



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
PETROLERA – PERFORACIÓN

METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE UN MODELO GEOMECÁNICO Y DE
ESTABILIDAD DE POZOS, CON INFORMACIÓN DE PROPIEDADES ELÁSTICAS Y DE
RESISTENCIA DE ROCA, OBTENIDA DE NÚCLEOS

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

PRESENTA:
BLADIMIR LEYVA HERNANDEZ

TUTOR PRINCIPAL
DR. DANIEL GARCÍA GAVITO, PEMEX, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

MÉXICO, D. F. OCTUBRE 2013

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO
Secretario: DR. RUBÉN NICOLÁS LÓPEZ
Vocal: DR. DANIEL GARCÍA GAVITO
1^{er.} Suplente: DR. VICENTE CASARIEGO GONZÁLEZ
2^{d o.} Suplente: M. EN I. MARIO GERARDO GARCÍA HERRERA

Lugar donde se realizó la tesis: CIUDAD DEL CARMEN, CAMPECHE.

TUTOR DE TESIS:

DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

FIRMA

DEDICATORIA

A MIS PADRES:

Lucía Leonor: Por traerme a este mundo, por tu amor y tus regaños que me sirvieron para desarrollarme en la vida y profesionalmente.

Isidro: Por apoyarme y orientarme en mis decisiones, porque gracias a tus consejos aprendí que para obtener lo que se quiere hay que buscarlo sin cansancio.

A MI ESPOSA:

Candy: Gracias por estar a mi lado, por tu insistencia en que yo terminara esta tesis, por los buenos momentos vividos y también por aquellos momentos no tan buenos que nos sirvieron para fortalecer nuestro amor.

A MIS HIJAS:

Valeria y Vanessa: Son lo mejor de mi vida, las amo inmensamente, perdón por el tiempo que no he podido compartir con ustedes. Espero que el día de mañana pueda ver sus sueños realizados.

A mi familia: Arturo, Deissy, Hilario, Becky, Patricia, Francisco, Arturito, Susana, Marcos, Lucy y Cristel, para que preparen la pachanga.

AGRADECIMIENTOS

A **Petróleos Mexicanos** por la oportunidad de desarrollarme Profesionalmente.

A mi asesor **Dr. Daniel García Gavito**: Gracias por su tiempo y apoyo durante la realización de la tesis, mi respeto y eterno agradecimiento.

A mis sinodales: **Dr. Fernando Samaniego Verduzco, Dr. Vicente Casariego Gonzales, Dr. Rubén Nicolás López** y **M.I. Mario Gerardo García Herrera**, por su invaluable tiempo y apoyo para concluir el documento final.

A **Allan**: Por su orientación en la selección del tema a desarrollar en el presente trabajo.

Índice

Resumen	1
Abstract	2
Justificación	3
CAPITULO I INTRODUCCIÓN	4
1.1. Área de estudio	6
1.2. Geología Estructural	6
1.3. Columna Geológica	9
CAPITULO II.- GENERALIDADES DE LA GEOMECÁNICA	12
2.1. Propiedades Mecánicas de la roca	12
2.2. Propiedades Elásticas	13
2.3. Elasticidad Lineal y Elasticidad no Lineal	13
2.4. Definición de Esfuerzo	16
2.5. Clases de fuerzas a que está sometida la roca	20
2.6. Definición de esfuerzos principales	25
2.7. Criterio de falla de Mohr-Coulomb	32
2.8. Geometría de las fallas de cizalla	39
CAPITULO III.- METODOLOGÍA Y FLUJO DE TRABAJO	46
3.1. Auditoría de datos	47

3.2. Revisión de eventos de perforación	50
3.4. Mecánica Estratigráfica	51
3.5. Esfuerzo Vertical	51
3.6. Presión de Poro	52
3.7. Propiedades elásticas y de resistencia de la roca	52
3.8. Esfuerzo horizontal mínimo y máximo	55
CAPITULO IV.- CORRELACIONES EMPÍRICAS	58
4.1. Propiedades Estáticas vs Propiedades Dinámicas	59
4.2. Información de núcleos	60
4.3. Módulos dinámicos	65
4.4. Correlación empírica para determinar módulos de Young y relación de poisson estáticos de los módulos dinámicos	66
4.4.1 Módulo de Young	66
4.4.2 Relación de Poisson	67
4.5. Resistencia de la Roca	68
4.6. Criterio de falla de Mohr-Coulomb	69
4.7. Resistencia de la roca del pozo H-1	71
4.8. Correlación empírica de <i>UCS</i> del pozo H-1	74
4.9. Correlación empírica del ángulo de fricción del pozo H-1	76
4.10. Resistencia a la tensión	78
4.11. Validación de las correlaciones empíricas	79

CAPITULO V.- MODELO GEOMECÁNICO DEL POZO H-1	83
5.1. Auditoría de datos	83
5.2. Eventos de perforación	87
5.3. Mecánica estratigráfica	88
5.4. Esfuerzo Vertical	90
5.5. Presión de poro	92
5.6. Propiedades elásticas de la roca	95
5.7. Propiedades de resistencia de la roca	96
5.8. Resistencia a la Tensión	98
5.9. Determinación de dirección de esfuerzos	98
5.10. Determinación del esfuerzo horizontal mínimo y máximo	98
5.11. Simulación y resultados	99
5.12. Ajuste al modelo geomecánico	103
5.13. Ajuste a las correlaciones empíricas para determinar las propiedades Elásticas y de resistencias de la roca	106
5.14. Modelo geomecánico final y validación del modelo	111
5.15. Comparación de las correlaciones empíricas del pozo H-1, con correlaciones publicadas	113

CAPITULO VI.- APLICACIÓN DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS EN POZOS
VECINOS

6.1. Ubicación del pozo H-101	120
6.2. Auditoría de datos	121
6.3. Eventos de perforación	124
6.4. Mecánica Estratigráfica	125
6.5. Esfuerzo de sobrecarga	127
6.6. Presión de Poro	129
6.7. Propiedades elásticas de la roca	131
6.8. Propiedades de resistencia de la roca	133
6.9. Determinación del Esfuerzo horizontal mínimo y máximo	135
6.10. Simulación y resultados	135
CAPITULO VII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	139
BIBLIOGRAFIA	146
NOMENCLATURA	150

RESUMEN

Una de las herramientas importantes que nos permite minimizar y hasta evitar los problemas de estabilidad de pozo, es la Geomecánica. En este trabajo se presenta la metodología para realizar el modelo Geomecánico y la estabilidad de pozos para formaciones del periodo terciario, empleando para el cálculo de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, correlaciones empíricas determinadas a partir de la información de los núcleos cortados en el pozo H-1.

Esta metodología y correlaciones empíricas fueron validadas con la elaboración del modelo geomecánico y de estabilidad, de otro pozo perforado a 1.72 km del pozo H-1. Las correlaciones empíricas obtenidas con información de núcleos del pozo H-1 y validadas en el pozo H-101, nos proporcionan una herramienta importante para la obtención de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, que nos va a permitir elaborar el modelo geomecánico y de estabilidad de pozo más confiable y así programar las densidades del lodo de perforación que nos permitan optimizar los tiempos y costos de perforación de los pozos perforados en el área, haciendo más rentable los proyectos de inversión. Adicionalmente las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, se pueden utilizar para la selección del tipo de barrena, así como para seleccionar sus parámetros de operación.

La aplicación de la metodología presentada, nos permite utilizar información generada en el área que se va a evaluar, para obtener correlaciones que aplican a las formaciones regionales y no depender de correlaciones que fueron generadas para otro tipo de formaciones y que nos dan como resultado modelos geomecánicos y de estabilidad de pozos con un alto grado de incertidumbre.

ABSTRACT

One of the important tools that allow us to minimize and even avoid wellbore stability problems is the Geomechanics. This work presents the methodology to realize the geomechanical model and wellbore stability for formations of the tertiary period, using the calculation of the elastic properties and rock strength, empirical correlations determined from the information of the cores cut in well H-1.

This methodology and empirical correlations were validated with the geomechanical model development and stability, by well drilled 1.72 km of well H-1. the empirical correlations obtained with information from the core of the well H-1 and validated in the well H-101, It supply an important tool for obtaining the elastic properties and rock strength, will allow us to develop the geomechanical model and wellbore stability, for program the weigth drilling fluids, that allow us to enhance the time and cost of drilling the wells drilled in the area, doing more profitable investment projects. Additionally the both elastic and rock strength properties can be used to select the bit type, as well as to select the parameters of the operation.

The application of the methodology presented, allows us to use the information generated in the area that will be evaluated, to get correlations that apply to the regional formations and don't depend of correlations that were generated for other types of formations.

JUSTIFICACION

Actualmente en Petroleros Mexicanos, para programar los asentamientos de las tuberías de revestimiento de pozos, así como la densidad óptima que nos permita perforar en forma segura, se realizan modelos Geomecánicos, mismos que se van actualizando durante la perforación del pozo. Sin embargo, en la elaboración de estos modelos Geomecánicos se utilizan correlaciones que fueron desarrolladas en otras partes del mundo y con otro tipo de formaciones a las que tenemos en el golfo de México.

La utilización de estas correlaciones, que no aplican al 100% para las formaciones que perforamos en la sonda de Campeche y Tabasco, nos da como resultados ventanas operativas que no siempre se cumplen, ocasionando con esto incremento en tiempos y costos de perforación de pozos.

Este trabajo puede tomarse como una metodología de trabajo para realizar modelos Geomecánicos y correlaciones empíricas, que aplican a formaciones que tenemos en el Golfo de México.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La inestabilidad de pozo causa problemas considerables en la perforación de pozo y el incremento de los costos asociados a esto en la perforación exploratoria son considerables. Aproximadamente del 10 al 15% del total de los gastos corresponde a los tiempos no productivos de los pozos debido a la inestabilidad de la formación. Liz-Losada (1997), otros estiman que a nivel mundial estos costos están entre los 500 millones de dólares por año¹¹.

Los problemas de inestabilidad pueden ocasionar suspensión temporal de las operaciones, desviaciones de agujero e incluso suspender la perforación, es por eso que antes de iniciar la perforación de un nuevo proyecto exploratorio, en el que los pozos de correlación en ocasiones se encuentra a más de 40 km de distancia, es necesario realizar durante el diseño, un modelo Geomecánico y de estabilidad de pozo, que nos permita programar las densidades adecuadas para evitar problemas de colapso del agujero durante los trabajos de perforación.

Entender el comportamiento de las rocas es muy importante ya que esta se encuentra sometida a esfuerzos compresivos de elevada magnitud, y a altas presiones de poro. Durante el proceso de perforación pueden presentarse diferentes problemas tales como: Pegaduras de tubería, atrapamiento o derrumbe del agujero, generando con esto cavernas que nos pueden ocasionar problemas durante la perforación, durante la adquisición de registros o durante la introducción de la tubería de revestimiento.

La inestabilidad de pozo ocurre como resultado de efectos mecánicos, efectos químicos, o combinación de ambas. En términos simples los efectos mecánicos están usualmente relacionados con el peso inadecuado del lodo, e inapropiadas prácticas de perforación, y por otro lado, los efectos químicos están relacionados con el inapropiado tipo de lodo y la inadecuada inhibición.

Desde el punto de vista mecánico el objetivo de un análisis de estabilidad, es investigar el potencial de inestabilidad de pozo, calculando el estado de redistribución de esfuerzos alrededor del pozo y comparándolo con un criterio de falla. Para entender los problemas de falla de pozo, se deben conocer los factores mecánicos que afectan la estabilidad del pozo. Dentro de los parámetros mecánicos que pueden ser controlados para aminorar los posibles problemas de inestabilidad se encuentran: la dirección e inclinación del pozo y el peso del lodo. Otros factores que juegan un papel muy importante pero que no son controlables son: los esfuerzos in situ terrestres, las propiedades elásticas y de resistencia de las formaciones, la presión de poro y el comportamiento anisotrópico de las rocas.

Los mecanismos de daño mediante los cuales se induce la inestabilidad de pozo, se pueden agrupar en las siguientes categorías: inducidos por esfuerzos, inducidos por discontinuidades pre-existentes, inducidos por aspectos químicos, penetración de la presión del lodo en la formación, inducidos por temperatura y los producidos por compactación y subsidencia de las formaciones.

Generalmente, los factores mecánicos juegan un papel dominante en la fase de perforación, y es por esa razón que nos enfocaremos en el análisis de la Inestabilidad ocasionada por mecanismos de daño mecánicos, tales como las Fallas de pozo inducidas por esfuerzos.

1.1 AREA DE ESTUDIO

El pozo H-1 se encuentra cercano a las costas del estado de Tabasco, en un área con tirantes de agua somero que varían de 10 a 90 m y un potencial importante de contener hidrocarburos en Terciario y Mesozoico. (Figura.1.1)

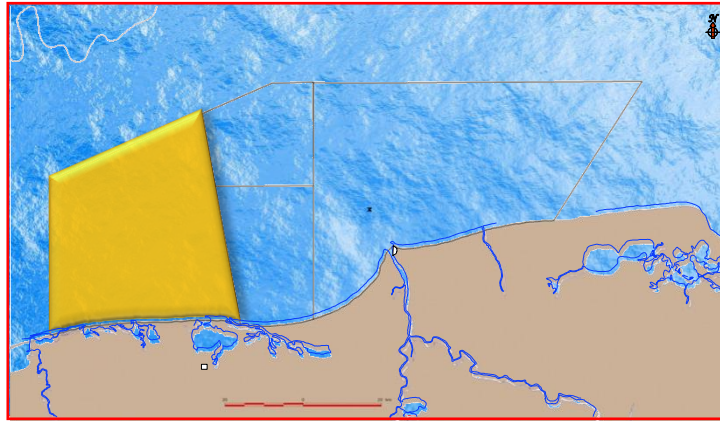


Figura 1.1 Área de Estudio.

1.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El área donde se ubica el pozo H-1 confluyen 3 provincias Tectónicas: la fosa de Comalcalco, la Provincia Salina del Golfo Profundo y la Provincia Salina del Istmo. Estas provincias son rasgos estructurales bastante recientes que deformaron estructuras aún más antiguas relacionadas con la subducción de la Placa de Cocos bajo el Macizo de Chiapas (Figura 1.2)

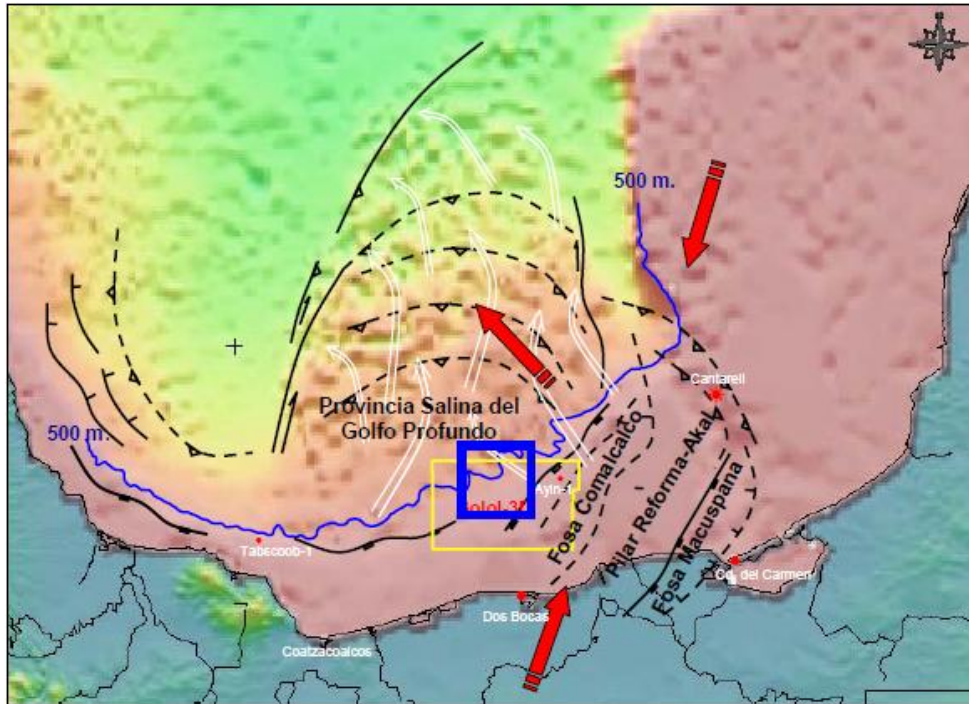


Figura 1.2 Plano estructural del área donde se ubica el pozo H-1.

La interpretación sísmica estructural de las secuencias Mioceno Superior (MS) y Mioceno Medio (MM) (Figura 1.3), indica que el área de estudio ha estado sometida a una fuerte influencia salina y una severa tectónica extensional, lo cual ha provocado un intenso sistema de fallamiento normal con diferentes direcciones y patrones, donde a nivel MS y MM pueden diferenciarse dos grupos de fallas: el primero de ellos se caracteriza por tener una relación directa o asociado a la presencia de cuerpos de sal alóctona que bordean el área y sobre los que se acuñan las secuencias. Dicho sistema tiene una importante penetración en profundidad y adicionalmente limita el área de depósito de las secuencias objetivo.

El segundo sistema de fallamiento presenta una orientación preferencial Este-Oeste y afecta a ambas secuencias (MS, MM), llegando en diversas zonas casi hasta el fondo

marino. El origen de este fallamiento muy probablemente está relacionado al colapso de secuencias infrayacentes por evacuación de la sal hacia la periferia del área de depósito.

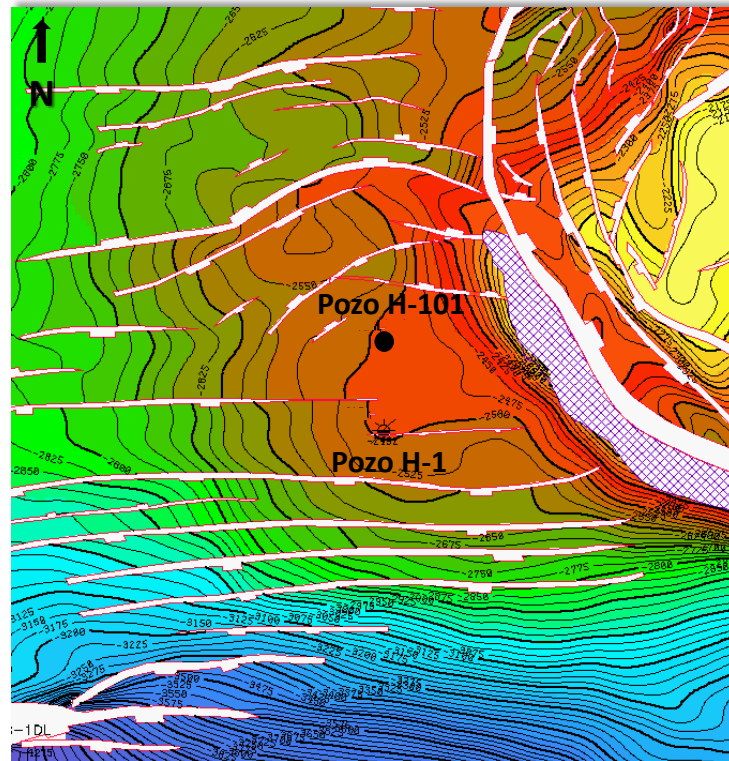


Figura .3. Configuración estructural del Mioceno Medio, pozo H-1.

1.3 COLUMNA GEOLÓGICA

La columna geológica cortada (Figura 1.4.), comprende rocas que van desde el Reciente-Pleistoceno hasta el Mioceno Inferior, las cuales litológicamente se describen a continuación:

PLIOCENO INFERIOR (1105 – 1830 m). Espesor: 725 m.**

Consta de lutita gris verdoso y gris claro, suave y calcárea, en partes ligeramente arenosa; delgados flujos de arena de cuarzo blanco de grano fino, subangulosos y bien clasificados, con porosidad primaria intergranular regular, pirita finamente diseminada.

MIOCENO SUPERIOR (1830 - 2470 m). Espesor: 640 m.

Capas gruesas de lutita gris claro y gris verdoso, suave, calcárea, de aspecto bentonítico, con intercalaciones de arenisca de cuarzo blanco, translucido de grano fino a muy fino, bien clasificado con porosidad primaria intergranular buena.

MIOCENO MEDIO (2470 - 3780 m) Espesor: 1310 m

Está constituido por lutita gris claro, en partes gris oscuro, suave a semidura, calcárea; delgados flujos de arena de cuarzo blanco, translucido de grano fino, subangulosos, bien clasificado; capas delgadas de mudstone café claro, compacto, parcialmente dolomitizado.

MIOCENO INFERIOR (3780 - 3800 m) Espesor: 20 m penetrados

Está conformado por lutita gris claro y gris verdoso, suave a semidura, calcárea; capas delgadas de mudstone café claro, compacto, parcialmente dolomitizado, sin porosidad observable.

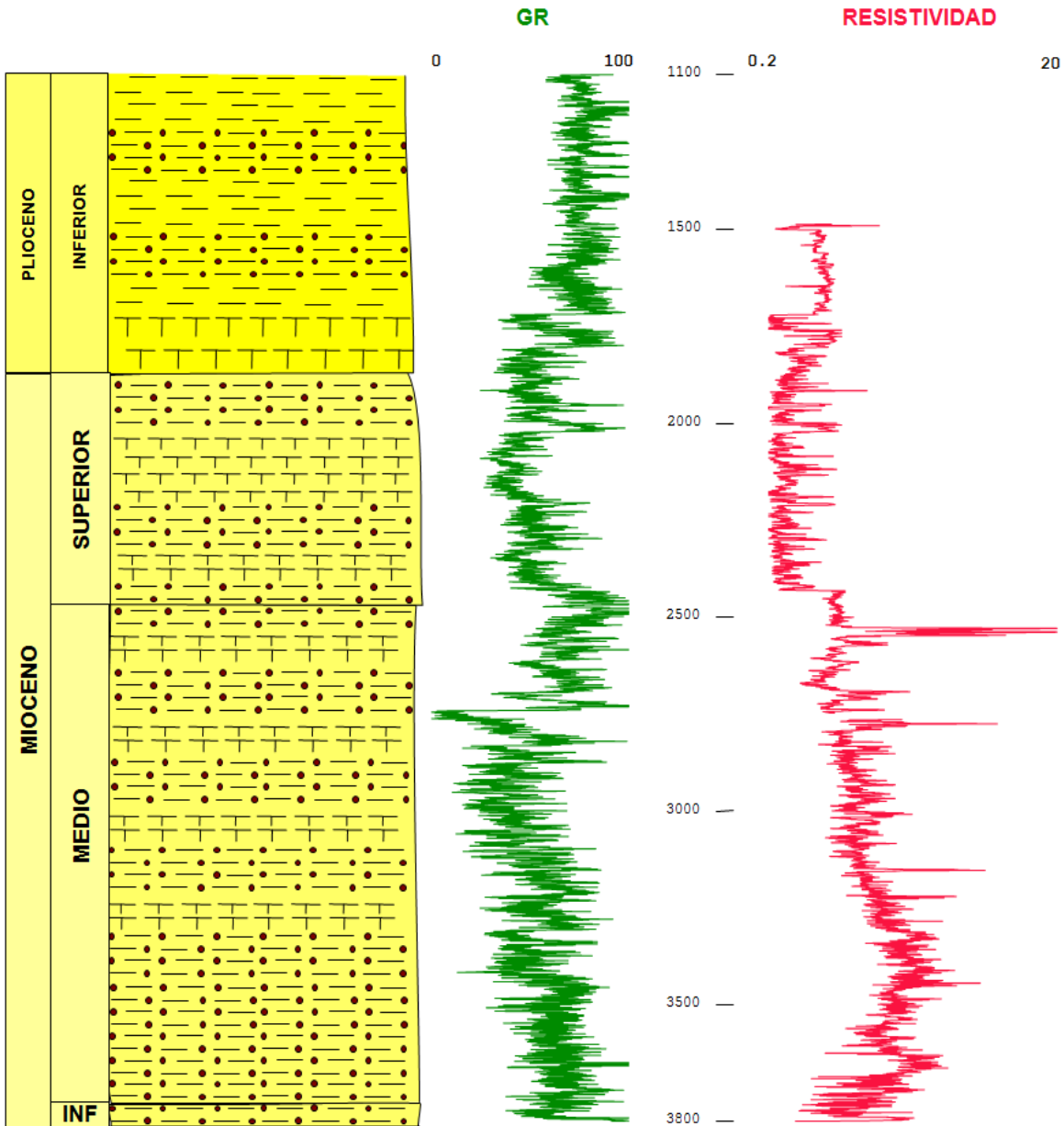


Figura 1.4 Columna geológica esquemática, registros GR y Resistividad del pozo H-1.

Durante la perforación de pozos exploratorios en esta área y en sus cercanías, inicialmente se tuvieron problemas de inestabilidad que ocasionaban un incremento considerable en los costos de perforación, ya que se presentaban problemas de pegaduras, resistencias y en ocasiones pescados que nos obligaban a realizar desviaciones del agujero, para continuar con la perforación.

De los últimos 5 pozos exploratorios perforados en el periodo 2009-2010 en el área en estudio y los alrededores, se diseñaron no solo con el modelo de geopresiones, sino que se elaboró el modelo geomecánico y la estabilidad de pozos, para programar el peso de la densidad suficiente, que nos evitaría los problemas de colapso de agujero.

En promedio, los pozos alcanzaron una profundidad de 5950 metros desarrollados, y en relación a los días reales contra días de perforación programados se optimizó el tiempo en 71 días, por lo que se tuvo un ahorro sustantivo en 453 MM de pesos por pozo y ahorros totales del orden de 2.3 MMM de pesos que equivalen a la perforación de 2 pozos exploratorios

Para la elaboración del modelo geomecánico y de estabilidad de pozos, es necesario calcular las propiedades elásticas y de resistencias de la roca, con correlaciones que nos permitan reproducir los resultados con la experiencia de perforación, sin embargo la mayoría de estas correlaciones fueron desarrolladas para formaciones con características petrofísicas diferentes a las que se tiene en el área de estudio.

En este trabajo se presenta la Metodología y las correlaciones obtenidas con la información de núcleos cortados en el pozo, para la determinación de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, utilizadas en la elaboración del modelo geomecánico y la estabilidad de pozo.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES DE LA GEOMECÁNICA

La Geomecánica es una ciencia que estudia la respuesta mecánica de las rocas, ante cambios del entorno físico entre los que se encuentran los esfuerzos, las presiones y la temperatura que influyen en la perforación de un campo petrolero. Esta ciencia nos ayuda a comprender los diversos problemas asociados con la deformación de las rocas por producción de fluidos, lutitas problemáticas, la compactación y subsidencia y generalmente todo lo relacionado con la estabilidad de pozos. La geomecánica tiene su origen en la ingeniería civil y posteriormente se usó en la minería. Fue hasta los años 70-80 que toma importancia relevante en la industria petrolera

2.1 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS

El objetivo de aplicar el conocimiento de la mecánica de rocas a los problemas de estabilidad de pozos, es para predecir la respuesta de la roca a los esfuerzos que está sometida, como la resistencia de la misma, tensión, compresión y cizalla.

Los parámetros mecánicos de una formación pueden ser divididos en tres principales grupos¹⁰:

1.- Propiedades Elásticas

2.- Propiedades de resistencia de la roca

3.- Esfuerzos in situ aunque no son propiedades mecánicas de la roca influye en los parámetros elásticos y de resistencia de la roca.

2.2 PROPIEDADES ELÁSTICAS

Los materiales en la naturaleza tienen la habilidad para resistir y recuperarse de las deformaciones producidas por los esfuerzos a los que se someten. Esta propiedad se llama elasticidad y es el principio bajo el cual se estudian las propiedades mecánicas de la roca. Muchas veces la teoría elástica para materiales sólidos no es capaz de describir completamente el comportamiento de las rocas haciendo necesario incluir otro concepto llamado poro-elasticidad.

2.3 ELASTICIDAD LINEAL Y ELASTICIDAD NO LINEAL

TEORIA DE LA ELASTICIDAD LINEAL.- Es la respuesta más simple de un material, donde existe una relación lineal entre las fuerzas externas y las deformaciones correspondientes. Esta Teoría fue introducida en 1676 por Robert Hooke, la cual nos dice que la fuerza aplicada a cualquier cuerpo elástico es proporcional a la deformación es decir:

$$\sigma = E\varepsilon \quad (1)$$

Dónde:

σ = Esfuerzo aplicado.

E = Módulo de Young.

ε = Deformación Producida.

TEORIA DE LA ELASTICIDAD NO LINEAL.- Para un material elástico lineal, siempre se tendrá una relación constante entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante, sin tener en cuenta la magnitud del esfuerzo y la deformación, por lo tanto la relación esfuerzo-deformación para cualquier material será una línea recta como se muestra en la Figura.- 2.1a.

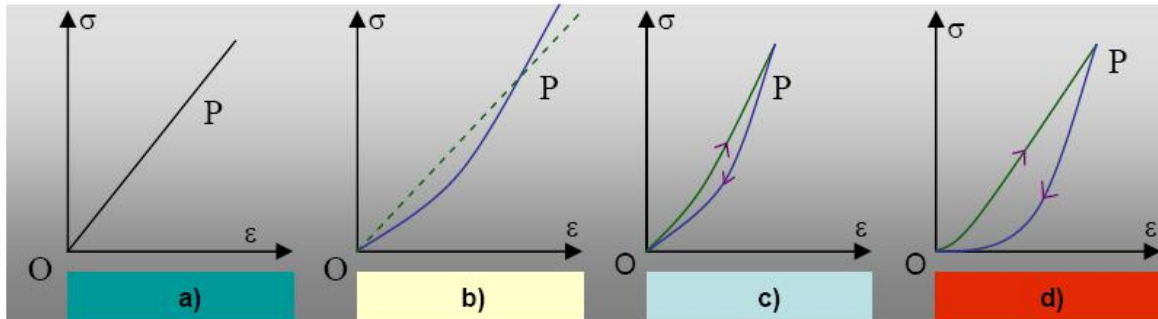


Figura 2.1.- Relaciones esfuerzo-deformación para a) Material elástico lineal, b) Material perfectamente elástico, c) Material elástico con histéresis, d) Material que ha sufrido deformación permanente.

Si el material no obedece a una línea recta en la relación esfuerzo-deformación su comportamiento será de una manera no lineal. Para un material elástico no lineal, la relación esfuerzo-deformación puede ser escrita como:

$$\sigma = E_1 \epsilon + E_2 \epsilon^2 + E_3 \epsilon^3 + \dots \quad (2)$$

Recordando que σ y ϵ generalmente son tensores, es claro que un comportamiento elástico no lineal puede ser muy complicado analizarlo matemáticamente.

El comportamiento no lineal puede tener diferentes causas. La Figura 2.1b, es idéntica para el proceso de carga y descarga; por lo tanto del material se dice que es perfectamente elástico y como se muestra el modulo relacionado al punto P , en la curva puede ser identificado por la inclinación de la línea OP (modulo secante), o por la inclinación de la tangente PT (modulo tangente). Si la definición correcta para el modulo es usada, según la ley de Hooke puede ser escrita de la siguiente manera.

$$\sigma = E_{sec}(\varepsilon)\varepsilon \quad (3)$$

También puede escribirse como:

$$\sigma = E_{tan}(\varepsilon)\Delta\varepsilon \quad (4)$$

Donde $E_{sec}(\varepsilon)$ y $E_{tan}(\varepsilon)$ dependen de la deformación ε , lo cual complica el uso de las ecuaciones anteriores. Por comparación entre estas ecuaciones se puede observar que la relación entre los módulos secantes y tangente es:

$$E_{sec}(\varepsilon) = \frac{1}{\varepsilon} \int_0^{\varepsilon} E_{tan}(\varepsilon') d\varepsilon' \quad (5)$$

La relación esfuerzo-deformación observada en la Figura 2.1c (material elástico) es observada comúnmente en las rocas. La ruta de carga es diferente a la ruta de descarga, este efecto es llamado histéresis; esto quiere decir que el trabajo hecho durante el proceso de carga no es completamente liberado durante la descarga, de tal forma que parte de la energía de deformación se disipa en el material. El modulo elástico relacionado con la etapa de descarga es llamado módulo de descarga. Ya en la Figura 2.1d, el material ha sufrido una deformación permanente durante el ciclo carga-descarga (Material dúctil).

2.4 DEFINICION DE ESFUERZO

El esfuerzo es definido como una fuerza actuando sobre un área o mejor sobre una superficie. En geomecánica, por convención, los esfuerzos compresivos son tomados positivos debido a que las fuerzas que prevalecen en la naturaleza son usualmente compresivas. En la Figura 2.2, se muestra un pilar el cual está soportando un peso en el tope, debido a este peso, una fuerza está actuando sobre el pilar, y este reacciona con una fuerza en la dirección opuesta, puede verse que la fuerza que se aplica sobre el material es igual a través de su eje axial, pero si se calculan los esfuerzos existentes en cada sección (*a*), (*b*) y (*c*) se puede ver que son diferentes.

El esfuerzo en la sección o superficie (*a*) es:

$$\sigma_a = \frac{F}{A_a} \quad (6)$$

Dónde:

σ = Esfuerzo.

F = Fuerza.

A = Área

Ahora considerando la superficie (*b*) se tiene: (despreciando la fuerza del cuerpo, peso del pilar)

$$\sigma_b = \frac{F}{A_b} \quad (7)$$

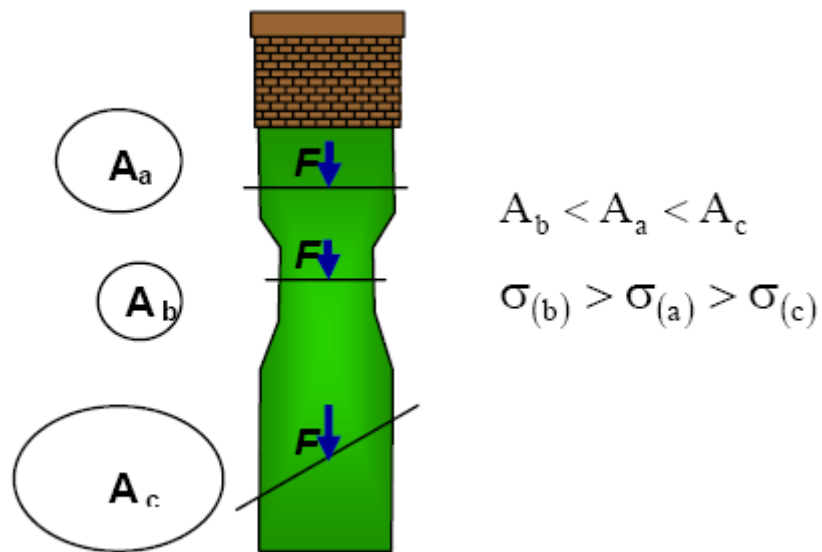


Figura 2.2. Definición de esfuerzo¹⁰.

La fuerza actuando a través de la sección transversal Ab es igual a la fuerza actuando a través de la sección transversal Aa (despreciando el peso del pilar), donde el área Ab es más pequeña que Aa , de tal forma que el esfuerzo en (b) es más grande que el esfuerzo en (a) . Resumiendo se puede concluir que el esfuerzo depende de la posición dentro del elemento cargado.

La orientación de la fuerza relativa a la sección transversal es también muy importante. Por ejemplo si se considera la sección transversal en (c) con un área Ac donde la fuerza no es normal a dicha sección; se puede descomponer la fuerza F en una

componente Normal F_N y una componente paralela F_P a la sección como se observa en la Figura 2.3, definiendo:

$$\sigma_N = \frac{F_N}{A} \quad (8)$$

$$\tau_s = \frac{F_p}{A} \quad (9)$$

Donde σ_N es el esfuerzo normal y τ_s es el esfuerzo de corte. Por lo tanto, hay dos tipos de esfuerzos que pueden actuar a través de una superficie donde la magnitud de cada uno depende de la orientación de la superficie. Los esfuerzos normales son perpendiculares a la superficie sobre la cual actúan y tienden a cambiar el volumen del material; mientras que los esfuerzos de corte o de cizalla actúan paralelos a la superficie y tienden a deformar el material pero sin cambiar su volumen. Los esfuerzos frecuentemente son expresados en Pa ($pascal = 1N/m^2$), bar , $atmósfera$ ó Psi ($Lbs/pulg^2$).

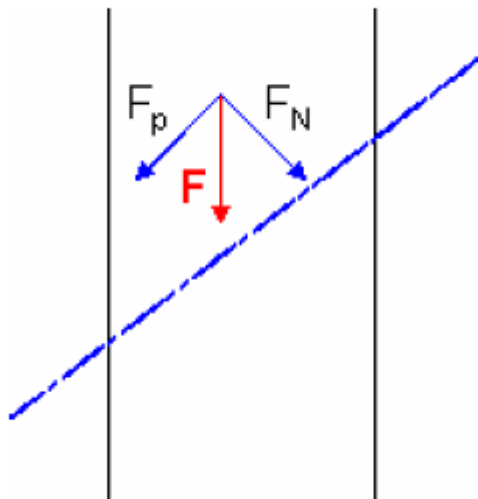


Figura 2.3. Descomposición de esfuerzos¹⁰.

