



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“REACTIVACIÓN DE FALLAS COMO RESULTADO DEL
CAMBIO EN LOS ESFUERZOS GEOMECÁNICOS”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

TREJO MARTÍNEZ JULIO CÉSAR

DIRECTOR DE TESIS:

DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO



MÉXICO D.F. JULIO DE 2011

Esta tesis está dirigida a cada una de aquellas personas que directa o indirectamente hicieron esto posible; por su apoyo y comprensión muchas gracias.

“Se hace o no se hace, el intento no existe”

Julio César Trejo Martínez.

ÍNDICE

Tema	Página.
Lista de tablas	iv
Lista de figuras	v
Resumen	vii
• Objetivo del estudio geomecánico	vii
• Problemas y consecuencias relacionados a la reactivación de fallas	viii
Introducción	1
Capítulo I. Conceptos básicos	3
• Definición y aplicación de la Geomecánica	3
• Compactación y subsidencia	4
• Principio del esfuerzo efectivo	5
• Tipos de esfuerzos presentes en un sólido	6
• Estado de los esfuerzos	7
• Clasificación de E.M. Anderson	8
Capítulo II. Revisión de la literatura	10
Capítulo III. Modelo propuesto	11
• Cálculo de la sobrecarga	11
• Cálculo del esfuerzo matricial normal	12
• Cálculo del coeficiente de Biot	13

• Presión de Poro	14
• Criterio de Mohr-Coulomb	14
• Cálculo de los esfuerzos principales	16
• Diagrama de flujo de la metodología de cálculo	20
Capítulo IV. Validación del modelo propuesto	21
• Caso de estudio: campo Puerto Ceiba, pozo 115	21
• Condiciones geográficas del Yacimiento	22
• Condiciones estructurales del Yacimiento	23
• Condiciones geológicas del Yacimiento	25
• Validación del modelo	26
Capítulo V. Análisis e interpretación de resultados	29
• Cambio en los esfuerzos vs profundidad	29
• Variación de la Pp vs esfuerzos	30
• Variación de la porosidad vs Pp	31
• Variación del Coeficiente de Biot vs Pp	32
• Variación de la Pp vs esf. cortante	33
• Variación de la Pp vs resistencia compresiva	34
Capítulo VI. Conclusiones y recomendaciones	35
Nomenclatura	36
Apéndice(s)	38
• Desarrollo del esfuerzo normal y de corte en 2D	38
Bibliografía	41

LISTA DE TABLAS

	Página.
Tabla 1 Datos de la litología y densidad del agua de formación	25
Tabla 2 Datos de porosidad y densidad de la matriz	25
Tabla 3 Condiciones generales del yacimiento	26
Tabla 4 Datos del Pozo Puerto Ceiba-115 al mes de febrero de 2004	27
Tabla 5 Resultados de la simulación del pozo Puerto Ceiba-115	27

LISTA DE FIGURAS

	Página.
Figura 1 Producción de aceite en México	1
Figura 2 Reducción de la porosidad vs profundidad	4
Figura 3 Presión hidrostática	5
Figura 4 Tipos de esfuerzos en un sólido	6
Figura 5 Modelo geomecánico con plano de falla	7
Figura 6 Clasificación de E. M. Anderson	9
Figura 7 Efecto de la presión confinante sobre la resistencia al corte	15
Figura 8 Círculo de Mohr-Coulomb	15
Figura 9 Diagrama de flujo de la metodología de cálculo	20
Figura 10 Ubicación del Campo Puerto Ceiba	22
Figura 11 Plano estructural Puerto Ceiba	23
Figura 12 Columna geológica programada	24
Figura 13 Esquemmatización de la inestabilidad de una falla	28
Figura 14 Cambio en los esfuerzos vs profundidad	29

Figura 15 Variación de la Pp vs esfuerzos	30
Figura 16 Variación de la porosidad vs Pp	31
Figura 17 Variación del Coeficiente de Biot vs Pp	32
Figura 18 Variación de la Pp vs esf. cortante	33
Figura 19 Variación de la Pp vs resistencia compresiva	34
Figura A – 1 Esfuerzos en el plano xy	38

RESUMEN

Discontinuidades geológicas, tales como fallas, son inherentes en la mayoría de las formaciones Petroleras. Se ha determinado que el depresionamiento de un yacimiento de hidrocarburos producto de la explotación de este, puede redistribuir los esfuerzos in-situ lo suficiente como para reactivar y provocar el deslizamiento de las fallas cercanas.

El objetivo de este trabajo es entender los mecanismos fundamentales de la reactivación de fallas como consecuencia de la explotación del yacimiento, basado en modelos mecánicos para poder desarrollar soluciones analíticas y expresiones matemáticas que se justifiquen al comportamiento más apegado a la realidad, por medio de una metodología de cálculo desarrollada para predecir el comportamiento de los esfuerzos in-situ en direcciones verticales y horizontales, aplicando las teorías de falla de Mohr-Coulomb, de Terzaghi, poroelasticidad y la ciencia de la geomecánica de rocas, en la actividad de la industria petrolera; debido a que la reactivación de las fallas tiene una amplia gama de consecuencias.

La deformación que sufre un yacimiento Petrolero es la respuesta a la producción de hidrocarburos, causada por los cambios Geomecánicos que afectan los niveles de los esfuerzos del subsuelo durante la vida productiva de un yacimiento petrolero. La disminución de presión de un campo productivo puede conducir a la compactación del yacimiento, así como inducir el movimiento de los estratos de sobrecarga. La compactación; que es una reducción del volumen de un yacimiento es resultado de la reducción de la presión causada por la producción de fluidos. Es importante entender lo anterior debido a que se pueden originar importantes problemas para el desarrollo del campo y la producción del mismo.

Algunos de los problemas complejos que se pueden presentar son el deslizamiento de una falla como resultado del cambio del estado en los esfuerzo in-situ que comprenden su magnitud y dirección, una ruptura posible de las tuberías de revestimiento, la liberación de la energía elástica almacenada en una forma dinámica, lo cual puede inducir sismicidad, hasta la pérdida de la capacidad de sello del yacimiento; asimismo la

compactación asociada a la producción influye en cambios de permeabilidad la cual pueden alterar significativamente el comportamiento del yacimiento, de igual manera las estrategias de producción, por lo que es imperante analizar el comportamiento geomecánico del yacimiento y las formaciones vecinas durante toda la vida productiva del campo.

Las consecuencias económicas del cambio en los esfuerzos geomecánicos puede ser enormes, pero no todas son negativas, el cambio de la orientación, magnitud y sentido de estos esfuerzos dan como resultado la compactación, la cual puede ser benéfica, ya que constituye un mecanismo de empuje para la producción de hidrocarburos potencialmente intenso.

