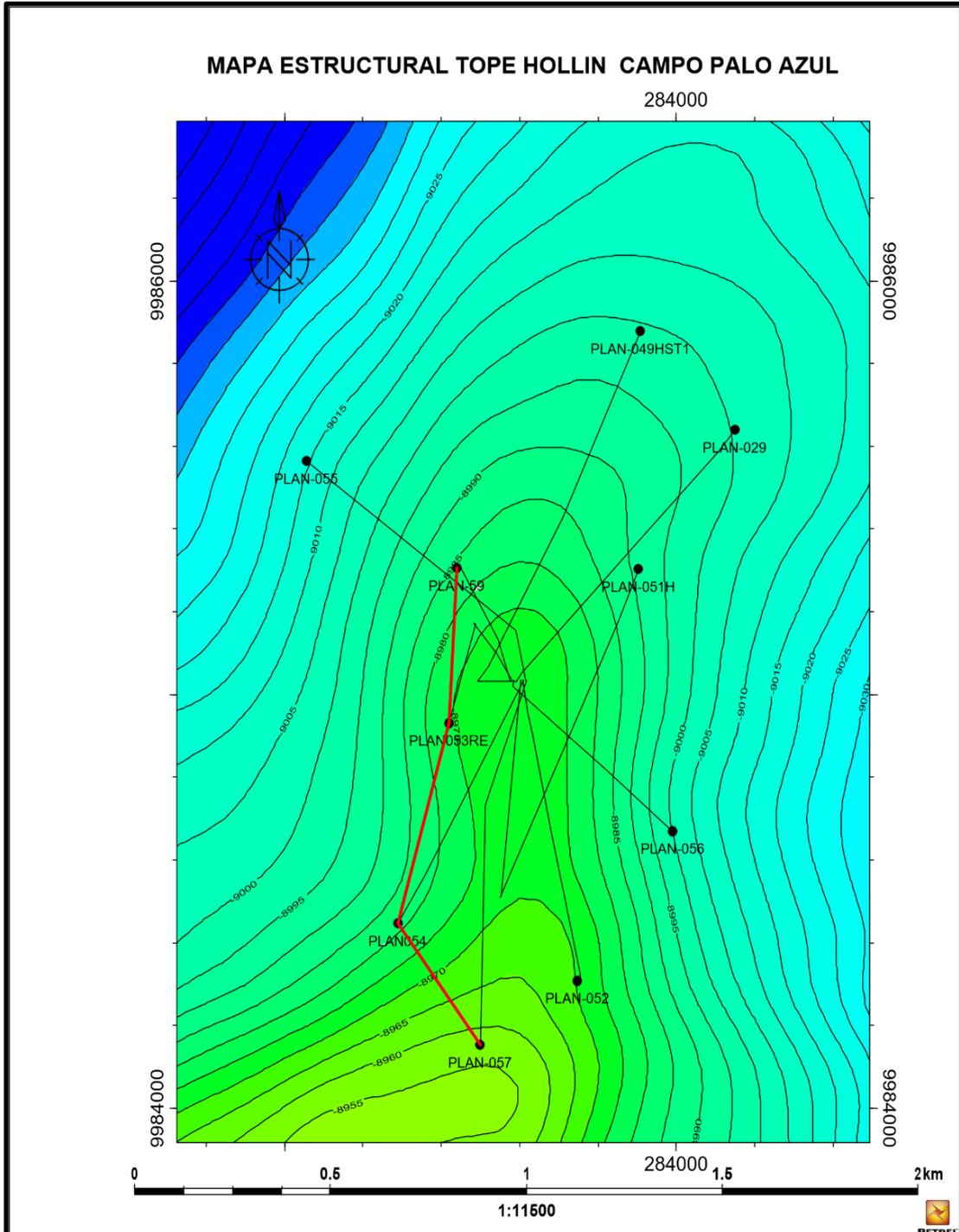
Como se puede observar en la figura 2.19 los intervalos que han sido abiertos en su etapa inicial presentan una permeabilidad de 2000 md, una porosidad promedio de 20 %, saturación de petróleo móvil, con valores de resistividad baja.

Para determinar su continuidad de arenas con pozo aledaños se realiza correlación lateral en sentido N-S, tomando en cuenta los pozos PLAN 59, PLAN 053RE, PLAN 054, PLAN 057.

En la figura 2.20 se muestra el análisis de la correlación lateral del pozo Palo Azul N 57, en la dirección de N-S, con los pozos anteriormente mencionados,

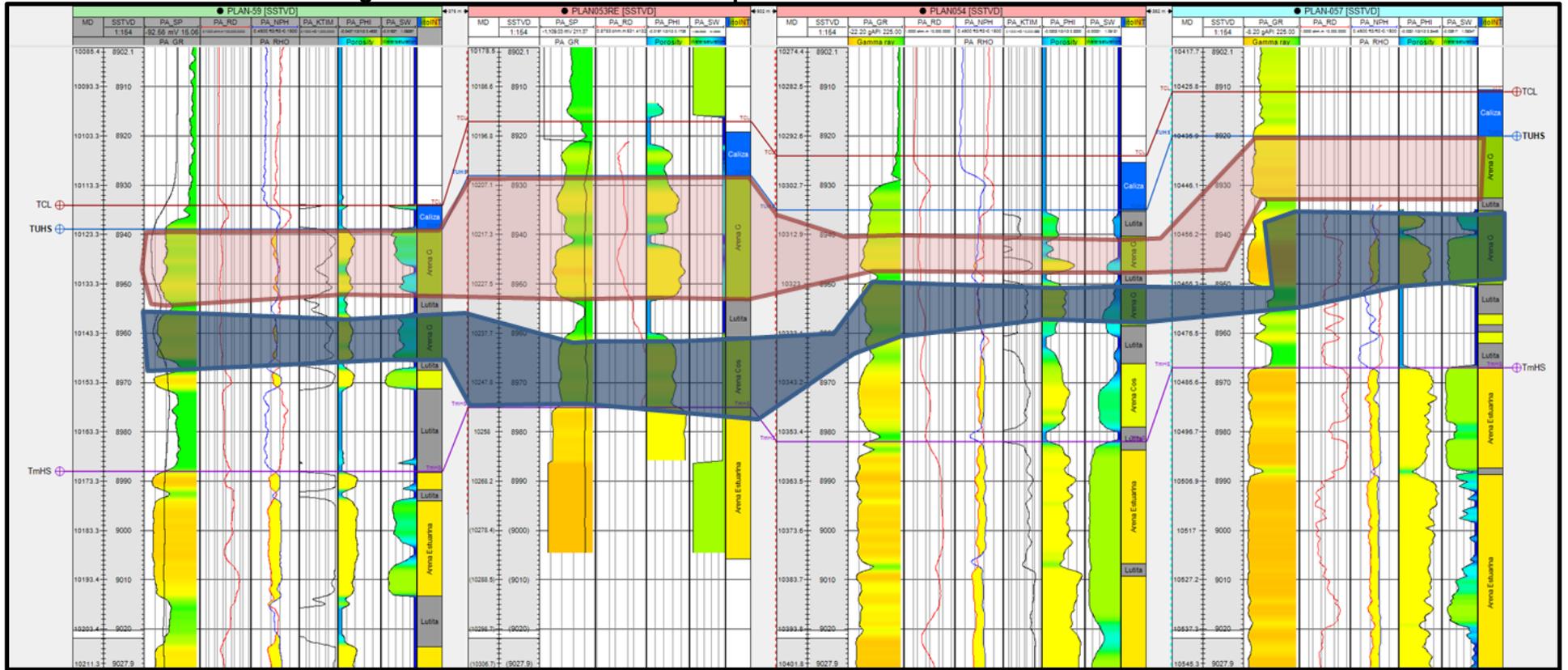
y en la figura 2.21 se representa la correlación lateral en dirección N-S con pozos aledaños, dando un indicador de cuál sería su aporte en caso de producir en dicha dirección.

**Figura 2.20: Correlación lateral del pozo Palo Azul N 57**



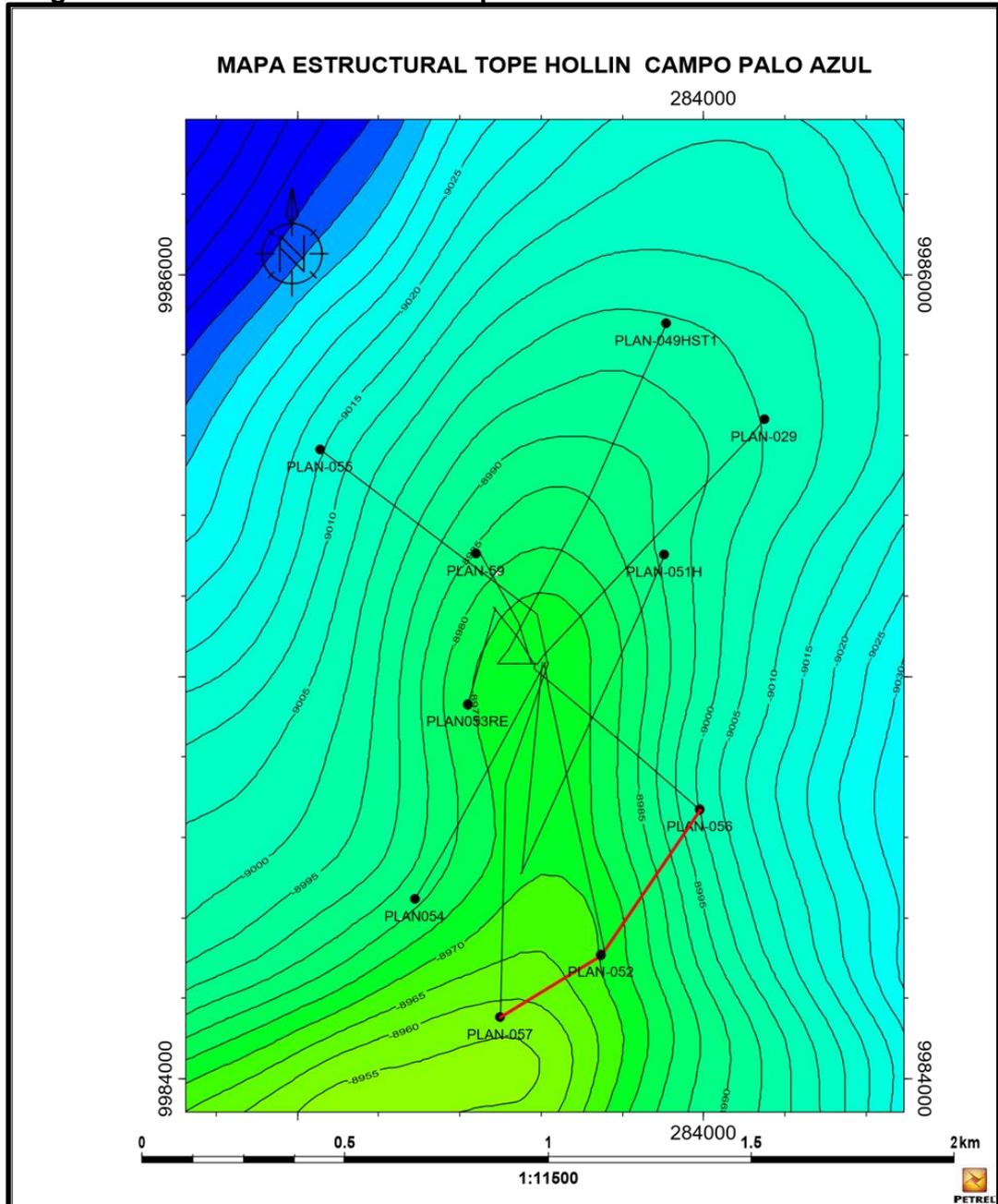
Fuente: Petroamazonas EP

Figura 2.21: Correlación lateral del pozo Palo Azul N 57 en dirección N-S



Otro sentido que se analiza es NE-SW con enfoque en el mismo pozo a fracturar Palo Azul N 57, entre la trayectoria se encuentra los pozos PLAN 59, PLAN 53 RE, PLAN 54, PLAN 57, ver figura 2.22:

**Figura 2.22: Correlación lateral del pozo Palo Azul N 57 en sentido NE-SW**



**Fuente: Petroamazonas EP**

Como se puede observar en la figura 2.22, la representación de la trayectoria es la misma a la estudiada en el pozo Palo Azul N 56 en la figura 2.14, por

consiguiente, su análisis con las arenas de los pozos aledaños se ve reflejado en la figura 2.15.

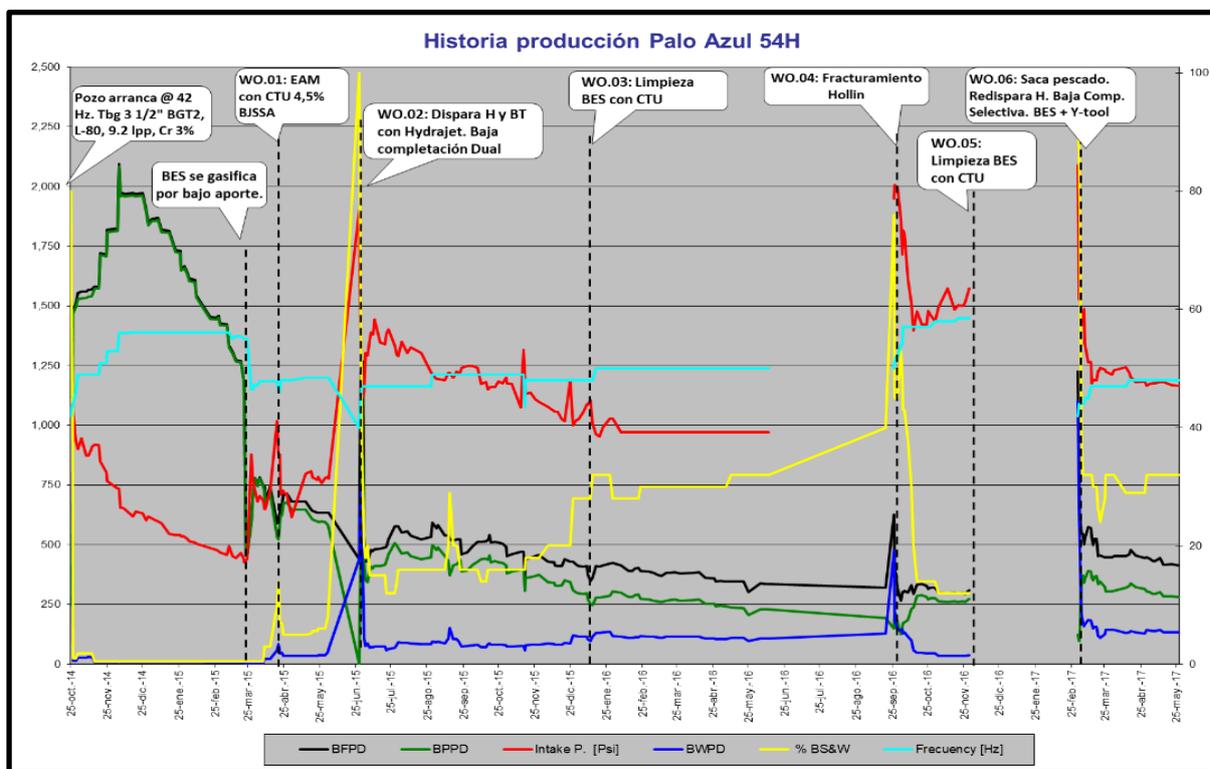
### Palo Azul N-54

El pozo Palo Azul N-54 inicia operaciones en octubre del 2014 con formación Hollín, con un corte de agua del 1% produciendo una tasa de 1468 BPPD y 15 BAPD, es completado con equipo de fondo bomba electro sumergible (BES), a una frecuencia del 44 Hz.

Se ha realizado distintos trabajos de reacondicionamiento con estimulación ácida matricial para limpiar formaciones de hidratos impidiendo el paso del hidrocarburo desde el pozo hacia equipo de fondo.

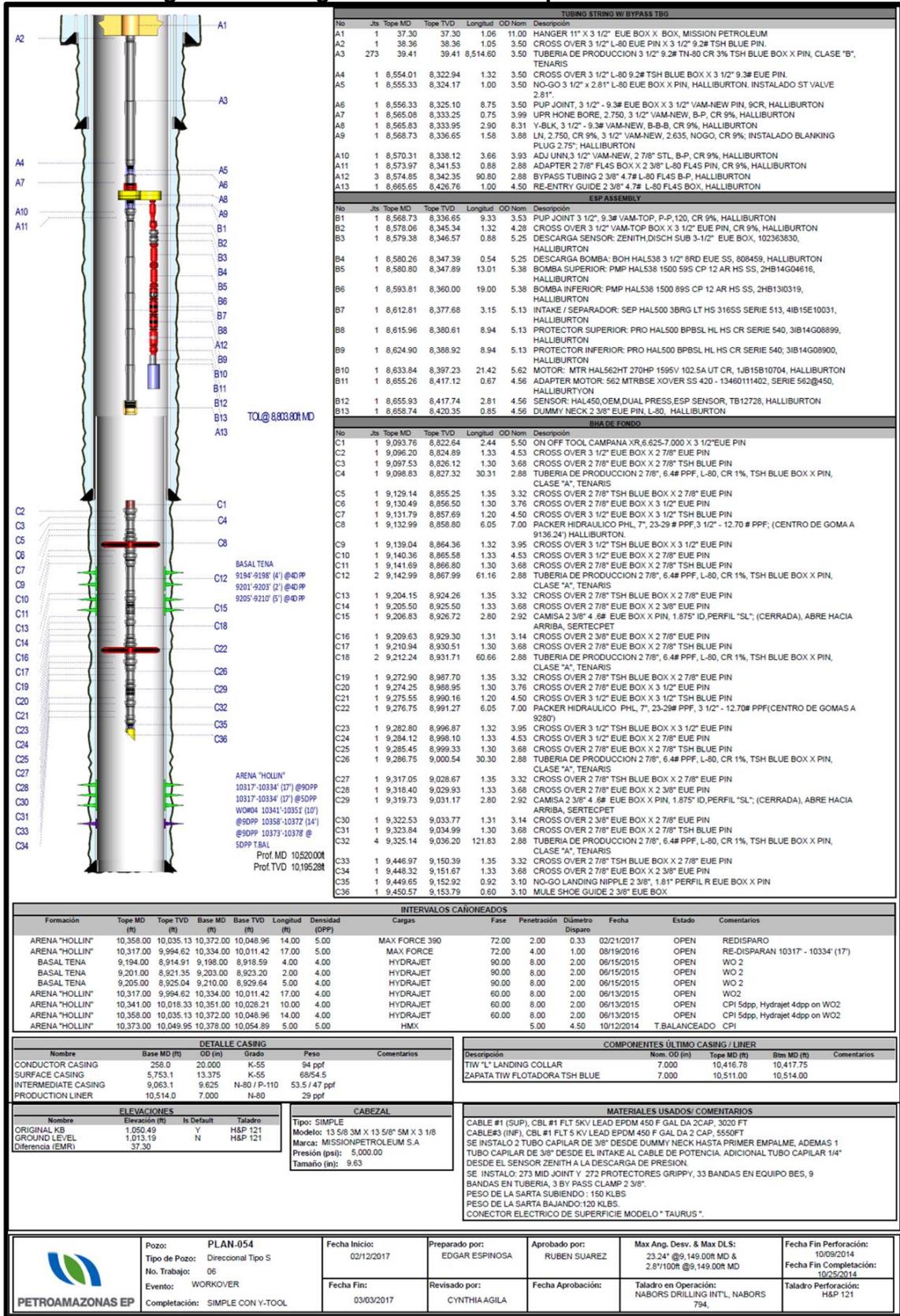
Actualmente opera con una saturación de 32% a una tasa de 282 BPPD y 132 BAPD, para poder visualizar su comportamiento se adjunta un recorrido de su historial de producción en forma gráfica, teniendo en cuenta los diferentes trabajos de estimulación y su efecto en obtención del hidrocarburo.

**Figura 2.23: Historial de producción de pozo Palo Azul N 54**



Fuente: Petroamazonas EP

Figura 2.24: Diagrama mecánico del pozo Palo Azul N 54



Fuente: Petroamazonas EP

En la figura 2.24 se puede ver el diagrama mecánico del pozo, se puede observar que en los intervalos donde se tiene los punzados en la formación Hollín no se tiene completación de fondo, se tiene varios pies más arriba; el pozo presenta buena cementación entre pared del casing y el hoyo, su profundidad de 10520 ft en MD, el promedio de disparos utilizados en los punzados es de 4 DPP, llegando a alcanzar una profundidad de 8 ft.

En la figura 2.25 se muestra el registro eléctrico del pozo, el cual presenta diferentes parámetros que fueron necesarios para determinar los intervalos de fracturamiento hidráulico. Se puede observar en la parte superior del primer intervalo la existencia de una pequeña zona que no ha sido desarrollada alrededor de 6ft, con saturación de petróleo móvil, por tener un contacto agua petróleo a 40 ft de distancia del último intervalo, se toma la decisión de fracturar en todos los intervalos anteriormente abiertos, se puede observar la mayoría de petróleo que presenta el campo pertenece a petróleo con dificultad a fluir, se tiene la certeza de que un trabajo de fracturamiento hidráulico en dichas zonas aumenten los canales de conductividad entre los poros del reservorio, facilitando la movilidad del hidrocarburo.