• **Definición del esfuerzo local en un punto** Dividiendo la sección transversal (a) en la Figura 2.2 en un número infinito de sub-secciones ΔA_i en la cual una parte infinitesimal ΔF de la fuerza total F que está actuando, puede variar de una subsección a otra como se puede ver en la Figura 2.4 donde una sub-sección i contiene un punto P y el esfuerzo en dicho punto es definido como el valor límite de $\Delta F_i / \Delta A_i$ cuando ΔA_i tiende a cero¹⁰.

$$\sigma_i = \lim_{\Delta A_i \rightarrow 0} \frac{\Delta F_i}{\Delta A_i} \quad (10)$$

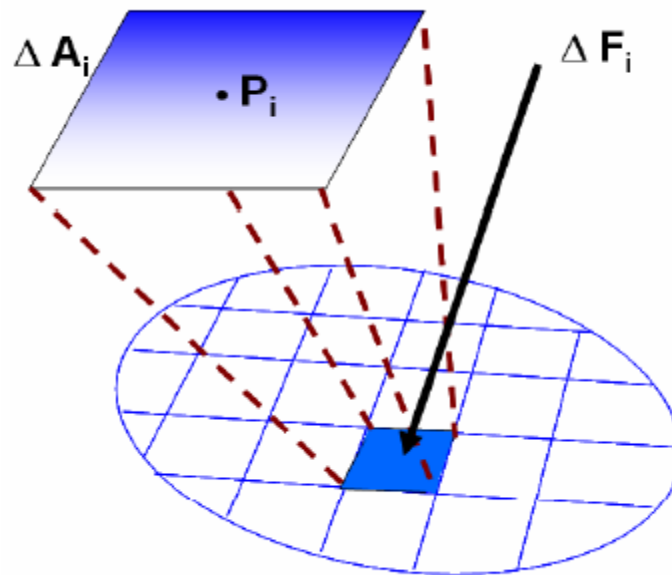


Figura 2.4. Esfuerzo local en un punto¹⁰.

2.5 CLASES DE FUERZAS A LA QUE ESTA SOMETIDA LA ROCA

Fuerzas de cuerpo Son fuerzas que actúan en cada parte del cuerpo, y dependen de la cantidad de masa de roca (ejemplo, fuerza de la gravedad de un elemento en una formación debido al peso del cuerpo). Estas fuerzas generalmente elevan los gradientes de esfuerzos, donde el esfuerzo total se incrementa con el incremento de la profundidad¹⁶.

Fuerzas de superficie Son fuerzas que actúan a través de superficies de contacto entre partes adyacentes de un sistema rocoso. Una fuerza de superficie no es completamente paralela o perpendicular al plano de superficie por lo tanto la fuerza debe ser expresada como la suma de dos componentes: fuerza normal y fuerza de cizalladura¹⁶.

Fuerzas Compresivas y Tensivas Fuerzas compresivas se tienen cuando se aplican fuerzas a través de un plano, donde las partículas a ambos lados del plano tienden a estar más juntas o más cercanas. Y las fuerzas de tensión son fuerzas a través de un plano donde las partículas a ambos lados del plano tienden a separarse¹⁶.

Fuerzas normales y de cizalladura Una fuerza normal se tiene cuando la fuerza es perpendicular al plano, contrario a las fuerzas de cizalladura donde la fuerza es paralela al plano¹⁶.

Fuerzas uniformes y no uniformes Cuando se tiene una fuerza uniforme o isotrópica la intensidad de la fuerza en un punto dado es la misma en todas las direcciones (esta definición conduce al concepto de presión hidrostática). En las fuerzas no uniformes o

anisotrópicas la intensidad de la fuerza en un punto determinado depende de la orientación del plano¹⁶.

Tensor de Esfuerzos Los tensores se emplean para describir cómo se comporta una cantidad, en nuestro caso, esfuerzos ante ciertas transformaciones, así como un vector describe una translación desde un punto a otro en el espacio. En geomecánica para dar una descripción completa del estado de esfuerzos en un punto P dentro de una muestra, es necesario identificar los esfuerzos relacionados a las superficies orientadas en tres direcciones ortogonales¹⁰.

Los esfuerzos relacionados a una superficie normal a el eje X puede ser denotado como σ_x , τ_{xy} y τ_{xz} representando los esfuerzos normales y los esfuerzos de cizalla relacionados a una fuerza en la dirección Y y los esfuerzos de cizalla relacionados a una fuerza en la dirección Z , respectivamente.

Físicamente, existirá solo un esfuerzo de cizalla asociado con esta superficie ver Figura 2.5. Sin embargo la orientación de este esfuerzo de cizalla tiene que ser identificado y esto se hace identificando las componentes Y y Z ; τ_{xz} , τ_{xy} ; Similarmente, los esfuerzos relacionados a la superficie normal al eje Y son denotados σ_y , τ_{yx} y τ_{yz} , mientras los esfuerzos relacionados a la superficie normal a el eje Z , son denotados σ_z , τ_{zy} y τ_{zx} . De este modo se tienen nueve componentes de esfuerzos relacionados al punto P .

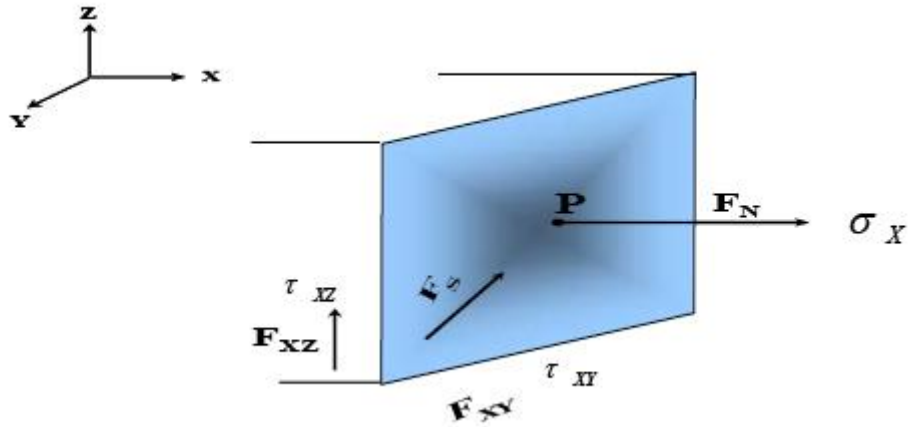


Figura 2.5. Plano perpendicular al eje X¹⁶.

Plano perpendicular al eje Y (Figura 2.6): Sobre este plano el esfuerzo normal está en la dirección Y y los esfuerzos de cizalladura que actúan sobre el plano son τ_{yx} y τ_{yz} .

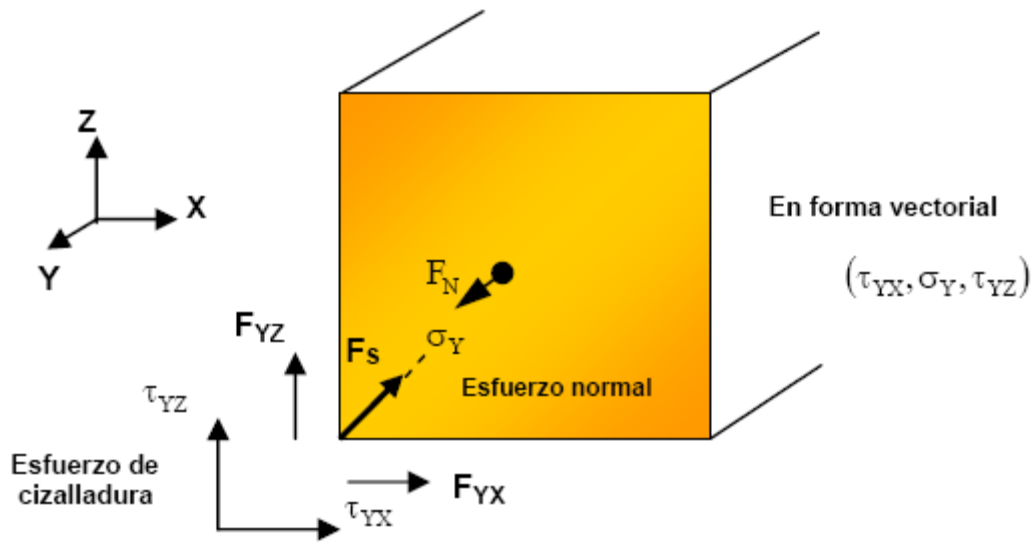


Figura 2.6. Plano perpendicular al eje Y¹⁶.

Plano perpendicular al eje Z (Figura 2.7): Los esfuerzos de cizalladura son τ_{zy} y

τ_{zx} actuando sobre el plano XY .

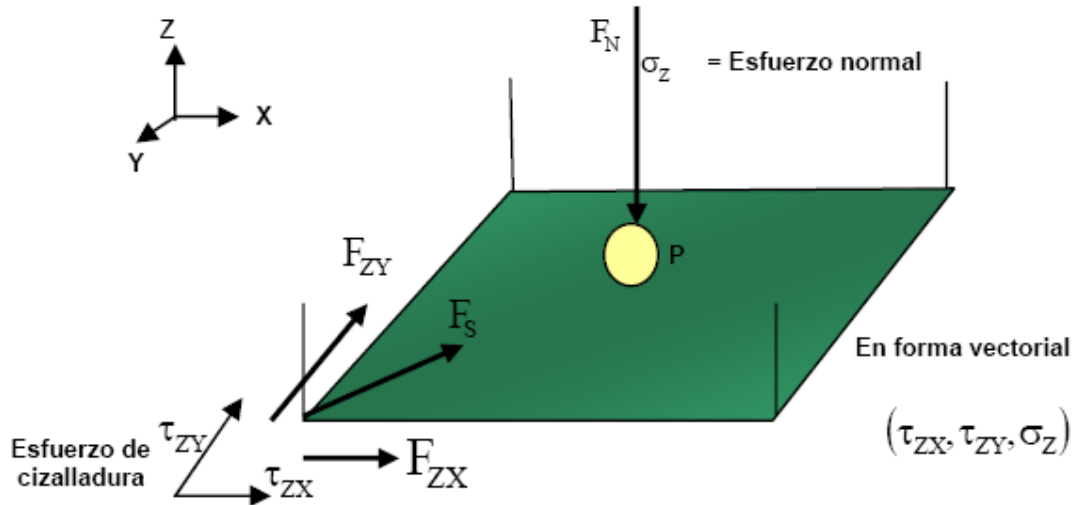


Figura 2.7. Plano perpendicular al eje Z ¹⁶.

Agrupando los tres vectores en un arreglo matricial se obtiene el tensor de esfuerzos en un punto P :

$$\vec{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{bmatrix} \quad \text{Tensor de esfuerzos en el punto } P.$$

La representación gráfica del tensor de esfuerzos en dos dimensiones será:

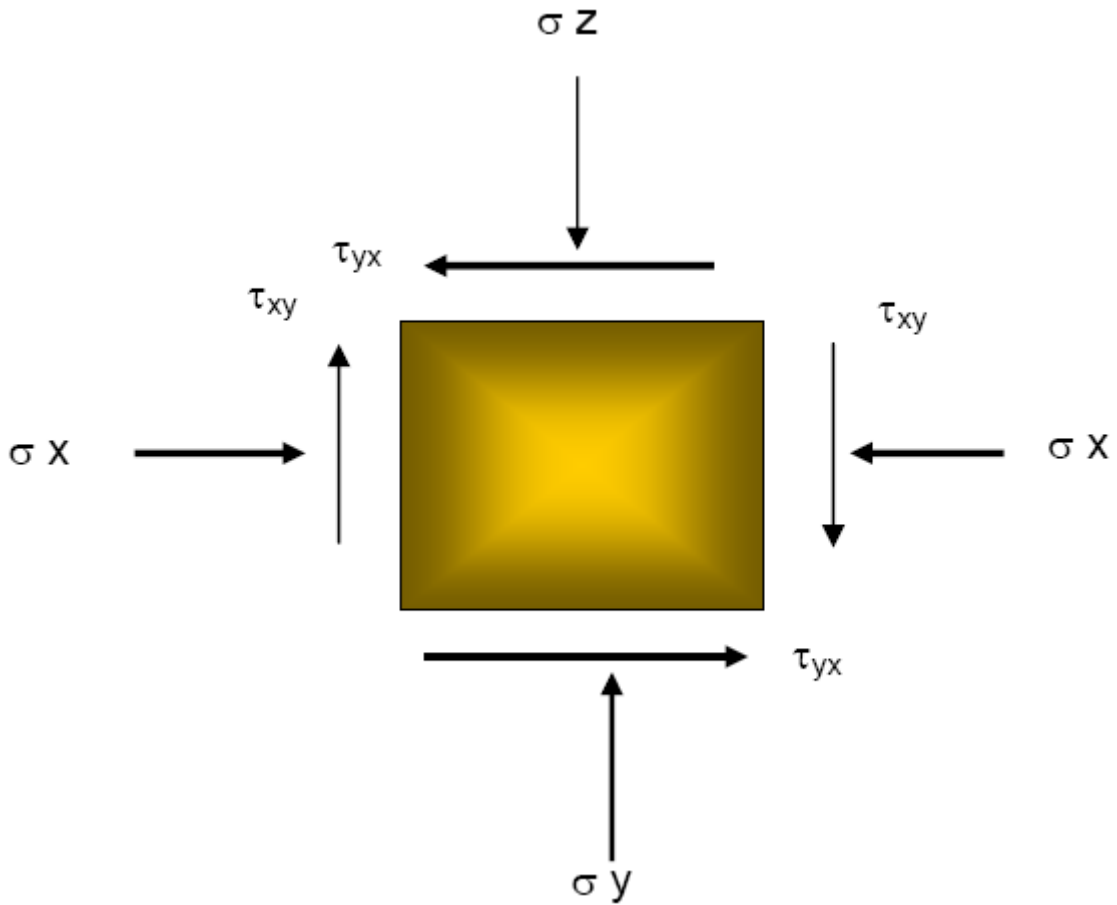


Figura 2.8. Tensor de esfuerzos en dos dimensiones¹⁰.

Creando un tensor simétrico, se asegura que ninguna fuerza neta rotacional actúe en el punto P y además se reduce el número de componentes independientes del tensor de esfuerzos a un número de seis a partir de la condición de:

$$\sigma_{xy} = \sigma_{yx}$$

$$\sigma_{xz} = \sigma_{zx}$$

$$\sigma_{yz} = \sigma_{zy}$$

Otra notación para describir el tensor de esfuerzos es:

$$\underset{\sigma}{\rightarrow} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \tau_{21} & \sigma_{22} & \tau_{23} \\ \tau_{31} & \tau_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix}$$

Donde los dos tipos de esfuerzos (normal y de corte) son denotados por σ_{ij} . Los subíndices ij pueden ser cualquier número 1,2 o 3 que representan los ejes X, Y y Z respectivamente. El primer subíndice (i) define el eje normal a la superficie en la cual están actuando los esfuerzos y el segundo subíndice (j) identifica la dirección del esfuerzo.

2.6 DEFINICION DE ESFUERZOS PRINCIPALES

Para una orientación del sistema de coordenadas el tensor de esfuerzos, presenta una condición particular; sus componentes de corte desaparecen, es decir; se hacen iguales a cero. Este sistema coordinado se conoce como sistemas de ejes principales y las componentes de esfuerzos normales se denominan esfuerzos principales, expresados generalmente por $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ ó S_1, S_2, S_3 .

$$\underset{\sigma}{\leftrightarrow} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{22} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{33} \end{bmatrix}$$

Concepto de Esfuerzo Efectivo

En 1923, *Terzagui* fue el primero en introducir el concepto de esfuerzo efectivo para la consolidación en una dimensión y propuso la siguiente ecuación:

$$\sigma' = \sigma - P \quad (11)$$

Dónde:

σ' = Esfuerzo efectivo.

σ = Esfuerzo total aplicado.

P = Presión de poro.

Biot (1941, 1956) propuso una teoría consistente para explicar los procesos de difusión/deformación que son observados en materiales elásticos. Este fuerte acople es debido al hecho que cualquier cambio en la presión del poro está acompañado por la variación en el volumen del poro, por tanto, esto afecta por completo la respuesta mecánica de la roca. Este comportamiento del material poroelástico es similar al de un sólido elástico cuando los esfuerzos son reemplazados por el siguiente esfuerzo efectivo (Ec.12):

$$\sigma' = \sigma - \alpha P \quad (12)$$

Dónde:

α = Constante de Biot.

α Varía en el rango de 0 a 1 y describe la eficiencia de la presión del fluido en contrarrestar el esfuerzo total aplicado²³.

Si $\alpha = 1$ esto significa que el fluido en el poro tiene una eficiencia máxima en contrarrestar el esfuerzo total de la sobrecarga y además implica que el esfuerzo efectivo de la roca es bajo, una pesimista condición para la falla de la roca.

Si $\alpha < 1$ esto significa que la presión del fluido en el poro es menos eficiente en contrarrestar el esfuerzo total de sobrecarga y el esfuerzo efectivo de la roca es mayor o casi igual.

Esfuerzos in situ

Las formaciones de roca en el subsuelo se encuentran bajo la acción de esfuerzos compresivos y/o de tensión. Estos esfuerzos se denominan esfuerzos *in situ* y generalmente pueden ser descompuestos en tres componentes llamados esfuerzo vertical, horizontal máximo y horizontal mínimo σ_v , σ_H , y σ_h respectivamente los cuales son perpendiculares entre sí, como se presentan esquemáticamente en la Figura 2.9²³

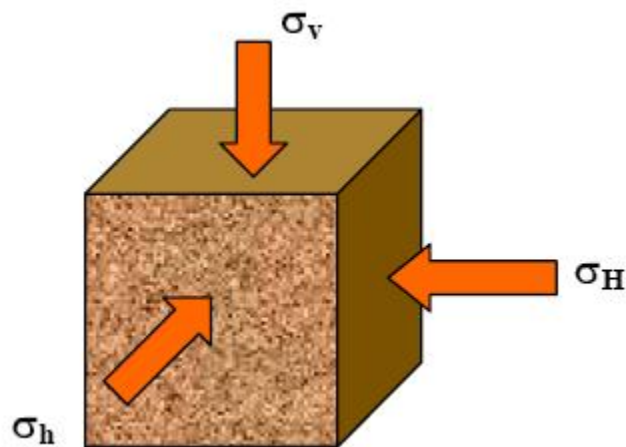


Figura 2.9. Acción de los esfuerzos in situ en el subsuelo.

Dependiendo de las magnitudes relativas de estos tres esfuerzos se han determinado varios regímenes de esfuerzos. *Anderson (1951)*, a partir de las magnitudes relativas entre los esfuerzos *in situ* describió los posibles regímenes de esfuerzos *in situ* que pueden encontrarse en una formación en el subsuelo:

Régimen Extensional o de Falla Normal (NF): Este régimen se caracteriza por que las magnitudes de los esfuerzos *in situ* presentan la siguiente configuración $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, este régimen es el más conocido y encontrado por lo general en las cuencas denominadas pasivas.

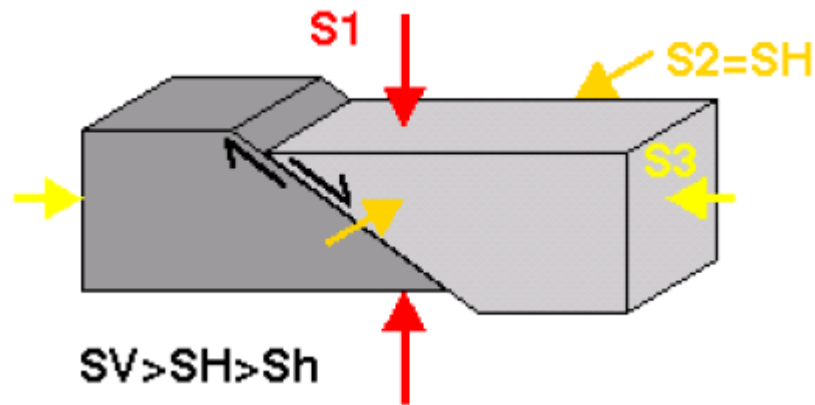


Figura 2.10. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen normal²⁴.

Régimen Inverso o compresivo (RF): Este se presenta cuando las magnitudes de los esfuerzos presentan la configuración $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$.

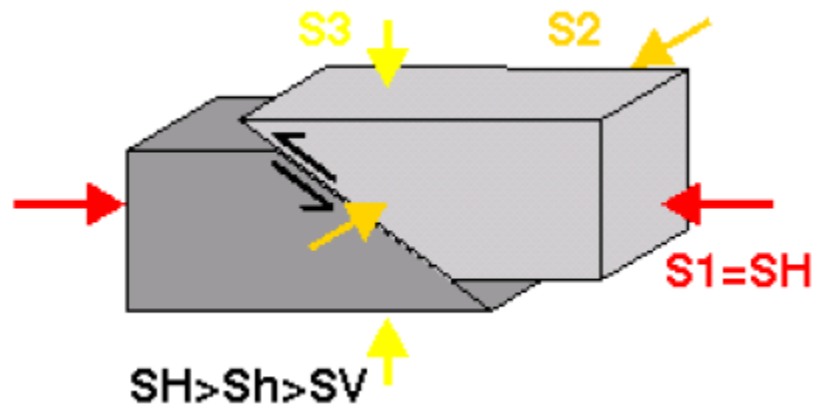


Figura 2.11. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen inverso²⁴.

Régimen Transcurrente (SS): Presenta una configuración de esfuerzos dada por $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$.

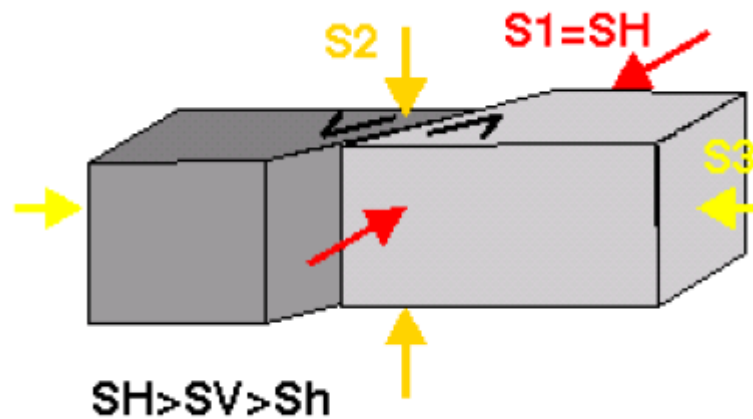


Figura 2.12. Esquema representativo de los esfuerzos en un régimen Rumbo-Deslizante²⁴.

Es importante aclarar que antes de perforar un pozo, las rocas se encuentran en un estado de equilibrio, este estado de equilibrio es representado por los anteriormente mencionados esfuerzos *in situ*. Pero cuando un pozo es perforado se introduce una

perturbación a este estado de equilibrio y un nuevo grupo de esfuerzos es generado; este nuevo grupo de esfuerzos son llamados esfuerzos en la cara de pozo “*wellbore Stresses*” los cuales actúan sobre la formación y en la interface lodo-formación²³.

Los esfuerzos en la cara del pozo pueden ser descritos de la siguiente manera:

$$\sigma_r = P_w \quad (13)$$

$$\sigma_t = (\sigma_H + \sigma_h) - 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta - P_w \quad (14)$$

$$\sigma_a = \sigma_v - 2(\sigma_H - \sigma_h)v\cos 2\theta \quad (15)$$

Donde

σ_r = Es el esfuerzo radial, el cual es igual al peso del lodo.

σ_t = Es el esfuerzo tangencial ó esfuerzo circunferencial.

σ_a = Es el esfuerzo axial.

θ = Angulo entre el esfuerzo tangencial y la dirección del esfuerzo máximo horizontal (σ_H).

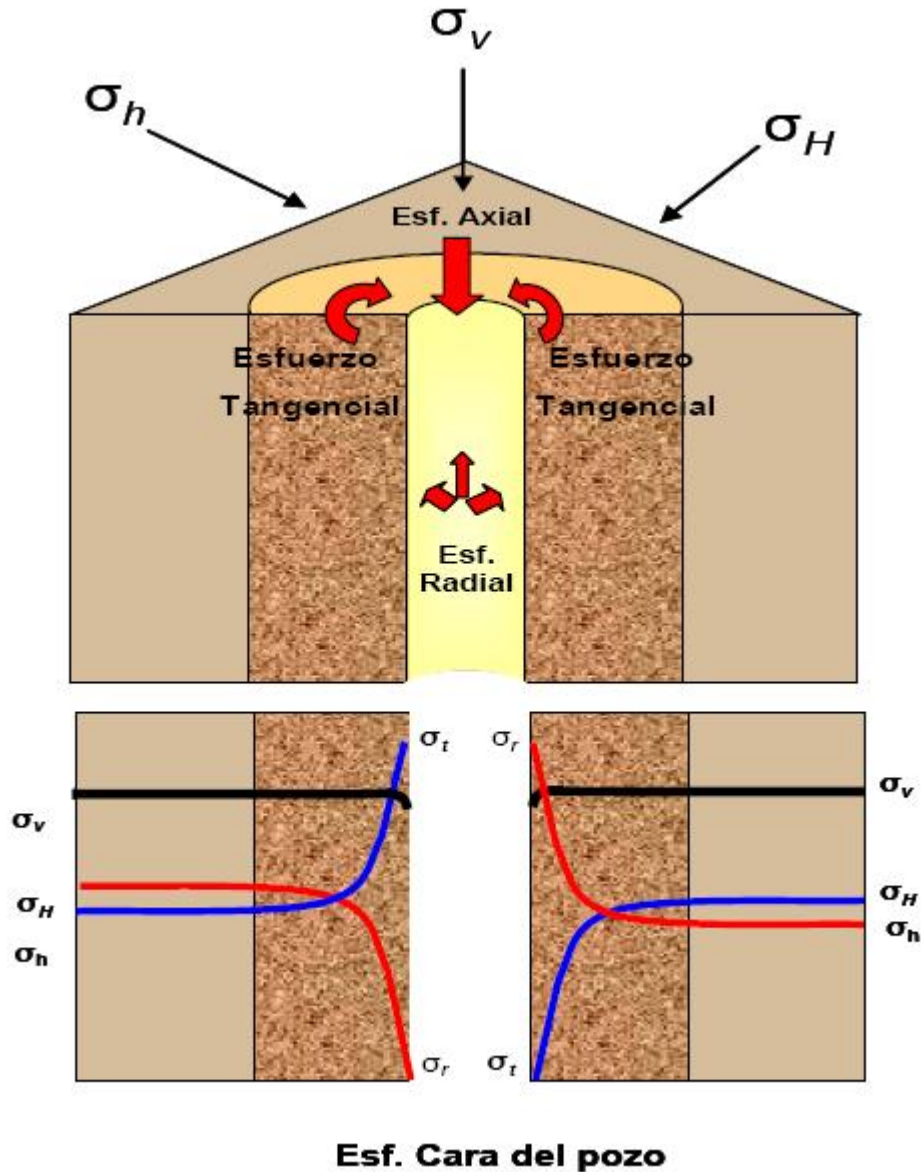


Figura 2.13. Variación de los esfuerzos desde la cara del pozo²³.

En la Figura 2.13 se puede observar como los esfuerzos en la cara del pozo disminuyen rápidamente y se convierten en los esfuerzos *in situ* al alejarse de la cara del pozo donde se generó la perturbación al perforar el pozo y sacar la roca del subsuelo.

En algunas ocasiones estas perturbaciones en el estado del esfuerzo no son totalmente equilibradas con el peso del lodo y se generan fallas de tensión y fallas compresivas o de cizalla en las paredes del pozo, este tipo de fallas en algunas ocasiones pueden ocasionar problemas de inestabilidad en el pozo, pegaduras de tubería o empacamiento, entre otros problemas durante la perforación.

Sin embargo la identificación de algunas de estas fallas pueden ayudar a determinar el estado de esfuerzos como es el caso de los breakouts, los cuales son consideradas indicadores de esfuerzos, debido a que se generan en la dirección del esfuerzo mínimo S_h , y por la marcada anisotropía en las magnitudes de los esfuerzos.

2.7 CRITERIO DE FALLA DE MOHR-COULOMB

La aplicación del criterio de *Mohr-Coulomb* en la predicción de fallas de corte en la estabilidad de pozo proporciona resultados bastantes conservadores; lo que junto con su facilidad para aplicarlo lo ha convertido en el criterio más popular. Es la unión de dos teorías, la de *Coulomb* y la de *Mohr*.

El criterio de *Coulomb* que fue introducido por *Coulomb* en 1773 y luego retomado por *Mohr* en 1900 en su forma elemental está representado por la ecuación (16) (*Jaeger y Cook, 1979*) y basa su hipótesis en que la cedencia y/o falla debe ocurrir cuando el esfuerzo de corte exceda la suma de la resistencia cohesiva del material (S_o) y la resistencia friccional de los planos de deslizamiento:

$$\tau = S_o + \mu\sigma_n \tag{16}$$

Dónde:

τ = Esfuerzo de corte.

S_o = Cohesión.

μ = Coeficiente de fricción.

σ_n = Esfuerzo normal.

Físicamente, S_o es el esfuerzo de cizalla necesario para romper una roca por un plano en el cual el esfuerzo normal es cero ($\sigma = 0$) y μ al ser multiplicado por el esfuerzo normal da el esfuerzo de rozamiento que hay que superar para producir deslizamiento¹⁴. (Para rocas no consolidadas o poco cementadas $S_o = 0$).

El significado del criterio es el siguiente: si en el plano de una roca el esfuerzo de cizalla supera la resistencia que la roca opone a la ruptura, debida a la cohesión entre las partículas que la componen y además, es capaz de vencer la fuerza de rozamiento que se opone al deslizamiento de los dos bloques de roca a ambos lados de dicho plano, la roca se romperá por él. La ecuación es la de una recta, llamada línea de fracturación y representada por la ecuación (16).

Esta fórmula planteada tuvo su origen en las observaciones de *Amonton* cuando sometía las muestras de rocas a compresión, y las fallas, que por lo general éstas presentaban, eran análogas a la situación donde un bloque está en estado de movimiento inminente en un plano inclinado, a partir de esto define el coeficiente de fricción μ , entre el bloque y el plano, y lo relacionó con el ángulo del mismo (ϕ), al cual llamó ángulo de fricción.

$$\tau = S_o + \sigma \tan(\phi) \quad (17)$$

El criterio de *Coulomb* o Hipótesis de *Mohr* es una línea recta en el plano $\tau - \sigma$, cuyo intercepto es S_0 y la pendiente es la tangente de ϕ . La línea o envoltura divide el plano $\tau - \sigma$ en dos regiones una estable por debajo de ésta y una región de falla por encima de ella misma.

El círculo de *Mohr*, permite representar el estado de esfuerzos principales en el mismo plano ($\tau - \sigma$) donde se gráfica la envoltura del criterio de *Mohr-Coulomb*. El criterio de *Mohr-Coulomb* no tiene en cuenta el esfuerzo principal intermedio debido que la falla ocurrirá en el momento en que el círculo toque la envoltura; y como se aprecia en la Figura 2.14 cualquier cambio del esfuerzo principal intermedio (σ_2) no modifica el círculo externo (más grande); en otras palabras bajo la hipótesis de *Mohr-Coulomb* sólo los esfuerzos principales máximo y mínimo (σ_1 y σ_3 respectivamente) intervendrán en el momento de la falla (debido a que un cambio en σ_1 o en σ_3 cambiará el círculo externo acercándolo luego a la envoltura).

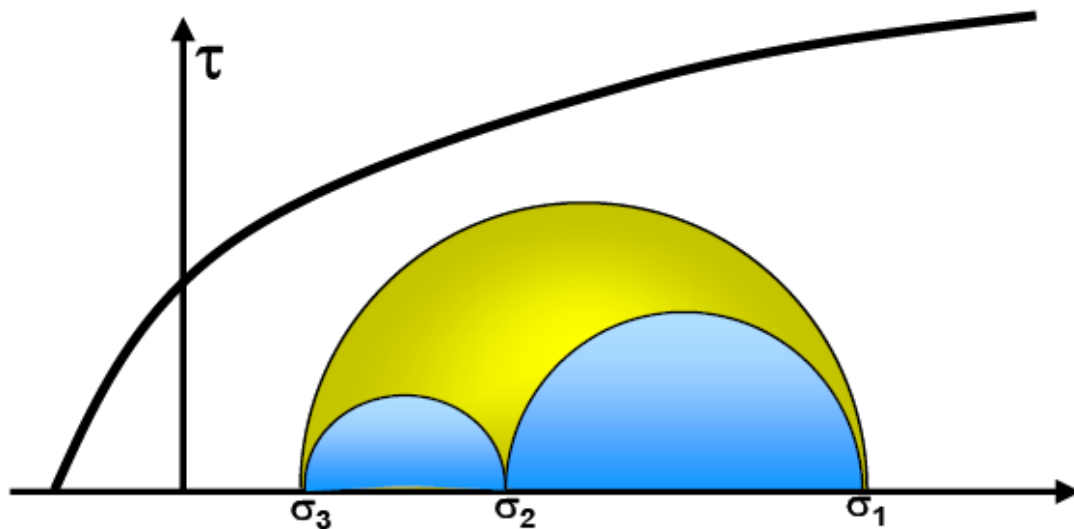


Figura 2.14. Criterio de *Mohr-Coulomb* en el plano de los esfuerzos de corte y normal¹⁵.

En el momento particular de la falla; se interceptan la envolvente y el círculo de *Mohr* en un punto del plano $\tau - \sigma$ (Figura. 2.15). Se define β como el ángulo de falla, reescribiendo luego las ecuaciones de esfuerzo de cizalla y esfuerzo normal en función de este ángulo y de los esfuerzos principales tenemos:

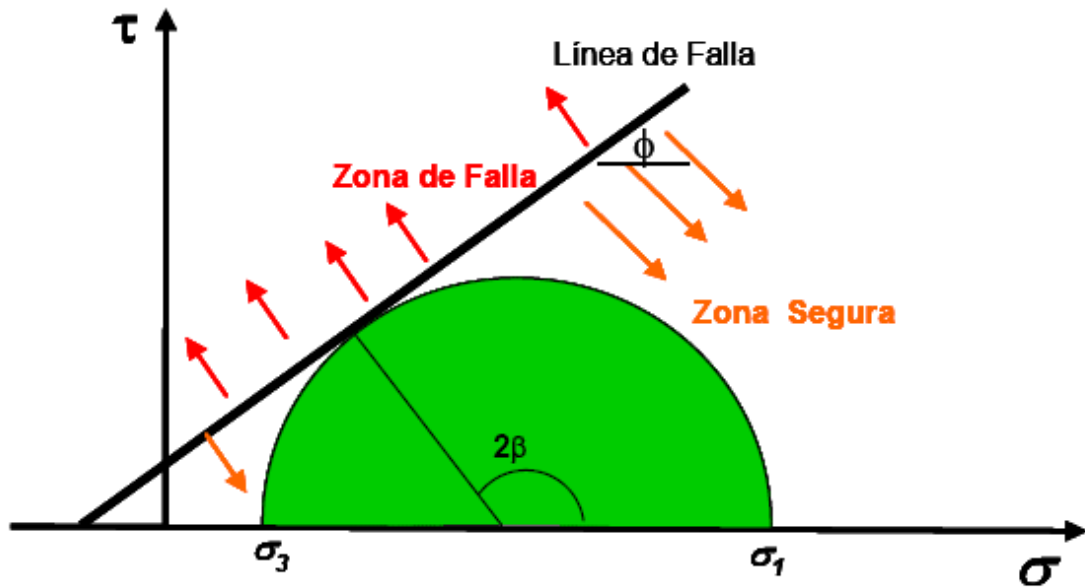


Figura 2.15. Criterio de *Mohr-Coulomb* en el plano de los esfuerzos de corte y normal¹⁵.

$$|\tau| = 2(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta \quad (18)$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \quad (19)$$

En el punto de intercepción por geometría se puede establecer una relación entre el ángulo de falla, β y la pendiente de la envolvente, ϕ (ángulo de fricción).

$$\phi + \frac{\pi}{2} = 2\beta \quad (20)$$

Tal que:

$$\beta = \frac{\mu}{4} + \frac{\phi}{2} \quad (21)$$

El ángulo de fricción interna, ϕ puede tomar valores en el rango de 0 a 90° pero en la práctica el rango se centra aproximadamente en 30°, por otro lado el ángulo β varía entre 45° y 90°. Este ángulo representa la inclinación del plano de falla y está dado únicamente por el ángulo de fricción interna ϕ , de tal manera que la orientación del plano de falla es independiente del esfuerzo máximo. β se mide entre la orientación del esfuerzo máximo principal, σ_1 y el plano de falla

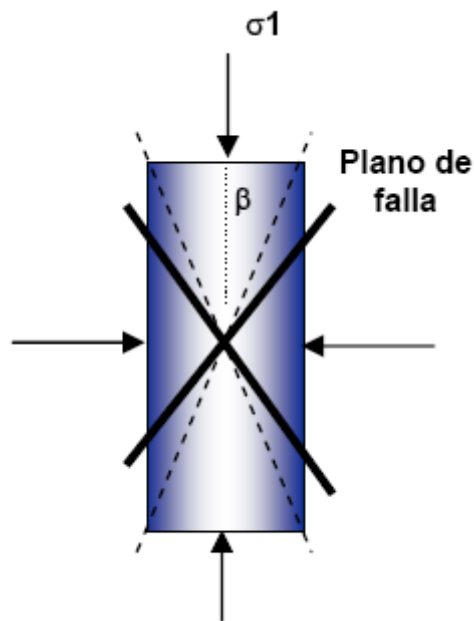


Figura 2.16. Inclinación máxima para el plano de falla, de acuerdo al criterio de *Mohr-Coulomb*¹⁵.