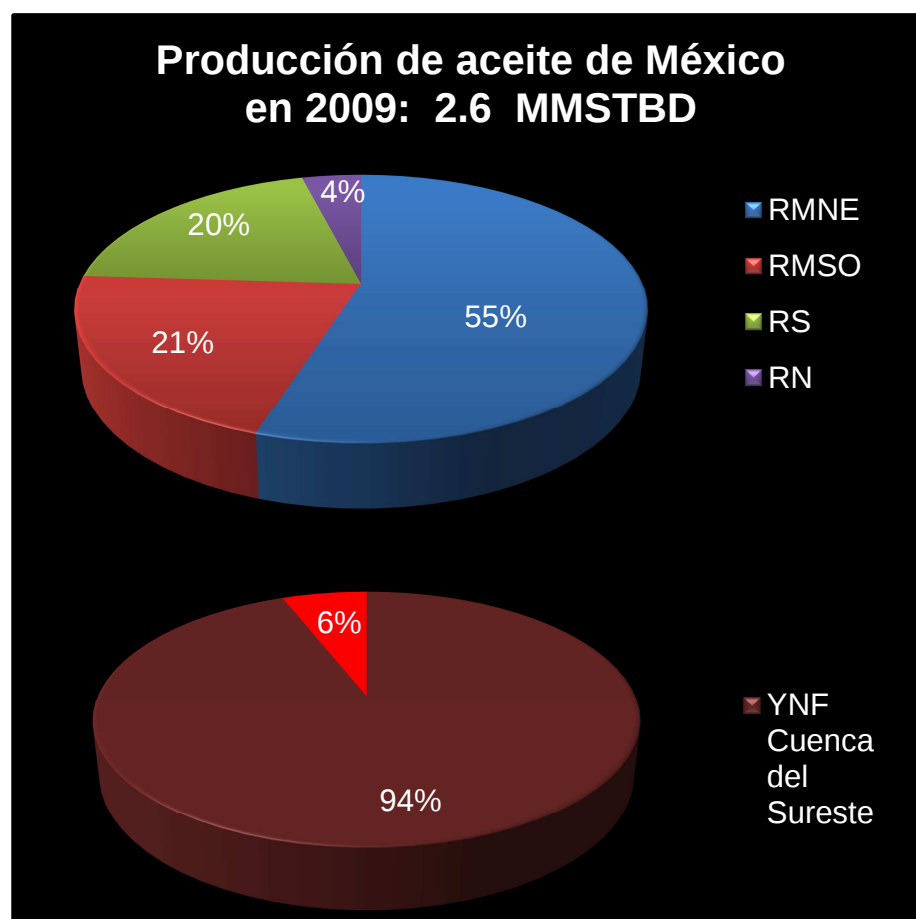
El propósito de esta tesis es entender cómo afectan los esfuerzos a la resistencia mecánica de la roca, como emplear la teoría de elasticidad y poroelasticidad, así como los criterios de falla y plasticidad, en la determinación de la reactivación de fallas preexistentes, o la creación de una durante la vida productiva de un yacimiento.



“REACTIVACION DE FALLAS COMO RESULTADO DE LOS CAMBIOS EN LOS ESFUERZOS GEOMECÁNICOS”

INTRODUCCIÓN.

México cuenta con un gran número de yacimientos, entre los cuales los de mayor importancia son los yacimientos naturalmente fracturados, de los que se extrae gran parte de la producción nacional como se puede apreciar en la Figura 1; de esta manera podemos establecer que las características propias del sistema matriz-fractura hacen que estos difieran del comportamiento de un yacimiento homogéneo; así mismo debido a sus característica de fracturamiento natural son en los que se encuentran un mayor número de fallas.



**Figura 1 Producción de aceite en México
Gerencia de Proyectos de Explotación Marina Noreste**

Si bien casi todos los yacimientos de hidrocarburos se ven afectados de alguna manera por las fracturas y fallas naturales, los efectos de las fallas a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida se subestiman. En los yacimientos carbonatados, las fallas y las fracturas naturales ayudan a generar porosidad secundaria y estimulan la comunicación entre los compartimientos del yacimiento. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua o gas.

En un yacimiento naturalmente fracturado típico, el espacio poroso de la matriz almacena la mayoría de los fluidos del yacimiento, normalmente con baja permeabilidad contrastando con yacimientos donde las fallas cuando son conductivas y las fracturas, poseen una baja capacidad de almacenamiento y una muy alta permeabilidad; cabe señalar que también existen yacimientos en los cuales la porosidad de la matriz es casi nula, encontrándose casi la totalidad de la reserva almacenada en las fracturas y dichas fallas permeables.

El comportamiento de las fallas está basado principalmente en el cambio de los esfuerzos que actúan en el yacimiento durante su explotación en el tiempo, siendo así que ésta se deforma alterando su volumen, geometría y además de los trayectos de flujo de fluidos presentes en su interior. Los esfuerzos locales en los yacimientos en los cuales se ha logrado un estado de equilibrio a lo largo del tiempo geológico, se alteran por causa de los diferentes procesos que actúan tales como: procesos de perforación, producción e inyección. Si los cambios de los esfuerzos inducidos por las operaciones de perforación o producción no se anticipan, los desafíos y costos que implica el manejo de un área prospectiva pueden exceder de manera significativa las expectativas iniciales del proyecto. Para caracterizar el esfuerzo, la deformación relativa y la deformación presentes en los yacimientos, es necesario emplear los estudios geomecánicos.

CONCEPTOS BÁSICOS.

La geomecánica es un campo amplio donde se aplica la mecánica del medio continuo, ingeniería, geología y física para poder determinar cómo las rocas y los fluidos que estas contienen responden a los cambios en los esfuerzos, la presión y la temperatura, que se presentan durante la vida productiva de un yacimiento.

En el pasado, la mayoría de los departamentos de perforación y producción no estaba particularmente en conocimiento de los esfuerzos presentes en las formaciones y la geomecánica; muchos yacimientos se consideraban técnicamente sencillos y habían experimentado un grado de agotamiento apenas limitado. Pero la declinación de las reservas y los precios favorables del petróleo están induciendo a centrar más su atención en el análisis geomecánico cuando se evalúan las dificultades que se plantean durante la producción de los yacimientos, a la vez que las nuevas tecnologías prolongan la vida productiva de los campos maduros.

El hecho de ignorar la importancia de la geomecánica puede traer consecuencias severas, tales como compactación del yacimiento, subsidencia de la superficie, producción de arena, reactivación de fallas y pérdida de sello del yacimiento, puede en todos los casos, ser una manifestación de cambios en los esfuerzos ejercidos sobre una formación. Ignorar la presencia de las fallas no es una práctica óptima de manejo de yacimientos; tarde o temprano, es imposible ignorar las fallas y fracturas porque el desempeño técnico y económico del yacimiento se degrada. El mayor riesgo que implica la falta de una caracterización temprana de las fallas y fracturas naturales es que tal omisión puede limitar severamente las opciones de desarrollo de campos petroleros.

