



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
PERFORACIÓN

EVALUACIÓN INTEGRAL Y ANÁLISIS PARA DETERMINAR EL POTENCIAL DE
PRODUCCIÓN DE ARENA DURANTE UNA PRUEBA DST EXPLORATORIA EN
AGUAS PROFUNDAS.

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

PRESENTA:

JOSÉ LUIS CABRERA BENÍTEZ

TUTOR PRINCIPAL
M. en I. MARIO GERARDO GARCÍA HERRERA
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MÉXICO, FEBRERO 2018

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Secretario: Dr. Erick Emanuel Luna Rojero
Vocal: M. en I. Mario Gerardo García Herrera
1^{er.} Suplente: Dr. Daniel García Gavito
2^{do.} Suplente: Dr. Sergio Berumen Campos

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: CDMX, Ciudad Universitaria

TUTOR DE TESIS:

M. en I. Mario Gerardo García Herrera

FIRMA

Agradecimientos

Agradezco a mis padres por darme la vida, agradezco a la vida por darme la oportunidad de soñar y por darme las herramientas que me permiten cumplir mis sueños, y con ello seguir soñando, agradezco a los sueños que me permiten continuar con el ánimo de esforzarme todos los días para que cada día valga la pena.

Te agradezco a ti, Ariadna, mi compañera de vida, la que me ha apoyado todos los días durante esta aventura, que me has dado ánimos para seguir cuando todo parecía no tener salida, que junto conmigo sufres con mis disparates, pero también disfrutas con mis logros. Te amo infinitamente y esperó que te sientas orgullosa de mi por todo este esfuerzo y sacrificio.

Una vez más agradezco a mis padres, Guillermina y José Luis, que me enseñaron y me inculcaron los valores que me impulsan todos los días, y que gracias a ellos disfruto de mis virtudes y trabajo continuamente en mis defectos.

A mis hermanas, Aranxa y Biaani, que me impulsan siempre a ser un buen ejemplo y una buena persona para que ellas también sigan por ese camino.

A mis compañeros de la maestría, Jaquelin, Yalil, Luis y Pedrito, que han sacado lo mejor de mí, y en muchas ocasiones también lo peor de mí, pero sin lugar a duda me han hecho una mejor persona.

Agradezco de manera muy especial al futuro Doctor en Ingeniería Juan Pedro Morales Salazar, que son su ayuda y apoyo gran parte de este trabajo no se hubiera podido realizar, que incluso sacrificando su tiempo me hizo un espacio para sacar adelante esta tesis.

Agradezco como siempre a mi universidad, mi alma mater, que desde mis inicios como universitario han forjado en mí el hambre de ser cada vez un mejor profesionalista, que en su aulas, bibliotecas y espacios en general han forjado a un sin número de excelentes profesionalistas, y para mí es un honor pertenecer a su selecto grupo.

A mis profesores del posgrado de Exploración y Explotación de recursos naturales de la facultad de ingeniería.

A mis sinodales: Dr. Fernando Samaniego, Dr. Erick Luna, Dr. Sergio Berumen, Dr. Daniel García Gavito; por su apoyo y recomendaciones en la elaboración de este trabajo.

A mi asesor M. I. Mario Gerardo García Herrera, por si increíble y excelente soporte, auxilio y paciencia para la elaboración de este trabajo de tesis, que durante todo este camino se ha comportado más que como un tutor, como un amigo.

Resumen

En el siguiente trabajo de investigación, se realizó una metodología integral para poder determinar el potencial productor de arena, enfocado principalmente a su aplicación para pruebas DST (prueba de producción) en pozos exploratorios en aguas profundas, aunque su aplicación no se encuentra limitado a pozos exploratorios costa afuera con grandes tirantes de agua, también se puede aplicar a pozos exploratorios marinos someros, e incluso a pozos terrestres. En este trabajo de investigación se abarca desde el procesamiento de los insumos básicos que son el conjunto de registros geofísicos básicos, cálculo de propiedades elásticas y físicas tanto dinámicas como estáticas, y por último la implementación de modelos de predicción de arenamiento analíticos y numéricos. En la revisión de la literatura se hace mención de los conceptos básicos necesarios para tener un panorama general del fenómeno de arenamiento. Además de que se replicaron conceptos como los de estabilidad del túnel de disparo propuestos por Bratti y Risnes. En los siguientes capítulos, se trabajó en el cálculo de las propiedades elásticas y físicas de la roca en tres pozos de investigación; los resultados de calcular las propiedades elásticas dinámicas se compararon con los valores obtenidos en pruebas triaxiales de laboratorio para así determinar una ecuación que ajustara los valores entre las propiedades elásticas dinámicas y estáticas, buscando el coeficiente de determinación más cercano a 1. Para las propiedades físicas se identificó la correlación que más se ajustara al tipo de roca y condiciones de los pozos, y en el caso específico del ángulo de fricción interna se ajustó con un factor de corrección. Finalmente, se describen un modelo analítico para condiciones de flujo Darciano y flujo no Darciano, y un modelo numérico, al cual, en la distribución de presión, se le incorporo el coeficiente de flujo de Forchheimer; implementando ambos modelos utilizando los datos calculados en el tercer y cuarto capítulo para comparar los resultados de los mismos.

Abstract

In this research work, an integrated methodology was done orientated to calculate the sand production potential mainly focus on deep water exploration DST (Drill Steam Test), its application is not limited to deep water wells, it is useful to shallow water wildcat wells and even to on shore wells too. This research work includes basic set logging data processing, calculation of elastic and physics properties, in dynamic and static conditions, and the implementation of analytic and numerical on set sand models. In the literature review it is mentioned the basic concepts needed to have a complete vision of sanding phenomenon. Additionally, we replicated the concepts developed by Bratti and Risnes as perforating tunnel stability. In the following chapters we worked on the calculation of physics and elastic rock properties for the three wells used as study case; the results from elastic dynamic rock properties was compared against triaxial core test values to determine trend equations that best fit the relation between dynamic and static elastic properties, looking for the most closely determination coefficient to one. For the physics properties, it was identified the correlation that best suited the type of rock and well conditions, specifically, in the case of the frictional angle it was fit using a correction factor. Finally, it is described an analytical model implemented for Darcy flow and no Darcy flow conditions, and a numerical model, witch on the pressure distribution equation was incorporated the Forchheimer flow coefficient, implementing on both models data from the third and fourth chapter to collate its results

Contenido

Agradecimientos.....	iii
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Lista de figuras.....	ix
Objetivo general.....	xv
Objetivos específicos.....	xv
Primer capítulo. – Introducción.....	1
Segundo capítulo. - Revisión de la literatura.....	2
2.1.-Producción de arena, razones y consecuencias.....	2
2.2.-Patrones de producción de arena.....	3
2.2.1.-Producción transitoria de arena.....	3
2.2.2.-Producción continua de arena.....	4
2.2.3.-Producción catastrófica de arena.....	4
2.3.- Esfuerzos In Situ y esfuerzos locales.....	5
2.4.- Criterio de falla en las arenas.....	7
2.5.- Estabilidad de túnel de disparo y formación de arcos de arena.....	9
2.6.- Mecánica de producción de arenas.....	11
Tercer capítulo. - Cálculo de propiedades elásticas y físicas dinámicas.....	13
3.1.- Pozos de análisis: Pozo-1.....	13
3.2.- Pozos de análisis: Pozo-2.....	21
3.3.- Pozos de análisis: Pozo-3.....	30
Cuarto capítulo. -Desarrollo y calibración de correlaciones matemáticas para las propiedades elástica y físicas estáticas.....	44
4.1.- Correlación empírica para módulo de Young.....	48
4.2.- Correlación empírica para relación de Poisson.....	53
4.3.- Correlación empírica para la resistencia compresiva sin confinamiento.....	60
4.4.- Correlación empírica para el ángulo de fricción interna.....	66
4.5.- Cohesión.....	71
Quinto capítulo. – Modelos predictivos para la producción de arenas.....	74
5.1.- Modelo Analítico.....	75

5.2.- Modelo Numérico	80
Sexto capítulo. - Caso de estudio, prueba DST pozo exploratorio en aguas profundas.	90
6.1.-Datos generales	90
6.2.-Resultados analíticos.....	92
6.3.-Resultados, primer objetivo	99
6.4.-Resultados, segundo objetivo.....	103
6.5.-Resultados, tercer objetivo.	107
Conclusiones y recomendaciones.....	114
Anexos	117
Anexo A.- Resultados de pruebas de laboratorio	117
Anexo B.- Códigos de programación – MATLAB.....	119
Solución analítica	119
Solución Weingarten	122
Solución Seehong	122
Solución numérica.....	123
Distribución de presión.....	125
Solución Elástica	126
Radio Plástico	127
Método de Bisección	128
Distribución de concentración	128
Esfuerzos plásticos	129
Referencias	130

Lista de figuras

Figura 1.- Cambios en la geometría del área debido a la producción de arena: a) alargamiento del túnel del disparo, b) Formación de grandes cavidades, c) Desprendimiento de cavidad. [7].....	5
Figura 2.- Distribución de los esfuerzos en la pared del pozo. [5].....	6
Figura 3.-Redistribución de esfuerzos al alejarse de la pared del pozo [39].	7
Figura 4.- Diagrama de flujo para la evaluación de arenamiento [33].	9
Figura 5.-Esquematación de arco de arena [6].....	10
Figura 6.-Distribución de esfuerzos en una cavidad, modelo de Bratli y Risnes.	10
Figura 7.- Esfuerzo de sobrecarga calculada con diversas correlaciones, pozo 1.....	36
Figura 8.- Ventana operativa del pozo 1.	38
Figura 9.- Ventana operativa del pozo 3.	39
Figura 10.-Ventana operativa del pozo 2.	39
Figura 11.-Registro de resistividad, pozo 1.	40
Figura 12.-Registro de rayos gamma, pozo 1.	40
Figura 13.-Registro de tiempo de transito de corte, pozo 1.....	41
Figura 14.-Registro tiempo de transito compresivo, pozo 1.	41
Figura 15.-Registro de densidad, pozo 1.	42
Figura 16.-Gráfica de dispersión del Módulo de Young estático y dinámico en el Mioceno Superior.....	47
Figura 17.-Gráfica de dispersión de relación de Poisson estático y dinámico en el Mioceno Superior.....	48
Figura 18.-Gráfica de líneas de tendencia para ajuste del Módulo de Young, pozos 1 y 3, Mioceno Superior.	50
Figura 19.-Módulo de Young dinámico vs ajustes de módulo de Young estático (Ajustes: lineal, polinómica 2do orden y logarítmica), Pozo-1.	51
Figura 20.-Módulo de Young dinámico vs ajustes de módulo de Young estático (Ajustes: lineal, polinómica 2do orden y logarítmica), Pozo-3.....	52
Figura 21-Cálculo de módulo de Young estático utilizando correlación lineal en el pozo 2.	55

Figura 22.-Gráfica de líneas de tendencia para ajuste de la relación de Poisson, Pozos 1 y 2, Mioceno Superior.	56
Figura 23.-Relación de Poisson dinámico contra Ajustes: lineal, polinómica de segundo orden, logarítmica, exponencial y potencia, Pozo-1.	57
Figura 24.-Relación de Poisson dinámico contra Ajustes: lineal, polinómica de segundo orden, logarítmica, exponencial y potencia, Pozo-3.	58
Figura 25.-Cálculo de la relación de Poisson estático utilizando correlación Exponencial en el pozo 2.	59
Figura 26.-Correlación exponencial entre UCS y ϕ	61
Figura 27.- Correlación potencial entre UCS y V_p	61
Figura 28.-Correlación entre UCS y V_{grain}	62
Figura 29.- Correlación lineal entre UCS y E	62
Figura 30.-Calibración de correlación exponencial para UCS en pozo 3.	64
Figura 31.-Calibración de correlación exponencial para UCS en pozo 1.	64
Figura 32.-UCS en pozo 2, aplicando correlación exponencial en función de la porosidad.	65
Figura 33.--Correlaciones empíricas del ϕ vs datos de laboratorio, pozo 3.	68
Figura 34.-Correlaciones empíricas del ϕ vs datos de laboratorio, pozo 1.	68
Figura 35.-Ajuste de correlación W y P en pozo 3.	69
Figura 36.-Ajuste de correlación W y P en pozo 1.	69
Figura 37.-Ángulo de fricción interna calculado en pozo 2, utilizando la correlación W y P ajustada con un factor de 0.38.	70
Figura 38.-Cohesión calculada vs datos de laboratorio, pozo 3.	71
Figura 39.-Cohesión calculada vs datos de laboratorio, pozo 1.	71
Figura 40.-Cohesión calculada en el pozo 2.	72
Figura 41.- Solución grafica de la caída de presión máxima para un ángulo de fricción interna de 20° , expresado en parámetros adimensionales.	78
Figura 42.-Solución grafica de la caída de presión máxima para un ángulo de fricción interna de 30° , expresado en parámetros adimensionales.	78
Figura 43,. Diagrama de flujo de solución numérica.	88

Figura 44.- Mapa tectónico de ubicación de los pozos 1,2 y 3.	90
Figura 45.-Representación gráfica de las propiedades físicas de la roca en los objetivos del pozo 2.....	93
Figura 46.-Representación gráfica de las CDPC para el modelo de flujo Darciano y No Darciano en el pozo 2.	94
Figura 47.- comparativa de CDPC en el pozo 2 con los factores de ajuste de Hettman&Papamichos.....	97
Figura 48.-Distribución de presión al alcázar la falla de la roca en el primer objetivo. ...	99
Figura 49.- Radio plástico contra tiempo, primer objetivo.	100
Figura 50.- Porosidad contra tiempo, primer objetivo.....	101
Figura 51.- Concentración máxima contra tiempo, primer objetivo	101
Figura 52.- Distribución de presión posterior a la falla, primer objetivo.	102
Figura 53.-Distribución de presión al alcázar la falla de la roca en el segundo objetivo.	103
Figura 54.-Radio plástico contra tiempo, segundo objetivo.....	104
Figura 55.-Porosidad contra tiempo, segundo objetivo.	104
Figura 56.-Concentración contra tiempo, segundo objetivo.	105
Figura 57.-Distribución de presión posterior a la falla, segundo objetivo.	106
Figura 58.- Distribución de presión al alcázar la falla de la roca en el tercer objetivo. .	107
Figura 59.- Radio plástico contra tiempo, tercer objetivo.	108
Figura 60.- Porosidad contra tiempo, tercer objetivo.....	109
Figura 61.-Concentración contra tiempo, tercer objetivo.....	109
Figura 62.- Distribución de presión posterior a la falla, tercer objetivo	110
Figura 63.-Volumen acumulado de arena, caso de estudio.	111
Figura 64.- envolvente de falla, Trejo J. [43]	112

Lista de tablas

Tabla 1.- Columna estratigráfica del pozo 1.....	14
Tabla 2.- Núcleos tomados en el pozo 1.....	15
Tabla 3.- Propiedades elásticas dinámicas, Mioceno Superior, pozo 1.....	16
Tabla 4.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 1, pozo 1[30].....	18
Tabla 5.- Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 2, pozo 1[31].....	18
Tabla 6.- Parámetros físicos de la roca en el pozo 1.....	19
Tabla 7.- comparación de los parámetros físicos de la roca en el pozo 1 [30].....	20
Tabla 8.-Columna estratigráfica del pozo 2.....	21
Tabla 9.-Núcleos tomados en el pozo 2.....	22
Tabla 10.-Propiedades elásticas dinámicas, pozo 2.....	22
Tabla 11.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 1, pozo 2 [32].....	25
Tabla 12.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 2, pozo 2 [32].....	25
Tabla 13.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 4, pozo 2 [32].....	26
Tabla 14.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 6, pozo 2 [32].....	26
Tabla 15.-Parámetros de físicos de la roca, pozo 2.....	27
Tabla 16.- comparación de los parámetros físicos de la roca en el pozo 2 [32].....	29
Tabla 17.-Columna estratigráfica del pozo 3.....	30
Tabla 18.- Núcleos tomados en el pozo 3.....	31
Tabla 19.-Propiedades elásticas dinámicas, Mioceno Superior, pozo 3, sección nucleada.	31
Tabla 20.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 2, pozo 3 [32].....	32
Tabla 21- Parámetros físico de la roca en el pozo 3.....	33
Tabla 22.- comparación de los parámetros físicos de la roca en el pozo 3 [32].....	34
Tabla 23.- Puntos de calibración para el gradiente de fractura en el pozo 1.....	37
Tabla 24.- Esfuerzo efectivo vertical a la profundidad de los núcleos tomados en los pozos 1 y 3.....	46
Tabla 25.-Comparativa de propiedades estáticas contra propiedades dinámicas.....	47

Tabla 26.-Límites para el uso de las tendencias de ajuste en la relación de Poisson, Pozo-1.....	54
Tabla 27.-Límites para el uso de las tendencias de ajuste en la relación de Poisson, Pozo-3.....	54
Tabla 28.-Propiedades físicas de la roca resultado de las pruebas en laboratorio del pozo 1.....	61
Tabla 29.-Propiedades físicas de la roca como resultado de las pruebas en laboratorio del pozo 3.....	61
Tabla 30.-Propiedades petrofísicas en intervalos de interés, pozo 2.....	91
Tabla 31.-Resultados del cálculo del exponente de densidad, utilizando los resultados PVT de muestras recuperadas en fondo [35].....	92
Tabla 32.- Valores de CDPC máximos y mínimos en los objetivos del pozo 2.....	95
Tabla 33.-Datos de propiedades roca-fluidos utilizados para la simulación del modelo numérico.....	98
Tabla 34.-Datos de las propiedades elásticas y físicas de la roca.....	98
Tabla 35.-Resumen de resultado, simulación numérica.....	111
Tabla 36.- Resultados de propiedades elásticas estáticas [30].....	117
Tabla 37.-Resultados de aplicación de criterio de falla Mohr-Coulomb, pozo1.....	117
Tabla 38.-Resultados de propiedades elásticas estáticas [31].....	118
Tabla 39.-Resultados de aplicación de criterio de falla Mohr-Coulomb, pozo1.....	118

Justificación.

Los campos con acumulación de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas en México, se han encontrado con un reto poco común en la industria petrolera mexicana. El reto principal es realizar la terminación de los pozos en intervalos productores de formaciones de tipo de roca arenisca con pobre o escaso nivel de consolidación. A nivel mundial, la predicción de la producción de arenas es un fenómeno que ha sido estudiado por muchas décadas, y que aún no ha sido solucionado por completo. En el caso específico de aguas profundas en México ha ocasionado que las estimaciones del potencial productor obtenidas a partir de pruebas DST, hayan sido menores a las pronosticadas, o incluso con problemas de arenamiento catastrófico en pozos donde el valor de ejecución es muy elevado.

Por todo lo anterior, se considera de vital importancia la decisión de si será o no necesaria la implementación de alguna técnica de control de arena, que permita evitar la producción de granos durante la prueba DST; de tal forma que se pueda reducir o eliminar trabajos futuros de intervención en el pozo, y poder disminuir los costos operativos que esto representarían para el proyecto.

Objetivo general.

Determinar el nivel de consolidación de la formación productora en un pozo exploratorio de aguas profundas con potencial productor de gas; a partir del análisis de registros geofísico y pruebas de laboratorio de núcleos para poder generar correlaciones que permitan la estimación de propiedades elásticas y física estáticas de la roca del yacimiento, y a su vez con esta información, determinar el potencial productor de arena comparando los resultados obtenidos con modelos analíticos contra simulación numérica en diferencias finitas, aplicados a una prueba DST.

Objetivos específicos.

- Estimar propiedades dinámicas del yacimiento a partir de registros geofísicos tomados durante la perforación de los pozos.
- Establecer correlaciones que permitan calcular las propiedades elásticas y físicas estáticas de la roca, calibrando los resultados con datos de laboratorio.
- Aplicar soluciones analíticas del fenómeno de arenamiento implementando modelos de flujo Darciano y flujo no Darciano.
- Realizar una simulación numérica, utilizando las diferencias finitas, para determinar si durante el periodo de aforo en una prueba DST la roca productora alcanza el momento de falla y si la cantidad de arena producida exceden los límites permisibles.
- Comparar los resultados de la solución analítica contra los resultados de la simulación numérica aplicados a un caso de estudio.

Primer capítulo. – Introducción.

Durante la explotación de hidrocarburos se puede presentar asociado a ella la producción de partículas sólidas. Esta problemática está presente en todo el mundo sin importar la edad de la formación productora, pero si es más frecuente en rocas jóvenes como el Mioceno o Plioceno. Esto es porque estas formaciones son de un pobre nivel de consolidación y el material cementante es frecuentemente arcilloso. Esta producción de sólidos puede variar de unos pocos a varios metros cúbicos de arena por metro cubico de fluido producido. En algunos casos el análisis de control de arenas puede ser más útil que en otros, dependiendo de las características de los fluidos presentes en el yacimiento y si puede ser aplicado en periodos avanzados de la producción. Pero en otras situaciones la producción de arenas puede ser un problema que te puede llevar a accidentes severos si no es tratado a tiempo. El principal punto que tener en consideración es que cualquier tipo de mecanismo de control que sea aplicado implica costos adicionales en el proyecto y una posible reducción en la producción [42]*.

En el caso de la exploración de nuevos yacimientos en aguas profundas, la inversión que se hace para poder evaluar el potencial productor un intervalo es muy alto, por lo que la calidad y cantidad de información que se obtiene durante la perforación y durante una prueba de producción (DST) cobran una importancia muy relevante.

Determinar el potencial de producción de arena a las condiciones que estará sometida la roca del yacimiento durante la medición de los gastos de producción justificará la inversión extra necesaria para que estas partículas no comprometan la seguridad de la instalación y la adquisición de datos. El contar con una evaluación integral de potencial de producción de arena, permite formarse una idea clara de las condiciones y factores que intervienen en la liberación de arena; además de tomar conciencia de la cantidad de información necesaria para poder estimar de una manera más precisa los momentos de falla y la concentración de arena que se puede producir.

* Las referencias citadas en esta tesis, se encuentran ordenadas alfabéticamente, no numéricamente.

Segundo capítulo. - Revisión de la literatura.

Objetivo.

El objetivo de este capítulo es dar una breve definición de los conceptos necesarios para el entendimiento del complejo fenómeno de arenamiento en los pozos.

2.1.-Producción de arena, razones y consecuencias.

Como resultado de muchos análisis para varios autores [7]*, el fenómeno de arenamiento o producción de arena está controlado por tres factores: la cantidad y el tipo de material cementante, el cual sostiene y mantiene conectados cada uno de los granos de arena, las fuerzas de fricción entre los granos y las fuerzas de presión capilar.

Sin embargo, lo antes mencionado no son la única razón o causal del fenómeno de producción de arena se presente, es por esto por lo que autores como Fajaer et al. [11] menciona que el concepto general es que la producción de arena no puede ocurrir en una roca intacta, incluso si esta tiene una pobre consolidación. Por lo tanto, la producción de arena podrá ocurrir únicamente si la roca en la vecindad de la cavidad productora esta sin consolidación, o ha sido dañada. Este daño puede ser causado por la concentración de esfuerzo que ocurre alrededor del agujero en una roca sometida a esfuerzos. El inicio o la aparición de la producción de arena está relacionado al daño o fallo inducido por esfuerzos de la roca.

Aunque la condición de no consolidación o de falla en la roca es necesario para la producción de arena, no se toma como una condición suficiente para que el fenómeno suceda. Se puede presentar una estabilidad posterior en la cavidad productora debido por ejemplo en un cambio en la forma de la cavidad o incremento en la permeabilidad de la región dañada. También se ha observado que la roca dañada puede formar en ocasiones arcos estables de arena que permite la producción libre de arena. sin embargo, la formación de estos arcos no exime por completo la posibilidad de la

* Las referencias citadas en esta tesis, se encuentran ordenadas alfabéticamente, no numéricamente.

presencia de producción de sólidos en un futuro, cuando las condiciones exceden el límite de estabilidad del arco de arena, se presentará la producción de arena en el pozo. La prevención de la producción de arena es mucho más efectiva si se realiza o se planea durante el diseño de la terminación del pozo. Es por esto por lo que es esencial ser capaces de predecir de la manera más exacta posible si se tendrá esta problemática antes de iniciar con los trabajos de terminación.

La producción de arena también puede estar influenciado por factores que se pueden presentar durante el periodo de producción del yacimiento, como puede ser la presencia de agua o incremento en el corte de agua [27]. Esta incorporación de un fluido adicional es un factor que altera tanto las características cohesivas de la roca, como las fuerzas de arrastre. En los experimentos reportados por Ghalambor et. al. [12] esto se ha presentado con cortes de agua de hasta 19%.

2.2.-Patrones de producción de arena

El termino producción de arena envuelve un amplio rango de fenómenos, por lo que clasificación propuesta por Veeken et al. [46] se basa en observaciones de campo.

2.2.1.-Producción transitoria de arena

La producción transitoria de arena se refiere a una declinación en concentración de arena con respecto al tiempo bajo condiciones constantes de producción del pozo. Este fenómeno es frecuentemente observado durante la limpieza del pozo, después de efectuar los disparos, después de un tratamiento de estimulación de pozo, después de cambios de estrangulador, y/o después de la invasión de agua. La concentración de arena, el volumen acumulado de arena y el periodo de declinación varían considerablemente. La cantidad de arena cualitativamente puede ir de una cantidad baja a moderada, y una medida de solución muy utilizada es realizar cambios en la caída de presión graduales [23].

2.2.2.-Producción continua de arena

En un gran número de campos se observan niveles continuos de producción de arena. Una aceptable concentración de arena depende de restricciones operacionales como la erosión, capacidad de separador, eliminación de arena, sistemas artificiales, localización del pozo, etc. Los niveles típicos tolerados de arena son $6 - 600 \left[\frac{gr}{m^3} \right]$ en producción de aceite, y $16 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$ en producción de gas [12]. Parte de la arena producida se asienta dentro del pozo, e incrementa la profundidad del colgamiento. Dependiendo de la capacidad de acarreo del fluido y la concentración de arena presente el intervalo productor puede llegar a taparse. Con este tipo de producción de arena la producción puede restablecerse a condiciones normales después de una limpieza de agujero.

2.2.3.-Producción catastrófica de arena

La producción catastrófica de arena se refiere a un influjo de una gran cantidad de arena, lo que causa que el pozo bruscamente se estrangule o muera. De forma general se pueden presentar dos escenarios catastróficos; el primero corresponde a un tapón de arena que crea un puente de arena de volumen moderado en la tubería de producción o en el estrangulador; esto se puede presentar después de movimientos en el diámetro del estrangulador o en operaciones de cierre de pozo. El segundo se refiere a una entrada masiva de arena, llenando y obstruyendo el fondo del pozo el volumen de arena asociado con la llamada falla de arena masiva depende del diseño del pozo y puede acumular decenas de metros cúbicos. El escenario anterior es el más severo que se puede presentar durante una prueba de producción DST.

La producción de arena continua y catastrófica puede referirse a un mismo evento, ya que la producción catastrófica de arena podría también corresponder a una excesiva y continua invasión de arena.

Sin importar el tipo de producción de arena que se presente en la vida productiva de un pozo, esto puede causar cambios en la geometría del fondo. Después de que se limpian

los residuos provenientes de los disparos es posible y probable que se produzcan un aumento en la extensión de los disparos como se muestra en la **Figura 1a**. Si este aumento persiste es posible que zonas de disparos separadas se junten y se forme una gran cavidad similar a la que podemos observar en la **Figura 1b**. La medida real de los cambios en las vecindades del pozo es el volumen acumulado de arena producida alrededor del intervalo disparado. Si la formación es no consolidada o poco consolidada, es probable el desprendimiento de arena e incluso de capas de sobrecarga completas caso ejemplificado en la **Figura 1c**.

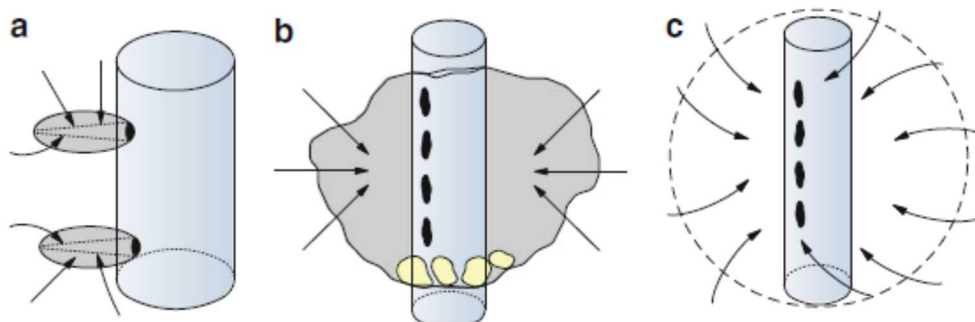


Figura 1.- Cambios en la geometría del área debido a la producción de arena: a) alargamiento del túnel del disparo, b) Formación de grandes cavidades, c) Desprendimiento de cavidad. [7]

2.3.- Esfuerzos In Situ y esfuerzos locales

Antes de perforar un pozo, la roca se encuentra en un estado de equilibrio. Los esfuerzos en la tierra bajo estas condiciones son conocidos como los esfuerzos In Situ (esfuerzo vertical (σ_v), esfuerzo horizontal máximo (σ_H), esfuerzo horizontal mínimo (σ_h)). Cuando el pozo es perforado, los esfuerzos en las vecindades de la pared del pozo son redistribuidos para tratar de mantener el soporte original que dejó la roca que fue remplazada por la presión hidrostática ejercida por el fluido de control [5]. Si la redistribución de esfuerzos excede la resistencia de la roca, ya sea en tensión o en compresión, puede darse como resultado el fenómeno de inestabilidad. La **Figura 2** muestra los esfuerzos en la pared del pozo; están descritos como esfuerzo radial (σ_r), esfuerzo tangencial (σ_t), y esfuerzo axial (σ_a), los anteriores son también conocidos

como esfuerzos locales. El esfuerzo radial actúa en todas las direcciones perpendiculares a la pared del pozo, el esfuerzo tangencial rodea el pozo, y el esfuerzo axial actúa paralelo al eje del pozo [20]. Los esfuerzos en las cercanías del pozo cambian rápidamente a medida que se aleja del pozo, y tienden a tomar los valores de los esfuerzos In Situ. Esto es porque mientras más lejos se está del pozo perforado, la roca se encuentra en su estado original, sin ninguna perturbación. De esta manera el esfuerzo radial (σ_r), cambia hasta convertirse en el horizontal mínimo (σ_h), y el esfuerzo tangencial (σ_t), se convierte en el horizontal máximo (σ_H). En la **Figura 3** podemos observar la distribución de los esfuerzos previamente mencionados con respecto al radio.

La distribución local de esfuerzos alrededor del pozo está controlado por efectos mecánicos, químicos, térmicos e hidráulicos.

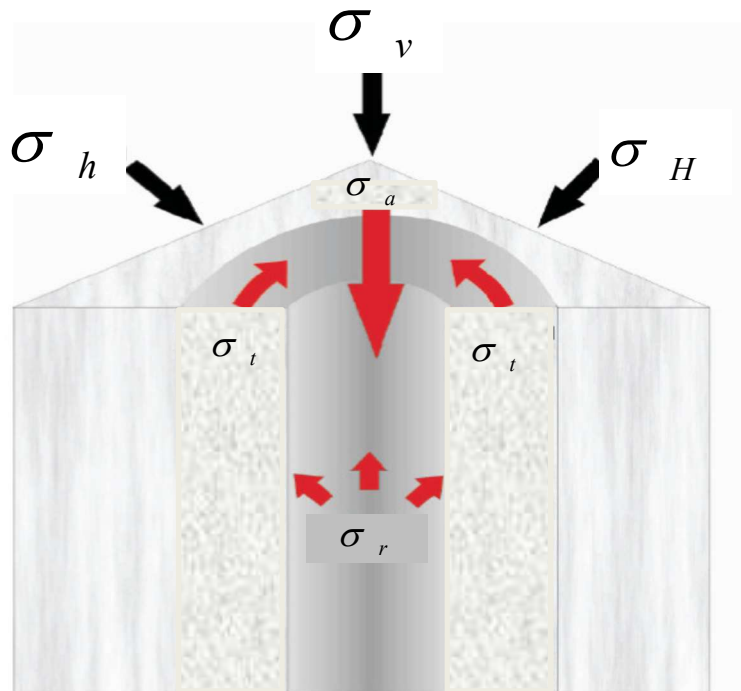


Figura 2.- Distribución de los esfuerzos en la pared del pozo. [5]

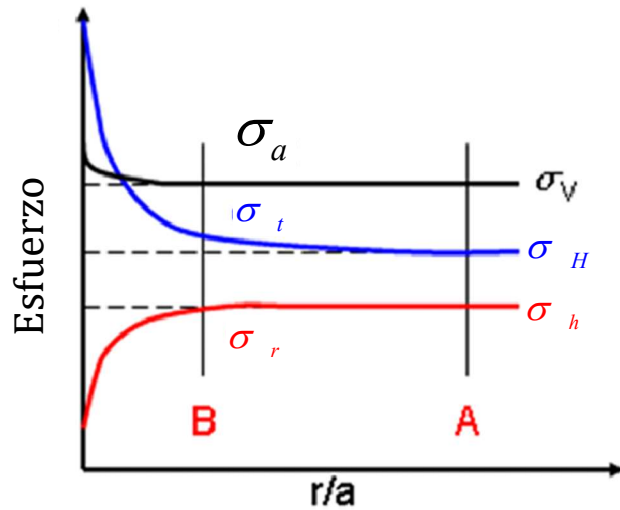


Figura 3.-Redistribución de esfuerzos al alejarse de la pared del pozo [39].

2.4.- Criterio de falla en las arenas.

De manera general las rocas pueden fallar, de acuerdo con el mecanismo de acción, de dos maneras, una falla de corte (cizalla), o una falla por tensión. En la literatura existen varios criterios de falla al corte, como son el criterio de Mohr-Coulomb, Drucker-Prager, Von Mises, el criterio de Lade modificado, y varios más. El criterio de falla más común en la industria petrolera es el criterio de Mohr-Coulomb, el cual permite evaluar la resistencia de la roca durante la producción de sólidos del yacimiento durante su etapa de explotación. Esta consiste en una aproximación grafica para representar los esfuerzos normales y de corte que actúan sobre un plano orientado con un ángulo resultado de los estados principales: σ_v (esfuerzo vertical) y σ_h (esfuerzo horizontal mínimo), involucra a la constante de Biot (α) y la presión de poro; además de hacer una relación con la resistencia cohesiva de la roca (C_o), el esfuerzo mínimo, y el ángulo de fricción interna (φ). Todo esto puede ser expresado por la ecuación siguiente:

$$(\sigma_1 - \alpha * Pp) \leq C_o + (\sigma_3 - \alpha * Pp) \tan^2 \varphi; \dots\dots\dots 1$$

donde:

σ_1 = Esfuerzo principal máximo.

α = Coeficiente de Biot.

Pp = Presión de poro.

C_o = Resistencia cohesiva de la roca.

σ_3 = Esfuerzo principal mínimo.

φ = Ángulo de fricción interna.

En el caso de la falla por tensión, normalmente ocurre cuando el esfuerzo principal mínimo soportado por la presión de poro, sobrepasa la resistencia a la tensión de la formación (T_o) [52]. Matemáticamente este criterio puede ser expresado como [38]:

$$\sigma_3 - Pp \leq T_o; \dots\dots\dots 2$$

Una de las formas más gráficas que se encontró en la literatura para poder discernir si se será necesaria la implementación de una técnica de control de arena, evaluando el potencial de producción está al aplicar un criterio de falla, es el propuesto por Rahman et. al. [33] lo cual se muestra en la **Figura 4**. Esto presenta un criterio de falla en la roca como función de los esfuerzos en la formación, la resistencia de la roca, la presión del yacimiento y sus cambios en la trayectoria del pozo, así como en el espaciamiento de los disparos y la dirección de los mismos.

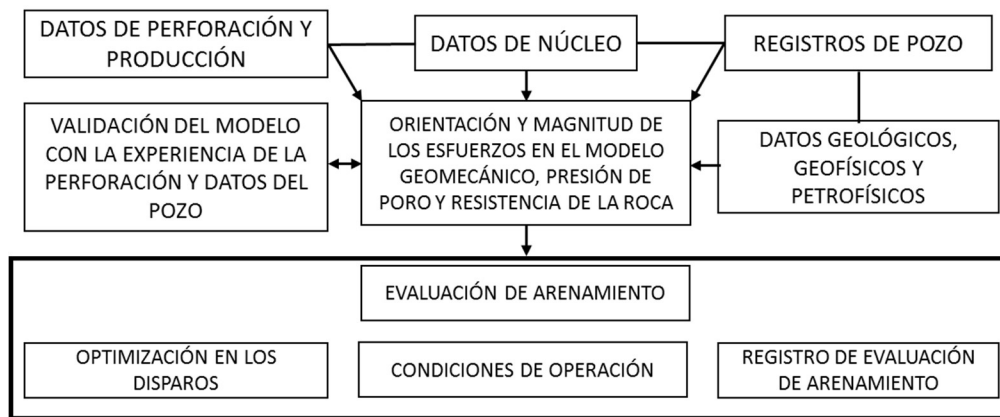


Figura 4.- Diagrama de flujo para la evaluación de arenamiento [33].

2.5.- Estabilidad de túnel de disparo y formación de arcos de arena.

Hall y Harrisberger fueron los iniciadores en el estudio de la estabilidad de arcos de arena en lo que respecta a su aplicación en la industria petrolera. En su trabajo describen que un arco es una estructura curva con una abertura, que sirve como soporte de una carga mediante la conversión del esfuerzo vertical en esfuerzo horizontal. En el trabajo anterior también se puede observar que las arenas angulares son más propensas a formar arcos de que las arenas redondeadas; de igual manera se comprobó que el aumento en el corte de agua tiende a destruir arcos ya formados [13]. Con el trabajo reportado por Tippie y Kohlhaas [41], se generalizó la idea que la producción libre de sólidos puede ser mantenido mediante la formación de arcos de arena estables incluso en areniscas sin consolidación. Todo lo anterior bajo el principio que el crecimiento del arco es una función del gasto, por lo que, aunque el arco pudiese llegar a ser destruido, un nuevo arco podría formarse a medida que el gasto se incremente, sin embargo, esto no puede ser una conclusión generalizada, puesto que, como se ha discutido con anterioridad, el fenómeno de arenamiento depende de muchos factores.

En el trabajo realizado por Bratli y Risnes [4], basado en pruebas de laboratorio presentaron una solución analítica elasto-plástica que contemplaba el flujo de fluidos y la distribución de esfuerzos generado por este movimiento de estos, y como las propiedades elásticas de la roca tenían un efecto directo sobre esta distribución. La solución anterior fue resuelta simplificando la geometría del arco en una semiesfera la

Figura 5 muestra esquemáticamente el arco de arena formado por el flujo de fluidos, el cemento detrás de la tubería, así como los granos de arena bajo cargas triaxiales.

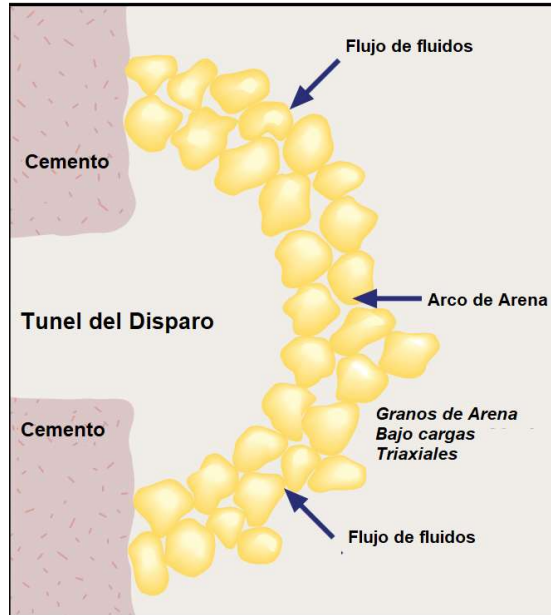


Figura 5.-Esquemización de arco de arena [6].

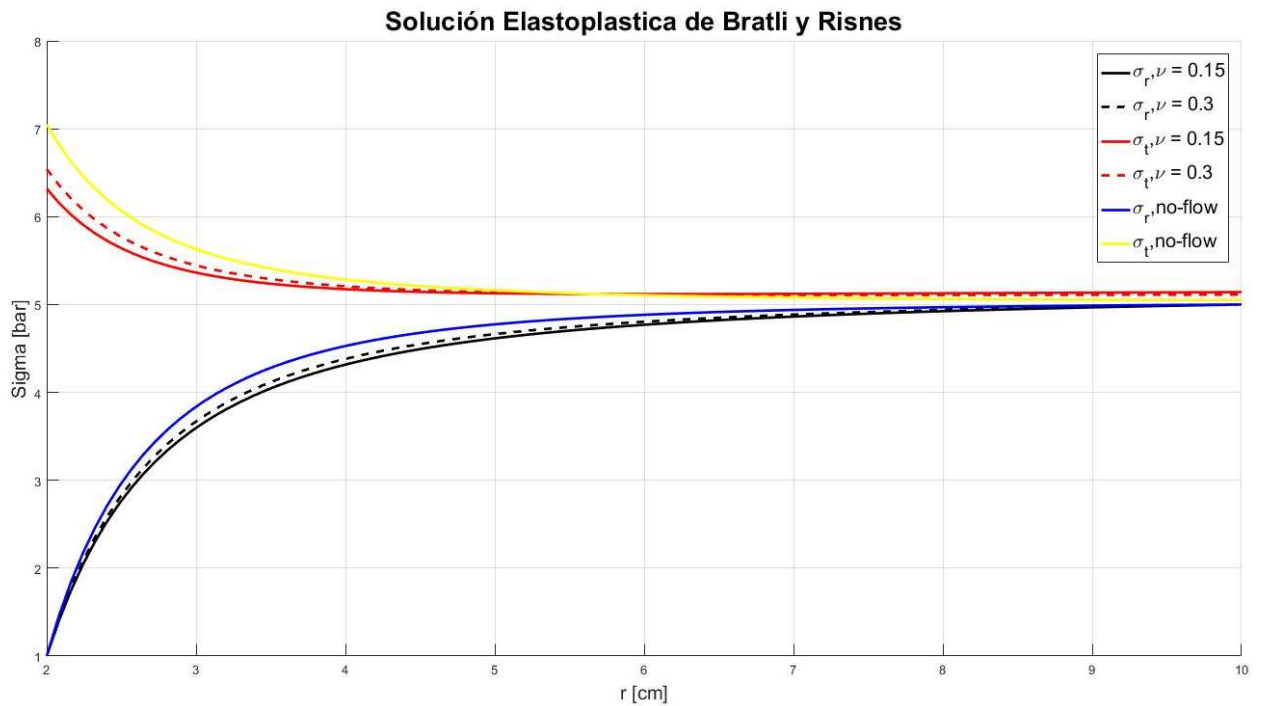


Figura 6.-Distribución de esfuerzos en una cavidad, modelo de Bratli y Risnes.

La **Figura 6** muestra la representación de los resultados de la distribución de esfuerzos radial y tangencial, así como el impacto que sufre en ellos la variación en la relación de Poisson. Las líneas continuas amarilla y azul muestran los esfuerzos cuando no hay flujo de fluidos, las líneas continuas negra y roja, son los esfuerzos tangencial y radial con una relación de Poisson de 0.15, y las líneas achuradas muestran los esfuerzos con una relación de Poisson de 0.30.

De acuerdo con los trabajos de investigación de Morita et. al. [21], hay tres tipos de inestabilidad en el túnel de disparo: la falla de corte, la falla a la tensión por efectos de carga y falla a la tensión por efectos de reducción en la carga sobre la roca. Los tres tipos de inestabilidad pueden ser causales de producción de arena, la falla de corte puede ocurrir en formaciones débiles si el esfuerzo efectivo In Situ es alto o si la presión en el pozo es baja. La falla por tensión con efectos de carga ocurre en si existe un gradiente de presión anormal alrededor de la cavidad debido a una permeabilidad altamente dañada, un súbito incremento en el gasto, o una penetración parcial de los disparos. El caso de falla por tensión en zonas sin carga ocurre a un bajo gasto si hay una caída de presión antes de un cierre de pozo y esta exceda la caída de presión crítica.

2.6.- Mecánica de producción de arenas

El fenómeno de producción de arenas se origina cuando las fuerzas de arrastre y gradiente de presión son mayores que la resistencia mecánica de la roca que conforma a la formación productora; si esto se presenta en cualquier momento de la vida productiva del pozo, causa un desprendimiento de material en forma de grano de arena.

Morita et. al [22], realizó un análisis dimensional de un grupo de ecuaciones que gobiernan la estabilidad de los túneles de disparo y concluyó que los principales factores físicos que afectan la mecánica de producción de arena son: la presión en el pozo (p_{wf}), el gradiente de presión normalizado en la superficie de la cavidad, los esfuerzos In Situ,

el historial de carga, carácter y condición de falla y/o deformación de la roca, la geometría y densidad de disparo, presión capilar y efectos de iteración química de la roca [21].

La literatura realizada por Veeken et. al. reconoce de manera genera dos diferentes mecanismos para la producción de arena. Falla por compresión o falla de corte, y falla a la tensión. Existe un caso particular de la falla por tensión, que es la erosión [46].

- a) Falla a la compresión o de corte. - se refiere a un excesivo esfuerzo tangencial (σ_t) cercano a la pared de la cavidad, la cual causa una falla de corte en la formación. Esta condición puede ser desencadenada por la declinación en los esfuerzos del campo y/o una caída de presión los suficientemente grande para desencadenarla.
- b) Falla por tensión. - se relaciona con los esfuerzos radiales a la tensión que lleguen a exceder las condiciones estables de la envolvente de falla por tensión. Es desencadenada exclusivamente por una caída de presión.
- c) Erosión. - La anterior ocurre cuando las fuerzas de arrastre ejercidas en una partícula de la cara de la cavidad exceden la cohesión de la roca. Es un caso particular de la falla a la tensión.

La falla por tensión predomina en areniscas no consolidadas y la falla por compresión o de corte en areniscas consolidadas.

Tercer capítulo. - Cálculo de propiedades elásticas y físicas dinámicas.

Objetivo.

El objetivo de este capítulo es describir los pozos utilizados para el cálculo las propiedades elásticas y físicas dinámicas en cada uno de ellos, elaborar correlaciones para que a partir de estos datos se pueda estimar las propiedades estáticas, ser calibradas con datos de laboratorio y poder utilizarlas en los capítulos posteriores para determinar el potencial de producción de arena en el pozo tomado para el caso de análisis en el último capítulo de esta investigación de tesis. Para cada pozo, se da una ubicación geográfica general del pozo, el tirante de agua al que se encuentra la localización, la columna geológica real determinada durante la perforación del pozo, y ajustada con fauna y flora fósil observada en microscopio por geólogos abordo y corroborada por laminas delgadas en laboratorio, la cantidad y profundidad de los núcleos cortados en cada pozo.

3.1.- Pozos de análisis: Pozo-1

El análisis de propiedades elásticas dinámicas se realizó en pozos exploratorios de aguas profundas en el Golfo de México, en pozos de la cuenca de Coatzacoalcos profundo. El pozo 1, se encuentra en un tirante de agua de 2,173 mv. En donde, después de su perforación se confirmó la columna geológica real que se describe en la Tabla 1.

Tabla 1.- Columna estratigráfica del pozo 1.