En el punto de intersección del círculo de *Mohr* con la envolvente de falla (Figura. 2.15) los esfuerzos de cizalla y normal del círculo de *Mohr* (18) y (19) se igualan a los del criterio de *Coulomb* (16) obteniéndose la ecuación (22)

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta = S_o + \mu \left\{ \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}2\beta \right\} \quad (22)$$

Introduciendo los términos ya definidos β y μ :

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{cos}\phi = S_o + \frac{1}{2}\text{tan}\phi(\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2}\text{tan}\phi\text{sen}\phi(\sigma_1 - \sigma_3) \quad (23)$$

Reorganizando la expresión anterior:

$$\sigma_1 = 2S_o \frac{\text{cos}\phi}{1 - \text{sen}\phi} + \sigma_3 \frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi} \quad (24)$$

La expresión anterior representa una línea recta en el plano $\sigma_1 - \sigma_3$ (Figura 2.17). La pendiente $\tan(\alpha)$, no corresponde al ángulo de fricción pero se puede correlacionar con este.

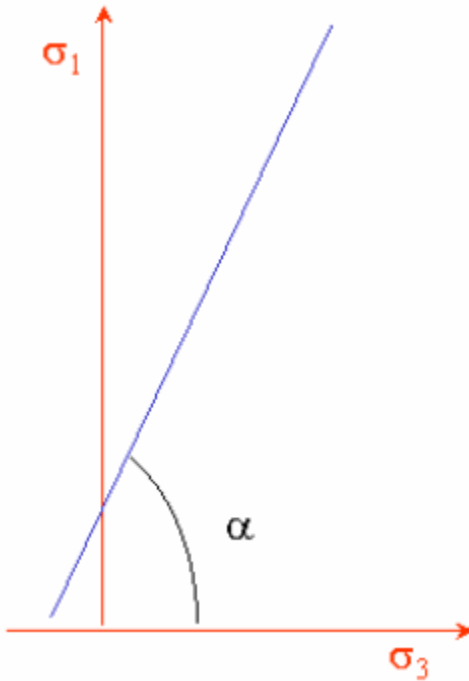


Figura 2.17. Criterio de *Mohr-Coulomb* en el plano σ_1 y σ_3 .

$$\tan \alpha = \frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi} \quad (25)$$

ó

$$\text{sen}\phi = \frac{\tan \alpha - 1}{\tan \alpha + 1} \quad (26)$$

Si se hace $\sigma_3 = 0$ en la ecuación (24) se obtiene la **resistencia a la compresión Inconfinada (C_o)**, la cual se interpreta como el esfuerzo compresivo uniaxial más grande que puede ser aplicado al material sin que este falle:

$$C_o = 2S_o \frac{\cos(\phi)}{1 - \text{sen}(\phi)} \quad (27)$$

Ésta ecuación es estrictamente válida si el mecanismo de falla es “Falla de Corte” y para rocas intactas (sin planos de debilidad).

Con lo anterior el criterio de *Mohr-Coulomb* puede ser reescrito en términos del ángulo de falla β , la cohesión S_o , y los esfuerzos principales máximo σ_1 y mínimo σ_3 .

$$\sigma_1 = S_o \tan\beta + \sigma_3 \tan^2\beta \quad (28)$$

Luego se puede definir la resistencia a la compresión uniaxial, C_o o *UCS*:

$$C_o = S_o \tan\beta \quad (29)$$

El criterio de queda expresado finalmente:

$$\sigma_1 \geq C_o + \sigma_3 \tan^2\beta \quad (30)$$

La falla ocurrirá cuando se cumpla la expresión anterior, es decir que el esfuerzo principal máximo σ_1 sea mayor que la suma de la resistencia a la compresión uniaxial y el producto del esfuerzo principal mínimo σ_3 con la tangente del ángulo de falla al cuadrado.

2.8 GEOMETRIA DE LAS FALLAS DE CIZALLA

Asumiendo que las rocas tienen un comportamiento elástico y que la mayor diferencia entre los esfuerzos ocurre en las paredes del pozo, ocurrirá una falla. Dependiendo de cuál sea el máximo y el mínimo esfuerzo se pueden presentar seis modos de falla:

Todos los tres esfuerzos son ortogonales. La cizalla pura dependerá únicamente del máximo y el mínimo esfuerzo, no del esfuerzo intermedio. Los escenarios más comunes son Falla Knockout somero, Breakout ancho y Falla en echelon de alto ángulo.

Knockout Somero ($\sigma_a > \sigma_t > \sigma_r$):

- 1.-Este modo de falla ocurre cuando el esfuerzo axial es máximo y el esfuerzo radial es el mínimo.
- 2.-La falla ocurre en el plano radial/axial debido a que los esfuerzos están orientados en este plano (plano vertical) ver Figura 2.18.
- 3.- El espesor de esta falla será tan pequeño como este plano (el plano tangente a la circunferencia del pozo) que contiene el esfuerzo tangencial, el cual no afecta el mecanismo de falla.
- 4.- La orientación de la falla será siempre en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal. Esto es porque la falla ocurrirá preferencialmente en la dirección donde el esfuerzo axial es mayor y el esfuerzo radial menor. Esta condición da una cizalla máxima. Este tipo de falla puede ser confundido con una fractura vertical debido a la pequeña área circunferencial.

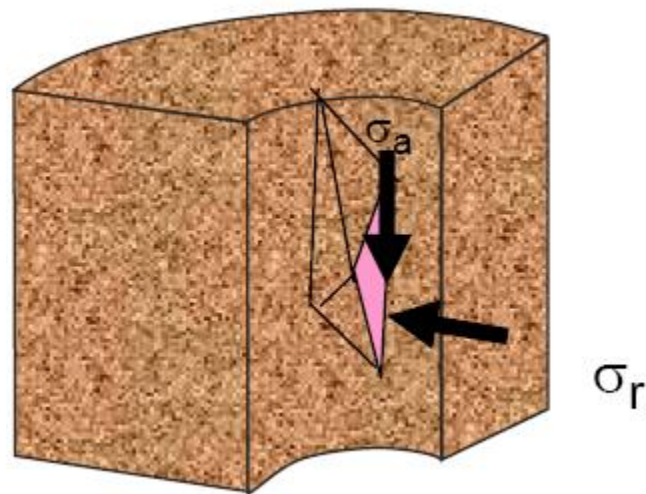


Figura 2.18. Esquema representativo Knockout Somero. La zona de falla se encuentra en el plano axial-tangencial, perpendicular a la pared (la zona de falla es mostrada en color rosado)²³.

Breakout Ancho ($\sigma_t > \sigma_a > \sigma_r$):

- 1.-Este modo de falla ocurre cuando el esfuerzo tangencial es máximo y el esfuerzo radial es mínimo.
- 2.- La falla ocurrirá en el plano radial/tangencial debido a que los esfuerzos están orientados en este plano (plano horizontal), ver Figura 2.19.
- 3.- Esta falla es llamada breakout. Es generalmente amplio por que la falla cubre un gran arco, de 30° a 90°.
- 4.-La orientación del breakout ancho será siempre en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal.

Esta falla ocurrirá preferencialmente en la dirección donde el esfuerzo tangencial es mayor y el esfuerzo radial es menor. Esta condición da una condición de cizalla máxima.

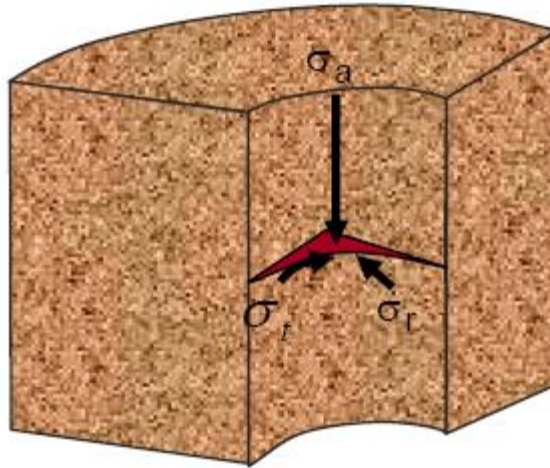


Figura 2.19. Esquema representativo de un breakout ancho. La falla ocurre en el plano radial-tangencial (la falla está dada por la zona roja)²³.

Falla En Echelon Con Alto Ángulo ($\sigma_a > \sigma_r > \sigma_t$):

- 1.-Este modo de falla ocurre cuando el esfuerzo axial es el máximo y el esfuerzo tangencial es el mínimo.
- 2.- La falla ocurrirá en el plano axial/tangencial (el arco de la pared del pozo), ver Figura 2.20.
- 3.-La falla forma fracturas de alto ángulo que cubren un cuarto de la pared de la circunferencia.
- 4.-La falla se origina en la orientación del máximo esfuerzo horizontal y se extiende a través de altos ángulos (60°).

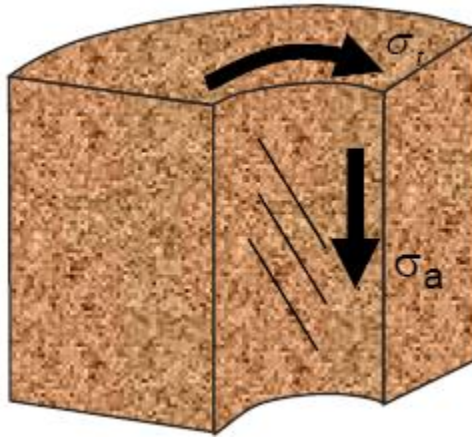


Figura 2.20. Esquema representativo de fallas en echelon con alto ángulo. Las fallas ocurren en el arco de la pared del pozo (la zona de falla está representada por línea inclinadas con alto ángulo)²³.

Breakouts Angostos ($\sigma_r > \sigma_a > \sigma_t$):

- 1.- Este modo de falla ocurre cuando el máximo esfuerzo es el radial y el mínimo esfuerzo es el esfuerzo tangencial.
- 2.- La falla ocurrirá en el plano tangencial/radial (plano horizontal).
- 3.- La falla es llamada breakout. Este es generalmente angosto por que la falla cubre un arco menor de 30°.
- 4.- La orientación de la falla será siempre en la dirección del máximo esfuerzo horizontal.
- 5.- La dirección del mínimo esfuerzo puede ser determinada de la imagen del breakout en el registro.

Knockout profundo ($\sigma_r > \sigma_t > \sigma_a$):

- 1.- Este modo de falla ocurre cuando el esfuerzo máximo es el radial y el esfuerzo mínimo es el axial.
- 2.- La falla ocurrirá en el plano radial/axial (plano vertical), ver Figura 2.21.
- 3.- El esfuerzo tangencial no afecta el mecanismo este tipo de falla.
- 4.- La orientación de los knockout profundos será siempre en la dirección del máximo esfuerzo horizontal.

Este tipo de falla puede ser confundido con una fractura vertical debido a la pequeña área circunferencial.

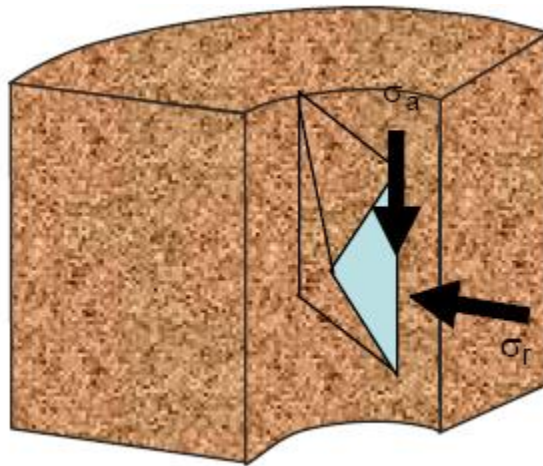


Figura 2.21. Esquema representativo de un Knockout Profundo. La zona de falla es perpendicular a la pared del pozo (representada por la franja azul)²³.

Fallas En Echelon Con Bajo Ángulo ($\sigma_t > \sigma_r > \sigma_a$):

- 1.- Este modo de falla ocurre cuando el esfuerzo tangencial es máximo y el esfuerzo axial el mínimo.
- 2.- La falla ocurrirá en el arco axial/tangencial por que el máximo es el tangencial y el mínimo es el axial.
- 3.- Las fallas forman fracturas de bajo ángulo.
- 4.- En la determinación de fallas en echelon con bajo ángulo, σ_t es máximo cuando $\theta=90^\circ$ y σ_a es mínimo cuando $\theta=0^\circ$. Esta puede ser la razón porque las fallas en echelon de alto ángulo se extienden sobre un área circunferencial mayor que los breakouts o knockouts.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA Y FLUJO DE TRABAJO

Este capítulo describe la metodología empleada y el flujo de trabajo utilizado para elaborar el modelo geomecánico, usando la información de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca de núcleos del pozo H-1, el cual es el insumo clave para el análisis de la estabilidad del agujero, predicción de arenamiento y otras aplicaciones geomecánicas. El Modelo Geomecánico (MEM) es una representación numérica del estado de los esfuerzos in situ y de las propiedades mecánicas de la roca para una sección estratigráfica específica en un campo o cuenca. El MEM incluye las propiedades elásticas, la resistencia de la roca, el estado de esfuerzos en la corteza terrestre y la presión de poro¹⁹. La construcción de un MEM es un proceso de 10 etapas como se muestra en la Figura 3.1. Un MEM puede ser 1D, 2D o 3D, dependiendo de la complejidad del problema estudiado y la disponibilidad de los datos.

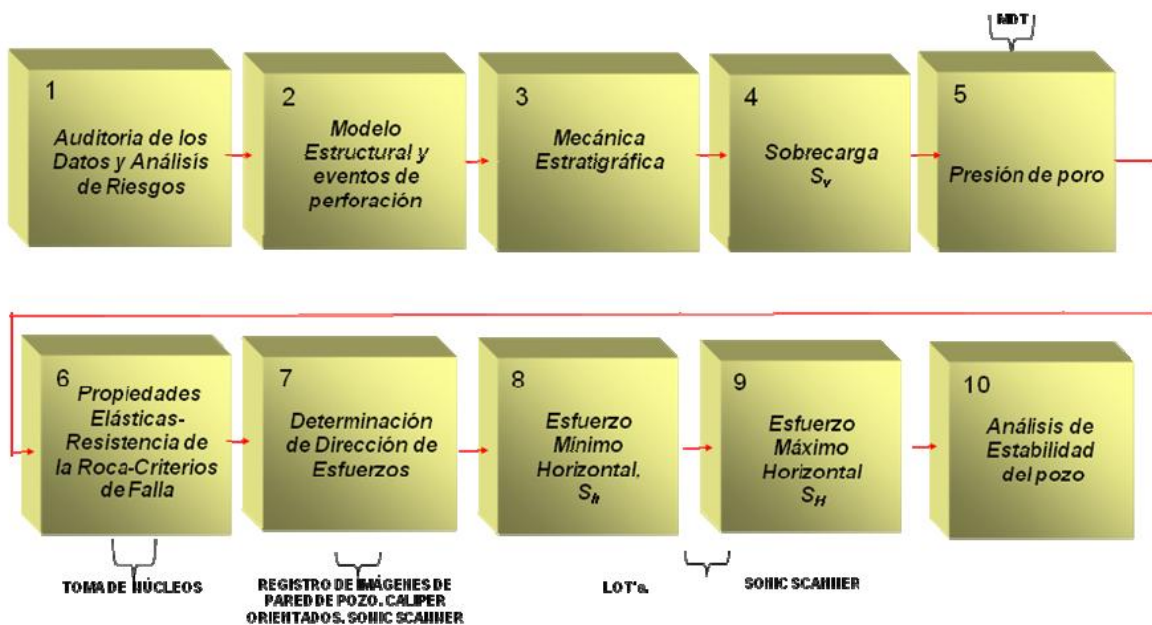


Figura 3.1 Flujo de Trabajo para el Modelo Geomecánico.

3.1 AUDITORIA DE DATOS

Esta es quizás la fase más importante en la elaboración del Modelo Geomecánico, ya que en esta se debe de integrar y validar toda la información disponible para el pozo en estudio, o a la falta de información necesaria para la elaboración del MEM, utilizar la información de pozos de correlación de la misma área o con las mismas propiedades petrofísicas y Geológicas.

En la fase de auditoría de datos, todos los datos disponibles son organizados, revisados y validados para ser utilizados como insumo en la elaboración del MEM. La parte medular de la auditoria de datos es la revisión de los registros de perforación a fin de capturar todos los eventos geomecánicos relevantes que nos van a apoyar para la validación del MEM.

En al siguiente tabla, se presenta una lista de los parámetros del MEM y la fuente para elaborar un estudio geomecánico.

Parametro Geomecánico		Eventos de perforación		Fuente Información	
Propiedades elasticas dinámicas	Dyn			DTCO	
				DTSM	
				RHOB	
Propiedades elasticas Estáticas	Sta			Directa: Ensayos de núcleo.	
				Indirecta: uso correlaciones en función del tipo de litología	DTCO NPHI PHIE/PHIT/VCL
Resistencia de la Roca	UCS			Directa: Pruebas de núcleo.	
				Registros sínicos de nueva generación (SonicScanner)	
				Indirecta: Uso de correlaciones empíricas en función del tipo de litología	DTCO NPHI PHIE/PHIT/VCL
Sobrecarga (Esfuerzo vertical)	Sv			RHOB	
				Vel. símica.	
				Sintéticos de DT, Vel. símica.	
Gradiente de presión de poro	Pp	Densidad de lodo, Manifestaciones		DTCO/RT	
				Probadores dinámicos	
				Velocidades intervalicas	
				Pruebas de presión-producción	
Gradiente de colapso	SFG	Eventos de perforación asociadas a aspectos mecánicos.		Análisis de registro caliper orientado	
				Registro de imagenes	
				Análisis tipo de recortes en superficie.	
Esfuerzo horizontal mínimo (Fractura)	Sh	Pérdidas de circulación		Lot's	
				Minifrac.	
				Imagenes de pared de pozo.	
Esfuerzo horizontal máximo	SH			Directa: SonicScanner	
				Indirecta a traves de analisis de falla de agujero	
Orientación de los esfuerzos	AZ	Estructura de fallas geológicas.		Análisis de breakout registros calipers orientados	
				Análisis de registros sonicos dipolares	
				Interpretación de registro de imagenes de pared de pozo	
				Registros sínicos de nueva generación (SonicScanner)	

Los datos de los registros más importantes para el análisis geomecánico son el registro de la onda compresional (*DTCO*), el registro de la onda de cizalla (*DTSM*) y la densidad (*RHOB*). Otros registros o datos derivados de registros que son útiles son: porosidad (*NPHI*, *TNPH* o *NPOR*), y volúmenes petrofísicos (Elan Volumen), porosidad efectiva (*PHIE*), porosidad total (*PHIT*) y el Volumen de arcilla (*VCL*). El modelo geomecánico determinado a partir de estos datos es usado para calcular la estabilidad mecánica del agujero, la cual está basada en los pesos de lodo utilizados y las fallas de estabilidad del agujero observados en las imágenes de registros o en las mediciones del calibre del

agujero, validando de este modo la predicción de la estabilidad del agujero y calibrando el modelo geomecánico.

Un parámetro esencial de entrada para modelar las propiedades de mecánica de roca es la lentitud de la onda cizallante desde una medición acústica dipolar. En algunos casos, los pozos en estudio tienen esta información en forma parcial o definitivamente no cuentan con esta información. Cuando tenemos información parcial, la onda de cizalla se puede obtener realizando un Crosplot del *DTCO* vs *DTSM* y asumiendo una correlación lineal entre el registro *DTCO* con los sectores conocidos del registro *DTSM*, es posible reconstruir un pseudoregistro *DTSM*. Para el caso en que no se cuenta información de *DTSM*, este pseudoregistro se puede obtener del *DTCO* y se puede validar con la velocidad interválica disponible a través del registro *VSP* y *Checkshot*.

Los registros *VSP* Y *Checkshot* nos proveen de una fuente de información para ajustar parámetros inversos para obtener la lentitud de la onda compresional. Igualmente, la ventaja de poseer estos datos en la zona somera nos ayuda a obtener un perfil de sobrecarga en la sección donde no contamos con registro de densidad. En general, los estudios de mecánica de rocas son establecidos no solo en los intervalos del yacimiento, sino también en la sección de lutitas que se perfora. También es frecuente que formaciones débiles compuestas por “arenas sucias” en la parte somera presentan grandes problemas de perforación lo que afecta la toma de información y es a través de la auditoria de datos es que se debe investigar si es pertinente o no la extensión de la información hasta el fondo marino.

3.2 REVISION DE LOS EVENTOS DE PERFORACION

Para la validación de la presión de Poro, Gradiente de Fractura y colapso, es necesario revisar los reportes diarios de perforación y reportes geológicos de la perforación ya que con esto se obtiene información valiosa acerca de los problemas de perforación observados y cuales son útiles para el análisis geomecánico. A continuación se presenta la Figura.3.2 en la que se integra toda la información para un mejor análisis de la misma.

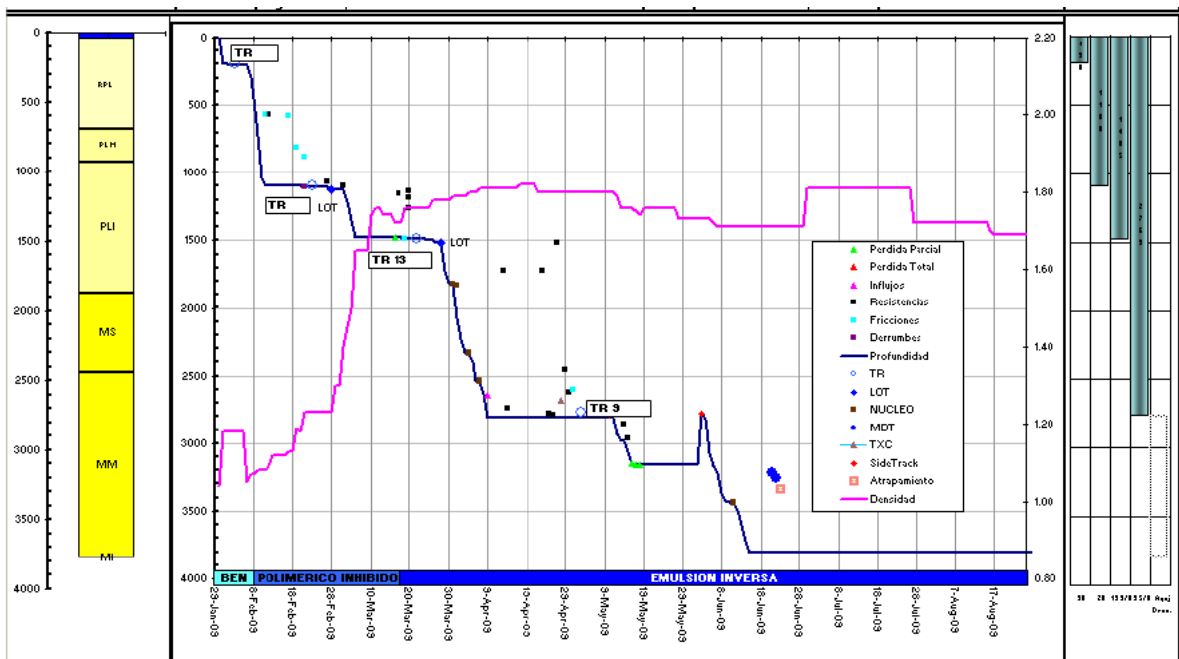


Figura 3.2 Gráfica de eventos de perforación.

3.4 MECANICA ESTRATIGRAFICA

El concepto de la mecánica estratigráfica, está basado en la observación de las diferentes propiedades elásticas de la roca, que siguen diferentes tendencias dependiendo del tipo de material de la formación. Un material donde los minerales arcillosos son predominantes mostrara un comportamiento mecánico de la roca notoriamente diferente a una arenisca. Entonces, para realizar esta clasificación se hace necesario el uso de diferentes correlaciones empíricas que sean dependientes de la fase mineral. La primera etapa para la construcción del modelo geomecánico es la definición de la mecánica estratigráfica delineando las facies soportadas por arcilla y por granos de cuarzo.

Para este caso se determinó la Mecánica Estratigráfica utilizando el registro de rayos gamma y se ajustó de acuerdo a la descripción litológica mostrada en los informes finales. Esta descripción a pesar de ser realizada por tramos superiores a 5 metros, fue escalada a intervalos de registro de pozo a fin de ajustar los valores de cada registro con una definición del soporte de la facies. En los intervalos someros y en la primera etapa del conductor donde no se cuenta con registros o donde no se cuenta con información litológica se puede extrapolar la información de los pozos del área y de información de los informes de riesgos someros.

3.5 ESFUERZO VERTICAL (Sobrecarga)

El esfuerzo de sobrecarga es determinado mediante la integración de la densidad de todas las capas rocosas encima del punto de interés. En las secciones donde el registro de densidad esté disponible, la sobrecarga es calculada por la integración de los

valores de densidad. En las secciones someras donde normalmente no se cuenta con registros de densidad, este registro es extrapolado hasta el fondo marino.

3.6 PRESION DE PORO

La Presión de poro fue estimada usando el método de Eaton con un exponente de 3 un gradiente de Presión normal de 1.05 g/cc en el caso del registro sísmico. Para el caso en estudio del pozo H-1, la estimación de la presión de poro fue llevada a cabo con una tendencia normal de compactación con una pendiente de -5440.81, obteniéndose un excelente ajuste con las presiones y eventos de perforación observados., así como la información de las mediciones del multiprobador de formaciones *MDT* con los cuales se calibro.

3.7 PROPIEDADES ELASTICAS Y DE RESISTENCIA DE LA ROCA

Módulos Elásticos

Los módulos elásticos dinámicos G , K , E y ν son calculados a partir de los registros *DTCO*, *DTSM* y *RHOB* con las siguientes ecuaciones:

$$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho_b}{(\Delta t_{shear})^2}$$

$$K_{dyn} = (13474.45) \rho_b \left[\frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn} \quad (31)$$

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

$$\nu_{dyn} = \frac{3K_{dyn} - 2G_{dyn}}{6K_{dyn} + 2G_{dyn}}$$

Dónde:

G_{dyn} = Módulo de Corte.

ρ_b = Densidad (registro).

Δt_{shear} = Onda de corte.

K_{dyn} = Módulo Elástico Volúmetrico.

Δt_{comp} = Onda compresional.

E_{dyn} = Módulo de Young dinámico.

ν_{dyn} = Relación de poisson dinámico.

Los módulos elásticos determinados a partir de las ecuaciones anteriores son denominados “dinámicos” dado que las mediciones sónicas son llevadas a cabo con altas frecuencias (alrededor de 10 KHz) las cuales involucran deformaciones muy pequeñas y las formaciones muestran esencialmente una respuesta no drenada de la muestra. Bajo estas condiciones dinámicas, la roca exhibe una respuesta de mayor dureza que la que ella mostraría bajo una carga estática como en un ensayo de laboratorio de mecánica de rocas o bajo la carga estática en el terreno cercano al pozo. De hecho, a mayor debilidad y flexibilidad de la roca, mayores son las diferencias entre las propiedades elásticas y dinámicas.

Dado que la deformación del pozo y el mecanismo de falla es un proceso relativamente lento comparado con la alta frecuencia de la propagación de la onda, los datos estáticos son necesarios para el análisis geomecánico y la estabilidad mecánica de la roca. La mejor correlación a ser usada para transformar las propiedades dinámicas a estáticas, son los ensayos de laboratorio si están disponibles. Cuando no se cuentan con datos de ensayos de mecánica de roca, se hace necesario recurrir a una gran cantidad de

correlaciones públicas para estimar las propiedades estáticas a partir de la respuesta dinámica. Para el pozo en estudio estas propiedades estáticas se calcularon mediante la obtención de correlaciones a partir de la información de los núcleos cortados en el pozo H-1.

Resistencia de la Roca

UCS

La medición estándar de la Resistencia de la roca es el *UCS* (Resistencia a la compresión no confinada) la cual es medida rutinariamente en el laboratorio en la carga axial de las muestras de rocas hasta su fractura. Existe una gran cantidad de correlaciones para determinar el *UCS* desde mediciones de registros de forma de calibrar. En nuestro caso, se determinó mediante una correlación empírica obtenida a partir de la información de núcleos del pozo.

Angulo de Fricción

Otra propiedad de la resistencia de la roca, la cual es un parámetro importante en el modelaje de los esfuerzos es el ángulo de fricción interna. Esta propiedad es uno de los dos parámetros que definen el criterio de falla de Mohr-Coulomb, el segundo es la cohesión, el cual para una masa rocosa es asumido como cero. El ángulo de fricción determina el incremento de la resistencia que exhibe un material bajo condiciones de cargas confinadas. Este concepto es similar al ángulo de reposo de un material suelto como una arena seca. Para la obtención de este Angulo de fricción en este trabajo, también se obtuvo de correlación empírica obtenida de información de núcleo.

Resistencia a la Tensión

Otro parámetro de la resistencia de la roca es la resistencia a la tensión, la cual puede ser hallada con el ensayo de mecánica de rocas llamada prueba brasilera la cual consiste en la carga sobre un disco de la muestra y observar a que carga axial se produce el inicio y propagación de la fractura paralela a la carga. Normalmente esta resistencia es una fracción entre 8 y 12% del *UCS*. Para el presente trabajo no se contaba con estas pruebas y se utilizó el 8.5% del *UCS* que nos ha dado buenos resultados en los modelos geomecánicos realizados en el área.

3.8 ESFUERZO HORIZONTAL MINIMO Y MAXIMO

Una primera estimación de los esfuerzos horizontales puede ser determinada usando el criterio de falla de *Mohr-Coulomb*, el cual provee un límite inferior y un límite superior para los esfuerzos horizontales. El modelo asume que la tierra está en un equilibrio friccional y la falla está controlada por la fricción a lo largo de planos de debilidad pre existentes.

$$\sigma_h = \left(\frac{1}{\tan^2 \phi} \right) \sigma_v + \left(1 - \left(\frac{1}{\tan^2 \phi} \right) \right) \alpha P_p \quad (32)$$

Con: σ_h – esfuerzo horizontal mínimo, ϕ – ángulo de fricción, σ_v – Sobrecarga, P_p – Presion de poro

El esfuerzo horizontal mínimo a profundidades individuales puede ser estimado a partir de los datos como pruebas de goteo, *FIT*, pérdidas de lodo y resultados de Fracturamiento.

Los esfuerzos horizontales mínimo y máximo pueden ser calculados usando varios métodos como el de *Mathews & Kelly* (1998) y de esfuerzos tectónicos (*Poroelástica*) entre otros. El Método de *Mathews & Kelly* establece un gradiente de fractura (*GF*) y está en función del gradiente de presión de poro (*PPG*) y el gradiente de sobrecarga (*OBG*). Existe un parámetro de relación de esfuerzos (*K*) el cual puede ser hallado a partir de las pruebas de goteo. La fórmula es presentada en la siguiente ecuación:

$$GF = PPG + K * (OBG - PPG) \quad (33)$$

En este trabajo se optó por estimar los esfuerzos horizontales usando la ecuación poroelástica, mostrada en la siguiente ecuación ya que considera las propiedades de la roca:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_H \quad (34)$$

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_H + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_h$$

Esta ecuación estima el esfuerzo mínimo (σ_h) en función de la relación de poisson (ν), la sobrecarga (S_v), el coeficiente de Biot (α), la presión de poro (P_p), el Modulo de Young (E) y unos parámetros (ε_h y ε_H) los cuales pueden ser hallados a partir de las pruebas de goteo, pérdidas parciales y totales y valores de fracturamiento si están disponibles.

Esta ecuación toma en cuenta las variaciones laterales producto de los esfuerzos tectónicos horizontales en contra de la Ecuación de *Mathews & Kelly* cuyo componente vertical es el más importante.

Dirección de los Esfuerzos Horizontales

La dirección de los esfuerzos horizontales puede ser determinada ya sea por fracturas inducidas durante la perforación de los registros de imágenes o a partir de la anisotropía de la onda de cizalla de las mediciones del sísmico dipolar. En el caso del área en estudio se tienen mediciones de registros de imágenes y análisis de caliper de 4 brazos que indican la existencia de un ángulo preferencial del esfuerzo mínimo de 5° a 10°, y esto se puede comprobar en la Figura 3.3 a nivel regional.

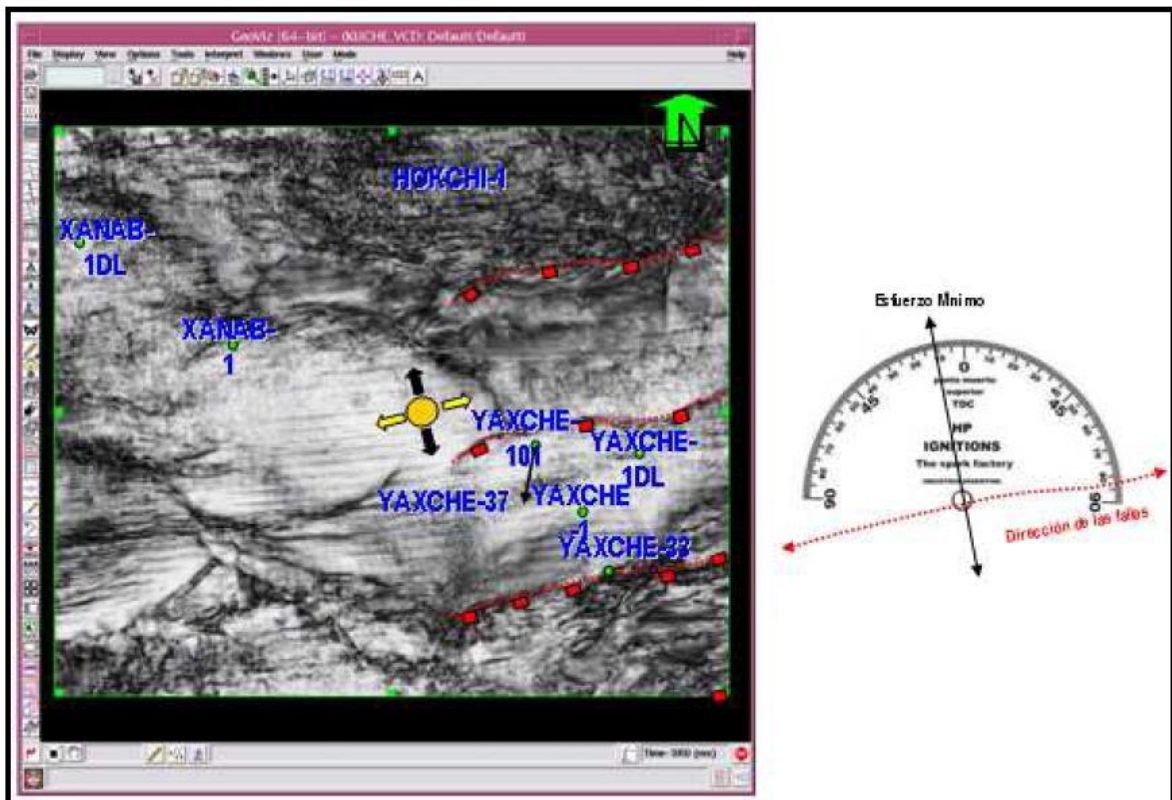


Figura 3.3 Dirección de los esfuerzos horizontales a nivel regional.

CAPÍTULO IV

CORRELACIONES EMPÍRICAS

Para la elaboración de un modelo geomecánico, es importante utilizar valores confiables de propiedades elásticas estáticas y de resistencia de la roca del área a estudiar, que nos van a permitir calibrar y validar las curvas de las propiedades obtenidas, mediante registros o correlaciones empíricas como en este caso. Estas propiedades de la roca son resistencia a la compresión no confinada (*UCS*), ángulo de fricción (*FA*), esfuerzo de tensión, Modulo de Young estático (*E*) y la relación de poisson estática (*PR*)

Las propiedades anteriores, obtenidas de núcleos son más exactas para la elaboración de los *MEM*, que las propiedades dinámicas obtenidas de registros, ya que como se mencionó anteriormente, las mediciones sónicas son llevadas a cabo con altas frecuencias (alrededor de 10 KHz) las cuales involucran deformaciones muy pequeñas y las formaciones muestran esencialmente una respuesta no drenada de la muestra. Bajo estas condiciones dinámicas, la roca exhibe una respuesta de mayor dureza que la que mostraría bajo una carga estática como en un ensayo de laboratorio de mecánica de rocas o bajo la carga estática en el terreno cercano al pozo.

Sin embargo el principal obstáculo que se presenta en la elaboración de los modelos geomecánicos, es la falta de núcleos en terciario, con información de las propiedades estáticas, para validar las diferentes correlaciones que se han publicado. Para este caso en particular se contó con información de 4 núcleos, con pruebas triaxiales que nos permitieron obtener las correlaciones empíricas utilizadas en la elaboración del modelo geomecánico.

4.1 PROPIEDADES ESTÁTICAS Vs PROPIEDADES DINÁMICAS

Las propiedades estáticas son obtenidas de núcleos, mediante la aplicación de presión y medición de la deformación de un tapón de muestra y las propiedades dinámicas son calculadas usando velocidades de ondas sónicas y valores de registro de densidad. Ya que las propiedades de la roca dependen de la amplitud y frecuencia, las propiedades dinámicas son normalmente de 2 a 10 veces mayor que las propiedades estáticas¹⁸. Esta razón no es muy clara. *Dvorak, en 1970⁶*, sugiere que esto podría deberse a grietas o espacios porosos, magnitud de esfuerzos, efectos de temperatura y saturación de fluido. Otra posible razón es la diferencia en magnitudes de esfuerzos y tensión y como se ha mencionado anteriormente a la diferencia en las frecuencias usadas en la medición de las propiedades estáticas y dinámicas.

