



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
RECURSOS NATURALES
PERFORACIÓN**

DETERMINACIÓN DEL NÚMERO Y COLOCACIÓN DE ETAPAS PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS HORIZONTALES PRODUCTORES DE ACEITE-GAS DE LUTITA

TESIS

PARA OPTAR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

JAVIER HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. OSCAR C. VALDIVIEZO MIJANGOS

INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

CIUDAD DE MÉXICO, ENERO, 2018

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Fernando Samaniego Verduzco

Secretario: Dr. Rubén Nicolás López

Vocal: Dr. Oscar C. Valdiviezo Mijangos

1^{er}. Suplente: M. en I. Juan Pedro Morales Salazar

2^{do}. Suplente: M.C. David Escobedo Zenil

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

Universidad Nacional Autónoma de México e Instituto Mexicano del Petróleo, Ciudad de México.

TUTOR DE TESIS

Dr. Oscar C. Valdiviezo Mijangos

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Gracias a mi madre por apoyarme en mis decisiones y por todo su amor. No me sería posible terminar mis estudios ni ninguna de las metas que me he propuesto sin su ayuda.

Gracias a mi padre y mis hermanos por estar siempre a mi lado, por sus enseñanzas y paciencia.

Gracias a Hilda Hernández por todos sus cuidados, atenciones y amor.

Gracias al Dr. Oscar por brindarme tiempo, atención y por su apoyo en todo, ha sido pieza fundamental en este trabajo.

Gracias al Dr. Rubén por abrirme las puertas en el Instituto del Petróleo y por orientarme en mi trabajo realizado durante todo el posgrado.

Gracias al Dr. Samaniego por su enseñanza, tiempo e inspiración.

Gracias al maestro Edgar Gustavo por compartir sus conocimientos. No hay duda de que fue una grata y enriquecedora experiencia trabajar a su lado.

Gracias al maestro Juan Pedro por compartir su conocimiento, tiempo y sus aportaciones para concluir este trabajo.

Gracias a mis amigos Gregorio, Jhetro, Rene, Agustín y Enrique por compartir esta experiencia, su conocimiento y alegría.

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México por darme la oportunidad de seguir creciendo profesionalmente.

Gracias al Instituto del Petróleo por aportar información y permitir trabajar dentro de la institución.

Gracias a CONACyT por el apoyo económico para realizar mis estudios de posgrado.

CONTENIDO

RESUMEN.....	VI
ABSTRACT	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABLAS	XII
 CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	
1.1. Objetivo General.....	1
1.2. Objetivos Específicos.....	1
1.3. Antecedentes.....	1
1.4. Pozo de Estudio.....	3
1.4.1. Ubicación.....	4
1.4.2. Columna Geológica.....	4
1.4.3. Estado Mecánico.....	5
 CAPÍTULO II. TRAYECTORIA REAL DEL POZO P-1	7
2.1. Análisis de la Trayectoria del Pozo P-1.....	8
 CAPÍTULO III. PREDICCIÓN DE GEOPRESIONES DEL POZO P-1	11
3.1. Análisis de Registros Geofísicos del Pozo P-1.....	11
3.2. Presión de Sobrecarga del Pozo P-1.....	13
3.3. Presión de Poro del Pozo P-1.....	14
3.3.1. Método de Eaton.....	15
3.3.2. Método de las Compresibilidades.....	17
3.3.3. Perfil de Presión de Poro Final.....	18
3.4. Presión de Fractura del Pozo P-1.....	19
3.4.1. Método de Eaton.....	20
3.4.2. Método de Hubbert y Willis.....	20
3.4.3. Método de Matthews y Kelly.....	21
 CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA COLOCACION DE LA FRATURA HIDRÁULICA: CASO DE ESTUDIO POZO P-11	23
4.1. Diseño del Fracturamiento Hidráulico.....	24
4.1.1. Propiedades Mecánicas de la Roca.....	24
4.1.1.1. Módulo de Young.....	25
4.1.1.2. Relación de Poisson.....	26
4.1.1.3. Resistencia Uniaxial a la Compresión	27
4.1.1.4. Angulo de Fricción Interna.....	28
4.1.1.5. Esfuerzos Principales.....	29
4.1.1.6. Predicción del Esfuerzo Mínimo.....	31
4.1.1.7. Predicción del Esfuerzo Máximo.....	32
4.1.1.8. Delimitación del Esfuerzo Máximo.....	33
4.1.1.9. Falla por Tensión.....	35

4.1.1.10. Fragilidad.....	36
4.1.2. Geometría de la Fractura.....	38
4.1.2.1. Módulo de Propagación de la Fractura de Perkins y Ken.....	38
4.1.3. Diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E	40
4.1.3.1. Diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E con Curvas de Isofragilidad.....	44
4.1.3.2. Determinación del Número y Colocación de Etapas a partir de Diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E	47
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	56
Conclusiones.....	56
Recomendaciones.....	57
APÉNDICES.....	58
Apéndice A.....	58
Apéndice B.....	63
Apéndice C.....	66
Apéndice D.....	70
NOMENCLATURA.....	75
BIBLIOGRAFÍA.....	79

RESUMEN

Los hidrocarburos provenientes de lutitas (shale gas) tienen un papel fundamental en México, un estudio de la EAI (Energy Information Administration) ubica a México como el sexto país con mayores recursos recuperables de aceite-gas de lutitas y el octavo de petróleo de lutitas.

Para la explotación de los yacimientos no convencionales aceite-gas de lutitas ha sido necesario desarrollar nuevas tecnologías para enfrentar los retos que presentan, como la perforación de pozos horizontales o de alto ángulo y la terminación de pozos con fracturamiento hidráulico.

En este trabajo se presenta una metodología para la determinación y colocación de etapas para el fracturamiento hidráulico en pozos horizontales productores de aceite-gas de lutita, a través de diagramas ternarios basados en modelos micromecánicos.

Los resultados de la determinación y colocación de las etapas están basados en el análisis de diagramas ternarios $\lambda\rho - \mu\rho$ y $\nu - E$ y registros geofísicos convencionales de un pozo productor de aceite gas de lutita de la región norte de México. Estos diagramas muestran propiedades mecánicas efectivas en relación con la concentración de los minerales de arcilla-carbonato-cuarzo, con los cuales se pueden determinar los puntos más frágiles en la trayectoria de un pozo.

Los diagramas ternarios se obtienen a partir del método autoconsistente para obtener las propiedades efectivas μ_0 , k_0 , y ρ_0 el cual considera heterogeneidad de la formación. Las propiedades efectivas se calculan al resolver sistemas de ecuaciones no lineales. Además, a los diagramas ternarios se le agregaron curvas de isofragilidad para tener una mejor caracterización de las propiedades de las rocas a partir de los registros geofísicos.

De acuerdo con los criterios geomecánicos obtenidos con los diagramas ternarios $\lambda\rho - \mu\rho$, $\nu - E$ y las curvas de isofragilidad, se obtuvieron las regiones óptimas en la trayectoria del pozo de estudio, para determinar y colocar el número de etapas idóneo.

ABSTRACT

Hydrocarbons from shale gas play a fundamental role in Mexico, a study by the EIA (Energy Information Administration) ranks Mexico as the sixth country with more recoverable oil and gas resources and the eighth in shale oil.

For the exploitation of unconventional shale gas reservoir, it has been necessary to develop news technologies to face the challenges presented, such as drilling horizontal or high-angle wells and hydraulic fracturing well completion.

This work presents a methodology to establish the placement and stage number for hydraulic fracturing in horizontal wells, producing of shale-gas/oil utilizing well logs and templates $\lambda\rho - \mu\rho$ and $\nu - E$ obtained from micromechanical models.

The results obtained are based on the analysis of $\lambda\rho - \mu\rho$ and $\nu - E$ templates and well logs of a shale gas/oil well from the North Mexico. These templates show the effective mechanic properties, which relate the micro-mineral composition using carbonate, quartz and clay with the logged data and brittleness criteria to locate the most suitable intervals along the horizontal well section for hydraulic fracturing.

The templates are obtained from a self-consistent method to calculate the elastic effective properties: μ_0 , k_0 , and ρ_0 which considers the mineral heterogeneity of shale formation. The effective properties are computed through solving the system of non-linear equations. The iso-brittleness lines are added into the templates for better characterization of the elastic properties of shale rock from the well logs.

According to the geomechanical criteria obtained by the new templates $\lambda\rho - \mu\rho$, $\nu - E$ together with the iso-brittleness lines, the optimal sections on well trajectory to place hydraulic fracturing stages were distinguished.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.3.1	Extensiones productivas de lutitas en Norte América (Kuuskraa et al., 2011).	2
Figura 1.3.2	Fracturamiento hidráulico multi etapas (Alexander et al., 2011).	3
Figura 1.4.1.1	Ubicación del pozo P-1 en la cuenca de Burgos (PEMEX 2013).	4
Figura 1.4.3.1	Estado mecánico real y columna geológica del pozo P-1 (PEMEX, 2013).	5
Figura 2.1	Coordenadas de la trayectoria de un pozo direccional (PEMEX, 2011).	7
Figura 2.1.1	Trayectoria real del pozo P-1.	9
Figura 3.1.1	Registros geofísicos del pozo P-1.	11
Figura 3.1.2	Registros geofísicos del pozo P-1, con registro sísmico y de densidad completos.	13
Figura 3.2.1	Presión de sobrecarga del pozo P-1.	14
Figura 3.3.1.1	Línea de tendencia de compactación normal del pozo P-1.	16
Figura 3.3.1.2	Presión de poro del pozo P-1 estimada con el método de Eaton.	17
Figura 3.3.2.1	Presión de poro del pozo P-1 estimada con el método de Atashbari.	18
Figura 3.3.3.1	Perfil de presión de poro final del pozo P-1.	19
Figura 3.4.1.1	Presión de fractura del pozo P-1 estimada con el método de Eaton.	20
Figura 3.4.2.1	Presión de fractura del pozo P-1 estimada con el método de Hubbert y Willis.	21
Figura 3.4.3.1	Presión de fractura del pozo P-1 estimada con el método de Matthews y Kelly.	22
Figura 4.1.1.1.1	Módulo de Young del pozo P-1.	25
Figura 4.1.1.2.1	Relación de Poisson del pozo P-1.	26

Figura 4.1.1.3.1	UCS's del pozo P-1	28
Figura 4.1.1.4.1	Ángulo de ficción interna del pozo P-1.	29
Figura 4.1.1.5.1	Tensor de esfuerzos en un sistema arbitrario de coordenadas cartesianas (Modificado de Zoback, 2007).	30
Figura 4.1.1.6.1	Esfuerzo mínimo del pozo P-1	32
Figura 4.1.1.7.1	Esfuerzos principales del pozo P-1.	33
Figura 4.1.1.8.1	Delimitación del esfuerzo máximo del pozo P-1.	34
Figura 4.1.1.9.1	Resistencia a la tensión del pozo P-1.	35
Figura 4.1.1.10.1	Fragilidad promedio del pozo P-1.	37
Figura 4.1.2.1.1	Estimación de propagación de una fractura a 2750m en el pozo P-1.	39
Figura 4.2.1	Diagrama $\lambda\rho\text{-}\mu\rho$ propuesto por Valdiviezo y Nicolás (2015).	42
Figura 4.2.2	Diagrama $\nu\text{-}E$ propuesto por Valdiviezo y Nicolás (2015).	43
Figura 4.2.1.1	Diagrama $\lambda\rho\text{-}\mu\rho$ propuesto por Valdiviezo y Nicolás (2015) con curvas de isofragilidad.	45
Figura 4.2.1.2	Diagrama $\nu\text{-}E$ propuesto por Valdiviezo y Nicolás (2015) con curvas de isofragilidad.	47
Figura 4.3.1	Diagramas 3D $\lambda\rho\text{-}\mu\rho$ y $\nu\text{-}E$ del pozo P-1 en la zona de interés.	48
Figura 4.3.2	Diagramas 2D $\lambda\rho\text{-}\mu\rho$ y $\nu\text{-}E$ con curvas de isofragilidad del pozo P-1 en la zona de interés.	48
Figura 4.3.3	Zona de mayor fragilidad del pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho\text{-}\mu\rho$ con curvas de isofragilidad.	49
Figura 4.3.4	Zona de mayor fragilidad del pozo P-1 en un diagrama $\nu\text{-}E$ con curvas de isofragilidad.	49
Figura 4.3.5	Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de resistividad del pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho\text{-}\mu\rho$ con curvas de isofragilidad.	50

Figura 4.3.6	Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de resistividad del pozo P-1 en un diagrama ν - E con curvas de isofragilidad.	50
Figura 4.3.7	Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de rayos gamma del pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ con curvas de isofragilidad.	51
Figura 4.3.8	Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de rayos gamma del pozo P-1 en un diagrama ν - E con curvas de isofragilidad.	51
Figura 4.3.9	Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de porosidad del pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ con curvas de isofragilidad.	52
Figura 4.3.10	Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de porosidad del pozo P-1 en un diagrama ν - E con curvas de isofragilidad.	52
Figura 4.3.11	Diagrama ternario $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ con curvas de isofragilidad, comparación del pozo piloto vs pozo horizontal, pozo P-1.	54
Figura 4.3.12	Diagrama ternario ν - E con curvas de isofragilidad, comparación del pozo piloto vs pozo horizontal, pozo P-1.	54
Figura 4.3.13	Etapas propuestas para el fracturamiento hidráulico en el pozo P-1.	55
Figura C.1	Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 322 m de profundidad.	70
Figura C.2	Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 627 m de profundidad.	70
Figura C.3	Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 932 m de profundidad.	71
Figura C.4	Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 1237 m de profundidad.	71
Figura C.5	Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 1542 m de profundidad.	72
Figura C.6	Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 1846 m de profundidad.	72

- Figura C.7** Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 2151 m de 73 profundidad.
- Figura C.8** Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 2456 m de 73 profundidad.
- Figura C.9** Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 2761 m de 74 profundidad.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.4.2.1	Columna geológica programada y real del pozo P-1 (PEMEX, 2013)	4
Tabla 4.1.1.3.1	Correlaciones empíricas usadas para obtener UCS's del pozo P-1 (Zoback, 2006).	27
Tabla 4.1.1.5.1	Clasificación de Anderson (Zoback, 2007).	30
Tabla 4.2.1.1	Relación de Poisson y módulo de Young de minerales comunes (Mavko et al., 2009).	46
Tabla 4.3.1	Propiedades elásticas $\lambda\rho$, $\mu\rho$, ν y E en el intervalo propuesto.	53
Tabla 4.3.2	Propiedades elásticas $\lambda\rho$, $\mu\rho$, ν y E con registros geofísicos en el intervalo propuesto.	53

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo General

Obtener una metodología para determinar el número de etapas y su colocación en un fracturamiento hidráulico, a partir de las propiedades geomecánicas de las lutitas productoras de aceite o gas. Principalmente, se considerará la fragilidad, propiedades de resistencia y el régimen de esfuerzo regionales y del pozo, con el fin de contribuir a la mejor explotación de los yacimientos no convencionales en México. Además de proporcionar información para trabajos futuros en perforación de pozos horizontales en lutitas de aceite o gas.

1.2 Objetivos Específicos

- Predecir las geopresiones de un pozo horizontal.
- Calcular los esfuerzos en el pozo piloto horizontal y en la trayectoria real del pozo horizontal.
- Obtener la mineralogía por medio de registros geofísicos.
- A partir de la mineralogía y de parámetros elásticos de la formación obtener la fragilidad.

1.3 Antecedentes

El sesenta por ciento de la corteza sedimentaria de la tierra está compuesta por lutitas y es la roca madre más importante de la mayoría de los yacimientos convencionales de hidrocarburos (Blyth y Freitas, 1984). En donde, las lutitas gasíferas (shale gas) corresponden a rocas generadoras que pasaron la ventana de generación de aceite ($0.5 < Ro < 0.8$), en cuyo caso el aceite remanente se convirtió en gas por un proceso de “craqueo”; de tal manera, que son al mismo tiempo rocas generadoras y almacenadoras con alto contenido orgánico (Passey et al., 2010). Los yacimientos no convencionales como son los shale gas han tenido mayor importancia para cubrir la demanda de combustibles, sin embargo, su explotación representa retos tecnológicos debido a sus características.

La importancia de los yacimientos aceite-gas de lutita como fuente de gas natural es creciente. En 2010 representó el 23% de la producción nacional de gas en Estados Unidos de América y se estima que para 2035 su contribución sea del 49% (Hernández et al., 2014). El catalizador para el reciente auge de la exploración de las lutitas, es la lutita Barnett de Texas, se necesitaron veinte años de experiencia para que esta extensión productiva se considerara viable. Este éxito se alcanzó gracias al desarrollo y la aplicación de dos tecnologías: la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico (Boyer et al., 2011). En la actualidad existen proyectos de gran importancia en México, América Latina, Sudamérica, Europa y Asia.

En México, Petróleos Mexicanos (PEMEX) inició los trabajos de exploración de yacimientos aceite-gas de lutita a principios del 2010 identificando cinco provincias

geológicas con el potencial para producir hidrocarburos: 1) Chihuahua, 2) Sabinas-Burro-Picachos, 3) Burgos, 4) Tampico-Misantla y 5) Veracruz (PEMEX, 2013). En 2011, PEMEX estimó un potencial, considerando principalmente recursos de gas natural, en un rango de 150 a 459 TCF, con un recurso medio de 297 TCF, equivalente a alrededor de 60 mil de millones de barriles de petróleo equivalente.

El desarrollo de los yacimientos de aceite-gas de lutita en México (**Figura 1.3.1**) significa para el país la oportunidad única para incrementar la producción de aceite y gas natural en el largo plazo, así como para detonar beneficios en términos de inversiones, empleo, recaudación de impuestos y desarrollo económico regional.

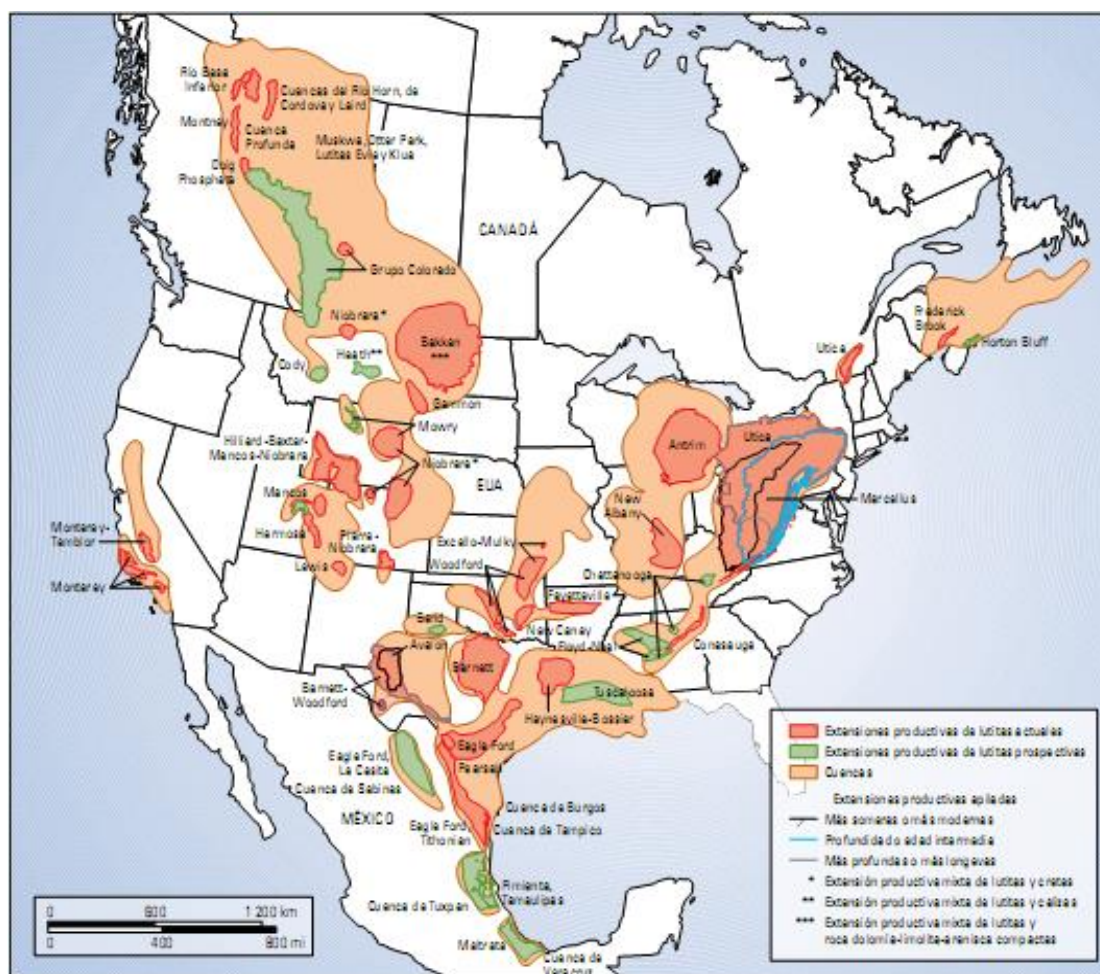


Figura 1.3.1 Extensiones productivas de lutitas en Norte América (Kuuskraa et al., 2011).

La explotación de yacimientos no convencionales del tipo aceite-gas de lutita ha tenido éxito utilizando dos tecnologías; la perforación de pozos horizontales y la estimulación por fracturamiento hidráulico multi etapas (**Figura 1.3.2**). Sin embargo, a pesar de los resultados obtenidos con la utilización de estas tecnologías se considera que se debe tener una mejor comprensión de la geología del área, así como integrar datos de diversas fuentes para optimizar la perforación y la terminación de los pozos.

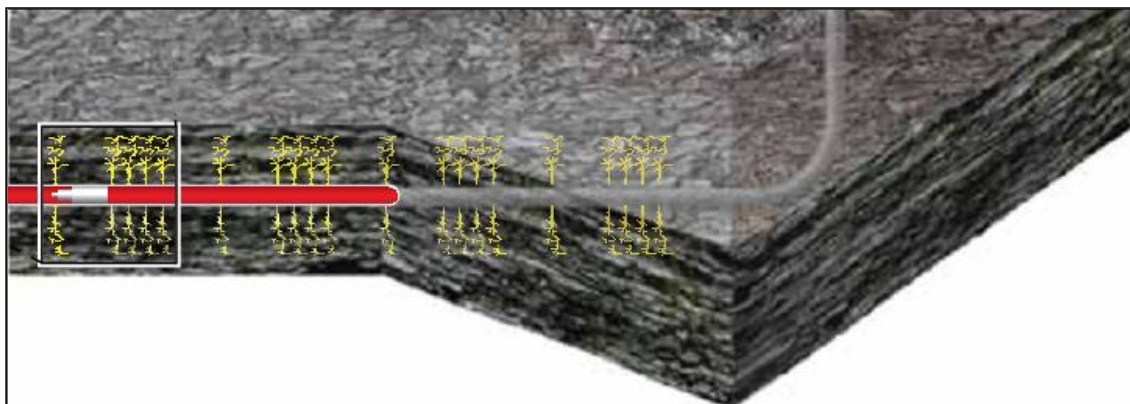


Figura 1.3.2 Fracturamiento hidráulico multi etapas (Alexander et al., 2011).

Entre los beneficios de la perforación horizontal esta la utilización de pocos pozos para explotar un yacimiento, los cuales pueden extraer un mayor volumen de hidrocarburos en comparación con los pozos verticales. Además, en la perforación de la sección horizontal, se puede utilizar un fluido de perforación de menor densidad, ocasionando menor daño a la formación que cuando se utiliza un fluido de alta densidad, para mantener la presión del pozo con respecto a la presión de la formación.

Por otra parte, una de las técnicas novedosas que han surgido en la perforación de pozos no convencionales, es el fracturamiento hidráulico asociado a la perforación horizontal. La fractura hidráulica es un proceso que permite aumentar el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Sin embargo esta técnica requiere del uso de millones de litros de agua mezclada con aditivos químicos que pueden dañar el medio ambiente. La perforación horizontal combinada con el fracturamiento hidráulico permite producir hidrocarburos en yacimientos no convencionales (SENER, 2013).

1.4 Pozo de Estudio

Para este trabajo se tomaron datos del pozo P-1 localizado en el activo Integral Burgos, siendo uno de los primeros pozos horizontales productores de gas-aceite de lutitas perforados en México.

La perforación del pozo P-1 (pozo piloto) inició el 10 de abril del 2013 y finalizó el día 22 de mayo del mismo año, con una profundidad de 2880 metros verticales (mv). La perforación de la sección horizontal inició el día 23 de mayo a la profundidad a 2340 metros desarrollados (md) y terminó el día 24 de Julio del 2013 con una profundidad de 4426 md. El objetivo del pozo P-1 fue la Formación Pimienta como Play No Convencional y comprobar la presencia de hidrocarburos líquidos en la misma, además de contribuir a la incorporación de reservas en el proyecto de Burgos (PEMEX, 2013).

1.4.1 Ubicación

El Pozo P-1 se localiza en el estado de Nuevo León en el municipio de China, a 128.13 km al s 63°08'21.35'' w de Reynosa, Tamaulipas (**Figura 1.4.1.1**), con coordenadas UTM X: 457, 941.41 m y Y: 2, 826,077.39 m (PEMEX, 2013).

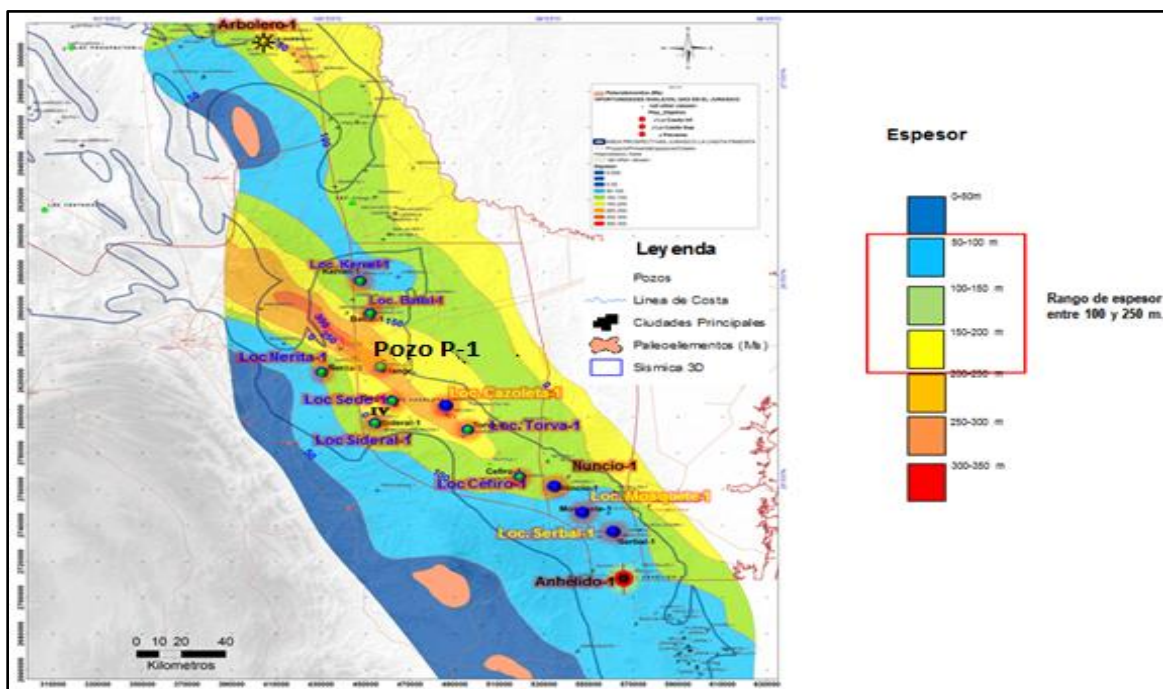


Figura 1.4.1.1 Ubicación del pozo P-1 en la cuenca de Burgos (PEMEX 2013).

1.4.2 Columna Geológica

La **Tabla 1.4.2.1** muestra la columna geológica programada y real del pozo P-1.

Tabla 1.4.2.1 Columna geológica programada y real del pozo P-1 (PEMEX, 2013)

Columna Estratigráfica Programada		
Edad / Formación	Programada	Real
	Mdbmr	Mdbmr
P. INDEFERENCIADO	AFLORA	AFLORA
K. Sup. MÉNDEZ	395	385 (RE)/ 420 (P)
K. SUP. SAN FELIPE	1460	1437 (RE)/ 1430 (P)
K. SUP. AGUA NUEVA	1665	1509 (RE) / 1510 (P)
K. INF. TAMAULIPAS SUP.	1750	1750 (RE) / 1740 (P)
K. INF. OTATES	1900	1909 (RE) / 1840 (P)
K. INF. TAMAULIPAS INF.	1918	1917 (RE) / 1910 (P)
J. SUP. PIMIENTA	2660	2638 (RE) / 2644 (L) / 2650 (P)
J. SUP. OLVIDO	2870	2843 (RE) / 2855 (L) / 2860 (P)
PT. PILOTO	2890	2880
P.TOTAL	4465	
P= Cima Paleontológica	RE= Cima en Registro	L= Cima Litológica

1.4.3 Estado Mecánico

El pozo exploratorio P-1 se perforó en tres etapas en su sección vertical mientras que la sección horizontal se perforó en dos etapas (**Figura 1.4.3.1**), teniendo una profundidad total de 2746 m de profundidad vertical (TVD por sus siglas en inglés) en donde se alcanzó la formación del Play Jurásico Superior Pimienta.

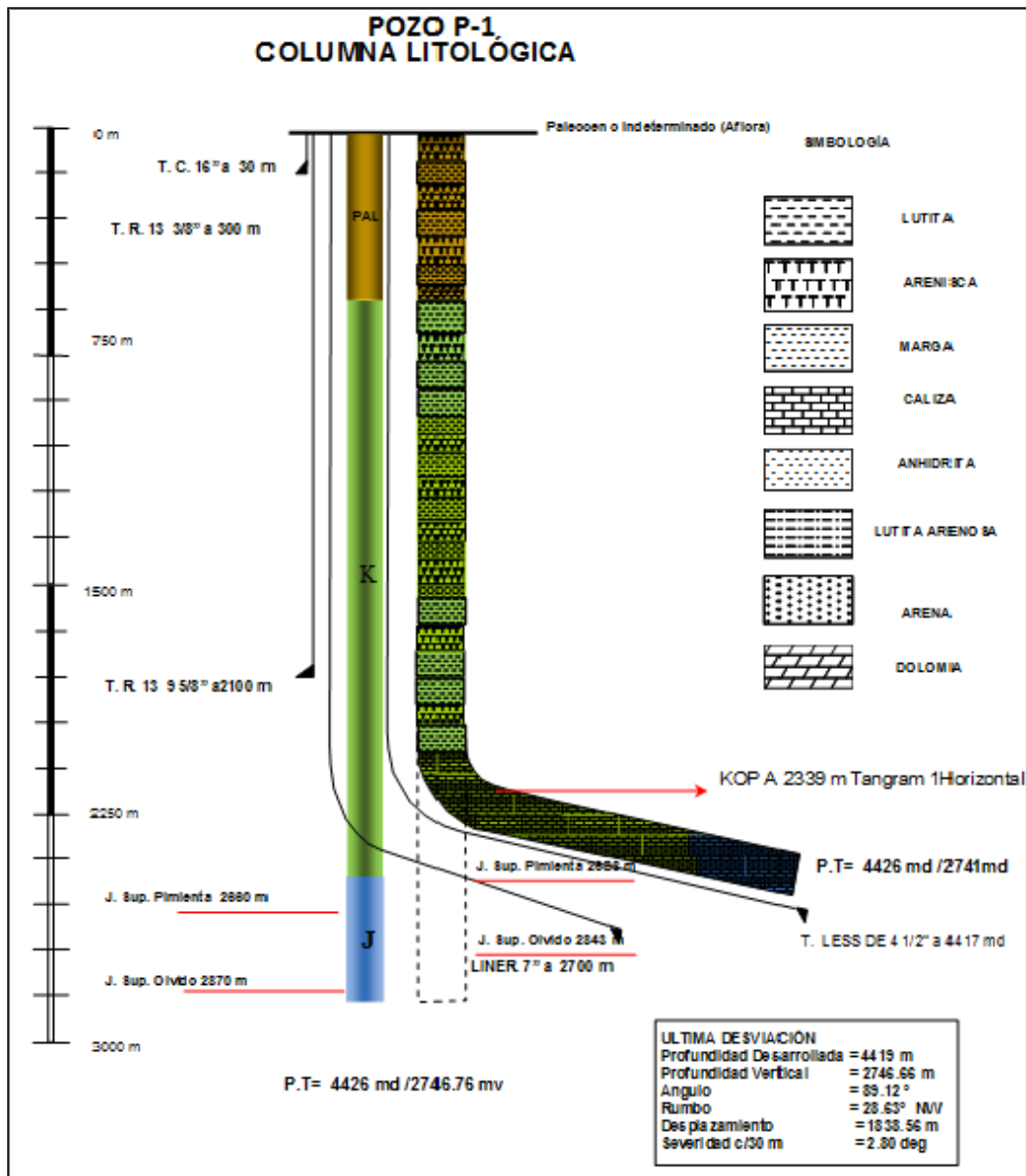


Figura 1.4.3.1 Estado mecánico real y columna geológica del pozo P-1 (PEMEX, 2013).

La primera etapa del pozo piloto se perforó con un fluido de perforación base agua, con densidad de 1.14 a 1.25 gr/cm³ y se cementó una tubería de revestimiento (TR) de 13 3/8" a 307 m. En la segunda etapa se utilizó un fluido de perforación base aceite, con una densidad inicial de 1.17 a 1.19 gr/cm³ y se cementó tubería de revestimiento (TR) de 9 5/8" a 1918 m, mientras que en la tercera etapa la densidad del fluido de perforación fue de 1.25 a 1.21 gr/cm³ en donde se colocó un tapón de

cemento de abandono a 2880 a 2680 m y un tapón de cementó de desvío de 2475 a 2245 m (PEMEX, 2013).

La etapa tres (side track) se perforó iniciando la construcción de la sección tangencial a 2339 m, perforando a 2724 m; el fluido de perforación que se utilizó fue de 1.2 gr/cm^3 terminando en 1.24 gr/cm^3 de densidad y se cementó un liner de 7" a 2700 m. La cuarta etapa en la sección horizontal se utilizó un lodo de perforación base aceite con densidad de 1.24 a 1.62 gr/cm^3 y se cementó tubería de producción (TP) de 4 1/2" a 4417 m (PEMEX, 2013).