La disminución de la presión de un yacimiento causada por su producción puede conducir a su compactación, además del movimiento de los estratos de sobrecarga y por ende a la subsidencia de la superficie.

La subsidencia es el hundimiento progresivo de la superficie con respecto a un nivel de referencia estable, producido por causas naturales como la actividad tectónica, fallas activas y expulsión de fluidos en estratos subyacentes. Se puede incrementar la tasa de subsidencia con la extracción de fluidos como agua e hidrocarburos.

La compactación es la reducción del volumen poroso en un yacimiento, resultado del agotamiento de la presión causado por la producción de fluidos. Si el material posee una alta porosidad, inmediatamente después de su sedimentación podría comportarse más como un medio líquido con partículas sólidas en suspensión que como un sólido contenedor de líquido. Siempre que estos fluidos en los intersticios de la roca tengan una trayectoria, fracciones del líquido serán expulsadas a medida que la deposición de capas suprayacentes aumenten el peso que debe ser soportado por el material original, lo que conlleva una reducción de la porosidad como se muestra en la Figura 2.

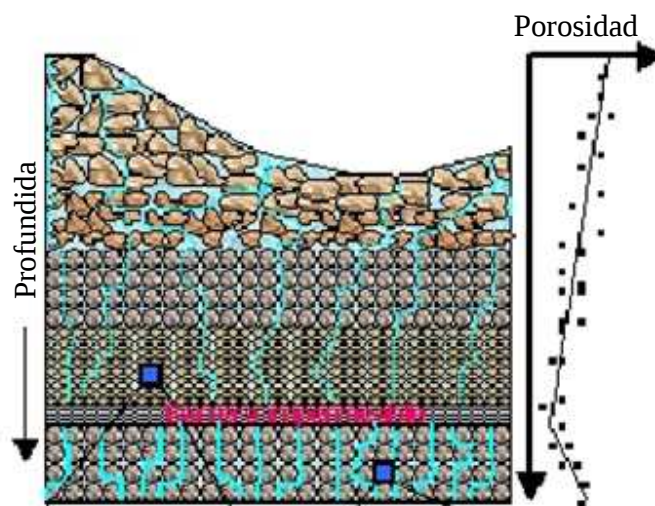


Figura 2 Reducción de la porosidad vs Profundidad

Con el aumento de la profundidad también se incrementa la presión del fluido, pero si entre los estratos existe una capa impermeable que no permite la comunicación del fluido y éste no puede escapar lateralmente, entonces se producen presiones anormales, mayores al que produciría el efecto hidrostático. Este efecto se encuentra también en los casos en que los procesos de sedimentación superan en velocidad a la expulsión del fluido excedente.

En la Figura 3 se ilustra la presión hidrostática del fluido (azul) y el esfuerzo ejercido por los estratos (amarillo), el cual aumenta con la profundidad. Pero en caso de existir un estrato impermeable (capa roja) y cuando el fluido no puede escapar lateralmente, se originan presiones anormales superiores al efecto hidrostático.

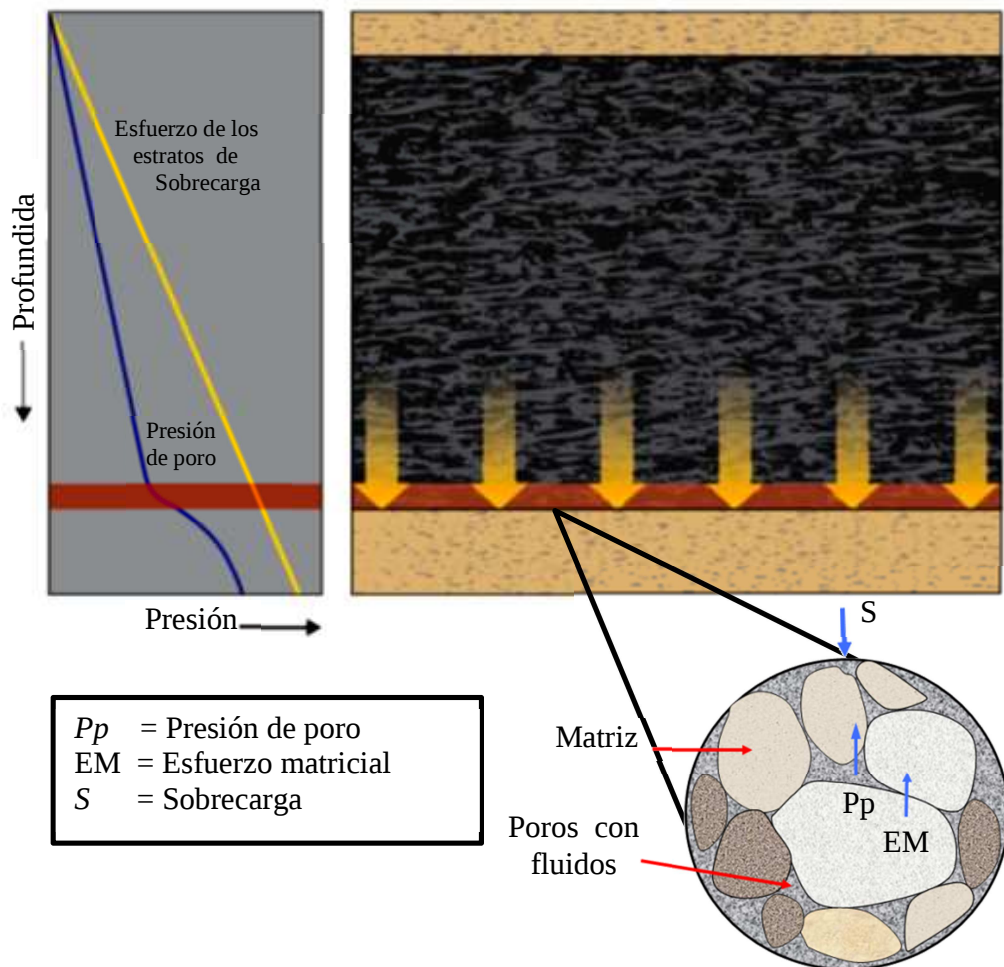
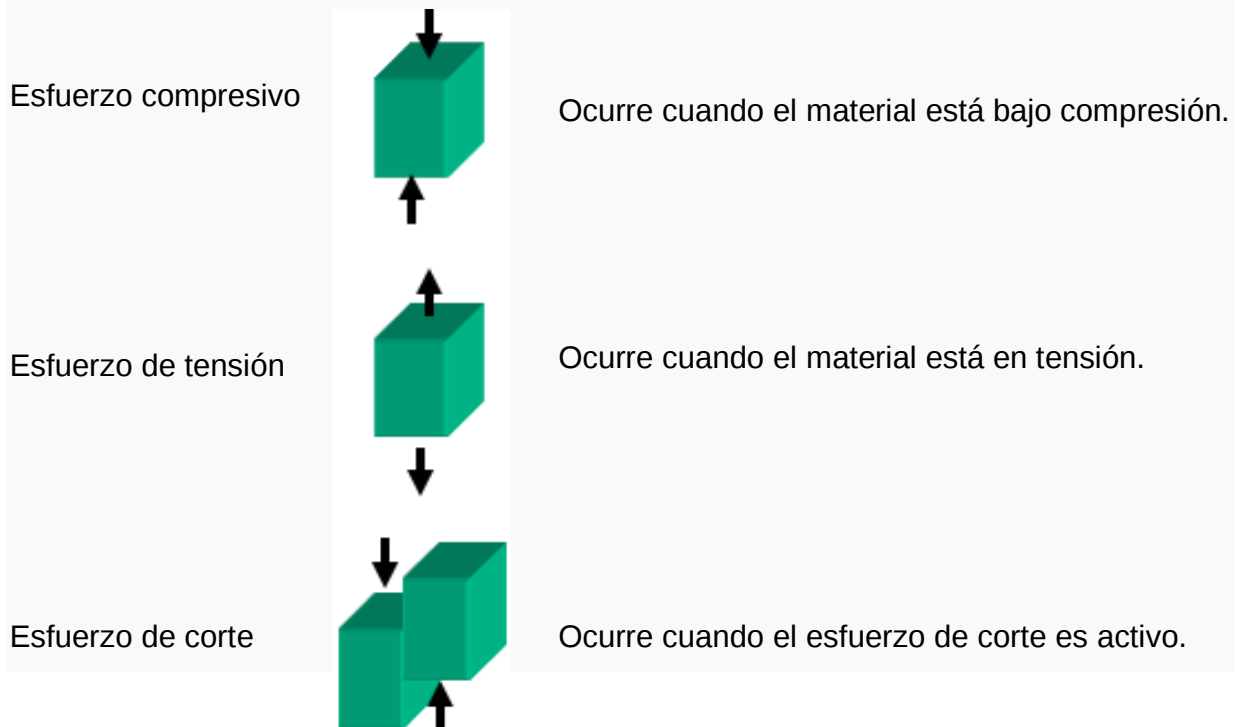


