



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
PETROLERA Y GAS NATURAL,  
ÁREA PERFORACIÓN

Aplicación de la geomecánica en un  
pozo marino de la Región Norte del  
Golfo de México

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
GLORIA CYNTHIA FERNÁNDEZ SILVA

TUTOR: MARIO GERARDO GARCÍA HERRERA,  
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO  
COTUTOR: JORGE ALBERTO ARÉVALO VILLAGRÁN,  
FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM, PEMEX EYP

MÉXICO, D. F. MARZO 2013



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **JURADO ASIGNADO:**

**Presidente:** Jorge Alberto Arévalo Villagrán.

**Secretario:** Porfirio Mendizábal Cruz.

**Vocal:** Mario Gerardo García Herrera.

**1<sup>er</sup>. Suplente:** Jaime Ortiz Ramírez.

**2<sup>do</sup>. Suplente:** David Trujillo Morales.

MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, FEBRERO 2013

**TUTOR DE TESIS:  
MARIO GERARDO GARCÍA HERRERA**

---

**FIRMA**

---

## **Dedicatoria**

A mis padres, por darme la vida y darme todo su cariño y su apoyo.

A mi hijo Ian por ser el motor de mi vida.

A mi hermana Bárbara por siempre estar conmigo.

---

## Agradecimientos

Al Ing. Renato Gamiño Ramos por confiar en mi y darme la oportunidad para estudiar la maestría.

Al Dr. Jorge Arévalo Villagrán por motivarme a realizar la maestría.

Al Dr. Pedro Silva Lopez, Ing. David Rincón González, MI José Luis González Gonzalez, Ing. Alfredo Sosa Godinez, Ing. José Antonio Tovar Iglesias por su apoyo para poder realizar la tesis y titularme.

Al M.I. Mario García Herrera por su apoyo, dedicación y enseñanzas tanto en el salón de clases como en la tutoría de esta tesis.

Al M. en C. Jaime Ortiz, al M.I. David Trujillo y al Dr. Porfirio Mendizábal por su tiempo para revisar la tesis, y apoyarme con sus conocimientos.

Al M.I. Omar Domínguez Azpeitia por tu apoyo en clases de la maestría y de licenciatura, como olvidar esos días maratónicos en la F.I. desde las 7 de la mañana hasta las 10 de la noche, todo por entrar a clases de licenciatura que nos darían los conocimientos básicos.

A los ingenieros Víctor Lema, Mario Castillo, Luis Ramírez, Francisco Espitia, Jorge Pérez Pinto, Rómulo Arango, Miguel Ángel Rocha, Gabriel Martínez, que sin su apoyo, explicaciones y dedicación no hubiera entendido muchas cosas de términos petroleros, gracias por su amistad.

A Laura y Raúl Iniesta que con su amistad pude sobrevivir en el D.F.

Al Ing. Oscar Guerra, que sin su ayuda y apoyo no hubiera podido titularme.

A todo el personal de la F.I. de la UNAM, Irene Lazcano, Israel Castro y Enrique Bobadilla, gracias por su apoyo y amistad.

---

## Resumen

Para realizar este trabajo de investigación se recopiló información del pozo a estudiar así como los de correlación, sísmica, sección estructural, registros geofísicos, información de pozos de correlación, eventos de perforación, predicciones del esfuerzo vertical, presión de poro y fractura, además magnitudes de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, propiedades elásticas de la formación, datos generales del campo, columna geológica, pruebas de goteo realizadas, problemas durante la perforación, muestreo del pozo, desviación, fluido de control utilizado durante la perforación, pozos de correlación y estado mecánico final del pozo y el análisis de estabilidad mecánica del agujero necesarios para realizar la investigación de esta tesis.

Se analizaron los registros geofísicos de los pozos de correlación de los cuales se obtuvieron información. Para así obtener la predicción de la presión de poro del pozo de estudio.

Se estimó el esfuerzo vertical o sobrecarga aplicando el método de Bourgoyne para pozos costa afuera y la presión de fractura utilizando magnitudes de la relación Poisson obtenidas del registro sísmico dipolar. Se obtuvo la ventana operativa en unidades de campo de densidad ( $\text{g/cm}^3$ ) y en unidades de presión (MPa), en ambas ventanas se presentan los eventos ocurridos durante la perforación.

Se obtuvieron los parámetros elásticos (relación de Poisson, módulo de elasticidad, módulo de corte, módulo volumétrico y constante de Lamé), mediante las velocidades primarias y secundarias obtenidas del registro sísmico dipolar.

La presión de fractura se estimó de tres maneras, la primera fue utilizando los valores de la relación de Poisson obtenida indirectamente con el registro sísmico dipolar, la segunda manera variando las relaciones de Poisson mediante su litología y la tercera manera una relación de Poisson constante para toda la columna geológica del pozo.

Se estimó y analizó el esfuerzo horizontal mínimo para una cuenca no sísmica y una cuenca sísmica. Se analizaron los esfuerzos horizontal mínimo y máximo utilizando dos parámetros elásticos en este caso la relación de Poisson, el módulo de elasticidad y deformaciones unitarias.

Con este análisis de geomecánica se utilizaron dos criterios de falla muy empleados en el diseño y planeación de pozos, el criterio de falla de Mohr-Coulomb, es más conservador y el criterio de falla de Lamé modificado, más realista ya que involucra los tres esfuerzos de las rocas.

Se aplicó el criterio de falla de Mohr-Coulomb al análisis de estabilidad del agujero, obteniendo la presión de colapso, con el objetivo de optimizar el peso del fluido de control y el asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Con el análisis de estabilidad mecánica del agujero y aplicando el criterio de falla de Mohr-Coulomb fue necesario determinar la resistencia a la compresión uniaxial, el ángulo de fricción interna y relación de Poisson, que dependen de la litología del pozo (arena arcillosa, lutita arenosa, lutita, caliza).

---

Se aplicó otro criterio de falla; el criterio de falla de Lade modificado, este criterio aplica los tres esfuerzos (vertical, horizontal mínimo, horizontal máximo),

En el caso del criterio de falla de Mohr-Coulomb solo aplica dos esfuerzos (vertical y horizontal máximo), excluye el esfuerzo horizontal mínimo.

Se obtuvo la presión de colapso se le añadió la ventana obtenida (presiones poro, fractura y esfuerzos), con objetivo de optimizar el peso del fluido de control y el asentamiento de las tuberías de revestimiento y mantener la estabilidad del agujero.

---

## Abstract

On the first chapter, it describes the seismic, structural section, geophysics logs, well information of correlation, perforation events, vertical stress prediction, pressure pore prediction, fracture pressure prediction, magnitude minimum and maximum horizontal stress, elastics properties of the formation and analysis of the mechanic of the hole, necessary to make the investigation of this thesis.

It proportion well logs for the investigation analysis of the thesis to make, general information of the field, geologic column, leaks of test, drilling problems, well samples, deviation, mud during the perforation, correlation and mechanic condition of the well.

We analysis the geophysics logs of the correlation well that was mentioned on chapter two, using five correlation wells, whit the geophysics logs analysis was obtain the prediction of the pore pressure of the well Atun 101.

We estimate the vertical overburden stress by applying the Bourgoyne's method, for wells offshore and the fracture pressure by using the Poisson's ratio magnitudes and the sonic dipolar register. It obtains the operative window in field units of density ( $\text{g/cm}^3$ ) and in pressure units (MPa), in both windows, was obtain perforation events. Whit the window that was obtain on this charter, we will work on chapters IV, V and VI, to make the geomechanic analysis of the wellbore stability

We got the elastics parameters (Poisson's ratio, elasticity modulus, shear modulus, bulk modulus and Lamé's constant), during the primary and secondary velocities obtained by the sonic dipolar logs.

The fractures pressure was estimate by three ways, firstable was by using the values of the Poisson's ratio obtain indirectly by the sonic dipolar logs, Secondable way, using diverse dates of Poisson's ratios on his litology and the third one by a constant Poisson's ratio across geologic well column.

We estimate and analyze minimum and horizontal stress, for a basin non seismic and for a seismic basin. Was analyze the minimum and maximum stress by using two elastics parameters, in this case the Poisson's ratio, the elasticity modulus and unitary deformations.

Was apply the criteria of Mohr-Coulomb's failure to the analysis of wellbore stability, to obtain the collapse pressure and adding to the obtained window (pore pressure, fracture and stresses), on chapter III, to optimize the control fluid weight and the settlement casing.

Whit the analysis of mechanic wellbore stability applying Mohr-Coulomb's failure criteria, was necessary determine the compression to the resistance uniaxial, the internal friction angle and Poisson's ratio, depending of the well litology (rocks, sandy clay, sandy shale, shale and limestone).

Was applied and other failure criteria, it's apply the Lade's failure modify, this criteria applies the three stress (vertical, minimum and maximum horizontal stress), on Mohr-Coulomb's failure criteria



---

just apply two stresses (vertical and maximum horizontal stresses) witch not includes the minimum horizontal stress.

Was obtain the collapse pressure and applying to the window (pore pressure, fracture and stresses), on charter III, for optimize the weight of mud and the settlement casing.

On this geomechanic analyze, was use two very common well planning and designing criteria's, the Mohr-Coulomb's failure criteria, it's the most conservative, also the modify Lamé's failure because it's more realistic because use the three stresses.

---

## Justificación

Es muy importante un análisis de geomecánica con aplicación en estabilidad del agujero, ya que con este se puede diseñar la trayectoria óptima, el peso del fluido de control adecuado y la profundidad definitiva de las tuberías de revestimiento, minimizar o evitar la problemática presentada en los pozos de correlación perforados y así poder optimizar el proceso de la perforación de pozos.

En la perforación de pozos petroleros siempre ocurrirán problemas y estos los tenemos que ir superando implementando mejores análisis de la información; la geomecánica aplicada a la perforación es un método de análisis que reduce los riesgos y costos operativos.

La geomecánica se puede utilizar para predecir el comportamiento probable de las formaciones en escenarios de perforación y terminación de los pozos. Una aplicación económica puede ser la orientación preferente de flujo de hidrocarburos contenidos en las rocas y así poder extraer el mayor volumen de gas o aceite a menor costo.

Los pozos cada día tienden a ser más profundos u horizontales. Por lo anterior es necesario realizar una investigación en geomecánica, ya que implica todo un tren de conocimientos que involucra; registros geofísicos, presiones de poro, fractura y esfuerzos horizontales mínimo y máximo, propiedades mecánicas de las formaciones, pruebas de laboratorio en mecánica de rocas, etc, para así lograr perforar con éxito y sin problemas, minimizando tiempos y costos; y así poder tomar las mejores decisiones al perforar y terminar los pozos.

La geomecánica también tiene otras aplicaciones fracturamiento hidráulico de rocas y yacimientos de pozos.

Los estudios de estabilidad del agujero tienen como objetivo la prevención y control de fallas o deformaciones plásticas de la roca alrededor del agujero debido a esfuerzos mecánicos.

Conocer la orientación de los esfuerzos nos permite tener un agujero estable durante la perforación de un pozo.

Problemas como la ovalización por derrumbes de la pared del pozo, fracturas inducidas por la perforación, pérdidas de fluidos de perforación son causados por desequilibrados en los esfuerzos en el pozo.

---

# Índice

## Página

DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	v
ABSTRACT.....	vii
JUSTIFICACIÓN.....	viii
INDICE.....	ix
LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABLAS.....	xiii
CAPÍTULO I.. Introducción.....	1
CAPÍTULO II. Metodología de geomecánica con aplicación en estabilidad del agujero.....	3
2.1. Modelo de geomecánica.....	3
2.2. Sísmica.....	4
2.3. Geología.....	5
2.4. Registros geofísicos.....	6
2.5. Información de pozos de correlación.....	6
2.6. Análisis de eventos de perforación.....	7
2.7. Predicción del esfuerzo vertical.....	8
2.8. Predicción de la presión de poro.....	9
2.9. Predicción de la presión de fractura.....	10
2.10. Magnitud de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo.....	11
2.11. Propiedades elásticas de la formación.....	12
2.12. Análisis de estabilidad mecánica del agujero.....	13
CAPÍTULO III. Datos generales del campo de estudio.....	15
3.1. Datos generales del campo Erizo.....	15
3.2. Columna geológica.....	16
3.3. Pruebas de goteo realizadas en el pozo Erizo 101.....	20
3.4. Problemas durante la perforación del pozo Erizo 101.....	20
3.5. Muestreo del pozo Erizo 101.....	21
3.5.1 Muestreo de canal.....	21
3.5.2 Muestreo de núcleos.....	22
3.6. Desviación del pozo Erizo 101.....	22
3.7. Fluido de control utilizado en el pozo Erizo 101.....	22
3.8. Pozos de correlación del Erizo 101.....	24
3.9. Estado mecánico del pozo Erizo 101.....	25
CAPÍTULO IV. Predicción de las geopresiones a partir de registros geofísicos.....	26

---

4.1	Registro de rayos gamma.....	26
4.2	Columna geológica.....	32
4.3	Registro resistivo.....	34
4.4	Registro sónico monopolar.....	38
4.5	Registro sónico dipolar.....	43
4.6	Registro de densidad de formación. ....	47
4.7	Predicción de la presión de poro.....	48
4.8	Estimación del esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo vertical.....	51
CAPÍTULO V. Determinación de los parámetros elásticos de las formaciones, presión de fractura y esfuerzos horizontales mínimo y máximo.....		59
5.1	Parámetros elásticos .....	59
5.2	Esfuerzos horizontales mínimo y máximo.....	65
5.3	Esfuerzos horizontales mínimo y máximo involucrando dos parámetros elásticos y deformaciones unitarias.....	68
CAPÍTULO VI. Análisis de estabilidad mecánica del agujero aplicando el criterio de falla de Mohr-Coulomb.....		72
6.1	Estimación de propiedades mecánicas de rocas.....	73
6.2	Resultados de la aplicación del criterio de falla de Mohr-Coulomb.....	76
CAPÍTULO VII. Análisis de estabilidad mecánica del agujero aplicando el criterio de falla de Lade modificado.....		78
7.1	Estimación de propiedades mecánicas de rocas.....	79
7.2	Resultados de la aplicación del criterio de falla de Lade modificado.....	80
CONCLUSIONES.....		83
RECOMENDACIONES.....		85
NOMENCLATURA.....		86
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		88
APÉNDICE A CONVERSIONES UTILIZADAS EN EL ESTUDIO.....		91
APÉNDICE B ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES MECÁNICAS DE DIFERENTES TIPOS DE ROCAS.....		94
APÉNDICE C TABLA DE VELOCIDADES DE DIFERENTES TIPOS DE ROCAS Y FLUIDOS....		96

---

## Lista de figuras

<b>Figura</b>	<b>Página</b>
2.1	Modelo de un análisis geomecánico en la planeación y el diseño de pozos.....3
2.2	Sección sísmica del pozo Erizo 101.....4
2.3	Mapa estructural mostrando la localización de las secciones sísmicas.....5
2.4	Localización del campo Erizo.....7
2.5	Esquema de los diferentes tipos de problemáticas en el pozo.....8
2.6	Esfuerzo vertical en un pozo.....9
2.7	Presión de poro.....10
2.8	Presión de fractura.....11
2.9	Esfuerzos horizontales mínimo y máximo.....11
2.10	Clasificación de las rocas sedimentarias.....13
2.11	Problemas de inestabilidades mecánicas del pozo.....14
3.1	Mapa del campo Erizo.....15
3.2	Columna geológica del pozo Erizo 101.....19
3.3	Fluido de control utilizado durante la perforación del pozo Erizo 101.....23
3.4	Estado mecánico final del pozo Erizo 101 .....25
4.1	Registro de rayos gamma del pozo Erizo 33.....27
4.2	Registro de rayos gamma del pozo Erizo 33 y Erizo 35.....28
4.3	Registro de rayos gamma del pozo Erizo 33, Erizo 35 y Erizo 27.....29
4.4	Registro de rayos gamma del pozo Erizo 33 y Erizo 35, Erizo 27 y Erizo 13.....30
4.5	Registro de rayos gamma del pozo Erizo 33, Erizo 35, Erizo 27, Erizo 13 y Erizo 101.....31
4.6	Columna geológica con el registro de rayos gamma del pozo Erizo 101.....33
4.7	Registro resistivo del pozo Erizo 13.....34
4.8	Registro resistivo del pozo Erizo 13 y Erizo 27.....35
4.9	Registro resistivo del pozo Erizo 13, Erizo 27 y Erizo 33.....36
4.10	Registro resistivo del pozo Erizo 13, Erizo 27, Erizo 33 y Erizo 39.....37
4.11	Registro resistivo del pozo Erizo 13, Erizo 27, Erizo 33, Erizo 39 y Erizo 101.....38
4.12	Registro sísmico del pozo Erizo 35.....39
4.13	Registro resistivo del pozo Erizo 35 y Erizo 27.....40
4.14	Registro resistivo del pozo Erizo 35, Erizo 27 y Erizo 33.....41
4.15	Registro sísmico del pozo Erizo 35, Erizo 27, Erizo 33 y Erizo 39.....42
4.16	Registro sísmico del pozo Erizo 35, Erizo 27, Erizo 33, Erizo 39 y Erizo 101.....43
4.17	Registro sísmico dipolar del pozo Erizo 101.....44
4.18	Registro sísmico dipolar del pozo Erizo 101.....45
4.19	Registro sísmico dipolar del pozo Erizo 101.....46
4.20	Registro de densidad de formación del pozo Erizo 101.....47
4.21	Gradiente de presión de poro obtenido con la diferencia de tiempo de tránsito sísmico.....48
4.22	Gradiente de presión de poro.....49
4.23	Presión de poro del pozo Erizo 101.....50
4.24	Presión de poro y densidad del fluido de control del pozo Erizo 101.....51
4.25	Sobrecarga obtenida por el método de Bourgoyne del pozo Erizo 101.....52
4.26	Presión de poro, densidad del fluido de control y sobrecarga del pozo Erizo 101.....53

---

4.27	Presión de poro, densidad del fluido de control, presión de fractura y sobrecarga del pozo Erizo 101.....	54
4.28	Presión de poro del pozo Erizo 101 en unidades de presión.....	55
4.29	Presión de poro y densidad del fluido de control del pozo Erizo 101 en unidades de presión.....	56
4.30	Presión de poro, densidad del fluido de control y sobrecarga del pozo Erizo 101 en unidades de presión.....	57
4.31	Presión de poro, densidad del fluido de control, presión de fractura y sobrecarga del pozo Erizo 101 en unidades de presión.....	58
5.1	Ventana operacional del pozo Erizo 101.....	64
5.2	Esfuerzos ortogonales de un pozo.....	65
5.3	Esfuerzo horizontal mínimo con la relación de Poisson más baja.....	66
5.4	Esfuerzo horizontal mínimo con la relación de Poisson más alta.....	67
5.5	Esfuerzo horizontal mínimo con la relación de Poisson constante (0.25).....	68
5.6	Representación del esfuerzo horizontal mínimo.....	69
5.7	Representación del esfuerzo horizontal máximo.....	70
5.8	Tipos y orientación de los esfuerzos principales.....	71
6.1	Criterio de falla de Mohr-Coulomb.....	72
6.2	Presión de colapso criterio de Mohr-Coulomb.....	76
6.3	Presión de colapso criterio de Mohr-Coulomb.....	77
7.1	Presión de colapso criterio de Lade modificado .....	81
7.2	Presión de colapso criterio de Lade modificado .....	82

---

## Lista de tablas

<b>Tabla</b>	<b>Página</b>
3.1 Pruebas de goteo del pozo Erizo 101.....	20
3.2 Problemática durante la perforación del pozo Erizo 101.....	21
3.3 Información del núcleo obtenido .....	22
3.4 Densidades del fluido de control utilizado en la perforación del pozo Erizo 101.....	23
4.1 Columna geológica del pozo Erizo 101.....	32
5.1 Velocidades primarias y secundarias.....	60
5.2 Parámetros elásticos calculados a partir de la velocidad primaria y la velocidad secundaria .....	60
5.3 Datos de la ventana operativa en el rango de 401 – 1056 m.....	61
5.4 Datos de la ventana operativa en el rango de 1,201 – 2,000 m.....	61
5.5 Datos de la ventana operativa en el rango de 1,201 – 2,000 m.....	62
5.6 Datos de la ventana operativa en el rango de 2,248 – 2,600 m.....	62
5.7 Datos de la ventana operativa en el rango de 2,601 – 2,712 m.....	62
5.8 Datos de la ventana operativa en el rango de 2,601 – 2,712 m.....	63
5.9 Datos de la ventana operativa en el rango de 2,791 – 2,991 m.....	63
5.10 Datos de la ventana operativa en el rango de 2,791 – 2,991 m.....	63
5.11 Esfuerzo horizontal mínimo en el intervalo 480-1,056 m.....	69
6.1 Intervalos, presión de poro y esfuerzos.....	74
6.2 Intervalos y propiedades mecánicas de la roca.....	75
7.1 Intervalos, presión de poro y esfuerzos.....	79
7.2 Intervalos y propiedades mecánicas de la roca.....	80

## Capítulo I.

### Introducción.

En el primer capítulo, se describe la sísmica, sección estructural, registros geofísicos, información de pozos de correlación, eventos de perforación, predicción del esfuerzo vertical, predicción de la presión de poro, predicción de la presión de fractura, magnitud de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, propiedades elásticas de la formación y el análisis de estabilidad mecánica del agujero, que son elementos necesarios para realizar la investigación de esta tesis.

En el segundo capítulo se proporciona datos del pozo, para el análisis de la investigación de la tesis a realizar, datos generales del campo, columna geológica, pruebas de goteo realizadas, problemas durante la perforación, muestreo del pozo, desviación, fluido de control utilizado durante la perforación, pozos de correlación y estado mecánico final del pozo.

En el tercer capítulo, se analizan los registros geofísicos de los pozos de correlación, mencionados en el segundo capítulo, utilizando cinco pozos de correlación de los cuales se obtuvieron información. Con los registros geofísicos analizados se obtuvo la predicción de la presión de poro del pozo Erizo 101.

Se estimó el esfuerzo vertical o sobrecarga aplicando el método de Bourgoyne para pozos costa afuera y la presión de fractura utilizando magnitudes de la relación Poisson utilizando el registro sísmico dipolar. Se obtuvo la ventana operativa en unidades de campo de densidad ( $\text{g/cm}^3$ ) y en unidades de presión (MPa), en ambas ventanas se presentan los eventos ocurridos durante la perforación. Con la ventana obtenida en este capítulo, se trabajará en los capítulos IV, V y VI para realizar el análisis geomecánico de estabilidad del agujero.

En el cuarto capítulo, se obtuvieron los parámetros elásticos (relación de Poisson, módulo de elasticidad, módulo de corte, módulo volumétrico y constante de Lamé), mediante las velocidades primarias y secundarias obtenidas del registro sísmico dipolar.

La presión de fractura se estimó de tres maneras, la primera fue utilizando los valores de la relación de Poisson obtenida indirectamente con el registro sísmico dipolar, la segunda manera variando las relaciones de Poisson mediante su litología y la tercera manera una relación de Poisson constante para toda la columna geológica del pozo.

Se estimó y analizó el esfuerzo horizontal mínimo para una cuenca no sísmica y una cuenca sísmica. Se analizaron los esfuerzos horizontal mínimo y máximo utilizando dos parámetros elásticos en este caso la relación de Poisson, el módulo de elasticidad y deformaciones unitarias.

En el quinto capítulo se aplicó el criterio de falla de Mohr-Coulomb al análisis de estabilidad del agujero, obteniendo la presión de colapso y añadiéndosela a la ventana obtenida (presiones poro, fractura y esfuerzos) en el capítulo III, con el objetivo de optimizar el peso del fluido de control y el asentamiento de las tuberías de revestimiento.



Con el análisis de estabilidad mecánica del agujero y aplicando el criterio de falla de Mohr-Coulomb fue necesario determinar la resistencia a la compresión uniaxial, el ángulo de fricción interna y relación de Poisson, que dependen de la litología del pozo (arena arcillosa, lutita arenosa, lutita, caliza).

En el sexto capítulo se aplicó otro criterio de falla; el criterio de falla de Lade modificado, este criterio aplica los tres esfuerzos (vertical, horizontal mínimo, horizontal máximo), en el caso del criterio de falla de Mohr-Coulomb solo aplica dos esfuerzos (vertical y horizontal máximo), excluye el esfuerzo horizontal mínimo.

Se obtuvo la presión de colapso se le añadió la ventana obtenida (presiones poro, fractura y esfuerzos) en el capítulo III, con objetivo de optimizar el peso del fluido de control y el asentamiento de las tuberías de revestimiento y mantener la estabilidad del agujero.

Con este análisis geomecánico se utilizaron dos criterios de falla muy empleados en el diseño y planeación de pozos, el criterio de falla de Mohr-Coulomb, es más conservador y el criterio de falla de Lame modificado, más realista ya que involucra los tres esfuerzos de las rocas.

## Capítulo II.

### Metodología de geomecánica con aplicación en estabilidad del agujero.

En este capítulo, se describe la sísmica, sección estructura, registros geofísicos, información de pozos de correlación, eventos de perforación, predicción del esfuerzo vertical, predicción de la presión de poro, predicción de la presión de fractura, magnitud de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, propiedades elásticas de la formación y el análisis de estabilidad mecánica del agujero que son elementos necesarios para realizar la investigación de esta tesis.

#### 2.1. Modelo de geomecánica.

La geomecánica es la disciplina que estudia la interacción de las rocas y los fluidos de perforación, de la mano con los cambios de esfuerzos, presión y temperatura en función de la profundidad y de la dirección a perforar. Esta disciplina está basada en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzo; producto de las operaciones de perforación, terminación y producción de pozos. <sup>[1, 2, 3]</sup>

La figura 2.1 representa una metodología de análisis que a partir de la información disponible se puede determinar la ventana operacional adecuada para evitar el colapso mecánico de la formación.

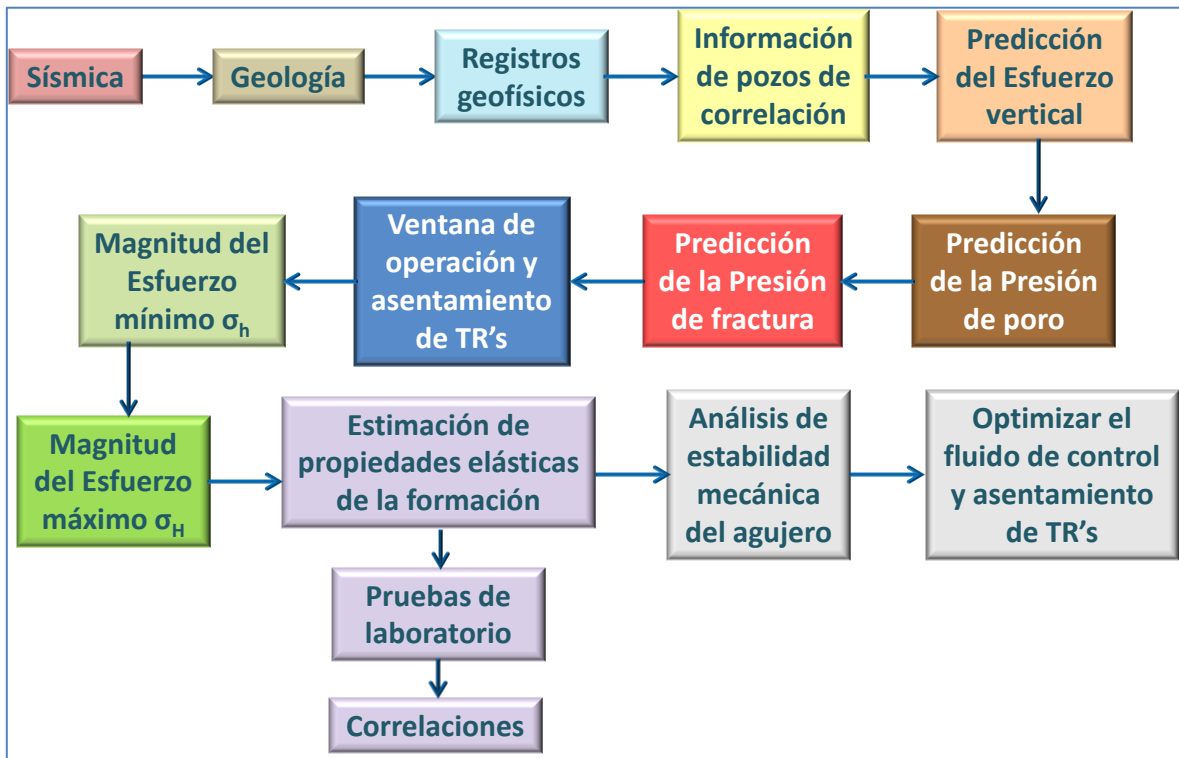


Figura 2.1 Modelo de un análisis geomecánico en la planeación y el diseño de pozos.

Toda esta información es considerada en la planeación de los pozos buscando minimizar el impacto de los problemas de estabilidad del agujero.

## 2.2. Sísmica.

La figura 2.2 muestra la sección sísmica del pozo Erizo 101, la sísmica consiste en que una onda de energía viaja a través del subsuelo, cuando pasa de un tipo de roca a otro se genera una reflexión, esta se registra en el tiempo. Los colores azul y amarillo representan los contrastes de impedancia positivos o negativos.

La sísmica puede ser procesada con modelos matemáticos, para obtener atributos sísmicos.

En la imagen sísmica se muestran los registros geofísicos rayos gamma, en color verde y resistividad, en color rojo, la línea roja interpretada en la sísmica corresponde a la entrada de los carbonatos, a 2700 m. <sup>[4]</sup>

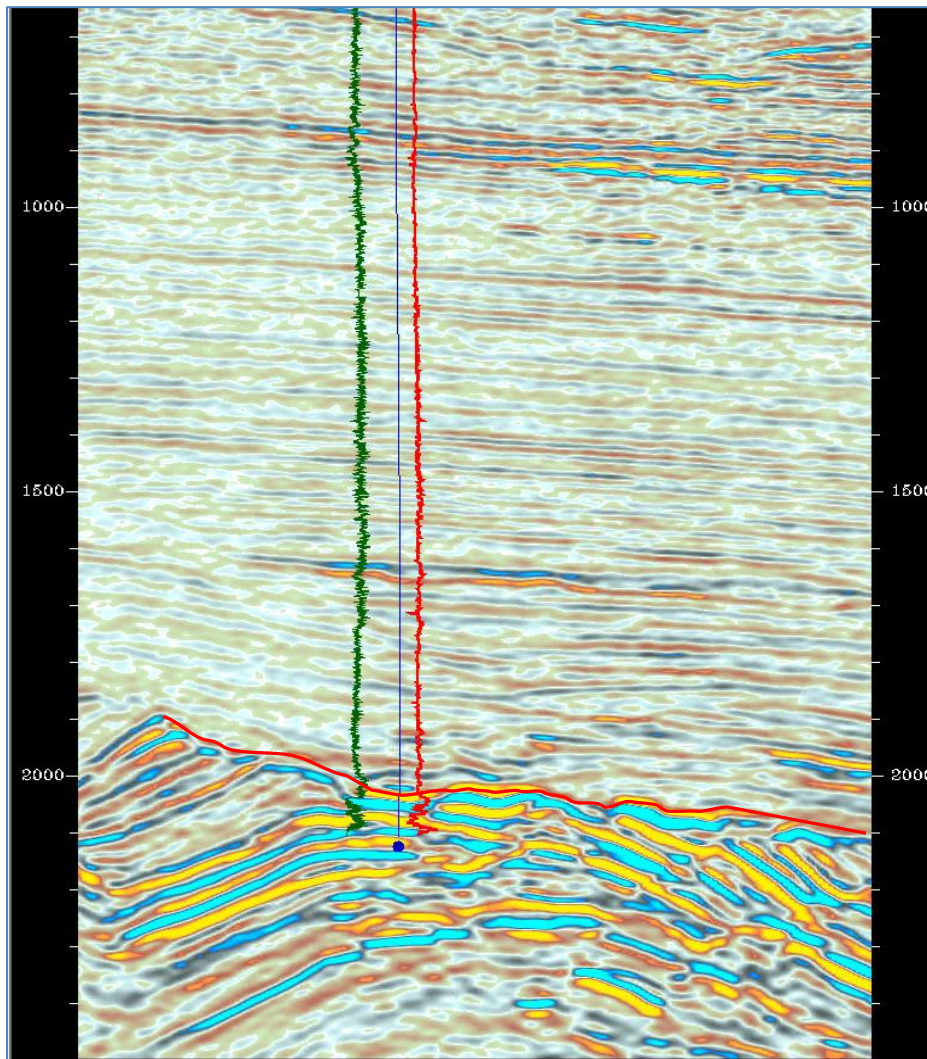


Figura 2.2 Sección sísmica del pozo Erizo 101.

### 2.3. Geología.

La figura 2.3 muestra el mapa estructural con la localización de la sección sísmica, este mapa es una vista en planta que muestra el comportamiento estructural del horizonte, los colores naranja indican las zonas estructuralmente más altas.

El pozo Erizo 101 se encuentra en un alto estructural, la estructura se encuentra alargada con dirección Noroeste-Sureste (NW-SE).<sup>[4]</sup>

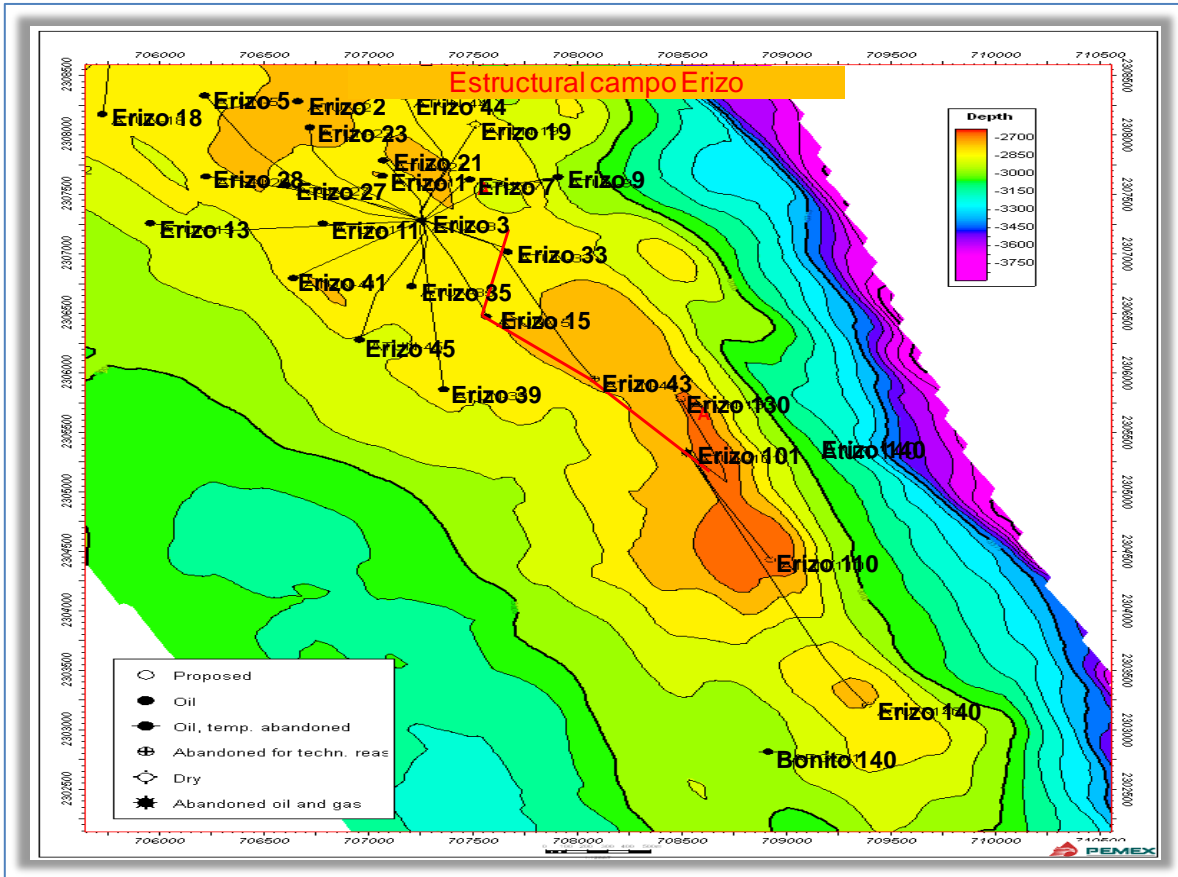


Figura 2.3 Mapa estructural, muestra la localización de la sección sísmica.

## 2.4. Registros geofísicos.

Los registros geofísicos proporcionan una medida indirecta de los pozos a analizar (pozos de correlación). La combinación de dos o más registros proporciona una idea de las condiciones litológicas que tiene la formación de la roca.

Comúnmente no se cuenta con todos los tipos de registros, ya que muchas veces no se toman muchos tipos de registros en los pozos a lo largo de su profundidad y otras veces solo lo toman en la zona de interés, siendo solo obtenidos los básicos (rg, densidad, resistividad), por lo que es necesario realizar un análisis de los pozos de correlación (analizarlos y obtener conclusiones).

En el capítulo tres se analizarán todos los registros geofísicos que obtuvimos (rayos gamma, densidad, resistividad ó conductividad, sónico monopolar y sónico dipolar) para esta investigación.

Para un análisis geomecánico, el uso de herramientas petrofísicas acústicas que miden la velocidad de las ondas P y S, resulta fundamental, ya que se pueden determinar las propiedades dinámicas de las formaciones.<sup>[4]</sup>

## 2.5. Información de pozos correlación.

Para este trabajo de investigación se seleccionaron los pozos cercanos al pozo de estudio de los cuales se contaba con la mayor información ya que al ser pozos viejos, mucha información, reportes, registros han sido extraviados.

Los pozos de correlación son los siguientes:

Erizo 27,  
Erizo 33,  
Erizo 35,  
Erizo 39.

Ya que de estos pozos fueron de los que se pudo obtener los registros de mejor calidad.

La figura 2.4 nos muestra la localización del campo Erizo, que se ubica dentro de la plataforma continental, en aguas territoriales del Golfo de México. <sup>[4]</sup>



Figura 2.4. Localización del campo Erizo.