CAPÍTULO II

TRAYECTORIA REAL DEL POZO P-1

El pozo P-1 se perforó en un play no convencional (shale gas-aceite) el cual permitió debido a sus características (baja permeabilidad y geometría del objetivo) que fuera un pozo horizontal con un ángulo de aproximadamente 88° con respecto a la vertical (PEMEX, 2013). La ventaja primordial de hacer un pozo horizontal fue tener mayor área de drene evitando la construcción de varios pozos verticales para obtener la misma área de drene que da un solo pozo horizontal.

Para el análisis de la trayectoria de un pozo se utiliza algún método que calcule las coordenadas de la trayectoria a diferentes profundidades (**Figura 2.1**), a partir de los datos de profundidad, ángulo de inclinación y azimut tomados de algún instrumento de medición como lo es el MWD (Measure While Drilling).

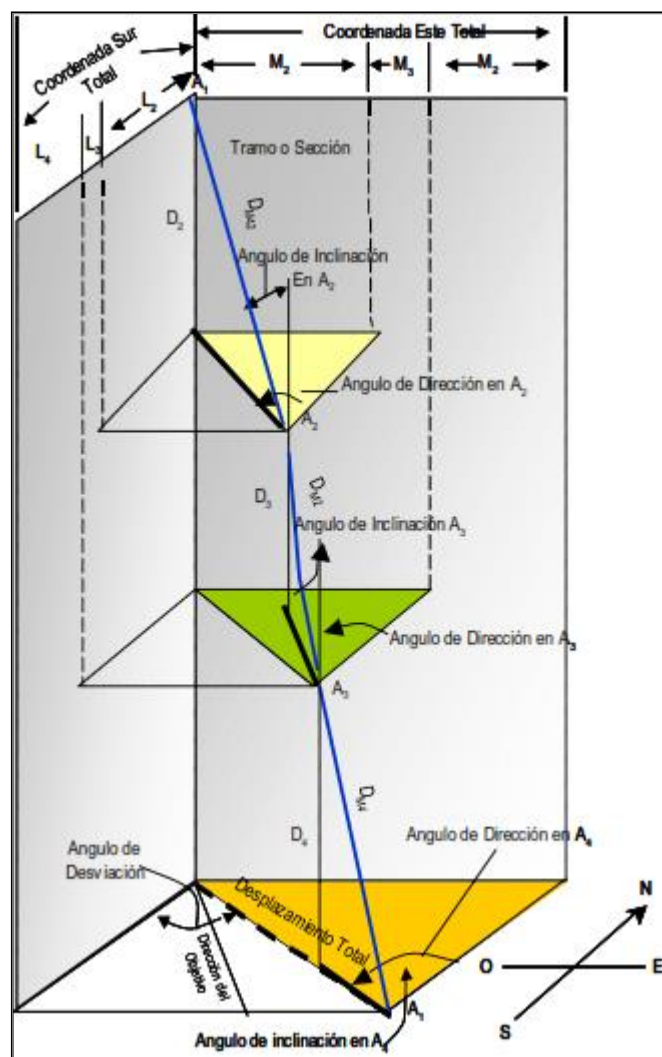


Figura 2.1 Coordenadas de la trayectoria de un pozo direccional (PEMEX, 2011).

2.1 Análisis de la Trayectoria del Pozo P-1

Existen varios métodos para el cálculo de coordenadas de la trayectoria de un pozo, pero son cuatro los que comúnmente se usan (método tangencial, método de ángulo promedio, método de curvatura mínima y método de radio de curvatura) siendo el método de curvatura mínima el más usado.

Para el caso del análisis de la trayectoria del Pozo P-1 se calcularon las coordenadas NS, SW, y TVD con el método tangencial, ángulo promedio, curvatura mínima y radio de curvatura, programados en MATLAB (**Apéndice A**). Para graficar la trayectoria se seleccionó el método de curvatura mínima debido a que es el que presenta menor incertidumbre.

El método de curvatura mínima utiliza la medición de los ángulos anteriores y los ángulos del punto a calcular, además asume un plano oblicuo con el cual describe una trayectoria de arco circular suave. Este método considera el cambio de ángulo que existe entre dos estaciones de medición (β), también conocido como el ángulo de “pata de perro”.

Este método ocupa las siguientes ecuaciones:

Cambio de ángulo entre dos estaciones de medición (pata de perro)

$$\cos(\beta_i) = \cos(\alpha_2 - \alpha_1) - \{\sin(\alpha_1) * \sin(\alpha_2) * [1 - \cos(\varepsilon_2 - \varepsilon_1)]\}, \quad (2.1.1)$$

donde:

β_i = Cambio de ángulo entre dos estaciones de medición (pata de perro)

α_1 = Angulo de Inclinación anterior

α_2 = Angulo de Inclinación

ε_1 = Angulo de Dirección anterior (Azimut)

ε_2 = Angulo de Dirección (Azimut)

Factor de relación entre la sección recta y la sección curva

$$F_i = (2/\beta_i) * \tan(\beta_i/2), \quad (2.1.2)$$

donde:

F_i = Factor de relación entre la seccion recta y curva

Coordenada norte/sur

$$L_i = (D_{Mi}/2) * \sin(\alpha_{i-1}) * \sin(\varepsilon_{i-1}) + \sin(\alpha_i) * \sin(\varepsilon_i) * F_i, \quad (2.1.3)$$

donde:

L_i = Coordenada NS

$D_{Mi} = MD = \text{Profundidad Desarrollada}$

$\alpha_i = \text{Angulo de Inclinación}$

$\alpha_{i-1} = \text{Angulo de Inclinación anterior}$

$\varepsilon_i = \text{Angulo de Dirección (Azimut)}$

$\varepsilon_i = \text{Angulo de Dirección anterior (Azimut)}$

Coordenada este/oeste

$$M_i = (D_{Mi}/2) * \text{sen}(\alpha_{i-1}) * \cos(\varepsilon_{i-1}) + \text{sen}(\alpha_i) * \cos(\varepsilon_i) * F_i, \quad (2.1.4)$$

donde:

$M_i = \text{Coordenada EO}$

Profundidad vertical

$$D_i = (D_{Mi}/2) * \cos(\alpha_{i-1}) + \cos(\alpha_i) * F_i, \quad (2.1.5)$$

donde:

$D_i = \text{Profundidad Vertical Verdadera (TVD)}$

Utilizando las fórmulas anteriores se obtuvo la trayectoria real del pozo P-1 (**Figura 2.1.1**), en donde se puede observar con claridad que se trata de un pozo horizontal.

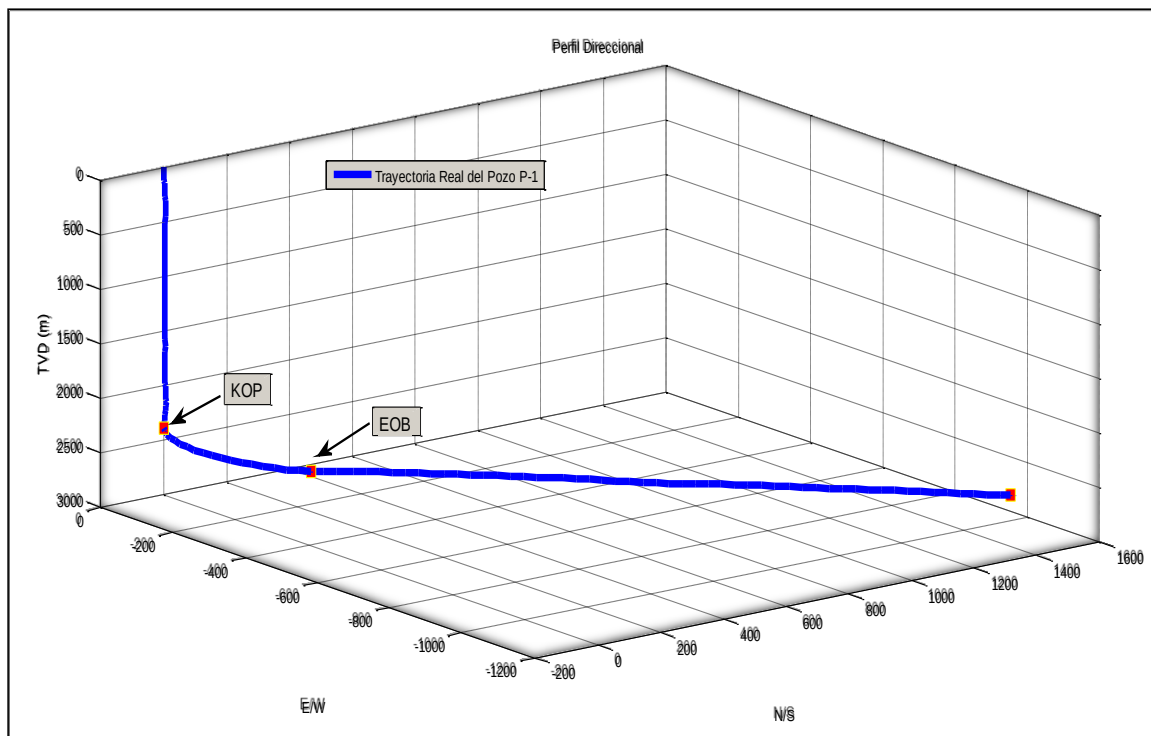


Figura 2.1.1 Trayectoria real del pozo P-1.

Los resultados obtenidos son muy cercanos a los reportados por PEMEX, por ejemplo, la profundidad vertical de 2746m calculada es muy cercana a la reportada de 2741m, el KOP se estimó a los 2381m mientras que en el estado mecánico del pozo se considera a 2339m. Los resultados obtenidos son muy aproximados a los reportados, por lo que podemos concluir que la trayectoria calculada se puede utilizar en cálculos posteriores.

CAPÍTULO III

PREDICCIÓN DE GEOPRESIONES DEL POZO P-1

La evaluación y estimación de los gradientes de sobrecarga, formación y fractura son de vital importancia dentro de la perforación de pozos. Constituyen la base para la programación de las densidades de lodo y asentamiento de las tuberías de revestimiento, además con una buena estimación se pueden evitar problemas de flujo y descontrol, pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, colapsos de tuberías y derrumbes de formación. Por lo que es necesario estimar las geopresiones que son la presión de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura.

Existen diferentes métodos para la predicción de geopresiones, para el caso de estudio de este trabajo se utilizaron los registros geofísicos de tiempo de tránsito, resistividad y densidad, los cuales se ajustaron con datos de densidad del fluido de perforación reportados del pozo P-1. Cabe señalar que este análisis de pozo se realizó post mortem.

3.1 Análisis de Registros Geofísicos del Pozo P-1

Los registros geofísicos del pozo piloto P-1 (**Figura 3.1.1**) que se utilizaron en el análisis del pozo P-1 son; caliper (Cali), rayos gamma (GR), resistivo (AF90), sínico (DTCO), porosidad densidad (NPHI) y porosidad neutrón (DPHI) y densidad total (RHOM).

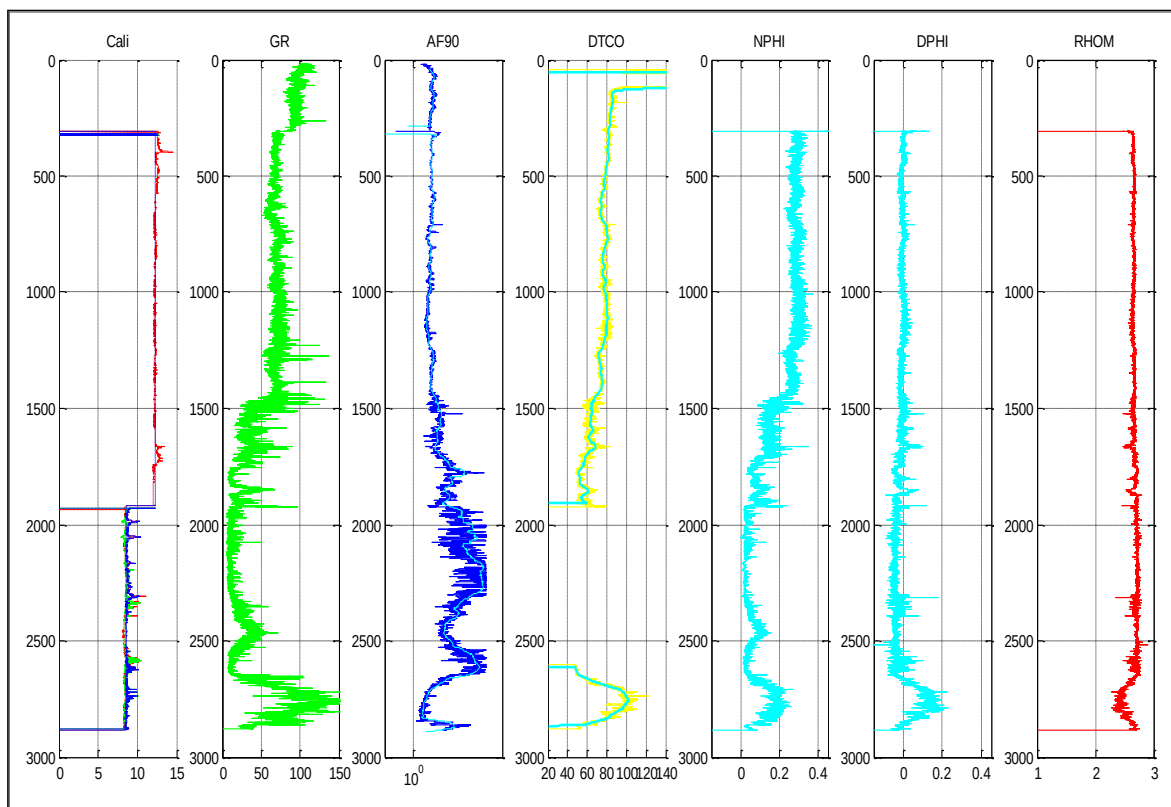


Figura 3.1.1 Registros geofísicos del pozo P-1.

En la **Figura 3.1.1** se puede observar que los registros de densidad (línea roja) y sónico (amarilla) están incompletos por lo que es necesario completar los registros con una correlación empírica que se ajuste al comportamiento de estos registros, ya que serán necesarios para la estimación de las presiones de sobrecarga, poro y de fractura.

Para el caso del registro sónico se utilizó la correlación de Faust (Mavko et al., 2009). Para un mejor ajuste de las curvas obtenidas de la correlación se modificaron los coeficientes de la ecuación original, de modo que:

$$DTc = 513 * \left(\frac{z}{0.3048} \right) * R^{-\frac{1}{6}} \text{ si } DTc = -999.2500. \quad (3.1.1)$$

$$DTc = 350 * \left(\frac{z}{0.3048} \right) * R^{-\frac{1}{6}} \text{ si } Dtc < 150 \text{ m de profundidad}, \quad (3.1.2)$$

donde:

$DTc = \text{Registro sónico}$

$z = \text{Profundidad}$

$R = \text{Registro resistivo}$

$-999.2500 = \text{Valor nulo o erróneo del registro}$

Los coeficientes utilizados para el ajuste de la tendencia del registro sónico real fueron de 513 y 350. El coeficiente de 513 se utilizó para obtener valores de DTc donde se tenían lecturas de -999.2500 (valores erróneos), mientras que el coeficiente de 350 se utilizó para obtener en profundidades menores a 1450 metros.

Para el caso del registro de densidad se utilizó la correlación de Gardner (1974). Al igual que en la correlación de Faust, se modificaron los coeficientes para el ajuste de las curvas obtenidas con correlación y el registro de resistividad real, de modo que se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$R = 1.36 * \left(\frac{3048}{DTc} \right)^{0.386} \text{ si } R = -999.2500. \quad (3.1.3)$$

$$R = 1.85 * \left(\frac{3048}{DTc} \right)^{0.265} \text{ si } R < 1450 \text{ m de profundidad}. \quad (3.1.4)$$

Los coeficientes para ajustar los resultados obtenidos de la correlación de Gardner con el registro de resistividad real fueron 1.36, 0.386, 1.85 y 0.265. Los dos primeros coeficientes se utilizaron para obtener valores de resistividad donde se tenían lecturas de -999.2500, mientras que los coeficientes de 1.85 y 0.265 se utilizaron para obtener valores de resistividad en profundidades menores a 1450 metros.

En la **Figura 3.1.2** se puede observar que los registros de densidad (línea roja) y sónico (línea amarilla) están completos. De 0 a 400 m de profundidad se completó

el registro de densidad, mientras que el registro sónico se completó de 0 a 150 y de 1900 a 2660 m.

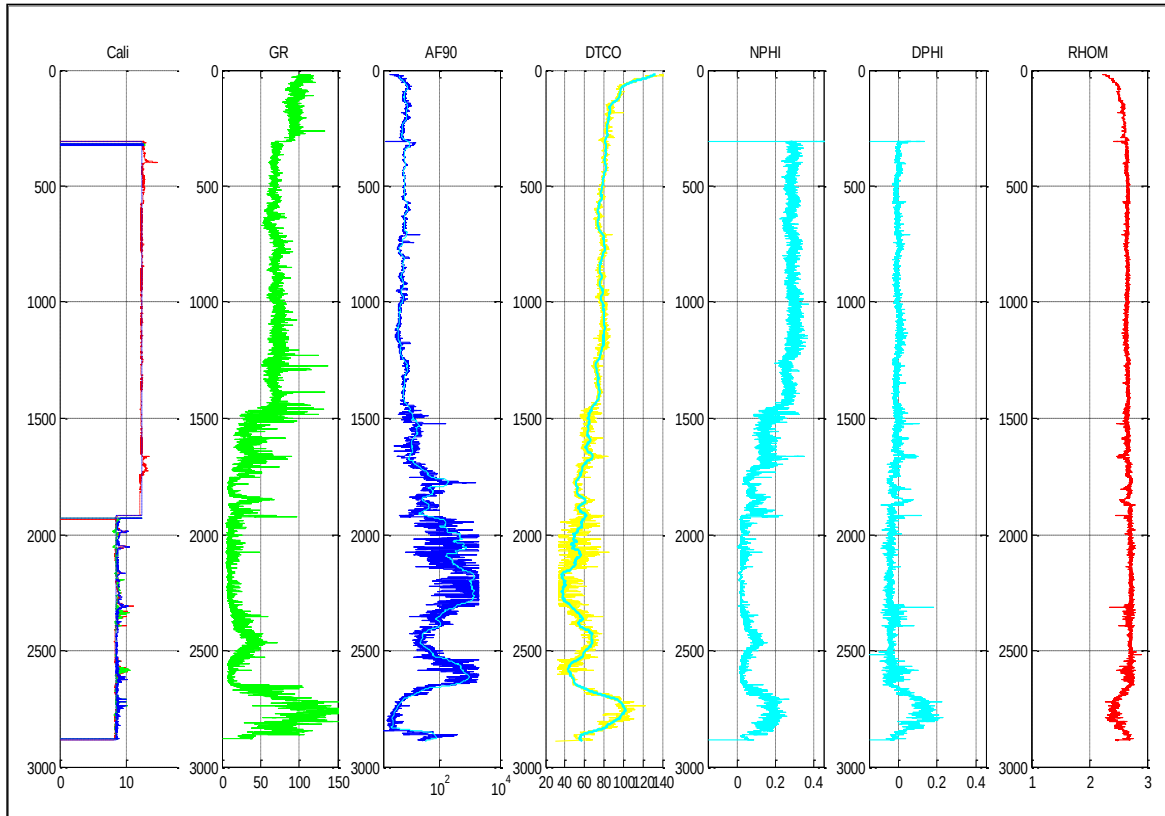


Figura 3.1.2 Registros geofísicos del pozo P-1, con registro sónico y de densidad completos.

Con los registros completos se pueden obtener las presiones de sobrecarga, poro, fractura, los esfuerzos máximo y mínimo y algunos parámetros elásticos como el módulo de Young y la relación de Poisson.

3.2 Presión de Sobrecarga del Pozo P-1

La presión de sobrecarga o también conocida como esfuerzo vertical es producido por la carga litostática a una profundidad determinada. Es fundamental para el cálculo de la presión de poro por lo que la exactitud tendrá una relación directa con la presión de sobrecarga. Para la estimación de esta presión se utilizó el método de la integral (Bourgoyne et al., 1991).

$$S_v = \int_{Z_i}^{Z_{i-1}} \rho(z)g \, dz = \sum_i^n \rho_i(Z_i - Z_{i-1}), \quad (3.2.1.1)$$

donde:

S_v = Esfuerzo vertical

$\rho(z)$ = Densidad en función de la profundidad

g = Gravedad

ρ_i = Densidad de la i – ésima medición del registro de densidad (RHOB)

z_i = i – ésimo dato de profundidad vertical

z_{i-1} = i – ésimo dato anterior de profundidad vertical

La **Figura 3.2.1** muestra la sobrecarga o esfuerzo vertical (línea roja) del pozo P-1 calculado con la ecuación de la integral en mega pascales.

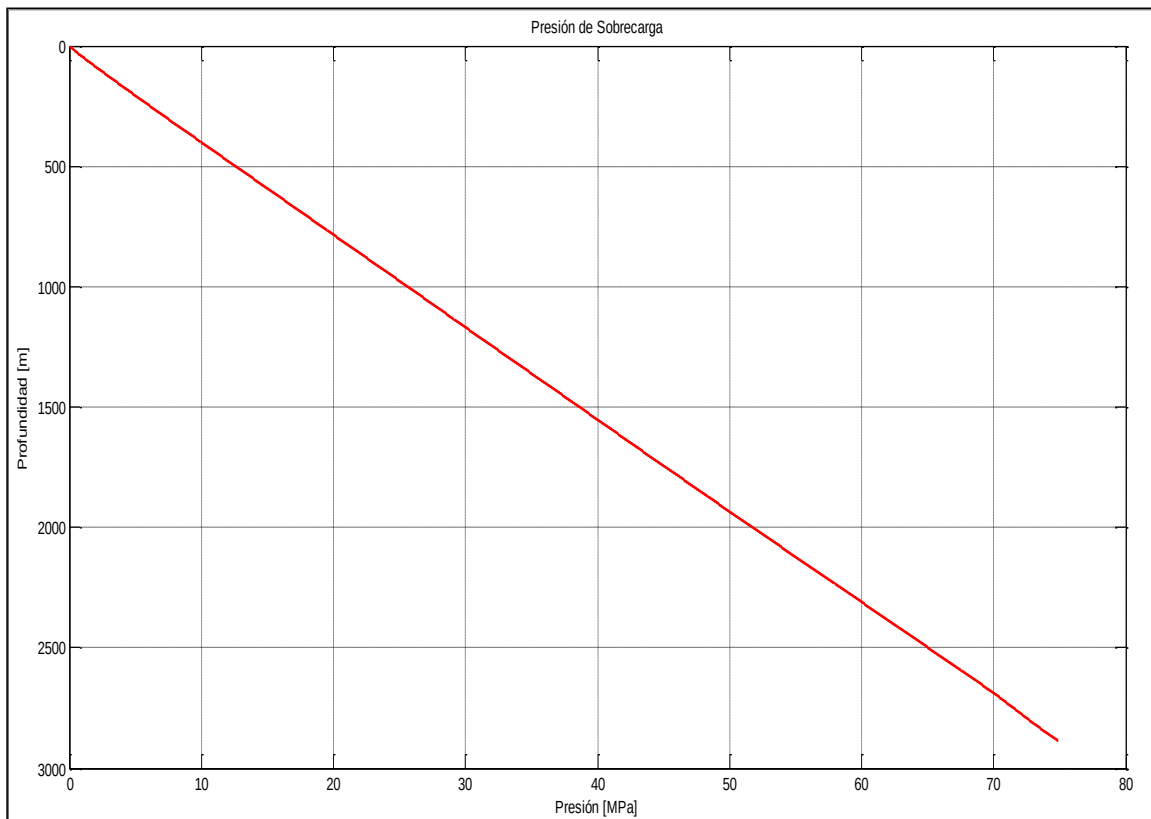


Figura 3.2.1 Presión de sobrecarga del pozo P-1.

3.3 Presión de Poro del Pozo P-1

Existen varios métodos para la obtención de la presión de los fluidos en el espacio poroso de la roca, Hottman y Johnson (1965), Eaton (1969) y Bowers (1995) por mencionar los más convencionales. Para el caso del pozo P-1 se utilizaron los métodos de Eaton y de Atashbari et. al. (2012), debido a la exactitud que nos da cada uno a diferentes profundidades por el cambio de litología que se presenta en la formación. El método de Eaton fue utilizado de 0 a 1476 m (Terciario) y el método de Atashbari et. al., o método de las compresibilidades de 1478 a 2880 m de profundidad (Cretácico-Jurasico).

La finalidad de utilizar los dos métodos fue determinar la presión de poro con el mínimo error posible. El método de Eaton se ajusta a la presión de poro normal hasta los 1476 metros de profundidad, a partir de esa profundidad las presiones tienden a ser negativas, mientras que el método de Atashbari et. al., se ajusta a

partir de los 1476 hasta los 2280 metros de profundidad, sin embargo, no lo es así antes de los 1476 metros, ya que la presión de poro se aleja considerablemente de la presión normal.

3.3.1 Método de Eaton

El método de Eaton (1969) se basa en el principio de Terzaghi (1943), el cual establece que la compactación de material geológico es la gobernada por la diferencia entre la presión total de confinamiento y la presión del fluido en los poros. Esta diferencia se define como esfuerzo efectivo (ecuación 3.3.1.1), por lo que a este método se le considera como un método de esfuerzo efectivo:

$$\sigma_e = S_v - p_p, \quad (3.3.1.1)$$

donde:

$\sigma_e =$ Esfuerzo efectivo

$p_p =$ Presión de poro

Las ecuaciones del método de Eaton que involucran el tiempo de tránsito (ecuación 3.2.1.2) y la resistividad (ecuación 3.2.1.3) fueron las que se utilizaron para la estimación de la presión de poro del pozo P-1 de 0 a 1478 m.

$$\sigma_e = \sigma_n \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t} \right)^n, \quad (3.3.1.2)$$

donde:

$\sigma_n =$ Esfuerzo efectivo normal

$\Delta t_n =$ Línea de tendencia de compactación normal del registro sínico

$\Delta t =$ Lectura del registro sínico

$$\sigma_e = \sigma_n \left(\frac{R}{R_n} \right)^n, \quad (3.3.1.3)$$

donde:

$R_n =$ Línea de tendencia de compactación normal del registro resistivo

La **Figura 3.3.1.1** muestra el ajuste de la línea de tendencia de compactación normal (LTCN) del registro sínico (lado izquierdo) y del registro de resistividad (lado derecho). La línea LTCN está representada en color negro en ambos registros así como las ecuaciones que la representan.

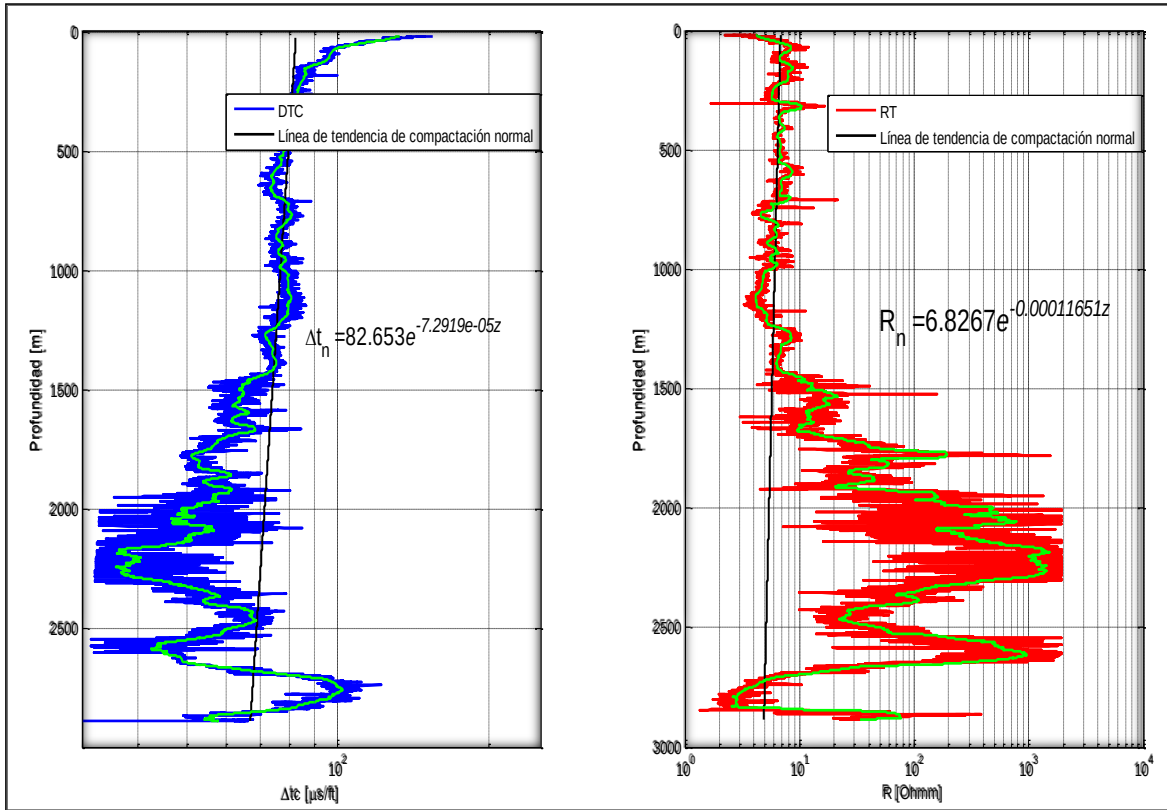


Figura 3.3.1.1 Línea de tendencia de compactación normal del pozo P-1.

La ecuación de la línea de tendencia de compactación normal (LTCN) para el registro sónico es:

$$\Delta t_n = 82.653e^{-0.000072919z}. \quad (3.3.1.4)$$

La ecuación de la línea de tendencia de compactación normal (LTCN) para el registro resistivo es:

$$R_n = 6.8267e^{0.000116571z}. \quad (3.3.1.5)$$

Finalmente, en la **Figura 3.3.1.2** se puede observar la presión de poro utilizando el método de Eaton con el registro sónico (lado izquierdo) y con el registro de resistividad (lado derecho). En los dos casos mostrados se hizo un análisis de sensibilidad variando el exponente (n) de 3 a 2.5 para el caso del tiempo de tránsito y de 1.2 a 0.7 para el caso de la resistividad, considerando un aumento de 0.1 en el análisis y así poder ajustar la presión de poro a la presión de poro normal.

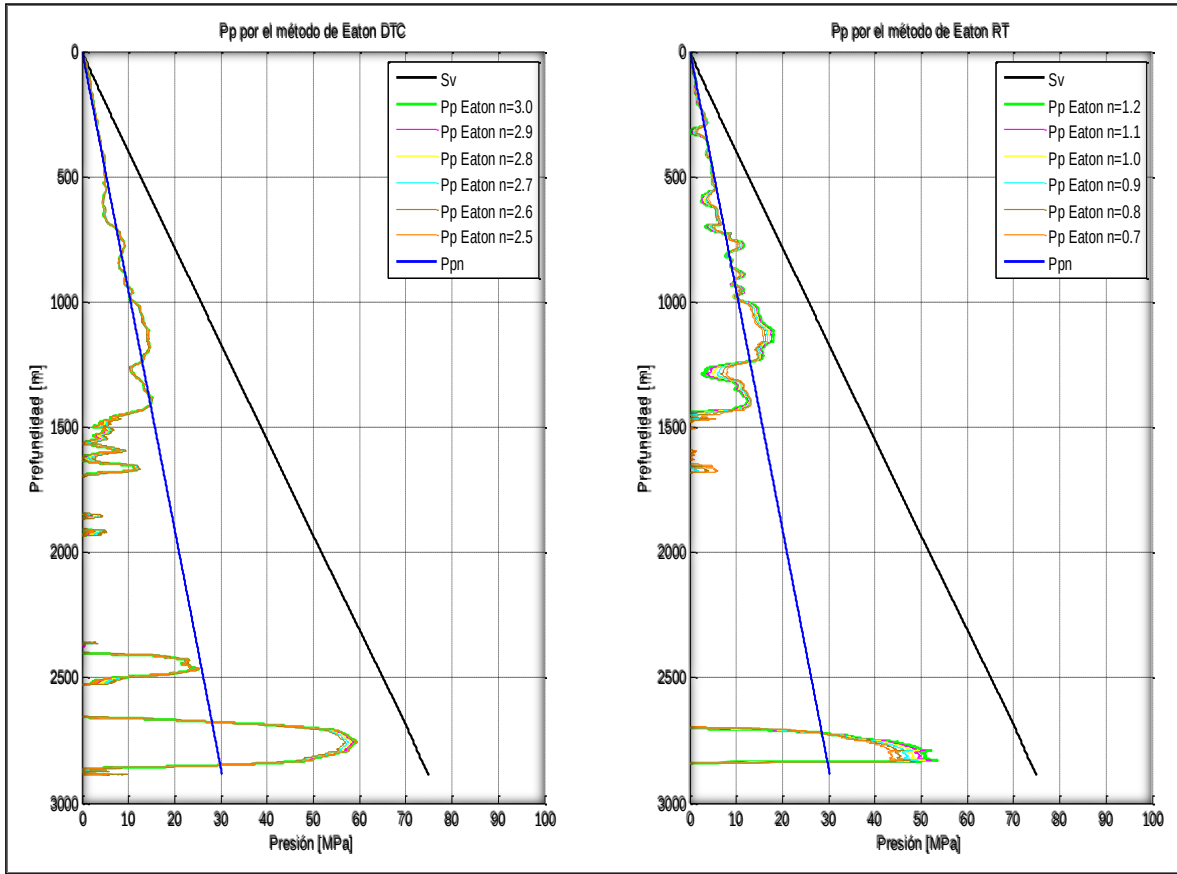


Figura 3.3.1.2 Presión de poro del pozo P-1 estimada con el método de Eaton.

En las gráficas de la **Figura 3.3.1.2** se puede observar que con el tiempo de tránsito y un exponente $n = 3$ se tiene el mejor comportamiento para la presión de poro. Además podemos observar que con el tiempo de tránsito y resistividad la presión de poro a partir de los 1400 m se aleja de la presión de sobrecarga, incluso tiende a valores de presión negativa. Por tal motivo se utilizó el método de las compresibilidades a partir de dicha profundidad y así lograr tener menor error en la estimación de la presión de poro.