Figura 3 Presión hidrostática

El principio del esfuerzo efectivo establece que cuando existe un fluido presurizado dentro de un material sólido, ambos soportan los esfuerzos que sobre ellos ejerce la columna de estratos y fluidos que la saturan, que se tiene desde la cima del yacimiento hasta la superficie. Por lo tanto al producirse los fluidos de la formación, la presión disminuye dando como resultado que se incremente el esfuerzo vertical que soporta la matriz sólida, lo cual puede alterar de manera importante la magnitud de los esfuerzos.

Un sólido puede estar sujeto a tres tipos de esfuerzos, donde el cambio en la magnitud de alguno de ellos da como resultado que se altere la estabilidad de la roca, dichos esfuerzos a los que está sometido dicho sólido son:



“Un sólido puede estar sometido a estos tres esfuerzos simultáneamente.”

Figura 4 Tipos de esfuerzos en un sólido.

El conocimiento del estado de esfuerzos es uno de los aspectos críticos dentro de la disciplina de la geomecánica. El estado de esfuerzo se expresa mediante la magnitud y dirección de los esfuerzos en sus direcciones principales.

Para estimar el estado de esfuerzo de una formación geológica se mide en primer lugar la dirección de los esfuerzos principales y luego la magnitud. Estas componentes se combinan para obtener el tensor de esfuerzos.

Matemáticamente, el esfuerzo representa un tensor en tres dimensiones cuyas magnitudes y direcciones principales deben ser medirse o calcularse.

Las aplicaciones de la geomecánica a la industria del petróleo tradicionalmente utilizan modelos ideales para representar los yacimientos y simplificar el estudio de estos. En el caso de los esfuerzos que actúan sobre una formación se habla de la magnitud y dirección del esfuerzo vertical y las magnitudes y direcciones de los esfuerzos horizontales.

Cualquier estado de esfuerzos en un medio puede ser expresado en función de tres esfuerzos perpendiculares, los cuales comúnmente se identifican como σ_1 , σ_2 y σ_3 . Los esfuerzos principales son perpendiculares entre ellos y perpendiculares al plano donde se aplican como se ilustra en la Figura 5

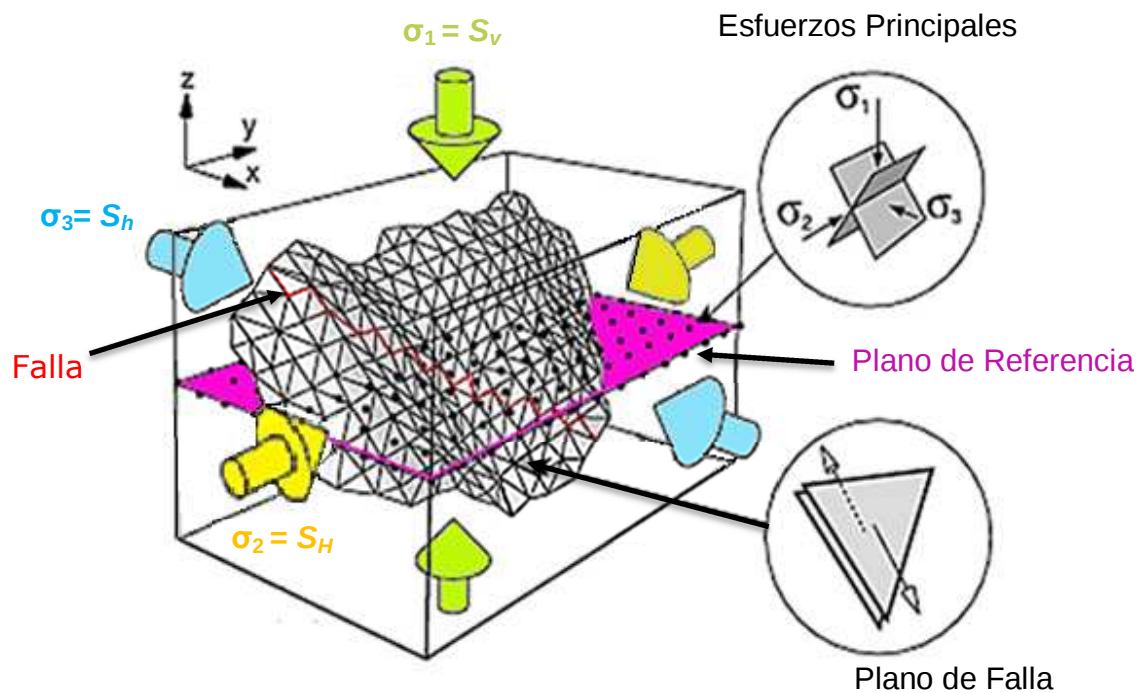


Figura 5 Modelo Geomecánico con Plano de Falla

La representación en el sistema de esfuerzos principales permite definir el estado de esfuerzos de las formaciones. El esfuerzo vertical y los esfuerzos horizontales del subsuelo se conocen como esfuerzos principales. Por lo tanto, considerando el hecho de que, en la mayoría de las cuencas petroleras en México, se tiene un régimen normal de esfuerzos ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$), se puede suponer que $\sigma_1 = S_v$, $\sigma_2 = S_H$ y $\sigma_3 = S_h$, donde S_v

