

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **LA GEOMECANICA EN LA PERFORACION DIRECCIONAL Y HORIZONTAL DE UN CAMPO X DEL ORIENTE ECUATORIANO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN PETRÓLEOS  
OPCIÓN: ARTÍCULO ACADÉMICO**

**ALEX GIOVANNI LOYA LOACHAMIN**  
**loya.alex2014a@gmail.com**

**DIRECTOR: Ing. Pablo Benalcázar. Msc.**  
**pablo.benalcazar@epn.edu.ec**

**Quito, junio 2020**

## **DECLARACIÓN**

Yo, Alex Giovanni Loya Loachamin, declaro bajo juramento que el siguiente trabajo de titulación modalidad Artículo Académico es de mi autoría, y el mismo no ha sido presentado para ninguna calificación profesional para la obtención del título de ingeniero o de ninguna índole académica y que las referencias bibliográficas mencionadas en este trabajo han sido consultadas.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual respecto al presente trabajo de titulación a la Escuela Politécnica Nacional. De acuerdo con lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y normativa institucional vigente.

---

ALEX GIOVANNI LOYA LOACHAMIN

# CERTIFICACIÓN

Certifico que el siguiente trabajo de titulación modalidad Artículo Académico, fue desarrollado por Alex Giovanni Loya Loachamin, bajo mi supervisión

---

Ing. PABLO BENALCAZAR. Msc.

**DIRECTOR**

## **AGRADECIMIENTOS**

En especial a Dios por darme la salud para poder culminar mis estudios en la Escuela Politécnica Nacional, Carrera de Ingeniería en Petróleos

A mis padres, Olga y Segundo por ayudarme en todo y regalarme su apoyo en cada instante de mi vida y que gracias a ellos soy una persona de bien.

Agradezco a varias personas en especial, a mi hermana Mónica ya que con toda su comprensión me ayudo a ser un gran profesional y sobretodo una gran persona dentro y fuera de la casa

A mis sobrinos Nicole, Alexander por enseñarme las pequeñas cosas de la vida y por ser una parte importante de mi vida

A mis amigos, que en toda la carrera me han ayudado a ser una mejor persona, Jorge, Jorge Luis, Daniel, Javier, Richard, David, Diego, Bladimir, con los cuales hemos compartido buenos y malos momentos tanto en la Universidad como fuera de las misma y me han guiado de la mejor manera

A mi Tutor Pablo Benalcázar por todo su conocimiento impartido y sobre todo por la paciencia hacia mí, para lograr los objetivos planteados en este trabajo de titulación

A todos los ingenieros de la Escuela Politécnica Nacional, en especial al Msc. Raúl Valencia y Msc. Franklin Gómez por la ayuda y que con su profesionalismo y conocimiento impartido podre conllevar esta nueva etapa de mi vida con mucho profesionalismo.

A todo Well Control y las demás personas con las cuales pude compartir alegrías y tristezas en mi paso por la universidad

## DEDICATORIA

*A mis padres Olga, Segundo y mi hermanita Mónica,  
por toda la ayuda en cada etapa de mi vida desde el momento  
en el cual decidí estudiar en la Escuela Politécnica  
Nacional y por tan bellos consejos que me han ayudado a  
ser una gran persona, a Dios por mantenerme siempre en  
pie para lograr este nuevo objetivo*

*ALEX*

# ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
AGRADECIMIENTOS.....	IV
DEDICATORIA .....	V
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	IX
ÍNDICE DE TABLAS .....	XI
INDICE DE ANEXOS .....	XII
ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA.....	XIII
RESUMEN Y ABSTRACT .....	XIV
<b>Resumen .....</b>	<b>XIV</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>XV</b>
INTRODUCCIÓN.....	XVI
CAPITULO I.....	1
REFERENCIAL TEÓRICO .....	1
<b>1. Geomecánica y perforación horizontal y direccional.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Geomecánica .....</b>	<b>1</b>

<b>2.</b>	<b>Registros Eléctricos .....</b>	<b>3</b>
2.1.	Registro de Gamma Ray (GR) .....	3
2.2.	Registro sónico (DT).....	3
2.3.	Registro de densidad (RHOB).....	3
2.4.	Registro de factor fotoeléctrico (PEF) .....	4
<b>3.</b>	<b>Presiones y esfuerzos de la roca .....</b>	<b>5</b>
3.1.	Estado de esfuerzo .....	5
3.2.	Regímenes de fallas .....	5
3.3.	Gradiente de sobrecarga.....	6
3.4.	Presión de poro .....	7
3.5.	Presión de fractura .....	7
3.6.	Presión de colapso .....	8
3.7.	Esfuerzo Efectivo.....	8
3.8.	Esfuerzo horizontal mínimo .....	9
<b>4.</b>	<b>Mecánica de rocas .....</b>	<b>10</b>
4.1.	Definición .....	10
4.2.	Módulo de corte o de cizalla (Gdyn) .....	11
4.3.	Módulo volumétrico o Bulk (Kdyn).....	11
4.4.	Comprensibilidad volumétrica (Cv) .....	11
4.5.	Módulo de Young (Edyn).....	12
4.6.	Resistencia de la comprensibilidad uniaxial (UCS) .....	12
4.7.	Resistencia ala cizalla.....	12
4.8.	Resistencia a la tensión ( $\tau$ ) .....	13
4.9.	Angulo de fricción interna ( $\phi$ ).....	13
<b>5.</b>	<b>Círculo de Mohr .....</b>	<b>14</b>
5.1.	Definición .....	14
<b>6.</b>	<b>Área de Estudio .....</b>	<b>15</b>
<b>CAPITULO II.....</b>		<b>19</b>
<b>MATERIALES Y MÉTODOS.....</b>		<b>19</b>
<b>2.1.</b>	<b>Metodología .....</b>	<b>20</b>
2.1.1.	Selección de perfiles de pozos .....	20

2.1.2. Topes y bases de las formaciones.....	20
2.1.3. Cálculo de gradientes de presión.....	21
2.1.4. Calculo los esfuerzos de las formaciones $S_{hmin}$ , $S_{hmax}$ , $S_v$ .....	22
2.1.5. Determinación de los módulos de elasticidad dinámica.....	23
2.1.6. Determinación de las propiedades de resistencia de las rocas.....	24
2.1.7. Construcción del círculo de Mohr.....	25
2.1.8. Metodología para el asentamiento de Casing.....	27
CAPITULO III.....	32
RESULTADOS Y DISCUSION.....	32
3.1. RESULTADOS.....	32
3.2. DISCUSIÓN.....	64
CAPITULO IV.....	71
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	71
CONCLUSIONES.....	71
RECOMENDACIONES.....	73
BIBLIOGRAFÍA.....	74
ANEXOS.....	77



# ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1:LÍNEAS DE TENSIÓN QUE MUESTRAN LOS PUNTOS CRÍTICOS A Y B DE UNA ABERTURA CIRCULAR EN EL CAMPO DE TENSIÓN BIAxIAL .....	XVII
FIGURA 2:DIAGRAMAS GENERALES DE UN POZO DIRECCIONAL Y UN POZO HORIZONTAL .....	2
FIGURA 3:PRINCIPALES ESFUERZOS IN-SITU .....	5
FIGURA 4:CLASIFICACIÓN DE FALLAS POR ANDERSONIAN .....	6
FIGURA 5: PRUEBA DE LEAK OFF TEST (LOT) .....	9
FIGURA 6:CÍRCULO DE MOHR .....	14
FIGURA 7:PRINCIPALES RESERVORIOS DE LA CUENCA ORIENTE.....	16
FIGURA 8:TABLA DE PRODUCCIÓN ACTUALIZADA DESDE ENERO 2015 – JUNIO 2019 PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA DE PETRÓLEO.....	17
FIGURA 9:METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	19
FIGURA 10:DENSIDAD DE LODO PROMEDIO EN ORTEGUAZA .....	29
FIGURA 11:DIAGRAMA DE FLUJO DE TRABAJO .....	30
FIGURA 12:REGISTROS ELÉCTRICOS GR, DT, PEF Y RHOB DEL POZO X-140D .....	36
FIGURA 13:REGISTRO DT, VP, VS Y GRADIENTES DE PRESIÓN - ORTEGUAZA (POZO-X-140D).....	37
FIGURA 14:CÍRCULO DE MOHR – ORTEGUAZA (POZO-X-140D) .....	38
FIGURA 15:REGISTRO DT, VP, VS Y GRADIENTES DE PRESIÓN - TIYUYACU (POZO-X-140D) .....	38
FIGURA 16:CÍRCULO DE MOHR – TIYUYACU (POZO-X-140D) .....	39
FIGURA 17;REGISTRO DT, RHOB, VP, VS Y GRADIENTES DE PRESIÓN - CONGLOMERADO (POZO-X-140D)....	40
FIGURA 18: CÍRCULO DE MOHR- CONGLOMERADO (POZO-X-140D) .....	41
FIGURA 19:REGISTRO DT, RHOB, VP, VS, GRADIENTES DE PRESIÓN Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA - TENA (POZO-X-140D) .....	42
FIGURA 20: CÍRCULO DE MOHR– TENA (POZO-X-140D) .....	43
FIGURA 21: REGISTRO DT, RHOB, VP, VS, GRADIENTES DE PRESIÓN Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA – BASAL-TENA (POZO-X-140D).....	44
FIGURA 22: CÍRCULO DE MOHR– BASAL TENA (POZO X-140D).....	45
FIGURA 23:REGISTRO DT, RHOB, VP, VS, GRADIENTES DE PRESIÓN Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA – BASAL-TENA (POZO-X-140D).....	45
FIGURA 24: CÍRCULO DE MOHR– NAPO (POZO X-140D) .....	46
FIGURA 25:REGISTRO DT, RHOB, VP, VS, GRADIENTES DE PRESIÓN Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA – CALIZAS (POZO-X-140D) .....	47
FIGURA 26: CÍRCULO DE MOHR– CALIZAS (POZO X-140D) .....	48
FIGURA 27:REGISTRO DT, RHOB, VP, VS, GRADIENTES DE PRESIÓN Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA – U (POZO-X-140D) .....	49
FIGURA 28: CÍRCULO DE MOHR – U (POZO X-140D) .....	50

FIGURA 29:REGISTRO DT, RHOB, VP, VS, GRADIENTES DE PRESIÓN Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA – CALIZA B (POZO-X-140D).....	51
FIGURA 30: CÍRCULO DE MOHR – CALIZA B (POZO X-140D) .....	52
FIGURA 31:REGISTRO DT, RHOB, VP, VS, GRADIENTES DE PRESIÓN Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA – T (POZO-X-140D) .....	52
FIGURA 32: CÍRCULO DE MOHR – T (POZO X-140D).....	53
FIGURA 33:REGISTRO DT, RHOB, VP, VS, GRADIENTES DE PRESIÓN Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA – HOLLÍN (POZO-X-140D) .....	54
FIGURA 34: CÍRCULO DE MOHR – HOLLÍN (POZO X-140D).....	55
FIGURA 35:REGISTROS ELÉCTRICOS GR, PEF, NPH Y RHOB DEL POZO X-047H .....	56
FIGURA 36:REGISTRO DT, RHOB, VP, VS, GRADIENTES DE PRESIÓN Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA – U (POZO-X-047H) .....	57
FIGURA 37:CÍRCULO DE MOHR – U (POZO X-047H) .....	57
FIGURA 38:ANÁLISIS GEOMECÁNICO .....	64
FIGURA 39:PROPIEDADES MECÁNICAS POZO X-140D.....	66
FIGURA 40:PROPIEDADES MECÁNICAS POZO 140D VS 047H .....	66
FIGURA 41:CÍRCULO DE MOHR POZO X-140D.....	67
FIGURA 42:CÍRCULO DE MOHR (X-140D VS X-047H).....	68
FIGURA 43:ASENTAMIENTO DE CASING.....	69
FIGURA 44:ASENTAMIENTO DE CASING.....	70
FIGURA 45:DENSIDAD DE LODO PROMEDIO TIYUYACU.....	79
FIGURA 46:DENSIDAD DE LODO PROMEDIO CONGLOMERADO .....	79
FIGURA 47:DENSIDAD DE LODO PROMEDIO TENA .....	79
FIGURA 48:DENSIDAD DE LODO PROMEDIO BASAL-TENA.....	80
FIGURA 49:DENSIDAD DE LODO PROMEDIO NAPO .....	80
FIGURA 50:DENSIDAD DE CALIZAS .....	80
FIGURA 51:DENSIDAD DE LODO U.....	81
FIGURA 52:DENSIDAD DE LODO CALIZAS B .....	81
FIGURA 53:DENSIDAD DE LODO T .....	81
FIGURA 54:DENSIDAD DE LODO HOLLÍN .....	82

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1:VALORES TÍPICOS DE LAS RESPUESTAS DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS.....	4
TABLA 2:CAMPOS ECUATORIANOS .....	15
TABLA 3:PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS DIFERENTES CAMPOS DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	17
TABLA 4: UBICACIÓN POZO X-140D .....	18
TABLA 5: UBICACIÓN POZO X-047H .....	18
TABLA 6:FORMACIÓN ORTEGUAZA.....	28
TABLA 7:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO .....	36
TABLA 8:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (TIYUYACU) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO .....	38
TABLA 9:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (CONGLOMERADO) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO..	40
TABLA 10:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (TENA) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO .....	41
TABLA 11:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (BASAL-TENA) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO .....	43
TABLA 12:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (NAPO) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO .....	45
TABLA 13:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (CALIZAS) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO.....	46
TABLA 14::TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (U) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO .....	48
TABLA 15:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (CALIZA B) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO .....	50
TABLA 16:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (T) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO.....	52
TABLA 17:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (HOLLÍN) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO.....	53
TABLA 18:TOPES Y BASES DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS (U) Y DEL REGISTRO ELÉCTRICO .....	56
TABLA 19:RANGO DE VALORES DE LOS ESFUERZOS DE LA ROCA (POZO X-140D) .....	58
TABLA 20:RANGO DE VALORES DE LOS ESFUERZOS DE LA ROCA (POZO X-047H) .....	58
TABLA 21:VALORES DE LOS ESFUERZOS EN EL CÍRCULO DE MOHR (POZO X-140D).....	59
TABLA 22:VALORES DE LOS ESFUERZOS EN EL CÍRCULO DE MOHR (POZO X-047H).....	60
TABLA 23:RANGO DE VALORES DE OBG, PF Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA (POZO X-140D).....	61
TABLA 24:RANGO DE VALORES DE OBG, PF Y PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA (POZO X-047H).....	62
TABLA 25:ESTIMACION DEL PESO PROMEDIO DE LODO DERIVADO DEL ANÁLISIS TECTÓNICO.....	63

## INDICE DE ANEXOS

<b>ANEXO 1</b> COLUMNA LITOLÓGICA ESTIMADA-DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA REGIONAL DE LA CUENCA DEL ORIENTE.....	77
<b>ANEXO 2</b> : EDADES GEOLÓGICAS DE LAS FORMACIONES DE LA CUENCA ORIENTE .....	78
<b>ANEXO 3</b> : VALORES DEL MÉTODO DE ZAMORA.....	78
<b>ANEXO 4</b> : DENSIDAD DE LODO PROMEDIO DESDE LA FORMACIÓN TIYUYACU-HOLLÍN .....	79
<b>ANEXO 5</b> : RESPUESTAS DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS SEGÚN EL TIPO DE MATRIZ .....	82
<b>ANEXO 6</b> : RIESGOS POTENCIALES DE PERFORACIÓN .....	83
<b>ANEXO 7</b> : CORRELACION POZO X-147D .....	84
<b>ANEXO 8</b> : GAMMA RAY, DENSIDAD, PEF- POZO X-140D.....	84
<b>ANEXO 9</b> : GAMMA RAY- POZO X-001 .....	85
<b>ANEXO 10</b> : GAMMA RAY, DENSIDAD, PEF- POZO X-074D .....	86
<b>ANEXO 11</b> : GAMMA RAY, DENSIDAD, PEF- POZO X-084D .....	86

## ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

Símbolo	Descripción
Shmax	Esfuerzo horizontal máxima
Shmin	Esfuerzo horizontal mínima
BPPD	Barriles de petróleo por día
ft	Pies
S,OBG	Gradiente de sobrecarga
PNP	Presión normal de poro
Ph	Presión Hidrostática
PP	Presión de poro
PF	Presión de fractura
$\Delta t_n$	Tendencia normal de transito
$\Delta t$	Tiempo de transito observado
us/ft	Microsegundo por pie
v	Nomograma de Eaton
Depth	Profundidad
Gdyn	Módulo de corte
Kdyn	Módulo Volumétrico
Cv	Comprensibilidad Volumétrica
Edyn	Módulo de Young
Psia	Libras pulgadas cuadradas por pie
UCS	Resistencia Uniaxial
To	Resistencia de tensión
$\phi$	Angulo de fricción interna
Sv	Tensión vertical
A	Constante de sobrepresión de Zamora
C	Constante del método de Zamora
lpg	Libras por galón
B/e	Barios/electrón
PEF	Factor fotoeléctrico
GR	Gamma Ray
FS	Factor de seguridad

## RESUMEN Y ABSTRACT

### Resumen

El presente artículo académico analiza los esfuerzos principales y las propiedades mecánicas de las rocas de un pozo horizontal y direccional en un Campo X del Oriente Ecuatoriano, por lo cual los resultados obtenidos en los pozos de análisis evidencian que un modelo geomecánico 1-D sirve para la caracterización del reservorio en las operaciones de perforación, con el objetivo principal de encontrar el peso de lodo óptimo para cada formación. El trabajo de titulación empieza con la recolección de información para realizar un análisis cualitativo y cuantitativo de los pozos, el análisis cualitativo está principalmente relacionado con los registros de Gamma Ray, Densidad y PEF y así obtener los topes y bases de las formaciones, en la metodología planteada se continúa con la parte cuantitativa y se relaciona con los registros de Densidad y Sónico, calculando las tensiones máximas horizontal ( $Sh_{max}$ ) y la tensión mínima horizontal ( $Sh_{min}$ ) que son importantes para evitar NPT (tiempos no productivos) ya que con estos valores se obtiene el peso de lodo promedio para las formaciones de interés. El uso de estos registros eléctricos ayudó a calcular las propiedades mecánicas de las rocas (módulo de corte, Bulk, Young, compresibilidad volumétrica, Resistencia a la tensión uniaxial) en las diferentes formaciones para obtener el Círculo de Mohr, así como también se calculó los esfuerzos principales por lo cual se usó diferentes correlaciones específicas para cada formación teniendo en cuenta parámetros como es la edad geológica, la densidad de la formación y el tiempo de tránsito.

Palabras Claves: Esfuerzos in situ, registros eléctricos, Modelo Geomecánico, NPT (Tiempos no productivos)

## **Abstract**

This paper analyzes the main stresses and the mechanical properties of the rocks of a horizontal and directional well in a Field X of Eastern Ecuador, for which the results obtained in the analysis wells show that a 1-D geomechanical model serves to the characterization of the reservoir in drilling operations, with the main objective of finding the optimal mud weight for each formation. The titling work begins with the collection of information to carry out a qualitative and quantitative analysis of the wells, the qualitative analysis is mainly related to the records of Gamma Ray, Density and PEF and thus obtain the caps and bases of the formations, in the proposed methodology continues with the quantitative part and is related to the Density and Sonic records, calculating the maximum horizontal stresses ( $S_{hmax}$ ) and the minimum horizontal stress ( $S_{hmin}$ ) that are important to avoid NPT (non-productive times) since with these values the average mud weight for the formations of interest is obtained. The use of these well logs helped to calculate the mechanical properties of the rocks (shear modulus, Bulk, Young, volumetric compressibility, resistance to uniaxial tension) in the different formations to obtain the Circle of Mohr, as well as the main efforts for which s e used different specific correlations for each formation taking into account parameters such as geological age, density of the formation and transit time.

Keywords: Efforts in situ, well logs, Geomechanical Model, NPT (Non-productive times)

# LA GEOMECÁNICA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y HORIZONTAL DE UN CAMPO X DEL ORIENTE ECUATORIANO

---

## INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo ha tenido cambios primordialmente en las operaciones de prospección de reservorios, y perforación, en la actualidad las operaciones de perforación de pozos petroleros han iniciado un periodo en el cual se desea eliminar el fallo total por lo que se han empleado nuevas técnicas de análisis.

En el Ecuador las perforaciones se realizaban principalmente en reservorios convencionales y con pequeños ángulos de inclinación, actualmente la perforación de un pozo es un desafío debido a la geometría compleja y la comunicación con la superficie es un gran reto, ya que cuando se atraviesan las diferentes formaciones se realizan con grandes ángulos de desviación por lo cual el pozo hasta puede terminar de manera horizontal (paralela) al reservorio y con grandes extensiones (Dynadrill C.A., 2018).

Bajo este nuevo escenario, la integración de nuevas técnicas, medidas y una buena interpretación de la data obtenida con las herramientas como registros eléctricos , pruebas de campo y datos petrofísicos ayudan a los trabajos previos a la ejecución del desarrollo del Campo en estudio, el realizar una evaluación de los esfuerzos ,tensiones y mecánica de las rocas en las perforaciones horizontales y direccionales en conjunto con datos petrofísicos, perfiles de pozos se usan para obtener una caracterización completa del reservorio, por lo que se considera un aporte en el desarrollo de estas operaciones y así evitar los tiempos no productivos y principalmente pérdidas económicas.

El análisis geomecánico juega un papel transcendental en la industria del petróleo, pues tiene como objetivo principal analizar la estabilidad del pozo mediante la cuantificación de las tensiones in situ y las presiones de poro y fractura (geopresiones). Las operaciones de perforación se consideran las más caras en la industria del petróleo y gas y un análisis de los problemas de perforación son desafiantes y poco rentables (Krepp et al., 2013).



Un estudio de la incidencia de la geomecánica y los esfuerzos en las rutinas de perforación direccional como horizontal, en un campo X del oriente ecuatoriano es un aporte para las Empresas encargadas de las campañas de perforación y mediante el uso de diferentes registros eléctricos los cuales permiten encontrar los topes y bases de las formaciones y obtener las presiones principales tales como presión de poro y fractura y por último encontrar las propiedades mecánicas de las rocas sirven para caracterizar el reservorio y crear un modelo geomecánico 1-D. El subsuelo siempre está bajo cierto estrés, principalmente debido a la tensión tectónica y la presión de sobrecarga ocasionada por el depósito de las rocas, que afectan la estabilidad del pozo cuando se perfora, por lo cual la formación del pozo cercano se verá afectada fácilmente por el estado de estrés preexistente en el subsuelo y el nuevo estado de estrés inducido en la perforación. La unión de tensión alrededor de la pared del pozo puede conducir a una falla mecánica durante la perforación (Lake, 2006).

Para evitar estos resultados no deseados, el equipo de ingenieros de perforación debe ajustar la concentración de tensión correctamente, la presión interna del pozo y el peso del lodo con el objetivo de llegar al target propuesto. La alta concentración de estrés puede causar una falla compresiva de la pared del pozo como también en la zona de ruptura. El fallo es perpendicular a la orientación del esfuerzo máximo ( $S_{max}$ ), alineado con el mínimo esfuerzo horizontal ( $S_{min}$ ) **ver figura 1**. (Alsiyabi et al., 2019).

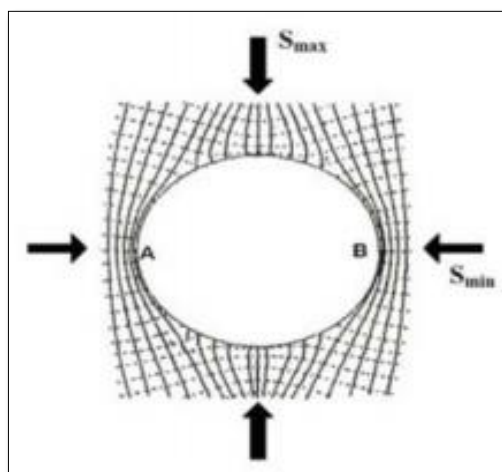


Figura 1: Líneas de tensión que muestran los puntos críticos A y B de una abertura circular en el campo de tensión biaxial

Fuente: (Alsiyabi et al., 2019)

## **Pregunta de Investigación**

¿El estudio de la geomecánica de un Campo X del Oriente Ecuatoriano permitirá prevenir problemas de estabilidad en la perforación horizontal y direccional, mediante el uso de perfiles de pozos, reportes de perforación e información geológica?

## **Objetivo General**

- Analizar la incidencia de la Geomecánica en la perforación direccional y horizontal de un Campo X del Oriente Ecuatoriano.

## **Objetivos Específicos**

- Determinar los esfuerzos horizontales y verticales en los pozos de un Campo X del Oriente Ecuatoriano
- Determinar los factores (presiones y propiedades mecánicas) que afectan la perforación horizontal y direccional
- Elaborar una metodología práctica para el asentamiento de las tuberías de revestimiento durante la perforación direccional y horizontal.
- Calcular el peso adecuado del lodo de perforación o fluido de control para prevenir el colapso del pozo.

# **CAPITULO I**

## **REFERENCIAL TEÓRICO**

### **1. Geomecánica y perforación horizontal y direccional**

#### **1.1. Geomecánica**

“La geomecánica es el estudio de cómo se deforman los suelos y las rocas, hasta terminar a veces en su falla, en respuesta a los cambios, presión, temperatura y principalmente tiende a enfocarse en los esfuerzos de las rocas” (Cook, 2015).

Un análisis geomecánico ayuda a:

- Caracterización de Esfuerzos en sitio y Propiedades Mecánicas
  - I. Diseño de fracturamiento hidráulico
  - II. Compresibilidad del volumen de poro
  - III. Modelos 3D de propiedades mecánicas y esfuerzos en sitio.
- Análisis de Estabilidad de Hoyo
  - I. Mejor trayectoria de pozo
  - II. Óptimo peso de lodo
  - III. “Breakouts” controlado
- Predicción de Producción de Sólidos
  - I. Presión Diferencial Crítica
  - II. Efectos del agua
  - III. Diseño de Perforación
- Soluciones de Perforación y Completación
  - I. Trayectoria
  - II. Peso de lodo
  - III. Puntos de “casing”
  - IV. Diseño de “liner”
  - V. Manejo de la presión

#### **1.2. Perforación horizontal y vertical**

La perforación direccional, se diferencia entre perforación vertical y perforación horizontal. Las perforaciones verticales se realizan en el terreno de manera

perpendicular al mismo. Las perforaciones horizontales se realizan de forma paralela al terreno. La maquinaria necesaria para cada uno de estos sistemas varía en función de la longitud y el diámetro, además del terreno en el que se realice. Algunos pozos de petróleo comienzan en dirección vertical en la parte de la superficie y en el subsuelo cambian la dirección a horizontal ver **figura 2** (SOMBER S.A., 2014).

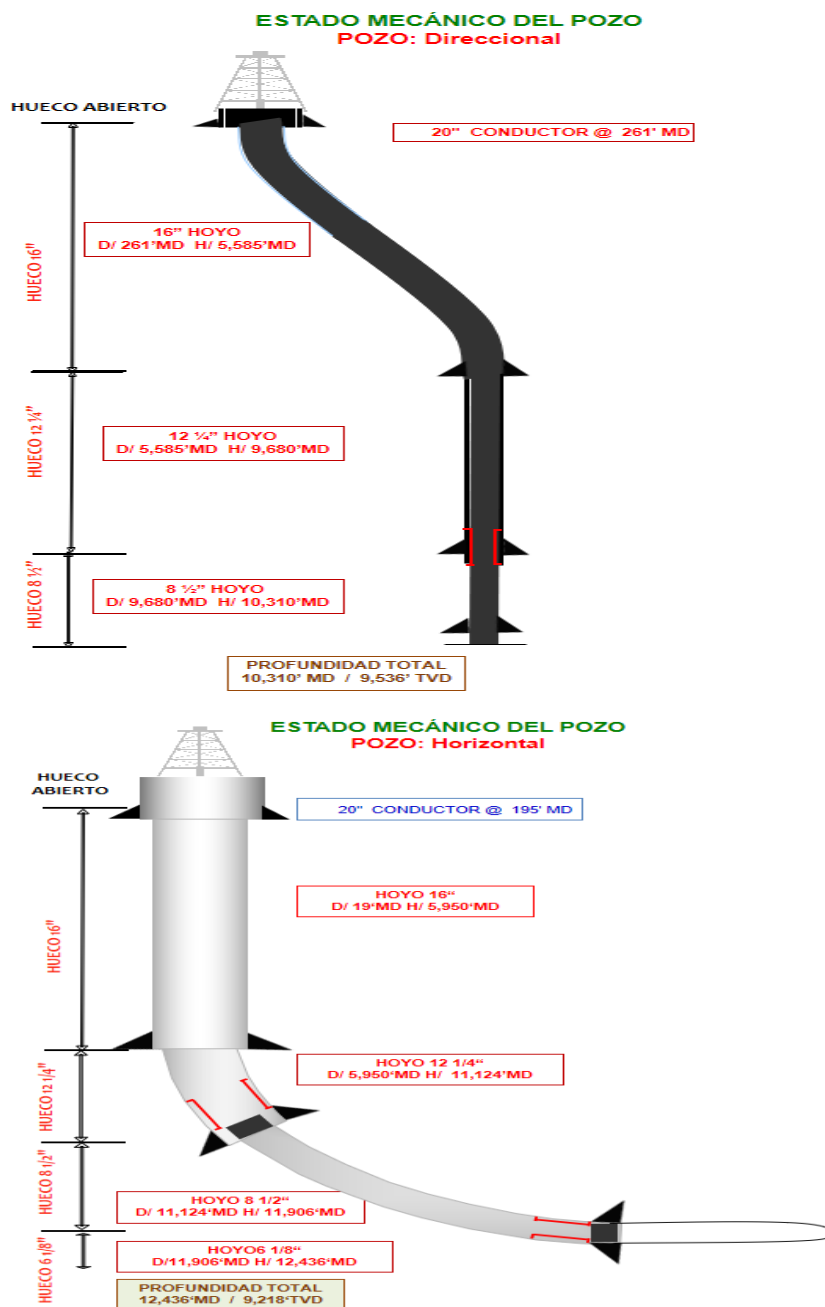


Figura 2: Diagramas Generales de un pozo direccional y un pozo horizontal  
Fuente: (Petroamazonas - EP, 2019)

## **2. Registros Eléctricos**

### **2.1.Registro de Gamma Ray (GR)**

El registro Gamma Ray mide la radiactividad natural, causada por el potasio, torio y uranio para indicar el contenido de arcilla en la formación de interés y se lo toma a hueco abierto o entubado. Las unidades del GR vienen en API y varía entre los valores de 0 – 150 (API) (Gonzalez, 2011).