Otro dato a favor es la actual saturación de agua que presenta el pozo que alcanza un valor de 32%, esto se ve reflejado en el avance del contacto agua petróleo que es relativamente moderado, dando la seguridad de que al realizar el trabajo de fracturamiento se habrá recuperado en gran medida un volumen de hidrocarburo, antes que exista intrusión de agua en el reservorio, y por consiguiente llevando a la etapa final de la producción del pozo.

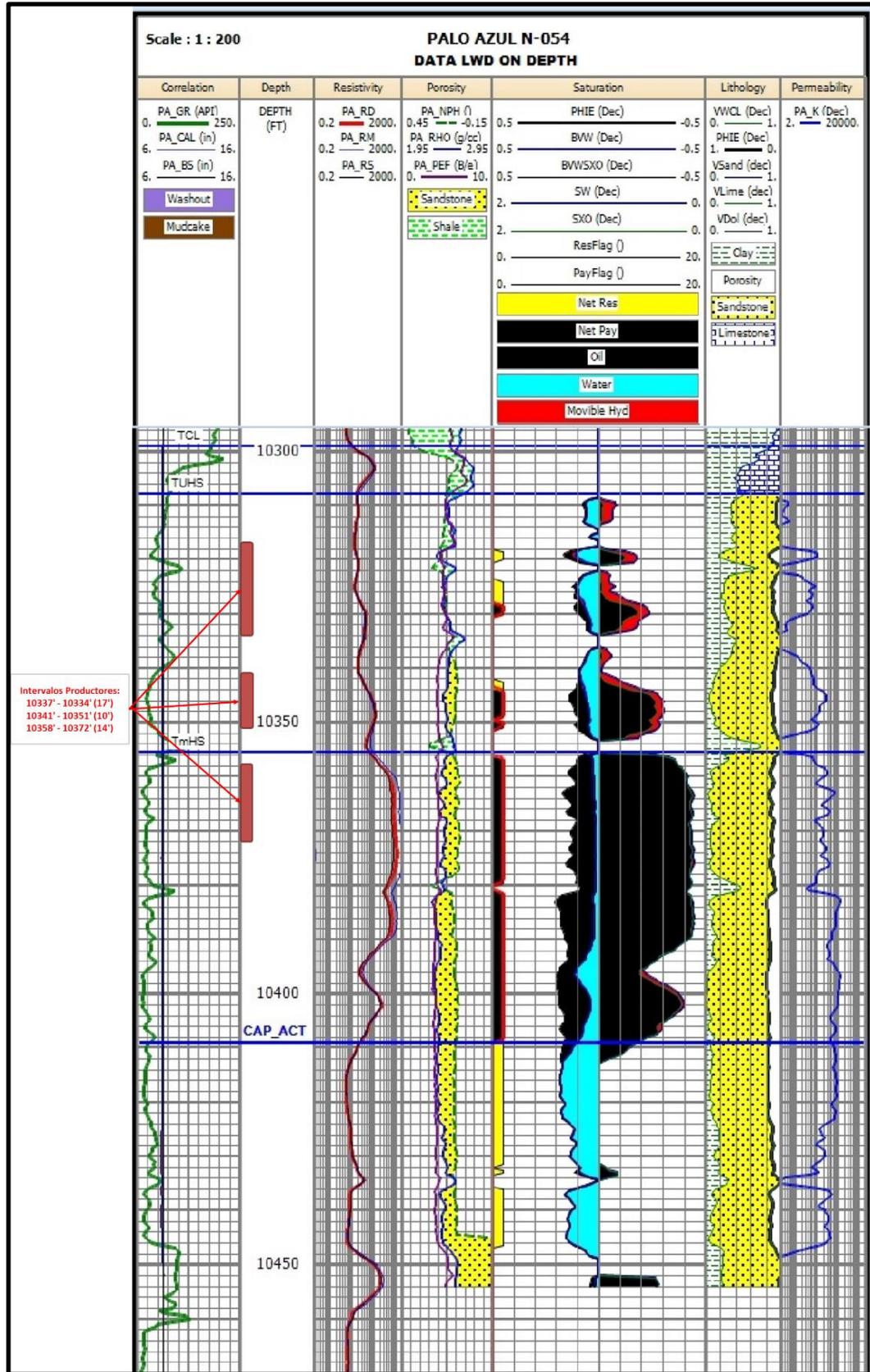
Tomando en cuenta todas las consideraciones anteriormente mencionadas, se puede deducir los siguientes intervalos para realizar fracturamiento hidráulico:

**Tabla 2.7: Intervalos a realizar fracturamiento hidráulico**

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	φ %	Condición Actual		
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %
PLAN 54	Hollín	1	10317	10334	17	punzados existentes abiertos	85.210	0.079	282	132	32
		2	10341	10351	10		114.897	0.108			
		3	10358	10372	14		238.517	0.128			

Fuente: Petroamazonas EP

Figura 2.25: Registro eléctrico de pozo Palo Azul N54

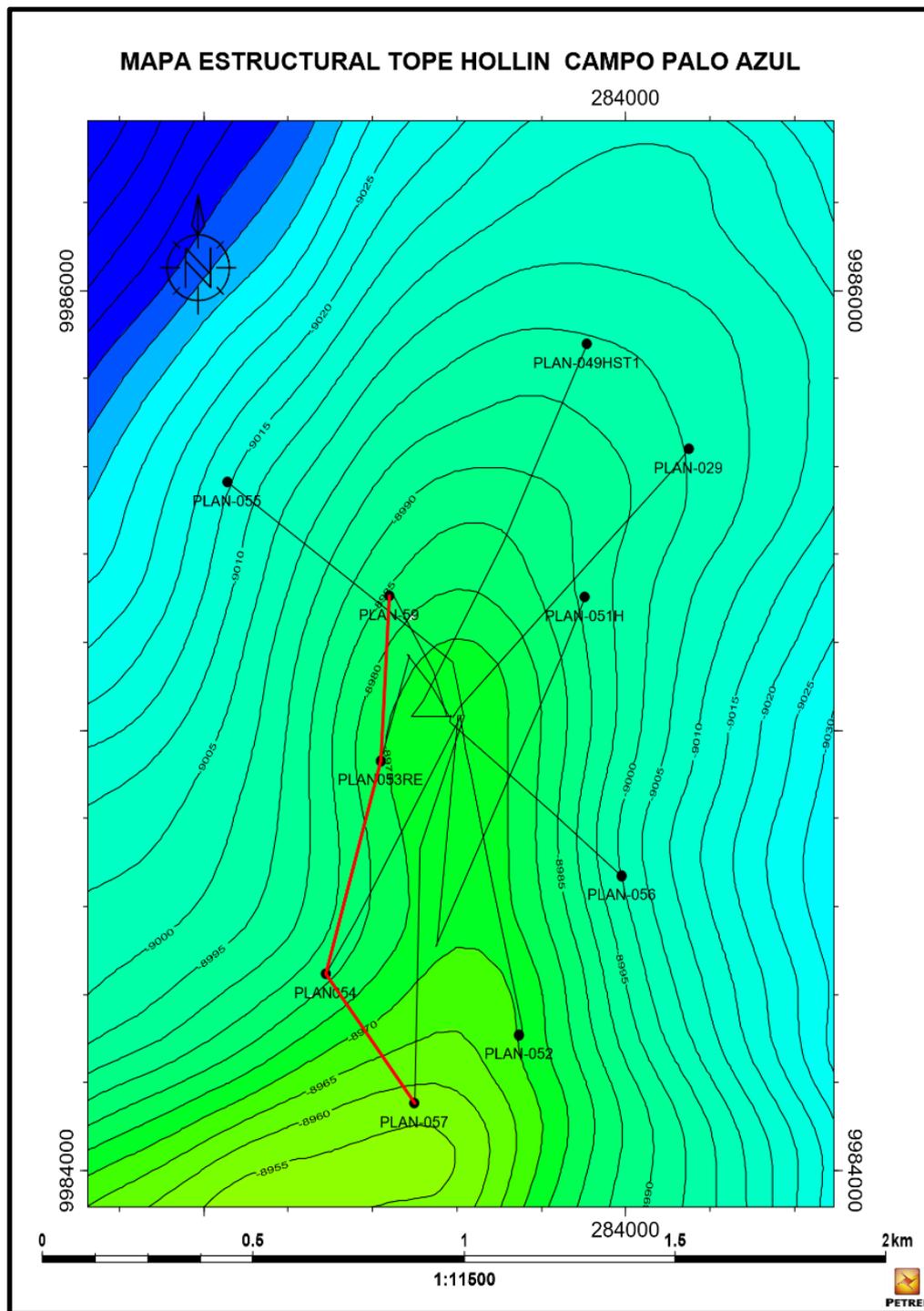


Fuente: Petroamazonas EP

Las correlaciones laterales se presentan en las figuras 2.26 y 2.27:

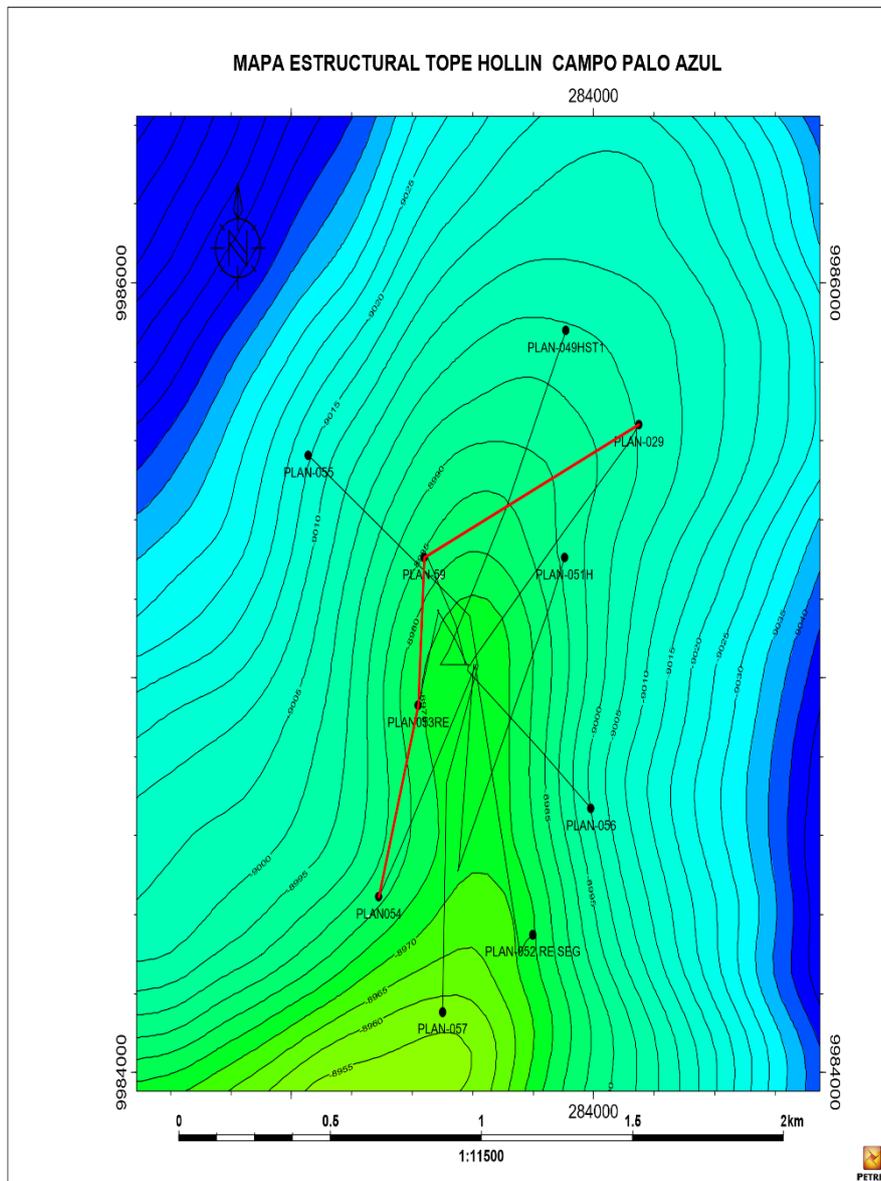
**Dirección N-S:**

**Figura 2.26: Correlación lateral pozo PLAN 54 dirección N-S**



Fuente: Petroamazonas EP

Dirección NE-SW:



**Figura 2.27: Correlación lateral de pozo PLAN 54 sentido NE-SW**

**Fuente: Petroamazonas EP**

Como se puede observar la figura 2.26 es la misma correlación utilizada en el pozo Palo Azul N 57 de la figura 2.20, y la figura 2.27 tiene la misma trayectoria utilizada en el análisis del pozo Palo Azul N 59 figura 2.6, su estudio de continuidad de arena se ve reflejada en la figura 2.21 y figura 2.7 respectivamente.

## CAPÍTULO 3

### 3.1 IMPLEMENTACIÓN DE LOS MODELOS

En esta parte del trabajo se procede a desarrollar el modelamiento de los diferentes tipos de fractura como son PKN, KGD y RADIAL, los mismos que darán una idea del comportamiento en el medio poroso bajo ciertas consideraciones de cada modelo, los valores empleados en los diferentes casos son tomados de fracturas realizadas en trabajos anteriores.

Sea cual fuere el tipo de modelo que se use para calcular la geometría de fractura, se dispone de datos limitados en los tratamientos para validar el modelo usado. Desde el punto de vista técnico de los tratamientos hidráulicos, el historial de presión durante el tratamiento es normalmente el único dato disponible para validar el modelo y determinar la geometría de fractura. Si un simulador incorpora el modelo correcto, éste debe coincidir tanto en la presión de tratamiento como en la geometría de la fractura.

Existen en el mercado distintos softwares que involucran los parámetros técnicos y económicos más importantes en el diseño de una fractura; sin embargo, resulta importante mencionar que estos softwares consideran en sus cálculos algunos de los conceptos técnicos básicos que se discutieron al comentar los diferentes modelos de fracturamiento.

Además, los avances en la investigación han permitido incorporar nuevos modelos matemáticos que simulan distintas condiciones de operación y que, obviamente, permiten no sólo mejorar los diseños en el campo, sino que se tiene una idea del comportamiento de la presión en el fondo del pozo a medida que se desarrolla el fracturamiento.

#### **Consideraciones para pozos candidatos**

Los pozos que son potenciales candidatos para un fracturamiento hidráulico son los que presentan bajas condiciones de permeabilidad.

Los daños pueden ser especialmente graves en los depósitos naturalmente fracturados. Para estimular los depósitos dañados, una fractura hidráulica conductora corta es a menudo la solución deseada.

Desde un punto de vista es antieconómico producir naturalmente en pozos con formaciones de baja permeabilidad, zonas con daño, o pozos horizontales en zonas estratificadas a menos que se establezca un tratamiento exitoso de fractura hidráulica.

Un tratamiento exitoso está en función de la calidad del pozo seleccionado aumentando las posibilidades de éxito de la estimulación, ya que la elección de un candidato pobre normalmente resulta un fracaso económico. Para considerar un candidato se debe tener en cuenta ciertos parámetros mencionados anteriormente.

Para datos como esfuerzos in situ, módulo de Young por facilidad y reducción de costos no se puede tomar muestras o cores de cada pozo y realizar mediciones, es por este motivo que se realiza correlaciones tratando de ajustar el valor deseado para el pozo en el cual se pretende trabajar.

### **Implementación del software.**

En la simulación de los pozos en software Matlab se presenta cuatro tipos de curvas, el espesor, altura, profundidad de la fractura, y la presión con la que se efectúa el tratamiento, este último valor es el único que corrobora el diseño de modelamiento, cuando se compara en superficie la presión que es empleada en el fluido fracturante.

## **3.2 MODELAMIENTO DE LAS FRACTURAS EN MATLAB**

En esta parte del trabajo se tiene como objetivo dar un recorrido por el simulador en el software Matlab, poder presentar de una manera general los diferentes campos que hacen posible que se desarrolle el modelamiento de la fractura dentro del medio poroso.

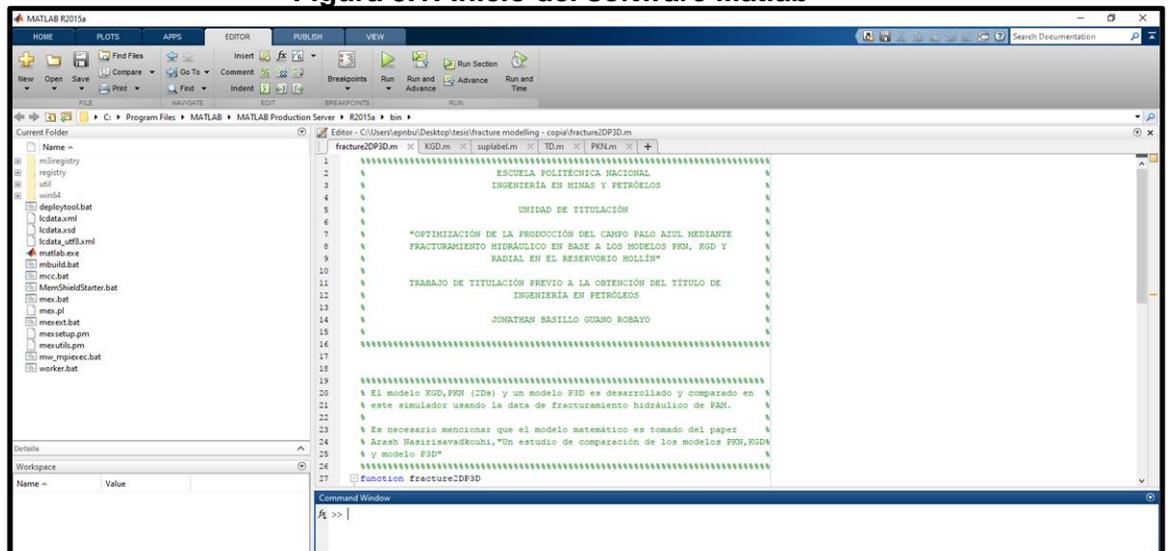
Cabe mencionar que la mayoría de fórmulas matemáticas que gobierna cada modelo de fractura se encuentran en función del tiempo, es por este motivo que el simulador toma como parámetros iniciales los que se introduce en la primera etapa y el simulador realiza una secuencia matemática variando el tiempo dando como resultado por cada valor de tiempo un punto en el gráfico y la suma de puntos hace que el comportamiento de una gráfica se vea reflejada en una línea definida, esta gráfica puede ser el espesor, altura, profundidad y presión de la fractura hidráulica.

A continuación, se detalla los siguientes campos que compone el simulador:

- Presentación:

En esta parte del simulador se ha realizado una breve portada en base a datos como: Universidad, tema, alumno, etc.

**Figura 3.1: Inicio del software Matlab**



**Fuente: Petroamazonas EP**

- Introducción de data:

En la figura 3.2 se muestra los diferentes parámetros que son necesarios para modelar la fractura, se puede visualizar en su parte izquierda se presenta la nomenclatura y el valor, en la parte del centro su respectiva descripción y en la parte derecha las unidades a emplear, entre los parámetros a emplear son:

- Módulo de corte G [psi]
- Radio de drenaje Poisson  $\nu$
- Viscosidad del fluido  $\mu$  [cp]
- Esfuerzo in-situ  $Z_i$  [psi]  $Z_i$
- Tasa de Bombeo Q [bbl/min]
- Altura de fractura h [ft]
- Radio del pozo rw [ft]

**Figura 3.2: Ilustración de tabla de valores de entrada**

Nomenclatura	Descripción	Unidades
$\nu$ Valor		
	<pre>function fracture2DP3D clear all;clc; %----- G=8.702*1e5;      % Módulo de corte      [psi] v=.2;            % Radio de drenaje Poisson mu=1;            % Viscosidad del fluido [cp] Zi=4000;         % Esfuerzo in-situ     [psi] Q=75;            % Tasa de Bombeo      [bbl/min] h=3;             % Altura de fractura   [ft] rw=.3;          % Radio del pozo      [ft] tf=input('Tiempo de bombeo? \n mejores resultados entre</pre>	

**Fuente: Petroamazonas EP**

El tiempo al cual se hace la simulación oscila entre 0 a t minutos, pero en explicación al trabajo mencionado se tiene mejores resultados entre 0.5 a 10 min, debido a que la fractura a medida que va entrando en la formación va perdiendo fuerza por el vencimiento a los esfuerzos in situ de la roca, y la propagación del modelo de la fractura empieza a desviar.

- Modelo PKN:

Como se había mencionado en el capítulo uno, las fórmulas que gobiernan al modelo PKN se ha implementado en el software.