representa el esfuerzo vertical (sobrecarga), S_H el esfuerzo horizontal máximo y S_h el esfuerzo horizontal mínimo (en esta tesis se maneja indistintamente esta nomenclatura).

Un cuarto parámetro para describir el estado de esfuerzos es la dirección de los esfuerzos horizontales. Finalmente, por convención, en geomecánica se considera a los esfuerzos de compresión como positivos y a los esfuerzos de tensión como negativos.

La determinación de los esfuerzos normales y tangenciales tiene una importancia vital al momento de caracterizar la mayoría de los problemas descritos por la geomecánica, pues precisamente cuando los esfuerzos de corte exceden la resistencia de la roca se produce la falla del material.

La determinación del estado de esfuerzo en la geomecánica constituye un elemento de vital importancia, debido a que los esfuerzos afectan tanto a la resistencia mecánica de la roca como a las fuerzas desestabilizadoras causantes de las fallas.

Existe un sistema de clasificación de fallas geológicas propuesta en 1951 por el geólogo E. M. Anderson, que utiliza el criterio de falla por fractura tipo Coulomb; para crear un marco teórico que divide las fallas en tres tipos: fallas normales, fallas inversas y fallas transcurrentes, dependiendo de las direcciones de los esfuerzos principales.

Esta teoría está basada en el hecho que la superficie de la tierra es una superficie libre que no puede soportar esfuerzos de corte y por lo tanto es un plano principal con un esfuerzo principal perpendicular a dicho plano.

El criterio de Coulomb requiere que el plano de fractura contenga el esfuerzo principal intermedio y que el ángulo entre el plano de falla y el esfuerzo principal mayor sea menor de 45° . Basándose en esto se pueden definir los tres tipos de fallas en función de cuál de los esfuerzos es el principal, como se muestra en la Figura 6.

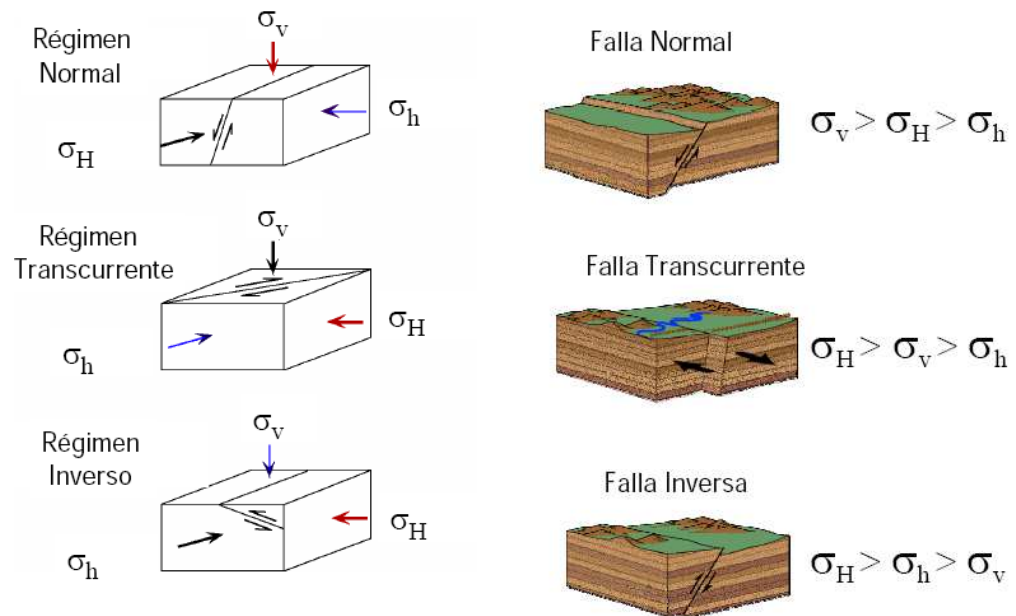


Figura 6 Clasificación de E. M. Anderson

Como se puede observar en la Figura 6; la teoría de Anderson nos indica que las fallas normales tienen el esfuerzo principal mayor como el esfuerzo vertical. Las fallas inversas tienen el esfuerzo principal menor como el vertical y las fallas transcurrentes tienen el esfuerzo principal intermedio como el esfuerzo vertical. La teoría de Anderson ha sido utilizada muchas veces para predecir el estado de esfuerzo en función del tipo de falla geológica.

En algunos casos ha tenido éxito, pero en condiciones tectónicamente complejas los resultados no han sido favorables. Entre las situaciones tectónicas complejas destacan aquellas zonas donde han ocurrido inversiones tectónicas y una falla que fue originalmente de un tipo luego se convierte de otro tipo. No se puede olvidar que las fallas se formaron en el pasado cuando se venció la resistencia de la roca y una vez que la falla está formada esta constituye un plano de debilidad para los esfuerzos futuros y las deformaciones pueden acumularse en estas superficies aunque las direcciones de esfuerzos hayan cambiado. Las fallas tienden a ser definidas por su geometría de bloques deprimidos y levantados por medio de sísmica principalmente; sin embargo, esto no permite saber las magnitudes y direcciones presentes en estos momentos.

REVISIÓN DE LA LITERATURA

Este capítulo corresponde a la revisión del estado del arte de este tema.

La reactivación de una falla en un yacimiento petrolero tiene implicaciones de suma importancia; desde la perspectiva de Ingeniería, el deslizamiento de una falla es resultado de la producción de hidrocarburos debido a la reducción en la presión de poro así como la disminución en el esfuerzo normal a lo largo del plano de la falla. En 1776 Charles Coulomb postuló un modelo que describe la respuesta de un material que está sometido a un esfuerzo cortante, posteriormente en 1882 Otto Mohr modificó dicho modelo en función del esfuerzo normal, la resistencia cohesiva del material y el esfuerzo cortante al plano de falla; a este modelo en conjunto se denomina criterio de Mohr-Coulomb.

$$\tau_f = c + \mu\sigma$$

Debido a que el modelo de Mohr-Coulomb no fue concebido bajo la premisa de explicar el problema de la reapertura de una falla geológica preexistente en un yacimiento petrolero, Paul Segall en 1985 postuló una teoría que conjuntara el cambio de las propiedades poroelásticas de la roca y la resistencia al cizallamiento en función del cambio en la presión de poro. En 1994 Feignier, Grasso y Segall emplean dicha teoría para estudiar la sismicidad que se inducía debido al cambio en las condiciones poroelásticas que presentaba el campo Lacq en Francia durante su explotación.