La interpretación del registro de Gamma Ray ayuda a:

- Distinguir la litología presente en la zona de estudio
- Estimar la concentración volumétrica de Lutita
- Controlar la profundidad
- Correlación y estimación de facies

### **2.2. Registro sínico (DT)**

El registro sínico se basa en la propagación de ondas de sonido, este registro emite un pulso de sonido al atravesar un pie de formación. Las unidades del DT vienen en us/ft y varía entre los valores de 140-40 (us/ft) de izquierda a derecha respectivamente (Gonzalez, 2011). La interpretación del registro sínico ayuda a:

- Evaluación de porosidad
- Evaluación de litología
- Evaluación de las propiedades mecánicas dinámicas de las rocas
- Calibración de surveys sísmicos
- Detección de fracturas
- Cuantificación de las anisotropías en la formación
- Detección de zonas de sobrepresión
- Evaluación de la compactación del cemento en pozos cerrados
- Pueden ser usados para detección de gas

### **2.3.Registro de densidad (RHOB)**

El registro de densidad utiliza una fuente radioactiva que ayuda a la identificación de la litología por medio del índice de absorción fotoeléctrica. Las unidades del RHOB vienen en gr/cm<sup>3</sup> y varía entre los valores de 1.95 – 2.95 (gr/cm<sup>3</sup>) (PEMEX, 2011). La interpretación del registro de densidad ayuda a:

- Estimar la densidad del sistema roca-fluido

- Calcular el porcentaje de porosidad en la formación
- Determinación de capas de gas
- Estimación de la contribución de materia orgánica
- Cálculo de las propiedades mecánicas de las rocas




#### 2.4.Registro de factor fotoeléctrico (PEF)


El registro de factor fotoeléctrico se basa en la absorción fotoeléctrica de la formación medida por la emisión de los rayos gamma. Las unidades del PEF vienen en barnios/electrón y varía entre los valores de 0-10 (barnios/electrón) (Palacios, 2016). La interpretación del registro de factor fotoeléctrico ayuda a:

- Mide las propiedades de la matriz de la roca
- Es afectado por los minerales presentes en la roca (barita)
- Indica el porcentaje de porosidad del tipo de fluido en la formación
- Permite la evaluación de lutitas (Shales)

La **tabla 1**, muestra las respuestas típicas de los registros eléctricos previamente mencionados en el referencial teórico (GR, DT, RHOB, PEF), estos valores ayudan a caracterizar la formación de interés para el análisis cualitativo en la metodología planteada ver capítulo 2.

Tabla 1:Valores típicos de las respuestas de los registros eléctricos

Litología	Gamma Ray (API)	Sonico(us/ft)	Factor fotoeléctrico(be/el)	Density(gr/cm3)
Arenisca 	GR bajo	55-40	1.81	2.65
Calizas 	GR bajo	47.6-40	5.08	2.71
Arcilla 	GR alto	55-100	1.5	2.2-2.27

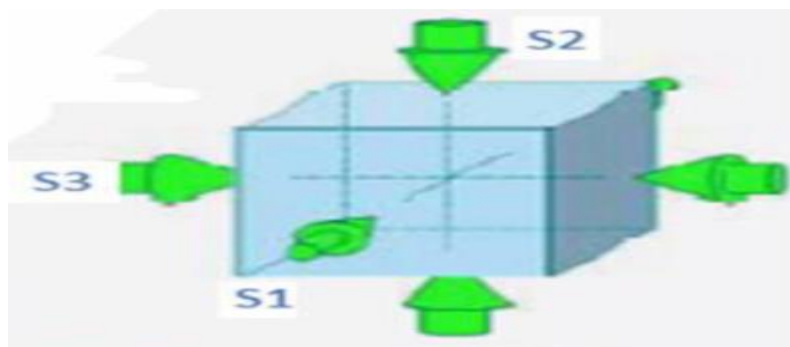
Dolomita 	GR bajo	Aprox 43	3.14	2.87
---	---------	----------	------	------

Fuente: (Palacios, 2016)  
Modificado por: Loya, 2020

### 3. Presiones y esfuerzos de la roca

#### 3.1. Estado de esfuerzo

El estado de esfuerzo se define como una cantidad física compuesta por vectores denominados tensores de segundo orden. Cualquier estado de esfuerzos puede expresarse en función de tres esfuerzos principales como son el esfuerzo vertical, esfuerzo horizontal y esfuerzo horizontal mínimo. (Lopez et al., 2007). **Ver figura 3**



S1 : Esfuerzo horizontal (Sh)  
S2 : Esfuerzo vertical (Sv)  
S3 : Esfuerzo horizontal mínimo (Shmin)

Figura 3: Principales esfuerzos In-Situ

Fuente: (Lopez, Perez, Reyes, Sanchez, & Mancilla, 2007)

Modificado: Loya, 2020

#### 3.2. Regímenes de fallas

Un régimen de fallas normal es aquel en el que la tensión vertical es la mayor tensión. Cuando la tensión vertical es la tensión intermedia, se indica un régimen de deslizamiento. Si la tensión vertical es la menor, el régimen se define como inverso. Las tensiones horizontales a una profundidad dada serán las más pequeñas en un régimen normal de fallas. En general, los pozos verticales serán cada vez menos estables a medida que el régimen cambie de normal a deslizamiento y retroceso, y en consecuencia requerirá mayores pesos de lodo para perforar (BP Exploration Columbia, 1994). **ver figura 4**

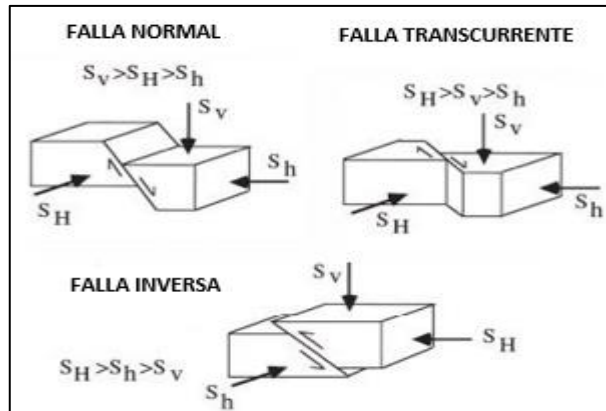


Figura 4: Clasificación de fallas por Andersonian  
Fuente: (BP Exploration Columbia, 1994)  
Modificado por: Loya, 2020

### 3.3. Gradiente de sobrecarga

El gradiente de sobrecarga es el gradiente de estrés derivado del peso acumulativo de los sedimentos y los fluidos contenidos por encima del área de interés estos gradientes de sobrecarga aumentan con la profundidad y la edad de formación.

El método preferido para determinar el gradiente de sobrecarga (S), es integrar matemáticamente la densidad aparente de la formación desde la superficie hasta la profundidad de interés (Zamora, 1989).

El gradiente de sobrecarga se obtiene con la siguiente ecuación (Zamora, 1989).

$$OBG = \frac{8.345}{D} \int_0^{Ds} \beta u. du \quad (1)$$

Un modelo de densidad aparente adecuado es una curva de la forma.

$$\beta u = (C1 + C2. A)u^x \quad (2)$$

Integrando 2 en 1

$$S = OBG = \frac{1}{D} [(C3 + C4. A)D^{x+1}] \quad (3)$$

Donde:

OBG= Gradiente de sobrecarga en lpg

D=Profundidad en ft

$\beta u$ =Densidad aparente en gr/cm<sup>3</sup>

C1, C2, C3, C4, C5, C6, x= Constantes del Método de Zamora (ver Anexo 3)

A= Constante de edad geológica de formación (ver Anexo 2 )

La ecuación número 3, se usa para pozos terrestres



### 3.4. Presión de poro

La presión del poro se define como la presión a la cual el fluido contenido dentro del espacio poroso de una roca, la presión es simplemente igual al peso del fluido suprayacente. La predicción de la presión de los poros (PPP), es clave para el análisis geomecánico en las operaciones de perforación. La PPP se obtiene con diferentes registros eléctricos, en este caso específico se aprovechó el registro sísmico que utiliza la presión de sobrecarga (OBG).

Un número de procesos puede hacer que la presión de poro sea desigual a la presión hidrostática los procesos que aumentan la presión de poro incluyen la subcompactación causada por el rápido entierro de sedimentos de baja permeabilidad, la compresión lateral, la liberación de agua de los minerales arcillosos causada por el calentamiento, expansión de fluidos debido al calentamiento y los contrastes de densidad de fluidos. Los procesos que disminuyen la presión de los poros son la contracción del fluido, la descarga, la dilatación de rocas y el agotamiento del yacimiento (CGG.Geoconsulting Americas, 2018)

$$PP = OBG - (OBG - Ph) \left( \frac{\Delta tn}{\Delta t} \right)^3 \quad (4)$$

Donde:

PP=Gradiente de presión de poro en lpg

Ph=Presión Hidrostática lpg

$\Delta tn$ =Velocidad tendencia lineal en us/ft

$\Delta t$ =velocidad medida en función de la profundidad en us/ft

### 3.5. Presión de fractura

“Se define como presión de fractura, a la presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca “ (Castro, Illan, Lugo, & Karen, 2013). Con el desarrollo de las herramientas de registros eléctricos sísmicos dipolares en la década de los 70” s, se han utilizado estos perfiles de pozos para el diseño de las facturas hidráulicas en hoyos horizontales y verticales, comúnmente el esfuerzo horizontal mínimo  $Sh_{min}$  es llamado como gradiente de fractura lo cual esta denominación es incorrecta. El  $Sh_{min}$  es simplemente una función de la relación

de Poisson ( $\nu$ ), por lo tanto, el gradiente de presión de fractura se puede obtener mediante la presión de poro y la relación de Poisson (Sanchez et al., 2017).

$$PF = \frac{\nu}{1-\nu}(OBG - PP) + PP \quad (5)$$

Para el presente estudio se utilizó el nomograma de Eaton, para obtener la relación de Poisson (PEMEX, 2011).

$$\nu = 0.0645 \ln(\text{Depth}) - 0.0673 \quad (6)$$

Donde:

PF=Gradiente de presión de fractura en lpg

$\nu$ = relación de Poisson

Depth=profundidad en metros

### 3.6. Presión de colapso

La presión de colapso se define como la mínima presión que debe ejecutar la perforación, esta presión ayuda a estimar el peso del lodo de perforación en las paredes del pozo con el fin de evitar el desprendimiento de las formaciones y este fenómeno es conocido como breakouts, para la obtención de la presión de colapso se utilizan las propiedades de resistencia de las rocas y correlaciones de pozo, finalmente el análisis de la presión de colapso ayuda a la generación de un modelo geomecánico (Baker Atlas, 2003).

### 3.7. Esfuerzo Efectivo

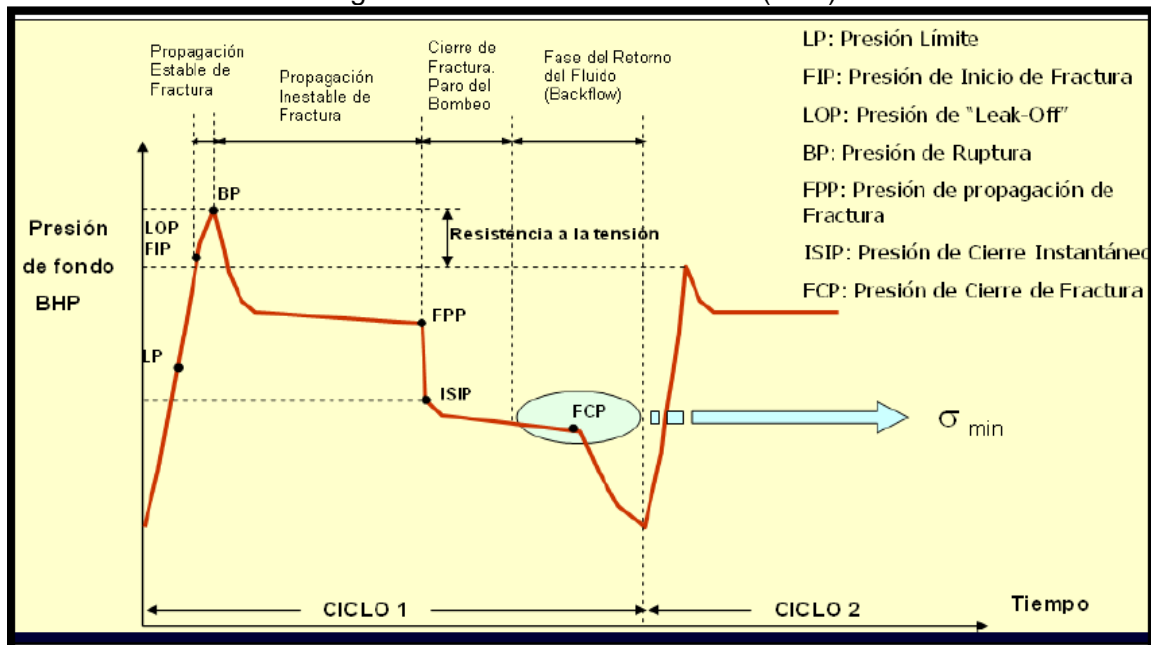
Se define el esfuerzo efectivo como la relación matemática entre el estrés y la presión de poros. Implícitamente, el esfuerzo efectivo es la porción de la carga externa de esfuerzo total que es transportada por la roca misma. El concepto se aplicó por primera vez al comportamiento de los suelos sometidos tanto a esfuerzos externos como a la presión de poros que actúan dentro del volumen de poros. Es posible determinar el esfuerzo efectivo a partir de mediciones de propiedades físicas como la velocidad o la resistividad de la roca, por lo cual estos parámetros son la base para la mayoría de los algoritmos de predicción de presión de poro (Lake, 2006).

### 3.8. Esfuerzo horizontal mínimo

El esfuerzo horizontal mínimo ( $Sh_{min}$ ) en las cuencas de petróleo se estima mediante las pruebas de LOT.

La prueba de LOT se utiliza para calcular la mínima tensión o muchas veces para calibrar la tensión horizontal mínima que ayuda a realizar el modelo geomecánico de un pozo. Cabe recalcar que estas pruebas de fractura se las realiza con todo el cuidado ya que se corre el peligro de dañar la formación (Halliburton Energy Services Group, 2010). **Ver figura 5.**

Figura 5: Prueba de Leak off test (LOT)



Fuente: (García, 2006)

Otro método para estimar el valor del esfuerzo horizontal mínimo ( $Sh_{min}$ ) es mediante el uso de correlaciones que enlazan la presión de poro y la profundidad de la formación de interés (Zoback, 2007).

Las ecuaciones utilizadas para obtener la  $Sh_{min}$  en el presente estudio son correlaciones simples que tienen como variables la profundidad de la formación de estudio y la presión de poro previamente calculada (Shell et al., 1982).

$$\partial h = Sh_{min} = 0.197D^{1.145} \quad \text{Para } D \leq 11500 \text{ ft}$$

$$\partial h = Sh_{min} = 1.167D - 4.596 \quad \text{Para } D > 11500 \text{ ft}$$

Si se toma en cuenta el efecto de las presiones anormales de poro, las ecuaciones previamente escritas se obtiene la ecuación de la siguiente forma:

$$Sh_{min} = 0.197D^{1.145} + 0.465(PP - Ph) \quad (7)$$

Donde:

0.465= Gradiente normal de presión en psi/ft

D= profundidad en ft

PP=gradiente de presión de poro en psia

Ph=gradiente de presión hidrostática en psia

### 3.9. Esfuerzo horizontal máximo

El conocimiento de la magnitud del esfuerzo horizontal principal máximo en profundidad es importante dado que la exacta determinación de SHmax ayuda de manera fundamental a los problemas relacionados con la estabilidad del pozo, como la determinación de los pesos de lodo óptimos y trayectorias de pozos (Halliburton Energy Services Group, 2010).

$$\frac{Sh_{min-PP}}{Sh_{max-PP}} = \left( (1 + u^2)^{\frac{1}{2}} + u \right)^{-2} \quad (8)$$

Donde:

u= Coeficiente de fricción interna de la formación

## 4. Mecánica de rocas

### 4.1. Definición

La mecánica de las rocas es y siempre ha sido una rama importante de la Ingeniería de petróleos específicamente aplicada a la ingeniería de reservorios, perforación, completación, estimulación, producción y al monitoreo de reservorios en desarrollo. Se define a la mecánica de las rocas como la ciencia teórica y aplicada al comportamiento “mecánico” de las masas rocosas es decir analiza las respuestas de los esfuerzos en su entorno físico. En la perforación, la mecánica de las rocas está orientada en el análisis de los esfuerzos y tensiones del pozo, principalmente en pozos desviados y horizontales (Schlumberger, 2008).

#### 4.2. Módulo de corte o de cizalla (Gdyn)

El módulo de corte o de cizalla es una propiedad elástica de la roca, el cual es utilizado para describir la resistencia de un material a la deformación del corte. El valor de este módulo está relacionado directamente con el tiempo de tránsito y también con el valor de densidad (RHOB), para un fluido el valor de este parámetro es cero, aunque existen pequeñas excepciones por ejemplo cuando el fluido tiene características viscosas a ciertas temperaturas (Ortiz & Catro, 2015).

$$G_{dyn} = \alpha \frac{RHOB}{DT^2} \quad (9)$$

Donde:

Gdyn= Módulo de corte en Mpa

$\alpha$ = Constante igual a  $1.34 \cdot 10^{10}$

RHOB= Valor de registro de densidad en gr/cm<sup>3</sup>

DT=Valor del registro sísmico en us/ft

#### 4.3. Módulo volumétrico o Bulk (Kdyn)

“La relación lineal entre el cambio fraccional del volumen y la presión hidrostática aplicada a una masa de material geológico y está gobernada por el Módulo de Incompresibilidad Volumétrica o de Bulk” (Manilla et al., 2003).

$$K_{dyn} = RHOB * Vp - \frac{4}{3} Vs^2 \quad (10)$$

Donde:

Kdyn= Módulo de Bulk en Mpa

Vp= Valor de la onda P en ft/s

Vs =Valor de la onda S en ft/s

RHOB=Valor del registro de densidad en gr/cm<sup>3</sup>

#### 4.4. Comprensibilidad volumétrica (Cv)

Se define como comprensibilidad volumétrica (C), a la relación inversa del valor del módulo volumétrico o de Bulk (Kdyn).

$$Cv = \frac{1}{K_{dyn}} \quad (11)$$

Donde:

Cv=Comprensibilidad Volumétrica en 1/Mpa

Kdyn= Módulo de Bulk en Mpa

#### 4.5. Módulo de Young (Edyn)

El módulo de Young (Edyn) se define como una medida de la rigidez de la roca al ser sometido a una carga uniaxial, es decir este valor pronuncia la rigidez a la formación estableciendo una relación con el esfuerzo y la deformación (Almushiqeh, 2011).

$$Edyn = \frac{9G_{dyn} * K_{dyn}}{3K_{dyn} + G_{dyn}} \quad (12)$$

Donde:

Gdyn= Módulo de corte en Mpa

Kdyn= Módulo de Bulk en Mpa

#### 4.6. Resistencia de la comprensibilidad uniaxial (UCS)

La resistencia uniaxial se define como el esfuerzo de compresión axial máximo el cual soporta una roca previa a la fractura, esta resistencia de comprensibilidad también es conocida como compresión sin confinamiento, ya que es el valor del esfuerzo antes del momento de la falla (Galvis et al., 2011)

$$UCS = 1087.5 \left( \frac{304.8}{DT} \right)^{2.93} \quad (13)$$

Donde:

UCS=Resistencia ala comprensibilidad uniaxial en psia

DT= Registro sísmico en us/ft

#### 4.7. Resistencia a la cizalla

Para obtener este parámetro se realiza mediante una prueba triaxial, la cual ayuda a identificar las características de la roca tratando de simular su estado natural en el yacimiento de petróleo. La resistencia a la cizalla de una muestra es una función

de: (a) fricción entre partículas y (b) grado de partículas entrelazadas (British Petroleum , 2007).

#### 4.8. Resistencia a la tensión ( $\tau_o$ )

La resistencia a la tensión en una formación ( $\tau_o$ ) ayuda al análisis de la conducta de una falla real en las rocas es decir el conocer este valor es importante en el suelo no cementados a condiciones parcialmente saturados por consiguiente la resistencia a la tensión es un parámetro de suma importancia en el análisis del problema de estabilidad del hoyo perforado (Benz & Nordal, 2010).

$$\tau_o = 0.1 * UCS \quad (14)$$

Donde:

$\tau_o$ = Resistencia a la tensión en psia

UCS=Resistencia a la compresibilidad uniaxial en psia

#### 4.9. Angulo de fricción interna ( $\varphi$ )

El ángulo de fricción interno es una propiedad mecánica de la roca y se define como la representación matemática del coeficiente de rozamiento el cual depende de varios factores como el tamaño, forma y distribución de los granos y densidad de la formación (Department of Geotechnical Engineering & University of Newcastle Upon Tyne, 1986).

$$\text{Sen}(\varphi) = \frac{(1-v)}{(1+v)} \quad (15)$$

$$\beta = \frac{\varphi+90}{2} \quad (16)$$

Donde:

$\varphi$ : Angulo de fricción interno

v: Nomograma de Eaton

$\beta$ : Angulo suplementario de fricción interno

## 5. Círculo de Mohr

### 5.1. Definición

El círculo de Mohr fue desarrollado por Cristhian Mohr y se define como un método gráfico para determinar el estado tensional en diferentes puntos del cuerpo en estudio (Antico, 2008). La construcción del círculo de Mohr, permite evaluar los esfuerzos máximos de corte, esfuerzo normal efectivo en función de los esfuerzos principales efectivos de la formación (Zoback, 2007). **ver figura 6**



Figura 6: Círculo de Mohr  
Fuente: (Garcia, 2006).

Para la construcción del círculo de Mohr se utiliza el esfuerzo cortante, el esfuerzo normal efectivo y los esfuerzos principales de la formación analizada. **Ver figura 6**

- Esfuerzo normal

$$\sigma_1 = UCS \text{ (Mpa)} \quad (17)$$

- Esfuerzo vertical

$$\sigma_3 = \frac{\sigma_1}{3.1} \text{ (Mpa)} \quad (18)$$

- Esfuerzo cortante

$$\tau_f = 0.5(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}(2\beta) \text{ (Mpa)} \quad (19)$$

- Esfuerzo normal efectivo

$$\sigma_n = 0.5(\sigma_1 + \sigma_3) + 0.5(\sigma_1 - \sigma_3)\cos(2\beta) \text{ (Mpa)} \quad (20)$$



## 6. Área de Estudio

La industria Hidrocarburífera en el Ecuador inicio en el año 1911 en San Pablo-Pacoa (Costa del Ecuador) con el pozo Ancón -001, y fue desarrollada de manera amplia hasta el año de 1967, cuando la producción fue considerada como marginal, hoy en día su producción es de 1200 [STBD] que representa menos del 1% de la producción actual del país. En el año de 1967 fue descubierta en la cuenca oriente el pozo Lago Agrio -001 y desde esa fecha se inició una fase de exploración en el Ecuador y se descubrieron varios campos (Iza & PetroAmazonas, 2017). Ver tabla 2

Tabla 2:Campos Ecuatorianos

Nombre del Campo	Año de exploración
Sacha-Shushufindi	1969
Auca	1970
Cuyabeno	1972
Libertador	1980
ITT	1993

Fuente: (Iza & PetroAmazonas, 2017)

La cuenca oriente está situada al este de los Andes Ecuatorianos y contiene 3 dominios tectónicos como se muestra en la **figura 7**, los cuales poseen características geométricas y cinemáticas relacionadas a una herencia pre cretácica, es decir cada formación de un determinado Campo tiene diferentes propiedades petrofísicas y características de petróleo (Baby et al., 2014).

El presente estudio se dirigió al Campo X del Oriente Ecuatoriano, el cual está ubicado en el corredor central (Sacha-Shushufindi) de la cuenca oriente, exactamente en la provincia de Sucumbíos con una extensión aproximada de 400 Km cuadrados los cuales corresponden a extensión de 40 km de longitud y 10 km de ancho, convirtiéndose en el campo más grande del Ecuador (Enriquez & Feijjo, 2008).

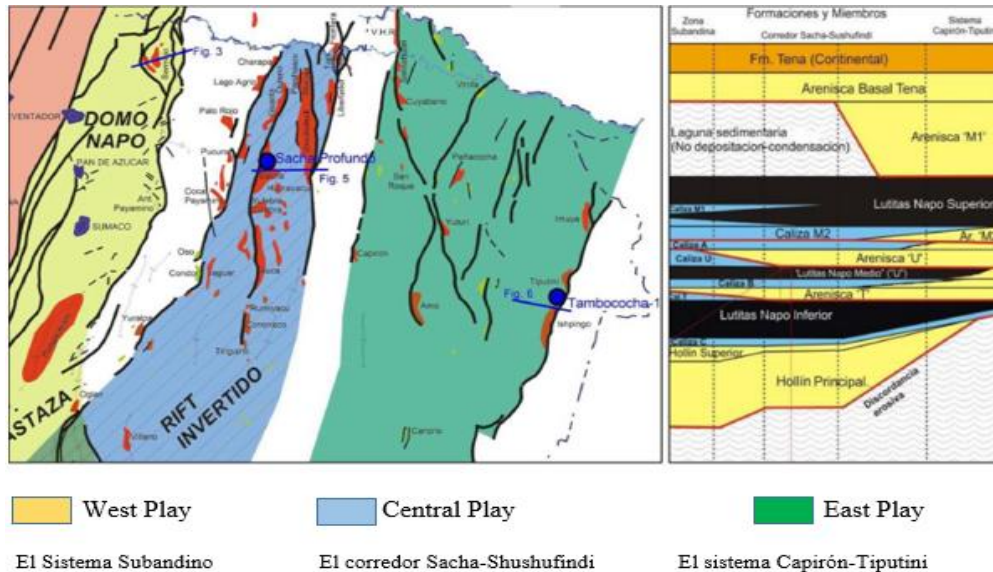


Figura 7: Principales reservorios de la Cuenca Oriente

Fuente: (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2014).

Modificado por: Loya, 2019

El presente trabajo de titulación se presenta mediante el nombre de Campo X, debido a la confidencialidad de los datos, razón por la cual se denomina como Campo X desde este momento en adelante

### Límites del Campo X

Norte: Campo Libertador y Atacapi

Sur: Campo Limoncocha y Pacay

Este: Falla Inversa (Subcuenca cretácico Napo)

Oeste: Campo Sacha y las diferentes estructuras Eno y Ron.

El Campo X, geográficamente se extiende desde los 00°06 39" a los 00° 17 58" de Latitud Este, hasta los 76° 36 55" de longitud Oeste (Enriquez & Feijjo, 2008).

### Situación actual del Campo X de estudio

La producción diaria del Campo de estudio es de aproximadamente 47275,14 BBPD en el mes de junio 2019 **ver figura 8**, el mes en el cual se aprobó el trabajo de titulación. El estado actual del Campo tiene 8 trabajos de reacondicionamiento mediante las técnicas de pulling Bes y cañoneo y recañoneo actualmente el Campo X hasta la fecha Julio 2019 con fuente de la ARCH es de 187 pozos productores, 95 cerrados temporalmente y 16 cerrados definitivamente.



API promedio = 27.10 y BSW = 80.89

A continuación, se presenta la ubicación de los pozos analizados en el trabajo de titulación. El pozo X-140D es un pozo de tipo direccional, la tabla 4 muestra la ubicación del pozo en coordenadas X-Y de salida y llegada al target de la perforación, con lo cual esta información es importante para conocer la trayectoria del pozo

Tabla 4: Ubicación Pozo X-140D

COORDENADAS DE SALIDA		COORDENADAS DE LLEGADA	
Y	X	Y	X
9978901.00	315756.00	9978451	315660

Fuente: (Petroamazonas - EP, 2019)

El pozo X-047H es un pozo de tipo horizontal, la tabla 5 muestra la ubicación del pozo en coordenadas X-Y de salida y llegada al target de la perforación, esta información es importante para conocer la trayectoria del pozo.

Tabla 5: Ubicación Pozo X-047H

COORDENADAS DE SALIDA		COORDENADAS DE LLEGADA	
Y	X	Y	X
9978901.00	315756.00	9978451	315660

Fuente: (Petroamazonas-EP)

## CAPITULO II

### MATERIALES Y MÉTODOS

El presente estudio analizó los esfuerzos principales ( $Sh_{min}$ ,  $Sh_{max}$ ,  $S_v$ ) y las propiedades mecánicas de las rocas, en un campo X del oriente ecuatoriano con ayuda de la geomecánica. El desarrollo del trabajo se sustentó en un método analítico-explicativo y cuantitativo. El realizar un análisis cuantitativo, para estimar los esfuerzos horizontales máximos y mínimos, incluidas las constantes elásticas de la roca y luego un análisis analítico- explicativo, para interpretar los resultados y explicar cómo un estudio de la mecánica de las rocas está presente en las operaciones de perforaciones tanto direccionales como horizontales y así determinar la eficiencia de estas operaciones. A continuación, en la **figura 9**, se detalla la metodología y pasos que se siguieron para alcanzar los objetivos planteados.

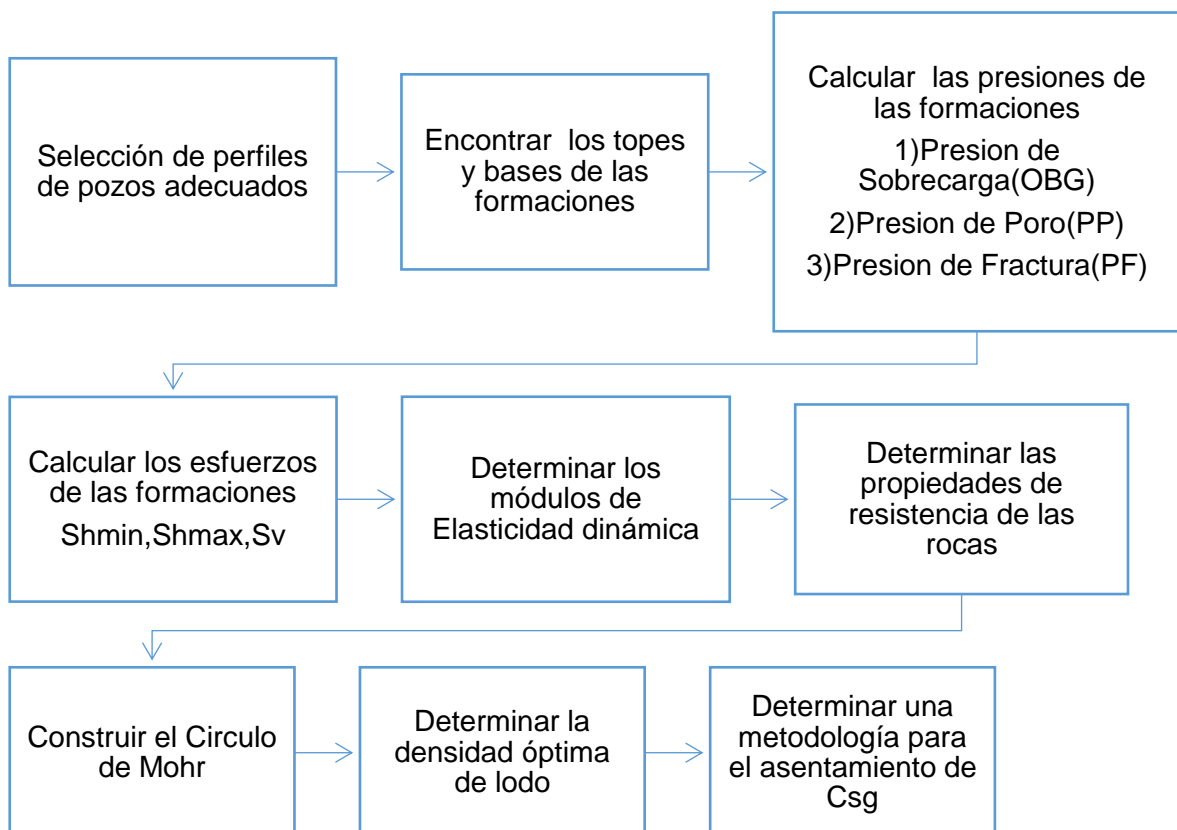


Figura 9: Metodología de Trabajo  
Elaborado por: Loya, 2019

## **2.1. Metodología**

### **2.1.1. Selección de perfiles de pozos**

Para comenzar la metodología planteada en el trabajo de titulación se estudian dos pozos del Campo X, un pozo direccional y un pozo horizontal.