Los valores con los que trabaja son los señalados en la parte de introducción de data, inicia cálculos en tiempo igual a cero hasta un tiempo  $t_f$  el cual es el que se señala como tiempo que duraría el tratamiento. Para que la figura

obtenga la base una forma de elipse se hace uso de la ecuación propia de

$$\text{la elipse } \frac{z^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} = 1$$

**Figura 3.3: Modelamiento de fractura PKN**

```
function [P,T]= PKN(tf,G,Q,v,mu,h)
%*****
*
%----- PKN (Assuming no leak off) -----%
%*****
for t0=tf/50:tf/50:tf           %paso de tiempo para visualización
i=1;
for t=0:.001:t0
    ngr(i)=0;
    L(i)=.68*(G*Q^3/((1-v)*mu*h^4))^(1/5)*t^(4/5);           %Longitud de fractura
    W0(i)=2.5*((1-v)*mu*Q^2/(G*h))^(1/5)*t^(1/5);           %Anchura de la fractura
    Pw=2.5*(Q^2*mu*G^4/((1-v)^4*h^6))^(1/5)*t^(1/5);       %Presión neta del pozo
    Pwi(i)=Pw;
    time(i)=t;
    i=i+1;
end
timer=flipplr(time);
limitL=.68*(G*Q^3/((1-v)*mu*h^4))^(1/5)*tf^(4/5);           %limite
limitW0=2.5*((1-v)*mu*Q^2/(G*h))^(1/5)*tf^(1/5);
h2=0.2*limitL;
z=h2/time(end).*time+h2/2;
A=G*Q^3/((1-v)*mu*h2^4);a=.68^(5/4)*A;
B=((1-v)*mu*Q^2)/(G*h2);b=2.5^5*B;
c=h2/time(end);Z=z-h2/2-t0*c;
figure(20)
set(20,'name','MODELAMIENTO PKN','numbertitle','off')
```

**Fuente: Petroamazonas EP**

- Modelo KGD:

**Figura 3.4: Modelamiento de fractura KGD**

```
function [P,T]= KGD(tf,G,Q,v,mu,Zi)
%*****
*
%----- KGD -----%
%*****
for t0=tf/50:tf/50:tf           paso de tiempo para visualización
i=1;
for t=0:.0001:t0
    ngr(i)=0;
    L(i)=.48*(8*G*Q^3/((1-v)*mu))^(1/6)*t^(2/3);           %Longitud fractura
    W0(i)=1.32*(8*(1-v)*mu*Q^3/G)^(1/6)*t^(1/3);           %anchura de fractura
    Pw=Zi+0.96*(2*Q*mu*G^3/((1-v)^3*L(i)^2))^(1/4); %presión
    Pwi(i)=Pw;
    time(i)=t;
    i=i+1;
end
figure(10);
set(10,'name','MODELAMIENTO KGD','numbertitle','off');
drawnow;
limitL=.48*(8*G*Q^3/((1-v)*mu))^(1/6)*tf^(2/3);           %limites
limitW0=1.32*(8*(1-v)*mu*Q^3/G)^(1/6)*tf^(1/3);
h=1.1*limitL;
```

**Fuente: Petroamazonas EP**

Para el modelo KGD se emplea las fórmulas anteriormente tratadas en el capítulo uno, toma como punto de partida un valor de  $t_0$  igual a 0.001 seg y este valor es reemplazados en las fórmulas y su punto final se los denota como límites donde el valor de t es igual al tiempo total de bombeo.

- Modelo P3D RADIAL:

Para la visualización del modelo pseudo tres D radial, se hace mención a la teoría, a que su propagación tiene forma de una semi circunferencia, es por este motivo que tiene un radio de longitud, el mismo que parte desde el centro del pozo hacia la profundidad de la formación, se conoce que el comportamiento del modelo de la fractura actúa a manera de celdas de una manera individual e independiente, este motivo hace que el modelo se ajuste más a la realidad, siendo el modelo que se implementa actualmente en las operadoras. A continuación, se presenta a detalle la implementación de las fórmulas anteriormente estudiadas en el software Matlab.

**Figura 3.5: Modelamiento P3D Radial**

```
function [P,T]= TD(tf,G,Q,mu,Zi,rw,h)
%*****
%-----          Geertsma de Klerk      (P3D)          -----
%*****
for t0=tf/50:tf/50:tf          %paso de tiempo para visualización
i=1;
for t=0:.001:t0
    ngr(i)=0;
    R(i)=.548*(G*Q^3/mu)^(1/9)*t^(4/9);          %radio de fractura
    W0(i)=21*(mu^2*Q^3/G^2)^(1/9)*t^(1/9);          %anchura de fractura width
    Pw=Zi-5/(4*pi)*(G*W0(i)/R(i))*log(rw/R(i));          %presion en fondo del pozo
    Pwi(i)=Pw;
    time(i)=t;
    i=i+1;
end
figure(30)
set(30,'name','MODELAMIENTO P3D','numbertitle','off')
drawnow;
limitRi=.548*(G*Q^3/mu)^(1/9)*tf^(4/9);          %used for axis limits
limitW0=21*(mu^2*Q^3/G^2)^(1/9)*tf^(1/9);
subplot(221)
ezplot(sprintf('z.^2/%f +x.^2/%f -1', (h/2)^2, (R(end))^2), [-0 limitRi -h h]);
ylabel('Altura')
xlabel('Profundidad[ft]')
```

**Fuente: Petroamazonas EP**

## CAPÍTULO 4

### 4.1 RESULTADOS

En esta parte del trabajo se tiene como objetivo implementar el modelamiento en los pozos analizados en el capítulo tres, sección pozos por fracturar; para la implementación de los diferentes modelos se presenta ciertos parámetros que servirán como guía de selección de los diferentes modelos de fractura.

#### 4.1.1 Modelo Kristianovich-Geertsma-de Klerk (KGD)

La altura de la fractura es constante e independiente a la longitud de la propagación.

Apropiado cuando la relación  $x_f/h_f < 1.5$

La formación es un medio elástico infinito, homogéneo, isotrópico, lineal, caracterizado por el módulo de Young, la relación de Poisson y la tenacidad.

El fluido de fracturación es newtoniano con viscosidad. Se inyecta con un caudal volumétrico constante y su flujo es laminar. Los efectos gravitacionales no se tienen en cuenta.

#### 4.1.2 Modelo Perkins-Kern-Nordgren (PKN)

La tenacidad de la formación  $K_{Ic}$  puede despreciarse porque la energía requerida para propagarse en la fractura es significativamente menor que la requerida para permitir el flujo de fluido a lo largo de la fractura.

El fluido se inyecta con una tasa volumétrica de inyección constante  $Q_o$  desde una fuente de línea fija en el centro de la fractura en dos alas.

Apropiado cuando la relación  $1.5 < x_f/h_f < 2$

El fluido es inyectado en un flujo unidireccional laminar newtoniano incompresible caracterizado con viscosidad  $\mu$  y se excluye el efecto de la gravedad.

Caudal constante a lo largo de la fractura (sin efecto de almacenamiento o fuga de fluido).

La presión neta es cero en la punta.

#### 4.1.3 Modelo Radial

Las fuerzas de corte en los planos perpendiculares al plano de fractura planos pueden ser despreciadas. Esto implica que se asume una elasticidad en dos planos o tres dimensiones.

La altura de la fractura es constante.

Los valores de E (Young),  $\nu$  (Poisson), Q (tasa de inyección), y  $u$  (viscosidad) son constantes en toda la altura de la fractura.

Que el fluido se desplaza en dos direcciones (existe un cambio de presión en una sola dirección).

Se toma como referencia la relación  $2 \left\langle \frac{x_f}{h_f} \right\rangle < 7$ , para realizar fracturamiento en base a modelo radial.

**Tabla 4.1: Implementación de modelos en pozos a fracturar**

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	$\phi$	Condición Actual			XF	XF/HF	Modelo
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %			
PLAN 59	Holín	1	10123	10135	12	Nueva zona sin explorar	151.138	0.108	Nueva zona sin desarrollar			15	1.25	KGD
PLAN 59	Holín	2	10141	10148	7	Nueva zona sin explorar	141.724	0.114	Nueva zona sin desarrollar			15	2.14285714	PKN
PLAN 59	Holín	3	10151	10155	4	Punzados existentes abiertos	231.114	0.115	135			30	7.5	RADIAL
PLAN 56	Holín	1	10263	10276	13	Nueva zona sin explorar	29.302	0.071	Nueva zona sin desarrollar			10	0.76923077	KGD
PLAN 56	Holín	2	10280	10309	29	punzados existentes abiertos	277.874	0.118	190			30	1.03448276	KGD
PLAN 57	Holín	1	10452	10467	15	punzados existentes abiertos	298.645	0.118	99			30	2	PKN
PLAN 57	Holín	2	10484	10491	7	punzados existentes abiertos	849.230	0.175	99			50	7.14285714	RADIAL
PLAN 54	Holín	1	10317	10334	17	punzados existentes abiertos	85.210	0.079	282			10	0.58823529	KGD
PLAN 54	Holín	2	10341	10351	10	punzados existentes abiertos	114.897	0.108	282			15	1.5	KGD
PLAN 54	Holín	3	10358	10372	14	punzados existentes abiertos	238.517	0.128	282	132	32	30	2.14285714	PKN

Para la selección de los diferentes modelos se toma en cuenta la permeabilidad que el intervalo de interés presente y el alcance de la fractura en el eje x con respecto a la altura en cada uno de los intervalos.

Esta relación da una idea clara de cuál sería su alcance quedando de la siguiente manera la implementación de los modelos:

### Palo Azul N-59

El presente pozo presenta tres diferentes intervalos de interés para realizar fracturamiento hidráulico con varios tipos de modelos; por este motivo se separa en intervalos como se presenta a continuación:

- Primer Intervalo

**Tabla 4.2: Pozo Palo Azul N-59, Primer intervalo**

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	Ø	Condición Actual			XF	XF/HF	Modelo
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %			
PLAN 59	Holín	1	10123	10135	12	Nueva zona sin explorar	151.138	0.108	Nueva zona sin desarrollar			15	1.25	KGD

Implementación de datos:

La información que se ingresa son los parámetros que se requiere para realizar fracturamiento hidráulico entre ellos se tiene:

Módulo de corte:  $8.702 \cdot 10^5$  [psi]

Radio de drenaje Poisson: 0.2

Viscosidad del fluido: 50 [cp]

Esfuerzo in-situ: 3550 [psi]

Tasa de Bombeo: 37.73 [bbl/min]

Altura de fractura: 12 [ft]

Radio del pozo: 0.5625 [ft]

En la figura 4.2 se muestra la representación de la ventana del simulador implementado en el primer intervalo en base al modelo KGD, la parte 1 muestra la variación que tiene la fractura al penetrar la formación a un determinado tiempo.

Figura 4.1: Implementación de datos en primer intervalo del Pozo PLAN 59

```

fracture2DP3D.m  x  TD.m  x  PKN.m  x  KGD.m  x  suplabel.m  x  +
27  function fracture2DP3D
28  clear all;clc;
29  %-----
30  G=8.702*1e5;      % Módulo de corte      [psi]
31  v=.2;            % Radio de drenaje Poisson
32  mu=50;           % Viscosidad del fluido [cp]
33  Zi=3550;         % Esfuerzo in-situ      [psi]
34  Q=37.73;        % Tasa de Bombeo      [bbl/min]
35  h=12;           % Altura de fractura    [ft]
36  rw=0.5625;      % Radio del pozo      [ft]
37  tf=input('Tiempo de bombeo? \n mejores resultados entre 0.5<t<10 \n tiempo en minutos(0.25<=t):');
38  tic;
39  %*****
40  [Tkgd,pkgd]=KGD(tf,G,Q,v,mu,Zi);%      KGD
41  %*****
42  [Tpkn,ppkn]=PKN(tf,G,Q,v,mu,h);%      PKN
43  %*****
44  [T3,p3]=TD(tf,G,Q,mu,Zi,rw,h,v);%      P3D
45  %*****
46  figure(1)
47  set(1,'name','PRESIÓN DEL POZO vs TIEMPO En 2D Y P3D','numbertitle','off')

```

Command Window

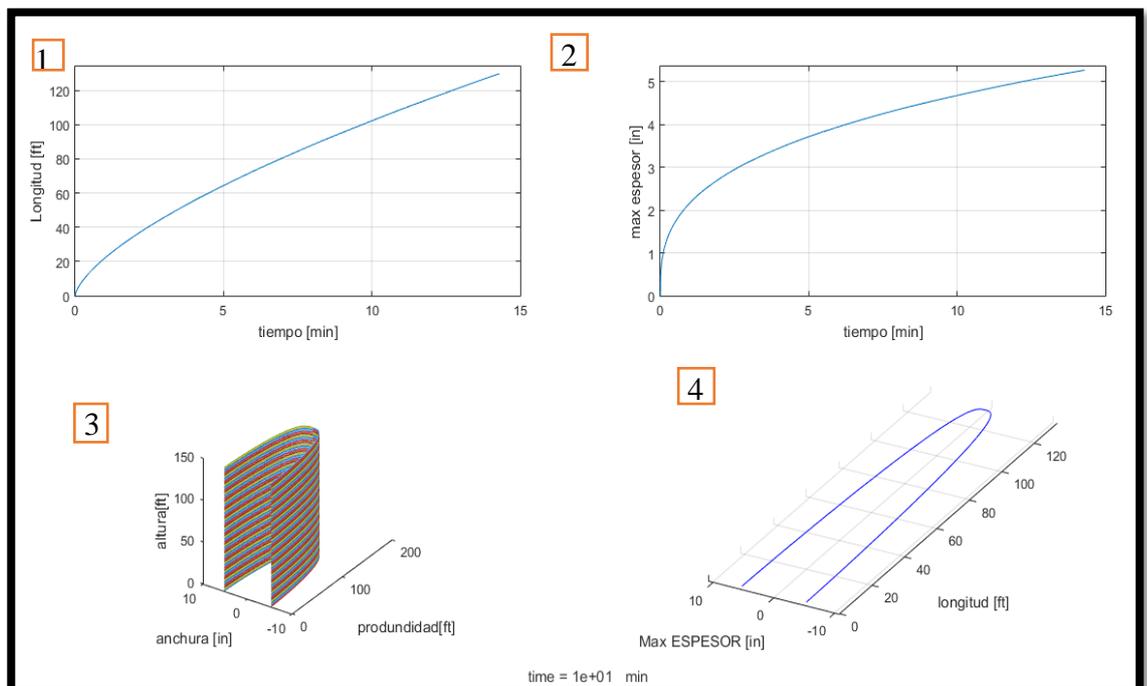
```

Tiempo de bombeo?
mejores resultados entre 0.5<t<10
tiempo en minutos(0.25<=t):15
Current plot held

```

Desarrollo del modelo KGD:

Figura 4.2: Modelo KGD en Pozo Palo Azul N 59, Primer Intervalo



En la parte 2 indica el espesor máximo que puede llegar a tener la formación después de ser presurizada a un caudal y presión dada.

En la figura 3 se obtiene una representación gráfica del modelo KGD empleado en el medio poroso sobre tres ejes como son la profundidad, altura y espesor de la fractura. La figura 4 muestra el comportamiento de la fractura representado sobre un plano visto desde una parte superior, se puede apreciar el alcance que obtiene desde el borde del pozo hacia formación y el espesor que alcanza.

En la figura 4.5 parte 5 se muestra el comportamiento de la presión que se registraría en el fondo del pozo a medida que se realiza el trabajo de fracturamiento, su valor inicial es muy alto debido a que vence esfuerzos.

**Figura 4.3: Presión neta en KGD en Pozo Palo Azul N 59, Primer Intervalo**

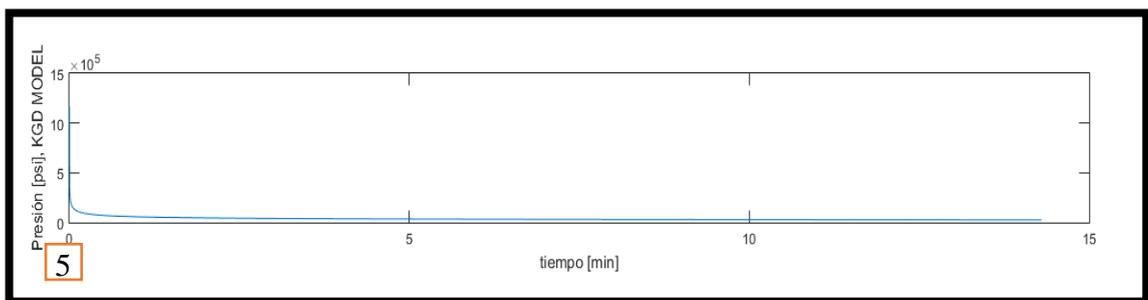


Tabla de Resultados:

**Tabla 4.3: Resultado modelo KGD, Primer Intervalo**

Pozo Palo Azul N 059		
<b>PRIMER INTERVALO</b>	<b>Tipo de Modelo</b>	KGD
	<b>Tiempo de Bombeo (min)</b>	15
	<b>Espesor (in)</b>	5
	<b>Max Espesor (in)</b>	5.25
	<b>Longitud (ft)</b>	130
	<b>Altura (ft)</b>	12
	<b>Permeabilidad (md)</b>	151.38
	<b>Porosidad</b>	0.108

A continuación, se muestra en los siguientes intervalos la representación de los diferentes modelos empleados que tienen el mismo formato de presentación como se ha explicado en el primer intervalo del pozo Palo Azul N 59.

Se va a tener diferentes resultados dependiendo de las características de cada intervalo y cada pozo, pero su distribución y representación es exactamente la misma que se muestra en este ejemplo demostrativo, por este motivo se muestra una tabla de resultados al final de cada intervalo de simulación producto de la interpretación obtenido de las gráficas del simulador.

- Segundo Intervalo

**Tabla 4.4: Pozo Palo Azul N 59, Segundo intervalo**

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	$\phi$	Condición Actual				XF	XF/HF	Modelo
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %	%			
PLAN 59	Holín	2	10141	10148	7	Nueva zona sin explorar	141.724	0.114	Nueva zona sin desarrollar				15	2.14285714	PKN

Implementación de datos:

```

Editor - C:\Users\epnbu\Desktop\modelamiento\pozo 59\primer intervalo\fracture2DP3D.m
fracture2DP3D.m x TD.m x PKN.m x KGD.m x suplabel.m x +
27 function fracture2DP3D
28 clear all;clc;
29 %-----
30 G=8.702*1e5;      % Módulo de corte      [psi]
31 v=.2;            % Radio de drenaje Poisson
32 mu=50;          % Viscosidad del fluido [cp]
33 Zi=3550;        % Esfuerzo in-situ      [psi]
34 Q=37.73;        % Tasa de Bombeo      [bbl/min]
35 h=7;           % Altura de fractura    [ft]
36 rw=0.5625;      % Radio del pozo      [ft]
37 tf=input('Tiempo de bombeo? \n mejores resultados entre 0.5<t<10 \n tiempo en minutos(0.25<=t):');
38 tic;
39 %*****
40 [Tkgd, pkgd]=KGD(tf, G, Q, v, mu, Zi); %      KGD
41 %*****
42 [Tpkn, ppkn]=PKN(tf, G, Q, v, mu, h); %      PKN
43 %*****
44 [T3, p3]=P3D(tf, G, Q, mu, Zi, rw, h, v); %      P3D
45 %*****
46 figure(1)
47 set(1, 'name', 'PRESIÓN DEL POZO vs TIEMPO En 2D Y P3D', 'numbertitle', 'off')
Command Window
Tiempo de bombeo?
mejores resultados entre 0.5<t<10
tiempo en minutos(0.25<=t):15
fx Current plot held

```

**Figura 4.4: Data en Pozo Palo Azul N 59, Segundo Intervalo**

Desarrollo del modelo PKN

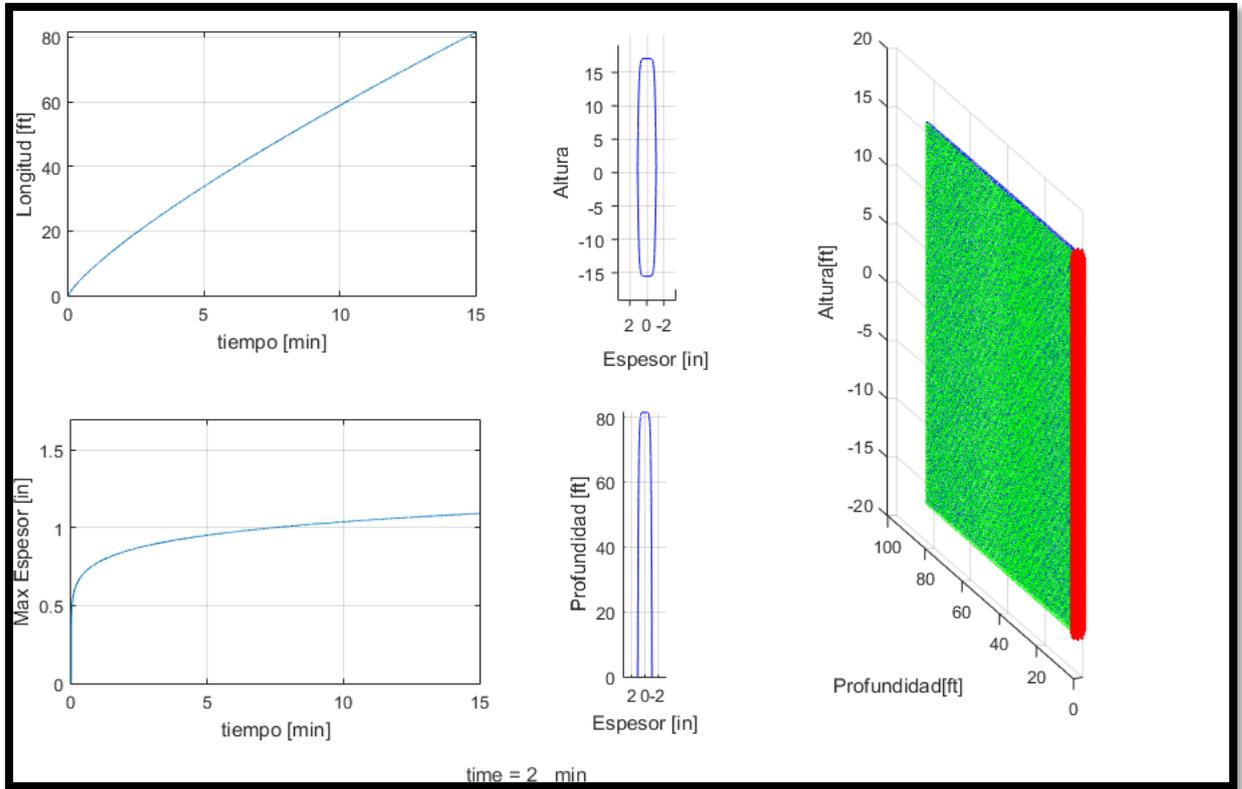
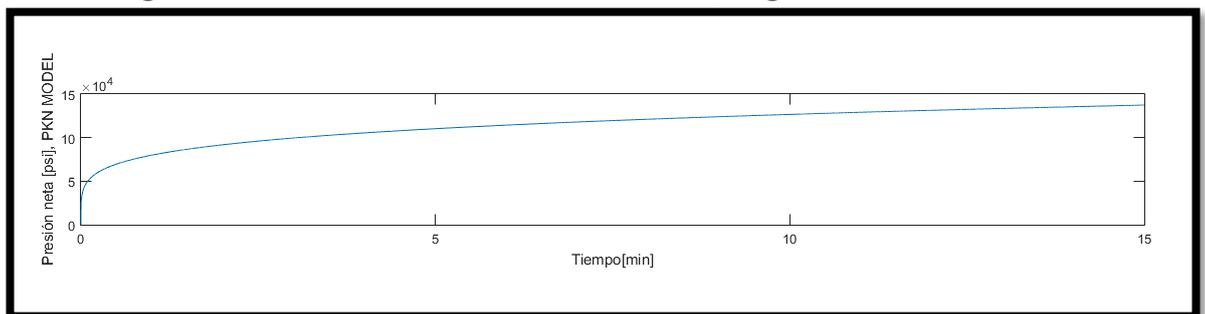


Figura 4.5: Modelo PKN en Pozo Palo Azul N 59, Segundo Intervalo

Figura 4.6: Presión en Pozo Palo Azul N 59, Segundo Intervalo



La figura 4.5 muestra las diferentes curvas que se obtiene del simulador como longitud de penetración vs tiempo, altura vs profundidad, espesor vs tiempo y por último muestra el comportamiento de la geometría dentro del medio poroso y la figura 4.6 muestra el comportamiento de la presión y como resultado se presenta la tabla 4.5.