3.3.2 Método de las Compresibilidades

El método de las compresibilidades fue desarrollado por Atashbari y Tingay (2012) para estimar la presión de poro de rocas carbonatadas en campos de Irán a partir de la compresibilidad. La ecuación de presión de poro (ecuación 3.3.2.1) fue deducida (**Apéndice B**) basándose en las ecuaciones de compresibilidad de Zimmerman (1991) en función del cambio de volumen y presión. Además, utiliza una constante empírica γ para correlacionar diferentes campos geológicos.

$$p_p = \left(\frac{(1 - \phi)C_b \sigma_{eff}}{(1 - \phi)C_b - C_p} \right)^\gamma, \quad (3.3.2.1)$$

donde:

$\emptyset = \text{Porosidad}$

$c_b = \text{Compresibilidad total}$

$c_p = \text{Compresibilidad del poro}$

$\sigma_{eff} = \text{Esfuerzo efectivo normal}$

$\gamma = \text{Constate empírica (0.9 a 1.6)}$

La **Figura 3.3.2.1** muestra la presión de sobrecarga (línea negra), la presión de poro por el método Atashbari et. al., (línea Roja) y la presión de poro normal (línea azul). Se utilizó una compresibilidad de la matriz de $C_m=94.9 \text{ [GPa}^{-1}\text{]}$ y una constante empírica de $\gamma= 0.83$. Además, se tomó como referencia la metodología de Morales (2014) para obtener el perfil de p_p en una sección de carbonatos, ya que en la metodología de Atashbari et. al., no se describe la forma de hacer los cálculos más que de manera puntual a través de núcleos.

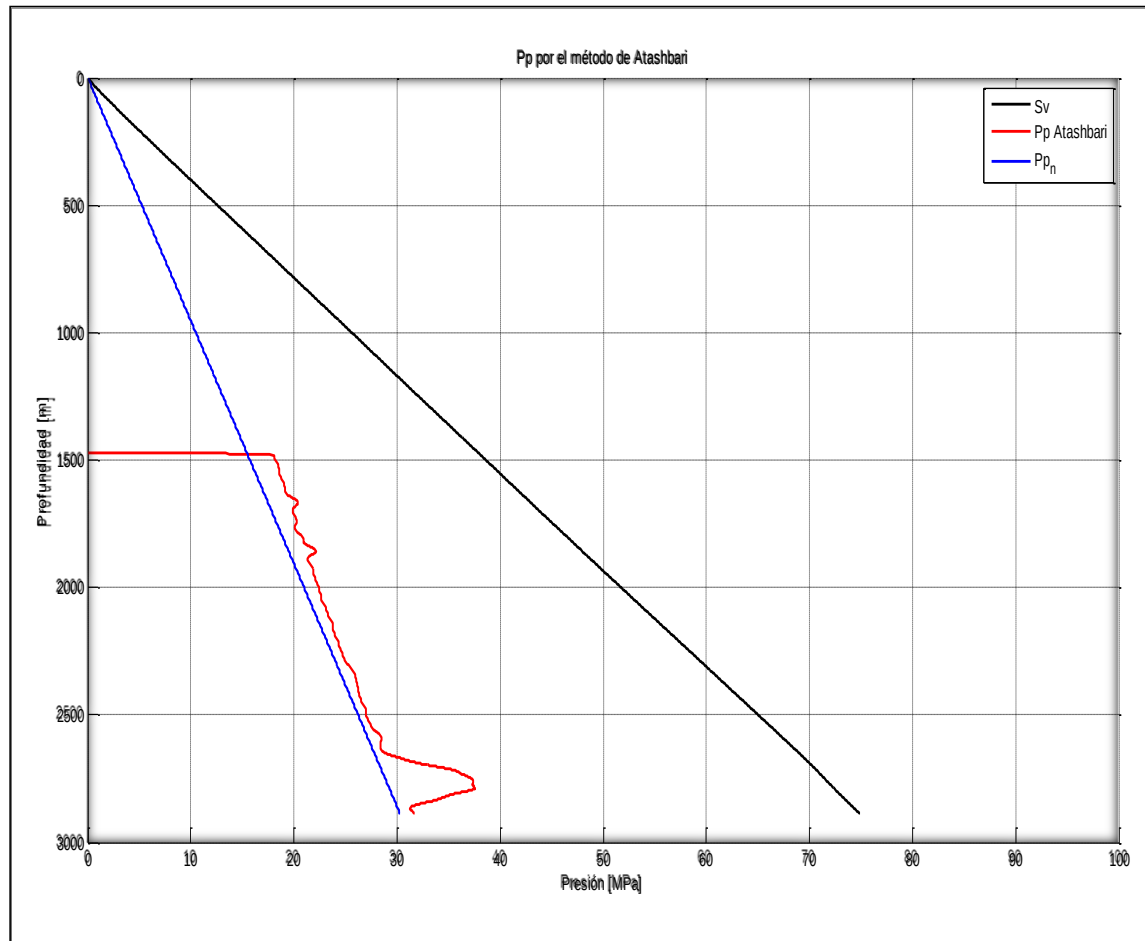


Figura 3.3.2.1 Presión de poro del pozo P-1 estimada con el método de Atashbari.

3.3.3 Perfil de Presión de Poro Final

La presión de poro estimada con el método de Eaton no tiene la tendencia de la presión de poro normal a partir de los 1478m (**Figura 3.3.1.2**), mientras que la presión de poro estimada con el método de Atashbari et. al., no tiene la tendencia de la presión de poro normal de 0 a 1478m (**Figura 3.3.2.1**) por lo que para definir el perfil de presión de poro final se decidió utilizar la combinación de ambos métodos.

La **Figura 3.3.3.1** muestra el perfil de presión de poro del pozo P-1 (línea verde) utilizando de 0 a 1478 el método de Eaton y de 1478 a 2880 con el método de Atashbari et. al., la presión de sobrecarga (línea negra) y la presión de poro normal (línea azul).

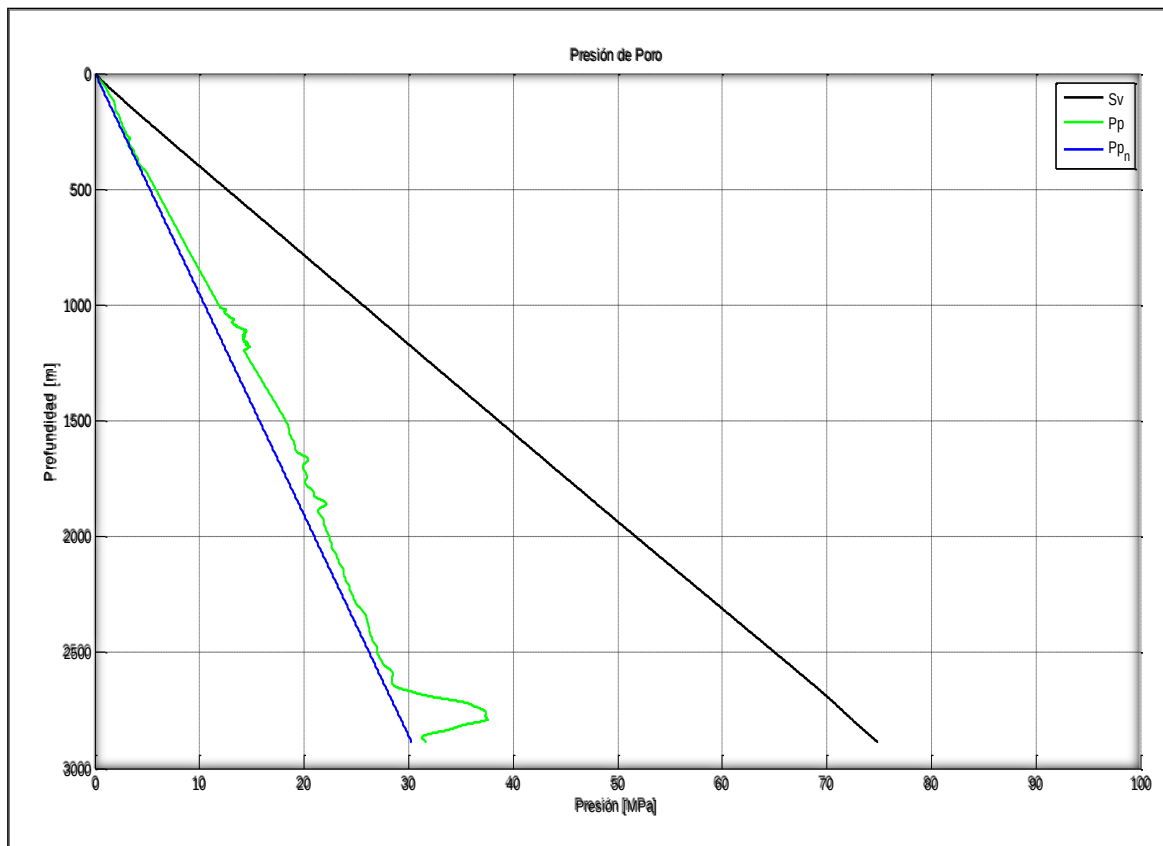


Figura 3.3.3.1 Perfil de presión de poro final del pozo P-1.

3.4 Presión de Fractura del Pozo P-1

La presión de fractura es aquella que se requiere para vencer a la presión de formación y fracturar está a cierta profundidad, es de gran importancia su estimación ya que nos ayudara a evitar pérdidas de circulación durante la colocación de las tuberías de revestimiento. Existen varios métodos para la predicción de la presión de fractura, para nuestro caso de estudio se utilizó el método de Eaton (1969), de Hubbert y Willis (1957) y de Matthews y Kelly (1967).

3.4.1 Método de Eaton

La ecuación de Eaton (1969) está en función del esfuerzo vertical, la presión de poro y la relación de Poisson. Este método es muy utilizado en la industria y está representado por la siguiente ecuación:

$$p_{fr} = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (S_v - p_p) + p_p, \quad (3.4.1.1)$$

donde:

p_{fr} = Presión de fractura

ν = Relación de Poisson

La **Figura 3.4.1.1** muestra la presión de fractura por el método de Eaton (línea rosa), la sobrecarga (línea negra), la presión de poro, (línea verde), y la presión de poro normal (línea azul).

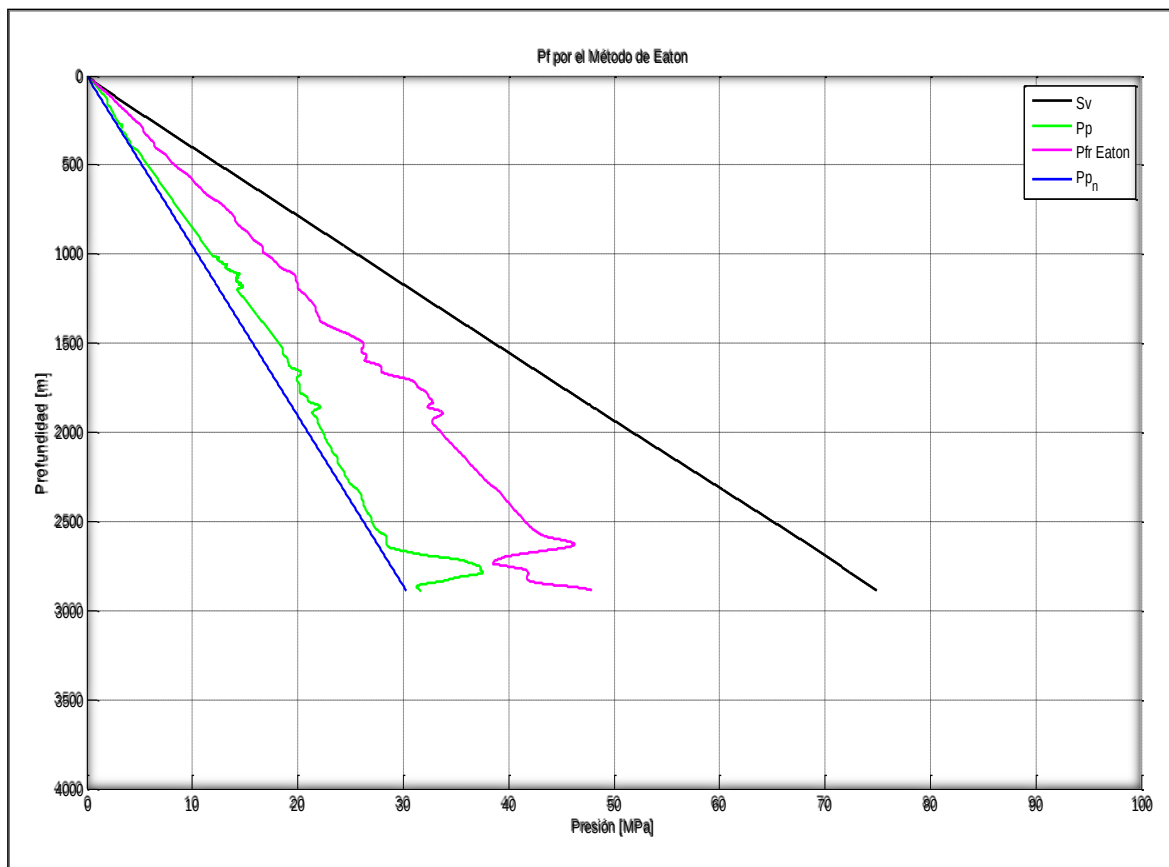


Figura 3.4.1.1 Presión de fractura del pozo P-1 estimada con el método de Eaton.

3.4.2 Método de Hubbert y Willis

Para Hubbert y Willis (1957) la presión de fractura está en función de la sobrecarga, la presión de poro y la relación que existe entre el esfuerzo horizontal y vertical. Consideran que la relación de esfuerzos se encuentra entre 1/2 y 1/3 siendo

constante a cualquier profundidad, la ecuación que se utilizó fue la que considera 1/3 la relación de esfuerzos y está dada por:

$$p_{fr} = \left(\frac{1}{3}\right)(S_v + 2P_p), \quad (3.4.2.1)$$

La **Figura 3.4.2.1** muestra la presión de fractura por el método de Hubbert y Willis (línea café), la sobrecarga (línea negra), la presión de poro, (línea verde), y la presión de poro normal (línea azul).

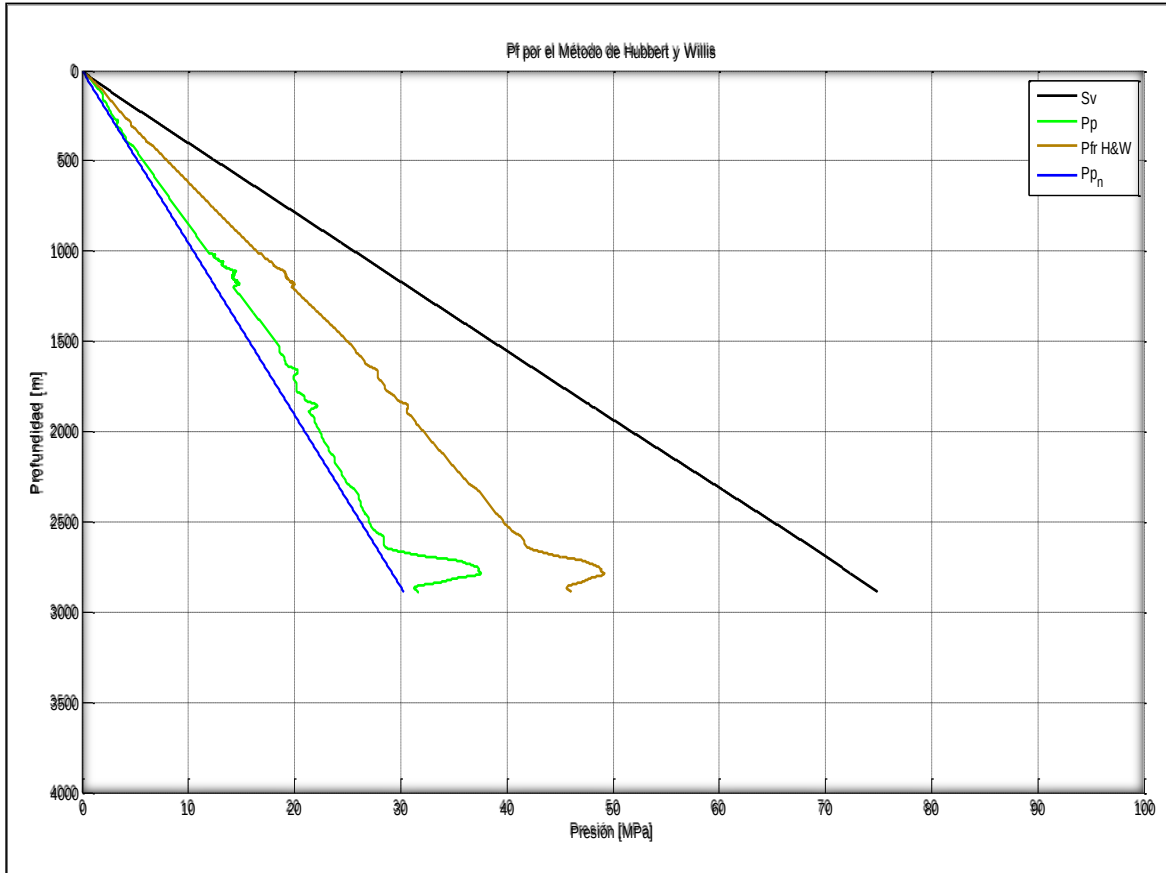


Figura 3.4.2.1 Presión de fractura del pozo P-1 estimada con el método de Hubbert y Willis.

3.4.3 Método de Matthews y Kelly

La correlación de Matthews y Kelly (1967) está en función de la sobrecarga, la presión de poro y del coeficiente de esfuerzos de la matriz (k). El coeficiente k es una función del esfuerzo vertical efectivo y este puede variar con diferentes condiciones geológicas. La correlación que expresa el método es la siguiente:

$$p_{fr} = (k_i)(S_v - p_p) + p_p, \quad (3.4.3.1)$$

donde:

$k_i = 0.0683e^{0.272\ln(z)}$, *coeficiente de esfuerzo efectivo*

La **Figura 3.4.3.1** muestra la presión de fractura por el método Matthews y Kelly (línea naranja), la sobrecarga (línea negra), la presión de poro, (línea verde), y la presión de poro normal (línea azul).

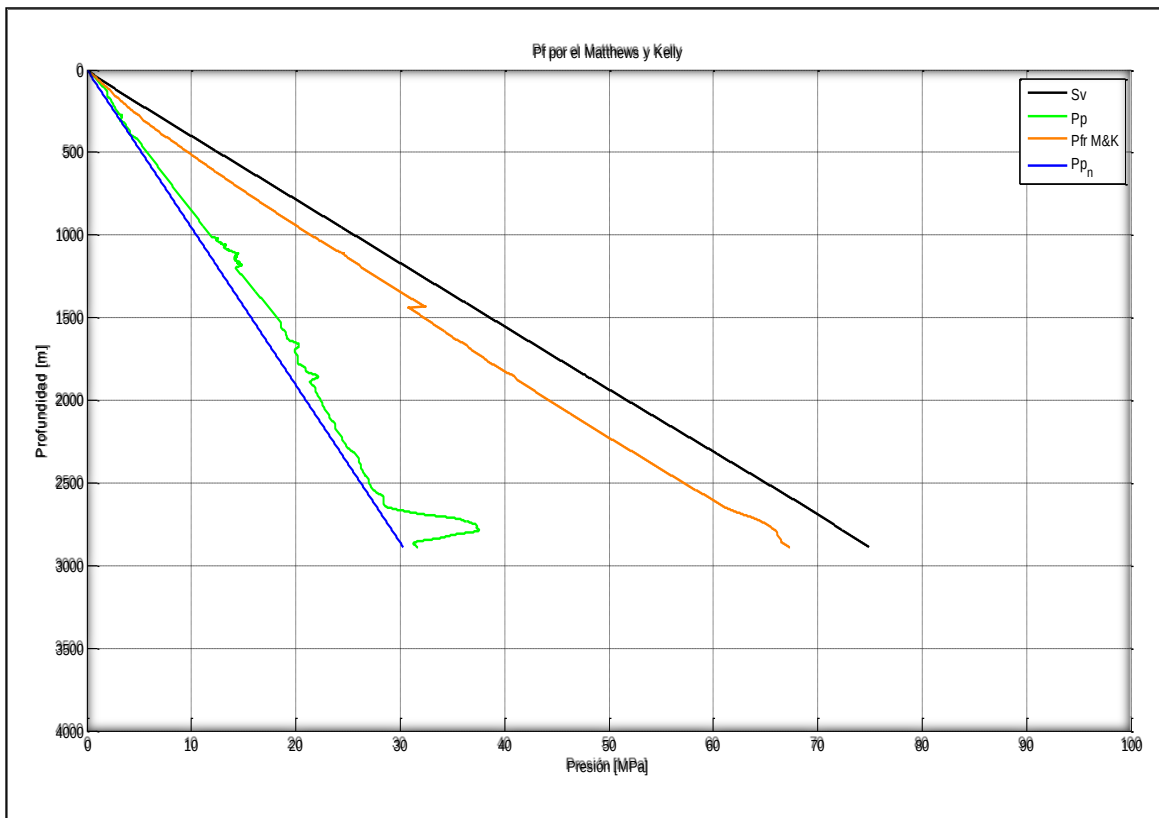


Figura 3.4.3.1 Presión de fractura del pozo P-1 estimada con el método de Matthews y Kelly.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA COLOCACION DE LA FRATURA HIDRÁULICA: CASO DE ESTUDIO POZO P-1

El fracturamiento hidráulico y los pozos horizontales no son herramientas nuevas en la industria del petróleo y gas. La primera aplicación fue en 1947 y no fue hasta 1950 que el proceso fue aceptado como comercial. El primer pozo horizontal se hizo en los años 30's y los pozos horizontales se hicieron comunes a finales de los 70's. Millones de fracturas han sido realizadas (la SPE estima que 2.5 millones fracturas en todo el mundo y alrededor de un millón en US) mientras que la tendencia de pozos horizontales que han sido perforados en los pasados 60 años es de miles (King, 2012).

La técnica consiste en bombear un fluido viscoso a alta presión en el intervalo productor de modo que se pueda vencer la presión de formación y así poder fracturar la formación, una vez producida la ruptura se sigue aplicando presión con el fin de extender la fractura y crear un canal de alta conductividad del fluido. La geometría de la fractura va a depender del diseño empleado y de las propiedades de la roca de la formación.

Esta técnica ha sido establecida como el primer procedimiento de producción en la industria petrolera. Durante los primeros 40 años desde su comienzo, el fracturamiento hidráulico ha sido usado para yacimientos de baja permeabilidad, pero en las dos últimas décadas este se ha ido expandiendo a formaciones de alta permeabilidad a través de la técnica de fracturamiento con control del crecimiento longitudinal de la fractura (TSO, por sus siglas en inglés) (Economides y Martin, 2007).

Para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico se requiere de un análisis complejo de la formación el cual nos ayuda a obtener el diseño de la fractura (largo, ancho, conductividad, colocación, y número de fracturas) así como el fluido y aditivos que se requieren para fracturar la formación a un determinado gasto y tiempo. Este trabajo se enfocó en obtener una metodología para determinar la colocación y número de etapas mediante el análisis de propiedades mecánicas de la roca en diagramas $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ y ν vs E propuestos por Valdiviezo y Nicolás (2015).

La metodología consiste en utilizar los registros geofísicos del pozo piloto y del pozo horizontal para la predicción de geopresiones (presión de sobrecarga, poro y fractura), propiedades mecánicas de la roca (módulo de Young, relación de Poisson, resistencia a la compresión uniaxial, ángulo de fricción interna, esfuerzo mínimo y máximo y fragilidad), propiedades de la fractura (largo y ancho) y el análisis de las propiedades mecánicas de la roca mediante diagramas $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ y ν vs E . A continuación, se describe el procedimiento para el diseño del fracturamiento, los diagramas $\lambda\rho$ vs $\mu\rho$ y ν vs E utilizados y la determinación y colocación del número de etapas mediante los diagramas mencionados anterior mente.

4.1 Diseño del Fracturamiento Hidráulico

Las dimensiones y las características de propagación de una fractura hidráulica son información importante en el diseño de las operaciones del fracturamiento. Conociendo las propiedades de la roca, el fluido fracturante y la magnitud y dirección de los esfuerzos principales se busca una predicción precisa de las dimensiones (ancho, largo y altura) de la fractura inducida hidráulicamente para un determinado gasto y tiempo (Yew, 1997).

Para la predicción de propagación de la fractura así como para la determinación de la colocación y número de etapas se debe hacer un análisis geomecánico con el cual se podría garantizar buenos resultados. Las propiedades mecánicas de las rocas juegan un papel muy importante dentro de este análisis geomecánico, en especial la fragilidad tiene mayor importancia para este trabajo ya que a partir de esta propiedad se consideraron las mejores zonas para el fracturamiento siendo las de mayor fragilidad las más óptimas.

Cheng (2009) considera que el espaciamiento entre las fracturas es lo más importante dentro del diseño del fracturamiento porque a través de este se puede optimizar. En este trabajo para determinar la colocación de las etapas y por consiguiente el espaciamiento se basó en diagramas de módulo de Young vs relación de Poisson y λ -rho vs μ -rho a diferencia de otros autores como Soliman et al. (2008) que se basan en la perturbación del esfuerzo causado por la apertura de la propagación de la fractura. El mayor énfasis de este trabajo está en la determinación de la colocación y número de las etapas por lo que no se profundizó en todo el diseño como en el caso de la geometría de la fractura, tampoco se analizó la conductividad de la fractura, la presión de fractura, las características del fluido fracturante y los aditivos ni en la terminación del pozo que también son parte del diseño, debido a que no afectan ni dependen directamente los objetivos de este trabajo.

4.1.1 Propiedades Mecánicas de la Roca

Las propiedades mecánicas de las rocas están directamente afectadas por el régimen de esfuerzos en el que se encuentra la formación, cualquier modificación de este estado afectará directamente a las propiedades de las rocas. Por ejemplo, la perforación de un pozo altera considerablemente el estado de esfuerzos en un área alrededor del pozo, que a su vez también dependerá de las características de la roca ya que unas pueden afectar sus propiedades en mayor consideración que otras. El resultado final de la alteración del régimen de esfuerzos se relaciona con la propagación y orientación de la fractura, que para este trabajo no es de importancia en el diseño del fracturamiento hidráulico.

A continuación, se presentará el resultado de las propiedades mecánicas de la roca (módulo de Young, relación de Poisson, UCS, ángulo de fricción, esfuerzos principales y fragilidad) del caso de estudio (Pozo P-1).

4.1.1.1 Módulo de Young

El Módulo Young o módulo de elasticidad está definido como la relación entre el esfuerzo y la deformación longitudinal y se puede entender como la medida de como un material puede ser deformado elásticamente al aplicarle un esfuerzo o carga. El módulo de Young es adimensional y se puede calcular en términos de la velocidad de las ondas S y P (V_s y V_p) de la siguiente manera (Fjaer et al., 2008):

$$E = \frac{\rho * V_s^2 * (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}, \quad (4.1.1.1.1)$$

donde:

E = Módulo de elasticidad o módulo de Young

ρ = Densidad de la formación

V_p = Velocidad de la onda P

V_s = Velocidad de la onda S

La **Figura 4.1.1.1.1** muestra el módulo de Young (línea negra) del pozo piloto P-1 utilizando la ecuación 4.1.1.1.1. Los valores van de 4 a 160. Para esta grafica se debe considerar que se utilizaron valores de V_s y V_p de correlación ya que los registros de tiempo de tránsito no se tienen completos.

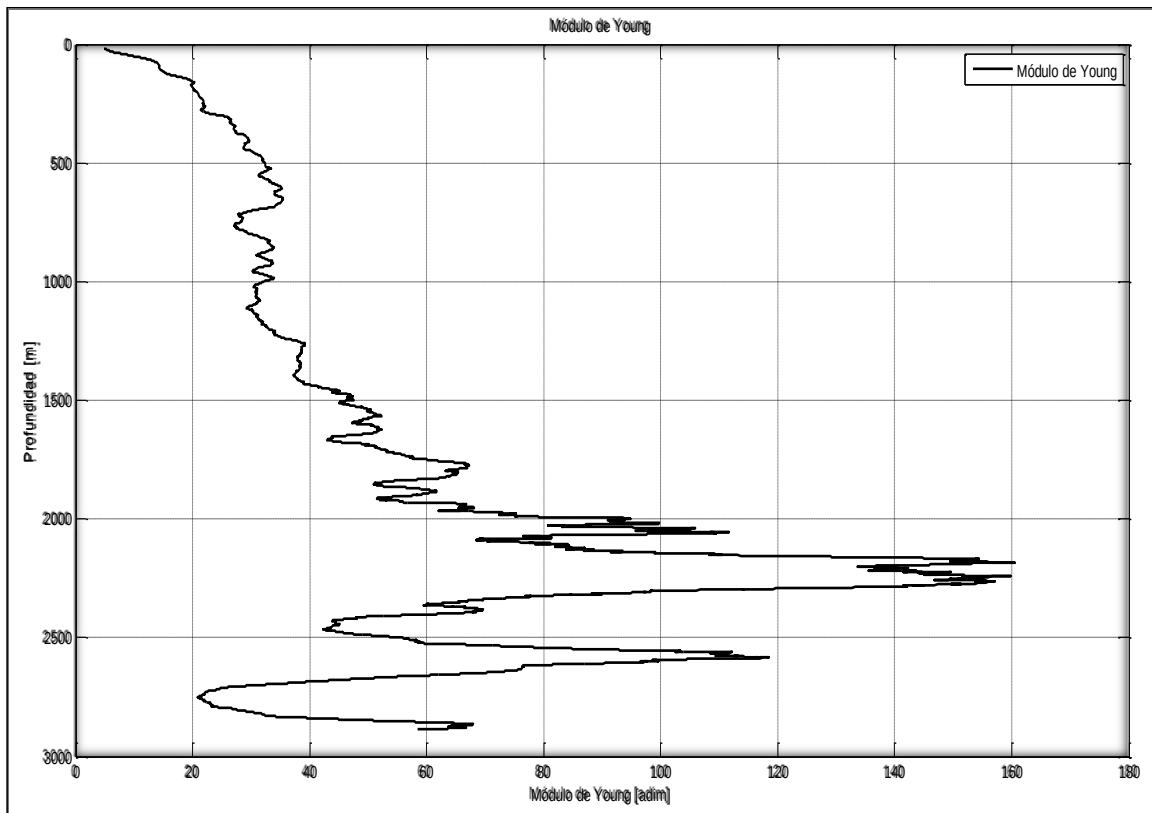


Figura 4.1.1.1.1 Módulo de Young del pozo P-1.

4.1.1.2 Relación de Poisson

La relación de Poisson está definida como la relación que hay entre la deformación transversal y longitudinal (Islas, 2014). Dependiendo si la carga está a compresión o a tensión la deformación tiende a contraerse mientras que la otra tiende a expandirse. La relación de Poisson es adimensional y se puede calcular en términos de la velocidad de las ondas S y P (V_s y V_p) de la siguiente manera (Fjaer et al., 2008):

$$\nu = \frac{V_p^2 * 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}. \quad (4.1.1.2.1)$$

Existen otras formas de obtener la relación de Poisson en función de otros módulos elásticos, como el módulo de Young, constante de Lamé, el módulo volumétrico y el módulo de cizalla, para el caso de estudio se utilizó la ecuación 4.1.1.2.1.

La **Figura 4.1.1.2.1** muestra la relación de Poisson del pozo P-1 (línea negra) obtenida utilizando la ecuación 4.1.1.2.1. Para esta grafica se debe tener en cuenta que se utilizaron valores de V_s y V_p obtenidos de correlación en algunos intervalos como el que se aprecia de los 2000 a 2600 m de profundidad, ya que no se contaban con las lecturas completas de los registros de tiempo de tránsito. Por esta razón se tiene un comportamiento lineal en el intervalo mencionado.

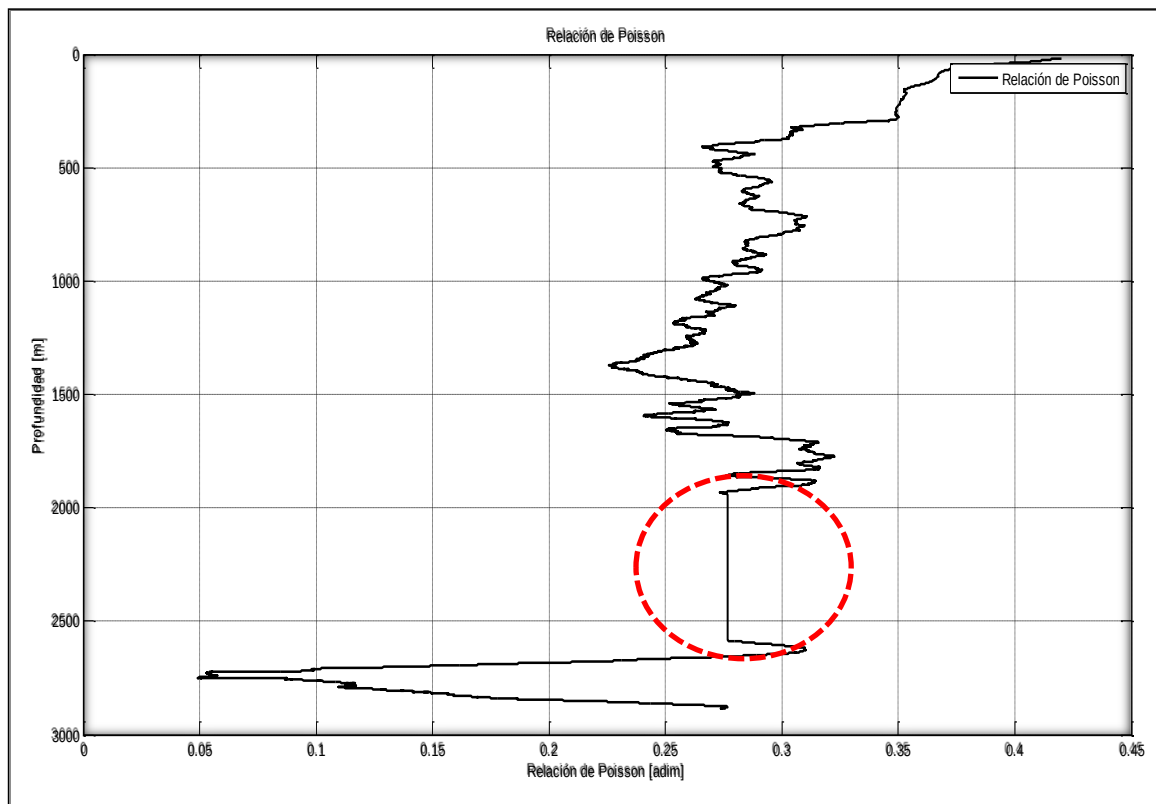


Figura 4.1.1.2.1 Relación de Poisson del pozo P-1.