## 2.6. Análisis de eventos de perforación.

Cada vez que se perfora un pozo ocurren con frecuencia eventos críticos de perforación (pérdidas de circulación, pegaduras, brotes, derrumbes, resistencias, pruebas de admisión, cuestiones químicas relacionadas con las propiedades químicas del lodo de perforación y de la forma como interactúa con la formación), atribuidos a la inestabilidad del agujero, condiciones del fluido de perforación y a prácticas inadecuadas de perforación. Todos los eventos mencionados nos ayudan a calibrar la predicción de la presión de poro, de la presión de fractura y calibrar el modelo de estabilidad del agujero. <sup>[4, 5]</sup>

En los capítulos III, IV, V y VI se verán reflejados los eventos de perforación en las ventanas de resultados con el objetivo de optimizar el fluido de control y el asentamiento de las tuberías de revestimiento.

La figura 2.5 muestra cuatro tipos de eventos que se pueden presentar en el pozo durante la perforación.

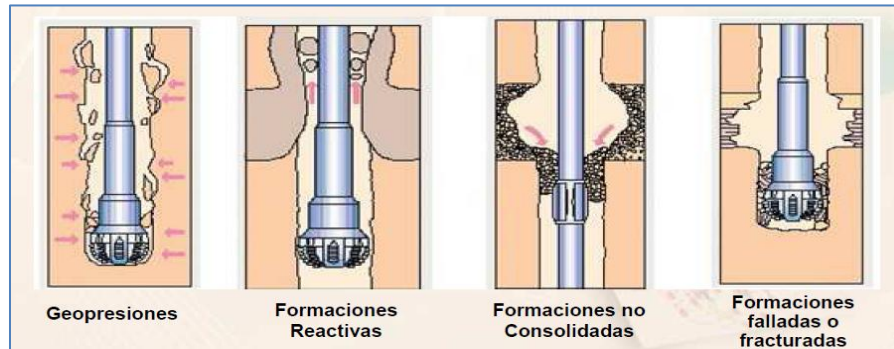


Figura 2.5 Esquema de los diferentes tipos de problemáticas en el pozo.

## 2.7. Predicción del esfuerzo vertical.

Es muy importante la predicción del esfuerzo vertical o sobrecarga. La presión de sobrecarga se define como la presión ejercida por el peso total de las formaciones que cubren por encima del punto de interés. El peso total es el peso combinado de la formación de sólidos (matriz de la roca) y fluidos de la formación en el espacio poroso. <sup>[8, 9]</sup>

El gradiente de sobrecarga es tomado como 1 psi/pie (0.2262 bar/m) en áreas con poca actividad tectónica y ésta varía con la profundidad promedio de 0.8 psi/pie.

Para la predicción del esfuerzo vertical existen varios métodos (Amoco, Barker y Wood, Rocha y Bourgoyne, Zamora, integrar el registro de densidad de la formación) para obtener el esfuerzo mencionado.

En el capítulo III se determinará el esfuerzo vertical utilizando el método de Bourgoyne, debido a que el pozo de estudio es un pozo con tirante de agua y se seleccionó este método para dicha predicción. <sup>[7, 10, 11]</sup>

La figura 2.6 muestra el esfuerzo vertical.

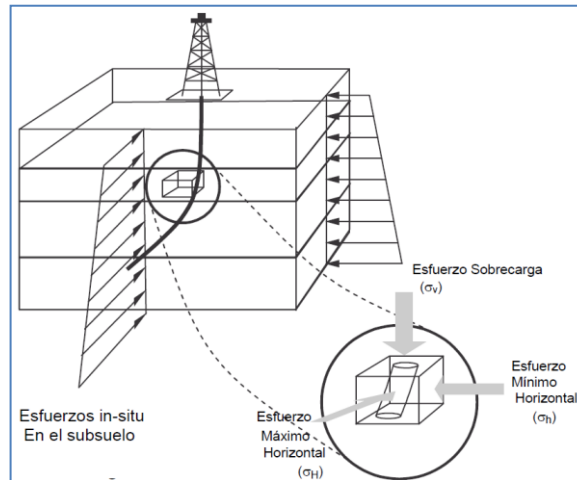


Figura 2.6 Esfuerzo vertical en un pozo.

## 2.8. Predicción de la presión de poro.

En la perforación de un pozo un aspecto muy importante es la predicción de la presión de poro, una mala predicción de la presión de poro puede causar accidentes fatales para todo el equipo de perforación (humano y físico) y tener un costo altísimo en un derrame petrolero.

Presión de poro es la presión interna de una roca a la cual se encuentran confinados los fluidos en sus poros y es la fuente de energía que los hace fluir hacia el exterior de dicha roca, estos fluidos pueden ser gas, aceite y/o agua salada. [9, 10, 13, 14, 15, 16, 17]

La presión de poro se puede predecir con velocidades sísmicas y registros geofísicos, en esta investigación no se cuenta con velocidades sísmicas por lo tanto la presión de poro se estimó con registros geofísicos. En el capítulo III se presenta el análisis de los registros geofísicos que se involucraron para la predicción de la presión de poro de esta investigación. Se utilizó el método establecido por Ben Eaton; este desarrolló una simple relación para predecir la presión de poro conociendo la línea de tendencia de compactación normal, observada con el registro de resistividad o el registro sísmico y la relación del esfuerzo vertical. [12]



En la figura 2.7 se muestra la presión de poro con una línea de color verde.

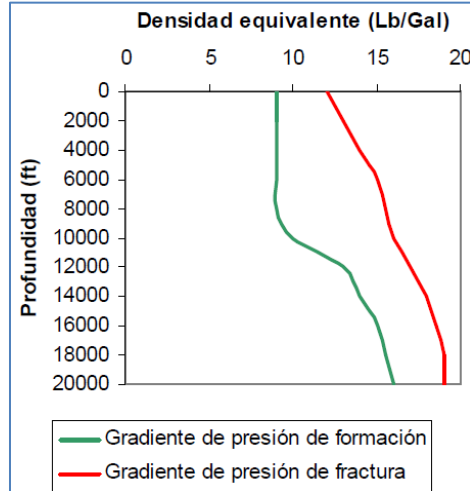


Figura 2.7 Presión de poro.

## 2.9. Predicción de la presión de fractura.

La predicción de la presión de fractura involucra la presión de poro y el esfuerzo vertical o sobrecarga, mencionados anteriormente. [7, 9, 10, 11, 18, 19, 20, 21, 22]

La presión de fractura es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de poro y la resistencia de la roca. La resistencia de una formación a ser fracturada depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión y/o tensión a los que está sometida.

La presión de fractura de las formaciones representa la resistencia a la ruptura de un estrato y se deberá evitar, durante la perforación, provocar la ruptura de las formaciones al exceder su presión de fractura. Al aumentar la profundidad de agua se reduce el gradiente de fractura debido a la diferencia entre la densidad del lecho marino y del agua (aprox. 9 ppg).

La acertada predicción del gradiente de fractura es esencial para optimizar el diseño del pozo.

Una mala predicción del gradiente de presión de fractura puede provocar serios accidentes en cualquier momento de la perforación del pozo como pérdidas de circulación o brotes.

Existen varios métodos para la determinación de la presión de fractura, siendo el método desarrollado por Eaton el más utilizado en la industria. Dicho método emplea la relación de Poisson propiedad mecánica, presión de poro y esfuerzo de sobrecarga. En el tercer capítulo se determinará la presión de fractura, analizamos la relación de Poisson obtenida indirectamente, utilizando la relación de Poisson reportadas en la literatura. [21, 22]

En la figura 2.8 se muestra la presión de fractura con una línea de color rojo.

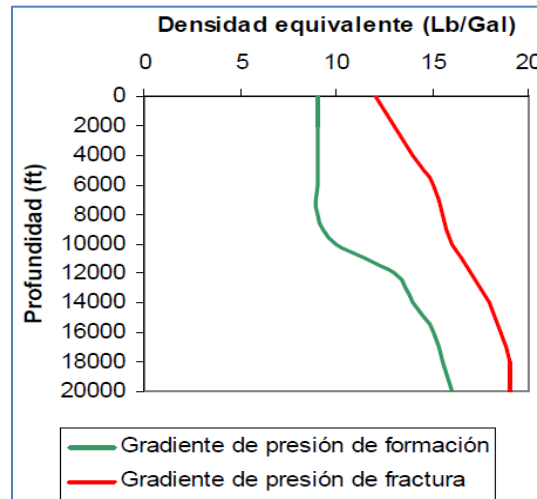


Figura 2.8 Presión de fractura.

## 2.10. Magnitud de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo.

Para la determinación de la magnitud de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo se aplicarán ecuaciones que involucran la presión de poro, la presión de fractura, el esfuerzo vertical, dos parámetros elásticos y deformaciones unitarias. Se analiza si la cuenca es pasiva o la cuenca tiene actividad sísmica. En caso de que se tengan pruebas de goteo o fracturamiento hidráulico en ciertas secciones del pozo se puede tener una mayor información sobre la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo. <sup>[23, 25]</sup>

El tema de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo son objeto de investigación que se deben considerar en el diseño y planeación de pozos debido a que muchas veces no se cuenta con la orientación de los esfuerzos.

La figura 2.9 muestra los tres esfuerzos ortogonales, el esfuerzo vertical o sobrecarga (ya se mencionó anteriormente) y los esfuerzos horizontales mínimo y máximo.

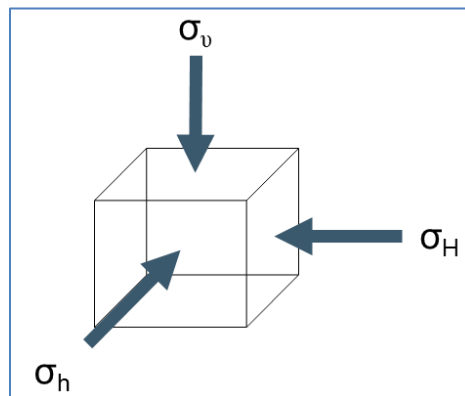


Figura 2.9 Esfuerzos horizontales mínimo y máximo.

Los esfuerzos horizontales máximo y mínimo son orientados en ángulo recto uno del otro y en ángulos rectos al esfuerzo vertical. El esfuerzo horizontal máximo es también referido como el esfuerzo medio.

### **2.11. Propiedades elásticas de la formación.**

Cuando se perfora un pozo petrolero atraviesa diferentes tipos de roca (arena, lutitas, carbonatos, sal), estas rocas tienen diferentes propiedades elásticas debido a su composición (minerales). <sup>[25, 26, 27, 28, 29]</sup>

Para obtener las propiedades elásticas puede hacerse indirectamente aplicando registros geofísicos, ó con núcleos (especímenes) en laboratorio de mecánica de rocas o laboratorio de geomecánica.

En el capítulo IV se obtendrán las propiedades elásticas de la formación mediante el registro sísmico dipolar, estas propiedades las utilizaremos para la predicción de la presión de fractura, esfuerzos horizontales mínimo y máximo, y aplicación de la geomecánica en estabilidad del agujero.

No se cuenta con pruebas mecánicas realizadas en laboratorio para este análisis y así poder calibrar las ventanas obtenidas en los capítulos III, IV, V y VI.

Las propiedades elásticas estáticas son medidas directamente de pruebas de laboratorio, mientras que las dinámicas se calculan a partir de las ecuaciones de propagación elástica de las ondas acústicas en un medio sólido.

En la figura 2.10 se presenta la clasificación de las rocas sedimentarias utilizadas en esta investigación.<sup>[31]</sup>

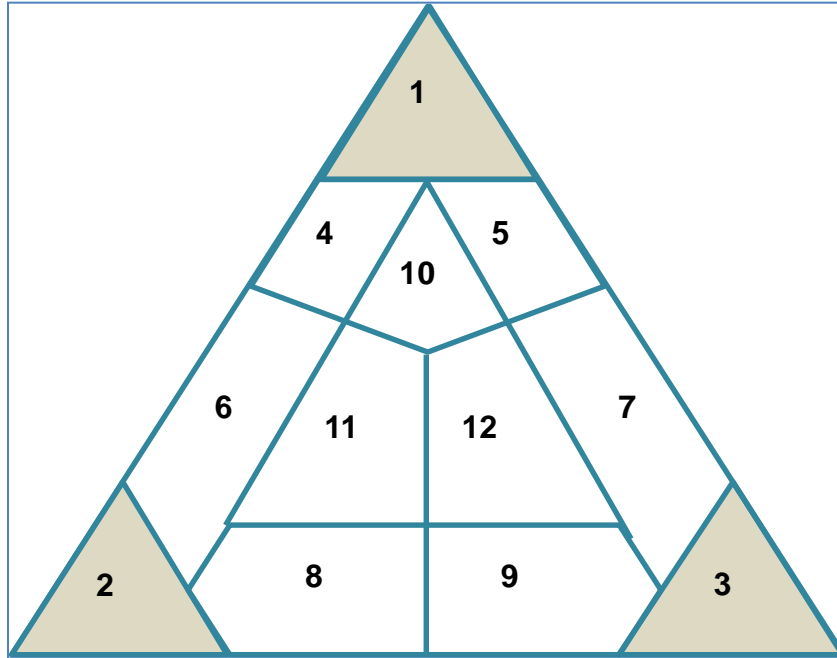


Figura 2.10 Clasificación de las rocas sedimentarias.

#### Clasificación de las rocas sedimentarias

1. Caliza.
2. Arenisca.
3. Lutita.
4. Caliza arenosa.
5. Caliza arcillosa.
6. Arenisca calcárea
7. Lutita calcárea.
8. Arenisca arcillosa.
9. Lutita arenosa.
10. Arena arcillosa.
11. Arenisca calcárea.
12. Lutita calcárea arenosa.

### 2.12. Análisis de estabilidad mecánica del agujero.

Un análisis de estabilidad de pozo considera la estabilidad mecánica de la cara del pozo durante su perforación, a fin de predecir los requerimientos de densidad del lodo de perforación para prevenir derrumbes excesivos y pérdidas de circulación debidas a fracturamiento hidráulico de la pared del agujero. Este análisis también se utiliza para evaluar la influencia de la dirección y la inclinación del pozo en su estabilidad mecánica.

Para realizar un análisis de estabilidad del agujero, objetivo de esta investigación. Es necesario predecir presiones de poro, fractura, esfuerzos vertical, horizontales mínimo y máximo, propiedades elásticas de la formación y aplicar criterios de falla, en los capítulos V y VI se presentaran dos criterios de falla Mohr-Coulomb y Lade modificado, con estos criterios obtendremos la presión de colapso con el objetivo de optimizar el fluido de control y asentamiento de las tuberías de revestimiento. [32, 33, 34, 35, 36]

La figura 2.11 muestra tres fenómenos que se presentan en la perforación de pozos. [37]

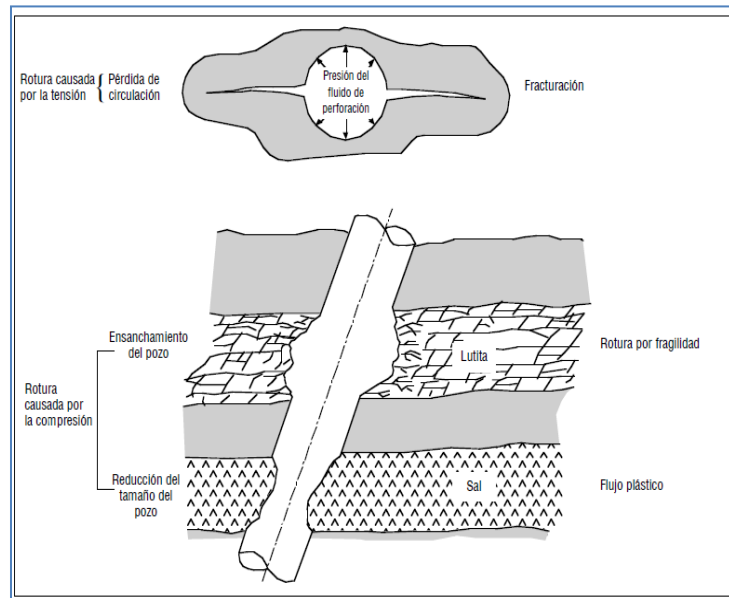


Figura 2.11. Problemas de inestabilidades mecánicas del pozo.

La estabilidad del pozo requiere de un correcto balance entre los factores incontrolables (los esfuerzos de la tierra, la resistencia de la roca y la presión de poro), con los factores controlables (presión del fluido de perforación y composición química). La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando el agujero mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original.

El objetivo de analizar la inestabilidad del agujero es investigar su potencial de inestabilidad para calcular el estado de redistribución de los esfuerzos y comparar esto con un modelo de falla.

Para entender los problemas de falla en el agujero, se deben conocer los factores que afectan la estabilidad de la formación, estos pueden ser de origen químico (cuando entran en contacto el fluido de perforación y los fluidos de la formación) o mecánico.

El conocimiento de las propiedades mecánicas de la roca, tales como el módulo de Young, las fuerzas cohesivas y la resistencia, puede ayudar a tomar medidas que ayuden a optimizar la operación de perforación, y de esta manera evitar la inestabilidad.

Al conocer el estado de esfuerzos in situ alrededor del pozo podemos esperar que la roca falle si la diferencia de esfuerzos excede la resistencia a la fractura de la roca. El esfuerzo vertical lo podemos conocer mediante los registros geofísicos de densidad; pero la determinación de los esfuerzos horizontales es un reto.

## Capítulo III.

### Datos generales del campo Erizo.

En este capítulo se proporcionan datos del pozo, para el análisis de la investigación de la tesis a realizar, datos generales del campo, columna geológica, pruebas de goteo, problemas durante la perforación, muestreo del pozo, desviación, fluido de control utilizado durante la perforación, pozos de correlación y estado mecánico del pozo.

#### 3.1. Campo Erizo.

El pozo de estudio Erizo 101, se encuentra en el campo Erizo que está ubicado frente a las costas el norte del estado de Veracruz. Pertenece a los campos de la Faja de Oro Marina. La formación productora es El Abra de edad Cretácico Medio, formada por arenas carbonatadas de borde de plataforma. La porosidad es intercrystalina, intergranular, vugular y naturalmente fracturada.

En la actualidad el campo cuenta con 46 pozo perforados, de los cuales 29 resultaron productores acumulando un total de 192,290 millones de pies cúbicos de gas y 40,512 miles de barriles de aceite a la fecha. El campo inició su explotación a finales de los años 60's, alcanzando su máximo durante los 70's. En el 2005 se cerraron los dos últimos pozos productores (32 y 54) del campo debido a problemas con el oleogaseducto de Erizo-B a Punta de Piedra. Cabe mencionar que la explotación del campo se enfocó a la zona de aceite, de manera que la gran mayoría de los pozos fueron cerrados al incrementarse su relación gas-aceite.<sup>[4]</sup>

En la figura 3.1 se muestra el mapa del campo Erizo, donde se puede observar la distribución de los pozos Erizo.

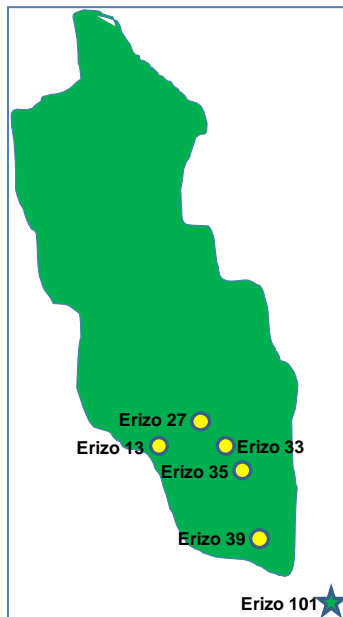


Figura 3.1. Mapa del campo Erizo.

## 3.2. Columna geológica.

### Mioceno superior.

#### Intervalo de 410 a 720 m.

Litología: Secuencia compuesta de litarenita gris claro, grano fino a medio, de cuarzo y fragmentos de roca, regularmente clasificados, semicompacta a deleznable, en matriz arcillo-calcárea, con pobre a regular porosidad, intercaladas con lutita gris oscuro, suave a semidura, en partes plástica, arenosa y calcárea intercalada con espesores promedio de 5 a 10 m. Los horizontes arenosos tienen espesores que varían de 5 y 20 m, y presenta estructuras sedimentarias grano decrecientes.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo:  $1.20 \text{ g/cm}^3$ .

#### Intervalo de 720 a 935 m.

Se tiene una secuencia mucho más arcillosa que la anterior, constituida por lutitas gris claro, suave a semidura, arenosa y calcárea, con laminaciones de litarenita gris claro, grano muy fino de cuarzo y fragmentos de roca, regularmente clasificados, semicompacta en matriz arcillo-calcárea. Los espesores, en este intervalo, varían de 1 a 7 m aproximadamente con lecturas máximas de gas-lodo de 19 u. Este paquete muestra en su mayoría una influencia directa de una regresión con pequeños episodios transgresivos hacia la cima del mismo.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo:  $1.17 \text{ g/cm}^3$ .

#### Intervalo de 935 a 990 m.

Se tiene un paquete de un largo episodio transgresivo de aproximadamente 30 m de litarenita gris claro, grano fino a medio, de cuarzo y fragmentos de roca, regularmente clasificados, semicompacta en matriz arcillo-calcárea y cuya base es un horizonte compuesto de lutita gris claro a verdoso, el espesor es de unos 20 m. En el cuerpo de granulometría más grueso se registró 22 u como lectura máxima de gas-lodo. En este paquete se muestra un ciclo completo, es decir, una transgresión y una regresión.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo:  $1.17 \text{ g/cm}^3$ .

#### Intervalo de 990 a 1,055 m.

Es un paquete conformado por una intercalación de lutita gris claro suave a semidura, arenosa y calcárea, con litarenita gris claro a gris verdoso, grano fino de cuarzo y fragmentos de roca, en matriz arcillo-calcárea, en este se registro 21u como lectura máxima de gas-lodo.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo:  $1.18 \text{ g/cm}^3$ .

#### Intervalo de 1,055 a 1,185 m.

Se identificó una secuencia de litarenita gris claro, grano fino a medio, de cuarzo y fragmentos de roca, regularmente clasificados, semicompacta a deleznable, en matriz arcillo-calcárea, con pobre a regular porosidad, intercaladas con lutita gris oscuro, suave a semidura, en partes plástica, arenosa y calcárea intercalada con espesores más pequeños el paquete más superior de 1 a 8 m.

Los espesores de los cuerpos de litarenita varían de 5 y 20 m, y presenta estructuras sedimentarias granodecrecientes, pero tan marcadas, que se pueden observar repetidos ciclos transgresivos marcado en su base con lutitas (regresión). La lectura máxima de gas-lodo registrada fue de 32 u.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo:  $1.25 \text{ g/cm}^3$ .

**Intervalo de 1,185 a 1,505 m.**

Se marca un cambio en la litología, la cual se vuelve más arcillosa, aunque presenta cuerpos de litarenita de espesores (de 30 a 15 m), las cuales están separadas por lentes arcillosos de 3 a 10 m de espesor.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo:  $1.27 \text{ g/cm}^3$ .

**Intervalo de 1,505 a 1,760 m.**

Este intervalo está compuesto de una alternancia de grauvacas y lutitas con horizontes gruesos de espesores de aproximadamente 15 a 45 m, se muestran como un intervalo con mayores variaciones en la resistividad, con respecto a los intervalos suprayacentes. Las grauvacas poseen mayor grado de arcillosidad y se observan pequeñas estructuras granodecrescientes.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo:  $1.26 \text{ g/cm}^3$ .

**Intervalo de 1,760 a 2,305 m.**

Se tiene un paquete de estratos interestratificados de lutitas y litarenitas, subyacidos por horizontes de litarenita limitados hacia la base por estratos de lutitas de mucho menor espesor; estos horizontes no muestran estructuras sedimentarias muy marcadas.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo:  $1.26 \text{ g/cm}^3$ .

**Intervalo de 2,305 a 2,487 m.**

Este paquete es formado principalmente de interestratificaciones delgadas de lutita y litarenita, volviéndose una secuencia mucho más arcillosa que los paquetes subyacentes.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo:  $1.27 \text{ g/cm}^3$ .

**Intervalo de 2,487 a 2,595 m.**

Se observó un paquete con mucho mayor contenido de arcilla con horizontes delgados de litarenita.

Relaciones estratigráficas: el contacto inferior del Mioceno superior se encuentra a 2595 m, y sobreyace discordantemente con sedimentos del Eoceno Superior (Formación Tantoyuca).

Sedimentología: Basados en el análisis petrográfico, sedimentológico y microfaunístico de la muestra de canal, estas rocas se depositaron en un ambiente Nerítico-Batial. No se pudo determinar la cima del Mioceno superior porque la recuperación de muestras se llevó a cabo a partir de la profundidad de 410 m.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo:  $1.27 \text{ g/cm}^3$ .

**Eoceno Superior Tantoyuca.**

**Intervalo de 2,595 a 2,685 m.**

Litología: Constituido principalmente por Lutitas gris claro a verdoso, café, compacta, laminar y partes bentonítico (gris verdoso, aspecto jabonoso).

Relaciones estratigráficas: El Eoceno Tantoyuca subyace en forma discordante al Mioceno superior y su contacto inferior también es discordante con el Paleoceno.

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico y sedimentológico de las muestra de canal, las rocas del Eoceno, se depositaron en un ambiente batial medio.



Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo: 1.27 g/cm<sup>3</sup>.

### **Paleoceno.**

#### **Intervalo de 2,685 a 2,727 m.**

Litología: Constituido principalmente por Lutitas gris claro y gris verdoso, semicompacta, arenosa y calcárea, margas café, compacta laminar; y bentonita gris verdoso de aspecto jabonoso.

Relaciones estratigráficas: el Paleoceno subyace en forma discordante al Eoceno superior, su contacto inferior también es discordante con el Cretácico superior.

Sedimentología: basándose en el análisis petrográfico y sedimentológico de las muestras de canal, las rocas del Paleoceno, se depositaron en un ambiente batial.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo: 1.27 g/cm<sup>3</sup>.

### **Cretácico Superior, Formación Méndez.**

#### **Roca sello.**

Formada por margas y calizas margosas, de color gris, gris verde claro, café y café rojizo, con intercalaciones delgadas de bentonita gris, gris verdosa, verde y café rojizo.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo: 1.27 g/cm<sup>3</sup>.

#### **Intervalo de 2,727 a 2,743 m.**

Litología: Constituido principalmente por Mudstone-Wackestone de microfósiles e intraclastos crema a café claro, microlaminado con ligera impregnación de aceite, marga verde claro y café, compacta, laminar; trazas lutitas gris claro, semicompacta, arenosa y calcárea. Es una secuencia transicional de terrígenos a carbonatos, de lutitas, bentonitas, margas a Mudstone a Wackestone de microfósiles café crema compacta y pirita diseminada.

Relaciones estratigráficas: El cretácico superior subyace en forma discordante al Paleoceno, su contacto inferior también es discordante con el Cretácico medio.

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico y sedimentológico de las muestras de canal, las rocas del Paleoceno, se depositaron en un ambiente de cuenca.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo: 1.27 g/cm<sup>3</sup>

### **Cretácico Medio, Formación El Abra.**

La formación el Abra se encuentra constituida por una sucesión de calizas biógenas de color crema, blanco y gris blanquizco microcristalina, porosa y cavernosa, café cuando está impregnada de aceite, constituida por restos de macrofósiles recristalizados y microfósiles (miliolidos).

Calizas biógenas criptocristalinas, compactas, en partes recristalizadas, de color crema y blanca grisácea, calizas de miliolidos crema, gris crema, café en partes muy porosa por recristalización, calcarenitas biógenas con clásticos de tamaño fino a medio, bien cementadas, compactas, caliza cremosa suave de color crema, café claro y blanca, calizas crema, blanca y blanca grisácea, aporcelanada con miliolidos.

En la parte inferior, en el área lagunar se presenta un cuerpo de 200 a 300 m. de calizas dolomíticas y dolomías microcristalinas de aspecto sacaroide, de colores crema claro, café claro, gris azulosa, gris blanca y gris verdosa. Se presentan intercalaciones de bentonitas gris verdosas, gris azulosas y verdes.

Observaciones:

1. En algunas áreas la dolomitización se presenta en la mayor parte de la formación.
2. Durante la perforación son frecuentes las pérdidas de lodo que llegan a ser de grandes proporciones.
3. Además de las cavernas y poros se presentan áreas de fracturamiento que incrementan la permeabilidad de la roca.

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo: 1.27 g/cm<sup>3</sup>.

**Intervalo de 2,743 a 3,032 m.**

Litología: Constituido principalmente por Wackestone-Packestone de peloides e intraclastos micritizados con escasos miliolidos, crema a café claro por ligera impregnación de aceite, en partes parcialmente recristalizado. Su coloración varía de crema a café claro debido a su contenido de hidrocarburos (aceite).

Es una secuencia carbonatada de Mudstone a Wackestone de microfósiles café crema y Packestone de miliolidos y bioclastos crema a café claro compacto con fracturas abiertas rellenas por calcita y otras rellenas por bentonita de color verde olivo.

Relaciones estratigráficas: El Cretácico medio subyace en forma discordante al Cretácico superior, su contacto inferior no fue atravesado ya que solo se penetra 289 m esta formación.

Sedimentología: Basándose en el análisis petrográfico y sedimentológico de las muestras de canal, las rocas del Paleoceno, se depositaron en un ambiente de plataforma (arrecifal). La cima del Cretácico medio formación El Abra a 2,743 m está determinada por la presencia de miliolidos y su litología característica. <sup>[4]</sup>

Densidad del fluido de control utilizado para perforar este intervalo: 1.26 g/cm<sup>3</sup>.

La figura 3.2 muestra la columna geológica del pozo Erizo 101.

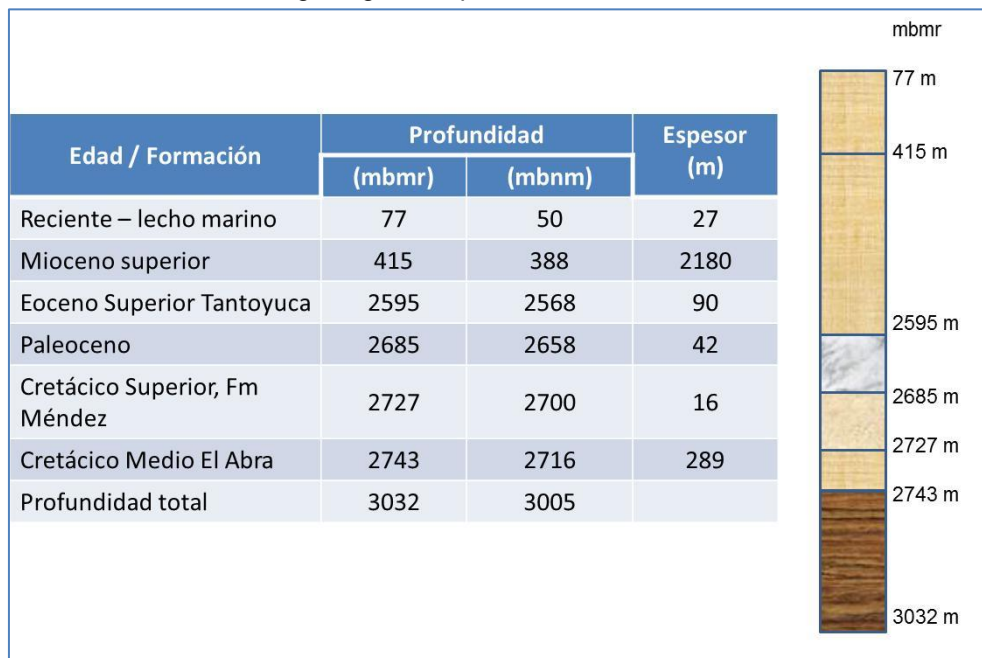


Figura 3.2. Columna geológica del pozo Erizo 101.

### 3.3. Pruebas de goteo realizadas en el pozo Erizo 101.

Los datos de las pruebas de goteo realizadas durante la perforación del pozo de estudio Erizo 101 se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.1. Pruebas de goteo del pozo Erizo 101. <sup>[4]</sup>

Profundidad (m)	Profundidad (pie)	Vol. bombeado (bls)	Presión máxima (psi)	Presión máxima (g/cm <sup>3</sup> )	Gasto Q (bpm)	DEC (g/cm <sup>3</sup> )	Retorno (bls)	Admisión (bls)	Profundidad (m)
617	219.5	2.5	219.5	0.23129	1/4	1.32	0.60	1.65	617
1,343	1,484	6.6	1484	0.74874	---	1.32	5.5	---	1343

### 3.4. Problemas durante la perforación del pozo Erizo 101.

Los problemas que se presentaron durante la perforación del pozo de estudio fueron los siguientes:

- a) Se perdió fluido durante la perforación y atrapamiento de la herramienta con la cual se cortaba el núcleo convencional número 1.
- b) Durante la cementación de la tubería de revestimiento de 13 3/8" presentó problemas principalmente en la operación para bajar la tubería a la profundidad programada (1,295 m), ya que a 1,052 m. se presentó una resistencia franca, se procedió a circular y trabajó sarta sin lograr pasar; posteriormente se bombeo un bache desplazador a 421 m, con lo cual se logró levantarla a 659 m, donde nuevamente se atrapó, se trabajó por espacio de varias horas logrando liberarla y finalmente bajarla aproximadamente a 1,134.12 m para cementarla. <sup>[4]</sup>
- c) Durante la terminación, se efectuó un redisparo al intervalo 2,888 - 2,897 m y se presentó un pescado durante el aislamiento del segundo intervalo probado.

En la tabla 3.2 se muestran los eventos que se tuvieron durante la perforación del pozo en el orden de la profundidad del pozo.

Tabla 3.2. Problemática durante la perforación del pozo Erizo 101.

Profundidad (m)	Problema	Litología
617	Recortes.	40% Lutita gris 60% Litarenita gris
806	Recortes.	70% Lutita gris 30% Litarenita gris
1,200	Resistencia.	90% Lutita gris 10% Litarenita gris
2,745	Pérdida de fluido.	100% Caliza
2,748	Pérdida de fluido.	100% Caliza
2,750	Pérdida de fluido.	100% Caliza
2,755	Pérdida de fluido.	50% Packstone 30% Mudstone 20% Marga gris
2,805	Pérdida de fluido.	50% Packstone 30% Mudstone 20% Lutita gris
2,906	Pérdida de fluido.	50% Packstone 30% Mudstone 20% Lutita gris
2,974	Pérdida de fluido.	50% Packstone 30% Mudstone 20% Lutita gris
3,032	Pérdida de fluido. Gasificación. Resistencia.	50% Packstone 30% Mudstone 20% Lutita gris

### 3.5. Muestreo del pozo Erizo 101.

#### 3.5.1 Muestreo de canal.

Se muestreó cada 5 m, de 410 a 2,750 m, para análisis petrográfico y paleontológico. Para análisis geoquímico no se tomaron muestras de canal debido a que se utilizó lodo de emulsión inversa de 410 a 2,743 m y en la siguiente etapa no se tuvo recuperación de muestras por las condiciones en que se estaban perforando (bajo gasto sin circulación).<sup>[4]</sup>

### 3.5.2 Toma de núcleo.

Se cortó un núcleo convencional en el intervalo 2,750 a 2,755 m, recuperándose 1.20 de 5 m cortados (24%).

La tabla 3.3 muestra los datos relevantes de la obtención del núcleo del pozo de investigación.

Tabla 3.3. Información del núcleo obtenido.

Núcleo	Intervalo (m)	Edad	Recuperación (%)	$\phi$ (m)	K (mD)
1	2750 - 2755	Cretácico medio	24 (1.20 m)	15-22	377.3

#### Descripción del núcleo.

**Parte superior:** Grainstone de pellets e interclastos café, compacto, con fracturas abiertas y rellenas de calcita translúcida y bentonita verde olivo, (pirita diseminada), impregnación de aceite en fracturas.

**Parte inferior:** Packstone de miliolidos y bioclastos, crema a café claro, compacto con fracturas abiertas y rellenas de calcita translúcida y bentonita verde olivo (pirita diseminada), con cavidades parcialmente rellenas con cristales de calcita, ligera impregnación de aceite en fracturas. <sup>[4]</sup>

### 3.6. Desviación del pozo Erizo 101.

El pozo se programó como vertical, por lo que no se tienen desviaciones, aunque la verticalidad del pozo estuvo controlada por una serie de desviaciones tomadas durante la perforación cada 300 m.

Donde de 2,500 a 2,750 m se tomó el registro a tiempo real (LWD), con el cual se verificó que el pozo tenía una desviación menor de 3° y posteriormente se tomó un registro giroscópico cuya lectura final a 2,965 m se observó un ángulo de 1.59° con azimuth de 325.31° (N34°41'W) y una profundidad vertical estimada de 2,964.75 m quedando dentro de la tolerancia, por lo cual se le considera un pozo vertical. <sup>[4]</sup>

### 3.7. Fluido de control utilizado en el pozo Erizo 101.

El pozo Erizo 101 durante su perforación utilizó varios tipos de fluidos de control de acuerdo con su litología, así como cuidando de no contaminar los mantos acuíferos.

La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones determinantes para mantener la estabilidad del agujero.

La tabla 3.4 muestra los datos de densidades del fluido de control utilizado en la perforación del pozo Erizo 101.

Tabla 3.4. Densidades del fluido de control utilizado en la perforación del pozo Erizo 101.

Intervalo (m)	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Tipo de lodo
0 – 410	1.06 x 150	Agua de mar y baches de lodo bentónico.
410 – 1,200	1.20 x 58 – 1.27 x 66	Emulsión inversa.
1,200 – 2,730	1.25 x 67 – 1.27 x 63	Emulsión inversa.
2,730 – 2,745	1.27 x 63 – 1.26 x 56	Emulsión inversa.
2,745 – 2,755	1.03 x 54 – 1.08 x 54	Polimérico.
2,755 – 3,032	1.06 x 50 – 1.10 x 40	Polimérico.

La figura 3.3 muestra los tres tipos de fluido de control, bentonítico, emulsión inversa y polimérico, según la profundidad del pozo representado con una línea de color rosa, y la línea de color rojo representa las densidades que se utilizaron durante la perforación del pozo, expresados en unidades de campo (g/cm<sup>3</sup>).