Tabla de Resultados:

**Tabla 4.5: Resultado en modelo PKN, Segundo Intervalo**

Pozo Palo Azul N 059		
SEGUNDO INTERVALO	Tipo de Modelo	PKN
	Tiempo de Bombeo (min)	15
	Espesor (in)	1
	Max Espesor (in)	1.1
	Longitud (ft)	82
	Altura (ft)	7
	Permeabilidad (md)	141.72
	Porosidad	0.114

- Tercer Intervalo

**Tabla 4.6: Pozo Palo Azul N-59, Tercer intervalo**

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	$\phi$	Condición Actual			XF	XF/HF	Modelo
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %			
PLAN 59	Holín	3	10151	10155	4	Punzado existentes abiertos	231.114	0.115		135	30	7.5	RADIAL	

Implementación de datos:

**Figura 4.7: Data en tercer intervalo del Pozo PLAN 59**

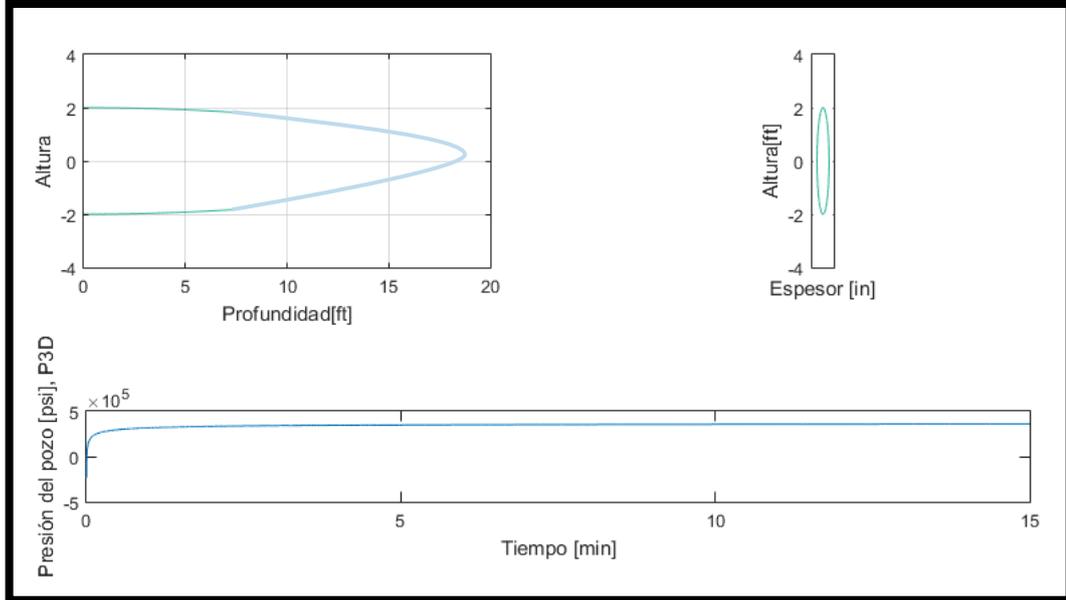
```

Editor - C:\Users\epnbu\Desktop\tesis\fracture modelling - copia\fracture2DP3D.m
fracture2DP3D.m x KGD.m x TD.m x PKN.m x suplabel.m x +
28 - clear all;clc;
29 - %-----
30 - G=8.702*1e5;      % Módulo de corte      [psi]
31 - v=.2;            % Radio de drenaje Poisson
32 - mu=50;           % Viscosidad del fluido [cp]
33 - Zi=3550;        % Esfuerzo in-situ      [psi]
34 - Q=37.73;        % Tasa de Bombeo      [bb1/min]
35 - h=4;            % Altura de fractura    [ft]
36 - rw=0.5625;     % Radio del pozo      [ft]
37 - tf=input('Tiempo de bombeo? \n mejores resultados entre 0.5<t<10 \n tiempo en minutos(0.25<=t):');
38 - tic;
39 - %*****
40 - [Tkgd,pkgd]=KGD(tf,G,Q,v,mu,Zi);%      KGD
41 - %*****
42 - [Tpkn,ppkn]=PKN(tf,G,Q,v,mu,h);%      PKN
43 - %*****
44 - [T3,p3]=TD(tf,G,Q,mu,Zi,rw,h,v);%      P3D
45 - %*****
46 - figure(1)
47 - set(1,'name','PRESIÓN DEL POZO vs TIEMPO En 2D Y P3D','numbertitle','off')
48 - subplot(311)

Command Window
Tiempo de bombeo?
mejores resultados entre 0.5<t<10
fx tiempo en minutos(0.25<=t):15
    
```

Desarrollo del modelo P3D RADIAL

**Figura 4.8: Modelado en Pozo Palo Azul N 59, Tercer Intervalo**



**Figura 4.9: Modelo PSD 3D Radial en pozo Palo Azul N 59.**

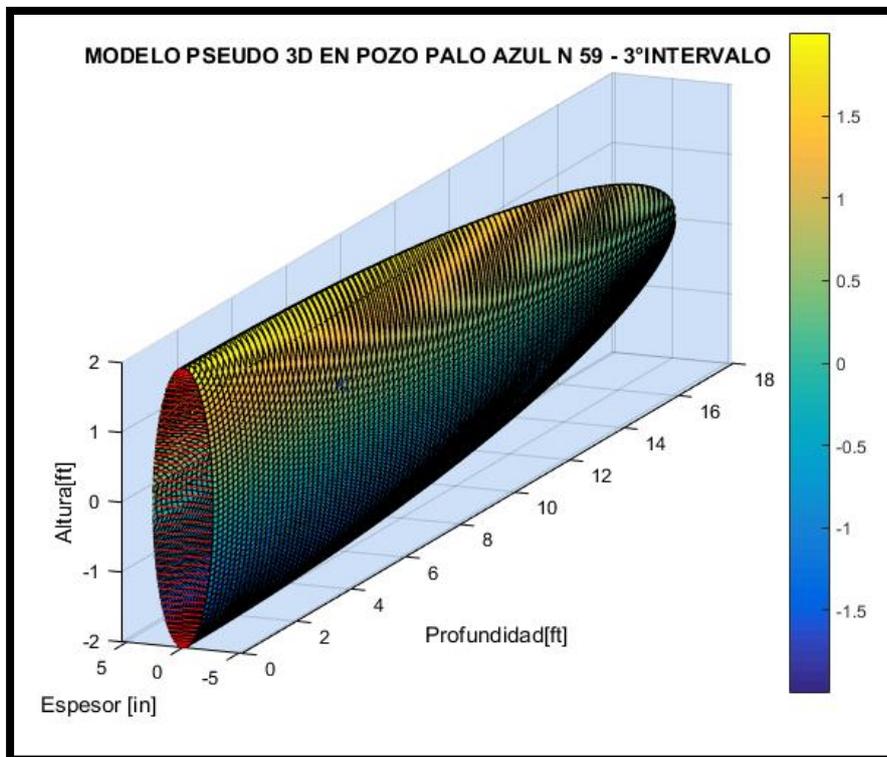


Tabla de Resultados:

**Tabla 4.7: Resultado en Modelo Radial, Tercer Intervalo**

Pozo Palo Azul N 059		
<b>TERCER MODELO</b>	Tipo de Modelo	RADIAL
	Tiempo de Bombeo (min)	15
	Espesor (in)	4
	Max Espesor (in)	4.12
	Longitud (ft)	18
	Altura (ft)	4
	Permeabilidad (md)	231.114
	Porosidad	0.115

**Palo Azul N-56**

El presente pozo presenta tres diferentes intervalos de interés para realizar fracturamiento hidráulico con varios tipos de modelos; por este motivo se separa en intervalos como se presenta a continuación:

- Primer Intervalo

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	$\phi$	Condición Actual		XF	XF/HF	Modelo
									BPPD	BWPD			
PLAN 56	Holín	1	10263	10276	13	Nueva zona sin explorar	29.302	0.071	Nueva zona sin desarrollar		10	0.76923077	KGD

**Tabla 4.8: Implementación del modelo KGD en pozo Palo Azul N 56**

Implementación de datos:

**Figura 4.10: Data en primer intervalo del Pozo Palo Azul N 56**

```

27 function fracture2DP3D
28 clear all;clc;
29 %-----
30 G=8.702*1e5; % Módulo de corte [psi]
31 v=.2; % Radio de drenaje Poisson
32 mu=50; % Viscosidad del fluido [cp]
33 Zi=3550; % Esfuerzo in-situ [psi]
34 Q=37.73; % Tasa de Bombeo [bbl/min]
35 h=13; % Altura de fractura [ft]
36 rw=0.5625; % Radio del pozo [ft]
37 tf=input('Tiempo de bombeo? \n mejores resultados entre 0.5<t<10 \n tiempo en minutos (0.25<=t): ');
38 tic;
39 %-----
40 [Tkgd, pkgd]=KGD(tf, G, Q, v, mu, Zi); % KGD
41 %-----
42 [Tpkn, ppkn]=PKN(tf, G, Q, v, mu, h); % PKN
43 %-----
44 [T3, p3]=P3D(tf, G, Q, mu, Zi, rw, h, v); % P3D
45 %-----
46 figure(1)
47 set(1, 'name', 'PRESIÓN DEL POZO vs TIEMPO En 2D Y P3D', 'numbertitle', 'off')

```

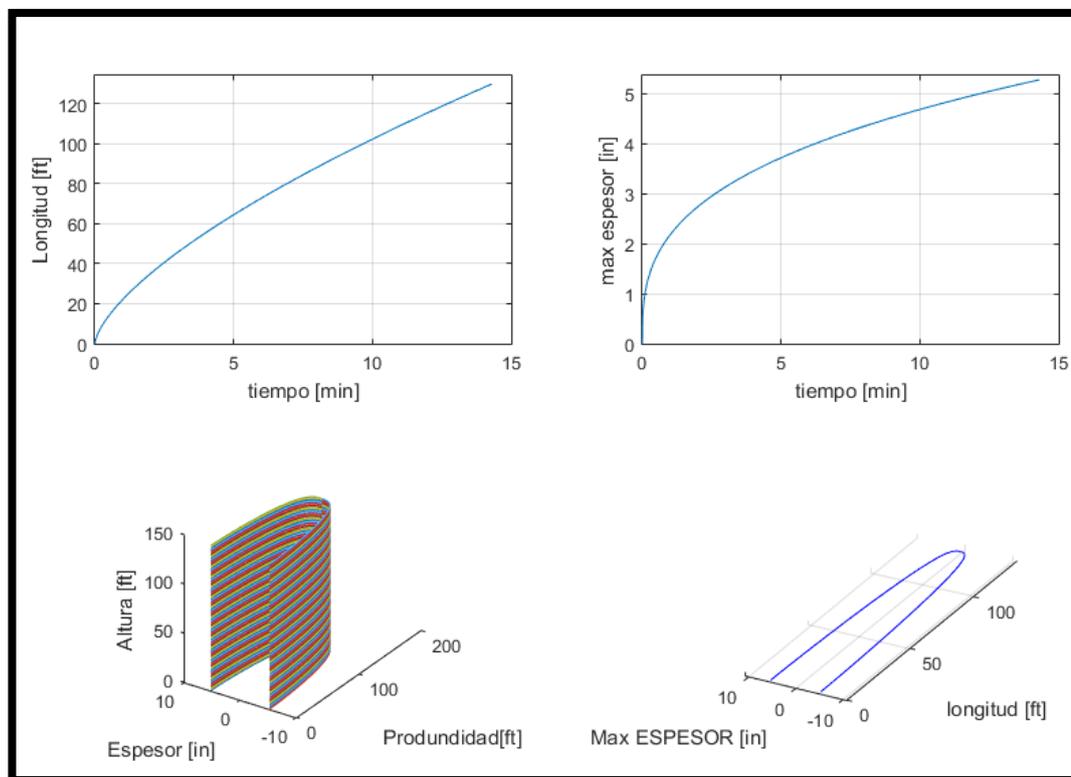
Command Window

```

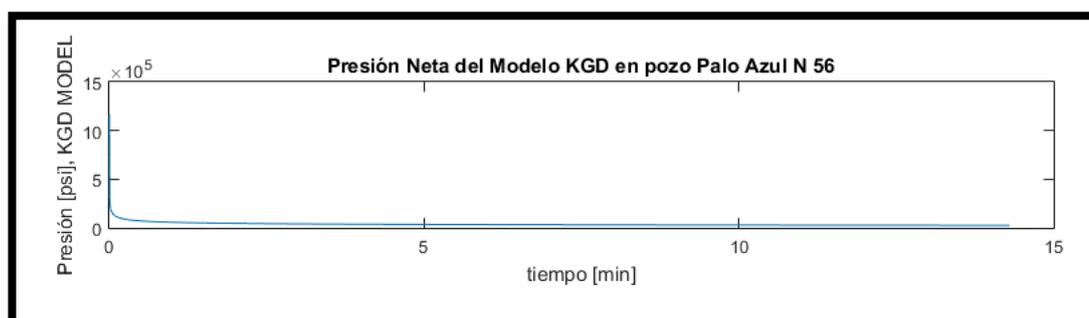
Tiempo de bombeo?
mejores resultados entre 0.5<t<10
tiempo en minutos (0.25<=t):15
fx Current plot held

```

## Desarrollo del modelo KGD



**Figura 4.11: Modelado en Pozo Palo Azul N 56, Primer Intervalo**



**Figura 4.12: Presión en pozo Palo Azul N56, primer intervalo.**

Tabla de Resultados:

En la tabla .9 muestra la lectura de los resultados de los diferentes gráficos que constituye la figura 4.11 y el valor de la presión neta obtenido en la figura 4.12

Tabla 4.9: Resultados modelo KGD, Primer Intervalo

Pozo Palo Azul N 056		
PRIMER INTERVALO	Tipo de Modelo	KGD
	Tiempo de Bombeo (min)	15
	Espesor (in)	6
	Max Espesor (in)	7
	Longitud (ft)	140
	Altura (ft)	13
	Permeabilidad (md)	29.302
	Porosidad	0.071

- Segundo Intervalo

Tabla 4.10: Implementación del modelo KGD en pozo Palo Azul N 56

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	$\phi$	Condición Actual			XF	XF/HF	Modelo
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %			
PLAN 56	Holín	2	10280	10309	29	punzados existentes abiertos	277.874	0.118		190	30	1.03448276	KGD	

Implementación de datos:

```

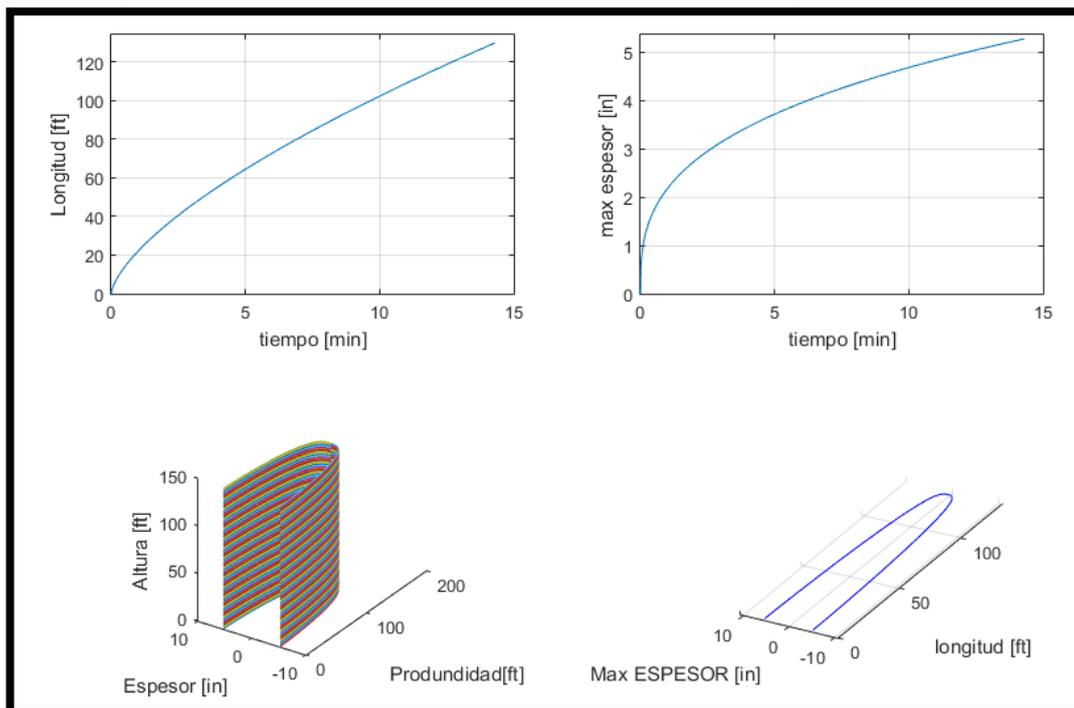
Editor - C:\Users\epnbu\Desktop\tesis\fracture modelling - copia\fracture2DP3D.m
fracture2DP3D.m x KGD.m x TD.m x PKN.m x suplabel.m x +
20 % El modelo KGD, PKN (2Ds) y un modelo P3D es desarrollado y comparado en %
21 % este simulador usando la data de fracturamiento hidráulico de PAM. %
22 % %
23 % Es necesario mencionar que el modelo matemático es tomado del paper %
24 % Arash Nasirisavadkouhi, "Un estudio de comparación de los modelos PKN, KGD %
25 % y modelo P3D" %
26 %***** %
27 function fracture2DP3D
28 clear all;clc;
29 %----- %
30 G=8.702*1e5; % Módulo de corte [psi]
31 v=.2; % Radio de drenaje Poisson
32 mu=50; % Viscosidad del fluido [cp]
33 Zi=3550; % Esfuerzo in-situ [psi]
34 Q=37.73; % Tasa de Bombeo [bbl/min]
35 h=29; % Altura de fractura [ft]
36 rw=0.5625; % Radio del pozo [ft]
37 tf=input('Tiempo de bombeo? \n mejores resultados entre 0.5<t<10 \n tiempo en minutos(0.25<=t):');
38 tic;
39 %***** %
40 [Tkgd, pkgd]=KGD(tf, G, Q, v, mu, Zi); % KGD
41 %***** %
Command Window
Tiempo de bombeo?
mejores resultados entre 0.5<t<10
f: tiempo en minutos(0.25<=t):15