Cabe señalar que los datos de núcleos a menudo no son representativos de condiciones in situ, debido a los cambios que sufre la roca cuando es sacada a superficie y adicionalmente las pruebas efectuadas a los núcleos no son realizadas a las presiones de confinamiento a las que la roca estaba expuesta en el fondo. Sin embargo, para el modelado de las propiedades estáticas son importantes, ya que predicen el comportamiento de la formación a mayores esfuerzos en los que la falla puede ocurrir, mientras que los módulos dinámicos representan el comportamiento a esfuerzos más pequeños.

Las propiedades estáticas son necesarias para la elaboración del *MEM*, sin embargo, la información con la que normalmente contamos es la de registros geofísicos en toda la trayectoria del pozo y principalmente en el caso de los pozos exploratorios como es este, adicionalmente son más fáciles de adquirir y menos costoso que los ensayos de laboratorio de núcleos. Por lo tanto, el procedimiento estándar de la industria petrolera

es el uso de correlaciones empíricas para calcular las propiedades estáticas de las propiedades dinámicas.

Desde 1936, en la Industria Petrolera, muchos especialistas han desarrollado y publicado correlaciones empíricas relacionando módulos estáticos y dinámicos. Sin embargo, los valores determinados a partir de estas correlaciones tienen una amplia variación debido a las propiedades petrofísicas y geológicas de cada región.

En el presente trabajo se muestran las correlaciones empíricas obtenidas con información de los núcleos del pozo en estudio y su aplicación en otro pozo en el área. Estas correlaciones son únicas y aplican para el área en estudio.

4.2 INFORMACIÓN DE NÚCLEO

Los datos que utilicé para determinar las correlaciones de resistencia de la roca son de los resultados de las pruebas triaxiales de los núcleos del pozo H-1, en este pozo se cortaron 4 núcleos a las profundidades de: 1815-1824 m; 2326-2335 m; 2536-2545 m y 3435-3444 m. De estos 4 núcleos solo los núcleos 1, 3 y 4 contaban con resultado de pruebas triaxiales realizados por la *Cia. ResLab*.

La litología de estos núcleos es la siguiente:

Núcleo 1

Arena de cuarzo, gris claro a gris oscuro, de grano fino a muy fino (88-177 μ), sub angulosos a subredondeados, mal clasificados, regularmente consolidada, abundantes micas, micro laminaciones de materia orgánica de aspecto bituminoso, con algunas delgadas capas y nódulos de mudstone color crema, compacto (1.5 cm. de espesor). **Lutita arenosa**, calcárea, gris claro-gris verdoso, de aspecto bentonítico, suave a semi compacta.

Núcleo 3

Arenisca de cuarzo, gris oscuro de grano fino a muy fino (177-350 μ), regular a mal clasificada, granos angulosos a subredondeados, regularmente consolidada, en partes ligeramente calcárea, buena porosidad primaria intergranular, buena impregnación de hidrocarburos, con intercalaciones de **Lutita** gris claro, arenosa, compacta, en la que se observa impregnación de hidrocarburos. **Arenisca** de cuarzo, gris oscuro de grano fino a muy fino con impregnación de hidrocarburos.

Núcleo 4

Toba lítica gris claro de grano fino a muy fino, arenosa, regular a bien consolidada con intercalaciones de arenisca de cuarzo gris claro, arcillosa, de grano fino a muy fino, regularmente clasificados, granos sub angulosos a subredondeados, con pobre porosidad primaria intergranular.

Al analizar los resultados de las pruebas triaxiales observé que estas pruebas se realizaron a presiones de confinamiento de 100 psi, 900 psi, 1800 psi y 2700 psi. Para

determinar los resultados de la presión de confinamiento a emplear, calculé el esfuerzo efectivo a las profundidades de los núcleos obteniendo los siguientes resultados:

- Núcleo 1 Esfuerzo efectivo: 1084 psi
- Núcleo 3 Esfuerzo efectivo: 2178 psi
- Núcleo 4 Esfuerzo efectivo: 3767 psi

Como se observa estas presiones de confinamiento no fueron ajustadas de acuerdo a la respuesta de cada muestra y por tanto exceden el esfuerzo efectivo excepto en el núcleo 4, el cual por ser de una litología volcánica no clásica evidentemente muestra mayor resistencia.

Posteriormente se analizaron los gráficos esfuerzo-deformación y se comprobó que la elevada presión de confinamiento incide en los resultados obtenidos.

En el Núcleo 1, los valores de Densidad se muestran muy similares (probablemente a que son taponés gemelos). El *Modulo de Young* presenta un comportamiento inverso al esperado, ya que con el incremento de la presión de confinamiento el valor disminuye. Las deformaciones altas son proporcionales a los elevados esfuerzos de confinamiento. Los datos de *relación de poisson* presentan el mismo comportamiento inverso para las presiones de 1800 psi y 2700 psi que rebasan el esfuerzo efectivo.

No. de Muestra	Profundidad (metros)	Presión de Confinamiento (psi)	Densidad de la muestra (g/cm ³)	Esfuerzo Axial (psi)	Módulo de Young (10 ³ psi)	Relación de Poisson
N1H48	1821.79	100	2.100	2943	110	0.383
N1H49	1821.83	900	2.114	4032	55.4	0.314
N1H50	1821.86	1800	2.115	5014	54.7	0.347
N1H51	1821.89	2700	2.116	6210	49.9	0.396

Tabla 4.1. Resultados del núcleo 1.

Núcleo 3: Nuevamente no se seleccionó la Presión de Confinamiento adecuada. Altas variaciones de *Modulo de Young* entre las pruebas con el mismo comportamiento inverso en las presiones de confinamiento de 2600 psi y 3800 psi, que rebasan el esfuerzo efectivo de la roca. El mismo comportamiento se observa en la *relación de poisson* para las presiones de confinamiento de 2600 psi y 3800 psi.

No. de Muestra	Profundidad (metros)	Presión de Confinamiento (psi)	Densidad de la muestra (g/cm ³)	Esfuerzo Axial (psi)	Módulo de Young (10 ³ psi)	Relación de Poisson
N3H42	2541.39	100	2.17	907	145	0.212
N3H43	2541.43	1400	2.17	3417	637	0.253
N3H44	2541.47	2600	2.18	1899	203	0.235
N3H45	2541.51	3800	2.21	1447	101	0.319

Tabla 4.2. Resultados del núcleo 3.

Núcleo 4: Selección de Presión de Confinamiento no toma en cuenta el esfuerzo efectivo, sin embargo los resultados muestran buen comportamiento hasta la presión de confinamiento de 3400 psi, ya que la presión de confinamiento de 5200 psi, rebasa en esfuerzo efectivo de la roca.

No. de Muestra	Profundidad (metros)	Presión de Confinamiento (psi)	Densidad de la muestra (g/cm ³)	Esfuerzo Axial (psi)	Módulo de Young (10 ³ psi)	Relación de Poisson
N4H35	3443.26	100	2.31	13092	1930	0.207
N4H36	3443.30	1800	2.26	17121	2370	0.266
N4H37	3443.37	3400	2.28	21962	2230	0.205
N4H38	3443.41	5200	2.30	39497	3260	0.273

Tabla 4.3. Resultados del núcleo 4.

Finalmente, para la obtención de las correlaciones empíricas, se utilizaron los resultados de las pruebas, con las presiones de confinamiento menores al esfuerzo efectivo, siendo los datos los siguientes:

Núcleo (metros)	Presión de confinamiento (psi)	Módulo de Young (10 ³ psi)	Relación de Poisson
1	900	55.4	0.314
2	1400	637.0	0.253
3	3400	2230	0.205

Tabla 4.4.- Valores usados para determinar correlaciones.

4.3 MÓDULOS DINÁMICOS

Los módulos dinámicos G , K , E y ν , fueron calculados de los datos de registros del pozo H-1, utilizando el sistema de ecuaciones 31, las cuales son las siguientes:

$$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho_b}{(\Delta t_{shear})^2}$$

$$K_{dyn} = (13474.45) \rho_b \left[\frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn}$$

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

$$\nu_{dyn} = \frac{3K_{dyn} - 2G_{dyn}}{6K_{dyn} + 2G_{dyn}}$$

Dónde:

G_{dyn} = Módulo de corte (*MPSI*)

K_{dyn} = Módulo Elástico Volumétrico (*MPSI*)

E_{dyn} = Módulo de Young (*MPSI*)

ν = Relación de poisson (*adimensional*)

$\Delta t_{compressional}$ = Onda compresional (*us/pie*)

Δt_{shear} = Onda de corte (*us/pie*)

ρ_b = Densidad (*gr/cc*)

Estas ecuaciones², consideran que la formación es un componente sólido, linealmente elástico, isótropo y homogéneo. Dadas las suposiciones que controlan este modelo, con la determinación de 2 módulos elásticos, los otros dos pueden ser determinados

4.4 CORRELACION EMPIRICA PARA DETERMINAR MÓDULOS ESTÁTICOS E Y ν DE LOS MÓDULOS DINÁMICOS

4.4.1 MÓDULO DE YOUNG

Con la información mostrada en la tabla 4.4. desarrollé las correlaciones empíricas del pozo H-1, para relacionar los módulos estáticos con los dinámicos. Debido a que las pruebas de los tapones de los núcleos se realizaron a diferentes presiones de confinamiento, sin tomar en cuenta el esfuerzo efectivo in situ de la roca, para obtener las correlaciones seleccioné los datos del *Módulo de Young* obtenidos de las pruebas realizadas con presión de confinamiento muy cercana al esfuerzo efectivo de la roca.

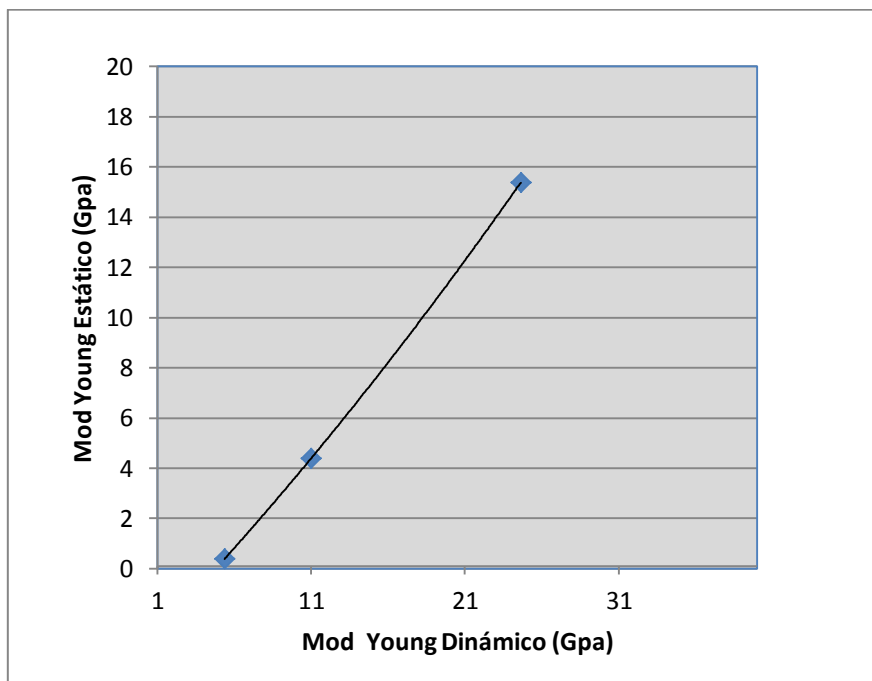


Figura 4.1 *Módulo de Young Estático vs Módulo de Young Dinámico.*

Con la gráfica de la Figura 4.1, se obtuvo la siguiente correlación empírica:

$$MY_{estático} = 0.0049 * MY_{dyn}^2 + 0.6314 * MY_{dyn} - 3.1461, \quad R^2 = 1 \quad (35)$$

Esta correlación fue la que presentó mejor ajuste y menor error en la reproducción de los datos de módulo de Young de los núcleos. Para asegurar valores razonables del módulo de Young, definí el límite inferior de 350 psi (0.002413 Gpa)³.

4.4.2 RELACIÓN DE POISSON

Con la información mostrada en la tabla 4.4, desarrollé la correlación empírica para relacionar la *relación de poisson dinámica* con la *relación de poisson estática*, haciendo la misma consideración que con el *módulo de Young*, para seleccionar los datos de las pruebas.

La Figura 4.2 muestra la correlación de los datos estáticos obtenidos de las pruebas de núcleos y dinámicos obtenidos de los registros geofísicos.

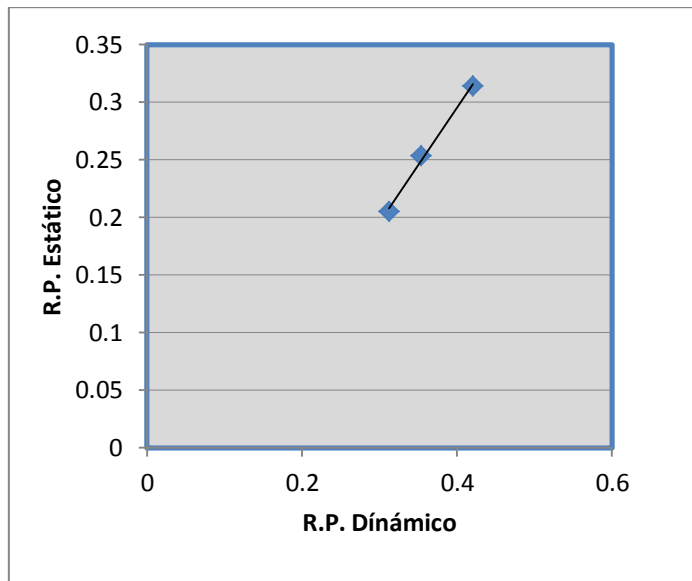


Figura 4.2 *Relación de Poisson Estático vs Relación de Poisson Dinámico.*

Con la gráfica de la Figura 4.2, se obtuvo la siguiente correlación empírica:

$$RP_{estática} = 0.9923 * RP_{dyn} - 0.1018, \quad R^2 = 0.9952 \quad (36)$$

Aun cuando esta correlación no fue la que nos dio el menor error en la reproducción de los valores de núcleos, se seleccionó por simplicidad.

4.5 RESISTENCIA DE LA ROCA

Los datos de resistencia de la roca, usados para la elaboración del modelo geomecánico son: ángulo de fricción (FA), y la resistencia a la compresión no confinada (UCS). Estos se obtienen a partir de una prueba triaxial, utilizando el criterio de falla de *Mohr-Coulomb* a muestra de núcleos.

4.6 CRITERIO DE FALLA DE MOHR COULOMB

Como se mencionó en el capítulo II, el criterio de falla de *Mohr-Coulomb* se utilizó para calcular *UCS* y *FA*. *Mohr* propuso en 1900, que la falta de corte a través de un plano está relacionado con el esfuerzo normal y el esfuerzo cortante por la siguiente ecuación lineal⁵.

$$|\tau| = S + \mu\sigma \quad (37)$$

Donde τ es el esfuerzo de corte, μ es el coeficiente de fricción interna, σ es el esfuerzo normal y S es la cohesión o resistencia al corte inherente. La cohesión es la fuerza necesaria para mantener un grano de arena en la superficie de la roca. El coeficiente de fricción interna es la resistencia al movimiento a lo largo de un plano de corte debido a las fuerzas de fricción²⁰.

Los criterios de falla de *Mohr-Coulomb* está diseñado de tal manera que si una muestra de roca tiene tres esfuerzos principales desiguales, una línea de falla se puede determinar, y si los valores de σ y τ caen debajo de la línea, la falla no ocurre⁵. Esto se muestra en la siguiente figura:

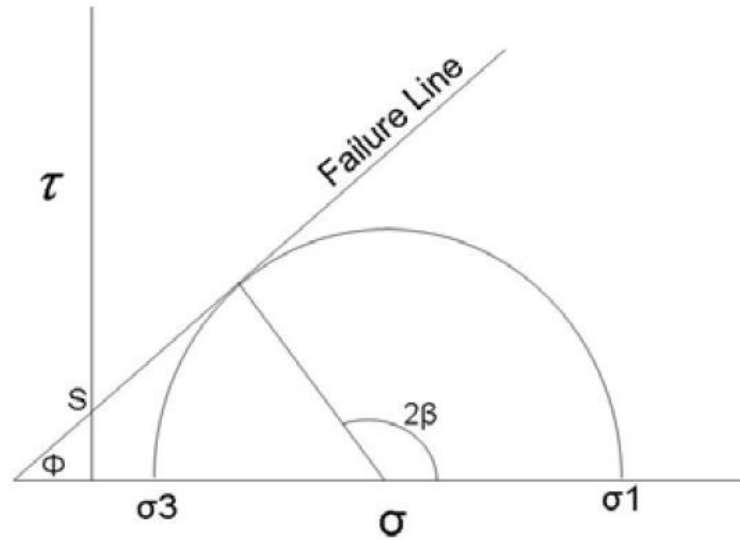


Figura 4.3 Criterio de falla de *Mohr-Coulomb* y el círculo de *Mohr* que representa el estado de esfuerzos⁹.

El esfuerzo cortante y el normal se determinan a partir de las siguientes ecuaciones:

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\sin 2\beta \quad (38)$$

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\beta \quad (39)$$

Donde a partir de los resultados de pruebas triaxiales, σ_1 es la carga aplicada en psi y σ_3 es la presión de confinamiento en psi. 2β es el ángulo entre el punto de coincidencia en el círculo de *Mohr* y la línea de falla⁹. Las dos variables de interés para el modelado geomecánico son *FA* (Φ) y *UCS*, que se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$\text{Tan}\phi = \mu \quad (40)$$

$$\text{UCS} = 2S \frac{\cos\phi}{1 - \sin\phi} \quad (41)$$

El ángulo de fricción es el ángulo desde el plano horizontal, a lo largo del cual la falla de corte ocurrirá en una prueba de núcleo²⁰. UCS es la carga por unidad de área donde la roca fallará en compresión.

4.7 RESISTENCIA DE LA ROCA DEL POZO H-1

El criterio de falla de *Mohr-Coulomb* se aplicó a los 3 núcleos del pozo H-1, la siguiente figura muestra los resultados obtenidos:

S1 Carga Axial (psi)	S3 Presión de Confinamiento (psi)	p (psi)	q (psi)	p/q slope	p/q intersecc. (psi)	Ángulo de Fricción (grados)	Cohesión (psi)
3043	100	1571	1471				
4932	900	2916	2016				
6814	1800	4307	2507	0.383	878	22.5	951
8910	2700	5805	3105				

Tabla 4.5 Resultado de las pruebas triaxiales del núcleo 1.

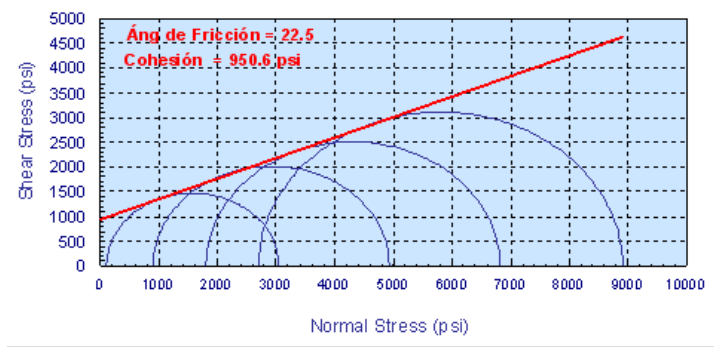


Figura 4.4. Circulo de *Mohr-Coulomb* del Núcleo 1.

S1 Carga Axial (psi)	S3 Presión de Confinamiento (psi)	p (psi)	q (psi)	p/q slope	p/q intersecc. (psi)	Ángulo de Fricción (grados)	Cohesión (psi)
1007	100	554	454	0.491	182	29.4	209
4817	1400	3109	1709				

Tabla 4.6. Resultado de las pruebas triaxiales del núcleo 3

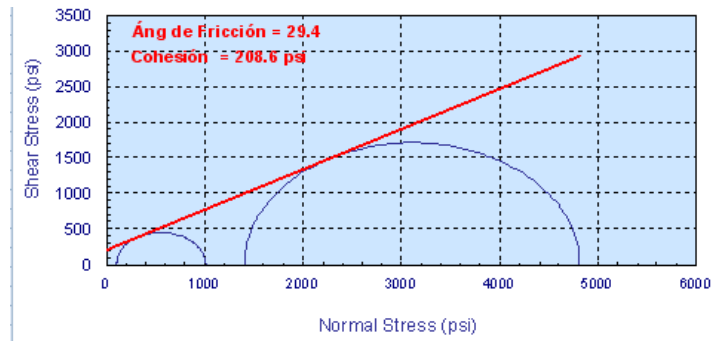


Figura 4.5. Circulo de *Mohr-Coulomb* del Núcleo 3.

S1 Carga Axial (psi)	S3 Presión de Confinamiento (psi)	p (psi)	q (psi)	p/q slope	p/q intersecc. (psi)	Ángulo de Fricción (grados)	Cohesión (psi)
13192	100	6646	6546				
18921	1800	10360	8560				
25362	3400	14381	10981	0.733	1139	47.1	1674
44697	5200	24948	19748				

Tabla 4.7. Resultados de las pruebas triaxiales del núcleo 4.

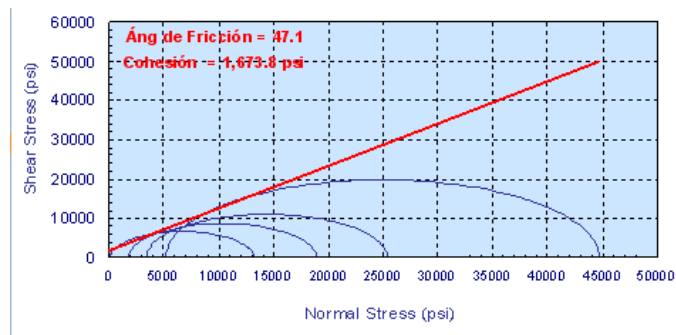


Figura 4.6. Circulo de *Mohr-Coulomb* del Núcleo 4.

Como se mencionó anteriormente la cohesión, es determinada de la intercepción del eje Y con la línea de falla y el ángulo de fricción es determinado del ángulo de la línea de falla con el eje X.

Con la ecuación del *UCS* mostrada anteriormente (41) y los resultados obtenidos de las pruebas en el círculo de *Mohr*, se calculó el valor de *UCS* de los núcleos, los resultados obtenidos y valores del ángulo de fricción empleados para la obtención de las correlaciones empíricas, se muestran en la siguiente tabla:

Núcleo	Ángulo de Fricción (°)	UCS (psi)
1	22.49	2845
3	29.41	714
4	45.4	8642

Tabla 4.8 Resultados del ángulo de fricción y *UCS* para los núcleos del pozo H-1.

Para el ángulo de fricción en el núcleo 4, se tomó el promedio de los 2 valores que se tenían y el valor de *UCS* del núcleo 3, por tener un comportamiento inverso al esperado con la profundidad, (esto debido, probablemente a que los tapones se dañaron con las altas presiones de confinamiento empleadas en las pruebas), no se tomó en cuenta para la obtención de la correlación empírica.

4.8 CORRELACIÓN EMPIRICA DEL UCS PARA EL POZO H-1

Para determinar los parámetros de resistencia de la roca, primero es necesario entender la relación entre la resistencia de la roca y parámetros elásticos estáticos. Existen un gran número de correlaciones publicadas que sugieren una relación entre el *UCS* y el *módulo de Young*. Sin embargo, para que esta correlación sea válida, los módulos estáticos deben ser obtenidos a los mismos niveles de esfuerzos⁹. Los valores de *Modulo de Young* y *UCS* que utilicé en las correlaciones provenían de una presión de confinamiento, cercana al valor del esfuerzo efectivo in situ, representada en la siguiente ecuación⁹.

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad (42)$$

Dónde:

σ' = Esfuerzo efectivo

σ = Esfuerzo total

P_p = Presión de poro.

Este concepto de esfuerzo efectivo fue desarrollado por *Terzaghi* en 1943 para mecánica de suelo y sugiere que el esfuerzo efectivo, más que el esfuerzo total, es determinante para definir si la roca falla o no debido a la carga externa⁹.

Biot en 1956 introdujo un constante α , para modificar la ecuación de *Terzaghi* y hacerla más aplicable a las rocas. Así, la ecuación 42 queda de la siguiente manera:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \quad (43)$$

Como se mencionó anteriormente, el valor de *UCS* para el núcleo 3, no se tomó en cuenta para obtener las correlaciones empíricas, por tener un comportamiento inverso al esperado con la profundidad. Con los otros valores de los núcleos 2 y 4 se obtuvo la siguiente gráfica

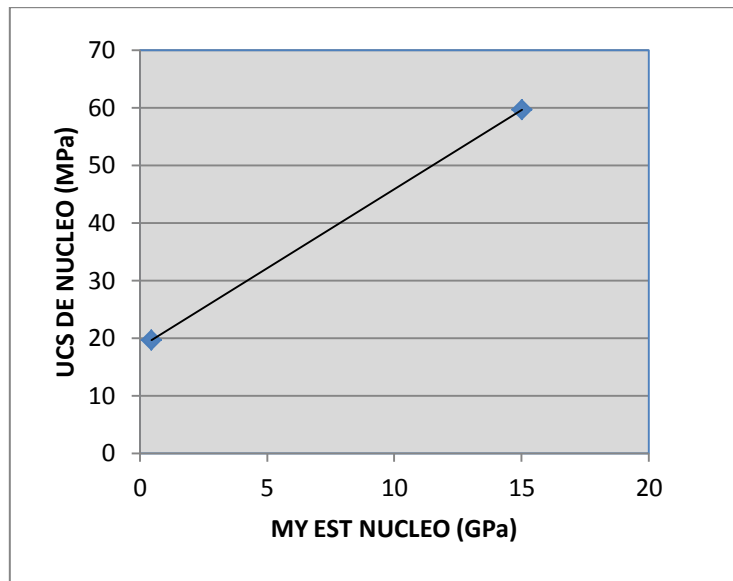


Figura 4.7 UCS vs MY Estático.

A los datos graficados en la Figura 4.7, obtenidos de los núcleos, se le ajustó una línea recta obteniendo la siguiente correlación:

$$UCS = 2.6658 * MY_{estático} + 18.6, \quad R^2 = 1 \quad (44)$$

Al tener únicamente dos valores graficados, todas las correlaciones obtenidas, tendrán un excelente ajuste, y utilizando el mismo criterio que en la *relación de poisson*, se utilizó la correlación lineal.

4.9 CORRELACIÓN EMPÍRICA DEL ÁNGULO DE FRICCIÓN PARA EL POZO H-1

El Angulo de fricción, matemáticamente puede tomar valores de hasta 90°, sin embargo en la práctica puede alcanzar hasta 30°. Para obtener la correlación empírica del

ángulo de fricción, grafiqué los valores del ángulo de fricción y UCS de los núcleos 1, 3 y 4, sin embargo como mencioné anteriormente el valor del UCS del núcleo 3, presenta valores inverso al esperado con la profundidad, en su lugar utilicé el valor de UCS, calculado en la sección anterior y en el núcleo 4, para el valor del ángulo de fricción, utilicé el promedio de los 2 valores que se tenían, los datos se muestran en la siguiente Figura:

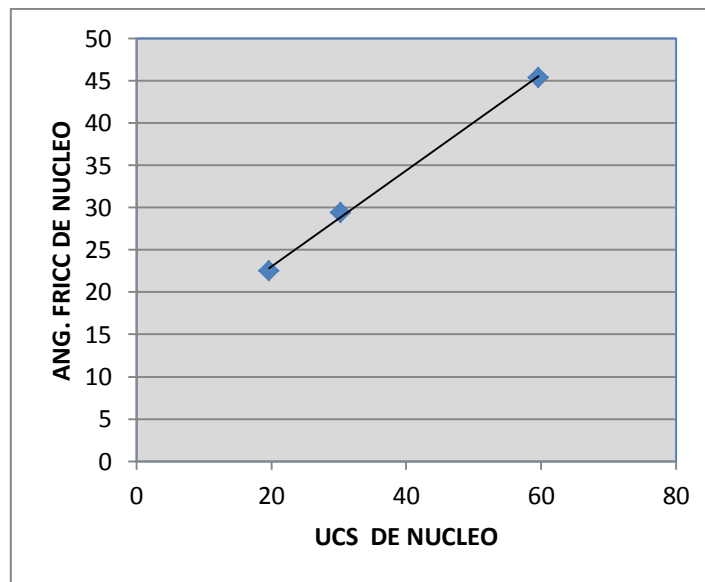


Figura 4.8 *Angulo de fricción vs UCS.*

A los datos graficados en la Figura 4.8, obtenidos de los núcleos, se le realizó ajustes, lineal, exponencial, logarítmica y de potencia, sin embargo, se aplicó el mismo criterio utilizado para la *relación de poisson y UCS*, seleccionando La correlación lineal siguiente:

$$FANG = 0.5672 * UCS + 11.733, \quad R^2 = 0.9986 \quad (45)$$

4.10 RESISTENCIA A LA TENSIÓN

Además de los valores de UCS y el ángulo de fricción FA , es importante tener un estimado de la resistencia a la tensión. La resistencia a la tensión es a menudo estimada, como un porcentaje de resistencia a la compresión no confinada UCS . Aunque los valores publicados varían, la resistencia a la tensión suele ser estimado de un 8 a 12 % de la resistencia a la compresión no confinada⁴. Este parámetro se puede calcular de un ensayo de mecánica de rocas llamada prueba brasilera la cual consiste en la carga sobre un disco de la muestra y observar a que carga axial se produce el inicio y propagación de la fractura paralela a la carga. A los núcleos del pozo H-1, no se le realizó esta prueba, así que para el presente trabajo y de acuerdo a lo mencionado anteriormente se estableció la siguiente relación:

$$\text{Resistencia a la tensión} = 8.5\% * UCS \quad (46)$$

4.11 VALIDACIÓN DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS

PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA

Antes de utilizar las correlaciones empíricas para relacionar los módulos dinámicos con los módulos estáticos, es necesario validar la funcionalidad de las correlaciones. Para realizar esta validación, con la información de los registros geofísicos disponibles del pozo H-1 y el sistema de ecuaciones 31, calculé los *módulos dinámicos* y posteriormente con las correlaciones empíricas para el *Modulo de Young*, *Relación de Poisson*, *UCS* y *ángulo de fricción*, se determinaron las propiedades estáticas para elaborar el modelo geomecánico. En la Figura 4.9, se muestra en el primer carril la mecánica estratigráfica del pozo H-1, en el segundo carril, el *módulo de Young dinámico* (café oscuro), el *módulo de Young estático* calculado con las correlaciones empíricas (café claro) y con un diamante azul, el valor del *módulo de Young* obtenido de núcleo. En el tercer carril se presenta la *relación de poisson dinámica* (verde oscuro), la *relación de poisson estática* calculada con la correlación empírica (verde claro) y en diamante azul los valores obtenidos de los núcleos.

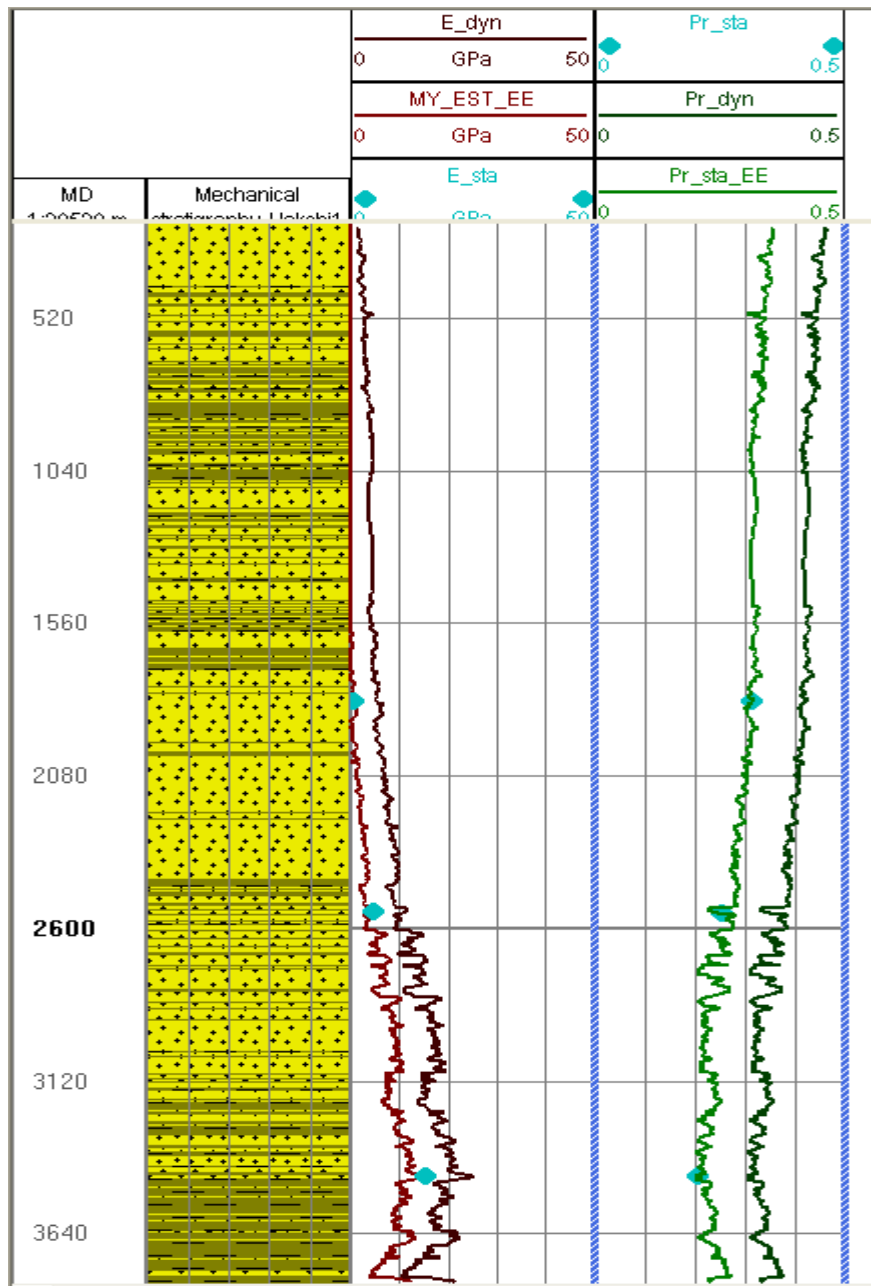


Figura 4.9. Propiedades Elásticas Dinámicas y Propiedades Estáticas calculadas con las correlaciones empíricas

PROPIEDADES DE RESISTENCIA DE LA ROCA

En la Figura 4.10, se muestra en el primer carril la mecánica estratigráfica del pozo H-1, en el segundo carril, la curva de *UCS* calculada con la correlación empírica y los valores

de *UCS* del núcleo. En el tercer carril se presenta el ángulo de fricción calculado con la correlación empírica y los valores obtenidos de los núcleos.

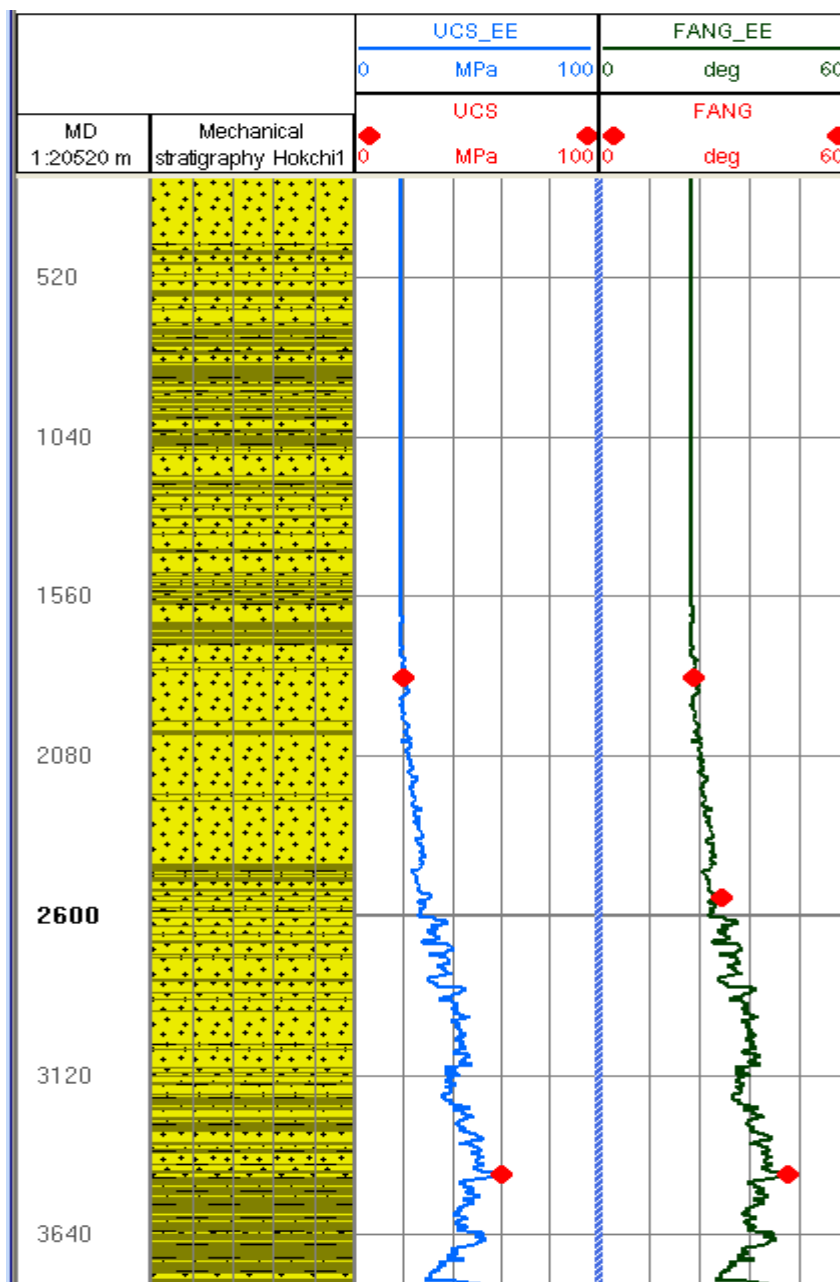


Figura 4.10. Resistencia de la roca calculada con correlaciones empíricas.