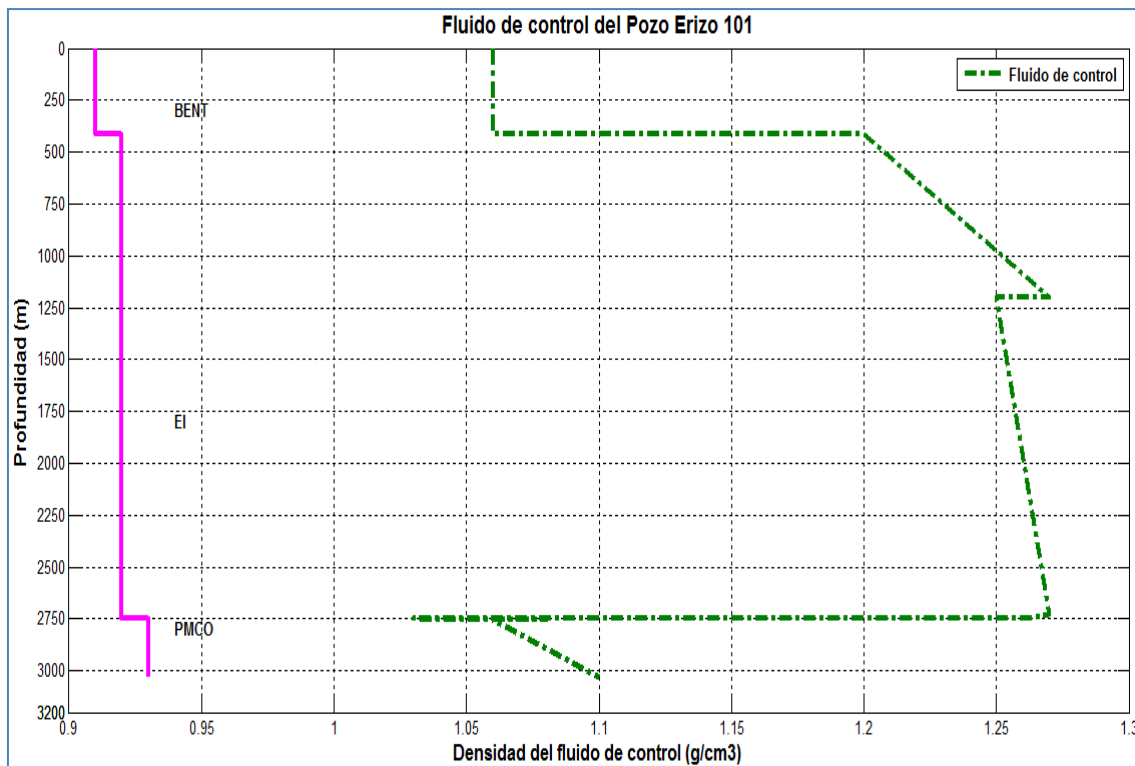


Figura 3.3 Fluido de control utilizado durante la perforación del pozo Erizo 101.

Desde el punto de vista mecánico la función principal del fluido de perforación es proveer suficiente peso hidrostático para balancear la presión de la formación y soportar la carga impuesta en las paredes del agujero generada entre otros factores por los esfuerzos in situ.

Cuando la presión ejercida por la columna hidrostática excede la presión de la formación (sobrealance), el fluido de perforación penetrará en la formación y reducirá gradualmente el peso

efectivo de soporte en las paredes del agujero. Si la presión es excesivamente alta puede ocurrir fracturamiento hidráulico causando pérdida de fluido de control, por lo que disminuirá el soporte en las paredes del agujero. Esto no sólo incrementará los costos asociados con el fluido de perforación sino también generará inestabilidad en el agujero.

Estos problemas pueden ser prevenidos si se determinan las densidades críticas del fluido de perforación, es decir, si se optimiza la densidad del fluido de perforación se puede prevenir el colapso de las paredes del agujero sin riesgos de fracturar la formación. En los capítulos III, IV, V y VI se explicará este tema que involucra la aplicación de la geomecánica en estabilidad mecánica del agujero.

### **3.8. Pozos de correlación del Erizo 101.**

Para este trabajo de investigación se seleccionaron los pozos cercanos al pozo de estudio de los cuales se contaba con la mayor información ya que al ser pozos viejos, mucha información, reportes, registros han sido extraviados.

Los pozos de correlación que se emplearon fueron:

1. Erizo 13,
2. Erizo 27,
3. Erizo 33,
4. Erizo 35,
5. Erizo 39.

Los datos de los pozos de correlación mencionados que se utilizaron fueron los registros geofísicos, estos registros se aplicarán en la predicción de la presión de poro de los capítulos III y IV. <sup>[4]</sup>.

En los capítulos III y IV se explica sobre los registros empleados en esta investigación.

### 3.9. Estado mecánico del pozo Erizo 101.

La figura 2.4 muestra el estado mecánico final del pozo Erizo 101. Donde el equipo de perforación contaba con un espacio de mesa rotatoria de 27.71 m y la profundidad de tirante de agua al lecho marino fue de 49 m.

El pozo Erizo 101 fue perforado a lo largo de su trayectoria con cinco tamaños de barrena: 36", 26", 17 1/2", 12 1/4" y 8 1/2"; para poder asentar las tuberías de revestimiento de 30" a 173.89 m, 20" a 401.1 m, 13 3/8" a 1,134 m, una tubería corta de 9 5/8" a 2,533.9 m, 9 5/8" a 2,741.7 m y 7" a los 3,018 m.

Un asentamiento de tuberías de revestimiento necesita conocer las geopresiones para la toma de decisión adecuada del asentamiento de tuberías de revestimiento, en el capítulo III se presenta la predicción de las geopresiones. [4]

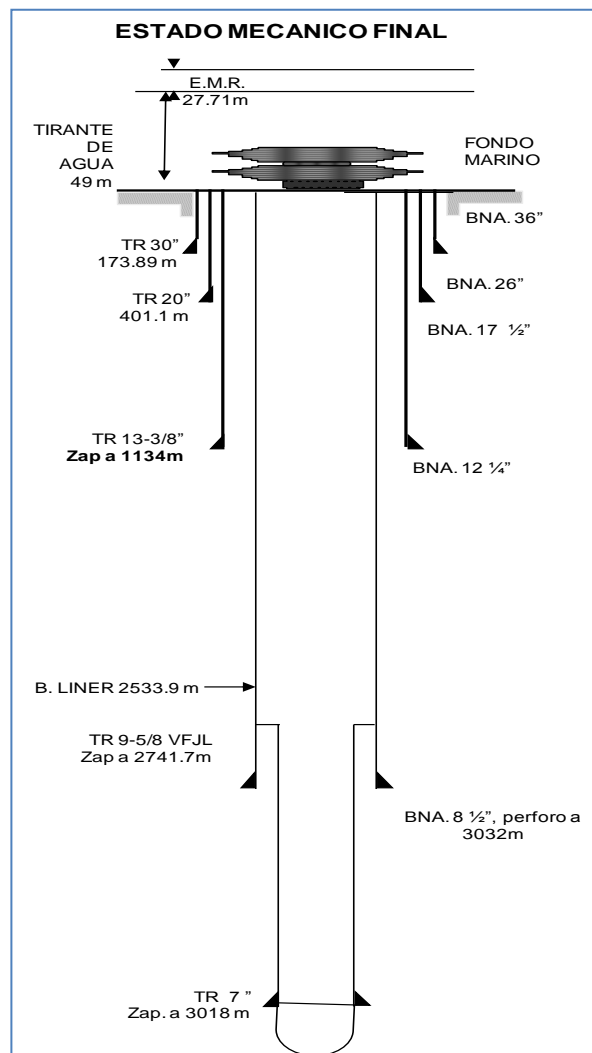


Figura 2.4 Estado mecánico final del pozo Erizo 101.



## Capítulo IV.

### Predicción de las geopresiones a partir de registros geofísicos.

En este capítulo, se analizaron los registros geofísicos de los pozos de correlación, mencionados en el segundo capítulo, utilizando cinco pozos de correlación, con los registros geofísicos analizados se obtuvo la predicción de la presión de poro del pozo Erizo 101. <sup>[38, 39, 40]</sup>

Se estimó el esfuerzo vertical o sobrecarga aplicando el método de Bourgoyne para pozos costa afuera y la presión de fractura utilizando magnitudes de la relación Poisson utilizando registro sísmico dipolar. Se obtuvo la ventana operativa en unidades de campo de densidad ( $\text{g/cm}^3$ ) y en unidades de presión (MPa), en ambas ventanas se presentan los eventos de perforación.

Con la ventana obtenida en este capítulo, se trabajará en el capítulo IV, V y VI para realizar el análisis geomecánico de estabilidad del agujero.

#### 4.1. Registro de rayos gamma.

Se utilizaron los registros de rayos gamma de los pozos de correlación Erizo 13, Erizo 27, Erizo 33, Erizo 35 y el de estudio Erizo 101.

Todas las figuras en este capítulo serán graficadas en profundidad (m) contra rayos gamma (API).

La figura 4.1 muestra la gráfica del registro de rayos gamma del pozo Erizo 33, de la profundidad de 1,495 a 3,050 m representado con la línea de color rojo.

Este registro contiene una mayor cantidad de datos, este registro inicia a los 1,500 m y termina a los 3,100 m, se observa claramente valores de 50 a 90 API, el comportamiento es que los valores de API van incrementando (arenas a lutitas).

A la profundidad de 2,800 m a 3,050 m los valores API van decreciendo hasta llegar a valores de 20 API lo que puede interpretarse como una roca caliza.

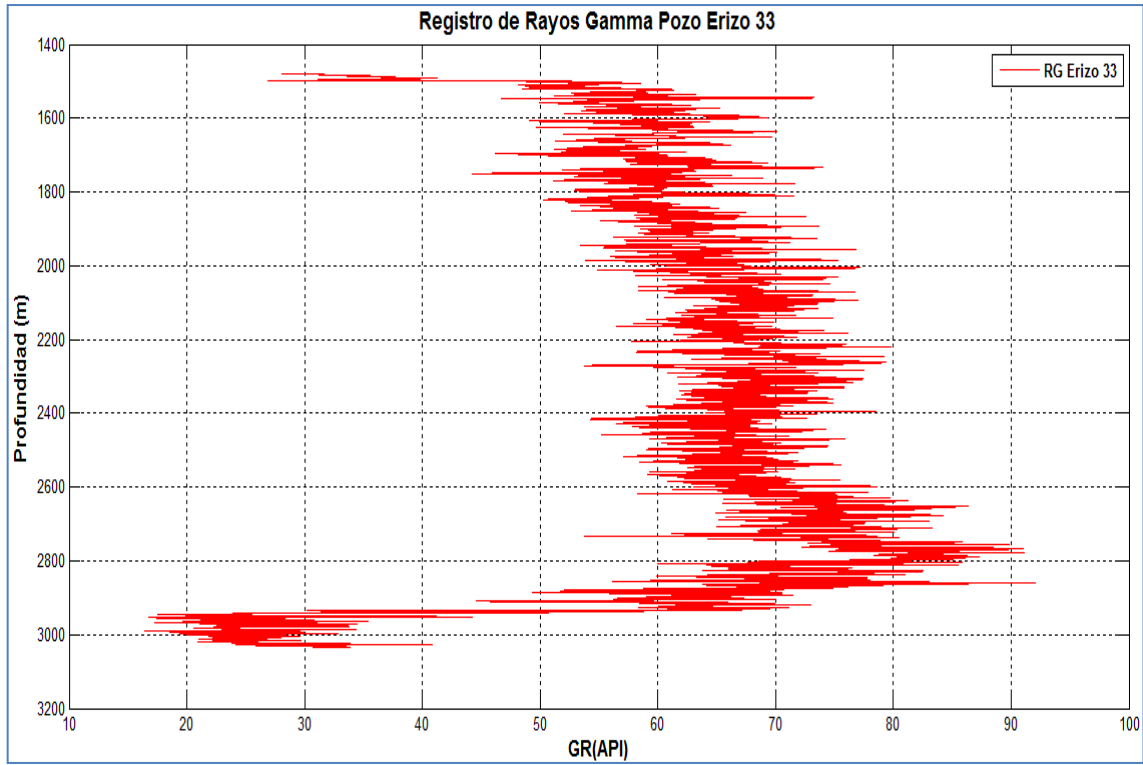


Figura 4.1. Registro de rayos gamma del pozo Erizo 33.

La figura 4.2 muestra la gráfica del registro de rayos gamma de los pozos Erizo 33 y agregamos el pozo Erizo 35 representado con la línea de color cian, de la profundidad de 2,800 a 3,000 m.

Este registro es el que nos proporciona menos datos para el análisis. Tiene valores entre 20 y 70 API, es un cambio de litología pasando de roca lutita a roca caliza.

En el intervalo de 2,800 a 3,000 m el registro de los pozos Erizo 33 y Erizo 35 tienen un comportamiento muy similar en un rango de valores aproximado de entre 18 a 70 API, lo que nos indica que es una formación de roca lutita y pasa a una formación de roca caliza.

Se concluye que el pozo Erizo 35 es muy parecido al pozo Erizo 33 en el intervalo de los 2,800 a 3,000 m.

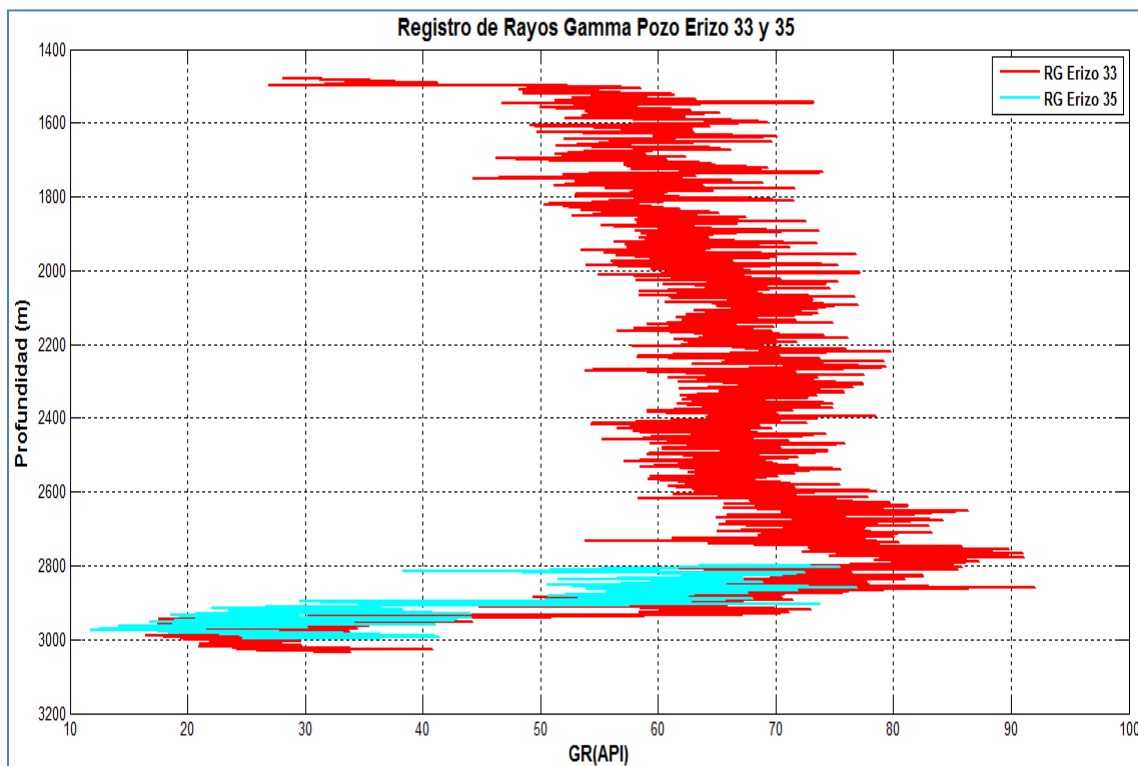


Figura 4.2. Registro de rayos gamma de los pozos Erizo 33 y Erizo 35.

La figura 4.3 muestra la gráfica del registro de rayos gamma de los pozos Erizo 33, Erizo 35 y agregamos el registro geofísico de rayos gamma del pozo Erizo 27 representado con la línea de color verde, este registro comienza a la profundidad de 2,905 a 3,055 m. Este registro muestra a la profundidad de 2,905 m unos valores de 80 API, a la profundidad de entre 2,925 a los 2,975 m se incrementan entre 105 y 125 API, estos valores representan una roca lutita más limpia.

Después se ven a la profundidad de los 2,975 a los 3,050 m un comportamiento entre los 70 y 90 API. Estos valores representan una roca lutita.

Podemos ver que el comportamiento del registro del pozo Erizo 27 en el intervalo de 2,905 a 3,055 da valores entre 60 y 120 API que es muy parecido al del pozo Erizo 33 en el intervalo de 2,750 al 2,900 m, aunque el pozo Erizo 27 tiene un desfaseamiento en profundidad al pozo Erizo 33.

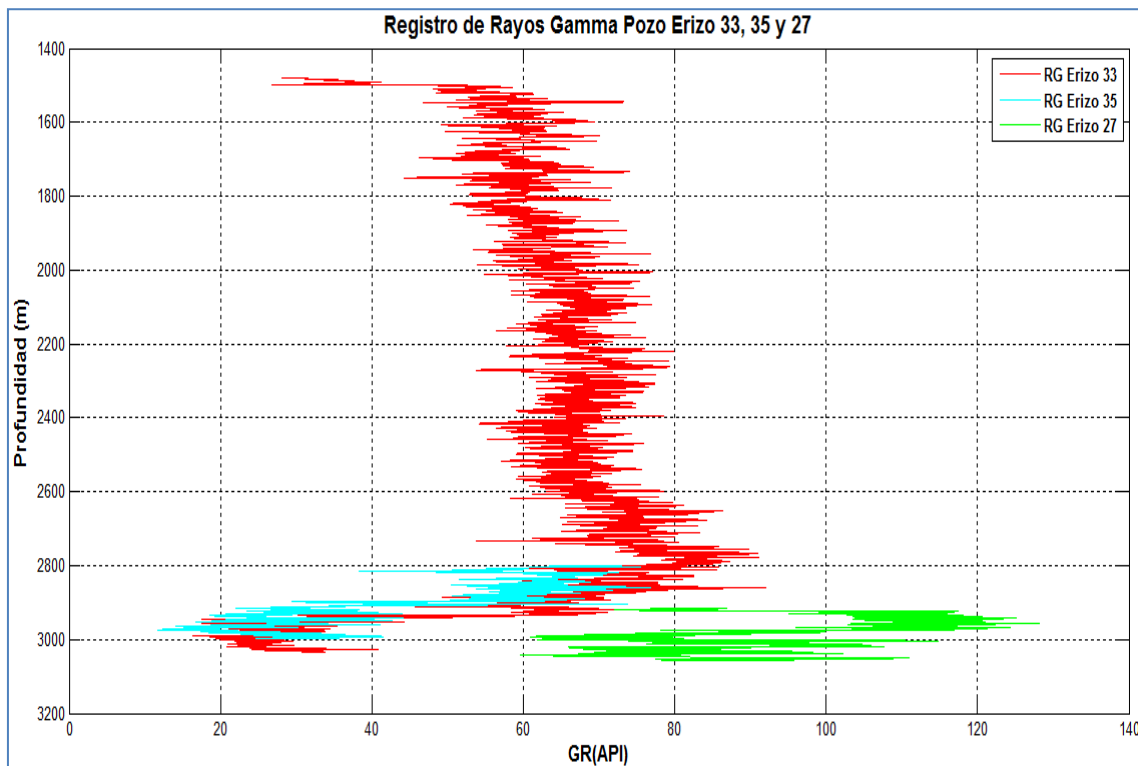


Figura 4.3. Registro de rayos gamma de los pozos Erizo 33, Erizo 35 y Erizo 27.

La figura 4.4 muestra la gráfica del registro geofísico de rayos gamma de los pozos Erizo 33, Erizo 35, Erizo 27 y agregamos el pozo Erizo 13 representado con la línea de color azul.

Este registro inicia a la profundidad de 3,100 m y tiene un valor de rayos gamma de 80 API, para este caso es una roca lutita. El registro va disminuyendo, luego aumenta, se mantiene constante, disminuye y se mantiene constante, vuelve a aumentar y disminuye. La profundidad final del registro a 3,280 m tiene un valor de rayos gamma de 60 API. Toda esta zona de 3,100 a 3,280 m nos representa una roca lutita.

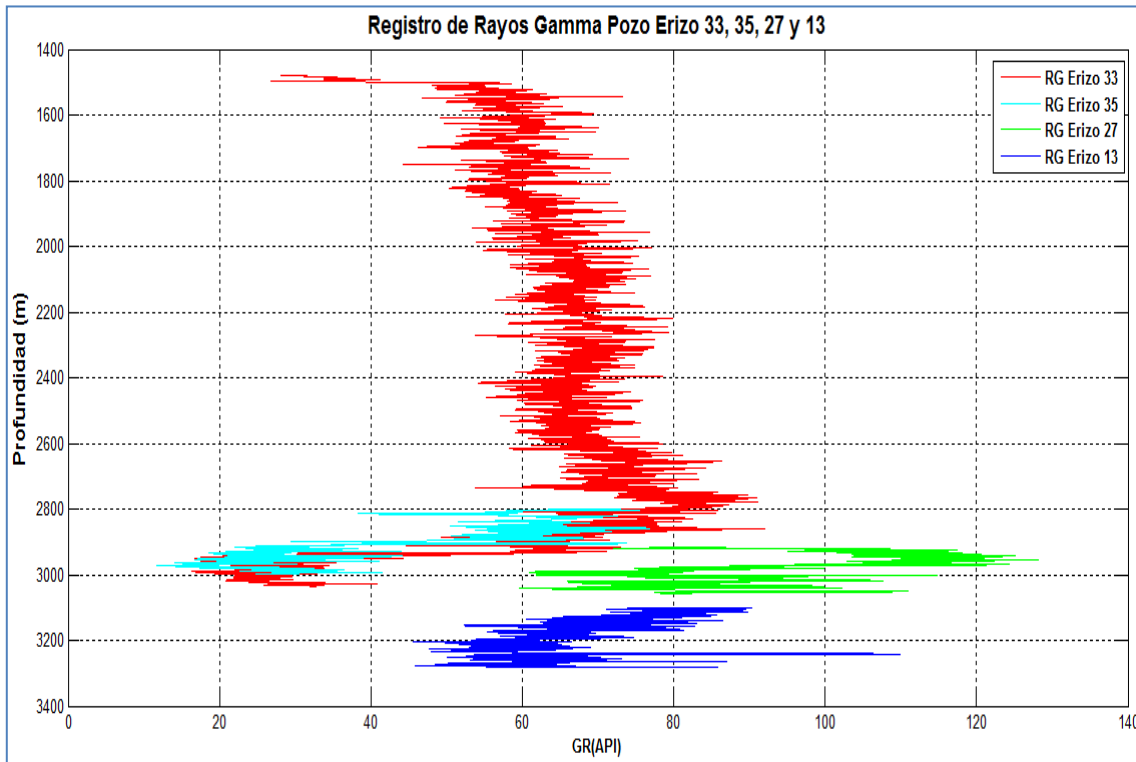


Figura 4.4. Registro de rayos gamma de los pozos Erizo 33, Erizo 35, Erizo 27 y Erizo 13.

La figura 4.5 muestra la gráfica del registro de rayos gamma de los pozos Erizo 13, Erizo 27, Erizo 33, Erizo 35 y ahora agregamos el pozo Erizo 101 que es el pozo objetivo de nuestro estudio representado con una línea de color magenta.

El registro de rayos gamma del pozo Erizo 101 tiene una profundidad de 480 a 3000 m con este registro podemos establecer nuestra litología.

De las profundidades de 480 a 1,200 m tiene un valor promedio de rayos gamma de 40 API y a 1,200 m hace un cambio a 50 API, esto es un indicativo de que la roca son arenas y se van incrementando los valores de arcilla, a esa zona le llamamos arena arcillosa.

De la profundidad de 1,200 a 2,200 m los valores son de 50 a 58 API a esta zona la llamamos roca arena arcillosa. De 2,200 a 2,500 m se incrementa de 50 a 62 API a esta zona la llamamos roca lutita arenosa. De 2,500 a los 2,700 m tiene valores de 60 a 80 API a esta zona la llamamos roca lutita. De 2,700 a los 3,000 m se ve claramente la transición a roca caliza.

Se puede observar que el pozo de estudio Erizo 101 tiene casi el mismo comportamiento que el pozo Erizo 33 en el intervalo de 1,500 a 2,800 m, con la diferencia que los valores oscilan entre 42 y 45 API para el Erizo 101 y el Erizo 33 están entre 60 y 65 API.

El pozo Erizo 101 a la profundidad de 2,800 m entra en la etapa de cambio de litología bajando los valores hasta 20 API. Podemos ver que el Erizo 13 tiene ese comportamiento en el intervalo de 3,100 a 3,280 m, y el Erizo 33 en el intervalo 2,900 a 3,000 m.

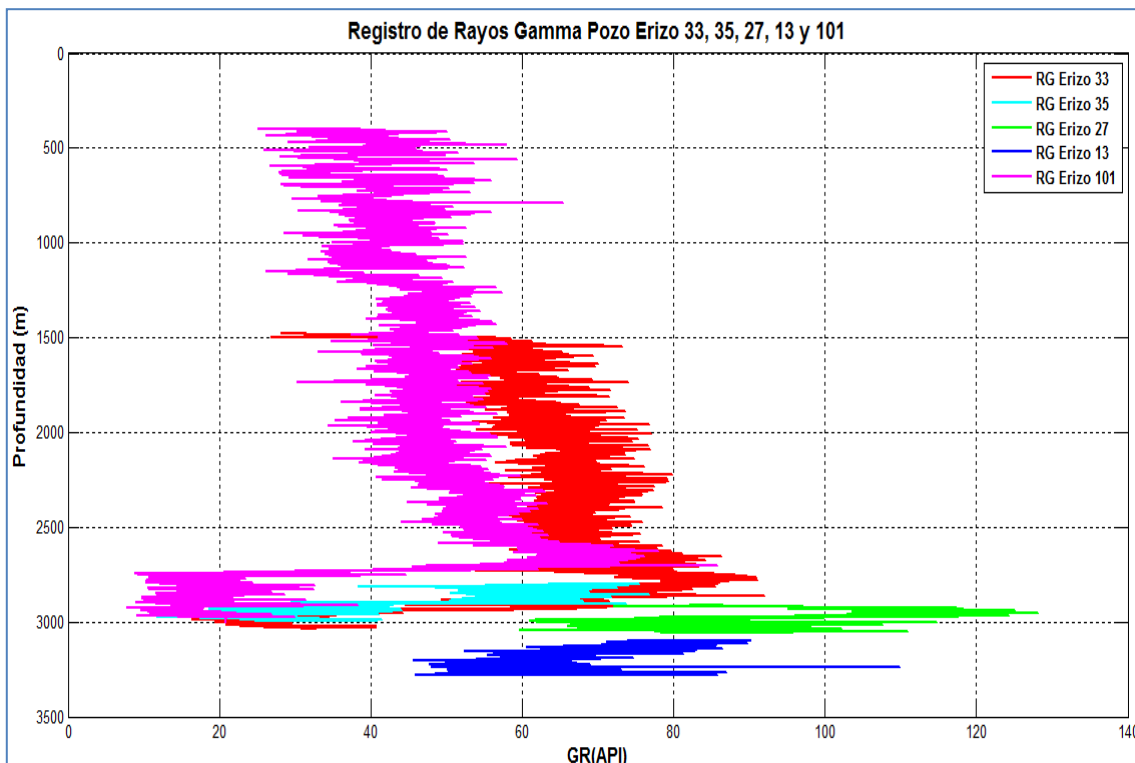


Figura 4.5. Registro de rayos gamma de los pozos Erizo 33, Erizo 35, Erizo 27, Erizo 13 y Erizo 101.

Se analizaron los cinco pozos mencionados, con este registro nos sirve para obtener la litología indirectamente, no se contó con el registro fotoeléctrico que nos podría ayudar también a obtener la litología indirectamente, este análisis nos va a servir para marcar nuestros puntos de lutitas y poder predecir la presión de poro.

## 4.2. Columna geológica.

La tabla 4.1 muestra la gráfica de los cambios de litología del pozo Erizo 101 en sus diferentes profundidades a lo largo de la trayectoria del pozo.<sup>[4]</sup>

Tabla 4.1. Columna geológica del pozo de estudio Erizo 101.

Edad / Formación	Profundidad		Espesor (m)
	(mbmr)	(mbnm)	
Reciente – lecho marino	77	50	27
Mioceno superior	415	388	2180
Eoceno Superior Tantoyuca	2595	2568	90
Paleoceno	2685	2658	42
Cretácico Superior, Formación Méndez	2727	2700	16
Cretácico Medio El Abra	2743	2716	289
Profundidad total	3032	3005	



La figura 4.6 muestra la gráfica del registro de rayos gamma del pozo Erizo 101 con la descripción de la columna geológica a lo largo de la profundidad del pozo del lado derecho. Esta fue dividida en cinco paquetes, cada paquete fue marcado por un cuadrado que tiene una línea de color rojo.

En el paquete 1 se muestra la litología arena arcillosa. En el paquete 2 se muestra la litología arena arcillosa. En el paquete 3 se muestra la litología lutita arenosa. En el paquete 4 se muestra la litología lutita. En el paquete 5 se muestra la litología caliza.

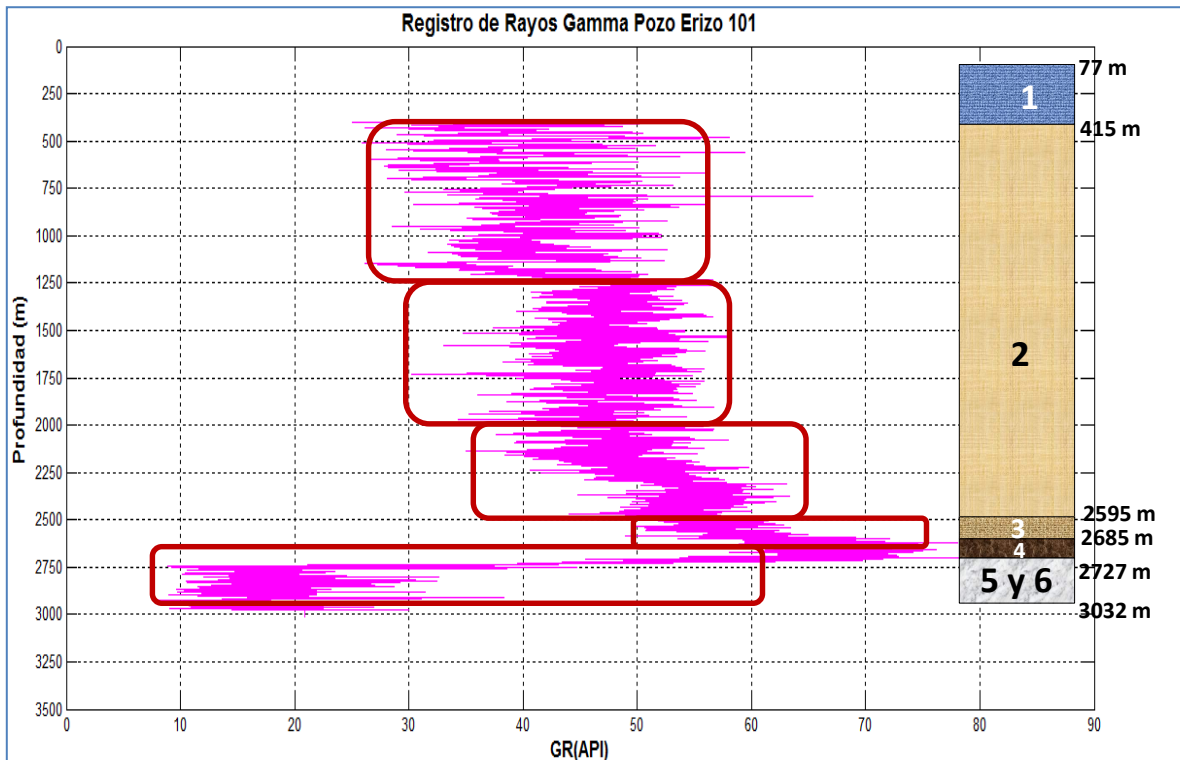


Figura 4.6. Columna geológica con el registro de rayos gamma del pozo Erizo 101.

En el segundo capítulo se dio una descripción de la columna geológica del pozo Erizo 101.



### 4.3. Registro resistivo.

Se analiza el registro resistivo, las gráficas del registro resistivo están en escala semilogarítmica, y se muestran en profundidad (m) contra resistividad ( $\Omega\text{m}$ ), este registro nos mide la resistividad que existe en la formación.

La figura 4.7 muestra la gráfica del registro resistivo del pozo Erizo 13 representado con la línea de color azul encontrándose en el intervalo de 1,550 a 3,300 m.

La medición del registro inicia a los 1,580 m, el comportamiento inicial es normal y se tiene una medición de resistividad mayor al inicio a los 1,650 m, después tiene un comportamiento normal con tendencia a aumentar la resistividad de los 1,850 a 2,000 m, las mediciones tienden a ser normales de 2,000 a 2,500 m, teniendo un decremento a la tendencia normal a los 2,600 m, después iniciando un aumento de la resistividad a los 2,700 m, este aumento de la resistividad mayor al primero mencionado. Inicia otro decremento de la resistividad a los 2,800 m, comportándose a incrementar y decrecer a los 3,100 m. El inicio de la mayor resistividad medida se da a la profundidad de 3,200 m, donde tiene la mayor medición de resistividad del fluido.

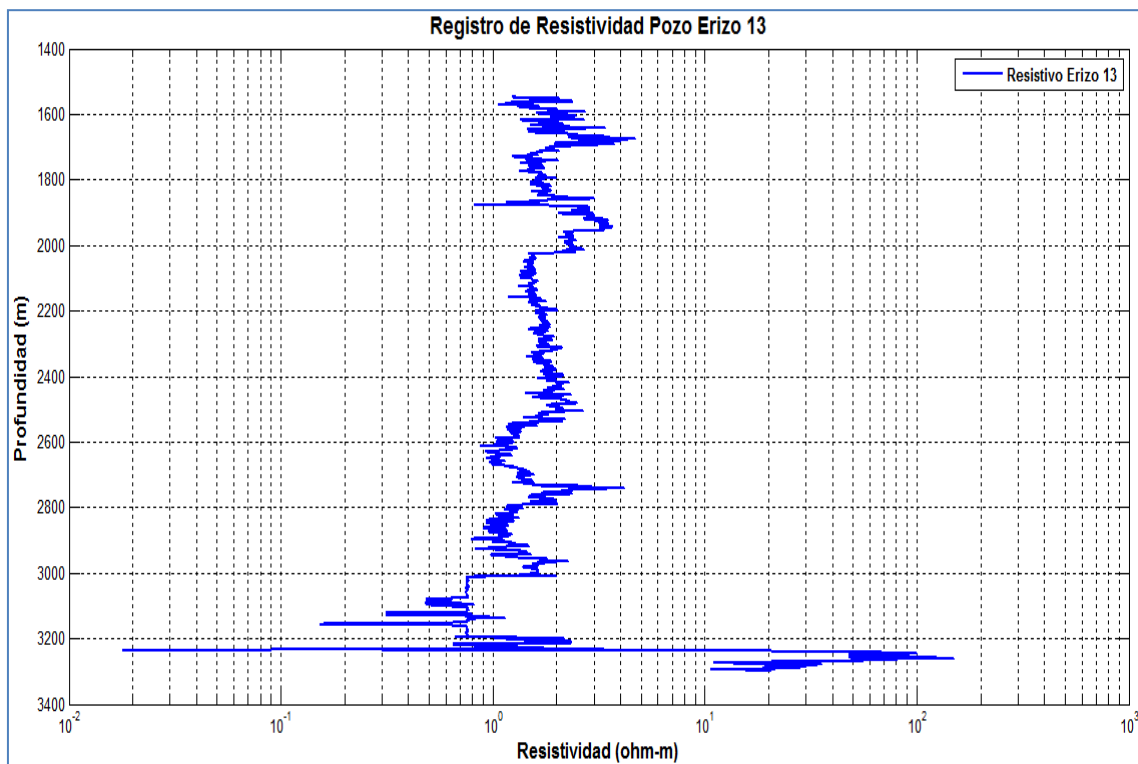


Figura 4.7. Registro resistivo del pozo Erizo 13.

La figura 4.8 muestra la gráfica del registro resistivo del pozo Erizo 13 y agregamos el pozo Erizo 27 representado con la línea de color verde encontrándose en el intervalo de 1,500 a 2,900 m.

El registro del pozo Erizo 27 cuenta con una menor cantidad de datos. Podemos observar que el registro del Erizo 27 tiene un comportamiento parecido al Erizo 13 desfasado a unos 100 m aproximadamente, observando que no tiene registros de valores altos de resistividad.

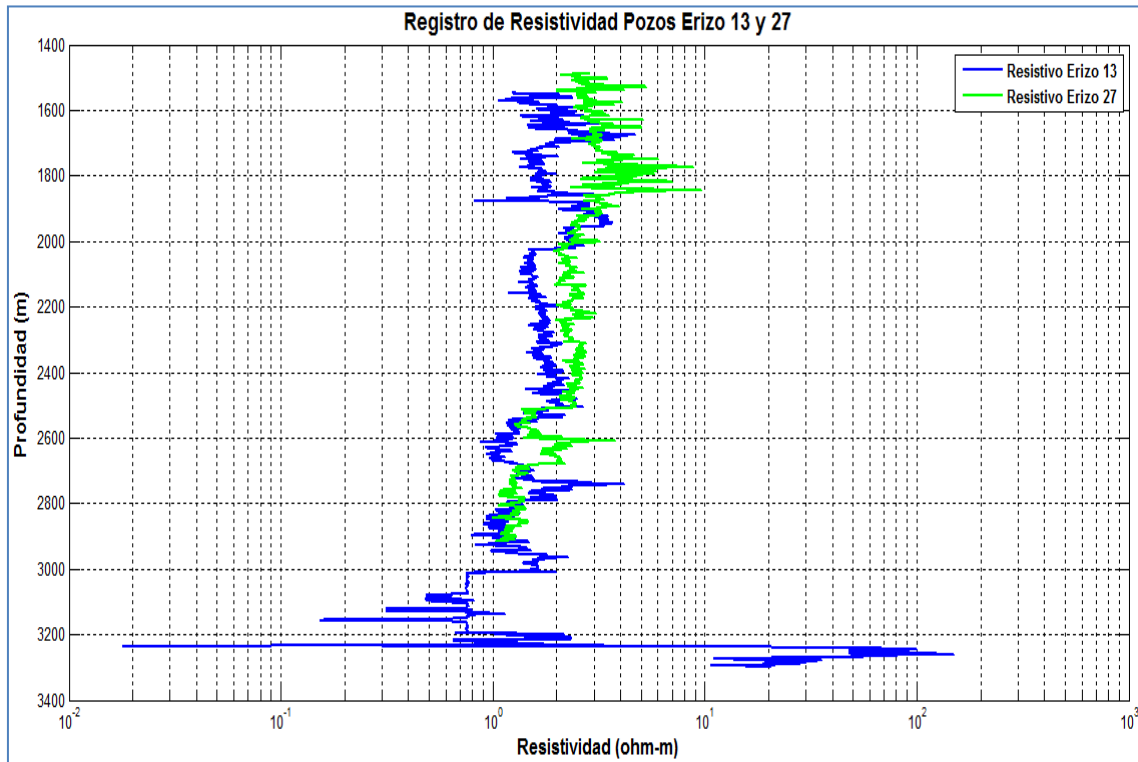


Figura 4.8. Registro resistivo del pozo Erizo 13 y Erizo 27.