El proceso de selección de los perfiles de pozos inicia con la elección adecuada de los registros eléctricos tanto para el análisis cualitativo y el análisis cuantitativo de la formación en estudio.

El análisis cualitativo de los pozos X-140D y X-047H, se lo realizó mediante la interpretación del registro de Gamma Ray (GR), factor fotoeléctrico (PEF), Densidad (RHOB), con el objetivo de encontrar los topes y bases y caracterizar la matriz de la formación en estudio y el análisis cuantitativo se lo realizó mediante la interpretación del registro de Densidad (RHOB) y Sónico (DT) con el objetivo de encontrar las propiedades mecánicas de las rocas.

### **2.1.2. Topes y bases de las formaciones**

Para este paso de la metodología, se interpretó los registros eléctricos de GR, PEF, RHOB y la columna estratigráfica del pozo de interés. El procedimiento que se llevó a cabo para encontrar los topes y bases de las formaciones analizadas en los pozos X-140D y X-047H es el siguiente, se utilizó la columna estratigráfica de cada pozo y se observó a que profundidad inicia y termina cada formación de interés. Una vez obtenido el intervalo de cada formación se procedió a evaluar cual es la matriz predominante de la roca y con el uso de los registros eléctricos se observó sus respuestas típicas ante cada roca (**ver Tabla 1: Respuestas típicas de los registros eléctricos y Anexo 5**), con el objetivo de caracterizar la zona de interés. El registro de GR ayudó a identificar las zonas de transición de litología, con el RHOB a encontrar la presencia de lutitas y la densidad de la roca atravesada por último el PEF ayudó con la mineralogía y las propiedades de matriz de la roca. Además, el Anexo 1 muestra la columna litológica estimada para el Campo X.

### 2.1.3. Cálculo de gradientes de presión

i) Gradiente de sobrecarga (OBG)

- Ejemplo de cálculo de gradiente de sobrecarga con la ecuación 3.

**Profundidad: 5250 ft**

$$OBG = S = \frac{1}{D} [(C3 + C4 \cdot A) D^{x+1}]$$

En donde C3=8.08 (cte. de Zamora)

C4=0.232 (cte. de Zamora)

A=9 (valor de edad geológica de Orteguzaza)

El Valor de A para la formación de Orteguzaza está en un rango de 5 – 9, ya que esta formación pertenece al Oligoceno, en el presente estudio se escogió un valor igual a 9 para el cálculo de la sobrepresión

X=0.075 (cte. de Zamora)

$$OBG = \frac{1}{5250} [(8.08 + 0.232 \times 9) 5250^{0.075+1}]$$

$$OBG = 19.23 \text{ lpg}$$

ii) Gradiente de presión de poro

La presión de poro fue proporcionada por la empresa PetroAmazonas-EP, caso contrario se utiliza la ecuación 4, ver el referencial del capítulo 1.

iii) Gradiente de presión de fractura

$$PF = \frac{v}{1-v} (OBG - PP) + PP$$

Primero se calcula el valor del nomograma de Eaton con la ecuación 6

$$v = 0.0645 \ln(\text{Depth}) - 0.0673$$

$$v = 0.0645 \ln(5250 \times 0.3048) - 0.0673$$

$$v = 0.4085$$

Entonces

$$PF = \frac{0.4085}{1 - 0.4085} (19.23 - 10.20) + 10.20 = 16.44 \text{ lpg}$$

#### 2.1.4. Calculo los esfuerzos de las formaciones $Sh_{min}$ , $Sh_{max}$ , $S_v$

Para continuar se obtiene los esfuerzos presentes en el pozo,  $Sh_{min}$ ,  $Sh_{max}$ ,  $S_v$ , los cuales fueron obtenidos respectivamente en ese orden.

iv) Esfuerzo horizontal mínimo ( $Sh_{min}$ )

Para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo se utilizó la ecuación número 7, que se menciona en el referencial teórico.

$$Sh_{min} = 0.197D^{1.145} + 0.465(PP - Ph)$$

Factor de conversión: 1 lpg equivale 0.051948 psia/ft

1 psia equivale 19.25 lpg

$$Sh_{min} = 0.197 \times 5250^{1.145} + 0.465(10.20 \times 0.051948 \times 5250 - 0.465 \times 5250) \cdot \frac{19.25}{5250}$$

$$Sh_{min} = 13.71 \text{ lpg}$$

v) Esfuerzo horizontal máximo ( $Sh_{max}$ )

Una vez conocidos los valores de  $S_v$  y  $Sh_{min}$ , se determinó el valor de  $Sh_{max}$ , si bien el cálculo del esfuerzo horizontal máximo también requiere conocer la presión de poro (PP).

$$\frac{Sh_{min-PP}}{Sh_{max-PP}} = \left( (1 + u^2)^{\frac{1}{2}} + u \right)^{-2}$$

$$\frac{13.71 - 10.20}{Sh_{max} - 10.20} = \left( (1 + 0.6^2)^{\frac{1}{2}} + 0.6 \right)^{-2}$$

$$Sh_{max} = 21.16 \text{ lpg}$$



vi) Esfuerzo vertical (Sv)

El esfuerzo vertical es utilizado con el gradiente de sobrecarga de la formación

### 2.1.5. Determinación de los módulos de elasticidad dinámica

Para determinar el módulo de corte o de cizalla (Gdyn) se utilizó la ecuación 9.

$$G_{dyn} = \alpha \frac{RHOB}{DT^2}$$

**Profundidad 7655 ft**

$$G_{dyn} = 1.34 \times 10^4 \frac{RHOB}{DT^2}$$

$$G_{dyn} = 1.34 \times 10^4 \frac{2.27 \left(\frac{gr}{cm^3}\right)}{66.346^2 \left(\frac{us}{ft}\right)}$$

$$G_{dyn} = 6.91 \text{ Mpsia}$$

Para determinar el módulo de Bulk (Kdyn) se utilizó la ecuación 10

$$K_{dyn} = RHOB \cdot Vp - \frac{4}{3} Vs^2$$

Cálculo de Vp en ft/s

$$Vp = \frac{1}{1 \times 10^{-6} \cdot DT} \quad (ft/s)$$

$$Vp = \frac{1}{1 \times 10^{-6} \times 66.346} = 15072.5 \text{ (ft/s)}$$

Cálculo de Vs:

$$Vs = \frac{Vp}{\sqrt{3}} \quad (ft/s)$$

$$Vs = \frac{15072.5}{\sqrt{3}} = 8702.11 \text{ ft/s}$$

$$K_{dyn} = 2.27 \text{ gr/cm}^3 \cdot (15072.5 \text{ ft/s})^2 - \frac{4}{3} (8702.11 \text{ ft/s})^2$$

$$K_{dyn} = 4.15 \text{ Mpsia}$$

Para determinar la Compresibilidad volumétrica se utilizó la ecuación 11

$$Cv = \frac{1}{K_{dyn}}$$

$$Cv = \frac{1}{4.15 \text{ Mpsia}}$$

$$Cv = 0.24 \frac{1}{\text{Mpsia}}$$

Para determinar el Módulo de Young se utilizó la ecuación 12

$$E_{dyn} = \frac{9G_{dyn} * K_{dyn}}{3K_{dyn} + G_{dyn}}$$

$$E_{dyn} = \frac{9 \times 6.91 \times 4.15}{3 \times 4.15 + 6.91}$$

$$E_{dyn} = 13.33 \text{ Mpsia}$$

### 2.1.6. Determinación de las propiedades de resistencia de las rocas

Para el cálculo de la Resistencia de la compresibilidad uniaxial (UCS), se utilizó la ecuación 13

**Profundidad 7655 ft**

$$UCS = 1087.5 \left( \frac{304.8}{DT} \right)^{2.93}$$

Factor de conversión: 1 psia equivale 6894.76 Pascales

$$UCS = 1087.5 \left( \frac{304.8}{66.347} \right)^{2.93}$$

$$UCS = 94767.3 \text{ psia}$$

$$UCS = 653.398 \text{ Mpa}$$

Para calcular la resistencia a la tensión ( $\tau_o$ ) se utilizó la ecuación 14.

$$\tau_o = 0.1 * UCS$$

$$\tau_o = 0.1 * 94767.3$$

$$\tau_o = 9476.73 \text{ psia}$$

Por último, se procede a obtener el valor del ángulo de fricción interno ( $\varphi$ ). Para determinar este parámetro se utilizó la ecuación 15

$$\text{Sen}(\varphi) = \frac{(1-v)}{(1+v)}$$

$$\beta = \frac{\varphi+90}{2}$$

$$(\varphi) = \text{Arcseno} \left( \frac{(1-v)}{(1+v)} \right) = \text{Arcseno} \left( \frac{(1-0.4085)}{(1+0.4085)} \right) \cdot \frac{180}{\pi} = 24.82 \text{ grados}$$

$$\beta = \frac{\varphi + 90}{2} = \frac{24.82 + 90}{2} = 57.41 \text{ grados}$$

### 2.1.7. Construcción del círculo de Mohr

Para la construcción del círculo de Mohr se utiliza el esfuerzo cortante, el esfuerzo normal efectivo y los esfuerzos principales de la formación analizada ver referencial teórico del capítulo 1.

Ejemplo de cálculo de los parámetros del círculo de Mohr en la formación de Orteguzza del pozo X-140D.

La formación Orteguzza empieza en la profundidad igual a 5250 ft hasta la profundidad 5820 ft.

Cálculo del esfuerzo normal con la ecuación 17 ver referencial teórico.

$$\sigma_1 = UCS \text{ prom (Mpa)}$$

$$UCS = 108.75 \left( \frac{304.8}{DT} \right)^{2.93}$$

Factor de conversión: 1 psia equivale 6894.76 Pascales

$$UCS = 108.75 \left( \frac{304.8}{87.86} \right)^{2.93}$$

$$UCS = 41616.147 \text{ psia}$$

$$UCS = 286.93 \text{ Mpa}$$

$$UCS_{prom} = 298.57 \text{ Mpa}$$

Cálculo del esfuerzo vertical con la ecuación 18, ver referencial teórico.

$$\sigma_3 = \frac{\sigma_1}{3.1} \text{ (Mpa)}$$

$$\sigma_3 = \frac{298.57}{3.1} \text{ Mpa}$$

$$\sigma_3 = 96.313 \text{ Mpa}$$

Cálculo del esfuerzo cortante con la ecuación 19, ver referencial teórico.

$$\tau_f = 0.5(\sigma_1 - \sigma_3) \text{sen}(2\beta) \text{ Mpa}$$

$$\text{Sen}(\varphi) = \frac{(1 - 0.4085)}{(1 + 0.4085)} \text{ entonces } (\varphi) = 24.82 \text{ Grados}$$

$$\beta = \frac{\varphi + 90}{2} = 57.41 \text{ Grados}$$

Entonces  $\tau_f = 91.94 \text{ Mpa}$

Esfuerzo normal efectivo

$$\sigma_n = 0.5(\sigma_1 + \sigma_3) + 0.5(\sigma_1 - \sigma_3) \cos(2\beta) \text{ Mpa}$$

$$\sigma_n = 155.32 \text{ Mpa}$$

### 2.1.8. Metodología para el asentamiento de Casing

Los pasos que se siguieron para este procedimiento se los detalla continuación:

- a) Encontrar topes y bases de la formación
- b) Plotear el valor de profundidad vs (Presión de fractura y Presión de poro)
- c) La curva de presión de poro y fractura se multiplica por un FS (0.2 – 0.4)
- d) Calcular el promedio entre los nuevos valores de presión para cada punto de profundidad
- e) Plotear la nueva curva de presión promedio
- f) Encontrar el valor promedio de la nueva curva de presión, por lo cual se define a este valor como el peso promedio de lodo de perforación en la formación de análisis.

A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo de la metodología planteada en la formación Orteguaza.

La **Tabla 6**, muestra los valores de topes y bases de la formación de análisis, así como también los resultados obtenidos de presión de poro y fractura, los mismos que ayudan a encontrar la densidad óptima del lodo de perforación.

Tabla 6: Formación Orteguaza

Orteguaza	Depth	PP(lpg)	PF(lpg)
Tope	5250	10.20	16.44
Base	5820	10.224	16.72

Elaborado por: Loya, 2020

Cálculo del factor de seguridad de la presión de fractura (FS1)

$$\text{TOPE 5250 ft} \quad FS1 = (PF * -0.2) + PF$$

$$FS1 = (16.44 * -0.2) + 16.44 = 13.152 \text{ lpg}$$

$$\text{TOPE 5820 ft} \quad FS1 = (PF * -0.2) + PF$$

$$FS1 = (16.44 * -0.2) + 16.44 = 13.376 \text{ lpg}$$

Donde:

FS1: Factor de seguridad de presión de fractura

PF: Presión de fractura a una profundidad en lpg

PP: Presión de poro a una profundidad en lpg

FS2: Factor de seguridad de presión de poro

Cálculo del factor de seguridad de la presión de poro (FS2)

$$\text{TOPE 5250 ft} \quad FS2 = (PP * 0.2) + PP$$

$$FS2 = (10.20 * 0.2) + 10.20 = 12.24 \text{ lpg}$$

$$\text{TOPE 5820 ft} \quad FS2 = (PP * 0.2) + PP$$

$$FS2 = (10.224 * 0.2) + 10.224 = 12.2688 \text{ lpg}$$

Cálculo de valor promedio entre el factor de seguridad FS1 Y FS2

$$\frac{FS1 + FS2}{2}$$

$$\text{TOPE 5250 ft} \quad \frac{13.152 + 12.24}{2} = 12.696$$

$$\text{TOPE 5820 ft} \quad \frac{13.376 + 12.268}{2} = 12.822 \text{ lpg}$$

Cálculo de la densidad óptima del lodo de perforación

$$\frac{12.696 + 12.822}{2} = 12.75 \text{ lpg}$$

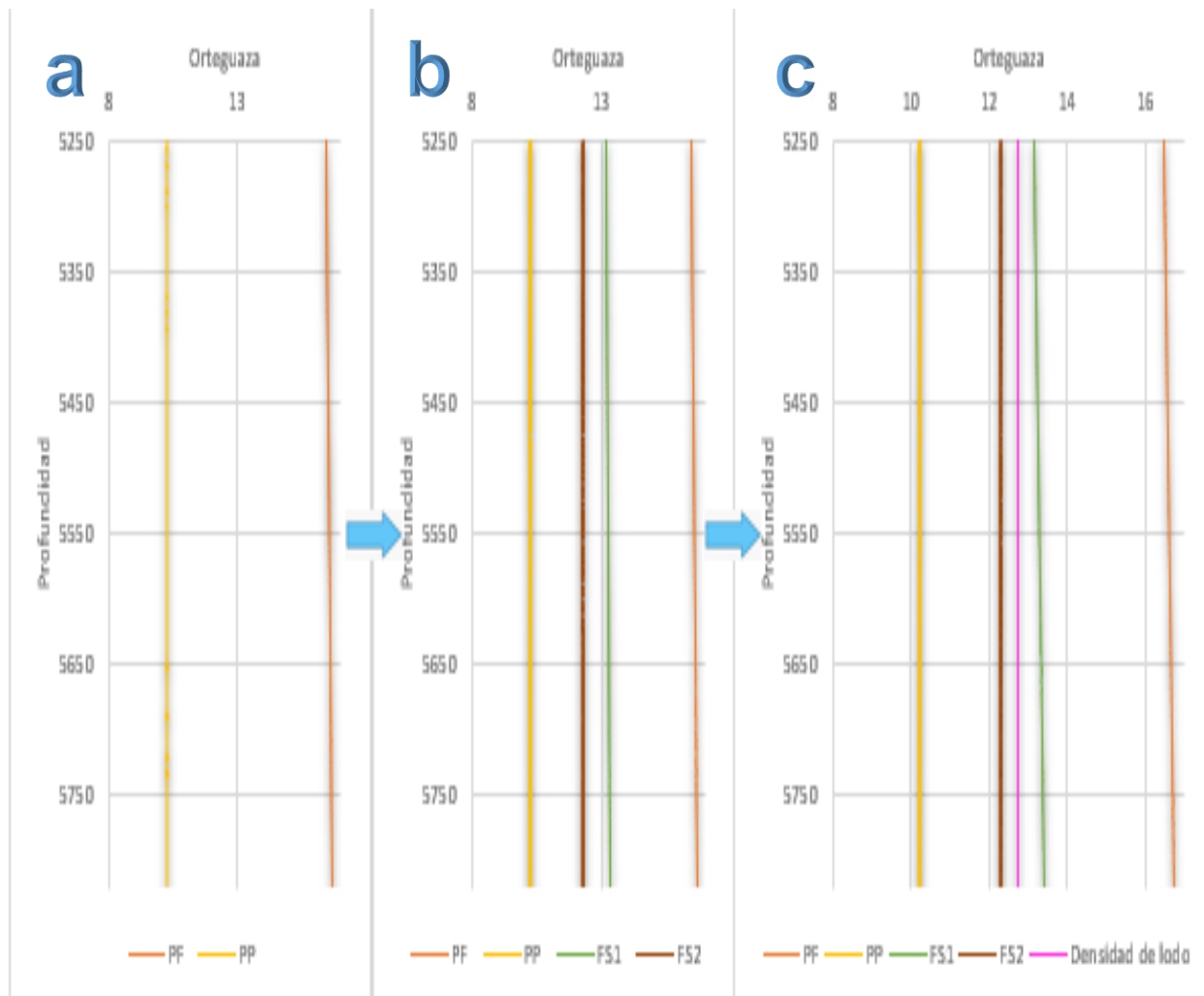
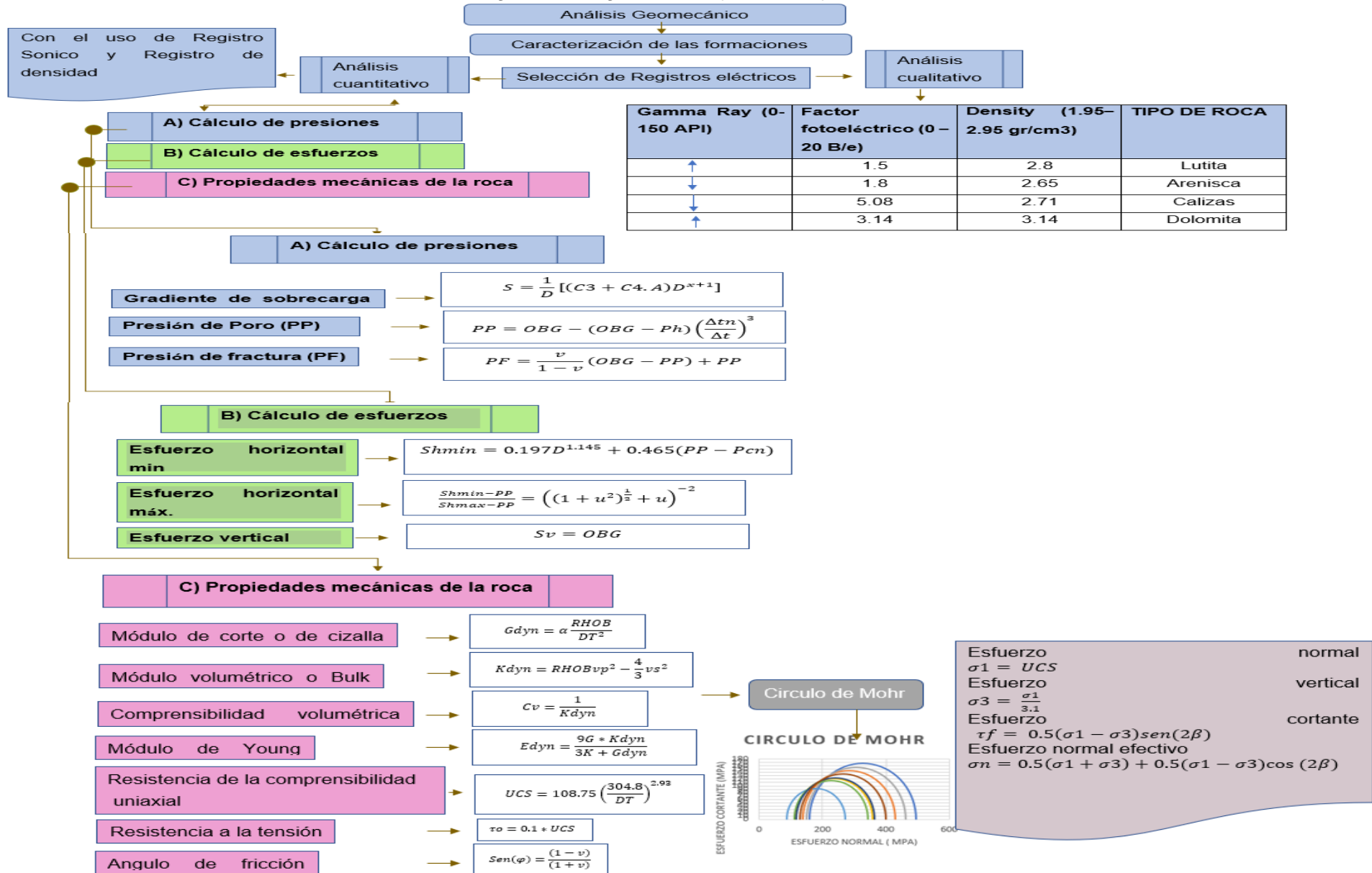


Figura 10: Densidad de lodo promedio en Orteguzza  
Elaborado: Loya, 2020

La **figura 10**, muestra el procedimiento para obtener la densidad de lodo promedio en la formación Orteguzza, en la figura se identifica varios parámetros importantes para el análisis de la densidad del lodo de perforación, la figura muestra los topes y bases de las formaciones de interés (Orteguzza), la parte "a" presenta la curva de presión de fractura y presión de poro en función de la profundidad como los principales parámetros para encontrar la densidad de lodo óptima, a continuación en la sección "b" de la figura se encuentra el ploteo de las curvas de presión de poro y fractura con su factor de seguridad correspondiente, para finalizar en la sección "c" de la figura 10, se puede observar el ploteo de la densidad de lodo promedio en la formación de análisis, el valor de este parámetro se lo obtiene entre el promedio del valor de la curva FS1 y FS2.

Figura 11: Diagrama de flujo de trabajo





La **figura 11**, representa la metodología utilizada para el análisis geomecánico en algún pozo X , del Campo del Oriente Ecuatoriano. El análisis inicia con la caracterización de las formaciones de los pozos analizados, para esto se comienza con la obtención de los topes y bases de las formaciones que conforman el pozo de interés , con la ayuda de la columna estratigráfica del pozo en cuestión , después continua la evaluación cualitativa mediante la interpretación de diferentes registros eléctricos: Gamma Ray (GR), Density (RHOB), Factor Fotoeléctrico (PEF) con el objetivo identificar el tipo de matriz y la litología que predomina cada formación de interés .

A continuación, se evalúa las formaciones de los pozos de forma cuantitativa mediante la ayuda de diferentes registros eléctricos: Density (RHOB) y Sonico (DT) con los cuales se obtiene las principales propiedades mecánicas de las rocas y los esfuerzos principales de la formación. La parte cualitativa inicia con el cálculo de presiones en la formación de interés, la presión de sobrecarga la cual está en función de la profundidad, y la edad geológica, la presión de poro en función de la presión de sobrecarga y el registro sónico por último y la presión de fractura que se encuentra en función de las presión de poro , una vez obtenidas estas presiones se calcula los esfuerzos principales de las formaciones las cuales son , el esfuerzo horizontal mínimo  $f(PP \text{ y } Ph)$  , el esfuerzo horizontal máximo  $f(Shmin)$  y el esfuerzo vertical en  $f(OBG)$ . Finalmente se obtiene las propiedades mecánicas de las rocas ( $G_{dyn}$ ,  $K_{dyn}$ ,  $C_v$ ,  $E_{dyn}$ , UCS,  $T_o$ ).

Al finalizar el análisis cualitativo de las formaciones y con los valores de las propiedades mecánicas de las rocas se procede a realizar a dibujar el círculo de Mohr aquel que está relacionado directamente con la resistencia a la compresión uniaxial, el esfuerzo vertical, cortante y el esfuerzo normal efectivo , al finalizar los pasos de esta metodología planteada ver **figura 11** ,se debe realizar una interpretación de los resultados obtenidos para dar una conclusión técnica de la incidencia de la geomecánica en la perforación de un pozo petrolero

## **CAPITULO III**

### **RESULTADOS Y DISCUSION**

El presente capítulo presenta el análisis cualitativo y cuantitativo de los pozos seleccionados del campo X del Oriente Ecuatoriano. En la metodología planteada se muestra los pasos a seguir para los pozos seleccionados, primero se realizó un análisis cualitativo de los pozos X-140D y X-047H, mediante la interpretación de los registros eléctricos (GR, RHOB, PEF) con el uso del software Interactive Petrophysics (IP) para identificar los topes y bases de las formaciones de interés y caracterizar la matriz de roca que predomina en la formación. El análisis cuantitativo se lo realizó mediante la interpretación de los registros eléctricos (Density, Sónico). Con el uso de hojas de Excel se calculó las presiones de poro, sobrecarga y fractura, esfuerzos principales ( $S_{hmin}$ ,  $S_{hmax}$ ,  $S_v$ ) y las propiedades mecánicas de las rocas para finalizar con el desarrollo de la gráfica del círculo de Mohr.

#### **3.1. RESULTADOS**

El análisis de los resultados comienza con el estudio cualitativo de los pozos seleccionados, primero se analizó el pozo X-140D desde la formación Orteguaza hasta la formación Hollín y el pozo X-047H en la formación arenisca.

##### **Análisis Cualitativo del Pozo X-140D**

Formación Orteguaza

Se analizó el registro de GR del pozo X-001, con respuestas de Gamma Ray altas y pequeños disturbios en sus medidas por lo que se revisó el reporte de perforación para correlacionar las respuestas y se obtuvo lo siguiente: Esta formación está constituida predominantemente por lutita, intercalada con capas de arenisca

Formación Tiyuyacu

Se analizó los registros eléctricos y se obtuvo que la formación Tiyuyacu consta de 2 zonas importantes a) Tiyuyacu superior e b) inferior

a) Este nivel estratigráfico se encuentra formado de conglomerado cuarzoso intercalado con niveles de arcilla hasta la base del siguiente nivel

b) Esta sección está compuesta predominantemente de conglomerado intercalado con niveles de arcilla y arenisca.

#### Formación Tena

La formación Tena está formada por una secuencia de características continentales, y principalmente un espesor homogéneo de arcillas con intercalaciones esporádicas de limolita y de arenisca hacia la base ,ya que las respuestas de los registros eléctricos son , altas y bajas en GR por lo cual se define un material arcilloso ,para identificar la limonita se observó un GR bajo y una densidad de 2.4 gr/cm<sup>3</sup> por último, las respuestas de la densidad tiene un promedio de 2,65 gr/cm<sup>3</sup>, y el factor fotoeléctrico de aproximadamente 1,8 B/e que define una zona de arenisca

#### Formación Basal Tena

La formación Basal Tena está constituida principalmente por arenisca intercalada con arcilla, los valores de Gamma Ray son bajos con alteraciones en las medidas, el registro de factor fotoeléctrico y el de densidad tienen lecturas alteradas, lo que define la presencia de arcilla

#### Formación Napo

La formación está compuesta por una secuencia de lutita con intercalaciones de areniscas y calizas, por las respuestas de GR altas y con disturbios en las medidas, que solo sucede en zonas intercaladas arenisca y caliza.

#### Formación Caliza M1, Formación Caliza M2, Formación Caliza A

Este miembro de roca está constituido principalmente por caliza con intercalaciones de lutitas las respuestas de GR son bajas con un promedio de 90 API y con pequeños disturbios, un PEF aproximado de 5,09 B/e y una densidad promedio de 2.6 gr/cm<sup>3</sup>

#### Formación Arenisca U superior, Formación Arenisca U inferior

La formación se caracteriza por areniscas con intercalaciones de lutitas y caliza al inicio en la zona conocida como U superior, la medida del GR son bajas que oscila entre los 90 API con zonas de cortas de disturbios además se interpretó el PEF con un valor ponderado de 1,8 B/e, al final de la base se encuentra lutitas con pequeñas intercalaciones de caliza por respuestas de GR altas y con un ponderado de registro de densidad de 2.8 gr/cm<sup>3</sup>

#### Formación Caliza B

Esta formación posee un dominio de caliza con pequeñas intercalaciones de lutitas, las lecturas de GR son bajas propias de una formación con presencia de caliza, las lecturas de PEF tienen valor aproximado de 5.0 B/e y por último se observa que el registro de densidad muestra valores cambiantes aprox 2.15 gr/cm<sup>3</sup>

#### Formación Arenisca T superior Formación Arenisca T inferior

La formación está constituida es su mayor parte por arenisca y presenta pequeñas intercalaciones de lutitas y caliza en su espesor, las respuestas de GR son bajas, pero tiene intervalos de disturbios, se interpretó el registro de PEF con un valor promedio de 2.1 B/e el cual indica zonas de caliza y lutitas.

#### Formación Hollín superior Formación Hollín inferior

Este miembro de roca está constituido principalmente por arenisca intercalada con lutita, en el tope se encuentran pequeños niveles de caliza, las lecturas de los registros de GR son bajas y muestran zonas de disturbios en sus medidas las cuales ayudan a constatar la presencia de otros materiales rocosos, el PEF tiene un valor ponderado de 2.4 B/e.

### **Análisis cualitativo del Pozo X-047H**

El análisis de la litología en el pozo se lo realizó con la interpretación de los Registros eléctricos (GR-RHOB-PEF). Únicamente se realizó el análisis de la formación Arenisca, ya que solo se pudo conseguir la data en ese intervalo del pozo.

Formación Arenisca

Se analizó los registros eléctricos de los siguientes pozos: pozo X-047H.

Esta formación se caracteriza por areniscas con intercalaciones de lutitas y caliza al inicio en la zona conocida como U superior, la medida del GR es bajas que oscilan entre 80-140 API

### **Análisis Cuantitativo de los pozos**

El análisis cualitativo de las formaciones analizadas se lo realizó con los registros RHOB y DT mediante las hojas de cálculo de Excel con el objetivo de obtener los parámetros mencionados en el capítulo 2, ver **figura 9**. El análisis cualitativo consta de 3 secciones importantes las cuales son, análisis de las geopresiones, esfuerzos principales de la formación y propiedades mecánicas de las rocas.