Como se puede observar en las Figuras 4.9 y 4.10, las curvas de las propiedades elásticas estáticas y de resistencia de la roca, calibran muy bien con los resultados obtenidos en laboratorio de los núcleos. Adicionalmente se observa que las curvas de las propiedades estáticas para el *módulo de Young* y *Relación de Poisson*, son menores a las curvas dinámicas, como se menciona en la literatura especializada. Con esto podemos dar por validadas las correlaciones empíricas obtenidas.

CAPÍTULO V

MODELO GEOMECÁNICO DEL POZO H-1

El modelo geomecánico comprende la determinación del esfuerzo vertical, presión de poro, esfuerzo principal mínimo, magnitud y orientación del esfuerzo máximo y propiedades de la roca como propiedades elásticas y de resistencia. En esta sección se presentan los resultados obtenidos mediante el software *MEM IQ* de la compañía Schlumberger.

La determinación de este modelo se realizó empleando la metodología de 10 pasos mostrada en el capítulo III.

5.1 AUDITORIA DE DATOS

Esta es la parte más importante en la elaboración del modelo geomecánico, ya que aquí, se tiene que integrar toda la información que se tenga en el pozo o área de estudio. En algunas ocasiones los pozos de correlación o pozos estudiados como en este caso, no cuentan con toda la información de registros geofísicos, como es el de la onda compresional *DTCO* o de cizalla *DTSM*, las cuales son indispensables para el cálculo de las propiedades dinámicas del pozo.

Cuando no se cuenta con las ondas *DTCO* y *DTSM* en la trayectoria completa del pozo, estos registros se pueden completar generando sintéticos derivados del registro de densidad, sin embargo cuando el registro de densidad está afectado por las condiciones de agujero, el registro *DTCO* derivado mostrará las inconsistencias del registro de densidad, y esta inconsistencia se acentuará más, si del registro *DTCO*

derivamos la onda *DTSM*. Otra manera de obtener la onda *DTSM* cuando solo se cuenta con esta en un tramo del pozo, es realizar un Cros Plot del *DTCO* vs *DTSM*, ajustarle una curva y completar la onda *DTSM*. Para validar estas curvas obtenidas ya sea del registro de densidad o mediante el cros plot, tenemos el registro *VSP* o *check shot*. En la Figura 5.1, se muestra la información original de los registros geofísicos

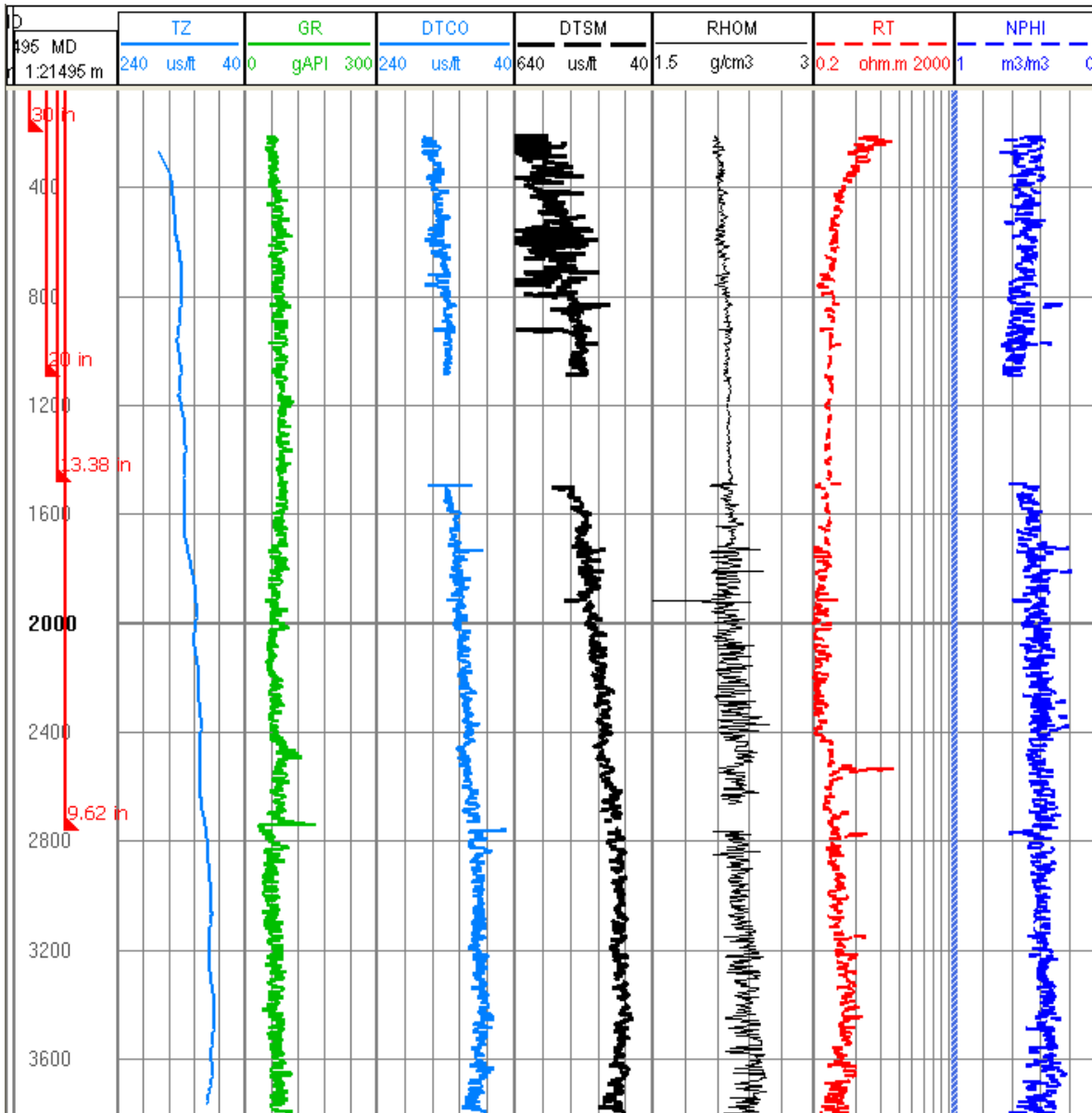


Figura 5.1 Registros Geofísicos del pozo H-1.

Para el cálculo de las propiedades dinámicas K , G , E y ν , se necesita información de las ondas compresional, de cizalla y de densidad, sin embargo, como se observa en la

Figura 5.1, hay un tramo del pozo H-1 que no tiene la onda compresional y de cizalla. Para completar la onda compresional *DTCO* utilicé la *TZ* del pozo ya que esta es un dato duro que está obtenida del registro *VSP* del pozo H-1. Finalmente el registro de la onda *DTSM* lo derivé del registro de la onda *DTCO*.

Después de completar los registros *DTCO* y *DTSM*, con el objeto de minimizar los efectos de agujero en los registros, realicé un suavizamiento de las curvas, quedando finalmente como se muestra en la Figura 5.2.

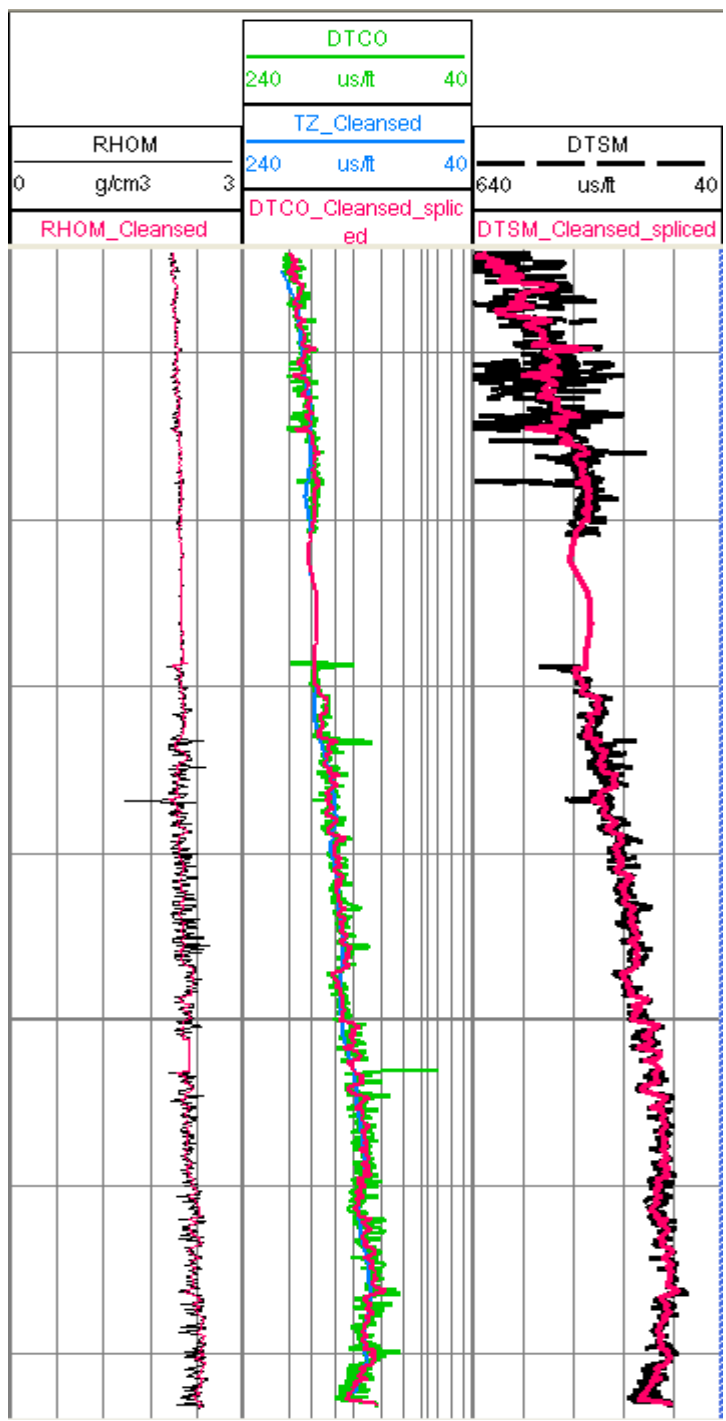


Figura 5.2. Registros completos y suavizados.

5.2 EVENTOS DE PERFORACIÓN

Para que el modelo geomecánico desarrollado sea validado, este debe reproducir los eventos de perforación, tales como derrumbe se agujero, manifestaciones, pérdidas, empacamiento de tubería, además debe calibrarse con la información obtenida de las pruebas de goteo y de multiprobadores de formación.

Para obtener la historia de perforación del pozo H-1, revisé los reportes diarios de perforación y reportes geológicos, los cuales contienen datos valiosos acerca de los problemas de perforación observados y los cuales son útiles para el análisis geomecánico. Para una mejor visualización de estos eventos se plasmaron en la Figura 5.3

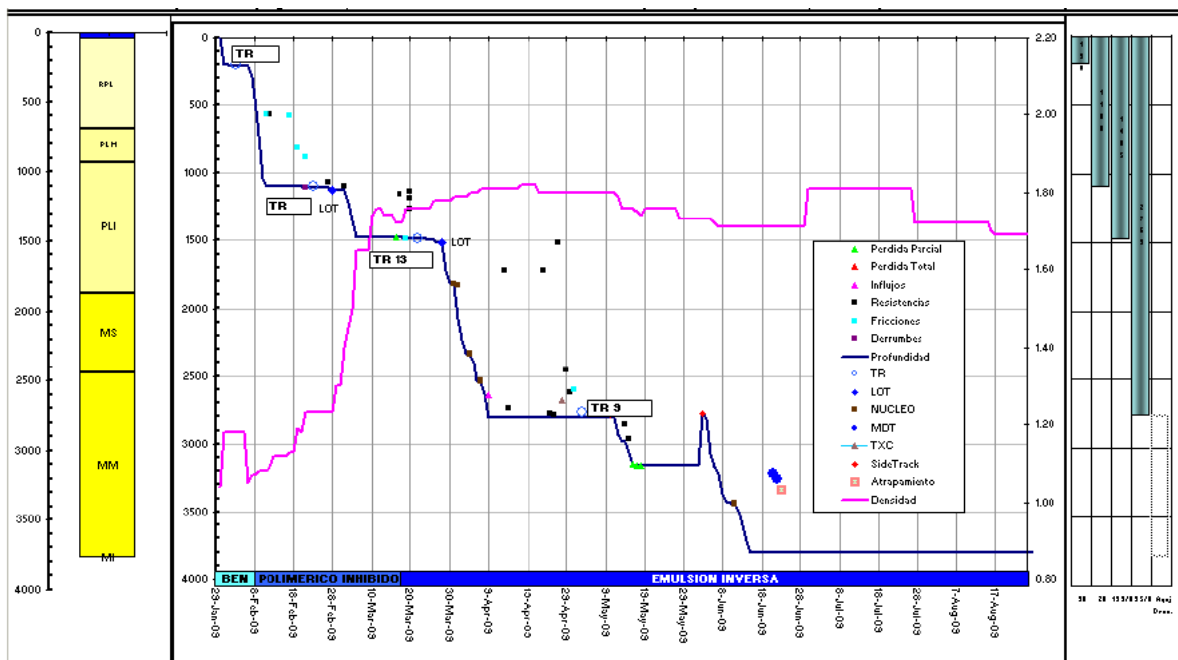


Figura 5.3.- Eventos de perforación del pozo H-1.

Como se puede observar en la gráfica, la mayor parte de los problemas de fricciones y resistencia se presentaron una vez alcanzada la profundidad de cementación de la etapa de perforación, principalmente en la adquisición de registros geofísicos ya que la densidad del lodo fue más baja de lo que se requería a la profundidad de 1100 m y a 2808 m la diferencial del lodo era muy alta.

5.3 MECANICA ESTRATIGRÁFICA

Determinar la mecánica estratigráfica del pozo en estudio, es fundamental para la construcción del modelo geomecánico ya que las propiedades de las rocas son diferentes en las arcillas y en las arenas.

Para definir la Mecánica Estratigráfica del pozo H-1, inicialmente se realizó utilizando el registro de rayos gamma, trazando líneas de tendencia, divididos por etapas de perforación, ya que en los cambios de etapas el registro de GR en ocasiones presenta desfaseamiento. Posteriormente los resultados obtenidos fueron ajustados con la descripción litológica mostrada en los informes finales. En los intervalos someros y en la primera etapa del conductor donde no se cuenta con registros o donde no se cuenta con información litológica se extrapola la información de los pozos del área y de información de los informes de riesgos someros. La Figura 5.4 muestra la mecánica estratigráfica del pozo H-1.

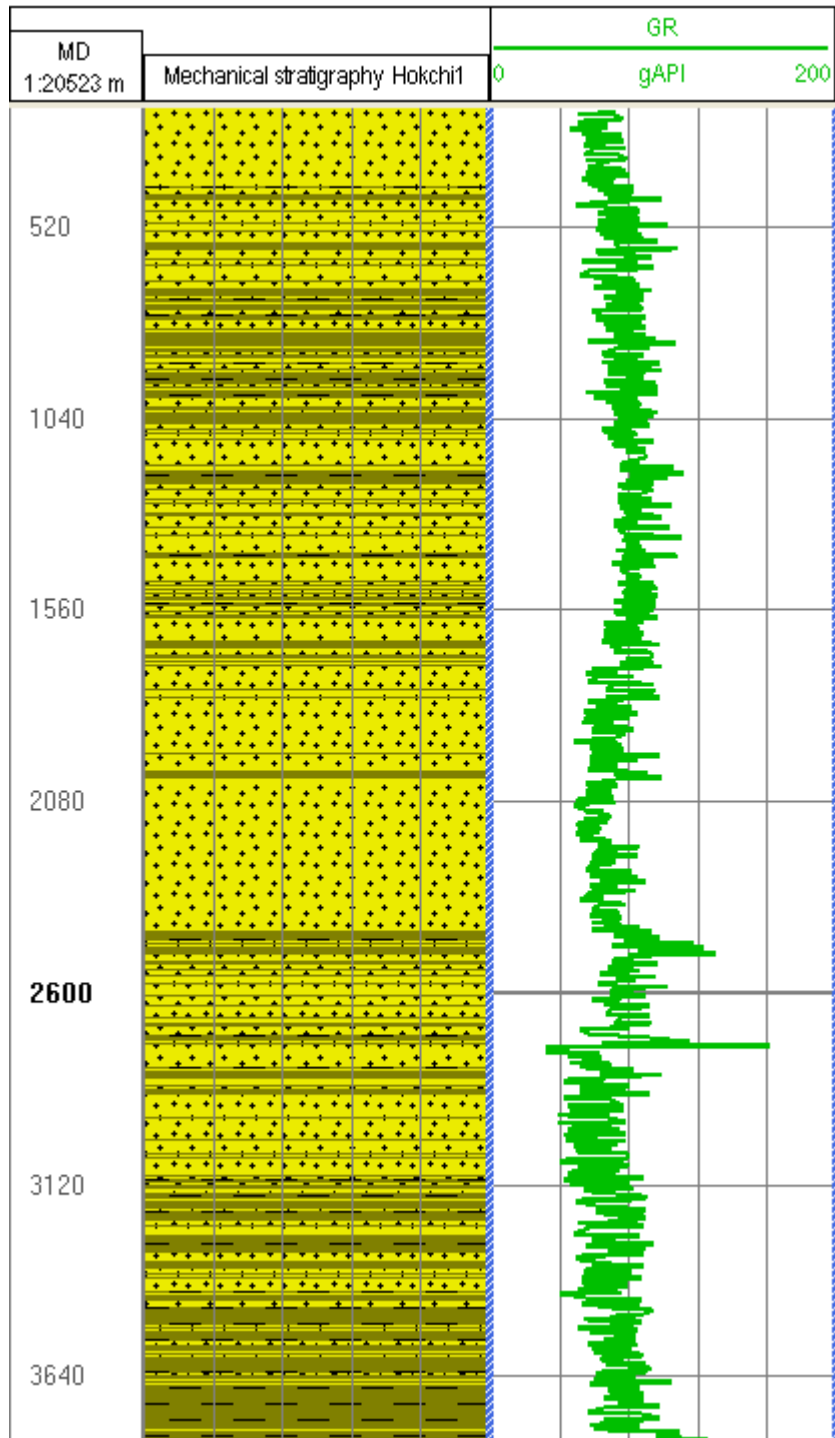


Figura 5.4 Mecánica estratigráfica del pozo H-1.

5.4 ESFUERZO VERTIVAL (Sobrecarga)

El esfuerzo de sobrecarga es determinado mediante la integración de la densidad de todas las capas rocosas encima del punto de interés. En las secciones donde el registro de densidad esté disponible, la sobrecarga es calculada por la integración de los valores de densidad. En las secciones someras donde normalmente no se cuenta con registros de densidad, este registro es extrapolado hasta el fondo marino.

Para nuestro cálculo de la estimación de la sobrecarga, se usó el registro de densidad del pozo H-1 con las siguientes premisas:

Densidad en fondo marino: 1.75 g/cc

Posición Somera (225 m): 2.05 g/cc

Posición profunda (800 m): 2.18 g/cc

La densidad en fondo marino, se ajustó con los datos que se tiene del estudio Geofísico-Geotécnico, que se realiza en los pozos exploratorios, con la finalidad de detectar los riesgos someros en la perforación e instalación de equipos de perforación, hasta una profundidad aproximada de 600 m. En la Figura 5.5, se presenta el resultado obtenido de la sobrecarga para el pozo H-1.

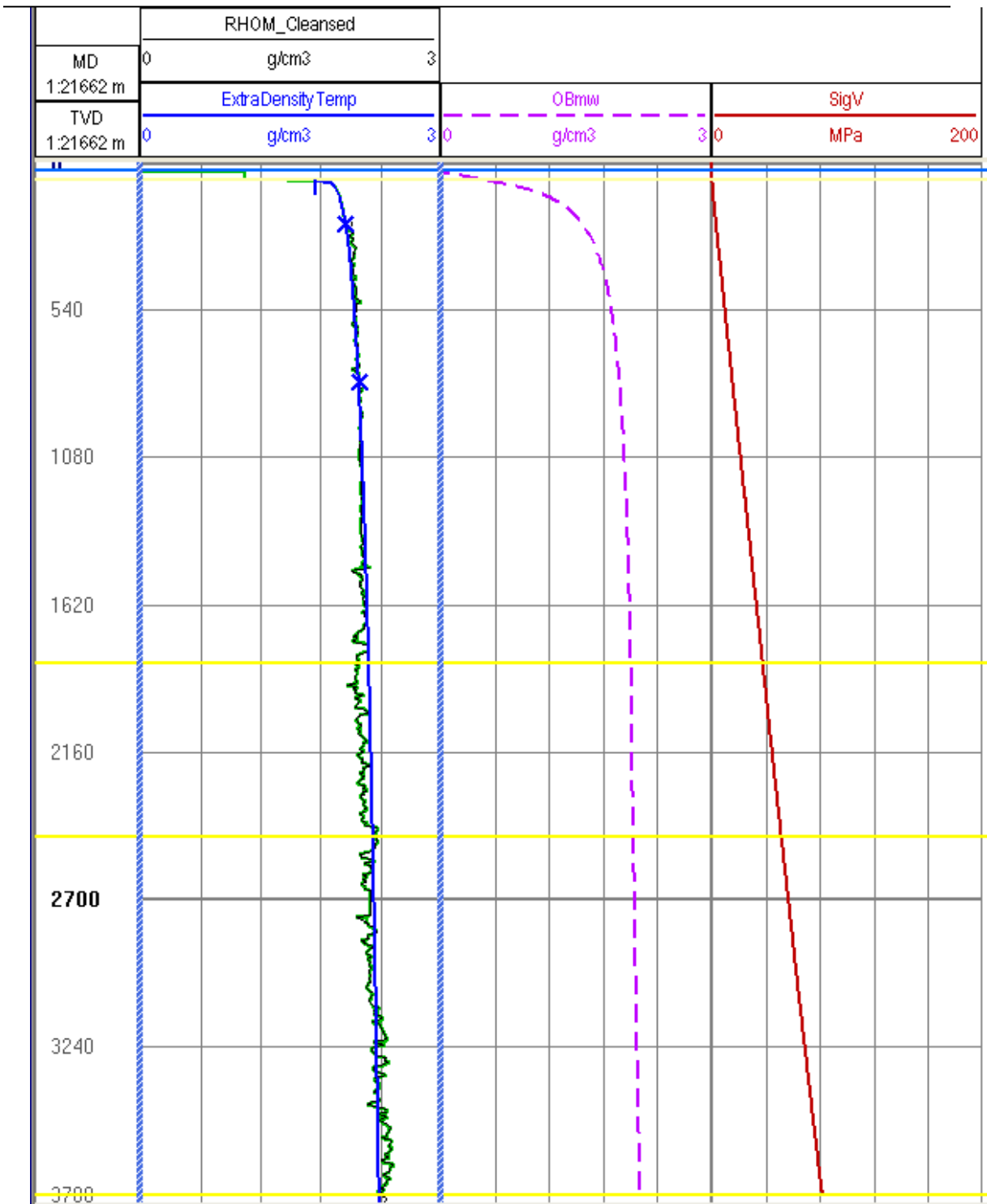


Figura 5.5- Sobrecarga del pozo H-1.

5.5 PRESIÓN DE PORO

La Presión de poro fue estimada con el registro sísmico, ya que es el registro que se ve menos afectado por las condiciones de agujero, usando el método de Eaton con un exponente de 3 y un gradiente de Presión normal de 1.05 g/cc. Para el pozo H-1, la estimación de la presión de poro se realizó con una tendencia normal de compactación con una pendiente de -5440.81, obteniéndose un excelente ajuste con las presiones y eventos de perforación observados. Adicionalmente, en este pozo se tomaron presiones con herramienta multiprobador de formaciones *MDT*, en buena parte del terciario, con los cuales se calibro el resultado de presión de poro obtenido como se puede observar en la Figura 5.6.

En el cuarto carril de la Figura 5.6, se observa que la presión de poro tiene un incremento considerado de +/- 1000 a 1700 m y después empieza a decrecer, esta información es comprobada con los datos obtenidos del multiprobador de formaciones, y con el evento de brote que se tuvo a la profundidad de 1478 m. Del análisis realizado se concluye que debido a que la litología perforada en este pozo, está compuesta en su mayoría por intercalaciones de arena (carril 1 de la Figura 5.6) y como podemos observar en las Figuras 5.7 y 5.8, los cuerpos de arena superiores, están comunicados a través de fallas con arenas inferiores, ocasionando con esto un sobrepresionamiento de las arenas superiores y posteriormente una disminución de la presión de poro.

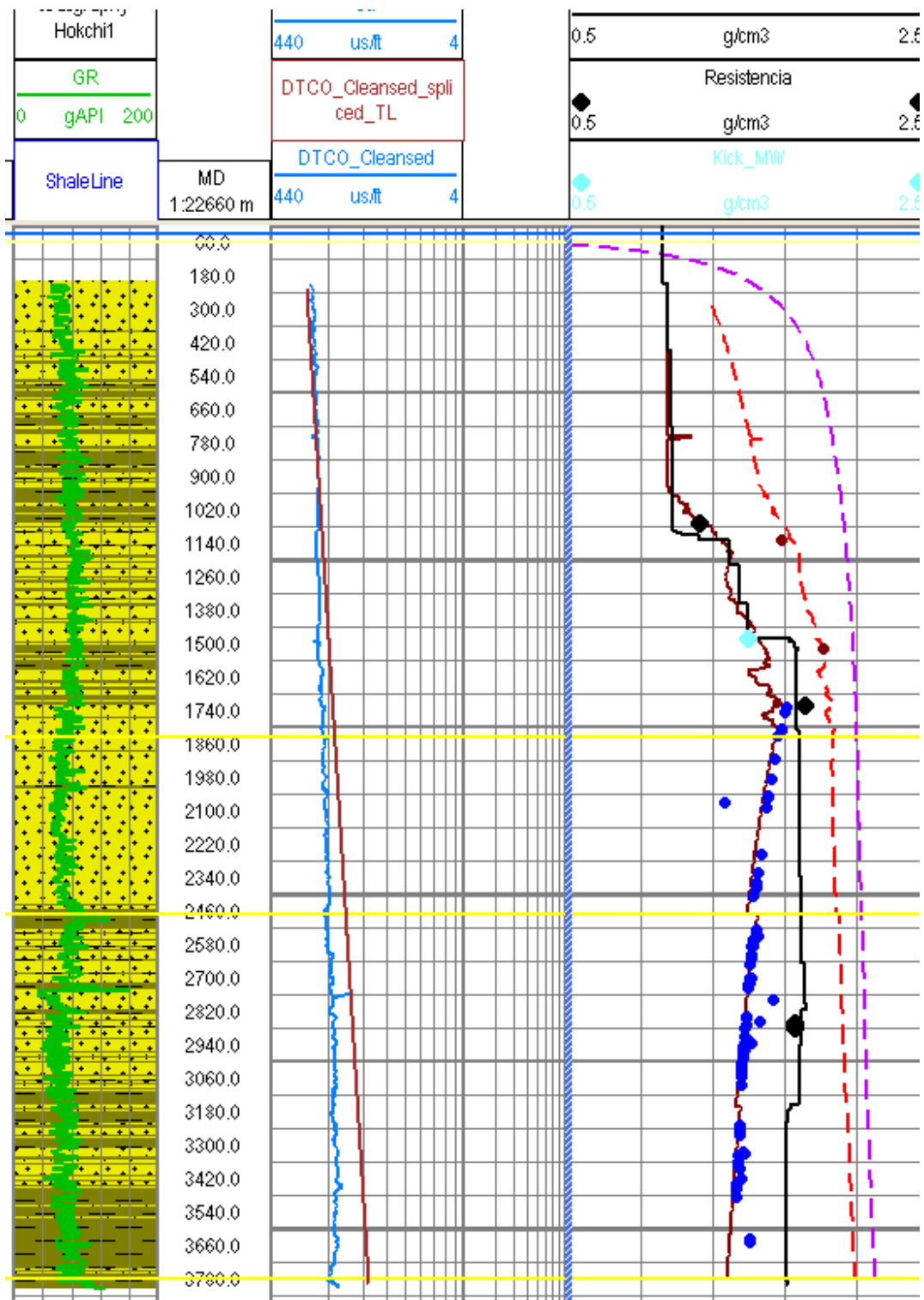


Figura 5.6.- Presión de poro del pozo H-1.

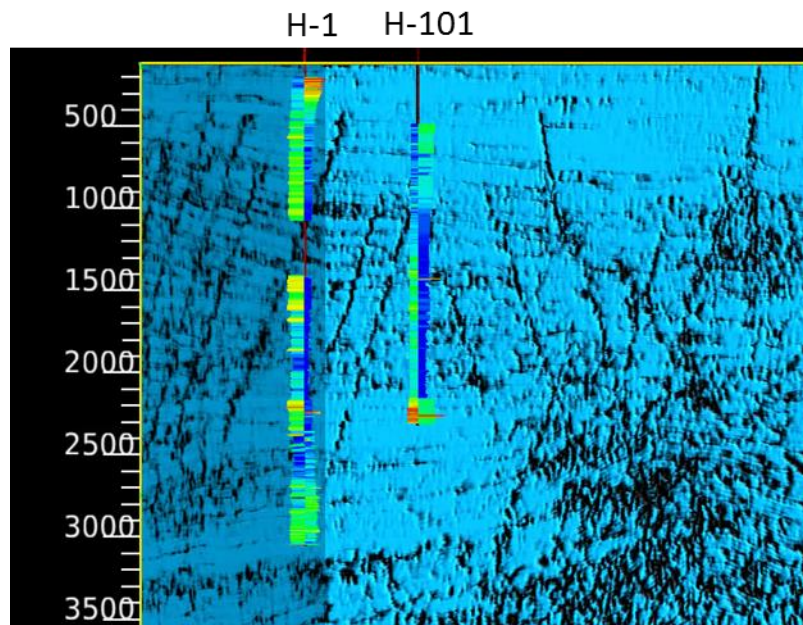


Figura 5.7. Atributos sísmicos para ver fallas o discontinuidades

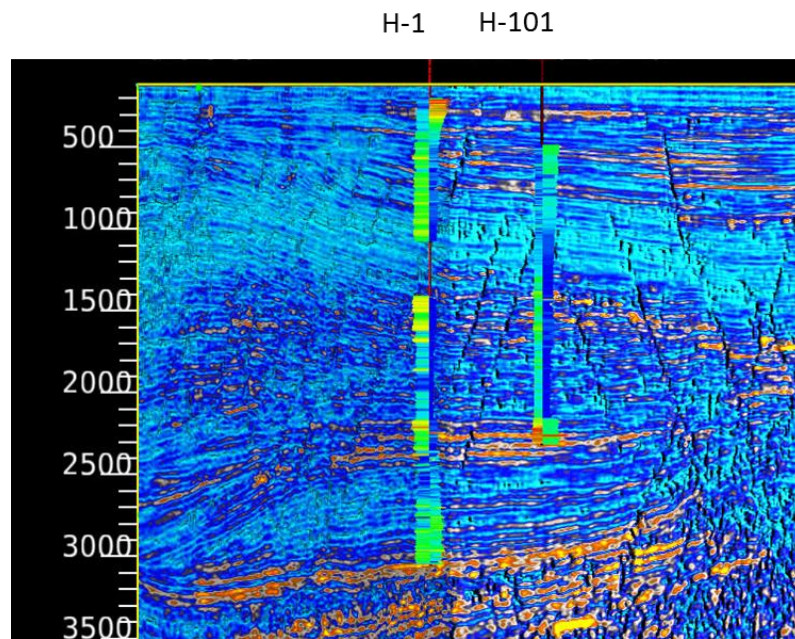


Figura 5.8. Atributos sísmicos para ver arenas

5.6 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA.

Para la determinación de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, primero se calcularon los módulos dinámicos G , K , E y ν , con las ecuaciones mostradas en la sección anterior y la información de los registros sísmicos dipolar ($DTCO$ y $DTSM$) y de densidad. Posteriormente se determinaron los módulos estáticos E y ν , con las correlaciones empíricas obtenida con la información de los núcleos cortados en el pozo H-1. Los resultados se muestran en la Figura 5.9.

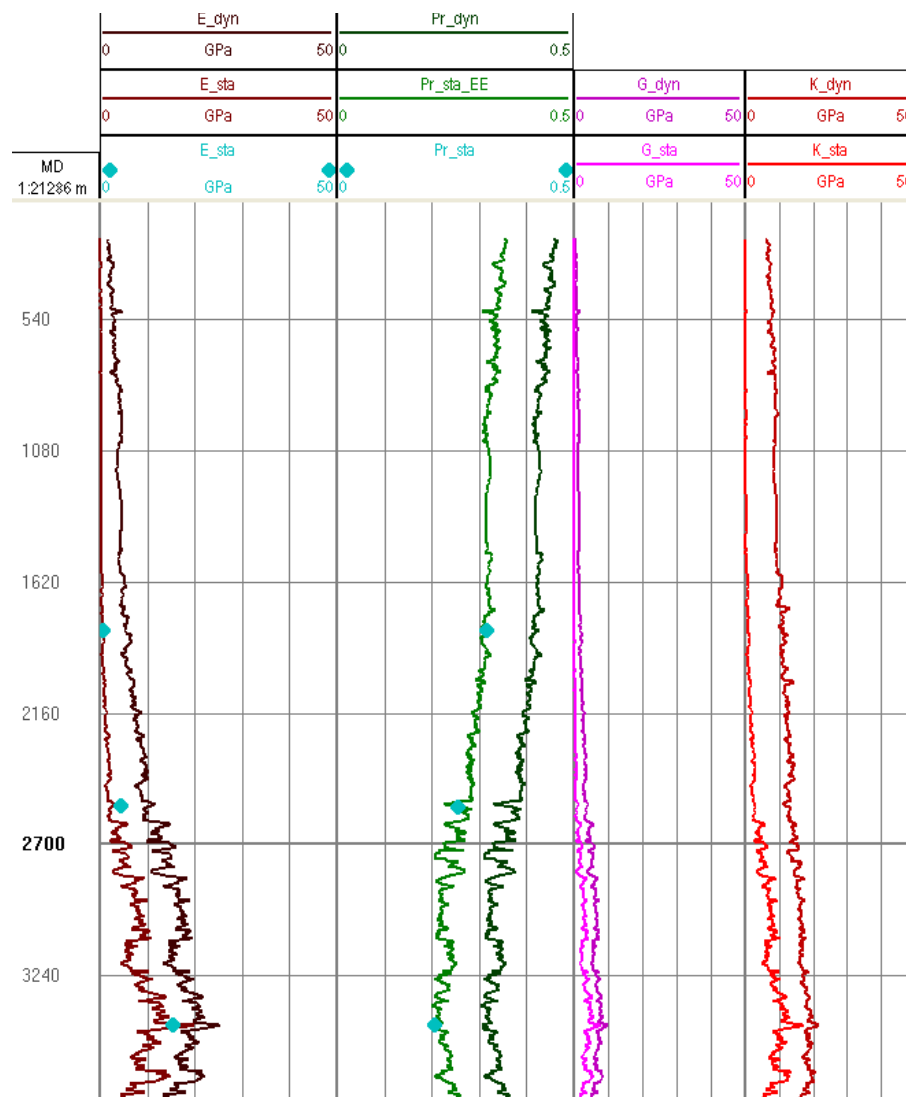


Figura 5.9 Módulos Dinámicos y Módulos Estáticos del pozo H-1.

Como se observa en la figura 5.9, los módulos elásticos dinámicos son mayores que los estáticos. El *Módulo de Young estático* (E) y la *Relación de Poisson estático* (ν), calibran muy bien con los datos de los núcleos del pozo H-1. Y como se mencionó en la sección anterior, estos módulos elásticos son dependientes, así que el módulo de corte estático (G) y el módulo de volumen estático (K), se calcularon a partir de los módulos estáticos E y ν .

5.7 PROPIEDADES DE RESISTENCIA DE LA ROCA

Para determinar la Resistencia de la roca UCS (Resistencia a la compresión no confinada), existe una gran cantidad de correlaciones desarrolladas en diferentes partes del mundo que aplican principalmente para el área donde fueron desarrolladas, ya que las variaciones petrofísicas y geológicas varían en las cuencas geológicas. Para este caso utilicé la correlación empírica obtenida de información de núcleos cortados en el pozo H-1.