Formación	Profundidad	
	mdbmr	mvbmr
Reciente pleistoceno	2178	2178
	2391	2391
Plioceno superior	2391	2391
	2480	2480
Plioceno Medio	2480	2480
	2640	2640
Plioceno inferior	2640	2640
	2758	2758
Mioceno Superior	2758	2758
	3324	3324
Mioceno Medio	3324	3324
	3799	3799
Mioceno Inferior	3799	3799
	4447	4447
Oligoceno	4447	4447
	4550	4550

El primer paso del análisis fue graficar los registros básicos de radioactividad de rayos gama, resistividad, y sónico dipolar. Con la finalidad de identificar la litología y contenido de fluidos en las formaciones con potencial productor de hidrocarburos. En la **Figura 12**, correspondiente al registro de rayos gamma tomado desde la profundidad de 2,259 m (Reciente Pleistoceno) hasta 4,550 m (Oligoceno), se observa una constante presencia de intercalaciones entre arenas y lutitas a lo largo de todo el Mioceno. Durante la perforación se cortaron 6 núcleos convencionales de 18 m cada uno. Estos núcleos fueron tomados en intervalos donde las características de la roca observadas a en los registros a tiempo real tomados con las herramientas LWD (toma de registros mientras la perforación), presentaron un alto contenido de arenisca correspondiente a bajas lecturas de radiactividad API. En la Tabla 2 se pueden revisar los intervalos y las formaciones cortadas en los núcleos.

Tabla 2.- Núcleos tomados en el pozo 1.

NÚCLEOS	CIMA	BASE	FORMACIÓN
1	2855.6	2873.6	MS
2	2873.6	2891.6	MS
3	3620	3638	MM
4	3934	3952	MI
5	4006	4024	MI
6	4234	4246	MI

Para el análisis, nos enfocamos en el intervalo donde se cortó el núcleo en el Mioceno Superior (2,855.6 m – 2,891.6 m), mismo que puede verse con un alto contenido de hidrocarburo al comparar la información del registro de rayos gamma junto con el registro resistivo mostrado en la **Figura 11**. Para comenzar el cálculo de las propiedades elásticas de esta es necesario tener los valores de velocidades de propagación de una onda acústica a través de la roca de formación, para lo cual se utilizaron los valores de tiempo de transito compresional y corte, obtenidos de un registro sínico dipolar mostrados en las **Figura 13 y Figura 14**. Una vez que estos valores de tiempo de transito son convertidos a velocidad, se aplican las siguientes correlaciones para el cálculo de las propiedades elásticas dinámicas:

1. Módulo de Young (E):

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}; \dots\dots\dots 3$$

2. Relación de Poisson (ν):

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}; \dots\dots\dots 4$$

3. Módulo volumétrico (K):

$$K = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right); \dots\dots\dots 5$$

4. Módulo de corte (G):

$$G = \rho V_s^2; \dots\dots\dots 6$$

donde:

ρ = densidad total, contemplando roca y fluido.

V_s = Velocidad de corte.

V_p = Velocidad compresional.

En la Tabla 3 se muestran las propiedades elásticas (E, ν, K, G) calculadas con los datos de registros geofísicos del pozo 1 en el intervalo nucleado del Mioceno superior, así como valores de 5 m por encima y por debajo de la formación almacén, esto con la finalidad de realizar una comparativa con los valores arrojados en la roca con hidrocarburos, contra la roca sello.

Tabla 3.- Propiedades elásticas dinámicas, Mioceno Superior, pozo 1.

	Profundidad (m)	Vp [$\frac{m}{s}$]	Vs [$\frac{m}{s}$]	E [Ksi]	ν [A dim]	K [Ksi]	G [Ksi]
SELLO	2850.0324	1423.43702	709.526769	365.5890	0.3347	369.00	944.0E+3
	2851.0992	1382.9445	660.34169	312.6850	0.3523	353.00	797.0E+3
	2852.0136	1378.16655	744.050524	368.9560	0.2943	299.00	140.00
	2853.0804	1509.47956	621.494661	277.2810	0.3979	453.00	137.00
	2854.1472	1476.50668	816.639511	494.2510	0.2796	374.00	143.00
NÚCLEO #1	2855.0616	1453.59858	735.248355	402.7340	0.3281	390.00	116.00
	2856.1284	1450.62106	704.401282	381.1230	0.3457	412.00	126.00
	2857.0428	1448.7835	713.394472	370.2330	0.3400	386.00	137.00
	2858.1096	1396.89832	699.066053	351.0580	0.3329	350.00	116.00
	2859.024	1423.30275	658.396389	315.7290	0.3639	387.00	143.00
	2860.0908	1442.28517	788.653735	428.9920	0.2867	335.00	99.20
	2861.0052	1412.58189	648.398892	306.9080	0.3665	383.00	193.00
	2862.072	1374.22711	668.324614	319.9040	0.3451	344.00	152.00
	2863.1388	1432.18949	672.071461	327.6320	0.3588	387.00	142.00
	2864.0532	1374.88915	670.441197	325.3520	0.3440	348.00	138.00
	2865.12	1394.443	673.590713	328.9910	0.3478	360.00	132.00
	2866.0344	1395.40888	712.182146	358.7040	0.3239	339.00	116.00
	2867.1012	1406.01431	706.067126	355.0130	0.3314	351.00	167.00
	2868.0156	1462.18538	726.836728	389.8670	0.3359	396.00	112.00

	Profundidad (m)	Vp [$\frac{m}{s}$]	Vs [$\frac{m}{s}$]	E [Ksi]	v [A dim]	K [Ksi]	G [Ksi]
	2869.0824	1491.05076	760.641493	423.0040	0.3241	401.00	119.00
	2870.1492	1510.1519	703.035044	372.8170	0.3617	449.00	121.00
	2871.0636	1462.69901	741.218998	406.6690	0.3272	392.00	121.00
	2872.1304	1480.63587	731.838729	385.8300	0.3384	398.00	122.00
	2873.0448	1444.07958	727.356552	373.8700	0.3300	367.00	135.00
NÚCLEO #2	2874.1116	1434.04858	730.355345	373.6770	0.3249	356.00	133.00
	2875.026	1422.75597	723.609443	370.6690	0.3255	354.00	146.00
	2876.0928	1446.87436	702.718815	365.2690	0.3456	394.00	160.00
	2877.0072	1453.25621	716.169788	379.8610	0.3396	395.00	137.00
	2878.074	1478.13351	724.603571	381.4500	0.3418	402.00	153.00
	2879.1408	1523.76381	724.130164	425.9480	0.3541	487.00	144.00
	2880.0552	1710.28799	798.788608	514.8510	0.3605	615.00	141.00
	2881.122	1676.05599	776.167382	505.8780	0.3635	618.00	141.00
	2882.0364	1790.78801	795.77882	536.8420	0.3770	727.00	140.00
	2883.1032	1840.44634	765.621388	447.8770	0.3954	713.00	136.00
	2884.0176	1684.35944	742.301543	427.6160	0.3795	591.00	142.00
	2885.0844	1653.03419	738.289642	424.8230	0.3754	568.00	142.00
	2886.1512	1650.03459	741.806	449.5000	0.3733	592.00	157.00
	2887.0656	1780.89603	763.400266	471.0870	0.3874	698.00	189.00
	2888.1324	1720.26892	719.475745	401.8460	0.3940	632.00	186.00
2889.0468	1625.62687	700.428322	394.4300	0.3860	577.00	195.00	
2890.1136	1995.66297	758.329495	504.4460	0.4156	996.00	160.00	
2891.028	2049.86801	760.493651	508.7540	0.4202	1060.00	155.00	
SELLO	2892.0948	2049.71914	779.624981	535.9980	0.4154	1060.00	154.00
	2893.0092	2011.44969	801.845717	566.6390	0.4055	1000.00	164.00
	2894.076	2006.08407	762.043435	502.2910	0.4157	993.00	170.00
	2895.1428	2014.90287	751.025452	497.7650	0.4193	1030.00	144.00
	2896.0572	2050.23203	722.023522	463.3320	0.4292	1090.00	142.00

Estos valores calculados a partir de correlaciones fueron comparados con resultados que se obtuvieron de pruebas de laboratorio realizadas a especímenes recuperados de los núcleos cortados durante la perforación de pozo. Estas pruebas fueron triaxiales [30]*, a diferentes presiones de confinamiento, las cuales iban de los 100 a los 1,300[psi], dando los siguientes resultados:

* Las referencias citadas en esta tesis, se encuentran ordenadas alfabéticamente, no numéricamente.

Tabla 4.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 1, pozo 1[30].

Número de Muestra	Profundidad [m]	Presión de Confinamiento [psi]	Módulo de Young [Ksi]	Relación de Poisson [A dim]	Módulo volumétrico [Ksi]	Módulo de corte [Ksi]
N1-1	2856.69	100	54.8	0.313	49.0	21.0
N1-2	2856.61	500	68.3	0.218	40.0	28.0
N1-3	2856.61	900	43.6	0.203	24.0	18.0
N1-4	2856.61	1300	36.1	0.158	18.0	16.0

Tabla 5.- Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 2, pozo 1[31].

Número de Muestra	Profundidad [m]	Presión de Confinamiento [psi]	Módulo de Young [Ksi]	Relación de Poisson [A dim]	Módulo volumétrico [Ksi]	Módulo de corte [Ksi]
N2-1	2885.15	100	36.0	0.346	38.0	13.0
N2-2	2885.18	500	20.0	0.331	19.0	70.0
N2-3	2885.15	900	18.0	0.255	12.0	70.0
N2-4	2885.21	1300	18.0	0.23	11.0	70.0

En las Tablas 4 y 5, podemos observar que las propiedades elásticas estáticas se reducen a medida que la presión de confinamiento en la prueba de laboratorio aumenta llegando a valores mínimos de 36.1[Ksi] y 18[Ksi] para el módulo de Young, 0.158 y 0.23 para la relación de Poisson, en las pruebas de los núcleos #1 y #2 respectivamente. Además de calcular las propiedades elásticas dinámicas, se estimaron las propiedades físicas dinámicas, aplicando el criterio de falla más común en la industria petrolera (Mohr-Coulomb), y a partir de los valores de velocidades V_p y V_s .

Se utilizaron las correlaciones de Lal [19] para el cálculo de (C_o) y (ϕ) , se compararon con los valores obtenidos de laboratorio (Anexo 1).

Cohesión:

$$C_o = \frac{5*(V_p - 1)}{\sqrt{V_p}} * 145; \dots\dots\dots 7$$

Ángulo de fricción interna:

$$\varphi = \sin^{-1} \left(\frac{V_p - 1}{V_p + 1} \right); \dots\dots\dots 8$$

La Tabla 6 muestra los resultados de aplicar las ecuaciones 7 y 8 a las lecturas del registro sónico.

Tabla 6.- Parámetros físicos de la roca en el pozo 1.

	Profundidad [m]	DTC [$\frac{us}{ft}$]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Co [psi]	φ [°]
NÚCLEO #1	2855.0616	207.729	1453.59858	279.6865	10.9175
	2856.1284	210.1169	1450.62106	271.2517	10.5959
	2857.0428	210.3834	1448.7835	270.3169	10.5602
	2858.1096	218.1977	1396.89832	243.4641	9.5314
	2859.024	214.1498	1423.30275	257.2412	10.0600
	2860.0908	211.3313	1442.28517	267.0022	10.4335
	2861.0052	215.7751	1412.58189	251.6757	9.8467
	2862.072	221.7974	1374.22711	231.4430	9.0688
	2863.1388	212.821	1432.18949	261.8255	10.2356
	2864.0532	221.6906	1374.88915	231.7966	9.0824
	2865.12	218.5819	1394.443	242.1709	9.4817
	2866.0344	218.4306	1395.40888	242.6798	9.5013
	2867.1012	216.783	1406.01431	248.2473	9.7151
	2868.0156	208.4551	1462.18538	277.1105	10.8194
	2869.0824	204.4196	1491.05076	291.5534	11.3689
	2870.1492	201.834	1510.1519	300.9728	11.7262
	2871.0636	208.3819	1462.69901	277.3698	10.8293
	2872.1304	205.8575	1480.63587	286.3717	11.1720
2873.0448	211.0687	1444.07958	267.9188	10.4686	
NÚCLEO #2	2874.1116	212.5451	1434.04858	262.7813	10.2721
	2875.026	214.2321	1422.75597	256.9582	10.0492
	2876.0928	210.661	1446.87436	269.3445	10.5230
	2877.0072	209.7359	1453.25621	272.5905	10.6470
	2878.074	206.206	1478.13351	285.1218	11.1245
	2879.1408	200.031	1523.76381	307.6201	11.9778
	2880.0552	178.2156	1710.28799	393.7657	15.1930
	2881.122	181.8555	1676.05599	378.5963	14.6333
	2882.0364	170.2044	1790.78801	428.4262	16.4606
	2883.1032	165.612	1840.44634	449.1448	17.2106

Profundidad [m]	DTC [$\frac{us}{ft}$]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Co [psi]	ϕ [°]
2884.0176	180.959	1684.35944	382.3005	14.7702
2885.0844	184.3882	1653.03419	368.2417	14.2496
2886.1512	184.7234	1650.03459	366.8833	14.1991
2887.0656	171.1498	1780.89603	424.2403	16.3084
2888.1324	177.1816	1720.26892	398.1388	15.3538
2889.0468	187.4969	1625.62687	355.7484	13.7849
2890.1136	152.7312	1995.66297	510.9834	19.4126
2891.028	148.6925	2049.86801	531.6303	20.1350

Tabla 7.- comparación de los parámetros físicos de la roca en el pozo 1 [30].

Profundidad	Registros		Laboratorio	
	Co	ϕ	Co	ϕ
(m)	(psi)	(°)	(psi)	(°)
2856	271.25	10.60	285.00	8.40
2885	368.24	14.25	174.00	11.30

Si hacemos una comparación de las propiedades elásticas dinámicas calculados con los registros geofísicos, y los valores de propiedades elásticas resultado de las pruebas de laboratorio, llegamos a la conclusión que existen diferencias que en promedio son de un orden de magnitud mayor en los valores dinámicos con respecto a los estáticos. La única propiedad elástica que da valores similares es la relación de Poisson, sin embargo, esto solo se presenta en la prueba de laboratorio realizada a baja presión de confinamiento.

Ahora bien, si nos enfocamos en los resultados de los parámetros de C_o y ϕ , las correlaciones de Lal, a pesar de ser desarrollada para lutitas, arrojo valores no tan distantes a la profundidad de 2,855 m (núcleo 1), sin embargo, para la profundidad de 2,855 m (núcleo 2), estos valores ya mostraban una variación considerable (véase tabla 7). Otra de las conclusiones importantes se llegó después de analizar el comportamiento del tiempo de tránsito en la formación con potencial de hidrocarburos (2,855.6 m – 2,891.6 m). En la **Figura 13**, se observa claramente que, en la sección del ya mencionada, las lecturas de Δt_c llegan a valores de hasta 220 (us/ft), lo que es puede

ser interpretada como una sección con un mayor volumen poroso y/o con un nivel muy bajo de consolidación. Lo anterior queda complementado con la caracterización mecánica de la roca en función a un criterio de falla, que dio como resultado un comportamiento frágil de la misma (Véase Anexo I). Esta misma información fue recabada y analizada para los pozos 2 y 3 dando resultados muy similares observados en los datos del pozo 1, como se muestra a continuación.

3.2.- Pozos de análisis: Pozo-2

El pozo 2 se ubica en el Golfo de México a 84 km del puerto de Alvarado, en el estado de Veracruz y a 350 km de Ciudad del Carmen Campeche; con un tirante de agua de 1928 m. después de la perforación se definió la columna estratigráfica siguiente:

Tabla 8.-Columna estratigráfica del pozo 2

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD	
	mdbmr	m vbmr
Reciente pleistoceno	1959.5	1959.5
	2168	2168
plioceno superior	2168	2168
	2315	2315
plioceno Medio	2315	2315
	2668	2668
plioceno inferior	2668	2668
	2895	2895
Mioceno Superior	2895	2895
	3373	3373
Mioceno Medio	3373	3373
	3550	3550
Mioceno Inferior	3550	3550
	4785	4785
Oligoceno Superior	4785	4785
	5431	5431

En el pozo de análisis 2, se cortaron 6 núcleos de 18 m, lastimosamente estos fueron tomados en las formaciones mioceno inferior y oligoceno, lo cual no permite comparar con los datos recabados en el mioceno superior, sin embargo, estos datos servirán para un análisis posterior y poder correlacionar las propiedades dinámicas con las estáticas. Es importante señalar que no se con pruebas de laboratorio realizadas al núcleo #5, por lo que no fue tomado en cuenta para el análisis.

Tabla 9.-Núcleos tomados en el pozo 2.

NÚCLEOS	CIMA	BASE	FORMACIÓN
1	4097	4114	MI
2	4114	4132	MI
3	4221	4239	MI
4	4332	4349	MI
5	4970	4987	OS
6	4987	5005	OS

Tabla 10.-Propiedades elásticas dinámicas, pozo 2.

	Profundidad [m]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Vs [$\frac{m}{s}$]	E [Ksi]	ν [A dim]	K [Ksi]	G [Ksi]
NÚCLEO #1	4097	3227.96211	1775.53467	2753.15	0.2831	2120.00	1070.0
	4098.05	3324.21935	1783.02233	2770.59	0.2981	2290.00	1070.0
	4099.1	3207.48244	1781.45498	2712.67	0.2770	2030.00	1060.00
	4100	3954.46141	2035.14226	3739.60	0.3199	3460.00	1420.00
	4101.05	4147.7401	2125.16437	4066.06	0.3220	3810.00	1540.00
	4102.1	3434.66806	1787.07851	2803.64	0.3144	2520.00	1070.00
	4103	3258.25869	1740.11934	2628.15	0.3005	2200.00	1010.00
	4104.05	3273.11503	1670.11685	2516.04	0.3240	2380.00	950.00
	4105.1	3195.80602	1623.32042	2398.18	0.3261	2300.00	904.00
	4106	3523.32468	1782.88153	2864.10	0.3279	2770.00	1080.00
	4107.05	3334.24127	1712.61355	2589.90	0.3208	2410.00	980.00
	4108.1	3441.76162	1704.78952	2694.45	0.3374	2760.00	1010.00
	4109	3251.33525	1600.42174	2321.63	0.3401	2420.00	866.00
	4110.05	3104.22686	1562.37185	2184.88	0.3304	2150.00	821.00
	4111.1	3481.40736	1854.11497	3105.48	0.3020	2610.00	1190.00
	4112	3404.57472	1737.81661	2829.80	0.3238	2680.00	1070.00
	4113.05	3556.21929	1755.90703	2834.78	0.3388	2930.00	1060.00
4114.1	3017.00032	1404.0111	1850.53	0.3618	2230.00	679.00	

	Profundidad [m]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Vs [$\frac{m}{s}$]	E [Ksi]	v [A dim]	K [Ksi]	G [Ksi]
NÚCLEO #2	4115	3197.58963	1663.69915	2423.88	0.3144	2180.00	922.00
	4116.05	3093.29512	1560.60956	2230.75	0.3293	2180.00	839.00
	4117.1	3016.92865	1462.64497	1977.82	0.3464	2150.00	735.00
	4118	2935.64692	1428.02661	1841.79	0.3450	1980.00	685.00
	4119.05	3116.05781	1588.40671	2308.18	0.3245	2190.00	871.00
	4120.1	3165.1649	1623.05764	2418.03	0.3216	2260.00	915.00
	4121	3078.28105	1523.73487	2148.93	0.3377	2210.00	803.00
	4122.05	3093.05027	1638.53877	2421.80	0.3049	2070.00	928.00
	4123.1	2917.84933	1498.61275	1981.43	0.3208	1840.00	750.00
	4124	3109.10003	1747.6483	2646.56	0.2690	1910.00	1040.00
	4125.05	3161.28135	1786.72547	2748.03	0.2653	1950.00	1090.00
	4126.1	3885.80724	2277.72729	4685.05	0.2383	2980.00	1890.00
	4127	3403.79912	2181.87597	3823.13	0.1513	1830.00	1660.00
	4128.05	4193.65091	2247.13302	4603.99	0.2986	3810.00	1770.00
	4129.1	3201.44863	1865.76072	2943.17	0.2428	1910.00	1180.00
	4130	3853.76918	2242.64243	4298.47	0.2440	2800.00	1730.00
	4131.05	3382.30349	1966.00133	3254.83	0.2449	2130.00	1310.00
4132.1	3178.33725	2057.66039	3300.33	0.1392	1520.00	1450.00	
NÚCLEO #3	4221.05	3510.48538	1969.94922	3495.79	0.2702	2540.00	1380.00
	4222.1	3267.35729	1893.44172	3298.96	0.2472	2170.00	1320.00
	4223	3643.22238	2095.22552	3856.89	0.2529	2600.00	1540.00
	4224.2	3649.07138	1760.39967	2857.35	0.3483	3140.00	1060.00
	4225.1	3540.49734	1999.85171	3516.09	0.2657	2500.00	1390.00
	4226	3228.18775	1712.13158	2603.79	0.3043	2220.00	998.00
	4227.05	3399.11877	1961.32433	3250.24	0.2504	2170.00	1300.00
	4228.1	3379.52085	1917.71203	3093.18	0.2625	2170.00	1220.00
	4229	3259.65598	1847.11936	2892.87	0.2635	2040.00	1140.00
	4230.05	4413.5726	2233.43499	4683.42	0.3279	4540.00	1760.00
	4231.1	3255.27647	1711.44517	2662.45	0.3090	2320.00	1020.00
	4232	3447.48411	1894.20539	3161.46	0.2838	2440.00	1230.00
	4233.05	4029.17183	2168.98746	4146.95	0.2960	3390.00	1600.00
	4234.1	3359.74021	1864.61477	3066.63	0.2774	2300.00	1200.00
	4235	3578.74591	2260.88775	4042.82	0.1679	2030.00	1730.00
	4236.05	3291.90728	1948.56753	3168.00	0.2303	1960.00	1290.00
	4237.1	3338.82501	1887.39298	3129.01	0.2652	2220.00	1240.00

	Profundidad [m]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Vs [$\frac{m}{s}$]	E [Ksi]	v [A dim]	K [Ksi]	G [Ksi]
	4238	3580.40223	1912.6374	3366.29	0.3003	2810.00	1290.00
	4239.05	3167.96118	1847.06675	2850.24	0.2425	1840.00	1150.00
NÚCLEO #4	4332.05	3309.35642	1783.03067	2913.77	0.2955	2370.00	1120.00
	4333.1	3214.50153	1593.29311	2427.76	0.3372	2480.00	908.00
	4334	3245.20459	1744.57139	2799.74	0.2968	2300.00	1080.00
	4335.05	3322.26999	1703.10918	2714.78	0.3218	2540.00	1030.00
	4336.1	3179.1395	1586.97018	2296.33	0.3341	2310.00	861.00
	4337	3116.53255	1595.68453	2294.41	0.3224	2150.00	868.00
	4338.05	3180.03505	1633.48866	2433.25	0.3208	2260.00	921.00
	4339.1	3482.73998	1897.2887	3151.39	0.2890	2490.00	1220.00
	4340	3302.79046	1731.44926	2716.69	0.3105	2390.00	1040.00
	4341.05	3345.17901	1700.89855	2664.98	0.3257	2550.00	1010.00
	4342.1	3802.38097	2031.60451	3726.94	0.3002	3110.00	1430.00
	4343	3309.55405	1928.03398	3172.62	0.2431	2060.00	1280.00
	4344.05	3880.65706	2038.90509	3811.97	0.3093	3330.00	1460.00
	4345.1	3510.12962	2014.22513	3545.00	0.2545	2410.00	1410.00
	4346	4391.86122	2446.83865	5298.97	0.2749	3920.00	2080.00
	4347.05	3521.13896	1997.33688	3575.99	0.2628	2510.00	1420.00
4348.1	3886.66941	2265.87281	4379.52	0.2426	2840.00	1760.00	
4349	3535.61423	1981.03716	3466.30	0.2712	2520.00	1360.00	
NÚCLEO #6	4987.1	3846.83828	1960.09584	3647.61	0.3247	3470.00	1380.00
	4988	3587.89157	1968.54335	3408.58	0.2847	2640.00	1330.00
	4989.05	3370.77906	1648.63695	2614.84	0.3428	2770.00	974.00
	4990.1	3167.32254	1367.77481	1844.19	0.3854	2680.00	666.00
	4991	3124.71487	1448.09106	1962.87	0.3632	2390.00	720.00
	4992.05	4086.47561	2051.64518	3956.26	0.3315	3910.00	1490.00
	4993.1	3168.31024	1410.25451	1851.50	0.3765	2500.00	673.00
	4994	3062.59941	1533.463	2183.73	0.3327	2180.00	819.00
	4995.05	4614.95135	2356.29171	5349.65	0.3237	5060.00	2020.00
	4996.1	3290.13057	1658.36306	2518.08	0.3297	2460.00	947.00
	4997	4151.9946	2073.67816	4071.57	0.3338	4080.00	1530.00
	4998.05	2859.18245	1305.5121	1616.51	0.3683	2050.00	591.00
	4999.1	2871.14331	1201.42705	1383.05	0.3939	2170.00	496.00
	5000	3216.66248	1491.28056	2164.68	0.3631	2640.00	794.00
5001.05	3109.20152	1355.54867	1795.20	0.3827	2550.00	649.00	

	Profundidad [m]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Vs [$\frac{m}{s}$]	E [Ksi]	v [A dim]	K [Ksi]	G [Ksi]
	5002.1	3076.36718	1353.86277	1779.18	0.3799	2470.00	645.00
	5003	3085.30753	1600.88742	2297.25	0.3158	2080.00	873.00
	5004.05	4082.61126	2178.43591	4326.61	0.3010	3620.00	1660.00
	5005.1	3577.15829	1779.17247	3054.90	0.3357	3100.00	1140.00

Tabla 11.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 1, pozo 2 [32].

Número de Muestra	Profundidad [m]	Presión de Confinamiento [psi]	Módulo de Young [Ksi]	Relación de Poisson [A dim]	Módulo volumétrico [Ksi]	Módulo de corte [Ksi]
N1-1	4112.66	100	64.2	0.247	42.2	25.7
N1-2	4112.71	1100	12.0	0.217	70.6	49.3
N1-3	4112.75	2100	14.3	0.212	82.8	59.0
N1-4	4112.80	3100	16.1	0.184	84.9	68.0

Tabla 12.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 2, pozo 2 [32].

Número de Muestra	Profundidad [m]	Presión de Confinamiento [psi]	Módulo de Young [Ksi]	Relación de Poisson [A dim]	Módulo volumétrico [Ksi]	Módulo de corte [Ksi]
N2-1	4125.55	100	638.0	0.346	690.0	1.63E+06
N2-2	4125.55	1100	645.0	0.272	471.0	1.75E+06
N2-3	4125.64	2100	645.0	0.23	399.0	1.81E+06
N2-4	4125.64	3100	659.0	0.202	368.0	1.89E+06
N2-5	4127.04	100	1030.0	0.297	845.0	397.0
N2-6	4127.09	1100	3020.0	0.313	2700.0	1150.0
N2-7	4127.14	2100	3490.0	0.248	2310.0	1400.0
N2-8	4127.19	3100	4330.0	0.234	2710.0	1750.0
N2-9	4130.02	100	139.0	0.429	328.0	49.0
N2-10	4130.07	1100	654.0	0.266	465.0	258.0
N2-11	4130.17	2100	869.0	0.19	467.0	365.0

Tabla 13.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 4, pozo 2 [32].

Número de Muestra	Profundidad [m]	Presión de Confinamiento [psi]	Módulo de Young [Ksi]	Relación de Poisson [A dim]	Módulo volumétrico [Ksi]	Módulo de corte [Ksi]
N4-1	4339.22	100	181.00	0.235	114.00	73.00
N4-2	4339.22	1100	631.00	0.232	393.00	256.00
N4-3	4339.22	2100	670.00	0.235	421.00	271.00
N4-4	4339.30	3100	560.00	0.185	297.00	236.00
N4-5	4346.79	100	776.0	0.302	652.0	298.0
N4-6	4346.83	1100	1850.0	0.225	1120.0	755.0
N4-7	4346.88	2100	2340.0	0.208	1330.0	969.0
N4-8	4346.93	3100	2670.0	0.184	1410.0	1130.0

Tabla 14.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 6, pozo 2 [32].

Número de Muestra	Profundidad [m]	Presión de Confinamiento [psi]	Módulo de Young [psi]	Relación de Poisson [A dim]	Módulo volumétrico [psi]	Módulo de corte [psi]
N6-1	4988.07	100	782.00	0.265	554.00	309.00
N6-2	4988.10	1100	1680.00	0.208	960.00	695.00
N6-3	4988.14	2100	2150.00	0.207	1220.00	891.00
N6-4	4988.17	3100	1620.00	0.188	865.00	682.00
N6-5	4991.86	100	932.0	0.259	644.0	370.0
N6-6	4991.88	1100	2070.0	0.231	1280.0	841.0
N6-7	4991.90	2500	2260.0	0.231	1400.0	918.0
N6-8	4991.92	3700	2390.0	0.224	1450.0	976.0
N6-9	4996.09	100	631.0	0.251	422.0	252.0
N6-10	4996.11	1100	1040.0	0.24	668.0	419.0
N6-11	4996.13	2500	1180.0	0.183	621.0	499.0
N6-12	4996.15	3700	1290.0	0.159	630.0	557.0
N6-13	4996.09	100	631.0	0.251	422.0	252.0
N6-14	4996.11	1100	1040.0	0.24	668.0	419.0
N6-15	4996.13	2500	1180.0	0.183	621.0	499.0
N6-16	4996.15	3700	1290.0	0.159	630.0	557.0
N6-17	5003.80	100	1070.0	0.257	735.0	426.0
N6-18	5003.73	1100	1800.0	0.254	1220.0	718.0
N6-19	5003.76	2500	1870.0	0.237	1180.0	756.0
N6-20	5003.69	3700	1890.0	0.209	1080.0	781.0

Asimismo, como se realizó en el pozo 1, se calcularon las propiedades físicas de la roca y se compara con los resultados de las pruebas de laboratorio, utilizando las mismas correlaciones.

Tabla 15.-Parámetros de físicos de la roca, pozo 2

	Profundidad [m]	DTC [$\frac{us}{ft}$]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Co [psi]	ϕ [°]
NÚCLEO #1	4097	94.4249	3227.96211	899.0453	31.8002
	4098.05	91.6907	3324.21935	924.2092	32.5129
	4099.1	95.0278	3207.48244	893.6205	31.6451
	4100	77.0775	3954.46141	1077.1412	36.6070
	4101.05	73.4858	4147.7401	1120.5497	37.6966
	4102.1	88.7422	3434.66806	952.4351	33.2990
	4103	93.5469	3258.25869	907.0243	32.0274
	4104.05	93.1223	3273.11503	910.9170	32.1378
	4105.1	95.375	3195.80602	890.5161	31.5561
	4106	86.5092	3523.32468	974.6189	33.9071
	4107.05	91.4151	3334.24127	926.7983	32.5855
	4108.1	88.5593	3441.76162	954.2252	33.3484
	4109	93.7461	3251.33525	905.2057	31.9757
	4110.05	98.1887	3104.22686	865.8723	30.8437
	4111.1	87.5508	3481.40736	964.1812	33.6220
	4112	89.5266	3404.57472	944.8108	33.0880
	4113.05	85.709	3556.21929	982.7473	34.1277
4114.1	101.0275	3017.00032	841.8918	30.1401	
NÚCLEO #2	4115	95.3218	3197.58963	890.9908	31.5697
	4116.05	98.5357	3093.29512	862.8947	30.7569
	4117.1	101.0299	3016.92865	841.8719	30.1395
	4118	103.8272	2935.64692	819.0534	29.4606
	4119.05	97.8159	3116.05781	869.0861	30.9372
	4120.1	96.2983	3165.1649	882.3295	31.3206
	4121	99.0163	3078.28105	858.7923	30.6370
	4122.05	98.5435	3093.05027	862.8279	30.7549
	4123.1	104.4605	2917.84933	813.9937	29.3088
	4124	98.0348	3109.10003	867.1971	30.8823
	4125.05	96.4166	3161.28135	881.2878	31.2906
	4126.1	78.4393	3885.80724	1061.3648	36.2032

	Profundidad [m]	DTC [$\frac{us}{ft}$]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Co [psi]	ϕ [°]
	4127	89.547	3403.79912	944.6137	33.0825
	4128.05	72.6813	4193.65091	1130.6529	37.9457
	4129.1	95.2069	3201.44863	892.0173	31.5992
	4130	79.0914	3853.76918	1053.9354	36.0116
	4131.05	90.1161	3382.30349	939.1367	32.9303
	4132.1	95.8992	3178.33725	885.8560	31.4222
NÚCLEO #3	4221.05	86.8256	3510.48538	971.4314	33.8202
	4222.1	93.2864	3267.35729	909.4099	32.0951
	4223	83.6622	3643.22238	1003.9888	34.6990
	4224.2	83.5281	3649.07138	1005.4037	34.7367
	4225.1	86.0896	3540.49734	978.8691	34.0226
	4226	94.4183	3228.18775	899.1050	31.8019
	4227.05	89.6703	3399.11877	943.4233	33.0495
	4228.1	90.1903	3379.52085	938.4258	32.9105
	4229	93.5068	3259.65598	907.3910	32.0378
	4230.05	69.0597	4413.5726	1178.0182	39.0913
	4231.1	93.6326	3255.27647	906.2413	32.0051
	4232	88.4123	3447.48411	955.6674	33.3881
	4233.05	75.6483	4029.17183	1094.0925	37.0363
	4234.1	90.7213	3359.74021	933.3604	32.7693
	4235	85.1695	3578.74591	988.2825	34.2773
	4236.05	92.5907	3291.90728	915.8224	32.2766
	4237.1	91.2896	3338.82501	927.9806	32.6187
4238	85.1301	3580.40223	988.6886	34.2883	
4239.05	96.2133	3167.96118	883.0791	31.3423	
NÚCLEO #4	4332.05	92.1025	3309.35642	920.3589	32.4045
	4333.1	94.8203	3214.50153	895.4826	31.6984
	4334	93.9232	3245.20459	903.5931	31.9298
	4335.05	91.7445	3322.26999	923.7049	32.4987
	4336.1	95.875	3179.1395	886.0704	31.4284
	4337	97.801	3116.53255	869.2148	30.9409
	4338.05	95.848	3180.03505	886.3098	31.4353
	4339.1	87.5173	3482.73998	964.5144	33.6311
	4340	92.2856	3302.79046	918.6539	32.3565
4341.05	91.1162	3345.17901	929.6176	32.6646	

	Profundidad [m]	DTC [$\frac{us}{ft}$]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Co [psi]	φ [°]
	4342.1	80.1603	3802.38097	1041.9272	35.6999
	4343	92.097	3309.55405	920.4101	32.4060
	4344.05	78.5434	3880.65706	1060.1735	36.1726
	4345.1	86.8344	3510.12962	971.3429	33.8178
	4346	69.4011	4391.86122	1173.4154	38.9816
	4347.05	86.5629	3521.13896	974.0768	33.8923
	4348.1	78.4219	3886.66941	1061.5642	36.2084
	4349	86.2085	3535.61423	977.6620	33.9898
NÚCLEO #6	4988	84.9524	3587.89157	990.5227	34.3377
	4989.05	90.4242	3370.77906	936.1899	32.8482
	4990.1	96.2327	3167.32254	882.9079	31.3373
	4991	97.5449	3124.71487	871.4319	31.0053
	4992.05	74.5875	4086.47561	1106.9459	37.3585
	4993.1	96.2027	3168.31024	883.1726	31.3449
	4994	99.5233	3062.59941	854.4916	30.5110
	4995.05	66.0462	4614.95135	1219.9918	40.0764
	4996.1	92.6407	3290.13057	915.3595	32.2635
	4997	73.4105	4151.9946	1121.4892	37.7198
	4998.05	106.6039	2859.18245	797.1482	28.8001
	4999.1	106.1598	2871.14331	800.6038	28.9049
	5000	94.7566	3216.66248	896.0553	31.7148
	5001.05	98.0316	3109.20152	867.2247	30.8831
	5002.1	99.0779	3076.36718	858.2683	30.6217
	5003	98.7908	3085.30753	860.7140	30.6932
	5004.05	74.6581	4082.61126	1106.0831	37.3370
5005.1	85.2073	3577.15829	987.8933	34.2668	

Tabla 16.- comparación de los parámetros físicos de la roca en el pozo 2 [32].

Profundidad	Registros		Laboratorio	
	Co	φ	Co	φ
(m)	(psi)	(°)	(psi)	(°)
4112.6	944.8108	33.0880	839.00	35.60
4125.5	881.2878	31.2906	1423.00	17.40
4127.00	944.6137	33.0825	1138.00	52.20
4130.00	1053.9354	36.0116	423.00	36.00

4339.22	964.5144	33.6311	352.00	33.40
4346.80	1173.4154	38.9816	1717.00	45.20
4988.00	990.5227	34.3377	582.00	36.20
4991.80	871.4319	31.0053	531.00	36.10
4996.10	915.3595	32.2635	882.00	26.30
5003.80	1106.0831	37.3370	1014.00	28.10

En la Tabla 16 podemos observar que los valores dados por los registros y los obtenidos en laboratorio tienen valores similares en algunos intervalos y discrepancias en otros, esto puede ser principalmente por la litología presente en la columna estratigráfica y a la gran cantidad de intercalaciones de cuerpos arcillosos y areniscas.

3.3.- Pozos de análisis: Pozo-3

El pozo 3 se encuentra a 170 Km de las costas del estado de Veracruz, en un tirante de agua de 2,661 m. En donde, después de su perforación se confirmó la columna geológica real que se describe en la tabla 17.

Tabla 17.-Columna estratigráfica del pozo 3

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD	
	mdbmr	mvbmr
Reciente pleistoceno	2661	2661
	2826	2826
plioceno superior	2826	2826
	2935	2935
plioceno Medio	2935	2935
	3102	3102
plioceno inferior	3102	3102
	3205	3205
Mioceno Superior	3205	3205
	3912	3912
Mioceno Medio	3912	3912
	4582	4582
Mioceno Inferior	4582	4582
	5175	5175
Oligoceno Superior	5175	5175
	5480	5480

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD	
EDAD	mdbmr	mvbmr
Oligoceno Medio	5480	5480
	5531	5531

En el pozo 3, se cortaron dos núcleos de 18 m cada uno durante la etapa perforación en la formación Mioceno superior, sin embargo, lamentablemente únicamente se realizaron pruebas triaxiales al segundo núcleo.

Tabla 18.- Núcleos tomados en el pozo 3

NÚCLEOS	CIMA	BASE	FORMACIÓN
1	3330	3348	MS
2	3423	3441	MS

La Tabla 19 muestra los resultados de las propiedades elásticas dinámicas en el pozo 3, mismas que fueron calculadas con las expresiones empleadas en el análisis del pozo 1 y pozos 2. La Tabla 20 muestran los resultados de las pruebas triaxiales al núcleo.

Tabla 19.-Propiedades elásticas dinámicas, Mioceno Superior, pozo 3, sección nucleada.

	Profundidad	Vp	Vs	E	v	K	G
	[m]	$\left[\frac{m}{s}\right]$	$\left[\frac{m}{s}\right]$	[Ksi]	[A dim]	[Ksi]	[Ksi]
NÚCLEO #1	3330.0924	1797.88112	756.747039	454.00	0.3923	704.00	163.0
	3331.0068	1411.32542	742.300277	390.00	0.3088	340.00	149.0
	3332.0736	1535.1869	716.384906	385.00	0.3608	462.00	142.00
	3333.1404	1591.21449	709.615475	388.00	0.3759	521.00	141.00
	3334.0548	1597.61825	719.175269	392.00	0.3729	514.00	143.00
	3335.1216	1530.48159	721.901784	420.00	0.3569	489.00	155.00
	3336.036	1496.18296	717.922095	420.00	0.3504	468.00	155.00
	3337.1028	1454.98636	771.090969	450.00	0.3047	384.00	172.00
	3338.0172	1344.386	786.42762	455.00	0.2399	291.00	183.00
	3339.084	1514.31219	778.843462	465.00	0.3202	431.00	176.00
	3340.1508	1709.18795	757.213463	428.00	0.3779	584.00	155.00
	3341.0652	1568.76228	723.734698	424.00	0.3648	523.00	156.00
	3342.132	1693.22703	754.867071	468.00	0.3760	629.00	170.00
	3343.0464	1579.35153	782.687405	474.00	0.3372	485.00	177.00
	3344.1132	1550.43097	775.748789	478.00	0.3330	477.00	179.00
3345.0276	1612.74193	773.854089	457.00	0.3504	510.00	169.00	

	Profundidad [m]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Vs [$\frac{m}{s}$]	E [Ksi]	v [A dim]	K [Ksi]	G [Ksi]
	3346.0944	1520.13657	664.352765	358.00	0.3820	505.00	129.00
	3347.0088	1489.38229	701.083389	393.00	0.3577	460.00	145.00
	3348.0756	1501.22787	743.790156	438.00	0.3373	448.00	164.00
NÚCLEO #2	3423.0564	2253.69941	966.187249	802.00	0.3874	1190.00	289.00
	3424.1232	2337.67787	845.188525	626.00	0.4248	1390.00	220.00
	3425.0376	2368.93339	802.758454	563.00	0.4351	1450.00	196.00
	3426.1044	2389.86471	783.66964	542.00	0.4398	1500.00	188.00
	3427.0188	2384.78432	812.008777	578.00	0.4344	1470.00	201.00
	3428.0856	2352.7541	763.544076	513.00	0.4411	1450.00	178.00
	3429	2348.7347	764.623038	519.00	0.4407	1460.00	180.00
	3430.0668	2352.4563	777.257961	529.00	0.4387	1440.00	184.00
	3431.1336	2205.51683	839.246098	614.00	0.4153	1210.00	217.00
	3432.048	2198.30626	863.851552	654.00	0.4087	1190.00	232.00
	3433.1148	2209.18871	824.531432	602.00	0.4191	1240.00	212.00
	3434.0292	2223.41368	796.519147	559.00	0.4264	1270.00	196.00
	3435.096	2446.07087	795.119094	565.00	0.4409	1600.00	196.00
	3436.0104	2196.69026	787.375944	553.00	0.4263	1250.00	194.00
	3437.0772	2207.8637	787.446327	553.00	0.4271	1260.00	194.00
	3438.144	2156.50052	796.788794	562.00	0.4209	1190.00	198.00
	3439.0584	2143.93031	785.327768	550.00	0.4225	1180.00	193.00
	3440.1252	2228.43995	783.717396	539.00	0.4294	1270.00	188.00

Tabla 20.-Resultados de pruebas triaxiales a núcleo 2, pozo 3 [32].

Número de Muestra	Profundidad [m]	Presión de Confinamiento [psi]	Módulo de Young [Ksi]	Relación de Poisson [A dim]	Módulo volumétrico [Ksi]	Módulo de corte [Ksi]
N2-1	3431.16	0	20.00	0.295	17.00	8.00
N2-2	3431.16	100	24.00	0.327	23.00	9.00
N2-3	3431.16	425	59.00	0.409	107.00	21.00
N2-4	3431.16	750	83.00	0.484	847.00	28.00
N2-5	3433.9	0	29.0	0.318	26.0	11.0
N2-6	3433.9	375	52.0	0.358	61.0	19.0
N2-7	3433.9	750	73.0	0.445	222.0	25.0
N2-8	3429.04	0	2.0	0.495	80.0	1.0
N2-9	3438.12	0	39.0	0.343	41.0	14.0

Las Tablas 21 y 22 muestran los resultados de las propiedades mecánicas físicas para el caso de estudio pozo 3.

Tabla 21- Parámetros físico de la roca en el pozo 3.

	Profundidad [m]	DTC [$\frac{us}{ft}$]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Co [psi]	ϕ [°]
NÚCLEO #1	3330.0924	169.5329	1797.88112	431.4155	16.5692
	3331.0068	215.9672	1411.32542	251.0210	9.8216
	3332.0736	198.5426	1535.1869	313.1575	12.1870
	3333.1404	191.5518	1591.21449	339.7964	13.1888
	3334.0548	190.784	1597.61825	342.7878	13.3008
	3335.1216	199.153	1530.48159	310.8811	12.1011
	3336.036	203.7184	1496.18296	294.0949	11.4654
	3337.1028	209.4865	1454.98636	273.4683	10.6805
	3338.0172	226.7206	1344.386	215.3384	8.4472
	3339.084	201.2795	1514.31219	303.0101	11.8034
	3340.1508	178.3303	1709.18795	393.2823	15.1752
	3341.0652	194.2933	1568.76228	329.2230	12.7922
	3342.132	180.0113	1693.22703	386.2388	14.9156
	3343.0464	192.9906	1579.35153	334.2264	12.9800
	3344.1132	196.5905	1550.43097	320.4901	12.4636
	3345.0276	188.9949	1612.74193	349.8108	13.5634
	3346.0944	200.5083	1520.13657	305.8539	11.9110
3347.0088	204.6486	1489.38229	290.7255	11.3375	
NÚCLEO #2	3423.0564	135.2443	2253.69941	605.4572	22.6633
	3424.1232	130.3858	2337.67787	634.3037	23.6270
	3425.0376	128.6655	2368.93339	644.8280	23.9751
	3426.1044	127.5386	2389.86471	651.8143	24.2052
	3427.0188	127.8103	2384.78432	650.1231	24.1496
	3428.0856	129.5503	2352.7541	639.3941	23.7956
	3429	129.772	2348.7347	638.0395	23.7508
	3430.0668	129.5667	2352.4563	639.2938	23.7923
	3431.1336	138.1989	2205.51683	588.5130	22.0908
	3432.048	138.6522	2198.30626	585.9516	22.0039
	3433.1148	137.9692	2209.18871	589.8148	22.1350
	3434.0292	137.0865	2223.41368	594.8414	22.3052
	3435.096	124.608	2446.07087	670.3368	24.8112

Profundidad [m]	DTC [$\frac{us}{ft}$]	Vp [$\frac{m}{s}$]	Co [psi]	ϕ [°]
3436.0104	138.7542	2196.69026	585.3766	21.9843
3437.0772	138.052	2207.8637	589.3453	22.1190
3438.144	141.3401	2156.50052	570.9644	21.4930
3439.0584	142.1688	2143.93031	566.4117	21.3370
3440.1252	136.7773	2228.43995	596.6113	22.3650

Tabla 22.- comparación de los parámetros físicos de la roca en el pozo 3 [32].

Profundidad	Registros		Laboratorio	
	Co	ϕ	Co	ϕ
(m)	(psi)	(°)	(psi)	(°)
3431	588.51	22.09	190	12.9
3433.9	594.89	22.31	222	8.90

Se puede observar que a diferencia de los resultados obtenidos en el pozo 1 y 2, se nota una mayor discrepancia entre las pruebas a los núcleos con lo calculado con los registros geofísicos, siendo los datos de laboratorio los más fiables dado las características litológicas.

Al término de los cálculos de las propiedades elásticas y físicas, se organizó y agrupó la información obtenida de los registros geofísicos básicos en los pozos de estudio, los registros utilizados fueron: rayos gama, el cual fue utilizado para ayudar en la caracterización de la litología en pozo; sónico dipolar, el cual proporcionó las velocidades de las ondas “P” y “S” en la formación; lito densidad neutrón, este registro permitió tener los valores de densidad y la porosidad neutrón, lo que ayudo a identificar las formaciones con potencial productor de gas en las sección de interés (Mioceno Superior).

Una vez organizado los registros geofísicos se calculó el esfuerzo de sobrecarga, se utilizó la expresión:

$$\sigma_v = \sum_{i=1}^n \rho_i h_i / Z; \dots\dots\dots 9$$

donde:

ρ_i = Densidad promedio de la i-ésima capa (tomado del registro eléctrico).

h_i = Espesor de la i-ésima capa.

Z = Profundidad total a donde se desea calcular el esfuerzo.

Como parte complementaria se comparó el esfuerzo de sobrecarga calculada con la expresión anterior contra los siguientes métodos [16]:

o Relación empírica de Traugott (1997).

$$\sigma_v = \left(8.5 * T.A. + \left(16.3 + \left(\frac{D}{3125} \right)^{0.6} \right) * D \right) / Z; \dots\dots\dots 10$$

o Ajuste de Baker y Wood (1997).

$$\sigma_v = (8.55 * T.A. + 5.3 * D^{1.1356}) / Z; \dots\dots\dots 11$$

o Método de Zamora, relación con la edad de la roca.

$$\sigma_v = (8.5 * T.A. + (8.03 + 0.232 * A) * D^{1.075}) / Z; \dots\dots\dots 12$$

donde:

σ_v = Esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo vertical, unidades equivalentes en sistema inglés $\left(\frac{lbm}{gal} \right)$.