La figura 4.9 muestra la gráfica del registro resistivo de los pozos Erizo 13, Erizo 27 y agregamos el pozo Erizo 33 representado con la línea de color rojo encontrándose en el intervalo de 1,500 a 3,100 m.

El Erizo 33 tiene el mismo comportamiento que el Erizo 27 y tiene valores de resistividad mayores que el pozo Erizo 13 y el Erizo 27.

Podemos observar que los registros de los pozos Erizo 13 y Erizo 33 tienen desfase de aproximadamente 100 m en la profundidad de inicio.

La mayor resistividad medida es a los 3,000 m.

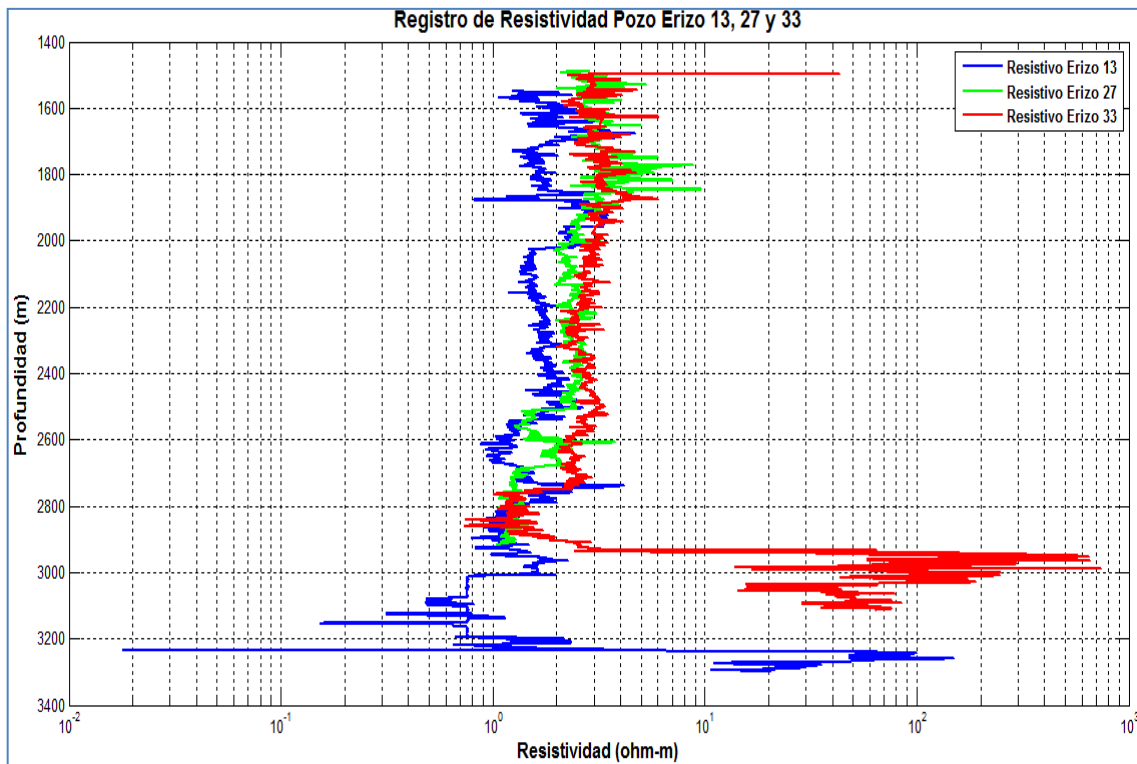


Figura 4.9. Registro resistivo del pozo Erizo 13, Erizo 27 y Erizo 33.

La figura 4.10 muestra la gráfica del registro resistivo de los pozos Erizo 13, Erizo 27, Erizo 33 y agregamos el pozo Erizo 39 representado con la línea de color naranja encontrándose en el rango entre 1,450 a los 3,400 m.

Podemos observar que el registro del pozo Erizo 39 es el más completo de los cuatro graficados.

El comportamiento del registro del pozo 39 tiene comportamiento similar a los pozos Erizo 13, 27 y 33 a diferentes secciones e iniciando la mayor medida de resistividad a los 3,250 m teniendo un comportamiento similar al pozo Erizo 13 en alta resistividad.

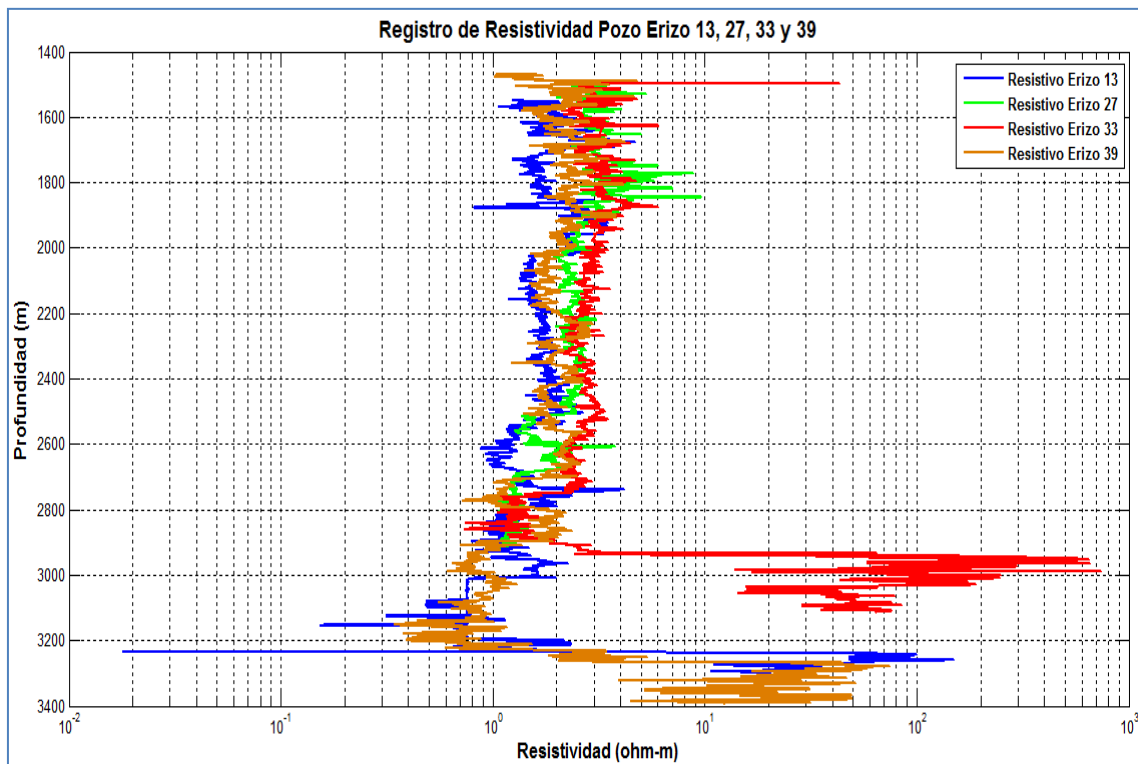


Figura 4.10. Registro resistivo del pozo Erizo 13, Erizo 27, Erizo 33 y Erizo 39.

La figura 4.11 muestra la gráfica del registro resistivo de los pozos Erizo 13, Erizo 27, Erizo 33, Erizo 39 y agregamos el Erizo 101 representado con una línea de color magenta en el intervalo de 480 a 3,000 m, este registro no muestra valores altos de resistividad a diferencia de los pozos Erizo 13, Erizo 33 y Erizo 39.

También se observa que el pozo Erizo 101 no muestra ese cambio de valores, por lo que podemos concluir que la columna estratigráfica de los pozos Erizo se encuentra a diferentes profundidades.

El registro resistivo del pozo Erizo 101 se complementó con los registros de los pozos de correlación Erizo 13 y Erizo 39, para utilizarlo en la predicción de la presión de poro.

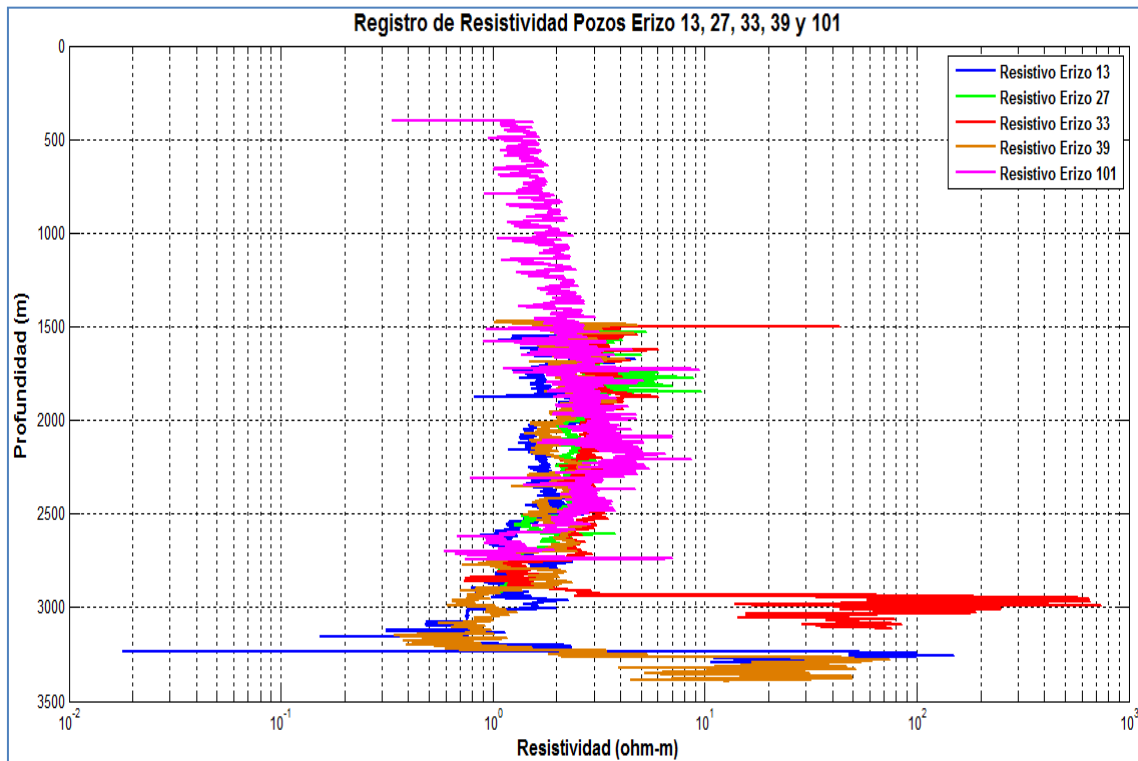


Figura 4.11. Registro resistivo del pozo Erizo 13, Erizo 27, Erizo 33, Erizo 39 y Erizo 101.

#### 4.4. Registro sísmico monopolar.

El registro sísmico nos mide la matriz de la formación.

En las gráficas del registro sísmico monopolar se muestran profundidad (m) contra tiempo de tránsito ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ ).

La figura 4.12 muestra la gráfica del registro sónico monopolar del pozo Erizo 35, representado con una línea de color cian encontrándose en el intervalo de 2,800 a 2,290 m y tiene unos valores de 50 a 100 ms/pie.

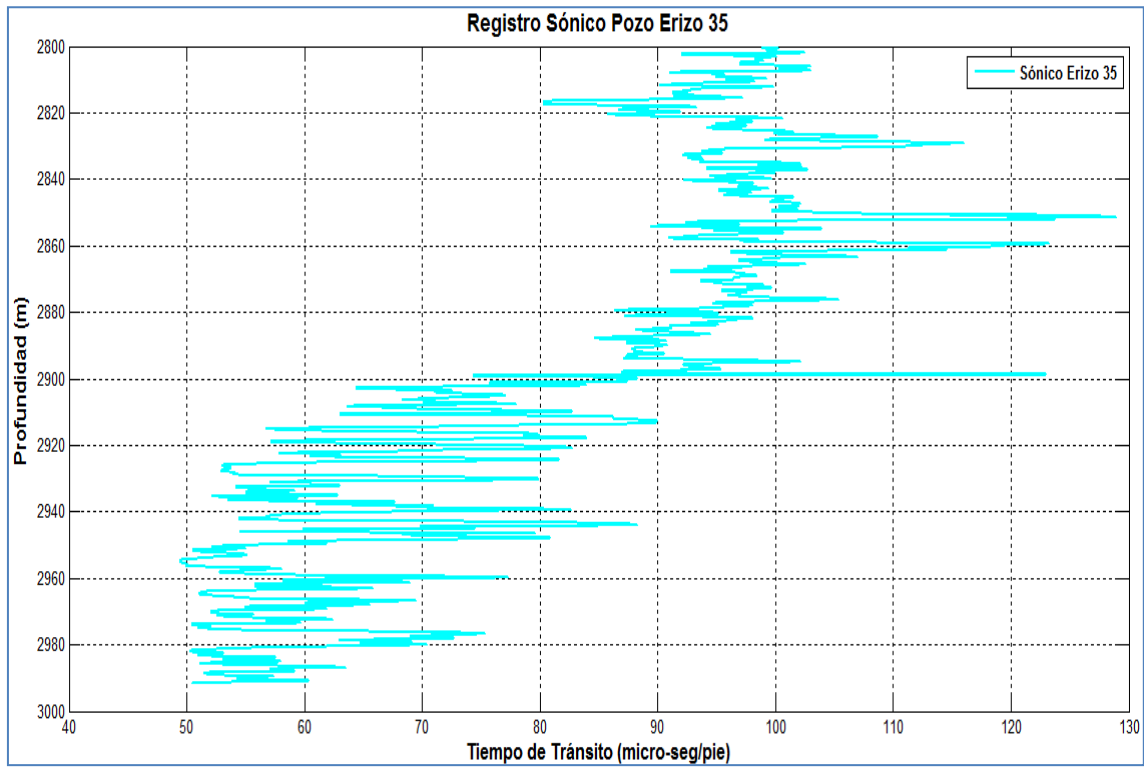


Figura 4.12. Registro sónico del pozo Erizo 35.

La figura 4.13 muestra la gráfica del registro sónico de los pozos Erizo 35 y agregamos el registro del pozo Erizo 27, representado con una línea de color verde encontrándose en el intervalo de 2,910 a 3,065 m. tiene unos valores de 110 msec/pie hasta los 2,965 m.

Los valores comienzan a disminuir, luego aumentan, disminuyen y aumentan a los 3,000 m aumenta hasta los 105 ms/pie, luego disminuyen entre un rango de 85 ms/pie hasta los 3,045 se vuelve a incrementar el valor del sónico hasta los 105 y luego disminuyen terminando con valores de 60 ms/pie.

El pozo Erizo 35 tiene un comportamiento parecido al pozo Erizo 27 con una desfaseamiento de profundidades de aproximadamente 110 m.

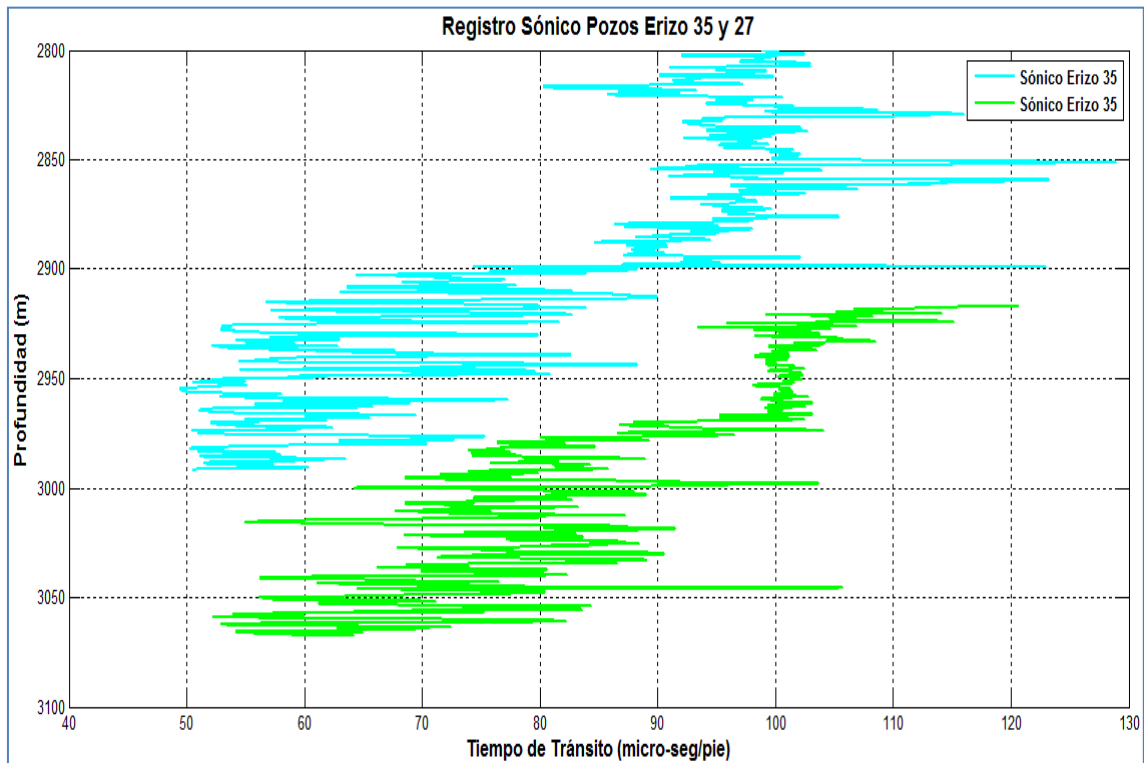


Figura 4.13. Registro sónico del pozo Erizo 35 y Erizo 27.

La figura 4.14 muestra la gráfica del registro sónico monopolar de los pozos Erizo 35, Erizo 27 y agregamos el pozo Erizo 33, representado con una línea de color rojo encontrándose en el intervalo de 3,050 a 3,150 m, con valores constantes de 50 ms/pie.

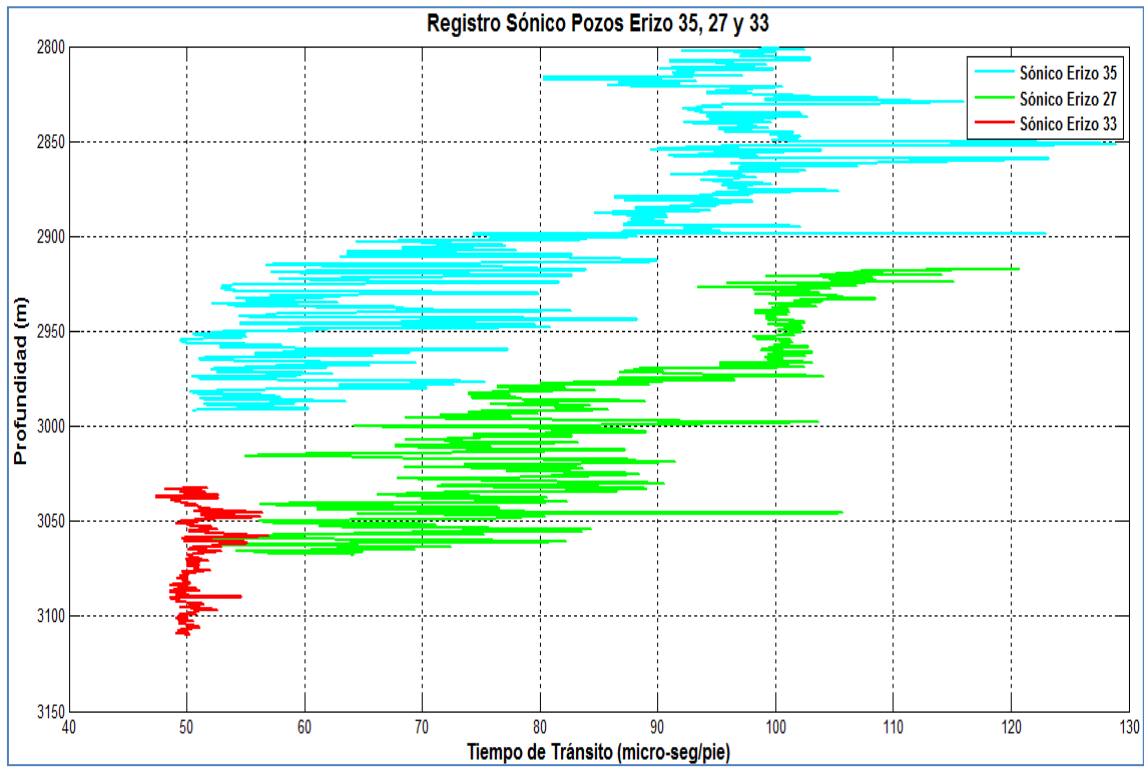


Figura 4.14. Registro sónico del pozo Erizo 35, Erizo 27 y Erizo 33.



La figura 4.15 muestra la gráfica del registro sónico de los pozos Erizo 35, Erizo 27, Erizo 33 y agregamos el pozo Erizo 39, representado con una línea de color naranja encontrándose en el intervalo de 3,100 a 3,390 m y tiene unos valores de 105 a 50 ms/pie.

El pozo Erizo 39 tiene un comportamiento parecido a los pozos Erizo 35 y Erizo 27 con una variación de profundidad de 300 m.

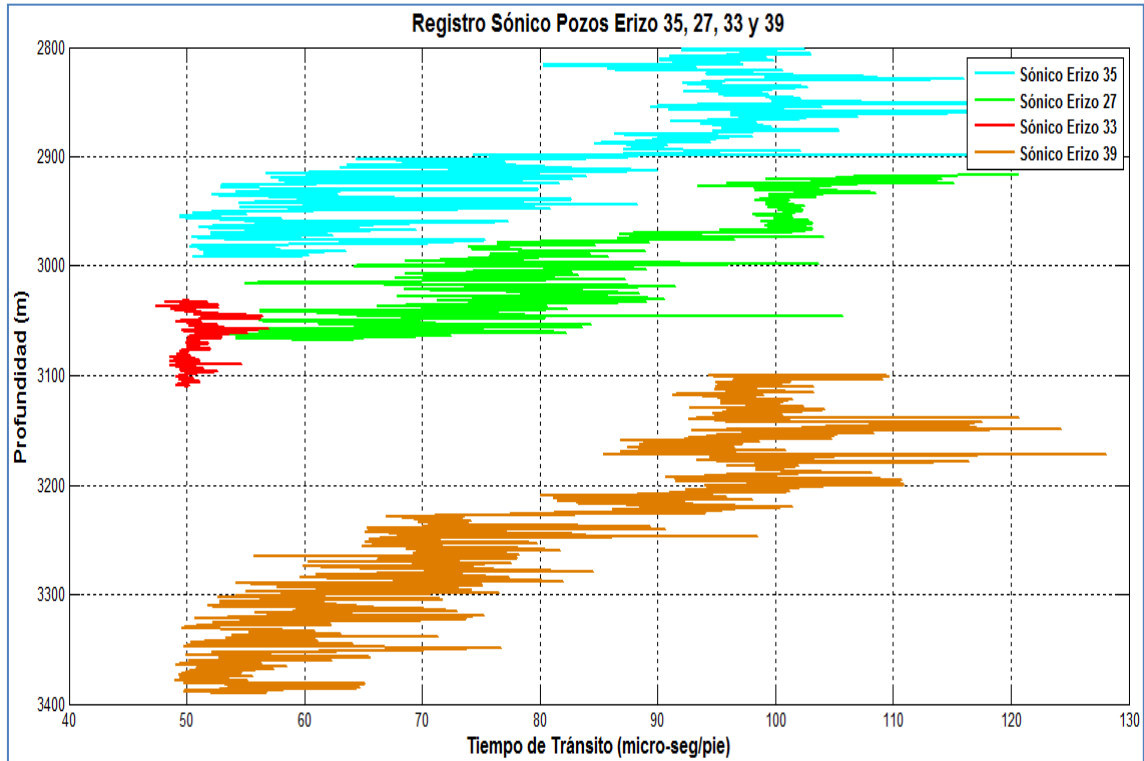


Figura 4.15. Registro sónico del pozo Erizo 35, Erizo 27, Erizo 33 y Erizo 39.

La figura 4.16 muestra la gráfica del registro sónico monopolar de los pozos Erizo 27, Erizo 33, Erizo 35, Erizo 39 y agregamos el pozo Erizo 101, representado con una línea de color magenta en el intervalo de 480 a 3,000 m.

El registro sónico monopolar del pozo Erizo 101 es el que cuenta con una mayor cantidad de datos, tiene unos valores de 140 ms/pie y va disminuyendo conforme a la profundidad, notándose un cambio a los 2,400 m permaneciendo constante, a los 2,700 m vuelve a aumentar disminuyendo abruptamente a los 2,800 m a valores de 45 ms/pie.

Podemos apreciar que el intervalo de 2,600 a 3,400 m, los pozos Erizo 101, Erizo 35, Erizo 27 y Erizo 39 tienen el mismo comportamiento solo que a profundidades diferentes. Esto nos demuestra que las capas litológicas tienen diferentes espesores, aunque pertenezcan al mismo bloque.

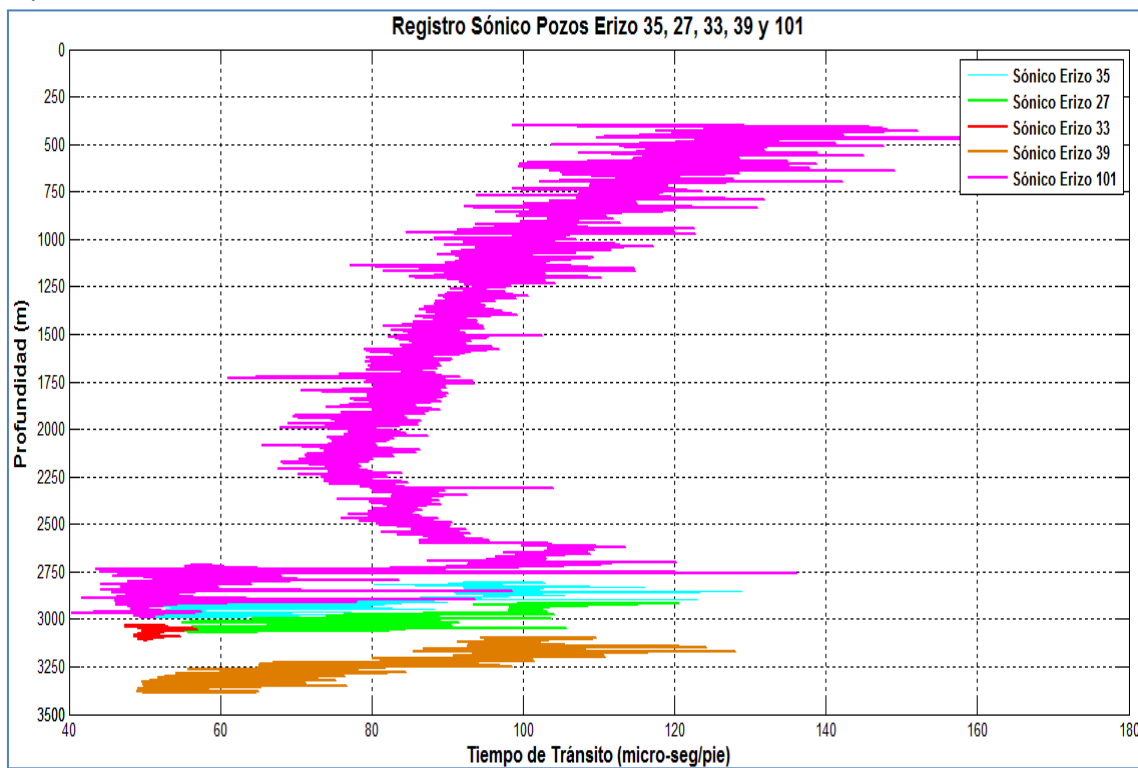


Figura 4.16. Registro sónico del pozo Erizo 35, Erizo 27, Erizo 33, Erizo 39 y Erizo 101.

#### 4.5. Registro sónico dipolar.

Se cuenta con el registro sónico dipolar, este registro nos da la información de dos velocidades, velocidad primaria y velocidad secundaria. Las velocidades expresadas en  $\mu\text{s}/\text{pie}$ .

Todos los registros son muy importantes, con este registro podemos obtener indirectamente las propiedades dinámicas de las formaciones.

El registro sísmico dipolar se convirtió a velocidades tanto en unidades inglesas como en el sistema internacional.

La figura 4.17 muestra la gráfica del registro sísmico dipolar en el intervalo de 480 a 3000 m del pozo Erizo 101.

La línea color azul nos muestra la velocidad primaria, la línea de color rojo representa la velocidad secundaria en unidades de  $\mu\text{s}/\text{pie}$ .

La velocidad primaria comienza con un valor de 120 y termina con un valor de 30  $\mu\text{s}/\text{pie}$ .  
La velocidad secundaria comienza con un valor de 400 terminando con un valor de 100  $\mu\text{s}/\text{pie}$ .

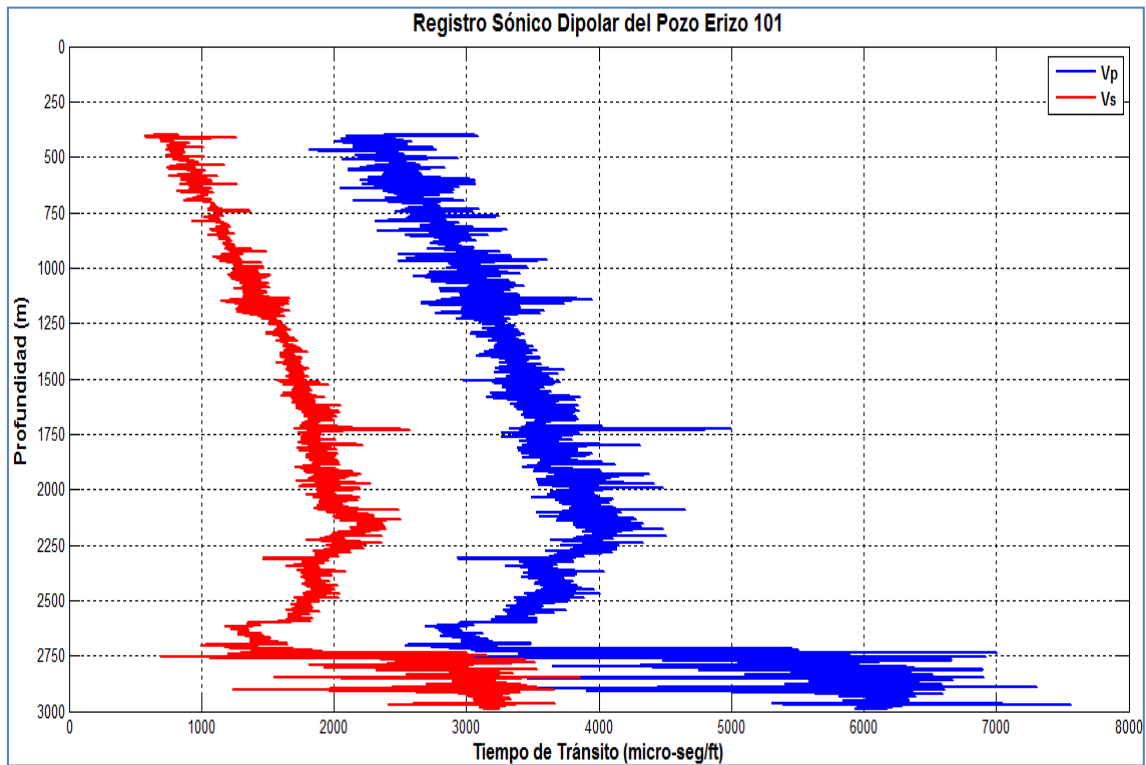


Figura 4.17. Registro sísmico dipolar del pozo Erizo 101.

La figura 4.18 muestra la gráfica del registro sísmico dipolar en el intervalo de 480 a 3,000 m del pozo Erizo 101.

La línea de color azul representa la velocidad primaria y la de color rojo representa la velocidad secundaria en el sistema de unidades inglesas pie/s.

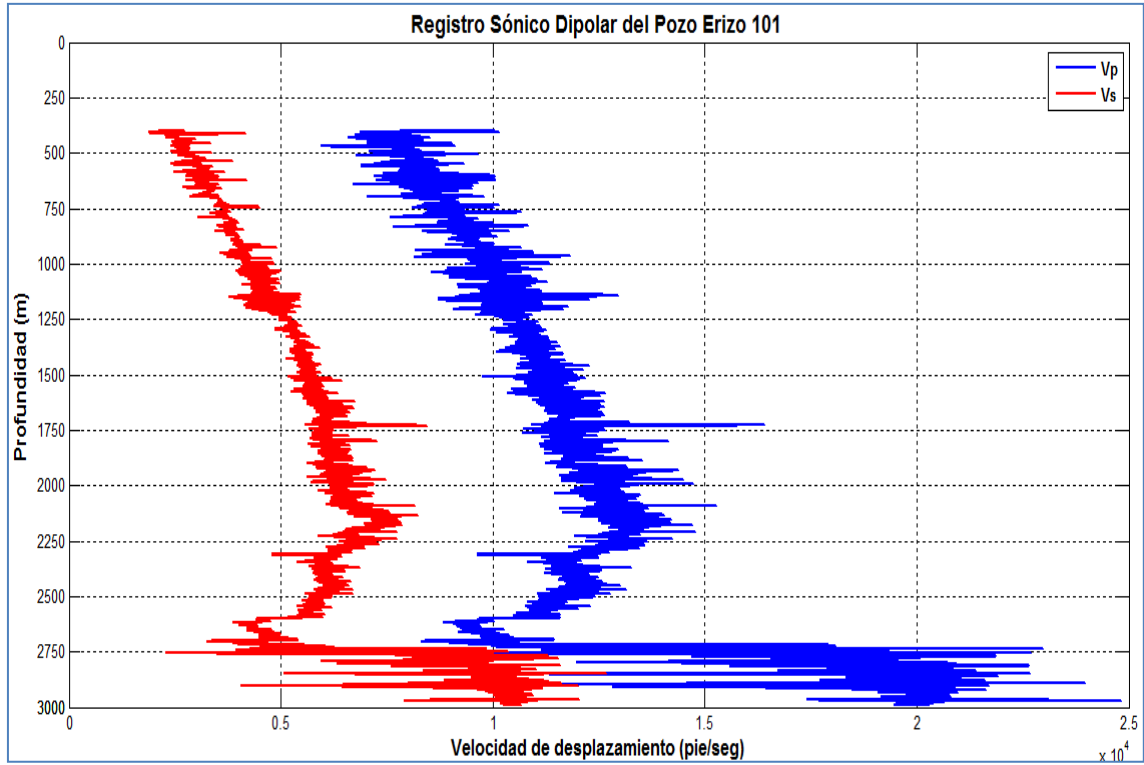


Figura 4.18. Registro sísmico dipolar del pozo Erizo 101.

La figura 4.19 muestra la gráfica del registro sísmico dipolar en el intervalo de 480 a 3,000 m del pozo Erizo 101.

La línea de color azul representa la velocidad primaria y la línea de color roja representa la velocidad secundaria

La velocidad primaria tiende a aumentar conforme aumenta la profundidad, a los 2,400 m, comienza a disminuir hasta los 2,700 m, después incrementa a los 6,000 m/s.

A los 2,400 m, el registro tiende a decrecer y comportarse a incrementar y disminuir hasta los 2,700 m, el comportamiento cambia abruptamente con la tendencia a incrementar hasta el final de la medición del registro con valores de 6000 m/s y una profundidad de 3,000 m.

La velocidad secundaria tiene el mismo comportamiento descrito, la diferencia es que presenta valores más bajos que la velocidad primaria.

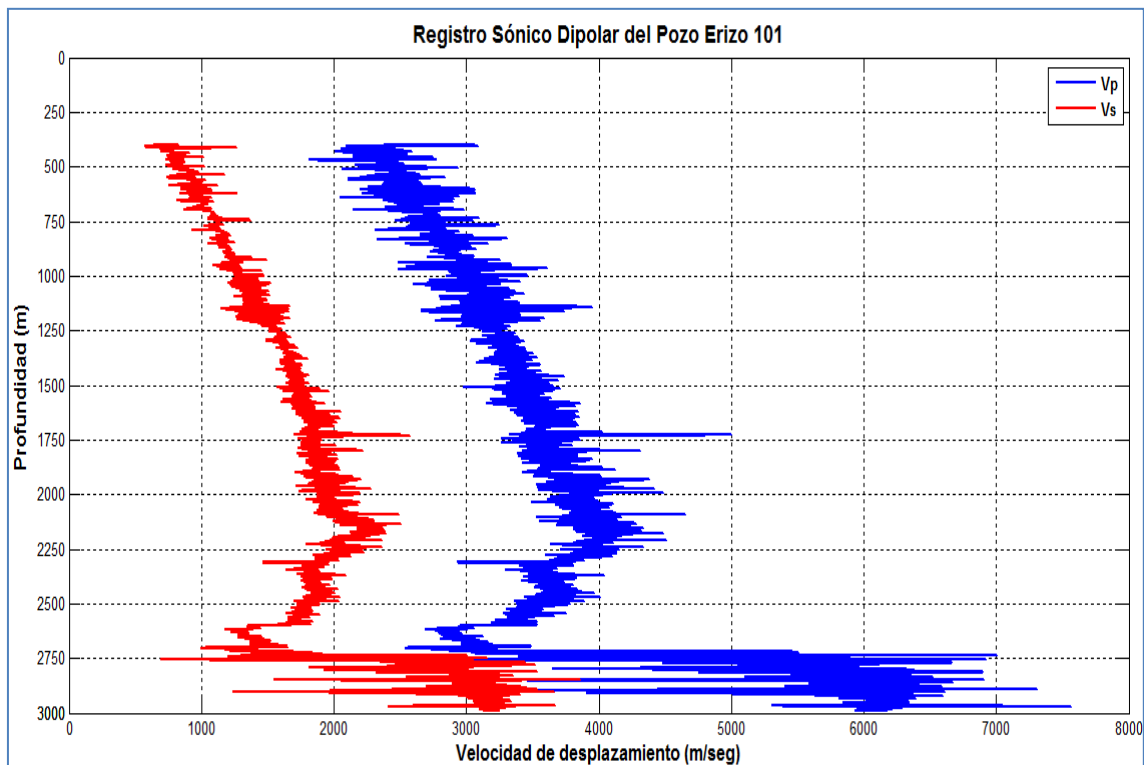


Figura 4.19. Registro sísmico dipolar del pozo Erizo 101.