La otra propiedad de la resistencia de la roca, que es un parámetro importante en el modelaje de los esfuerzos es el ángulo de fricción interna. Esta propiedad es uno de los dos parámetros que definen el criterio de falla de *Mohr-Coulomb*. El *ángulo de fricción* determina el incremento de la resistencia que exhibe un material bajo condiciones de cargas confinadas. La determinación del ángulo de fricción que utilicé en el modelado, se realizó mediante la correlación empírica mostrada en la sección anterior.

En la Figura 5.10, se presentan los resultados obtenidos del UCS y en *Ángulo de fricción*, en donde se puede observar que ambas correlaciones empíricas nos proporciona buenos resultados.

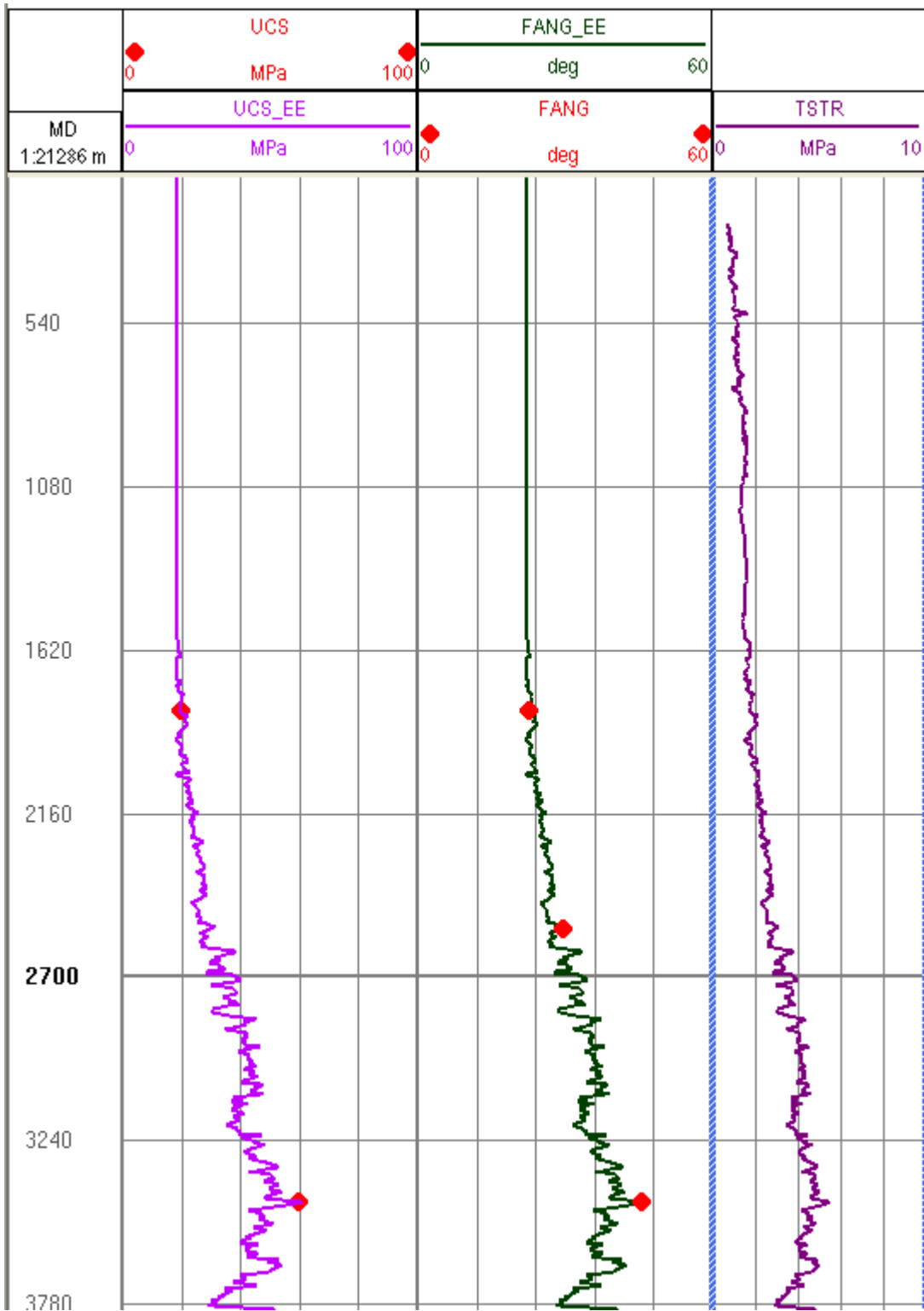


Figura 5.10.- UCS, Angulo de Fricción y resistencia a la tensión del pozo H-1.

5.8 RESISTENCIA A LA TENSIÓN

El otro parámetro importante de la resistencia de la roca, es la resistencia a la tensión, que también se puede determinar en los núcleos, mediante la prueba brasileira en el laboratorio, sin embargo para el caso estudiado no contábamos con esta información así que de acuerdo a las diferentes literaturas que existen, en donde se menciona que la resistencia a la tensión es de un 8 a un 12% del valor del *UCS* y de acuerdo a la experiencia personal, se consideró utilizar el 8.5% del *UCS*. En la Figura 5.8, se presentan estos resultados.

5.9 DETERMINACIÓN DE DIRECCIÓN DE ESFUERZOS

La dirección de los esfuerzos horizontales puede ser determinada ya sea por fracturas inducidas durante la perforación en los registros de imágenes o a partir de la anisotropía de la onda de cizalla de las mediciones del sónico dipolar. El caso en estudio es un pozo vertical, así que la dirección de los esfuerzos horizontales no tiene impacto en los resultados. Sin embargo se consideró de registros de imágenes de pozos del área en estudio y se corroboró en planos regionales.

5.10 DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO Y MÁXIMO

El *esfuerzo horizontal mínimo* a profundidades individuales puede ser estimado a partir de los datos como pruebas de goteo, pruebas de integridad, perdidas de lodo y

resultados de Fracturamiento. A su vez el *esfuerzo horizontal máximo* actualmente no puede ser medido directamente, aunque ya existen en el mercado herramientas que lo determinan de manera indirecta. Para este estudio no se contaban con herramientas especiales que nos proporcionara esta información y se determinó el *esfuerzo horizontal mínimo* y el *esfuerzo horizontal máximo*, usando la ecuación *poroelástica* (34), mostrada en el capítulo III. Esta ecuación estima el *esfuerzo mínimo* (σ_h) en función de la *relación de poisson* (ν), la *sobrecarga* (S_v), el *coeficiente de Biot* (α), la *presión de poro* (P_p), el *Modulo de Young* (E) y unos parámetros (ϵ_h y ϵ_H), los cuales pueden ser hallados a partir de las pruebas de goteo, perdidas parciales y totales y valores de fracturamiento si están disponibles. Esta ecuación toma en cuenta las variaciones laterales producto de los esfuerzos tectónicos horizontales en contra de la Ecuación de Mathews & Kelly cuyo componente vertical es el más importante.

5.11 SIMULACIÓN Y RESULTADOS

ESTABILIDAD DE POZOS Y VALIDACIÓN DEL MODELO

La inestabilidad del pozo durante la perforación causa problemas importantes en todas las áreas del mundo. Un problema de estabilidad del pozo es lo que los perforadores llaman un agujero apretado o un incidente de pegadura de tubería. Hay muchas posibles razones para que esto ocurra, pero en la mayoría de los casos reportados, la razón fundamental es el colapso mecánico del pozo. La mayor parte de la inestabilidad ocurre en lutitas o mudstone, pero a veces también dentro del yacimiento. Frecuentemente el colapso mecánico del agujero se combina con la falta de limpieza del pozo. Es una opinión común en la industria petrolera mundial que estos problemas de estabilidad representan por lo general 5-10% de los costos de perforación en exploración y producción, ya que ocasiona pérdida de tiempo y a veces también de los equipos de perforación. Estas cifras implican un costo en todo el mundo para la industria del petróleo, cientos de millones de dólares por año.

Los problemas de estabilidad del pozo se han encontrado con la perforación de los pozos nuevos. Nuevos retos han aparecido en los últimos años, haciendo que el problema de estabilidad sea más difícil de manejar, pero también más importante para resolver.

Como se mencionó anteriormente, la estabilidad del pozo es un problema operativo principalmente en las lutitas y mudstone. A menudo surgen problemas en las lutitas que son ricas en minerales de la arcilla hidratables, y a menudo son asociados con altas presiones de poro. Tradicionalmente, la industria del petróleo ha asociado la inestabilidad del pozo a la hidratación, que pueden ser tratados por medios de aditivos químicos (por ejemplo, sal) en el lodo de perforación. La selección de la densidad del lodo se ha realizado tradicionalmente por la presión de poro y los perfiles de gradiente de fractura. Para evitar el flujo de fluidos (especialmente gas), se ha considerado necesario mantener el peso del lodo arriba el gradiente de presión de poro y para evitar pérdida de lodo, ha sido necesario para mantener el peso del lodo por debajo de la gradiente de fractura.

Actualmente con los análisis de estabilidad de pozo, se demuestra que la densidad del lodo se puede estimar desde una perspectiva de mecánica de rocas ya que en ocasiones la composición del lodo puede afectar la integridad mecánica de la formación cerca del pozo y por lo tanto la estabilidad del agujero.

Para validar el modelo geomecánico obtenido, usando las correlaciones empíricas derivadas de información de núcleos cortados en el pozo H-1, se realizó la estabilidad de pozos en el software *MEN IQ* de la plataforma Petrel de la compañía Schlumberger, con la finalidad de reproducir los problemas observados en el pozos durante la perforación, como derrumbe de agujero, perdidas de fluido, flujos de fluidos, pegadura de tuberías, resistencias, etc. En la Figura 5.11 se presentan los resultados obtenidos.

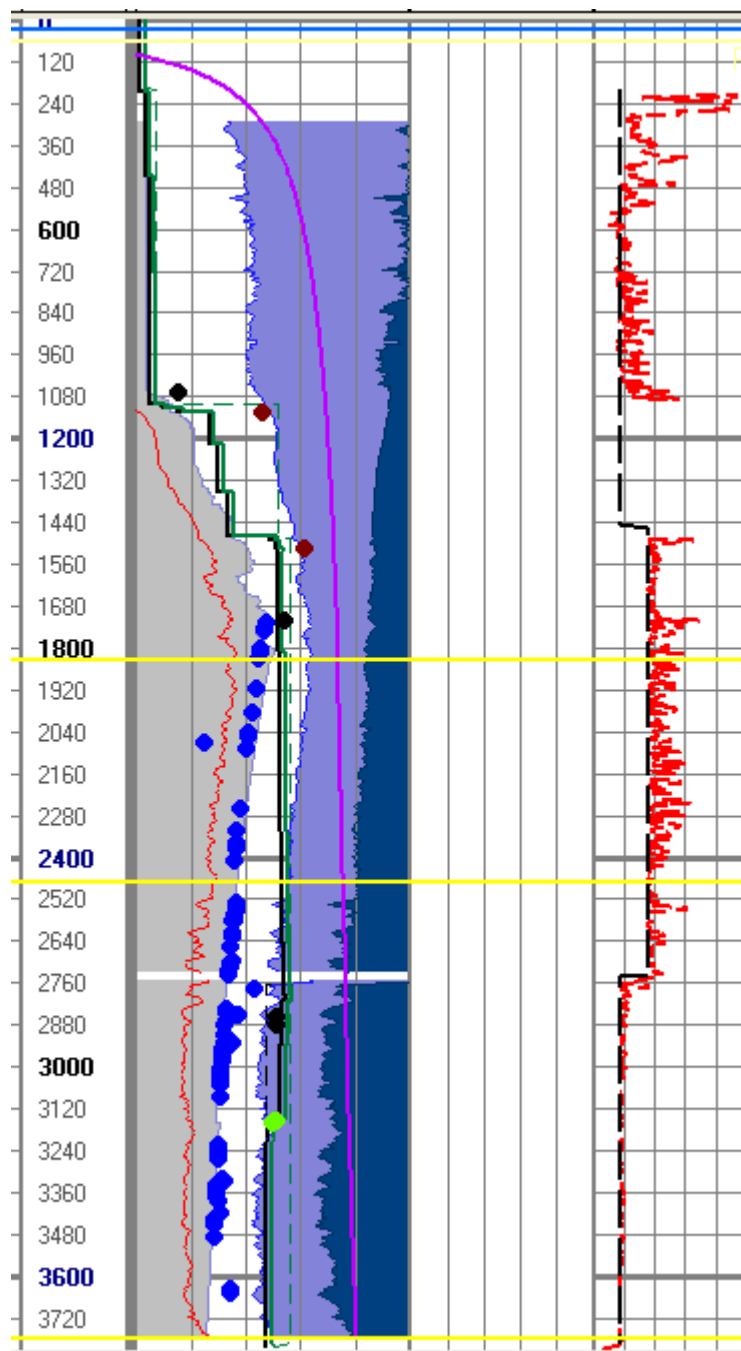


Figura 5.11 Resultado de estabilidad usando las correlaciones empíricas con R.P. estática (presión de poro, colapso, esfuerzo mínimo, esfuerzo máximo y puntos de calibración como *MDT*, resistencia, prueba de goteo y manifestaciones).

Como se puede observar en la Figura 5.11, el esfuerzo mínimo calibra bien con los resultados de la prueba de goteo (diamante guinda) y presenta valores aceptables con la experiencia de perforación hasta la profundidad de +/- 2520 m, a partir de esta profundidad, el esfuerzo mínimo presenta valores menores que la densidad del lodo, indicando que deberíamos tener pérdida de fluido, sin embargo esta pérdida ocurrió hasta la profundidad de 3153 m (diamante verde) y ocasionó que se bajara la densidad del lodo. También hay que considerar que la etapa se perforó con obturante de Carbonato de Calcio como método preventivo de pérdida y nos podría haber permitido perforar sin que se presentara pérdida, sin embargo considerando que el carbonato de calcio no es un obturante para pérdidas severas y que la pérdida se presentó más abajo considero que estos resultados no representan bien la experiencia de perforación.

Otra información importante que apoya la consideración anterior, es que en la Figura 5.11, se puede observar que en que el esfuerzo máximo, a partir de la profundidad de +/- 2520 m, nos está indicando que existe un cambio de régimen, cosa que consideramos no existe, ya que no hay evento geológico que nos justifique esto.

Otro resultado que vale la pena analizar es la curva de colapso que no reproduce los derrumbes de agujero que se observan en el carril 4, sin embargo, analizando la información de los reportes de perforación se concluyó que esto se debe en gran parte a problemas mecánicos causados por operaciones de perforación, ya que este se perforó con repasos continuos y en ambas etapas en donde se observa la presencia de derrumbe, el primer registro que programado fue el de imágenes y de geometría de agujero con el que se tuvo problemas de resistencia a 587 m y a 1725 m, respectivamente, esto probablemente a rugosidad del agujero y a los patines del registro de imágenes.

En la primera etapa fue necesario rimar el agujero y en la segunda, la sonda quedó como pez debido a que accidentalmente se cerró el preventor ciego de corte. La herramienta no se pudo pescar, ocasionando que fuera arrastrada hasta el fondo del pozo con un molino, que causó el derrumbe del agujero. Esto se puede comprobar con la siguiente etapa de perforación, ya que a la profundidad de 2763 m, se cementó la tubería de 9 5/8", continuando la perforación con la misma densidad del lodo hasta que ocurrió la pérdida a 3153 m en donde fue necesario bajar la densidad para controlarla y terminar la etapa final del pozo H-1 y como se puede observar en el cuarto carril de la Figura 5.11, el caliper no presenta derrumbe en esta última etapa.

5.12 AJUSTE AL MODELO GEOMECÁNICO

Como mencioné anteriormente, el *esfuerzo mínimo y máximo* se determinó con el modelo *poroelástico*, que depende del *módulo de Young* y la *relación de poisson*. Para ajustar el modelo geomecánico, realicé ensayos utilizando el *módulo de Young dinámico* y la *relación de poisson dinámico*, observando que este modelo es más dependiente de la *relación de poisson* que del *módulo de Young*.

La Figura 5.12, presenta los resultados utilizando la *relación de poisson dinámica* en vez de la *relación de poisson estática* obtenida de las correlaciones empíricas, para obtener el *esfuerzo horizontal mínimo* y el *esfuerzo horizontal máximo* y podemos observar que los resultados del esfuerzo mínimo a partir de la profundidad de 1200 m y hasta la profundidad del pozo, reproducen bien la experiencia de perforación. Adicionalmente el esfuerzo máximo obtenido ya no presenta cambios de régimen. La curva de colapso presenta las mismas consideraciones anteriormente explicadas.

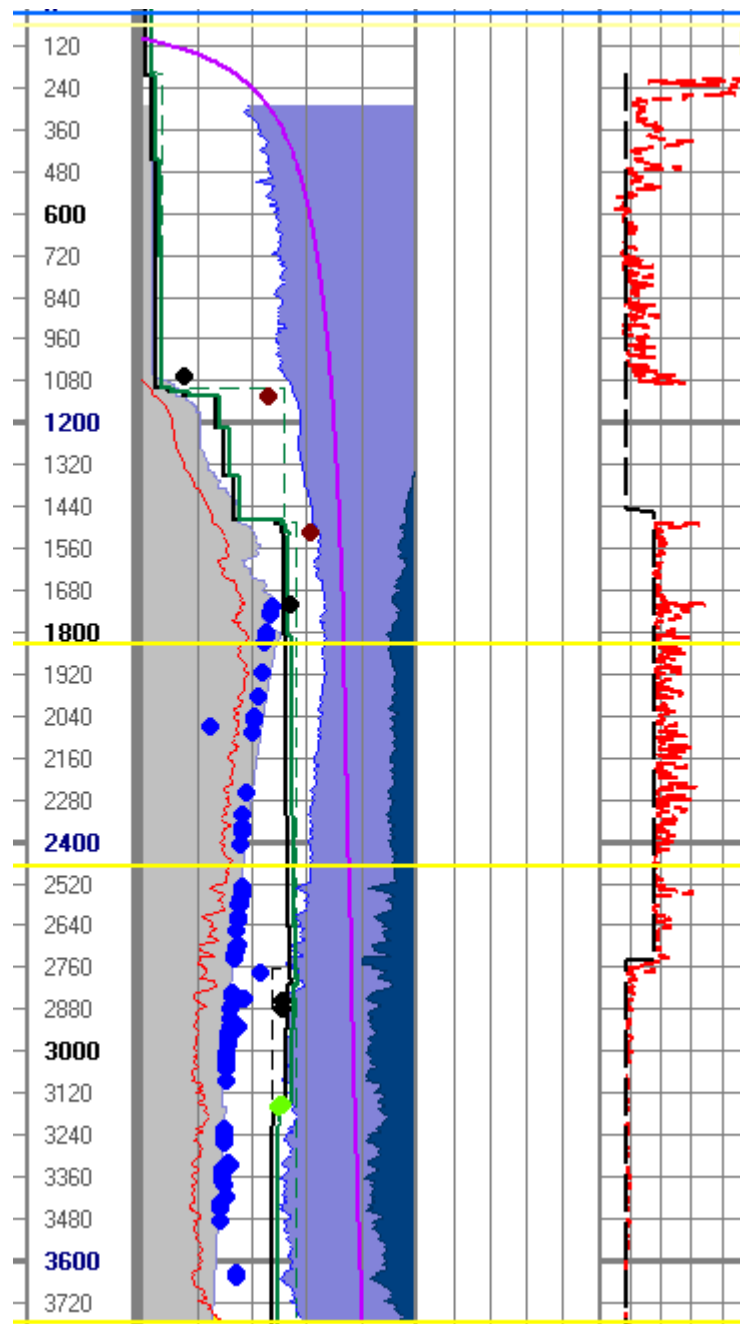


Figura 5.12 Resultado de estabilidad usando las correlaciones empíricas con R.P. dinámico (presión de poro, colapso, esfuerzo mínimo, esfuerzo máximo y puntos de calibración como MDT, resistencia, prueba de goteo y manifestaciones).

En las Figuras 5.11 y 5.12, se puede observar que el esfuerzo mínimo obtenido con la correlación empírica de la *relación de poisson estática*, tiene un buen ajuste con las pruebas de goteo y experiencia de perforación, hasta la profundidad de 2520 m y el esfuerzo mínimo obtenido con la *relación de poisson dinámica* ajusta con la segunda prueba de goteo y la experiencia de perforación hasta la profundidad total del pozo. Con respecto a la primera prueba de goteo pienso que el resultado obtenido está influenciado por la litología en que se realizó esta prueba. Una manera de calibrar el esfuerzo máximo podría ser con la herramienta sonic scanner que nos proporciona valores de esfuerzo máximo, sin embargo en este caso no se contaba con esa información.

Debido a que los resultados obtenidos de estabilidad del pozo H-1, mostrado en la Figura 5.12 no reproducían el derrumbe del agujero que se presentaba en el caliper, realicé un análisis a las diferentes correlaciones empíricas obtenidas. Este análisis se muestra en la sección siguiente.

5.13 AJUSTE A LAS CORRELACIONES PARA OBTENER PROPIEDADES ELÁSTICAS Y DE RESISTENCIA DE LA ROCA

Debido a que los resultados de estabilidad obtenidos en las Figuras 5.11 y 5.12, no reproducían el colapso en la trayectoria del pozo, y considerando que es en las partes más someras que se tienen problemas de resistencia que se asocian a la estabilidad de pozo, decidí utilizar otras correlaciones para calcular las propiedades elásticas y de resistencia de la roca.

Módulo de Young

En el cálculo de las propiedades de la roca, para elaborar el modelo geomecánico y de estabilidad presentado en la Figura 5.11 y 5.12, utilicé para el *Módulo de Young*, el ajuste de la ecuación que me presentó menor error en la reproducción del valor del *Módulo de Young* de núcleo, los cuales se muestran en la tabla 5.1:

Ecuación	% error N-1	% error N-3	% error N-4	R ²
Polinomial	0.00345	0.00226	0.00458	1
Lineal	44.00	5.39	0.45640	0.9993
Potencia	28.45	37.119	25.020	0.9536
Logarítmica	281.80	46.326	6.23	0.9485
Exponencial	83.62	57.59	28.265	0.8346

Tabla 5.1. Resultados de las correlaciones para el MY del pozo H-1.

Como se puede observar en la tabla anterior, la correlación que presenta menor error es la ecuación polinomial, sin embargo al obtener la curva del *Módulo de Young Estático*, observé que esta presentaba valores negativos hasta la profundidad de +/- 1588 m, es por eso que utilicé la consideración de del límite inferior de 350 psi (0.002413 Gpa)³.

Al observar los resultados de estabilidad de las Figuras 5.11 y 5.12, analicé las correlaciones mostradas en la tabla anterior y los resultados de las curvas obtenidas del *módulo de Young* con cada correlación, decidiendo utilizar la ecuación de potencia para recalculer el *Módulo de Young Estático* ya que esta presento un buen ajuste y todos los valores del *módulo de young* obtenidos con esta ecuación eran positivos. (La ecuación lineal no se utilizó ya que al igual que la curva obtenida con la ecuación polinomial, presentaba valores negativos hasta la profundidad de +/- 1590 m).

La correlación utilizada para recalculer el *módulo de Young* es la siguiente:

$$MY_{estático} = 0.0086 * MY_{dyn}^{2.4071}, \quad R^2 = 0.9536 \quad (47)$$

UCS

Como se presentó en el capítulo IV, la correlación empírica para obtener la curva de *UCS* utilizada para elaborar el Modelo Geomecánico, se obtuvo de la gráfica de *UCS* Vs *Módulo de Young*, también recalculé la curva de *UCS*. Para seleccionar la ecuación y debido a que solo utilicé 2 valores de *UCS*, obtenidos de núcleos del pozo H-1, por lo expuesto en capítulos anteriores, tomé en cuenta el menor error al reproducir el valor

del núcleo de laboratorio del pozo H-1. Los resultados de las correlaciones empíricas se muestran en la tabla 5.2:

Ecuación	% error N-1	% error N-4	R ²
Potencia	0.001004	0.00006116	1
Lineal	0.00103	0.004538	1
Logarítmica	0.0049	0.00277	1
Exponencial	0.0011	0.0047	1

Tabla 5.2. Resultados de las correlaciones para el *UCS* del pozo H-1.

Como se observa en la tabla anterior, la ecuación que presenta menor error en la reproducción de los valores de *UCS* de los núcleos del pozo H-1, es la de potencia. Finalmente la correlación utilizada para calcular la nueva curva de *UCS* es la siguiente:

$$UCS = 26.205 * MY_{estático}^{0.3006}, \quad R^2 = 1 \quad (48)$$

ÁNGULO DE FRICCIÓN

El otro parámetro que recalculé fue el ángulo de fricción, ya que en este trabajo la curva del ángulo de fricción, se obtuvo mediante la correlación obtenida de la gráfica de *FANG* vs *UCS*. La correlación final para el ángulo de fricción es la siguiente:

$$FANG = 0.5804 * UCS + 10.237, \quad R^2 = 0.9883 \quad (49)$$

En la Figura 5.13, se presentan los resultados obtenidos con las consideraciones mencionadas en párrafos arriba. En el primer carril se muestra el *módulo de Young dinámico* (café) y los módulos de Young estáticos (en color rojo el obtenido con la correlación polinomial y en color azul el obtenido con la correlación de potencia). En el segundo carril tenemos el *UCS* obtenido con la correlación lineal (rojo) y el *UCS* obtenido con la correlación de potencia (azul). Finalmente en el carril 3 tenemos el *ángulo de fricción* obtenidos con las correlaciones lineales (color rojo el primer ensayo y en color azul la curva final)

Como se puede observar en la Figura 5.13, las 3 curvas recalculadas, reproducen aceptablemente los datos obtenidos de tapones de núcleos y adicionalmente en la parte superior para las curvas de *UCS* y *Angulo de fricción* ya no se observa una línea recta, mostrando valores de *UCS* y *ángulo de fricción* más aceptables. De igual forma podemos observar que las 3 curvas recalculadas son menores a las utilizadas en el primer ensayo.

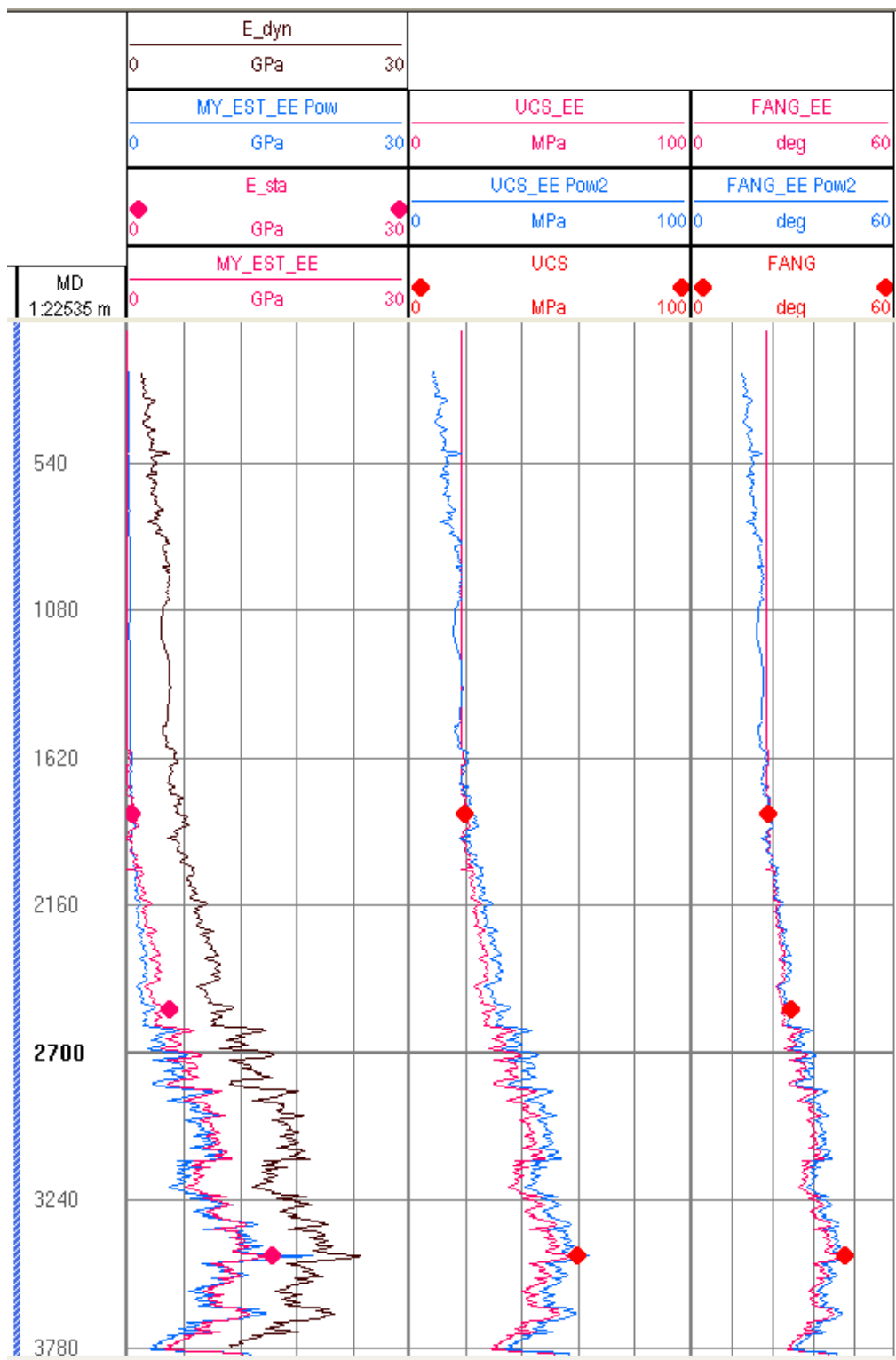


Figura 5.13. Módulo de Young, UCS y Angulo de fricción final para el pozo H-1.

5.14 MODELO GEOMECÁNICO FINAL Y VALIDACIÓN DEL MODELO

Con las propiedades del *Módulo de Young*, *UCS* y *Angulo de Fricción* recalculadas, realicé el cálculo de estabilidad del pozo H-1. Los resultados se presentan en la Figura. 5.14.

En el tercer carril de la Figura 5.14, se presenta las fallas de la roca debido a la estabilidad del pozo y estas se observan a las profundidades de +/- 760 y 1100 m. Con esto podemos concluir que el derrumbe de agujero en la etapa superior, fue ocasionado no solo por los problemas mecánicos derivados del repaso continuo del agujero, sino también influyó el colapso debido a la baja densidad utilizada en esa etapa. Adicionalmente, se confirma que el derrumbe observado en la etapa a partir de la profundidad de +/- 1490 m, fue ocasionado por el arrastre de la sonda de registro hacia la profundidad del pozo.

Con estos resultados queda validado las correlaciones empíricas obtenidas y la metodología empleada en la elaboración del modelo geomecánico y de estabilidad de pozo.

Estas correlaciones y metodología se emplearán en el siguiente capítulo, para realizar el análisis de estabilidad del pozo H-101, perforado en el año 2011 a 1.72 km del pozo H-1.

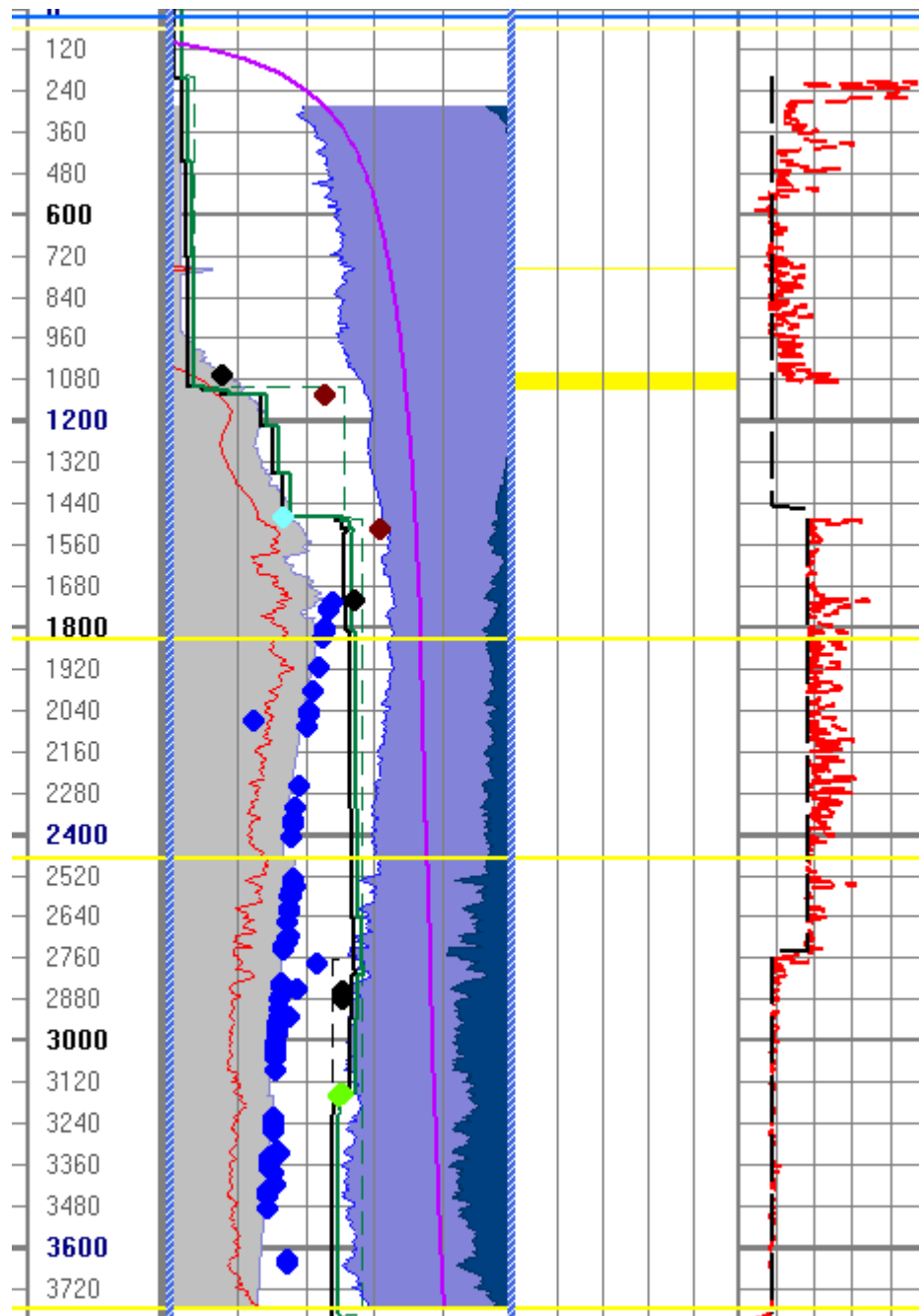


Figura 5.14 Resultado de estabilidad usando las correlaciones empíricas con R.P. dinámico y el ajuste a las correlaciones empíricas (presión de poro, colapso, esfuerzo mínimo, esfuerzo máximo y puntos de calibración como MDT, resistencia, prueba de goteo y manifestaciones).

5.15 COMPARACIÓN DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS GENERADAS DEL POZO H-1 CON CORRELACIONES PUBLICADAS.

Con el objetivo de comparar los resultados obtenidos de las correlaciones empíricas, obtenidas con información de núcleos cortados en el pozo H-1, con algunas correlaciones publicadas en la industria petrolera y que son de uso común para obtener propiedades elásticas y de resistencia de la roca que se emplean en la elaboración de los modelos geomecánicos y estabilidad de pozo en México. Evalúe la correlación de *R.H. Morales and R.P. Marcinew* para el *módulo de Young* así como las correlaciones de *Per Horsrud* para el *módulo de Young*, *UCS* y el *ángulo de fricción*.

CORRELACIÓN DE R.H. MORALES and R.P. MARCINEW

Estos autores obtuvieron la correlación para el *Modulo de Young* de núcleos de arenisca con alta permeabilidad de diferentes campos de Alaska, Canadá y Venezuela, dividiendo los núcleos en tres diferentes grupos dependiendo de la porosidad: Consolidada (10-15%), moderadamente consolidada (15-25%) y débilmente consolidada (>25%). Las profundidades de los núcleos varían de 1220 m hasta 5304 m. Los núcleos estaban compuesto de cuarzo, feldespato, lítico y pizarra.

Después de realizar diferentes correlaciones lineales obtuvieron la siguiente correlación para relacionar el *Módulo de Young Dinámico* con el *Modulo de Young Estático*:

$$\text{Log}E_{estatico} = A_0 + A_1 \log E_{dyn} \quad (50)$$

Donde A_0 y A_1 toma los siguientes valores:

Porosidad (%)	A_0	A_1
10-15	2.137	0.6612
15-25	1.829	0.6920
>25	-0.4575	0.9402

Debido a que las formaciones evaluadas en el pozo H-1 tienen porosidades del orden de 25%, utilicé los valores de A_0 y A_1 que corresponden a porosidades mayores del 25%, los resultados se muestran en la Figura 5.15

CORRELACIÓN DE Per HORSRUD

Este Staff de ingenieros de Statoil, obtuvieron correlaciones empíricas para obtener propiedades elásticas y de resistencia de la roca en lutitas de núcleos, principalmente del Mar del Norte, a partir de la onda P , así que su principal fuente de información aparte de los núcleos son los registros sínicos.

Las profundidades de los núcleos de lutita van de 0 a 4870 m, con porosidades de 10 a 55% y contenido de arcilla, clorita kaolinita, esmectita e illita.