$T.A.$ = Tirante de agua (*pies*).

D = Profundidad por debajo del lecho marino (*pies*).

Z = Profundidad total a donde se desea calcular el esfuerzo.

A = Parámetro independiente de la edad geológica de la roca = 5.

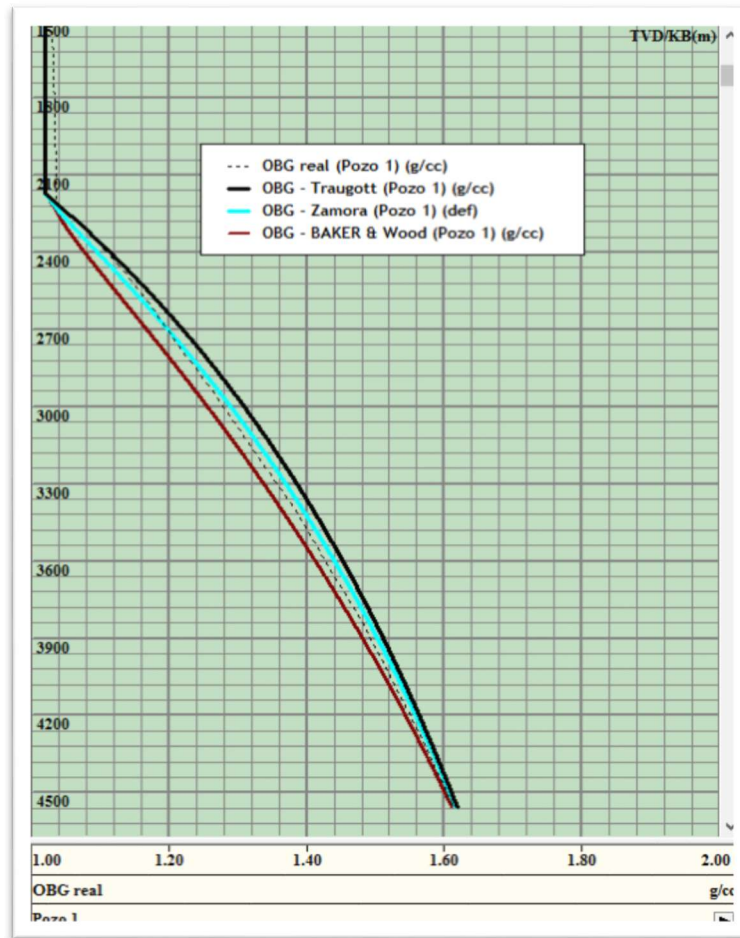


Figura 7.- Esfuerzo de sobrecarga calculada con diversas correlaciones, pozo 1.

En la **Figura 7** muestra los 3 métodos para el cálculo del esfuerzo de sobre carga mencionados previamente, la línea color café representa el método de Baker and Wood, línea color azul el método de Zamora y la línea negra el método de Traugott. La curva del método de Zamora es la que mejor se apega al resultado del Post mortem del pozo 1. Después de calcular el esfuerzo vertical, se calculó la presión de poro utilizando el método de Eaton; ajustando los valores con los resultados de puntos de presión tomados con la sonda de registros especiales de toma de puntos de presión en la formación (XPT).

- o Método de Eaton (sónico).

$$G_{pp} = \frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{\sigma_v}{D} - \left(\frac{P_n}{D} \right) \right) \left(\frac{V_n}{V_o} \right)^\lambda; \dots\dots\dots 13$$

donde:

P_n = Presión normal a la profundidad dada.

D = Profundidad por debajo del lecho marino.

V_n = Velocidad de tránsito normal.

V_o = Velocidad de tránsito observado con los registros eléctricos.

λ = Exponente de Eaton.

Para el gradiente de fractura, se optó por comparar dos métodos ampliamente utilizados en la literatura y posteriormente ser calibrados con los datos de pruebas de goteo (LOT) y pruebas de integridad (FIT) que se tomaron a lo largo de las diferentes etapas de la perforación del pozo.

- Método de Eaton – Gradiente de fractura.

$$P_f = P_p + 0.0688e^{0.272\ln(z)} (\sigma_v - P_p); \dots\dots\dots 14$$

- Método de Matthews & Kelly.

$$P_f = P_p + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_v - P_p); \dots\dots\dots 15$$

donde:

z = Profundidad por debajo del lecho marino.

ν = Relación de Poisson.

P_f = Presión de fractura.

Tabla 23.- Puntos de calibración para el gradiente de fractura en el pozo 1.

Profundidad (m)	LOT (gr/cm3)	FIT (gr/cm3)
2741	1.166	N/A
3278	1.23	N/A
3905	N/A	1.38
4184	N/A	1.62

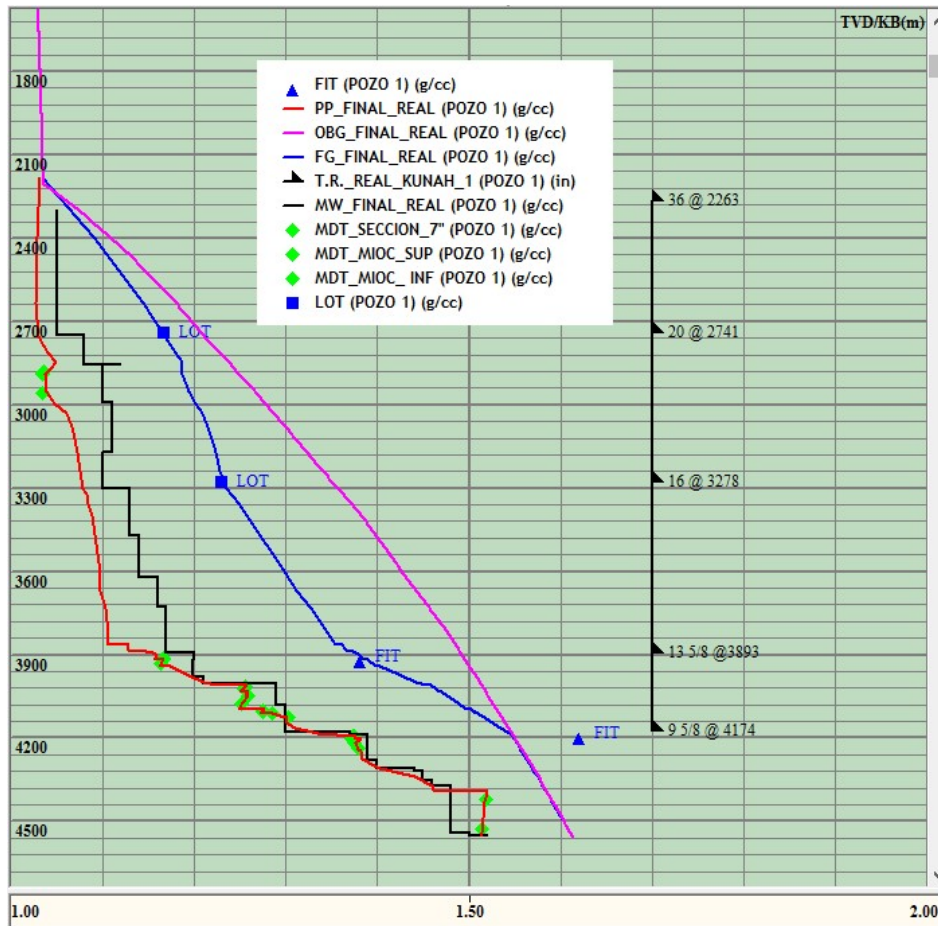


Figura 8.- Ventana operativa del pozo 1.

La **Figura 8** muestra la ventana operativa final del pozo 1, con las curvas del gradiente de presión de poro ajustada con los puntos de presión, la curva del gradiente de fractura ajustada con las pruebas de goteo y pruebas de integridad, todos estos datos escritos en la Tabla 23, así como la densidad de lodo y los asentamientos de las tuberías de asentamiento. Se analizó de la misma manera para generar las ventanas operativas de los otros dos pozos de estudio.

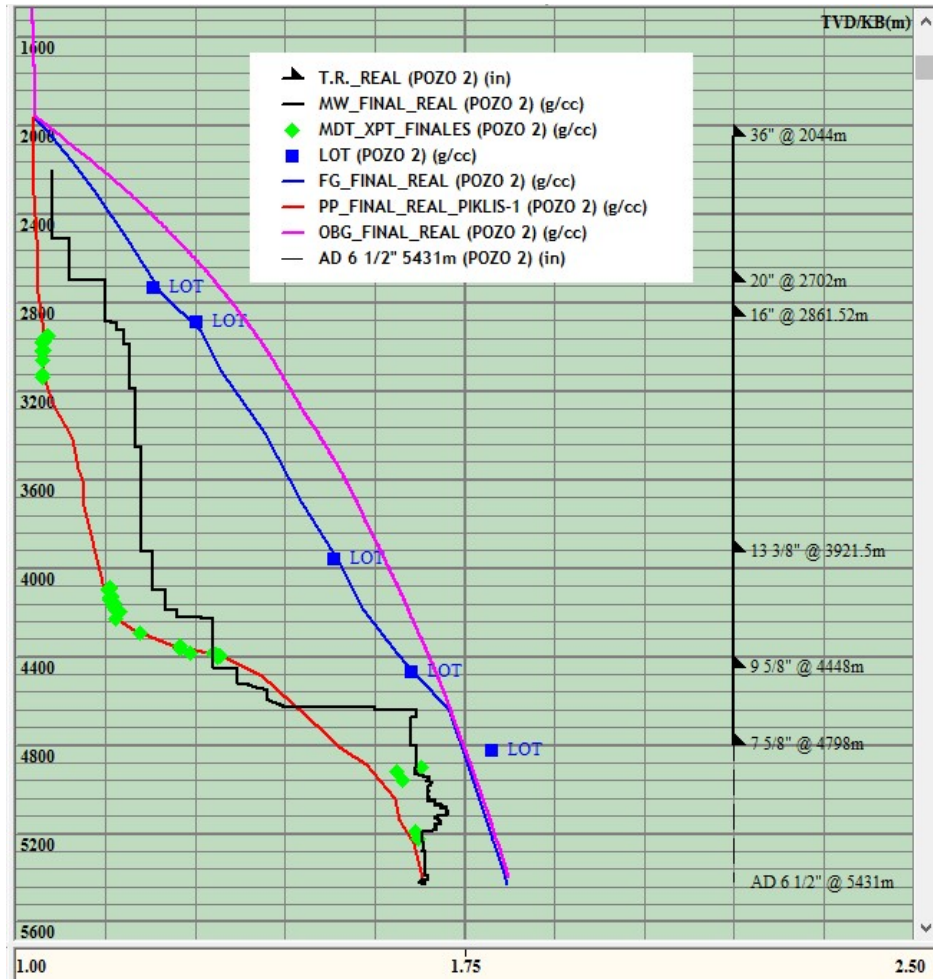


Figura 10.-Ventana operativa del pozo 2.

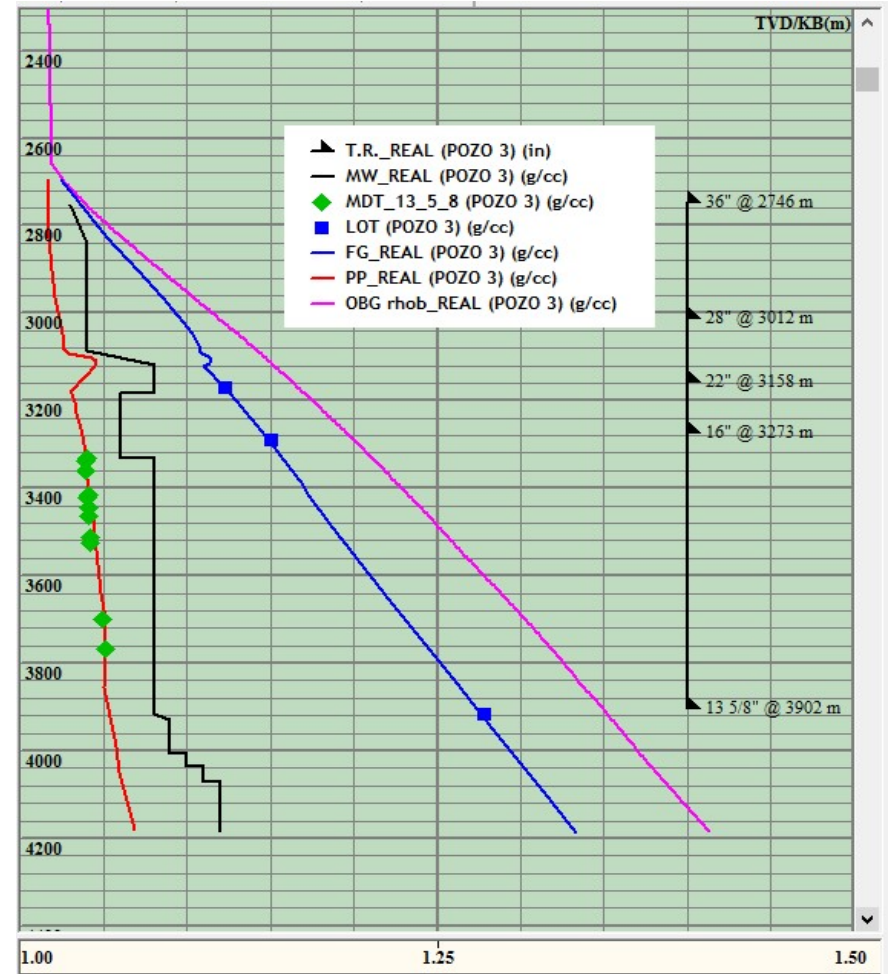


Figura 9.- Ventana operativa del pozo 3.

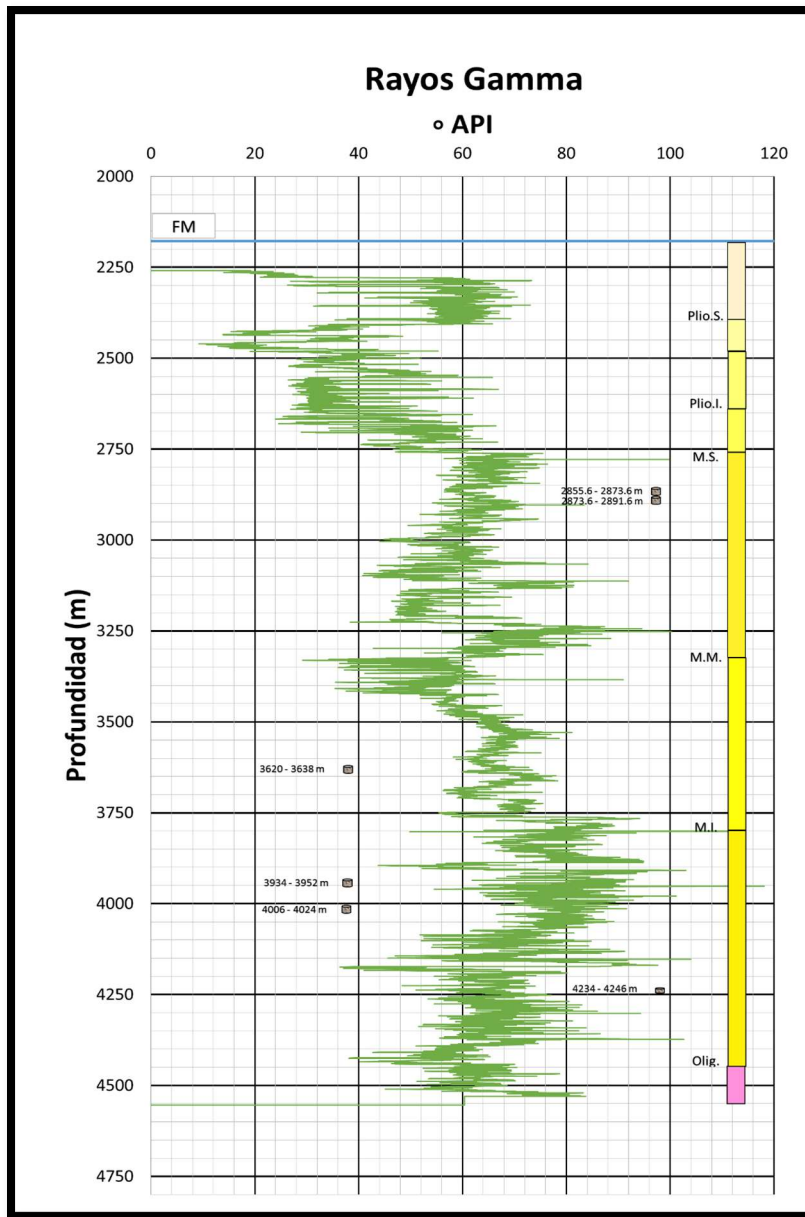


Figura 12.-Registro de rayos gamma, pozo 1.

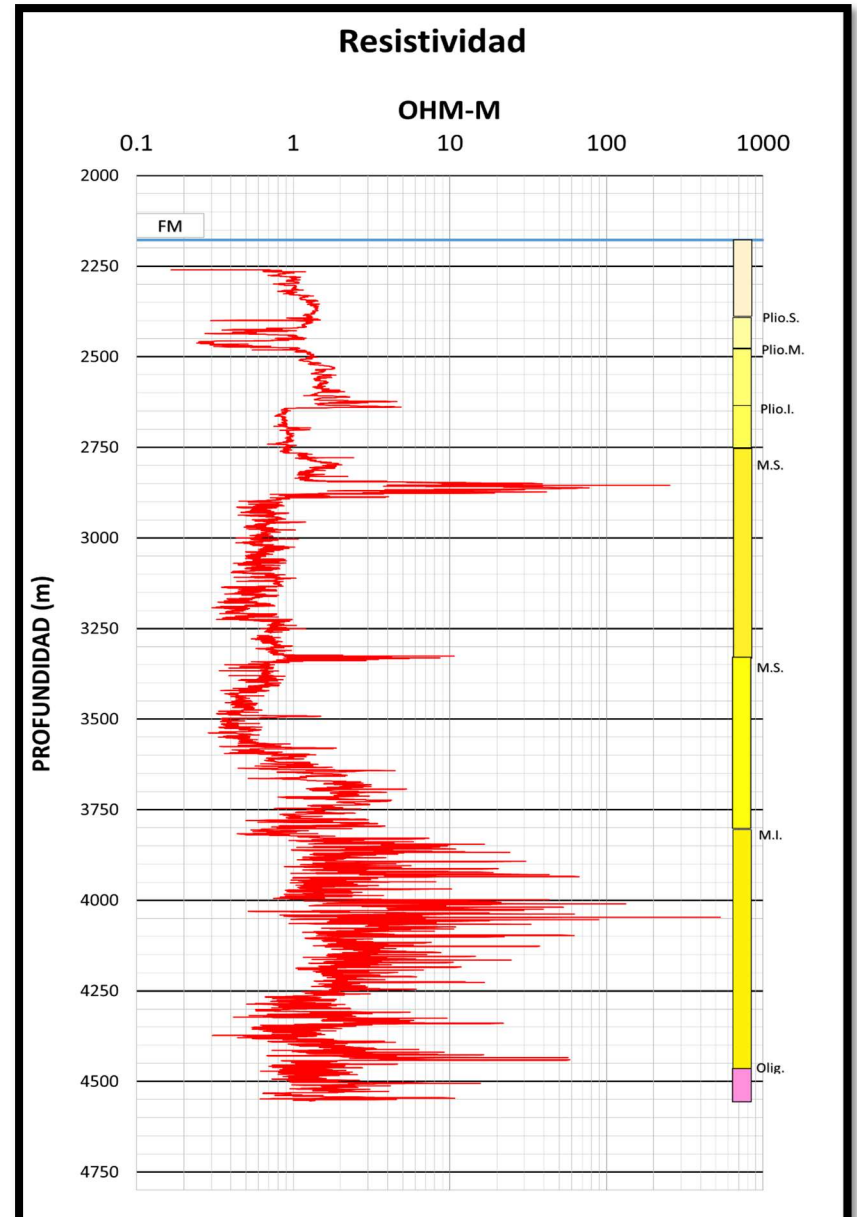


Figura 11.-Registro de resistividad, pozo 1.

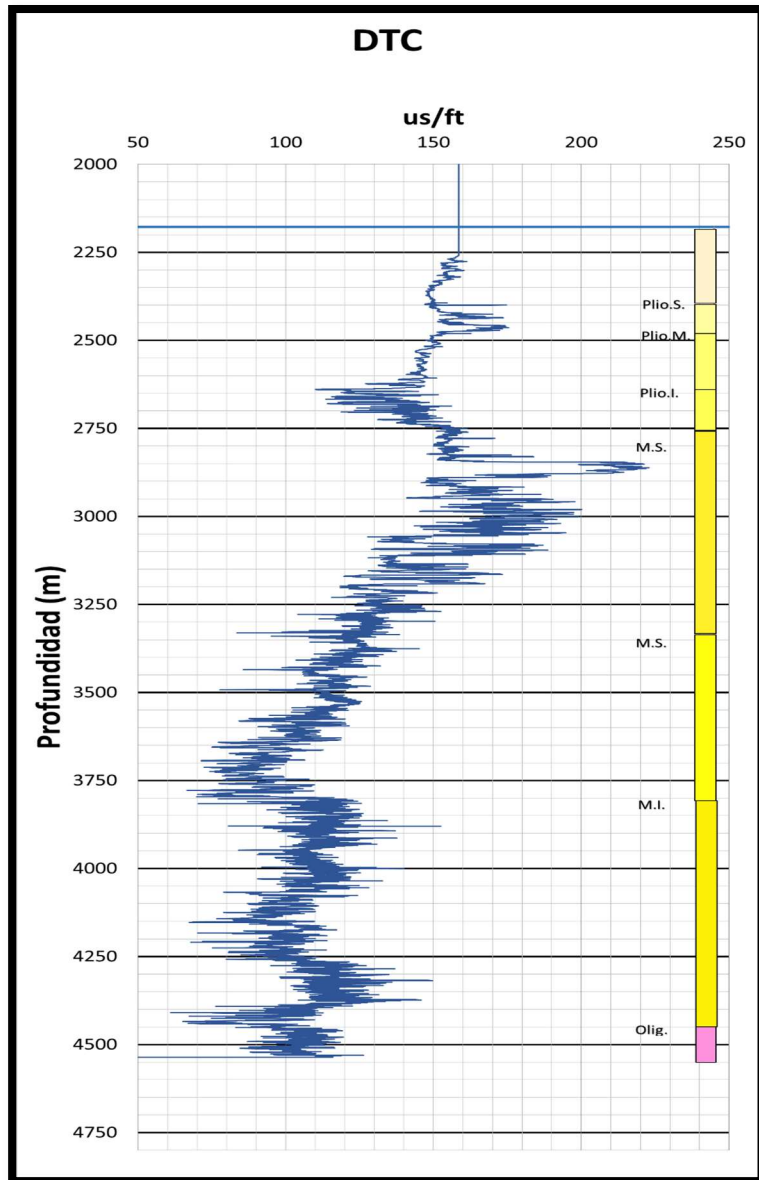


Figura 14.-Registro tiempo de transito compresivo, pozo 1.

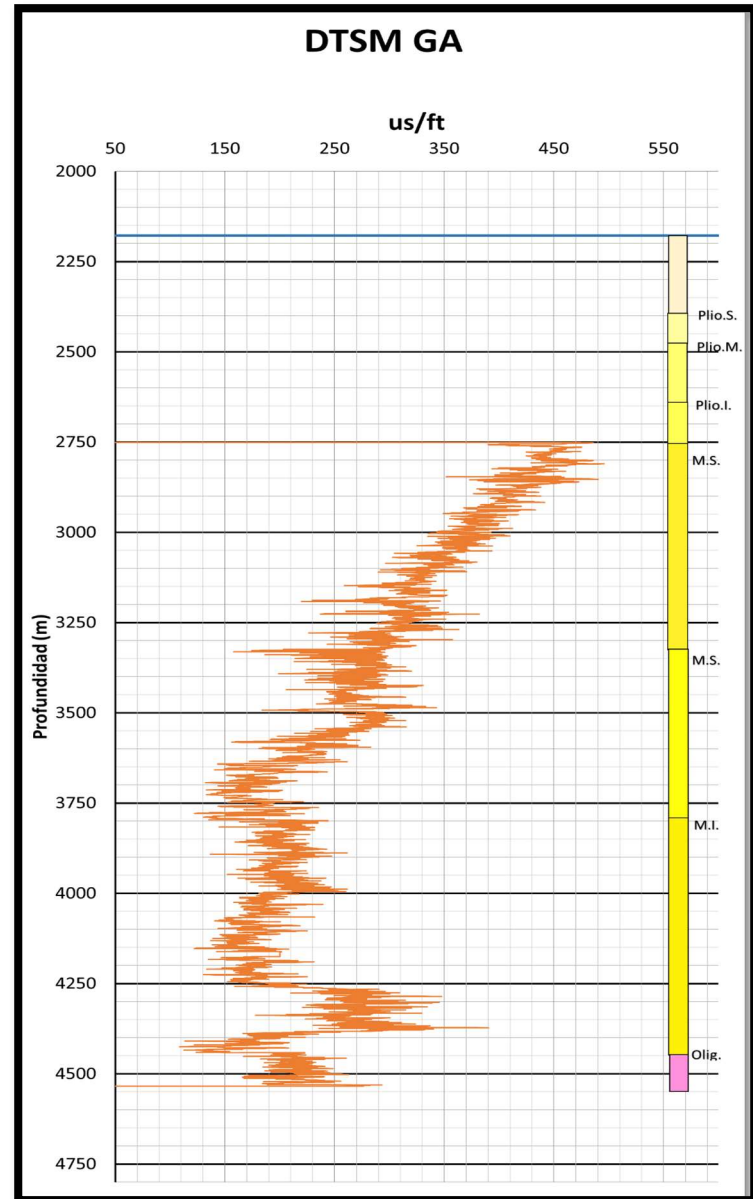


Figura 13.-Registro de tiempo de transito de corte, pozo 1.

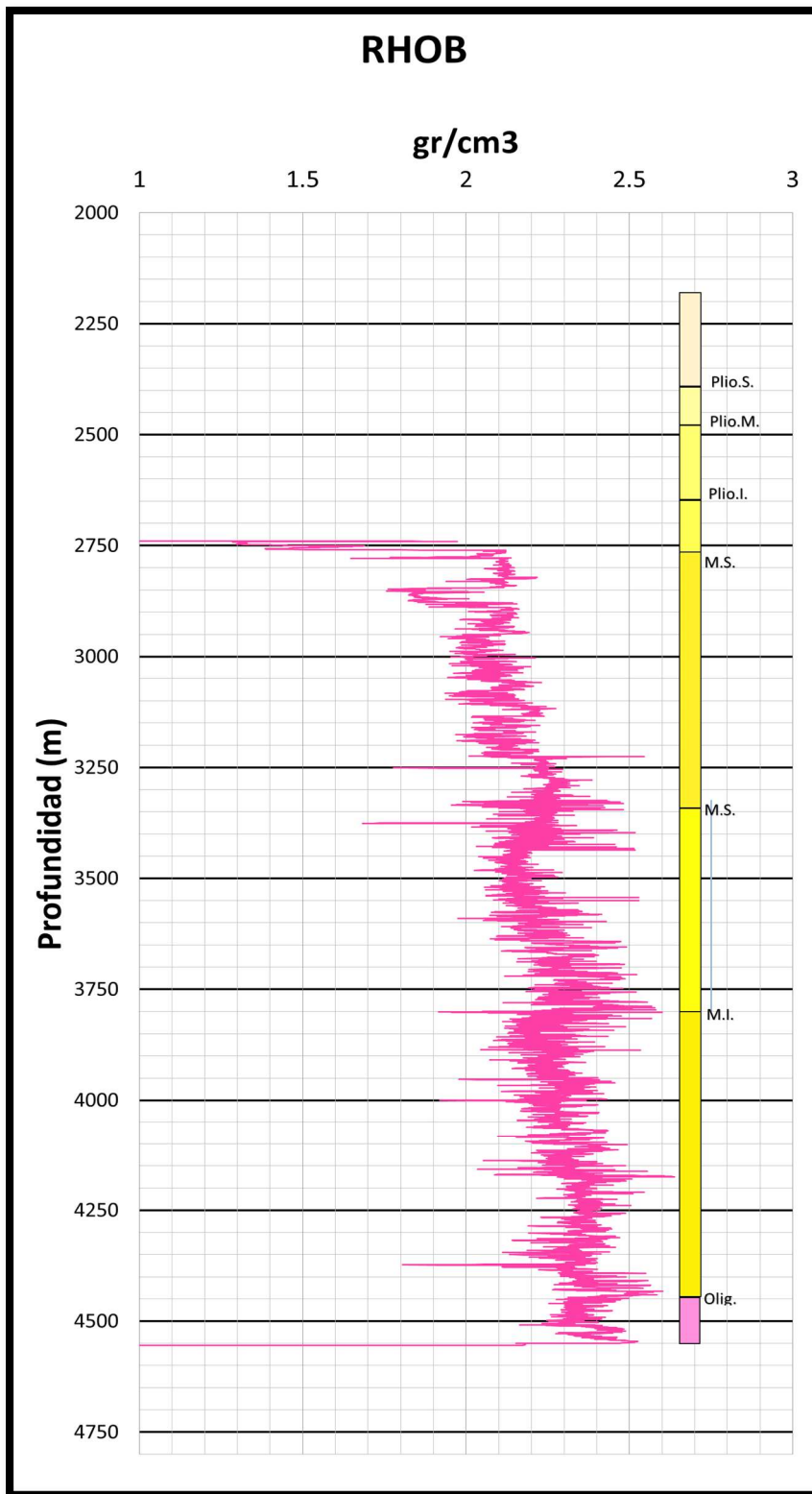


Figura 15.-Registro de densidad, pozo 1.

Al final de este capítulo, hemos calculado las propiedades elásticas y físicas dinámicas en los 3 pozos de análisis, así como, realizar una comparativa con los valores estáticos obtenidos a partir de pruebas de laboratorio que fueron realizadas a muestras de roca recuperadas del corte de núcleo en dos de los pozos de análisis. Por último, se calcularon y mostraron las ventanas operativas resultado del análisis de los registros eléctricos tomados en los pozos.

Cuarto capítulo. -Desarrollo y calibración de correlaciones matemáticas para las propiedades elástica y físicas estáticas.

Objetivo.

El objetivo de este capítulo es desarrollar correlaciones matemáticas a partir de las propiedades calculadas en el tercer capítulo, para determinar propiedades mecánicas y físicas dinámicas de los pozos ubicados en la región exploratoria donde se localizan los pozos 1, pozo 2 y pozo 3.

Las necesidades de la industria, y con la finalidad de tener un conocimiento general del campo, además de dar solución a problemáticas particulares como es el caso de evaluar el potencial de producción de arenas durante el periodo de perforación de un pozo exploratorio en aguas profundas, da origen al planteamiento de buscar una relación entre los valores elásticos dinámicos obtenidos a partir de los registros eléctricos, y los valores estáticos que se obtendrían resultado de una prueba de laboratorio a la roca obtenida del corte de núcleos. Razón por la cual en este capítulo se planteó como objetivo la elaboración de correlaciones que permitan calcular estas propiedades para la región de estudio; todo esto basado en la información obtenida de los tres pozos de estudio previamente analizados.

Existen varias razones para explicar la diferencia entre módulos elásticos y dinámicos para materiales poroelástico. Las principales son: la diferencia en frecuencias y tiempos de carga; esto es, la frecuencia que utilizan las herramientas sónicas convencionales varía en un rango de entre 5 – 18 [KHz], lo que implica que el tiempo de carga está en el orden de 10^{-4} segundos. Los problemas como lo son el arenamiento, fracturamiento hidráulico, estabilidad de agujero y compactación son conocidos como fenómenos cuasielásticos que se analizan en pruebas de laboratorio con tiempos de carga del orden de 10^3 segundos. Lo anterior nos deja al descubierto que hay más de 7 órdenes de magnitud entre la velocidad de carga entre los ensayos dinámicos y los estáticos lo que causa la diferencia entre los módulos. Es conocido que los módulos en materiales porosos pueden sufrir diferencias debido al nivel de deformación al que son sometidos.

Dobry y Swiger (1979), explican que el módulo dinámico no cambia si las deformaciones cíclicas se mantienen por debajo de un umbral mínimo. Una vez que este umbral es excedido, empieza a ocurrir una degradación del valor de los módulos que crea una diferencia entre valores dinámicos y estáticos. El umbral previamente mencionado estar directamente relacionado con el nivel de consolidación que pueden presentar las rocas, Seed et al. (1970) [45]*.

Las propiedades estáticas son obtenidas de núcleos, mediante la aplicación de presión y medición de la deformación de un tapón de muestra; mientras que las propiedades dinámicas son calculadas utilizando velocidades de onda sónica y valores de registro de densidad. Ya que las propiedades de la roca dependen de la amplitud y la frecuencia de la onda, las propiedades dinámicas son normalmente mayores a las propiedades estáticas. De acuerdo con Rinehart et al. (1961), esta diferencia puede oscilar entre el 0% y el 300% [9]. Dvorak (1970), sugiere que esto puede deberse a el espacio poroso, magnitud de los esfuerzos, efectos de temperatura y la saturación de los fluidos [10].

Se denominan módulos dinámicos dado que las mediciones sónicas son llevadas a cabo con altas frecuencias las cuales involucran deformaciones muy pequeñas y las formaciones muestran esencialmente una respuesta no drenada de la muestra. Es por esto que bajo estas condiciones la roca exhibe una respuesta de mayor dureza que la que ella mostraría bajo una carga estática como en un ensayo de laboratorio. A mayor debilidad y flexibilidad de la roca mayores son las diferencias entre los módulos elásticos y dinámicos [37].

Dado que la deformación de los pozos, y el mecanismo de falla es un proceso relativamente lento comparado con la alta frecuencia de la propagación de la onda en un medio poroso con fluidos, los datos estáticos son necesarios para el análisis geomecánico y la estabilidad mecánica de la roca.

Para obtener las correlaciones que nos permitan calibrar las propiedades elásticas estáticas a partir de las obtenidas en pruebas triaxiales realizadas en el laboratorio fue

* Las referencias citadas en esta tesis, se encuentran ordenadas alfabéticamente, no numéricamente.

necesario hacer una comparativa de la relación guardada entre los valores del módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν). Para que esta comparación sea válida se debe de hacer tomando en cuenta el esfuerzo efectivo (σ') que se tienen en el pozo a la profundidad de donde se tomaron los especímenes a los cuales se les realizó las pruebas de laboratorio, y de esta manera tomar la presión de confinamiento más próxima.

Para calcular el esfuerzo efectivo (σ') se tomó la definición introducida por Terzagui (1925) [40]:

$$\sigma' = \sigma_v - p_p; \dots\dots\dots 16$$

donde:

σ' = Esfuerzo vertical efectivo.

Con la ecuación 16 y con las ventanas operativas de cada pozo, se obtuvo el esfuerzo efectivo vertical a la profundidad de los núcleos en el pozo 1 y 3 que se tomaron en la sección del Mioceno Superior. El pozo 2 fue excluido de este análisis por no contar con los datos duros de pruebas triaxiales a nivel del Mioceno superior.

Tabla 24.- Esfuerzo efectivo vertical a la profundidad de los núcleos tomados en los pozos 1 y 3.

	Profundidad (m)	σ_v ($\frac{gr}{cm^3}$)	p_p ($\frac{gr}{cm^3}$)	σ' (psi)
POZO-1	2856.69	1.2407	1.04	814.85
	2885.15	1.2476	1.03	893.02
POZO-3	3431.16	1.2300	1.04	927.22
	3433.9	1.2373	1.04	963.62

Una vez calculado el esfuerzo efectivo vertical, la Tabla 25 muestra los valores de módulo de Young (E) y relación de Poisson (ν) correspondientes a cada presión de confinamiento tomado como referencia.

Tabla 25.-Comparativa de propiedades estáticas contra propiedades dinámicas.

	Profundidad (<i>m</i>)	P_c (<i>psi</i>)	σ' (<i>psi</i>)	$E_{estático}$ (<i>KSI</i>)	$E_{dinámico}$ (<i>KSI</i>)	$V_{estático}$	$V_{dinámico}$
POZO-1	2856.69	900	814.85	44	395.27	0.203	0.338
	2885.15	900	893.02	18	425.48	0.255	0.374
POZO-3	3431.16	750	927.22	83	614.08	0.484	0.415
	3433.9	750	963.62	73	557.34	0.445	0.424

Los datos anteriores fueron plasmados en las **Figuras 16 y 17**, con gráfico de dispersión de las propiedades elásticas dinámicas contra las propiedades elásticas estáticas, y así se encontró la función que ajusto de mejor manera los puntos, además de que arrojase el menor margen de error, esto claro está, sin perder de vista que siguiera una lógica física del fenómeno.

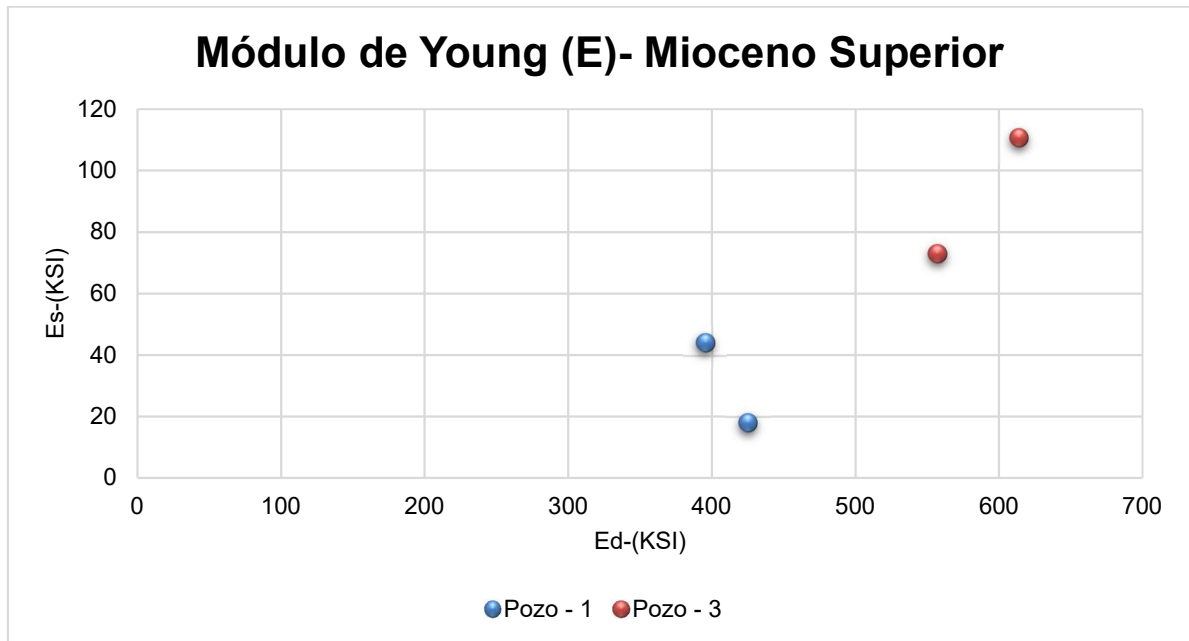


Figura 16.-Gráfica de dispersión del Módulo de Young estático y dinámico en el Mioceno Superior.

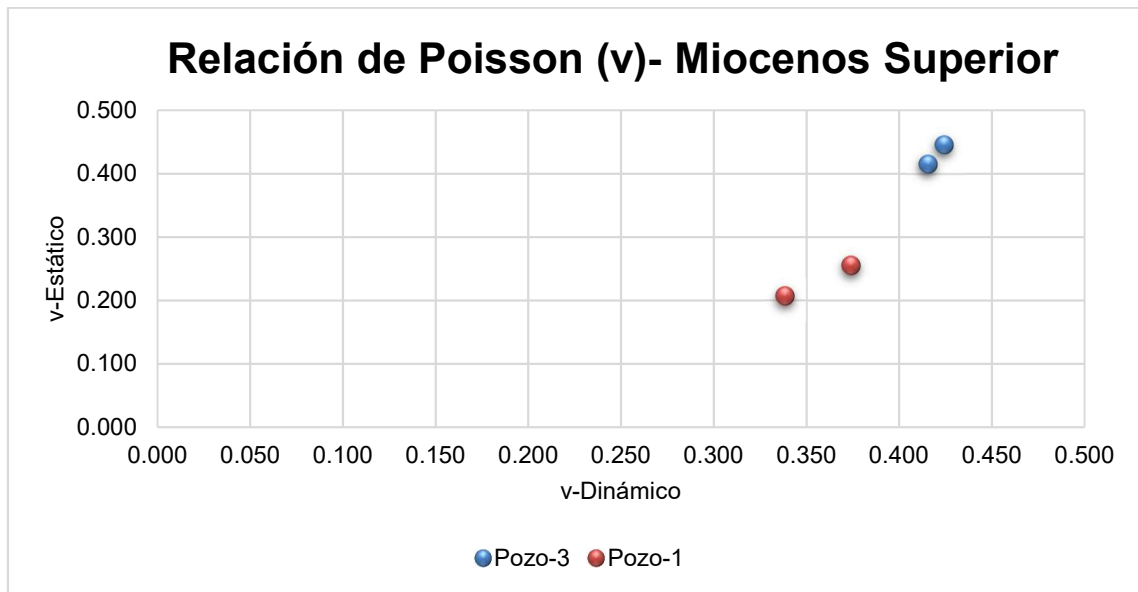


Figura 17.-Gráfica de dispersión de relación de Poisson estático y dinámico en el Mioceno Superior.

4.1.- Correlación empírica para módulo de Young

El ajuste se realizó comparando líneas de tendencia exponencial, lineal, logarítmica, polinómica de segundo orden y potencial. Las ecuaciones mostradas en la **Figura 18** demuestran que las aproximaciones con los valores de coeficiente de determinación R^2 más aceptables son las tendencias lineal, logarítmica y polinómica de segundo orden. Siendo la polinómica de segundo la que muestra los valores más consistentes ($R^2=0.9458$). Los otros ajustes que resultaron con valores aceptables de coeficiente de determinación fueron lineales ($R^2=0.8258$) y logarítmica ($R^2=0.7965$).

Para el caso del pozo 1, las tres aproximaciones previamente mencionadas guardas una cierta consistencia hasta la profundidad de $3050 [m]$; después de esa profundidad el ajuste polinómico muestra una respuesta errática a los cambios litológicos de la formación. Se observa que los incrementos más significativos del módulo elástico están relacionados con los decrementos en el tiempo de transito de la onda de corte los cuales varían de $321 \left[\frac{us}{ft} \right]$ a $200 \left[\frac{us}{ft} \right]$. Esta respuesta puede estar directamente relacionado a las

intercalaciones existentes de lutita y arenisca que se observaron previamente en el registro de rayos gama.

Para el pozo 3, se graficó el ajuste utilizando las mismas tendencias empleadas en el pozo 1. Se observa el mismo comportamiento de la respuesta a los valores del módulo de Young a los cambios por las variaciones en la velocidad de corte, con la única diferencia que para este pozo como las intercalaciones son menos laminares se puede observar de mejor manera la relación que guardan los cambios litológicos con los incrementos en la elasticidad de la roca.

Módulo de Young (E)- Mioceno Superior

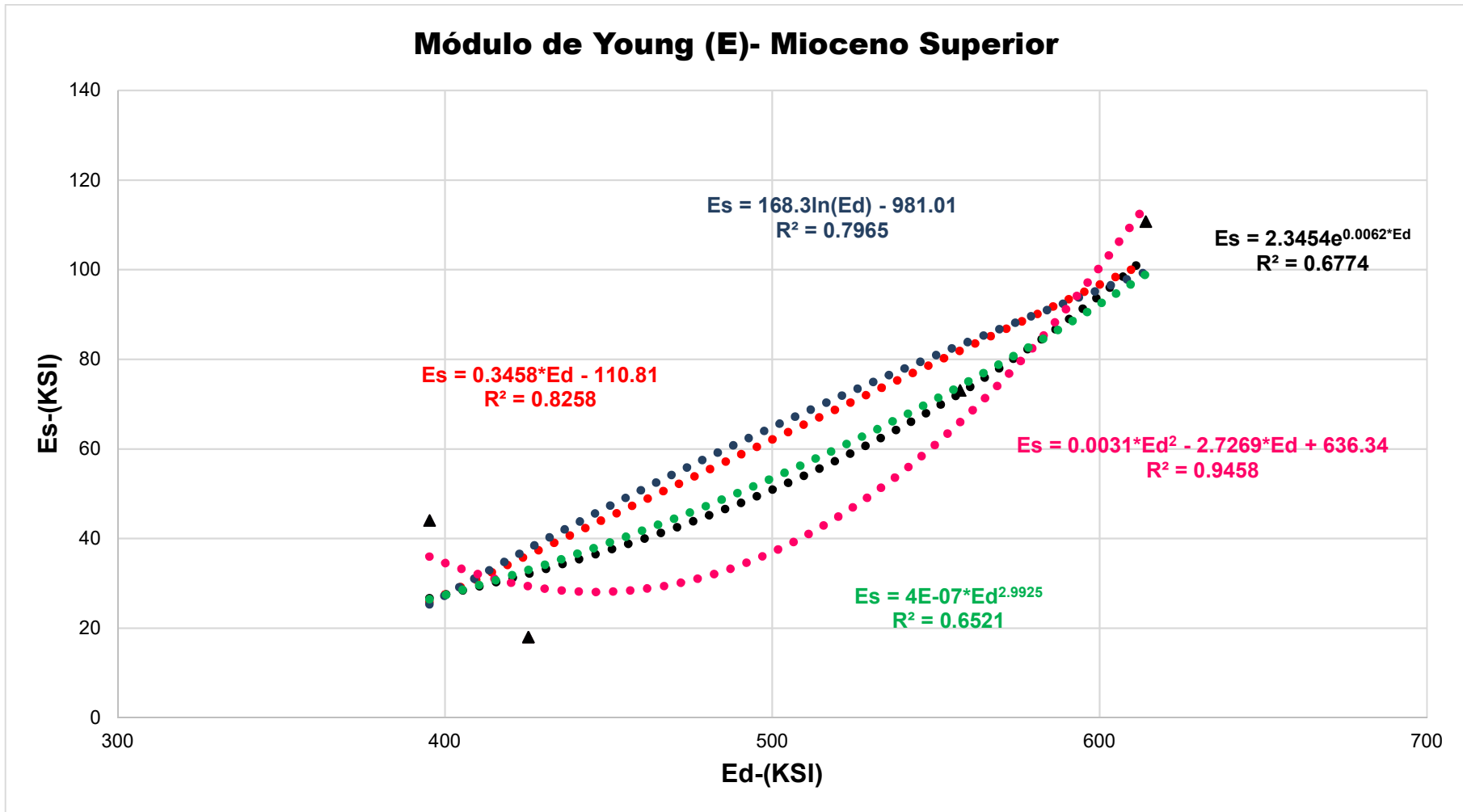


Figura 18.-Gráfica de líneas de tendencia para ajuste del Módulo de Young, pozos 1 y 3, Mioceno Superior.