### **Análisis del pozo Direccional X-140D**

La **figura 12**, muestra los registros eléctricos , Gamma Ray , Caliper ,sónico y de densidad y factor fotoeléctrico en el pozo X-140D en función de la profundidad , el registro GR tiene una escala de 0 -150 API e inicia a la profundidad de 5250 ft y se extiende hasta 10055 ft , el registro PEF una escala de 0-20 be/el , el registro de densidad una escala de 1.95– 2.95 gr/cm<sup>3</sup> la lectura de estos dos registros comienzan en la profundidad de 7431 ft y se extiende hasta la profundidad de 1055 ft ,por último el registro sónico tiene una escala de 140 -40 us/ft e inicia en 5250 hasta 9984 ft .El conocer los valores de estos registros eléctricos ayudan a obtener las presiones , esfuerzos principales y propiedades mecánicas de las rocas en cada formación de interés del pozo X-140D.

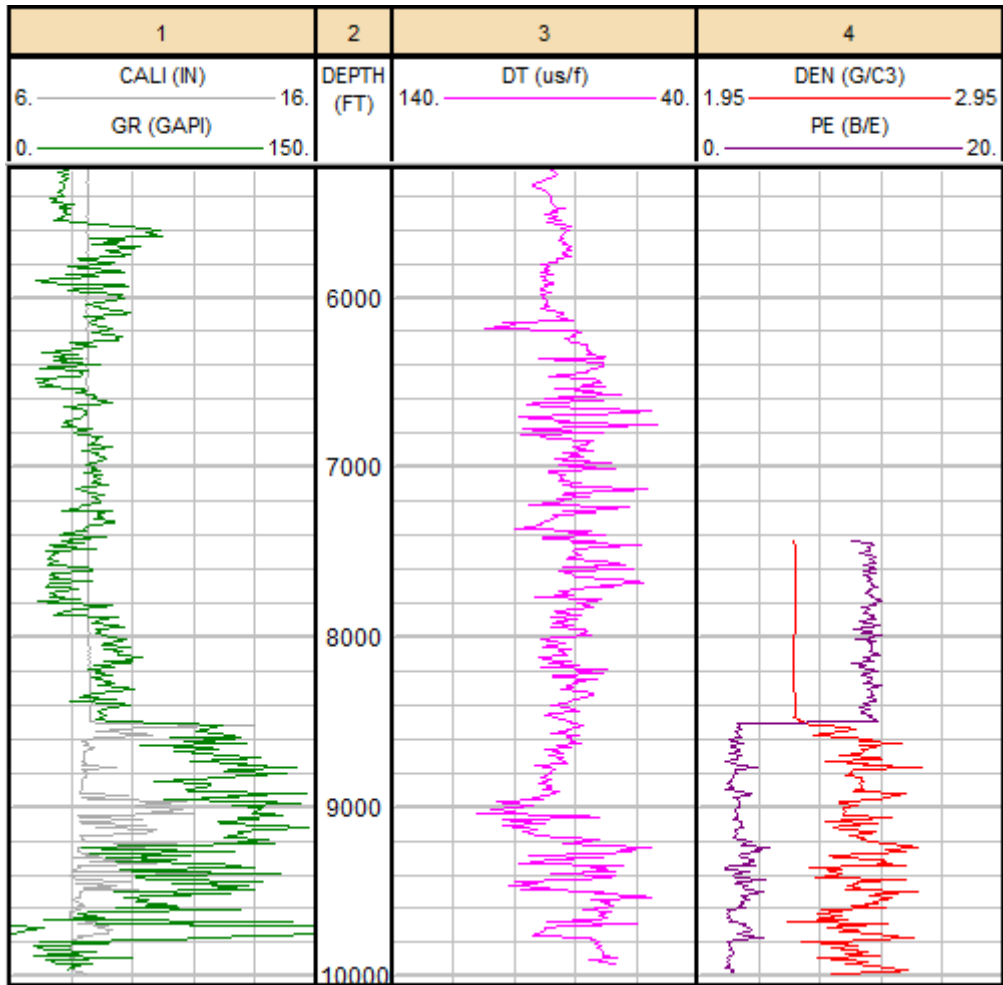


Figura 12: Registros eléctricos GR, DT, PEF y RHOB del pozo X-140D  
Elaborado por: Loya, 2020

La **tabla 7**, muestra la información de los topes (inicio) y bases (fin) de los registros eléctricos y la formación de interés, se observa que el registro de densidad no comienza a la misma profundidad que el registro sísmico por lo cual en la formación Ortegua no se puede obtener las propiedades mecánicas de las rocas, las cuales fueron mencionadas en el capítulo 1.

Tabla 7: Topes y bases de la formación de interés y del registro eléctrico

Detalle de la formación	Tope	Base
Formación Ortegua	5250 ft	5820 ft
Registro sísmico (DT)	5250 ft	5820 ft
Registro de Densidad (RHOB)	-----	-----

Elaborado por: Loya, 2019

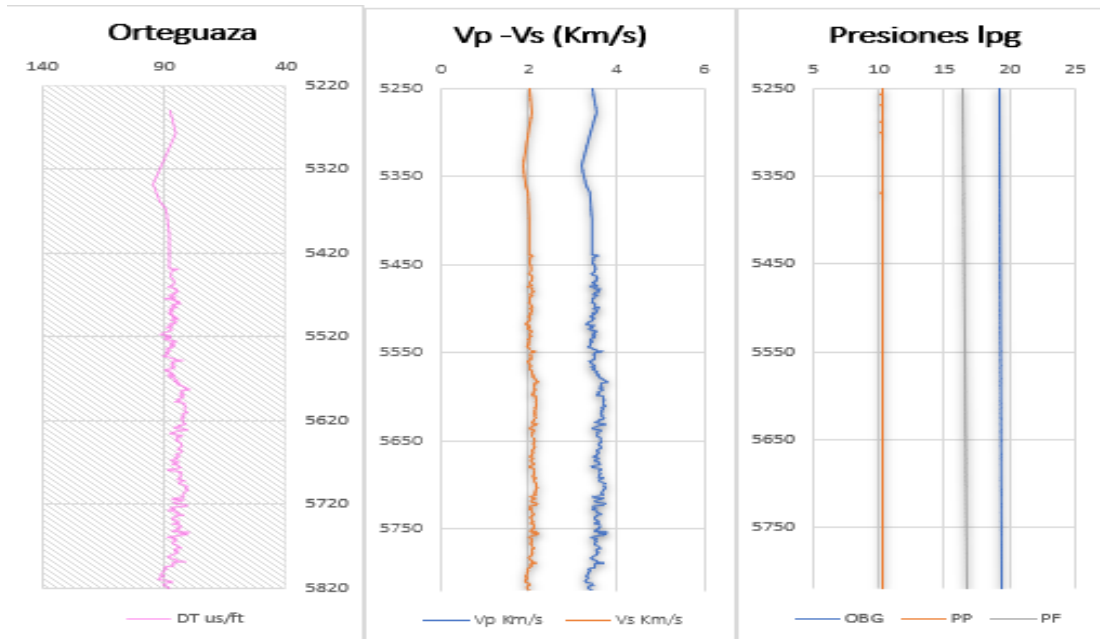


Figura 13: Registro DT, Vp, Vs y gradientes de presión - Ortegua (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 13**, muestra el registro sísmico, las velocidades Vp y Vs en (Km/h) y los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón en la formación Ortegua. En la figura 13, se observa que la velocidad de onda P es el inverso de la curva DT y registra valores compactos hasta la profundidad de 5540 (ft) al igual que la onda Vs y a partir de esta profundidad las curvas de las velocidades se vuelven cambiantes hasta el tope de la siguiente formación Tiyuyacu, además que los valores más altos de (OBG, PP, PF) se encuentran en la profundidad más baja (5820 ft).

En la formación Ortegua, no se pueden obtener las propiedades mecánicas de la roca, ya que estas dependen directamente de los registros RHOB y DT y el registro de densidad inicia en el Conglomerado a una profundidad de 7431 ft.

La **figura 14**, muestra el círculo de Mohr, la cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo normal en la formación Ortegua, en la figura el valor máximo de corte igual a 91.94 Mpa y el valor del esfuerzo normal igual a 155.32 Mpa.

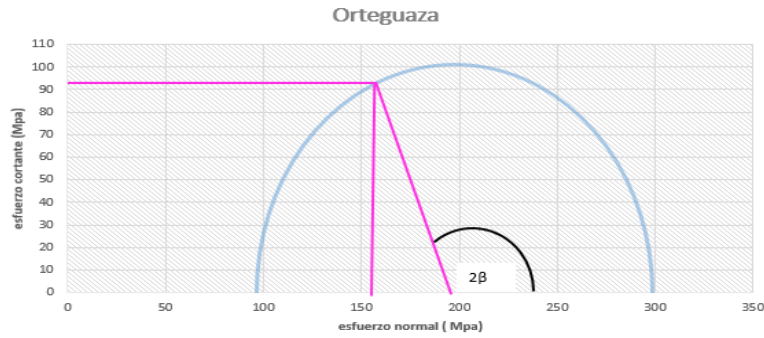


Figura 14:Círculo de Mohr – Ortiguaza (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **tabla 8**, muestra la información de los topes(inicio) y bases(fin) de los registros eléctricos y la formación Tiyuyacu, se observa que el registro de densidad no comienza a la misma profundidad que el registro sísmico por lo cual no se puede obtener las propiedades mecánicas de las rocas ver capítulo 1.

Tabla 8:Topes y bases de la formación de interés (Tiyuyacu) y del registro eléctrico

Detalles de la formación	Tope	Base
Formación Tiyuyacu	5820 ft	6262 ft
Registro sísmico (DT)	5820 ft	6262 ft
Registro de Densidad (RHOB)	-----	-----

Elaborado por: Loya, 2019

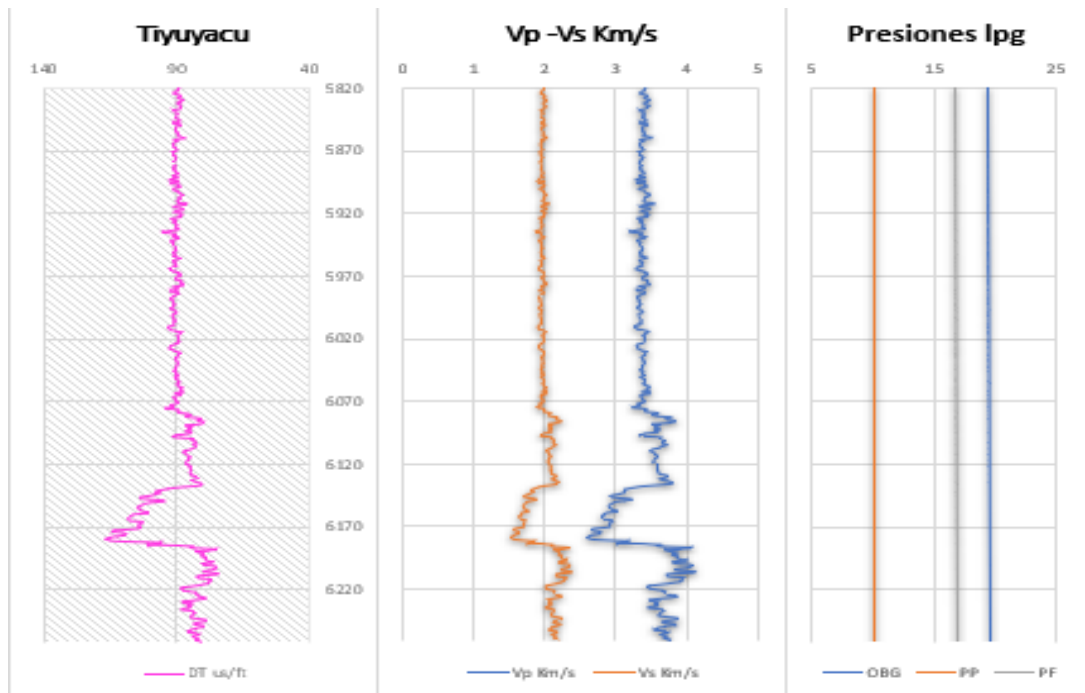


Figura 15:Registro DT, Vp, Vs y gradientes de presión - Tiyuyacu (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019



La **figura 15**, muestra el registro sísmico y las velocidades  $V_p$  y  $V_s$  en (Km/h) y los valores presión de poro y presión de fractura en libras por galón en la formación Tiyuyacu. En la figura 15, se observa valores compactos del registro sísmico,  $V_p$ - $V_s$  hasta la profundidad de 6137 (ft) y después estos aumentan hasta la profundidad de 6192 ft, en donde se observa que los valores de las velocidades se vuelven compactas hasta el siguiente tope de formación, por ultimo los valores más altos de los parámetros (OBG, PP, PF) se encuentran en la profundidad más baja (6262 ft) de la formación de interés.

La **figura 16**, muestra el círculo de Mohr, el cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo normal en la formación Tiyuyacu, en la figura 16, el valor máximo de esfuerzo cortante igual a 87.24 Mpa y el valor del esfuerzo normal es 147.51 Mpa

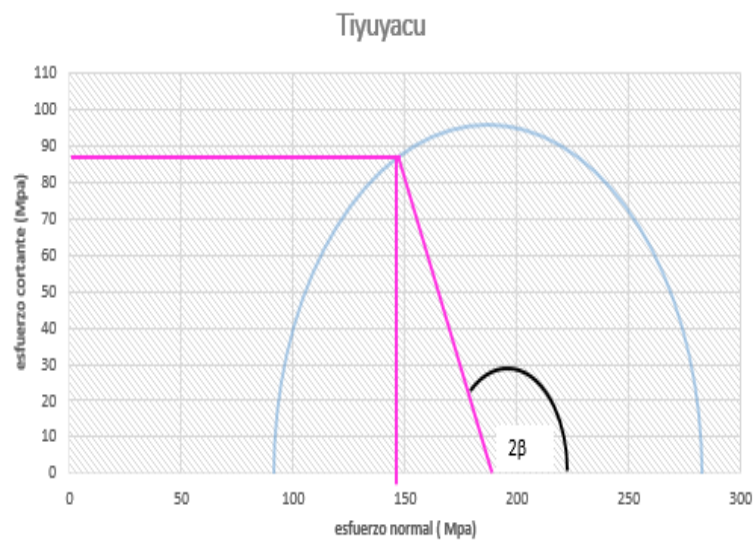


Figura 16: Círculo de Mohr – Tiyuyacu (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **tabla 9**, muestra la información de los topos (inicio) y base (fin) de los registros eléctricos y la formación Conglomerado, se observa que el registro de densidad comienza a la profundidad de 7431 ft y no a la misma profundidad que el registro sísmico, razón por lo cual en la formación Conglomerado del pozo X-140D no se puede calcular las propiedades mecánicas de las rocas.

Tabla 9:Topes y bases de la formación de interés (Conglomerado) y del registro eléctrico

Detalles de la formación	Tope	Base
Formación Conglomerado	6262 ft	7655 ft
Registro sónico (DT)	6262 ft	7655 ft
Registro de Densidad (RHOB)	7431 ft	7431 ft

Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 17**, muestra el registro sónico, registro de densidad, las velocidades Vp y Vs en (Km/h) y los valores los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón en el Conglomerado. En la figura 17, se observa el valor más alto del registro sónico en la profundidad de 7421 y es de 100 u/ft y un valor más bajo en 6744 ft con 51 u/ft, el registro de densidad empieza en la profundidad de 7431 ft con un valor de 2.26 gr/cm<sup>3</sup> y manteniendo una tendencia igual hasta el siguiente tope de formación , además se observa que los valores más altos de los parámetros (OBG, PP, PF) se encuentran en la profundidad más baja (6262 ft) de la formación.

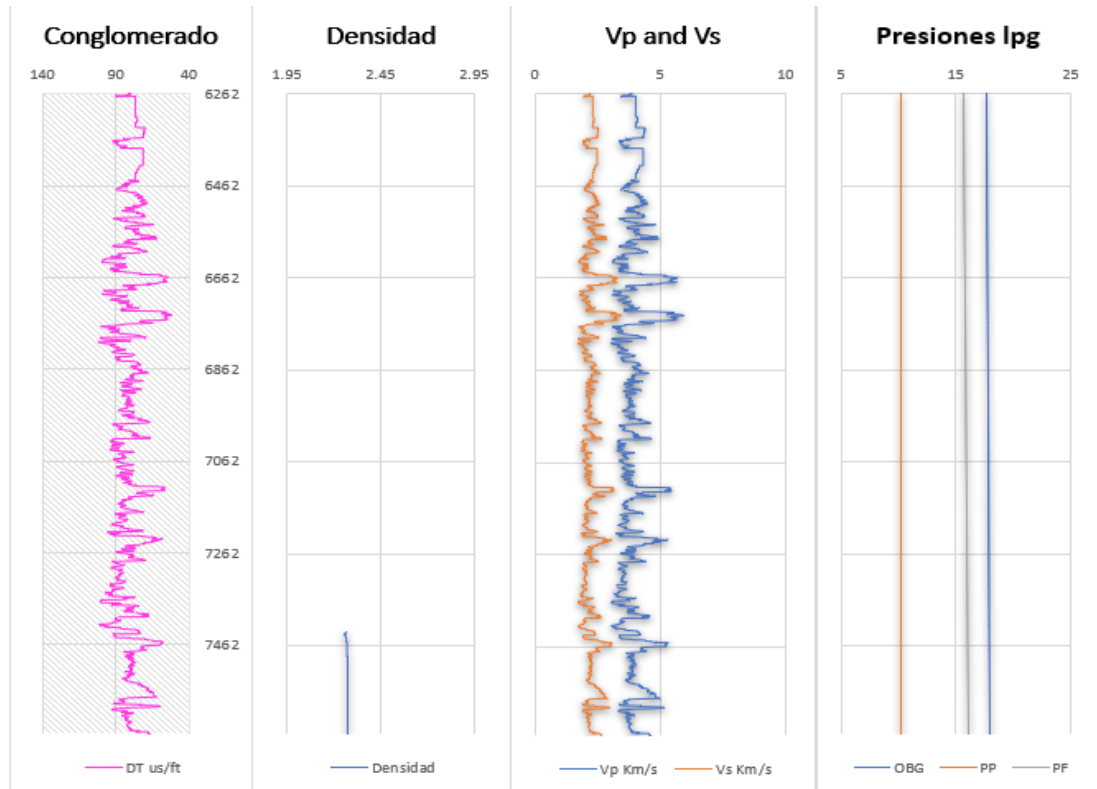


Figura 17;Registro DT, RHOB, Vp, Vs y gradientes de presión - Conglomerado (Pozo-X-140D)

Elaborado por: Loya, 2019.

La **figura 18**, muestra el círculo de Mohr, el cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo normal en el Conglomerado. En la figura 18, el valor máximo de esfuerzo cortante igual a 129.7 Mpa y el valor del esfuerzo normal es 219.6 Mpa

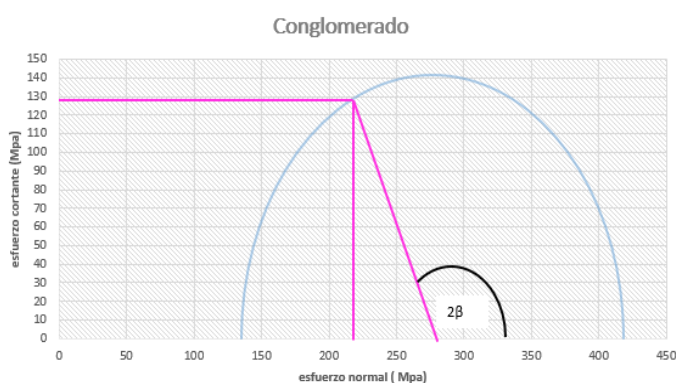


Figura 18: Círculo de Mohr- Conglomerado (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya,2019

La **tabla 10**, muestra la información de los topes(inicio) y base (fin) de los registros eléctricos y la formación Tena, se observa que el registro de densidad y el registro sísmico comienzan a la misma profundidad razón por la cual en la formación Tena se calculan los parámetros expuestos en el capítulo 1, como son las geopresiones, esfuerzos principales y las propiedades mecánicas de las rocas.

Tabla 10:Topes y bases de la formación de interés (Tena) y del registro eléctrico

<b>Detalle de la formación</b>	<b>Tope</b>	<b>Base</b>
Formación Tena	7655 ft	8365 ft
Registro sísmico (DT)	7655 ft	8365 ft
Registro de Densidad (RHOB)	7655 ft	8365 ft

Elaborado por: Loya, 2019

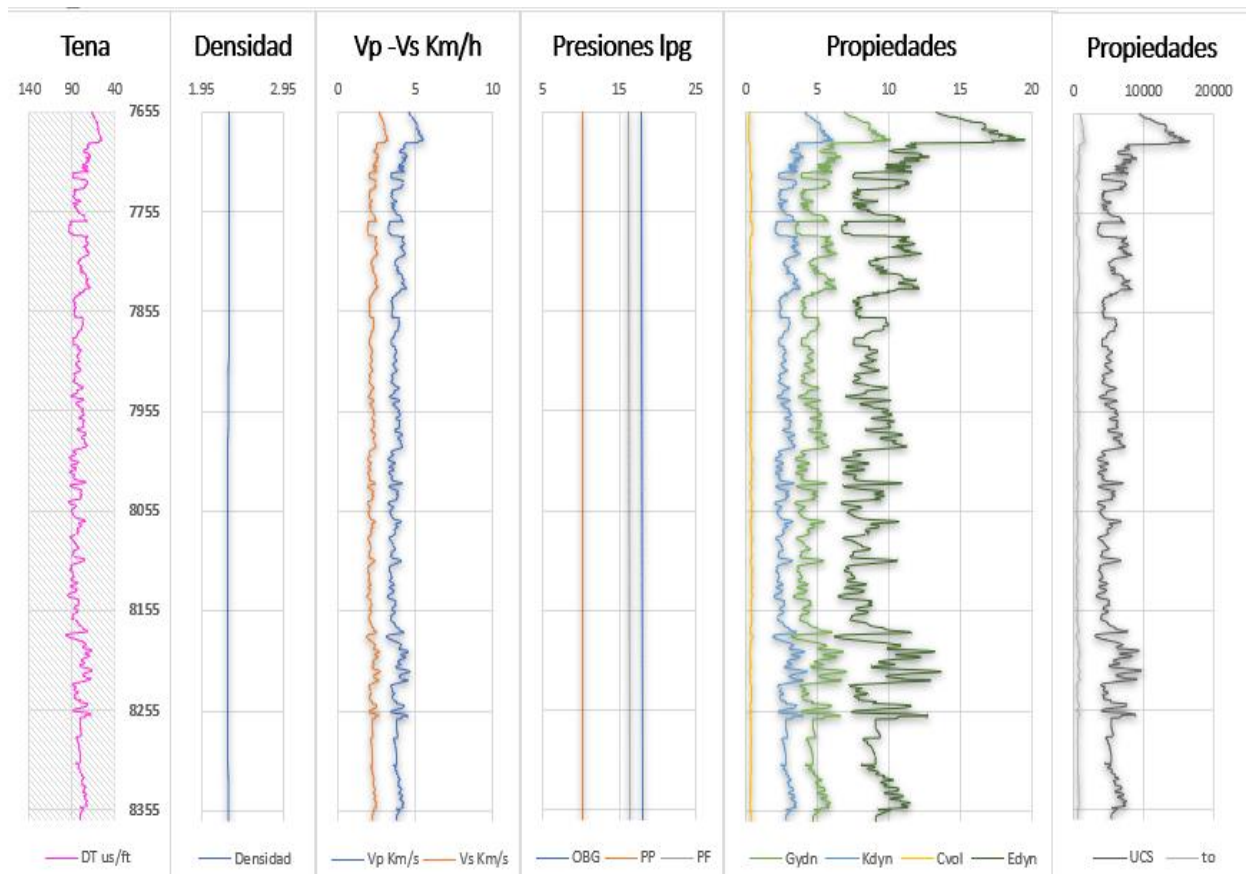


Figura 19: Registro DT, RHOB, Vp, Vs, gradientes de presión y propiedades mecánicas de la roca - Tena (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 19**, muestra el registro sísmico, registro de densidad y las velocidades Vp y Vs en (Km/h), los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón y las curvas del módulo de cizalla (Gdyn), módulo de bulk (Kdyn), compresibilidad volumétrica (Cv), módulo de Young (Edyn), resistencia a la tensión uniaxial y la resistencia a la tensión, de izquierda a derecha respectivamente de izquierda a derecha respectivamente en la formación Tena. En la figura 18, se observa el valor más alto del registro sísmico en la profundidad de 8182 ft y es de 91.4 us/ft y un valor más bajo en 7682 ft con 55 us/ft, el registro de densidad se mantiene con un valor casi constante ya que la composición litológica no es muy variable y manteniendo una tendencia igual hasta el siguiente tope de formación además los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón en la formación Tena, se observa que los valores más altos de estos parámetros (OBG, PP, PF) se encuentran en la profundidad más baja (8365 ft) hasta el siguiente cambio de formación Basal-Tena.

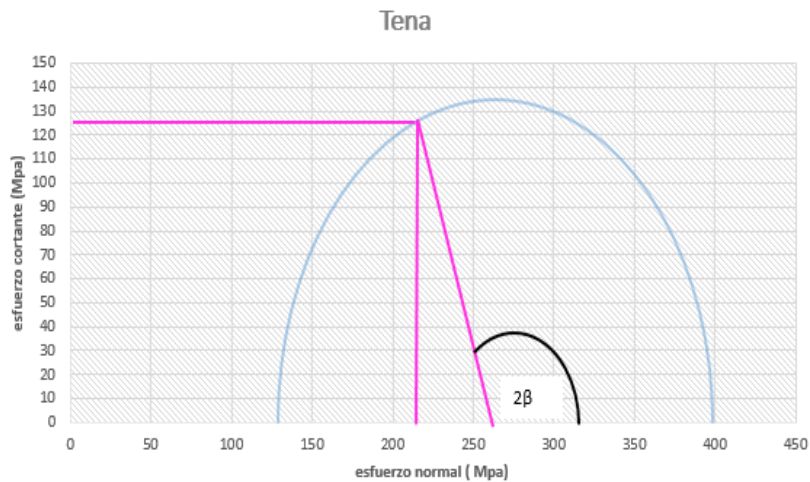


Figura 20: Círculo de Mohr– Tena (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 20**, muestra el círculo de Mohr, el cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo normal en la formación Tena. En la figura 20, el valor máximo de esfuerzo cortante igual a 124.11 Mpa y el valor esfuerzo normal es 210.5 Mpa

Tabla 11:Topes y bases de la formación de interés (Basal-Tena) y del registro eléctrico

Detalle de la formación	Tope	Base
Formación Basal-Tena	8365 ft	8383 ft
Registro sísmico (DT)	8365 ft	8383 ft
Registro de Densidad (RHOB)	8365ft	8383 ft

Elaborado por: Loya, 2019

La **tabla 11**, muestra la información de los topes(inicio) y base (fin) de los registros eléctricos y la formación Tena, se observa que el registro de densidad y el registro sísmico comienzan a la misma profundidad (8365 ft) razón por la cual en la formación Basal-Tena se calculan los parámetros expuestos en el capítulo 1, como son las presiones, esfuerzos principales y las propiedades mecánicas de las rocas.

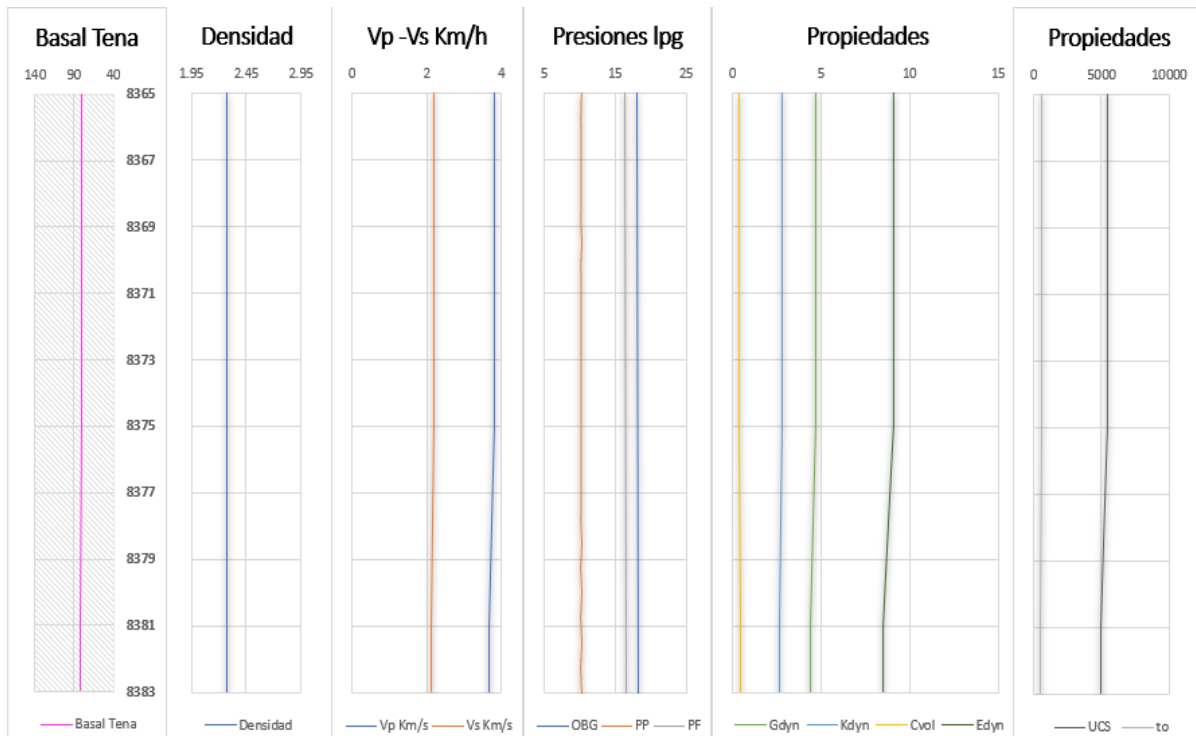


Figura 21: Registro DT, RHOB, Vp, Vs, gradientes de presión y propiedades mecánicas de la roca – Basal-Tena (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya,2019

La **figura 21**, muestra el registro sísmico, registro de densidad y las velocidades Vp y Vs en (Km/h) los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón y las curvas del módulo de cizalla (Gdyn), módulo de Bulk (Kdyn), compresibilidad volumétrica, módulo de Young (Edyn), resistencia a la tensión uniaxial y la resistencia a la tensión, de izquierda a derecha respectivamente en la formación Basal-Tena. En la figura 20, se observa valores tanto del registro sísmico como el registro de densidad, un valor de 80 us/ft y de 2.27 gr/cm<sup>3</sup> respectivamente ya que la composición litológica no es muy variable y manteniendo una tendencia lineal hasta el siguiente tope de formación además que los valores más altos de los parámetros (OBG, PP, PF) se encuentran en la profundidad más baja (8383 ft) de la formación.