Después de realizar diferentes pruebas, para la obtención de los parámetros empleados en la obtención de las correlaciones obtuvieron las siguientes correlaciones para obtener el *Módulo de Young Estático*, el *UCS* y el ángulo de fricción:

$$UCS = 0.77 * \left(\frac{304.8}{\Delta t_p}\right)^{2.93} \quad (51)$$

$$Mod\ Young = 0.076 * \left(\frac{304.8}{\Delta t_p}\right)^{3.23} \quad (52)$$

$$Angulo\ de\ fricción = 49.8 + 0.3UCS \quad (53)$$

Los resultados se muestran en las Figuras. 5.15, 5.16 y 5.17

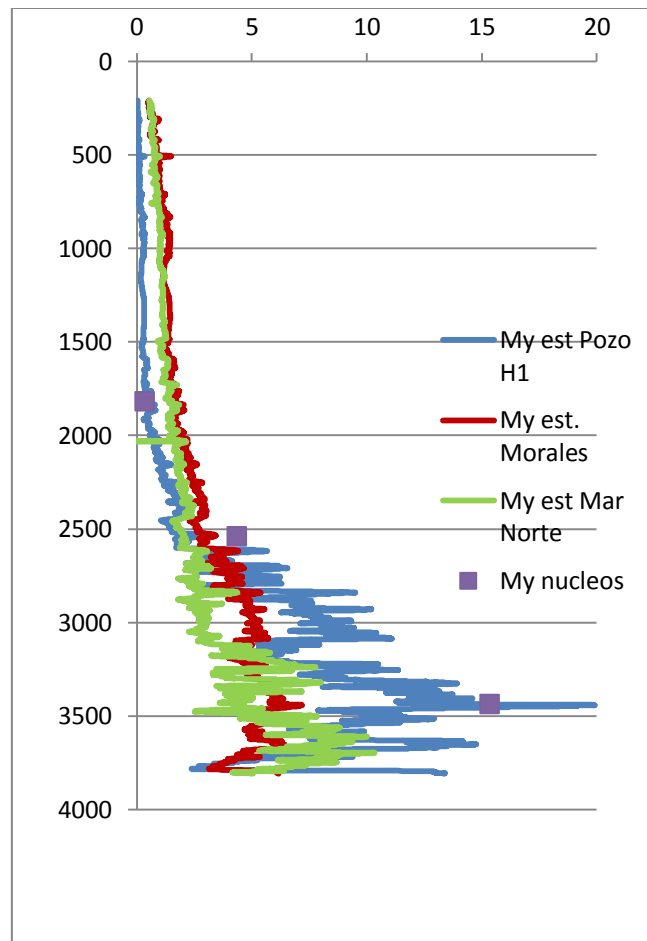


Figura 5.15 Comparación de correlaciones para el *Módulo de Young*, obtenidas del pozo H-1 con *Morales* y *Mar del Norte*.

Como se observa en la Figura 5.15 las correlaciones para el *Módulo de Young* de *Morales* y del *mar del norte* presentan cierta congruencia en los valores hasta la profundidad de +/- 2000 m, sin embargo estos valores llegan a ser hasta 2000% mayor que el valor de la correlación empírica obtenida de los núcleos del pozo H-1 en la parte superior, disminuyendo este porcentaje hasta la profundidad de +/- 2600 m en que la correlación del estudio presenta valores superiores. Esto es debido a que la litología del pozo estudiado es muy arenosa en la parte superior y hacia la parte inferior se hace más resistente por la formación de tipo volcánico cortada en el núcleo 4.

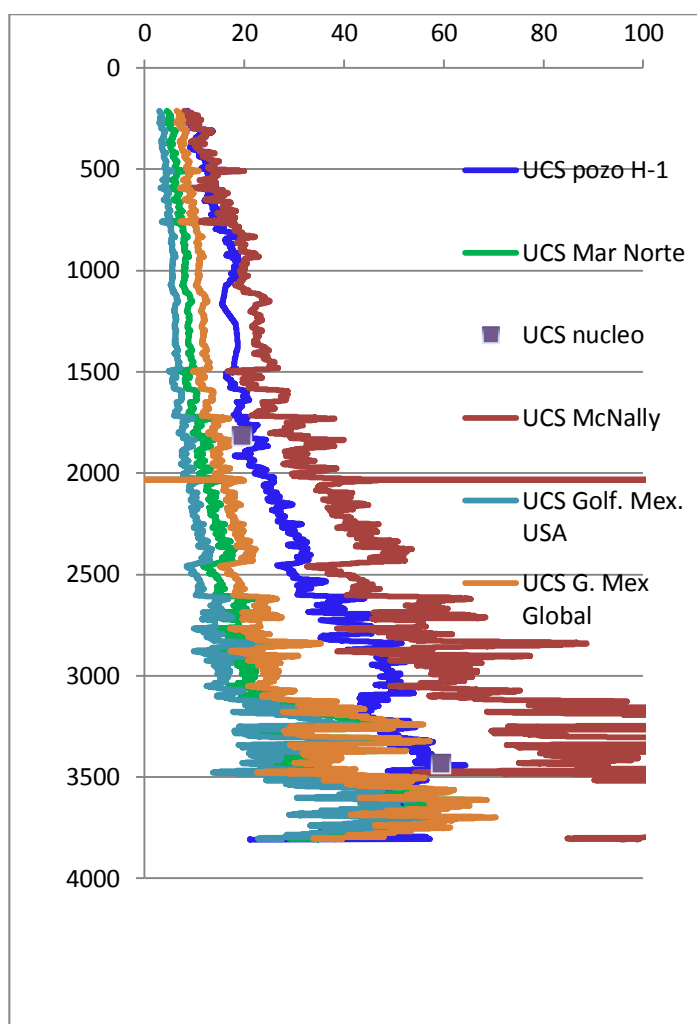


Figura 5.16 Comparación de correlación para el UCS obtenida del pozo H-1.

En la Figura 5.16 podemos observar que en general la correlación del *mar del norte* presenta valores del orden del 40-60% menor que el valor de *UCS* obtenido con la correlación local, presentado cierta congruencia a partir de la profundidad de +/- 3600 m. La diferencia en la parte superior considero que es debido a que las formaciones de la correlación del mar del norte son lútitas más débiles que las que tenemos en el área de estudio, debido probablemente a la diferencia en el tirante de agua.

Adicionalmente a la correlación del mar del norte, en la Figura 5.16, se presentan las correlaciones de *McNally*, la cual fue desarrollada en Australia para formaciones de arenisca de grano fino, considerando todos los tipos de porosidad para areniscas consolidadas y no consolidadas. La correlación es la siguiente:

$$1200 * \exp(-0.036 * \Delta t_p) \quad (54)$$

La correlación de *McNally* desarrollada para areniscas, muestra buenos resultados de *UCS* hasta la profundidad de +/- 1000 m, pero a profundidades mayores presenta valores muy altos, lo que nos muestra que las areniscas utilizadas en este estudio son más resistentes que las arenas cortadas en el pozo H-1.

En la misma Figura 5.16, se presenta el resultado de las correlaciones para lutitas de edad Plioceno y formaciones más nuevas, las cuales fueron desarrolladas para el Golfo de México y cuyas ecuaciones son las siguientes:

$$0.43 * \left(\frac{304.8}{\Delta t_p}\right)^{3.2} \quad (55)$$

$$1.35 * \left(\frac{304.8}{\Delta t_p}\right)^{2.6} \quad (56)$$

Al igual que ocurre con la correlación del mar del norte, los resultados son menores a los obtenidos con la correlación empírica del pozo H-1, debido al tipo de litología

La Figura 5.17 nos presenta los resultados de las correlaciones del ángulo de fricción obtenido de la correlación del mar del norte y del pozo H-1 y podemos observar que el obtenido con la correlación local es de 300-60% menor que la correlación foránea. Considero que esta diferencia es debido a las litologías diferentes y que el ajuste de la correlación del mar del norte no es muy bueno ya que tiene un $R^2=0.36$.

De este breve análisis realizado a algunas de las correlaciones que existen en la industria petrolera, para la obtención de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, podemos concluir que debido a la gran heterogeneidad que existe en las formaciones, es necesario contar con correlaciones empíricas locales, para reducir la incertidumbre en los modelos geomecánicos y de estabilidad de pozos, en las diferentes provincias petroleras.

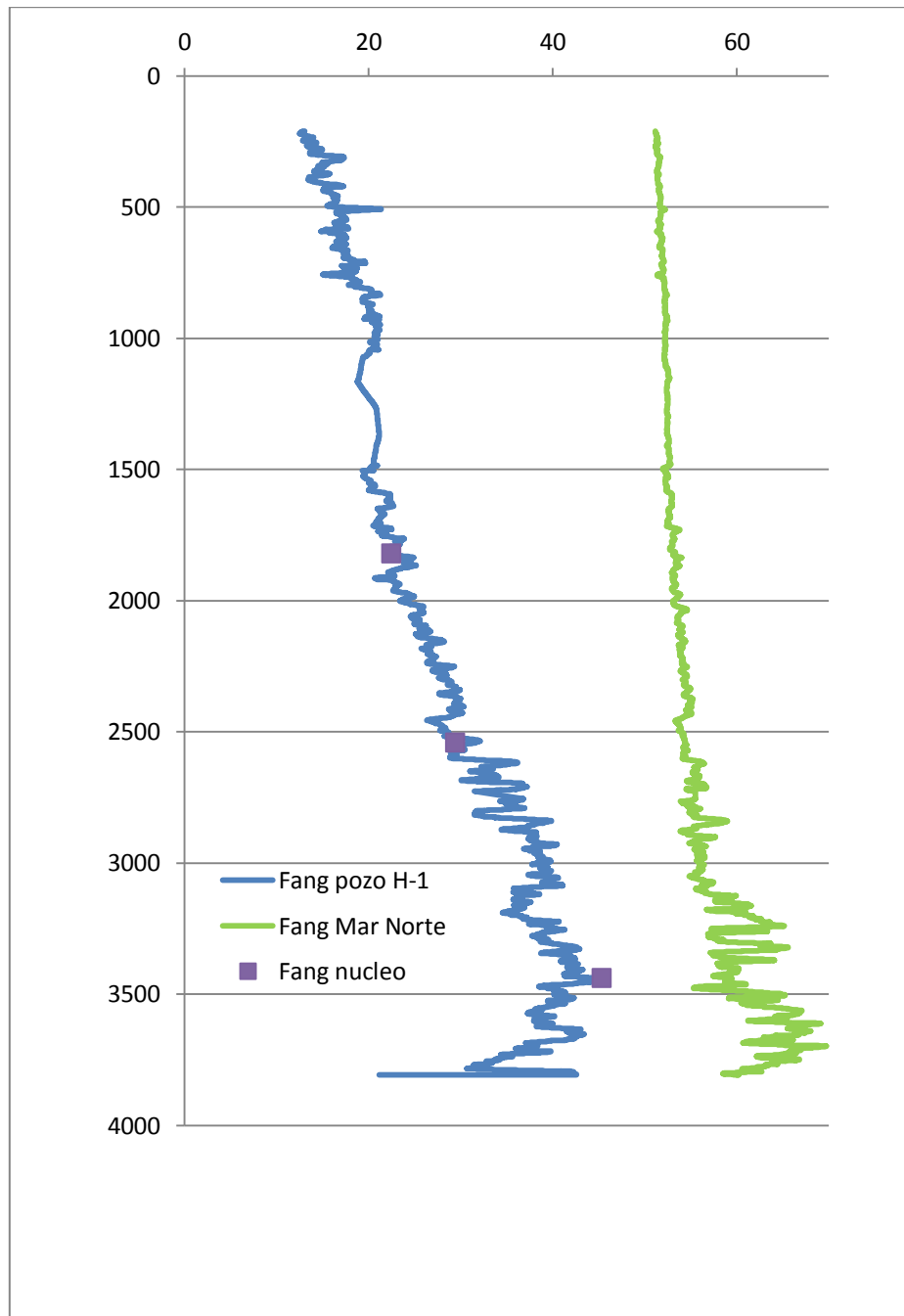


Figura 5.17 Comparación de correlación para el ángulo de fricción obtenidas del pozo H-1 y Mar del Norte.

CAPÍTULO VI

APLICACIÓN DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS EN POZOS VECINOS

Una vez validada la metodología de trabajo y las correlaciones empíricas obtenidas de los resultados de taponos de núcleos del pozo H-1, apliqué estas mismas correlaciones en el pozo H-101, para ver su aplicación en pozos perforados en la misma área. El pozo H-101 se perforó en el año 2011 a 1.72 km del pozo H-1, alcanzando una profundidad de 2565 m.

6.1 UBICACIÓN DEL POZO H-101

El pozo H-101, se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, frente a la costa del Estado de Tabasco y a 1.72 km del pozo H-1, fisiográficamente se ubica en la plataforma continental con tirante de agua de 27 m. (Figura. 6.1)

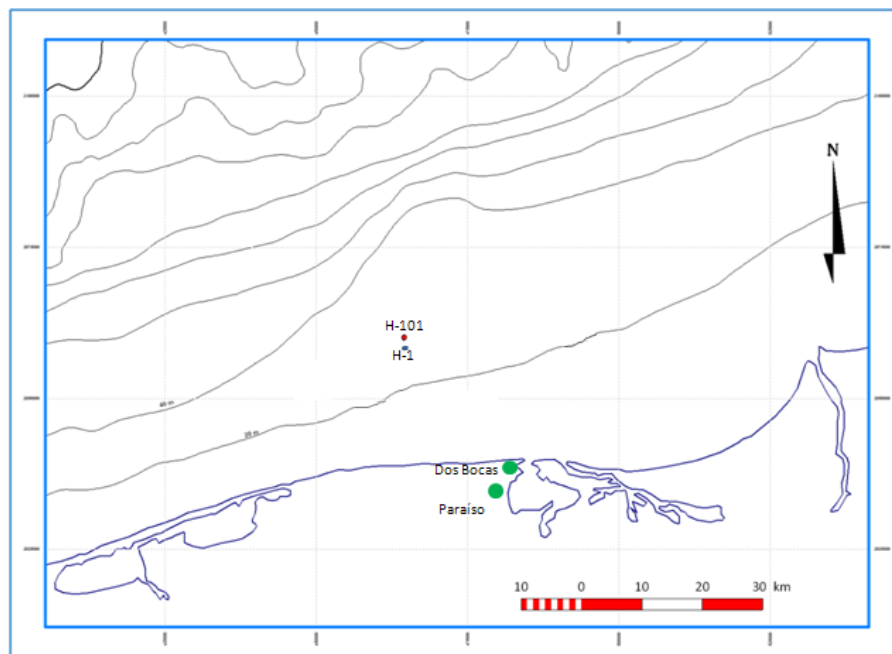


Figura 6.1. Ubicación del pozo H-1 y H-101.

6.2 AUDITORÍA DE DATOS

La misma forma de auditoría de datos aplicada en el pozo H-1, se realizó en el pozo H-101 enfocándose únicamente en los registros sísmico y densidad, ya que como se ha presentado en este trabajo, son los registros necesarios que nos van a permitir obtener las propiedades dinámicas de las rocas.

En la Figura 6.2, se muestra la información original de los registros geofísicos tomados en el pozo H-101 y como se observa la información de los registros de densidad y sísmico empiezan a partir de la profundidad de 1000 m, el único registro que se tiene en este pozo a partir de la profundidad de 200 m, es el registro LWD de resistividad y rayos gamma.

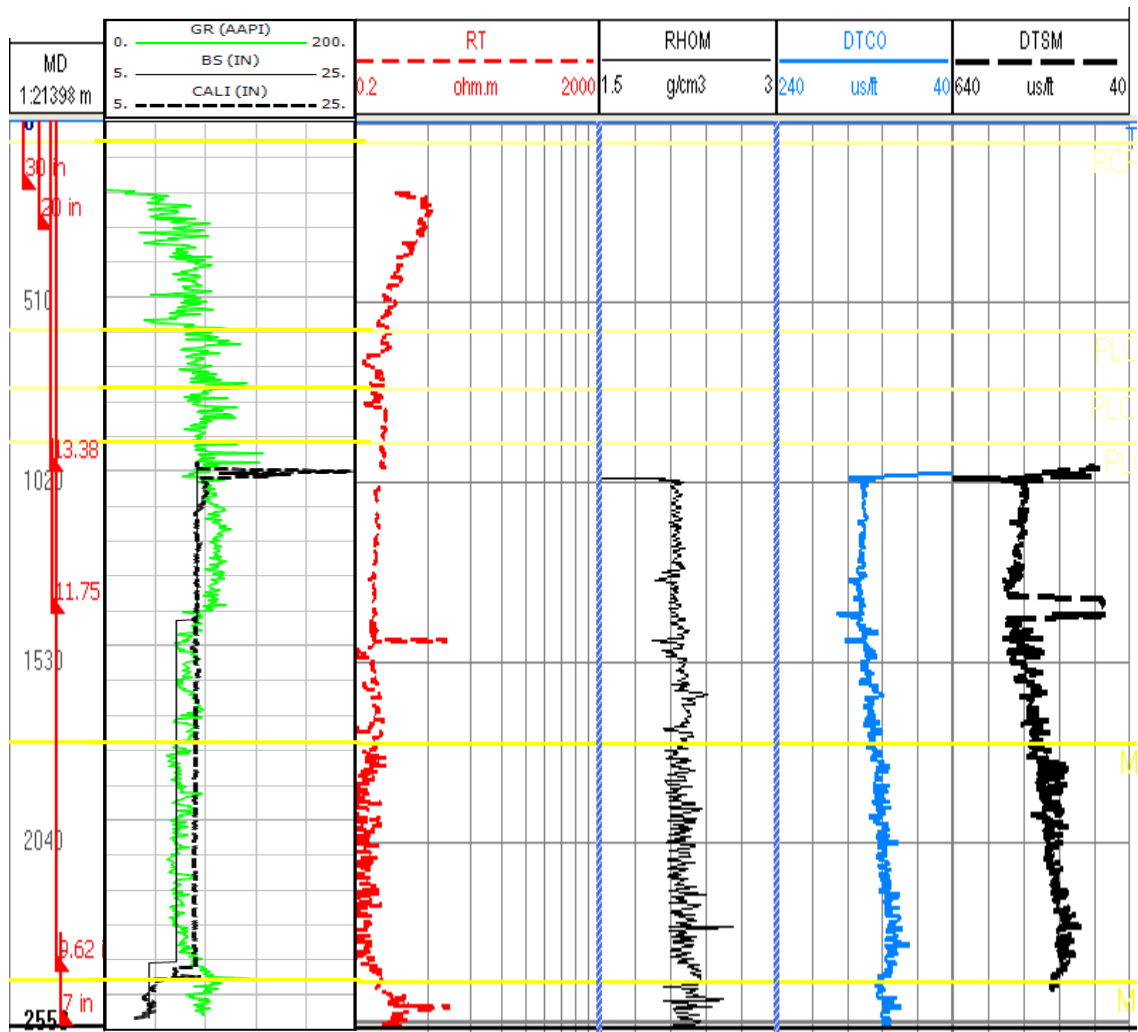


Figura 6.2 Registros Geofísicos del pozo H-101.

Para el cálculo de las propiedades dinámicas K , G , E y ν , se necesita información de las ondas compresional, de cizalla y de densidad, sin embargo, como se observa en la Figura 6.2, en los primeros 1000 m del pozo H-101 no se tiene esta información. Debido a el pozo H-101 se consideró un pozo gemelo del pozo H-1 por estar a 1.72 km de distancia, no se requirió tomar el registro VSP, así que para completar la curva DTSCO utilicé la información de la TZ obtenida del registro VSP del pozo H-1.

Con respecto a la onda DTSM, esta se completó realizando un cross plot de DTSM vs DTSCO, con la información que se tiene a partir de 1000 m, ajustando una recta para derivar la onda DTSM del DTSCO. La ecuación es la siguiente:

$$DTSM = -375.58 + (5.65 * Dtco) \quad (57)$$

Para completar la curva de densidad, derivé un registro sintético de la TZ del pozo H-1. Una vez que completé la información del registro de densidad y la onda compresional y de cizalla, y para minimizar los efectos de agujero, suavicé los registros utilizando el mismo criterio empleado en el pozo H-1.

El resultado final de los registros de densidad y las ondas compresional y de cizalla, utilizados para la elaboración del modelo geomécanico y de estabilidad de pozo, se presentan en la Figura 6.3.

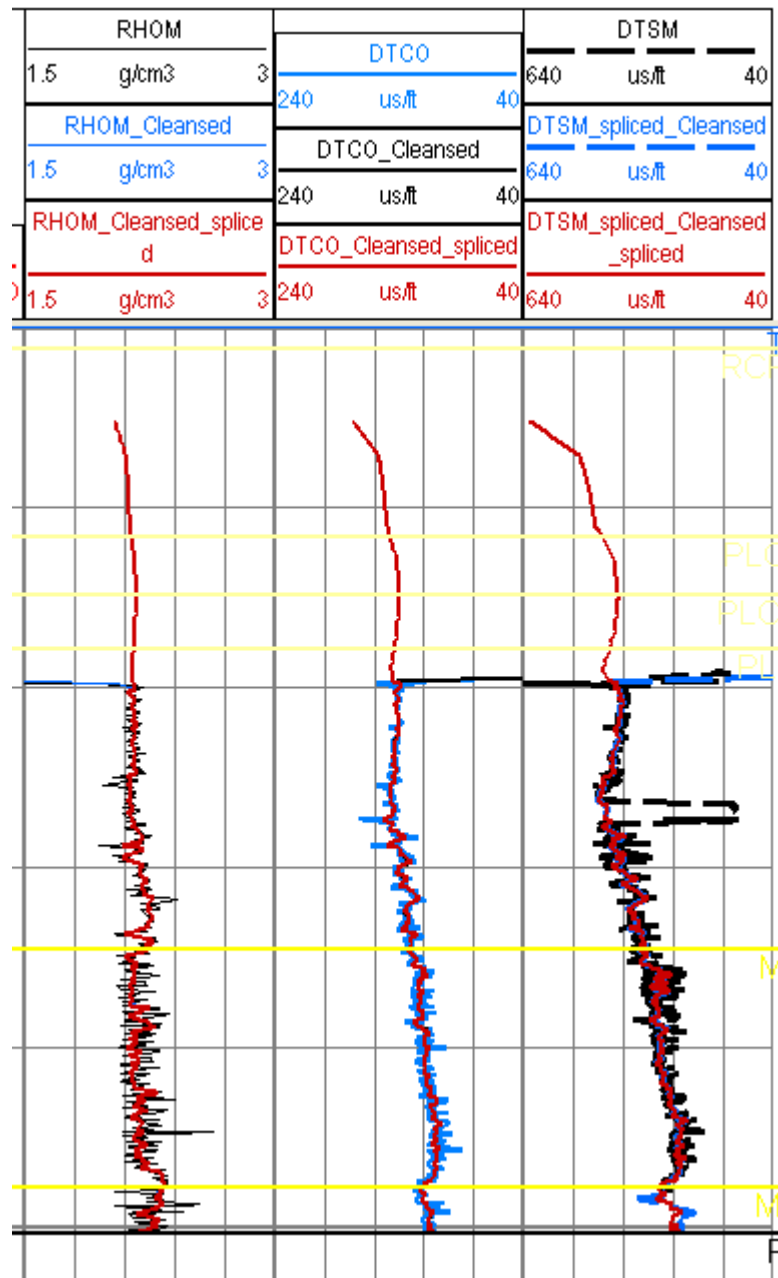


Figura 6.3. Registros completos y suavizados H-101.

6.3 EVENTOS DE PERFORACIÓN

Como se mencionó en el capítulo anterior, para que el modelo geomecánico desarrollado sea validado, este debe reproducir los eventos de perforación, tales como derrumbe se agujero, manifestaciones, pérdidas, empacamiento de tubería, además debe calibrarse con la información obtenida de las pruebas de goteo y de multiprobadores de formación.

Para obtener la historia de perforación del pozo H-101, el cual alcanzó una profundidad de 2565 m, revisé los reportes diarios de perforación y reportes geológicos, los cuales contienen datos valiosos acerca de los problemas de perforación observados y los cuales son útiles para el análisis geomecánico. Para una mejor visualización de estos eventos se plasmaron en la Figura 6.4

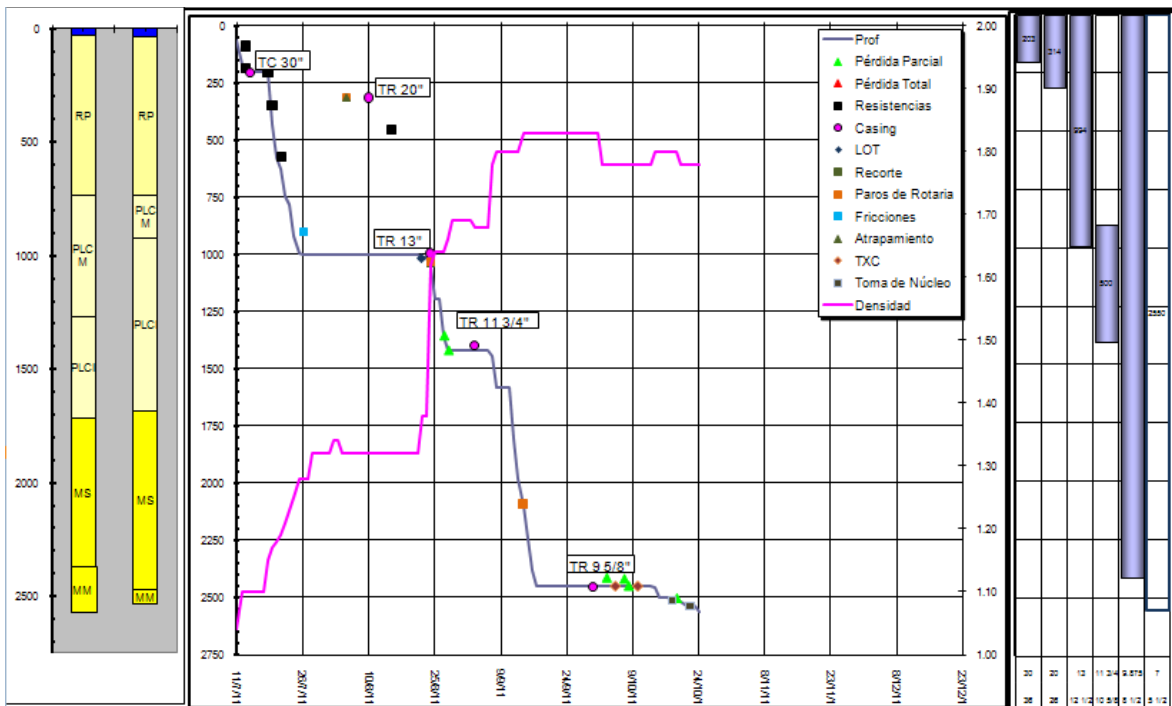


Figura 6.4.- Eventos de perforación del pozo H-101.

Como se puede observar en la gráfica, la mayor parte de los problemas de fricciones y resistencia se presentaron una vez alcanzada la profundidad de la segunda etapa y considero que fue debido a la alta presión diferencial que se tenía por la densidad del lodo utilizada.

6.4 MECÁNICA ESTRATIGRAFICA

Para definir la Mecánica Estratigráfica del pozo H-101, se realizó utilizando el registro de rayos gamma, trazando líneas de tendencia, divididos por etapas de perforación, ya que como se comentó anteriormente, la información del registro de rayos gamma de la profundidad de 200-1000 m, corresponde al registro LWD y adicionalmente, se ha observado que en los cambios de etapas el registro de GR en ocasiones presenta desfaseamiento.

Posteriormente los resultados obtenidos fueron ajustados con la descripción litológica mostrada en los informes finales. En la primera etapa del conductor donde no se cuenta con registros y donde no se cuenta con información litológica se extrapolo la información de los pozos del área y de información de los informes de riesgos someros.

La Figura 6.5 muestra la mecánica estratigráfica del pozo H-101

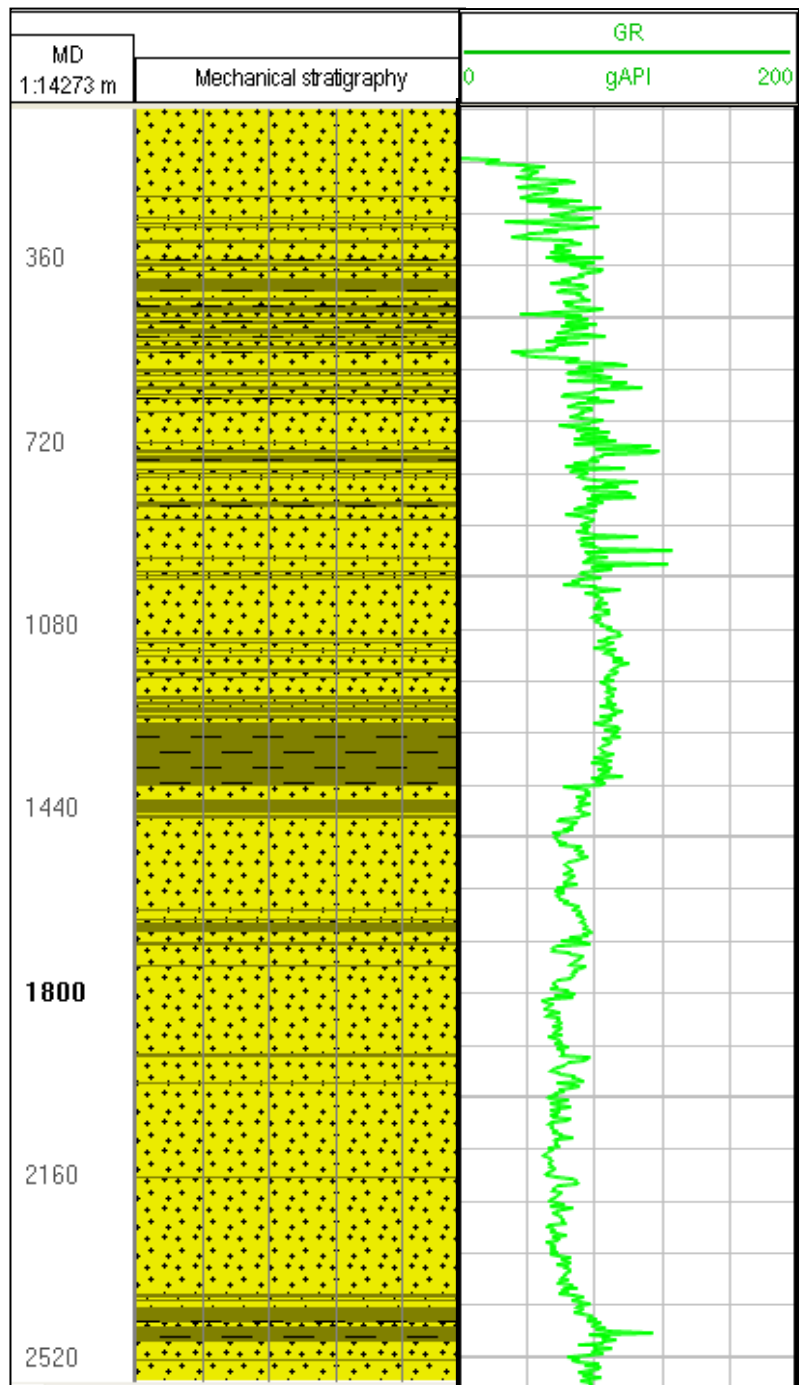


Figura 6.5 Mecánica estratigráfica del pozo H-101.

6.5 ESFUERZO DE SOBRECARGA

Para la determinación del esfuerzo de sobrecarga en el pozo H-101, se realizó con el registro de densidad mostrado en la Figura 6.3 y empleando las mismas consideraciones utilizadas para el pozo H-1 las cuales son las siguientes:

Densidad en fondo marino: 1.75 g/cc

Posición Somera (225 m): 2.05 g/cc

Posición profunda (800 m): 2.18 g/cc

Los resultados se presentan en la Figura 6.6

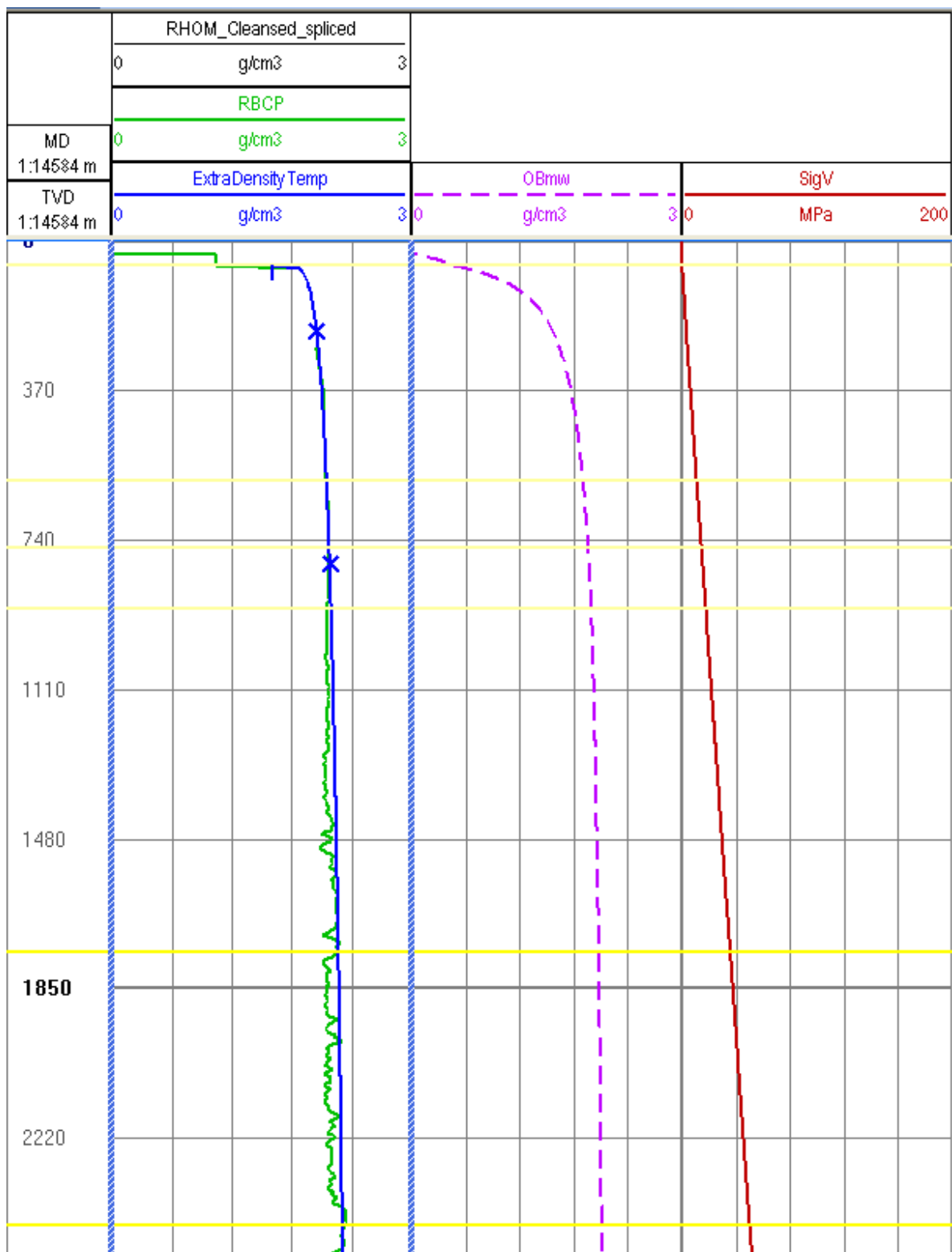


Figura 6.6.- Sobrecarga del pozo H-101.

6.6 PRESIÓN DE PORO

Al igual que en el pozo H-1, la Presión de poro fue estimada con el registro sónico, ya que es el registro que se ve menos afectado por las condiciones de agujero, usando el método de Eaton con un exponente de 3 y un gradiente de Presión normal de 1.05 g/cc. Adicionalmente, en este pozo se tomaron presiones con herramienta multiprobador de formaciones MDT, con los cuales se calibro el resultado de presión de poro obtenido.

En la Figura 6.7, se presentan los resultados de presión de poro obtenidos y se pueden observar que calibran bien con los resultados de MDT tomados en la última etapa y las manifestaciones que se presentaron durante la perforación del pozo (triangulo rosa).