4.1.1.3 Resistencia Uniaxial a la Compresión

La resistencia que tiene una roca a la compresión uniaxial cuando un esfuerzo es ejercido sobre ella se le conoce como UCS (por sus siglas en ingles). Existen varias correlaciones para obtener los valores de UCS en la formación a diferentes profundidades en función de registros geofísicos.

Para nuestro caso de estudio la resistencia a la compresión uniaxial (UCS) es uno de los parámetros necesarios para el cálculo de los esfuerzos y debido a que no se obtuvo información de UCS del pozo P-1 se evaluaron cinco correlaciones para la estimación de esta (**Tabla 4.1.1.3.1**). Las correlaciones utilizadas (Smorodinov (1970), Chang (2004), McNally (1987), Horsrud y Militzer y Stoll (1973)) fueron seleccionadas por la similitud que tiene su región de desarrollo con la región del pozo P-1, es decir se seleccionaron correlaciones aplicadas a lutitas o aplicadas al Golfo de México que relativamente es cercano a la ubicación del pozo P-1.

Tabla 4.1.1.3.1 Correlaciones empíricas usadas para obtener UCS's del pozo P-1 (Zoback, 2006).

Correlación (UCS)	Autor	Comentarios generales
$0.88e^{2.85\rho}$	Smorodinov (1970)	Plioceno y rocas más jóvenes
$0.5 \left(\frac{304.8}{\Delta t} \right)^3$	Chang (2006)	Golfo de México
$1200e^{-0.036\Delta t}$	McNally (1987)	Basamento Bowen, Australia
$2.922\phi^{-0.96}$	Horsrud (2001)	Lutitas del terciario, Mar del Norte
$\frac{\left(\frac{7682}{\Delta t} \right)^{1.82}}{145}$	Militzer y Stoll (1973)	Limonitas y dolomías

donde:

UCS = Resistencia uniaxial a la compresión

Cada una de las correlaciones fueron programas en matlab y graficadas tomándose como referencia el esfuerzo mínimo y el esfuerzo de sobrecarga para determinar la correlación con menor incertidumbre.

La **Figura 4.1.1.3.1** muestra las UCS's del pozo P-1 calculadas con las correlaciones de Smorodinov (línea rosa), Chang (línea verde), McNally (línea azul), Horsrud (línea amarilla) y Militzer y Stoll (línea negra). La correlación utilizada fue la de Militzer y Stoll la cual se encuentra entre los límites de los esfuerzos horizontal mínimo y el esfuerzo de sobrecarga.

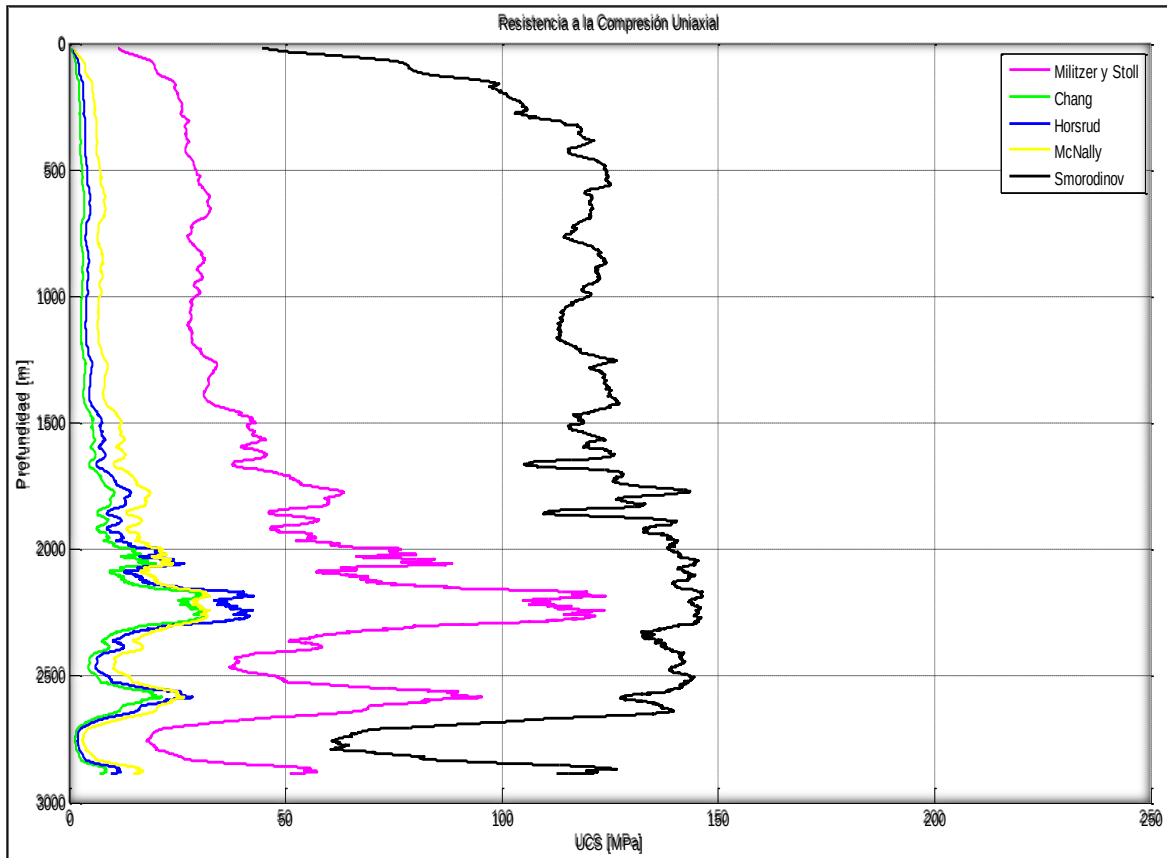


Figura 4.1.1.3.1 UCS's del pozo P-1

4.1.1.4 Ángulo de Fricción Interna

El ángulo de fricción interna está definido por el ángulo cuya tangente es la relación entre la fuerza que resiste al deslizamiento a lo largo de un plano y la fuerza normal “p” aplicada a dicho plano, en otras palabras determina el incremento de la resistencia que exhibe un material bajo condiciones de cargas confinadas.

Existen varias correlaciones para estimar el ángulo de fricción interna, en este trabajo se utilizó la correlación 4.1.1.4.1 que está basada en la teoría de fricción y el coeficiente de esfuerzo de cierre mínimo (k), (**Apéndice C**).

$$\phi = 2 * \arctan\left(\frac{1}{\sqrt{k}}\right) - \frac{\pi}{4}, \quad (4.1.1.4.1)$$

donde:

ϕ = Ángulo de Fricción interna

k = Coeficiente de esfuerzo de cierre mínimo

La **Figura 4.1.1.4.1** muestra la estimación del ángulo de fricción interna (línea negra) del pozo P-1 calculado con la ecuación 4.1.1.4.1.

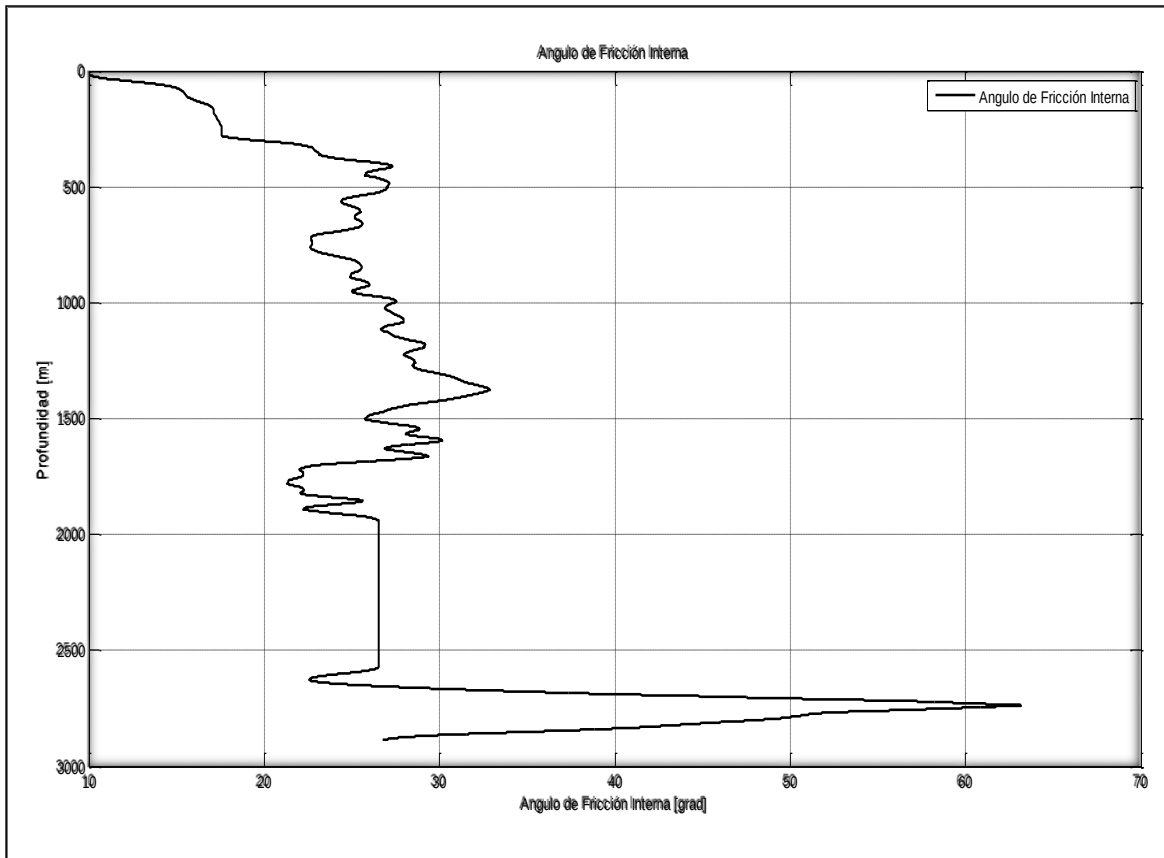


Figura 4.1.1.4.1 Ángulo de fricción interna del pozo P-1.

4.1.1.5 Esfuerzos Principales

Esfuerzo está definido como una fuerza que actúa sobre un área (Zoback, 2007) y se puede obtener de forma sencilla con la ecuación 4.1.1.5.1. En la tierra existen esfuerzos a cualquier profundidad, pero no es tan fácil calcularlos ya que intervienen varios factores de los cuales depende la magnitud de estos por ejemplo la profundidad, la presión de poro y la geología del lugar.

$$\sigma = \frac{F}{A}, \quad (4.1.1.5.1)$$

donde:

σ = Esfuerzo

F = Fuerza

A = Área

De forma más precisa, el esfuerzo es un tensor el cual describe la densidad de las fuerzas que actúan en todas las superficies pasando a través de cada punto. En términos de mecánica continua, los esfuerzos en un cuerpo homogéneo e isotrópico están descritos por un tensor (Zoback, 2007). Los componentes de este tensor en

un sistema arbitrario de coordenadas cartesianas se muestran en la **Figura 4.1.1.5.1.**

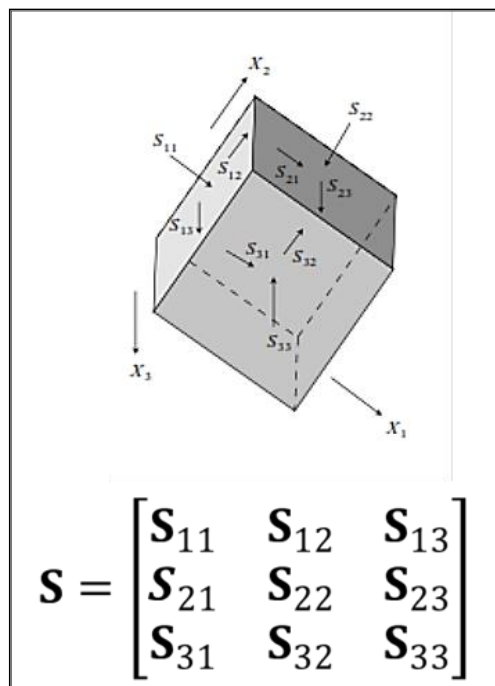


Figura 4.1.1.5.1 Tensor de esfuerzos en un sistema arbitrario de coordenadas cartesianas (Modificado de Zoback, 2007).

Cada componente del tensor de esfuerzos representa una fuerza actuando en una dirección específica en un área. Hay tres principales esfuerzos (S_{11} , S_{22} , S_{33}) y tres de corte ($S_{12} = S_{21}$, $S_{13} = S_{31}$, $S_{23} = S_{32}$) esto último se cumple debido a que está en condiciones de equilibrio.

Para determinar las magnitudes de los esfuerzos principales (S_{11} , S_{22} , S_{33}) en términos de S_v , S_{Hmax} , S_{hmin} se puede utilizar la clasificación de Anderson que esta en función de los regímenes de falla normal, inversa y de deslizamiento (**Tabla 4.1.1.5.1**).

Tabla 4.1.1.5.1 Clasificación de Anderson (Zoback, 2007).

Régimen	Esfuerzo		
	S_1	S_2	S_3
Normal	S_v	S_{Hmax}	S_{hmin}
Desplazamiento	S_{Hmax}	S_v	S_{hmin}
Inversa	S_{Hmax}	S_{hmin}	S_v

En el caso del pozo P-1 se calcularon los esfuerzos principales considerando un régimen de falla normal donde $S_{11} = S_v$, $S_{22} = S_{Hmax}$ y $S_{33} = S_{hmin}$. Debido a que ya se estimó la sobrecarga en el capítulo III solo se harán las predicciones de los esfuerzos S_{Hmax} y S_{hmin} en este capítulo.

4.1.1.6 Predicción del Esfuerzo Mínimo

Una forma de determinar la magnitud del esfuerzo mínimo es a través de información de pruebas de goteo (LOT), pruebas de fracturamiento como minifrac y microfrac. También es posible estimar el esfuerzo mínimo utilizando el valor de la densidad requerida para controlar la pérdida de circulación cuando se presenta dicho problema. Sin embargo, cuando no se tiene esta información se pueden utilizar métodos indirectos como el método de esfuerzo debido a una deformación elástica uniaxial, que está en función de la relación de Poisson y de la presión de poro, o el método de esfuerzo horizontal mínimo debido a deformaciones elásticas horizontales, que también está en función de la relación de Poisson y de la presión de poro, además de las deformaciones causadas por el esfuerzo mínimo y máximo horizontal.

Para el caso de estudio del pozo P-1 se utilizó el método de esfuerzo mínimo debido a deformaciones elásticas horizontales para la predicción del esfuerzo mínimo.

El esfuerzo mínimo debido a deformaciones elásticas horizontales considera que el medio es elástico lineal, homogéneo e isotrópico, existen deformaciones laterales y que los esfuerzos horizontales son diferentes (Trejo, 2009). Por lo tanto, el esfuerzo horizontal mínimo total para este tipo de regiones es:

$$\sigma_h = \left(\frac{v}{1-v}\right)\sigma_v + \left(\frac{1-2v}{1-v}\right)P_p + \left(\frac{E}{1-v^2}\right)\varepsilon_h + \left(\frac{E}{1-v^2}\right)\varepsilon_H, \quad (4.1.1.6.1)$$

donde:

σ_h = Esfuerzo mínimo

ε_h = Deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo

ε_H = Deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo

La deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo (ε_H) se consideró de 0.0001 mientras que la deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo (ε_h) fue de 0.00001. Considerando que no hay tectonismo.

La **Figura 4.1.1.6.1** muestra el esfuerzo mínimo del pozo P-1 (línea amarilla) que representa el esfuerzo S_{33} del tensor de esfuerzos y en donde se puede apreciar que es menor a la sobrecarga (línea negra) que representa el S_{11} .

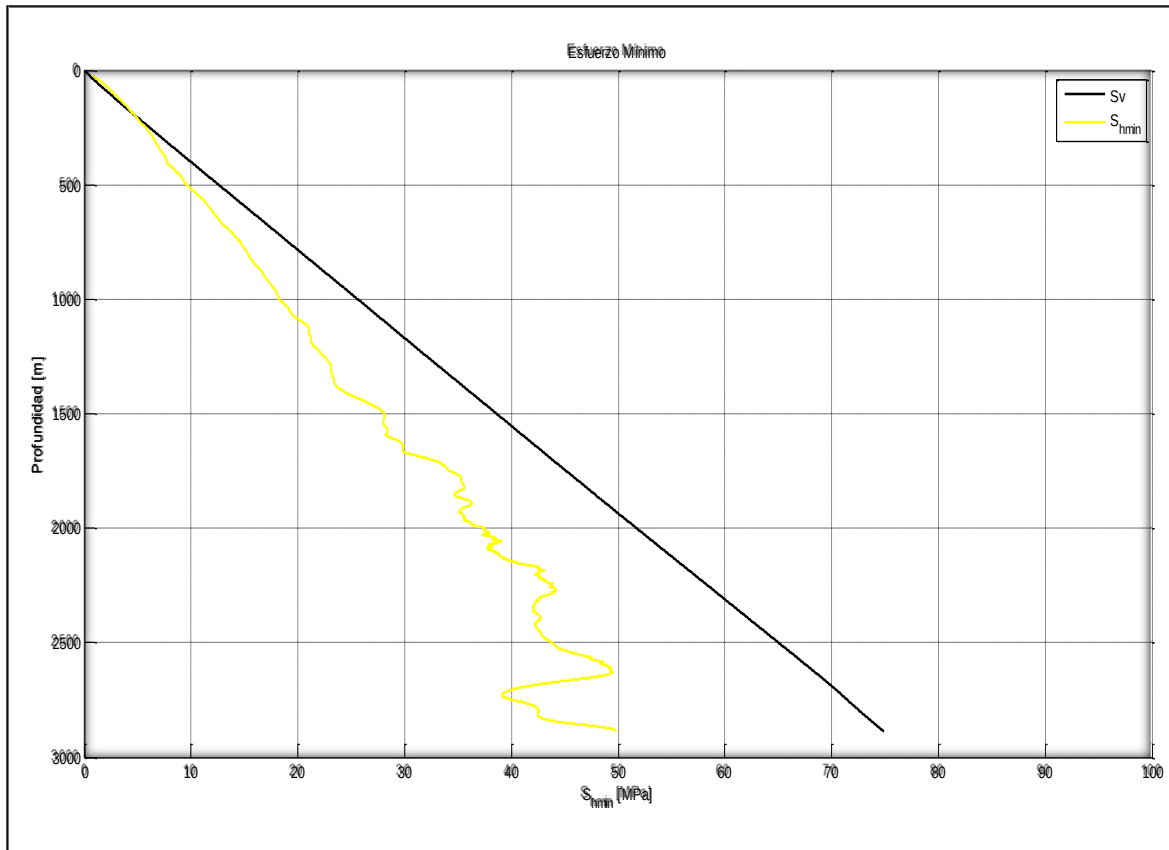


Figura 4.1.1.6.1 Esfuerzo mínimo del pozo P-1

4.1.1.7 Predicción del Esfuerzo Máximo

Para la determinación del esfuerzo máximo existen varios métodos indirectos para determinarlo, mientras que de manera directa solo con mediciones de fracturamiento hidráulico. Para la predicción del esfuerzo máximo en este caso de estudio se utilizó un método indirecto que es la correlación del esfuerzo horizontal máximo debido a deformaciones horizontales.

Las regiones tectónicamente activas se asocian con áreas con presencia de fallas, domos salinos, etc. Provocan que el área no esté relajada y que los esfuerzos efectivos σ_H y σ_h sean diferentes y que produzcan deformaciones horizontales (Trejo, 2009). Por lo tanto, la ecuación para el esfuerzo máximo debido a deformaciones elásticas horizontales es:

$$\sigma_H = \left(\frac{v}{1-v} \right) \sigma_v + \left(\frac{1-2v}{1-v} \right) P_p + \left(\frac{E}{1-v^2} \right) \varepsilon_H + \left(\frac{E}{1-v^2} \right) \varepsilon_h, \quad (4.1.1.7.1)$$

donde:

σ_H = Esfuerzo máximo

La deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo (ε_H) se consideró de 0.0001 mientras que la deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo (ε_h) fue de 0.00001.

La **Figura 4.1.1.7.1** muestra el esfuerzo máximo del pozo P-1 (línea roja) que representa el esfuerzo S_{22} del tensor de esfuerzos, en donde se puede apreciar que es menor a la sobrecarga (línea negra) que representa el S_{11} y mayor al esfuerzo mínimo (línea amarilla) que representa el S_{33} .

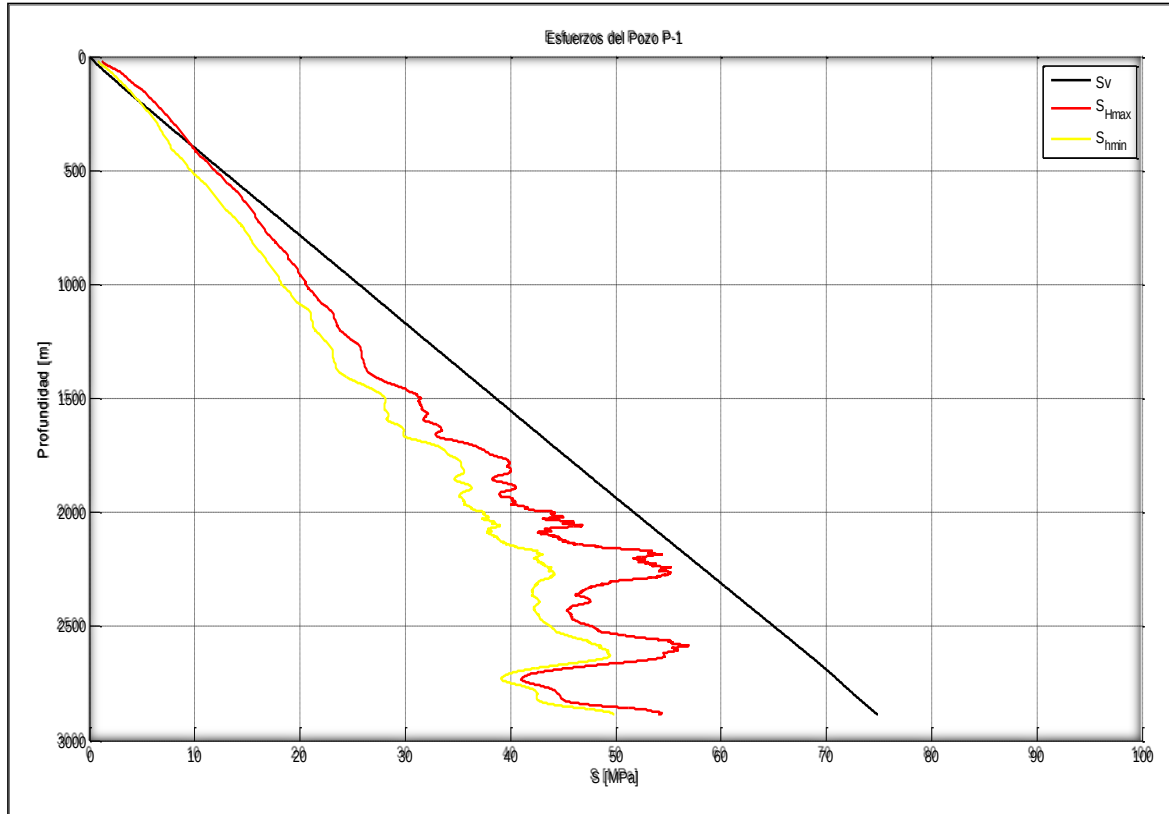


Figura 4.1.1.7.1 Esfuerzos principales del pozo P-1.

4.1.1.8 Delimitación del Esfuerzo Máximo

Debido a que los registros de imágenes y caliper que se tenían no mostraban fallas por tensión ni breakouts se realizó la delimitación del esfuerzo máximo con los polígonos de esfuerzo.

Los polígonos de esfuerzo están fundamentados por la teoría de fricción, estos se basan en la clasificación de los regímenes de esfuerzo propuesta por Anderson y en el criterio de falla de Mohr-Coulomb (Morales, 2014). De la teoría de falla friccional se tiene la siguiente ecuación:

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_1 - p_p}{S_3 - p_p} = \left[\sqrt{1 + \mu^2} + \mu \right]^2. \quad (4.1.1.8.1)$$

a) Considerando una falla normal (FN)

$$\frac{S_v - p_p}{S_{hmin} - p_p} = \left[\sqrt{1 + \mu^2} + \mu \right]^2. \quad (4.1.1.8.2)$$

b) Considerando una falla lateral (FL)

$$\frac{S_{Hmax} - p_p}{S_{hmin} - p_p} = \left[\sqrt{1 + \mu^2} + \mu \right]^2. \quad (4.1.1.8.3)$$

c) Considerando una falla inversa (FI)

$$\frac{S_{Hmax} - p_p}{S_v - p_p} = \left[\sqrt{1 + \mu^2} + \mu \right]^2. \quad (4.1.1.8.4)$$

donde:

$$\mu = \tan \phi$$

La **Figura 4.1.1.8.1** muestra la delimitación del esfuerzo máximo a través de los polígonos de esfuerzo (**Apéndice D**) así como el esfuerzo de sobrecarga (línea negra), el esfuerzo mínimo (línea amarilla), el esfuerzo máximo en función de la relación de Poisson y el módulo de Young (línea roja) y el esfuerzo máximo obtenido con los polígonos de esfuerzos (cuadros de color azul). Se puede observar que el esfuerzo máximo calculado con las propiedades mecánicas de la roca es muy cercano al esfuerzo máximo calculado con los polígonos de esfuerzo.

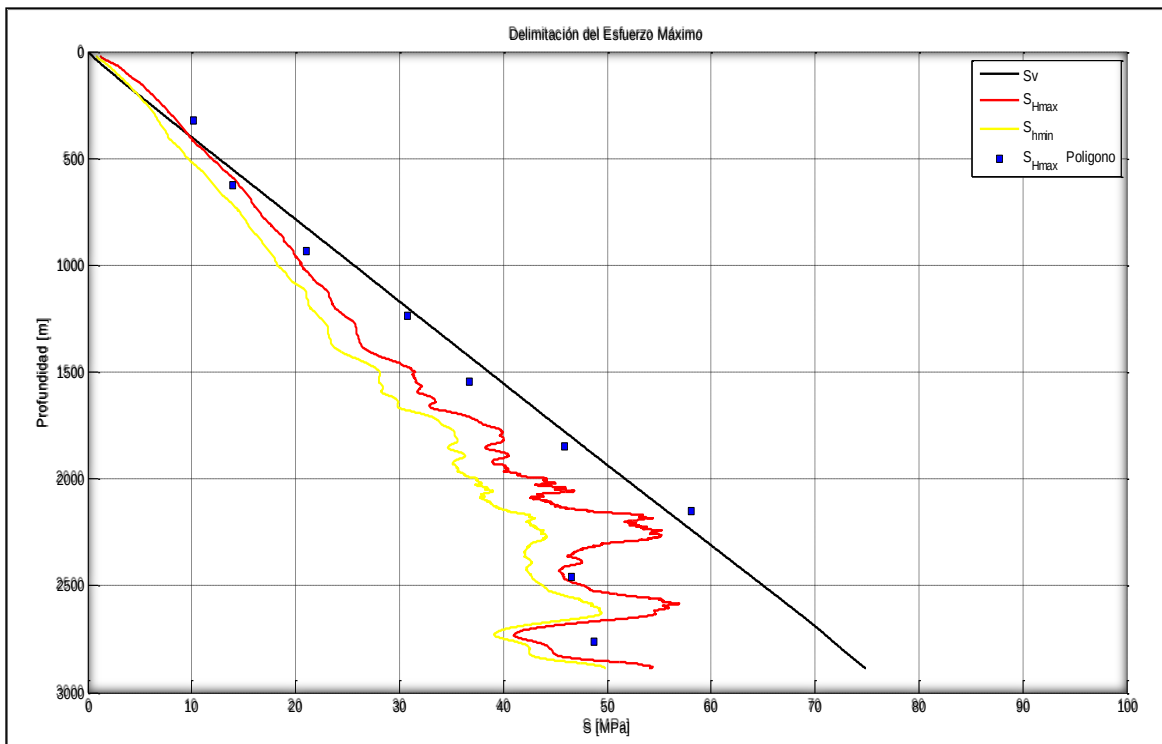


Figura 4.1.1.8.1 Delimitación del esfuerzo máximo del pozo P-1.

4.1.1.9 Falla por Tensión

La falla por tensión ocurre cuando el esfuerzo de tensión efectivo a través de un plano excede el límite crítico. Este límite es llamado resistencia a la tensión (T_0) y tiene las mismas unidades que el esfuerzo. La mayoría de las rocas sedimentarias tienen una baja resistencia a la tensión, frecuentemente de unos cuantos MPa. En una aproximación estándar puede considerarse como cero (Fjaer, 2008).

Zobak (2007) relaciona a la resistencia a la tensión con el esfuerzo máximo, mínimo, la presión de poro, el diferencial de presión y los efectos por temperatura (ecuación 4.1.1.9.1).

$$T_0 = 3Sh_{min} - 2P_p - \Delta p - Sh_{max} - \sigma^{\Delta T}, \quad (4.1.1.9.1)$$

T_0 = Resistencia a la tensión

$\sigma^{\Delta T}$ = Esfuerzo por efectos de temperatura

Δp = Diferencial de Presión

Se considera $\sigma^{\Delta T} = 0$ debido a que no se cuenta con la información para obtenerlo.

La **Figura 4.1.1.9.1** muestra la resistencia a la tensión (línea azul), sobrecarga (línea negra), el esfuerzo mínimo (línea amarilla), el esfuerzo máximo (línea roja) y la presión de poro (línea verde).

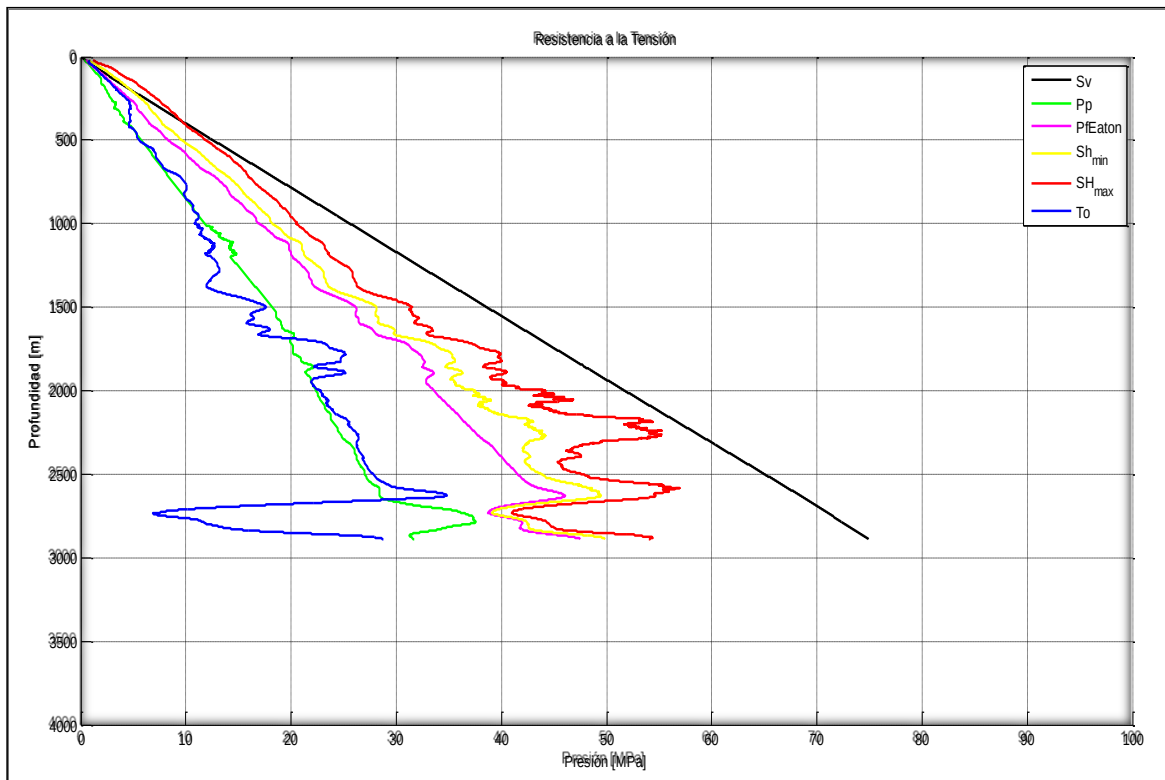


Figura 4.1.1.9.1 Resistencia a la tensión del pozo P-1.

En la figura anterior (**Figura 4.1.1.9.1**) podemos concluir que la roca falló por tensión antes de ser perforado el pozo, sin embargo, al no tener el cálculo exacto por no considerar $\sigma^{\Delta T} = 0$ esta conclusión puede cambiar, y como ya se mencionó, para fines prácticos $T_0 = 0$.

4.1.1.10 Fragilidad

A la energía acumulada por la roca antes de llegar a la fractura se le conoce como fragilidad, es una función compleja de la resistencia de la roca (cohesión), litología, textura, esfuerzo efectivo, temperatura, tipo de fluido (Handin y Hager, 1957; Handin et al., 1963; Davis y Reynold 1996), diagénesis y de la materia orgánica total (TOC) (Wells, 2004).

Otros autores como Hetenyi (1966) define a la fragilidad como la falta de ductilidad. Ramsey (1967) sostiene que cuando se rompe la cohesión interna de la roca, se dice que es frágil. Obert y Duval (1967) definen a la fragilidad como una propiedad de los materiales que se fracturan o rompen con pequeña o nula deformación plástica.

Algunas definiciones de fragilidad no toman en consideración factores geológicos como la composición mineralógica, el origen de los componentes mineralógicos.

Por lo tanto si se pretende determinar una medición confiable y robusta de la fragilidad de las formaciones, se deben combinar las mediciones de los registros geofísicos como el registro de densidad de la formación y sónico dipolar, para determinar las propiedades geomecánicas de la roca (módulos elásticos) como lo son el módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν) (Grieser y Bray, 2007; Rickman et al., 2008).

Una forma de estimar la fragilidad en las rocas es utilizando la relación empírica de fragilidad promedio propuesta por Grieser y Bray (2007). Esta relación entre la relación de Poisson y el módulo de Young ayuda a diferenciar zonas frágiles y dúctiles de modo que su hipótesis dice que las rocas dúctiles presentan un módulo de Young bajo y alta relación de Poisson mientras que las rocas frágiles presentan alto módulo de Young y baja relación de Poisson.