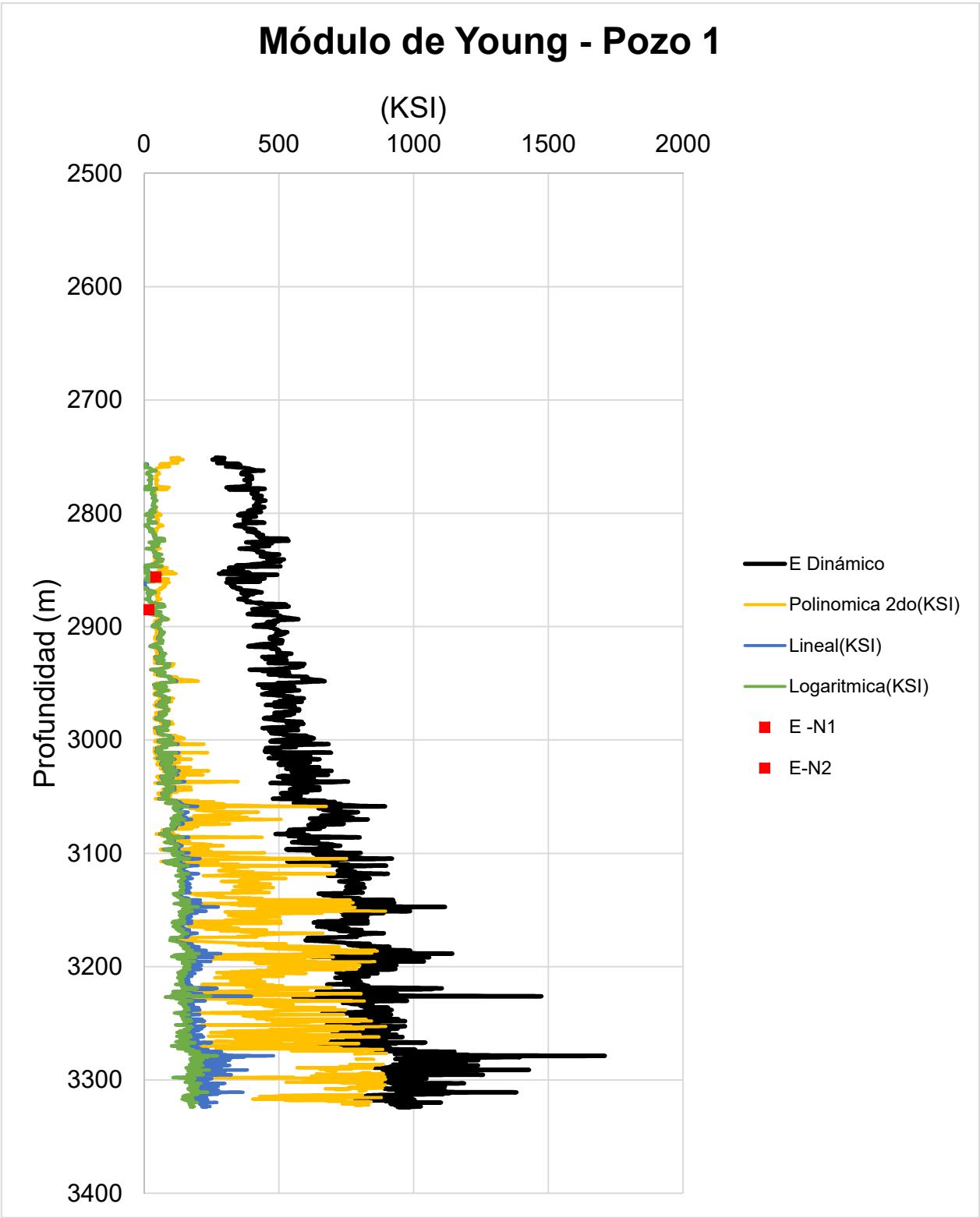


Figura 19.-Módulo de Young dinámico vs ajustes de módulo de Young estático (Ajustes: lineal, polinómica 2do orden y logarítmica), Pozo-1.

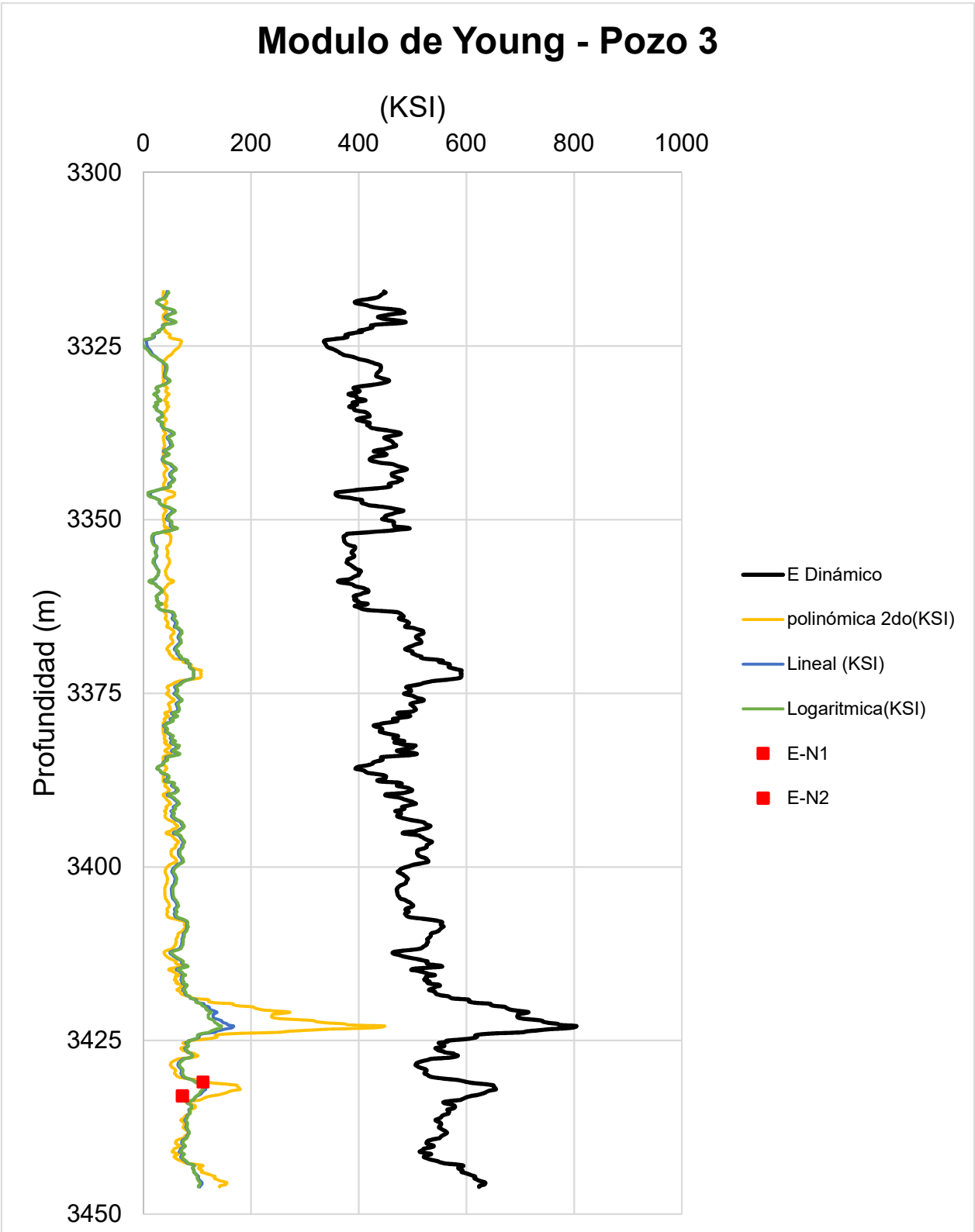


Figura 20.-Módulo de Young dinámico vs ajustes de módulo de Young estático (Ajustes: lineal, polinómica 2do orden y logarítmica), Pozo-3

Después de analizar los resultados y el comportamiento de las correlaciones en ambos pozos, se encontró una gran desventaja de la correlación polinómica, la cual arroja valores muy errantes al ser aplicada a valores dinámicos de módulo de Young mayores a $990 [Ksi]$. Es por esto por lo que se consideró la siguiente correlación con el mayor coeficiente de ajuste y que además da una buena respuesta a los cambios litológicos, siendo esta la correlación lineal que se expresa a continuación:

$$E_{Estática} = 0.3458 * E_{Dinámica} - 110.81; \dots\dots\dots 17$$

Las unidades de la ecuación anterior son $[Ksi]$.

La correlación anterior fue utilizada con los datos del pozo 2, en la sección correspondiente a la región del mioceno superior. En la **Figura 21** podemos observar la respuesta de los datos utilizando nuestra correlación.

4.2.- Correlación empírica para relación de Poisson

Al igual que con el módulo de Young, con la relación de Poisson se tomaron los valores estáticos resultado de las pruebas triaxiales a los núcleos del pozo 1 y 3, para posteriormente analizar con diferentes tendencias (Lineal, logarítmica, exponencial, polinómica y potencial) cual es la que ajusta de una mejor manera.

En la **Figura 22** podemos observar que la todas las tendencias tienen una buena respuesta al ajuste de puntos, dando valores de coeficiente de determinación que van de $R^2 = 0.9468$ a 0.9979 . Sin embargo, para algunos ajustes, se tienen valores de relación de Poisson mayores a $0.5 [Adim]$, así como valores por debajo del cero, lo cual es físicamente imposible en la teoría de mecánica de roca lo anterior se muestra en las **Figuras 23 y 24**. Los limites para las correlaciones se muestran las siguientes Tablas 26 y 27:

Tabla 26.-Límites para el uso de las tendencias de ajuste en la relación de Poisson, Pozo-1.

Tendencia	Mínimo de ν [Adim]	Máximo de ν [Adim]	R ²
Polinómica	0.2265	0.4331	0.9979
Exponencial	N/A	0.4370	0.9802
Potencial	N/A	0.4406	0.9721
Lineal	0.28	N/A	0.9586
Logarítmica	0.288	N/A	0.9468

Tabla 27.-Límites para el uso de las tendencias de ajuste en la relación de Poisson, Pozo-3.

Tendencia	Mínimo de ν [Adim]	Máximo de ν [Adim]	R ²
Polinómica	0.299	0.4331	0.9979
Exponencial	N/A	0.4371	0.9802
Potencial	N/A	0.4407	0.9721
Lineal	0.28	0.4465	0.9586
Logarítmica	0.288	N/A	0.9468

Si tomamos en cuenta solo el valor mayor de coeficiente de determinación, la tendencia que mejor se ajusta es la polinómica de segundo orden, sin embargo, este ajuste sufre una regresión en los valores al tener una relación de Poisson menor a 0.299 [Adim]. Este es un límite inferior muy alto, por lo que, tomando en cuenta los demás resultados que se muestran en las tablas anteriores se concluye que los ajustes que pueden ser más convenientes para uso son el exponencial y el potencial, esto debido a que no tienen un límite inferior. En este trabajo se tomó como correlación aplicable la exponencial, por ser la segunda con el valor de coeficiente R² mayor. La ecuación que se utilizará en cálculos futuros para la relación de Poisson es la siguiente:

$$\nu_{Estática} = 0.0083 * e^{9.3766 * \nu_{Dinámico}} ; \dots\dots\dots 18$$

Al igual que con la propiedad anterior, se tomó la ecuación 18 para aplicarse a los datos del pozo 2 y de esta manera obtener los valores de relación de Poisson para la parte del

Mioceno superior. La **Figura 25** muestra los resultados y la buena correspondencia de la correlación.

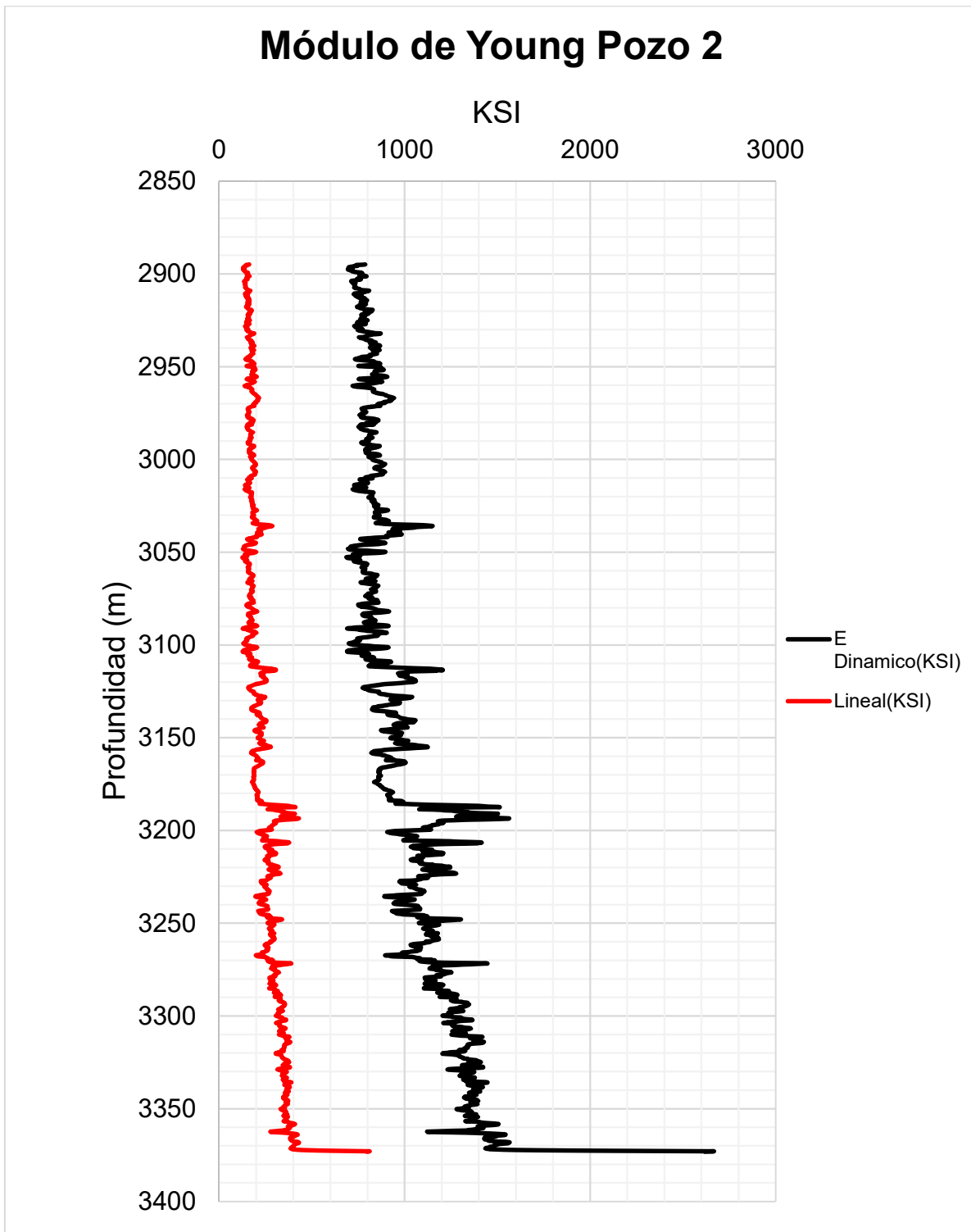


Figura 21-Cálculo de módulo de Young estático utilizando correlación lineal en el pozo 2.

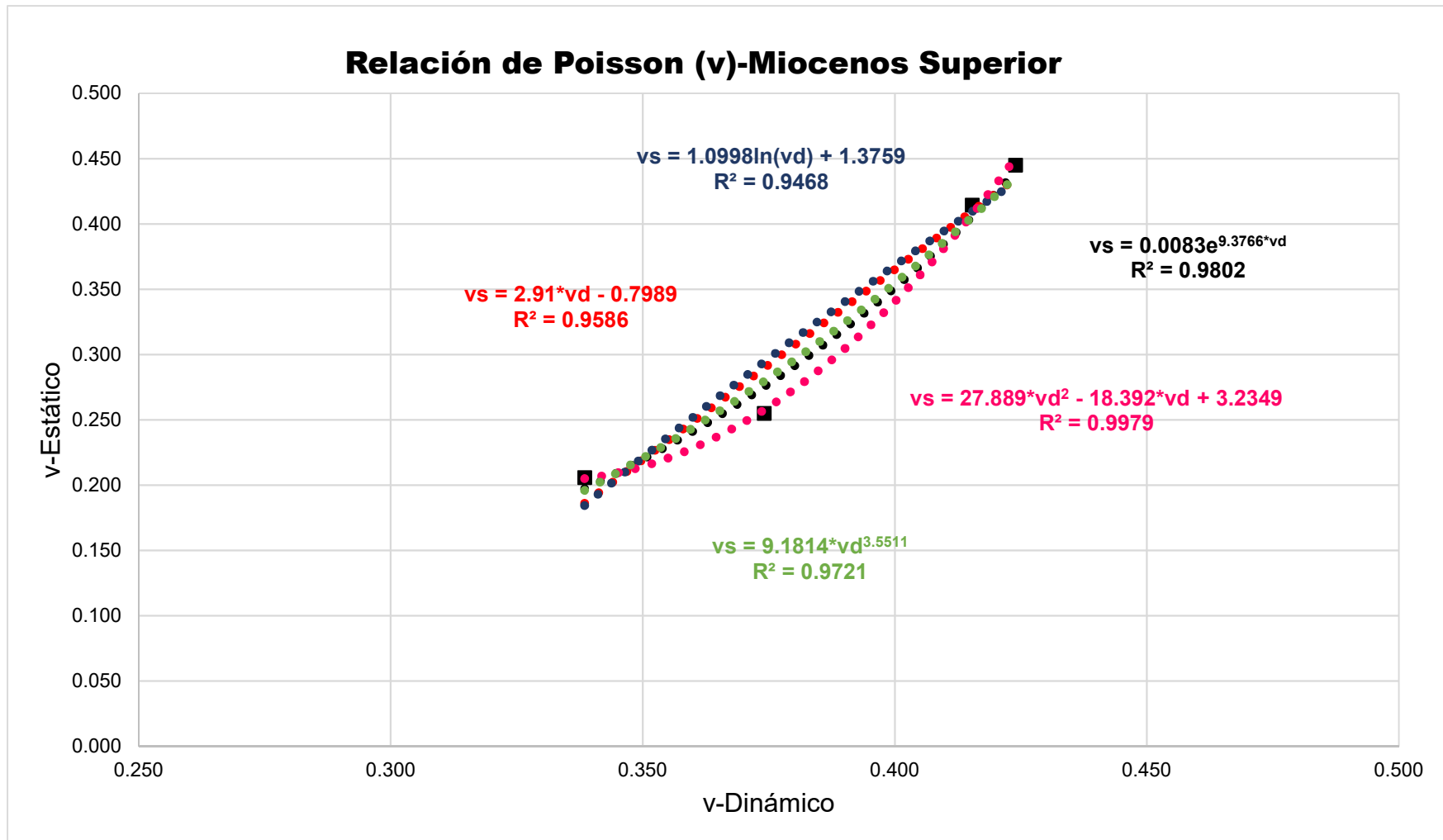


Figura 22.-Gráfica de líneas de tendencia para ajuste de la relación de Poisson, Pozos 1 y 2, Mioceno Superior.

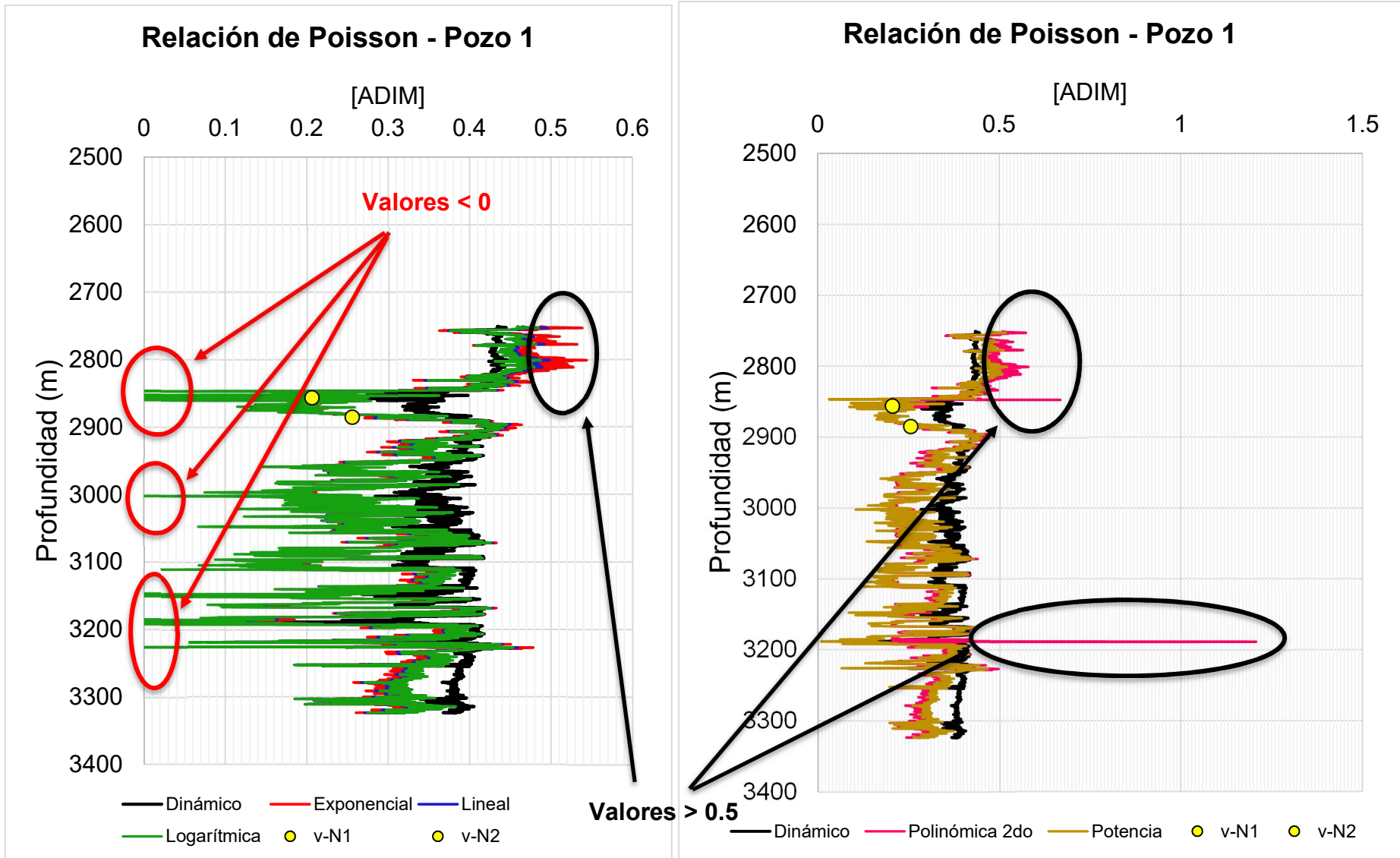


Figura 23.-Relación de Poisson dinámico contra Ajustes: lineal, polinómica de segundo orden, logarítmica, exponencial y potencia, Pozo-1.

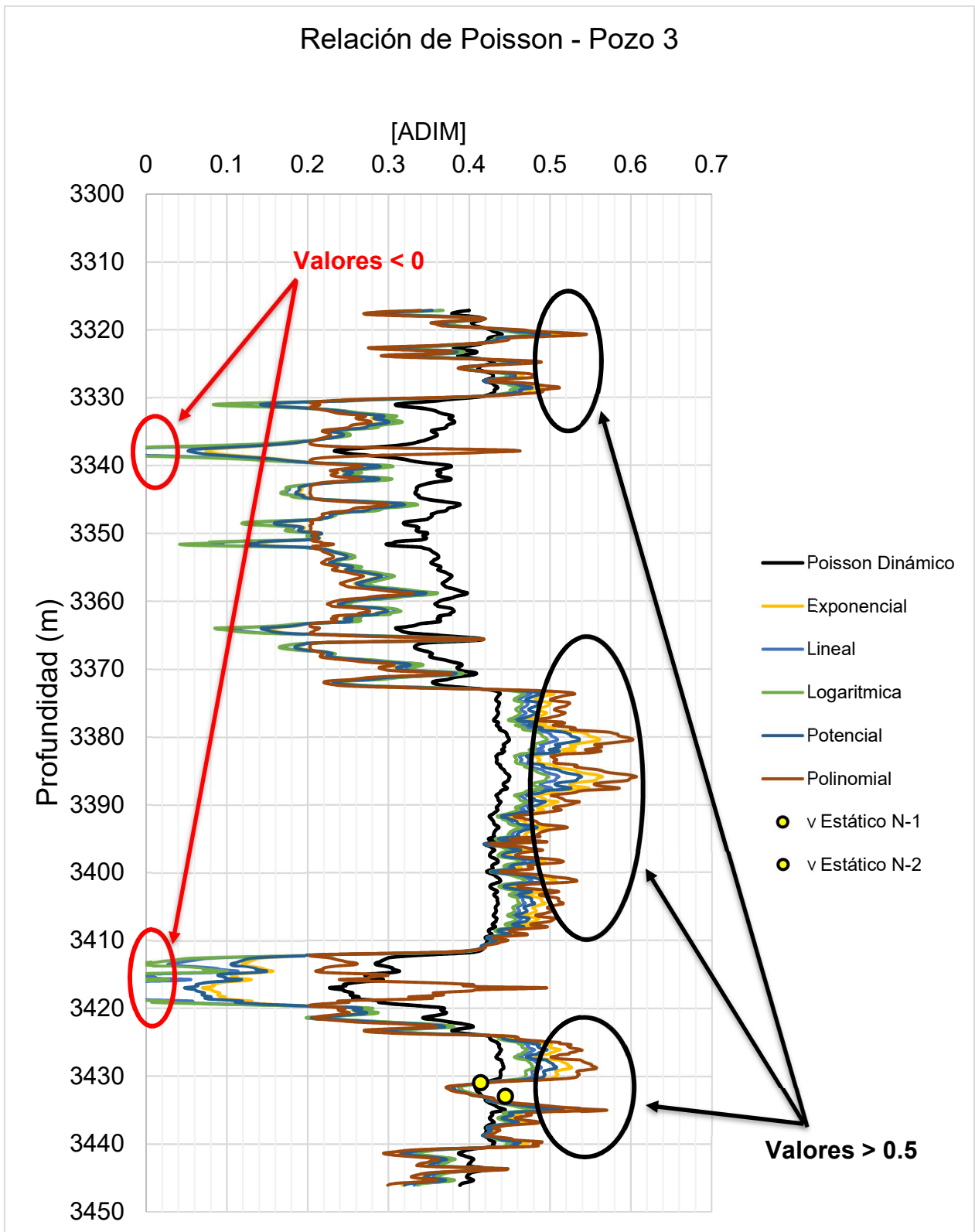


Figura 24.-Relación de Poisson dinámico contra Ajustes: lineal, polinómica de segundo orden, logarítmica, exponencial y potencia, Pozo-3

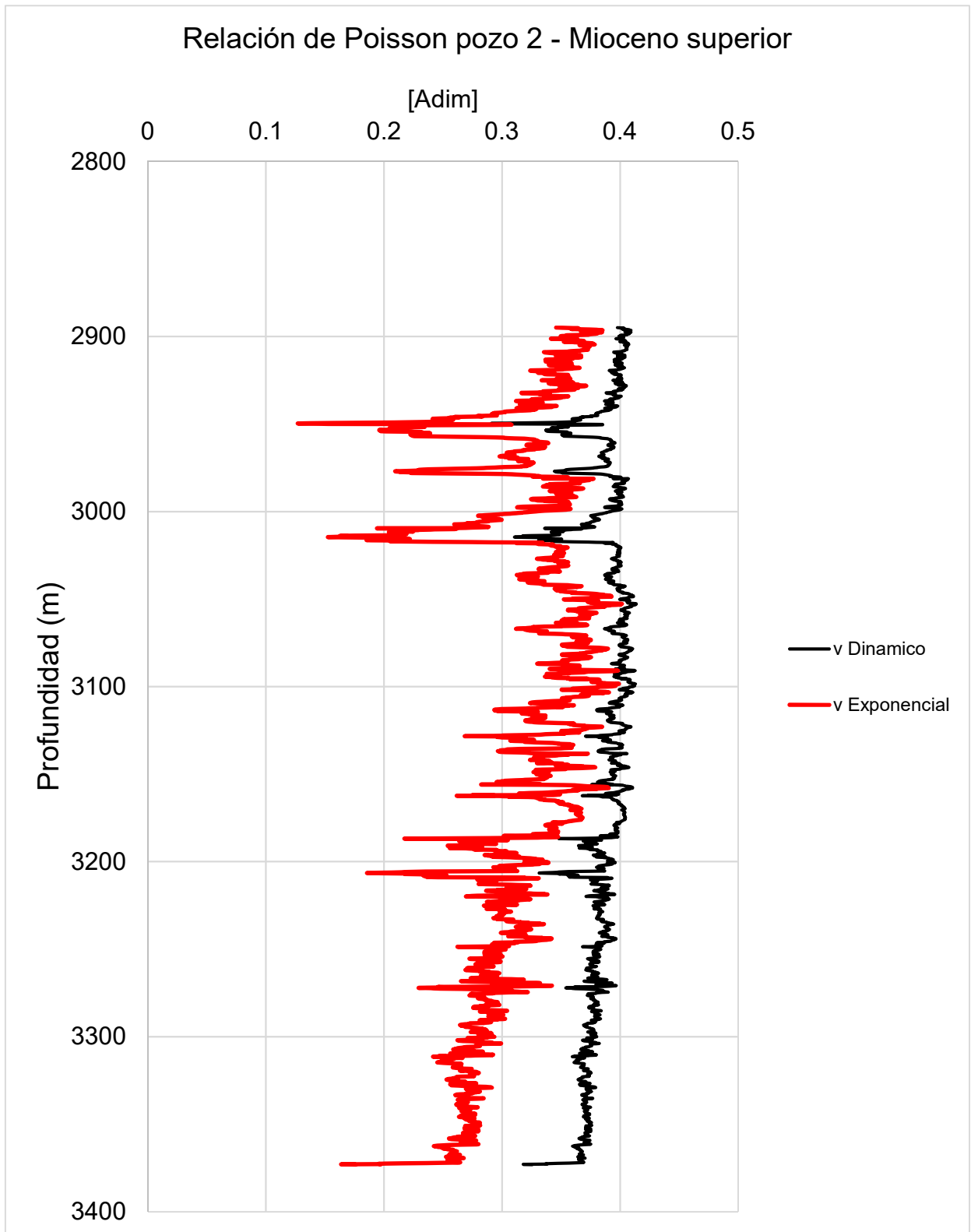


Figura 25.-Cálculo de la relación de Poisson estático utilizando correlación Exponencial en el pozo 2.

4.3.- Correlación empírica para la resistencia compresiva sin confinamiento

Después de haber obtenido las correlaciones aplicables para el cálculo de las propiedades elásticas estáticas de la roca, el siguiente paso es desarrollar una metodología que permita estimar los valores de las propiedades físicas estáticas. La primera de las propiedades que se estudiará es la resistencia compresiva uniaxial o sin confinamiento (*UCS*). La estimación de esta propiedad es fácil como resultado de pruebas de laboratorio que permiten conocer el comportamiento de un espécimen de roca sometido a esfuerzos compresivos sin una presión de confinamiento, el valor en cual la roca cede es indicativo de la resistencia compresiva de la roca. Otra manera de llegar al valor de *UCS*, es a partir de pruebas triaxiales y la aplicación del criterio de falla más utilizado en la industria petrolera, el criterio de Mohr-Coulomb. Sin embargo, para la aplicación de estas propiedades en los problemas de arenamiento de pozos, es necesario conocer la resistencia de la roca a lo largo de todo el intervalo de estudio, por lo que los resultados puntuales de laboratorio no son representativos a lo largo de toda la sección.

La manera más utilizada para resolver esta problemática es buscar una relación matemática que permita calcular la *UCS* a partir de información obtenida de registros geofísicos; con lo cual se han elaborado una gran variedad de correlaciones empíricas alrededor del mundo. Es importante señalar que debido a que las rocas de la misma litología tienen diferentes características, ya sea por la composición específica de la roca o por el ambiente de deposición, es muy arriesgado determinar ecuaciones empíricas genéricas [18] [25]. En esta sección se propone una correlación empírica aplicable para el área de estudio y para la sección correspondiente al Mioceno Superior.

En base a los resultados de las pruebas triaxiales en los pozos 1 y 3, se calculó el valor *UCS* correspondiente.

Tabla 28.-Propiedades físicas de la roca resultado de las pruebas en laboratorio del pozo 1.

Profundidad (<i>m</i>)	C_o (<i>psi</i>)	φ ($^\circ$)	UCS (<i>psi</i>)
2856.51	285.00	8.40	660.35136
2885.19	174.00	11.30	424.41672

Tabla 29.-Propiedades físicas de la roca como resultado de las pruebas en laboratorio del pozo 3.

Profundidad (<i>m</i>)	C_o (<i>psi</i>)	φ ($^\circ$)	UCS (<i>psi</i>)
3431.16	190.00	12.90	476.87069
3433.9	222.00	8.90	518.93951

Como resultado de la interpretación de varias pruebas triaxiales alrededor del mundo, se ha establecido que el UCS depende principalmente de tres parámetros generales, la porosidad, litología y del módulo de Young (E). Como primera aproximación para establecer una relación matemática aplicable para el área se intentó replicar la metodología implementada por Plumb [29], Deere y Miller [9] donde se relaciona los parámetros previamente mencionados con datos medidos en laboratorio, sin embargo, dado que los datos de laboratorio son escasos los resultados obtenidos dieron como máximo coeficiente $R^2 = 0.6513$ en el ajuste potencial que contempla el volumen de grano (V_{grain}) como se muestra de la **Figuras 26** a la **Figura 29**.

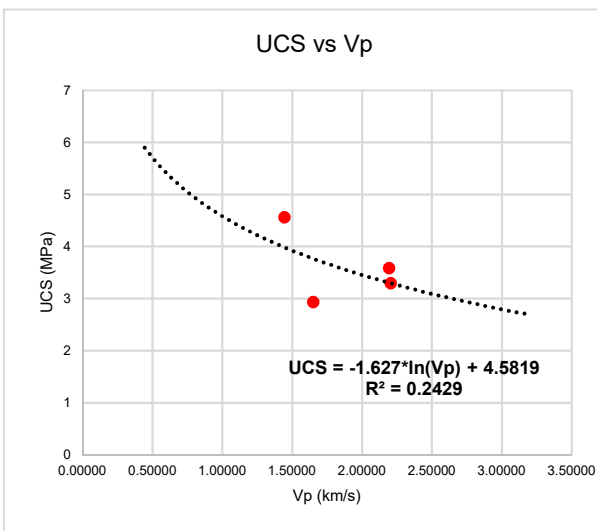


Figura 27.- Correlación potencial entre UCS y V_p .

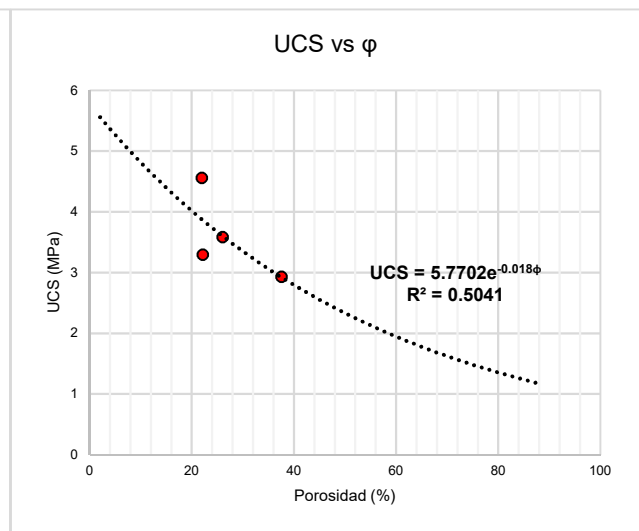


Figura 26.-Correlación exponencial entre UCS y ϕ

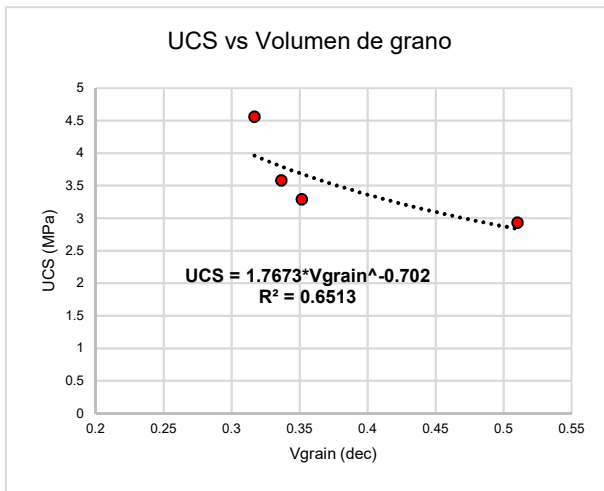


Figura 28.-Correlación entre UCS y V_{grain} .

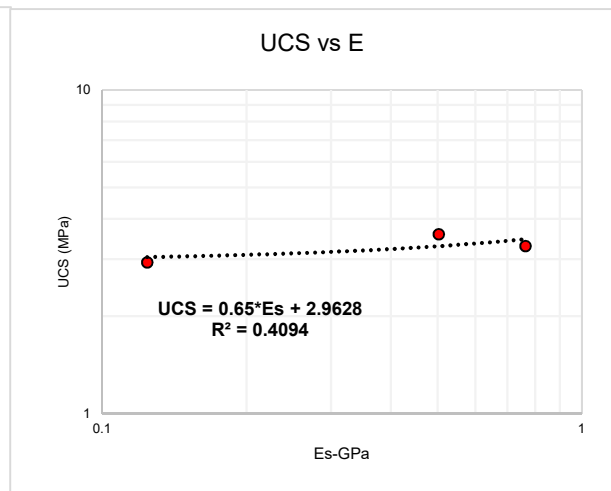


Figura 29.- Correlación lineal entre UCS y E .

El volumen de grano que nos proporciona una medición indirecta del origen litológico de la roca es un parámetro no del todo concluyente, puesto que, si es verdad que las rocas soportadas por una matriz arcillosa es en teoría menos resistente que una arenisca limpia, esto se cumplirá siempre y cuando la arenisca tenga el suficiente material cementante que le agregue soporte a la estructura. En otras palabras, el espectro de variaciones en el comportamiento de las rocas clástica soportada por granos de arena es muy variante, los valores de UCS pueden ser mayores o menores que en rocas soportadas por arcilla como es el caso de las lutitas [29]. La correlación exponencial nos da el ajuste con el segundo mejor comportamiento, y se observa que guarda la correspondencia del comportamiento de la resistencia de la roca con respecto a la porosidad, a mayor porosidad menor resistencia a la compresión sin confinamiento.

Las **Figuras 30 y 31** muestran las curvas de UCS resultado del ajuste exponencial en los pozos 1 y 3, se observa que los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio tienen un ajuste aceptable en ambos casos. Para el pozo 1, tenemos un valore de error relativo máximo de 0.1, y en el pozo 3, un error relativo máximo de 0.17. Esta pequeña discrepancia en los valores puede estar relacionado a que las correlaciones únicamente toman en cuenta los valores de porosidad resultado de la evaluación petrofísica, y como

se ha mencionado con anterioridad en la resistencia de la roca también juega un papel importante la litología y la mineralogía de la roca.

Una vez validada la correlación de *UCS* en los pozos de estudio, la siguiente expresión matemática fue utilizada para obtener el perfil de resistencia de la formación Mioceno Superior en el pozo 2.

$$UCS[psi] = (5.7702 * e^{-0.018 * \phi[\%]}) * 145.03726; \dots\dots\dots 19$$

La **Figura 32** muestra los resultados de aplicar la expresión matemática anterior en el pozo 2.

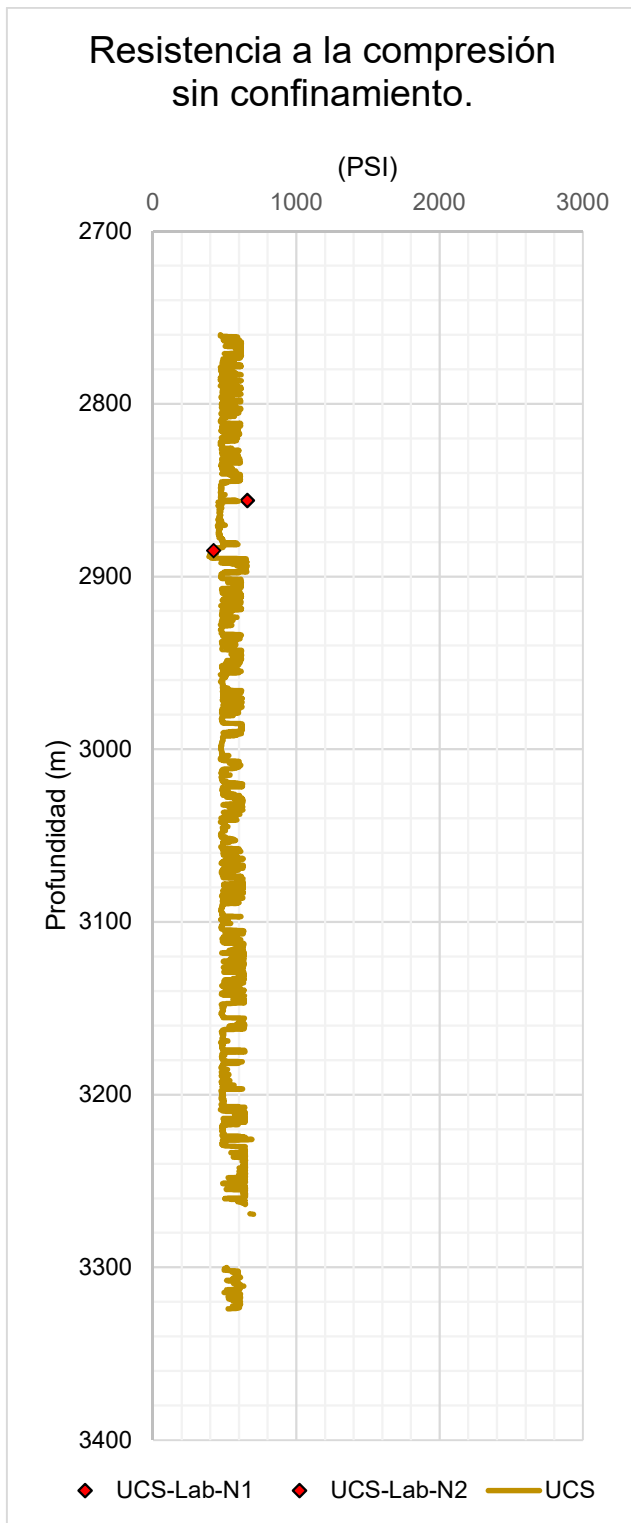


Figura 31.-Calibración de correlación exponencial para UCS en pozo 1.

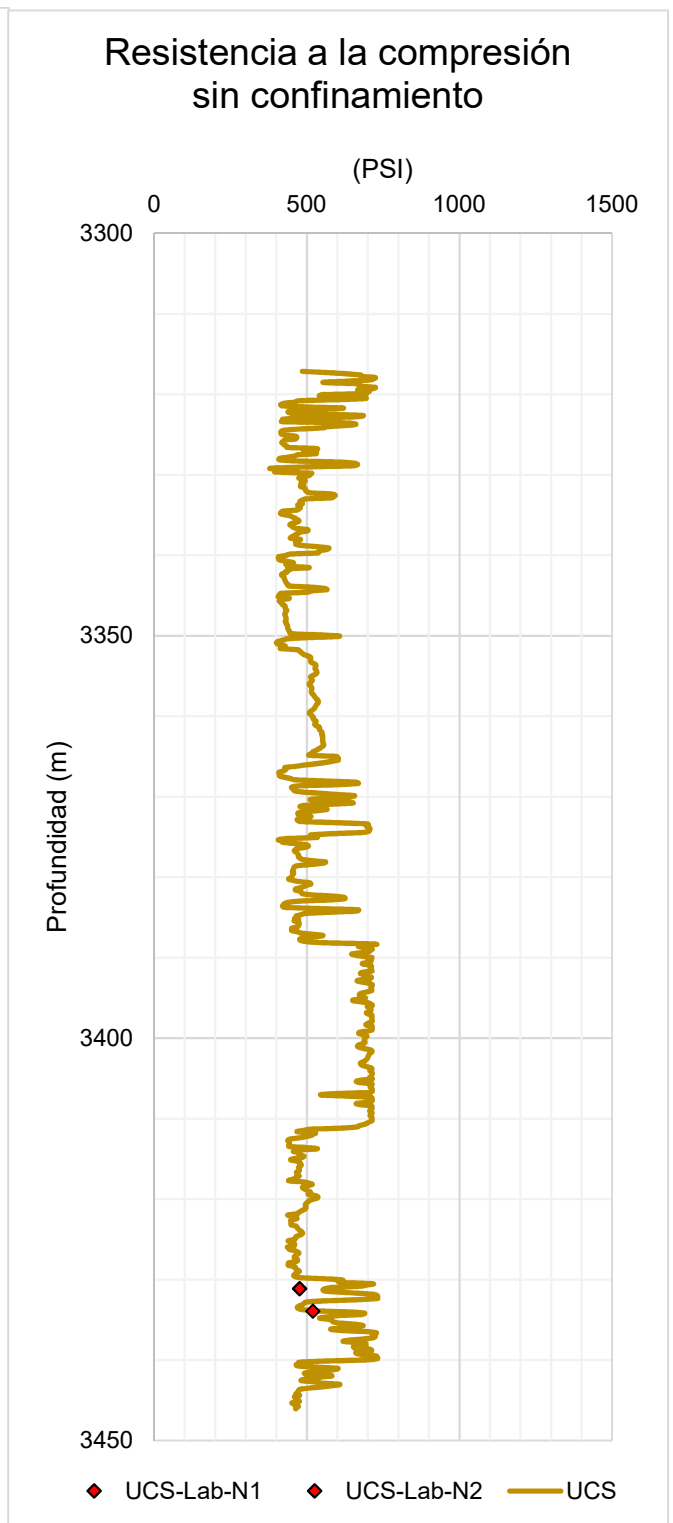


Figura 30.-Calibración de correlación exponencial para UCS en pozo 3.

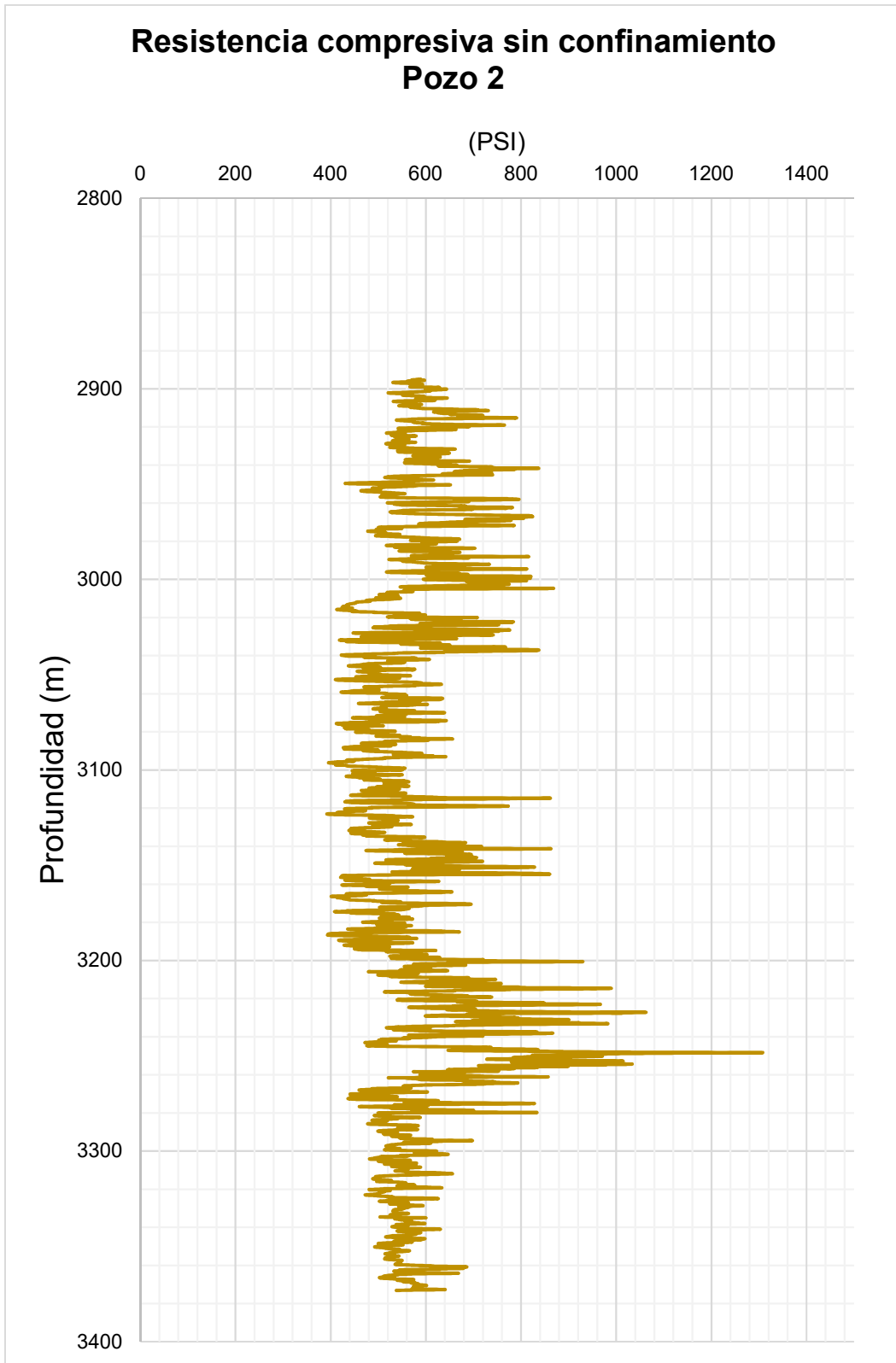


Figura 32.-UCS en pozo 2, aplicando correlación exponencial en función de la porosidad.