En el apéndice C se muestra una tabla de velocidades primaria y secundaria para diferentes tipos de rocas, y con ellas establecer que tipo de roca es de acuerdo a su velocidad.

#### 4.6. Registro de densidad de formación.

El registro de densidad de formación nos ayuda a identificar la litología para la medición de la densidad de formación. Los valores de densidad aumentan conforme se avanza en la profundidad.

Este registro tiene unas zonas donde la información no es confiable, debido a que presentó derrumbes en la zona somera por lo que se considera un registro confiable a partir de los 1,000 m.

La figura 4.20 muestra la gráfica del registro de densidad del pozo Erizo 101 en el intervalo de 480 a 3,000 m. representado con una línea de color morado.

El comportamiento del registro de densidad comienza cerca de los  $2.1 \text{ g/cm}^3$  a la profundidad de 480 m.

Como se mencionó anteriormente el registro tuvo problemas de medición y se observa con los picos registrados, iniciamos a tomar las mediciones del registro a partir de los 1,000 m de profundidad. Donde tiene valores de  $2.2 \text{ g/cm}^3$  con una tendencia a ir incrementando conforme aumenta la profundidad.

Tiene un cambio a los 2,300 m donde permanece constante la densidad hasta 2,600 m e inicia una disminución y después comienza un aumento en la densidad y terminando con valores de  $2.65 \text{ g/cm}^3$  a una profundidad de 3,000 m.

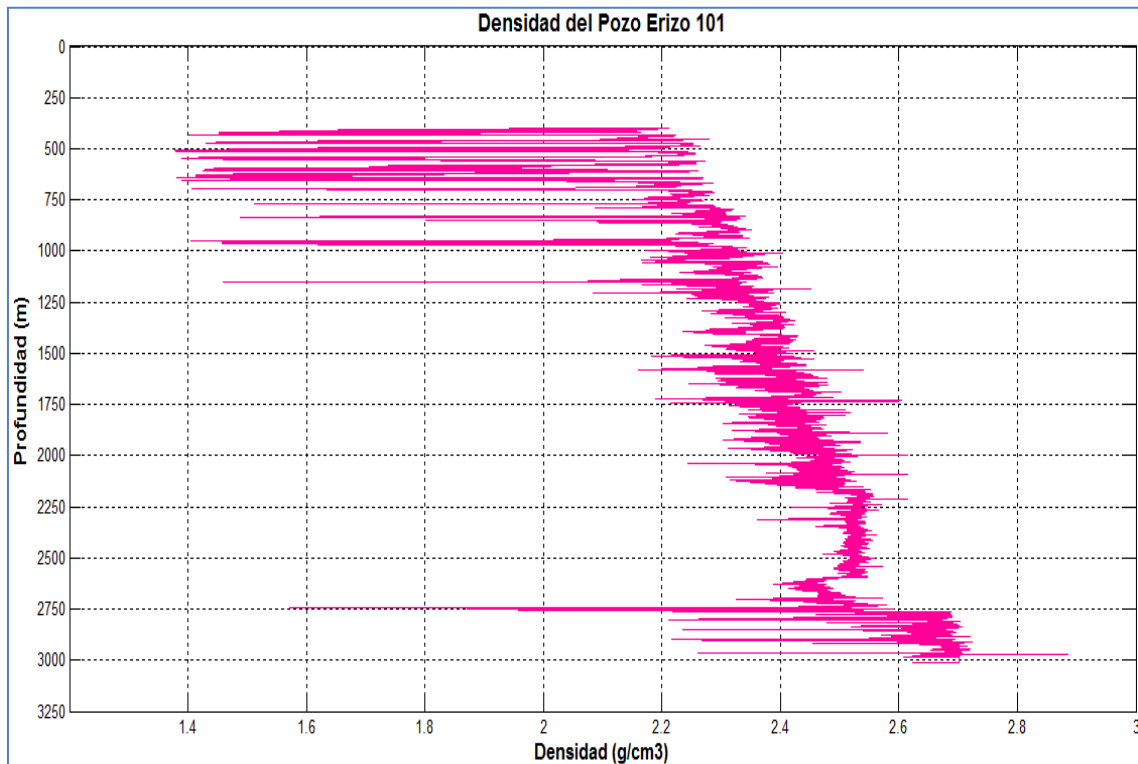


Figura 4.20. Registro de densidad de formación del pozo Erizo 101.

#### 4.7. Predicción de la presión de poro.

La figura 4.21 muestra en el eje de las abscisas la diferencia entre el tiempo de tránsito sísmico observado-normal en unidades de  $\mu\text{s}/\text{pie}$  y el eje de las ordenadas el gradiente de la presión de poro en unidades de  $\text{psi}/\text{pie}$ . Los puntos de color negro indican los pozos del estudio y el método de Hottman y Johnson, ellos con sus investigaciones establecieron el diagrama de la figura 4.21 y predijeron la presión de poro aplicándolo en la costa del Golfo de Texas y sur de Louisiana <sup>[38]</sup>.

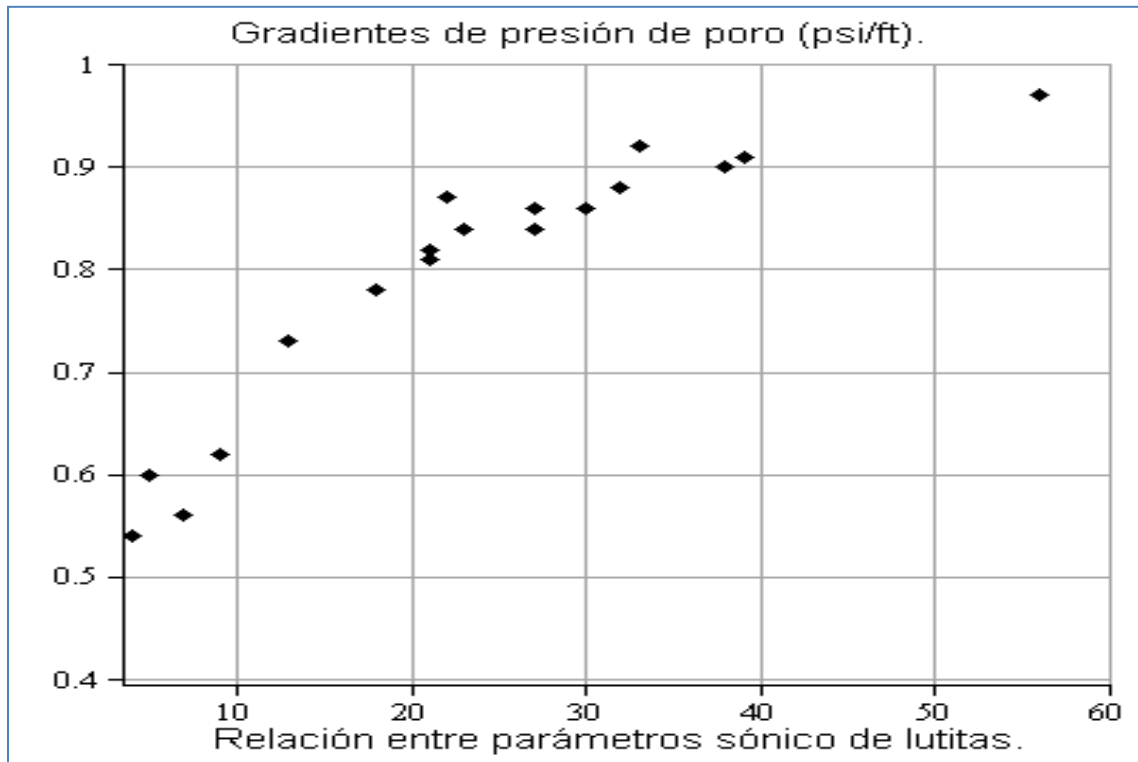


Figura 4.21. Gradiente de presión de poro obtenido con la diferencia de tiempo de tránsito sísmico.

La figura 4.22 muestra los parámetros del registro resistivo normales entre los observados. Los puntos de diferencia se encuentran de color rojo y en unidades de psi/pie. En el eje de las abcisas la diferencia entre el resistivo observado-normal en unidades de ohm-m y el eje de las ordenadas el gradiente de la presión de poro en unidades de ohm-m. Los puntos de color rojo indican los pozos del estudio y método de Hottman y Johnson, aplicándolo en la costa del Golfo de Texas y sur de Louisiana <sup>[38]</sup>.

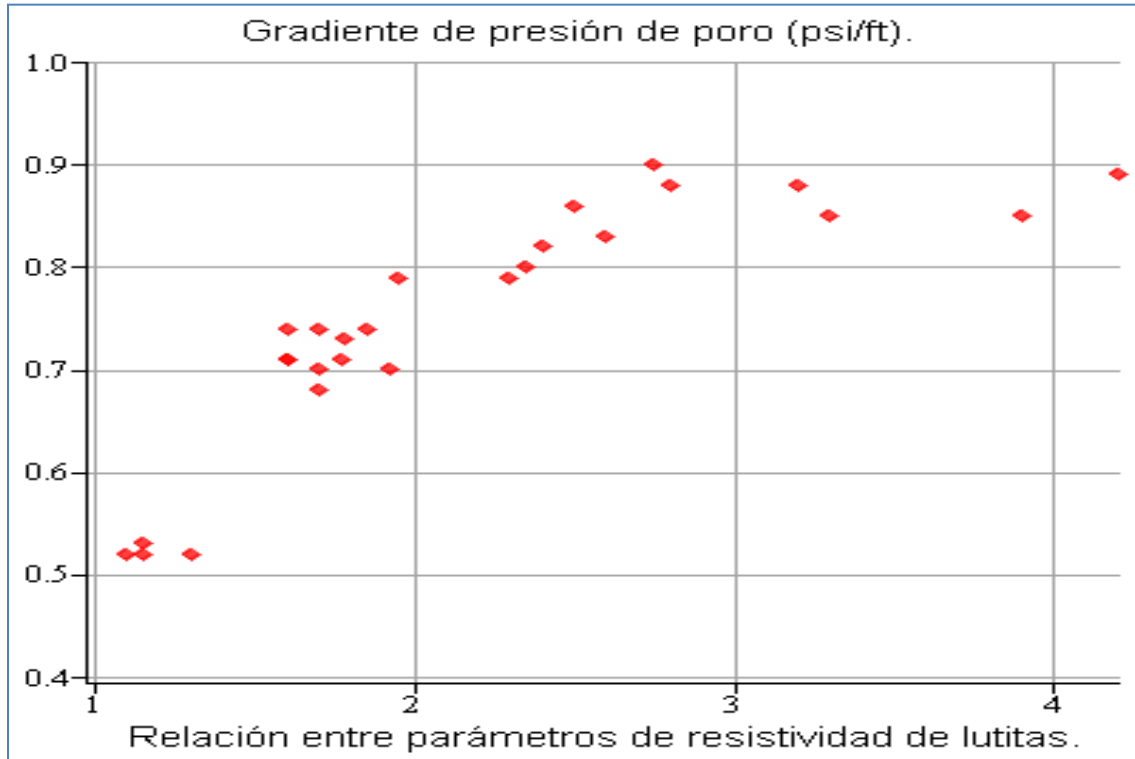


Figura 4.22. Gradiente de presión de poro.

A continuación se presentan las ecuaciones para predecir la presión de poro utilizando los registros geofísicos de resistividad y sísmico. <sup>[12, 17, 21]</sup>

Predicción de poro con registros geofísicos de resistividad.

$$P_p = \sigma_{obg} - (\sigma_{obg} - P_n) * \left(\frac{R}{R_n}\right)^n \dots\dots\dots(4.1)$$

Predicción de poro con registros geofísicos de sísmico.

$$P_p = \sigma_{obg} - (\sigma_{obg} - P_n) * \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t}\right)^n \dots\dots\dots(4.2)$$

Se mencionó el método de Hottman y Johnson para predecir la presión de poro y se mostro un segundo método para predecir la presión de poro con las ecuaciones 4.1 y 4.2. Para predecir la presión de poro utilizamos los registros rayos gamma, sísmico monopolar y resistivo, aplicando el segundo método mencionado, se presenta el resultado de la predicción de poro.



La figura 4.23 muestra la gráfica de la presión de poro representada con una línea de color azul, ésta se muestra en unidades de campo  $\text{g/cm}^3$ . Esta presión fue obtenida analizando los datos de los registros resistivos y sínicos, eligiendo la presión obtenida por el sínico.

Podemos observar que la presión de poro tiene un comportamiento a partir de los 800 m va aumentando, a la profundidad de 1,500 m, la presión de poro aumenta, después se mantiene constante, a la profundidad de 2,100 m la presión de poro aumenta, se vuelve a mantener constante, a la profundidad de 2,600 m, esta es la máxima presión de poro alcanzada a los 3,000 m de profundidad. La presión de poro es  $1.24 (\text{g/cm}^3)$ , siendo ésta es la máxima presión de poro.

Finalmente se observa un incremento, pero el método ya no aplica debido a que son rocas tipo caliza y el fluido de control no lo indica como le bajaron la densidad del mismo.

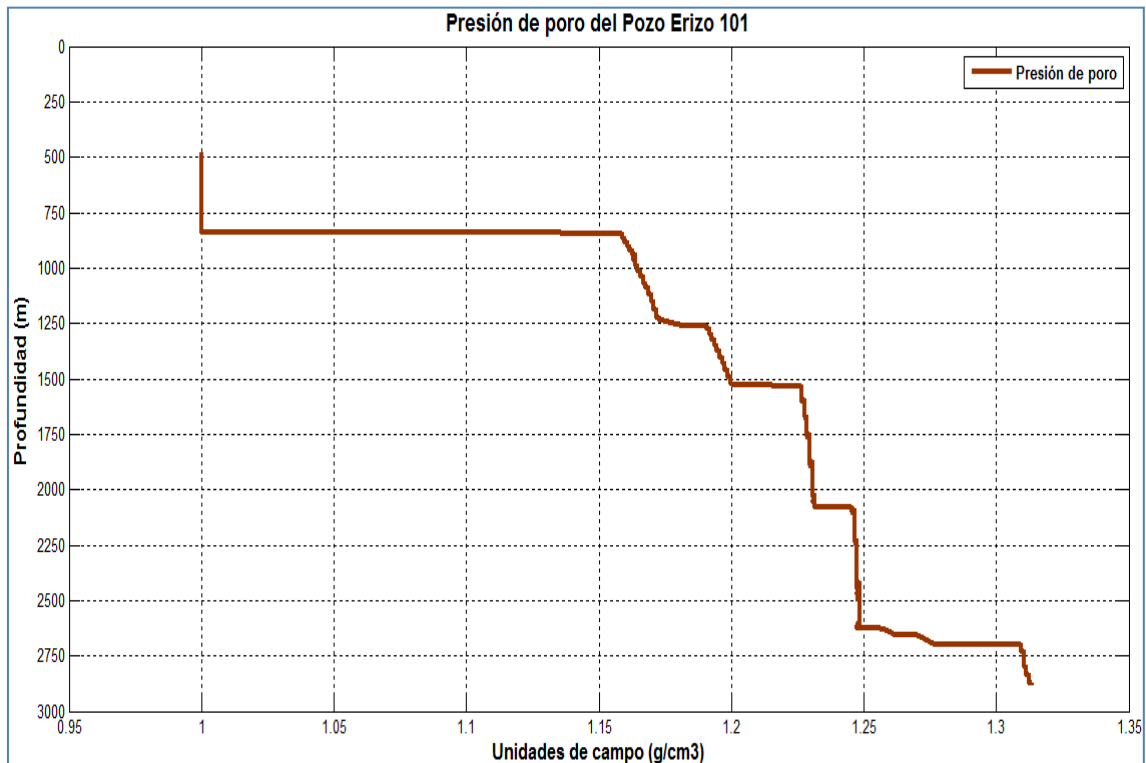


Figura 4.23. Presión de poro del pozo Erizo 101.

La figura 4.24 muestra la gráfica de la presión de poro y se agregó la densidad del fluido de control representada con una línea de color verde. Aquí podemos observar cómo fue incrementándose la densidad del lodo conforme se realizó la perforación del pozo. Se utilizaron diferentes tipos de fluidos durante la perforación del pozo: bentonítico, emulsión inversa y polimérico. Manteniéndola lo más cercano posible a la presión de poro.

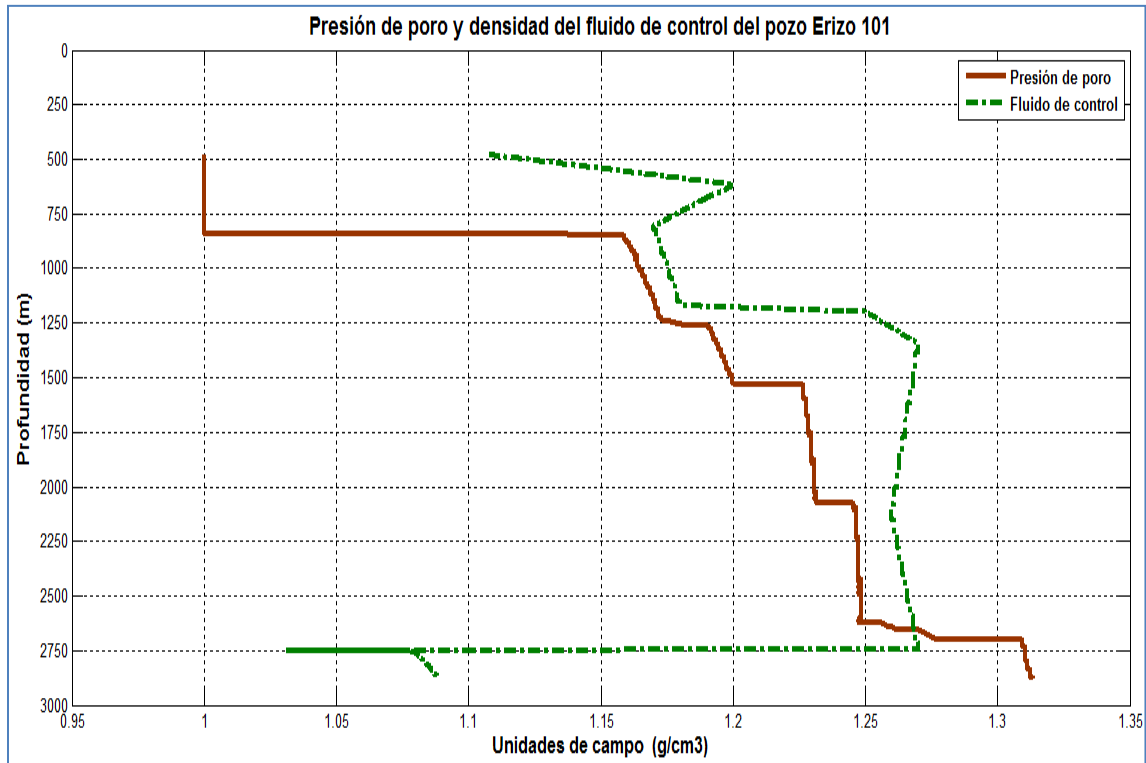


Figura 4.24. Presión de poro y densidad del fluido de control del pozo Erizo 101.

#### 4.8. Estimación del esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo vertical.

Para la estimación del esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo vertical para el pozo Erizo 101 se aplicó el método desarrollado por Bourgoyne.<sup>[7,10, 11]</sup>

La entrada de datos para la estimación del esfuerzo de sobrecarga o vertical son los siguientes:

- Profundidades de tirante de agua 27 (m).
- Profundidad del colchón de aire 10 (m).
- Profundidad vertical verdadera del pozo 3032 (m).
- Densidad del agua del fluido de control  $1074 \text{ (kg/m}^3\text{)}$  o  $1.074 \text{ (g/cm}^3\text{)}$ .
- Densidad del agua de mar  $1018.5 \text{ (kg/m}^3\text{)}$  o  $1.0185 \text{ (g/cm}^3\text{)}$ .
- Densidad del grano  $2670.93 \text{ (kg/m}^3\text{)}$  o  $2.67093 \text{ (g/cm}^3\text{)}$ .
- Porosidad de superficie 0.41.
- Valor de la disminución constante de la seudoporosidad  $0.000085 \text{ pie}^{-1}$ .
- Valor de conversión  $c=0.052$ .

Método de Bourgoyne para el cálculo de la sobrecarga.

$$\sigma_v = g\rho_w D_w + g\rho_{matrix} D_s - \frac{(\rho_{matrix} - \rho_{fluid})g\phi_o}{k_0} (1 - e^{-k_0 D_s}) \dots \dots \dots (4.3)$$

La figura 4.25 muestra la gráfica de la estimación del esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo vertical, profundidad (m) contra unidades de campo en densidad equivalente ( $g/cm^3$ ). La línea de color azul representa el esfuerzo de sobrecarga o vertical.

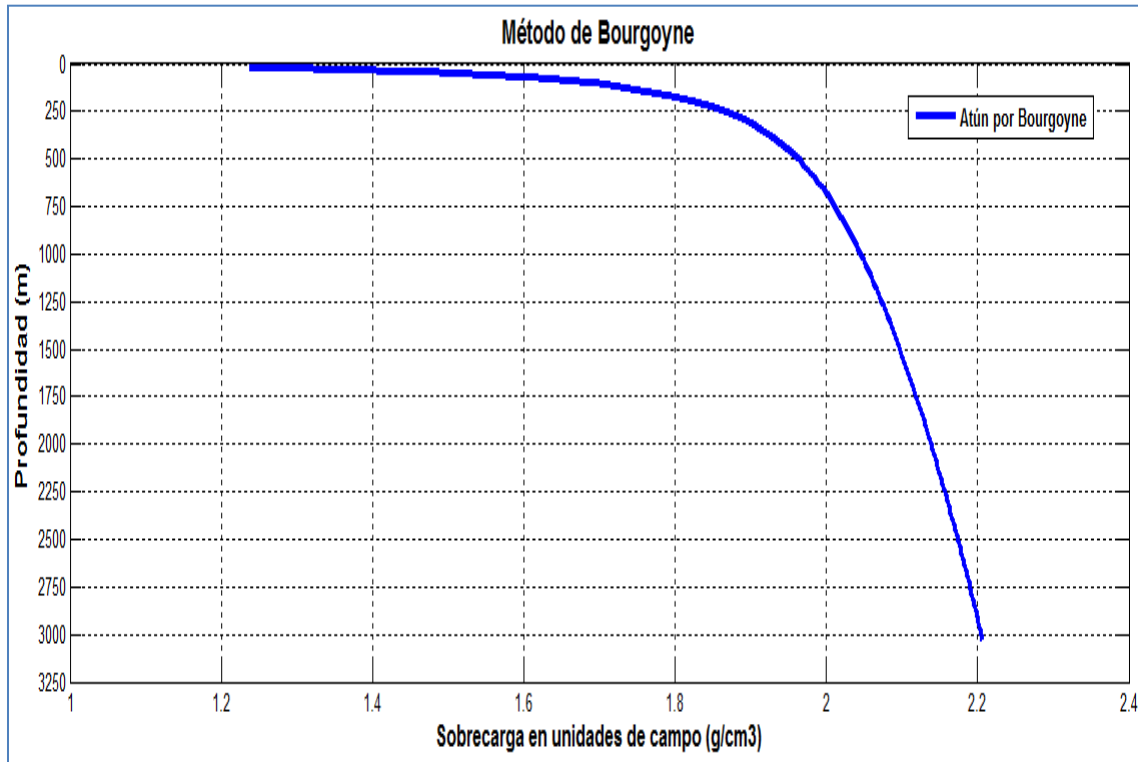


Figura 4.25. Sobrecarga obtenida por el método de Bourgoyne del pozo Erizo 101.

La figura 4.26 muestra la gráfica de la presión de poro, la densidad del fluido de control y se añadió la sobrecarga representada con una línea de color acuamarina. La sobrecarga se obtuvo por el método de Bourgoyne para pozos marinos.

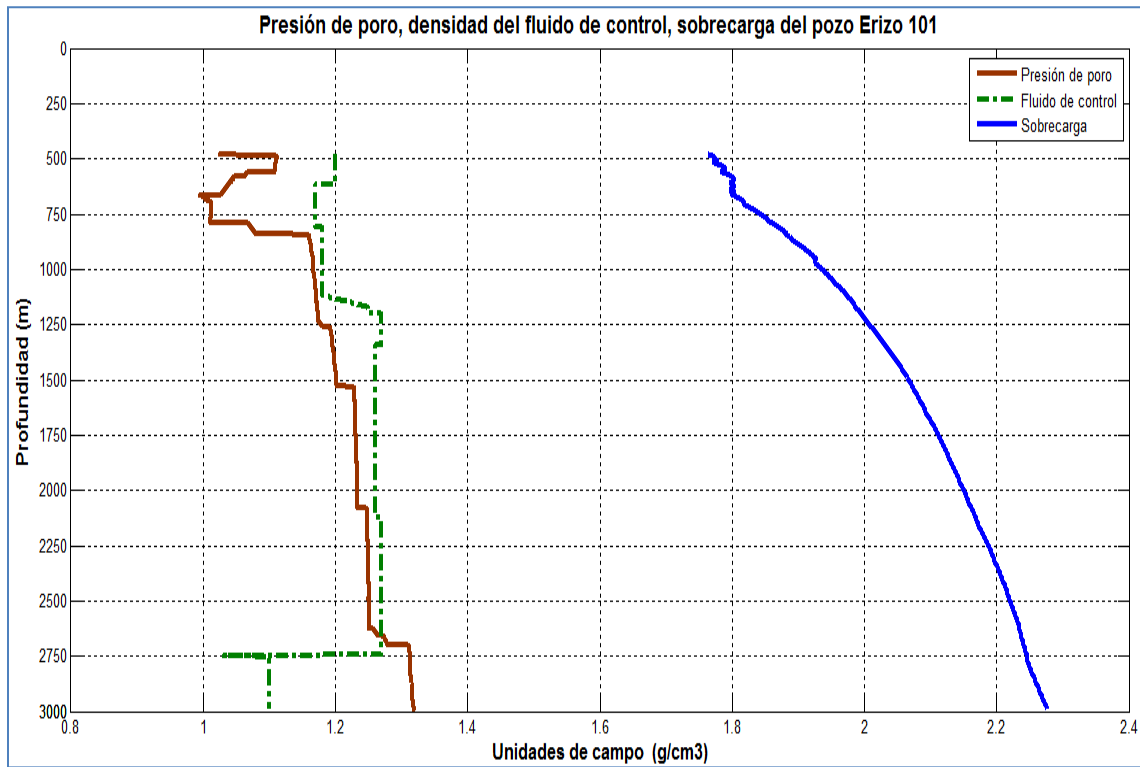


Figura 4.26. Presión de poro, densidad del fluido de control y sobrecarga del pozo Erizo 101.

La figura 4.27 muestra la gráfica de la presión de poro, la densidad del fluido de control, la sobrecarga y se añadió la presión de fractura representada con una línea de color rojo.

La presión de fractura se calibra con los eventos presentados durante la perforación y con las relaciones de Poisson, estas se pueden obtener por medio de velocidades o si se tienen datos de laboratorio de los núcleos tomados en el pozo, tablas y experiencia de los diseñadores.

Se calibró la presión de poro lo mejor posible, para el cálculo de la presión de fractura, la entrada de datos es la presión de poro, esfuerzo de sobrecarga y relación de Poisson.

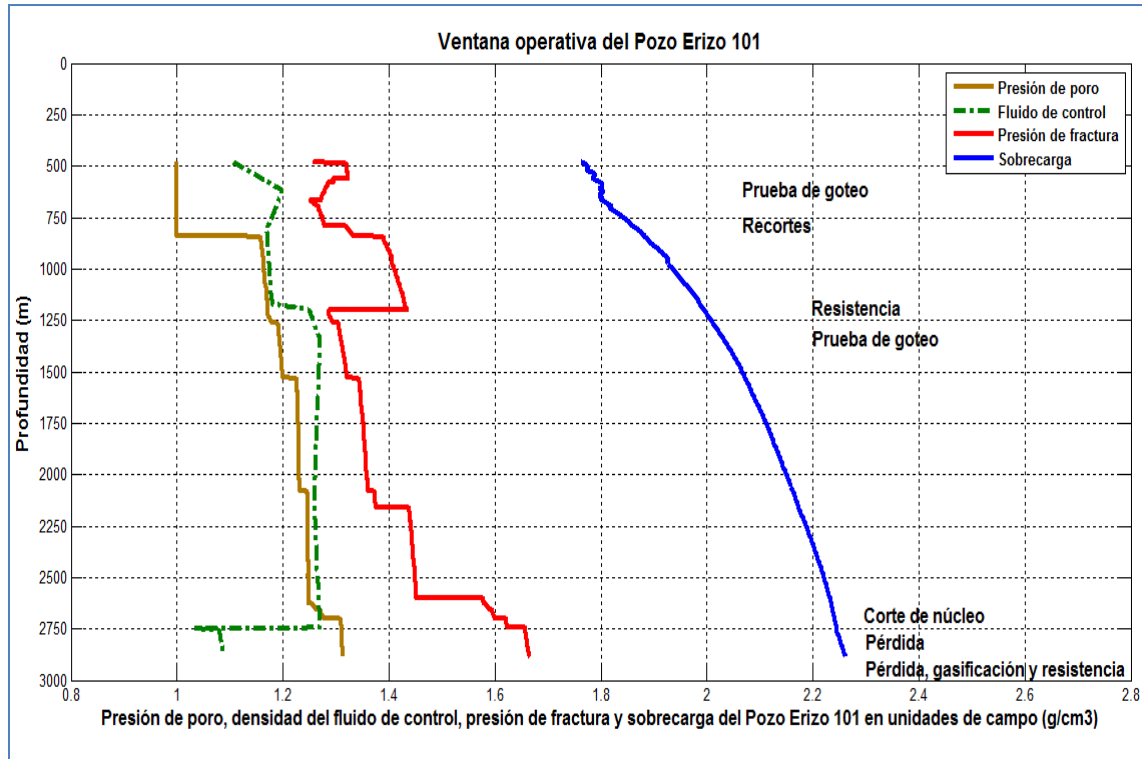


Figura 4.27. Presión de poro, densidad del fluido de control, presión de fractura y sobrecarga del pozo Erizo 101.

La figura 4.28 muestra la presión de poro con una línea de color café, la presión de poro fue obtenida mediante los registros sísmico y resistivo graficados anteriormente. Utilizando las ecuaciones 4.1 y 4.2, estas ecuaciones las aplicó Ben Eaton.<sup>[12]</sup>

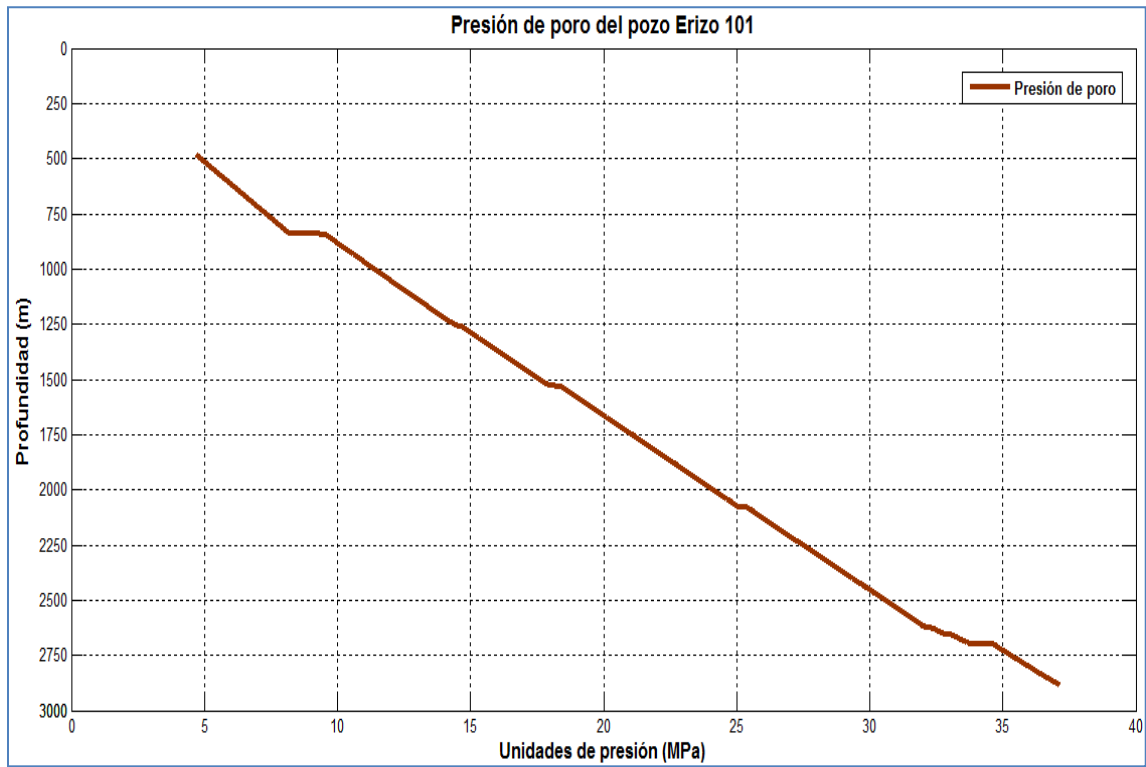


Figura 4.28. Presión de poro del pozo Erizo 101 en unidades de presión.

La figura 4.29 muestra la gráfica de la presión de poro y se añadió la densidad del fluido de control representada con una línea de color verde.

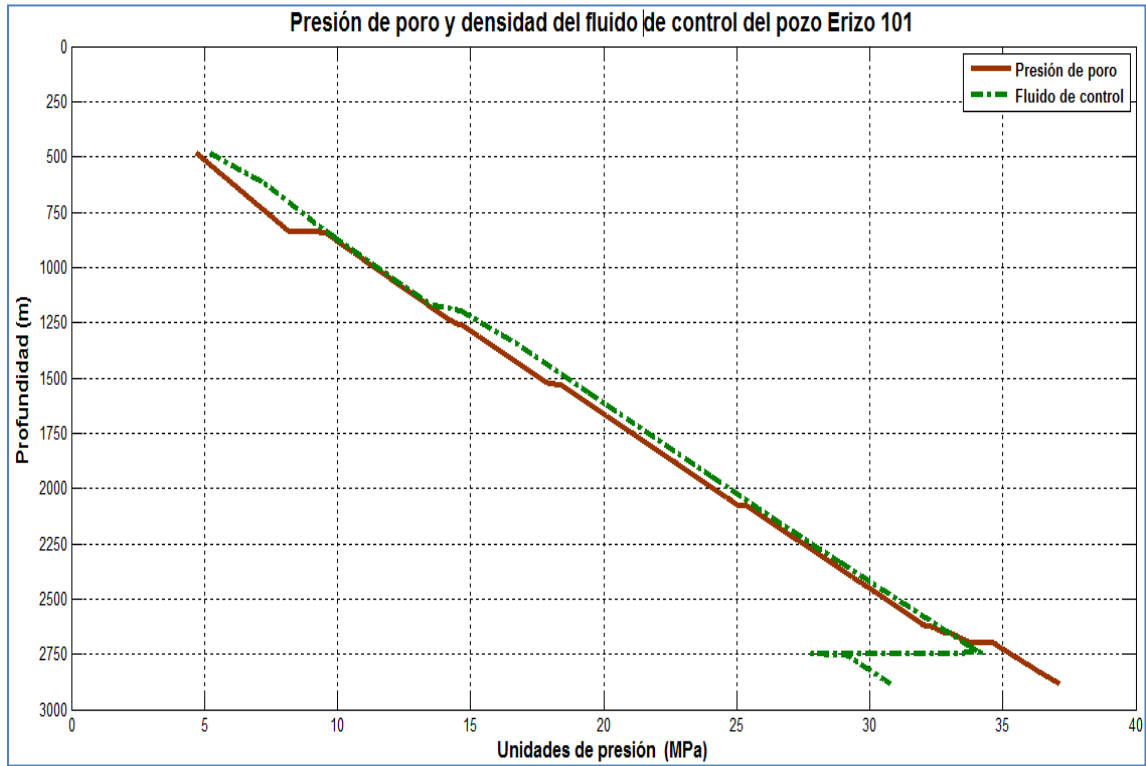


Figura 4.29. Presión de poro y fluido de control del pozo Erizo 101 en unidades de presión.

En la figura 4.30 se muestra la gráfica de la presión de poro, fluido de control y se añadió la sobrecarga o esfuerzo vertical representada con una línea de color azul.