```

Figura 4.13: Data en segundo intervalo del Pozo Palo Azul N 56

Desarrollo del modelo KGD

**Figura 4.14: Modelado en Pozo Palo Azul N 56, segundo intervalo**



**Figura 4.15: Presión KGD en Palo Azul N 56, segundo intervalo.**

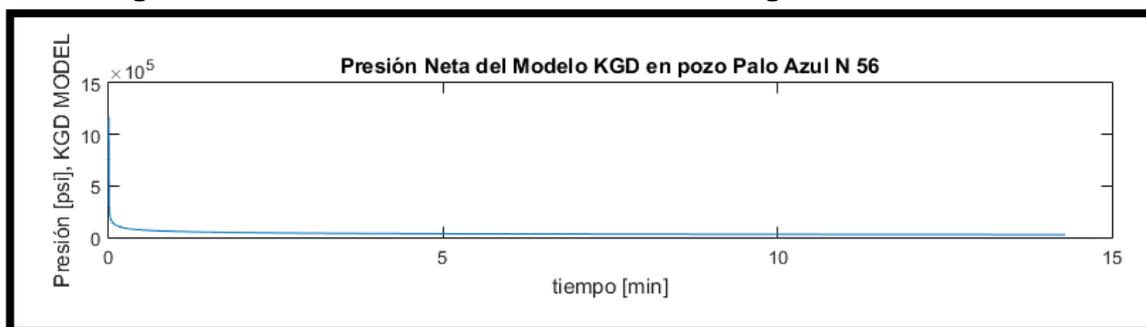


Tabla de Resultados:

**Tabla 4.11: Resultado en Modelo KGD, Segundo Intervalo**

Pozo Palo Azul N 056		
SEGUNDO INTERVALO	Tipo de Modelo	KGD
	Tiempo de Bombeo (min)	15
	Espesor (in)	7
	Max Espesor (in)	7.3
	Longitud (ft)	125
	Altura (ft)	29
	Permeabilidad (md)	277.84
	Porosidad	0.118

### Palo Azul N-57

El presente pozo presenta dos diferentes intervalos de interés para realizar fracturamiento hidráulico con varios tipos de modelos; por este motivo se separa en intervalos como se presenta en la tabla 4.12:

- Primer Intervalo

**Tabla 4.12: Implementación del modelo PKN en pozo Palo Azul N 57**

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	$\phi$	Condición Actual			XF	XF/HF	Modelo
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %			
PLAN 57	Holín	1	10452	10467	15	punzados existentes abiertos	298.645	0.118		99	30	2	PKN	

**Figura 4.16: Data en primer intervalo del pozo Palo Azul N 57**

```

fracture2DP3D.m  KGD.m  TD.m  PKN.m  suplabel.m  +
20 % El modelo KGD,PKN (2Ds) y un modelo P3D es desarrollado y comparado en %
21 % este simulador usando la data de fracturamiento hidráulico de PAM. %
22 % %
23 % Es necesario mencionar que el modelo matemático es tomado del paper %
24 % Arash Nasirisavadkouhi,"Un estudio de comparación de los modelos PKN,KGD%
25 % y modelo P3D" %
26 %***** %
27 function fracture2DP3D
28 clear all;clc;
29 %----- %
30 G=8.702*1e5; % Módulo de corte [psi]
31 v=.2; % Radio de drenaje Poisson
32 mu=50; % Viscosidad del fluido [cp]
33 Zi=3550; % Esfuerzo in-situ [psi]
34 Q=37.73; % Tasa de Bombeo [bb1/min]
35 h=15; % Altura de fractura [ft]
36 rw=0.5625; % Radio del pozo [ft]
37 tf=input('Tiempo de bombeo? \n mejores resultados entre 0.5<t<10 \n tiempo en minutos(0.25<=t):');
38 tic;
39 %***** %
40 [Tkgd,pkgd]=RGD(tf,G,Q,v,mu,Zi); % RGD
41 %***** %
    
```

Command Window

```

Tiempo de bombeo?
mejores resultados entre 0.5<t<10
f tiempo en minutos(0.25<=t):15
    
```

### Desarrollo del modelo KGD

**Figura 4.17: Modelado en Pozo Palo Azul N 57, Primer Intervalo**

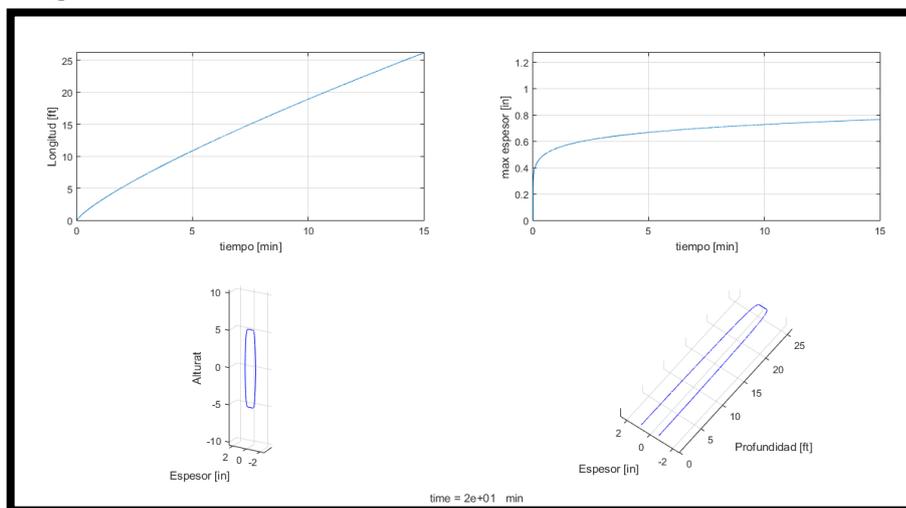


Figura 4.18: Modelo PKN en Pozo Palo Azul N 57, primer intervalo

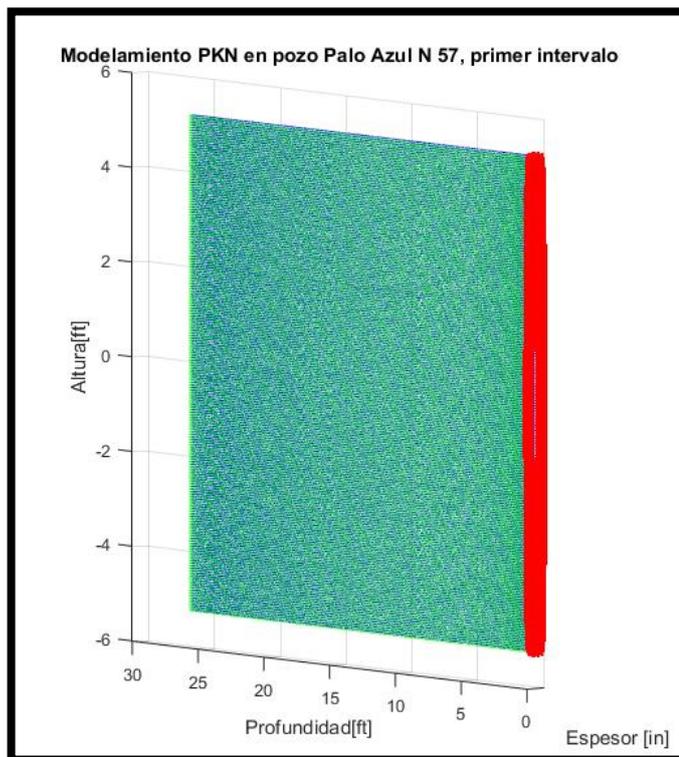


Figura 4.19: Presión en Palo Azul N 57, Primer Intervalo

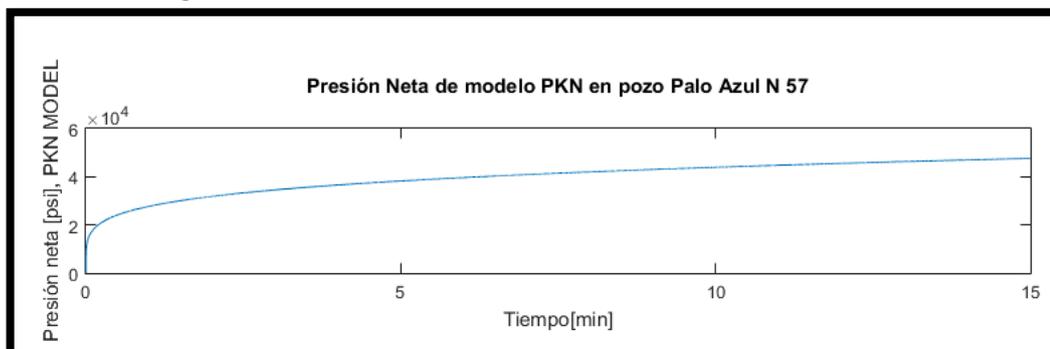


Tabla de Resultados:

Tabla 4.13: Resultados en Modelo PKN, Primer Intervalo

Pozo Palo Azul N 057		
<b>PRIMER INTERVALO</b>	<b>Tipo de Modelo</b>	PKN
	<b>Tiempo de Bombeo</b>	15
	<b>Espesor (in)</b>	3
	<b>Max Espesor (in)</b>	3.3
	<b>Longitud (ft)</b>	28
	<b>Altura (ft)</b>	15
	<b>Permeabilidad (md)</b>	298.645
	<b>Porosidad</b>	0.118

- Segundo Intervalo

**Tabla 4.14: Pozo Palo Azul N 57, Segundo Intervalo**

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	$\phi$	Condición Actual			XF	XF/HF	Modelo
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %			
PLAN 57	Holín	2	10484	10491	7	punzados existentes abiertos	849.230	0.175		99	50	7.14285714	RADIAL	

Implementación de datos:

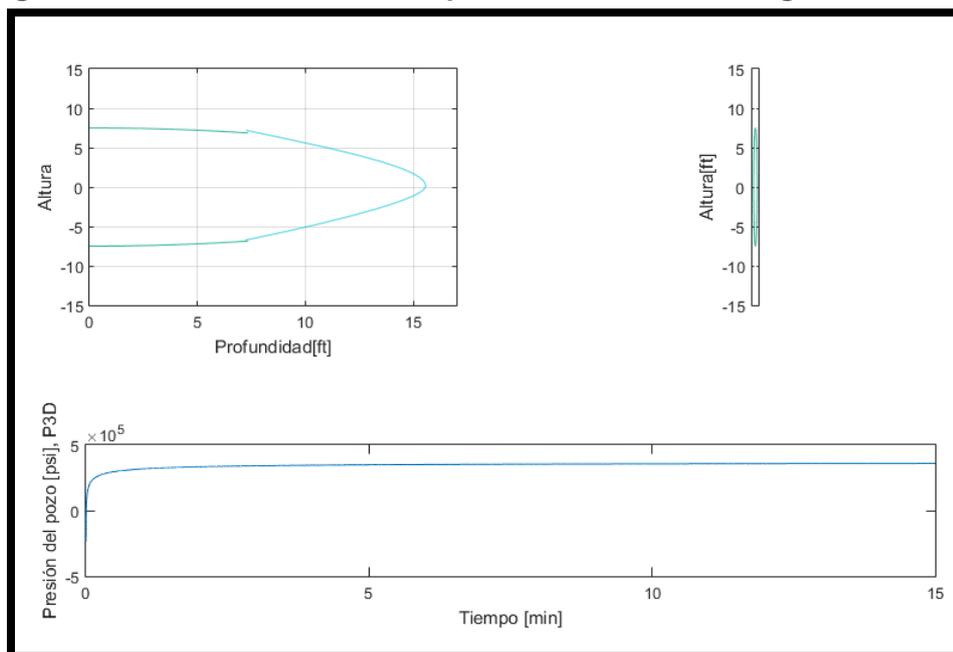
**Figura 4.20: Data en pozo Palo Azul N 57, Segundo Intervalo**

```

Editor - C:\Users\epnbu\Desktop\tesis\fracture modelling - copia\fracture2DP3D.m
fracture2DP3D.m  KGD.m  TD.m  PKN.m  suplabel.m  +
24 % Arash Nasirisavadvkouhi, "Un estudio de comparación de los modelos PKN, KGD%
25 % y modelo P3D"
26 %*****
27 function fracture2DP3D
28 clear all;clc;
29 %-----
30 G=8.702*1e5; % Módulo de corte [psi]
31 v=.2; % Radio de drenaje Poisson
32 mu=50; % Viscosidad del fluido [cp]
33 Zi=3550; % Esfuerzo in-situ [psi]
34 Q=37.73; % Tasa de Bombeo [bb1/min]
35 h=7; % Altura de fractura [ft]
36 rw=0.5625; % Radio del pozo [ft]
37 tf=input('Tiempo de bombeo? \n mejores resultados entre 0.5<t<10 \n tiempo en minutos (0.25<=t):');
38 tic;
39 %*****
40 [Tkgd,pkgd]=KGD(tf,G,Q,v,mu,Zi);% KGD
41 %*****
42 [Tpkn,ppkn]=PKN(tf,G,Q,v,mu,h);% PKN
43 %*****
44 [T3,p3]=TD(tf,G,Q,mu,Zi,rw,h,v);% P3D
Command Window
Tiempo de bombeo?
mejores resultados entre 0.5<t<10
fx tiempo en minutos (0.25<=t):15
    
```

Desarrollo del modelo Radial

**Figura 4.21: Modelado Radial en pozo Palo Azul N 57, Segundo Intervalo**



**Figura 4.22: Modelo Radial en pozo Palo Azul N 57, Segundo Intervalo**

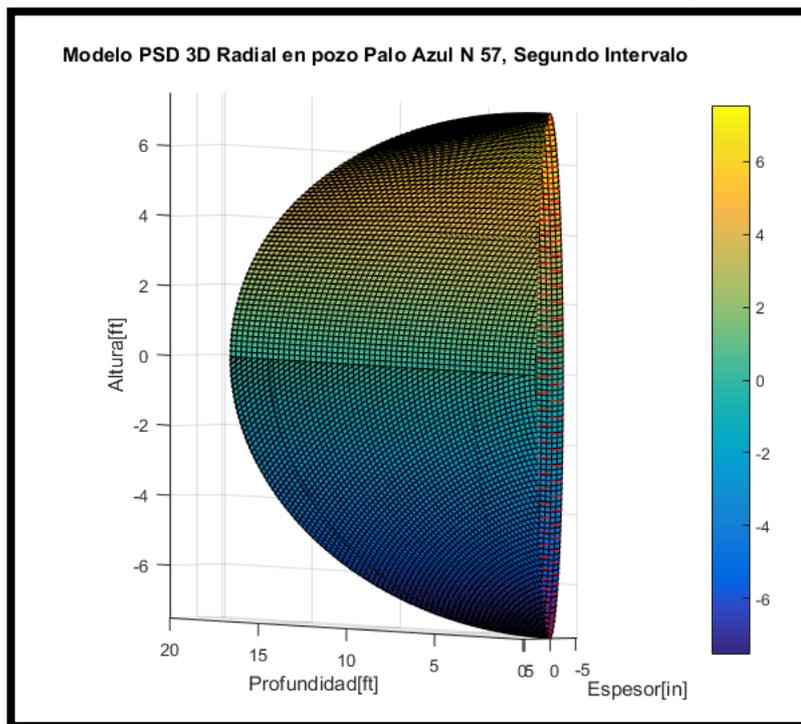


Tabla de Resultados

Pozo Palo Azul N 057		
SEGUNDO MODELO	Tipo de Modelo	RADIAL
	Tiempo de Bombeo	15
	Espesor (in)	1
	Max Espesor (in)	1.1
	Longitud (ft)	18
	Altura (ft)	7
	Permeabilidad (md)	849.3
	Porosidad	0.175

**Tabla 4.15: Resultado en Modela Radial, Segundo Intervalo**

#### **Palo Azul N-54**

El presente pozo presenta tres diferentes intervalos de interés para realizar fracturamiento hidráulico y se toma como referencia la longitud que podría alcanzar con la permeabilidad que presenta cada zona, teniendo como resultado los siguientes resultados:

Tabla 4.16: Modelamiento en pozo Palo Azul N 54

Pozo	Formación	Intervalo	Tope MD (ft)	Base MD (ft)	Espesor (ft)	Observaciones	K (md)	$\phi$	Condición Actual			XF	XF/HF	Modelo
									BPPD	BWPD	Corte de Agua %			
PLAN 54	Holín	1	10317	10334	17	punzados existentes abiertos	85.210	0.079		282		10	0.58823529	KGD
PLAN 54	Holín	2	10341	10351	10	punzados existentes abiertos	114.897	0.108		282		15	1.5	KGD
PLAN 54	Holín	3	10358	10372	14	punzados existentes abiertos	238.517	0.128	282	132	32	30	2.14285714	PKN

- Primer Intervalo

Figura 4.23: Data en Palo Azul N 54, Primer Intervalo

```

Editor - C:\Users\epnbu\Desktop\tesis\fracture modelling - copia\fracture2DP3D.m
fracture2DP3D.m x KGD.m x TD.m x PKN.m x suplabel.m x +
22 %
23 % Es necesario mencionar que el modelo matemático es tomado del paper
24 % Arash Nasirisavadkouhi, "Un estudio de comparación de los modelos PKN, KGD%
25 % y modelo P3D"
26 %
27 function fracture2DP3D
28 clear all;clc;
29
30 -----
31 G=8.702*1e5; % Módulo de corte [psi]
32 v=.2; % Radio de drenaje Poisson
33 mu=50; % Viscosidad del fluido [cp]
34 Zi=3550; % Esfuerzo in-situ [psi]
35 Q=37.73; % Tasa de Bombeo [bbl/min]
36 h=17; % Altura de fractura [ft]
37 rw=0.5625; % Radio del pozo [ft]
38 tf=input('Tiempo de bombeo? \n mejores resultados entre 0.5<t<10 \n tiempo en minutos(0.25<=t):');
39 tic;
40 [Tkgd, pkgd]=KGD(tf, G, Q, v, mu, Zi); % KGD
41 %
42 [Tpkn, ppkn]=PKN(tf, G, Q, v, mu, h); % PKN
43
Command Window
Current plot released
Current plot held
Current plot released
Current plot held

```

Figura 4.24: Modelado KGD en Pozo Palo Azul N 54, Primer Intervalo

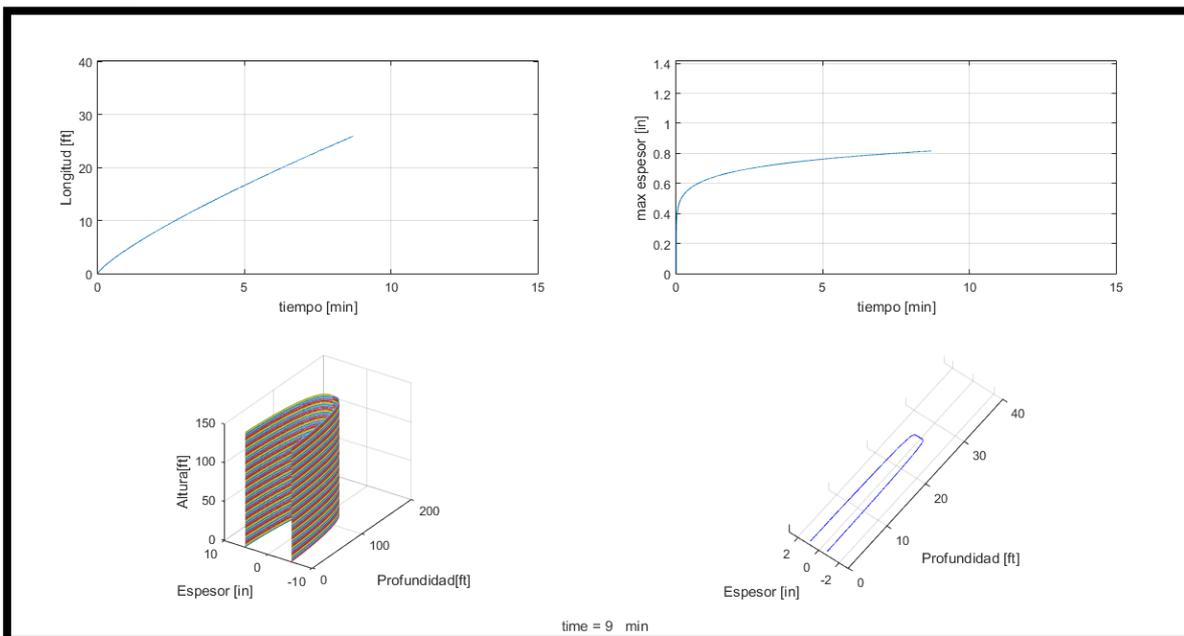


Figura 4.25: Presión Neta en pozo Palo Azul N 54, Primer Intervalo

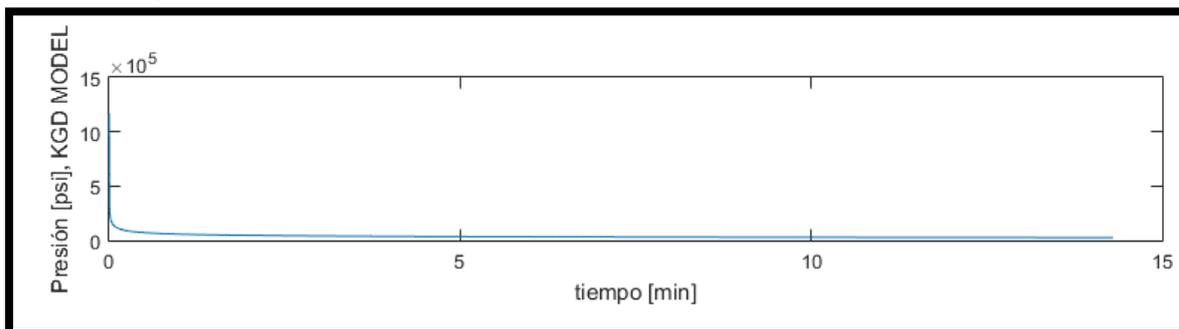


Tabla de Resultados:

Tabla 4.17: Resultado en Modelo KGD, Primer Intervalo

Pozo Palo Azul N 054		
<b>PRIMER INTERVALO</b>	<b>Tipo de Modelo</b>	KGD
	<b>Tiempo de Bombeo</b>	15
	<b>Espesor (in)</b>	1.6
	<b>Max Espesor (in)</b>	1.8
	<b>Longitud (ft)</b>	28
	<b>Altura (ft)</b>	17
	<b>Permeabilidad (md)</b>	85.21
	<b>Porosidad</b>	0.079

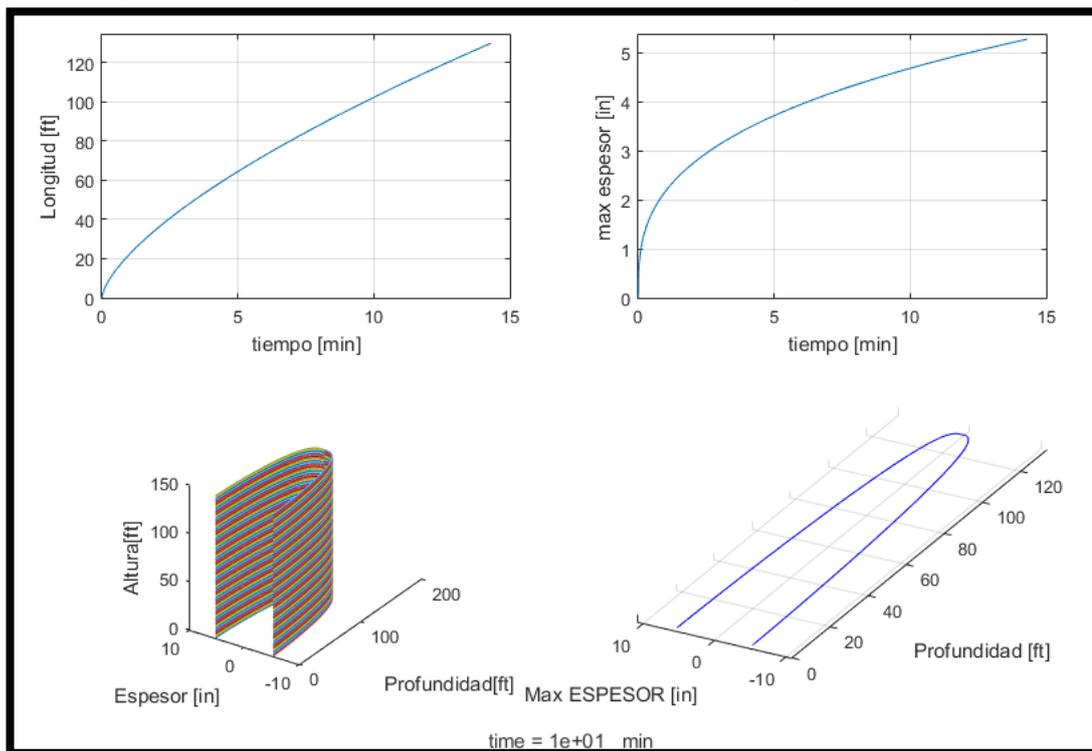
- Segundo Intervalo

Figura 4.26: Data en Pozo Palo Azul N 54, Segundo Intervalo

```

Editor - C:\Users\epnbu\Desktop\tesis\fracture modelling - copia\fracture2DP3D.m
fracture2DP3D.m x KGD.m x TD.m x PKN.m x suplabel.m x +
21 % este simulador usando la data de fracturamiento individual de PKN.
22 %
23 % Es necesario mencionar que el modelo matemático es tomado del paper
24 % Arash Nasirisavadkouhi, "Un estudio de comparación de los modelos PKN,KGD%
25 % y modelo P3D"
26 % =====
27 function fracture2DP3D
28 clear all;clc;
29 %-----
30 G=8.702*1e5; % Módulo de corte [psi]
31 v=.2; % Radio de drenaje Poisson
32 mu=50; % Viscosidad del fluido [cp]
33 Zi=3550; % Esfuerzo in-situ [psi]
34 Q=37.73; % Tasa de Bombeo [bbl/min]
35 h=10; % Altura de fractura [ft]
36 rw=0.5625; % Radio del pozo [ft]
37 tf=input('Tiempo de bombeo? \n mejores resultados entre 0.5<t<10 \n tiempo en minutos(0.25<=t):');
38 tic;
39 %*****
40 [Tkgd, pkgd]=KGD(tf, G, Q, v, mu, Zi); % KGD
41 %*****
42 [Tkp, ppkn]=PKN(tf, G, Q, v, mu, h); % PKN
    
```

**Figura 4.27: Modelado en Pozo Palo Azul N 54, Segundo Intervalo**



**Figura 4.28: Presión en pozo Palo Azul N 54, Segundo Intervalo**

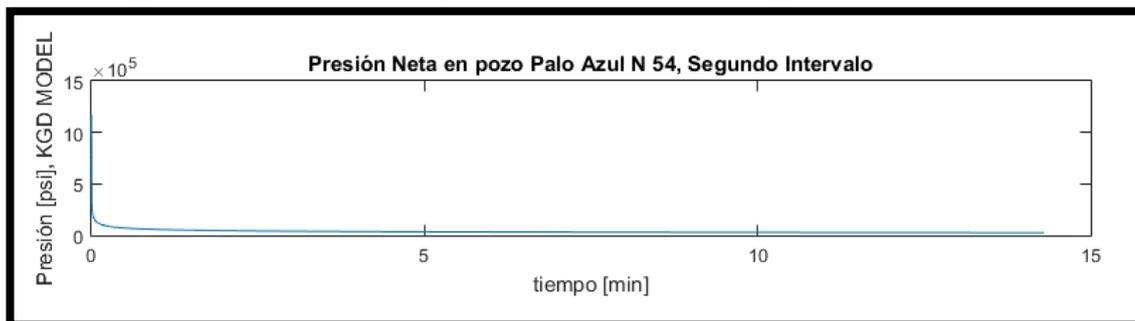


Tabla de resultados:

**Tabla 4.18: Resultados en Modelo KGD, Segundo Intervalo**

Pozo Palo Azul N 054		
<b>SEGUNDO MODELO</b>	<b>Tipo de Modelo</b>	KGD
	<b>Tiempo de Bombeo</b>	15
	<b>Espesor (in)</b>	10
	<b>Max Espesor (in)</b>	11
	<b>Longitud (ft)</b>	130
	<b>Altura (ft)</b>	10
	<b>Permeabilidad (md)</b>	114.89
	<b>Porosidad</b>	0.108



**Figura 4.31: Presión Neta en pozo Palo Azul N 54, Tercer Intervalo**

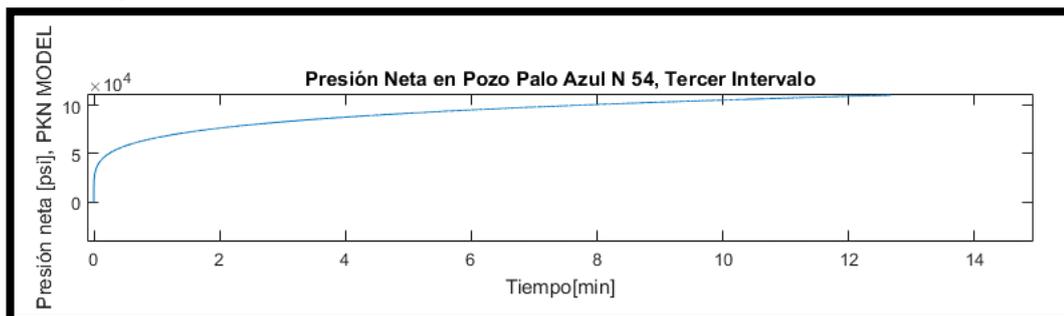


Tabla de resultados:

**Tabla 4.19: Resultado en Modelo PKN, Tercer Intervalo**

Pozo Palo Azul N 054		
<b>TERCER MODELO</b>	<b>Tipo de Modelo</b>	PKN
	<b>Tiempo de Bombeo</b>	15
	<b>Espesor (in)</b>	1.7
	<b>Max Espesor (in)</b>	1.6
	<b>Longitud (ft)</b>	50
	<b>Altura (ft)</b>	14
	<b>Permeabilidad (md)</b>	238.114
	<b>Porosidad</b>	0.128

## 4.2 DISCUSIONES

El objetivo de esta parte del trabajo es dar a conocer las diferencias y posibles similitudes existentes entre los tres tipos de modelos que se usan y se emplean en la formación Hollín del campo Palo Azul.

Como se observa las fórmulas que se emplean en cada uno de los modelos son diferentes, causando que la geometría que se obtiene en cada intervalo de fracturamiento adopte una forma diferente.

Es importante tener en cuenta que los modelos 2D como PKN, KGD, y Radial fueron de gran ayuda en la etapa inicial del fracturamiento por que constituyeron la base para seguir desarrollando nuevos modelos que se ajusten de mejor forma a las condiciones del medio poroso, dando mejor tipo de resultados, ajustándose cada vez más a la realidad. Los modelos pseudo 3D ya muestra una excelente interpretación de cuál sería el resultado

obtenido al realizar un trabajo de fracturamiento, y los modelos 3D se encuentran en la etapa de desarrollo siendo costoso a su acceso, y no cuenta con toda una data que logre ajustarse a un 100% a la realidad.

Otro factor importante que notar es la consideración de un volumen de inyección que se pierde en la formación denominado "leak off", si se realiza un balance de materia sería el volumen inyectado igual al volumen efectivo menos el volumen de pérdida, para el presente trabajo no se considera una pérdida de fluido. Esta consideración afecta de manera indirecta, porque al tener una pérdida del fluido, el alcance de la fractura en longitud sería mucho menor para llegar al objetivo de penetración de la fractura se necesitaría mayor tiempo, tasa de bombeo, mayor volumen, y un manejo en la presión que se está implementando a la formación para no forzar a la zona donde existe una pérdida de flujo de fluido de fracturamiento.

Como se puede observar en los modelos donde se aplica la geometría de fractura KGD y PKN los valores que se obtienen cumple con el objetivo de aumentar un radio de penetración, pero debido a que en una formación que se encuentra altamente compactada, con poco espacio poroso que se realiza una fractura se espera que su alcance no sea tan profundo, que las capas sub y suprayacentes a la zona de interés actúen como restricción a la propagación de la altura de la fractura debido al cambio geológico de las capas y propiedades petrofísicas, este criterio se deja en la parte de recomendaciones con la finalidad de estudiar a detalle el comportamiento de las geometrías.

En el modelo pseudo 3D Radial que se emplea en este trabajo se encuentra en conformidad con los resultados obtenidos por dos razones. La primera debido a que en formación Hollín el alcance máximo que se tiene como longitud de penetración ha sido 50 pies independientemente de las condiciones petrofísicas que presente la formación y el simulador muestra este tipo de resultados. El segundo parámetro se debe que la simulación de la fractura no se considera por capas, sino por celdas, cada celda actúa de

manera independiente haciendo que la grilla que se usa sea más fina y además se cuenta con la propagación de la fractura sobre los tres ejes como altura, longitud de penetración y espesor, dando una idea más realista de cuál sería el comportamiento en el medio poroso.

Como se había mencionado en el primer capítulo la presión es el único parámetro que se obtiene para determinar qué tan lejos o cerca se encuentra de la simulación, este valor no se colocó en el cuadro de resultados debido a que no se obtiene una determinada presión al realizar la fractura, no es un valor constante, al contrario, está en función del tiempo, esfuerzos, tipo de fluido a emplear, entre otros.

En la mayoría de los pozos a fracturar se aprovecha las zonas que tienen punzados abiertos con buenas características petrofísicas, esto ayuda a que la penetración de la propagación de la fractura tenga mayor alcance y sea de mayor alcance el fluido fracturante.

Para tener una comparación justa de resultados se plantea realizar un modelamiento en base a las tres geometrías PKN, KGD y Radial con los mismos datos para los tres modelos; para validar sus resultados y determinar su exactitud o error se toma como ejemplo los resultados del pozo Palo Azul N 054 analizados en el capítulo, la simulación será bajo los mismos parámetros utilizados en el pozo mencionado.

### Implementación de datos:

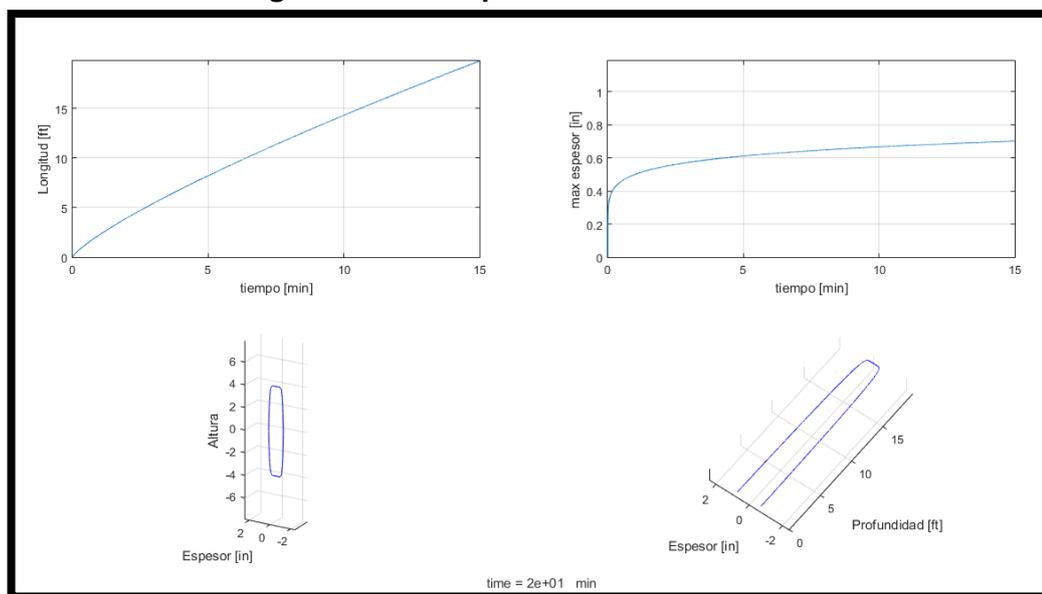
G=8.702*1e5;	Módulo de corte	[psi]
v=.2;	Radio de drenaje Poisson	
mu=50;	Viscosidad del fluido	[cp]
Zi=3550;	Esfuerzo in-situ	[psi]
Q=37.73;	Tasa de Bombeo	[bbl/min]
h=41;	Altura de fractura	[ft]
rw=0.563;	Radio del pozo	[ft]
t= 15;	Tiempo de bombeo	[min]

### Modelo PKN:

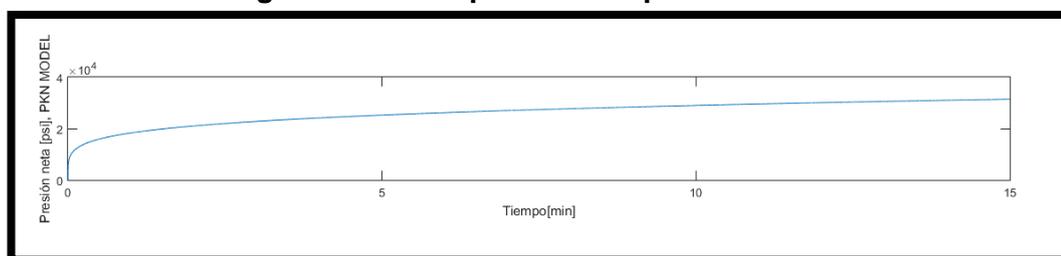
Para la simulación del modelo PKN se usa los datos anteriormente señalados con los parámetros que fueron tomados en el pozo Palo Azul N

054, con un tiempo de duración de 15 min, a continuación, se presenta el comportamiento de la fractura como longitud de penetración, espesor, altura que alcanza en el medio poroso.

**Figura 4.32: Comparación en modelo PKN**



**Figura 4.33: Comparación en presión de PKN**



### Modelo KGD:

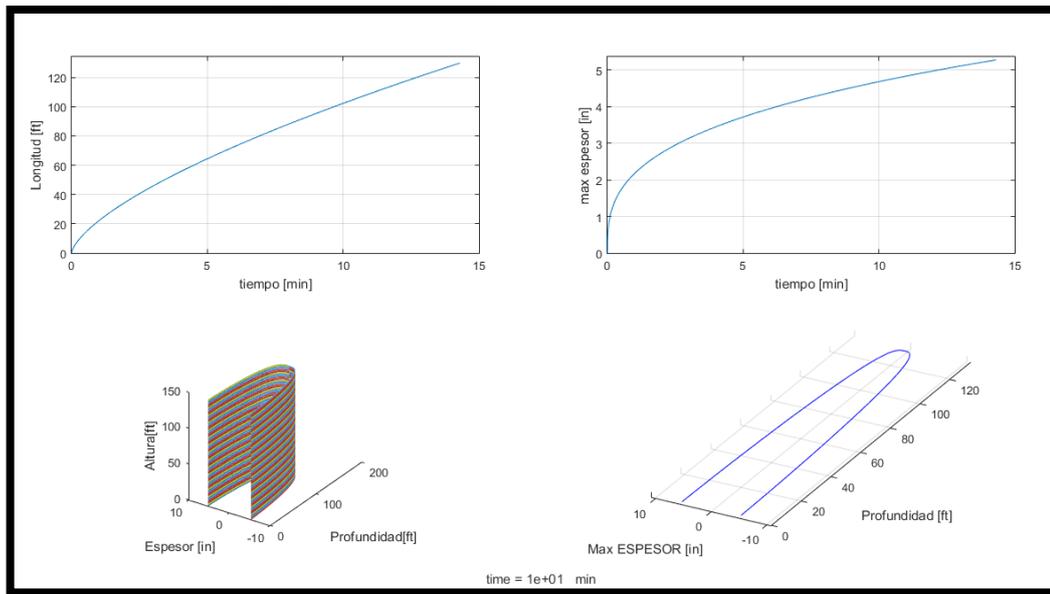
Para el modelamiento KGD se usa el mismo tipo de valores presentados en la parte inicial, obteniendo los siguientes resultados:

En la parte superior derecha se presenta la longitud de penetración la fractura en el intervalo de tiempo señalado, en la parte superior izquierda muestra el espesor máximo que alcanza la fractura en el medio poroso, en la parte inferior izquierda muestra un modelo 2D tanto en altura como en profundidad, y por último la parte inferior derecha se tiene una vista desde la

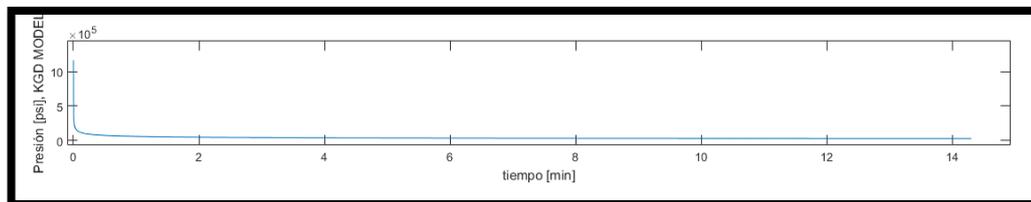
parte superior presentada en un plano horizontal el alcance en profundidad de la fractura y el ancho que se obtiene.

En la figura 4.35 se muestra el comportamiento de la presión de este modelo.