4.4.- Correlación empírica para el ángulo de fricción interna

Continuando con el cálculo de los parámetros que intervienen en la aplicación del criterio de falla de Mohr-Coulomb, el siguiente es ángulo de fricción interna, o simplemente ángulo de fricción (φ). Este parámetro junto con la resistencia a la compresión sin confinamiento (UCS), son pieza clave para lo que se conoce como la resistencia total de la roca. Para poder tener una idea más completa del nivel de consolidación y de la capacidad de la formación de soportar cargas externas es importante considerar las variaciones que se pueden presentar en el comportamiento del ángulo de fricción interna con respecto a la profundidad. De acuerdo con Chang et. al. [8], el ángulo de fricción interna es una medida de que tan dependiente es la resistencia de la roca a la presión de confinamiento.

A diferencia de la (UCS), las correlaciones empíricas que estiman los valores de ángulo de fricción con respecto a la información obtenida de registros geofísicos son muy escasas.

En las **Figuras 33** y **34** se ilustra los resultados de comparar la estimación de (φ) con las correlaciones empíricas de Lal, Weinarten & Perkins (W & P) [28] y Plum [29]; y los valores que se obtuvieron de las pruebas de laboratorio en los pozos 1 y 3. Es importante mencionar que la correlación de Lal, se utiliza para el cálculo del ángulo de fricción en lutitas, por otro lado, las correlaciones de Weinarten & Perkins (W & P) y Plum, pueden ser utilizados para arcillas o para arenisca. Como podemos observar, para el caso del pozo 1, la correlación empírica que más se aproxima es la correlación de Lal, sin embargo, para el pozo 3 ninguna de las correlaciones se ajusta a los datos arrojados de las pruebas de laboratorio.

Para intentar encontrar una correlación de ajuste que coincidiera en ambos pozos, se realizó el análisis del comportamiento del ángulo de fricción interna con respecto a las principales propiedades intrínsecas de la roca (porosidad y contenido de arcilla), y las variaciones del tiempo de tránsito de la onda acústica, dando como resultado valores no satisfactorios de ajuste. Lo anterior se puede deber a lo que citan varios autores con referencia a que el ángulo de fricción interna guarda una mayor dependencia de propiedades extrínsecas como son la presión de confinamiento, el ritmo de deformación y la temperatura [29].

Además de lo anterior, está bien documentado en diversos trabajos que en muchas de las ocasiones no existe un valor único de ϕ para una roca, esto porque la relación entre resistencia de la roca y presión de confinamiento no es lineal. Para poder mitigar y facilitar el ajuste de los datos se optó por multiplicar por un factor de ajuste a las correlaciones que son aplicables para una litología mixta. En las Figura 35 y 36, podemos observar que la correlación de Weinarten y Perkins con un factor de ajuste de **0.38** es el que muestra un mejor comportamiento en ambos pozos.

La siguiente expresión matemática expresa a la correlación de Weinarten y Perkins (W y P) con su factor de ajuste correspondiente, la cual se utilizó para generar la curva de ángulo de fricción interna en el pozo 2, que se muestra en la **Figura 37**.

$$\phi [^\circ] = 0.38 * (57.8 - 105 * \phi [DEC]); \dots\dots\dots 20$$

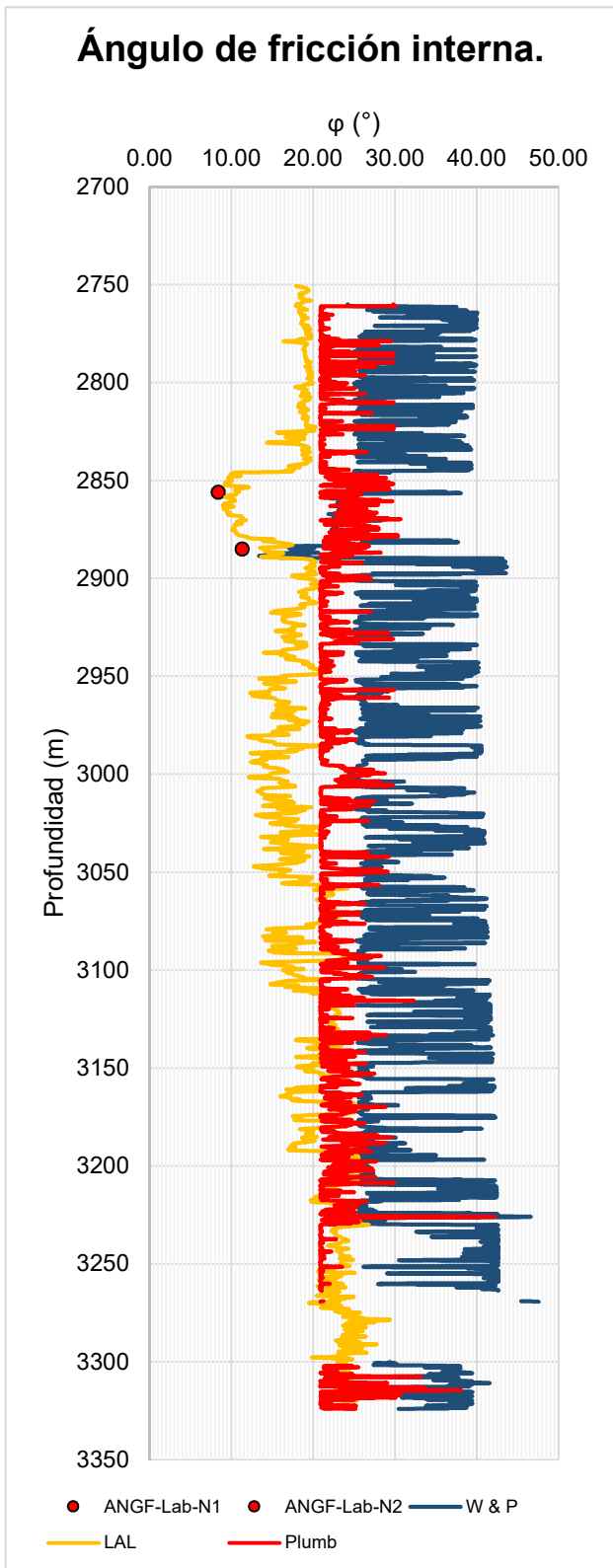


Figura 34.-Correlaciones empíricas del φ vs datos de laboratorio, pozo 1.

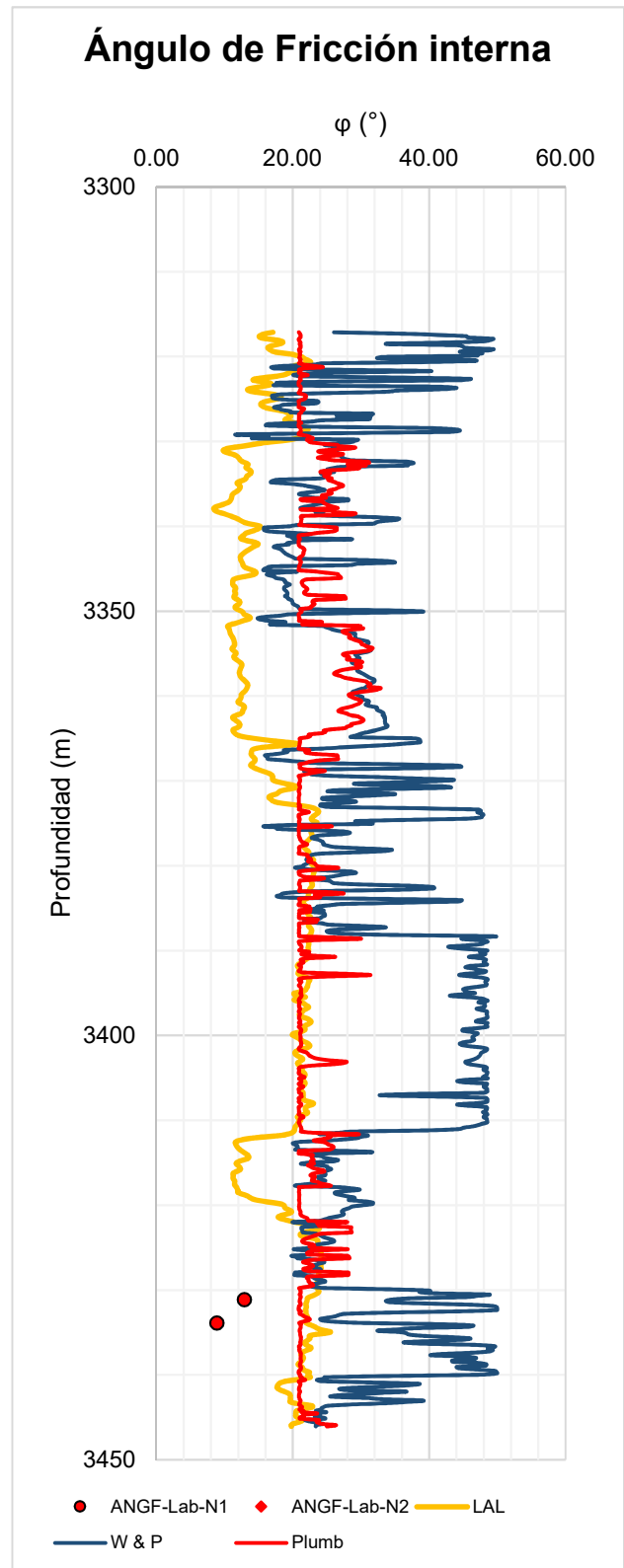


Figura 33.--Correlaciones empíricas del φ vs datos de laboratorio, pozo 3.

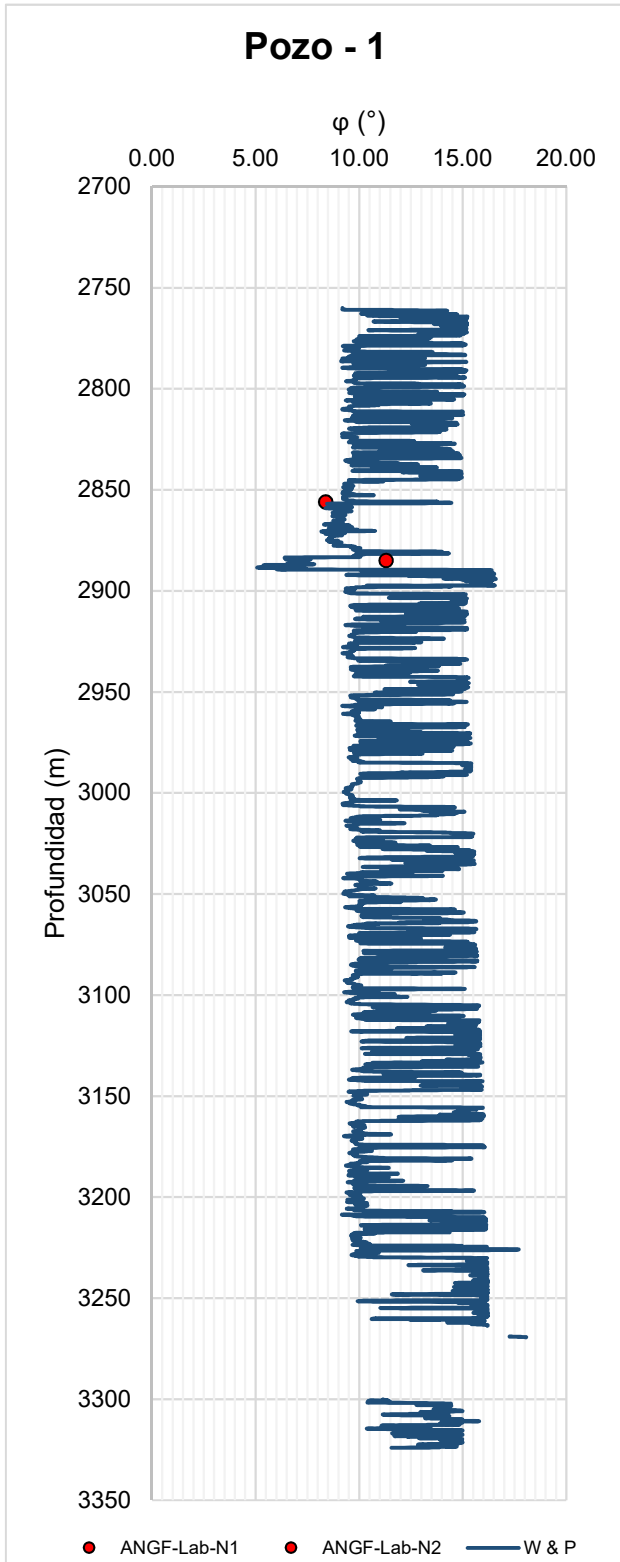


Figura 36.-Ajuste de correlación W y P en pozo 1.

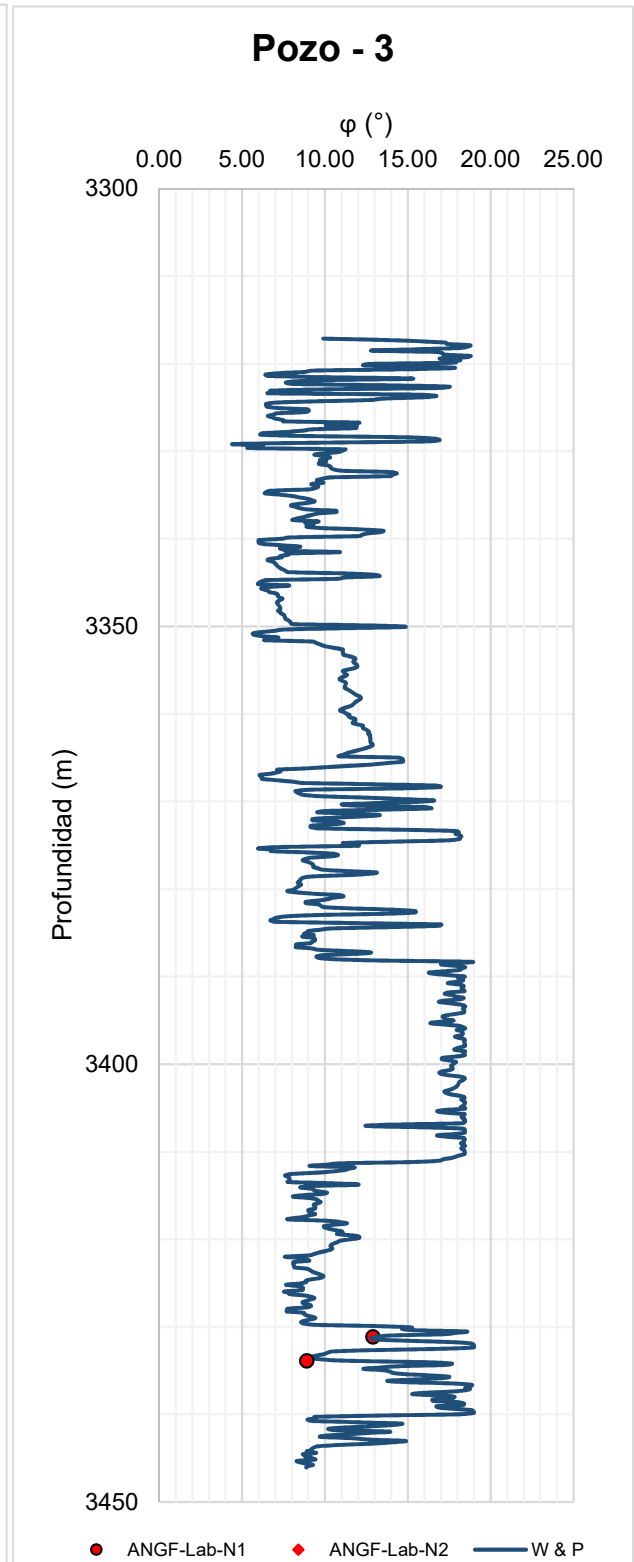


Figura 35.-Ajuste de correlación W y P en pozo 3.

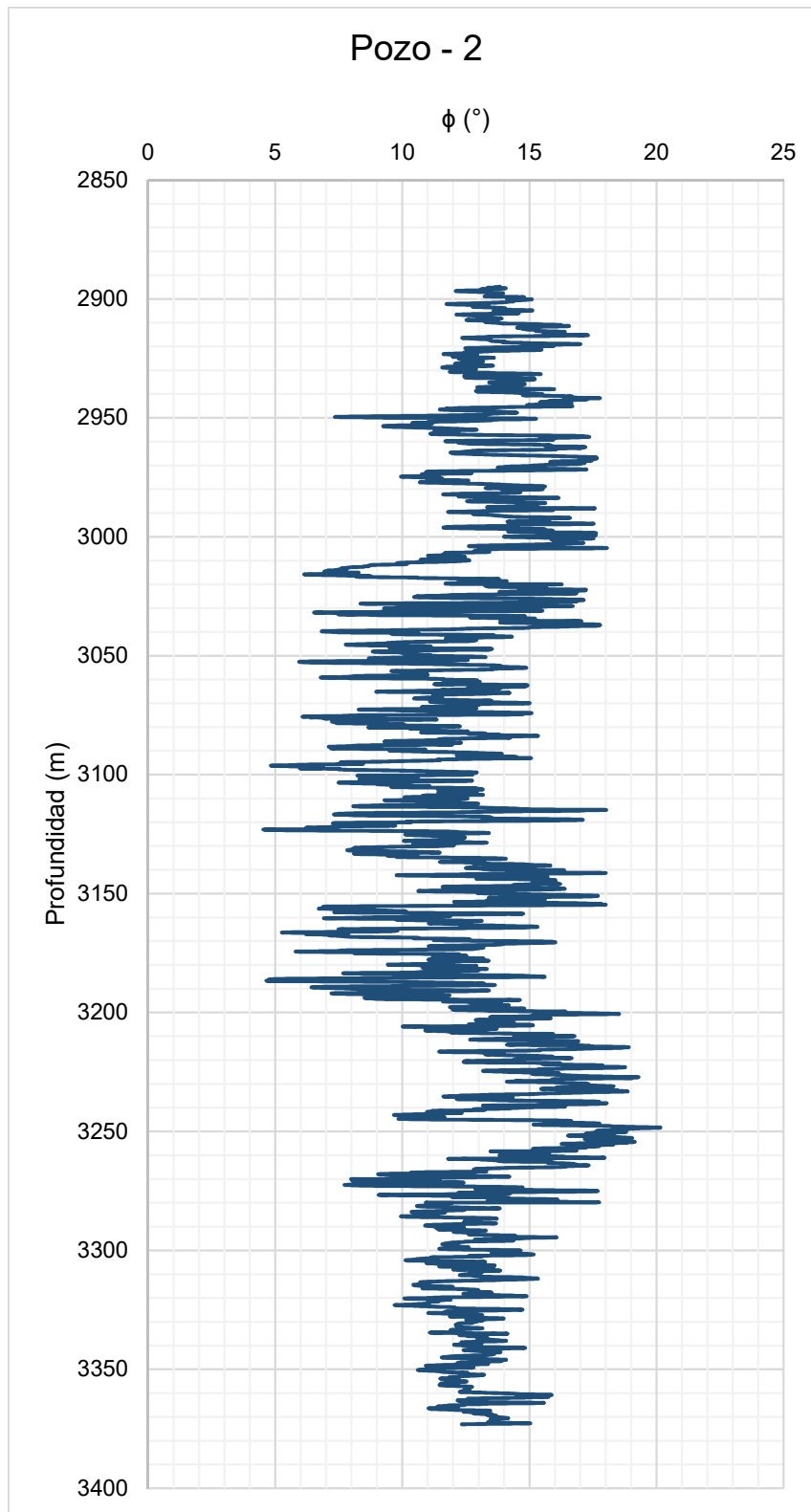


Figura 37.-Ángulo de fricción interna calculado en pozo 2, utilizando la correlación W y P ajustada con un factor de 0.38.

4.5.- Cohesión

Por último, para en este capítulo se calcula el parámetro clave para la aplicación del criterio de falla Mohr -Coulomb, la cohesión (C_o). La cohesión de la roca o también conocida como la resistencia inherente al corte (C_o). El cálculo de la cohesión se realizó a partir de la ecuación de la resistencia uniaxial sin confinamiento por Fjaer et al. [11].

$$C_o = UCS * \left[\frac{1 - \text{sen} \varphi}{2 * \text{cos} \varphi} \right]; \dots\dots\dots 21$$

En la ecuación anterior C_o y UCS tienen unidades de $[psi]$.

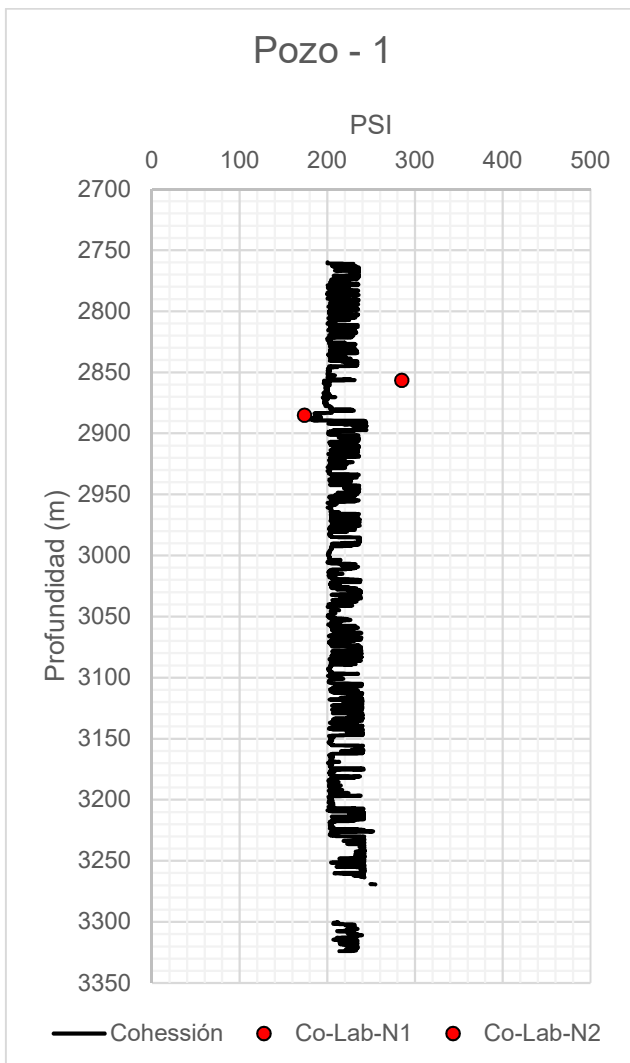


Figura 39.-Cohesión calculada vs datos de laboratorio, pozo 1.

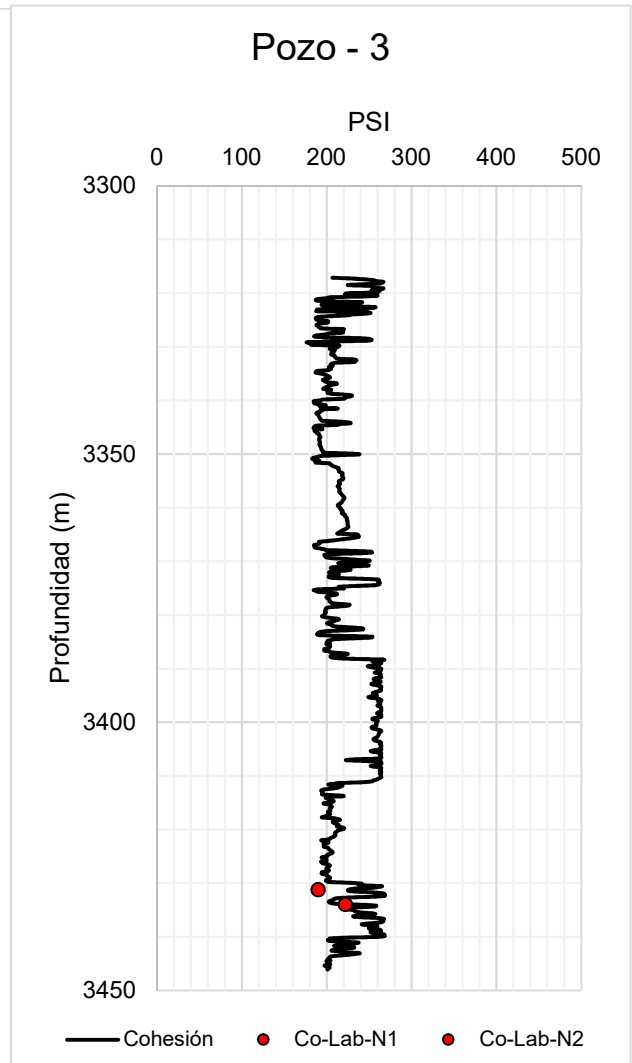


Figura 38.-Cohesión calculada vs datos de laboratorio, pozo 3.

En las **Figuras 38 y 39** se observa como los datos de laboratorio ajustan adecuadamente con los datos calculados, a excepción de los datos de laboratorio en el núcleo 1 del primer pozo, lo cual puede deberse principalmente a que los resultados de laboratorio reportan que a esta profundidad la prueba se realizó en una muestra 100% lutita y los datos de contenido de arcilla de esta profundidad muestra una roca del tipo “lutita con arenisca”.

Con esta misma analogía, La **Figura 40** muestra el cálculo la cohesión en el Mioceno superior en el pozo 2, arrojando los siguientes resultados.

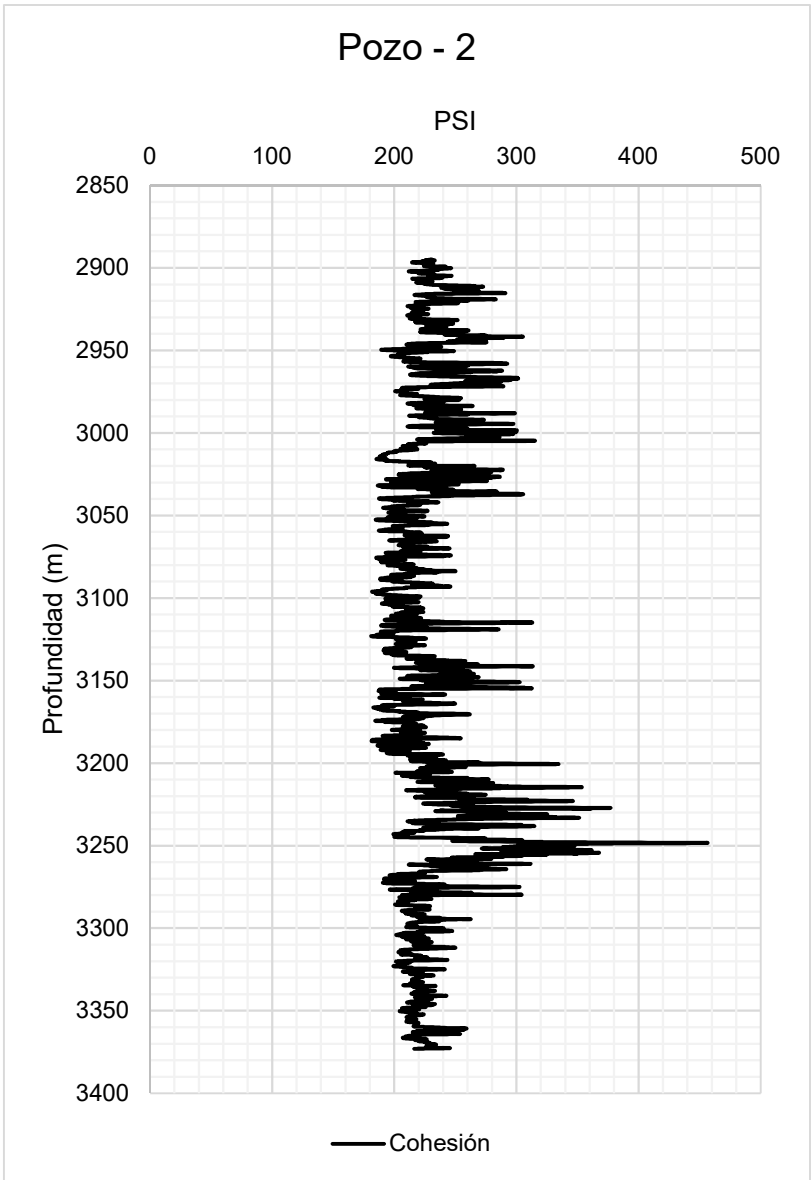


Figura 40.-Cohesión calculada en el pozo 2.

En este capítulo, hemos obtenido las correlaciones matemáticas que permitieron calcular las propiedades elásticas y físicas estáticas a partir de los valores dinámicos calculados con los registros eléctricos. El ajuste de estas correlaciones se realizó a partir de los datos estáticos obtenidos a las pruebas realizadas a los núcleos cortados en los pozos 1 y 2. Con estas correlaciones matemáticas se calculó el módulo de Young, la relación de Poisson, la cohesión de la roca y el ángulo de fricción interna, que son los insumos necesarios para los modelos de arenamiento de los capítulos siguientes.

Quinto capítulo. – Modelos predictivos para la producción de arenas.

El objetivo de este capítulo es explicar un modelo predictivo analítico y un modelo predictivo numérico para la producción de arena; así como los campos de aplicación, sus ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

En todo el mundo y durante varias décadas han sido desarrollados diversos modelos para predecir o ayudar a entender el problema de la producción de arena utilizando pruebas de modelos físicos, relaciones analíticas y/o empíricas, y modelos numéricos. Las pruebas comunes de laboratorio pueden únicamente predecir el comienzo de la producción de arena [49]*, mientras que los modelos físicos más sofisticados pueden predecir la variación de la concentración de arena, e incluso el volumen de producción de arena [27]. Además, debido a las características de la configuración en los laboratorios, los resultados son usualmente influenciados por los efectos de frontera.

Los modelos de arenamiento pueden ser divididos en dos grupos: el primero está formado por los analíticos que estudian el fenómeno a partir de la estabilidad del túnel del disparo, y a partir de ese análisis se puede predecir del inicio de la producción de arena, pero no se puede saber el comportamiento del arenamiento a lo largo del tiempo. El segundo grupo está formado por modelos más complejos; son modelos que acoplan el comportamiento del flujo de fluidos y la deformación elasto-plástica de la roca del yacimiento.

Los modelos analíticos son rápidos y fáciles de usar, pero son compatibles únicamente para predecir las condiciones de inicio de la producción de arenas, y tienen también sus limitaciones. La mayoría de estos modelos son únicamente válidos para capturar un solo mecanismo de arenamiento bajo simplificaciones numéricas y condiciones de frontera las cuales no son usuales en casos de campos complicados. Los modelos numéricos son hasta ahora las herramientas más poderosas para la predicción de la producción de

* Las referencias citadas en esta tesis, se encuentran ordenadas alfabéticamente, no numéricamente.

arena. Los modelos numéricos, pueden ser combinadas con correlaciones analíticas para obtener resultados más eficientes. Los resultados experimentales son utilizados para calibrar o validar los modelos numéricos [34].

A continuación, se presentará una aplicación para ambos enfoques, tanto analítico como numérico, para posteriormente realizar una comparativa de los resultados obtenidos y poder discutir las ventajas y desventajas que tienen al analizar el potencial productor de arena previo a una prueba de producción DST en pozos exploratorios de campos en aguas profundas.

5.1.- Modelo Analítico

Como ya se mostró en el segundo capítulo, los modelos analíticos para la predicción del inicio de la producción de arena se basan en los modelos de estabilidad de cavidades o arcos que se forman alrededor del túnel de disparo en formaciones de areniscas. Para poder comenzar con el análisis, es primordial tener a la mano la mayor cantidad de datos posibles referentes a las propiedades de los fluidos, la resistencia y las propiedades petrofísicas de la roca, así como la presión del yacimiento la magnitud de los esfuerzos in situ de la localización. Toda la información necesaria, fue calculada en el tercer y cuarto capítulo de esta investigación. De manera general, los métodos analíticos permiten conocer la condición crítica a la cual el estado de equilibrio en la formación se altera, y esto provoca la falla en la roca. Esta condición crítica se puede representar como la caída de presión máxima permisible para mantener el estado de equilibrio. Como primera aproximación se siguió el modelo desarrollado por Weingarten y Perkins [48] y [28], el cual determina la caída de presión mínima necesaria para alterar la estabilidad mecánica de alrededor de una cavidad esférica, de radio (r_c) . La cual se basa en la ecuación siguiente:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{2(\sigma_r - \sigma_t)}{r} + \frac{\partial p(r,t)}{\partial r} = 0; \dots\dots\dots 22$$

Si la ecuación anterior se le incorpora un criterio de falla, en este caso el más utilizado en industria petrolera Mohr-Coulomb, el resultado es la siguiente expresión:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} = \frac{\partial \sigma_r'}{\partial r} + \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\left(\frac{4 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}\right) \left(\sigma_r' + \frac{C_o}{\tan \varphi}\right)}{r}; \dots\dots\dots 23$$

Si realizamos una transformación para adimensionalizar, $\sigma_{ad} = \sigma_r' \tan \varphi / C_o$, $r_{ad} = r / r_c$ y además, $p_{rc}' = [p_{rc} \tan \varphi / C_o]^{m+1}$ y $p_w' = [p_w \tan \varphi / C_o]^{m+1}$, donde p_{rc} y p_w representan la presión en la cara de la cavidad y la presión en la pared del pozo respectivamente, la ecuación 23 puede ser re escrita como:

$$\frac{\partial \sigma_{ad}}{\partial r_{ad}} = \frac{4(\sigma_{ad} + 1) \sin \varphi}{r_{ad}(1 - \sin \varphi)} - \frac{p_w' - p_{rc}'}{r_{ad}^2(m + 1)} \left(p_w' - \frac{p_w' - p_{rc}'}{r_{ad}} \right)^{-m/(m+1)}; \dots\dots\dots 24$$

donde:

m : representa el exponente de densidad de los gases reales calculado a partir de la ecuación siguiente:

$$m = \log(\rho_2 / \rho_1) / \log(p_2 / p_1); \dots\dots\dots 25$$

Esta solución se basa en la hipótesis que la falla que ocurrirá primero es por tensión; la cual se presentará cuando los fluidos fluyan hacia el interior de la cavidad de tal manera que generen esfuerzos efectivos a la tensión en los alrededores de la formación. Por lo que, para determinar la condición crítica, y por lo tanto el inicio de la producción de arena, es necesario calcular la caída de presión ($\Delta p = p_i - p_{wf}$) que altere el valor inicial de esfuerzo radial efectivo igual a cero ($\sigma_r' = \sigma_r - p_p = 0$). Es decir, para que los esfuerzos por tensión sean inducidos se debe cumplir la siguiente condición:

$$\frac{\partial \sigma_r'}{\partial r} \leq 0 \Big|_{r=r_c}; \dots\dots\dots 26$$

Si se escribe la condición expresada en la ecuación 26 en términos de variables adimensionales, tenemos:

$$\left. \frac{\partial \sigma_{ad}'}{\partial r_{ad}} \leq 0 \right|_{r_{ad}=1} ; \dots\dots\dots 27$$

Físicamente, cuando un fluido fluye hacia la cavidad, el esfuerzo efectivo a la tensión tiende a ser inducido cerca de la cara de la cavidad, esto si el gasto es lo suficientemente grande.

Ya con esta condición expresada la ecuación 24, la cual al resolverse da el valor crítico de caída de presión es:

$$\frac{4 \sin \varphi}{(1 - \sin \varphi)} - \frac{P_w' - P_{rc}'}{(m + 1)} (P_{rc}')^{-m/(m+1)} = 0 ; \dots\dots\dots 28$$

Las **Figuras 41 y 42** son una representación gráfica general para la ecuación 28, donde se puede ver cómo interactúan las diferentes propiedades de la roca y las condiciones del pozo para encontrar el valor de caída de presión en su forma adimensional, donde se inicia la producción de arena. En el siguiente capítulo se desarrollará una aplicación de esta.

La **Figura 41**, muestra la caída de presión crítica expresada en términos adimensionales para diferentes valores de exponente m, considerando un ángulo de fricción interna de 20°. La **Figura 42**, muestra las condiciones críticas para un ángulo fricción interna de 30°

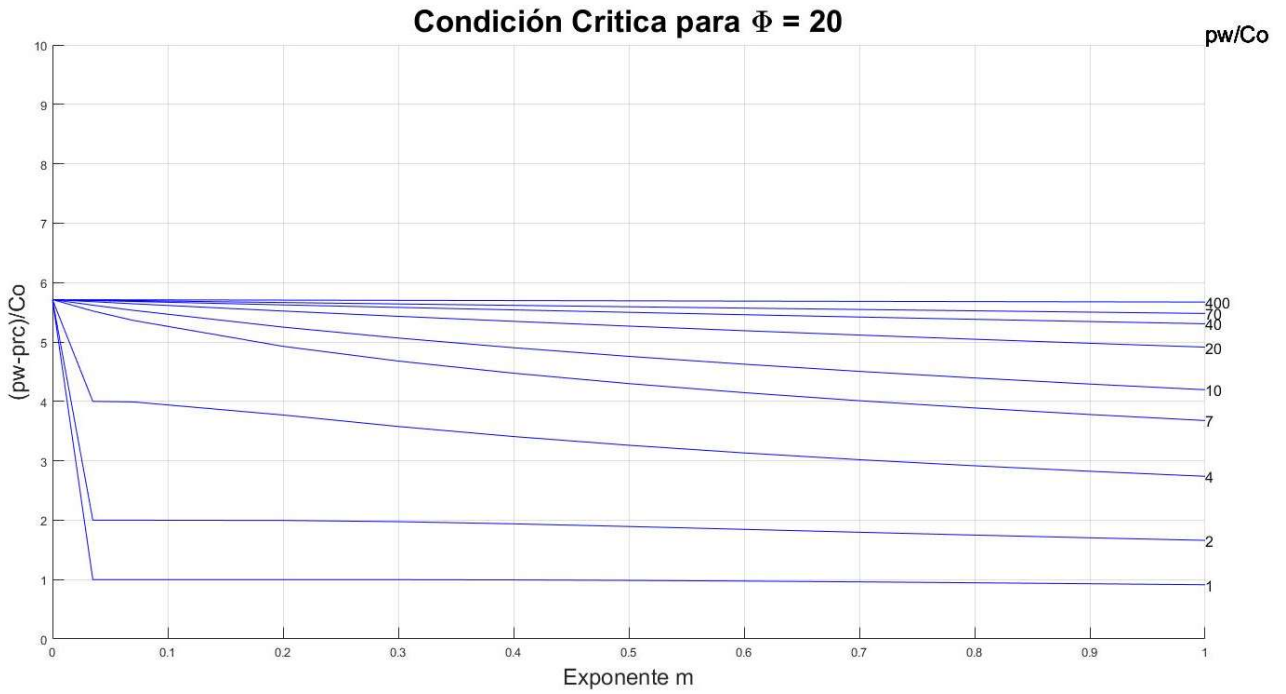


Figura 41.- Solución grafica de la caída de presión máxima para un ángulo de fricción interna de 20° , expresado en parámetros adimensionales.

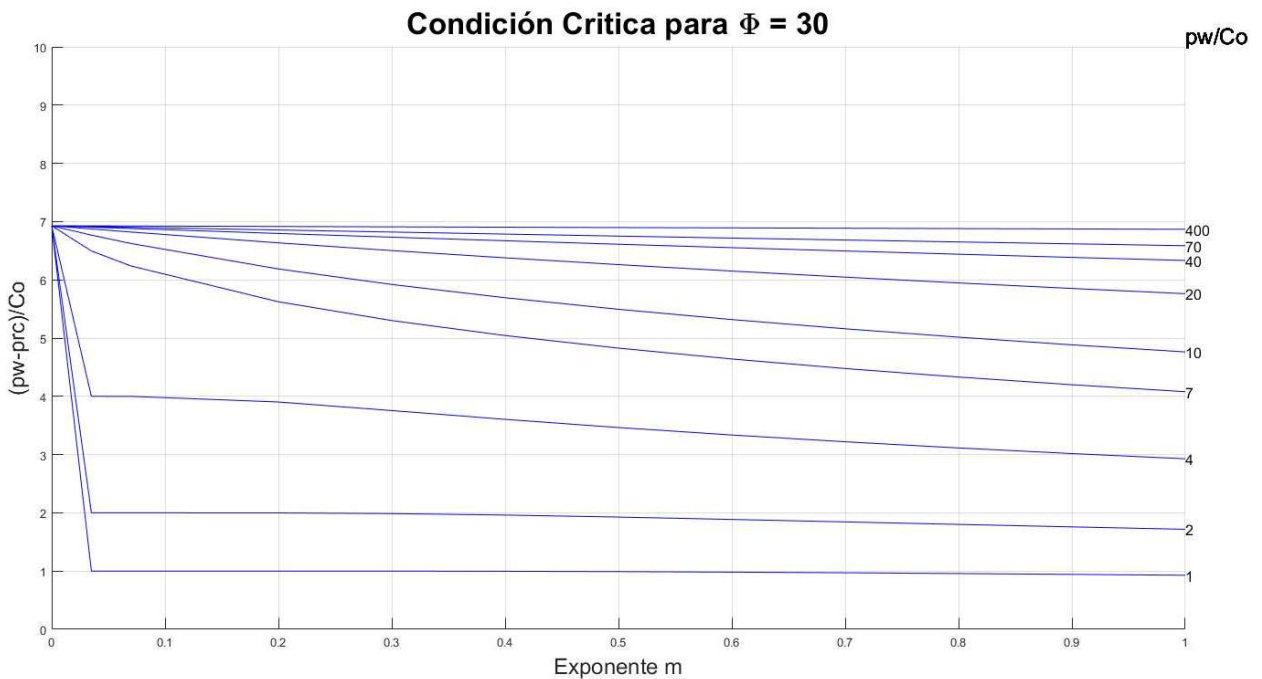


Figura 42.- Solución grafica de la caída de presión máxima para un ángulo de fricción interna de 30° , expresado en parámetros adimensionales.

La solución presentada por Weingarten y Perkins, puede ser aplicada para pozos de gas y de aceite, sin embargo, la condición de distribución de presión alrededor de la cavidad se considera que alcanza el estado estacionario de manera muy rápida, por lo que se estima utilizando la ecuación de flujo de Darcy.

Una modificación a lo presentado con anterioridad es el incorporar un modelo de flujo no Darciano, para el flujo de fluidos a alta velocidad, como lo puede ser en un pozo productor de gas. Seehong y Zheng [26] incorporan el uso de la ecuación de Forchheimer, expresado en términos de gasto másico:

$$\frac{dp}{dr} = -\frac{\mu G}{kA\rho} - \frac{\beta}{\rho} \left(\frac{G}{A}\right)^2; \dots\dots\dots 29$$

donde:

μ = viscosidad promedio del gas.

k = Permeabilidad.

ρ = Densidad del fluido.

β = Coeficiente de Forchheimer.

G = Gasto másico.

A = Área de flujo.

Si empleamos la ecuación 29 en la ecuación de densidad para gases reales $\rho = \gamma p^m$, y posteriormente la sustituimos para representar a la variación de presión en la ecuación 23, y realizando un proceso para adimensionalizar similar a la expresada en la ecuación 24, tenemos la expresión siguiente:

$$\frac{\partial \sigma_{ad}}{\partial r_{ad}} = F \frac{(\sigma_{ad} + 1)}{r_{ad}} - \frac{\frac{S_1}{x^2} + \frac{3S_2}{x^4}}{m+1} \left(p_{rc}' + S_1 \left(1 - \frac{1}{x} \right) + S_2 \left[1 - \frac{1}{x^3} \right] \right)^{-m/m+1}; \dots\dots\dots 30$$

donde:

$$S_1 = \frac{2\left(\sqrt{1+h_s(p_w' - p_{rc}')}-1\right)}{h_s\left(1-\frac{r_c}{r_e}\right)}; \dots\dots\dots 31$$

$$S_2 = \frac{1}{h_s\left(1-\frac{r_c^3}{r_e^3}\right)}\left(\sqrt{1+h_s(p_w' - p_{rc}')}-1\right)^2; \dots\dots\dots 32$$

$$h_s = \frac{4k^2\beta\gamma\left(1-\frac{r_c^3}{r_e^3}\right)}{3r_c(m+1)\left[\mu\left(1-\frac{r_c}{r_e}\right)\right]^2}\left(\frac{C_o}{\tan\varphi}\right)^{m+1}; \dots\dots\dots 33$$

Y al aplicar el criterio de falla de Mohr-Coulomb la ecuación 28 queda como la siguiente expresión:

$$\frac{4\sin\varphi}{(1-\sin\varphi)} - \left[\frac{S_1+3S_2}{m+1}(p_{rc}')^{-m/m+1}\right] = 0; \dots\dots\dots 34$$

Al final tenemos dos expresiones para representar la solución analítica, la ecuación 28 para el caso de flujo Darciano, y la ecuación 34, que es la modificación del trabajo de Weingarten y Perkins incorporando el flujo no Darciano.

5.2.- Modelo Numérico

Con los modelos analíticos se puede predecir la falla de la roca, y, por lo tanto, cuando inicia la producción de arena. sin embargo, esto no siempre es suficiente para poder tener un entendimiento completo del fenómeno de arenamiento en un pozo; para tener una concepción más completa de todo lo que puede suceder si se presenta la producción de arena debemos de saber cuánta cantidad de arena se puede llegar a producir en un tiempo determinado. Con los conceptos anteriores puede llegarse a tener una mejor estrategia de explotación y una terminación óptima para incrementar el potencial productor de un pozo. En el caso específico del campo de investigación de esta tesis, el

saber la cantidad de arena se llegaría a producirse en el tiempo que se tarde la prueba DST justifica la inversión en una técnica de control de arena.

El modelo numérico está basado en el trabajo de Yi X. [50], [51], Wang [47] y Nouri et. al [24]. Se contemplaron las siguientes premisas:

- Se considera una estructura axisimetrica y satisface las condiciones de un problema de deformación plana.
- Los esfuerzos principales se mantienen constantes.
- La formación es homogénea e isotrópica.
- La porosidad se considera constante hasta el momento de la falla en la roca.
- El criterio de falla utilizado es Mohr Coulomb, y la roca se comporta con una elasticidad lineal antes de alcanzar la cedencia.
- El sistema roca fluido está compuesto por las partículas que fluyen con el fluido, el fluido (en este caso específico es gas) y la matriz de la roca.
- La partícula fluidizada tiene la misma velocidad que el gas, y la matriz no fluye.
- Las partículas fluidizadas y el gas fluyen de acuerdo con la ley de Forchheimer [17].
- La permeabilidad y porosidad obedecen la correlación de Carman -Kozeny.
- La ley constitutiva de generación de masa está definida por la siguiente expresión [44].

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \rho_s \psi (1 - \phi) v^2 ; \dots\dots\dots 35$$

donde:

ρ_s = densidad del sólido.

ψ = coeficiente de producción de arena.

v = velocidad del gas.

- El gas es compresible y obedece a la ley de los gases reales.
- La arena solo es producida de la región que ha fallado.