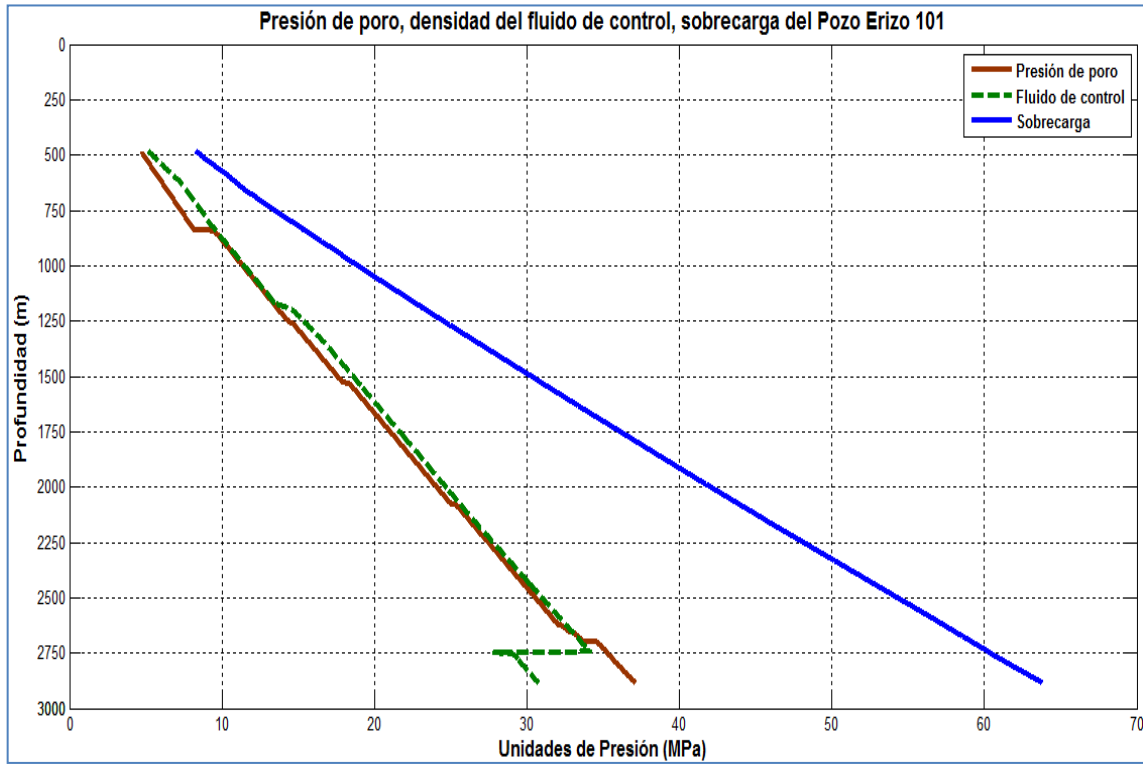


Figura 4.30. Presión de poro, fluido de control y sobrecarga del pozo Erizo 101 en unidades de presión.



La figura 4.31 muestra la gráfica de la presión de poro, fluido de control, la sobrecarga o esfuerzo vertical y la presión de fractura presentada con una línea de color rojo.

El siguiente paso es estimar la presión de fractura. Para la estimación de la presión de fractura se evalúan los eventos de perforación como pérdidas, pruebas de goteo y con ellos se calibra la presión de fractura.<sup>[41]</sup>

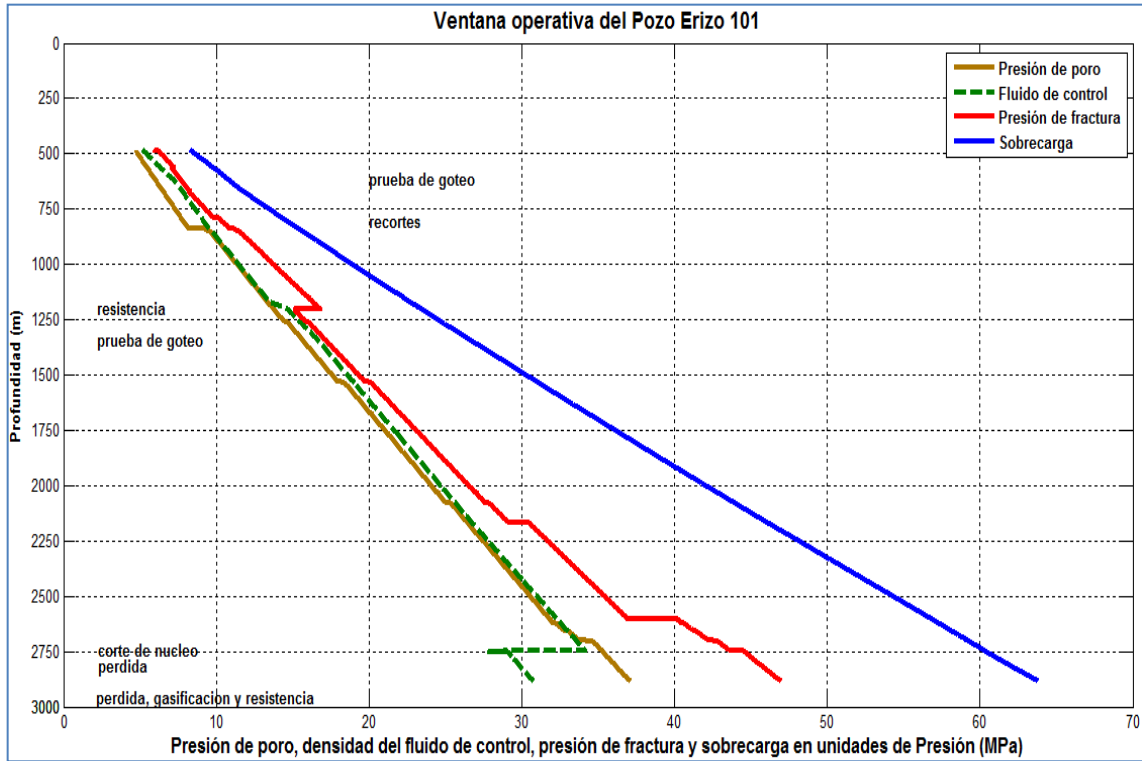


Figura 4.31. Presión de poro, fluido de control, presión de fractura y sobrecarga del pozo Erizo 101 en unidades de presión.

## Capítulo V.

### Determinación de los parámetros elásticos de las formaciones, presión de fractura y esfuerzos horizontales mínimo y máximo.

En este capítulo, se obtuvieron los parámetros elásticos (relación de Poisson, módulo de elasticidad, módulo de corte, módulo volumétrico y constante de Lamé), mediante las velocidades primarias y secundarias obtenidas del registro sísmico dipolar.

La presión de fractura se estimó de tres maneras, la primera fue utilizando los valores de la relación de Poisson obtenida indirectamente con el registro sísmico dipolar, la segunda manera variando las relaciones de Poisson mediante su litología y la tercera manera una relación de Poisson constante para toda la columna geológica del pozo.

Se estimó y analizó el esfuerzo horizontal mínimo para una cuenca no sísmica y una cuenca sísmica. Se analizaron los esfuerzos horizontal mínimo y máximo utilizando dos parámetros elásticos en este caso la relación de Poisson, el módulo de elasticidad y deformaciones unitarias.<sup>[6, 23, 42, 43, 44]</sup>

#### 5.1. Parámetros elásticos.

Para la determinación de los parámetros elásticos de las formaciones a perforar, se cuenta con el registro sísmico dipolar (velocidad primaria y velocidad secundaria), el primer parámetro elástico es la relación de Poisson, esta relación de Poisson, la obtuvimos utilizando el registro graficado en la figura 4.17 donde están graficadas la velocidad primaria y la velocidad secundaria (m/s); mostrada en el capítulo anterior.

No contamos con pruebas geomecánicas de laboratorio de núcleos de pozos de correlación, por tal motivo, no podemos comparar medidas indirectas (registros) con medidas directas (pruebas de laboratorio).

#### Relación de Poisson ( $\nu$ ).

$$\nu = \left[ \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \right] \dots \dots \dots (5.1)$$

Las relaciones de Poisson obtenidas mediante velocidades primarias y secundarias, son magnitudes altas y al aplicarlas a la predicción de la presión de fractura el resultado es una ventana amplia entre la presión de poro y la presión de fractura como se muestra en la figura 4.27, mostrada en el capítulo IV.

La tabla 5.1 muestra de izquierda a derecha, la profundidad, la densidad de la formación promedio, la velocidad primaria promedio, la velocidad secundaria y el primer parámetro elástico, la relación de Poisson.

Tabla 5.1. Velocidades primarias y secundarias.

Profundidad	Densidad (prom)	Vp (prom) log	Vs (prom) log	Poisson (prom) log
(m)	(g/cm <sup>3</sup> )	(m/s)	(m/seg)	(adim)
401.000 - 1,200.948	2.400	2,772.400	1,119.379	0.403
1,201.100 - 2,160.915	2.394	3,573.904	1,822.888	0.324
2,161.068 - 2,600.894	2.522	3,684.248	1,895.237	0.320
2,601.046 - 2,740.962	2.472	3,334.995	1,444.670	0.385
2,741.102 - 2,991.813	2.619	5,694.549	2,938.913	0.3185

A continuación se muestran las ecuaciones que se aplicaron para determinar los parámetros elásticos. [28, 29, 31, 44, 45]

**Módulo de Elasticidad (E).**

$$E = \rho V_s^2 \left[ \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} \right] \dots\dots\dots(5.2)$$

**Módulo de corte (G).**

$$G = \rho V_s^2 \dots\dots\dots(5.3)$$

**Módulo volumétrico o de compresibilidad (K).**

$$K = \rho \left( V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \dots\dots\dots(5.4)$$

**Constante de Lamé (λ).**

$$\lambda = \rho \left( V_p^2 - 2V_s^2 \right) \dots\dots\dots(5.5)$$

La tabla 5.2 muestra de izquierda a derecha la profundidad, la relación de Poisson, el módulo de elasticidad, el módulo de corte, el módulo de volumétrico y la constante de Lamé, los resultados obtenidos utilizando los datos del registro sísmico dipolar mostrados en la tabla 4.1, se obtuvieron los parámetros elásticos, mostrados de izquierda a derecha (módulo de elasticidad, módulo de corte, módulo volumétrico y constante de Lamé), a lo largo de toda la profundidad del pozo.

Tabla 5.2. Parámetros elásticos calculados a partir de la velocidad primaria y la velocidad secundaria.

Profundidad	Poisson (ν)	Young (E)	Corte (G)	Compresibilidad (K)	Lamé (λ)
(m)	(adim)	(GPa)	(GPa)	(GPa)	(GPa)
401.000 - 1,200.948	0.4026	8.43	3.00	14.43	12.43
1,201.100 - 2,160.915	0.3241	21.06	7.95	19.97	14.66
2,161.068 - 2,600.894	0.3200	23.91	9.05	22.15	16.11
2,601.046 - 2,740.962	0.3845	14.28	5.15	20.61	17.17
2,741.102 - 2,991.813	0.3184	59.65	22.62	54.76	39.68

**Presión de fractura.**

$$P_f = P_p + (\sigma_v - P_p) \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) \dots \dots \dots (5.6)$$

Se presenta una serie de tablas de la 5.3 a la 5.11 donde se determina la presión de fractura a diferentes intervalos seleccionados en las figuras 4.6 y 4.20, aplicando la ecuación 5.6. De izquierda a derecha se muestra la profundidad, la presión de poro, la densidad del fluido de control, la presión de fractura (determinada con la presión de poro, sobrecarga y la relación de Poisson), sobrecarga y la relación de Poisson.

La tabla 5.3 muestra los resultados obtenidos para la presión de fractura utilizando una relación de Poisson de 0.24 proporcionada por Daines, donde él publicó una serie de magnitudes de relaciones de Poisson, dependiendo del tipo de roca.<sup>[18]</sup>

Tabla 5.3. Datos de la ventana operativa en el rango de 401 – 1,056 m.

Profundidad	Presión de poro	Densidad del fluido de control	Presión de fractura	Sobrecarga	Relación de Poisson
(m)	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(adim)
480	1.028	1.108	<b>1.2604</b>	1.764	0.24
624	1.036	1.199	<b>1.2782</b>	1.803	0.24
768	1.011	1.176	<b>1.2769</b>	1.853	0.24
912	1.164	1.173	<b>1.4008</b>	1.914	0.24
1,056	1.169	1.770	<b>1.4172</b>	1.955	0.24

La tabla 5.4 muestra los resultados obtenidos para la presión de fractura utilizando una relación de Poisson de 0.12.

Tabla 5.4. Datos de la ventana operativa en el rango de 1,201 – 2,000 m.

Profundidad	Presión de poro	Densidad del fluido de control	Presión de fractura	Sobrecarga	Relación de Poisson
(m)	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(adim)
1,201	1.174	1.250	<b>1.2861</b>	1.996	0.12
1,400	1.198	1.269	<b>1.3136</b>	2.046	0.12
1,600	1.23	1.267	<b>1.3467</b>	2.086	0.12
1,800	1.232	1.264	<b>1.3531</b>	2.120	0.12
2,000	1.233	1.262	<b>1.3582</b>	2.151	0.12

La tabla 5.5 muestra los resultados obtenidos para la presión de fractura utilizando una relación de Poisson de 0.17.

Tabla 5.5. Datos de la ventana operativa en el rango de 1,201 – 2,000 m.

Profundidad	Presión de poro	Densidad del fluido de control	Presión de fractura	Sobrecarga	Relación de Poisson
(m)	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(adim)
1,201	1.174	1.25	<b>1.3424</b>	1.996	0.17
1,400	1.198	1.269	<b>1.372</b>	2.046	0.17
1,600	1.230	1.267	<b>1.4053</b>	2.086	0.17
1,800	1.232	1.264	<b>1.4139</b>	2.120	0.17
2,000	1.233	1.262	<b>1.4210</b>	2.151	0.17

La tabla 5.6 muestra los resultados obtenidos para la presión de fractura utilizando una relación de Poisson de 0.12.

Tabla 5.6. Datos de la ventana operativa en el rango de 2,248 – 2,600 m.

Profundidad	Presión de poro	Densidad del fluido de control	Presión de fractura	Sobrecarga	Relación de Poisson
(m)	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(adim)
2,248	1.250	1.262	<b>1.4421</b>	2.188	0.17
2,336	1.250	1.263	<b>1.4429</b>	2.192	0.17
2,424	1.250	1.265	<b>1.4470</b>	2.212	0.17
2,512	1.251	1.266	<b>1.4501</b>	2.223	0.17
2,600	1.251	1.268	<b>1.4521</b>	2.233	0.17

La tabla 5.7 muestra los resultados obtenidos para la presión de fractura utilizando una relación de Poisson de 0.25.

Tabla 5.7. Datos de la ventana operativa en el rango de 2,601 – 2,712 m.

Profundidad	Presión de poro	Densidad del fluido de control	Presión de fractura	Sobrecarga	Relación de Poisson
(m)	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(adim)
2,601	1.251	1.268	<b>1.5783</b>	2.233	0.25
2,628	1.259	1.268	<b>1.5843</b>	2.235	0.25
2,656	1.265	1.269	<b>1.5893</b>	2.238	0.25
2,684	1.277	1.269	<b>1.5980</b>	2.240	0.25
2,712	1.312	1.269	<b>1.6223</b>	2.243	0.25

La tabla 5.8 muestra los resultados obtenidos para la presión de fractura utilizando una relación de Poisson de 0.28.

Tabla 5.8. Datos de la ventana operativa en el rango de 2,601 – 2,712 m.

Profundidad	Presión de poro	Densidad del fluido de control	Presión de fractura	Sobrecarga	Relación de Poisson
(m)	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(adim)
2,601	1.251	1.268	<b>1.6329</b>	2.233	0.28
2,628	1.259	1.268	<b>1.6386</b>	2.235	0.28
2,656	1.265	1.269	<b>1.6434</b>	2.238	0.28
2,684	1.277	1.269	<b>1.6515</b>	2.240	0.28
2,712	1.312	1.269	<b>1.6741</b>	2.243	0.28

La tabla 5.9 muestra los resultados obtenidos para la presión de fractura utilizando una relación de Poisson de 0.27.

Tabla 5.9. Datos de la ventana operativa en el rango de 2,791 – 2,991 m.

Profundidad	Presión de poro	Densidad del fluido de control	Presión de fractura	Sobrecarga	Relación de Poisson
(m)	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(adim)
2,791	1.313	1.083	<b>1.6596</b>	2.250	0.27
2,841	1.315	1.086	<b>1.6630</b>	2.256	0.27
2,891	1.316	1.090	<b>1.6663</b>	2.263	0.27
2,941	1.317	1.093	<b>1.6695</b>	2.270	0.27
2,991	1.319	1.097	<b>1.6733</b>	2.277	0.27

La tabla 5.10 muestra los resultados obtenidos para la presión de fractura utilizando una relación de Poisson de 0.31.

Tabla 5.10. Datos de la ventana operativa en el rango de 2,791 – 2,991 m.

Profundidad	Presión de poro	Densidad del fluido de control	Presión de fractura	Sobrecarga	Relación de Poisson
(m)	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(g/cm <sup>3</sup> )	(adim)
2,791	1.313	1.083	<b>1.7340</b>	2.250	0.31
2,841	1.315	1.086	<b>1.7378</b>	2.256	0.31
2,891	1.316	1.090	<b>1.7415</b>	2.263	0.31
2,941	1.317	1.093	<b>1.7452</b>	2.270	0.31
2,991	1.319	1.097	<b>1.7494</b>	2.277	0.31

La figura 5.1 presenta la presión de poro en una línea de color café, el fluido de control con una línea punteada de color verde y la línea de color azul la sobrecarga o esfuerzo vertical.

A continuación se explica la evaluación y análisis de la presión de fractura, utilizando la relación de Poisson variable de acuerdo a lo establecido en la figura 3.15 y además utilizando una relación de Poisson constante para toda litología <sup>[10]</sup>.

La línea de color rojo representa la presión de fractura, utilizando la relación de Poisson calculadas en las tablas 5.3, 5.4, 5.5, 5.7, 5.9 y 5.11. Esta relación de Poisson fue colocada de acuerdo con el tipo de roca y utilizando la tabla publicada por Stephen Daines. <sup>[18]</sup>

La línea de color cian representa la presión de fractura, utilizando un mayor Poisson en tres secciones de rocas, esta mayor magnitud de Poisson se mostró en las tablas 5.5, 5.8 y 5.10.

La línea de color morado muestra la presión de fractura teniendo una relación de fractura constante (0.25) en toda la profundidad del pozo.

El resultado del análisis de la presión de fractura es el siguiente, la línea de color rojo en la sección donde incrementamos la relación de Poisson en comparación con la línea de color azul da menor, y a la vez da mayor cuando incrementamos la magnitud de Poisson. Con respecto a la línea color morado se tiene una sobre estimación de la predicción de fractura.

Esta presión de fractura se puede calibrar con los eventos de perforación (pérdida del fluido de control, pruebas de goteo, eventos de los pozos de correlación). Un punto muy importante es la presión de poro y la presión de sobrecarga para después predecir la presión de fractura y además poder optimizar el fluido de control.

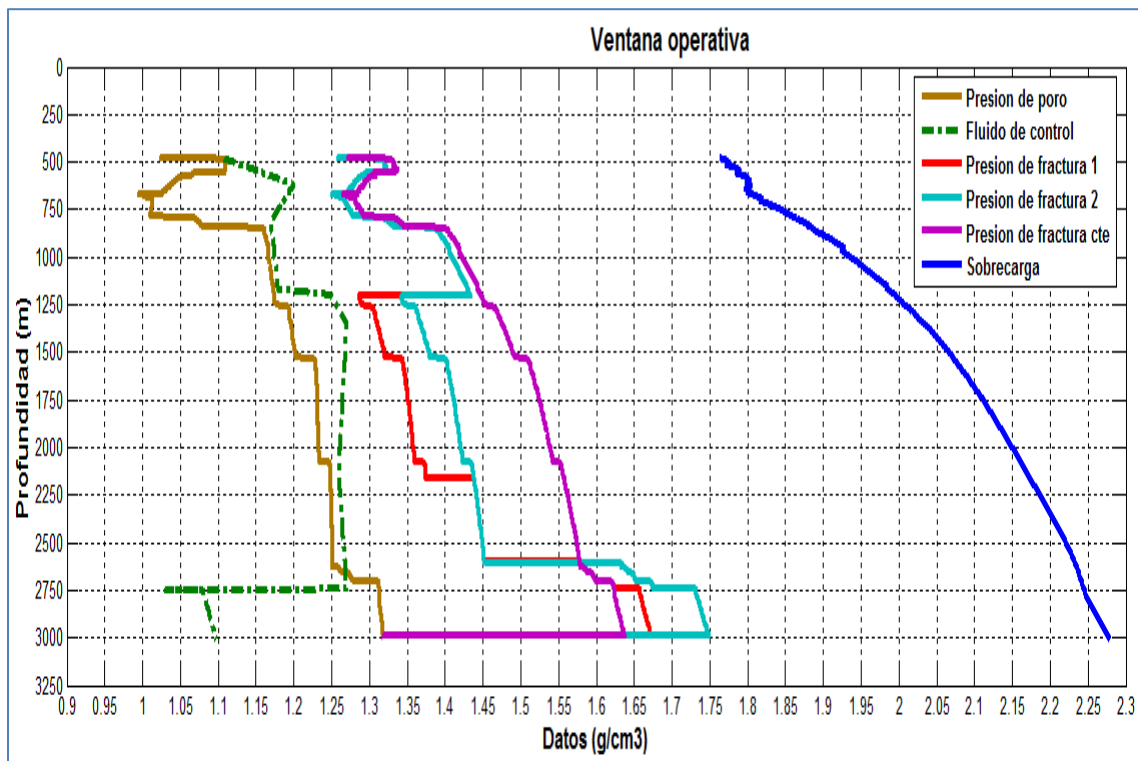


Figura 5.1. Ventana operacional del pozo Erizo 101.

## 5.2. Esfuerzos horizontales mínimo y máximo.

En la figura 5.2 se muestra los tres esfuerzos ortogonales, esfuerzo vertical, esfuerzo horizontal mínimo y esfuerzo horizontal máximo.

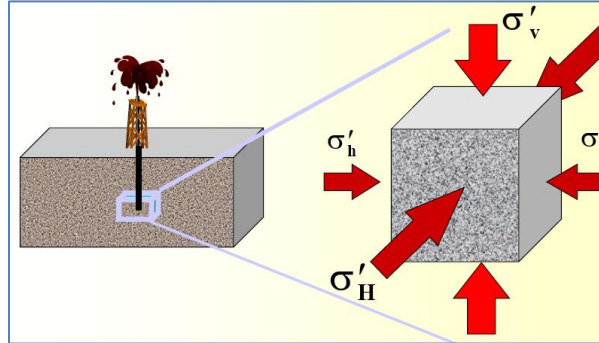


Figura 5.2 Esfuerzos ortogonales de un pozo.

A continuación se presenta la ecuación para calcular el esfuerzo horizontal mínimo, considerando cuencas pasivas y cuencas sísmicas. <sup>[22]</sup>

$$\sigma_h = P_f + t_f (\sigma_v - P_f) \dots \dots \dots (5.7)$$

Para cuenca pasiva los esfuerzos horizontales pueden ser estimados, aplicando la ecuación siguiente:

$$\sigma_h = \sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_{v+P_p} \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) \dots \dots \dots (5.8)$$

A continuación se presentan tres figuras de la 5.3 a la 5.5 donde se evalúa y se analiza las constantes que intervienen en la ecuación 5.7.

Para evaluar la ecuación es necesario tener la presión de fractura (presión de poro calibrada y esfuerzo vertical). Para la figura 5.3 se consideró la relación de Poisson más baja y la constante  $t_f$  tiene límites de 0.1 a 0.5.

La figura 5.3 muestra el esfuerzo horizontal mínimo utilizando diferentes constantes. Donde la línea azul representa la constante 0.1, la línea verde representa la constante 0.2, la línea roja representa la constante 0.3, la línea cian representa la constante 0.4 y la línea negra representa la constante 0.5.

El comportamiento del esfuerzo horizontal mínimo en la figura 5.3 es idéntico de 0.1 a 0.5, la magnitud es la que tiene una variación para el caso de 0.1 a los 2,750 m, la magnitud en unidades de densidad equivalente es de 1.7 (g/cm<sup>3</sup>) al incrementar la constante la magnitud se va haciendo más grande. Para el último caso constante a 0.5 a los 2,750 m, la magnitud es 1.95 (g/cm<sup>3</sup>).



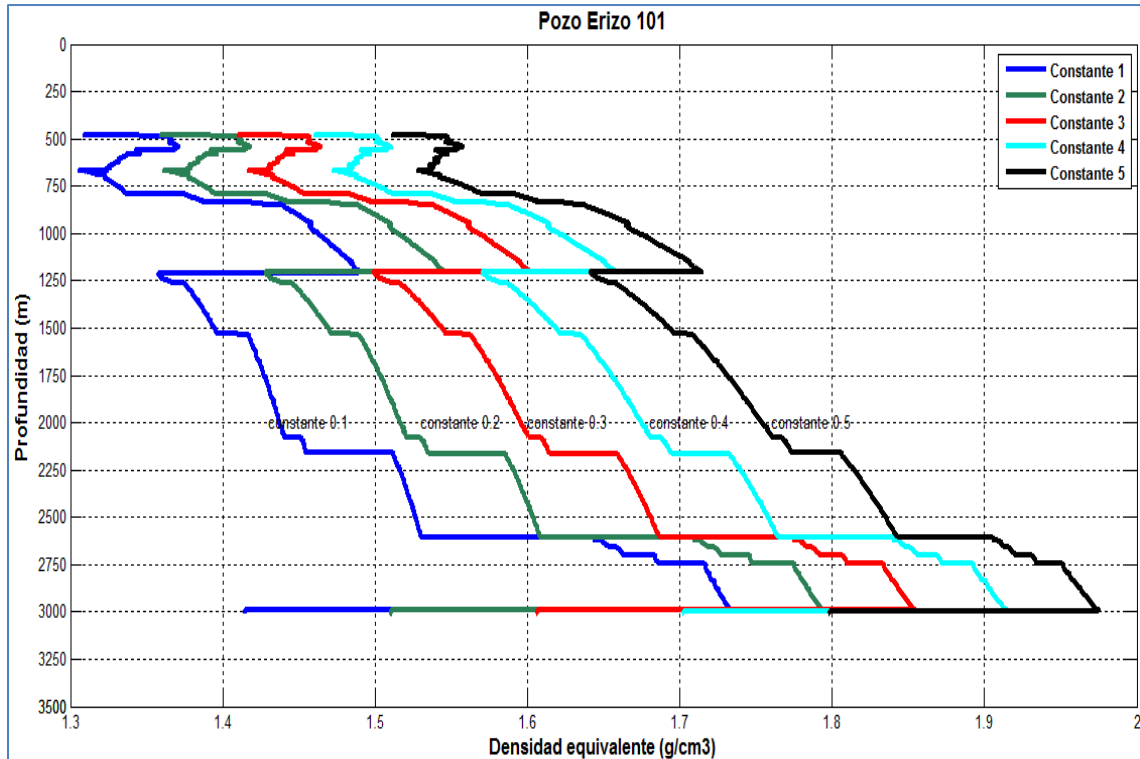


Figura 5.3. Esfuerzo horizontal mínimo con la relación de Poisson más baja.

La figura 5.4 muestra el esfuerzo horizontal mínimo utilizando diferentes constantes. Donde la línea azul representa la constante 0.1, la línea verde representa la constante 0.2, la línea roja representa la constante 0.3, la línea cian representa la constante 0.4 y la línea negra representa la constante 0.5.

El comportamiento del esfuerzo horizontal mínimo en la figura 5.4 es idéntico de 0.1 a 0.5, la magnitud es la que tiene una variación para el caso de 0.1 a los 2,750 m, la magnitud en unidades de densidad equivalente es de 1.78 ( $\text{g/cm}^3$ ) al incrementar la constante la magnitud se va haciendo más grande. Para el último caso constante a 0.5 a los 2,750 m, la magnitud es 1.99 ( $\text{g/cm}^3$ ).

Comparándola con la figura 5.3 se concluye que la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo es más grande al utilizar una magnitud mayor de la relación de Poisson.

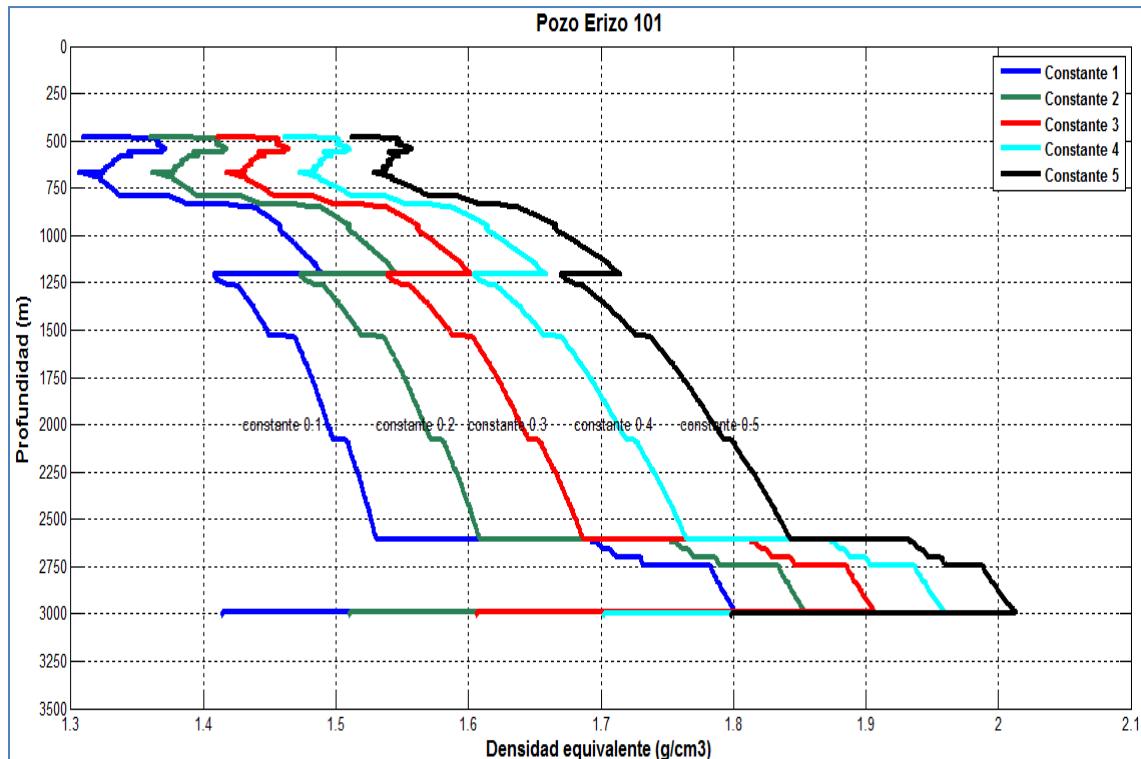


Figura 5.4. Esfuerzo horizontal mínimo con la relación de Poisson más alta.

La figura 5.5 muestra el esfuerzo horizontal mínimo utilizando diferentes constantes. Donde la línea azul representa la constante 0.1, la línea verde representa la constante 0.2, la línea roja representa la constante 0.3, la línea cian representa la constante 0.4 y la línea negra la constante 0.5.

El comportamiento del esfuerzo horizontal mínimo en la figura 5.5 es idéntico de 0.1 a 0.5, la magnitud es la que tiene una variación para el caso de 0.1 a los 2,750 m, la magnitud en unidades de densidad equivalente es de 1.68 ( $\text{g/cm}^3$ ) al incrementar la constante la magnitud se va haciendo más grande. Para el último caso constante a 0.5 a los 2,750 m, la magnitud es 1.94 ( $\text{g/cm}^3$ ).

Comparándola con las figuras 5.3 y 5.4 se puede observar que la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo, en este caso la magnitud para el caso de la relación de Poisson menor este caso la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo es mayor. Para el caso donde la relación de Poisson es mayor este caso la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo es menor.

Se concluye, primero se tiene que determinar si la cuenca es pasiva o no es pasiva, la presión de fractura (presión de poro y esfuerzo vertical tienen que estar calibrados), la presión de fractura involucra la relación de Poisson y esta relación de Poisson tiene que ser afín a la litología establecida (tipos de formaciones de roca). Con lo mencionado se puede determinar el esfuerzo horizontal mínimo, se analiza los resultados del esfuerzo horizontal mínimo y se toma el más adecuado. El esfuerzo horizontal mínimo se puede predecir si se tienen pruebas de goteo, cuando no es así se puede utilizar la ecuación 5.8 y realizar el análisis descrito.

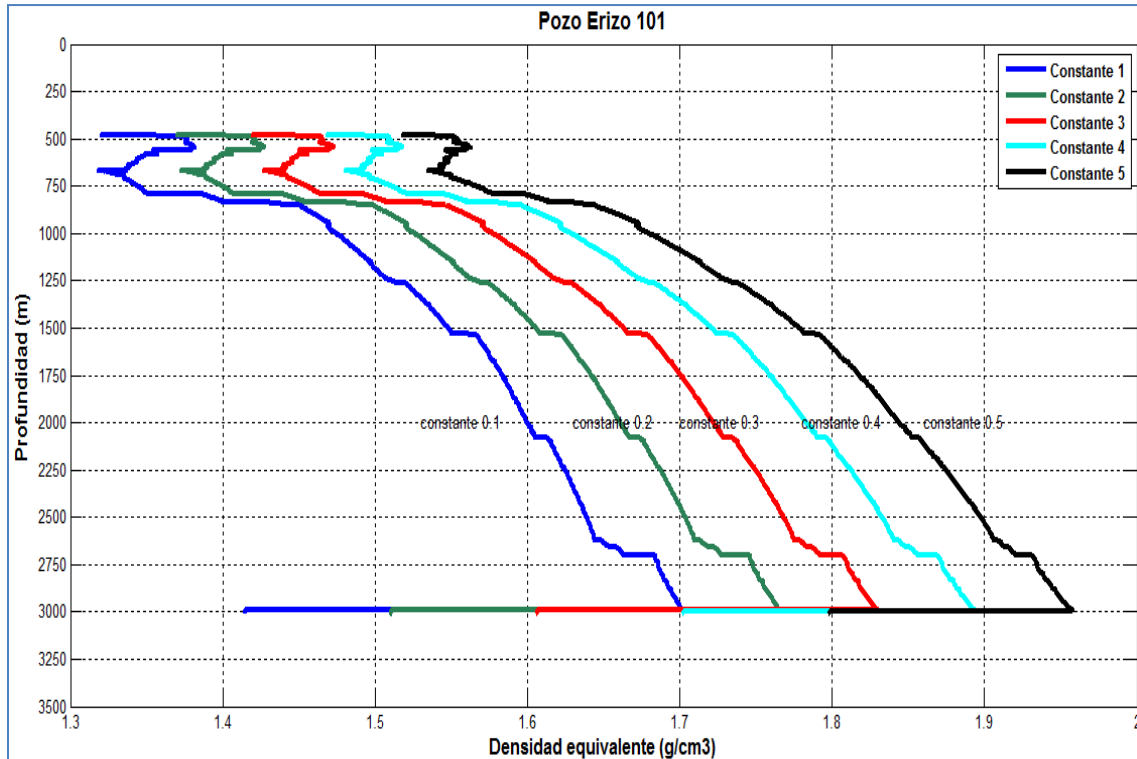


Figura 5.5. Esfuerzo horizontal mínimo con la relación de Poisson constante (0.25).

### 5.3. Esfuerzos horizontales mínimo ( $\sigma_h$ ) y máximo ( $\sigma_H$ ) involucrando dos parámetros elásticos y deformaciones unitarias.

El esfuerzo horizontal mínimo se puede determinar involucrando dos parámetros elásticos y las deformaciones unitarias.

La ecuación 4.9 expresa el esfuerzo horizontal mínimo.

$$\sigma_h = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) P_p - \left(\frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} \nu \epsilon_H\right) \dots \dots \dots (5.9)$$

El esfuerzo horizontal máximo involucra lo mencionado anteriormente, la ecuación 4.10 expresa el esfuerzo horizontal máximo.

$$\sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) \sigma_v + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) P_p + \left(\frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} \nu \epsilon_H\right) \dots \dots \dots (5.10)$$

A continuación se determina el esfuerzo horizontal mínimo y es representado en la tabla 4.11 las variables que intervienen de izquierda a derecha profundidad, presión de poro, presión de fractura, sobrecarga, relación de Poisson y módulo de elasticidad y el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo, y los valores de las deformaciones unitarias.

La tabla 5.11 muestra los resultados en unidades de megapascales y más adelante se mostrará la ventana en unidades de campo. La relación de Poisson y el módulo de elasticidad fueron calculados utilizando el registro sísmico dipolar mostrado en las tablas 5.1 y 5.2.

Tabla 5.11. Esfuerzo horizontal mínimo en el intervalo 480 - 1,056 m.

Profundidad	Presión de poro	Presión de fractura	Sobrecarga	Relación de Poisson	Módulo de elasticidad	Esfuerzo horizontal mínimo
(m)	(MPa)	(MPa)	(MPa)	---	(GPa)	(MPa)
480	4.8311	5.9232	8.2899	0.403	8.43	6.1189
624	6.3292	7.8089	11.0151	0.403	8.43	8.4453
768	7.6019	9.6012	13.9330	0.403	8.43	10.8286
912	10.3933	12.5077	17.0901	0.403	8.43	13.8669
1056	12.0861	14.6522	20.2124	0.403	8.43	16.5246

Para la determinación del esfuerzo horizontal mínimo se realizaron intervalos como la tabla 5.11, en la figura 5.6 se muestra el resultado final del esfuerzo horizontal mínimo, presión de poro, presión de fractura y esfuerzo vertical en unidades de presión (MPa).