Grieser y Bray (2007) normalizaron la relación de Poisson y el módulo de Young por sus rangos, resultando en un escalamiento de los parámetros elásticos.

$$E_{frágil} = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}}, \quad (4.1.1.10.1)$$

donde:

$E_{frágil}$ = Módulo de Young escalado

E_{max} = Módulo de Young máximo medido a partir de registros geofísicos

E_{min} = Módulo de Young mínimo medido a partir de registros geofísicos

E = Módulo de Young medido a partir de registros geofísicos

$$v_{frágil} = \frac{v - v_{min}}{v_{max} - v_{min}}, \quad (4.1.1.10.2)$$

donde:

$v_{frágil}$ = Relación de Poisson escalado

v_{max} = Relación de Poisson máxima medida a partir de registros geofísicos

v_{min} = Relación de Poisson mínima medida a partir de registros geofísicos

v = Relación de Poisson medido a partir de registros geofísicos

Finalmente, la fragilidad promedio (BA) se define como:

$$BA = \frac{E_{frágil} + v_{frágil}}{2}, \quad (4.1.1.10.3)$$

donde:

BA = Fragilidad promedio

La **Figura 4.1.1.10.1** muestra la fragilidad promedio del pozo piloto P-1 calculada con las fórmulas 4.1.1.10.1, 4.1.1.10.2 y 4.1.1.10.3 las cuales utilizan la relación de Poisson y el módulo de Young.

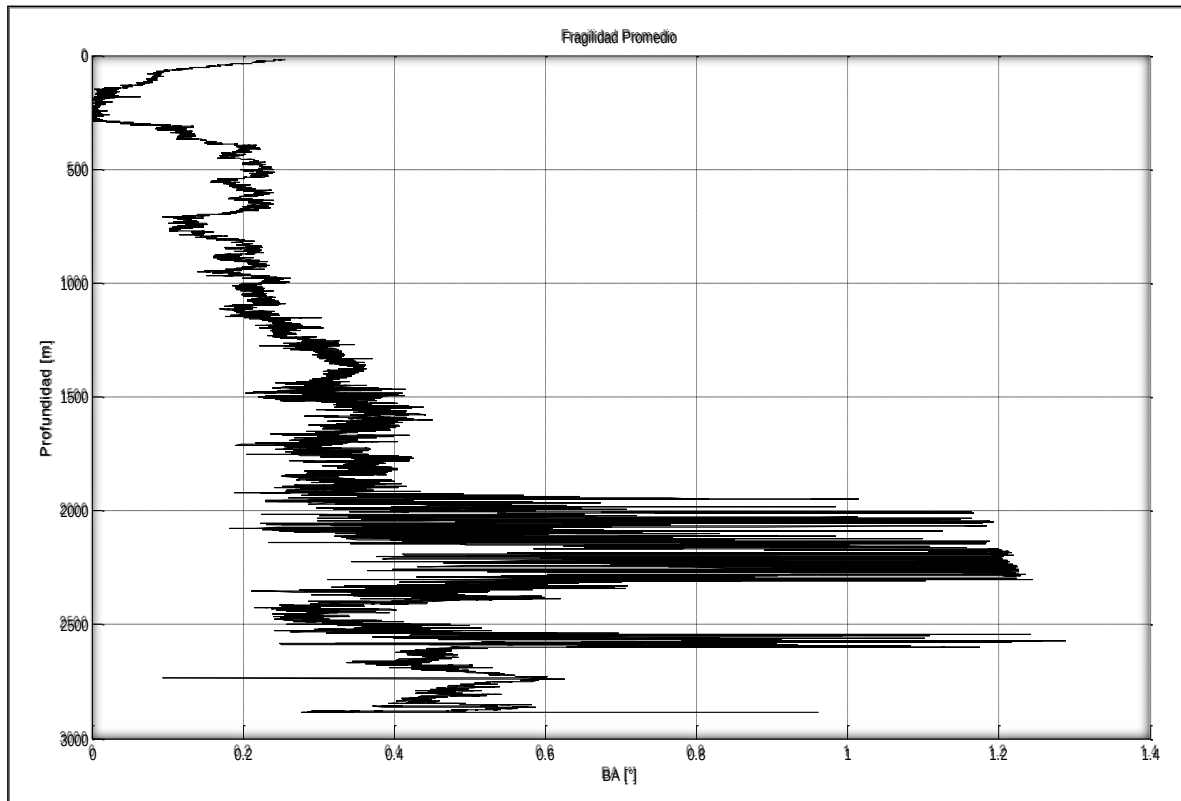


Figura 4.1.1.10.1 Fragilidad promedio del pozo P-1.

4.1.2 Geometría de la Fractura

El propósito de los modelos para el diseño del fracturamiento hidráulico es calcular el volumen de fluido y arena requeridos para crear una fractura de tamaño y conductividad deseada. Para efectuar un diseño aceptable de deben hacer cálculos o estimaciones razonables de altura, ancho y largo de la fractura. Además, el azimut de la fractura es importante para la optimización en el diseño del pozo (Warpinski y Smith, 1989).

Para la estimación de la geometría de la fractura existen modelos 2-D y 3-D los cuales están en función del gasto, tiempo, propiedades mecánicas de la roca, viscosidad del fluido de inyección, pérdidas de fluido etc. Para este trabajo se utilizó el modelo de Perkins y Ken (1961) que es un modelo 2-D.

4.1.2.1 Modelo de Propagación de la Fractura de Perkins y Ken

Los modelos de dos dimensiones (2-D) nacieron a principios de los 60's de la necesidad de obtener soluciones de forma cerrada para los complicados problemas de interacción fluido-mecánica de sólidos (Geertsma, 1989). Uno de estos modelos es el modelo de Perkins y Ken (PKN).

El modelo de Perkins y Ken (1961) asume que:

- 1) La fractura tiene una altura fija (h_f), independiente de la longitud de la fractura.
- 2) La presión del fluido fracturante “p” es constante en las secciones verticales perpendicular a la dirección de propagación.
- 3) La rigidez de las rocas del yacimiento resiste la deformación bajo la acción de “p”, la cual prevalece en el plano vertical. En otras palabras, cada sección vertical se deforma individualmente y no hay obstrucción por las secciones adyacentes.
- 4) Considera que la geometría de la fractura es una elipse.
- 5) El gradiente de presión del fluido en la dirección de propagación (x) está dada por la resistencia al flujo en un canal estrecho y elíptico.
- 6) Por razones no especificadas la presión del fluido en la fractura decrece hacia la punta o frontera externa de tal manera que $x = L$ y $p = S_{Hmax}$.

Las ecuaciones para determinar el largo y el ancho de la fractura son:

$$L(t) = C_1 \left[\frac{Gq_0^3}{(1-v)\mu h_f^4} \right]^{\frac{1}{5}} t^{\frac{4}{5}}, \quad (4.1.2.1.1)$$

donde:

w = Ancho de la fractura

q_0 = Gasto de inyección

$t = \text{Tiempo}$

$\nu = \text{Relación de Poisson}$

$G = \text{Modulo de cizalla}$

$\mu = \text{Viscosidad del fluido}$

$h_f = \text{Altura de la fractura}$

$C_1 = 0.68$ (constante para una ala)

$$w(0, t) = C_2 \left[\frac{(1 - \nu) q_0^2 \mu}{G h_f} \right]^{\frac{1}{5}} t^{\frac{1}{5}}, \quad (4.1.2.1.1)$$

donde:

$w = \text{ancho de la fractura}$

$C_2 = 2.50$ (constante para una ala)

La **Figura 4.1.2.1.1** muestra la geometría de cuatro fracturas propuestas para una profundidad de 2750m utilizando el modelo de PKN. Se hizo un análisis de sensibilidad con gastos de 60 a 120 bpm y viscosidades de 100 a 7000 cp. Para todos los casos el tiempo de inyección fue de 200s y una altura fija de 105m. Se puede observar que la fractura amarilla tiene la mejor respuesta al análisis de sensibilidad.

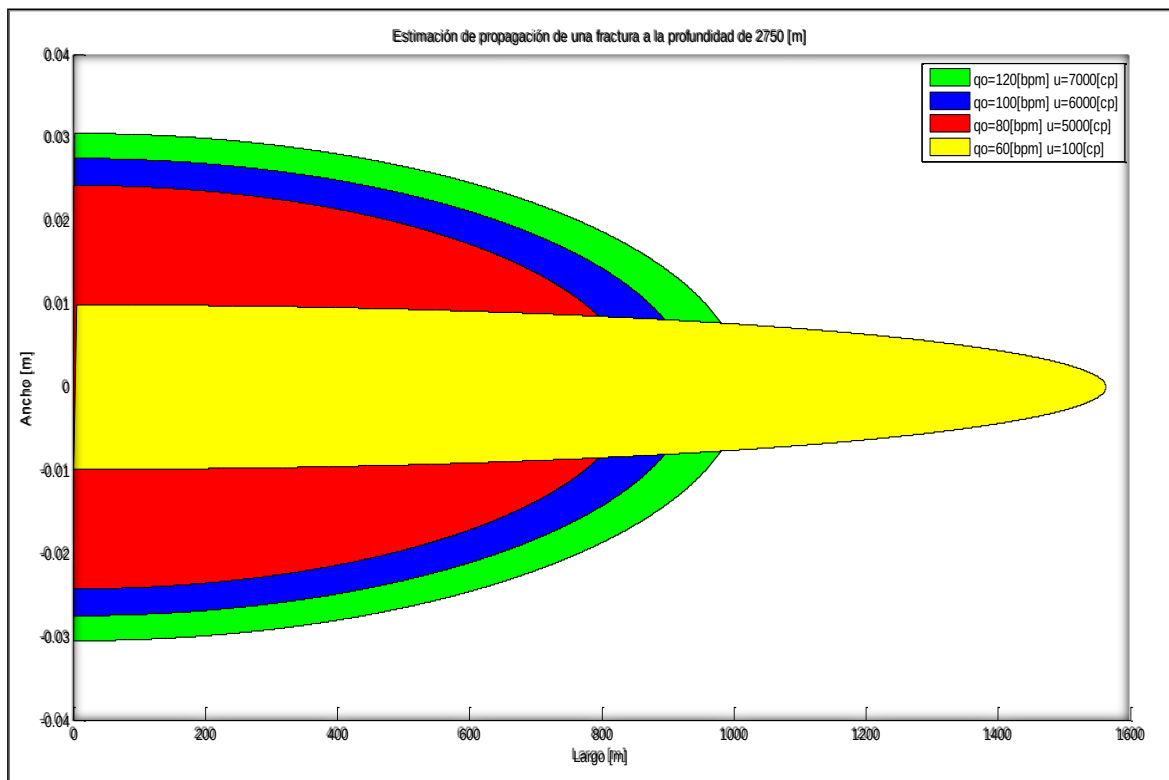


Figura 4.1.2.1.1 Estimación de propagación de una fractura a 2750m en el pozo P-1.

4.2 Diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E

Goodway et al. (1997) demostraron que es posible extraer la litología e información del fluido en los poros por medio de diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ obtenidos de secciones sísmicas y de registros de pozo. Goodway et al. (1997) y Pérez (2013) presentaron diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ litológicos los cuales han sido muy exitosos para la caracterización de yacimientos y para correlacionar la fragilidad con las propiedades de la roca.

Para encontrar las zonas de mayor potencial para el fracturamiento hidráulico del pozo P-1 se utilizaron los diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E desarrollados por Valdiviezo y Nicolás (2015), los cuales consideran las propiedades efectivas de un sistema o formación, su mineralogía (arcilla, carbonato y cuarzo), la materia orgánica y el fluido contenido en los poros (aceite, gas y salmuera).

Las ecuaciones para obtener las propiedades efectivas μ_o , k_o , y ρ_o (ecuaciones 4.2.1, 4.2.2 y 4.2.3) se generalizaron a partir de la formulación de Budiansky (1965) y Hill (1965) para problemas dinámicos, en las cuales se usó la aproximación de Galerkin, más detalles son presentados en Sabina y Willis (1988). Este método tiene la particularidad de obtener propiedades efectivas considerando un medio heterogéneo de n inclusiones ya sea minerales, fluidos o materia orgánica en forma simultánea.

Las ecuaciones del método autoconsistente para una matriz isotrópica con inclusiones esféricas e isotrópicas son:

$$k_o = k_{n+1} + \sum_{r=1}^n \frac{\alpha_r(k_r - k_{n+1})}{1 + 3(k_r - k_o)/(3k_o + 4\mu_o)}, \quad (4.2.1)$$

donde:

k_o = Módulo volumetrico efectivo

k_{n+1} = Módulo volumetrico de la matriz

k_r = Módulo volumetrico de una inclusión de tipo r

α_r = Fracción volumétrica de la inclusión tipo r

μ_o = Módulo de cizalladura efectivo

$$\mu_o = \mu_{n+1} + \sum_{r=1}^n \frac{\alpha_r(\mu_r - \mu_{n+1})}{1 + 2(\mu_r - \mu_o)[2\mu_o + (3k_o + 4\mu_o)]/[5\mu_o(3k_o + 4\mu_o)]}, \quad (4.2.2)$$

donde:

μ_{n+1} = Módulo de cizalladura de la matriz

μ_r = Módulo de cizalladura de una inclusión de tipo r

$$\rho_o = \rho_{n+1} + \sum_{r=1}^n \alpha_r(\rho_r - \rho_{n+1}), \quad (4.2.3)$$

donde:

$\rho_o = \text{Densidad efectiva}$

$\rho_{n+1} = \text{Densidad de la matriz}$

$\rho_r = \text{Densidad de una inclusión de tipo } r$

Las ecuaciones 4.2.1, 4.2.2 y 4.2.3 del método autoconsistente se pueden resolver con el método de punto fijo (Valdivieso y Nicolás, 2014). Al obtener la solución de las ecuaciones se está asumiendo que las propiedades de la μ , k , y ρ de un sistema heterogéneo pasan a ser propiedades de un sistema homogéneo las cuales son llamadas las propiedades efectivas (μ_o , k_o , y ρ_o).

Con las propiedades efectivas μ_o , k_o , y ρ_o del método autoconsistente es posible calcular las velocidades de las ondas P y S (ecuaciones 4.2.4 y 4.2.5).

$$V_p = \left(\frac{k_o + 4\mu_o/3}{\rho_o} \right)^{1/2}. \quad (4.2.4)$$

$$V_s = \left(\frac{\mu_o}{\rho_o} \right)^{1/2} \quad (4.2.5)$$

Finalmente, con las velocidades de las ondas P y S obtenidas a partir de las propiedades efectivas se puede calcular $\lambda\rho$ y $\mu\rho$ con las ecuaciones 4.2.6 y 4.2.7.

$$\lambda\rho = (\rho V_p)^2 - 2(\rho V_s)^2, \quad (4.2.6)$$

donde:

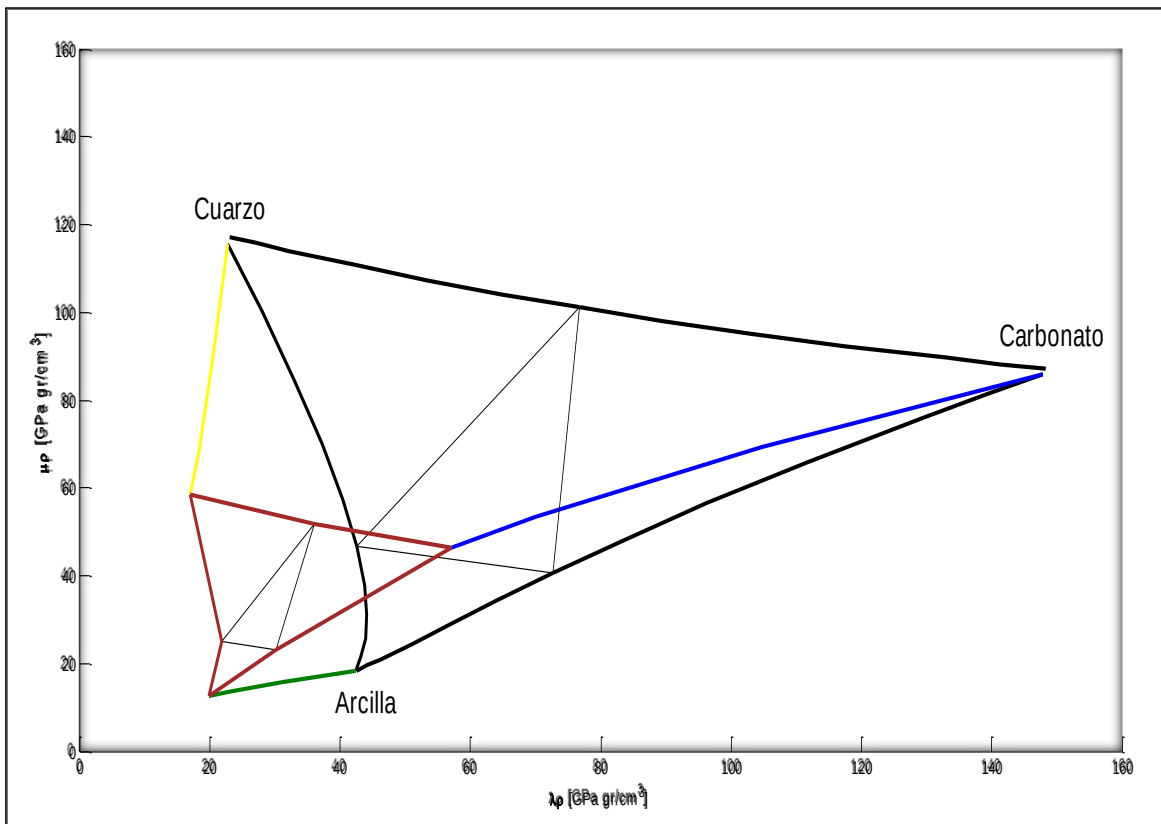
$\lambda = \text{Constante elástica de Lamé}$

$$\mu\rho = (\rho V_s)^2, \quad (4.2.7)$$

donde:

$\mu = \text{Módulo de cizalladura}$

La **Figura 4.2.1** muestra el diagrama $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ propuesto por Valdivieso y Nicolás (2015). Estos diagramas indican la distribución de los valores $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ de arcilla, cuarzo y carbonato en donde cada vértice representa el 100% del mineral indicado. Además de los minerales ya mencionados, estos diagramas pueden mostrar valores de $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ de fluidos como aceite, gas, salmuera y contenido orgánico (kerogeno). Para el caso de este diagrama se muestra el contenido orgánico o kerogeno (línea amarilla).



Para obtener los datos de la relación de Poisson y el módulo de Young en los diagramas ternarios se utilizaron las ecuaciones 4.1.1.1.1 y 4.1.1.2.1. La diferencia entre los cálculos realizados anteriormente es que no se utilizaron datos leídos de los registros geofísicos, sino las velocidades obtenidas a partir de las propiedades efectivas.

$$E = \frac{\rho * V_s^2 * (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}, \quad (4.1.1.1.1)$$

$$v = \frac{V_p^2 * 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}. \quad (4.1.1.2.1)$$

La **Figura 4.2.2** muestra el diagrama v - E propuesto por Valdiviezo y Nicolás (2015). Estos diagramas indican la distribución de los valores v - E de arcilla, cuarzo y carbonato en donde cada vértice representa el 100% del mineral indicado. Además de los minerales ya mencionados estos diagramas pueden mostrar valores de v - E de fluidos como aceite, gas, salmuera y contenido orgánico (kerogeno). Para el caso de este diagrama se muestra el contenido orgánico o kerogeno (línea amarilla).

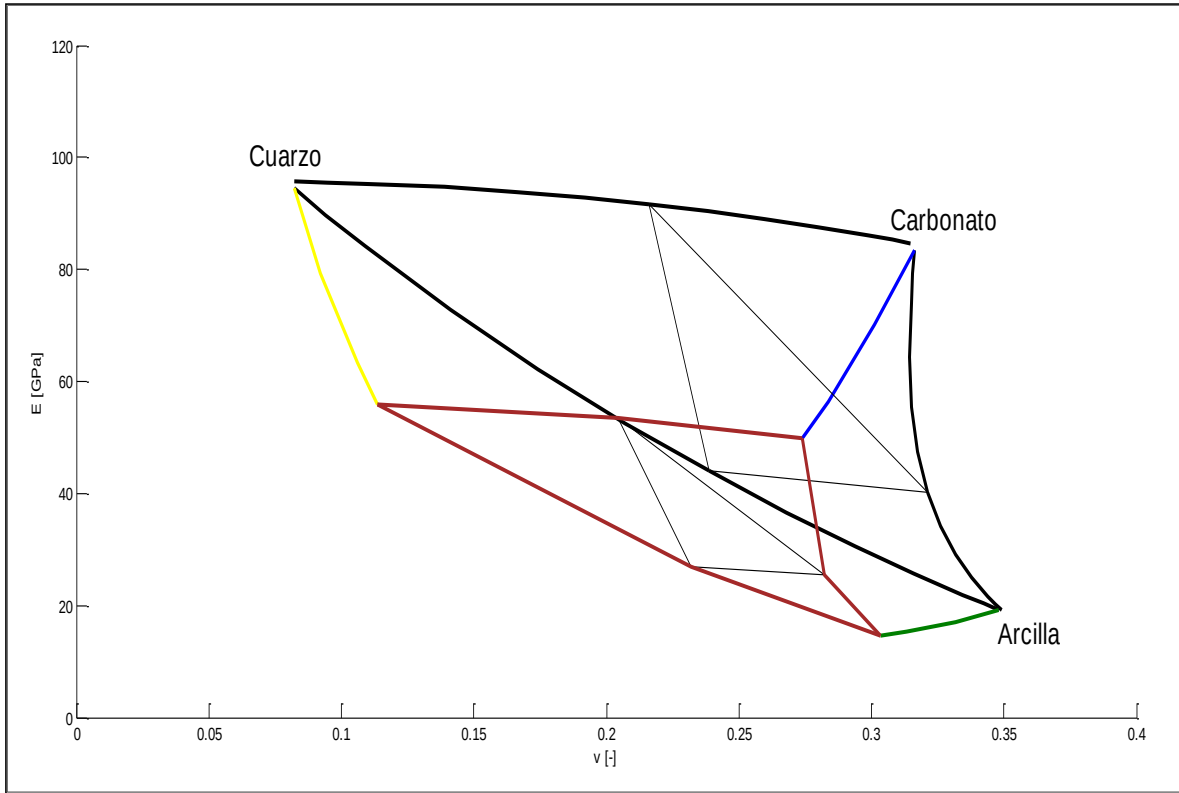


Figura 4.2.2 Diagrama ν -E propuesto por Valdiviezo y Nicolás (2015).

4.2.1 Diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν -E con Curvas de Isofragilidad

El objetivo de agregarle curvas de isofragilidad a los diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν -E propuestos por Valdiviezo y Nicolás (2015) fue para poder caracterizar con mayor precisión el yacimiento con respecto a la fragilidad y la zona de interés que contiene fluidos, conocidos como sweet spot.

Las curvas de isofragilidad de los diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ se calcularon de la siguiente manera:

Para las curvas que isofragilidad que están en función del ángulo de fricción interna, la relación de Poisson y la relación de los esfuerzos elásticos se parte de:

$$\frac{\lambda}{\mu} = \frac{2\nu}{1 - 2\nu}. \quad (4.2.1.1)$$

Despejando μ de la ecuación 4.2.1.1

$$\mu = \frac{\lambda(1 - 2\nu)}{2\nu}. \quad (4.2.1.2)$$

Si multiplicamos por 2 la ecuación 4.2.1.2 tenemos que:

$$2\mu = \frac{\lambda(1-2\nu)}{\nu}. \quad (4.2.1.3)$$

Si se descompone el término $\frac{(1-2\nu)}{\nu}$:

$$2\mu = \lambda \left(\frac{1-\nu}{\nu} - 1 \right). \quad (4.2.1.4)$$

Considerando que α es:

$$\alpha = \frac{1-\nu}{\nu}. \quad (4.2.1.5)$$

Sustituyendo α en la ecuación 4.2.1.4

$$2\mu = \lambda(\alpha - 1). \quad (4.2.1.6)$$

Despejando μ y multiplicando por ρ la ecuación 4.2.1.6 se tiene:

$$\mu\rho = \frac{\lambda\rho(\alpha - 1)}{2}. \quad (4.2.1.7)$$

Las curvas de isofragilidad se hicieron con valores de relación de Poisson de 0.005 a 0.5 (utilizados en la ecuación 4.2.1.5) y utilizando valores $\lambda\rho$ en una escala de 0 a 160 manteniendo la relación de Poisson constante para cada valor calculado de la ecuación 4.2.1.7.

En el caso de las curvas de índice de fragilidad con respecto al módulo de Young se calcularon de la siguiente manera:

Sabemos que el módulo de Young en términos de la constante de Lamé se expresa:

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu}. \quad (4.2.1.8)$$

Despejando λ de la ecuación 4.2.1.8

$$\begin{aligned} E(\lambda + \mu) &= \mu(3\lambda + 2\mu), \\ E\lambda + E\mu &= 3\mu\lambda + 2\mu^2, \\ E\lambda - 3\mu\lambda &= 2\mu^2 - E\mu, \\ \lambda(E - 3\mu) &= 2\mu^2 - E\mu, \end{aligned} \quad (4.2.1.9)$$

Despejando λ de la ecuación 4.2.1.9

$$\lambda = \frac{\mu(2\mu - E)}{E - 3\mu}. \quad (4.2.1.10)$$

Multiplicando por ρ la ecuación 4.2.1.10

$$\lambda\rho = \frac{\mu\rho(2\mu - E)}{E - 3\mu}. \quad (4.2.1.1)$$

Multiplicando por $\frac{\rho}{\rho}$ la ecuación 4.2.1.11

$$\lambda\rho = \frac{2\mu\rho * \frac{\mu\rho}{\rho} - \mu\rho E}{E - 3 * \frac{\mu\rho}{\rho}}. \quad (4.2.1.12)$$

La **Figura 4.2.1.1** muestra el diagrama $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ propuesto por Valdiviezo y Nicolás (2015) con curvas de isofragilidad. Las líneas punteadas de color negro están en términos del ángulo de fricción interna, la relación de Poisson y la relación de los esfuerzos elásticos calculadas con la ecuación 4.2.1.7 y las líneas punteadas de color púrpura están en términos del índice de fragilidad calculadas con la ecuación 4.2.1.12.

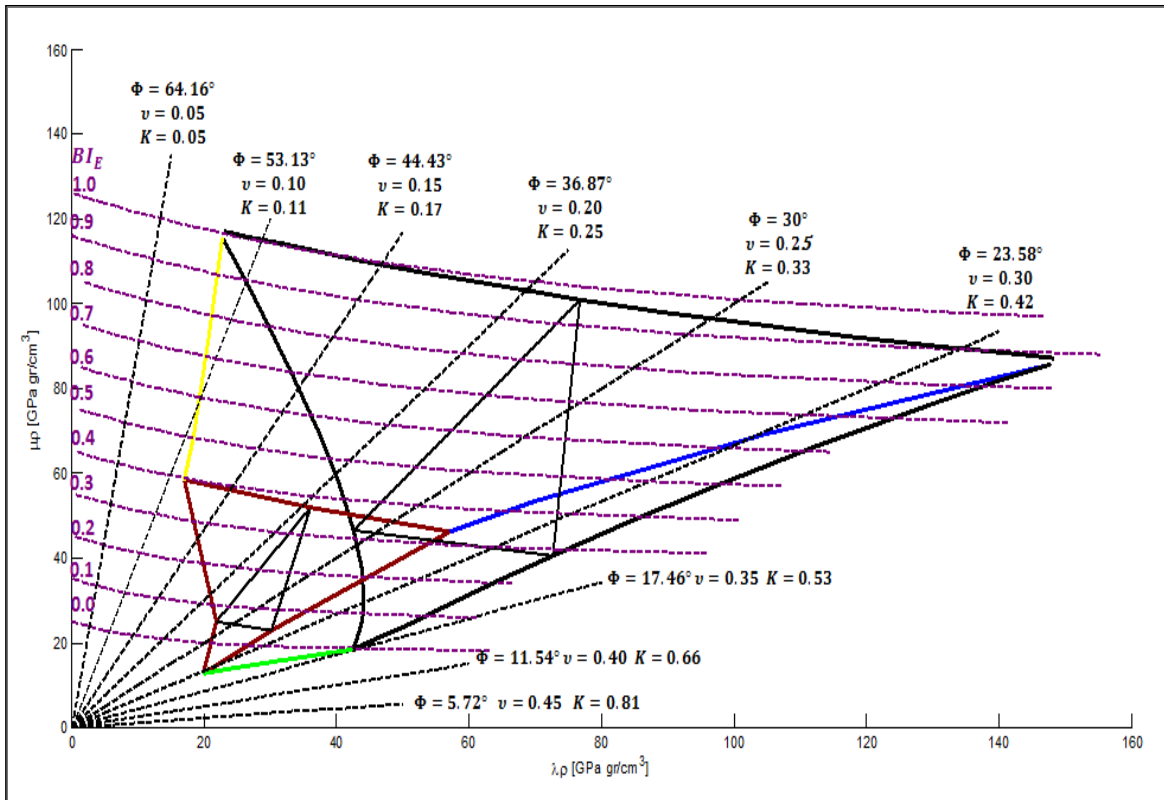


Figura 4.2.1.1 Diagrama $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ propuesto por Valdiviezo y Nicolás (2015) con curvas de isofragilidad.

Los valores de del ángulo de fricción interna, que aparecen en el diagrama 4.2.1.1 fueron calculados con la ecuación 4.1.1.4.1, mientras que con el valor de la relación de esfuerzos elásticos fue obtenido con el inverso de la ecuación 4.2.1.5 en base a cada valor de relación de Poisson.

Las curvas de isofragilidad para la fragilidad promedio fueron calculadas utilizando la ecuación 4.1.1.9.3 y tomando los valores máximos y mínimos de relación de Poisson y módulo de Young de la **Tabla 4.2.1.1**

Tabla 4.2.1.1 Relación de Poisson y módulo de Young de minerales comunes (Mavko et al., 2009).

Mineral	ν (-)	E (GPa)
Arcilla	0.34	18.87
Carbonato	0.09	95.25
Cuarzo	0.31	84.34

Las curvas de isofragilidad para $\mu\rho$ se calcularon de la siguiente manera:

Se sabe que μ en términos de la relación de Poisson y el módulo de Young es:

$$\mu = \frac{E}{2(1 + \nu)}. \quad (4.2.1.13)$$

Despejando E tenemos que

$$2\mu = \frac{E}{(1 + \nu)},$$

$$E = 2\mu * (1 + \nu). \quad (4.2.1.14)$$

Multiplicando por 1 en términos de $\rho \left(\frac{\rho}{\rho}\right)$ se obtiene:

$$E = 2 \left(\frac{\mu\rho}{\rho}\right) * (1 + \nu). \quad (4.2.1.15)$$

La **Figura 4.2.1.2** muestra el diagrama ν -E propuesto por Valdiviezo y Nicolás (2015) con curvas de isofragilidad. Las líneas punteadas de color negro están en términos de la fragilidad promedio calculadas con la ecuación 4.1.1.9.2 y las líneas punteadas de color púrpura están en términos de $\mu\rho$ calculadas con la ecuación 4.2.1.15.

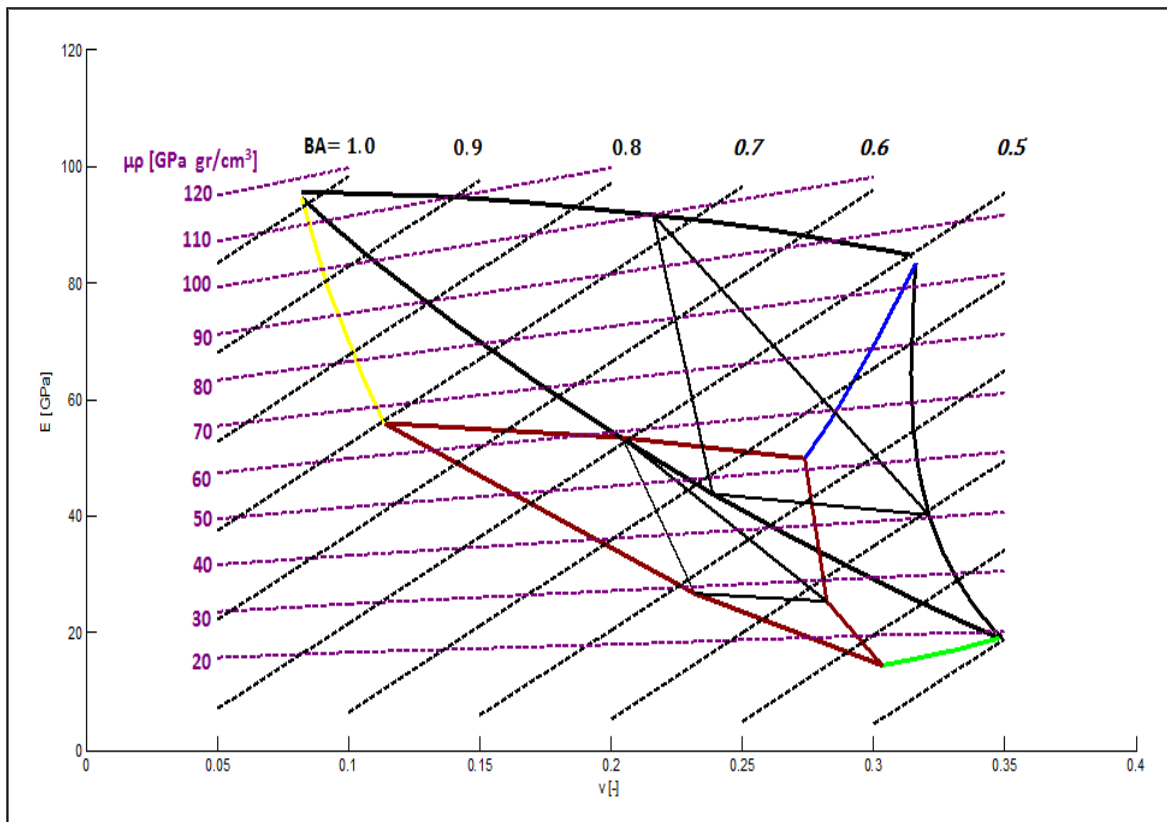


Figura 4.2.1.2 Diagrama ν - E propuesto por Valdiviezo y Nicolás (2015) con curvas de isofragilidad.