En 1999 Mark D. Zoback estudia en los campos Vallhall y Ekofisk en Noruega, el impacto que tienen las alteraciones Geológicas tales como fallas presentes en el límite del yacimiento. Dichas fallas trajeron como consecuencia la pérdida de la capacidad de sello.

Rajesh Chanpura en 2001 estudia y cuantifica el deslizamiento que presenta una falla reactiva en un yacimiento de Texas producto de la compactación de este después de su abandono. El estudio demostró que el deslizamiento fue producto de la nula cohesión presente en el yacimiento.

MODELO PROPUESTO

Cálculo del esfuerzo de cizalla τ necesario, para que comience reactivación de una falla preexistente.

Una falla preexistente se reactivará, si la magnitud del esfuerzo de corte es mayor o igual a cero, esto debido a que se ha superado la cohesión de la roca.

$$|\tau_f| - (c + \tan(\Phi)(|\sigma_N| - Pp)) \geq 0 \quad (3.1)$$

Para dicho modelo partiremos de los esfuerzos que están interactuando en la formación.

3.1 Cálculo de la Sobrecarga σ_{OB}

La presión de sobrecarga es el esfuerzo creado por el peso de los materiales sobre la profundidad de interés. Mediante la aplicación del método de la integral podemos obtener σ_{OB} , donde es de suma importancia determinar si el pozo es terrestre o costa afuera.

a) Pozos Terrestres

b) Pozos Costa Afuera

$$\sigma_{OB} = \int_0^D \rho_b g dD$$

$$\sigma_{OB} = \int_0^{D_a} \rho_a g dD + \int_{D_a}^D \rho_b g dD$$

$$\sigma_{OB} = g \int_0^D \rho_b dD$$

$$\sigma_{OB} = g \int_0^{D_a} \rho_a dD + g \int_{D_a}^D \rho_b dD$$

$$\sigma_{OB} = g\rho_b(D - D_0) \quad (3.2)$$

$$\sigma_{OB} = g\rho_a(D_a - D_0) + g\rho_b(D - D_a) \quad (3.3)$$

Dónde:

$$\rho_b = \rho_{ma}(1 - \phi) + \rho_{fl}\phi \quad (3.4)$$

3.2 Cálculo del esfuerzo Matricial normal σ_{ma_n}

La carga resultado de los esfuerzos horizontales y verticales en el subsuelo se comparte entre la matriz de la roca (esfuerzo efectivo) y los fluidos presentes en los poros de la misma (presión de poro). Esta distribución de cargas se define con el principio de Terzaghi, 1968.

Entonces tenemos:

$$\sigma' = \sigma_{OB} - Pp \quad (3.5)$$

Que a su vez es equivalente a

$$\sigma_{ma_n} = \sigma_{OB} - Pp \quad (3.6)$$

Donde el esfuerzo efectivo σ' también se denomina como esfuerzo matricial normal σ_{ma_n}

La ecuación de Terzaghi no considera el efecto de la porosidad, por lo cual dicha ecuación en principio es incorrecta, debido a que la matriz y los líquidos soportan la sobrecarga juntos, por lo tanto considerando lo anterior podemos reescribir dicha ecuación como:

$$\sigma_{OB} = (1 - \emptyset) \sigma_{ma_n} + \emptyset Pp \quad (3.7)$$

Despejando la ecuación tenemos:

$$\sigma_{ma_n} = \frac{\sigma_{OB} - \emptyset Pp}{1 - \emptyset} \quad (3.8)$$

3.3 Cálculo del coeficiente de Biot α

El coeficiente de Biot, es el parámetro que describe la relación entre la consistencia de la roca y la compresibilidad de la misma. Para fines prácticos α se considera igual a uno, para nuestro estudio no será así debido al cambio que sufren los esfuerzos en el tiempo:

$$\alpha = 1 - \frac{K_{fr}}{K_s} \quad (3.9)$$

Donde K_{fr} es el módulo de volumen del material y K_s es el módulo de volumen de la matriz de la roca. Las propiedades elásticas de las rocas pueden determinarse en forma dinámica y estática. Las propiedades elásticas estáticas son medidas directamente de pruebas de laboratorio, mientras que las dinámicas se calculan a partir de las ecuaciones de propagación elástica de las ondas acústicas en un medio sólido; por lo que en nuestro caso determinaremos las propiedades elásticas de las rocas en forma dinámica.

Debido a que:

$$K_s = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \quad (3.10)$$

$$\nu_{din} = \frac{0.5 \left(\frac{dts}{dtc} \right)^2 - 1}{\left(\frac{dts}{dtc} \right)^2 - 1} \quad (3.11)$$

$$E_{din} = 2 \left(\frac{\rho_b}{dts^2} \right) (1 - \nu_{din})m \quad (3.12)$$

Sustituyendo ν_{din} , E_{din} en K_s y simplificando obtenemos:

$$K_{s_{din}} = \rho_b \left(\frac{1}{dts^2} - \frac{4}{3dts^2} \right) m \quad (3.13)$$

Debido a que K_s es el módulo volumétrico de la matriz de la roca, podemos plantear que si la porosidad de la roca es cero, entonces el modulo del volumen del material debería ser igual al módulo de volumen de la matriz de la roca.

$$K_{fr_{din}} = K_{s_{din}} \left(1 - \frac{\phi}{\phi_c} \right) \quad (3.14)$$

Dónde:

$$\phi_c = \text{porosidad critica o máxima}$$

La porosidad crítica es determinada mediante análisis de laboratorio.

3.4 Presión de Poro P_p

La presión de formación, también llamada presión de poro, es aquella presión que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso de la formación sobre la matriz de roca. Estos fluidos intersticiales son generalmente aceite, gas y agua salada.

Como se dijo, la sobrecarga es creada por el peso de la matriz rocosa sobreyacente y por los fluidos que llenan sus poros. Así, se tiene que la presión de formación es la sobrecarga menos el esfuerzo vertical de la matriz rocosa.

3.5 Criterio de Mohr - Coulomb

Resistencia mecánica por la ley de Mohr-Coulomb

La resistencia mecánica de los materiales geológicos está relacionada con la resistencia al esfuerzo cortante conocido como resistencia al corte. Es de suma importancia el efecto de la presión de confinamiento debido a que esta relaciona que a mayor confinamiento existe mayor resistencia, esto se puede apreciar en la Figura 7.