La figura 5.6 muestra presiones y esfuerzos, la línea de color café representa la presión de poro, la línea de color rojo representa la presión de fractura, la línea de color cian representa el esfuerzo horizontal mínimo determinado con la ecuación 5.9 y la línea de color azul representa el esfuerzo vertical o sobrecarga, expresadas en unidades de presión (MPa). El esfuerzo horizontal mínimo es mayor que la presión de fractura, el esfuerzo horizontal mínimo es menor que el esfuerzo vertical por lo tanto se establece la siguiente expresión:<sup>[22]</sup>

$$\sigma_v > \sigma_h \dots \dots \dots (5.11)$$

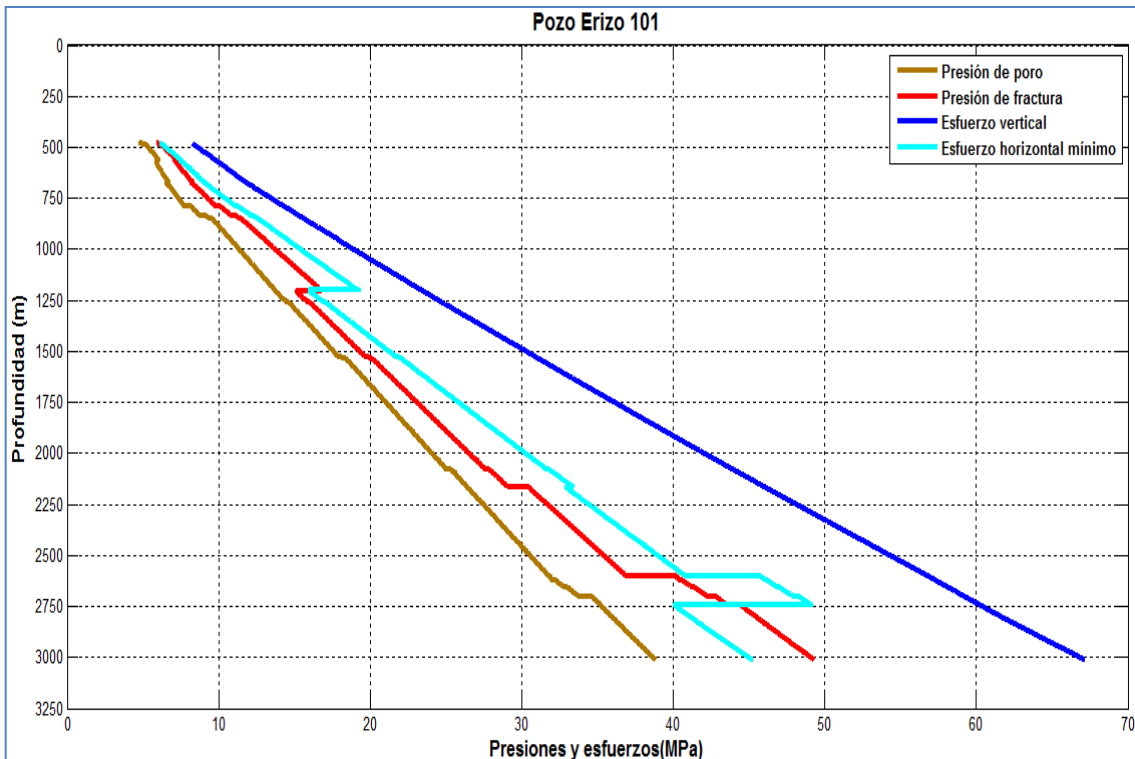


Figura 5.6. Representación del esfuerzo horizontal mínimo.

A continuación se determina el esfuerzo horizontal máximo, este esfuerzo se determina utilizando la ecuación 5.10 y se aplicó el mismo procedimiento utilizado para la determinación del esfuerzo horizontal mínimo.

A continuación se presenta el resultado de la determinación del esfuerzo horizontal máximo en la figura 5.7.

La figura 5.7 muestra presiones y esfuerzos, la línea de color café representa la presión de poro, la línea de color rojo representa la presión de fractura, la línea de color cian representa el esfuerzo horizontal mínimo, la línea de color magenta representa el esfuerzo horizontal máximo determinado con la ecuación 5.9 y la línea de color azul representa el esfuerzo vertical o sobrecarga, expresadas en unidades de presión (MPa).

El esfuerzo horizontal máximo es mayor que la presión de fractura y el esfuerzo horizontal mínimo, y el esfuerzo horizontal máximo es menor que el esfuerzo vertical por lo tanto se establece la siguiente expresión:

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h \dots \dots \dots (5.12)$$

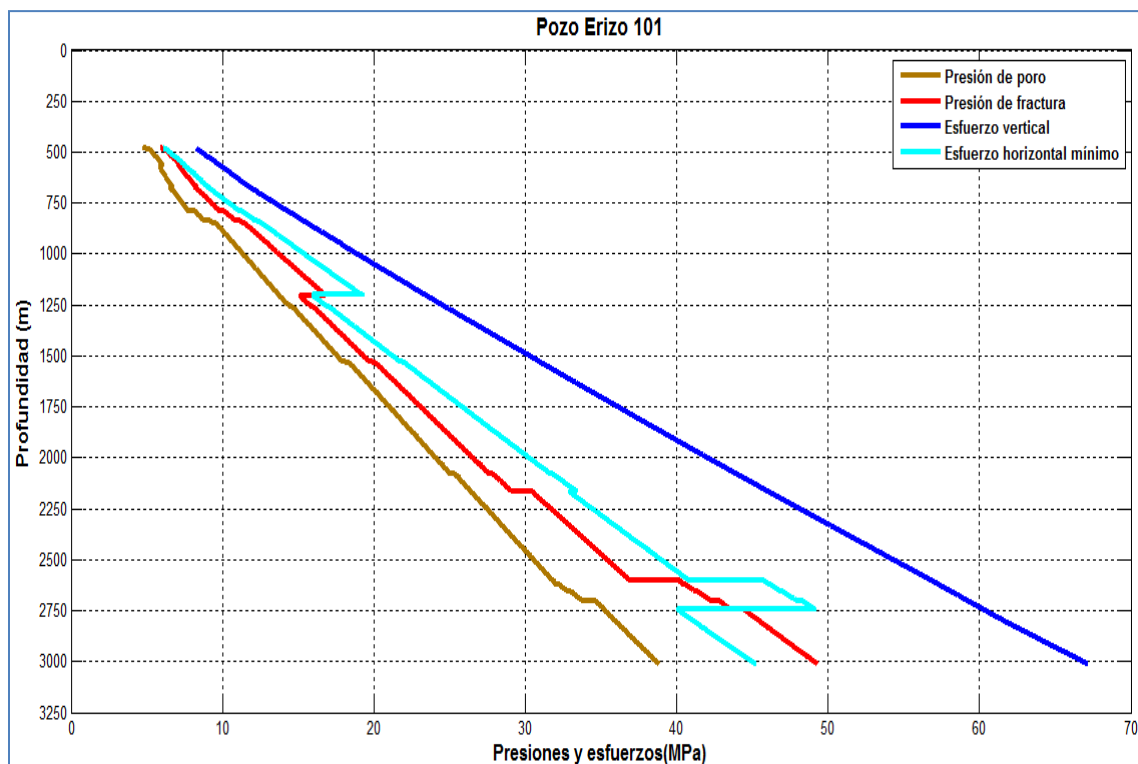


Figura 5.7. Representación del esfuerzo horizontal máximo.

Existe un sistema de clasificación de fallas geológicas propuestas en 1951 por el geólogo E.M. Anderson, que utiliza el criterio de falla por fractura tipo Coulomb; para crear un marco teórico que divide las fallas en tres tipos:

1. Normal o fallas de tensión.
2. Inversa o de empuje.
3. Transcurrente o falla de deslizamiento.

La figura 5.8 muestra los tres tipos principales de falla, normal, inversa y derrumbe; la primera columna muestra los tres tipos de falla, la segunda columna una representación de la orientación y ubicación de los esfuerzos y la tercera columna muestra una sección vertical con la distribución de esfuerzos para cada caso de falla.

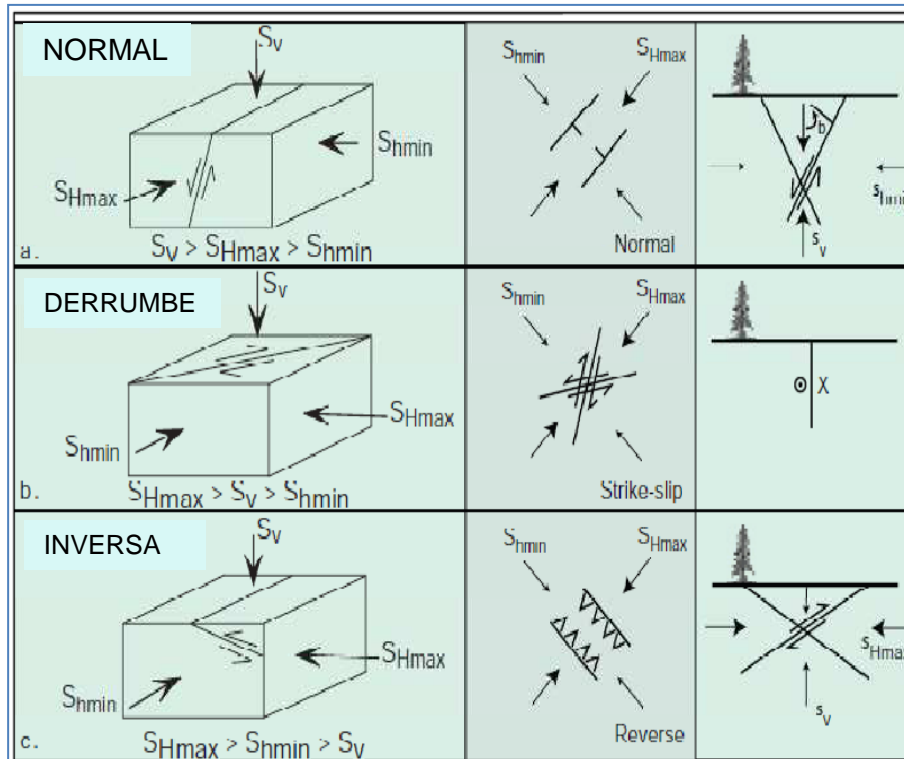


Figura 5.8. Tres tipos de fallas provocadas por los esfuerzos principales. <sup>[46]</sup>

Para el caso del pozo Erizo 101 se considera una falla normal o falla de tensión, donde no conocemos la dirección de los esfuerzos horizontales mínimos y máximos, solo las magnitudes calculadas, no se tiene información de la dirección de los esfuerzos.

En la figura 5.7 se expresa las presiones y los esfuerzos en unidades de presión (MPa), este es el resultado que se necesita para poder realizar un análisis de geomecánica con aplicación en estabilidad del agujero

## Capítulo VI.

### Análisis de estabilidad mecánica del agujero aplicando el criterio de falla de Mohr-Coulomb.

En este capítulo se aplicó el criterio de falla de Mohr-Coulomb al análisis de estabilidad del agujero, obteniendo la presión de colapso y añadiéndosela a la ventana obtenida (presiones poro, fractura y esfuerzos) en el capítulo III, con el objetivo de optimizar el peso del fluido de control y el asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Con el análisis de estabilidad mecánica del agujero aplicando el criterio de falla de Mohr-Coulomb fue necesario determinar la resistencia a la compresión uniaxial, el ángulo de fricción interna y relación de Poisson, dependiendo de la litología del pozo (rocas arena arcillosa, lutita arenosa, lutita, caliza). [29, 33, 34, 36, 37, 48, 49, 50, 51]

La presión de colapso se agrega a la ventana (presión de poro, fractura y esfuerzo vertical) obtenida en el tercer capítulo, con el objetivo de optimizar el peso del fluido de control y el asentamiento de las tuberías de revestimiento.

La figura 6.1 representa el diagrama del círculo de Mohr y la teoría de falla de Coulomb. Coulomb aplica el círculo de Otto Mohr y como resultado es el criterio de falla de Mohr-Coulomb.

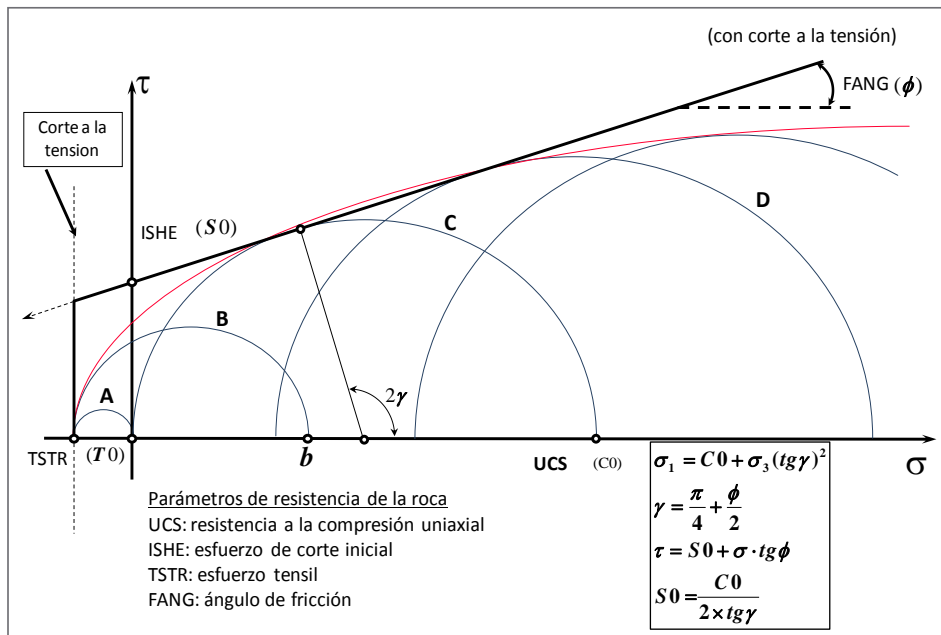


Figura 6.1 Criterio de falla de Mohr-Coulomb.

El eje de las abscisas representa el esfuerzo normal y el eje de las ordenadas representa el esfuerzo de corte. El esfuerzo sigma 1 ( $\sigma_1$ ) representa el esfuerzo normal con mayor magnitud, y el esfuerzo sigma 3 ( $\sigma_3$ ) representa el esfuerzo normal con menor magnitud (esfuerzo normal mínimo). Los cinco círculos mostrados en la figura 5.1, representan los círculos hechos realizados

con base a la teoría de Otto Mohr. Estos círculos son la representación de dos esfuerzos (biaxial), los cinco círculos son las pruebas realizadas en laboratorio, para obtener la cohesión de la roca y ángulo de fricción interna. [46]

La línea que toca a los círculos de Mohr representa la envolvente de falla de Mohr-Coulomb, el significado de la línea cuando toca el eje de las ordenadas, representada por un punto; este punto significa una propiedad física, esta propiedad es la cohesión de la roca (medio, material) y la otra propiedad física es ángulo de fricción interna de la roca (medio, material) el ángulo phi ( $\phi$ ). El ángulo teta ( $\Theta$ ) representa el ángulo entre el plano de falla y el esfuerzo con mayor magnitud.

La relación funcional entre el esfuerzo normal y el esfuerzo de corte en un plano de falla puede expresarse de la siguiente forma:

$$\tau_f = f(\sigma) \dots \dots \dots (6.1)$$

$$\tau = \sigma \tan \phi \dots \dots \dots (6.2)$$

$$(\sigma_1 - \sigma_3) = 2C_o \cos \phi + (\sigma_1 + \sigma_3) \sin \phi \dots \dots \dots (6.3)$$

$$\tau_f = c + \sigma \tan \theta \dots \dots \dots (6.4)$$

La ecuación 5.4 representa el criterio de falla de Mohr-Coulomb.

Para realizar un análisis de estabilidad mecánica del agujero es muy importante obtener la resistencia a la compresión uniaxial y el ángulo de fricción interna. A continuación se presentan una serie de correlaciones para diferentes tipos de rocas. Estas correlaciones se aplicarán al pozo de estudio Erizo 101 en el cual su columna geológica fue separada en 5 paquetes (arena arcillosa, arena arcillosa, lutita arenosa, lutita y caliza) como se mostró en la figura 3.6. Anteriormente con el registro sísmico dipolar se obtuvieron las propiedades elásticas de los paquetes mencionados.

$$P_l = p_{po} + 1.37 \dots \dots \dots (6.5)$$

$$\sigma_r = p_l - p_{po} \dots \dots \dots (6.6)$$

$$\sigma_t = 3 \times \sigma_H - \sigma_h - P_l - p_{po} \dots \dots \dots (6.7)$$

$$\sigma_a = \sigma_{obg} - p_{po} \dots \dots \dots (6.8)$$

$$P_w \leq \frac{3 \times \sigma_H - \sigma_h + P_p (\tan^2(\beta) - 1) - UCS}{(\tan^2(\beta) + 1)} \dots \dots \dots (6.9)$$

### 6.1. Estimación de propiedades mecánicas de rocas.

Para estimar las propiedades mecánicas de las rocas y aplicar el criterio de falla de Mohr-Coulomb, se estima indirectamente la resistencia a la compresión uniaxial, y el ángulo de fricción interna. En esta investigación no se cuenta con información de laboratorio de mecánica de rocas del núcleo tomado en el pozo, por este motivo se estiman indirectamente las propiedades físicas de las rocas.

A continuación se presentan una serie de ecuaciones para estimar las propiedades mecánicas de rocas arenas y lutitas empleadas en esta investigación. [34, 40]



Resistencia de una roca arena.

$$\sigma_{UCS} = 0.087110^{-6}EK_b(0.008V_{sh} + 0.0045(1 - V_{sh})) \dots\dots\dots(6.10)$$

$$\tau_p = 2\sigma_{UCS}\tan\beta \dots\dots\dots(6.11)$$

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\alpha}{2} \dots\dots\dots(6.12)$$

$$\sigma_{UCS} = E(0.008V_{sh} + 0.0045(1 - V_{sh})) \dots\dots\dots(6.13)$$

Resistencia de una roca lutita.

$$\sigma_{UCS} = 243.6^{-0.96}\phi \dots\dots\dots(6.14)$$

$$\sigma_{UCS} = 0.77V_p^{2.93} \dots\dots\dots(6.15)$$

$$\beta = 50.7 - 0.032C_{CL} + 0.24C_{KL} \dots\dots\dots(6.16)$$

$$\alpha = 2\beta - 90^\circ \dots\dots\dots(6.17)$$

Ecuación del ángulo de fricción interna, universal para rocas. <sup>[40]</sup>

$$\theta = \text{sen}^{-1} \left[ \frac{\frac{304878}{Dt} - 1000}{\frac{304878}{Dt} + 1000} \right] \dots\dots\dots(6.18)$$

Las unidades para la resistencia uniaxial a la compresión, en las ecuaciones mostradas, la magnitud está en unidades de presión (psi). En esta investigación las unidades utilizadas son en unidades de presión (MPa), en el apéndice A se muestra la conversión de unidades.

El apéndice B presenta otras ecuaciones para estimar las propiedades mecánicas de la roca.<sup>[26, 38]</sup>

La tabla 6.1 presenta los intervalos de profundidad (m), presión de poro (MPa), esfuerzo horizontal máximo (MPa) y esfuerzo vertical (MPa), las magnitudes representan un valor representativo. Los datos de la tabla 6.1 son la entrada de datos para calcular la presión de colapso.

Tabla 6.1 Intervalos presión de poro y esfuerzos.

Profundidad (m)	Presión de poro (MPa)	Esfuerzo horizontal máximo (MPa)	Esfuerzo vertical (MPa)
480 – 788	6.2372	10.6484	11.2208
789 – 1,100	10.7552	16.5582	17.8007
1,101 – 1,149	12.8839	19.9337	21.7764
1,150 – 1,500	15.4714	23.0946	26.3082
1,501- 1,999	21.0500	30.7342	36.1868
2,000 – 2,499	27.4692	39.9633	48.1775
2,500 – 2,882	33.6054	51.2719	59.0448

La tabla 6.2, presenta los intervalos de profundidad (m), la resistencia a la compresión uniaxial (MPa), ángulo de fricción interna (°), ángulo de falla (°) y relación de Poisson (adimensional), estas propiedades mecánicas de las rocas se aplican al criterio de falla de Mohr Coulomb.

Tabla 6.2 Intervalos y propiedades mecánicas de la roca.

<b>Profundidad</b>	<b>Resistencia a la compresión uniaxial</b>	<b>Ángulo de fricción interna</b>	<b>Ángulo de falla</b>	<b>Relación de Poisson</b>
<b>(m)</b>	<b>(MPa)</b>	<b>(ángulo)</b>	<b>(ángulo)</b>	<b>(--)</b>
480 – 788	8.0	35	62.5	0.10
789 – 1,100	8.2	35	62.5	0.10
1,101 – 1,149	9.5	35	62.5	0.10
1,150 – 1,500	14.0	35	62.5	0.10
1,501 – 1,999	19.5	35	62.5	0.17
2,000 – 2,499	26.0	25	57.5	0.17
2,500 – 2,882	31.0	25	57.5	0.30

Las tablas 6.1 y 6.2 son datos de entrada para calcular la presión de colapso. Para realizar el cálculo de la presión de colapso, se desarrolló un programa en lenguaje de programación Matlab y se graficaron los resultados para visualizar y analizar la presión de colapso. <sup>[52]</sup>

## 6.2 Resultados de la aplicación del criterio de falla de Mohr-Coulomb.

La figura 6.2 muestra el resultado de la presión de colapso, la línea de color azul representa la presión de colapso en unidades de presión (MPa), calculada aplicando el criterio de falla Mohr-Coulomb (entrada de datos de presión de poro, esfuerzos y propiedades mecánicas de la roca).

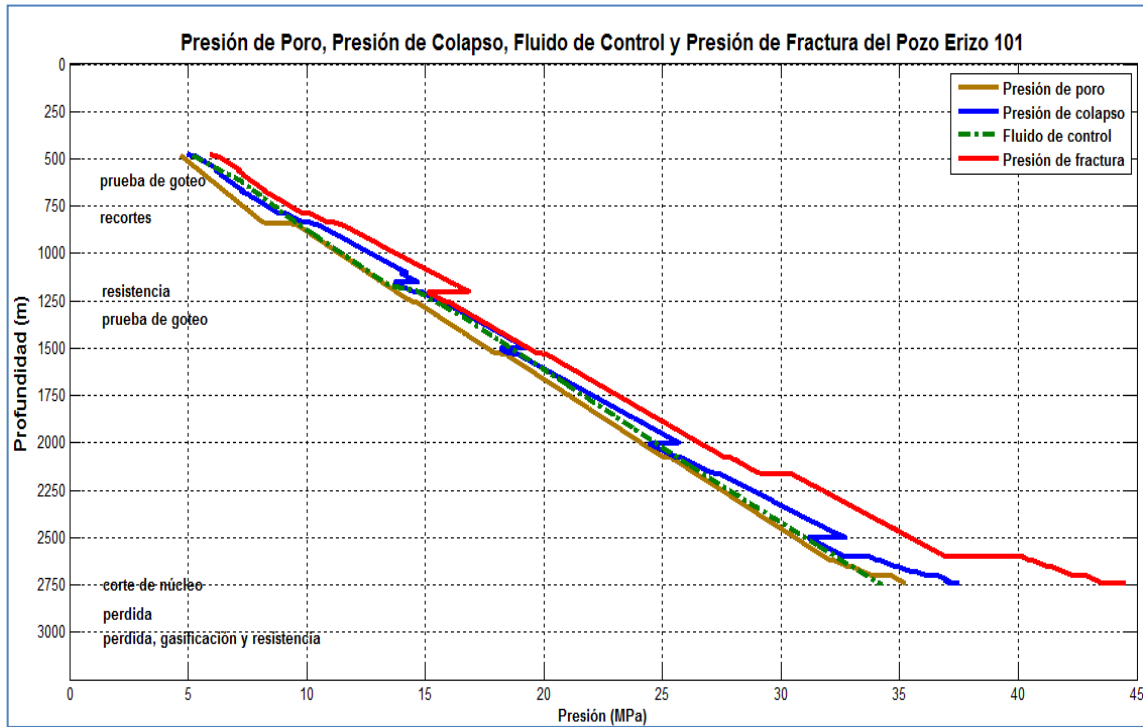


Figura 6.2 Presión de colapso criterio de Mohr-Coulomb.

La línea de color azul muestra un comportamiento lineal y unos pequeños escalones, estos escalones indican los cambios de las propiedades mecánicas de las rocas establecidas en capítulos anteriores. Además se incluye la presión de poro representada con la línea de color café y el fluido de control representado con la línea de color verde. Las tres líneas descritas se observan muy juntas, la presión de colapso tiene el comportamiento de los escalones mencionados. La línea de color rojo representa la presión de fractura. Finalmente se colocan en la figura, eventos de la perforación.

Para los ingenieros de diseño de pozo las unidades en las cuales se manejan en el campo es en unidades de densidad ( $g/cm^3$ ), por tal motivo se presenta la figura 5.3 en unidades de campo en unidades de densidad.

La figura 6.3 muestra el resultado de la presión de colapso, en unidades de campo, unidades de densidad ( $g/cm^3$ ), la línea de color azul representa el colapso.

La figura 6.3 representa un análisis de geomecánica de estabilidad del agujero.

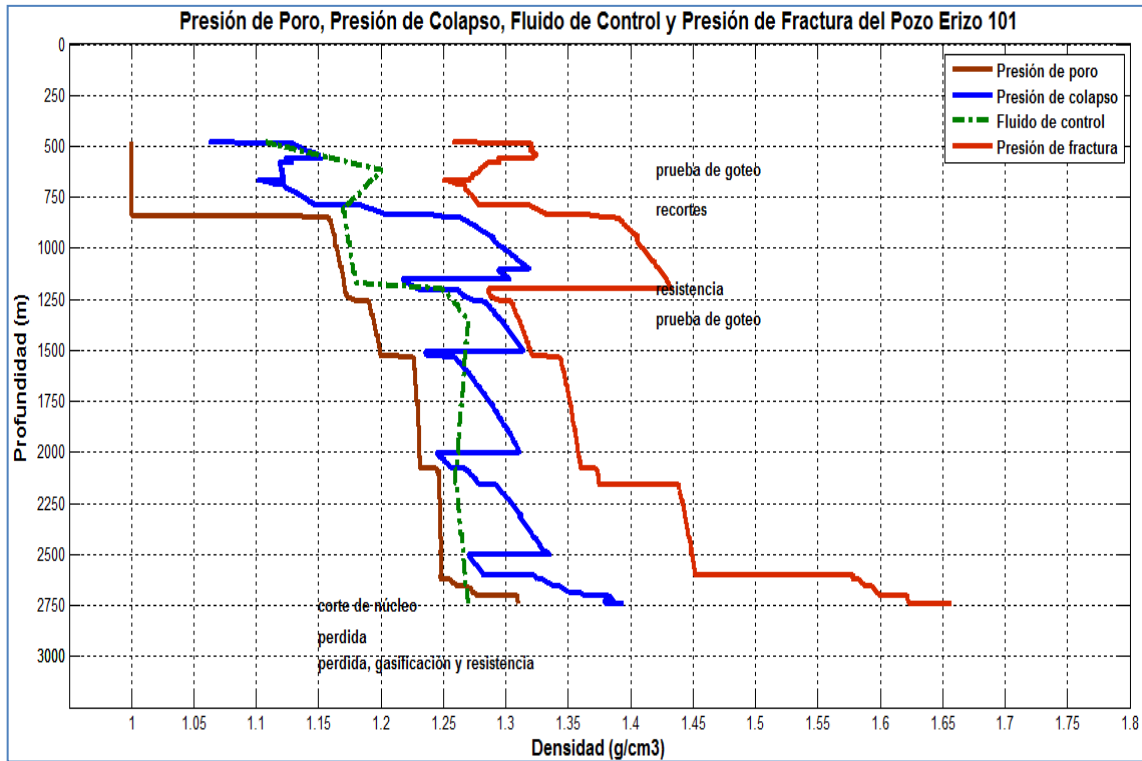


Figura 6.3 Presión de colapso criterio de Mohr-Coulomb.

El colapso muestra un comportamiento de escalones. Además en la figura muestra dos líneas, la línea color azul en el intervalo de 500 a 760 m el colapso muestra un comportamiento adecuado, en el intervalo de 760 a 1,110 m el colapso tiende a incrementar y el colapso es mayor al fluido de control; en el reporte de perforación indican problemas de recortes, derrumbes y se corrobora con los registros geofísicos, mencionados en el capítulo III, hubo problemas de colapso, se observa como al bajar la densidad del fluido de control hubo problemas de recortes (derrumbe del agujero) bajan a los 1,240 m el colapso presenta una disminución y se pega al fluido de control y tiende a incrementar y formar otro escalón, el fluido de control se incrementó y se mantuvo constante y una ligera disminución y aumento de densidad del fluido de control.

El colapso tiende a bajar y su comportamiento esta intermedio (poro y fluido de control), tiende a incrementar y formar otro escalón, vuelve a tener el mismo comportamiento intermedio (poro y fluido de control), el colapso tiende a incrementar en formar el escalón el colapso tiende a bajar, se acerca al fluido de control y por último el colapso tiende a incrementar, donde se termina la estimación.

Representa la presión de poro y la línea punteada color verde representa el fluido de control en las unidades mencionadas. Los escalones nos indican los cambios a la resistencia a la compresión uniaxial. La línea de color rojo representa la presión de fractura.

## Capítulo VII.

### Análisis de estabilidad mecánica del agujero aplicando el criterio de falla de Lade modificado.

En este capítulo se aplicó otro criterio de falla, el criterio de falla de Lade modificado, este criterio aplica los tres esfuerzos (vertical, horizontal mínimo, horizontal máximo), en el caso del criterio de falla de Mohr-Coulomb solo aplica dos esfuerzos (vertical y horizontal máximo), excluye el esfuerzo horizontal mínimo.

Se obtuvo la presión de colapso y añadiéndosela a la ventana obtenida (presiones poro, fractura y esfuerzos) en el capítulo III, con el objetivo de optimizar el peso del fluido de control y el asentamiento de las tuberías de revestimiento.

Con este análisis geomecánico se utilizaron dos criterios de falla muy empleados en el diseño y planeación de pozos, el criterio de falla de Mohr-Coulomb es más conservador y el criterio de falla de Lame modificado más realista ya que involucra los tres esfuerzos. <sup>[34, 45, 48]</sup>

La ecuación 6.1 representa el criterio de falla de Lade modificado. <sup>[53]</sup>

$$\sigma_1 \frac{1+\text{sen}\phi}{2\text{ccos}\phi} - \sigma_3 \frac{1-\text{sen}\phi}{2\text{ccos}\phi} = 1 \dots\dots\dots(7.1)$$

$$\left(\frac{I_1^3}{I_3-27}\right) \left(\frac{I_1}{Pa}\right)^m = n_1 \dots\dots\dots(7.2)$$

$$I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 \dots\dots\dots(7.3)$$

$$I_3 = (\sigma_1)(\sigma_2)(\sigma_3) \dots\dots\dots(7.4)$$

Aplicación para estabilidad del agujero.

$$P_w = \frac{(B-C^{1/2})}{2A} \dots\dots\dots(7.5)$$

$$A = \sigma_2 + S_1 + P_o \dots\dots\dots(7.6)$$

$$B = A\sigma_n - \tau_{\theta z}^2 \dots\dots\dots(7.7)$$

$$C = B^2 - 4A\{D - (S_1 - P_o)[A(\sigma_{\theta n} + S_1 - P_o) - \tau_{\theta z}^2]\} \dots\dots\dots(7.8)$$

$$D = \frac{(\sigma_{\theta n} + \sigma_z + 3S_1 - 3P_o)^3}{(27+n)} \dots\dots\dots(7.9)$$

$$\sigma_{\theta n} = \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x - \sigma_y)\text{cos}2\theta - 4\tau_{xy}\text{sen}2\theta \dots\dots\dots(7.10)$$

$$\sigma_z = \sigma_{zz} - \mu[2(\sigma_x - \sigma_y)\text{cos}2\theta + 4\tau_{xy}\text{sen}2\theta] \dots\dots\dots(7.11)$$

$$\tau_{\theta z} = 2(\tau_{yz}\text{cos}\theta - \tau_{zx}\text{sen}\theta) \dots\dots\dots(7.12)$$

Para estimar las propiedades mecánicas de las rocas y aplicar el criterio de falla de Lade modificado, se estima indirectamente la resistencia a la compresión uniaxial y el ángulo de falla.

A continuación se presentan una serie de ecuaciones para estimar las propiedades mecánicas de rocas arenas y lutitas empleadas en esta investigación. <sup>[34]</sup>

### 7.1. Estimación de propiedades mecánicas de rocas.

Resistencia de una roca arena.

$$\sigma_{UCS} = 0.087110^{-6}EK_b(0.008V_{sh} + 0.0045(1 - V_{sh})) \dots\dots\dots(7.13)$$

$$\tau_p = 2\sigma_{UCS}\tan \dots\dots\dots(7.14)$$

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\theta}{2} \dots\dots\dots(6.15)$$

$$\sigma_{UCS} = E(0.008V_{sh} + 0.0045(1 - V_{sh})) \dots\dots\dots(6.16)$$

Resistencia de una roca lutita.

$$\sigma_{UCS} = 243.6^{-0.96}\phi \dots\dots\dots(7.17)$$

$$\sigma_{UCS} = 0.77V_p^{2.93} \dots\dots\dots(7.18)$$

$$\beta = 50.7 - 0.032C_{CL} + 0.24C_{KL} \dots\dots\dots(7.19)$$

$$\theta = 2\beta - 90^\circ \dots\dots\dots(7.20)$$

Para lutitas  $45^\circ < \beta < 60^\circ$

Las unidades para la resistencia uniaxial a la compresión está en unidades de presión (psi) en esta investigación las unidades utilizadas son las unidades de presión (MPa), en el apéndice A se muestra la conversión de unidades.

En el apéndice B se presentan otras ecuaciones para estimar las propiedades mecánicas de la roca. [27, 34, 51]

La tabla 7.1 presenta los intervalos de profundidad (m), presión de poro (MPa), esfuerzo horizontal mínimo (MPa), esfuerzo horizontal máximo (MPa) y esfuerzo vertical (MPa), las magnitudes representan un valor representativo. Los datos de la tabla 6.1 son la entrada de datos para calcular la presión de colapso.

Tabla 7.1 Intervalos presión de poro y esfuerzos.

Profundidad (m)	Presión de poro (MPa)	Esfuerzo horizontal mínimo (MPa)	Esfuerzo horizontal máximo (MPa)	Esfuerzo vertical (MPa)
480 – 788	6.2372	8.5543	10.6484	11.2208
789 – 1,100	10.7552	14.4641	16.5582	17.8007
1,101 – 1,149	12.8839	17.8397	19.9337	21.7764
1,150 – 1,500	15.4714	18.2361	23.0946	26.3082
1,501- 1,999	21.0500	25.8757	30.7342	36.1868
2,000 – 2,499	27.4692	34.4653	39.9633	48.1775
2,500 – 2,882	33.6054	47.7898	51.2719	59.0448

La tabla 7.2, presenta los intervalos de profundidad (m), la resistencia a la compresión uniaxial (MPa), ángulo de fricción interna (°), ángulo de falla (°) y relación de Poisson (adimensional), estas propiedades mecánicas de las rocas se aplican al criterio de falla de Lade modificado.

Tabla 7.2 Intervalos y propiedades mecánicas de la roca.

Profundidad (m)	Resistencia a la compresión uniaxial (MPa)	Ángulo de fricción interna (ángulo)	Ángulo de falla (ángulo)	Relación de Poisson (--)
480 – 789	8.0	35	62.5	0.10
790 – 1,100	8.2	35	62.5	0.10
1,101 – 1,149	9.5	35	62.5	0.10
1,150 – 1,500	11.0	35	62.5	0.10
1,501 – 2,000	13.4	35	62.5	0.17
2,001 – 2,499	19.8	25	57.5	0.22
2,500 – 2,882	24.0	25	57.5	0.30

Las tablas 7.1 y 7.2 son datos de entrada para calcular la presión de colapso. Para realizar el cálculo de la presión de colapso, se desarrolló un programa en lenguaje de programación Matlab y se graficaron los resultados para visualizar y analizar la presión de colapso. <sup>[52]</sup>

## 7.2. Resultados de la aplicación del criterio de falla de Lade modificado.

La figura 7.1 muestra el resultado de la presión de colapso, la línea de color naranja representa la presión de colapso en unidades de presión (MPa), calculada aplicando el criterio de falla Lade modificado (entrada de datos de presión de poro, esfuerzos y propiedades mecánicas de la roca).

La línea de color naranja muestra un comportamiento lineal y ligeramente se observan unos pequeños escalones, estos pequeños escalones indican los cambios de las propiedades mecánicas de las rocas establecidas en capítulos anteriores. Además se incluye la presión de poro representada con la línea de color café y el fluido de control representado con la línea de color verde. Las tres líneas descritas se observan muy juntas, la presión de colapso tiene el comportamiento de los pequeños escalones mencionados. La línea de color rojo representa la presión de fractura. Finalmente se colocan en la figura eventos de la perforación.

Comparando las presiones de colapso obtenidas con los criterios de fallas de Mohr-Coulomb y Lade modificado en las figuras 6.2 (mostrada en el capítulo 6) y 7.1, se observa la presión de colapso obtenida con Mohr-Coulomb con escalones más grandes que los obtenidos en la presión de colapso obtenida con Lade modificado, en otras palabras Mohr-Coulomb con más separación (presión de poro y fluido de control), Lade modificado más pegado (presión de poro y fluido de control).

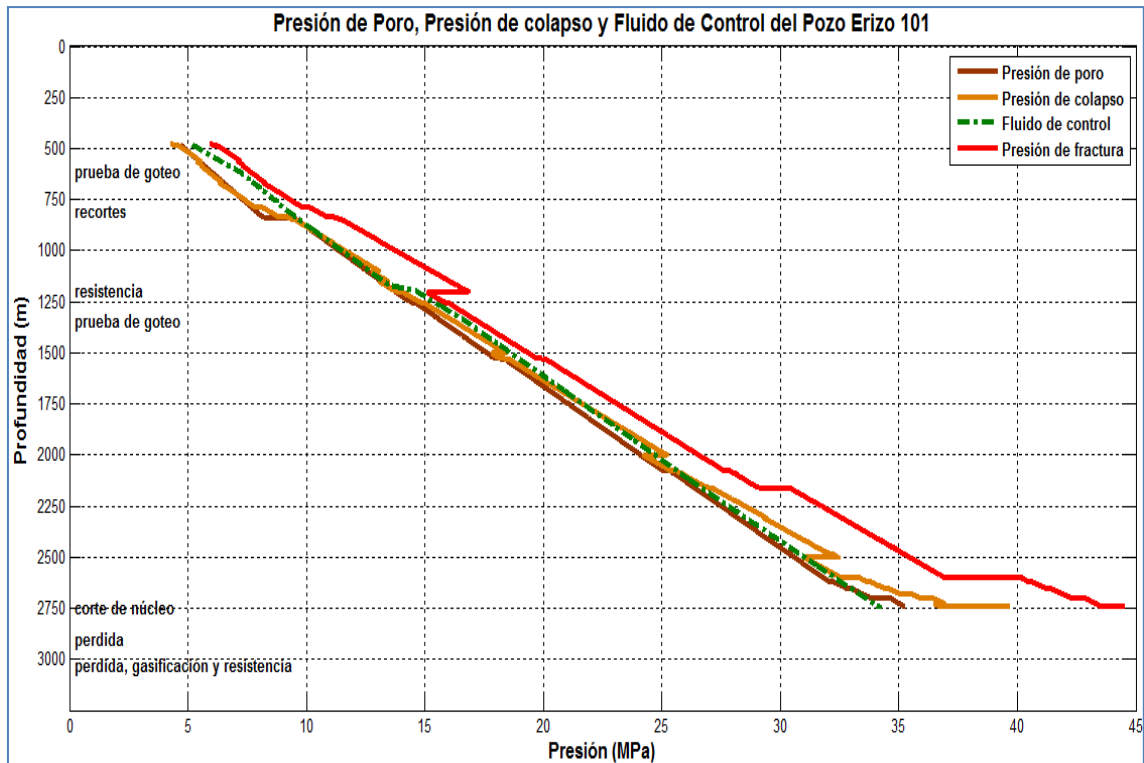


Figura 7.1. Presión de colapso criterio de Lade modificado.