El primer paso para poder realizar la solución numérica del fenómeno de arenamiento es tener la distribución de presión desde la pared del pozo hasta el radio de drene se calcula resolviendo la ecuación diferencial siguiente:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \mathcal{G} \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left[\frac{\mathcal{G}}{r} - \frac{v}{\phi(1-c)} \right] \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{\mathcal{G}\beta\rho v^2}{r}; \dots\dots\dots 36$$

El termino \mathcal{G} , es un factor de flujo no Darciano, que involucra la ecuación de Forchheimer, y se define con la expresión siguiente:

$$\mathcal{G} = \frac{k}{\phi c_f \mu (1-c) \left(1 + \frac{2\beta k \rho v}{\mu}\right)}; \dots\dots\dots 37$$

Donde:

k = Permeabilidad.

ϕ = Porosidad.

c = concentración de arena.

c_f = Compresibilidad de la formación.

μ = Viscosidad del gas.

ρ = Densidad del gas.

v = Velocidad del gas.

La ecuación 37 fue desarrollada al conjugar la ecuación de flujo de Forchheimer, la ecuación de difusividad en coordenadas radiales, la ecuación de conservación de masa y ecuación de estado, basándose en los trabajos de las referencias [1], [2], [3], [50], [51] y [15]. En la ecuación anterior, los parámetros de porosidad (ϕ) y permeabilidad (k) no cambian hasta que se alcanza la falla, así como el valor de concentración de arena es igual a cero ($c = 0$).

En el paso 2, para resolver la distribución de los esfuerzos elásticos radial efectivo (σ'_r) y tangencial efectivo (σ'_t) se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\sigma'_r = (\lambda + G)A_e - 2G \frac{B_e}{r^2} + \frac{\alpha}{r^2} \frac{2G}{\lambda + 2G} \int_{R_w}^r P(r,t) r dr - \alpha P(r,t); \quad \dots\dots\dots 38$$

$$\sigma'_\theta = (\lambda + G)A_e + 2G \frac{B_e}{r^2} - \frac{\alpha}{r^2} \frac{2G}{\lambda + 2G} \int_{R_w}^r P(r,t) r dr - \alpha \frac{\lambda}{\lambda + 2G} P(r,t); \quad \dots\dots\dots 39$$

La constante de Lamé λ y G son relaciones de propiedades elásticas de la roca módulo de Young (E) y relación de Poisson (ν):

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}; \quad \dots\dots\dots 40$$

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}; \quad \dots\dots\dots 41$$

Las constantes A_e y B_e , son constantes de integración obtenidas al solucionar la ecuación de equilibrio (Ecuación 22 en esta tesis); y se expresan de la siguiente manera:

$$A_e = \frac{1}{\lambda + G} \frac{p_{wf} R_w^2 - \sigma_h R_e^2}{R_w^2 - R_e^2} + \alpha \frac{2G \int_{R_w}^{R_e} p(r,t) r dr}{(\lambda + 2G)(\lambda + G) R_w^2 - R_e^2}; \quad \dots\dots\dots 42$$

$$B_e = \alpha \frac{1}{\lambda + 2G} \frac{R_w^2}{R_w^2 - R_e^2} \int_{R_w}^{R_e} p(r,t) r dr - \frac{1}{2G} \frac{R_w^2 R_e^2 (\sigma_h - p_{wf})}{R_w^2 - R_e^2}; \quad \dots\dots\dots 43$$

En el tercer paso, para evaluar si el criterio de falla se cumple, y de ahí partir para que una vez la roca ha fallado la producción de arena comenzara a partir de los residuos sólidos desprendidos de la matriz se utiliza la función F siguiente:

$$F = (1 + \sin \varphi) \sigma'_r + \sigma'_\theta (\sin \varphi - 1) + 2C_o \cos \varphi; \quad \dots\dots\dots 44$$

En la ecuación 44, las unidades de los esfuerzos efectivos y de la cohesión de la roca deben ser [MPa].

Una vez que se ha determinado que la roca ha entrado a la condición de falla, el siguiente paso es determinar cuál es, y como va variando el radio de la sección que ahora se encuentra en una condición de plasticidad y ya no elástica, esto se realiza a través del cálculo del radio plástico con la ecuación siguiente:

$$-\alpha q R_p^m \int_{R_w}^{R_p} \frac{\partial p(r,t)}{\partial r} r^{-m} dr + H q R_p^m - C_o \cot \varphi = (\lambda + G) A_{ep} + 2G \frac{B_{ep}}{R_p^2} - \alpha \frac{\lambda}{\lambda + 2G} p(R_p, t) ; \dots\dots\dots 45$$

Donde:

$$q = \frac{1 + \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} ; \dots\dots\dots 46$$

$$m = \frac{2 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi} ; \dots\dots\dots 47$$

$$H = \frac{C_o \cot \varphi + (1 - \alpha) p_{wf}}{R_w^m} ; \dots\dots\dots 48$$

$$A_{ep} = \frac{1}{\lambda + G} \frac{\sigma_p R_p^2 - \sigma_h R_e^2}{R_p^2 - R_e^2} + \alpha \frac{2G \int_{R_p}^{R_e} p(r,t) r dr}{(\lambda + 2G)(\lambda + G) R_p^2 - R_e^2} ; \dots\dots\dots 49$$

$$B_{ep} = \alpha \frac{1}{\lambda + 2G} \frac{R_p^2}{R_p^2 - R_e^2} \int_{R_p}^{R_e} p(r,t) r dr - \frac{1}{2G} \frac{R_p^2 R_e^2 (\sigma_h - \sigma_p)}{R_p^2 - R_e^2} ; \dots\dots\dots 50$$

Para determinar el valor del radio plástico, en la ecuación 45, se recomienda utilizar el método de bisección para encontrar la raíz del polinomio que permita cumplir con la igualdad de la ecuación y determinar el valor de la raíz exacta.

Al tener ya una zona plástica donde habrá desprendimiento de granos de arena se tendrá una variación en la porosidad como resultado de liberación de partículas lo que resultará en una variación en la porosidad, esta variación será dependiente, para este caso,

únicamente en el tiempo y en el coeficiente de producción de arena. partiendo de la premisa establecida en la ecuación 35, la variación de la porosidad se puede calcular con la ecuación diferencial siguiente:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \psi (1 - \phi) v^2; \dots\dots\dots 51$$

La variación de la porosidad en el tiempo expresada en la ecuación anterior también afecta a la permeabilidad de la roca, por lo es necesario establecer una relación entre ambas propiedades; para el caso de esta investigación y por la facilidad que representa se utilizó la ecuación de Carman-Kozeny [44].

$$k = k_o \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2}; \dots\dots\dots 52$$

Donde k_o se define como la permeabilidad inicial y la porosidad cambia en cada paso del tiempo con respecto a la ecuación 51. Esta misma ecuación, se puede resolver de manera directa, y queda expresada por la solución siguiente:

$$\phi = 1 - (1 - \phi_i) e^{-\psi v^2 t}; \dots\dots\dots 53$$

Donde ϕ_i se define como la porosidad inicial, antes de la falla de la roca. La cantidad de arena que se tiene en el torrente de flujo también estaría variando en el tiempo a medida que la cantidad de granos de arena desprendidos incrementa y se incorporen al caudal, lo anterior está dado por lo siguiente:

$$-\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (crv) + \frac{\partial \phi}{\partial t} = \frac{\partial (\phi c)}{\partial t}; \dots\dots\dots 54$$

Después de sustituir la ecuación 51 en la ecuación 54, resolverla y realizar separación de variables, la expresión que utilizó para la programación en diferencias finitas es la siguiente:

$$\phi \frac{\partial c}{\partial t} = -c \frac{\partial v}{dr} - v \frac{\partial c}{\partial r} - \frac{cv}{r} - (c-1) [\psi (1 - \phi) v^2]; \dots\dots\dots 55$$

La ecuación 55 es no lineal, por lo que se tiene que resolver proponiendo un valor inicial de concentración (c) y solucionar la ecuación hasta que exista una convergencia en el valor de concentración para cada paso de tiempo o cumpla una tolerancia propuesta.

Con las dos variaciones, tanto en la porosidad como en la concentración de arena, se tiene que re calcular la distribución de presión que ahora estará alterado por las dos propiedades mencionadas (k y ϕ).

$$\frac{\partial p}{\partial t} = g \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left[\frac{g}{r} - \frac{v}{\phi(1-c)} \right] \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{g\beta\rho v^2}{r}; \quad \dots\dots\dots 56$$

Por último, se puede calcular la distribución de esfuerzos efectivos finales, discreteando entre lo que corresponde a la sección plástica y a la sección elástica.

Sección plástica

$$\sigma'_r = -\alpha r^m \int_{R_w}^{r_p} \frac{\partial p(r,t)}{\partial r} r^{-m} dr + Hr^m - C_o \cot \varphi; \quad \dots\dots\dots 57$$

$$\sigma'_\theta = -\alpha q r^m \int_{R_w}^{r_p} \frac{\partial P(r,t)}{\partial r} r^{-m} dr + Cq r^m - C_o \cot \varphi; \quad \dots\dots\dots 58$$

Sección elástica

$$\sigma'_r = (\lambda + G) A_e - 2G \frac{B_e}{r^2} + \frac{\alpha}{r^2} \frac{2G}{\lambda + 2G} \int_{r_p}^r p(r,t) r dr - \alpha p(r,t); \quad \dots\dots\dots 59$$

$$\sigma'_\theta = (\lambda + G) A_e + 2G \frac{B_e}{r^2} - \frac{\alpha}{r^2} \frac{2G}{\lambda + 2G} \int_{r_p}^r p(r,t) r dr - \alpha \frac{\lambda}{\lambda + 2G} p(r,t); \quad \dots\dots\dots 60$$

La curva de la distribución de presión tiene una forma que favorece a la aplicación de la integración numérica por el método trapezoidal, por lo que en los siguientes capítulos se utilizó para determinar el valor de la integral numérica de las ecuaciones anteriores,

dividiendo el intervalo en el número de secciones suficientes para disminuir el error inherente al método.

La **Figura 43** muestra metodología de solución resumida en un diagrama de flujo, en donde se muestra paso por paso la secuencia a seguir para el desarrollo de la solución numérica.

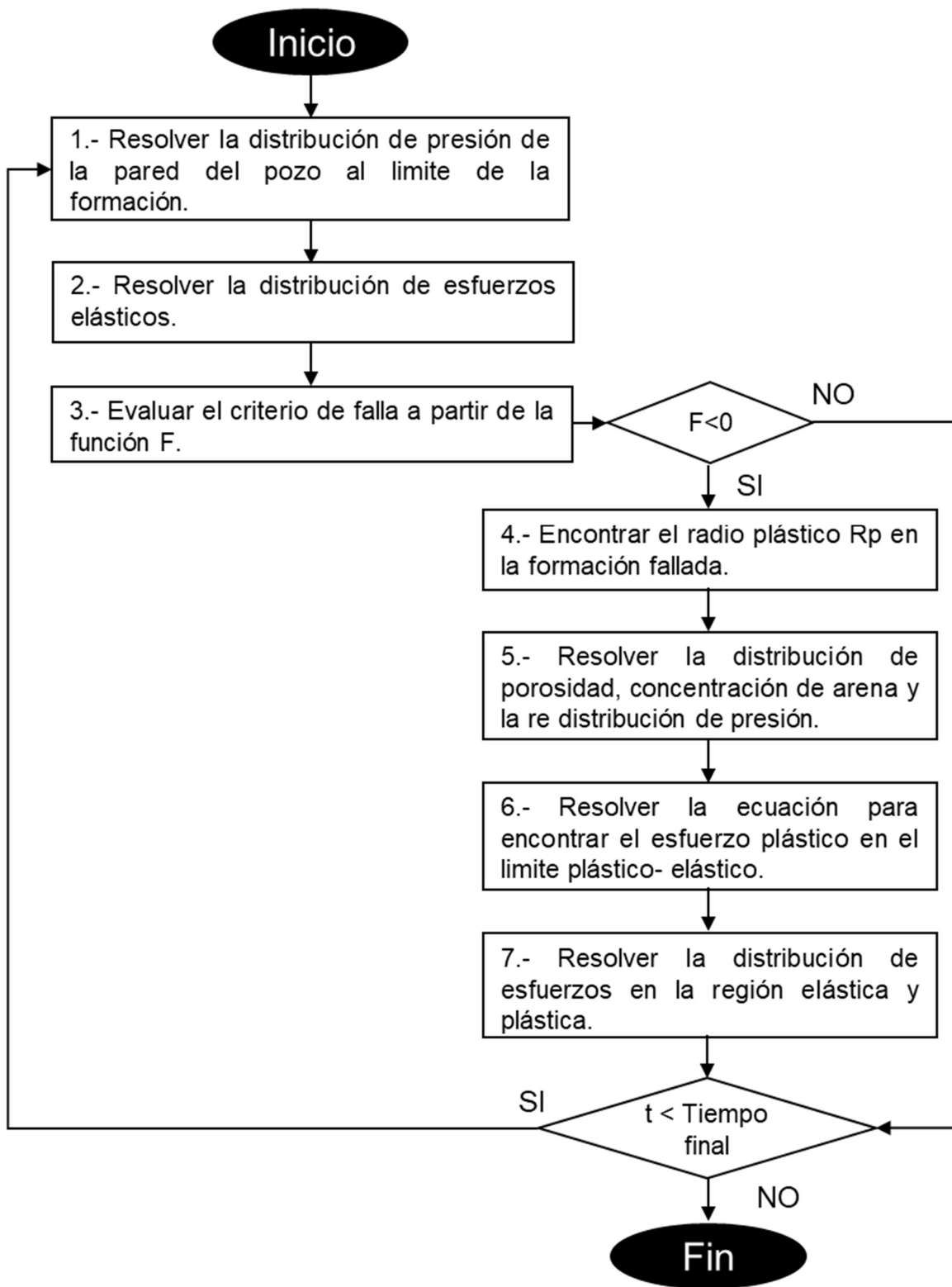


Figura 43.,. Diagrama de flujo de solución numérica.

El quinto capítulo describe las premisas que se contemplan en los modelos analíticos y numérico para determinar las condiciones críticas que propician la falla y el inicio de la producción de arena en un pozo de gas. Con toda la información escrita en este capítulo se podrá realizar una comparativa de los resultados arrojados por ambos modelos al introducir datos de un caso real, lo cual será mostrado en el siguiente y último capítulo.

Sexto capítulo. - Caso de estudio, prueba DST pozo exploratorio en aguas profundas.

6.1.-Datos generales

En este último capítulo se evaluó el potencial de producción de arena en el intervalo productor del pozo 2, compuesto por tres formaciones arenosas; primer objetivo, de 2945 m a 2959 m; segundo objetivo, de 2969 m a 2989 m; y el tercer objetivo de 3002 m a 3019 m. El principal objetivo de este capítulo es observar y comparar los resultados obtenidos al aplicar los métodos de solución analíticos y numéricos descritos en el quinto capítulo.

En la **Figura 44** muestra la ubicación de los pozos 1, 2 y 3. El pozo 2 está ubicado en una trampa combinada, representada por un anticlinal asimétrico, comprendida en las estructuras contraccionales de las cordilleras mexicanas en aguas profundas al sur del Golfo de México, delimitada al sureste por las estructuras fuente geológicas comprendidas por la provincia Salina del Istmo de Tehuantepec. El ambiente tectónico estructural está influenciado por las provincias: Cinturón plegado de Catemaco, salina del Golfo.



Figura 44.- Mapa tectónico de ubicación de los pozos 1,2 y 3.

La litología presente en el pozo 2, es básicamente intercalaciones de lutitas de color gris claro y verdoso, calcárea y bentonítica en partes arenosas y limolíticas, con areniscas de cuarzo de grano medio a fino, bien clasificadas, no consolidadas, cementada en material calcáreo.

Para poder implementar los modelos, es necesario contar con información básica de la roca del yacimiento, así como datos de las propiedades del gas. Además de lo anterior para el caso del modelo numérico es necesario establecer las condiciones de gasto a las que se desea simular.

En la Tabla 30 se encuentran las principales propiedades petrofísicas necesarias para iniciar con la evaluación del potencial productor de arena. Los datos expresados no son valores determinados, ni calculados durante el desarrollo de este trabajo, son datos obtenidos de la interpretación petrofísica de trabajadores del área exploratoria tomada para el caso de estudio.

Tabla 30.-Propiedades petrofísicas en intervalos de interés, pozo 2.

Intervalo (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
2945 – 2959	22.5	20
2969 – 2989	22	2.3
3002 – 3019	23.5	14

Además de los datos petrofísicos, es necesarios contar con los resultados obtenidos de las propiedades elásticas y físicas descritos en el cuarto capítulo. Con toda esta información primero se aplicó la solución analítica para el cálculo de la condición crítica de caída de presión mínima requerida en la pared de la cavidad formada al final del túnel del disparo para el inicio de la producción de arena (solución analítica). El siguiente paso, fue calcular el valor del exponente de densidad los gases reales m , para lo cual se utilizaron los resultados del muestreo de fluidos realizado durante la toma de los registros especiales, puntos de presión y multiprobador de formación con cable.

6.2.-Resultados analíticos

La Tabla 31 muestra los resultados del valor para m en cada uno de los intervalos, así como los valores de densidad resultado de las pruebas PVT hechas a las muestras recuperadas a la profundidad de cada intervalo.

Tabla 31.-Resultados del cálculo del exponente de densidad, utilizando los resultados PVT de muestras recuperadas en fondo [35].

Profundidad (m)	$P_{yacimiento}$ [$psia$]	Z [$A\ dim$]	M [$\frac{lb}{lb-mol}$]	T [$^{\circ}R$]	ρ_{g-sup} [$\frac{gr}{cm^3}$]	$\rho_{g-fondo}$ [$\frac{gr}{cm^3}$]	" m "
2950.7	4430.23	0.9335	16.21	558.62	6.85E-4	0.2057	0.999405
2977.1	4438.195	0.9352	16.20	560.22	6.84E-4	0.2050	0.99873
3013.7	4492.8115	0.9386	16.19	559.68	6.85E-4	0.2068	0.99815

Como se comentó con anterioridad, las ecuaciones 28 y 34 del quinto capítulo, proporcionan la caída de presión máxima que se puede ejercer en la cara de la cavidad formada en el túnel de disparo, representando la condición de flujo estacionario para flujo Darciano y no Darciano respectivamente. La manera más fácil de mostrar la aplicación de esta solución es mediante una gráfica de profundidad contra el parámetro de caída de presión crítica (CDPC) como se muestra en las **Figura 45** y **Figura 46** [42]. Con esta manera gráfica de resultados se puede identificar con rapidez las secciones más propensas a la producción de arena de acuerdo con este criterio.

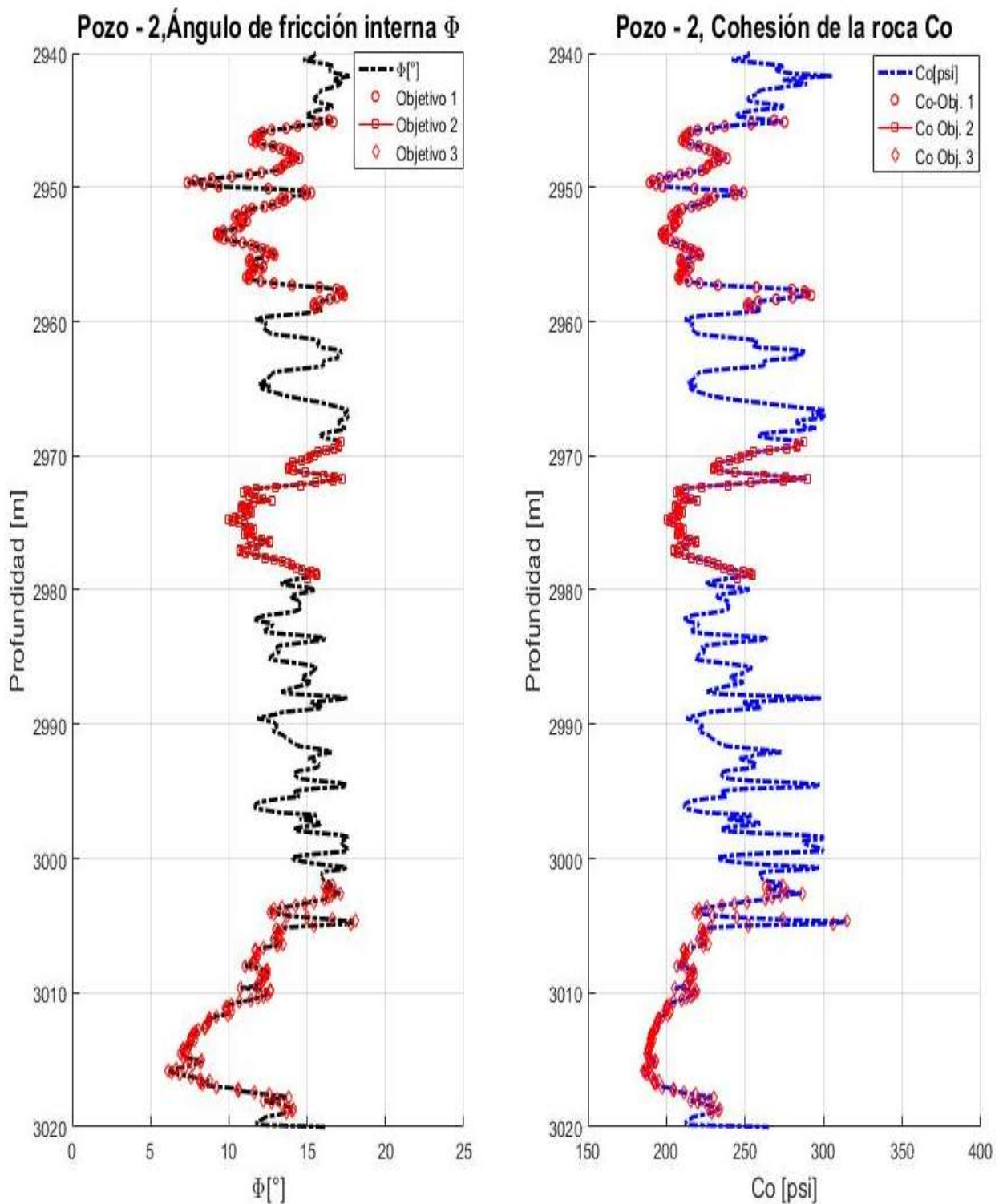


Figura 45.-Representación gráfica de las propiedades físicas de la roca en los objetivos del pozo 2.

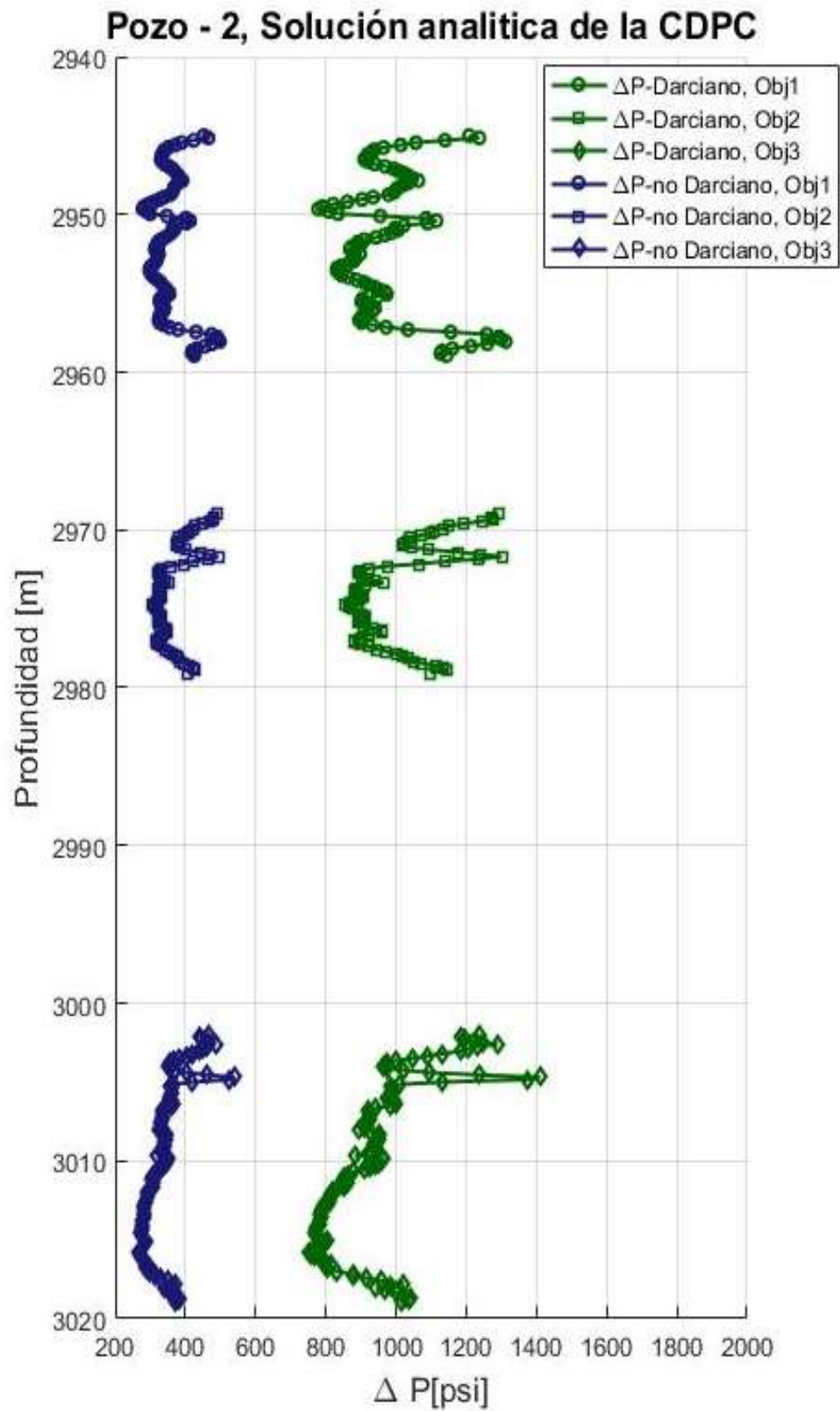


Figura 46.-Representación gráfica de las CDPC para el modelo de flujo Darciano y No Darciano en el pozo 2.

Tabla 32.- Valores de CDPC máximos y mínimos en los objetivos del pozo 2.

Profundidad [m]	Darciano		No Darciano		Re
	CDPC – mínimo [psi]	CDPC – Máxima [psi]	CDPC – mínimo [psi]	CDPC – Máxima [psi]	
2945 - 2959	778.322	1312.04	277.859	498.06	96,439
2969 – 2989	853.819	1300.66	307.156	492.852	203,254
3002 - 3019	750.2725	1410.357	266.775	540.888	133,912

Con los resultados mostrados en la Tabla 32, podemos ver que, para el primer objetivo, si consideramos flujo Darciano en la solución tenemos un valor mínimo de CDPC de poco más de 778 [psi] y un valor máximo de CDPC es 1312 [psi]. Para el caso de la solución con flujo no Darciano los valores mínimos y máximos de CDPC son 277.859 [psi] y 498 [psi] respectivamente. En el caso del segundo objetivo los valores mínimo y máximo de CDPC para la solución con flujo Darciano son 853.82 [psi] y 1300.66 [psi], para flujo no Darciano tenemos 307.15 [psi] como valor mínimo y 495.852 [psi] como valor máximo. En el último objetivo, la solución de flujo Darciano da como resultado 750.27 [psi] como valor mínimo de CDPC y 140.357 [psi] como valor máximo; para la solución de flujo no Darciano tenemos 266.775 [psi] como valor mínimo y 540.88 [psi] como máximo. En los tres objetivos se observa el mismo comportamiento de valores mucho menores de CDPC en la solución con flujo no Darciano con respecto a la solución con flujo Darciano. Con los resultados expresados en la **Figura 46**, y en la Tabla 32, se observa en primera instancia que el intervalo con una condición más propensa al arenamiento es el tercer objetivo (3002 m – 3019 m). Pero lo más importante y remarcable es que existe una gran diferencia en los valores máximos y mínimos de la CDPC si se toma en cuenta el efecto que tienes altas velocidades ejercidas por el flujo de gas. En el caso de considerar flujo Darciano, la caída de presión límite que se podría ejercer para garantizar el no alcanzar una condición de falla y por consiguiente la presencia de arena en el pozo es de 750 [psi]. Por otro lado, en el caso del flujo no Darciano, este valor de

caída de presión considerado como seguro no debe sobre pasar los 266 [psi], lo cual expresa una variación de aproximadamente entre el 60% - 65%. El no contemplar esto, y no tomar en cuenta el comportamiento de flujo que se tiene en un pozo de gas puede originar que la condición de falla en la arenisca se alcanzase mucho antes de lo pronosticado si se toma como condición crítica la solución de flujo Darciano.

De manera complementaria, existe una correlación de campo realizada por Hettman et. al. [14]. Esta correlación fue desarrollada después de analizar el gasto crítico para la producción de arena en el campo Statfjord de Noruega, el cual calcula la CDPC con la siguiente expresión

$$CDPC = n * \frac{2C_o \cos \varphi}{1 - \sin \varphi} ; \dots\dots\dots 61$$

Donde *n* representa un factor de ajuste que puede ir desde 0.65 a 2. En la **Figura 47** se puede observar que cuando el factor de ajuste toma el valor de 0.65, la condición crítica se asemeja mucho a los valores dados por el modelo de flujo no Darciano. En el caso de que el factor de ajuste toma el valor del límite superior, en otras palabras, el valor de 2, el comportamiento de la condición crítica es muy similar a la condición de flujo Darciano. La implementación de estas correlaciones disminuye la cantidad insumos, y el procesamiento de información, sin embargo, para que estos modelos analíticos tengan un uso funcional, es necesario contar con la calibración correspondiente para el campo, y de esta manera se tendrán una condición crítica muy apegada a la que realmente se presentan en los pozos productores. Para el caso de pozos exploratorios, donde esta cantidad de información no se tiene disponible, representa un reto muy difícil el poder calibrar los modelos analíticos previos a la ejecución de la prueba DST, lo cual genera una gran incertidumbre en la condición de caída de presión crítica.

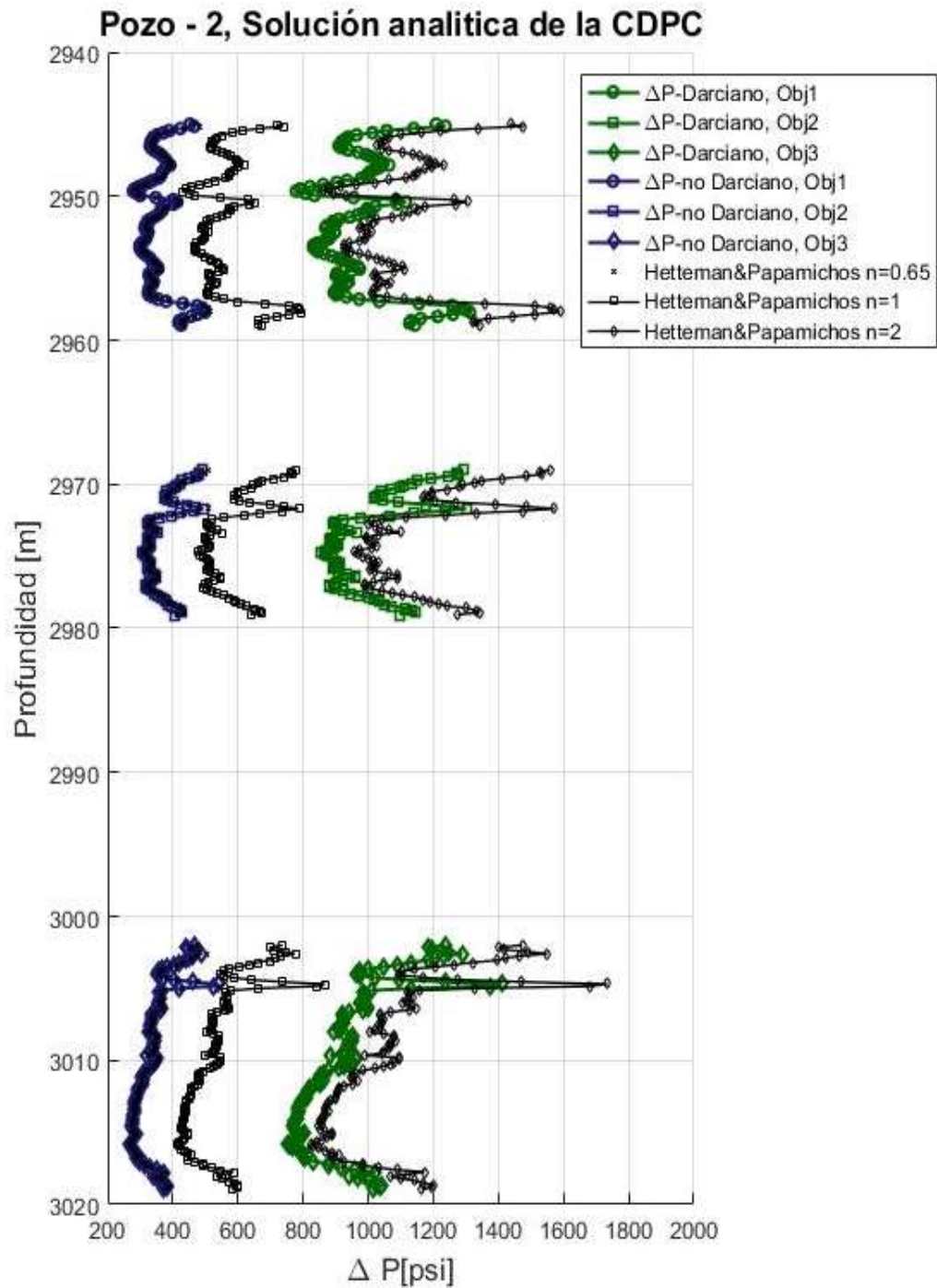


Figura 47.- comparativa de CDPC en el pozo 2 con los factores de ajuste de Hettman&Papamichos.

Continuando con el objetivo de este capítulo, se implementó el desarrollo numérico en diferencias finitas descrito en la **Figura 43**, cuyo código de programación se encuentra descrito en el Anexo B.

La Tabla 33 y 34 contienen los insumos necesarios en los 3 objetivos, para la corrida de simulación:

Tabla 33.-Datos de propiedades roca-fluidos utilizados para la simulación del modelo numérico.

Profundidad [m]	$P_{yacimiento}$ [psi]	H [m]	μ_{gas} [cp]	k [D]	ϕ [%]	C_t [psi ⁻¹]
2945 - 2959	4430.23	10	0.02392	0.02	22.5	6.051475905 e -5
2969 - 2989	4438.195	2.29	0.02385	2.3e-3	22	6.045783439 e-5
3002 - 3019	4492.8115	4.9	0.02408	0.014	23.5	5.950559153 e-5

Tabla 34.-Datos de las propiedades elásticas y físicas de la roca.

Profundidad [m]	E [Ksi]	ν	C_o [psi]	ϕ [°]
2945 - 2959	176.67	0.2421	223.38	12.5951
2969 - 2989	168.00	0.3205	232.91	13.6837
3002 - 3019	171.59	0.2518	215.543	11.3750

Además de los datos escritos en las Tablas 33 y 34, se utilizaron datos en común para los tres objetivos como son: radio del pozo ($r_w = 0.1222375$ [m]), radio de drene ($r_e = 609.6$ [m]), coeficiente de Biot ($\alpha = 1.0$) y Esfuerzo horizontal mínimo ($\sigma_h = 4799.283$ [psi]).

La simulación numérica en diferencias finitas contempla gasto constante, por lo que, para este caso de análisis, y en base a las estimaciones de producción de pozos de correlación se estimó una producción de 10 MMPC/d para el aforó con un diámetro de estrangulado de 1/2".

El procedimiento fue resolver las ecuaciones 53, 55 y 56, mediante la implementación del método de diferencias finitas, y aplicando el método de solución implícito. Se realizó la programación con la herramienta MATLAB (véase *anexo B*).

A diferencia de la solución analítica, no es posible presentar los resultados en forma de carriles donde se observe la profundidad exacta más propensa a la producción de arena, es por eso por lo que a continuación se muestran los resultados para cada objetivo en

una visión general en donde se tomaron los valores promedios mostrados en las Tablas 33 y 34.

6.3.-Resultados, primer objetivo

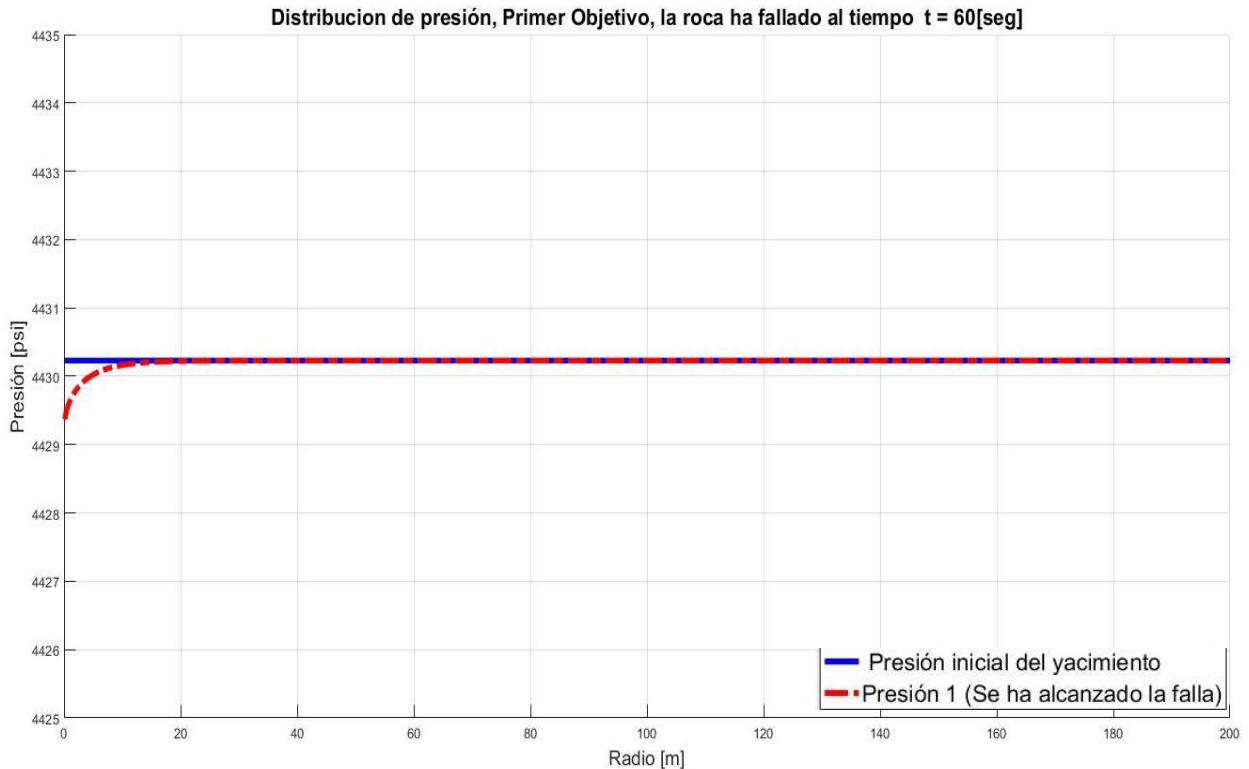


Figura 48.-Distribución de presión al alcázar la falla de la roca en el primer objetivo.

La **Figura 48** muestra que, al introducir los datos al simulador, la roca del primer objetivo llega a la falla a los 60 segundos de haber abierto la comunicación entre el yacimiento y el pozo, con una caída de presión de tan pequeña (1psi), que prácticamente a ese gasto desde el instante inicial cual quiera que sea el incremento de tiempo que se simule, la roca fallara dada las condiciones de cohesión y de esfuerzo horizontal alrededor del pozo. En la **Figura 48**, la línea azul continua representa la presión inicial del yacimiento, y la línea punteada roja representa la distribución de presión al alcanzar las condiciones de falla

Después de alcanzar el estado de falla, la vecindad del pozo comienza a pasar del estado elástico de deformación a un estado plástico, en donde se iniciará el desprendimiento de

granos de arena de la matriz de la roca, ocasionando variaciones en la porosidad (ϕ), esfuerzos efectivos (σ'_r, σ'_t), el comportamiento de la distribución de la presión, la concentración de arena (ψ) y por ende un crecimiento de este radio plástico en el tiempo.

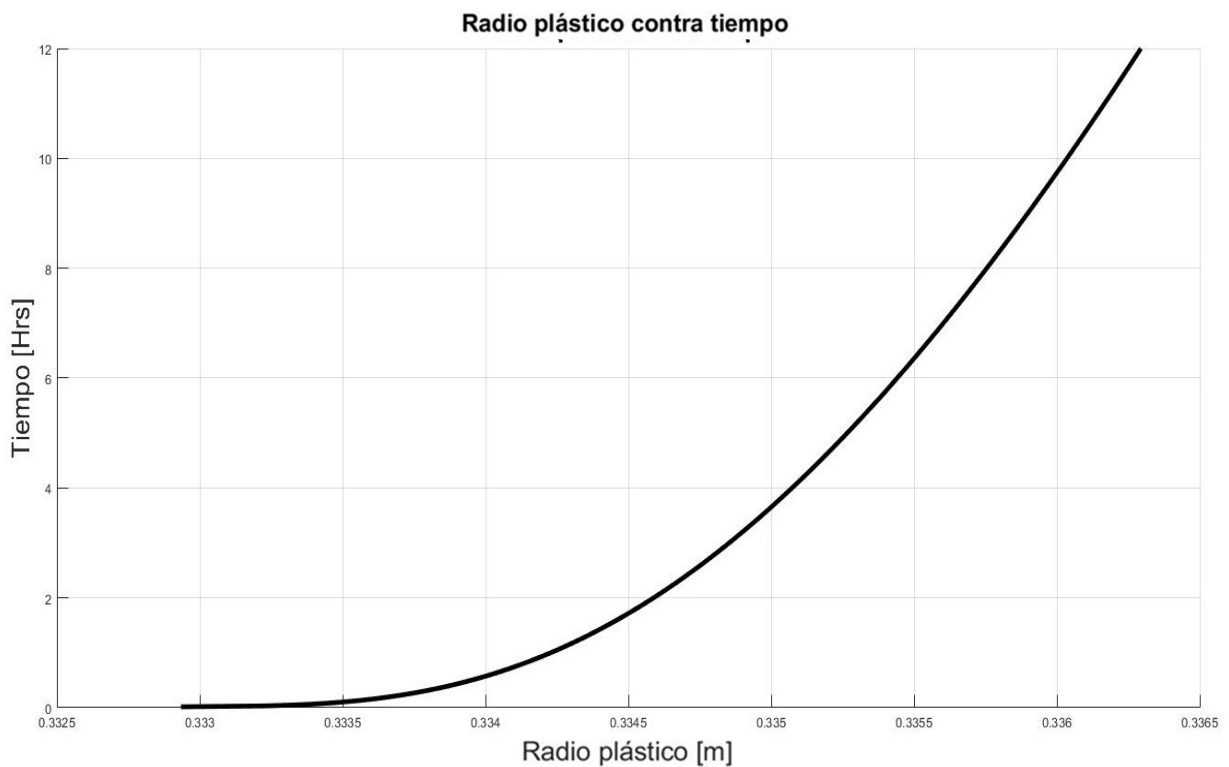


Figura 49.- Radio plástico contra tiempo, primer objetivo.

La **figura 49**, muestra una línea negra continua que representa la evolución del radio plástico en el primer objetivo; se observa un comportamiento de incremento exponencial después de la primera hora de aforo, alcanzando un valor de 0.3363 [m] después de las 12 horas de simulación.

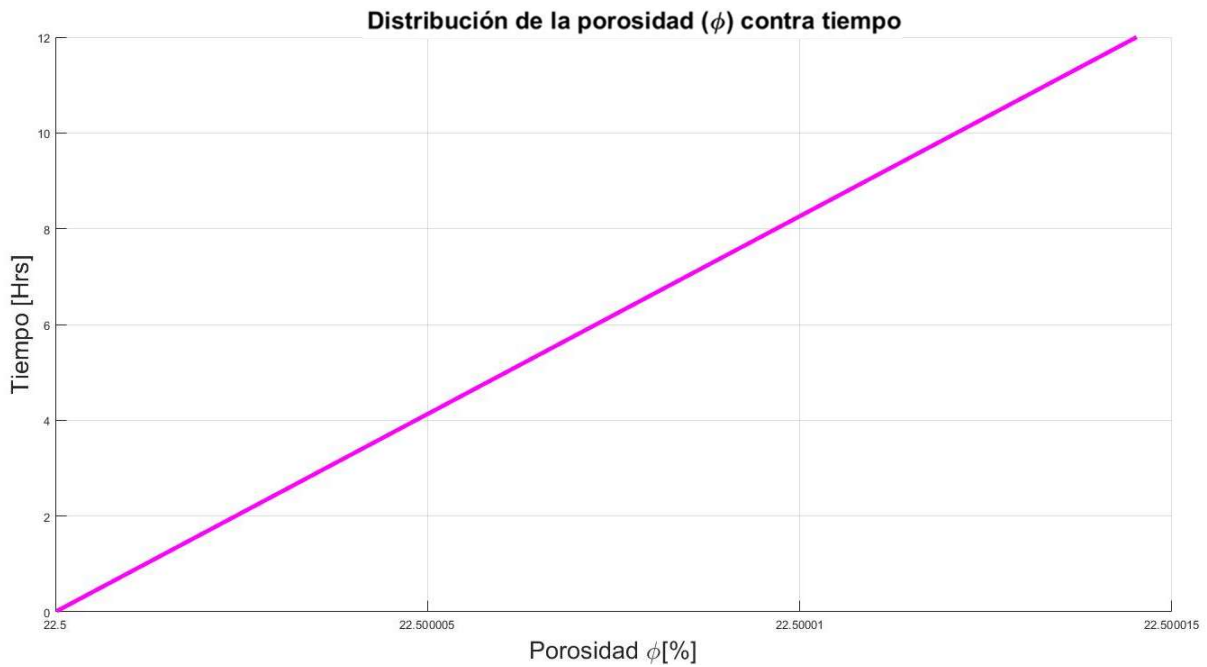


Figura 50.- Porosidad contra tiempo, primer objetivo.