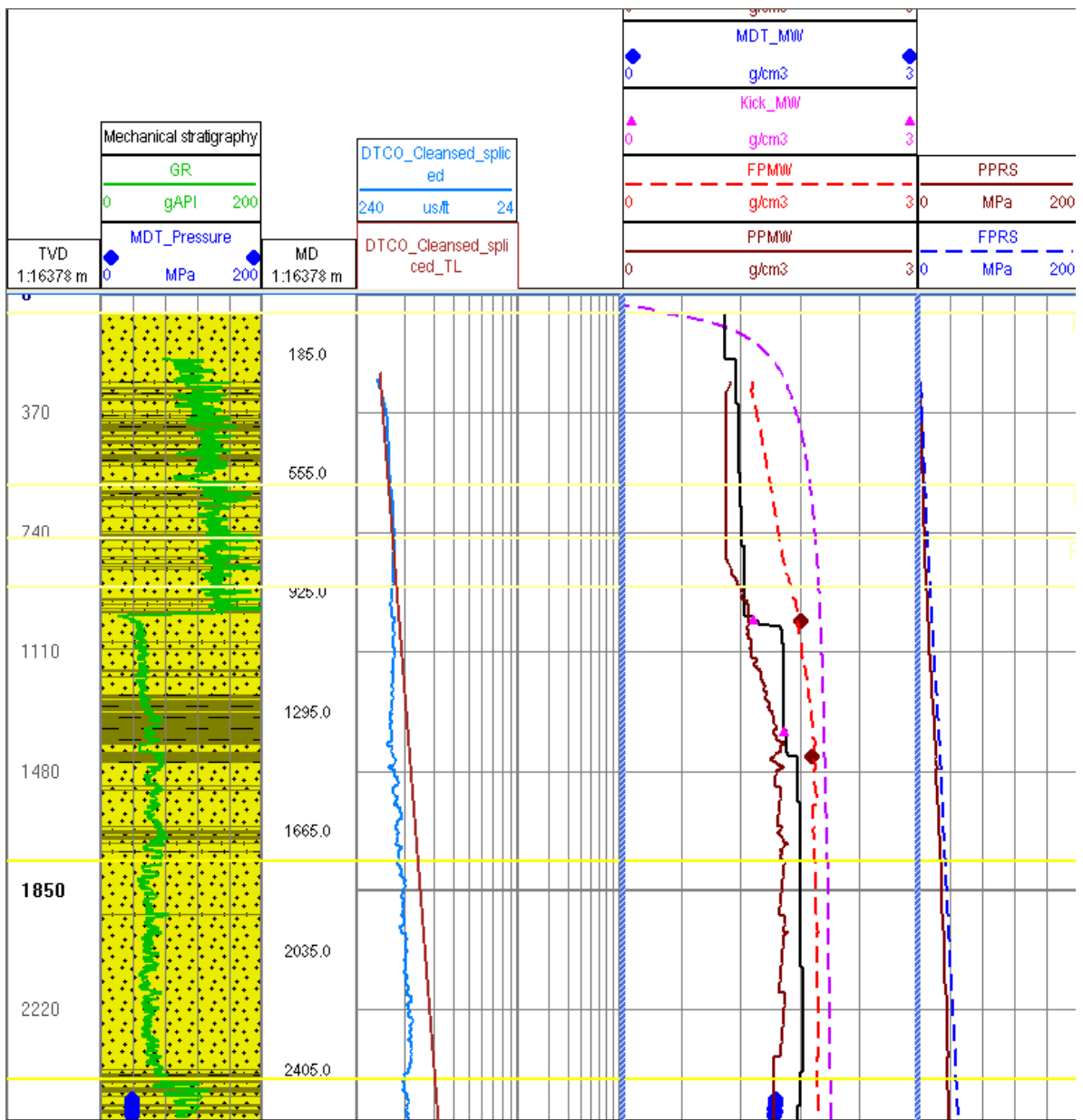


Figura 6.7.- Presión de poro del pozo H-101.

6.7 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA.

Para la determinación de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca del pozo H-101, primero se calcularon los módulos dinámicos G , K , E y ν con el sistema de ecuaciones 31. Posteriormente se determinaron los módulos estáticos módulo de Young (E) y relación de poisson (ν) con las correlaciones empíricas obtenidas en el pozo H-1.

La correlación empírica utilizada para calcular el módulo de Young estático, fue la ecuación de potencia, ya que con esta se pudo reproducir los eventos de colapso que se presentaron en el pozo H-1 y para el cálculo de la relación de poisson, utilicé la ecuación lineal presentada en el capítulo anterior. Los resultados para el módulo de Young, relación de poisson y módulos G y K , se muestran en la figura 6.8.

Como se puede observar en la Figura 6.8, los módulos estáticos son menores que los módulos dinámicos. También se presentan en diamante azul, los valores del módulo de Young y relación de poisson obtenidos de tapones de los núcleos del pozo H-1. Los cuales ajustan aceptablemente con la curva estática obtenida. La variación en el segundo dato del núcleo, considero que se debe a que en la correlación obtenida del pozo H-1, utilicé información del 4 núcleo cortado a la profundidad de 3435-3444 m, el cual litológicamente es una TOBA de origen volcánico y es muy resistente en comparación con las arenas y lutitas.

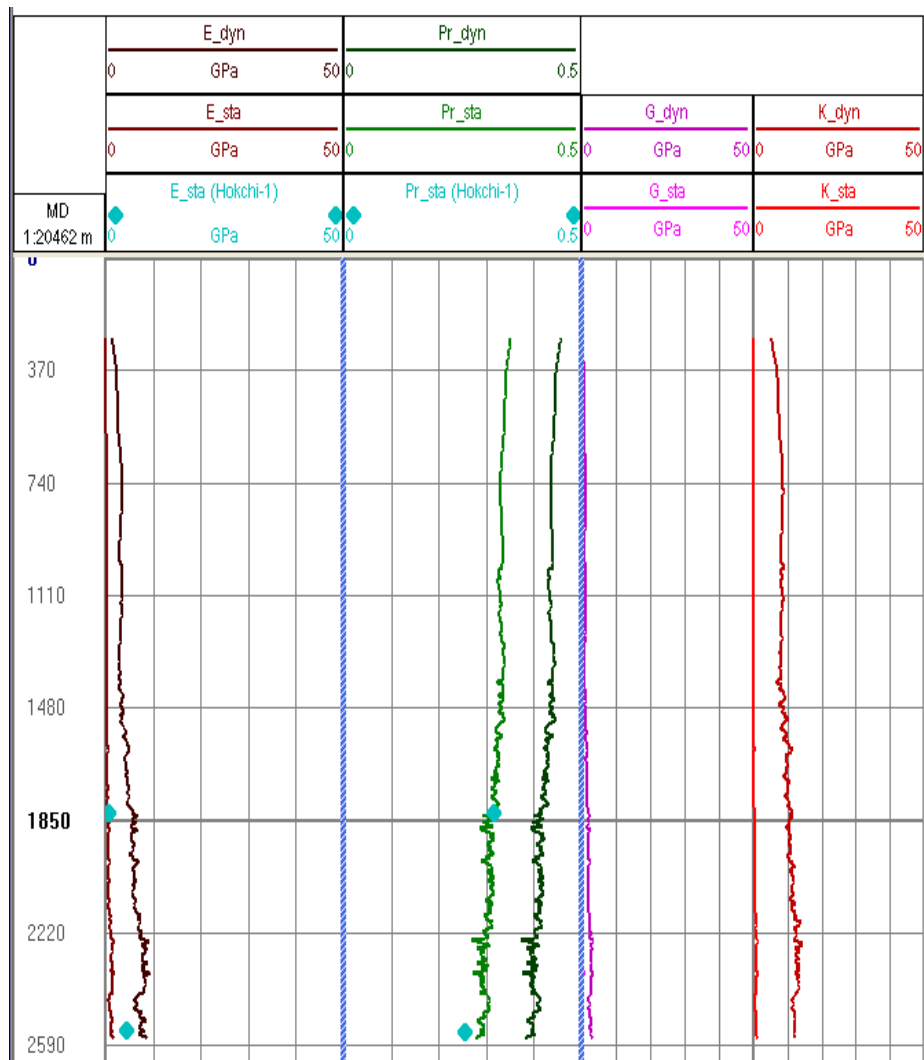


Figura 6.8.- Módulos Dinámicos y Módulos Estáticos del pozo H-101.

Y como se mencionó en la sección anterior, estos módulos elásticos son dependientes, así que el módulo de corte estático (G) y el módulo de volumen estático (K), se calcularon a partir de los módulos estáticos E y ν .

6.8 PROPIEDADES DE RESISTENCIA DE LA ROCA

Para determinar la Resistencia de la roca *UCS* (Resistencia a la compresión no confinada) en el pozo H-101, utilicé la correlación de potencia que fue la que me dio mejores resultados en el pozo H-1,

El ángulo de fricción interna fue calculado con la ecuación lineal presentada en el capítulo anterior y la resistencia a la tensión, se determinó a partir del *UCS* con las consideraciones presentadas anteriormente.

En la Figura 6.9, se presentan los resultados obtenidos del *UCS*, Angulo de fricción y resistencia a la tensión. En el carril 2 y 3 se presenta la curva de *UCS* y resistencia a la tensión respectivamente, con los valores de *UCS* y ángulo de fricción obtenidos con tapones de los núcleos del pozo H-1, los cuales calibran aceptablemente con la curva obtenida. La desviación que se observa en la parte inferior del ángulo de fricción considero se debe a lo expuesto en la sección anterior de propiedades elásticas de la roca.

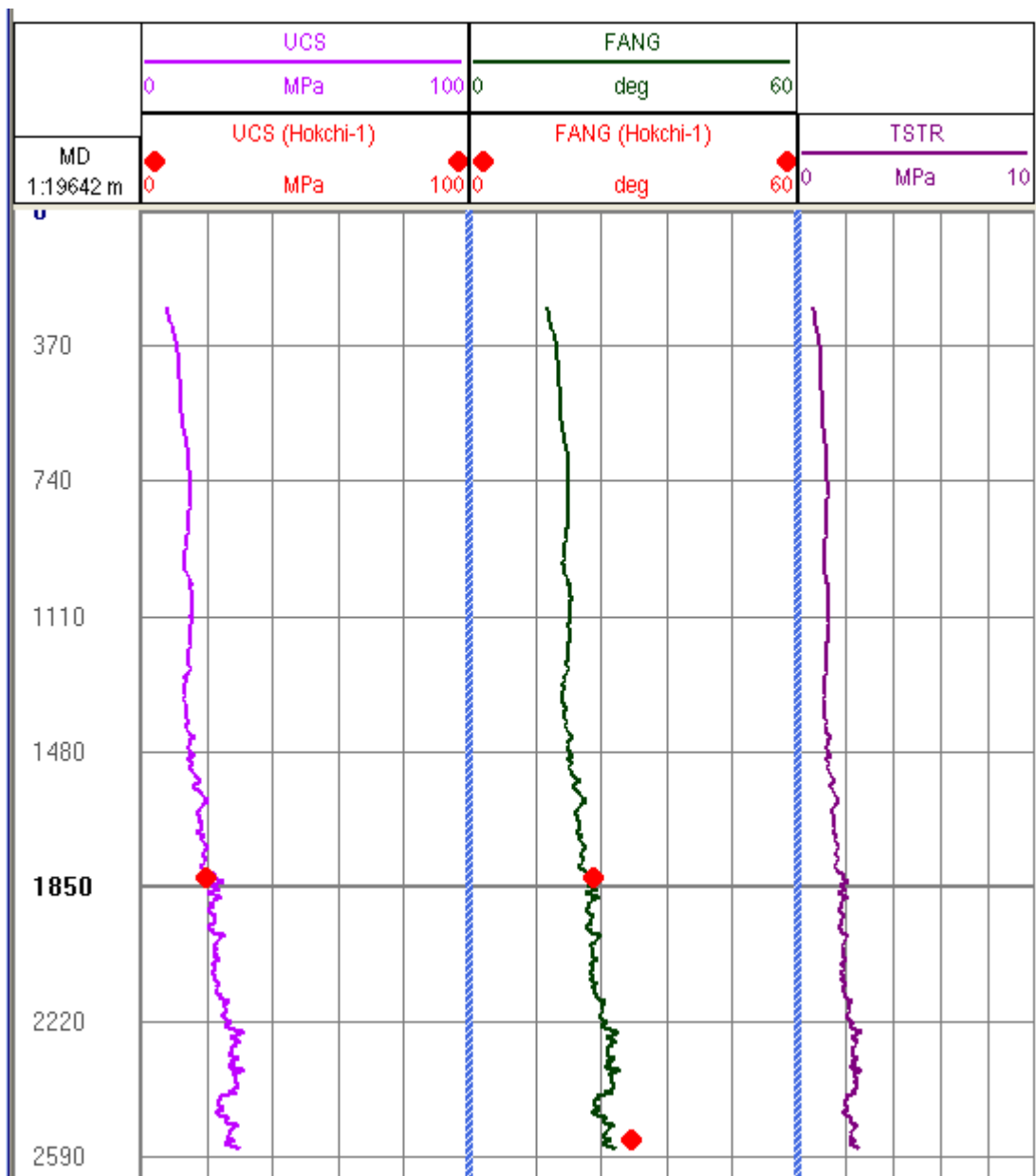


Figura 6.9.- UCS, Ángulo de Fricción y resistencia a la tensión del pozo H-101.

6.9 DETERMINACIÓN DEL ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO Y MÁXIMO

Al igual que en el pozo H-1, el esfuerzo horizontal mínimo y el esfuerzo horizontal máximo para el pozo H-101, se determinó usando la ecuación poroelástica que depende de los valores del Módulo de Young y Relación de Poisson. Utilizando para este cálculo la relación de Poisson dinámica como se realizó en el pozo H-1.

6.10 SIMULACIÓN Y RESULTADOS

ESTABILIDAD DE POZOS Y VALIDACIÓN DEL MODELO

Para validar el modelo geomecánico obtenido, usando las correlaciones empíricas derivadas de información de núcleos cortados en el pozo H-1, se realizó la estabilidad de pozos en el software MEN IQ de la plataforma Petrel de la compañía Schlumberger, con la finalidad de reproducir los problemas observados en el pozos durante la perforación, como derrumbe de agujero, perdidas de fluido, flujos de fluidos, pegadura de tuberías, resistencias, etc.

Durante la perforación del pozo H-101 a la profundidades de 1040 m, después de cementar la T.R. de 13 3/8" a la profundidad de 994.75 m, se recuperó en temblorinas muestras de formación, debido a derrumbe del agujero. En la Figura 6.10 se presentan los fragmentos recuperados.



Figura 6.10.- Derrumbe del pozo H-101.

Esta información de derrumbe fue importantísima para validar los resultados obtenidos del modelo geomecánico y de estabilidad del pozo para el pozo H-101.

En la figura 6.11, se presenta el resultado final del modelo geomecánico y de estabilidad del pozo H-101. En el segundo carril se presenta los resultados obtenidos de presión de poro, esfuerzo mínimo y máximo. En el tercer carril la falla del agujero y en el cuarto carril el calibre obtenido de los registros geofísicos.

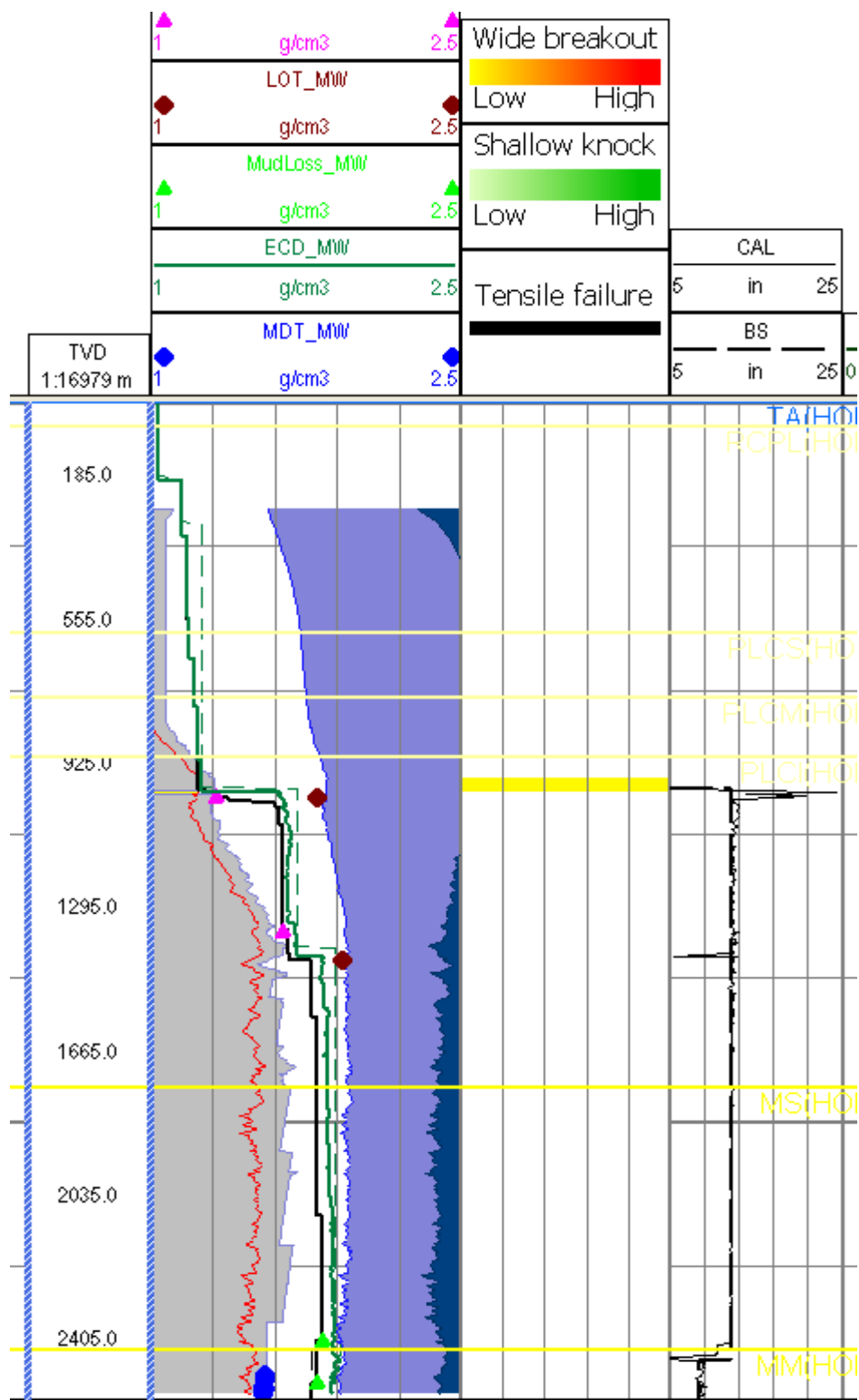


Figura 6.11 Resultado de estabilidad usando las correlaciones empíricas para el pozo H-101.

Como se puede observar en la Figura 6.11, el esfuerzo mínimo calibra bien con los resultados de la prueba de goteo (diamante guinda) y con la pérdida que se presentó en la última etapa (triángulos verdes) debido a la densidad equivalente de circulación (curva verde).

Debido a que la curva de colapso obtenida en un primer ensayo no reproducía el derrumbe que se presentó a la profundidad de 1040 m y considerando que los valores de *UCS* obtenidos con las correlaciones empíricas, derivadas del pozo H-1, esta influenciados por el valor del 4 núcleo que litológicamente es un TOBA más resistente que las arena y lutitas, al valor del *UCS* obtenido para el pozo H-101 con la correlación del pozo H-1, le consideré un porcentaje de error de +/- 10%, de tal forma que la curva de colapso presentada en la Figura 6.11, corresponde al 90% del valor del *UCS* obtenido con las correlaciones.

La curva de colapso obtenida con el 90% del valor de *UCS* y mostrada en la Figura 11, reproduce excelentemente la experiencia de perforación y el derrumbe que se presentó a la profundidad de 1040 m. Y como se puede observar en la Figura 11, es la única profundidad en que se tiene problemas de colapso, ya que toda la trayectoria del agujero esta a calibre.

Con los resultados obtenidos en el pozo H-1 y comprobados con la perforación del pozo H-101, queda de manifiesto la importancia de contar con información del módulo de young, relación de poisson, *UCS*, ángulo de fricción y resistencia a la tensión, de núcleos cortados en el terciario, ya que esto nos va a permitir obtener correlaciones empíricas para el tipo de formaciones que tenemos en la región y así diseñar nuestros nuevos pozos, de tal manera que se minimicen los problemas de agujero, optimizando con esto los costos de los pozos y haciendo más rentable los proyectos de inversión.

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se ha demostrado que actualmente, para diseñar los pesos del lodo que nos permitan perforar el pozo en forma segura, debe de realizarse no solo con la determinación de la presión de poro, presión de fractura y sobrecarga, sino también con un análisis de estabilidad de pozos.

El principal obstáculo que nos encontramos en la industria petrolera, para elaborar un análisis de estabilidad sustentado con información del área donde vamos a perforar, es el alto costo de cortar núcleos, en zonas donde no es objetivo, como es el caso del terciario, sin embargo en la medida en que podamos optimizar los tiempos de perforación de los pozos, este costo del núcleo será insignificante, si tomamos en cuenta los beneficios que se pueden obtener.

CONCLUSIONES

1.- La base para que el modelo geomecánico y la estabilidad de pozos, tenga certidumbre y se pueda utilizar en pozos programados a perforarse en áreas cercanas, es la auditoria de datos. Ya que si utilizamos información no validada, los resultados estarán fuera de la realidad y este error se llevará al diseño de pozos posteriores en el área, con el impacto económico que esto implica.

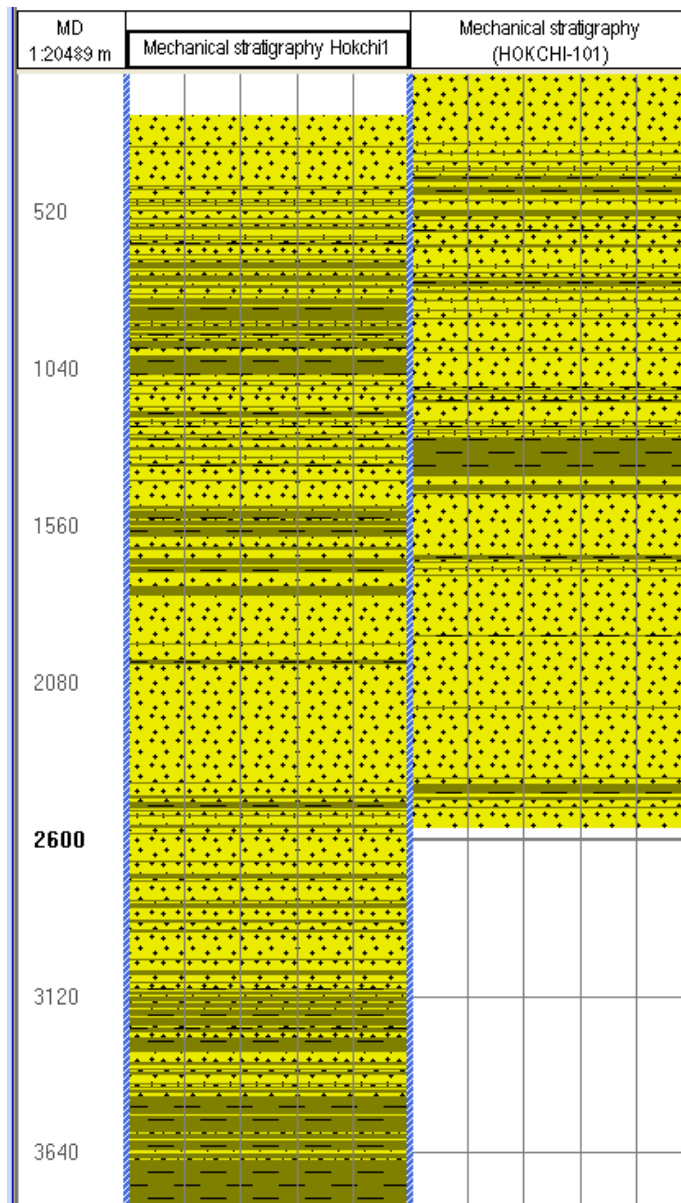
2.- Para determinar las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, se debe de utilizar correlaciones que fueron desarrolladas en formaciones con litología y petrofísica similares al área que se está estudiando, como es el caso de las correlaciones empíricas utilizadas en este trabajo.

3.- La mecánica estratigráfica obtenida de registros, debe estar validada con información litológica recuperada durante la perforación del pozo en estudio o de pozos perforados en el área de estudio.

4.- Los valores de los núcleos utilizados para la obtención de las correlaciones empíricas, deben ser cuidadosamente seleccionados, tomando en cuenta que las presiones de confinamiento no deben rebasar el esfuerzo efectivo insitu, ya que estos valores obtenidos a presiones de confinamiento mayores al esfuerzo efectivo, presenta valores con comportamiento inverso al esperado.

5.- La correlación empírica obtenida para la relación de poisson, presenta buenos resultados calibrados con la información de los núcleos, sin embargo para obtener el esfuerzo mínimo y máximo se utilizó la relación de poisson dinámica ya que fue con la que se obtuvo mejores resultados.

6.- Para utilizar las correlaciones empíricas derivadas de un pozo o un número de pozos, en un área determinada, las litologías a perforar deben de ser muy similares, como se observa en la siguiente figura.



MECÁNICA ESTRATIGRAFICA H-1 VS H-101

7.- La aplicación de la metodología presentada en este trabajo, nos va a permitir, obtener modelos geomecánicos y de estabilidad de pozos, sustentados con datos duros de pozos vecinos y reducir la incertidumbre en los modelos geomecánicos y de estabilidad de pozos.

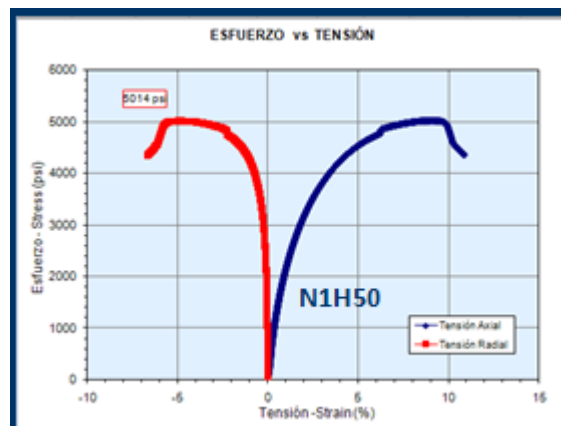
RECOMENDACIONES

1.- Durante la perforación de los pozos exploratorios en un área nueva, se debe de programar el corte de núcleos en lutitas, para obtener propiedades elásticas y de resistencia de la roca, a profundidades someras, intermedias y profundas del terciario.

2.- Para evitar perder información necesaria que nos permite la obtención de las propiedades dinámicas de las rocas, es necesario programar al menos registros de densidad y sónico dipolar en el terciario, durante la perforación de pozos.

3.- Las presiones de confinamiento a las que se les debe de realizar los ensayos a los tapones de los núcleos, se debe seleccionar tomando en cuenta el esfuerzo efectivo insitu.

4.- Los ensayos realizados a altas presiones de confinamiento, muestran una deformación de hasta 10% antes de romperse, esta deformación debería ser del orden del 1% antes de romperse, es por eso que las presiones de confinamiento de las pruebas deben ser menores al esfuerzo efectivo insitu.



5.- Los tapones a los que se les realice el ensayo en laboratorio para obtener las propiedades elásticas y de resistencia de la roca, deberán de distribuirse a lo largo de la longitud del núcleo para tener información de la formación en todo el núcleo y no solo en 1 metro.

6.- Para obtener valores de esfuerzo mínimo confiables, se deberán programar pruebas de goteo extendidas, cuidando de que las pruebas se realicen en lutitas.

7- Para calibrar en tiempo real el modelo geomécanico y de estabilidad de pozo, se recomienda perforar el pozo con LWD sónico y densidad-neutrón, así como el registro de la densidad equivalente de circulación para evitar ocasionar pérdidas que nos pueden desestabilizar el agujero.

8.- En los cambios de etapa, se deberá salir con la densidad, necesaria para perforar en forma segura, de acuerdo al modelo geomecánico y análisis de estabilidad, ya que el utilizar altas densidades del lodo ocasiona problemas de fricciones y resistencia que se le atribuyen a problemas de colapso, aun cuando son ocasionados por las altas presiones diferenciales. Como ocurrió en la segunda y cuarta etapa del pozo H-101 y H-1, respectivamente.

9.- La inestabilidad del agujero y los fallamientos son parte normal de la perforación y cuando son bien manejados, no debe causar incidentes con pérdidas de tiempo. Por tal motivo es necesario ajustar la velocidad de penetración y las buenas prácticas de limpieza del agujero.

10.- En la medida que se tenga más información de núcleos cortados en pozos vecinos del área estudiada, se puede complementar las correlaciones empíricas presentadas en este trabajo y evaluar su funcionalidad en un área de impacto mayor.

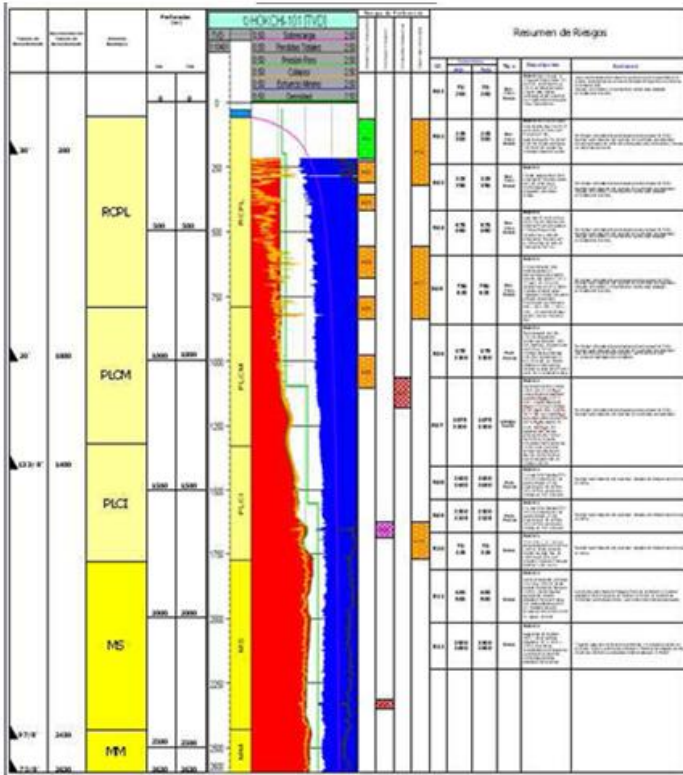
11.- El análisis de riesgo debe contener un inventario anticipado de los riesgos de perforación, como reconocerlos, prevenirlos y mitigarlos. Un procedimiento para la litigación de cada riesgo debe ser considerado, establecido y acordado de antemano con el equipo de perforación. Un ejemplo del análisis de riesgo que es considerado de un valor fundamental para las operaciones de perforación es el Mapa de Perforación que contiene la siguiente información:

a).- Predicción de la estabilidad mecánica del agujero y la ventana de peso de lodo segura.

b).- Inventario de riesgos identificados, descritos con su reconocimiento, prevención y mitigación

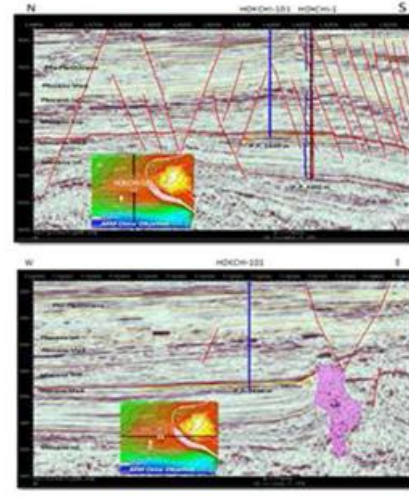
c).- Información adicional del pozo tal como la trayectoria, pesos de lodo sugeridos, columna geológica, perfiles sísmicos, etc.

La siguiente figura muestra un mapa de perforación tipo.



ACEPTACIONES Y TRABAJOS DE PERFORACIÓN, TIPOS DEL ODO Y SERVIDADES DEL ODO

TIPO DE ODO	TIPO DE SERVIDAD	TIPO DE ODO	TIPO DE SERVIDAD	TIPO DE ODO	TIPO DE SERVIDAD
30'	30'	300	300	300	300
30'	30'	1000	1000	600	600
11.5M'	17.5M'	1400	1400	600	600
8.5M'	12.5M'	2000	2000	1000	1000
7'	8.5M'	3000	3000	300	300



Mapa de perforación tipo

BIBLIOGRAFÍA

- 1.-Biot, M. A., 1956. General Solutions of the Equations of Elasticity and Consolidation for a Porous Material. *Journal of Applied Mechanics, Trans. ASME 78: 91-96.*
- 2.-Bratton, T., 1994. GeoFrame, Impact Theory. Internal Schlumberger Report. Houston, TX
- 3.-Bratton, T., 2005. Stress Modeling Presentation. Denver, Schlumberger. March 2006.
- 4.- Chardac, O., Murray, D., Carnegie, A., and Marsden, J.R., 2005. A Proposed Data Acquisition Program for Successful Geomechanics Projects. *14th SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Bahrain. SPE # 93182.*
- 5.- Cook, N. G. W. y Jaeger, J.C., 1976. *Fundamentals of Rock Mechanics. New York, Halsted Press.*
- 6.- Devorak, A., 1970. Seismic and Static Modulus of Rock Masses. Proceedings of the 2nd Congress on Rock Mechanics.
- 7.- Eaton, B.A.: "The equation for geopressure prediction from well logs", *SPE 5544 for the 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, September 28 – October 1, 1975.*

8.- Fjær, E; Holt, M. R; Horsrud, P; Raaen, I; Risnes, R. Wellbore Images, Earth Stress and rock mechanics, application to wellbore stability” August 1998.

9.- Fjaer, E., Holt R.M., Horstrud, P., Raaen, A.M., y Risnes, R., 1992. Petroleum Related Rock Mechanics. Amsterdam, Elsevier. Developments in Petroleum Science 33.

10.- Fjaer, E., and Rasmus R. Petroleum Related Rock Mechanics, 1996.

11.- Garrouch Ali. A., Ebrahim S. **“Assessment of the Stability of Inclined Wells”** Petroleum Engineering Department, Kuwait University, SPE 6881 2001

12.- GMI. Geomecánica en E&P de petróleo y gas. Curso presentado para Exploración. Villahermosa, Tabasco, Mexico., Abril 2010.

13.- Maria A. Garcia Fernández, Determinación de la orientación y magnitud del esfuerzo máximo horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero Colombiano.

14.- Martínez J. A. Modelamiento Estructural 3D y Aplicaciones en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Cinturón de Cabalgamiento del Piedemonte Llanero, Cordillera Oriental, ECOPETROL. Roberto Linares. Colombia, 2003.

15.- Mora Guerrero I., Villadiego Atencio D., Desarrollo de una herramienta para analizar la inestabilidad de pozo, mediante el uso de las teorías elástica y poroelástica: aplicación al piedemonte colombiano. Trabajo de Grado, 2005.

16.- Osorio, Gildardo. Aspectos geomecánicos de la estabilidad de pozos. Memorias, ICP (2003).

17.- Per Horsrud. Estimating Mechanical properties of Shale from Empirical correlations, *Juio 2001, SPE Drilling & Completion*

18.- Plona, T. J. and Cook, J.M., 1995. Effects of Stress Cycles on Static and Dynamic Young's Moduli in Castlegate Sandstones. Series Title: *Rock Mechanics, Balkema, Rotterdam.*

19.- Plumb, R., Edwards, S., Pidcock, G., and Lee, D. (2000); "The Mechanical Earth Model concept and its application to high-risk well construction projects"; *SPE 59128.*

20.- Rahim, Z., Al-Qahtani M.Y., Bartko, K.M., Goodman, H., Hilarides, W.K., and Norman, W.D., 2003. The Role of Geomechanical Earth Modeling in the Unconsolidated Pre-Khuff Filled Completion Design for Saudi Arabian Gas Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado. October 2003. SPE # 84259.*

21.- R.H. Morales and R.P. Marcinew, Schlumberger Dowell. Fracturing of High-Permeability Formations: Mechanical Properties. *SPE 26561, 68TH Annual Technical Conference and Exhibition, Houston Texas, Octubre 1993.*

22.- Shannon M. Higgins. Geomechanical Modeling as a Reservoir characterization tool at Rulison field, Piceance Basin, Colorado.

23.- Sugar Land Learning Center. Rock Mechanics Self Learning Course, Schlumberger

24.- www-wsm.physik.uni-karlsruhe.de.

NOMENCLATURA

σ, τ_s = Esfuerzo, Esfuerzo de corte.

E = Módulo de Young.

ε = Deformación.

σ_N = Esfuerzo normal.

A = Área.

σ' = Esfuerzo efectivo.

P, Pp = Presión de poro.

α = Constante de *Biot*.

σ_v = Esfuerzo vertical.

σ_H = Esfuerzo horizontal máximo.

σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo.

σ_r = Esfuerzo radial.

σ_t = Esfuerzo tangencial.

σ_a = Esfuerzo axial.

FA, θ = Angulo de fricción.

S_o = Cohesión.

μ = Coeficiente de fricción.

\emptyset = Angulo de fricción.

σ_1 = Esfuerzo principal máximo.

σ_2 = Esfuerzo Intermedio.

σ_3 = Esfuerzo principal mínimo.

β = Ángulo de falla.

UCS, C_o = Resistencia a la compresión no confinada.

MEM = Modelo Geomecánico.

$\Delta tc, Dtco$ = Onda compresional.

$\Delta ts, Dtsm$ = Onda de corte o cizalla.

$Rhob$ = Densidad.

$Nphi$ = Porosidad neutrón.

$Phie$ = Porosidad efectiva.

$Phit$ = Porosidad total.

Vcl = Volumen de arcilla.

VSP = Perfil Sísmico Vertical.

MDT = Multiprobador de formaciones.

$Gdyn$ = Módulo de corte o cizalla.

$Kdyn$ = Módulo elástico volumétrico.

$Edyn$ = Modulo de Young dinámico.

ν = Relación de Poisson Dinámico.

E = Modulo de Young estático.

ν = Relación de Poisson Dinámico.

LOT = Prueba de goteo.

FIT = Prueba de Integridad.

Gf = Gradiente de Fractura.

K = Relación de esfuerzos efectivos.

OBG = Gradiente de sobrecarga.

PPG = Gradiente de presión de poro.

TZ = Relación de profundidad – tiempo.