**Figura 4.34: Comparación en modelo KGD**



**Figura 4.35: Comparación en presión de KGD**

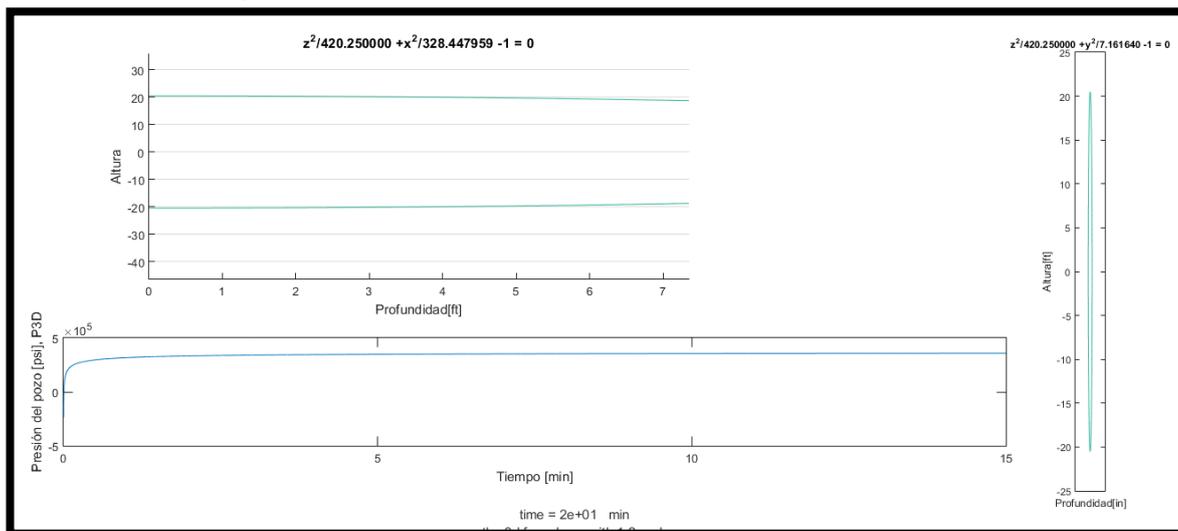


### Modelo Radial

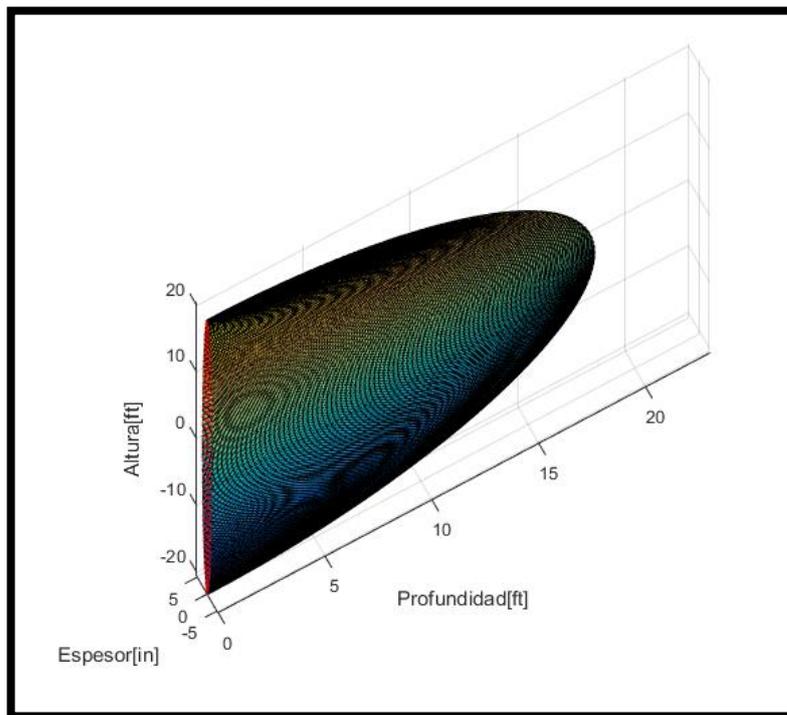
Para finalizar se presenta el último modelo pseudo radial 3D bajo los anteriores parámetros mencionados dando los siguientes resultados en la figura 4.36 y el desarrollo del modelo dentro del medio poroso en la figura 4.37, dando una perspectiva más real de cuál sería su comportamiento.

Aparte de este análisis, se propone variar otros parámetros como esfuerzo in-situ y módulo de corte, manteniendo los diferentes parámetros constantes como se muestra en el anexo D con los diferentes valores.

**Figura 4.36: Comparación en modelo P3D Radial**



**Figura 4.37: Comparación de modelo pseudo 3D Radial**



Para poder determinar las conclusiones, se presenta el cuadro comparativo en la tabla 4.20, en el que se muestra resultados entre el simulador ocupado en la empresa y los resultados del simulador implementado, de cierta manera la evaluación se debería realizar bajo el mismo concepto de modelos es decir una comparación entre radiales, PKN y KGD; pero esta comparación servirá para ver el grado de exactitud y error de los diferentes.

Tabla 4.20: Cuadro comparativo entre modelos

CUADRO COMPARATIVO				
Datos \ Modelos	PAM	PKN	KGD	RADIAL
Espesor [in]	4	1.6	7.2	3
Longitud [ft]	122	32	190.5	23
Altura [ft]	107.9	12	200	40
Tope MD [ft]	9936.5	9996	9930	9980
Base MD [ft]	10042.1	1004	1070	1020
Presión final [psia]	2400	198390	106800	2014100

## 4.2.1 OBSERVACIONES:

Tabla 4.21: Cuadro comparativo entre modelos

CUADRO COMPARATIVO				
Datos \ Modelos	PAM	PKN	KGD	RADIAL
Espesor [in]	4	Presenta un valor muy reducido en un 60% al esperado con PAM, realiza un by-pass alrededor del daño.	Existe un excelente espesor con un exceso del 80% con respecto a PAM, eliminando cualquier tipo de daño en la cara del pozo.	Se ajusta en un 75% del simulador de PAM, sus comparaciones se hacen en base a la misma geometría radial.
Longitud [ft]	122	Existe una reducción en cuanto al radio de penetración en un 74%, este efecto causa en alturas menores a 10 ft.	El aumento en un 56% de la longitud de penetración garantiza un mejor barrido aumentando el volumen de recuperación.	Su alcance hacia la formación es un 18% con respecto al simulador original, existe mucha restricción debido que sus celdas se comportan de manera independiente.
Altura [ft]	107.9	No se abre en forma de abanico alterando zonas aledañas, se	El espacio que abarca en la formación es muy amplio, este modelo ayudará en formaciones	La restricción en un 63% es un indicador que todo el modelo se desarrolla en menor medida sin

		enfoca mejor a la zona de interés	que se encuentren con zonas de interés muy unidas.	importar los parámetros a introducir.
<b>Presión final [psia]</b>	2400	Los valores de presión que presenta los diferentes modelos son valores muy altos con respecto al comparado en el simulador original, pero se debe tener en cuenta que, a mayor radio de penetración, mayor es el esfuerzo que ejerce el fluido fracturante en la formación.		

El cuadro 4.20 muestra una idea clara del comportamiento de los diferentes modelos de simulación en comparación al que se realiza en Petroamazonas EP, en espesor se ajusta el modelo radial, en prolongación de la fractura se tiene excelentes resultados con modelo KGD, en altura se ajusta de mejor manera el modelo KGD.

En relación con la presión se tiene valores excesivamente altos en comparación al valor obtenido en el simulador de prueba, su excesivo valor se ve reflejado debido a que el sistema no se toma en cuenta pérdidas de fluido al fracturar una zona en interés, tampoco se toma en cuenta la pérdida de energía por fricción con las paredes de la formación.

Se realiza otro tipo de pruebas donde se mantiene constante las variables como caudal, tiempo, radio del pozo, viscosidad del fluido, la altura, radio de drenaje Poisson y las variables a interactuar son el módulo de corte y el esfuerzo in-situ, y se obtuvieron diferentes resultados; se pudo determinar que a medida que se reduce el valor módulo de corte la presión resultante disminuye significativamente la presión, ver anexo D.

Otro dato que se puede comprobar si se mantiene constante todas las variables menos el esfuerzo in-situ, el valor de la presión no varía significativamente, se registra valores altos, pero la longitud de penetración disminuye, el espesor de la fractura crece y la altura se mantiene constante, ver anexo D.

Por último, tramo de prueba se realiza variación de los dos parámetros módulo de corte y esfuerzo y se obtiene valores bajos en todo sentido como

presión, longitud de profundidad, lo que aumenta es el espesor de la fractura, ver anexo D.

Este trabajo no cuenta con un análisis económico detallado de las fracturas a realizar debido a que en la zona oriente se realiza fracturamiento hidráulico 3D Radial, dejando de lado a los otros modelos tratados en este trabajo, se propone un análisis de costo de operación de un trabajo de fracturamiento.

### **4.3 ANÁLISIS DE COSTO**

Para poder determinar la inversión en los diferentes pozos que se propone para fracturamiento hidráulico, se toma como base el costo de operaciones de un trabajo de fracturamiento hidráulico con equipos y días netamente necesario para realizar este tipo de trabajos, dando a detalle los diferentes costos y al final la suma total de sus valores, cabe mencionar que el presupuesto que se mostrará en la tabla 4.22 corresponde al empleado en un modelo de fracturamiento Radial, y comparar con el modelo PKN y KGD tendrá sus variaciones, en todo caso se realizará la comparación con este valor que se obtiene de un modelo de fracturamiento convencional lo más cercano a la realidad.

- Rentas generales (movilización de personal, renta de tanques de almacenamiento)
- Servicio de ácidos, solventes y fracturamiento
- Servicios de disparos de producción
- Servicios de limpieza mecánica de pozo (registros)
- Rentas reacondicionamiento
- Servicio de catering
- Servicio de gerenciamiento completación
- Servicio de camión vacuum
- Fuel oil, gas and diesel
- Fluidos de wo y quimicos wo
- Permisos SH
- Tubing wo
- Servicio de slick line
- Servicio movilización de taladro wo
- Servicio taladro reacondicionamiento
- Servicio transportes trasteo taladro
- Servicio de inspección de tubería

Tabla 4.22: Costo de F.H. convencional en modelo Radial

MONTO TOTAL	DETALLE	DESCRIPCION	VALOR UNITARIO	CANTIDAD	DÍAS LABORADOS
160.00	Renta Frac tanks @ 80,00 c/uno/día (3R)	RENTAS GENERALES	80.00	2	1
160.00	Renta Frac tanks @ 80,00 c/uno/día (3R)	RENTAS GENERALES	80.00	2	2
160.00	Renta Frac tanks @ 80,00 c/uno/día (3R)	RENTAS GENERALES	80.00	2	3
160.00	Renta Frac tanks @ 80,00 c/uno/día (3R)	RENTAS GENERALES	80.00	2	4
160.00	Renta Frac tanks @ 80,00 c/uno/día (3R)	RENTAS GENERALES	80.00	2	5
160.00	Renta Frac tanks @ 80,00 c/uno/día (3R)	RENTAS GENERALES	80.00	2	6
160.00	Renta Frac tanks @ 80,00 c/uno/día (3R)	RENTAS GENERALES	80.00	2	7
160.00	Renta Frac tanks @ 80,00 c/uno/día (3R)	RENTAS GENERALES	80.00	2	8
160.00	Renta Frac tanks @ 80,00 c/uno/día (3R)	RENTAS GENERALES	80.00	2	9
160.00	Renta Frac tanks @ 80,00 c/uno/día (3R)	RENTAS GENERALES	80.00	2	10
5,008.32	Coil tubing equipment service	SERVICIO DE ACIDOS, SOLVENTES Y FRACTURAMIENTO	5,008.32	1	1
16,333.53	Coil tubing equipment service	SERVICIO DE ACIDOS, SOLVENTES Y FRACTURAMIENTO	16,333.53	1	2
36,328.05	Estimulation & Treatment	SERVICIO DE ACIDOS, SOLVENTES Y FRACTURAMIENTO	36,328.05	1	3
10,101.84	FLUIDS & CHEM- WATER	SERVICIO DE ACIDOS, SOLVENTES Y FRACTURAMIENTO	10,101.84	1	4
14,516.79	Pumping charge	SERVICIO DE ACIDOS, SOLVENTES Y FRACTURAMIENTO	14,516.79	1	5
40,439.92	Perforating services 12spf	SERVICIOS DE DISPAROS DE PRODUCCION	40,439.92	1	1
24,029.96	Fishing tools, pars, X-overs, others, rental.	SERVICIOS DE LIMPIEZA MECANICA DE POZO (REGISTROS)	24,029.96	1	1
5,104.00	Miscellaneous Technical Contractors Services (Baker-Hallib-Sib)	SERVICIOS DE LIMPIEZA MECANICA DE POZO (REGISTROS)	5,104.00	1	2
6,871.40		RENTAS RECONDICIONAMIENTO	6,871.40	1	1
231.00	Alimentación y hospedaje (EY)	SERVICIO DE CATERING	6.60	35	1
231.00	Alimentación y hospedaje (EY)	SERVICIO DE CATERING	6.60	35	2
297.00	Alimentación y hospedaje (EY)	SERVICIO DE CATERING	6.60	45	3
277.20	Alimentación y hospedaje (EY)	SERVICIO DE CATERING	6.60	42	4
297.00	Alimentación y hospedaje (EY)	SERVICIO DE CATERING	6.60	45	5
297.00	Alimentación y hospedaje (EY)	SERVICIO DE CATERING	6.60	45	6
257.4	Alimentación y hospedaje (EY)	SERVICIO DE CATERING	6.6	39	7
310.20	Alimentación y hospedaje (EY)	SERVICIO DE CATERING	6.60	47	8
290.40	Alimentación y hospedaje (EY)	SERVICIO DE CATERING	6.60	44	9
290.40	Alimentación y hospedaje (EY)	SERVICIO DE CATERING	6.6	44	10
316.80	Alimentación, hospedaje y lavado de ropa	SERVICIO DE CATERING	6.60	48	11
15,550.00	Running casing 3 1/2" & 4 1/2" (Subida)	RENTAS RECONDICIONAMIENTO	15,550.00	1	2
1,036.00	Company man Contratista	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO COMPLETACION	1,036.00	1	1
1,036.00	Company man Contratista	SERVICIO DE GERENCIAMIENTO COMPLETACION	1,036.00	1	2
520.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	13	1
440.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	11	2
1,480.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	37	3
400.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	10	4
440.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	11	5
400.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	10	6
400.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	10	7
440.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	11	8
400.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	10	9
400.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	10	10
400.00	Vacuum/hrs.	SERVICIO DE CAMION VACUUM	40.00	10	11
369.13	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	450	1
369.13	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	450	2
369.13	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	450	3
369.13	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	450	4
91.00	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.91	100	5
369.13	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	450	6
451.16	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	550	7
369.13	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	450	8
369.13	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	450	9
369.13	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	450	10
369.13	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	450	11
369.13	Diesel (+/- 350 gal/day)	FUEL OIL, GAS AND DIESEL	0.82	450	12
7,211.04	KCL (50 kg/sx)	FLUIDOS DE WO Y QUIMICOS WO	43.44	166	1
2,500.00	Permiso de Pulling	PERMISOS SH	2,500.00	1	1
8,032.50	Sliding Sleeve 3 1/2" 9% Cr	TUBING WO	8,032.50	1	1
3,644.50	Standing valve	TUBING WO	3,644.50	1	2
600.00	Unidad de slick line @ 70 c/hora	SERVICIO DE SLICK LINE	600.00	1	1
800.00	Unidad de slick line @ 70 c/hora	SERVICIO DE SLICK LINE	800.00	1	2
950.00	Unidad de slick line @ 70 c/hora	SERVICIO DE SLICK LINE	950.00	1	3
1,123.00	Unidad de slick line @ 70 c/hora	SERVICIO DE SLICK LINE	1,123.00	1	4
1,160.00	Unidad de slick line @ 70 c/hora	SERVICIO DE SLICK LINE	1,160.00	1	5
840.00	Unidad de slick line @ 70 c/hora	SERVICIO DE SLICK LINE	840.00	1	6
600.00	Unidad de slick line @ 70 c/hora	SERVICIO DE SLICK LINE	600.00	1	7
600.00	Unidad de slick line @ 70 c/hora	SERVICIO DE SLICK LINE	600.00	1	8
100.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	1	1
100.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	1	2
0.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	0	3
100.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	1	4
100.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	1	5
100.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	1	6
100.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	1	7
100.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	1	8
100.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	1	9
100.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	1	10
100.00	Camoneta para Company man @ 45 diario	RENTAS GENERALES	100.00	1	11
3,779.80	Movilización taladro entre locaciones	SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO WO	3,779.80	1	1
7,450.00	Movilización taladro entre locaciones	SERVICIO MOVILIZACION DE TALADRO WO	7,450.00	1	2
9,387.10	Reembolsables taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	9,387.10	1	1
3,670.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	3,670.00	1	2
7,450.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	7,450.00	1	3
7,450.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	7,450.00	1	4
7,450.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	7,450.00	1	5
7,450.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	7,450.00	1	6
7,450.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	7,450.00	1	7
7,450.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	7,450.00	1	8
7,450.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	7,450.00	1	9
7,450.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	7,450.00	1	10
7,450.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	7,450.00	1	11
7,450.00	Tarifa diaria de taladro	SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO	7,450.00	1	12
9,658.80	Transporte movilización de taladro	SERVICIO TRANSPORTES TRASTE O TALADRO	9,658.80	1	1
1,106.00	Wells Tubular inspection and repair (Pozos del Bloque 15) ultimo poz	SERVICIO DE INSPECCION DE TUBERIA	1,106.00	1	1
<b>TOTAL</b>	<b>329,617.41</b>				

Fuente: Petroamazonas EP

## CAPÍTULO 5

### 5.1 CONCLUSIONES

- El bloque 18 campo Palo Azul se encuentra actualmente con una declinación del 35 % de producción de petróleo, en torno a este problema se decide abrir nuevas zonas de interés y aprovechar punzados ya existentes con buenas características para realizar trabajo de reacondicionamiento con fracturamiento hidráulico.
- En total de 38 pozos productores del campo Palo Azul solo cuatro pozos se recomienda realizar fracturamiento hidráulico como medida de aumento de producción de hidrocarburo.
- El aporte de agua producido por el acuífero lateral de fondo que precede a la formación Hollín ha afectado de manera directa a su producción, teniendo invasión en etapas tempranas de desarrollo de los pozos.
- Se ha descartado otros trabajos de reacondicionamiento como estimulación matricial, implementación de equipos de levantamiento artificial, entre otros; debido a que la formación en la que se realiza el estudio es un medio poroso fuertemente empaquetado con poco espacio poroso que presenta daño.
- Se tiene como resultado que los modelos PKN y KGD, no se ajustan a valores reales en la formación Hollín, debido a que su propagación toma como referencia a dos ejes (longitud y altura) y se desarrolla en forma de capas paralelas uniformes, mientras que el modelo pseudo 3D Radial actúa en forma de celdas de una manera independiente dentro del medio poroso, haciendo su ajuste más acorde a la realidad.
- Se determina que la consideración de pérdida de fluido fracturante dentro del medio poroso es determinante para tener un mejor ajuste y predicción sobre el volumen de hidrocarburo a recuperar.
- Se puede concluir con los resultados obtenidos de la comparación entre el simulador empleado y el usado en PAM, al espesor se ajusta

el modelo radial, en prolongación de la fractura se tiene excelentes resultados con modelo KGD, en altura se ajusta de mejor manera el modelo KGD.

- Al variar el módulo de corte y mantener el resto de los parámetros estables se pudo concluir que el modelo KGD tiene mejores resultados tanto en longitud de profundidad como espesor y su presión disminuye significativamente.
- Al variar el esfuerzo in-situ y mantener al resto de parámetros constantes se puede concluir que la presión se mantiene con valores altos en todos los modelos, el modelo pseudo 3D no presenta ningún cambio ante este fenómeno, mientras que el modelo KGD presenta una excelente longitud de penetración y se tiene un buen ensanchamiento de la fractura; el modelo PKN presenta valores bajos en altura, espesor y longitud de penetración y es el segundo modelo en tener una presión elevada después del modelo radial.
- Se trabaja con valores bajos en esfuerzo in-situ y módulo de corte y se presenta valores de presiones altamente bajos menor a los 1000 psi, el modelo KGD sigue presentando mayor longitud de penetración y mayor altura de la fractura, el modelo pseudo 3D radial y PKN presenta valores pequeños en altura, espesor y longitud de penetración.
- Como se puede observar en la tabla de comparación de resultados en la parte de discusión se obtiene valores de presión extremadamente altos, esto se debe a que en la ecuación que se emplea no se considera pérdidas de fluido ó restricciones al paso del flujo como fricción entre el fluido fracturante y la completación o el fluido y la zona matricial; causando una pérdida de energía y reduciendo la presión de fractura.

<b>CUADRO COMPARATIVO</b>			
<b>Modelos</b>	<b>PKN</b>	<b>KGD</b>	<b>RADIAL</b>
<b>Espesor [in]</b>	Presenta un valor muy reducido en un 60% al esperado con PAM, realiza un by-pass alrededor del daño.	Existe un excelente espesor con un exceso del 80% con respecto a PAM, eliminando cualquier tipo de daño en la cara del pozo.	Se ajusta en un 75% del simulador de PAM, sus comparaciones se hacen en base a la misma geometría radial.
<b>Longitud [ft]</b>	Existe una reducción en cuanto al radio de penetración en un 74%, este efecto causa en alturas menores a 10 ft.	El aumento en un 56% de la longitud de penetración garantiza un mejor barrido aumentando el volumen de recuperación.	Su alcance hacia la formación es un 18% con respecto al simulador original, existe mucha restricción debido que sus celdas se comportan de manera independiente.
<b>Altura [ft]</b>	No se abre en forma de abanico alterando zonas aledañas, se enfoca mejor a la zona de interés	El espacio que abarca en la formación es muy amplio, este modelo ayudará en formaciones que se encuentren con zonas de interés muy unidas.	La restricción en un 63% es un indicador que todo el modelo se desarrolla en menor medida sin importar los parámetros a introducir.
<b>Presión final [psia]</b>	Los valores de presión que presenta los diferentes modelos son valores muy altos con respecto al comparado en el simulador original, pero se debe tener en cuenta que, a mayor radio de penetración, mayor es el esfuerzo que ejerce el fluido fracturante en la formación.		

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Para realizar un fracturamiento hidráulico se encuentra envuelto diferentes ciencias como geomecánica, fluidos, reservorios, y diseño mecánico del pozo, se necesita una coordinación y trabajo en equipo para poder ajustarse a la realidad, y los valores arrojados con el simulador sean los esperados.
- Se recomienda utilizar zonas que tienen punzados abiertos con buenas propiedades petrofísicas, de esta manera se garantiza una mayor penetración de la fractura venciendo los esfuerzos con menor presión.