La **figura 22**, muestra el círculo de Mohr, el cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de esfuerzo cortante y el esfuerzo normal en la formación Basal-Tena. En la figura 22, el valor máximo de corte igual a 113.81 Mpa y el valor del esfuerzo normal es 193.1 Mpa.

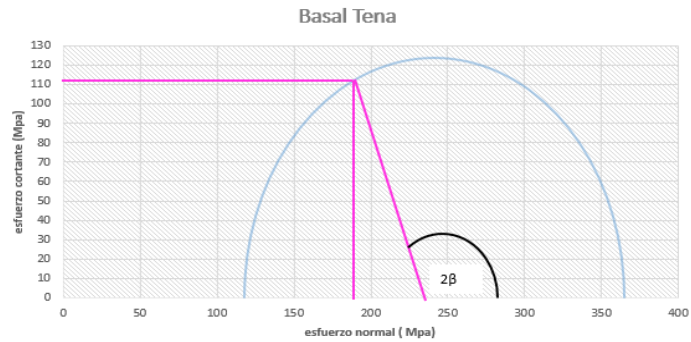


Figura 22: Círculo de Mohr– Basal Tena (Pozo X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

Tabla 12:Topes y bases de la formación de interés (Napó) y del registro eléctrico

Detalle de la formación	Topo	Base
Formación Napo	8383 ft	8671 ft
Registro sísmico (DT)	8383 ft	8671 ft
Registro de Densidad (RHOB)	8383 ft	8671 ft

Elaborado por: Loya, 2019

La **tabla 12**, muestra la información de los topos(inicio) y base (fin) de los registros eléctricos y la formación Napo, se observa que el registro de densidad y el registro sísmico comienzan a la misma profundidad (8383 ft) razón por la cual en la formación Basal-Tena se calculan los parámetros expuestos en el capítulo 1, como son las presiones, esfuerzos principales y las propiedades mecánicas de las rocas.

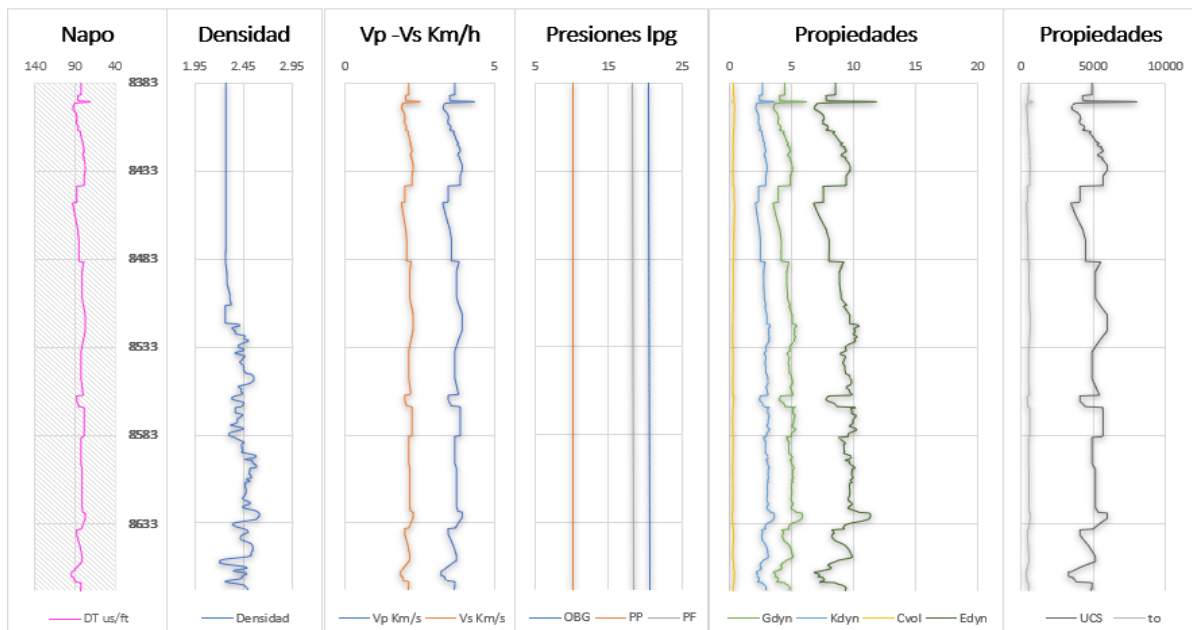


Figura 23:Registro DT, RHOB, Vp, Vs, gradientes de presión y propiedades mecánicas de la roca – Basal-Tena (Pozo-X-140D)

Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 23**, muestra el registro sónico, registro de densidad y las velocidades  $V_p$  y  $V_s$  en (Km/h), los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón y las curvas del módulo de cizalla (Gdyn), módulo de bulk (Kdyn), compresibilidad volumétrica, módulo de Young (Edyn), resistencia a la tensión uniaxial y la resistencia a la tensión, de izquierda a derecha respectivamente en la formación Napo. En la figura 22, se observa los valores de registro sónico el cual el valor más alto en 8465 ft con 90 us/ft y mínimo en 8394 ft con 70 us/ft, el registro de densidad se mantiene compacto hasta la profundidad de 8493 ft con densidad de 2.27 gr/cm<sup>3</sup> después se registran valores cambiantes, y se interpreta como una zona de intercalación de arcillas y se mantiene hasta el siguiente tope de formación también que los valores más altos de los parámetros (OBG, PP, PF) se encuentran en la profundidad más baja (8671 ft) de la formación.

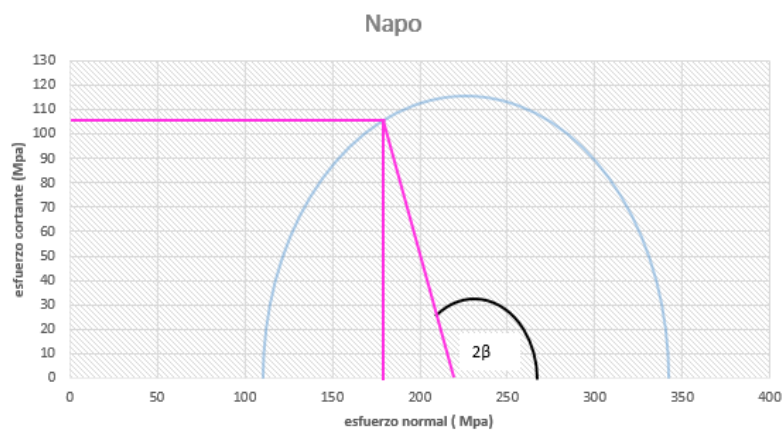


Figura 24: Círculo de Mohr– Napo (Pozo X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 24**, muestra el círculo de Mohr, el cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo normal en la formación Napo. En la figura 24, el valor máximo de esfuerzo cortante igual a 106.74 Mpa y el valor del esfuerzo normal es 181.14 Mpa

Tabla 13: Topes y bases de la formación de interés (Calizas) y del registro eléctrico

Detalle de la formación	Tope	Base
Formación Calizas	8671 ft	9047 ft
Registro sónico (DT)	8671 ft	9047 ft
Registro de Densidad (RHOB)	8671 ft	9047 ft

Elaborado por: Loya, 2019



La **tabla 13**, muestra la información de los topes(inicio) y base (fin) de los registros eléctricos y la formación Napo, se observa que el registro de densidad y el registro sísmico comienzan a la misma profundidad (8671 ft) razón por la cual en la formación Calizas se calculan los parámetros expuestos en el capítulo 1, como son las presiones, esfuerzos principales y las propiedades mecánicas de las rocas.

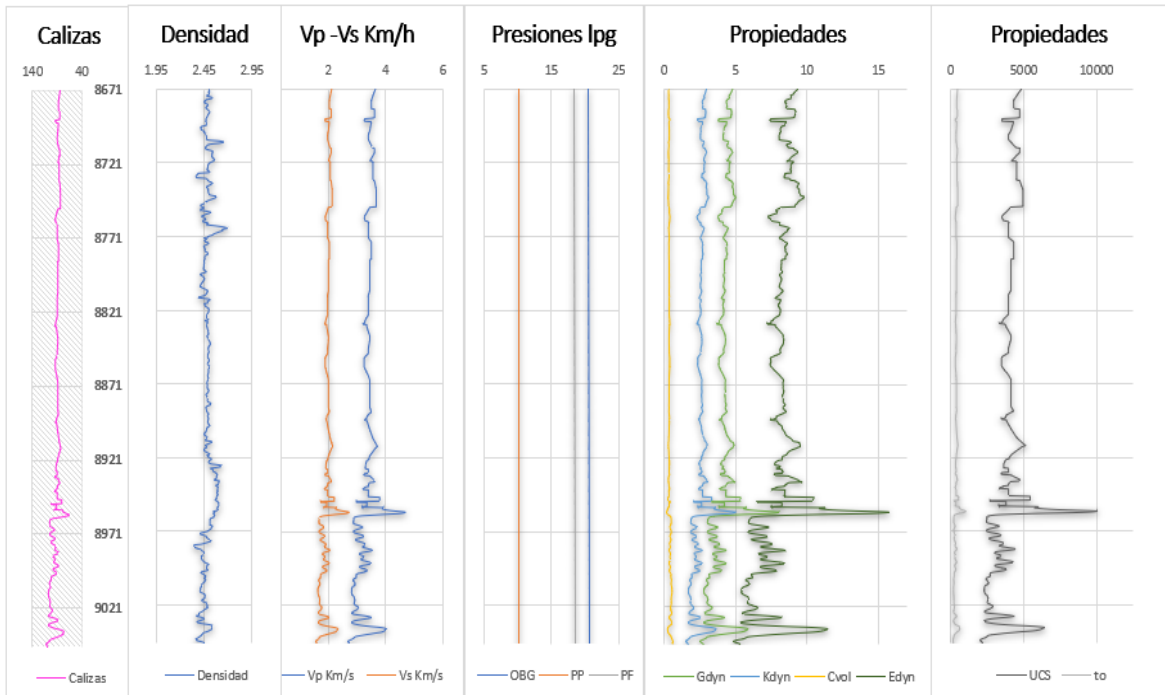


Figura 25:Registro DT, RHOB, Vp, Vs, gradientes de presión y propiedades mecánicas de la roca – Calizas (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 25**, muestra el registro sísmico, registro de densidad y las velocidades Vp y Vs en (Km/h) los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón y las curvas del módulo de cizalla (Gdyn), módulo de bulk (Kdyn), compresibilidad volumétrica, módulo de Young (Edyn), resistencia a la tensión uniaxial y la resistencia a la tensión, de izquierda a derecha respectivamente en la formación Calizas. En la figura 24 ,el registro sísmico en la profundidad de 8958 ft está el valor más bajo con 65.8 us/ft, el valor más alto en 9042 ft con 103.5 us/ft, el registro de densidad muestra valores promedios de 2.4–2.5 gr/cm<sup>3</sup>, considerando una composición litológica constante hasta el siguiente tope de formación, además los valores más altos de (OBG, PP, PF) se encuentran en la profundidad más baja (9047 ft) .

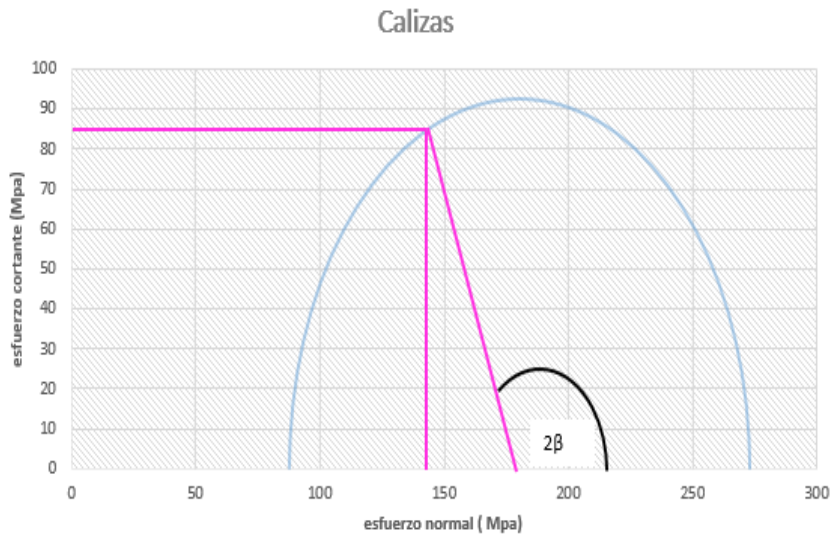


Figura 26: Círculo de Mohr– Calizas (Pozo X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 26**, muestra el círculo de Mohr, el cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo normal en las Calizas, se puede encontrar el valor máximo de esfuerzo cortante igual a 85.18 Mpa y el esfuerzo normal con 144.62 Mpa.

Tabla 14::Topes y bases de la formación de interés (U) y del registro eléctrico

Detalle de la formación	Tope	Base
Formación U	9047 ft	9194 ft
Registro sísmico (DT)	9047 ft	9194 ft
Registro de Densidad (RHOB)	9047 ft	9194 ft

Elaborado por: Loya, 2019

La **tabla 14**, muestra la información de los topes(inicio) y base (fin) de los registros eléctricos y la formación U, se observa que el registro de densidad y el registro sísmico comienzan a la misma profundidad (9047 ft) razón por la cual en la formación Calizas se calculan los parámetros expuestos en el capítulo 1.

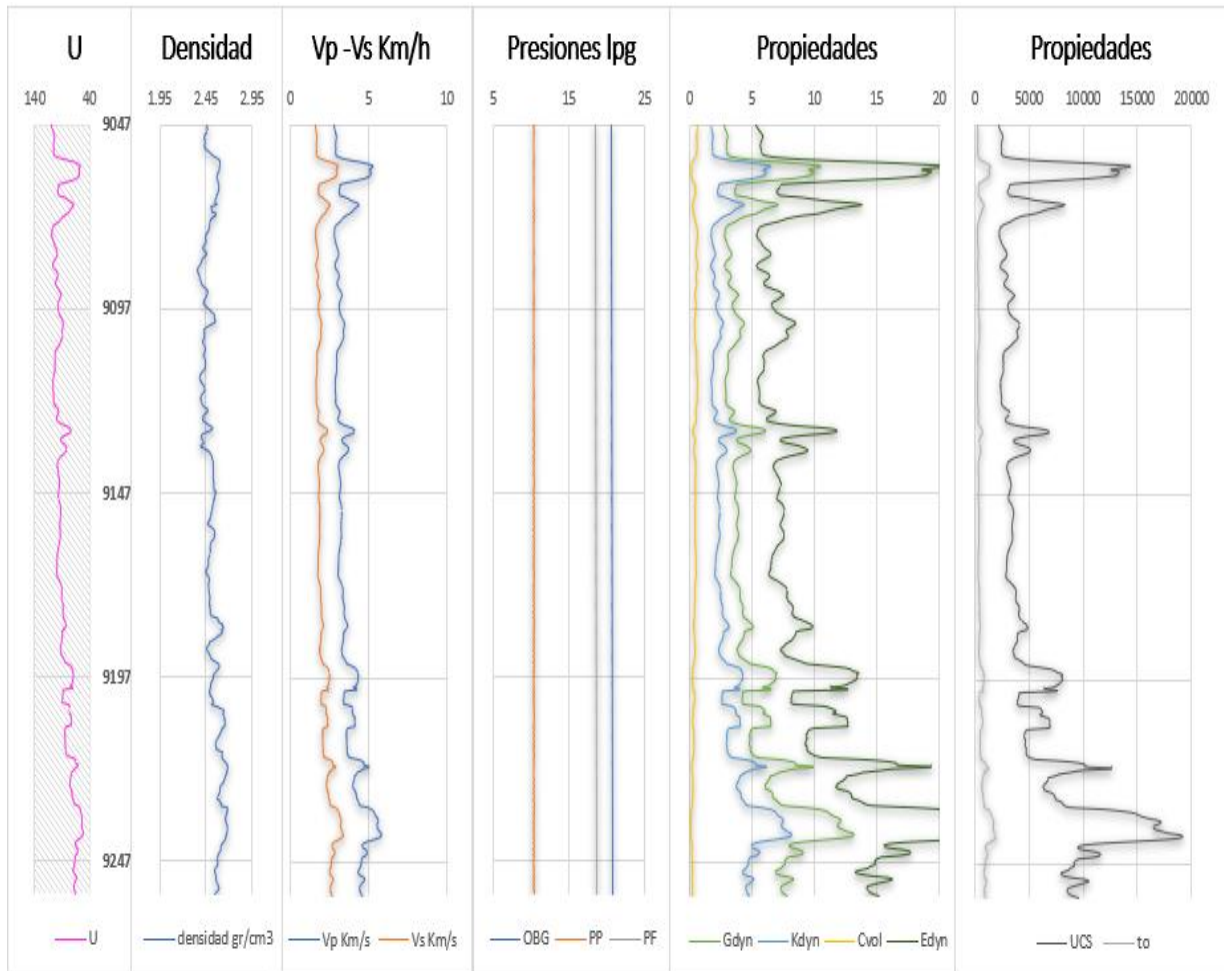


Figura 27: Registro DT, RHOB, Vp, Vs, gradientes de presión y propiedades mecánicas de la roca – U (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 27**, muestra el registro sísmico, registro de densidad y las velocidades Vp y Vs en (Km/h) y los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón y las curvas del módulo de cizalla (Gdyn), módulo de bulk (Kdyn), compresibilidad volumétrica, módulo de Young (Edyn), resistencia a la tensión uniaxial y la resistencia a la tensión, de izquierda a derecha respectivamente en la formación U. En la figura 26, el registro sísmico en la profundidad de 9060 ft se encuentra el valor más bajo con 60 us/ft y su valor más alto en la profundidad de 9054 ft el valor más alto de 106 us/ft y el registro de densidad muestra valores promedios de 2.4– 2.7 gr/cm<sup>3</sup>, considerando una composición litológica que tiene material arcilloso que afecta la densidad además los valores más altos de los parámetros (OBG, PP, PF) se encuentran en la profundidad más baja (9194 ft) de la formación.

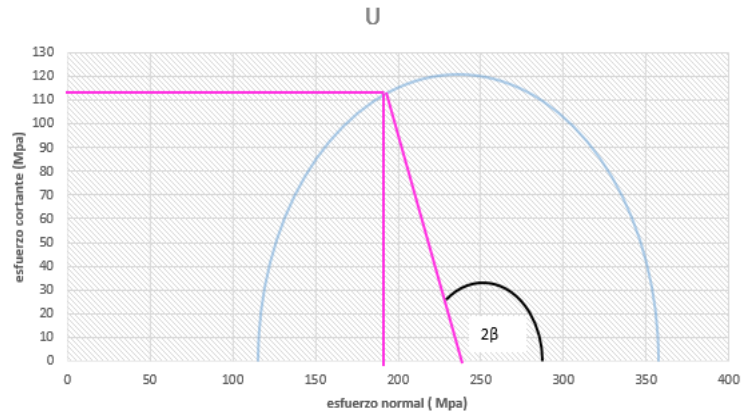


Figura 28: Círculo de Mohr – U (Pozo X-140D)  
Elaborado por: Loya,2019

La **figura 28**, muestra el círculo de Mohr, la cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo normal en la arena U. En la figura 28, el valor máximo de esfuerzo cortante igual a 111.84 Mpa y el valor del esfuerzo normal es 189.95 Mpa.

Tabla 15:Topes y bases de la formación de interés (Caliza B) y del registro eléctrico

Detalle de la formación	Tope	Base
Formación Caliza B	9256 ft	9312 ft
Registro sísmico (DT)	9256 ft	9312 ft
Registro de Densidad (RHOB)	9256 ft	9312ft

Elaborado por: Loya, 2019

La **tabla 15**, muestra la información de los topes(inicio) y base (fin) de los registros eléctricos y la formación Caliza B, se observa que el registro de densidad y el registro sísmico comienzan a la misma profundidad (9256 ft) razón por la cual en la formación Calizas se calculan los parámetros expuestos en el capítulo 1, como son las presiones, esfuerzos principales y las propiedades mecánicas de las rocas.

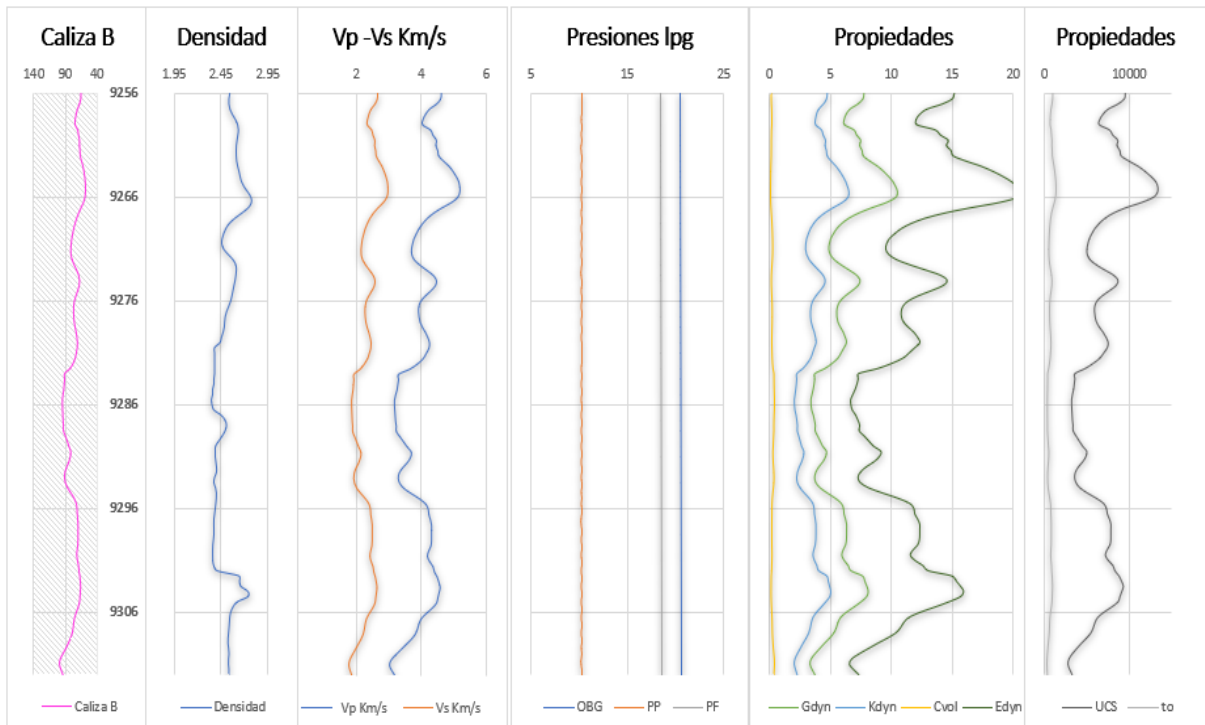


Figura 29: Registro DT, RHOB, Vp, Vs, gradientes de presión y propiedades mecánicas de la roca – Caliza B (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 29**, muestra el registro sísmico, registro de densidad y las velocidades Vp y Vs en (Km/h) los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón y las curvas del módulo de cizalla (Gdyn), módulo de bulk (Kdyn), compresibilidad volumétrica, módulo de Young (Edyn), resistencia a la tensión uniaxial y la resistencia a la tensión, de izquierda a derecha respectivamente en la Caliza B. En la figura 28 , se observa el registro sísmico en la profundidad de 9265 ft está el valor más bajo 59 us/ft y su valor más alto en 9311 ft igual 98 us/ft ,el registro de densidad muestra valores promedios de 2.4–2.7 gr/ cm<sup>3</sup> hasta la profundidad de 9304 ft y a continuación con un valor de 2.5 gr/cm<sup>3</sup> considerando una composición litológica similar hasta el siguiente tope, además los valores más altos de (OBG, PP, PF) se encuentran en la profundidad más baja (9312 ft).

La **figura 30**, muestra el círculo de Mohr, el cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo normal en la Caliza B. En la figura 30, el valor máximo de esfuerzo cortante igual a 144.48 Mpa y el valor del esfuerzo normal es 245.438 Mpa

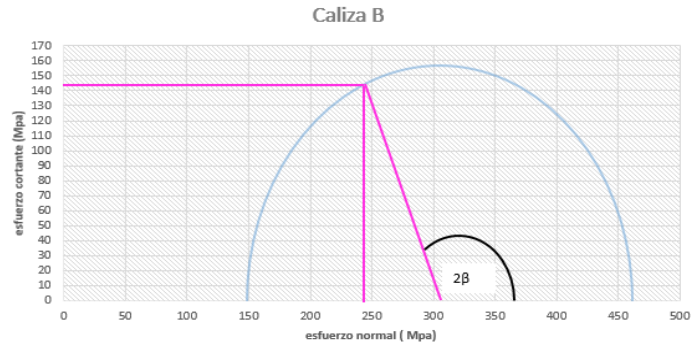


Figura 30: Círculo de Mohr – Caliza B (Pozo X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **tabla 16**, muestra la información de los topes(inicio) y base (fin) de los registros eléctricos y la formación T, se observa que el registro de densidad y el registro sísmico comienzan a la misma profundidad (9312 ft).

Tabla 16:Topes y bases de la formación de interés (T) y del registro eléctrico

Detalle de la formación	Tope	Base
Formación T	9312 ft	9534 ft
Registro sísmico (DT)	9312 ft	9534 ft
Registro de Densidad (RHOB)	9312 ft	9534 ft

Elaborado por: Loya, 2019

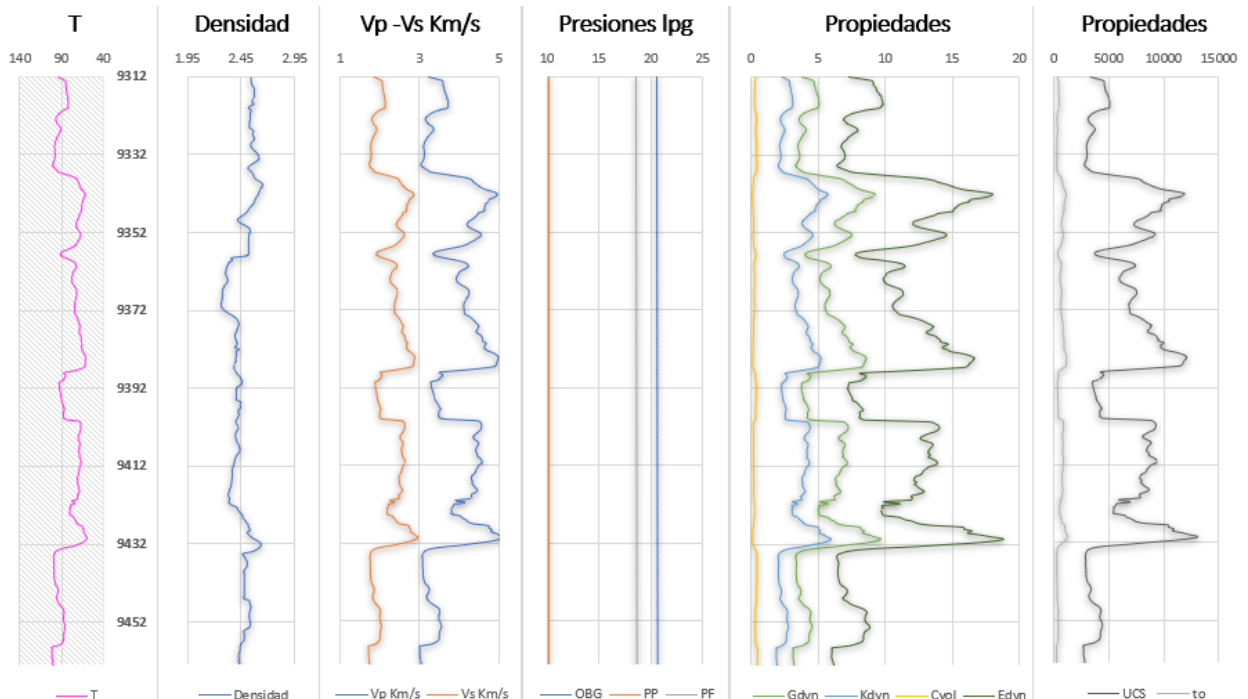


Figura 31:Registro DT, RHOB, Vp, Vs, gradientes de presión y propiedades mecánicas de la roca – T (Pozo-X-140D)

Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 31**, muestra el registro sónico, registro de densidad y las velocidades  $V_p$  y  $V_s$  en (Km/h), los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón y las curvas del módulo de cizalla ( $G_{dyn}$ ), módulo de bulk ( $K_{dyn}$ ), compresibilidad volumétrica, módulo de Young ( $E_{dyn}$ ), resistencia a la tensión uniaxial y la resistencia a la tensión, de izquierda a derecha respectivamente en la formación T. En la figura 31, se observa, el registro sónico en la profundidad de 9060 ft se encuentra el valor más bajo con 60 us/ft y su valor más alto en la profundidad de 9054 ft el valor más alto de 106 us/ft y el registro de densidad muestra valores promedios de 2.4– 2.7 gr/cm<sup>3</sup> aproximadamente, considerando una composición litológica que tiene material arcilloso el cual afecta la densidad, también los valores más altos de (OBG, PP, PF) se encuentran en la profundidad más baja (9463 ft) de la formación.

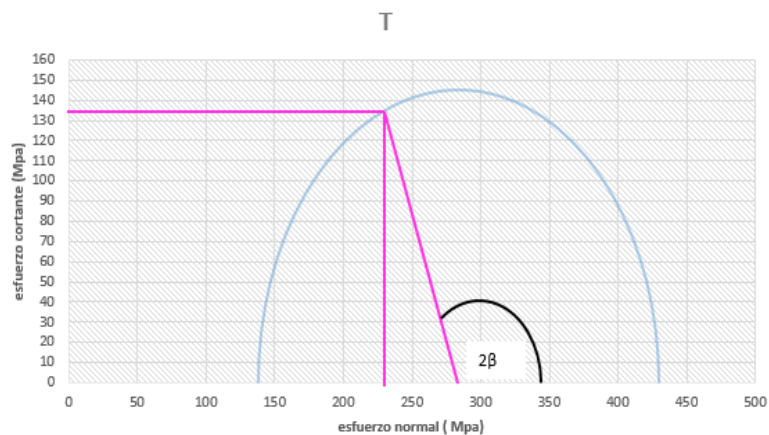


Figura 32: Círculo de Mohr – T (Pozo X-140D)  
Elaborado por: Loya,2019

La **figura 32**, muestra el círculo de Mohr, el cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo normal en la formación T. En la figura 32, el valor máximo de esfuerzo cortante igual a 134.37 Mpa y el valor del esfuerzo normal es de 228.3 Mpa

Tabla 17: Topes y bases de la formación de interés (Hollín) y del registro eléctrico

Detalle de la formación	Tope	Base
Formación Hollín	9534 ft	9984 ft
Registro sónico (DT)	9534 ft	9934 ft
Registro de Densidad (RHOB)	9534 ft	9984 ft

Elaborado por: Loya, 2019

La **tabla 17**, muestra la información de los topes(inicio) y base (fin) de los registros eléctricos y la formación Hollín, se observa que el registro sísmico (DT) comienza en la profundidad de 9534 ft a la misma profundidad que el registro de densidad (RHOB) , pero las lecturas finales de estos registros eléctricos varían en la profundidad ,el registro sísmico llega hasta la profundidad de 9934 ft y el registro de densidad hasta 9984 ft , razón por la cual las propiedades mecánicas de las rocas se calculan hasta la profundidad de 9984 ft y las presiones hasta la profundidad de 9934 ft.