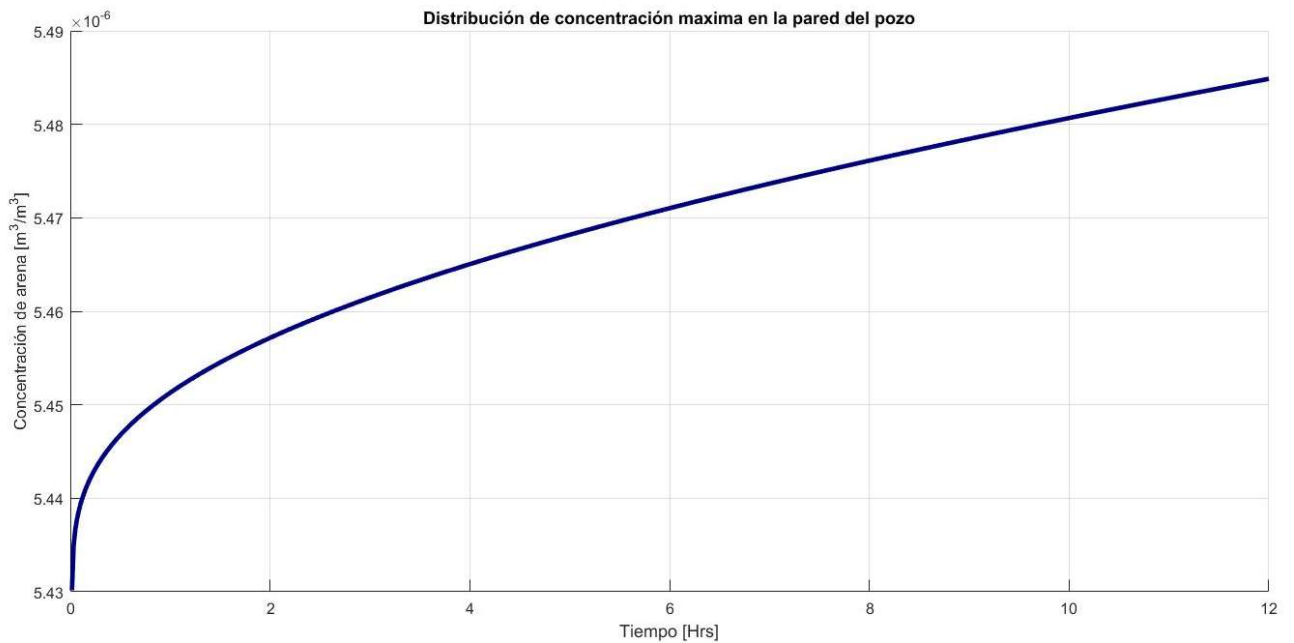


Figura 51.- Concentración máxima contra tiempo, primer objetivo

Las **Figuras 50** y **51**, muestran un comportamiento lineal en la variación de la porosidad y un comportamiento no lineal en la variación de la concentración de arena durante las 12 horas de simulación. El cambio en la porosidad es despreciable, sin embargo, juega

un papel importante en el desplazamiento del radio plástico ya que tiene un impacto importante en el comportamiento de la distribución de las presiones. La concentración de arena depende en gran medida en el coeficiente de producción de arena (ψ). Este coeficiente es un parámetro que se determina a partir de pruebas de laboratorio, las cuales no fue posible conseguir para la investigación de esta tesis. Para estimar un valor de coeficiente de producción de arena se recurrió a la literatura y a valores de calibración de artículos publicados, quedando este valor en $3 \times 10^{-5} \left[\frac{s}{m^2} \right]$. Para el primer objetivo el rango de concentración de arena se movió de $5.4302 \times 10^{-6} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$ a $5.4849 \times 10^{-6} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$.

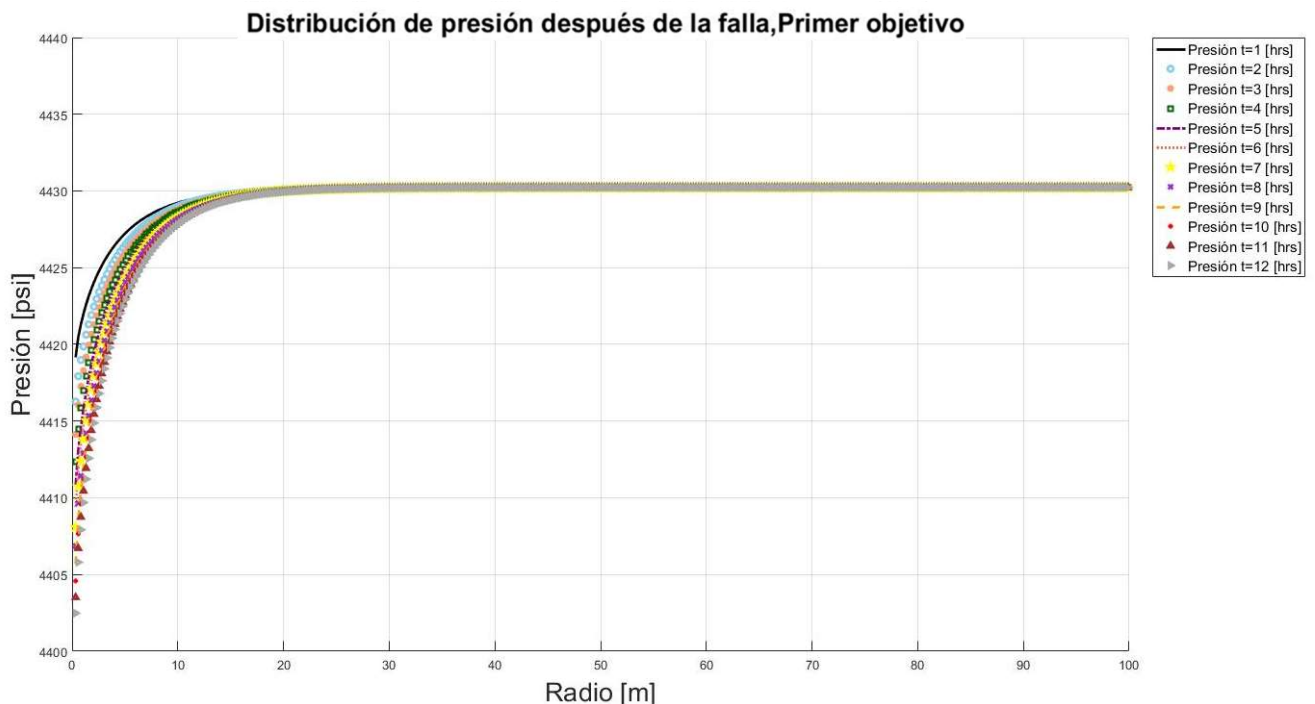


Figura 52.- Distribución de presión posterior a la falla, primer objetivo.

La **Figura 52** muestra líneas de diferentes colores que representan la distribución de presión hasta llegar a las 12 horas de simulación, a un gasto de 10 MMPc/d en el primer objetivo, con una caída de presión máxima la cara del pozo de $30 [psi]$. Las distribuciones de la **Figura 52** contemplan los cambios en la porosidad y en la concentración después de que la roca ha fallado y comienza la producción de arena que se observan en las **Figuras 50 y 51**.

6.4.-Resultados, segundo objetivo

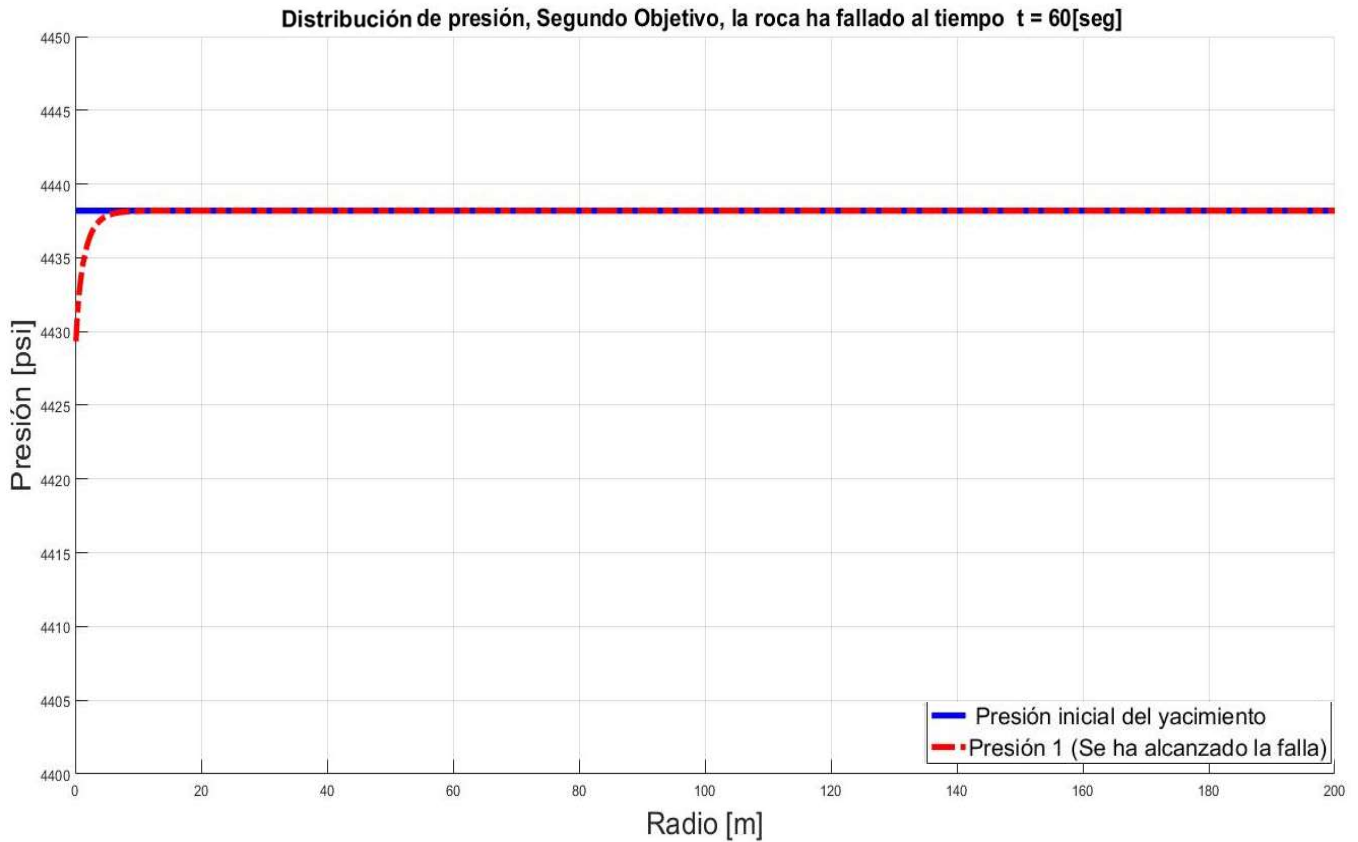


Figura 53.-Distribución de presión al alcázar la falla de la roca en el segundo objetivo.

Al igual que en el primer objetivo, la roca falla al primer minuto de producción, generando una caída de presión de $8.86[\text{psi}]$ cómo se puede observar en la **Figura 53**, todo lo anterior con las mismas condiciones de producción.

La sección plástica en el segundo objetivo tiene un crecimiento más acelerado, a pesar de que la aparición de este comienza en un valor de $0.2240[\text{m}]$, este se incrementa hasta $0.2626[\text{m}]$, como se observa en la **Figura 54**. Este incremento más agresivo en cuando al crecimiento de radio plástico, se debe principalmente al comportamiento de la distribución de presión a causa de la menor permeabilidad que se tiene en este objetivo la cual cambia de $10[\text{mD}]$ en el primer objetivo a $2.3[\text{mD}]$ en el segundo objetivo.

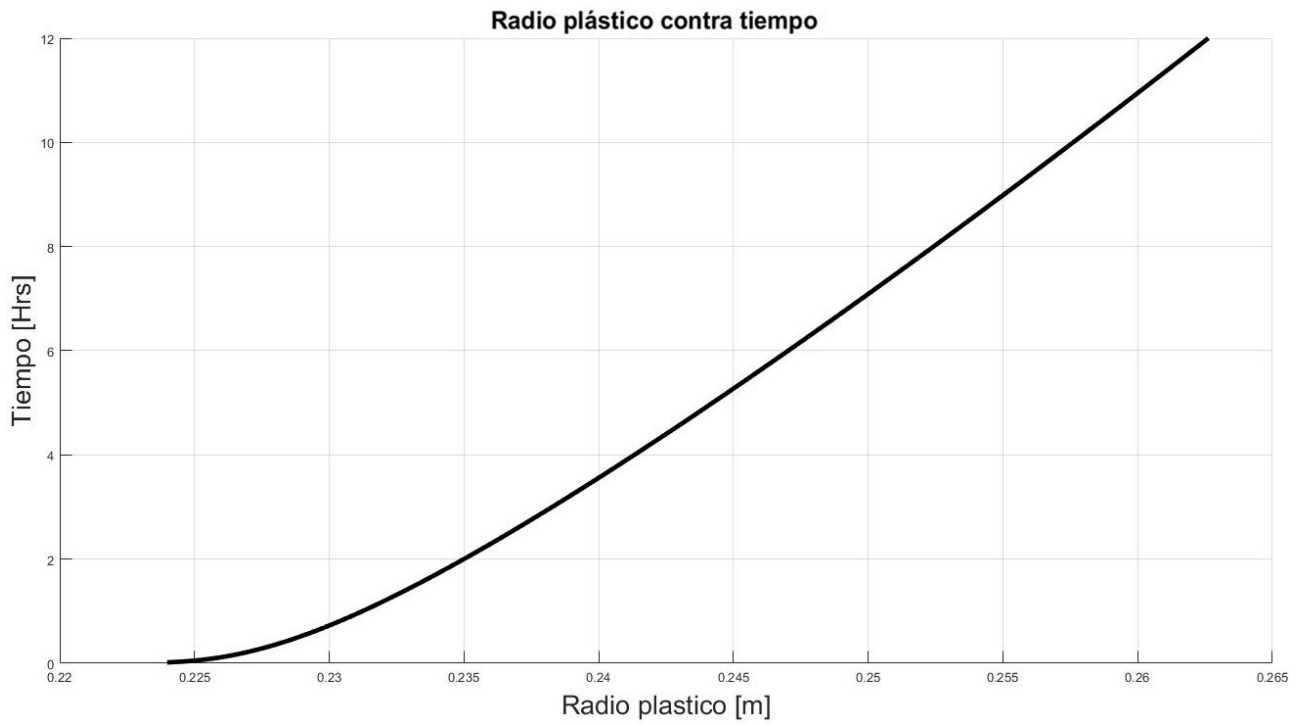


Figura 54.-Radio plástico contra tiempo, segundo objetivo.

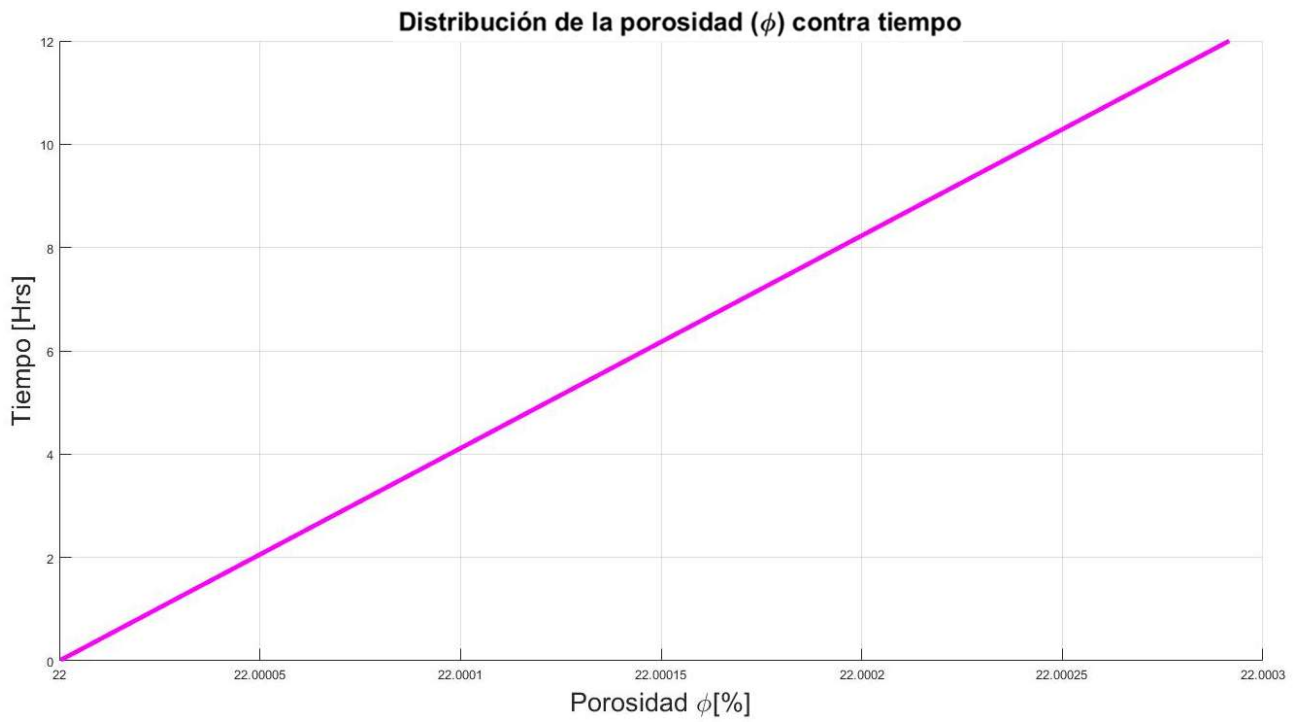


Figura 55.-Porosidad contra tiempo, segundo objetivo.

Al igual que en el primer objetivo, la variación de la porosidad es despreciable en este período de tiempo manteniendo un comportamiento casi lineal como se puede observar en la **Figura 55**.

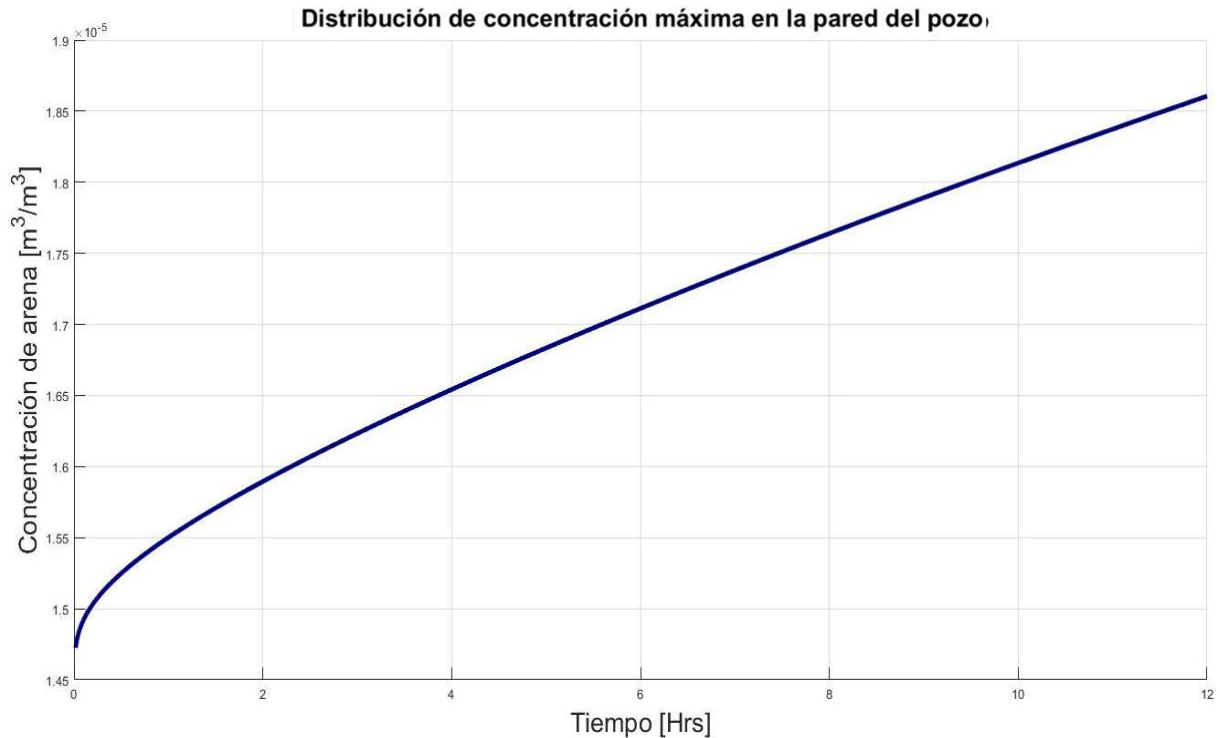


Figura 56.-Concentración contra tiempo, segundo objetivo.

A diferencia de la concentración en el primero objetivo, como se puede observar en la **Figura 56**, la concentración de arena se incrementa de $1.4726 \times 10^{-5} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$ a $1.8606 \times 10^{-5} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$; esto es un cambio de un orden de magnitud que al convertirse en volumen de arena producido, se vuelve altamente representativo.

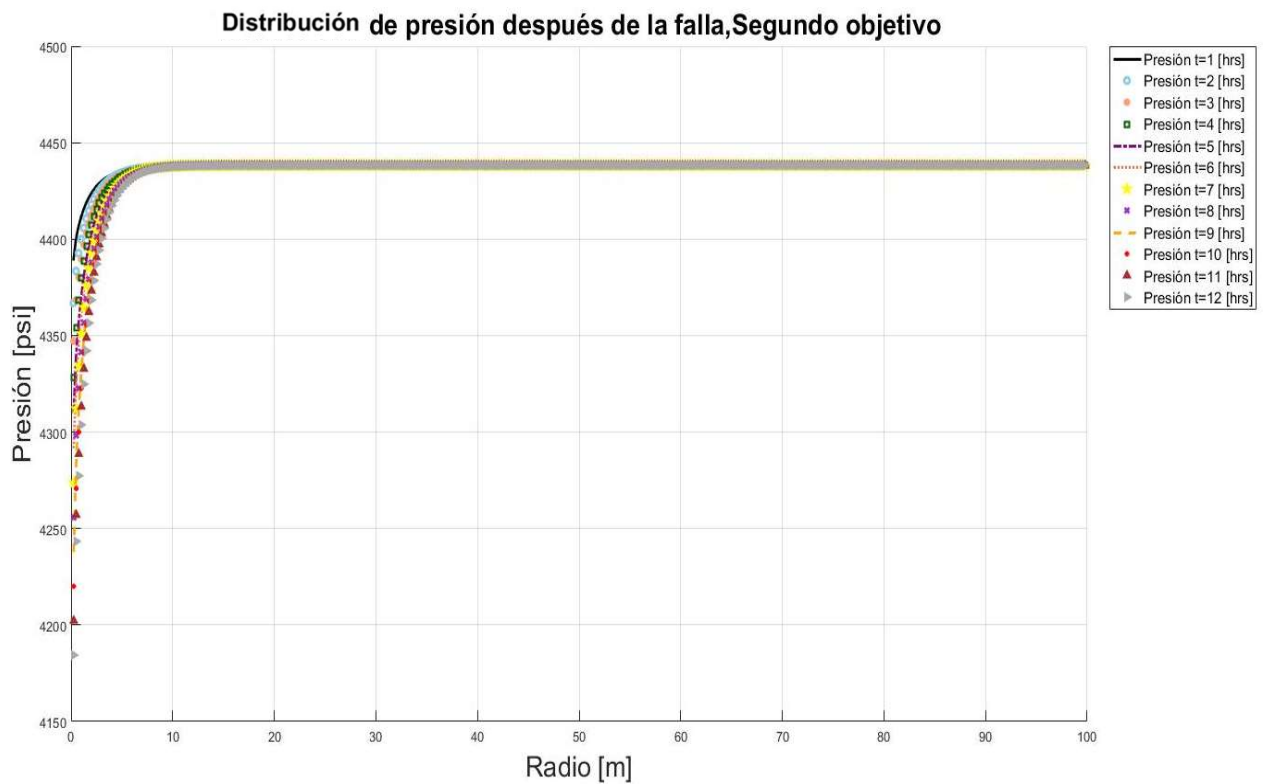


Figura 57.-Distribución de presión posterior a la falla, segundo objetivo.

Las distribuciones de presión representadas con las curvas de diversos colores mostradas en la **Figura 57**, nos da una idea de que la caída de presión en el segundo objetivo alcanza las $253.72 [psi]$ está es la presión en el pozo que se alcanza después de 12 horas de simulación a un gasto constante.

6.5.-Resultados, tercer objetivo.

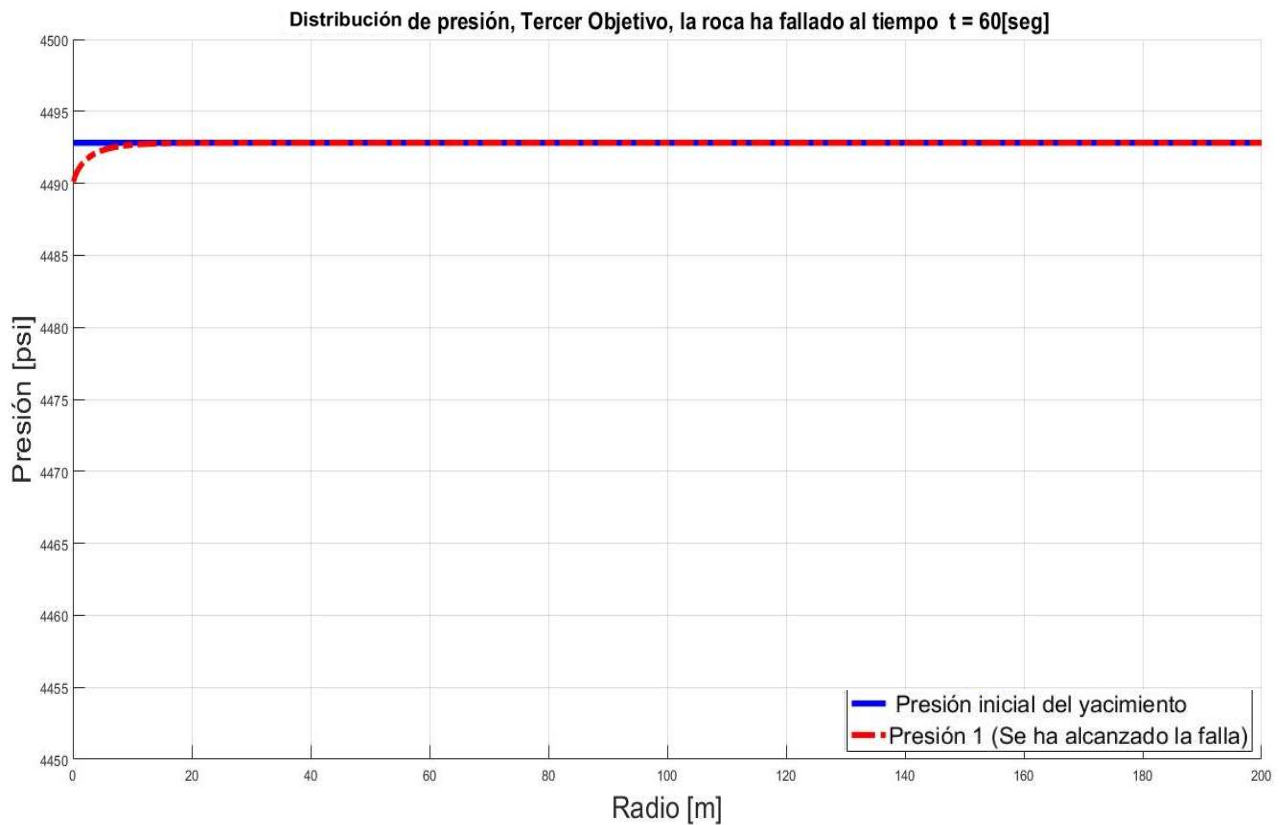


Figura 58.- Distribución de presión al alcázar la falla de la roca en el tercer objetivo.

La **Figura 58** muestra la falla en la roca después de 60 segundos, con una caída de presión de tan solo $2.7[\text{psi}]$, una presión igual de pequeña que en el primer y segundo objetivo. Esto nos dice que incluso si se tratara de evitar la falla prematura en la roca al realizar una terminación selectiva, los tres objetivos tienen condiciones y características mecánicas que las hace fallar casi al mismo tiempo.

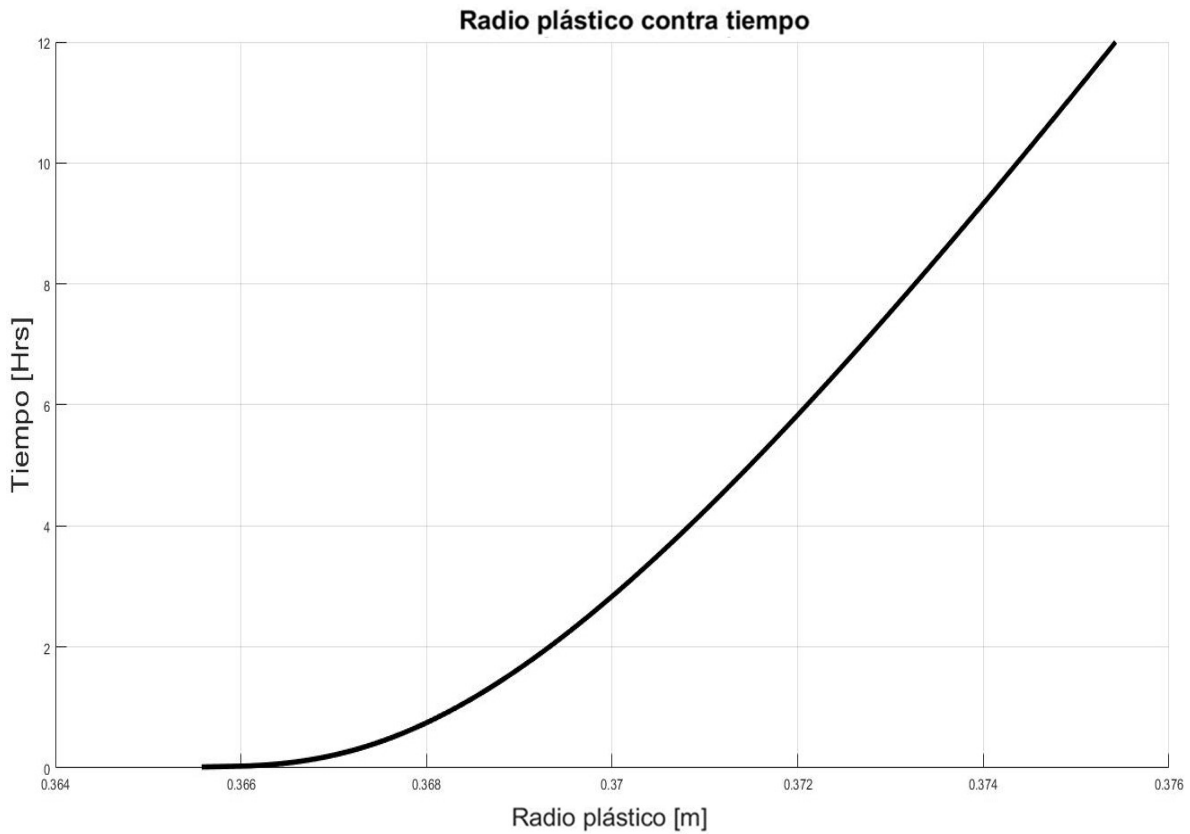


Figura 59.- Radio plástico contra tiempo, tercer objetivo.

La **Figura 59**, muestra la evolución del radio plástico del tercer objetivo; el cual va un valore de $0.3656[m]$ a $0.3754[m]$, lo cual pone al tercer objetivo en segundo lugar en cuanto a la magnitud de la sección plástica que se forma y que representa la fuente de producción de arena.

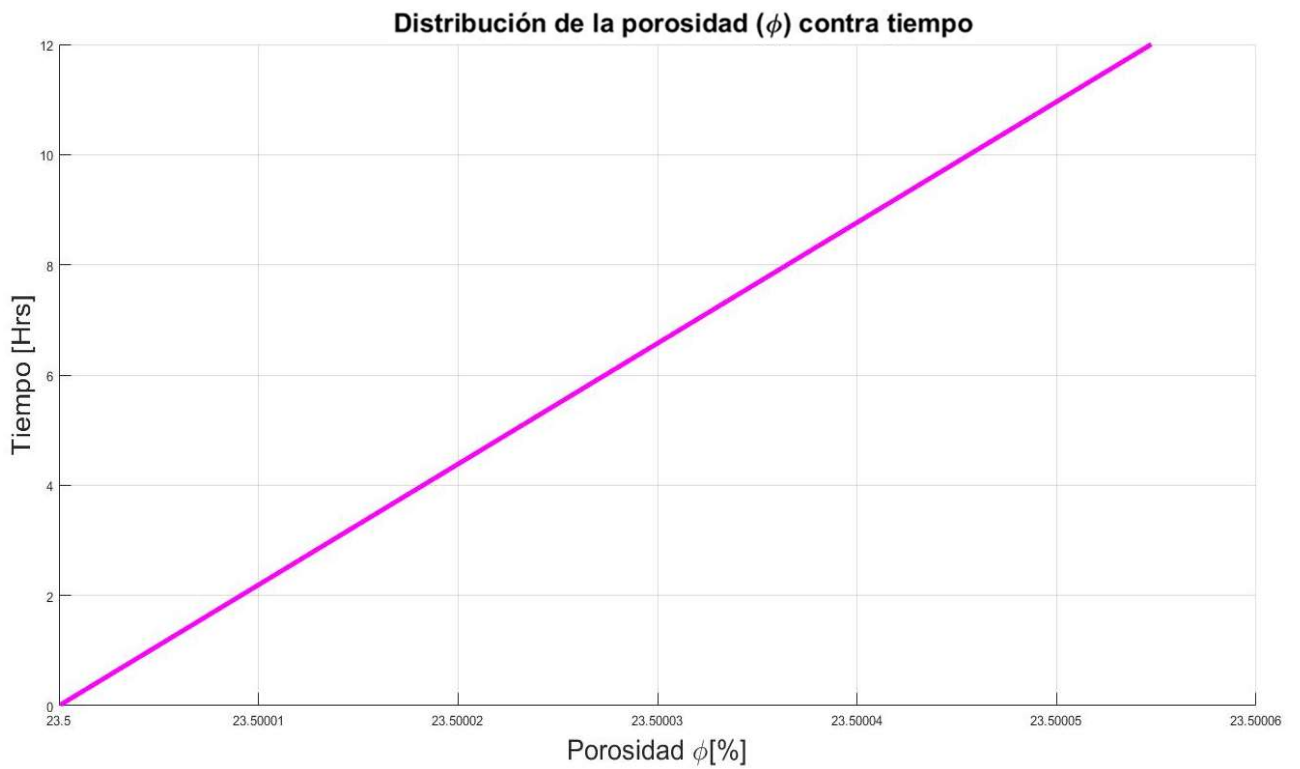


Figura 60.- Porosidad contra tiempo, tercer objetivo.

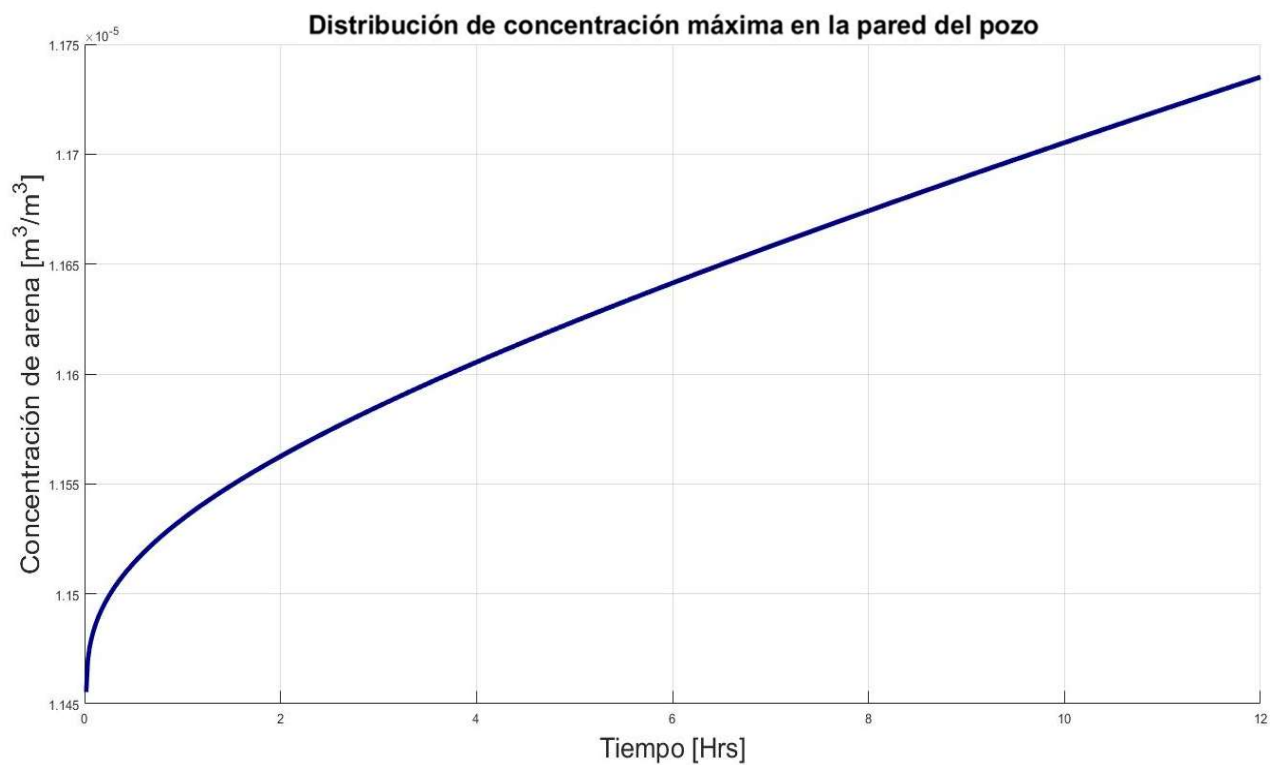


Figura 61.-Concentración contra tiempo, tercer objetivo.

La **Figura 60**, muestra la variación de la porosidad en el tercer objetivo. La concentración de arena en el último objetivo incrementa de $1.1455 \times 10^{-5} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$ a $1.1735 \times 10^{-5} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]$ esto lo podemos observar en la **Figura 61**.

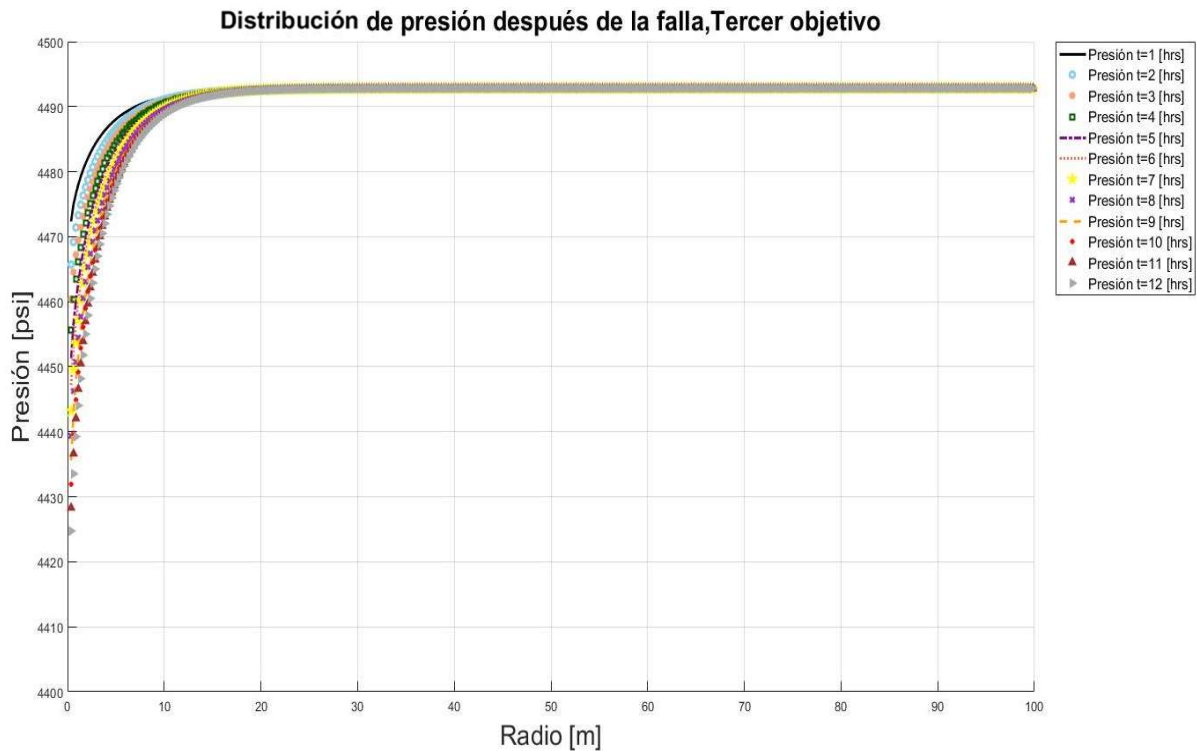


Figura 62.- Distribución de presión posterior a la falla, tercer objetivo

Por último, al igual que en los objetivos anteriores, en la Figura 62, se representa mediante curvas de diferentes colores, como se comporta la distribución de presión al simular 12 horas de producción a gasto constante. En la Tabla 35 se hace un resumen de las condiciones que se alcanzan en los tres objetivos al introducir sus datos en el simulador. Los tres objetivos simulados tienen un comportamiento de falla similar, por lo que se puede concluir que, a la más mínima caída de presión generada, las condiciones mecánicas de la roca, aunado a las condiciones de esfuerzos principales que rodean a la localización, hacen que la falla sea inminente.

Tabla 35.-Resumen de resultado, simulación numérica.

Objetivos	R_p <i>Máximo</i> (m)	c <i>Máxima</i> $\times 10^{-6}$ ($\frac{m^3}{m^3}$)	ΔP <i>Máximo</i> (psi)
Primero	0.3363	5.4849	30
Segundo	0.2626	18.606	253.7
Tercer	0.3754	11.735	68

Como se representa en la **Figura 62**, las concentraciones de arena que se obtuvieron muestran que en un período de 12 horas se podría generar un volumen e arena de $1.5487 [m^3]$, $4.8223 [m^3]$, $3.2945 [m^3]$ En el primer, segundo y tercer objetivo respectivamente.

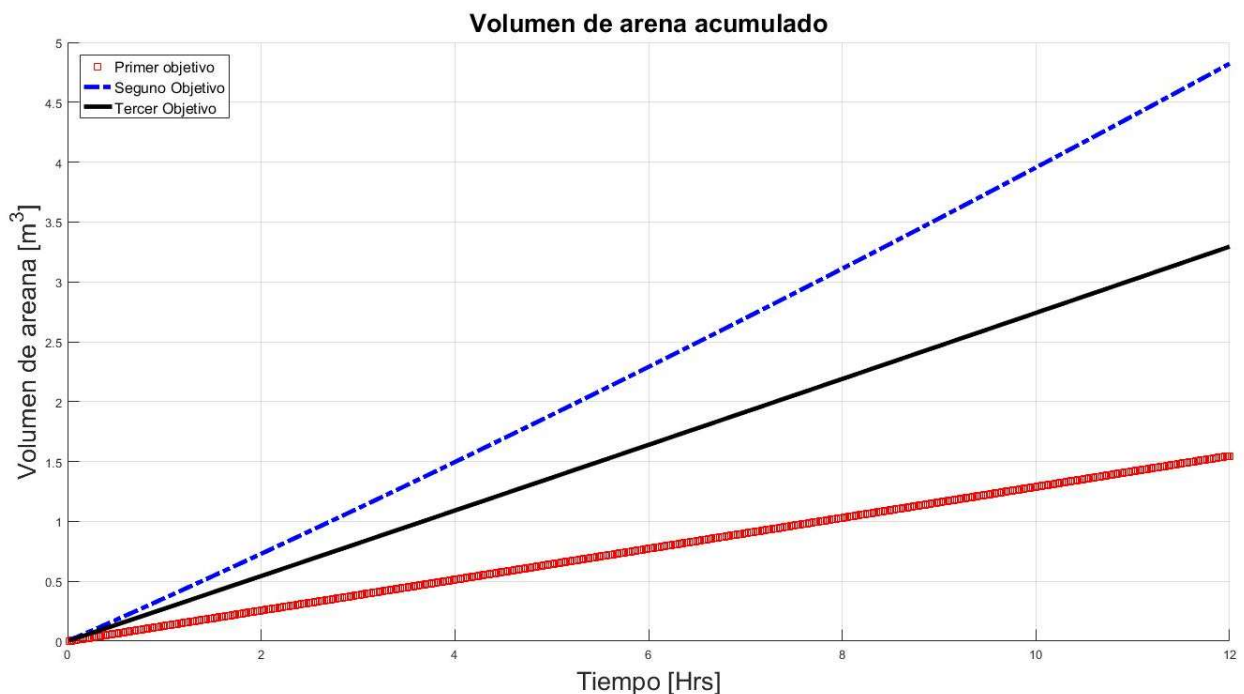


Figura 63.-Volumen acumulado de arena, caso de estudio.

Si comparamos los resultados obtenidos en este trabajo de investigación con el trabajo realizado por Trejo [43] en donde se plantea una solución analítica para expresar la caída de presión crítica en función de envolventes construidas a partir de la aplicación de dos criterios de falla, uno a la compresión y otro a la tensión.

falla a la compresión:

$$F_s = -A_0 + A_1 \bar{J}_1 + \sqrt{\bar{J}_2} \dots\dots\dots 62$$

Falla a la tensión:

$$T_o = \sigma_r + \sigma_\theta + \sigma_z \dots\dots\dots 63$$

Esta solución analítica presentada por Trejo [43], utiliza el módulo de Young y la relación de Poisson como insumos elásticos, además de la relación de esfuerzo plástico y elástico ($M = \varepsilon^p / \varepsilon^e$), este último parámetro debe ser calculado a partir de pruebas lineales de endurecimiento donde se muestre la relación entre esfuerzo y deformación. A diferencia de la solución analítica de este trabajo de investigación que utilizó la fuerza cohesiva de la roca como propiedad elástica principal. Con lo que respecta a las características de la formación y de los fluidos a producir las propiedades necesarias para su implementación fueran las mismas.

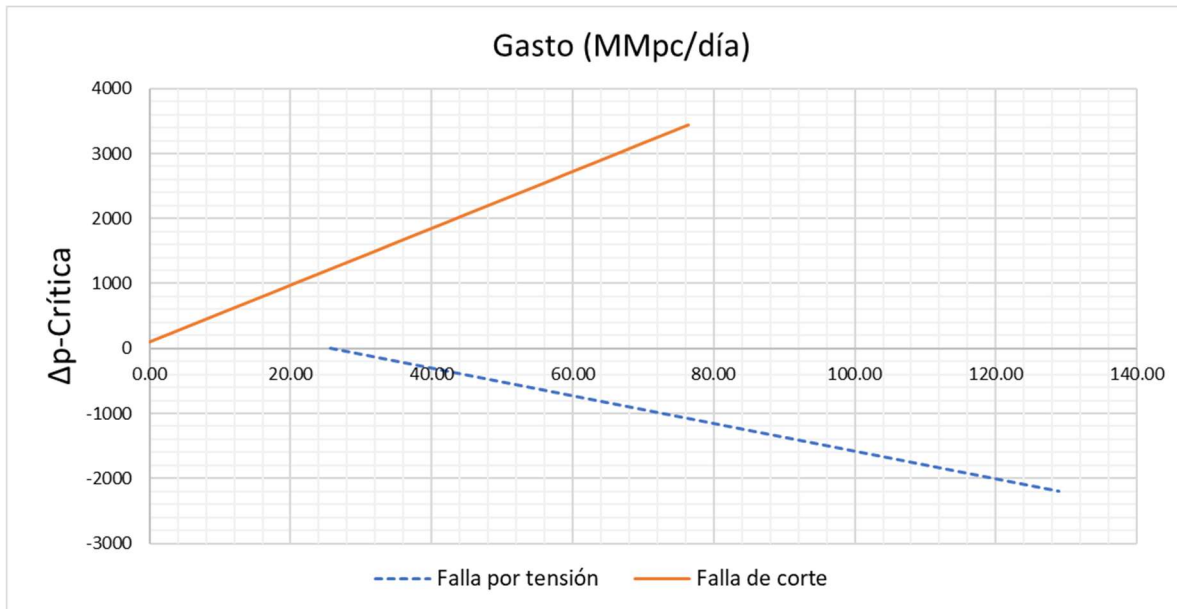


Figura 64.- envolvente de falla, Trejo J. [43]

En la **Figura 64** podemos observar que la línea azul achurada representa la condición de falla por tensión, donde podemos observar que a gastos superiores a 20 MMpc/día la caída de presión crítica comienza en valores de alrededor de $250 [psi]$, estos valores son consistentes con los resultados mostrados en la **Figura 46**, y en la Tabla 32, donde se

tiene que para la solución analítica de este trabajo la caída de presión crítica considerando flujo no Darciano ronda los valores de $266 - 307 [psi]$.

Si analizamos la línea continua color naranja de la **Figura 64**, la cual representa la falla de corte podemos observar que dada las condiciones de bajos valores de cohesión y *UCS* en la roca del yacimiento, el límite de la envolvente se posiciona en los valores positivos de la gráfica, lo cual quiere decir que las condiciones físicas de la roca hacen que la roca falle al corte a cualquier gasto y al generar cualquier caída de presión en el sistema. Estos resultados también muestran consistencia con los resultados numéricos obtenidos en este trabajo de investigación, donde se explica que, para el caso de los tres intervalos objetivo, la roca alcanza la condición de falla al primer segundo de establecer la comunicación del yacimiento con el fondo del pozo generando caídas de presión tan pequeñas que van de $1 - 8 [psi]$ al alcanzar la condición de falla.