- En zonas arcillosas no se recomienda realizar hydro frac, debido que la interacción del fluido con la formación causa cavidades por lo tanto se propone realizar punzados y posterior realizar fracturamiento.
- Para tener un ajuste cercano a la realidad se debe incluir en las fórmulas de cada modelo datos como presión de fondo, temperatura, tipo de fluido a emplear, pérdidas por fricción entre el fluido y el espacio poroso entre otros.
- Otra alternativa aparte de un fracturamiento convencional se propone mini fracturas, donde producto de ramificaciones dentro de una fractura normal alcanza mayor área de barrido, aumentando el volumen a recuperar.
- Es necesario un estudio sobre la continuidad de las arenas ya que permite visualizar la dirección a la cual el hidrocarburo tiene una mayor fluidez al moverse dentro del medio poroso, este análisis garantizará que después de realizar un trabajo de reacondicionamiento con fracturamiento hidráulico la producción no decaiga a corto tiempo.
- Se recomienda realizar un estudio más a detalle de la zona de interés con los diferentes esfuerzos que presente debido que la penetración de una fractura está en función de la capacidad de vencer dichos esfuerzos para valorar su rentabilidad.
- Se sugiere tener en cuenta el modelo KGD cuando se tenga formaciones altamente compactadas o con un alto corte de cizallamiento debido a que su geometría ha demostrado que tiene la facilidad de penetrar grandes profundidades, creando un buen ensanchamiento de la fractura.
- Al tener formaciones sumamente delgadas se recomienda el uso de modelo pseudo 3D, ya que se ha podido determinar que su altura sin importar la dureza de la formación o el tipo de esfuerzos in-situ que presente la formación su altura se mantiene constante, con el fin que la zona de interés que se ha seleccionado para fracturamiento no

tenga contacto con zonas aledañas que presente problemas para la producción.

- No se recomienda el uso de un modelo en base a la geometría PKN debido a que es muy inestable, sea cual sea su condición presenta valores diferentes y no se puede visualizar su comportamiento.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BABY, P. R. (2004). La cuenca oriente: geología y petróleo. En la cuenca oriente: geología y petróleo (pág. 296). Quito: IFEA.
2. CLIFTON RJ: "Three-dimensional fracture- propagation models", 1989.
3. ECONOMIDES MICHAEL, MARTIN TONY, Modern fracturing enhancing natural gas production, 2007, Houston.
4. EEKELEN HAM V, "Hydraulic fracture geometry", fracture containment in layered formations, SPE 9261, 1980.
5. Filtrante para operaciones petroleras y arenas de fractura, diatomax exploring natural resources, 2017.
6. Fracturamiento hidráulico, tesis previo a la obtención de título en ingeniería en petróleos, ESPOL
7. HOFACKER, A. (2008). Rapid lean construction - quality rating model. Manchester: S.N.
8. JING XIANG, A pkn hydraulic fracture model study and formation permeability determination, Texas A&M University, 2011
9. KOSKELA, L. (1992). Application of the new production philosophy to construction. Finland: vtt building technology.
10. MARTIN TONY, Hydraulic fracturing manual, versión 1.0, Junio 2005, SINGAPORE.
11. MUSKAT, M., 1949, physical principles of oil production: new york, mcgraw-hill, Chap. 5.
12. NASIRISAVADKOUHI ARASH, A comparison study of kgd, pkn and a modified p3D model, international campus of sharif university of technology.
13. NECEUR K, BEN, "Modeling of hydraulic fractures", Economides II, 1989.

14. PetroamazonasS EP, Informe técnico de fracturamiento hidráulico en pozo palo azul N 054, 2017.
15. PILA PABLO, Petroamazonas EP, Reporte geológico anual del campo Palo Azul, Quito-Ecuador, 2016.
16. PILA PABLO, Reporte anual del campo palo azul Bloque 18 año 2016, Quito-Ecuador, 2016.
17. URQUIZO PAZMIÑO, Fundamentos de la teoría del fracturamiento hidráulico, 2004.
18. VERA SYKES, Guía de diseño para fracturamiento hidráulico, gerencia de ingeniería, Distrito Federal De México.
19. XIONG, HONGJIE. "Optimización de cluster o espaciado de fractura: una visión general". El camino adelante. Sociedad de ingenieros de petróleo. 2017.  
Link: [HTTP://PETROWIKI.ORG/FRACTURE\\_PROPAGATION\\_MODELS](http://PETROWIKI.ORG/FRACTURE_PROPAGATION_MODELS).

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

1. Anticlinal: Pliegue del terreno que tiene una curvatura convexa hacia arriba, en forma de bóveda, y en cuyo núcleo se hallan los materiales más antiguos.
2. API: Medida de densidad que se usa para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.
3. BAPD: Barriles de agua por día.
4. Bioturbación a las alteraciones producidas en el sedimento por la actividad de los seres vivos.
5. BPPD: Barriles de petróleo por día.
6. Cretácico: Período geológico que es el tercero y último de la era mesozoica o secundaria.
7. Entrampamiento estructural: Es aquel tipo de roca que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio o yacimiento.
8. Estratificaciones cruzadas: Serie de planos de estratificación inclinados que guardan alguna relación con la dirección del flujo de la corriente, con el ángulo de apoyo del sedimento y con la proporción de provisión de este.
9. Estuario: Son formaciones generadas por el depósito masivo de sedimentos en la desembocadura de un río. Se forman por la pérdida de fuerza de éste.
10. Facie: Conjunto de rocas sedimentarias o metamórficas con características determinadas.
11. Facies distales: Facies diferentes como resultado de un cambio en las condiciones de flujo dentro de un régimen que es continuo.
12. Falla: es una fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual se mueven los bloques rocosos que son separados por ella.
13. Glauconítica: Mineral de filosilicato de potasio y hierro (grupo de mica) de color verde característico con muy baja resistencia a la intemperie y muy friable.
14. Marga: Tipo de roca sedimentaria compuesta principalmente de calcita y arcillas, con predominio, por lo general, de la calcita.

15. MD: Measured Depth, es la medida de longitud de la perforación realizada, más larga que la profundidad real del yacimiento, ya que el pozo es atacado lateralmente.
16. Meándrico: El caso en el cual un río posee una extensión apreciable como llanura de inundación, allí se generan curvas pronunciadas conocidas como meandros.
17. Permeabilidad: es la capacidad que tiene un material de permitirle a un flujo que lo atravesase sin alterar su estructura interna.
18. Play: una región determinada para desarrollar una extensión productiva, conjunto de áreas prospectivas petroleras potenciales de geología similar.
19. Psi: unidad de presión (libras por pulgada cuadrada).
20. Subcuenca: Espacio geográfico delimitado dentro de una cuenca en función de sus características hidrológicas propias.
21. TVD: True Vertical Depth, es la medida vertical real desde el nivel de superficie hasta el fondo del pozo.
22. TVDSS: True Vertical Depth Subsea, medida vertical de profundidad del pozo tomando como referencia el nivel medio de la superficie del mar.
23. Yacimiento: depósito o reservorio petrolífero, es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas.

## ANEXOS

### Anexo A

#### RESERVAS PROBADAS

#### RESERVAS PROBADAS PRODUCCIENDO

Las reservas Probadas Produciendo fueron calculadas mediante el análisis de curvas de declinación de los 39 pozos que se encuentran produciendo a diciembre 2016; estas reservas se encuentran distribuidos de acuerdo a la tabla:

**Reservas Probadas Produciendo del Campo Palo Azul**

CAMPO	RESERVORIO	N° de Completaciones	Reservas Probadas Produciendo BIs
PALO AZUL	Basal Tena	4	1,020,497
	Napo U	1	88,034
	Napo T		
	Hollín Superior		
	Hollín Inferior		
	Hollín	34	9,723,674
Subtotal Palo Azul		39	10,832,205

**Fuente: Petroamazonas EP**

Es importante mencionar que para sustentar los pronósticos de producción de cada yacimiento se realizó una revisión pozo a pozo, basados en el comportamiento histórico de producción, determinando así las reservas y su tasa de declinación.

El acumulado de producción hasta el 31 de diciembre de 2016 es de 105.2 MMBIs y un Factor de Recobro Final de U es de 23.7%, para Basal Tena es de 16.74%, para Napo T de 26.15% y para Hollín de 34.27%.

## RESERVAS PROBADAS CERRADAS (SHUTIN)

Las reservas Probadas Shut in fueron calculadas mediante el análisis de curvas de declinación de los 4 pozos que se encuentran cerrados en espera de ser intervenidos para recuperar las reservas, en el último periodo 3 pozos en hollín se cerraron los cuales están en cronograma de reacondicionamiento en el 2017: pozos PLAN-29 (Objetivo Fractura a H superior), PLAN-54 (Objetivo Pulling) y PLAN-57 (Objetivo Pulling); estas reservas se encuentran distribuidos de acuerdo a la tabla:

### Estimación de Reservas Probadas cerradas (shutin)

CAMPO	RESERVORIO	N° de Completaciones	Reservas Probadas shutin Bls
PALO AZUL	Basal Tena	1	82,116
	Napo U		-
	Napo T		-
	Hollín Superior		
	Hollín Inferior		
	Hollín	3	112,642
<b>Subtotal Palo Azul</b>		<b>4</b>	<b>194,758</b>

Fuente: Petroamazonas EP

## RESERVAS PROBADAS DETRÁS DEL CASING

Estas reservas fueron calculadas mediante el análisis de curvas de declinación de pozos tipo.

Se consideraron 42 pozos en esta categoría, estimándose un volumen de reservas de 4819.71 MBls.

### Estimación de Reservas Probadas detrás del Casing

CAMPO	RESERVORIO	N° de Completaciones	Reservas Probadas detrás del casing Bls
PALO AZUL	Basal Tena	10	1,541,225
	Napo U	17	1,741,699
	Napo T	15	1,536,794
	Hollín Superior		
	Hollín Inferior		
	Hollín		-
<b>Subtotal Palo Azul</b>		<b>42</b>	<b>4,819,718</b>

Fuente: Petroamazonas EP

## RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS

Para esta categoría se consideró la perforación de 8 pozos y la producción estimada para cada uno de ellos se basó en el análisis de comportamiento de producción de pozos vecinos, correlaciones estructurales, estratigráficas, propiedades petrofísicas, etc. Estimándose un volumen de reservas de 3395.4 MBIs.

### Estimación de Reservas Probadas No Desarrolladas

CAMPO	RESERVORIO	N° DE COMPLETACIONES	Reservas Probadas No desarrolladas
			BIs
PALO AZUL	Basal Tena		-
	Napo U		-
	Napo T		-
	Hollín Superior		
	Hollín Inferior		
	Hollín	8	3,395,356
<b>Subtotal Palo Azul</b>		<b>8</b>	<b>3,395,356</b>

Fuente: Petroamazonas EP

## RESERVAS POSIBLES

Se consideró el resultado del pozo perforado PLAB-026RE, las reservas se asociaron a esta categoría debido a que el pozo fue abandonado debido que no presentó propiedades de los reservorios suficientes para su explotación económica en las condiciones actuales, sin embargo, la interpretación petrofísica del pozo mostró espesor neto de 12.5ft en Napo U y 15.5ft en Napo T, se estimó un volumen de reservas de 204,75 MBIs.

### Estimación de Reservas Posibles

CAMPO	RESERVORIO	Reservas Posibles
		BIs
PALO AZUL	Basal Tena	-
	Napo U	102,453
	Napo T	102,302
	Hollín Superior	
	Hollín Inferior	
	Hollín	-
<b>Subtotal Palo Azul</b>		<b>204,754</b>

Fuente: Petroamazonas EP

## Anexo B

### POES DEL CAMPO PALO AZUL

Las variaciones de POES que se observan en el reservorio Hollín entre el cálculo del año 2015 y del año 2016 es mínima ( $H_s=0.36\%$  y  $H_i=0.0014\%$ ) se deben a que el nuevo cálculo es producto de la incorporación de los pozos perforados en la campaña 2016.

El POES para el yacimiento Hollín, se determinó con Modelo Estático actualizado a agosto del 2016.

El POES para el yacimiento Basal Tena se determinó con el modelo estático actualizado a julio del 2015 de la zona norte del campo y para el resto del campo se aplicó el método volumétrico con un radio de drenaje de 500 metros en los pozos que presentan interés hidrocarburífero.

El POES para los yacimientos Napo "U" y "T", debido a que son arenas de tipo estratigráficas y no continuas entre pozos, se aplicó el método volumétrico con un radio de drenaje de 500 metros, en cada uno de los pozos con interés hidrocarburífero.

#### Cálculo del POES del Campo Palo Azul

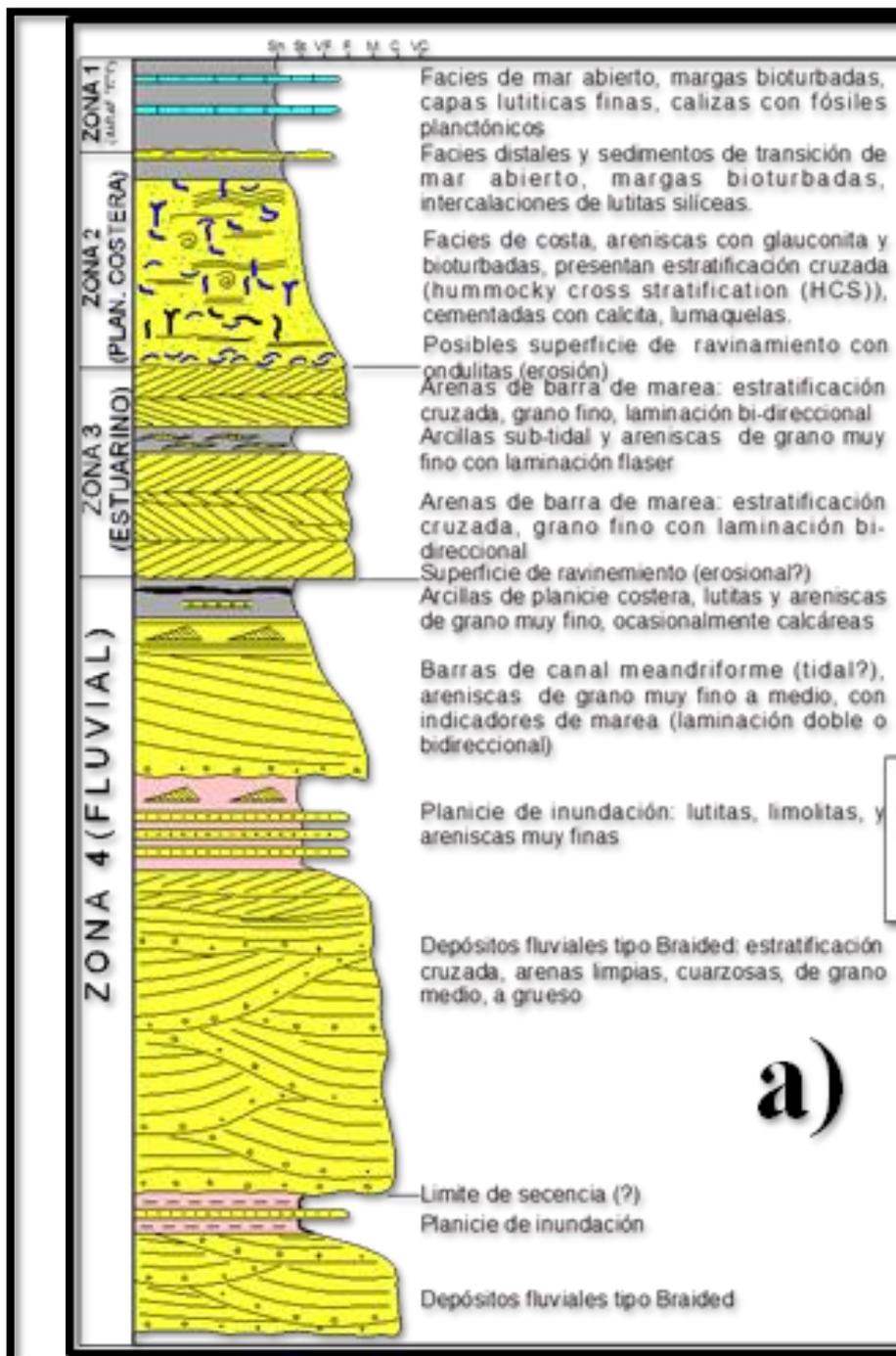
CAMPO	RESERVORIO	VOLUMEN TOTAL DE ROCA	AREA CERO	ESPESOR PROMEDIO NETO	N/G	VOLUMEN NETO DE ROCA	POROSIDAD	Sw	Factor Volumétrico Inicial, Boi	Petróleo Original en Sitio POES
		acre-pie	acres	pies	%	acre-pie	%	%	By/Bn	7758*VNR*(Porosidad/100)*(1-SW/100)/Boi Bbs
PALO AZUL	Basal Tena	69,977	4,298	16.3	51.2	35,863	14.398	25.788	1.145	25,963,604
	Napo U	31,616	3,881	8.1	48.7	15,399	12.850	31.919	1.265	8,261,583
	Napo T	27,031	3,493	7.7	44.3	11,981	13.918	30.494	1.431	6,283,897
	Hollin Superior	427,450	8,220	52.0	41.2	176,184	12.580	20.326	1.178	116,336,250
	Hollin Inferior	706,937	8,220	86.0	48.0	339,605	14.340	30.110	1.178	224,228,521
	Hollin	1,134,388	8,220	138.0	44.6	506,256	13.460	25.218	1.178	340,564,771
Subtotal Palo Azul										381,073,854

Fuente: Petroamazonas EP

Anexo C

Modelos de ambientes de depósito para la zona del bloque 18, campo Palo Azul.

Modelos de ambientes de depósito



Fuente: Petroamazonas EP

## Anexo D

Se mantiene constante todos los parámetros y se varía módulo de corte, teniendo cambios significativos en cada uno de los modelos.

Esfuerzo in-situ 3550 [psi] y Módulo de corte 8.702*10e5 [psi]				
Modelo	ALTURA [ft]	ESPEJOR [in]	LONGITUD [ft]	PRESIÓN [psia]
PKN	12	0.8	32	198390
KGD	200	7.2	190.5096	106800
RADIAL	40	3	23	2014100

Esfuerzo in-situ 3550 [psi] y Módulo de corte 8.702*10e4 [psi]				
Modelo	ALTURA [ft]	ESPEJOR [in]	LONGITUD [ft]	PRESIÓN [psia]
PKN	7.6	1.4	198.0060	31442
KGD	140	10.51	129.7926	25794
RADIAL	40	4	-	358540

Esfuerzo in-situ 3550 [psi] y Módulo de corte 8.702*10e3 [psi]				
Modelo	ALTURA [ft]	ESPEJOR [in]	LONGITUD [ft]	PRESIÓN [psia]
PKN	5	2.52	12.4932	4983.22
KGD	100	14.26	88.4267	8342
RADIAL	40	3	14	65888

Esfuerzo in-situ 3550 [psi] y Esfuerzo in-situ 3550 y Módulo de corte 8.702*10				
Modelo	ALTURA [ft]	ESPEJOR [in]	LONGITUD [ft]	PRESIÓN [psia]
PKN	2	14	3.13	19.84
KGD	30	48.9	27.963	3597.9
RADIAL	40	30	7	3873.338

Se mantiene constante todos los parámetros y se varía el esfuerzo in-situ, teniendo cambios significativos en cada uno de los modelos.

% Esfuerzo in-situ 3550 [psi] y Módulo de corte 8.702*1e5 [psi]				
Modelo	ALTURA [ft]	ESPEJOR [in]	LONGITUD [ft]	PRESIÓN [psia]
PKN	12	0.78	31.38	198390
KGD	200	7.16	190.5096	106800
RADIAL	40	3	23	2014100

% Esfuerzo in-situ 3500 [psi] y Módulo de corte 8.702*1e5 [psi]				
Modelo	ALTURA [ft]	ESPEJOR [in]	LONGITUD [ft]	PRESIÓN [psia]
PKN	13	0.78	31.382	198400
KGD	220	7.17	190.5096	106760
RADIAL	40	4	24	2014000

% Esfuerzo in-situ 3000 [psi] y Módulo de corte 8.702*1e5 [psi]				
Modelo	ALTURA [ft]	ESPEJOR [in]	LONGITUD [ft]	PRESIÓN [psia]
PKN	13	0.7884	31.38	198400
KGD	220	0.736	20.3	106240
RADIAL	40	4	23	2013600

% Esfuerzo in-situ 1500 [psi] y Módulo de corte 8.702*1e5 [psi]				
Modelo	ALTURA [ft]	ESPEJOR [in]	LONGITUD [ft]	PRESIÓN [psia]
PKN	14	0.788	31.38	198390
KGD	210	7.16	190.5	104768
RADIAL	40	3	24	2012000

Se mantiene constante todos los parámetros y se varía módulo de corte y esfuerzo in-situ, teniendo cambios significativos en cada uno de los modelos.

Esfuerzo in-situ 1000 y Módulo de corte $8.702 \cdot 10^3$				
Modelo	ALTURA [ft]	ESPESOR [in]	LONGITUD [ft]	PRESIÓN [psia]
PKN	5	2.48	12.49	4983.21
KGD	100	15.464	88.425	5792.5
RADIAL	40	3	25	63338

Esfuerzo in-situ 500 y Módulo de corte $8.702 \cdot 10$				
Modelo	ALTURA [ft]	ESPESOR [in]	LONGITUD [ft]	PRESIÓN [psia]
PKN	2	14	3.13	19.83
KGD	40	10	4	547.92
RADIAL	40	18	5	824