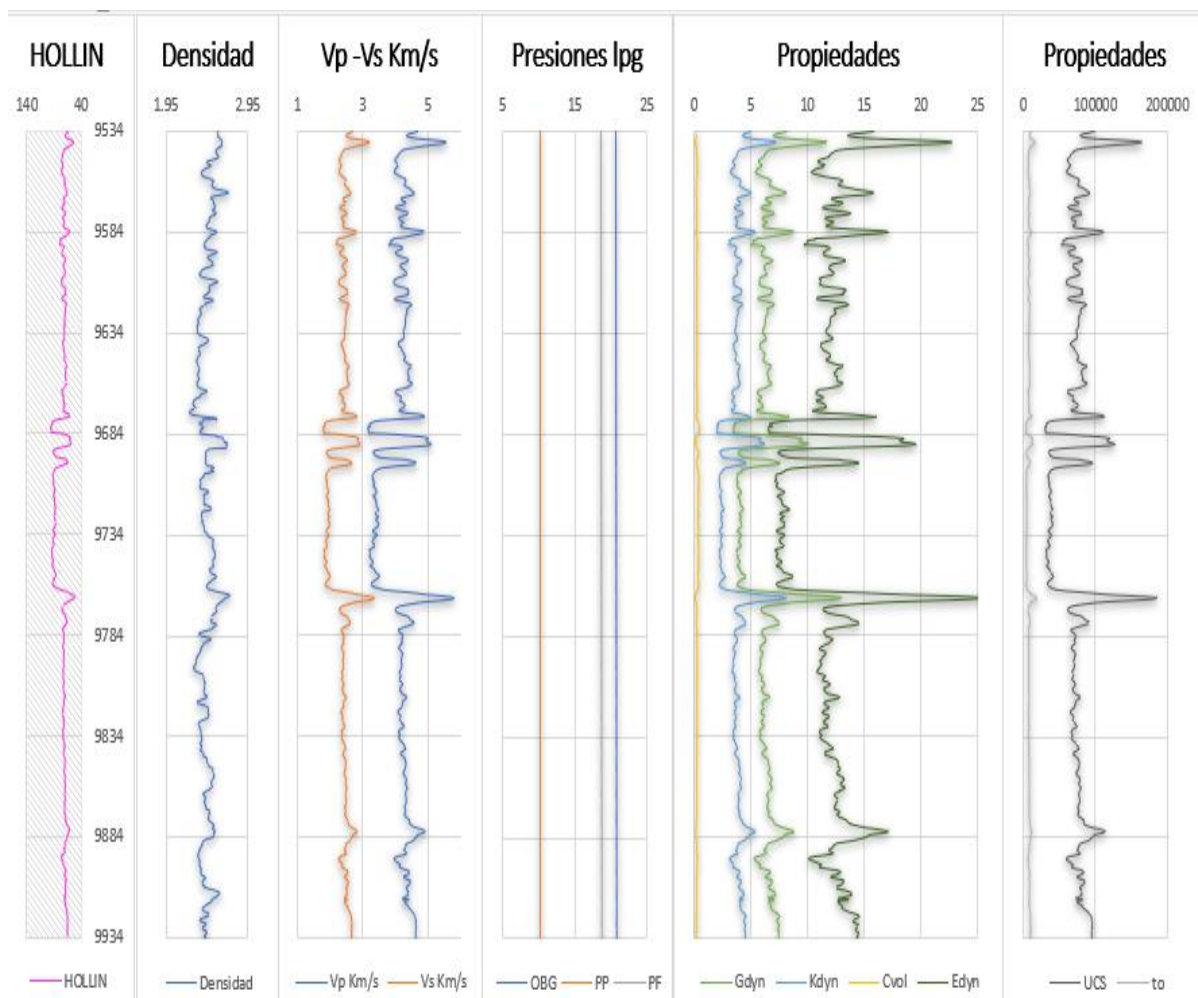


Figura 33:Registro DT, RHOB, Vp, Vs, gradientes de presión y propiedades mecánicas de la roca – Hollín (Pozo-X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 33**, muestra el registro sísmico, registro de densidad y las velocidades Vp y Vs en (Km/h), los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón y las curvas del módulo de cizalla (Gdyn), módulo de bulk (Kdyn),



comprensibilidad volumétrica, módulo de Young ( $E_{dyn}$ ), resistencia a la tensión uniaxial y la resistencia a la tensión, de izquierda a derecha respectivamente en la formación Hollín. En la figura 33, el registro sísmico en la profundidad de 9764 ft se encuentra el valor más bajo igual a 54.2 us/ft y su valor más alto en 9760 ft igual a 87.2 us/ft, el registro de densidad muestra valores promedios de 2.3–2.7 gr/cm<sup>3</sup> aproximadamente hasta la profundidad de 9934 ft y los valores más altos de estos parámetros (OBG, PP, PF) están en la máxima profundidad.

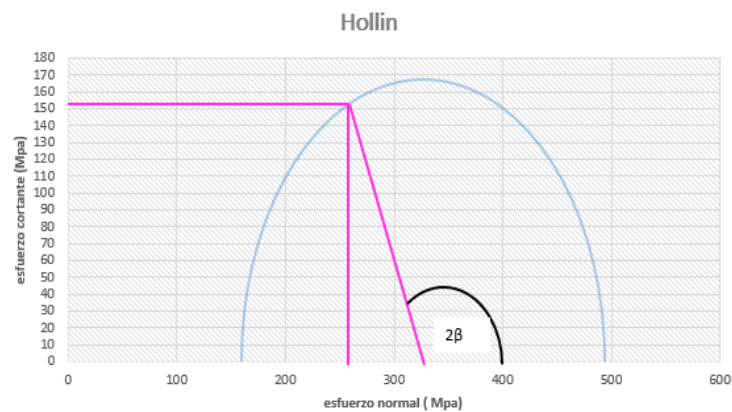


Figura 34: Círculo de Mohr – Hollín (Pozo X-140D)  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 34**, muestra el círculo de Mohr, el cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de esfuerzo cortante y el esfuerzo normal en la formación Hollín. En la figura 34, el valor máximo de esfuerzo cortante igual a 154.76 Mpa y el valor del esfuerzo normal es 263.04 Mpa

### Análisis del pozo Horizontal X-047H

La **figura 35**, muestra los registros eléctricos, Gamma Ray, densidad, neutrón y factor fotoeléctrico en el pozo X-047H en función de la profundidad, el registro GR tiene una escala de 0 -150 API e inicia a la profundidad de 11900 ft y se extiende hasta 12395 ft, el registro PEF una escala de 0-20 be/el, el registro de densidad una escala de 1.95– 2.95 gr/cm<sup>3</sup> y el registro neutrón con una escala de 0.45- -0.15 ft/ft inician la lectura en la profundidad de 11900 ft y se extiende hasta la profundidad de 12395 ft. El conocer los valores de estos registros eléctricos ayudan a tener una mayor claridad del pozo X-047H.

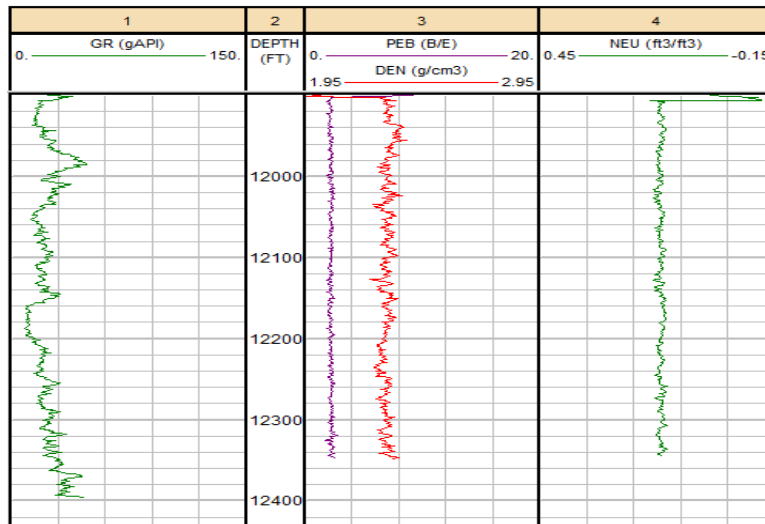


Figura 35: Registros eléctricos GR, PEF, NPH y RHOB del pozo X-047H  
Elaborado por: Loya, 2020

Tabla 18: Topes y bases de la formación de interés (U) y del registro eléctrico

Detalle de la formación	Tope	Base
Formación U	11900 ft	12435 ft
Registro sísmico (DT)	11900 ft	12435 ft
Registro de Densidad (RHOB)	11900 ft	12378 ft

Elaborado por: Loya, 2019

La **tabla 18**, muestra la información de los topes y base de los registros eléctricos y la formación U, se observa que el registro (DT) comienza en la profundidad de 11900 ft a la misma profundidad que el registro (RHOB), pero las lecturas finales de estos registros eléctricos varían en la profundidad, el registro sísmico llega hasta la profundidad de 12435 ft y el registro de densidad hasta 12378 ft.

La **figura 36**, muestra el registro sísmico, registro de densidad, las velocidades  $V_p$  y  $V_s$  en (Km/h), representa los valores de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura en libras por galón y las curvas del módulo de cizalla (Gdyn), módulo de Bulk (Kdyn), compresibilidad volumétrica, módulo de Young (Edyn), resistencia a la tensión uniaxial y la resistencia a la tensión, de izquierda a derecha respectivamente en la formación U. En la figura 35, el registro sísmico a lo largo de la formación se encuentra 80- 60 us/ft la densidad muestra un promedio de 2.4 gr/cm<sup>3</sup>, los valores más altos de estos parámetros (OBG, PP, PF) están en la máxima profundidad al ser directamente proporcional a la profundidad.

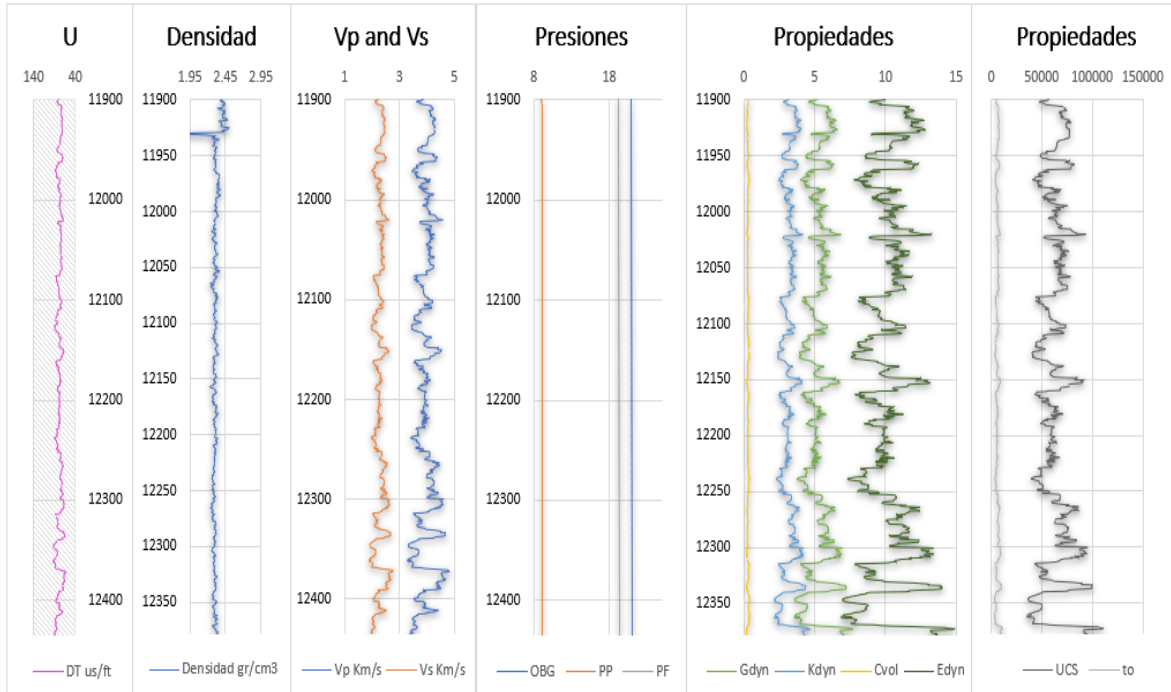


Figura 36: Registro DT, RHOB, Vp, Vs, gradientes de presión y propiedades mecánicas de la roca – U (Pozo-X-047H)  
Elaborado por: Loya,2019

La **figura 37**, muestra el círculo de Mohr, la cual permite conocer el valor de los esfuerzos máximos, como el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo normal en la formación Orteguzaza. En la figura 37, el valor máximo de corte igual a 135.5 Mpa y el valor del esfuerzo normal es 230.9 Mpa

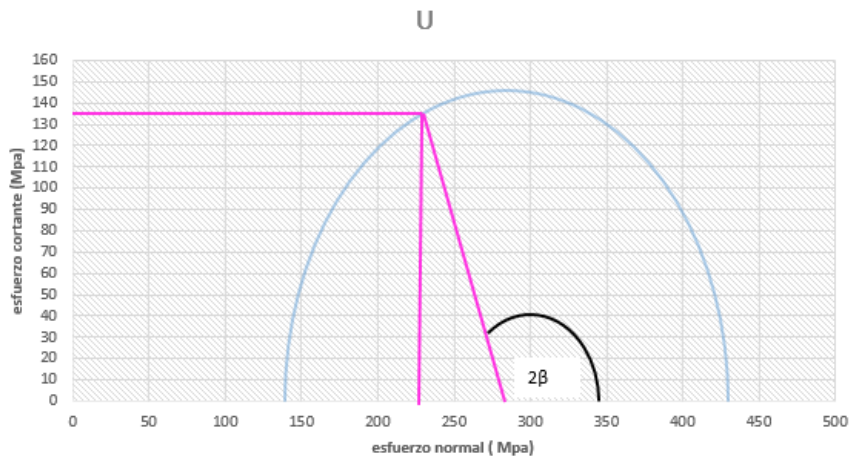


Figura 37: Círculo de Mohr – U (Pozo X-047H)  
Elaborado por: Loya,2019

A continuación, se muestra los resultados obtenidos en el trabajo de titulación, los mismos están organizados en tablas con sus respectivos valores y ordenados de forma adecuada.

Tabla 19:Rango de Valores de los esfuerzos de la roca (Pozo X-140D)

Formación	Rango de Valores	SH (lpg)	Shmin (lpg)
Orteguaza	Max	21.77	13.91
	Min	21.15	13.71
	Promedio	21.46	13.81
Tiyuyacu	Max	22.21	14.05
	Min	21.77	13.91
	Promedio	21.99	13.98
Conglomerado	Max	23.45	14.45
	Min	22.21	14.05
	Promedio	22.85	14.25
Tena	Max	24.01	14.63
	Min	23.45	14.45
	Promedio	23.74	14.54
Basal-Tena	Max	24.032	14.63
	Min	24.018	14.62
	Promedio	24.025	14.632
Napó	Max	24.24	14.70
	Min	24.03	14.63
	Promedio	24.14	14.69
Calizas	Max	24.51	14.79
	Min	24.24	14.70
	Promedio	24.38	14.747
U	Max	24.66	14.83
	Min	24.51	14.79
	Promedio	24.59	14.81
Caliza B	Max	24.70	14.85
	Min	24.66	14.83
	Promedio	24.68	14.84
T	Max	24.85	14.89
	Min	24.70	14.85
	Promedio	24.78	14.87
Hollín	Max	25.20	15.00
	Min	24.85	14.89
	Promedio	25.03	14.95

Elaborado por: Loya, 2020

Tabla 20:Rango de Valores de los esfuerzos de la roca (Pozo X-047H)

Formación	Rango de Valores	SH (lpg)	Shmin (lpg)
U	Max	27.41	14.90
	Min	27.12	14.80
	Promedio	27.268	14.85

Elaborado por: Loya, 2020

Tabla 21: Valores de los esfuerzos en el círculo de Mohr (Pozo X-140D)

Formación	Parámetros	Valores (Mpa)	Círculo de Mohr
Orteguaza	$\sigma_1$	298.5	
	$\sigma_3$	96.31	
	$\tau_f$	155.32	
	$\sigma_n$	91.94	
Tiyuyacu	$\sigma_1$	282.51	
	$\sigma_3$	91.13	
	$\tau_f$	87.24	
	$\sigma_n$	147.51	
Conglomerado	$\sigma_1$	418.16	
	$\sigma_3$	134.89	
	$\tau_f$	129.69	
	$\sigma_n$	219.60	
Tena	$\sigma_1$	398.49	
	$\sigma_3$	128.54	
	$\tau_f$	124.11	
	$\sigma_n$	210.48	
Basal-Tena	$\sigma_1$	364.94	
	$\sigma_3$	117.72	
	$\tau_f$	113.81	
	$\sigma_n$	193.10	
Napo	$\sigma_1$	342.08	
	$\sigma_3$	110.35	
	$\tau_f$	106.74	
	$\sigma_n$	181.14	
Calizas	$\sigma_1$	272.71	
	$\sigma_3$	87.97	
	$\tau_f$	85.18	
	$\sigma_n$	144.62	

U	$\sigma_1$	357.71	
	$\sigma_3$	115.39	
	$\tau_f$	111.83	
	$\sigma_n$	189.94	
Caliza B	$\sigma_1$	461.95	
	$\sigma_3$	149.01	
	$\tau_f$	144.48	
	$\sigma_n$	245.43	
T	$\sigma_1$	429.43	
	$\sigma_3$	138.52	
	$\tau_f$	134.37	
	$\sigma_n$	228.29	
Hollín	$\sigma_1$	494.05	
	$\sigma_3$	159.37	
	$\tau_f$	154.75	
	$\sigma_n$	263.05	

Elaborado por: Loya,2020

Tabla 22:Valores de los esfuerzos en el círculo de Mohr (Pozo X-047H)

Formación	Parámetros	Valores (Mpa)	Círculo de Mohr
U	$\sigma_1$	430.07	
	$\sigma_3$	138.73	
	$\tau_f$	135.48	
	$\sigma_n$	230.90	

Elaborado por: Loya,2020

Tabla 23:Rango de Valores de OBG, PF y propiedades mecánicas de la roca (Pozo X-140D)

	Tope-Base	Descripción de Litología	Rango de valores	OBG lpg	PF Lpg	Gdyn Mpsia	Kdyn Mpsia	Cv 1/Mpsia	Edyn Mpsia	UCS Psia	To Psia
Orteguaza	5250-5820	Lutita intercalada con capas de arenisca	Max	19.384	16.72	-----	-----	-----	-----	55172.7	5517.275
			Min	19.23	16.44	-----	-----	-----	-----	33392.1	3339.21
			Promedio	19.31	16.58	-----	-----	-----	-----	43304.0	4330.4
Tiyuyacu	5820-6262	Conglomerados y compensaciones de areniscas y limolitas	Max	19.49	16.92	-----	-----	-----	-----	68748.4	6874.84
			Min	19.38	16.72	-----	-----	-----	-----	18053.0	1805.30
			Promedio	19.44	16.82	-----	-----	-----	-----	40975.9	4097.59
Conglomerado	6262-7655	Conglomerado intercalado con niveles de arcilla y arenisca	Max	17.97	16.13	9.15	5.49	0.466	17.65	197601.3	19760.13
			Min	17.70	15.63	3.56	2.14	0.182	6.88	27634.57	2763.457
			Promedio	17.84	15.88	5.32	3.19	0.327	10.27	60649.29	6064.929
Tena	7655-8365	Arcillas con intercalaciones esporádicas de limolita y de arenisca	Max	18.09	16.36	10.09	6.05	0.51	19.46	164947.1	16494.71
			Min	17.97	16.13	3.23	1.93	0.16	6.23	31255.54	3125.554
			Promedio	18.03	16.25	4.87	2.92	0.35	9.39	57796.71	5779.671
Basal-Tena	8365-8383	arenisca intercalada con arcilla	Max	18.095	16.37	4.72	2.83	0.376	9.1	54341.44	5434.144
			Min	18.092	16.36	4.42	2.65	0.352	8.53	49427.92	4942.792
			Promedio	18.094	16.369	4.63	2.78	0.359	8.94	52930.18	5293.018
Napó	8383-8671	Secuencia de lutita con intercalaciones de areniscas y calizas	Max	20.43	18.27	6.14	3.68	0.476	11.84	79886.07	7988.607
			Min	20.37	18.15	3.50	2.09	0.271	6.74	33392.11	3339.211
			Promedio	20.40	18.21	4.62	2.80	0.361	8.94	49615.52	4961.552
Calizas	8671-9047		Max	20.49	18.41	8.06	4.97	0.66	15.71	99954.95	9995.495
			Min	20.43	18.26	2.50	1.51	0.201	4.84	20214.14	2021.414

		caliza con intercalaciones de lutitas	Promedio	20.46	18.34	4.14	2.54	0.403	8.06	39553.87	3955.387
U	9047-9256	Areniscas con intercalaciones de lutitas y caliza	Max	20.53	18.48	13.12	8.16	0.60	25.64	191291.9	19129.19
			Min	20.49	18.41	2.73	1.66	0.122	5.03	21772.17	2177.217
			Promedio	20.51	18.45	4.93	3.03	0.38	9.60	51881.52	5188.152
Caliza B	9257-9312	Caliza con pequeñas intercalaciones de lutitas	Max	20.54	18.51	10.51	6.57	0.481	20.57	133804.6	13380.46
			Min	20.531	18.48	3.37	2.07	0.152	6.57	28376.09	2837.609
			Promedio	20.536	18.499	5.96	3.67	0.297	11.61	67000.25	6700.025
T	9312-9534	Arenisca con pequeñas intercalaciones de lutitas y caliza	Max	20.57	18.59	10.61	6.58	0.53	20.69	142537.4	14253.74
			Min	20.54	18.50	3.12	1.90	0.151	6.05	26949.55	2694.955
			Promedio	20.55	18.54	5.55	3.40	0.326	10.79	62284.84	6228.484
Hollín	9534-9984	Arenisca intercalada con lutita	Max	20.66	18.77	12.94	8.06	0.483	25.28	184828.8	18482.88
			Min	20.57	18.58	3.40	2.06	0.124	6.59	31087.71	3108.771
			Promedio	20.61	18.68	6.10	3.72	0.282	11.84	71656.21	7165.621

Elaborado por: Loya,2020

Tabla 24:Rango de Valores de OBG, PF y propiedades mecánicas de la roca (Pozo X-047H)

	Tope-Base	Descripción de Litología	Rango de valores	OBG lpg	PF Lpg	Gdyn Mpsia	Kdyn Mpsia	Cv 1/Mpsia	Edyn Mpsia	UCS Psia	To Psia
U	11900-12435	Areniscas con intercalaciones de lutitas y caliza	Max	20.99	19.39	6.87	4.63	0.467	14.86	109698.9	10969.89
			Min	20.92	19.21	3.51	2.13	0.215	6.871	35658.95	3565.895
			Promedio	20.95	19.30	5.25	3.16	0.332	10.146	62195.36	6219.536

Elaborado por: Loya,2020



Tabla 25: Estimación del peso promedio de lodo derivado del análisis tectónico

Formación	Peso promedio del lodo	Unidad
Orteguaza	12.75	lpg
Tiyuyacu	12.41	lpg
Conglomerado	12.13	lpg
Tena	12.61	lpg
Basal Tena	12.6	lpg
Napo	13.40	lpg
Calizas	13.45	lpg
U	13.50	lpg
T	13.53	lpg
Hollin	13.60	lpg

Elaborado por: Loya, 2019

La tabla 25, muestra los valores de densidad de lodo de perforación promedios derivado del análisis tectónico, mediante el ploteo de las curvas de presión de poro y fractura y su factor de seguridad correspondiente para cada formación de interés. El **Anexo 4**, se encuentran las gráficas correspondientes de presión de poro y de fractura de las formaciones analizadas y que se mencionan en la tabla 25, el mismo, inicia en la formación Tiyuyacu y se extiende hasta la formación Hollín, además en el capítulo 2 en la sección 2.1.8 se encuentra el ejemplo de cálculo que fue utilizado con el objetivo de obtener los valores de lodo óptimo para atravesar las formaciones mencionadas.

## 3.2. DISCUSIÓN

### Geomecánica

El análisis geomecánico forma parte de un proceso muy importante al momento de perforar un pozo petrolero, ya que se obtiene diferentes beneficios, tales como la determinación del peso óptimo de lodo de perforación, prevenir la inestabilidad del hoyo y encontrar una buena trayectoria del pozo.

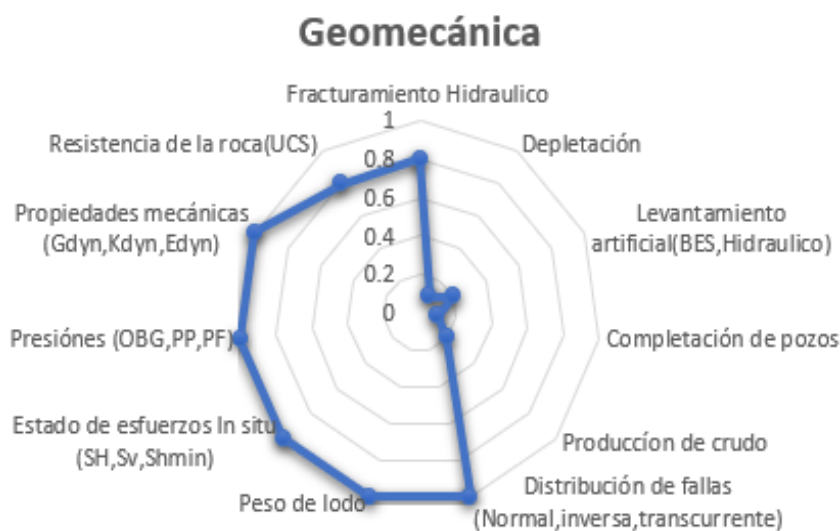


Figura 38:Análisis geomecánico  
Elaborado por: Loya, 2019

La **figura 38**, muestra los parámetros principales que controlan el realizar un análisis geomecánico ,se define como parámetro principal el intervalo de 0.8 -1 y aquí se encuentra : el análisis del lodo, predicción de la presión de poro, las propiedades mecánicas de las rocas , distribución de fallas y el análisis de los esfuerzos In-Situ de la formación , en un orden medio el intervalo de 0.4-0.8 y se encuentra: el diseño de fracturamiento hidráulico, resistencias de las rocas, por último el menor orden jerárquico en un intervalo de 0.1-0.4 y se encuentra las operaciones de completación, producción y la elección del sistema de levantamiento ,es decir la geomecánica tiene una mayor incidencia en el desarrollo y caracterización del reservorio y a manera que las operaciones en el pozo continúan como es la producción y declinación del crudo ,el realizar un análisis geomecánico disminuye su relevancia.

## **Presiones y esfuerzos principales**

El cálculo de las presiones en cualquier punto de la profundidad de las formaciones está completamente definido por 3 componentes principales como es la presión de poro, fractura y el gradiente de sobrecarga. Los valores para el uso de las ecuaciones fueron obtenidos de los registros eléctricos (X-140D y X-047H) y con el objetivo de estandarizar la unidad de presión se hizo la transformación a lpg para estimar el peso promedio del lodo.

La presión de fractura y de sobrecarga se obtuvo mediante las correlaciones número 3 y 5 respectivamente, el valor de OBG se ve representado principalmente por la edad geológica de la formación analizada y por la profundidad de interés, en cambio la presión de fractura depende del OBG, presión de poro y el nomograma de Eaton, por lo q se define el valor de las presiones de la siguiente manera: OBG>PF>PP.

El análisis del esfuerzo horizontal mínimo, máximo y vertical depende principalmente del valor de la presión de poro (PP), por lo que se define que los esfuerzos principales de la formación a mayor profundidad aumentan el valor de los esfuerzos teniendo así una relación directamente proporcional.

## **Propiedades mecánicas de las rocas**

El valor de las propiedades mecánicas de las rocas se relaciona directamente con el registro DT, este registro permite calcular los valores del módulo de corte, modulo volumétrico, compresibilidad volumétrica, módulo de Young, Resistencia a la compresión uniaxial, resistencia de tensión. Se evidenció que las propiedades mecánicas de las rocas están influenciadas con la matriz de la roca de la formación

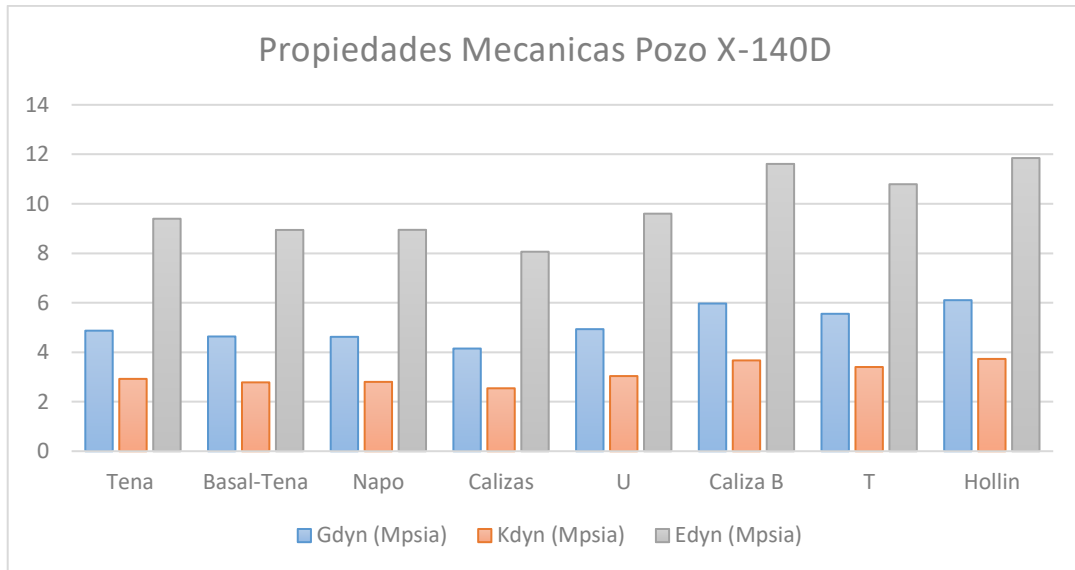


Figura 39: Propiedades Mecánicas Pozo X-140D  
Elaborado por: Loya, 2019

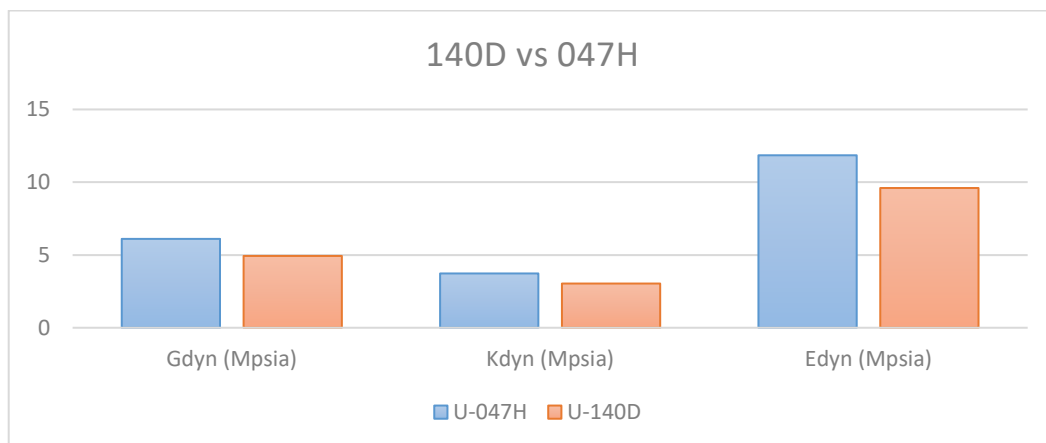


Figura 40: Propiedades Mecánicas Pozo 140D vs 047H  
Elaborado por: Loya, 2019

En la figura 39, se analiza las propiedades de las rocas, las cuales fueron calculadas en base a los registros eléctricos recolectados, se puede observar que el módulo de corte es mayor Hollín con un valor de 6.1 Mpsia y valor en las calizas de 5.97 Mpsia, razón por la cual se puede interpretar que las propiedades mecánicas de la roca se ven afectadas por el registro DT y RHOB, además que el módulo volumétrico está relacionado directamente con la densidad de la formación y las ondas Vp-Vs, por lo tanto el módulo de Young tiene valores más altos en una formación con densidades más altas y respuestas de DT bajas.