A pesar que los resultados a los que se llegaron guardan mucha similitud a los resultados aplicando los conceptos de la envolvente de falla, con esta metodología no se obtienen resultados del comportamiento de la condición de falla en función del tiempo, es otras palabras, únicamente tenemos la fotografía momentánea de la condición crítica, sin permitirse observar a evolución de la misma en función del tiempo y de cómo se incrementa la concentración de arena con forme la porosidad de la matriz aumenta por el desprendimiento de granos de arena; lo cual si puede ser mostrado con la simulación numérica en diferencias finitas.

Conclusiones y recomendaciones

- El fenómeno de arenamiento depende de un conjunto de factores: aspectos físicos y mecánicos de la roca, condiciones de esfuerzos que rodean a la roca, las condiciones de explotación a las que esté sometida, la deformación que experimente la roca, así como los efectos que ocurran en la roca al interactuar todos estos factores.
- Las propiedades dinámicas presentan una variación promedio de un orden de magnitud respecto a las propiedades estáticas obtenidas en las pruebas de laboratorio, esto principalmente por la diferencia en las frecuencias a la cual se toman los registros geofísicos y las ondas en las pruebas de laboratorio.
- El adquirir una gran cantidad de información con cable a lo largo de la etapa de perforación del pozo, facilitó el cálculo de las propiedades dinámicas de la roca, así como la calibración de las correlaciones para las propiedades estáticas.
- A diferencia de las propiedades elásticas, las propiedades físicas sufren de menor afectación por efecto por la variación de frecuencias al ser calculadas de manera estática a partir de registros geofísicos.
- La relación de Poisson es la única propiedad elástica que guarda una similitud proporcional en lo sus valores dinámicos y estáticos, sin embargo, esto solo se presenta en pruebas de laboratorio realizadas a baja presión de confinamiento.
- Altos valores de tiempo de transito compresional en zonas que no han sido identificadas como de alta presión, pueden estar asociados a zonas de bajo nivel de consolidación, como lo fue en el pozo 1 analizado para esta tesis.

-
- En el caso de las propiedades elásticas, las correlaciones de ajuste seleccionadas fueron la lineal y exponencial para el módulo de Young y relación Poisson respectivamente. Aunque estas correlaciones no fueron las que tiene un coeficiente de determinación más cercano a 1, son las que representan más fielmente a la física del comportamiento de estas propiedades en la roca.
 - Continuar alimentando las curvas de ajuste con una mayor cantidad de datos obtenidos en laboratorio a partir de la perforación de más pozos, permitirá tener una mejor calibración de las correlaciones dinámicas-estáticas, y de esta manera reducir el grado de incertidumbre en la exactitud de los datos.
 - Es recomendable programar las pruebas triaxiales a los núcleos a presiones de confinamiento que se aproximen a los esfuerzos efectivos que se puedan encontrar a las profundidades a las que se cortan los núcleos durante la perforación.
 - La resistencia uniaxial a la compresión depende principalmente de la porosidad, litología y módulo de Young.
 - La relación entre el volumen de grano y la *UCS* da como resultado el coeficiente de determinación más próximo a 1, sin embargo, el efecto que tiene el contenido de arcilla en la matriz lo hace muy propenso a variaciones entre lo real y lo calculado, por lo que se consideró a la relación exponencial entre la porosidad y la *UCS* como la opción más viable para determinar los valores de toda la sección.
 - La escases de correlaciones a nivel mundial para calcular el ángulo de fricción interna, así como la no linealidad que existe entre esta propiedad y la presión de confinamiento, dificultó la calibración con datos de laboratorio, por lo que se optó por utilizar una correlación para rocas con alto contenido arcilloso multiplicándola por un factor de corrección, dando un ajuste satisfactorio.

-
- Los modelos analíticos son más rápidos para determinar la condición crítica a la cual inicia la producción de arena en comparación a los modelos numéricos, sin embargo, los modelos numéricos, son herramientas que permiten conocer un espectro más amplio del fenómeno de arenamiento, incluyendo, la concentración y la cantidad de arena que se puede llegar a producir en un determinado período de tiempo.
 - Los modelos numéricos a diferencia de los analíticos requieren de información resultado de pruebas de laboratorio específicas, que deben ser contempladas desde el inicio de la programación de toma de información, tal es el caso de las pruebas de cilindro hueco que permiten conocer el coeficiente de producción de arena (ψ).
 - La simulación del modelo analítico dio como resultado una caída de presión máxima de 200 psi, para alcanzar el punto de falla de la roca, sin embargo, la simulación del modelo numérico da como resultado que incluso con 1 psi de caída de presión la roca alcanza su condición de falla.
 - Con los resultados del caso de estudio, se puede concluir que, para poder realizar una evaluación de potencial productor de hidrocarburos de manera segura en los objetivos, es indispensable contar con un mecanismo de control de arena que permita contener los granos sin comprometer los datos de producción.
 - Al calibrar los resultados obtenidos con las simulaciones tanto analíticas como numérica, se podrá determinar qué tan exactos son sus aproximaciones, esto considerando que la falla de la roca es una condición para la presencia de arena libre, más no es un factor único y determinante.

Anexos

Anexo A.- Resultados de pruebas de laboratorio

Pruebas triaxiales y módulos elásticos, Pozo 1, Núcleo 1.

Pozo:	Pozo 1	Profundidad, metros:	2856.69
Campo:	Exploratorio	Tipo de Roca:	Arenisca
Región:	Reg Marina	Temperatura, °C:	25
Tipo de Prueba:	Drenado	Salinidad de la Salmuera, ppm:	100000
		Saturación de Salmuera (Sw), fracción:	1

Tabla 36.- Resultados de propiedades elásticas estáticas [30].

Número de Muestra	Profundidad	Presión de Confinamiento	Densidad**	Esfuerzo axial	Módulo de Young	Relación de Poisson*
	(m)	(psi)	(grs/cm ³)	(psi)	(10 ⁶ psi)	(sin dimen)
N1-1	2856.69	100	2.204	684	0.055	0.313
N1-2	2856.61	500	2.202	872	0.068	0.218
N1-3	2856.61	900	2.227	927	0.044	0.203
N1-4	2856.61	1300	2.211	1119	0.036	0.158

La relación de Poisson en la tabla anterior fue calculada utilizando promedios de deformación axial entre deformación radial; además de que la densidad representará la densidad natural de la muestra saturada.

Resultados de prueba triaxial completa.

Tabla 37.-Resultados de aplicación de criterio de falla Mohr-Coulomb, pozo 1.

σ_1 Carga Axial	σ_3 , Presión de Confinamiento	p	q	Inclinación p/q	intersección p/q	ϕ	So
(psi)	(psi)	(psi)	(psi)			(°)	(psi)
784	100	442	342	0.146	282	8.4	285
1372	500	936	436				
1827	900	1363	463				
2419	1300	1860	560				

Pruebas triaxiales y módulos elásticos, Pozo 1, Núcleo 2.

Pozo:	Pozo 1	Profundidad, metros:	2885.15-85.21
Campo:	Exploratorio	Tipo de Roca:	Lutita
Región:	Reg Marina	Temperatura, °C:	25
Tipo de Prueba:	Drenado	Salinidad de la Salmuera, ppm:	85000
		Saturación de Salmuera (Sw), fracción:	1

Tabla 38.-Resultados de propiedades elásticas estáticas [31].

Número de Muestra	Profundidad	Presión de Confinamiento	Densidad**	Esfuerzo axial	Módulo de Young	Relación de Poisson*
	(m)	(psi)	(grs/cm ³)	(psi)	(10 ⁶ psi)	(sin dimen)
N2-1	2885.15	100	2.065	464	0.036	0.346
N2-2	2885.18	500	2.088	661	0.020	.331
N2-3	2885.15	900	2.056	904	0.018	0.255
N2-4	2885.21	1300	2.091	1029	0.018	0.230

Resultados de prueba triaxial completa.

Tabla 39.-Resultados de aplicación de criterio de falla Mohr-Coulomb, pozo1.

σ_1 Carga Axial	σ_3 , Presión de Confinamiento	p	q	Inclinación p/q	intersección p/q	ϕ	So
(psi)	(psi)	(psi)	(psi)			(°)	(psi)
784	100	442	342	0.146	282	8.4	285
1372	500	936	436				
1827	900	1363	463				
2419	1300	1860	560				

Anexo B.- Códigos de programación – MATLAB

Solución analítica

```
function Logfis
%Data from excell file
depth = xlsread('Sopozo3.xlsx',1,'A2:A3190'); %this variable will be the depth range
ANG = xlsread('Sopozo3.xlsx',1,'C2:C3190'); %this variable will be the internal angle range
So = xlsread('Sopozo3.xlsx',1,'D2:D3190'); %this variable will be the unit cohesive strength
phi = xlsread('Sopozo3.xlsx',1,'E2:E3190'); %this variable will be the effective permeability
ke = xlsread('Sopozo3.xlsx',1,'F2:F3190'); %this variable will be the effective porosity
S2 = xlsread('Sopozo3.xlsx',1,'L2:L3190'); %this variable will be the minimum stress
U = xlsread('Sopozo3.xlsx',1,'O2:O3190'); %this variable will be uniaxial compressive stress
A = xlsread('Sopozo3.xlsx',1,'M2:M3190'); %this variable will be the poroelastic constant
%Reservoir boundaries
Tres1 = 2945; %top of the first reservoir
bres1 = 2959; %base of the first reservoir
Tres2 = 2969; %top of the second reservoir
bres2 = 2979; %base of the second reservoir
Tres3 = 3002; %top of the third reservoir
bres3 = 3019; %base of the third reservoir
%Intervals
[minimo,top1] =min(abs(depth(:,1)-Tres1));
[minimo,base1] =min(abs(depth(:,1)-bres1));
[minimo,top2] =min(abs(depth(:,1)-Tres2));
[minimo,base2] =min(abs(depth(:,1)-bres2));
[minimo,top3] =min(abs(depth(:,1)-Tres3));
[minimo,base3] =min(abs(depth(:,1)-bres3));
%Reservoir physics properties
yac1 = depth (top1:base1,1);
ang1 = ANG (top1:base1,1);
So1 = So (top1:base1,1);
yac2 = depth (top2:base2,1);
ang2 = ANG (top2:base2,1);
So2 = So (top2:base2,1);
yac3 = depth (top3:base3,1);
ang3 = ANG (top3:base3,1);
So3 = So (top3:base3,1);
U1 = U (top1:base1,1);
U2 = U (top2:base2,1);
U3 = U (top3:base3,1);
%Stress distribution
S11 = S1(top1:base1,1);
S12 = S1(top2:base2,1);
S13 = S1(top3:base3,1);
S21 = S2(top1:base1,1);
S22 = S2(top2:base2,1);
S23 = S2(top3:base3,1);
A1 = A(top1:base1,1);
A2 = A(top2:base2,1);
```

```

A3 = A(top3:base3,1);
%Reservoir petro-physics properties
ke1 = ke (top1:base1,1);
phie1 = phi (top1:base1,1);
ke2 = ke (top2:base2,1);
phie2 = phi (top2:base2,1);
ke3 = ke (top3:base3,1);
phie3 = phi (top3:base3,1);
%Drawdown calculation for Weingarten
pw = [4416; 4423; 4478.5]
m = [0.999405; 0.99873; 0.9981561507]
for i=1:length(ang1)
    pwc(i,1) = pw(1,1)/So1(i,1);
    [mdd] = Weingarten (ang1(i,1),pwc(i,1),1e-30,m(1,1),1e-4);
    MDP1 (i,1) = (pwc(i,1)-mdd)*So1(i,1);
end
for j=1:length(ang2)
    pwc(j,1) = pw(2,1)/So2(j,1);
    [mdd] = Weingarten (ang2(j,1),pwc(j,1),1e-30,m(2,1),1e-4);
    MDP2 (j,1) = (pwc(j,1)-mdd)*So2(j,1);
end
for k=1:length(ang3)
    pwc(k,1) = pw(3,1)/So3(k,1);
    [mdd] = Weingarten (ang3(k,1),pwc(k,1),1e-30,m(3,1),1e-4);
    MDP3 (k,1) = (pwc(k,1)-mdd)*So3(k,1);
end
%Seehong solution
for i=1:length(yac1)
    pwc(i,1) = pw(1,1)/So1(i,1);
    [md] = seehong (ang1(i,1),pwc(i,1),1e-30,m(1,1),1e-4,ke1(i,1),phie1(i,1),So1(i,1));
    MDPc1 (i,1) = (pwc(i,1)-md)*So1(i,1);
end
for c=1:length(yac2)
    pwc(c,1) = pw(2,1)/So2(c,1);
    [md] = seehong (ang2(c,1),pwc(c,1),1e-30,m(2,1),1e-4,ke2(c,1),phie2(c,1),So2(c,1));
    MDPc2 (c,1) = (pwc(c,1)-md)*So2(c,1);
end
for b=1:length(yac3)
    pwc(b,1) = pw(3,1)/So3(b,1);
    [md] = seehong (ang3(b,1),pwc(b,1),1e-30,m(3,1),1e-4,ke3(b,1),phie3(b,1),So3(b,1));
    MDPc3 (b,1) = (pwc(b,1)-md)*So3(b,1);
end
%Hetteman and Papamichos empirical model
n=[0.65;1;2];
for p=1:length(n)
    for i=1:length(yac1)
        CDP1(p,i,1) = n(p) * ( (2*So1(i,1)*cosd(ang1(i,1)))/(1-sind(ang1(i,1)))));
    end
    for j=1:length(yac2)
        CDP2(p,j,1) = n(p) * ( (2*So2(j,1)*cosd(ang2(j,1)))/(1-sind(ang2(j,1)))));
    end
    for k=1:length(yac3)
        CDP3(p,k,1) = n(p) * ( (2*So3(k,1)*cosd(ang3(k,1)))/(1-sind(ang3(k,1)))));
    end
end

```

```

end
end
CDP1=CDP1';
CDP2=CDP2';
CDP3=CDP3';

Figure (2)
subplot(1,3,1)
hold on
plot(ANG,depth,'-k','LineWidth',2);
plot(ang1,yac1,'or','LineWidth',1,'MarkerSize',4.5);
plot(ang2,yac2,'-sr','LineWidth',1,'MarkerSize',4.5);
plot(ang3,yac3,'rd','LineWidth',1,'MarkerSize',4.5);
axis ([0 25 2940 3020]);
grid on
title ('Pozo - 2,Ángulo de fricción interna \Phi','FontSize',14);
xlabel ('\Phi[°]','FontSize',13);
ylabel ('Profundidad [m]','FontSize',13);
set (gca,'ydir','reverse');
legend ('\Phi[°]','Objetivo 1','Objetivo 2','Objetivo 3');
hold off
subplot(1,3,2)
hold on
plot(So,depth,'-b','LineWidth',2);
plot(So1,yac1,'or','LineWidth',1,'MarkerSize',4.5);
plot(So2,yac2,'-sr','LineWidth',1,'MarkerSize',4.5);
plot(So3,yac3,'rd','LineWidth',1,'MarkerSize',4.5);
axis ([150 400 2940 3020]);
grid on
title ('Pozo - 2, Cohesión de la roca Co','FontSize',14);
xlabel ('Co [psij]','FontSize',13);
ylabel ('Profundidad [m]','FontSize',13);
set (gca,'ydir','reverse')
legend ('Co[psij]','Co-Obj. 1','Co Obj. 2','Co Obj. 3');
hold off
subplot(1,3,3)
hold on
plot(MDP1(:,1),yac1,'linestyle','-
','marker','o','color',rgb('DarkGreen'),'LineWidth',1.5,'MarkerEdgeColor',rgb('DarkGreen'),'MarkerSize',4.5);
plot(MDP2(:,1),yac2,'linestyle','-
','marker','s','color',rgb('DarkGreen'),'LineWidth',1.5,'MarkerEdgeColor',rgb('DarkGreen'),'MarkerSize',4.5);
plot(MDP3(:,1),yac3,'linestyle','-
','marker','d','color',rgb('DarkGreen'),'LineWidth',1.5,'MarkerEdgeColor',rgb('DarkGreen'),'MarkerSize',4.5);
plot(MDPc1(:,1),yac1,'linestyle','-
','marker','o','color',rgb('MidnightBlue'),'LineWidth',1.5,'MarkerEdgeColor',rgb('MidnightBlue'),'MarkerSize',4
.5);
plot(MDPc2(:,1),yac2,'linestyle','-
','marker','s','color',rgb('MidnightBlue'),'LineWidth',1.5,'MarkerEdgeColor',rgb('MidnightBlue'),'MarkerSize',4
.5);
plot(MDPc3(:,1),yac3,'linestyle','-
','marker','d','color',rgb('MidnightBlue'),'LineWidth',1.5,'MarkerEdgeColor',rgb('MidnightBlue'),'MarkerSize',4
.5);
plot(CDP1(:,1),yac1,'xk','LineWidth',1,'MarkerEdgeColor','k','MarkerSize',3.5);
plot(CDP1(:,2),yac1,'-sk','LineWidth',1,'MarkerEdgeColor','k','MarkerSize',3.5);

```



```

plot(CDP1(:,3),yac1,'-dk','LineWidth',1,'MarkerEdgeColor','k','MarkerSize',3.5);
plot(CDP2(:,1),yac2,'xk','LineWidth',1,'MarkerEdgeColor','k','MarkerSize',3.5);
plot(CDP2(:,2),yac2,'-sk','LineWidth',1,'MarkerEdgeColor','k','MarkerSize',3.5);
plot(CDP2(:,3),yac2,'-dk','LineWidth',1,'MarkerEdgeColor','k','MarkerSize',3.5);
plot(CDP3(:,1),yac3,'xk','LineWidth',1,'MarkerEdgeColor','k','MarkerSize',3.5);
plot(CDP3(:,2),yac3,'-sk','LineWidth',1,'MarkerEdgeColor','k','MarkerSize',3.5);
plot(CDP3(:,3),yac3,'-dk','LineWidth',1,'MarkerEdgeColor','k','MarkerSize',3.5);
axis ([200 2000 2940 3020]);
grid on
title ('Pozo - 2, Solucion analitica de la CDPC','FontSize',14);
xlabel ('\Delta P[psi]','FontSize',13);
ylabel ('Profundidad [m]','FontSize',13);
set (gca,'ydir','reverse')
legend ('\DeltaP-Darciano, Obj1','\DeltaP-Darciano, Obj2','\DeltaP-Darciano, Obj3','\DeltaP-no Darciano, Obj1','\DeltaP-no Darciano, Obj2','\DeltaP-no Darciano, Obj3',...
'Hetteman&Papamichos n=0.65','Hetteman&Papamichos n=1','Hetteman&Papamichos n=2');
hold off
t= toc
end

```

Solución Weingarten

```

function [prccs] = Weingarten(alpha,pwc,prcc0,m,tol)
% %Weingarten on set sand production solution according to the maximum drawdown criteria
c1 = (4*sind(alpha)/(1-sind(alpha)));
x = sym ('prcc');
A = (m+1);
B = (-(m/(m+1)));
pwp = ((pwc*tand(alpha))^(m+1));
prcp = (vpa(((x*tand(alpha))^(m+1)),5));
f = vpa(c1 - ((( pwp - prcp )/ A ) * ( prcp ^ B )),5);
fun = f;
dfun = diff(fun);
f = subs(fun,prcc0);
df = subs(dfun,prcc0);
while abs (f)>tol
    prccs = prcc0-(f/df);
    f = subs(fun,prccs);
    df = subs(dfun,prccs);
    prcc0 = prccs;
end
prccs = str2double(char(vpa(prccs,10)));
clear A B pwp prcp f fun df prcc0 dfun alpha pwc m tol x c1 i
end

```

Solución Seehong

```

function [prccss] = seehong(alpha,pwc,prcc0,m,tol,k,phi,So)
% %Weingarten modification, using Forchheimer flow equation to predict on-set sand production solution
according to the maximum drawdown criteria
mhu = 0.00218; %average gas viscosity [cP]
gamma = 0.0063; %gas density coefficient [lbm/ft^3/psi^m]

```

```

betha = 5.5e9/((phi^0.77)*(k^1.27)); %non-darcy flow coefficient [1/ft]
c1 = (4*sind(alpha)/(1-sind(alpha)));
x = sym('prcc');
A = (m+1);
B = -(m/(m+1));
hs = ((4*(k^2)*betha*gamma)/(0.125*A*mhu^2))*(So/tand(alpha))^A;
pwp = ((pwc*tand(alpha))^(m+1));
prcp = (vpa(((x*tand(alpha))^(m+1)),5));
f = vpa(c1-(((3+3*hs*pwp-3*hs*prcp-4*(1+hs*pwp-hs*prcp)^0.5 + 1))/(hs*A))*(prcp^B),5);
fun = f;
dfun =diff(fun);
f =subs(fun,prcc0);
df =subs(dfun,prcc0);
while abs(f)>tol
    prccss =prcc0-(f/df);
    f =subs(fun,prccss);
    df =subs(dfun,prccss);
    prcc0 =prccss;
end
prccss = str2double(char(vpa(prccss,10)));
clear A B pwp prcp f fun df prcc0 dfun alpha pwc m tol x c1 i
end

```

Solución numérica

```

%% Input Data
%reservoir and fluid properties
Py =reservoir pressure [Pa]
Rw =wellbore radius [m]
Re =drain radius [m]
H =interval height [m]
Tmax =Maximum time [days]
K =Permeability [D]
Phi =porosity [Adim]
Q =flow rate [m^3/d]
Ar =2*pi*re*h*phi;% Area
Mu =gas Viscosity [cP]
Ct =compressibility [psi^-1]
Scon =0.00003; %sand production coefficient [s/m^2]
% Elastic solution data
E =%Young Moduli [pa]
v =%Poisson rate [Adim]
alpha = %Biot coeficient [Adim]
sigmah = %horizontal stress [Pa]
Co =%Cohesive strength [pa]
Fangle=%Frictional angle [°]
% Consistent units
K =k*9.869233e-13; % [m^2]
Q =q/(24*60*60); % [m^3/s]
Ct =ct*(0.000145037738); % [Pa^-1]
Mu =mu*1e-3;% [Pa*s]
rho = 0.82; [kg/m^3]
tmax=tmax*(24*60*60);% [s]

```

```

% Forchheimer coefficient
betha=(1.59e3/(((k*1000/9.869233e-13)^0.5)*(phi^5.5)))*100;
%% Grid
Nr = 2460;           %Space dimation vector
Dt = 1800;   %[s]   %time increase interval
R = rw:(re-rw)/Nr:re;r=r'; %Space vector
N = length(r);n=N;
T = 0:dt:tmax;      %time vector
c1 = zeros(length(r),1);
%Initializing vectors
P = ones(length(r),1)*py; %Initial pressure
Pold = p;
Fnd =zeros(length(r),1); %No darcian factor vector
Con =zeros(length(r),1);
A =zeros(n,n);
F =zeros(n,1);
%% Pressure distribution
for i=1:length(t)

    [p,vel]=PressureDistribution(n,r,Ar,phi,con,k,ct,mu,betha,rho,q,pold,dt);
    P(1:length(p),i)=p(:,1); %pressure before failure matrix
    [sigmar,sigmat,MC] = Elastic_Solution(r,p,rw,re,E,v,sigmah,alpha,Fangle,Co);
    SIGMAR(1:length(sigmar),i)=sigmar(:,1); %radial stress before failure matrix
    SIGMAT(1:length(sigmat),i)=sigmat(:,1); %tangential stress before failure matrix
    pold=p;
    tstop=t(i);

    if (MC>0); %the failure has not reached yet
        pold=p;
    else
        break % the failure has been reached
    end
end
end
g=size(P,2);
fprintf('La roca ha fallado en el tiempo: %8.5f [hrs] \n',tstop);
%% After the rock has failure now the plastic radius should be calculated
Tstop =tstop*60*60; %tstop in seconds
T = (tstop+dt):dt:tmax;t=t'; %time vector re-assignation
% for the first iteration rp = rw
Rp =r(1,1); %first rp value
M =(2*sind(Fangle))/(1-sind(Fangle));
C =(Co*cotd(Fangle)+(1-alpha)*pold(1,1))/(rw^m);
sigmap=C*(rp^m)-Co*cotd(Fangle);
%% Pressure distribution post failure
phiDist = zeros(length(t),1);
CONCENTRACION =zeros(length(t),1);
% Rp=zeros(length(t),1);
SIGMARp=zeros(length(t),1);
SIGMATp=zeros(length(t),1);
for n=1:length(t)
    [rP] = PlasticRadius( E,v,rp,re,alpha,r,sigmap,sigmah,Fangle,pold,rw,Co );
    Rp(1:length(rP),n)=rP(:,1); %radial stress before failure matrix
    phiDist(n,1) = 1- ((1-phi)*exp(-scon*vel(1,1)^2*t(n,1)));

```

```

[conc,c1]= Cons_Dist(dt,phi,h,rw,scon,q,c1(1,1),phiDist(n,1),rP) ;
CONCENTRACION (1:length(conc),n)=conc(:,1);
r=rw:(re-rw)/Nr:re;r=r';
% Plastic region distribution
r2=rw:(rP-rw)/100:rP;r2=r2';
con=ones(length(r),1)*CONCENTRACION(1,1);
kk=k*(phiDist(n,1)^3/((1-phiDist(n,1))^2)); %Carman - Kasey
[p]=PressureDistribution(length(r),r,Ar,phiDist(n,1),con,kk,ct,mu,betha,rho,q,pold,dt);
pold=p;
coeficientes = polyfit(r(1:3,1),p(1:3,1),2);
ppls=coeficientes(1,1)*r2+coeficientes(1,2)*r2+coeficientes(1,3);
[sigmap,sigmapt] = Sigma_Plastic( Fangle,Co,ppls,alpha,rw,rP,r2);
SIGMAP(1:length(sigmap),n)=sigmap(:,1); %radial stress before failure matrix
SIGMAT(1:length(sigmapt),n)=sigmapt(:,1); %tangential stress before failure matrix
% Elastic Region distribution
r1=rP:(re-rP)/Nr:re;r1=r1';
R1(1:length(r1),n)=r1(:,1);
DBC=ppls(length(ppls),1);
PST=P(1:length(r),g);
[p2] = PressureDistribution_sin(length(r1),DBC,r1,Ar,phi,k,ct,mu,betha,rho,q,PST,dt); %pressure
%Distribution after failure at elastic region
P2(1:length(p2),n)=p2(:,1);
PST = p2;
[sigmare,sigmate] = Elastic_Solution(r1,p2,rP,re,E,v,sigmah,alpha,Fangle,Co);
SIGMARE(1:length(sigmare),n)=sigmare(:,1); %elastic radial stress after failure matrix
SIGMATE(1:length(sigmate),n)=sigmate(:,1); %elastic tangential stress after failure matrix
end

Rp=Rp';
SIGMAPp=SIGMAP';
SIGMATp=SIGMAT';
end

```

Distribución de presión

```

function [ p,vel] = PressureDistribution(n,r,Ar,phi,con,k,ct,mu,betha,rho,q,pold,dt)
BC =zeros(n,1);
vel = zeros(n,1);
for i=1:n
    vel(i,1) = q/Ar;
end
i=1;
dr=(r(i+1,1)-r(i,1));
Fnd(i,1)=k/(phi*ct*mu*(1-con(i,1))*(1+(2*betha*k*rho*vel(i,1)/mu)));
a=-dt*((Fnd(i,1)/(dr^2))-((phi*(1-con(i,1))*Fnd(i,1)-vel(i,1)*r(i,1))/(2*(dr)*r(i,1)*phi*(1-con(i,1)))));
b=1+(2*Fnd(i,1)*dt/dr^2);
c=-dt*((Fnd(i,1)/(dr^2))+((phi*(1-con(i,1))*Fnd(i,1)-vel(i,1)*r(i,1))/(2*(dr)*r(i,1)*phi*(1-con(i,1)))));
Fndp(i,1)=Fnd(i,1)*betha*rho*vel(i,1)^2/r(i,1);
A(i,1)=a+b;A(i+1)=c;
C1=(vel(i,1)*mu/k) + betha*rho*vel(i,1)^2;
%%%%%%%%%%%%%% Newmman Boundary Condition at rw
NBCrw =C1*a*dr;%(r(i+1,1)-r(i,1));
BC(i,1) =-(Fndp(i,1)+NBCrw);

```

```
%% Intermedeate rows
```

```
for i=2:n-1
```

```
    Fnd(i,1)=k/(phi*ct*mu*(1-con(i,1))*(1+(2*betha*k*rho*vel(i,1)/mu)));
    a=-dt*((Fnd(i,1)/((r(i,1)-r(i-1,1))*(r(i+1,1)-r(i,1))))-(phi*(1-con(i,1))*Fnd(i,1)-vel(i,1)*r(i,1))/(2*(r(i+1,1)-r(i-1,1))*r(i,1)*phi*(1-con(i,1))));
    b=1+(2*Fnd(i,1)*dt/((r(i,1)-r(i-1,1))*(r(i+1,1)-r(i,1))));
    c=-dt*((Fnd(i,1)/((r(i,1)-r(i-1,1))*(r(i+1,1)-r(i,1))))+(phi*(1-con(i,1))*Fnd(i,1)-vel(i,1)*r(i,1))/(2*(r(i+1,1)-r(i-1,1))*r(i,1)*phi*(1-con(i,1))));
    Fndp(i,1)=Fnd(i,1)*betha*rho*vel(i,1)^2/r(i,1);
    A(i,i-1)=a;A(i,i)=b;A(i,i+1)=c;
    BC(i,1)=-Fndp(i,1);
```

```
end
```

```
%% Last row
```

```
i=n;
```

```
Fnd(i,1)=k/(phi*ct*mu*(1-con(i,1))*(1+(2*betha*k*rho*vel(i,1)/mu)));
a=-dt*((Fnd(i,1)/((r(i,1)-r(i-1,1))^2))-((phi*(1-con(i,1))*Fnd(i,1)-vel(i,1)*r(i,1))/(2*(r(i,1)-r(i-1,1))*r(i,1)*phi*(1-con(i,1))));
b=1+(2*Fnd(i,1)*dt/((r(i,1)-r(i-1,1))^2));
c=-dt*((Fnd(i,1)/((r(i,1)-r(i-1,1))^2))+((phi*(1-con(i,1))*Fnd(i,1)-vel(i,1)*r(i,1))/(2*(r(i,1)-r(i-1,1))*r(i,1)*phi*(1-con(i,1))));
Fndp(i,1)=Fnd(i,1)*betha*rho*vel(i,1)^2/r(i,1);
A(i,i-1)=a;A(i,i)=b+c;
%% Newmman boundary Condition at re
NBCre=0; BC(n,1)=-c*NBCre+Fndp(i,1);
```

```
%% Initializing the iteration vector
```

```
f=pold;
```

```
%% fist step - Solution
```

```
%Matrix solution and redefinition
```

```
F=f(1:n,1)+BC;
```

```
X=A\F;
```

```
p(1:n,1)=X(1:n,1);
```

```
for i=1:n-1
```

```
    dp(i,1)= -(p(i+1)-p(i))/dr;
    velv(i,1)=((-mu/k)+sqrt(((mu/k)^2-4*(betha*rho)*dp(i,1))))/(2*betha*rho);
```

```
end
```

```
velm = mean(velv,1);
```

```
tol = norm(velm-vel);
```

```
end
```

Solución Elástica

```
function [ sigmar,sigmat,MC ] = Elastic_Solution( r,p,rw,re,E,v,sigmah,alpha,Fangle,Co )
```

```
%Elastic_Solution solve the tangential and radial elastic solution, before
```

```
%the rock failure
```

```
for j=1:length(r)
```

```
    fun1=@(r) p(j,1)*r;
```

```
end
```

```
Q=integral(fun1,rw,re);
```

```
lamda = E*v/((1+v)*(1-2*v));
```

```
G = E/(2*(1+v));
```

```
Ae = ((1/(lamda+G))*((p(1,1)*rw^2 - sigmah*re^2)/(rw^2-re^2))) + (alpha*(2*G/((lamda+2*G)*(lamda + G)))*(Q/(rw^2-re^2)));
```

```
Be = (alpha*(1/((lamda+2*G)))*(Q*rw^2/(rw^2-re^2)))-((1/(2*G))*(rw^2*re^2/(rw^2-re^2))*(sigmah-p(1,1)));
```

```

% Elastic stress distribution
sigmar=zeros(length(r),1);
sigmat=zeros(length(r),1);
for j=1:length(r)
    fun=@(r) p(j,1)*r;
    R=integral(fun,rw,r(j,1));
    %radial and tangencia stress
    sigmar(j,1)=(lamda + G)*Ae - 2*G*(Be/r(j,1)^2)+(alpha*2*G/(r(j,1)^2*(lamda+2*G)))*R-(alpha*p(j,1));
    %radial stress
    sigmat(j,1)=(lamda + G)*Ae + 2*G*(Be/r(j,1)^2)-(alpha*2*G/(r(j,1)^2*(lamda+2*G)))*R-
    (alpha*(lamda/(lamda+2*G))*p(j,1)); %tngencial stress
    MC(j,1)=sigmar(j,1)*(1+sind(Fangle))+sigmat(j,1)*(sind(Fangle)-1)+2*Co*cosd(Fangle);
end
end

```

Radio Plástico

```

function [ rP ] = PlasticRadius( E,v,rp,re,alpha,r,sigmapr,sigmah,Fangle,p,rw,Co )
m=(2*sind(Fangle))/(1-sind(Fangle));
q1=(1+sind(Fangle))/(1-sind(Fangle));
C=(Co*cotd(Fangle)+(1-alpha)*p(1,1))/(rw^m);
for j=1:length(r)
    fun1=@(r) p(j,1)*r;
end
Q=integral(fun1,rp,re);
lamda = E*v/((1+v)*(1-2*v));
G = E/(2*(1+v));
Aep = ((1/(lamda+G))*((sigmapr*rp^2 - sigmah*re^2)/(rp^2-re^2))) + (alpha*(2*G/((lamda+2*G)*(lamda +
G)))*(Q/(rp^2-re^2)));
Bep = (alpha*(1/((lamda+2*G)))*(Q*rp^2/(rp^2-re^2)))-((1/(2*G))*(rp^2*re^2/(rp^2-re^2))*(sigmah-p(1,1)));
pr=p(1,1);
for j=1:length(r)-1
    delr=r(j+1,1)-r(j,1);
    fun2=@(r) (((p(j+1,1)-p(j,1))/(delr))*r.^-m); % function generated to be integrated
end
RP=integral(fun2,rw,rp);
syms eqn(rp)
Z=((lamda+G)*Aep);
W=(2*G*Bep);
Y=(alpha * lamda*pr/(lamda+(2*G)));
V=(alpha*q1*RP);
D=(C*q1);
H=(Co*cotd(Fangle));
M=(m);
eqn(rp) = Z + ( W / ( rp * rp ) ) - Y + ( V * rp ^ M ) - ( D * rp ^ M ) + H;
up=0.2;
low=0.8;
[rP]=bisection(eqn,up,low);
end

```

Método de Bisección

```
function [sol] = bisection(f,a,b)
if vpa(f(a)*f(b))>0
    disp('Wrong choice bro')
else
    sol = (a + b)/2;
    err = abs(f(sol));
    while err > 1e-7
    if vpa(f(a)*f(sol))<0
        b = sol;
    else
        a = sol;
    end
    sol = (a + b)/2;
    err = abs(f(sol));
end
end
```

Distribución de concentración

```
function [c,c1] = Cons_Dist(dt,phi,h,rw,scon,q,c1,phit,rp )
% Grid
dr = (rp-rw)/1000;
rp = rw:dr:rp;
rp = rp';
c1 = ones(length(rp),1)*c1;
c = zeros(length(rp),1);
% Initializing matrix A
vel2=zeros(length(rp),1);
ar=zeros(length(rp),1);
for i=1:length(rp)
    ar(i,1)=2*pi*rp(i,1)*h*phi;
    vel2(i,1) = q/ar(i,1);
end
A = zeros(length(rp),length(rp));
BC = zeros(length(rp),1);
%% first row
for z=1:25
    i=1;
    a=-((vel2(1,1)*dt)/(2*dr*phit));
    b=1;
    d= vel2(i,1)*dt/(2*dr*phit);
    A(i,1)=a+b; A(i,i+1)=d;
    BC(i,1)= - (vel2(i,1)*c1(i,1)*dt/(rp(i,1)*phit)) - ((c1(i,1)-1)*dt*(scon*(1-phi)*vel2(i,1)^2)/phi);
%% Intermedeate rows
for i=2:length(rp)-1
    a=-((vel2(i,1)*dt)/(2*dr*phit));
    b=1;
    d= vel2(i,1)*dt/(2*dr*phit);
    A(i,i-1)=a;A(i,i)=b;A(i,i+1)=d;
    BC(i,1)= - (vel2(i,1)*c1(i,1)*dt/(rp(i,1)*phit)) - ((c1(i,1)-1)*dt*(scon*(1-phi)*vel2(i,1)^2)/phi) -
    ((c1(i,1)*dt/(phit*dr))*(vel2(i,1)-vel2(i-1,1)));
```

```

end
%% Last row
i=length(rp);
a=-vel2(i,1)*dt/(2*dr*phit);
b=1;
A(i,i-1)=a;A(i,i)=b;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Dirichlet boundary Condition at rp
BC(i,1)= - (vel2(i,1)*c1(i,1)*dt/(rp(i,1)*phit)) - ((c1(i,1)-1)*dt*(scon*(1-phi)*vel2(i,1)^2)/phi) -
((c1(i,1)*dt/(phit*dr))*(vel2(i,1)-vel2(i-1,1)));
% solution
F=c(1:length(rp),1)+BC;
X=A\F;
tol = abs(norm(X-c1));
if(tol>1e-20)
    c1=X;
else
    break
end
end
c(1:length(rp),1)=-X(1:length(rp),1);
c1=c(1:length(rp),1);
end

```

Esfuerzos plásticos

```

function [ sigmap,sigmapt ] = Sigma_Plastic( Fangle,Co,pfa,alpha,rw,rp,r)
%Sigma _Plastic calculate de radial stress at the plastic and elastic boundary
% when both must be equal.
m=(2*sind(Fangle))/(1-sind(Fangle));
q1=(1+sind(Fangle))/(1-sind(Fangle));
C=(Co*cotd(Fangle)+(1-alpha)*pfa(1,1))/(rw^m);
for j=1:length(r)-1
    delr=r(j+1,1)-r(j,1);
    fun2=@(r) (((pfa(j+1,1)-pfa(j,1))/(delr))^r.^-m); % funtion generated to be integrated
end
RP=integral(fun2,rw,rp);
sigmap = -alpha*rp^m*RP + C*rp^2 - Co*cotd(Fangle);
sigmapt = -alpha*q1*rp^m*RP + C*q1*rp^2 - Co*cotd(Fangle);
end

```

Referencias

- [1] Belhaj, H.A., Agha, K.R., Nouri, A.M., Butt, S.D., Islam, M.R. 2003. "Numerical and Experimental Modeling of Non-Darcy Flow in Porous Media". SPE 81037.
- [2] Belhaj, H.A., Agha, K.R., Nouri, A.M., Butt, S.D., Vaziri, H.F. 2003. "Numerical Simulation of Non-Darcy Flow Utilizing the New Forchheimer's Diffusivity Equation". SPE 81499.
- [3] Belhaj, H.A., Agha, K.R., Nouri, A.M., Butt, S.D., Vaziri, H.F., Islam, M.R. 2003. "Numerical Modelling of Forchheimer's Equation to Describe Darcy and Non-Darcy Flow in Porous Media". SPE 80440.
- [4] Bratli, R.K., Risnes, R. 1981. "Stability and Failure of Sand Arches". SPE-0197-7520/81.
- [5] Borivoje, P., Nediljka, G., Davorin, M. 2007. "Wellbore Instability: Causes and Consequences. Volume 19. Pags. 87-98.
- [6] Carson, J., Gurley, D., King, G, Price-Smith, C., Waters, F. 1992. "Sand Control: Why and How. Oil Field Review". Vol 4. Pags. 41-53.
- [7] Cikes, M., Matanovic, D., Moslavac, B. 2012. "*Sand control in well construction and operation*", Springer.
- [8] Chang, C., Zoback, M.D., Khaksar, A. 2005. "Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks". Journal of Petroleum Science and Engineering 51 (2006). Pag 223- 237. ELSEVIER.
- [9] Deere, D.U., Miller R.P. 1966. "Engineering Classification and Index Properties for intact rock". Technical report No. AFWL-TR-65-116. University of Illinois. Pag. 122-123.
- [10] Devorak, A. 1970. "Seismic and static modulus of Rock Masses". Proceeding of the 2nd congress of rock mechanics. International Society for Rock Mechanics. Pag. 313-317.
- [11] Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M., Risnes, R. 1992. "*Petroleum related rock mechanics*". ELSEVIER. Capítulos 4, 10 y 12.

-
- [12] Ghalambor, A., Hayatdavoudi, A., Alcocer, C.F., Koliba, R.J. *"Predicting Sand Production in U.S. Gulf Coast Gas Wells Producing Free Water"*. JPT Dec 1989. Pags 1336-1346.
- [13] Hall, C.D., Harrisberger, W.H.1970. *"Stability of Sand Arches: A Key to Sand Control"*. JPT. Pags 820-829.
- [14] Hettema, M.H., Andrews, J.S., Blaasmo, M., Papamichos, E. 2006. "The Relative Importance of Drawdown in Sanding Wells: Predictive Models Compared with Data From the Statfjord Field MM". SPE 97794.
- [15] Herrera I., Pinder G.F. 2012. *"Mathematical Modeling in Science and Engineering"*. Wiley. Capítulos 4, 5 y 6.
- [16] Hobart, S.1999. *"Estimación de la presión de sobrecarga antes de la perforación"*. Knowledge Systems Inc. Pags 12-16.
- [17] Jambhekar, V.A. 2011. *"Forchheimer Porous-media Flow Models Numerical Investigation and Comparison with Experimental Data"* Master's Thesis. Universität Stuttgart.
- [18] Khaksar, A., Taylor, P.G., Fang, Z., Kayes, A., Salazar, A., Rahman, K. 2009. Rock strength from core and logs: where we stand and ways to go. SPE 121972.
- [19] Lal M. "Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength". SPE 54356, 1999.
- [20] McLean, M.R., Addis, M.A. 1990. "Wellbore Stability Analysis: A Review for Current Methods of Analysis and Their Field Application". IADC/SPE 19941.
- [21] Morita, N., Whitfill, D.L., Fedde, O.P., Lovik, T.H. 1989. "Parametric Study of Sand Production Prediction". SPE 16990.
- [22] Morita, N., Whitfill, D.L., Massie, I., Knudsen, T.W. 1989. "Realistic Sand Production Prediction: Numerical Approach". SPE production Engineering. Feb. 1989. Pags. 15-24.
- [23] Kim S.H. 2010. *"A predictive model for sand production in poorly consolidated sands"*. M of Sc. E. University of Texas.

-
- [24] Nouri, A., Vaziri, H., Belhaj, H., Islam, R. 2006. “*Sand Production Prediction: A New Set of Criteria for Modeling Based on Large Scale Transient Experiments and Numerical Investigation*”. SPE journal. June 2006. Pags. 227-237.
- [25] Odunlami T., Soroush H., Kalathingal P., Somerville J. 2011. “Log-Based Rock Property Evaluation – A new Capability in a Specialized Log Data management platform”. SPE 149050.
- [26] Ong, S., Zheng, Z. 2000. “Sand Production Prediction in High Rate, Perforated and Open-Hole Gas Wells”. SPE 58721.
- [27] Papamichos, E., Cerasi, P., Stenebraten, J.F., Berntsen, A.N., et. al. 2010. “Sand Production rate Under Multiphase Flow and Water Breakthrough”. ARMA-10-340.
- [28] Perkins, T.K., Weingarten, J.S. 1988. “Stability and Failure of Spherical Cavities in Unconsolidated Sand and Weakly Consolidated Rock”. SPE 18244.
- [29] Plumb R.A. 1994. “Influence of composition and texture on the failure properties of clastic rocks”. SPE 28022.
- [30] Pozo1N1Triaxial MC. “Pruebas triaxiales y módulos elásticos”. 2011.
- [31] Pozo1N2Triaxial MC. “Pruebas triaxiales y módulos elásticos”. 2011
- [32] Pozo2N2Triaxial MC. “Pruebas triaxiales y módulos elásticos”. 2011
- [33] Rahman, K., Khaksar, A., Kayes, T. 2010. “*An Integrated Geomechanical and Passive Sand-Control Approach to Minimize Sanding Risk from Open hole and Cased and Perforated Wells*”. SPE drilling and completion. Pags. 155-167.
- [34] Rahmati H., Jafarpour M., Azadbakht S., Nouri, A., Vaziri H., Chan D., Xiao Y. 2013.” Review of sand production prediction models”. JPE, vol. 2013, ID864981.
- [35] Reyna, J.C. 2011. “*Reporte PVT de gas seco*”. Schlumberger. Pags. 6-20.
- [36] Saucier, R.J. 1974. *Considerations in Gravel Pack Design*. J Pet Technol 26 (2): 205-212. SPE-4030-PA.
- [37] Schön J.H. 2011. “*Physical Properties of Rocks. A workbook*”. ELSEVIER
- [38] Simangunsong, R.A., Villatoro, J.J., Davis, A.K. 2006. “Wellbore Stability Assessment for Highly inclined wells Using Limited rock-mechanics Data”. SPE-99644.

-
- [39] Sinha, B. K., Wendt, A. S. 2014. "Estimation of Horizontal Stress Magnitudes Using Sonic Data From Vertical and Deviated wellbore in a Depleted Reservoir". The geological Society of London.
- [40] Terzagui, k. 1943. "*Theoretical Soil Mechanics*". John Wiley and sons INC.
- [41] Tippie, D.B., Kohlhaas, C.A. 1973. "Effect of Flow Rate on Stability of Unconsolidated Production Sand". SPE 4533.
- [42] Travis M., Tovar J., Chambers J.L.2003. "Integrated approach to sand control delivers zero sand". SPE-81034
- [43] Trejo, J. 2001. Tesis de maestría. "*Predicción de condiciones de arenamiento en pozos productores de gas*". UNAM.
- [44] Vardoulakis, I., Stavropoulou, M., Papanastasiou, P. 1996. "*Hydro Mechanical Aspects of the Sand Production Problem*". Kluwer Academic Publishers. Pag. 234.
- [45] Vázquez A.R. 2000." Introducción a la geomecánica petrolera". V.V.A. consultores C.A.
- [46] Veeken, C.A.M., Davies, D.R., Kenter, C.J., Kooijman, A.P.1991. "Sand Production Prediction Review: Developing an Integrated Approach". SPE-22792.
- [47] Wang, Y., Xue, S. 2002. " Coupled Reservoir-Geomechanics Model With Sand Erosion for Sand Rate and Enhanced Production Prediction". SPE 73738.
- [48] Weingarten, J.S., Perkins, T.K. 1995. "Prediction for Sand Production in Gas Wells: Methods and Gulf of Mexico Cases Studies". 24797.
- [49] Xiao, Y., Vaziri, H.H., 2011. "Import of strength degradation process in sand production prediction and management". ARMA-11-362.
- [50] Yi, X. 2001. " Gas Well Sand Production Modelling With Coupled Geomechanical-Gas/Sand Flow Model". Canadian Instituted of Mining, Metallurgy and Petroleum. Paper 2001-050.
- [51] Yi X. 2003. "*Numerical and analytical modeling of sanding onset prediction*". PhD dissertation. Texas A&M.
- [52] Zhang, J., Yu, M., Al-Bazali, T,M., Ong, S., Chenevert, M.E., Sharman, M.M., Clarc, D.E., 2006. "Maintaining the Stability of Deviated and Horizontal Wells:

effects of mechanical, chemical and thermal phenomena on wells design".
SPE100202.