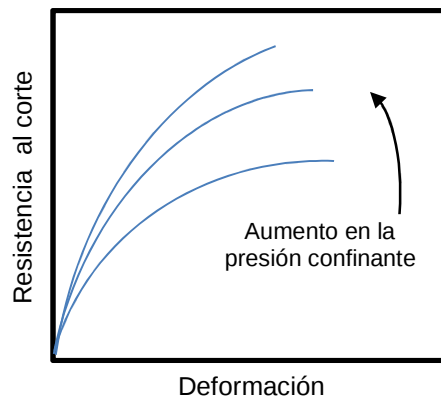


Figura 7 Efecto de la presión confinante sobre la resistencia al corte.

La Figura 8 esquematiza la teoría de Mohr-Coulomb la cual asume que los esfuerzos normal y de corte están relacionados mediante la ecuación lineal:

$$\tau_f = c + \mu\sigma \quad (3.15)$$

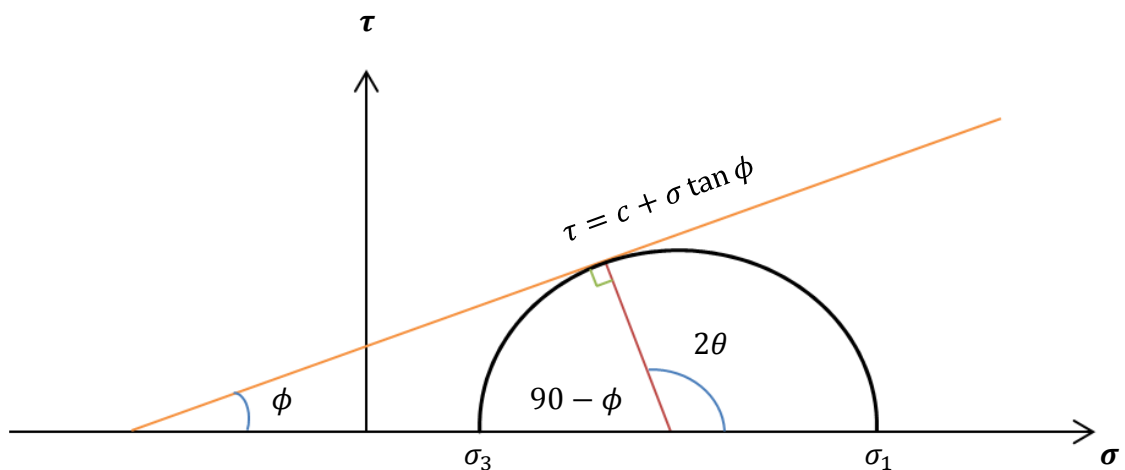


Figura 8 Círculo de Mohr-Coulomb

Donde c es la cohesión que representa la resistencia intrínseca de la roca y μ es el coeficiente de fricción interna. Cabe mencionar que c y μ , son parámetros que describen como varia la resistencia del material con respecto a las condiciones de esfuerzo a las cuales está sometido

Donde $\mu = \tan(\Phi)$ y $\sigma = (|\sigma_N| - Pp)$, entonces podemos escribir la ecuación de la siguiente manera:

$$\tau_f = c + \tan(\Phi)(|\sigma_N| - Pp) \quad (3.16)$$

$$Pp \leq |\sigma_N|$$

Para poder determinar $|\sigma_N|$ el esfuerzo normal y cortante en dos dimensiones (2D) es necesario hacer un análisis de una fuerza, en este caso llamada P aplicada en un punto.

En el caso bidimensional los esfuerzos normales y cortantes en un plano cuya normal está inclinada con un ángulo θ con σ_N son:

$$\sigma_N = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta \quad (3.17)$$

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \sin 2\theta \quad (3.18)$$

Donde θ es el ángulo de falla; σ_x, σ_y son los esfuerzos vertical (σ_1) y horizontal mínimo (σ_3) respectivamente. Rescribiendo las ecuaciones tenemos:

$$\sigma_N = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\theta \quad (3.19)$$

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \sin 2\theta \quad (3.20)$$

El coeficiente de fricción interna puede expresarse en función al ángulo de fricción interna:

$$\mu = \tan(\Phi) \quad (3.21)$$

Los ángulos θ y Φ están relacionados por medio de:

$$\frac{\pi}{2} + \Phi = 2\theta \quad (3.22)$$

Despejando θ de la Ecu.3.22

$$\theta = \frac{\pi}{4} + \frac{\Phi}{2} \quad (3.23)$$

Sustituyendo el valor de θ y 2θ en las Ecu.3.19 y 3.20 obtenemos:

$$\sigma_N = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \cos\left(\frac{\pi}{2} + \Phi\right) \quad (3.24)$$

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \sin\left(\frac{\pi}{2} + \Phi\right) \quad (3.25)$$

Como:

$$\cos\left(\frac{\pi}{2} + \Phi\right) = -\sin\Phi \quad (3.26)$$

$$\sin\left(\frac{\pi}{2} + \Phi\right) = \cos\Phi \quad (3.27)$$

Tenemos como resultado:

$$\sigma_N = \frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2} - \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \sin\Phi \quad (3.28)$$

$$|\tau| = \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \cos\Phi \quad (3.29)$$

Sustituyendo las Ecu.3.28 y 3.29 en la Ecu.3.15 obtenemos:

$$\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \cos\Phi = c + \mu \left[\frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2} - \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \sen\Phi \right] \quad (3.30)$$

$$\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \cos\Phi = c + \tan(\Phi) \left[\frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2} - \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \sen\Phi \right] \quad (3.31)$$

Multiplicando la Ecu.3.31 por $\cos\Phi$ ambos lados de la igualdad tenemos:

$$\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \cos^2\Phi = c(\cos\Phi) + \tan(\Phi)\cos\Phi \left[\frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2} - \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \sen\Phi \right] \quad (3.32)$$

$$\frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \cos^2\Phi = c(\cos\Phi) + \sen\Phi \left[\frac{(\sigma_1 + \sigma_3)}{2} - \frac{(\sigma_1 - \sigma_3)}{2} \sen\Phi \right] \quad (3.33)$$

Desarrollando ambos lados de la igualdad de la Ecu.3.33 tenemos:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)(\cos^2\Phi + \sen^2\Phi) = 2c(\cos\Phi) + (\sigma_1 + \sigma_3) \sen\Phi \quad (3.34)$$

$$\sigma_1(1 - \sen\Phi) = 2c(\cos\Phi) + \sigma_3(1 + \sen\Phi) \quad (3.35)$$

$$\sigma_1 = 2c \left[\frac{\cos\Phi}{1 - \sen\Phi} \right] + \sigma_3 \left[\frac{1 + \sen\Phi}{1 - \sen\Phi} \right] \quad (3.36)$$

La Ecu.3.36 constituye el criterio de Mohr para que exista una falla en una roca inherente de fluido que está en función de los esfuerzos principales máximos y mínimos, la cohesión y el ángulo de fricción interna.