En la figura 40, se analiza las propiedades mecánicas de la roca en una perforación de tipo horizontal y direccional en la formación U. El pozo 140-D es un pozo direccional y el pozo 047-H es un pozo tipo horizontal el módulo de corte, modulo volumétrico y el módulo de Young tiene valores altos en comparación con una perforación de tipo direccional, esto se debe a que la fuerza aplicada es mayor

## Círculo de Mohr

El análisis del círculo de Mohr ayuda a observar el esfuerzo máximo de corte y el esfuerzo máximo efectivo en las formaciones analizadas del pozo X-140D, la figura 41, muestra como varía los esfuerzos a lo largo de una perforación direccional. El círculo de Mohr tiene los valores más altos en la formación Hollín, que está constituida principalmente por una Arenisca y los valores más bajos en la formación de Calizas.

Los valores más bajos de UCS en la formación de Calizas con un valor promedio de 272.71 Mpa, así como el módulo de corte con un valor promedio de 4.19 Mpsia y los valores más altos en una matriz de Areniscas, específicamente en la formación Hollín valor promedio de 494.0524 Mpa, así como el módulo de corte con un valor promedio de 6.10 Mpsia.

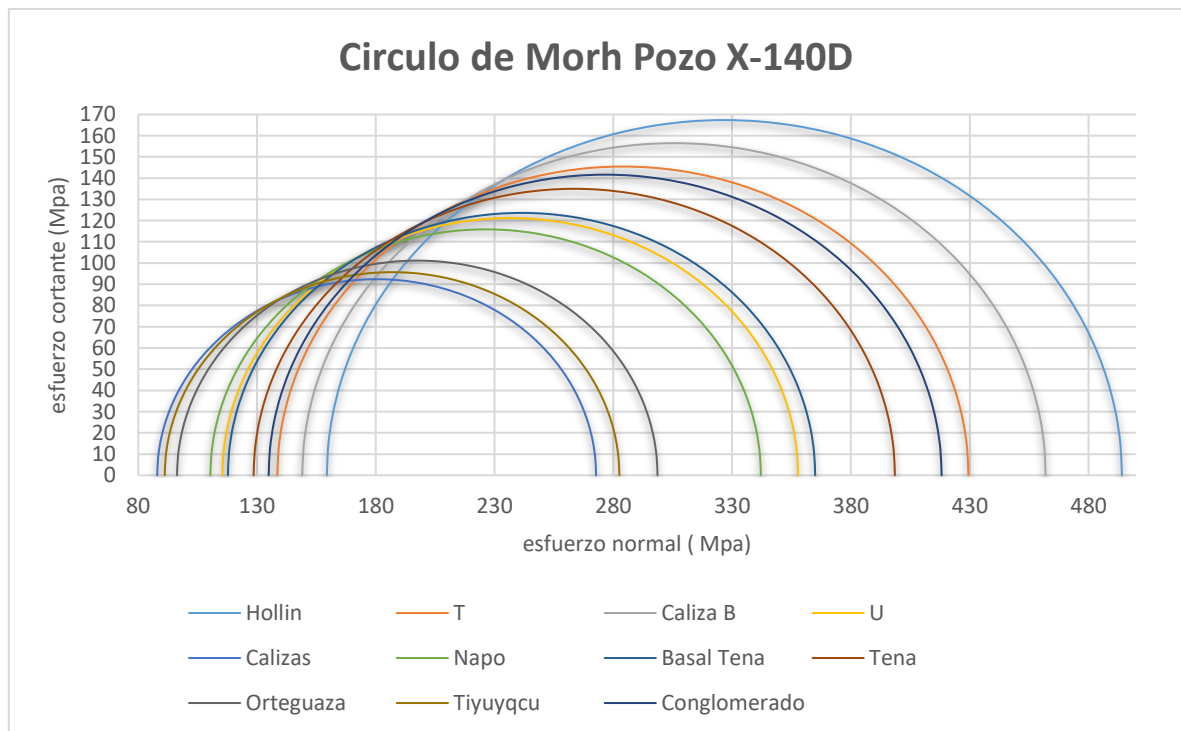


Figura 41: Círculo de Mohr Pozo X-140D  
Elaborado por: Loya, 2019

## Comparación Pozo (X-140D vs PozoX-047H)

La **figura 42**, muestra el círculo de Mohr para una misma formación (U) en el Campo X del Oriente Ecuatoriano. El círculo de Mohr muestra el esfuerzo cortante (MPa) vs el esfuerzo normal (Mpa), los valores de los esfuerzos tienen un valor menor en el pozo X-140D en comparación con el pozo X-047H por lo cual se obtiene una relación directamente proporcional a los valores del registro DT (us/ft), es decir en una misma formación los esfuerzos dependen de la matriz de la roca , además se evidencia que el estado tensional de la roca es mayor en el pozo X-047H en comparación con el pozo X-140D, razón por la cual se define que la línea de falla es mayor en el pozo X-047H.

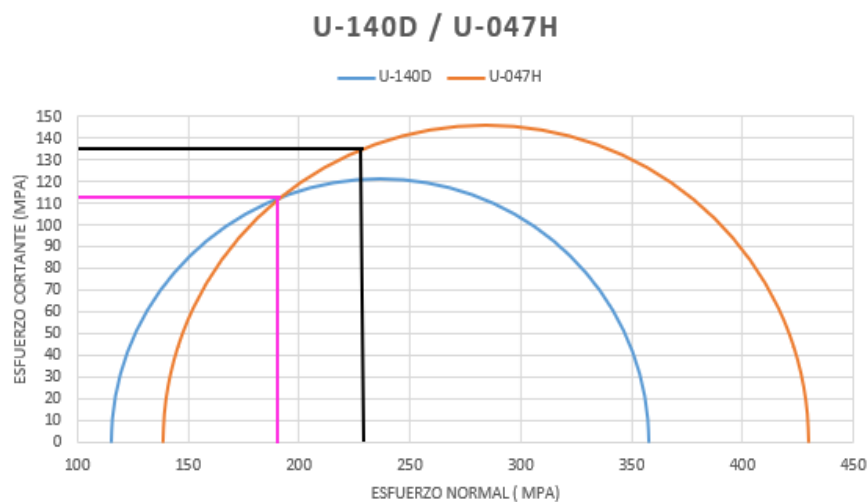


Figura 42: Círculo de Mohr (X-140D vs X-047H)  
Elaborado por: Loya, 2019

## Metodología para el asentamiento de Casing

Al utilizar un análisis geomecánico, es importante manejar la experiencia previa de las operaciones de perforación para validar el modelo **ver Anexo 6**, examinando diferentes eventos como pérdidas de lodo, lugares estrechos y evidencia de cortes excesivos. Por lo tanto, el estudio de estabilidad de un pozo debe llevarse a cabo en todo el rango de profundidad cuando se está realizando las operaciones de perforación, con el uso de las geopresiones se puede encontrar las posiciones de los casing, mientras se mantienen las limitaciones de ingeniería tales como:

Criterios de presión interna, criterios de colapso, criterios de tensión, criterios de compresión de los cuales respectivamente se analiza el FS. Si bien el análisis requiere conocer las propiedades de la roca en detalle, no es necesario hacer los cálculos utilizando cada punto de profundidad, esto se debe a que, aunque existe una variación considerable en las propiedades mecánicas y físicas de las rocas, en la práctica no causan problemas excesivos. Además, los esfuerzos y las presiones de poro generalmente varían paulatinamente con la profundidad y la ubicación. En el presente artículo académico presenta una metodología integrando todos los parámetros geomecánicos analizados.

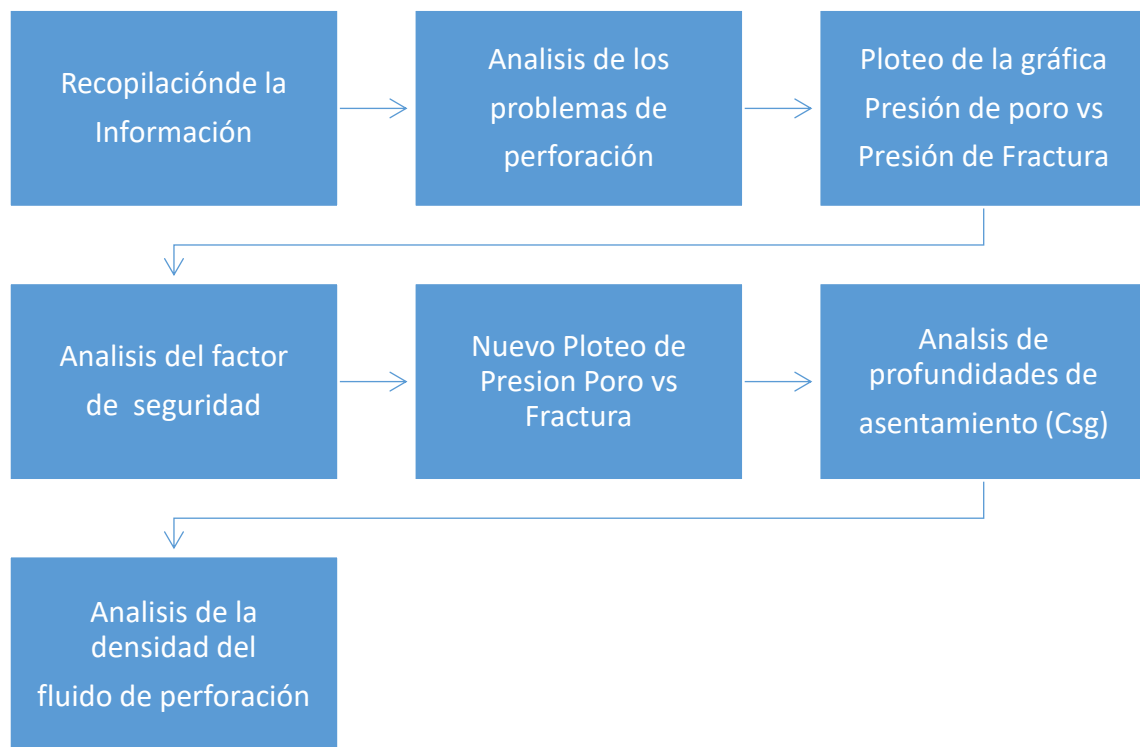


Figura 43: Asentamiento de Casing  
Elaborado por: Loya, 2019

La figura 44, muestra la gráfica correspondiente para el asentamiento de casing mediante la integración de la data de presiones y la aplicación de la metodología planteada en la figura 43, se tiene como primer punto de asentamiento de casing en la formación Orteguzza a la profundidad estimada de 5250 ft, a continuación en la formación Basal-Tena a la profundidad estimada de 8365 ft y por último en la formación Hollín a una profundidad estimada de 10000 ft.

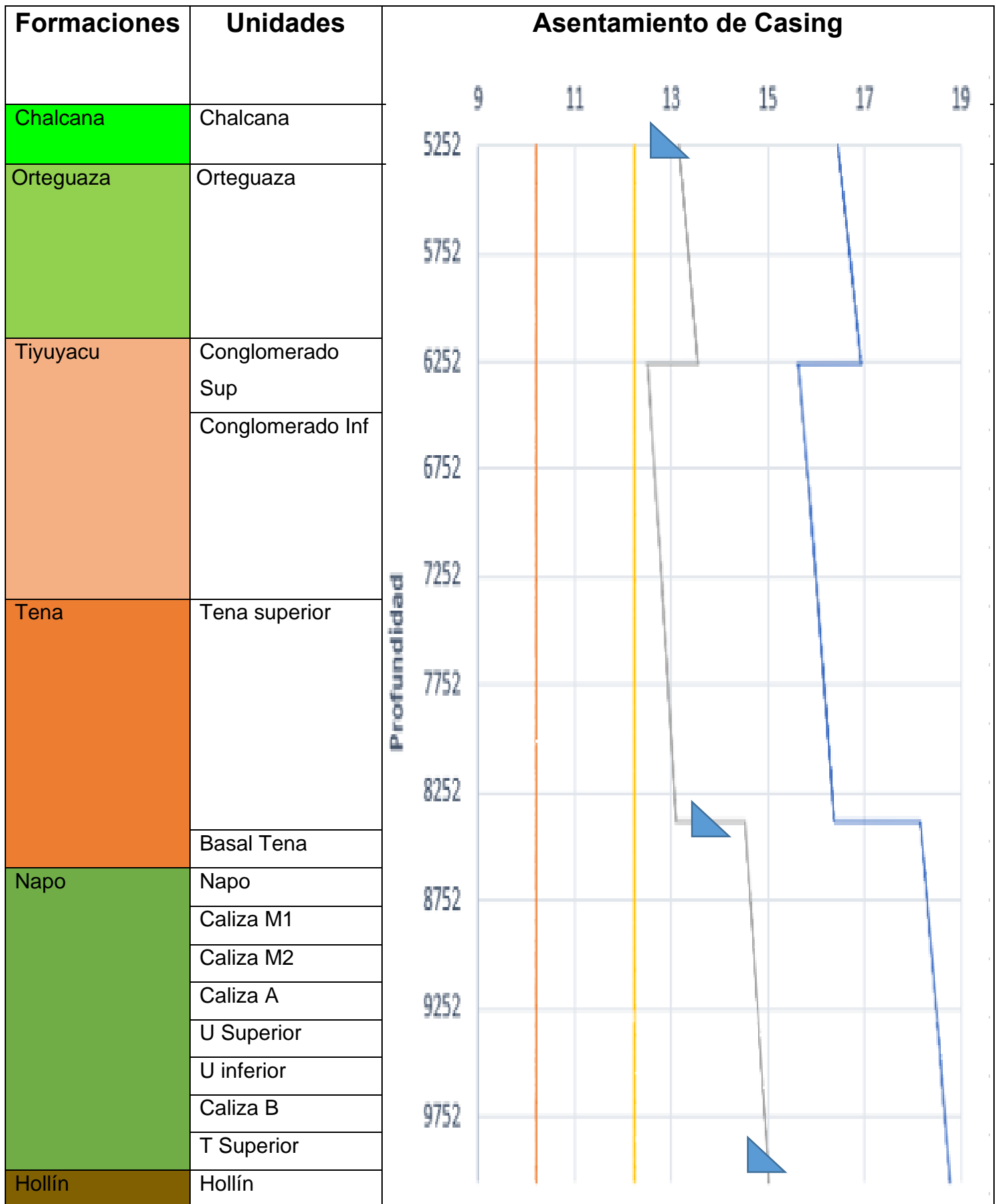


Figura 44:Asentamiento de Casing



## CAPITULO IV

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

- El valor de la OBG está relacionado directamente con la profundidad de la formación y la edad geológica, en el presente estudio se utilizó el valor más bajo de  $A=5$  (Cte. de Zamora) en las formaciones conglomerado, Tena y Basal-Tena las cuales pertenecen al Eoceno y el valor más alto de  $A=10$  en las formaciones Napo, Calizas, U, T, Hollín las cuales pertenecen al Cretácico.
- La integración de los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación, ayudan a crear un modelo geomecánico 1-D con el objetivo de analizar los beneficios de realizar un estudio geomecánico a través de diferentes correlaciones matemáticas en conjunto de los registros eléctricos (DT, RHOB, GR, PEF), por lo cual se define como principales aplicaciones: la información estratigráfica (Topes-Bases, densidad, Matriz de la roca) en la formación de interés, Geopresiones (PP, OBG, PF) y las propiedades mecánicas de las rocas.
- Se obtuvo el peso de lodo de formación promedio para las diferentes matrices de roca, el peso de lodo para Orteguaza: 12.75, Tiyuyacu: 12.41, Conglomerado: 12.13, Tena: 12.61, Basal Tena: 12.60, Napo: 13.40, Calizas: 13.45, U: 13.50, T: 13.53, Hollin: 13.60 con la unidad de lpg
- El círculo de Mohr analiza el esfuerzo normal, vertical, cortante y el esfuerzo normal efectivo de la matriz de la roca, y se obtuvo los valores más bajos en la formación Tiyuyacu ( $\sigma_1 = 282.51 \text{ Mpa}$ ,  $\sigma_3 = 91.13 \text{ Mpa}$ ,  $\tau_f = 87.24 \text{ Mpa}$ ,  $\sigma_n = 147.41 \text{ Mpa}$ ) y los valores más altos en la formación Caliza B ( $\sigma_1 = 461.95$ ,  $\sigma_3 = 149.01 \text{ Mpa}$ ,  $\tau_f = 87.24 \text{ Mpa}$ ,  $\sigma_n = 147.51 \text{ Mpa}$ )

- El esfuerzo normal en el círculo de Mohr posee un valor más alto en una Arenisca y un valor más bajo en una caliza, por lo cual se define el rango de apreciación en una escala de menor a mayor: Lutitas < Conglomerado < Calizas < Areniscas.
- Los esfuerzos del círculo de Mohr en una perforación horizontal y direccional varían de la siguiente forma, el esfuerzo normal es mayor en una perforación horizontal, el esfuerzo cortante es mayor en una perforación horizontal, y la resistencia uniaxial (UCS) es mayor en una perforación de tipo direccional.
- El esfuerzo horizontal máximo ( $Sh_{max}$ ) de la roca depende directamente del ángulo de inclinación en la perforación del pozo, es así que el pozo X-047H tiene un valor de 27.26 lpg y el pozo X-140D un valor de 24.59 lpg en la misma formación de interés (Arenisca)
- Con el análisis de los esfuerzos principales de la roca en los pozos X-140D y X-047H, y de acuerdo con la calificación de Anderson de la magnitud relativa de los esfuerzos principales en la tierra se puede concluir que el campo X está constituido por una falla transcurrente ( $SH > Sv > Sh_{min}$ ).

## RECOMENDACIONES

- Para un mejor análisis de las propiedades mecánicas de las rocas, es importante tener núcleos o cores de perforación de las formaciones de interés, con el objetivo de cuantificar de mejor manera estas propiedades mediante pruebas y ensayos de laboratorio (compresión uniaxial y compresión triaxial) y así encontrar el porcentaje de error entre ensayos de laboratorio vs Métodos analíticos (Registros Eléctricos).
- Emplear diferentes métodos cuantitativos para la predicción de presión de poro y la predicción de presión de fractura (Método de Hottman & Johnson, Método de Foster & Whalen, Método de Hubert & Wills, Método Mathews & Kelly) con el propósito de minimizar el error al momento de analizar la incidencia de la geomecánica en el Campo X.
- Realizar un modelo geomecánico 3-D con la integración de información en un Software con el objetivo de obtener valores de esfuerzos horizontales máximos y mínimos, a partir de diferentes registros de imagen
- Con el objetivo de obtener un modelo geomecánico y un análisis de las propiedades de las mecánicas de las rocas más exacto es importante realizar un estudio con una mayor cantidad de pozos tanto horizontales como direccionales, además de tener más información de campo como son pruebas de LOT y ELOT ya que esta información fue limitada.
- Es muy importante la acción de la toma de registros eléctricos a hueco abierto, para tener una buena calidad de los valores en los registros eléctricos, principalmente los de Gamma Ray, Density, PEF, Sónico, los primeros con el objetivo de identificar los topes y bases de las formaciones analizadas, y el registro sónico para obtener un mejor análisis de las propiedades mecánicas y elásticas de las rocas

## BIBLIOGRAFÍA

- Almushiqeh, I. (2011, Septiembre 25). Prediction of Poisson's Ratio and Young's Modulus for Hydrocarbon Reservoirs Using Alternating Conditional Expectation Algorithm. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. doi:<https://doi.org/10.2118/138841-MS>
- Alsiyabi, K., AL-Ammri, M., & Amhed, N. (2019). Effective Geomechanic Approach for Wellbore Stability Analysis. *SPE*. doi:<https://doi.org/10.2118/194922-MS>
- Antico, F. (2008). Circulo de Mohr. Retrieved Mayo 10, 2020, from <http://www.aero.ing.unlp.edu.ar/catedras/archivos/Circulo%20de%20Mohr2.pdf>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragan, R. (2014). *La ceunca Oriente:Geología y Petróleo* (Primera ed., Vol. 1). Quito. Retrieved Marzo 23, 2019
- Baker Atlas. (2003). EL ROL DE LA GEOMECANICA EN LA PERFORACION. *SPE*. Retrieved Febrero 24, 2020
- Barrios, J., Lobo, C., & Campos, A. (2015). Calibración de mecánica de rocas y estabilidad de hoyos en yacimientos cretácicos naturalmente fracturados, Bloque XI, Cuenca de Maracaibo. doi:SPE-WVS-394
- Benz, T., & Nordal, S. (2010). Numerical Methods in Geotechnical Engineering. Retrieved Julio 29, 2019
- BP Exploration Columbia. (1994). The Estimation of Horizontal Stresses at Depth in Faulted Regions and Their Relationship to Pore Pressure Variations. doi:<https://doi.org/10.2118/28140-MS>
- Castro, Y., Illan, C., Lugo, & Karen. (2013). *GUÍA DE DISEÑO PARA EL ASENTAMIENTO Y DISEÑO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO*. IPN. Retrieved Julio 22, 2019, from [https://www.academia.edu/7937781/INSTITUTO\\_POLITECNICO\\_NACIONAL\\_INSTITUTO\\_POLITECNICO\\_NACIONAL\\_CONTENIDO](https://www.academia.edu/7937781/INSTITUTO_POLITECNICO_NACIONAL_INSTITUTO_POLITECNICO_NACIONAL_CONTENIDO)
- CGG.Geoconsulting Americas. (2018). Novel Pore Pressure Prediction Technique for Unconventional Reservoirs. doi:<https://doi.org/10.15530/URTEC-2018-2901731>

- Cook, J. (2015). Geomechanics. Retrieved Mayo 4, 2020, from <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-geomechanics.ashx>
- Department of Geotechnical Engineering, University of Newcastle Upon Tyne. (1986). Estimation Of Friction Properties Of Rocks From Deformation Measurements. Retrieved Julio 29, 2019
- Dynadrill C.A. (2018). Retrieved Mayo 5, 2020, from <https://www.dynadrill.com.ec/beneficios-de-la-perforacion-direccional/>
- Enriquez, J., & Feijjo, M. (2008). Actualizacion de las reservas en base a los nuevos factores de recobro del campo Shushufindi. Quito, Ecuador: EPN. Retrieved Agosto 04, 2019, from file:///C:/Users/USER/Downloads/CD-1302.pdf
- Galvis, L., Ochoa, C., Arguello, H., Carvajal, J., & Calderon, Z. (2011). Estimación de propiedades mecánicas de roca utilizando inteligencia artificial. Retrieved Julio 26, 2019
- Garcia, M. (2006). *Determinacion de la orientacion y magnitud del esfuerzo maximo horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero colombiano*. Bucaramanga. Retrieved Mayo 21, 2020
- Gonzalez, R. (2011). *NORMALIZACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE CHICONTEPEC PARA EL CÁLCULO DEL ÍNDICE DE FLUJO*. Mexico. Retrieved Mayo 4, 2020, from <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3544/Informe.pdf?sequence=1>
- Halliburton Energy Services Group. (2010). Understanding the Effects of Leak-off Tests on Wellbore Strength. doi:<https://doi.org/10.2118/132981-MS>
- Iza, A., & PetroAmazonas. (2017, Mayo 17). The PVT Properties of the Ecuadorian Crude Oils. *SPE*, 1-2. doi:<https://doi.org/10.2118/185483-MS>
- Krepp, T., Frydman, M., Sitchler, J., & Schulumberger. (2013, Agosto 12). New Approach to Geomechanics Solves Serious Horizontal Drilling Problems in Challenging Unconventional Plays. *SPE*. doi:<https://doi.org/10.1190/urtec2013-043>
- Lake, L. (2006). *Geomechanics Applied to Drilling Engineering*. Retrieved Julio 3, 2019

- Lopez, J., Perez, C., Reyes, G., Sanchez, C., & Mancilla, J. (2007). *Guía para la aplicación de la geomecánica en el diseño de la perforación de pozos*. Mexico. Retrieved Mayo 7, 2020, from [https://www.academia.edu/14238460/Guia\\_de\\_Geomecanica](https://www.academia.edu/14238460/Guia_de_Geomecanica)
- Manilla, A., Garnica, P., & Perez, A. (2003). *EVALUACIÓN INDIRECTA DE LOS MÓDULOS ELÁSTICOS DE RIGIDEZ IN SITU Y LA RELACIÓN ENTRE VP/VS Y EL ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA*. Retrieved Julio 21, 2019
- Ortiz, G., & Catro, O. (2015). *DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS*. Retrieved Julio 26, 2019
- Palacios, D. (2016). *Well Logs-PEF*. Quito, Ecuador.
- PEMEX. (2011). Retrieved Julio 25, 2019, from <https://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/guia-para-la-presdicion-de-geopresiones.pdf>
- Petroamazonas - EP. (2019). *Informe final de perforacion pozo SSFD-047H*. Retrieved Octubre 26, 2019
- Petroamazonas - EP. (2019). *Informe final de perforacion pozo SSFD-140D*. Retrieved Octubre 26, 2019
- Sanchez, M., Nieto, N., & Rodriguez, A. (2017). Evaluating Stresses Along Horizontal Wells in Unconventional Plays. doi:<https://doi.org/10.2118/184875-MS>
- Schlumberger. (2008, Noviembre). *HORIZONTAL AND COMPLEX-TRAJECTORY WELLS*. *JPT*. Retrieved Febrero 24, 2020
- Shell Exploratie en Productie Laboratorium. (1982). Relationship Between Horizontal Stress and Depth in Sedimentary Basins. doi:<https://doi.org/10.2118/10336-PA>
- SOMBER S.A. (2014, Octubre 3). Retrieved Octubre 2019, from <http://sonbersa.blogspot.com/2014/10/diferencias-entre-las-perforaciones.html>
- Zamora, M. (1989). *New Method Predicts Gradient Fracture*. 3. Retrieved Julio 8, 2019
- Zoback, M. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Nuev York, Estados Unidos. Retrieved Mayo 23, 2019

## ANEXOS

**ANEXO 1** COLUMNA LITOLÓGICA ESTIMADA-Descripción Litológica Regional de la Cuenca del Oriente.

Formaciones	Unidades	Descripción de la Litología
Chalcana	-----	Arcillolitas y limolitas, intercalados con finos incrustaciones de areniscas finas
Orteguaza	-----	Lutitas grises de color verdoso, endurecidas, intercaladas con areniscas
Tiyuyacu	Conglomerado Sup	Conglomerados con compensaciones de areniscas y limolitas y arcillolitas
	Conglomerado Inf	Conglomerados: 90% cherts rojizos, 10% de cuarzos lechosos, con proporciones de areniscas y limolitas.
Tena	Tena superior	Arcillolita y limolita, Predomina café rojizo, ocasionalmente ladrillo de arenisca de grano fino a muy fino.
	Basal Tena	Arenisca de color gris, cuarzoso, de grano fino a muy fino.
Napó	Caliza M1	Caliza crema, crema moteada con gris, café cremoso, dura a moderadamente dura, ocasionalmente suave
	Caliza M2	Caliza gris oscura, gris claro, ocasionalmente crema, moderadamente dura a dura, ocasionalmente suave
	Caliza A	Caliza de color crema, café oscuro, moderadamente dura a dura, ocasionalmente suave, blocosa a subblocosa, de grainstone a packstone, ocasionalmente microcristalina, sublaminar, la porosidad no es visible, ocasionalmente asociada con glauconita.
	U Superior	Arenisca cuarzosa gris oscura, café claro, gris verdosa, blanca translúcida, grano fino sub-redondeada, con inclusiones de glauconita.