4.3 Determinación del Número y Colocación de Etapas a partir de Diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E

Para determinar la colocación y número de etapas se buscaron las zonas con mayor potencial para el fracturamiento hidráulico por medio de diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E , descritos anteriormente. Se buscó que estas zonas fueran las de mayor fragilidad de acuerdo con las curvas isofragilidad. También en los diagramas tanto $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ como ν - E se analizaron algunos registros geofísicos (resistividad, rayos gamma y porosidad) tanto del pozo piloto y como del horizontal del pozo P-1 en el intervalo del yacimiento que se encuentra de 2643 a 2848m (205m de espesor) en la formación Pimienta del Jurásico Superior. De esta forma se trató de hacer más precisos y consistentes los resultados.

Una vez determinadas las zonas de mayor fragilidad se graficó la fragilidad en la trayectoria del pozo P-1 calculada en el capítulo II (**Figura 2.1.1**) para visualizar en que parte de la trayectoria se encontraban los puntos con una fragilidad mayor a 0.6, los cuales indican el número de etapas y el lugar en donde fracturar.

A continuación, se describe el procedimiento a través de los diagramas utilizados con los datos del caso de estudio.

El primer paso fue determinar la zona de interés (2643 a 2948 m) en la formación Pimienta. La **Figura 4.3.1** muestra los datos $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ (lado derecho) y ν - E (lado izquierdo) del pozo P-1 en los diagramas (3D) $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E en el intervalo de interés.

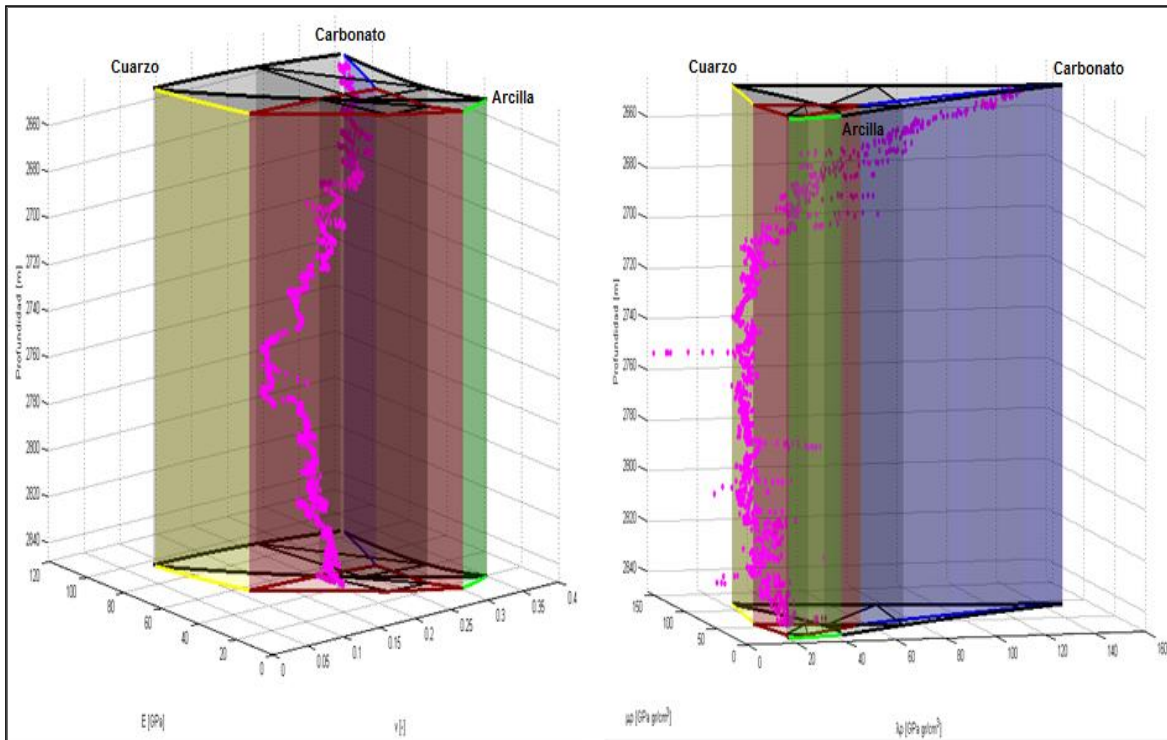


Figura 4.3.1 Diagramas 3D $\lambda\rho-\mu\rho$ y $\nu-E$ del pozo P-1 en la zona de interés.

La **Figura 4.3.2** muestra los datos $\lambda\rho-\mu\rho$ (lado derecho) y $\nu-E$ (lado izquierdo) del pozo P-1 en los diagramas (2D) $\lambda\rho-\mu\rho$ y $\nu-E$ con curvas de isofragilidad en la zona de interés (2643 a 2848 m) dentro de la formación Pimienta.

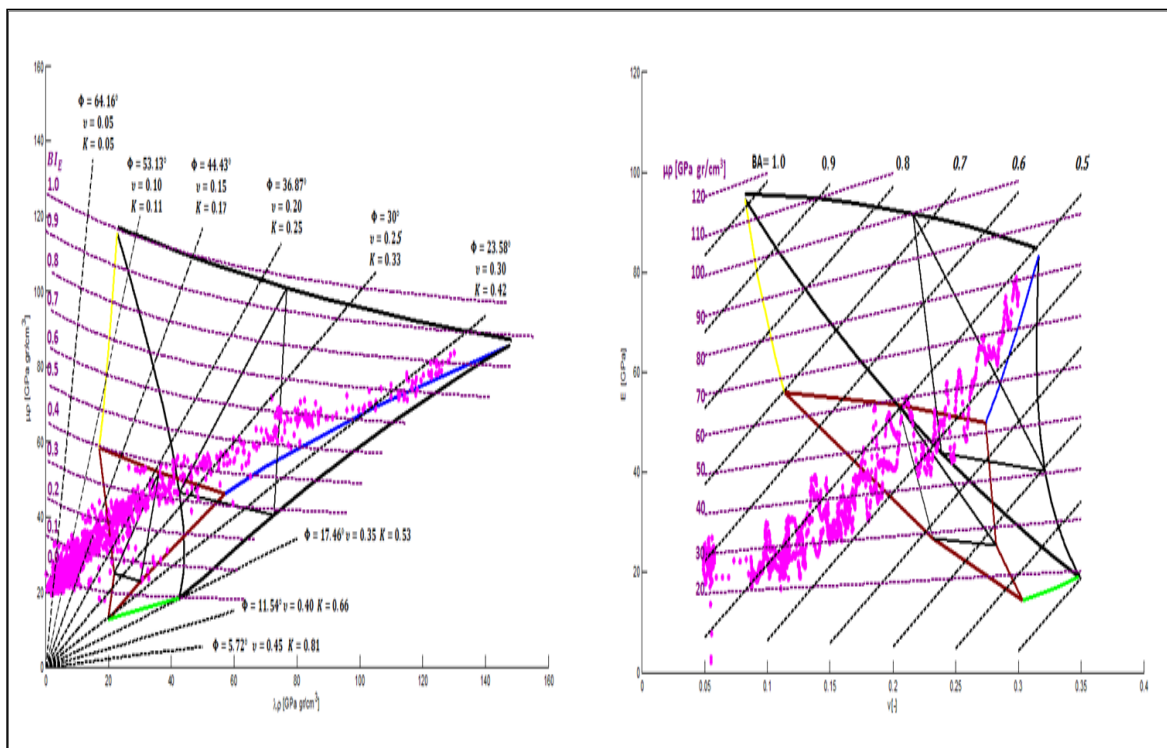


Figura 4.3.2 Diagramas 2D $\lambda\rho-\mu\rho$ y $\nu-E$ con curvas de isofragilidad del pozo P-1 en la zona de interés.

Una vez determinado el intervalo de interés se localizó la zona más frágil de acuerdo con los diagramas $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E . Las **Figuras 4.3.3 y 4.3.4** muestran la zona más frágil (círculo rojo) del Pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E respectivamente.

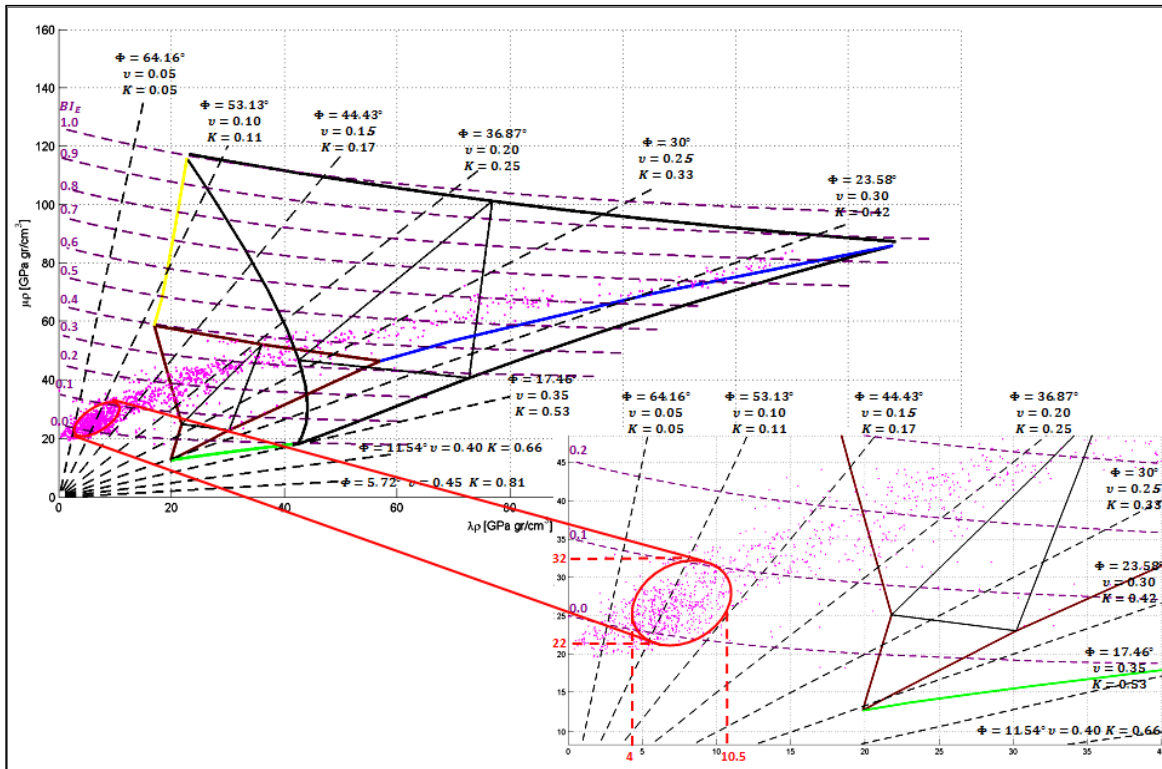


Figura 4.3.3 Zona de mayor fragilidad del pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ con curvas de isofragilidad.

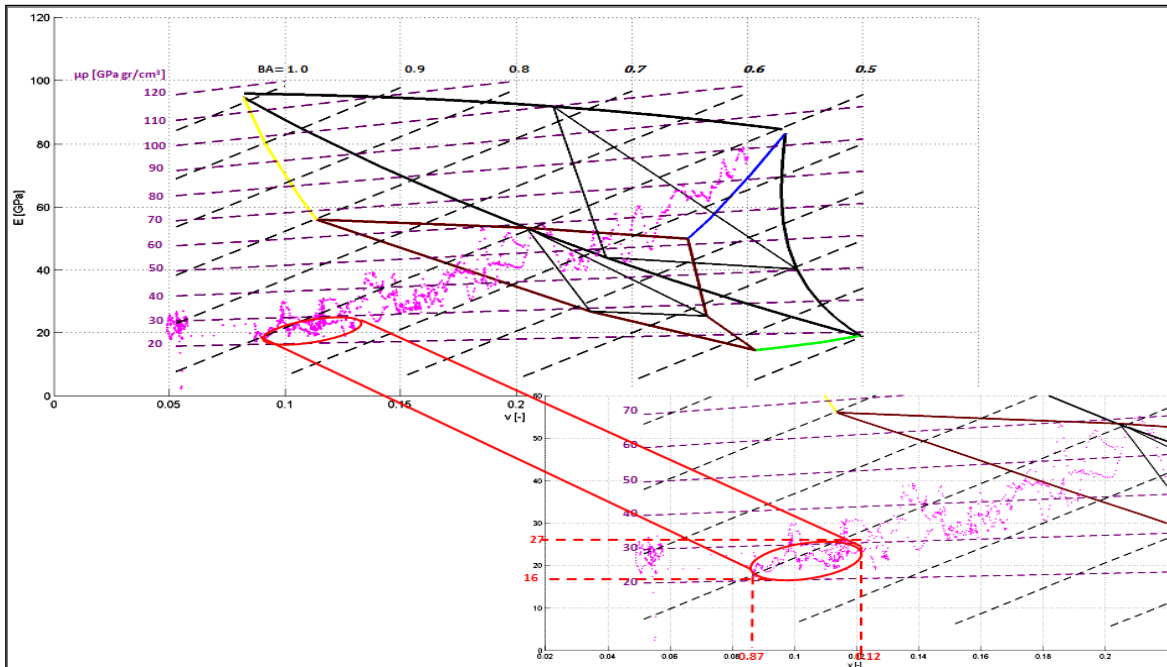


Figura 4.3.4 Zona de mayor fragilidad del pozo P-1 en un diagrama ν - E con curvas de isofragilidad.

Para corroborar las zonas de mayor frágil se analizaron los registros geofísicos de porosidad, rayos gamma y resistividad. Las **Figuras 4.3.5 y 4.3.6** muestran el comportamiento del registro de resistividad y la zona más frágil (círculo rojo) del Pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho-\mu\rho$ y $\nu-E$ con curvas de isofragilidad respectivamente.

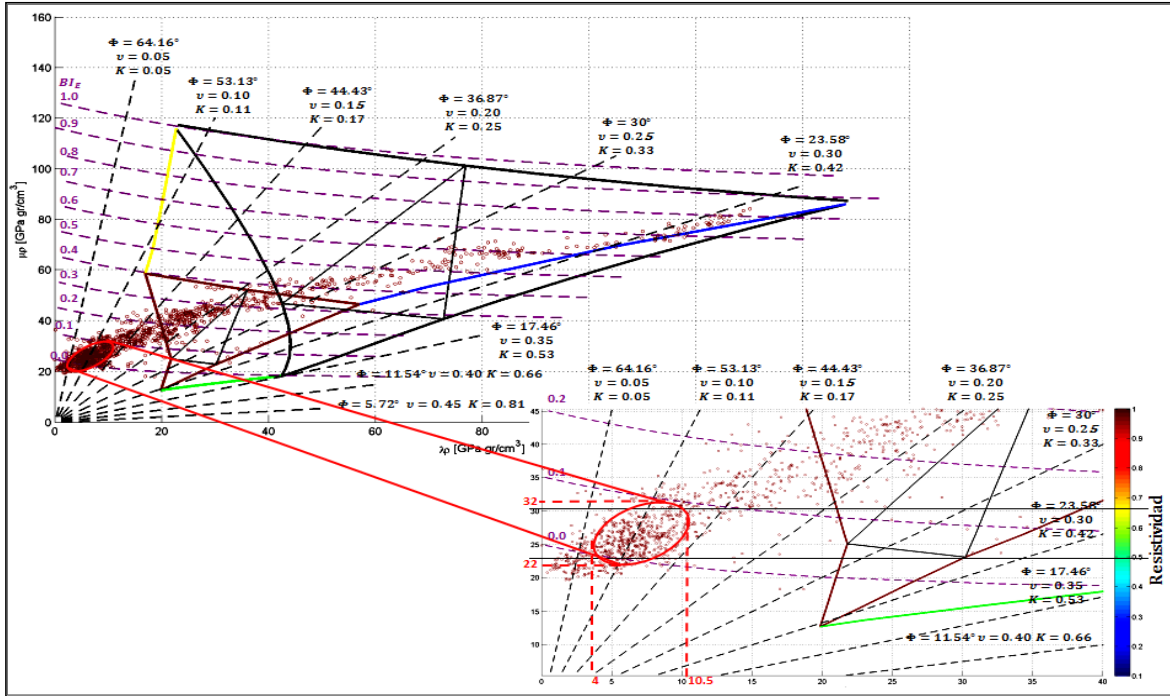


Figura 4.3.5 Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de resistividad del pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho-\mu\rho$ con curvas de isofragilidad.

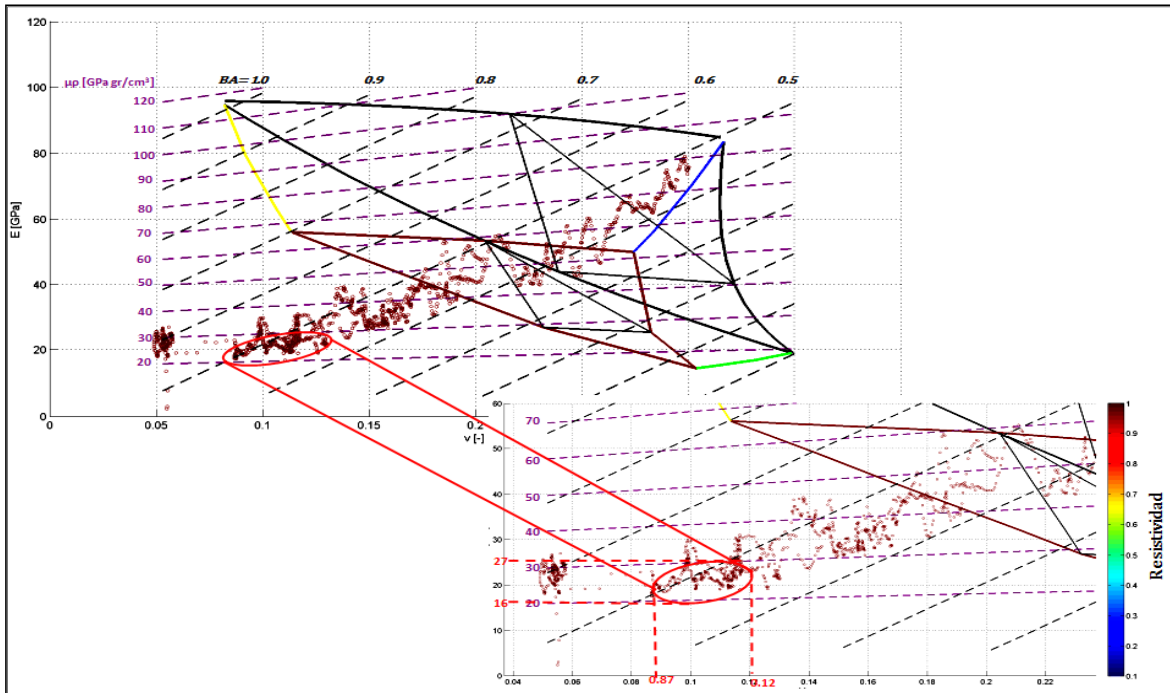


Figura 4.3.6 Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de resistividad del pozo P-1 en un diagrama $\nu-E$ con curvas de isofragilidad.

Las **Figuras 4.3.7 y 4.3.8** muestran el comportamiento del registro rayos gamma y la zona más frágil (círculo rojo) del Pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho-\mu\rho$ y $\nu-E$ con curvas de isofragilidad respectivamente.

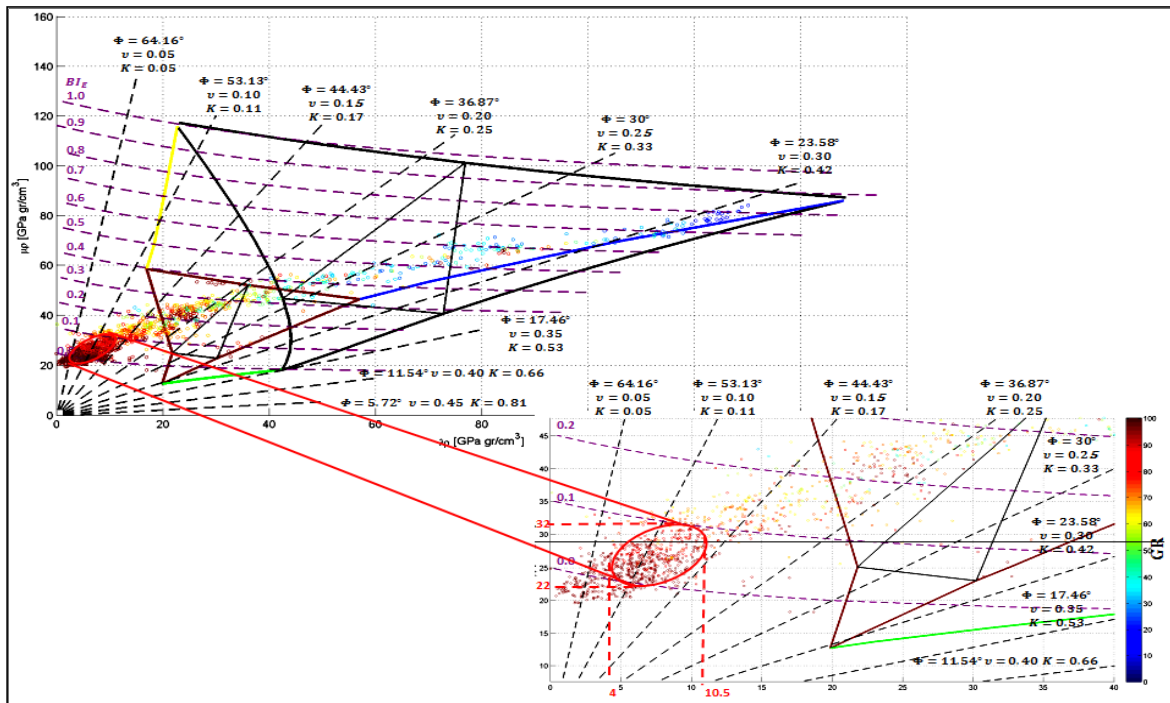


Figura 4.3.7 Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de rayos gamma del pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho-\mu\rho$ con curvas de isofragilidad.

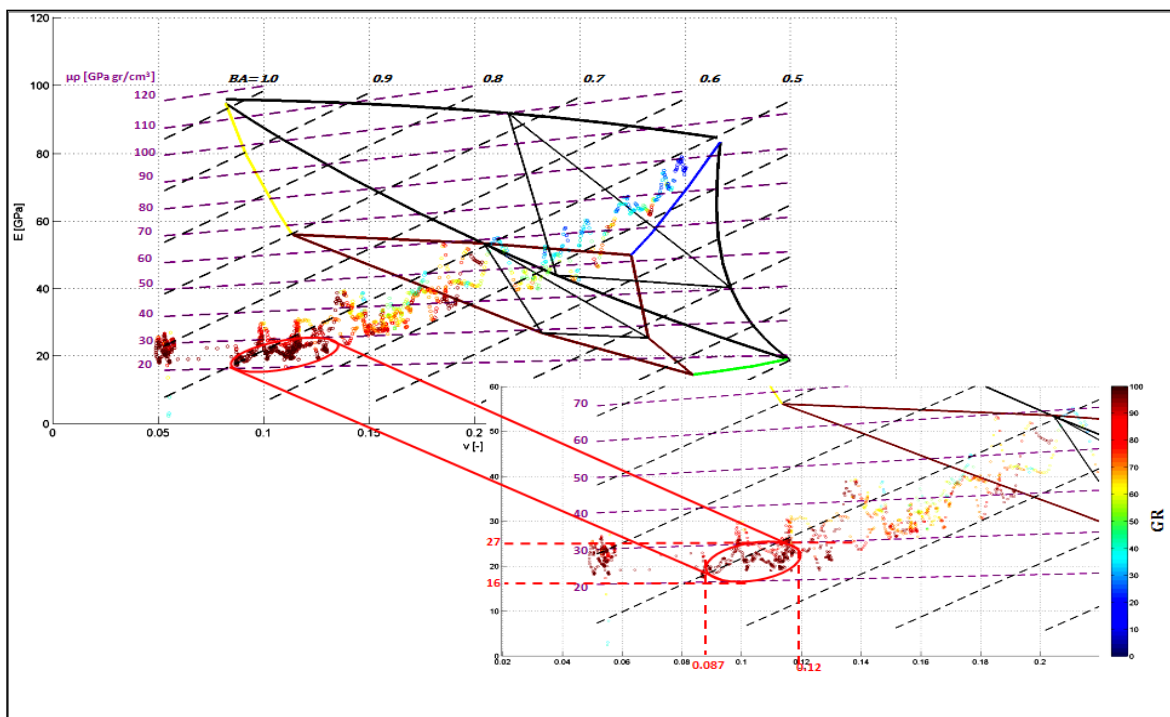


Figura 4.3.8 Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de rayos gamma del pozo P-1 en un diagrama $\nu-E$ con curvas de isofragilidad.

Las **Figuras 4.3.9 y 4.3.10** muestran el comportamiento del registro de porosidad y la zona más frágil (círculo rojo) del Pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho-\mu\rho$ y $\nu-E$ con curvas de isofragilidad respectivamente.

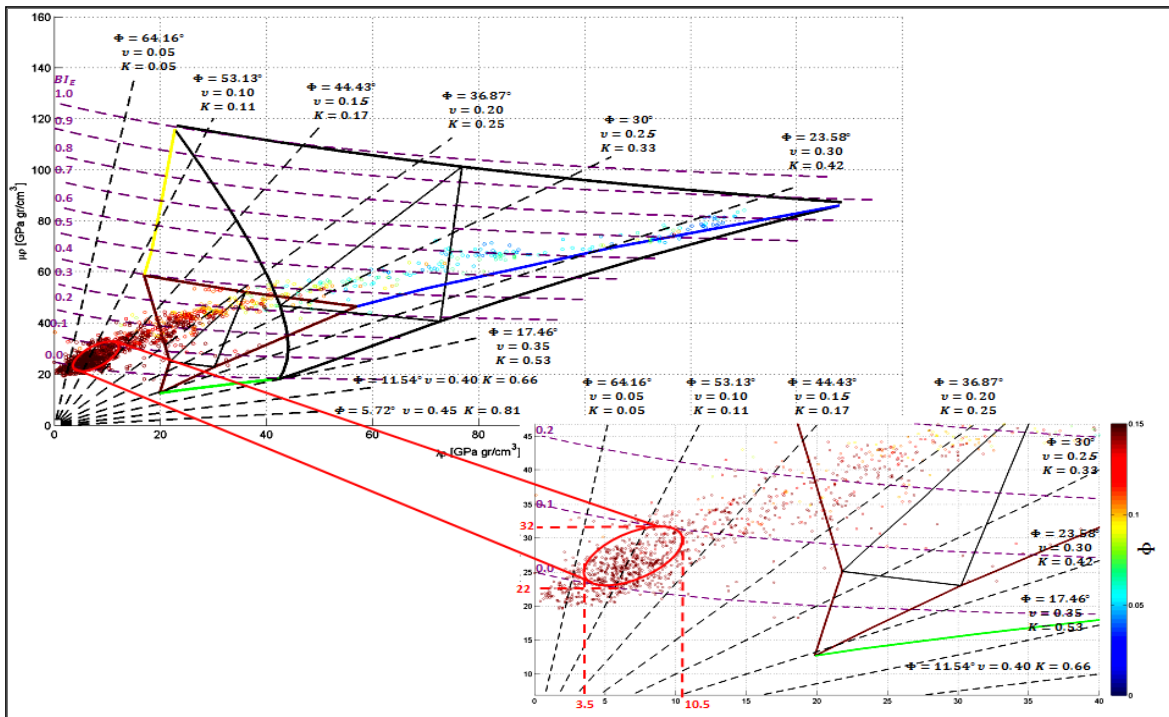


Figura 4.3.9 Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de porosidad del pozo P-1 en un diagrama $\lambda\rho-\mu\rho$ con curvas de isofragilidad.

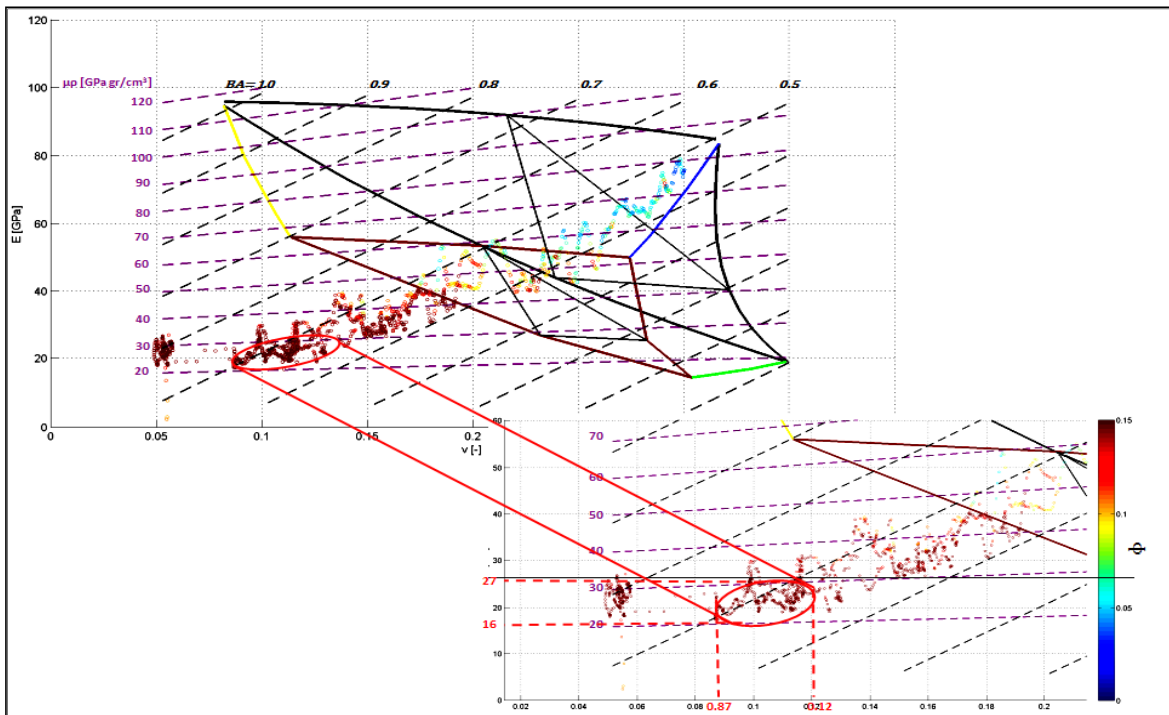


Figura 4.3.10 Zona de mayor fragilidad con la distribución del registro de porosidad del pozo P-1 en un diagrama $\nu-E$ con curvas de isofragilidad.

Las propiedades elásticas $\lambda\rho$, $\mu\rho$, ν y E en el intervalo propuesto de mayor frágil se muestra en la **Tabla 4.3.1** y los valores de las propiedades elásticas $\lambda\rho$, $\mu\rho$, ν y E con los registros geofísicos (resistividad, rayos gama y porosidad) del intervalo propuesto se muestran en la **Tabla 4.3.2**.

Tabla 4.3.1 Propiedades elásticas $\lambda\rho$, $\mu\rho$, ν y E en el intervalo propuesto.

Intervalo propuesto	$\lambda\rho$ [Gpa gr/cm ³]	$\mu\rho$ [Gpa gr/cm ³]	ν [-]	E [GPa]
Cima	10.5	32	0.12	27
Base	4	22	0.87	16

Tabla 4.3.2 Propiedades elásticas $\lambda\rho$, $\mu\rho$, ν y E con registros geofísicos en el intervalo propuesto.

Registro Geofísico	$\lambda\rho$ [Gpa gr/cm ³]	$\mu\rho$ [Gpa gr/cm ³]	ν [-]	E [GPa]	Valores del registro
Resistividad [ohm.m]	4-10.5	22-32	0.087-.12	16-27	60-100
Rayos Gama [° API]	4-10.5	22-32	0.087-.12	16-27	0.9-1
Porosidad [nphi]	3.5-10.5	22-32	0.087-.12	16-27	0.1-0.15

El intervalo propuesto de mayor fragilidad fue seleccionado de acuerdo con los datos del pozo piloto a la profundidad del yacimiento (formación Pimienta) y se corrobora con los registros geofísicos. Pero con estos datos es difícil identificar el lugar exacto donde se encuentran en la trayectoria del pozo, por lo que fue necesario utilizar los datos de los registros geofísicos del pozo horizontal. Sin embargo, no se contó con el registro sísmico para obtener $\lambda\rho$, $\mu\rho$, ν y E .

Para obtener $\lambda\rho$, $\mu\rho$, ν y E en el pozo horizontal se correlacionaron los valores de los registros de porosidad, rayos gamma y resistividad del pozo piloto con los del pozo horizontal. Una vez que se correlacionaron los valores, se le asignaron valores $\lambda\rho$, $\mu\rho$, ν y E al pozo horizontal, es decir, para una profundidad los valores asignados de las propiedades elásticas del pozo horizontal corresponden valores del pozo piloto considerando la correlación mencionada de los registros geofísicos.

Las **Figuras 4.3.11 y 4.3.12** muestran los diagramas ternarios $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ y ν - E respectivamente, con datos comparativos del pozo piloto (color negro) vs horizontal (color verde).

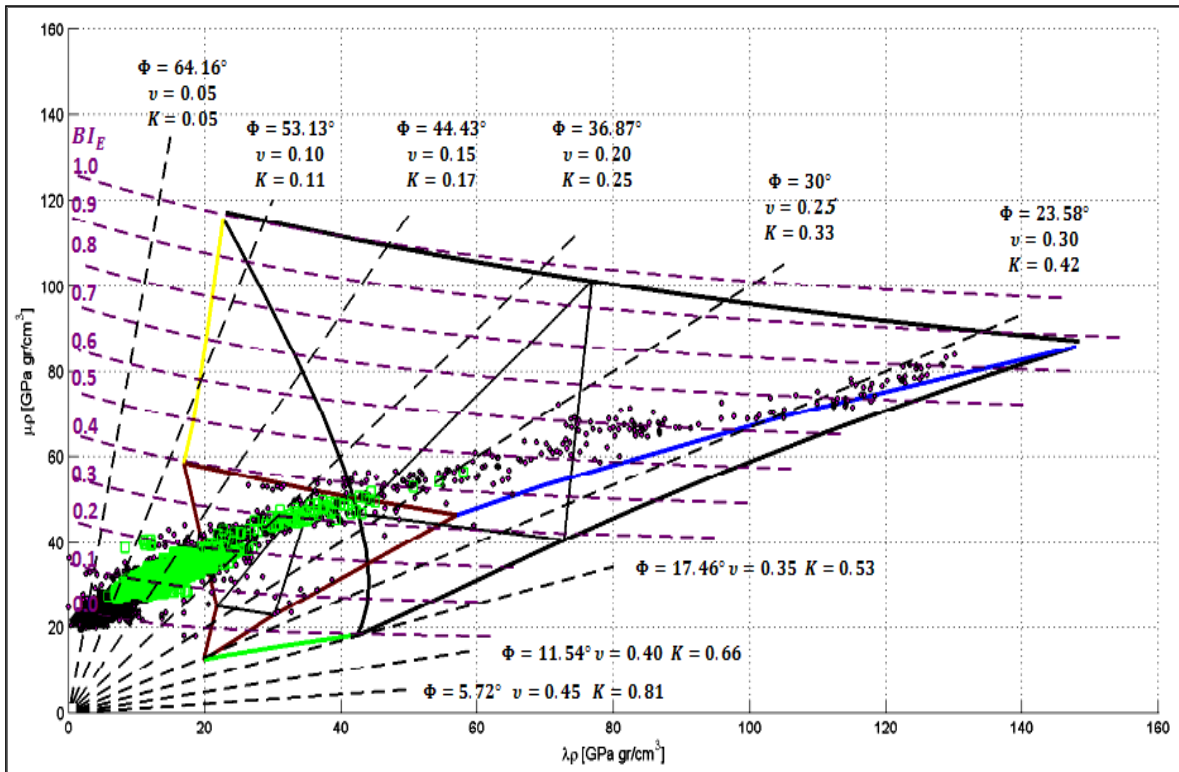


Figura 4.3.11 Diagrama ternario $\lambda\rho$ - $\mu\rho$ con curvas de isofragilidad, comparación del pozo piloto vs pozo horizontal, pozo P-1.