Para los ingenieros de diseño de pozo las unidades de campo son la densidad ( $\text{g/cm}^3$ ), por tal motivo se presenta la figura 7.2 en unidades de campo de densidad.

La figura 7.2 muestra el resultado de la presión de colapso, en unidades de campo, unidades de densidad ( $\text{g/cm}^3$ ), la línea de color azul representa el colapso. La línea de color rojo representa la presión de fractura. El colapso muestra un comportamiento de escalones más chicos que los presentados en el capítulo V.

En el intervalo de 500 a 700 m, el colapso muestra un comportamiento pegado a la presión de poro.

En el intervalo de 760 a 1,110 m el colapso tiende a incrementar y formar el primer escalón, el colapso es mayor al fluido de control, indica problemas (recortes, derrumbe del agujero), el colapso tiende a disminuir e inicia un incremento en el intervalo 1,240 a 1,500 m donde se observa que el colapso esta intermedio (poro y fluido de control) se ajusta muy bien en ese intervalo, en el intervalo de 1,500 m a 2,200 m el colapso tiende a incrementar y formar otro escalón, aquí al final y se pegará a la presión de poro, en el intervalo de 2,200 a 2,500 m el colapso tiende a incrementar y formar el último escalón, disminuye tiende a pegarse al fluido de control, en el intervalo de 2,500 a 2,850 m el colapso tiende a incrementarse. Los escalones nos indican los cambios a la resistencia a la compresión uniaxial.



La figura 7.2 representa un mejor comportamiento del colapso que la figura 6.3 (mostrada en el capítulo 6), por lo tanto el resultado del colapso es mejor utilizando el criterio de falla de Lade modificado.

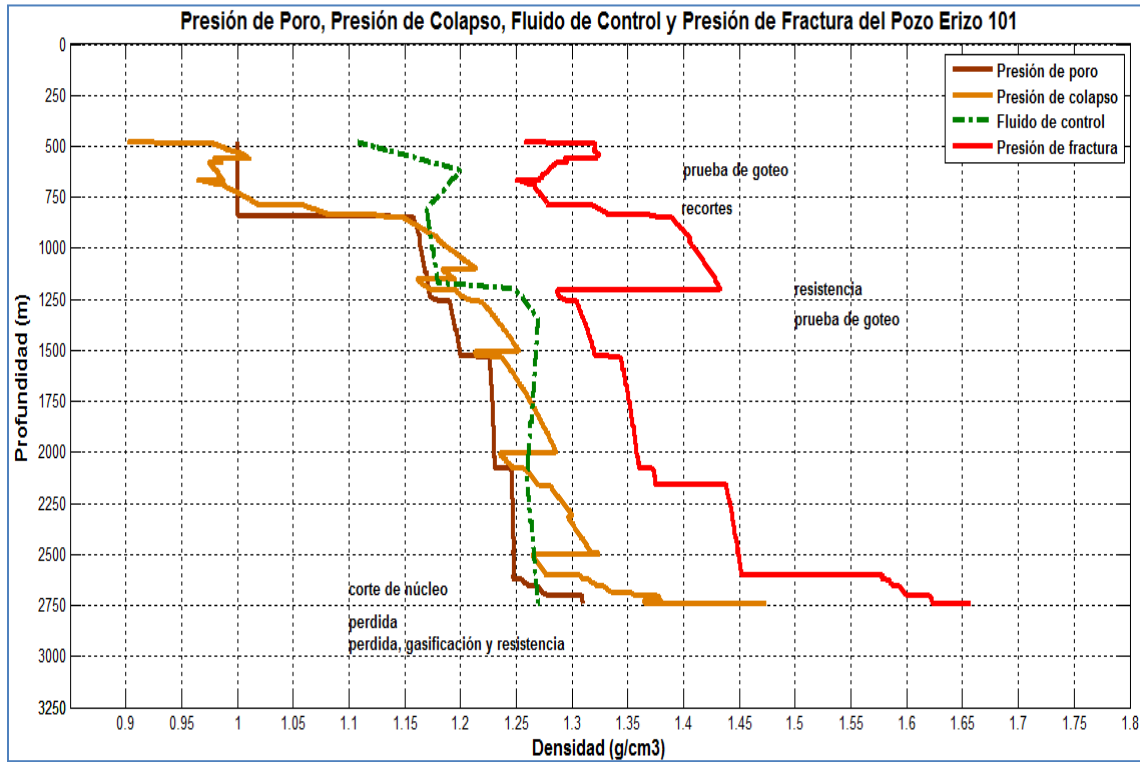


Figura. 7.2. Presión de colapso criterio de Lade modificado.

## Conclusiones.

Con base en los registros geofísicos se realizó la predicción de la presión de poro del pozo Ejemplo 101. De la profundidad de 2,050 a 2,600 m esta presión de poro, en unidades de campo de densidad  $1.24 \text{ (g/cm}^3\text{)}$  y en unidades de presión 32.11 (MPa) y 4,657.16 (psi), esta presión de poro es baja comparada con otros pozos (Samaria, Iride, Platanal, KU, Juspi, Jujo-Teco ) y nos proporciona un margen de trabajo para poder tener un pozo estable.

Se aplicó para la predicción del esfuerzo de sobrecarga un método que involucra el tirante de agua (Bourgoyne). Este método se analizó y evaluó junto con otros métodos para predecir el esfuerzo de sobrecarga, siendo este método muy adecuado para el pozo de estudio ya que es marino y no sobrestima los valores del Golfo de Mexico como otros métodos lo hacen.

Se estimó una presión de fractura variando las relaciones de Poisson de acuerdo con la litología (tipos de rocas), ya que no se tiene el mismo tipo de roca en toda la longitud del pozo. Se analizó la presión de fractura utilizando una relación de Poisson constante (0.25) para toda la litología del pozo, resultando en una sobreestimación de la presión de fractura que puede provocar una pérdida del fluido de control si no se maneja adecuadamente el peso del mismo. La contribución del análisis de geomecánica es utilizar las magnitudes más cercanas a la realidad.

Se obtuvieron los parámetros elásticos de todas las formaciones utilizando el registro sísmico dipolar, obteniendo magnitudes muy altas de estos parámetros, si consideramos estas magnitudes sobrestimamos nuestros resultados y el análisis de geomecánica no está aproximado a la realidad. En conclusión al utilizar el registro sísmico dipolar obtuvimos magnitudes altas y se utilizaron tablas de parámetros elásticos de las formaciones reportadas en la literatura para obtener un resultado final más apegado a la realidad, de la zona donde se encuentra ubicado el pozo.

Se determinó y analizaron los esfuerzos horizontales mínimo y máximo para una cuenca pasiva y una cuenca sísmica, teniendo resultados de las magnitudes muy diferentes dependiendo cual se elija. Se seleccionó para la predicción de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo una cuenca sísmica, ya que toma en cuenta parámetros elásticos y deformaciones unitarias, debido a que la zona donde se encuentra ubicado el pozo se considera que tiene actividad sísmica baja

En el diseño de pozo es muy importante la predicción de la presión de colapso de la formación, esta predicción de colapso se obtuvo utilizando dos criterios de falla Mohr-Coulomb y Lade modificado. Para aplicar los criterios mencionados se debe de contar con un conocimiento de las propiedades mecánicas de las rocas y tener una ventana calibrada (presiones de poro, fractura, esfuerzos y eventos de perforación), ya que así mantendremos la estabilidad del agujero.

Los criterios de Mohr-Coulomb y Lade modificado involucran las propiedades mecánicas de la formación (cohesión y ángulo de fricción interna), para el caso de Mohr-Coulomb involucra solo dos esfuerzos y para el caso de Lade modificado involucra los tres esfuerzos.

La relación entre la curva de colapso de la formación y la presión dentro del pozo, determinan la presencia de cavernas, cierres de pozo, atrapamiento de sarta y fractura de la formación entre

otros, con esta información podemos prepararnos para los posibles eventos que pueden ocurrir durante la perforación.

Con cada criterio de falla se obtuvo una ventana en la cual se puede optimizar el fluido de control y el asentamiento de las tuberías de revestimiento, para así poder compararlos y tomar la mejor decisión para tener una perforación segura.

Con este trabajo de investigación se pretende aportar una guía para la aplicación de la geomecánica en el diseño de la perforación de pozos, abarcando todos los puntos posibles para poder obtener un programa de perforación de pozos que no tenga muchas desviaciones mientras se está llevando a cabo.

## Recomendaciones.

Los estudios de geomecánica pueden ser tan sencillos o complejos, dependiendo de la información con que se cuente, (sísmica, geología, pozos de correlación, análisis de núcleos, etc.) pero al final todos deben generar la curva de colapso de la formación por lo que se recomienda Construir un modelo de geomecánica establecido con un diagrama de flujo de trabajo.

Para realizar un análisis geomecánico es muy importante tener toda la información posible y obtener un modelo muy cercano a la realidad, esto debido a que se tienen que predecir, determinar y analizar varios factores (registros geofísicos, presiones de poro y fractura, esfuerzos, parámetros elásticos de la formación y criterios de falla de la roca) que pueden afectar el resultado final de las operaciones de perforación de pozos.

Con este trabajo de investigación, "Aplicación de la geomecánica en un pozo marino de la región norte del Golfo de México", podemos decir que en el área de diseño de perforación de pozos es fundamental contar toda la información (sísmica, sección estructural, registros geofísicos, pozos de correlación, pruebas de laboratorio) necesaria para obtener un buen programa de diseño de perforación de un pozo y así evitar o minimizar la problemática que se presenta durante la perforación de un pozo.

Es aconsejable contar con los registros geofísicos completos de los pozos, ya que muchas veces solamente se realizan mediciones en la sección de interés. Los registros geofísicos son muy importantes ya que son nuestros ojos en el interior del agujero, ya que nos muestran como se encuentra el pozo en su interior, se debe tener toda la información posible del pozo para poder utilizarlos como correlación en pozos futuros.

El cálculo de la presión de poro, de fractura y el esfuerzo de sobrecarga puede ser calculado por diversos métodos, por lo que es beneficioso realizar una buena selección del método según las condiciones específicas del pozo (terrestre o marino) que se esté analizando.

Se tiene que asegurar que el peso del fluido de perforación no sea un valor muy pequeño para no provocar la desestabilización del agujero y no tan grande que provoque un fracturamiento hidráulico de la formación, pérdidas de lodo en zonas permeables, daño a la formación, pega diferencial, etc.

Es muy importante el análisis de los recortes de la formación en superficie, ya que nos permiten interpretar de cierto modo, en base a su forma y magnitud el comportamiento del pozo mientras es perforado.

Se sugiere conocer la orientación de los esfuerzos, ya que muchas veces estimamos las magnitudes de los esfuerzos pero no conocemos su orientación.

Es recomendable detectar zonas problemáticas del campo estudiado, obtener núcleos para realizar pruebas de laboratorio de geomecánica y con los resultados validar el modelo de geomecánica que estamos desarrollando.

Se sugiere evaluar y analizar otros criterios de falla aplicados a rocas.

## Nomenclatura

Símbolo	Nombre	Dimensión	Unidades
A	Un grupo de términos.	$ML^{-1}T^{-2}$	MPa, psi
B	Un grupo de términos.	$(ML^{-1}T^{-2})^2$	MPa, psi
C	Un grupo de términos.	$(ML^{-1}T^{-2})^4$	MPa, psi
$C_{CL}$	Cantidad de contenido de arcilla.		
$C_{KL}$	Cantidad de contenido arcilla.		
$C_o$	Cohesión de la roca.		
D	Un grupo de términos .	$(ML^{-1}T^{-2})^3$	MPa, psi
Dw	Profundidad del agua.	L	m , ft
Ds	Profundidad del sedimento referido al lecho marino.	L	m , ft
Dt	Registro sónico monopolar.	$TL^{-1}$	$\mu s/pie$
E	Módulo de elasticidad.	$ML^{-1}T^{-2}$	MPa, psi
g	Constante de la gravedad.	$LT^{-2}$	$ms^{-2}$
$I_1$	Primer esfuerzo invariante.	$ML^{-1}T^{-2}$	MPa, psi
$I_3$	Tercer esfuerzo invariante.	$(ML^{-1}T^{-2})^3$	MPa, psi
$K_\Phi$	Constante de declinación de la porosidad.		adimensional
$K_b$	Módulo de incompresibilidad.		adimensional
m	Un parámetro del material.		adimensional
n	Exponente que puede variar desde 0.6 a 1.5, normalmente se utiliza n=1.2.		adimensional
$n_1$	Un parámetro del material relacionado con la fricción.		adimensional
Pa	Presión atmosférica.	$ML^{-1}T^{-2}$	MPa, psi
$P_f$	Presión de fractura.	$ML^{-1}T^{-2}$	$Kg/s^2m$
$p_i$	Presión de poro más sobrebalance de 1.37 (MPa).	$ML^{-1}T^{-2}$	MPa, psi
$P_n$	Gradiente de la presión hidrostática normal.	$ML^{-1}T^{-2}$	$Kg/cm^2/m$ psi/pie
$P_p$	Gradiente de presión de poro.	$ML^{-1}T^{-2}$	psi/pie
$p_{po}$	Presión de poro.	$ML^{-1}T^{-2}$	MPa, psi
$P_w$	Peso del fluido de control.	M	
R	Resistividad de la roca lutita obtenida desde la medición del registro resistivo.	$ML^3T^{-3}I^{-2}$	ohm-m
$R_n$	Resistividad de la roca lutita a una presión hidrostática normal.	$ML^3T^{-3}I^{-2}$	ohm-m
So	Cohesión de Mohr-Coulomb.	$ML^{-1}T^{-2}$	MPa, psi
$T_f$	Constante para el esfuerzo horizontal mínimo	$ML^{-1}T^{-2}$	MPa, psi
$V_s$	Velocidad secundaria.	$LT^{-1}$	m/s m/pie
$V_{sh}$	Volumen de arcilla.	$L^3$	kg
$V_p$	Velocidad primaria.	$LT^{-1}$	m/s m/pie
$\beta$	Ángulo de falla.		rad
$\Delta t$	Tiempo de tránsito sónico de la roca lutita obtenida	$L^{-1}T$	$\mu s/m$

	desde la medición del registro sísmico.		μs/pie
$\Delta t_n$	Tiempo de tránsito sísmico en roca lutita a una presión hidrostática normal.	$L^{-1}T$	μs/pie μs/ft
$\epsilon_h$	Deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo.	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\epsilon_H$	Deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo.	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\Theta$	Ángulo de fricción interna	1	rad, grados
$\rho_w$	Densidad del agua de mar	$ML^{-3}$	Kg/m <sup>3</sup> lb/ft <sup>3</sup>
$\rho_{matrix}$	Densidad de la matriz de la roca	$ML^{-3}$	Kg/m <sup>3</sup> lb/ft <sup>3</sup>
$\rho_{fluid}$	Densidad del fluido de la formación	$ML^{-3}$	Kg/m <sup>3</sup> lb/ft <sup>3</sup>
$\sigma$	Esfuerzo normal en el plano de falla o ruptura	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_a$	Esfuerzo axial	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$	Esfuerzo normal alrededor de la pared del agujero, en un sistema de coordenadas cilíndricas	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_{zz}$	Esfuerzo normal alrededor de la pared del agujero, en un sistema de coordenadas cilíndricas	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_X, \sigma_Y, \sigma_Z$	Esfuerzo normal alrededor de la pared del agujero, en un sistema de coordenadas cilíndricas	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_H$	Esfuerzo horizontal máximo	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_h$	Esfuerzo horizontal mínimo	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_{obg}$	Gradiente del esfuerzo vertical o sobrecarga	$ML^{-1}T^2$	psi/m psi/pie
$\sigma_t$	Esfuerzo tangencial	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_{UCS}$	Resistencia a la compresión uniaxial	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_v$	Esfuerzo vertical o sobrecarga	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_1$	Esfuerzo normal máximo	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\sigma_2$	Esfuerzo normal mínimo	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\tau_p$	Esfuerzo de corte	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\tau_{xy}, \tau_{yz}, \tau_{zx}$	Esfuerzo in situ de corte alrededor del agujero, en un sistema de coordenadas	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\tau_{\theta z}, \tau_{r\theta}, \tau_{zr}$	Esfuerzo de corte en la pared del agujero, en un sistema de coordenadas	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\tau$	Esfuerzo de corte alrededor de la pared del agujero, en un sistema de coordenadas cilíndricas	$ML^{-1}T^2$	MPa, psi
$\nu$	Relación de Poisson		adimensional
$\phi$	Porosidad	1- $\phi$	%
$\phi_o$	Porosidad de superficie	1- $\phi$	%

## Referencias bibliográficas.

1. Zoback M. **Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Mechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability**, Universidad de Cambridge, 2006.
2. Fjaer, E., Holt, R. M. y Risnes R., **Petroleum Related Rock Mechanics**, segunda edición, editorial Elsevier, Oxford, UK, 2008
3. Garcia G. D. y Gutierrez E. G. "Modelos de presión de poro, colapso y fractura en campos de la RMNE de PEP", Ingeniería Petrolera, Vol LII, No 4, abril 2012.
4. Barrera, O. C., **Informe Geológico Final**, Activo Regional de Exploración Región Norte, PEMEX, Febrero 2005.
5. Drillbert J. M., **Perforando sin problemas, PEMEX, 2008.**
6. Eaton, B. A.; "The Effect Of Overburden Stress On Geopressure Prediction From Well Logs"; artículo de la SPE-AIME 3719, Universal Drilling and Engineering Consultants, Inc., Agosto 1972.
7. Constant, D. y Bourgoyne, A.T., "Fracture-Gradient Prediction for Offshore Wells", artículo de la SPE 15105, SPE Drilling Engineering, Luisiana, Junio 1988, pp. 136 -140.
8. Barker, J. W., y Wood, T. D., "*Estimating Shallow Below Mudline Deepwater Gulf of Mexico Fracture Gradients*", Houston AADE Foro técnico anual, 1997.
9. Adams, N. K.; **Drilling Engineering: An Approach Well Design**; Ediciones PennWell; Tulsa, Oklahoma, 1985.
10. Bourgoyne, A. T. y Millhelm, K. K., "**Applied Drilling Engineering**", Serie de libros de texto de la SPE, Vol 2, Richardson, Texas, 1991.
11. Rocha, L. A., y Bourgoyne, A. T.; "A New Simple Method To Estimate Fracture Pressure Gradient"; artículo de la SPE 28710, Drilling & Completion; Septiembre 1996, pp. 153-159.
12. Eaton, B. A.; "The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs", Eaton Industries of Houston Inc., Society of Petroleum Engineers of AIMC; artículo de la SPE 5544, 1975.
13. Holbrook, P., "Pore Pressure Through Earth Mechanical Systems; The Force Balanced Physics Of The Earth's Sedimentary Crust", Force Balanced Petrophysics, 2001, Houston, Tx.
14. Ben, E. L., "Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments", Memorias de la AAPG 70, 1994.
15. López V. M., y Velázquez C., D., "Normal Resistivity Trends for Geopressure Analysis in Mexican Offshore Wells", Conferencia de Tecnología Costafuera, Houston, Mayo 2006, OTC, artículo de la SPE 18192.
16. Matthews, W. R. y Kelly, J., "How To Predict Formation Pressure And Fracture Gradient From Electric And Sonic Logs", Oil and Gas J, febrero 20, 1967.
17. Bowers, G. L.; "Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting For Overpressure Barrenisms Besides Undercompaction", Exxon Production Research Company, SPE 27488, Perforación y terminación, Junio 1995
18. Daines, S. R.; "Prediction of Fracture Pressures for Wildcat Wells", Journal of Petroleum Technology, Abril 1982, pp. 863-872.
19. Holbrook, P. W. y Maggiori, D. A., "Real-Time Pore Pressure and Fracture-Pressure and Fracture-Pressure Determination in All Sedimentary Lithologies". Society of Petroleum Engineers, Formation Evaluation, Diciembre 1995, 215-222. artículo de la SPE 26791.

20. Brennan R. M. y Annis M. R., "A New Fracture Gradient Prediction Technique that Shows Good Result in Gulf of Mexico Abnormal Pressure", artículo de la SPE 13210, Septiembre 1984, Houston, Texas.
21. Eaton, B. A., "Fracture Gradient Prediction And Its Application In Oilfield Operations", SPE-AIME, continental Oil Co., artículo de la SPE 2163, Octubre 1969, pp 1353 – 1360
22. Eaton, B. A. y Eaton, T. L., "Fracture Gradient Prediction For The New Generation", Eaton Drilling & Engineering Consultants, World Oil, Octubre 1997, Houston, Texas, pp. 93-100.
23. Li S. y Pardy C; "Maximum Horizontal Stress And Wellbore Stability", Lima Peru, 1-3 diciembre 2010 artículo de la SPE 139280.
24. Breckels, I.M. y Van Eekelen, H. A. M., "Relationship Between Horizontal Stress And Depth In Sedimentary Basins", artículo de la SPE 10336, 1981.
25. Nicholls, H. R., "In Situ Determination Of The Dynamic Elastic Constants Of Rocks", Universidad de Michigan, Bureau of Mines, 1961.
26. Reynolds, Henry R. "Rock Mechanics", Crosby Lockwood, 1961, Universidad de Michigan, Technology & Engineering.
27. Wuerker R. G., "Annotated Tables Of Strength And Elastic Propierties Of Rocks", University of Illinois, Urbana, Ill, Artículo de la SPE 663-G, 1956.
28. Lin W., "Mechanical Behavior Of Mesaverde Shale And Sandstone At High Pressure", artículo de la SPE/DOE 9835, 27 – 29 mayo, 1981, Denver, Colorado.
29. Lingle, R., y Jones, A. H., "Comparison Of Log And Laboratory Measured P-Wave And S-Wave Velocities", SPWLA 1977, 18vo Simposium Anual de Registros, Junio 1977, Salt Lake City, Utah.
30. Prasad U., y Curry D., "Improved Method for Estimating the Strenght of Carbonate Rocks", artículo de la SPE 14043, Universidad de Toronto, Diciembre 2009, IPTC.
31. Anderson, E. M., "*The dynamics of faulting*", Oliver y Boyd, Segunda edición, 1951
32. Lewis L. L., "Dynamic Rock Mechanics Testing for Optimized Fracture Designs". Society of Petroleum Engineers, BJ Sevices Company, USA. 1997. 22-36. artículo de la SPE 38716.
33. Lal, M. "Shale Stability: Drilling Fluid Interaction And Shale Strength", artículo de la SPE 54356 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, 20-22 april 1999.
34. Simangunsong R. A y Villatoro J. J. "Wellbore Stability assessment for highly inclined wells using limited", Septiembre 2006, artículo de la SPE 99644
35. Velázquez C., D. y López S., V., "Estudio de Geopresiones y Estabilidad de Pozos en el Área Marina de la División Norte", proyecto F-42461, Instituto Mexicano del Petróleo, Julio del 2005.
36. Zhu D. y Zang Y., "Fuzzy Decision Model For Rock Mass Failure Analysis", Rock mechanics, Deemen y Schultz, ARMA 95-0675, Ed., 1995, Balkema, Rotterdam.
37. Kang Y., Yu M. y Miska S., "Wellbore Stability: a Critical Review and Introduction to DEM", artículo de la SPE 124669, Universidad de Tulsa, Louisiana, Octubre 2009,
38. Hottman, C. E. y Johnson, R. K.; "Estimation of Formation Pressure from Log-Derived Shale Properties", Journal of Petroleum Technology, Shell Development Co., R.K. Johnson, Shell Oil Co., artículo de la SPE 1110, Agosto, 1965.
39. Jardínez T., A. y López S., V. M., Velázquez C., D., "Análisis de Geopresiones con Registros Geofísicos en Tiempo Real en Pozos Marinos de la Región Norte", Revista de Ingeniería de Perforación, PEMEX-Subdirección de Perforación, Enero-Febrero del 2006.
40. Ramos R., H., **65 aniversario de los registros eléctricos en México**, PEMEX, 2011.



41. Zamora, Mario; "New Method Predicts Gradient Fracture"; MI Drilling Fluids Co.; Petroleum Engineer International; Septiembre 1989, Houston, Texas; pp. 38-47.
42. Domínguez O. A.; **Aplicación de la Geomecánica en Formaciones Litorarenita en el Campo Furbero**, Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de ingeniería., México, DF. 2012.
43. Senseny P. E., "Laboratory Measurements Of Mechanical Properties Of Sandstones And Shales", Denver Colorado, Marzo 14-16 1983, SPE/DOE 11762.
44. Terzaghi, K. y Peck, R. B.: "Soil Mechanics in Engineering Practice, John Wiley and Sons", 1948.
45. Zipf, R.K. "Numerical Modeling Procedures For Practical Coal Mine Design", NIOSH, Pisttsburgh Research Laboratory, Pittsburgh, PA, USA.
46. Lawrence H. W., "In Situ Measurement of the elastic properties of rocks", Tulsa, Oklahoma, Birdwell A Division of Seismograph Service Corp.
47. Mitchell, R. F., **Petroleum Engineering Handbook**, SPE, Austin, Texas, 2006, Vol. 2, 871 pp
48. Nawrocki, P. A. "Critical Wellbore Pressures Using Different Rock Failure Criteria", 6th Asian Rock Mechanics Symposium, 23-27 octubre, 2010, New Delhi, India.
49. Fitzgerald R., W. y Wesley, Addison, "Mechanics Of Materials", 1982
50. Garcia Gavito, David., "A New Rock Strength Model And Its Practical Applications", artículo de la SPE 35322, Villahermosa, Tabasco, Marzo 5-7, 1996.
51. Wood, D., y Shaw H., "The Correlation Of Unconfined Compressive Strength With Dry Density And Grain Size For Different Aged Sedimentary Rock", Rock Engineering and Technology for sustainable underground construction, 28 – 30 may 2012, Stockholm, Sweden
52. García H., M. G., **Desarrollo de Investigación**, Instituto Mexicano del Petróleo, 2009, D.F. México.
53. Ewy, R. T., "Wellbore Stability Predictions by Use Of a Modified Lade Criterion", artículo de la SPE 56862-PA, Drill y completion, 14, junio 1999.

## Apéndice A

### Conversiones utilizadas en la investigación de esta tesis.

#### A.1 Análisis dimensional en el Sistema Internacional de unidades.

Magnitud	Símbolo	Dimensión	Nombre	Expresión en unidades SI básicas	Expresión en otras unidades SI
Longitud	l	L	Metro	m	----
Masa	m	M	Kilogramo	Kg	----
Tiempo	t	T	Segundo	s	----
Volumen	V	L <sup>3</sup>	metro cúbico	m <sup>3</sup>	----
Velocidad	v	LT <sup>-1</sup>	metro por segundo	m·s <sup>-1</sup>	----
Corriente Eléctrica	A	I	Ampere	A	----
Densidad de masa	$\rho$	ML <sup>-3</sup>	kilogramo por metro cúbico	kg·m <sup>-3</sup>	----
Fuerza, Peso, Tensión, Empuje	F	MLT <sup>-2</sup>	Newton (N)	kg·m·s <sup>-2</sup>	J·m <sup>-1</sup>
Presión	p	ML <sup>-1</sup> T <sup>-2</sup>	Pascal (Pa)	kg·m <sup>-1</sup> ·s <sup>-2</sup>	N·m <sup>-2</sup>
Energía, trabajo, cantidad de calor	J	ML <sup>2</sup> T <sup>-2</sup>	Joule	kg·m <sup>2</sup> ·s <sup>-2</sup>	N·m
Potencia	P	W	Watt (W)	kg·m <sup>2</sup> ·s <sup>-3</sup>	J·s <sup>-1</sup> = VA
Resistencia eléctrica	R	ML <sup>2</sup> T <sup>-3</sup> I <sup>-2</sup>	ohm ( $\Omega$ )	kg·m <sup>2</sup> ·s <sup>-3</sup> ·A <sup>-2</sup>	V·A <sup>-1</sup>
Resistividad	$\rho$	M <sup>1</sup> L <sup>3</sup> T <sup>-3</sup> I <sup>-2</sup>	Ohmio por metro	kg·m <sup>3</sup> ·s <sup>-3</sup> ·A <sup>-2</sup>	$\Omega$ ·m
Carga eléctrica, cantidad de electricidad	Q	AT	Coulomb (C)	S·A	F·V
Conductancia eléctrica	G	M <sup>-1</sup> L <sup>-2</sup> T <sup>3</sup> I <sup>2</sup>	Siemens (S)	kg <sup>-1</sup> ·m <sup>-2</sup> ·s <sup>3</sup> ·A <sup>2</sup>	$\Omega^{-1}$
Conductividad	Y	M <sup>-1</sup> L <sup>-3</sup> T <sup>3</sup> I <sup>2</sup>	Siemens por metro	kg <sup>-1</sup> ·m <sup>-3</sup> ·s <sup>3</sup> ·A <sup>2</sup>	$\Omega^{-1}$ ·m <sup>-1</sup>

Coeficiente de compresibilidad isotérmica	K	$M^{-1}LT^2$		$kg^{-1} \cdot m \cdot s^2$	$Pa^{-1}$
Ángulo plano	$\theta$	$LL^{-1}$	radian	$m \cdot m^{-1}$	Rad
Fricción	$\mu$	$\frac{MM^{-1}L}{L^{-1}TT^{-2}}$	adimensional	$\frac{Kg \cdot Kg^{-1} \cdot m \cdot m^{-1} \cdot s^2}{s^{-2}=1}$	adimensional
Deformación	D	L	metro	m	
Gravedad	g	$LT^{-2}$	metro por segundo cuadrado	$m \cdot s^{-2}$	

## A.2 Conversiones.

### Unidades de densidad.

$$1 \text{ g/cm}^3 = 8.35 \text{ lb/gal}$$

$$1 \text{ lb/gal} = 0.120 \text{ g/cm}^3$$

### Unidades de masa.

$$1 \text{ kg} = 2.2046 \text{ lb} = 1000 \text{ g}$$

$$1 \text{ lb} = 0.45359 \text{ kg} = 453.5927 \text{ g}$$

### Unidades de longitud.

$$1 \text{ m} = 3.2808 \text{ pie} = 39.3701 \text{ pulg}$$

$$1 \text{ pie} = 0.3048 \text{ m} = 12 \text{ pulg}$$

$$1 \text{ pulg} = 0.0254 \text{ m} = 0.0833 \text{ pie.}$$

### Unidades de presión.

$$1 \text{ Bar} = 14.5 \text{ psi} = 0.100 \text{ MPa.}$$

$$1 \text{ psi} = 0.0689 \text{ Bar} = 0.00689 \text{ MPa} = 144 \text{ lbf/pie}^2 = 6894757 \text{ kPa.}$$

$$1 \text{ MPa} = 145 \text{ Psi} = 10 \text{ Bar.}$$

$$1 \text{ Pa} = 1 \text{ N/m}^2.$$

### Unidades de Gradiente de Presión.

$$1 \text{ psi/pie} = 19.24 \text{ lb/gal/pie.}$$

$$1 \text{ kg/cm}^2/\text{m} = 14.2247 \text{ psi/pie.}$$

### Unidades de volumen

$$1 \text{ l} = 0.0061 \text{ bbl} = 0.22 \text{ gal} = 1000 \text{ cm}^3.$$

$$1 \text{ cm}^3 = 0.00000611 \text{ bbl} = 0.00021997 \text{ gal} = 0.001 \text{ l.}$$

$$1 \text{ bbl} = 159 \text{ l} = 34.9722 \text{ gal} = 158987.2386 \text{ cm}^3.$$

### Peso de lodo equivalente

$$\text{Presión (psi)} = \text{EMW (ppg)} * (\text{TVD} * 0.0519)$$

## Apéndice B

### Estimación de propiedades mecánicas de diferentes tipos de rocas.

#### Resistencia a la compresión

##### Roca arena.

$$C_o = 185213 e^{-0.037Dt} \dots\dots\dots (B.1)$$

$$C_o = (46.2 e^{(0.027 * E)}) * 145 \dots\dots\dots (B.2)$$

$$C_o = (838825 e^{(-0.057 * \Delta t)}) \dots\dots\dots (B.3)$$

##### Roca arenisca lutita.

$$C_o = 145 * (254 - 204 * \text{varcilla}) * (1 - 27\phi)^2 \dots\dots\dots (B.4)$$

##### Roca lutita.

##### Lutitas del Golfo de México.

$$C_o = 62.35 \times \left(\frac{304.8}{\Delta t}\right)^{3.2} \dots\dots\dots (B.5)$$

$$C_o = 1450 \times \left(\frac{304.8}{\Delta t - 1}\right) \dots\dots\dots (B.6)$$

$$C_o = (7.22E^{0.712}) \times 145 \dots\dots\dots (B.7)$$

$$C_o = (1.001\phi^{-1.143}) \times 145 \dots\dots\dots (B.8)$$

$$\phi < 0.10$$

$$C_o = (41.47 \times \phi^{-1.762}) \dots\dots\dots (B.9)$$

$$\phi > 0.27$$

$$C_o = (0.77 \times V_p^{2.93}) \dots\dots\dots (B.10)$$

$$C_o = \left(\frac{5(V_p - 1)}{\sqrt{V_p}}\right) \dots\dots\dots (B.11)$$

$$C_o = (0.43 \times V_p^{3.2}) \dots\dots\dots (B.12)$$

##### Lutita del Mar del Norte.

$$C_o = 111.65 \times \left(\frac{304.8}{\Delta t}\right)^{2.93} \dots\dots\dots (B.13)$$

##### Roca caliza.

$$C_o = \left(\frac{7682}{\Delta t}\right)^{1.82} \dots\dots\dots (B.14)$$

$$C_o = 10^{\left(2.44 + \left(\frac{109.14}{\Delta t}\right)\right)} \dots\dots\dots (B.15)$$

##### Dolomía

$$C_o = (64 \times E^{0.34}) \dots\dots\dots (B.16)$$

Donde:

Co = resistencia uniaxial a la compresión.

Dt = es el tiempo de tránsito (µs/pie).

### Ángulo de fricción.

$$\theta = \text{sen}^{-1} \left[ \frac{\left( \frac{304878}{Dt} - 1000 \right)}{\left( \frac{304878}{Dt} + 1000 \right)} \right] \dots\dots\dots (B.17)$$

#### Roca arena.

$$\theta = 57.8 - 105\phi \dots\dots\dots (B.18)$$

$$\theta = C_o \left( \frac{1 - \text{sen}\phi}{2 \times \text{cos}\phi} \right) \dots\dots\dots (B.19)$$

#### Roca lutita.

$$\theta = 18.35 \times V_p^{0.5148} \dots\dots\dots (B.20)$$

$$\theta = \text{sen}[(V_p - 1) \times (V_p + 1)] \dots\dots\dots (B.21)$$

## Apéndice C.

### Tabla de velocidades de diferentes tipos de rocas y fluidos.

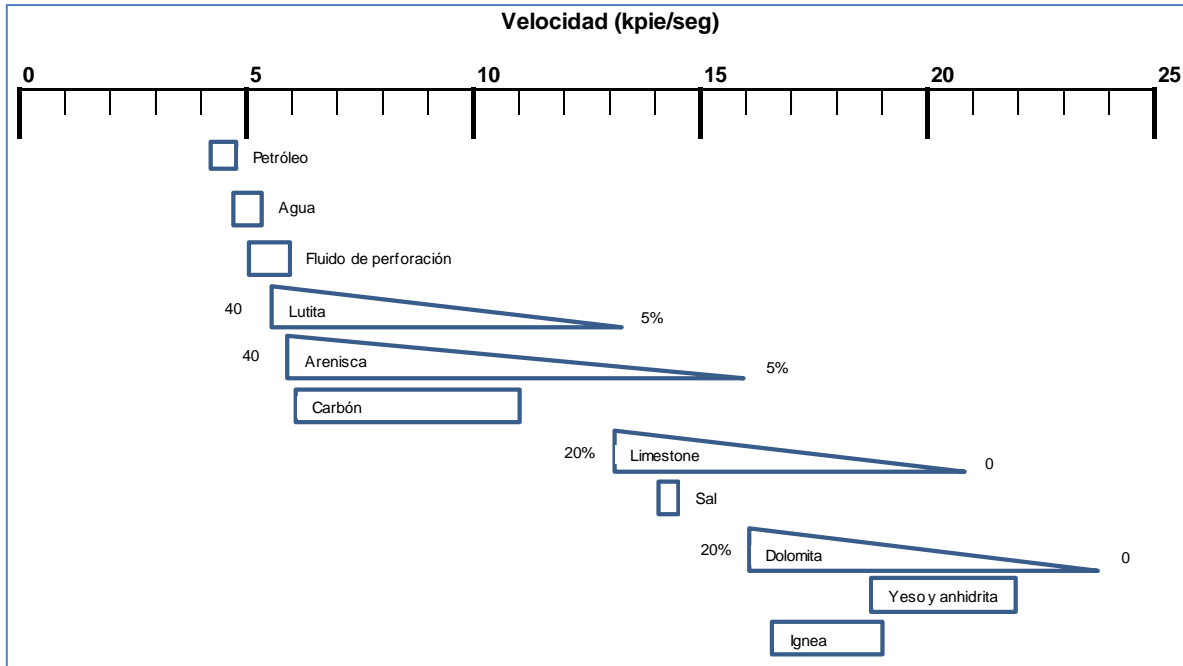


Figura C.1 Velocidades de diferentes tipos de roca y fluidos.

Tabla C.1 Velocidades promedio de diferentes tipos de roca.

Litología	Velocidad de la matriz (pie/s)	Velocidad de la matriz (m/s)
Arenas	15,000 – 19,500	4575 - 5950
Lutitas	5,900 – 16,065	1800 – 4900
Calizas	21,000 – 23,000	6,400 – 7,015
Dolomías	23,000 – 26,000	7,015 – 7,930
Arcillas	6,000 – 16,000	1,830 – 4,880