	U inferior	Arenisca cuarzosa, translúcida, de grano fino a muy fino, con trazas de ámbar, carbón y pirita.
	Caliza B	Caliza gris oscura, menor gris moteada con crema, firme a moderadamente dura, textura lodosa, porosidad no visible
	T Superior	Arenisca cuarzosa, grano fino, con una matriz calcárea y con inclusiones de glauconita.
	T inferior	Arenisca cuarzosa, transparente de grano fino a muy fino. Trazas de ámbar, carbón y pirita
Hollín	H superior	Areniscas glauconíticas, lutitas y calizas

Elaborado por: Loya, 2019

**ANEXO 2:** Edades Geológicas de las formaciones de la Cuenca Oriente

Formación	Edad Geológica
Chalcana	Mioceno – Oligoceno
Orteguaza	Oligoceno
Tiyuyacu	Oligoceno – Eoceno
Tena	Paleoceno – Cretácico Tardío
Napo	Cretácico Tardío
Hollín	Cretácico Tardío

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

Elaborado por: Loya, 2019

**ANEXO 3:** Valores del Método de Zamora

Ctes	Overburden Codes by Geological Age
C1=1.034	$0 \leq A \leq 5$ : Holoceno- Piloceno
C2=0.03	$5 \leq A \leq 9$ : Mioceno – Oligoceno
C3=8.03	$9 \leq A \leq 5$ : Eoceno – Paleoceno
C4=0.232	$10 \leq A \leq 11$ : Cretaceo – Triasico
C5=0.55	$11 \leq A \leq 14$ : Permico
C6=0.000134	X=0.075

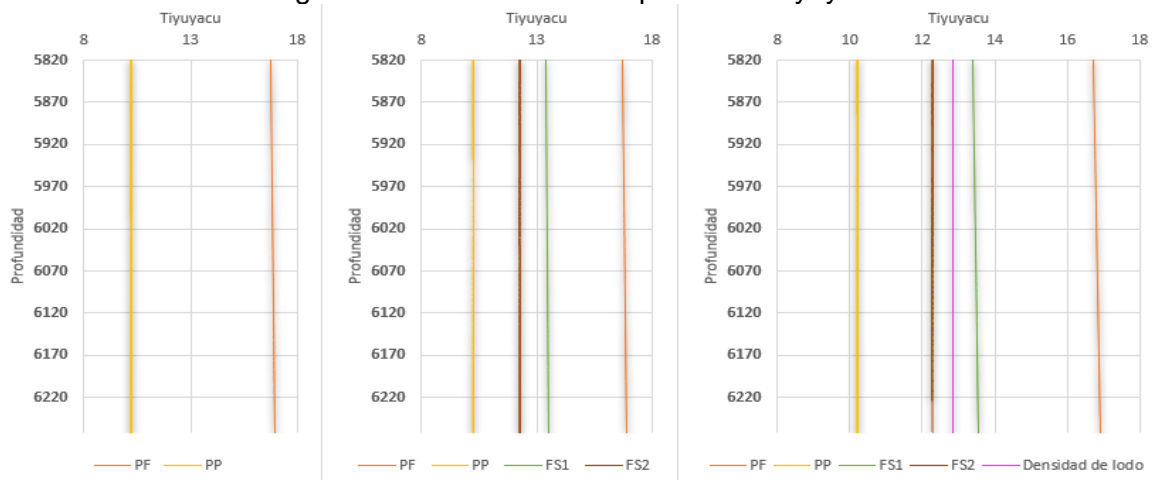
Fuente: (Zamora, 1989)

Elaborado por: Loya, 2019



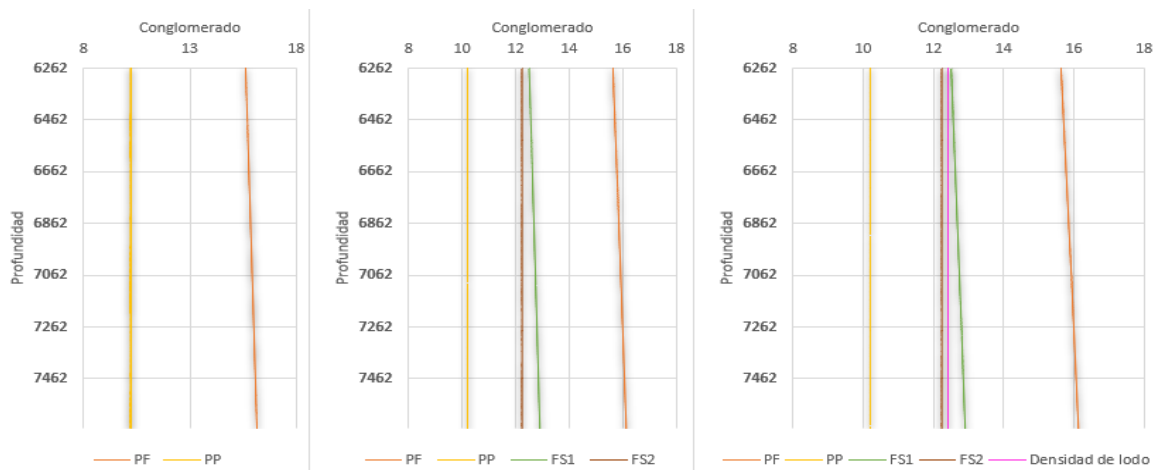
**ANEXO 4:**Densidad de lodo promedio desde la formación Tiyuyacu-Hollín

**Figura 45:**Densidad de lodo promedio Tiyuyacu



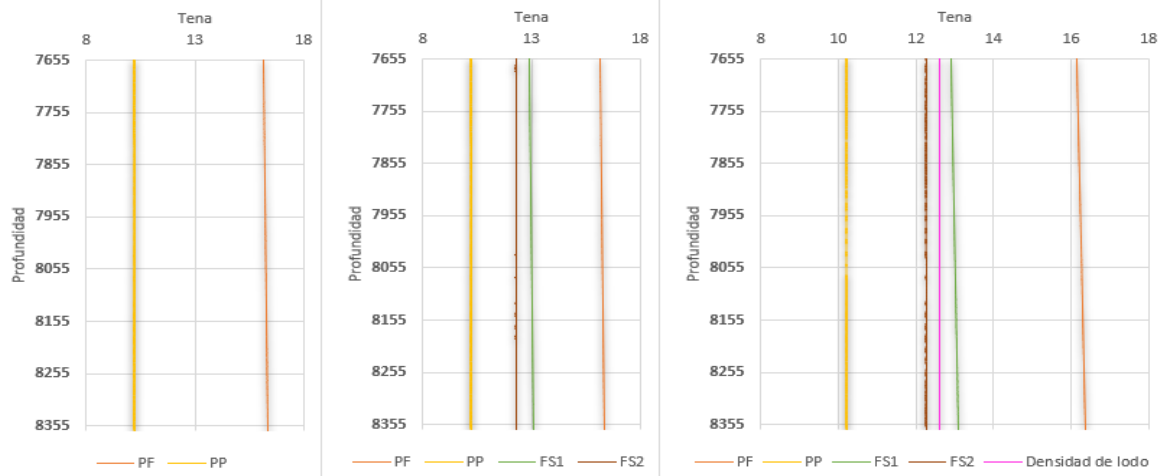
Elaborado por: Loya,2020

**Figura 46:**Densidad de lodo promedio Conglomerado



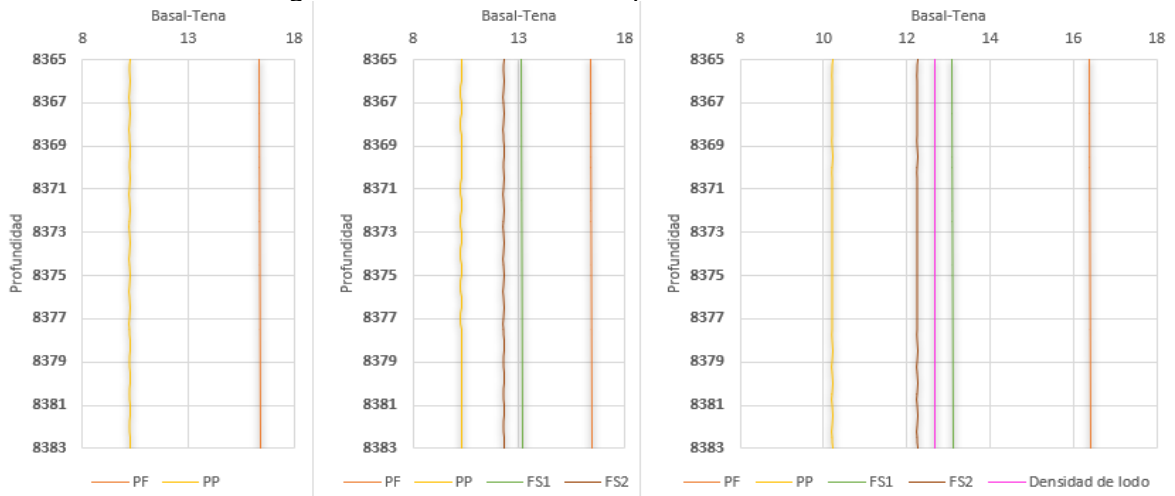
Elaborado por: Loya,2020

**Figura 47:**Densidad de lodo promedio Tena



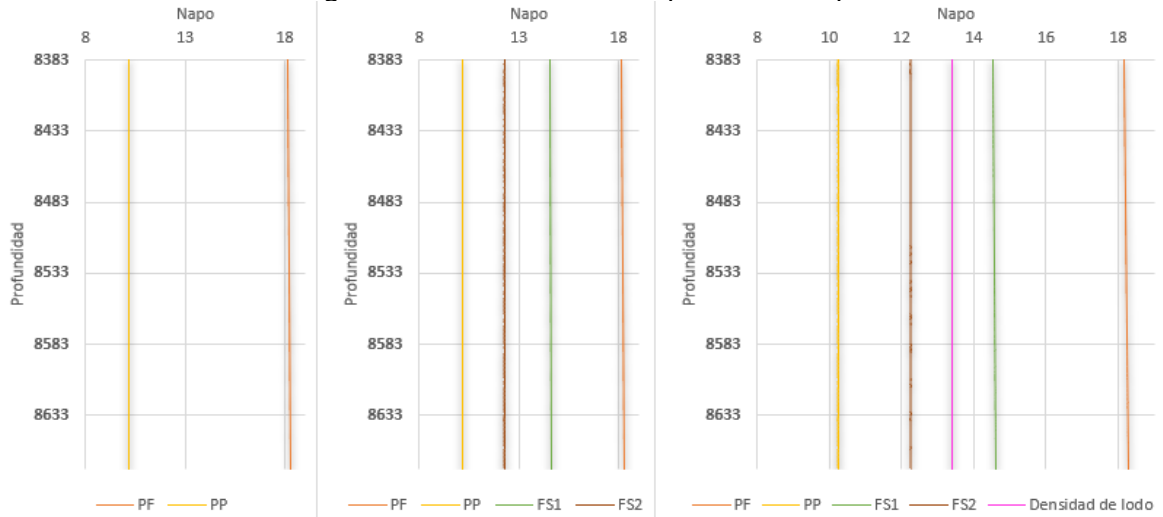
Elaborado por: Loya,2020

Figura 48:Densidad de lodo promedio Basal-Tena



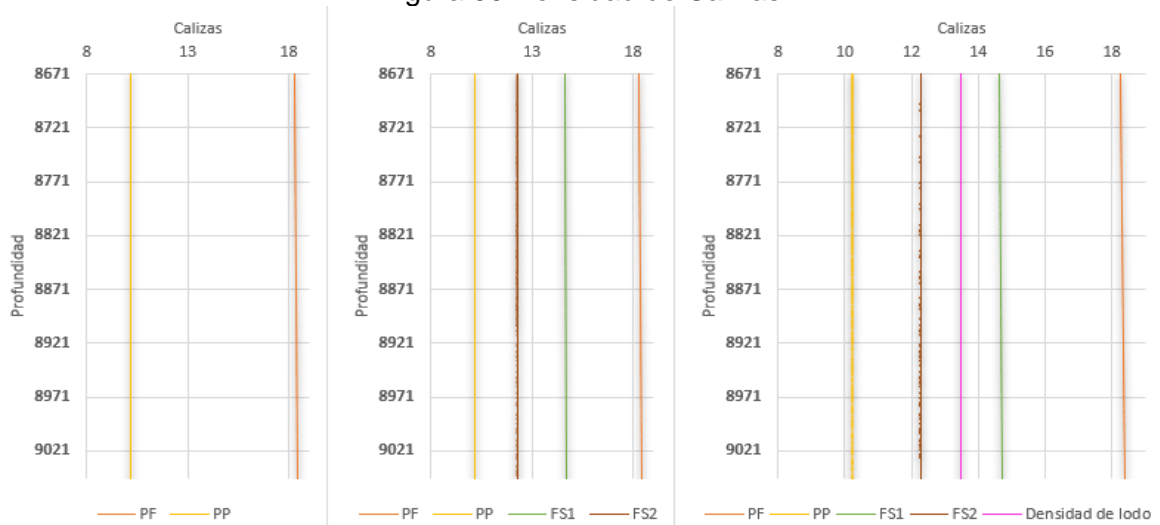
Elaborado por: Loya,2020

Figura 49:Densidad de lodo promedio Napo



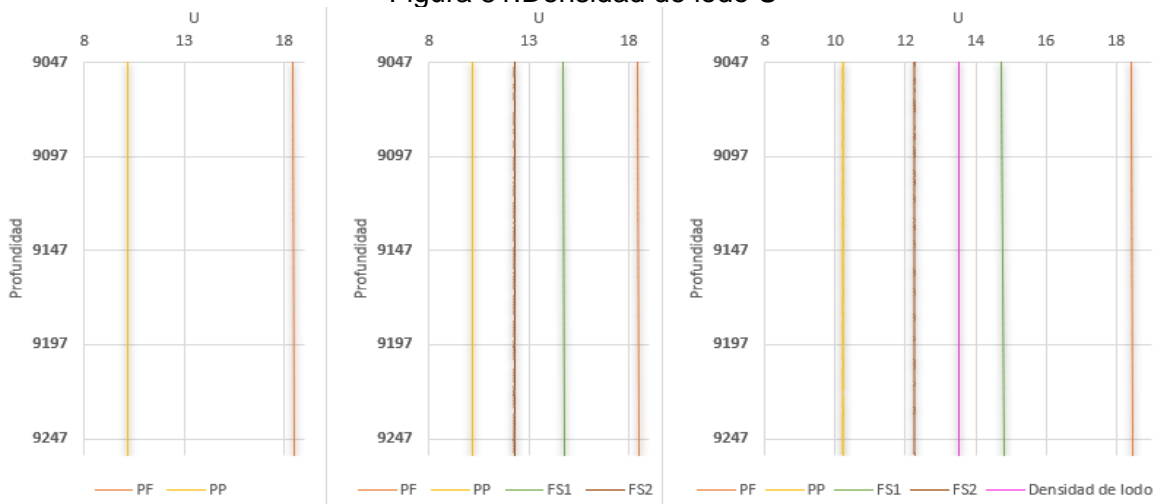
Elaborado por: Loya,2020

Figura 50:Densidad de Calizas



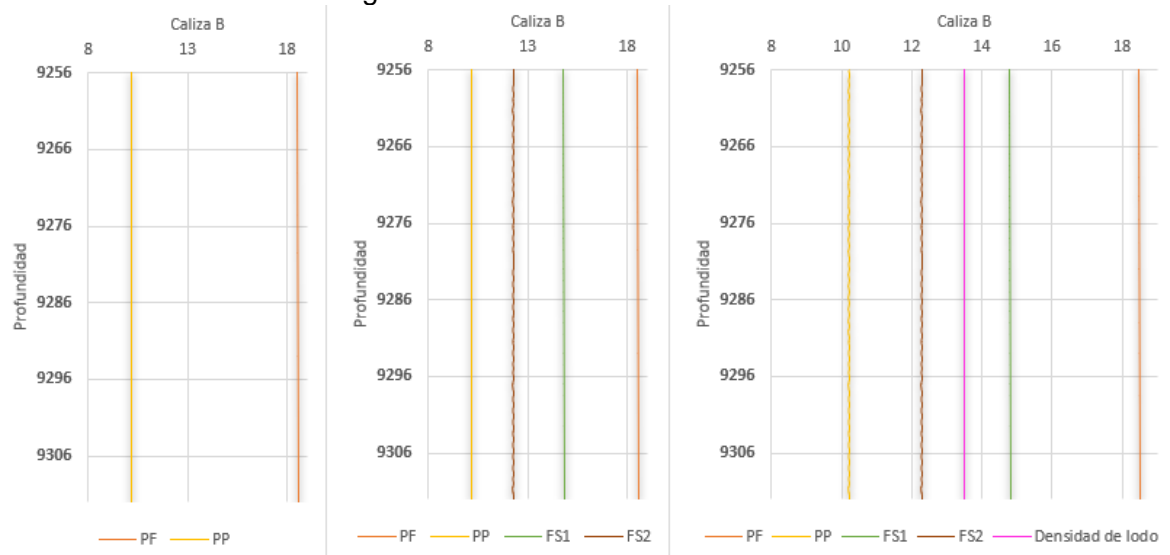
Elaborado por: Loya,2020

Figura 51:Densidad de lodo U



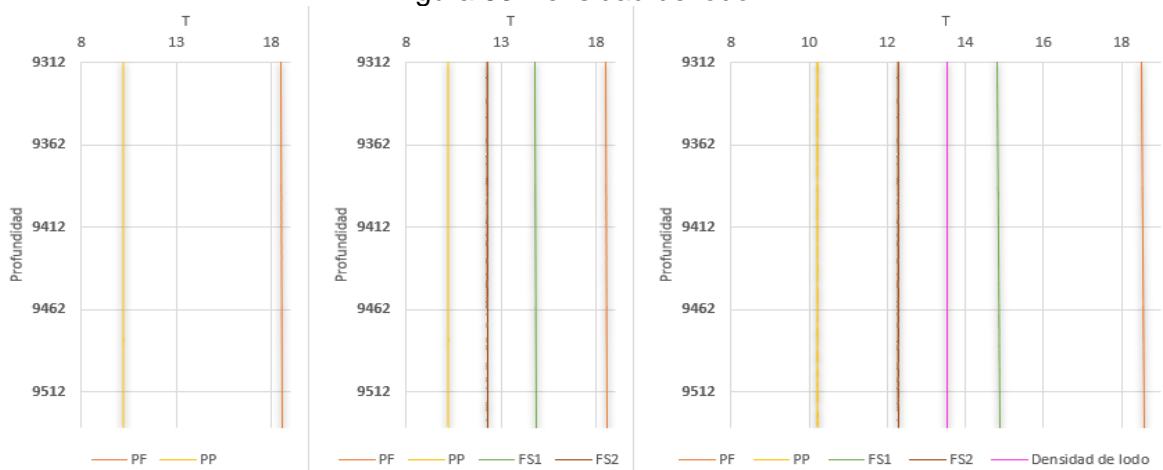
Elaborado por: Loya,2020

Figura 52:Densidad de lodo Calizas B



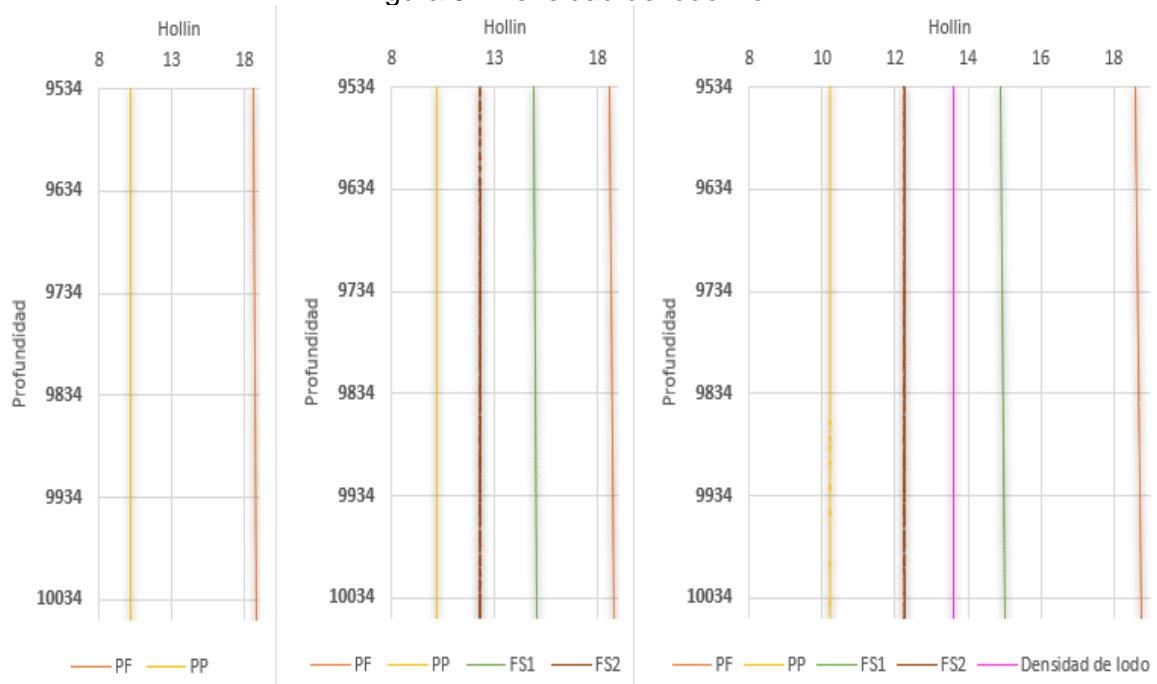
Elaborado por: Loya,2020

Figura 53:Densidad de lodo T



Elaborado por: Loya,2020

Figura 54: Densidad de lodo Hollín



Elaborado por: Loya, 2020

ANEXO 5: Respuestas de los registros eléctricos según el tipo de matriz

## General Log Matrix

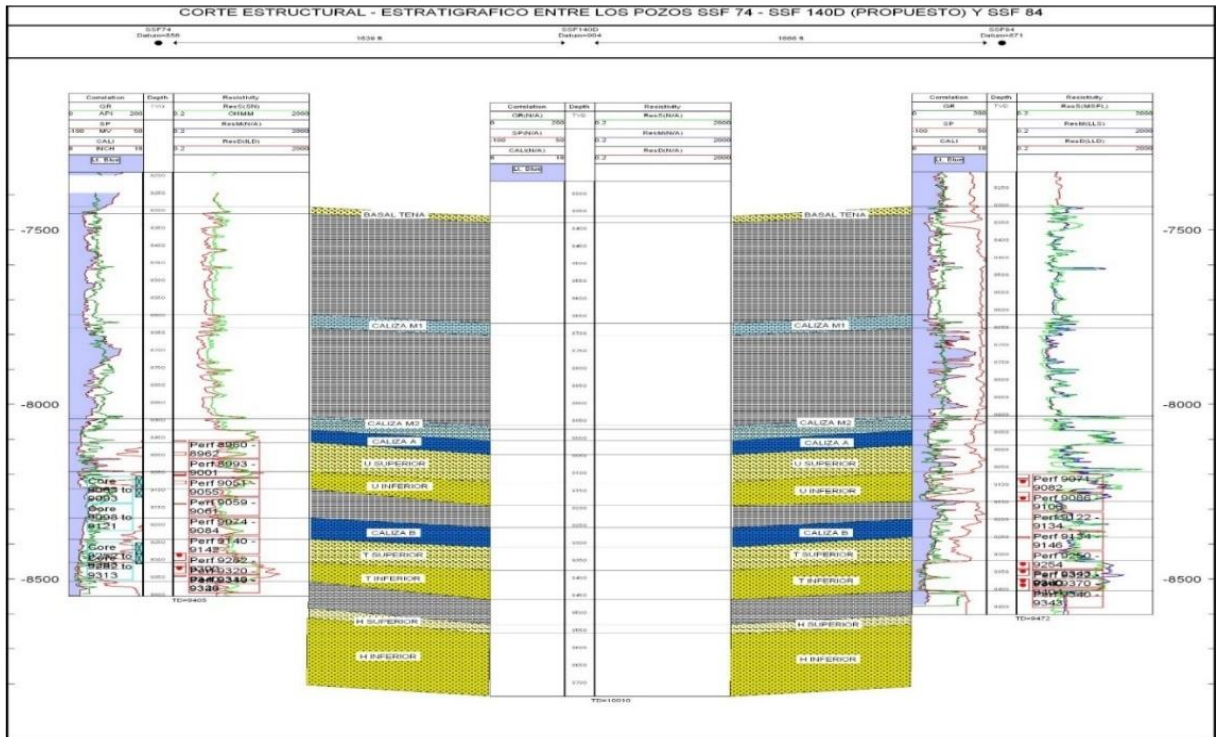
Lithology	GR	Density	Neutron	Acoustic	Resistivity	PE
Sandstone	Low (Unless RA min)	2.65	-4	53	High	1.81
Limestone	Low	2.71	0	47.5	High	5.08
Shale	High	2.2-2.7 (water content)	High (water content)	50-150 (water content)	low (water content)	1.5
Dolomite	Low (higher if U)	2.87	+4	43	High	3.14
Anhydrite	V.Low	2.98	-1	50	V.High	5.06
Salt	Low (Unless K salt)	2.03 (1.87)	-3 (-2)	67 (74)	V.High	4.65
Water	0	1-1.1 (salt & temp)	100	180-190	0 - infinite (salt & temp)	0.36 (+salt)
Oil	0	0.6-1.0 (api)	70-100 (H2 index)	210-240 (api)	V.High	Low
Gas	0	0.2-0.5 (pressure)	10-50 (H2 index)	~1000	V.High	Low

**ANEXO 6:**Riesgos potenciales de perforación

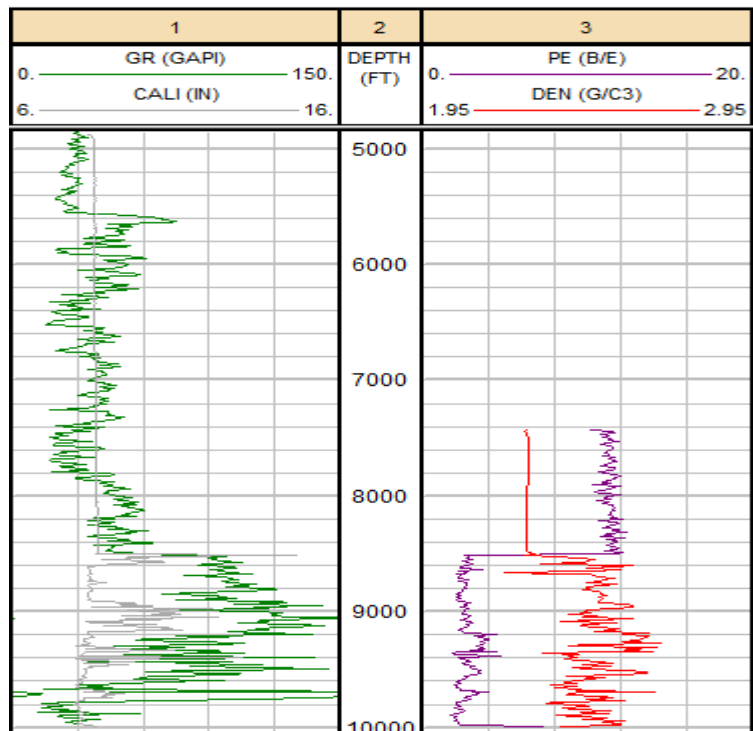
Profundidad (ft)	Riesgos potenciales de perforación
0 ~ 150	Cantos rodados y embolamiento en la perforación Pega de tubería por empaquetamiento
150 ~ 400	Fracturamiento de las formaciones atravesadas en la Perforación Taponamiento del flow line
400 ~ 4500	Formación de ojo de llave Tendencia a disminuir el ángulo Hoyo apretado/ Pega de tubería
4500 ~ 5300	Influjo de agua durante fraguado de cemento Hoyo apretado TR no llegue a Fondo
5300 ~ 6100	Problemas de limpieza de agujero Pega de tubería (FIT) Pega de tubería por cemento verde (Drillout) Variación en las presiones de circulación, real vs estimada
6100 ~ 7500	Anillamiento de la broca Shocks & vibrations (falla hta direccional) Dificultad para continuar plan direccional
7500 ~ 8050	Stick & Slip (Perforación) Casing Wear Altos valores de torque Arrastres y apoyo
8050 ~ 9300	Anillamiento de la broca por Conglomerados no perforados Inestabilidad del hueco por formaciones reactivas Pérdida de circulación durante la cementación
9300 ~ 10000	Inestabilidad de agujero y Pega de tubería Pega diferencial Altos valores de torque Pérdida de circulación al cementar liner

Elaborado por: Loya,2019

### ANEXO 7: Correlacion Pozo X-147D



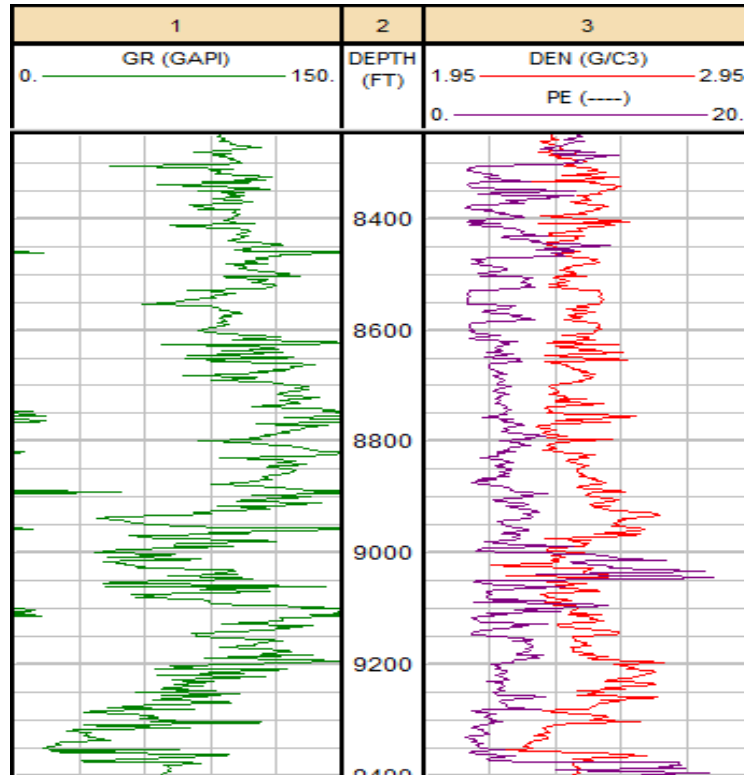
### ANEXO 8: Gamma Ray, Densidad, PEF- Pozo X-140D



Elaborado: Loya, 2019

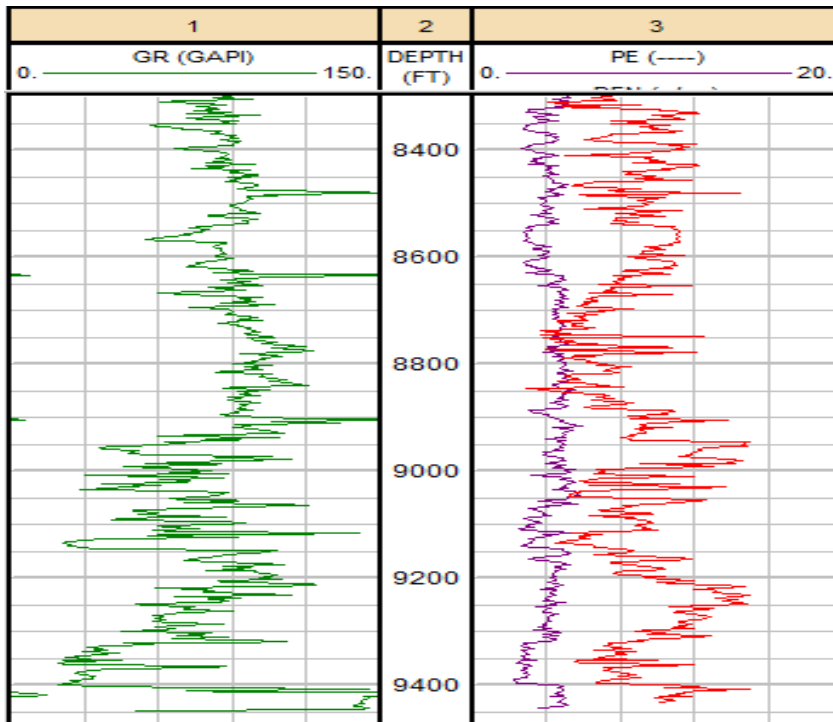


**ANEXO 10:**Gamma Ray, Densidad, PEF- Pozo X-074D



Elaborado: Loya, 2019

**ANEXO 11:**Gamma Ray, Densidad, PEF- Pozo X-084D



Elaborado por: Loya, 2019