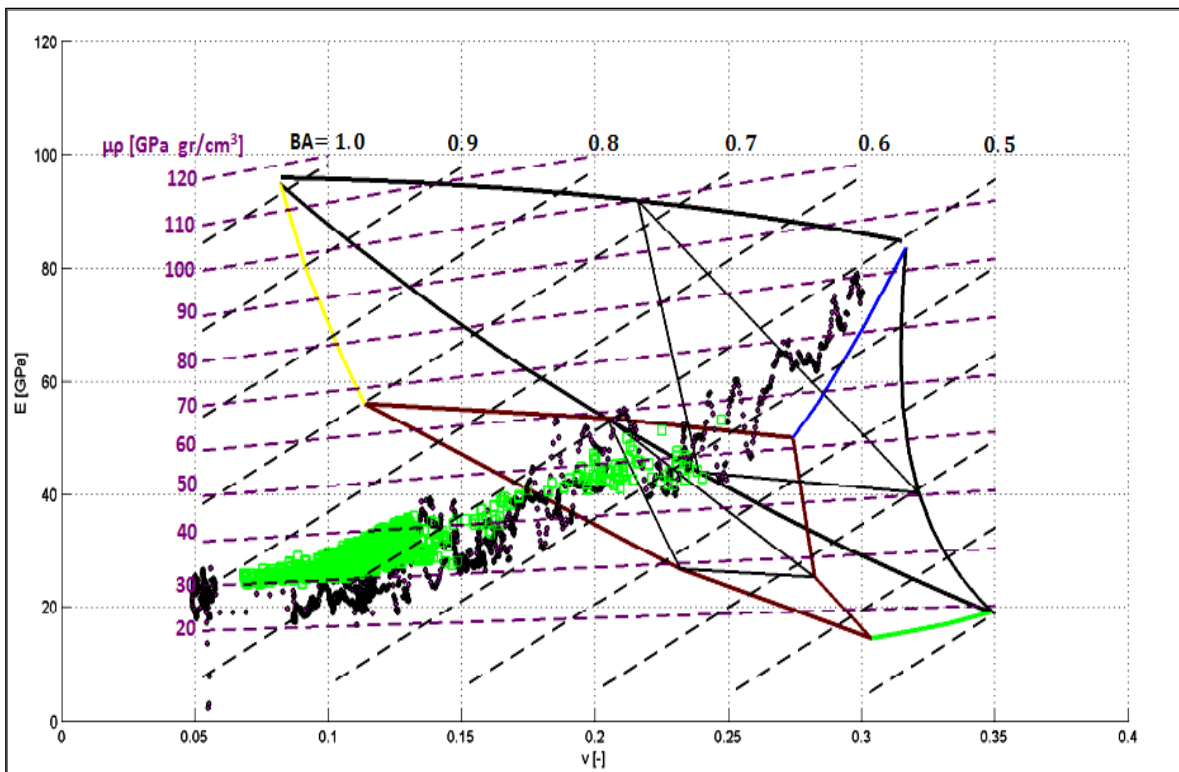


Figura 4.3.12 Diagrama ternario ν - E con curvas de isofragilidad, comparación del pozo piloto vs pozo horizontal, pozo P-1.

De acuerdo con la zona de mayor fragilidad en los diagramas ternarios, se localizaron los puntos en la trayectoria del pozo P-1 con valores $BA > 0.5$. La **Figura 4.3.13** muestra 9 etapas en la trayectoria horizontal con fragilidad por arriba de 0.5, con el análisis mencionado anteriormente se localizaron las zonas más factibles a fracturar, las cuales consideran las propiedades mecánicas de la roca.

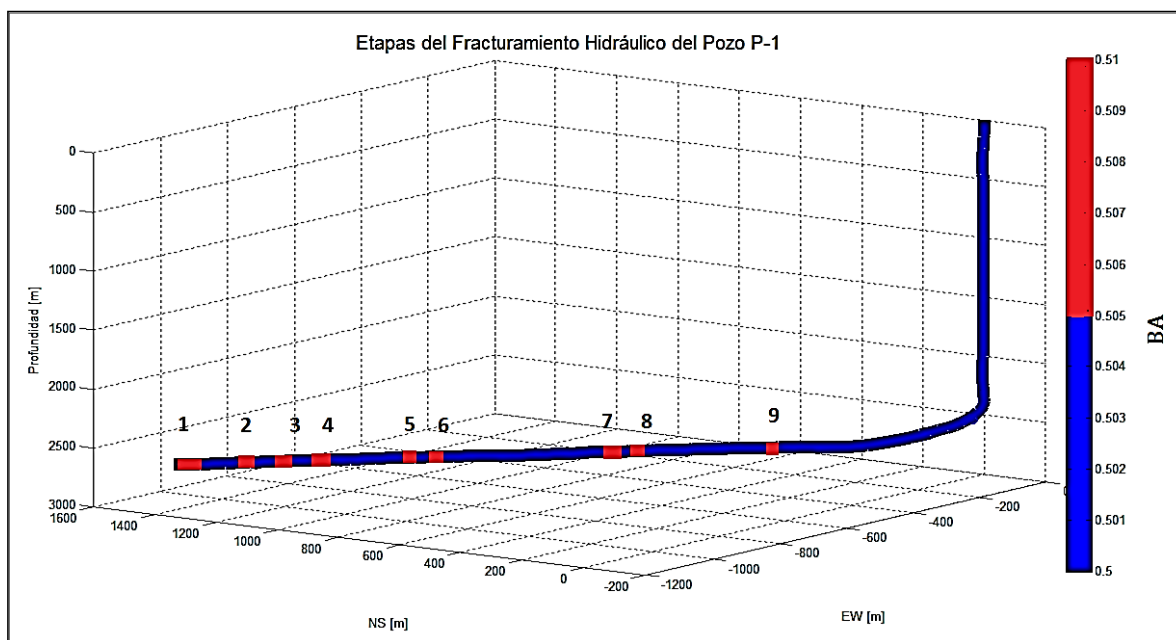


Figura 4.3.13 Etapas propuestas para el fracturamiento hidráulico en el pozo P-1.

Como se puede notar de la figura anterior (**Figura 4.3.13**), de acuerdo con los datos de registros y los diagramas ternarios se puede apreciar que las etapas que se determinan como idóneas no están situadas equidistantes como tradicionalmente se han realizado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

La determinación de la colocación y número de etapas de los pozos de aceite-gas de lutita debe de estar basada en el análisis de las propiedades mecánicas de la roca y de los fluidos contenidos en ésta.

A partir de registros geofísicos, modelos micromecánicos y diagramas ternarios se pueden tomar criterios para determinar el lugar idóneo en donde fracturar desde el punto de vista mecánico.

El modelo autoconsistente es una herramienta nueva para la determinación de la colocación y número de etapas. La utilidad de este modelo está en obtener propiedades efectivas, las cuales son equivalentes a las del medio heterogéneo, es decir, se está considerando que los minerales son los constituyentes de la roca.

Usando los modelos micromecánicos para caracterizar las propiedades mecánicas de la roca son una herramienta con la que también se pueden corroborar resultados que provienen de interpretar los registros geofísicos tales como el de porosidad, rayos gama y resistividad a través de diagramas ternarios con respecto a fragilidad de la roca.

Las curvas de isofragilidad en los diagramas $\lambda\rho-\mu\rho$ y $\nu-E$ ayudan a obtener información adicional y tendencias relacionadas con la fragilidad de la roca. A partir de esta información los diagramas ternarios muestran una fuerte dependencia de las propiedades mecánicas con la presencia de los distintos tipos de fluidos contenidos en ella, así como el contenido orgánico y su fragilidad.

La determinación de la colocación y número de etapas en el fracturamiento depende de una buena caracterización del yacimiento la cual se logra a través de los diagramas $\lambda\rho-\mu\rho$ y $\nu-E$ a los que se les agregaron curvas de isofragilidad para aumentar la precisión de los resultados.

Los diagramas $\lambda\rho-\mu\rho$ y $\nu-E$ son herramientas para la determinación de la colocación y número de etapas en el fracturamiento hidráulico los cuales pueden sustituir un software y pueden ser aplicados para el diseño de pozos en aceite-gas de lutita.

Con la metodología propuesta se está definiendo una nueva forma de determinar la colocación y número de etapas para el fracturamiento hidráulico a partir de registros geofísicos, modelos micromecánicos y diagramas ternarios.

Recomendaciones

Se recomienda correr el registró sónico (DTCO) en los pozos horizontal ya que con estos datos los resultados tendrán menos incertidumbre al ser datos directos de la formación.

Continuar con el análisis de pozos aceite-gas de lutita aplicando esta metodología con la finalidad de poder caracterizar las zonas de fluidos (gas, gas/condensados y aceite).

Además del análisis en pozos aceite-gas de lutita, utilizar pozos convencionales para abarcar más casos de estudio y de aplicación con la metodología propuesta.

Calcular $\sigma^{\Delta T}$ para tener una mejor estimación de la resistencia a la tensión, ya que por falta de información se está considerando que $\sigma^{\Delta T} = 0$.

Realizar un análisis de sensibilidad con diagramas $\lambda\rho-\mu\rho$ y $\nu-E$ que tengan diferentes minerales a los utilizados en este trabajo. Estos deben ser considerados a partir de la mineralogía de cada formación en donde se ha perforado o se desea perforar un pozo.

Integrar el modelo geológico al análisis de esta metodología, siendo este un parámetro más que ayude a seleccionar la colocación y el número de etapas de manera más exacta.

Si esta metodología ofrece buenos resultados en la caracterización de los pozos perforados y pozos por perforar, tratar de implementarla de manera industrial para caracterización los pozos no convenciones aceite-gas de lutitas y determinar la colocación y número de etapas en el fracturamiento hidráulico.

APÉNDICE A

CÓDIGO EN MATLAB PARA EL CÁLCULO DE LA TRAYECTORIA DEL POZO P-1 CON EL MÉTODO TANGENCIAL, ÁNGULO PROMEDIO, RADIO DE CURVATURA Y MÍNIMA CURVATURA

```
% Agrega los valores del archivo survey.xlsx del Pozo P-1 a MATLAB

Met1= xlsread('datos reales.xlsx');
Mettan= Met1(:, :);
Md=Met1(:,1);
Inc=Met1(:,2);
Azi=Met1(:,3);
R1(:,1)=Md;
R1(:,2)=Inc;
R1(:,3)=Azi;

%Método tangencial

%Cálculo de TVD
for i=2:n
    TVD(i)= ((Md(i)-Md(i-1))*cos((Inc(i)*3.1416)/180));
end
Tv=0;
for i=2:n
    Tv=Tv+TVD(i);
    R1(i,4)=Tv;
end

%Cálculo de coordenadas NS
for i=3:n
    Nsd(i)=(Md(i)-Md(i-1))*
    (sin((Inc(i)*pi)/180))*(cos((Azi(i)*pi)/180));
end
Ns=0;
for i=2:n;
    Ns=Ns+Nsd(i);
    R1(i,5)=Ns;
end

%Cálculo de coordenadas SW
for i=3:n
    Swd(i)=(Md(i)-Md(i-1))*
    (sin((Inc(i)*pi)/180))*(sin((Azi(i)*pi)/180));
end
Sw=0;
for i=2:n
    Sw=Sw+Swd(i);
    R1(i,6)=Sw;
end
```

%Método de ángulo promedio

%Cálculo de TVD

```
for i=2:n
    TVDa(i)=(Md(i)-Md(i-1))*cos(((Inc(i)+Inc(i-1))/2)*
    3.1416)/180);
end
TVa=0;
for i=2:n
    TVa=TVa+TVDa(i);
    R1(i,7)=TVa;
end
```

%Cálculo de coordenadas NS

```
for i=3:n
    Nsa(i)=(Md(i)-Md(i-1))*sin(((Inc(i)+Inc(i-1))/2)*
    3.1416)/180)*cos(((Azi(i)+Azi(i-1))/2)*3.1416)/180);
end
Nssa=0;
for i=2:n
    Nssa=Nssa+Nsa(i);
    R1(i,8)=Nssa;
end
```

%Cálculo de coordenadas SW

```
for i=3:n
    Swa(i)=(Md(i)-Md(i-1))*sin(((Inc(i)+Inc(i-1))/2)*
    3.1416)/180)*sin(((Azi(i)+Azi(i-1))/2)*3.1416)/180);
end
Swwa=0;
for i=2:n
    Swwa=Swwa+Swa(i);
    R1(i,9)=Swwa;
end
```

%Método de radio de curvatura

%Cálculo de TVD

```
for i=2:n
    TVDc(i)=(Md(i)-Md(i-1))* (sin((Inc(i))*3.1416)/180)-sin
    (((Inc(i-1))*3.1416)/180))/(((Inc(i)-Inc(i-1))*
    3.1416)/180));
end
TVcc=0;
for i=2:n
    TVcc=TVcc+TVDc(i);
    R1(i,10)=TVcc;
end
```

```

%Cálculo de coordenadas NS
for i=3:n
    Nsc(i)=(Md(i)-Md(i-1))* (cos(((Inc(i-1))*3.1416)/180)-
        cos(((Inc(i))*3.1416)/180))* (sin(((Azi(i))*3.1416)/180)-
        sin(((Azi(i-1))*3.1416)/180)))/(((Inc(i)-Inc(i-1))*
        3.1416)/180)*(((Azi(i)-Azi(i-1))*3.1416)/180));
end
Nsc=0;
for i=2:n
    Nsc=Nsc+Nsc(i);
    R1(i,11)=Nsc;
end

%Cálculo de coordenadas SW
for i=3:n
    Swc(i)=(Md(i)-Md(i-1))* (cos(((Inc(i-1))*3.1416)/180)-
        cos(((Inc(i))*3.1416)/180))* (cos(((Azi(i-1))*3.1416)/180)-
        cos(((Azi(i))*3.1416)/180)))/(((Inc(i)-Inc(i-1))*
        3.1416)/180)*(((Azi(i)-Azi(i-1))*3.1416)/180));
end
Swc=0;
for i=2:n
    Swc=Swc+Swc(i);
    R1(i,12)=Swc;
end

%Método de mínima curvatura

%Cálculo de beta (ángulo dog leg)
for i=2:n
    B(i)=acos((cos(Inc(i)-Inc(i-1)))-(sin(Inc(i-1))*sin(Inc(i)))*
        (1-cos(Azi(i)-Azi(i-1)))));
end

%Cálculo del factor de radio (RF)
for i=2:n
    RF(i)=(2/(B(i)*(3.1416/180)))*tan((B(i)*(3.1416/180))/2);
end

%Cálculo de TVD
for i=2:n
    TVDmn(i)=(Md(i)-Md(i-1))/2)* (cos(Inc(i-1)*(3.1416/180))+
        cos(Inc(i)*(3.1416/180)))*RF(i);
end
TVDmnc=0;
for i=2:n
    TVDmnc=TVDmnc+TVDmn(i);
    R1(i,13)=TVDmnc;
end

```



```

%Cálculo de coordenadas NS
for i=3:n
    Nsmc(i)=(Md(i)-Md(i-1))/2 * ((sin(Inc(i-1)*(3.1416/180))) *
    (cos(Azi(i-1)*(3.1416/180))))+(sin(Inc(i)*(3.1416/180))) *
    (cos(Azi(i)*(3.1416/180))))*RF(i);
end
Nsmcc=0;
for i=2:n
    Nsmcc=Nsmcc+Nsmc(i);
    R1(i,14)=Nsmcc;
end

%Cálculo de coordenadas SW y desplazamiento (VS)
for i=3:n
    Swmc(i)=(Md(i)-Md(i-1))/2 * ((sin(Inc(i-1)*(3.1416/180))) *
    (sin(Azi(i-1)*(3.1416/180))))+(sin(Inc(i)*(3.1416/180))) *
    (sin(Azi(i)*(3.1416/180))))*RF(i);
end
Swmcc=0;
for i=2:n
    Swmcc=Swmcc+Swmc(i);
    R1(i,15)=Swmcc;
    Desp=sqrt((Swmcc^2)+(R1(i,14)^2));
    R1(i,17)=Desp;
end

%Cálculo de la severidad de pata de perro (DLS)
for i=2:n
    DLS(i)=((2*30)/(Md(i)-Md(i-1)))*asin(sqrt((sin(Inc(i)*
    (3.1416/180))*sin(Inc(i-1)*(3.1416/180)))*((sin(Azi(i-1)-
    Azi(i))/2)*(3.1416/180))^2)+((sin(Inc(i-1)-Inc(i))/2)*
    (3.1416/180))^2))* (180/pi);
    R1(i,16)=DLS(i-1);
end

%Tabla de resultados
disp('Metodo Tangencial      Metodo de Promedio de Angulo
Metodo de Radio Curvatura    Metodo de Minima Curvatura');
disp('Resultados')
disp(' MD          Angulo          Azimuth          TVD
NS              SW              TVD              NS              SW
TVD              NS              SW              TVD              NS
SW              Vs              DLS')
disp(num2str(R1(2:133,1:17)))

%Grafica de la trayectoria del pozo P-1 utilizando los resultados
del método de mínima curvatura
plot3(R1(:,14),R1(:,15),R1(:,13),'b','linewidth',2);
xlabel('N/S');
ylabel('E/W');
zlabel('TVD (m)');
set(gca,'zdir','reverse');

```

```

plot3(-1.858,-2.264,2381,'ys','markersize',10,'markerfacecolor','r');
set(gca,'zdir','reverse');
plot3(265.9,-176.2,2740,'ys','markersize',10,'markerfacecolor','r');
set(gca,'zdir','reverse');
plot3(1537,-1008,2747,'ys','markersize',10,'markerfacecolor','r');
set(gca,'zdir','reverse');
title('Perfil Direccional');
legend('Trayectoria Direccional Real');
Axis square
grid on
hold off

```

APÉNDICE B

DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE PORO EN CARBONATOS

Comenzando con definiciones simples, Zimmerman (1991) introdujo cuatro tipos de compresibilidades para dos volúmenes independientes y dos presiones. En las ecuaciones B1, B2, B3 y B4 el primer subíndice de las variables indica el cambio relevante de volumen, y el segundo indica que la presión varía.

$$c_{bc} = -\frac{1}{V_b^i} \left[\frac{\partial V_b}{\partial p_c} \right]_{p_p}, \quad (B1)$$

$$c_{bp} = -\frac{1}{V_b^i} \left[\frac{\partial V_b}{\partial p_p} \right]_{p_c}, \quad (B2)$$

$$c_{pc} = -\frac{1}{V_p^i} \left[\frac{\partial V_p}{\partial p_c} \right]_{p_p}, \quad (B3)$$

$$c_{pp} = -\frac{1}{V_p^i} \left[\frac{\partial V_p}{\partial p_p} \right]_{p_c}. \quad (B4)$$

El superíndice i se utiliza para indicar el estado inicial del medio (antes de la compresión); b, c y p denotan total, confinamiento y poro respectivamente.

Despejando ∂V_b de las ecuaciones B1 y B2 e igualando, se obtiene la siguiente relación:

$$\partial p_p = \frac{c_{bc}}{c_{bp}} \partial p_c, \quad (B5)$$

donde:

p_p = Presión de poro

c_{bc} = Compresibilidad total respecto al cambio de presión de confinamiento

c_{bp} = Compresibilidad total respecto al cambio de presión de poro

p_c = Presión de confinamiento

Si se asumen incrementos infinitesimalmente pequeños y de igual magnitud para la presión de poro y presión de confinamiento se tiene que:

$$dp_p = \frac{c_{bc}}{c_{bp}} dp_c. \quad (B6)$$

En la ecuación se puede observar que el cambio en la presión de poro es directamente proporcional al cambio en la presión de confinamiento por la relación de compresibilidades.

El volumen de poros y la compresibilidad son variables que se pueden obtener de análisis especiales de núcleos (SCAL), pero dado que en la prueba la presión se mantiene constante, el término c_{bp} es desconocido. Zimmerman (1991) demostró la relación entre la compresibilidad total debido a la presión de poro y de confinamiento (ecuación B7):

$$c_{bp} = c_{bc} - c_r, \quad (B7)$$

donde:

$c_r = \text{Compresibilidad de la roca}$

Al utilizar la definición de la compresibilidad de la matriz demostrada por Vangolf-Ragth (1982):

$$c_r = \frac{\phi}{1 - \phi} c_{pc}, \quad (B8)$$

donde:

$\phi = \text{Porosidad}$

$c_{pc} = \text{Compresibilidad del poro respecto al cambio de presión de confinamiento}$

Al sustituir la ecuación B8 en la B7 se tiene que:

$$c_{bp} = c_{bc} \frac{\phi}{1 - \phi} c_{pc}. \quad (B9)$$

Sustituyendo la ecuación (B9) en la ecuación (B6) se llega a la ecuación:

$$dp_p = \frac{c_{bc}}{c_{bc} - \frac{\phi}{1 - \phi} c_{pc}} dp_c. \quad (B10)$$

Utilizando $(1 - \phi)$ como factor común en el denominador se obtiene:

$$dp_p = \frac{c_{bc}}{\frac{(1 - \phi)c_{bc} - \phi c_{pc}}{(1 - \phi)}} dp_c. \quad (B11)$$

Al simplificar la ecuación B11 se obtiene:

$$dp_p = \frac{(1 - \emptyset)c_{bc}}{(1 - \emptyset)c_{bc} - \phi c_{pc}} dp_c. \quad (B12)$$

A la ecuación B12 se añade una constante exponencial (γ) para correlacionarla con distintos campos, con lo cual queda la ecuación para predecir la presión de poro utilizando compresibilidades en rocas de tipo carbonatos:

$$p_p = \left(\frac{(1 - \emptyset)c_b \sigma_{eff}}{(1 - \emptyset)c_b - c_p} \right)^\gamma, \quad (B13)$$

donde:

c_b = Compresibilidad total

c_p = Compresibilidad del poro

σ_{eff} = Esfuerzo efectivo normal

γ = Constate empírica (0.9 a 1.6)

Al aplicar la ecuación B13 se requiere determinar primero la compresibilidad total (ecuación B14) y del poro (ecuación B15). Para determinar estas compresibilidades se utilizan las definiciones introducidas por VanGolf-Ragth (1982):

$$c_b = (1 - \emptyset) c_m, \quad (B14)$$

$$c_p = \frac{c_b}{\emptyset}, \quad (B15)$$

donde:

c_m = Compresibilidad de la matriz de la roca

En ausencia de compactación horizontal, no existirá deformación alguna y por lo tanto, la compresibilidad efectiva de la roca puede ser expresada como:

$$c_p = \frac{1}{2} \frac{c_b}{\emptyset}. \quad (B16)$$

APÉNDICE C

CORRELACIÓN DEL ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNA Y COEFICIENTE DE ESFUERZO DE CIERRE MÍNIMO

Goodway et al. (2010) propuso una ecuación de esfuerzo de cierre (ecuación C1) en términos de lambda (λ) y de mu (μ)

$$\sigma_{xx} - p = \frac{\lambda}{\lambda + 2\mu} [\sigma_{zz} - p] + \frac{\lambda}{\lambda + 2\mu} \left[2\mu \left(\frac{\varepsilon_{yy}^2 - \varepsilon_{xx}^2}{\varepsilon_{yy}} \right) \right], \quad (C1)$$

donde:

$\sigma_{xx} - p$ = Esfuerzo efectivo mínimo de cierre

$\sigma_{zz} - p$ = Esfuerzo efectivo vertical

ε_{xx} = Deformación mínima

ε_{yy} = Deformación máxima

λ = Constante elástica de Lamé

μ = Módulo de cizalladura

Para el caso de un medio isotrópico, donde la deformación por tectonismo es cero (los vectores ε_{xx} y ε_{yy} son iguales) la ecuación C1 se reduce a:

$$\sigma_{xx} - P = \frac{\lambda}{\lambda + 2\mu} [\sigma_{zz} - p]. \quad (C2)$$

Despejando el término $\frac{\lambda}{\lambda + 2\mu}$ de la ecuación C2

$$\frac{\lambda}{\lambda + 2\mu} = \frac{\sigma_{xx} - p}{\sigma_{zz} - p}. \quad (C3)$$

La ecuación C3 también se puede escribir:

$$\frac{\lambda}{\lambda + 2\mu} = \frac{S_{hmin} - p}{S_v - p}. \quad (C4)$$

En donde se puede ver de forma clara que la relación es igual al termino en función de los parámetros lambda (λ) y de mu (μ). Este término del lado izquierdo de la ecuación C4 se le llama coeficiente de esfuerzo de cierre mínimo (k).

$$k = \frac{\lambda}{\lambda + 2\mu}. \quad (C5)$$

Si a la ecuación C5 se le suma y se le resta λ en el denominador del término del lado derecho se tiene que:

$$k = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu) - \lambda} \quad (C6)$$

Dividiendo la ecuación C6 por $2(\lambda + \mu)$

$$k = \frac{\frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}}{\frac{2(\lambda + \mu) - \lambda}{2(\lambda + \mu)}} \quad (C7)$$

Simplificando la ecuación C7 se llega a:

$$k = \frac{\frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}}{1 - \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}} \quad (C8)$$

Se sabe que la relación de Poisson en términos de lambda (λ) y de mu (μ) es:

$$v = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)} \quad (C9)$$

Sustituyendo la ecuación C9 en la ecuación C8 se llega a:

$$k = \frac{v}{1 - v} \quad (C10)$$

Donde el coeficiente de esfuerzo de cierre mínimo (k) está en función de la relación de Poisson.

Para el caso de la correlación del ángulo de fricción interna en función del coeficiente de esfuerzo de cierre mínimo se parte del criterio de falla de Mohr – Coulomb que dice:

$$\sigma_1 = c_0 + q\sigma_3, \quad (C11)$$

donde:

σ_1 = Esfuerzo principal mínimo

σ_3 = Esfuerzo principal máximo

c_0 = Resistencia a la compresión uniaxial

q = Función del coeficiente de fricción interna

Si se considera nula la resistencia a la compresión uniaxial la ecuación C11 se reduce:

$$\sigma_1 = q\sigma_3. \quad (C12)$$

Despejando el coeficiente de fricción interna:

$$q = \frac{\sigma_1}{\sigma_3}. \quad (C13)$$

Se sabe que el coeficiente de fricción interna es igual a:

$$q = \tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2} \right). \quad (C14)$$

Sustituyendo la ecuación C14 en la ecuación C13 se tiene que:

$$\tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2} \right) = \frac{\sigma_1}{\sigma_3}. \quad (C15)$$

Si se considera una falla normal donde

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{\text{Esfuerzo vertical}}{\text{Esfuerzo Horizontal mínimo}}. \quad (C16)$$

Para que la relación de esfuerzos se pueda sustituir por el coeficiente de esfuerzo de cierre mínimo (k) se requiere invertir la relación de esfuerzos de la ecuación C15 por lo tanto:

$$\frac{\sigma_3}{\sigma_1} = \frac{1}{\tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2} \right)}. \quad (C17)$$

Sustituyendo la relación de esfuerzos por coeficiente de esfuerzo de cierre mínimo (k) en la ecuación C17:

$$k = \frac{1}{\tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2} \right)}. \quad (C18)$$

Despejando $\tan^2$:

$$\tan^2 \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2} \right) = \frac{1}{k}. \quad (C19)$$

Sacándole la raíz cuadrada a toda la ecuación C19:

$$\tan \left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) = \frac{1}{\sqrt{k}}. \quad (C20)$$

Aplicándole arcotangente a toda la ecuación C20

$$\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) = \arctan \frac{1}{\sqrt{k}}. \quad (C21)$$

Despejando ϕ finalmente se llega a la correlación del ángulo de fricción interna en función coeficiente de esfuerzo de cierre mínimo (k).

$$\phi = 2 * \arctan \left(\frac{1}{\sqrt{k}} \right) - \frac{\pi}{4}. \quad (C22)$$

APÉNDICE D POLIGONOS DE ESFUERZO

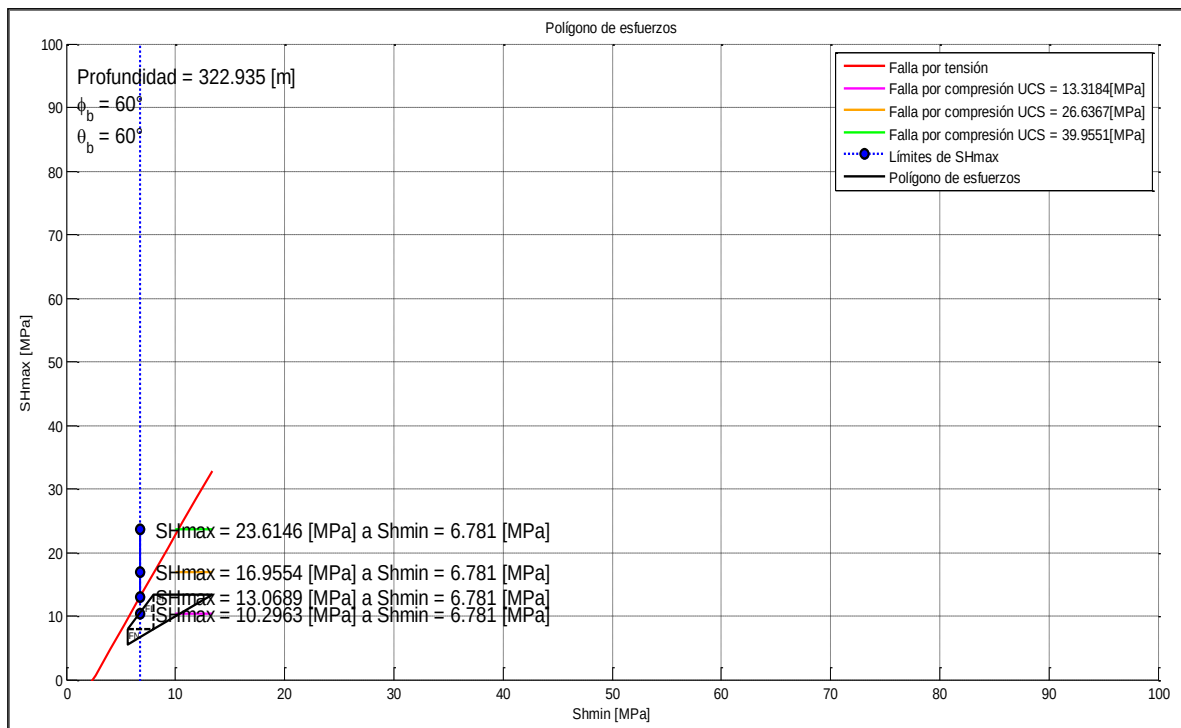


Figura C.1 Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 322 m de profundidad.

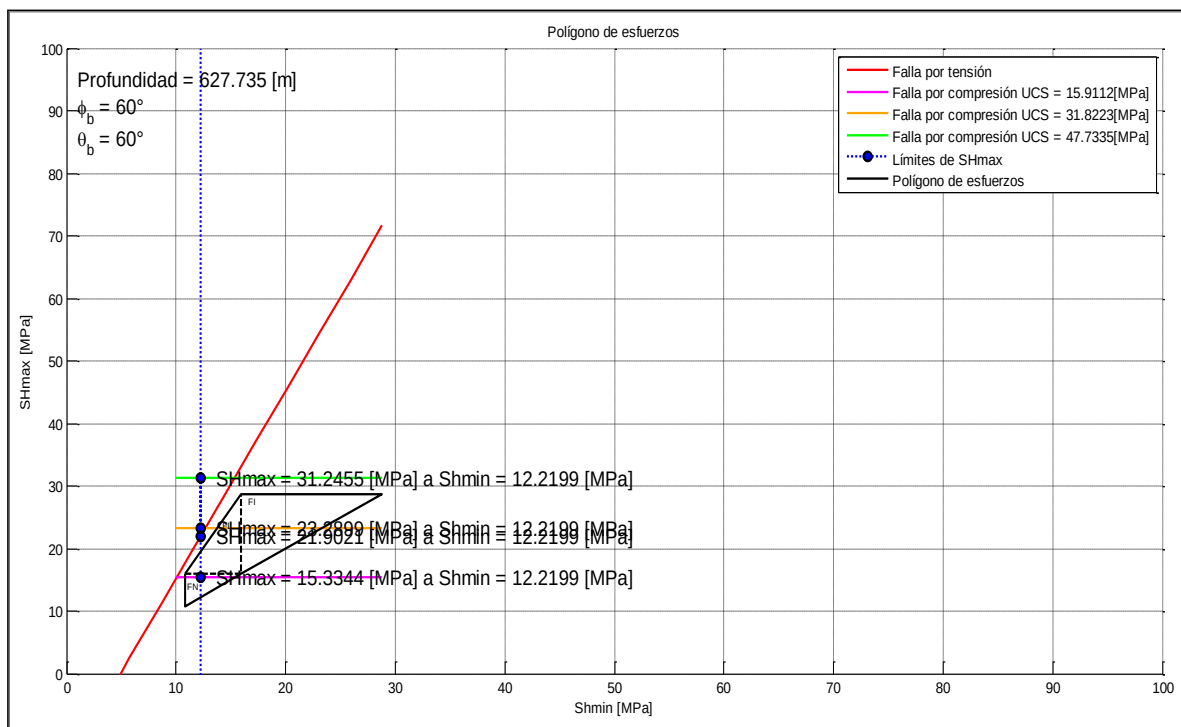


Figura C.2 Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 627 m de profundidad.

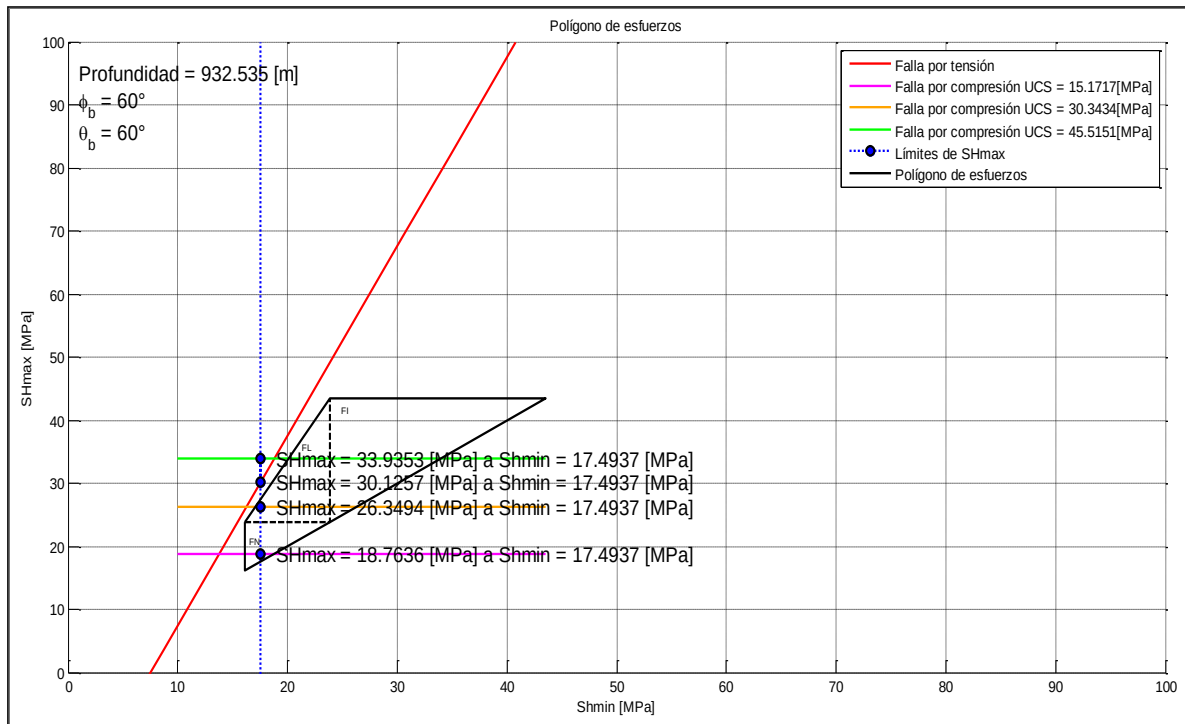


Figura C.3 Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 932 m de profundidad.

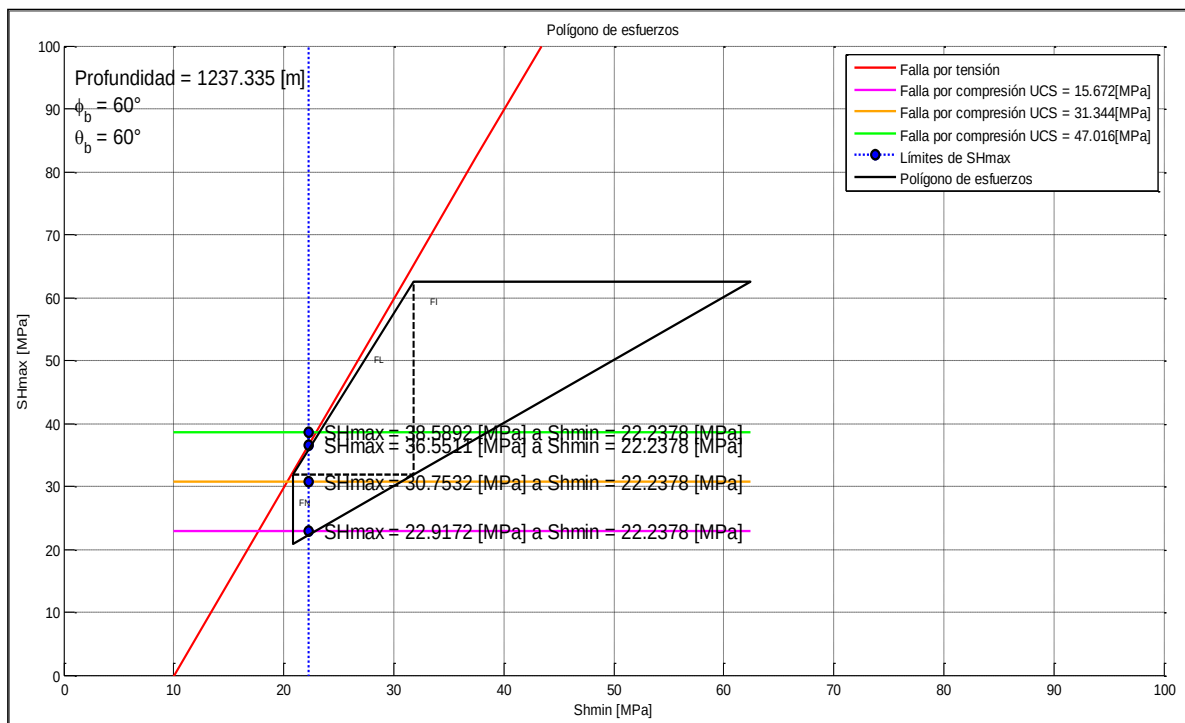


Figura C.4 Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 1237 m de profundidad.

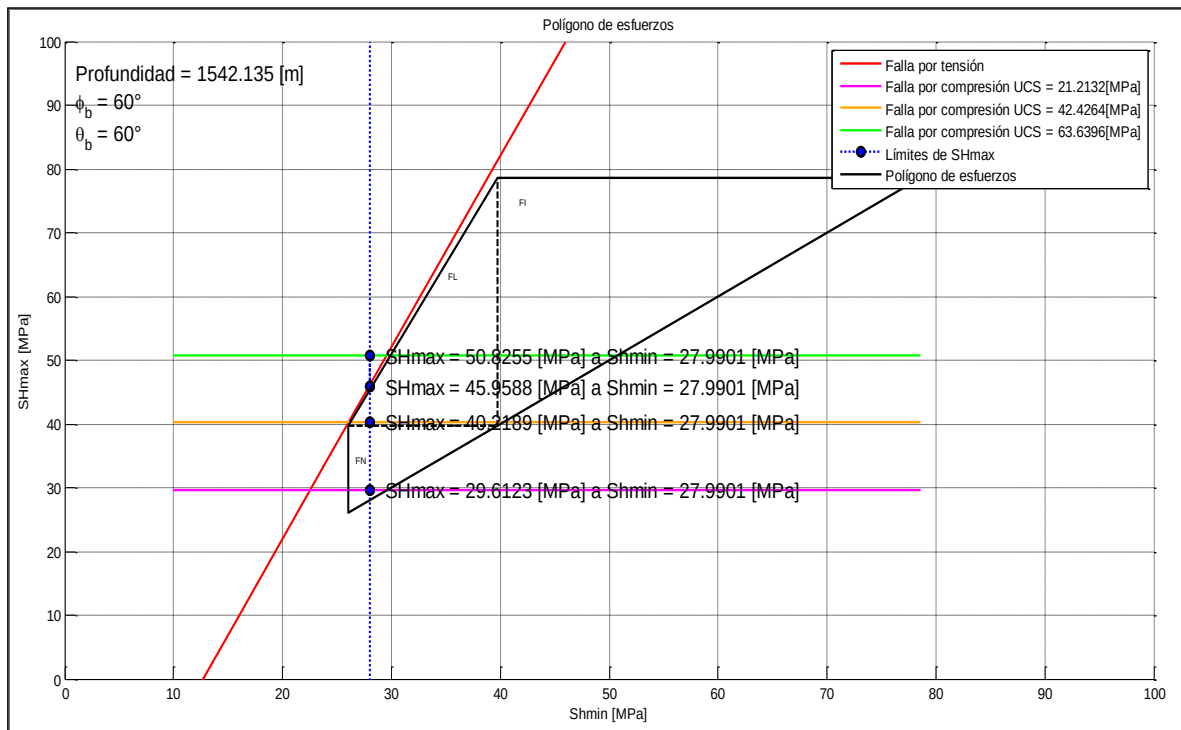


Figura C.5 Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 1542 m de profundidad.

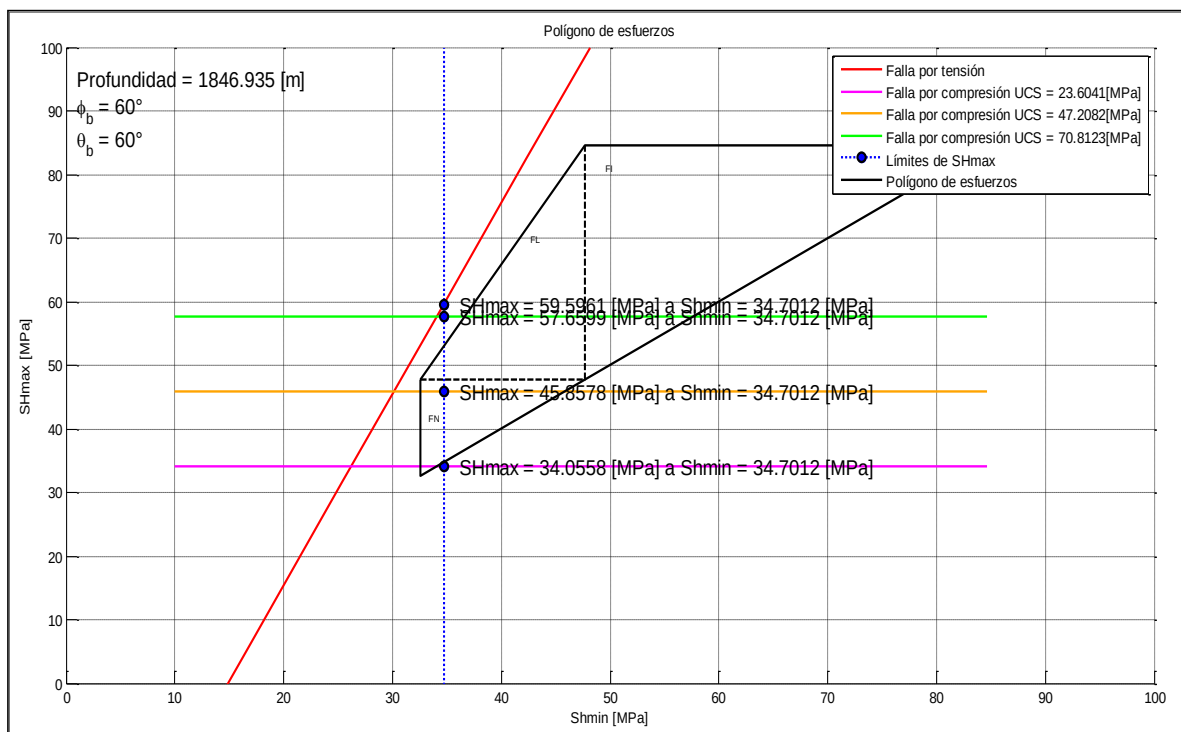


Figura C.6 Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 1846 m de profundidad.

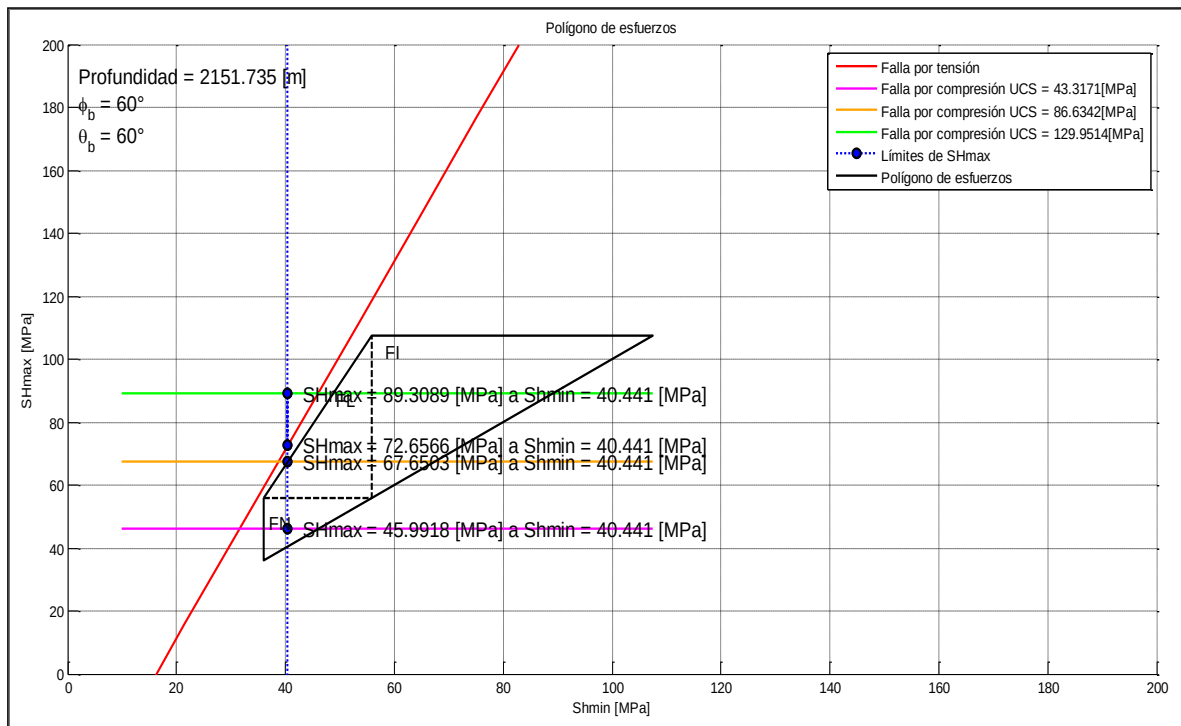


Figura C.7 Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 2151 m de profundidad.

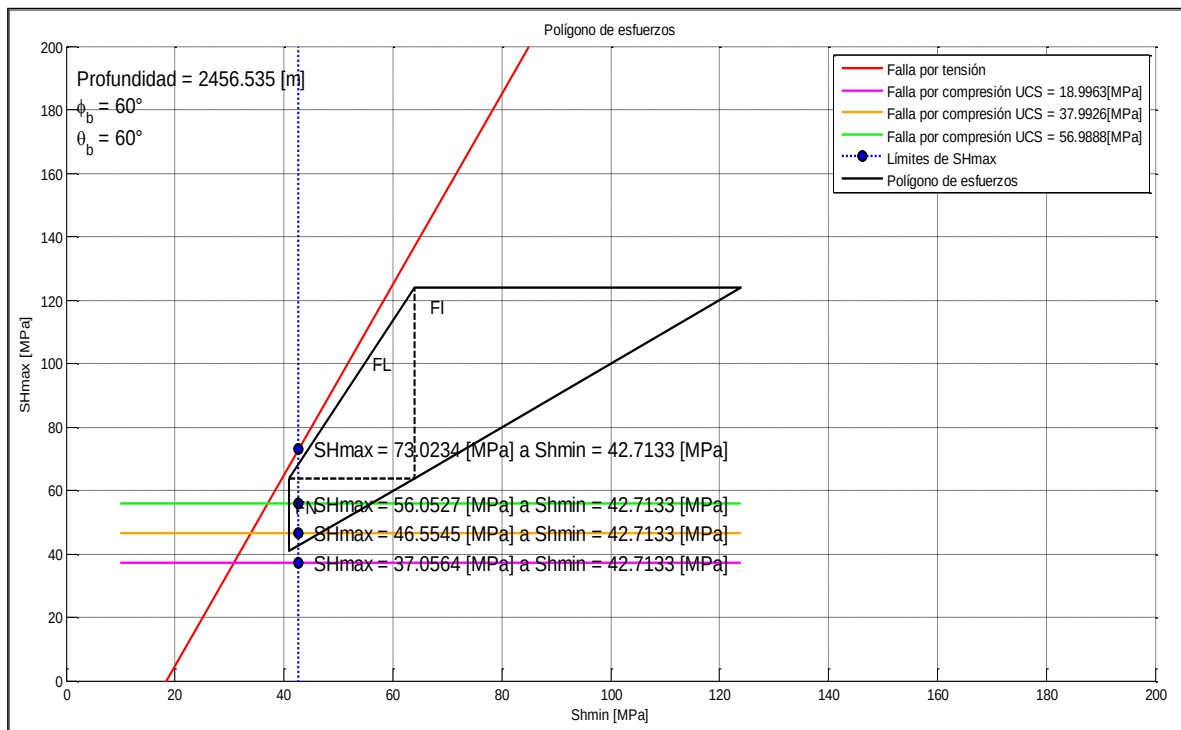


Figura C.8 Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 2456 m de profundidad.

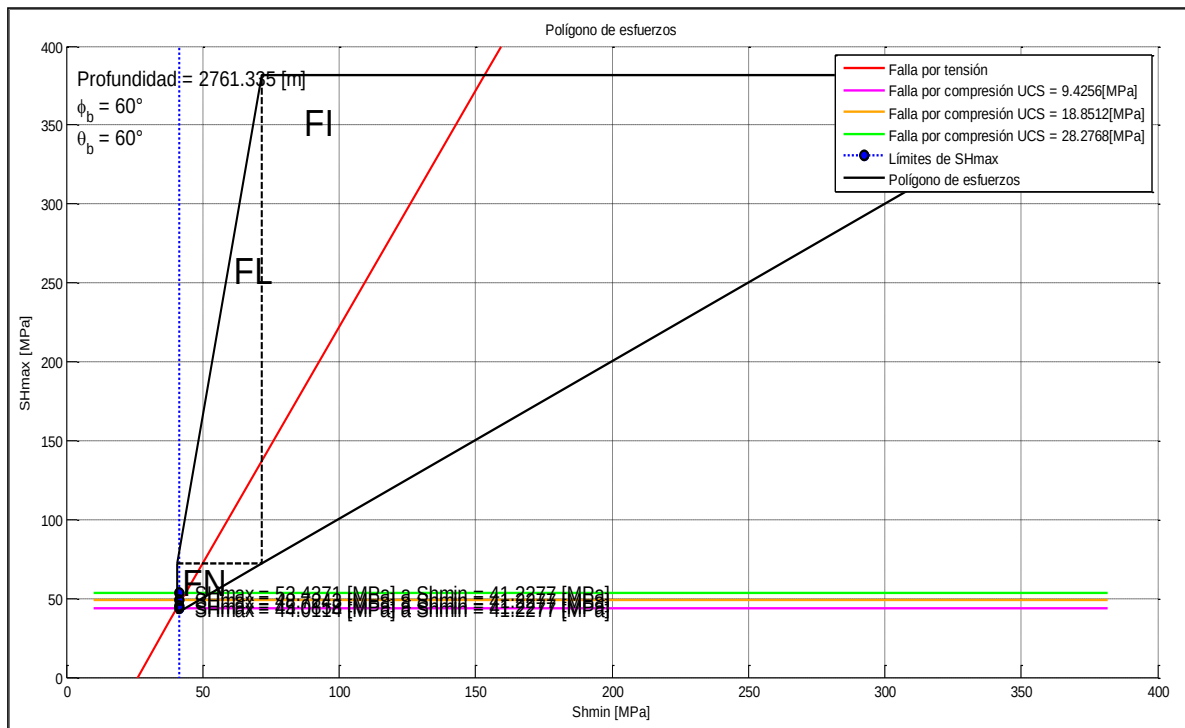


Figura C.9 Vista ampliada del polígono de esfuerzos a 2761 m de profundidad.

NOMENCLATURA

A	Área
BA	Fragilidad promedio
c_b	Compresibilidad total
c_{bc}	Compresibilidad total respecto al cambio de presión de confinamiento
c_{bp}	Compresibilidad total respecto al cambio de presión de poro
c_0	Resistencia a la compresión uniaxial
c_p	Compresibilidad del poro
c_{pc}	Compresibilidad del poro respecto al cambio de presión de confinamiento
c_m	Compresibilidad de la matriz de la roca
c_r	Compresibilidad de la roca
C_1	Constante para un ala para el cálculo del largo de fractura
C_2	Constante para un ala para el cálculo del ancho de fractura
D_i	Profundidad vertical
D_{Mi}	Profundidad desarrollada
DTc	Registro sísmico
E	Módulo de Young
E_{fragil}	Módulo de Young escalado
E_{max}	Módulo de Young máximo medido a partir de registros geofísicos
E_{min}	Módulo de Young mínimo medido a partir de registros geofísicos
F	Fuerza
F_i	Factor de relación entre la sección recta y la sección curva
G	Módulo de cizalla
g	Gravedad

h_f	Altura de la fractura
k	Coeficiente de esfuerzo de cierre mínimo
k_i	Coeficiente de esfuerzo efectivo
k_{n+1}	Módulo volumétrico de la matriz
k_0	Módulo volumétrico efectivo
k_r	Módulo volumétrico de una inclusión tipo r
L	Largo de la fractura
L_i	Coordenada norte/sur
M_i	Coordenada este/oeste
p_c	Presión de confinamiento
p_{fr}	Presión de fractura
p_p	Presión de poro
Δp	Diferencial de presión
q	Función del coeficiente de fricción interna
q_o	Gasto de inyección
R	Registro resistivo
R_n	Línea de tendencia de compactación normal del registro resistivo
S_{Hmax}	Esfuerzo máximo
S_{Hmin}	Esfuerzo mínimo
S_v	Esfuerzo vertical
t	Tiempo
Δt	Línea de tendencia de compactación normal del registro sísmico
Δt_n	Lectura del registro sísmico
UCS	Resistencia a la compresión uniaxial

V_p	Velocidad de la onda P
V_s	Velocidad de la onda S
ν	Relación de Poisson
$\nu_{frágil}$	Relación de Poisson escalado
ν_{max}	Relación de Poisson máxima medida a partir de registros geofísicos
ν_{min}	Relación de Poisson mínima medida a partir de registros geofísicos
w	Ancho de fractura
z	Profundidad
α	Ángulo de inclinación
α_r	Radio de las inclusiones tipo r
β	Cambio de ángulo entre dos estaciones de medición
γ	Constante empírica
ε	Ángulo de dirección
ε_H	Deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo
ε_h	Deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo
ε_{xx}	Deformación mínima
ε_{yy}	Deformación máxima
λ	Constante elástica de Lamé
μ	Módulo de cizalladura
μ	Tan ϕ
μ	Viscosidad del fluido
μ_{n+1}	Módulo de cizalladura de la matriz
μ_0	Módulo de cizalladura efectivo
μ_r	Módulo de cizalladura de una inclusión tipo r

ρ	Densidad
ρ_{n+1}	Densidad de la matriz
ρ_0	Densidad efectiva
ρ_r	Densidad de una inclusión tipo r
σ	Esfuerzo
σ_e	Esfuerzo efectivo
σ_{eff}	Esfuerzo efectivo normal
σ_H	Esfuerzo máximo
σ_h	Esfuerzo mínimo
σ_n	Esfuerzo efectivo normal
σ_{xx}	Esfuerzo mínimo de cierre
σ_{zz}	Esfuerzo vertical
σ_1	Esfuerzo principal
σ_2	Esfuerzo principal
σ_3	Esfuerzo principal
ϕ	Ángulo de fricción interna
$\emptyset$	Porosidad

BIBLIOGRAFÍA

1. Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C. et al. 2011. Revolución del Gas de Lutitas. *Oilfield Review* **23** (3):40-56.
2. Atashbari, V. y Tingay, M. R. 2012. Pore Pressure Prediction in a Carbonate Reservoir. Artículo presentado en SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, marzo 28-30. SPE-150836-MS. <https://doi.org/10.2118/150836-MS>.
3. Blyth, F. y De Freitas, M. 1984. *A Geology for Engineers*, seventh edition. Burlington, Massachusetts: Butterworth-Heinemann.
4. Bourgoyne Jr., A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E. et al. 1991. *Applied Drilling Engineering*, Vol. 2. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
5. Bowers, G.L. 1995. Pore Pressure Estimation from Velocity Data: Accounting for Pore Pressure Mechanisms Besides Undercompaction. *SPE Drill & Compl* **10** (2): 89-95. SPE-27488-PA. <https://doi.org/10.2118/27488-PA>.
6. Boyer, C., Clark, B., Jochen, V. et al. 2012. Gas de Lutitas: Un Recurso Global. *Oilfield Review* **23** (3): 28-39.
7. Budiansky, B. y O'Connell, R. J. 1976. Elastic Moduli of a Cracked Solid. International. *Journal of Solids Structures* **12** (2): 81-97. [https://doi.org/10.1016/0020-7683\(76\)90044-5](https://doi.org/10.1016/0020-7683(76)90044-5).
8. Chang, C., Zoback, M.D. and Khaksar, A. 2006. Empirical Relations between Rock Strength and Physical Property Measurements in Sedimentary Rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **51** (3-4): 223-237. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.01.003>.
9. Cheng, Y. 2009. Bunday Element Analysis of the Stress Distribution around Multiple Fratures: Implications for the Spacing of Perforation Clusters of Hydraulic Fractured Horizontal Wells. Artículo presentado en SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, E.U.A., septiembre 23-25. SPE-125769-MS. <https://doi.org/10.2118/125769-MS>.
10. Davis, G. H. y Reynold, S. J. 1996. *Structural Geology of Rocks and Regions*, second edition. New York: John Wiley & Sons, Inc.

11. Eaton, B. A. 1969. Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations. *J Pet Technol* **21** (10): 1353–1360. SPE-2163-PA. <https://doi.org/10.2118/2163-PA>.
12. Economides, M. J. y Martin, T. 2007. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. Houston, Texas: Energy Tribune Publishing Inc.
13. Fjaer, E., Holt, R. M., Horsrud, P. et al. 2008. *Petroleum Related Rock Mechanics*, second edition, Amsterdam: Elsevier.
14. Gertssma, J. 1989. Two Dimentional Fracture-Propagation Models. En *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*, Vol. 12, eds. J. L. Gidley, S. A. Holditch, D. E. Nierode et al., Cap. 4, 81-108. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
15. Gardner, G. H. F., Gardner, L. W. y Gregory, A. R. 1974 Formation Velocity and Density-The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps. *Geophysics* **39** (6): 770-780. <https://doi.org/10.1190/1.1440465>.
16. Goodway, B., Chen, T. y Downton, J. 1997. Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé Petrophysical Parameters; “ $\lambda\rho$ ”, “ $\mu\rho$ ”, & “ λ/μ Fluid Stack”, From P and S Inversions. SEG Technical Program Expanded Abstracts 1997. 183-186. <https://doi.org/10.1190/1.1885795>.
17. Goodway, B., Perez, J., Varsek, J. et al. 2010. Seismic Petrophysics and Isotropic-Anisotropic AVO Methods for Unconventional Gas Exploration. *The Leading Edge* **29** (12): 1500-1508. <https://doi.org/10.1190/1.3525367>.
18. Grieser, W. B., y Bray, J. M. 2007. Identification of Production Potential in Unconventional Reservoirs. Artículo presentado en SPE Production and Operation Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, E.U.A., marzo 31-abril 3. SPE-106623-MS. <https://doi.org/10.2118/106623-MS>.
19. Handin, J. y Hager Jr., R. V. 1957. Experimental Deformation of Sedimentary Rocks Under Confining Pressure: Tests at Room Temperature on Dry Samples. *AAPG Bulletin* **41** (1): 1-50.
20. Handin, J., Hager Jr., R. V., Friedman, M. et al. 1963. Experimental Deformation of Sedimentary Rocks Under Confining Pressure: Pore Pressure Tests. *AAPG Bulletin* **47** (5): 717-755.

21. Hernández Ramírez, N., Blassingame, T. A. y Arévalo Villagrán, J. A. 2014. Comportamiento de Flujo en Sistemas de Nanoporos: Aplicaciones a Shale-Gas. *Ingeniería Petrolera* **54** (3): 174-181.
22. Hetényi, M. I., ed. 1966. *Handbook of Experimental Stress Analysis*. New York: J. Wiley & Sons, Inc.
23. Hottmann, C. E. y Johnson, R. K. 1965. Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties. *J Pet Technol* **17** (6): 717-722. SPE-1110-PA. <https://doi.org/10.2118/1110-PA>.
24. Horsrud, P. 2001. Estimating Mechanical Properties of Shale from Empirical Correlations. *SPE Drill & Compl* **16** (2): 68-73. SPE-56017-PA. <https://doi.org/10.2118/56017-PA>.
25. Hubbert, M. K. y Willis, D. G. 1957. Mechanics of Hydraulic Fracturing. *Trans., AIME* **210**: 153–168. SPE-686-G.
26. King, G. E. 2012. Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. Presentado en SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, E.U.A., febrero 6-8. SPE-152596-MS. <https://doi.org/10.2118/152596-MS>.
27. Kuuskraa, V., Stevens, S., Van Leeuwen, T. et al. 2011. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. U.S. Energy Information Administration, Office of Energy Analysis, Washington, DC.
28. Matthews, W. R. y Kelly, J. 1967. How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient. *Oil & Gas Journal* **65** (8): 92–106.
29. Mavko, G., Mukerji, T. y Dvorkin J. 2009. *The Rock Physics Handbook Tools for Seismic Analysis of Porous Media*, second edition. Cambridge: Cambridge University Press.
30. McNally, G.H.N. 1987. "Estimation of Coal Measures Rock Strength using sonic and neutron logs. *Geoexploration Amsterdam* Volume 24 (Number 4-5), 381-395 November 1987.

31. Militzer, H. y Stoll, R. 1973. Einige Beitrageder Geophysics zur Primadatenerfassung im Bergbau. *Neue Bergbaugtechnik, Lipzig* **3** (1): 21-25.
32. Morales Salazar, J. P. 2014. *Geomecánica Aplicada a la Perforación de Pozos en Formaciones de Lutitas y Carbonatos Utilizando Datos Sónicos y Sísmicos*. Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Exploración y Explotación de Recursos Naturales, Ciudad de México.
33. Newell, R. 2011. Shale Gas and the Outlook for U.S. Natural Gas Markets and Global Gas Resources 2011. U.S. Energy Information Administration (EIA). https://www.eia.gov/pressroom/presentations/newell_06212011.pdf (acceso el 20 de noviembre de 2016).
34. Nicolás-López, R. y Valdiviezo-Mijangos, O. C. 2016. Rock Physics Templates for Integrated Analysis of Shales Considering Their Mineralogy, Organic Matter and Pore Fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering* **137** (January 2016): 33-41. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.009>.
35. Obert, L. y Duval, W. I. 1967. *Rock Mechanics and the Design of Structures in Rock*. New York: J. Wiley & Sons, Inc.
36. Passey, Q. R., Bohacs, K., Esch, W. L. et al. 2010. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir-Geological and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs. Artículo presentado en CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, junio 8-10. SPE-131350-MS. <https://doi.org/10.2118/131350-MS>.
37. PEMEX. 2011. *Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional y Control del Desviación*. México: PEMEX.
38. PEMEX. 2013. *Principales Elementos del Plan de Negocios de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios*. México: PEMEX.
39. PEMEX Exploración y Producción. 2013. Documento Soporte de Decisión Fase de Seguimiento (DSD-S) Pozo: Tangram-1. Reynosa, Tamaulipas. PEP, México.

40. Pérez-Altamar, R. 2013. *Brittleness Estimation from Seismic Measurements in Unconventional Reservoirs: Application to the Barnett Shale*. PhD dissertation, University of Oklahoma, Norman, Oklahoma.
41. Perkins, T. K. y Kern, L. R. 1961. Widths of Hydraulic Fractures. *J Pet Technol* **13** (09): 937-49. SPE-89-PA. <https://doi.org/10.2118/89-PA>.
42. Ramsey, J. G. 1967. *Folding and Fracturing of Rocks*. New York: McGraw-Hill.
43. Rickman, R., Mullen, M. J., Petre, J. E. et al. 2008. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays are not Clones of the Barnett Shale. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, E.U.A. SPE-115258-MS. <https://doi.org/10.2118/115258-MS>.
44. Sabina, F. J. y Willis, J. R. 1988. A Simple Self-Consistent Analysis of Wave Propagation in Particulate Composites. *Wave Motion* **10** (2): 127-142. [https://doi.org/10.1016/0165-2125\(88\)90038-8](https://doi.org/10.1016/0165-2125(88)90038-8).
45. Secretaría de Energía. Dirección General de Planeación e Información Energéticas. 2013. *Prospectivas de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2013-2027*. México: SENER.
46. Smorodinov, M. I., Motovilov, E. A. y Volkov, V. A. 1970. Determination of Correlation Relationships between Strength and Some Physical Characteristics of Rocks. *Proc. 2nd Congress of the International Society for Rock Mechanics*, Belgrado, Yugoslavia, septiembre 21-26, Vol. 2, 35-37.
47. Soliman, M. Y., East, L. E. y Adams, D. L. 2008. Geomechanics Aspects of Multiple Fracturing of Horizontal and Vertical Wells. *SPE Drill & Compl* **23** (03): 217-228. <https://doi.org/10.2118/86992-PA>.
48. Terzaghi, K. 1943. *Theoretical Soil Mechanics*. New York: John Wiley & Sons, Inc.
49. Trejo Ortiz, M. C. 2009. *Aplicación de la Geomecánica en la Estabilidad del Agujero de un Pozo de la Región Sur*. Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, México, D.F.
50. Valdiviezo-Mijangos, O. C. y Nicolás-López, R. 2014. Dynamic Characterization of Shale by Dispersion and Attenuation of P- and S- Waves

Considering their Mineral Composition and Rock Maturity. *Journal of Petroleum Science Engineering* **112** (October 2014): 420-427. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.07.041>.

51. Van Golf-Racht, T. D. 1982. *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishers.
52. Warpinski, N. R. y Smith, M. B. 1989. Rock Mechanics and Fracture Geometry. En *Recent Advances in Hydraulic Fracturing*, Vol. 12. eds. J. L. Gidley, S. A. Holditch, D. E. Nierode et al., Cap. 3, 57-80. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
53. Wells, F. 2004. A New Method to Help Identify Unconventional Targets for Exploration and Development Through Integrative Analysis of Clastic Rock Property Fields. *Houston Geological Society Bulletin* **47** (2): 35-36, 41, 43, 45-47, 49.
54. Yew, C. H. 1997. *Mechanics of Hydraulic Fracturing*. Houston, Texas: Gulf Published Company.
55. Zimmerman, R. W. 1991. *Compressibility of Sandstones*. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B.V.
56. Zobak, M. D. 2007. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press.