Para nuestro estudio, usaremos el criterio de falla en una roca poroelástica, es decir que tiene una presión de poro, los esfuerzos principales se convierten en esfuerzos

principales efectivos, por lo que la Ecuación 3.36 se transforma en la siguiente expresión:

$$\sigma_1 - \alpha P_p = 2c \left[\frac{\cos\Phi}{1 - \sin\Phi} \right] + (\sigma_3 - \alpha P_p) \left[\frac{1 + \sin\Phi}{1 - \sin\Phi} \right] \quad (3.37)$$

Despejando el esfuerzo principal mínimo.

$$\sigma_3 = \sigma_1 \left[\frac{1 - \sin\Phi}{1 + \sin\Phi} \right] - 2c \left[\frac{\cos\Phi}{1 + \sin\Phi} \right] + (\alpha P_p) \left[1 - \frac{1 - \sin\Phi}{1 + \sin\Phi} \right] \quad (3.38)$$

Si operamos el segundo miembro de la derecha:

$$\sigma_3 = \sigma_1 \left[\frac{1 - \sin\Phi}{1 + \sin\Phi} \right] - 2c \left[\frac{\cos\Phi}{1 + \sin\Phi} \right] \left[\frac{1 - \sin\Phi}{1 + \sin\Phi} \right] + (\alpha P_p) \left[1 - \frac{1 - \sin\Phi}{1 + \sin\Phi} \right] \quad (3.39)$$

3.6 Diagrama de flujo de la metodología de cálculo.

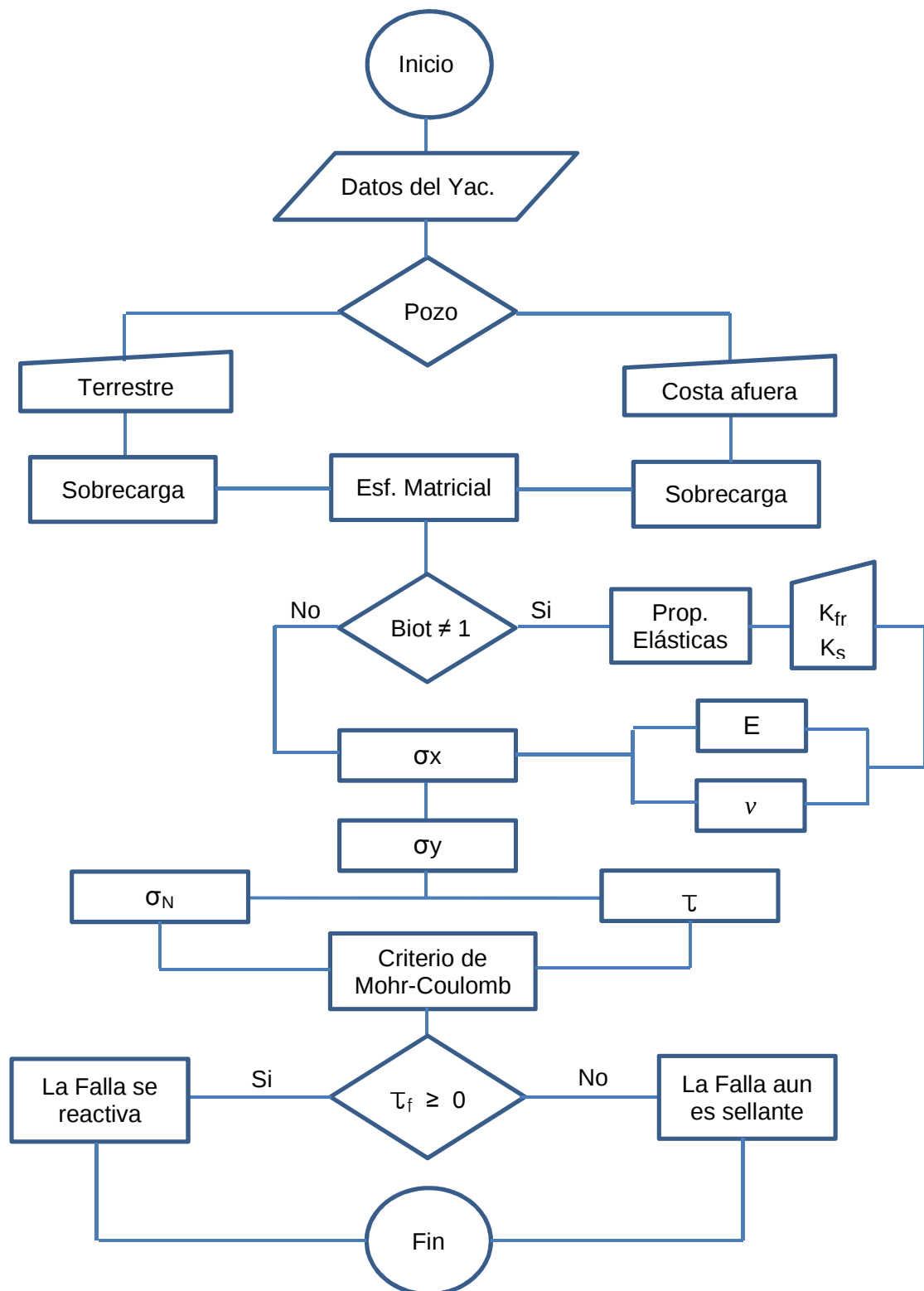


Figura 9 Diagrama de flujo de la metodología de cálculo

VALIDACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

Para poder validar el modelo desarrollado en la tesis, se tomó como caso de estudio al yacimiento Puerto Ceiba, que es parte del Activo Bellota-Jujo, el cual se encuentra asociado a un acuífero profundo, por lo cual contiene agua salobre e hidrocarburos. El agua en este yacimiento fluye verticalmente hacia algunos pozos, a través de fallas conductivas, las cuales conectan la zona de aceite con el acuífero profundo situado a 6000 metros bajo la superficie del campo.

Los pozos de Puerto Ceiba son productores de aceite, pero algunos actualmente están invadidos por salmuera, produciendo una mezcla variable de agua y aceite. A pesar de que el aceite se produce en pozos terminados arriba del contacto agua-aceite (CAA), el volumen total de agua producida iguala o excede, en algunos casos, a la producción de aceite. El efecto de la invasión de agua, aunada a la extracción de aceite, produce una disminución paulatina del volumen original del aceite y un desplazamiento vertical de la frontera CAA. El efecto local a mediano o corto plazo es que el pozo irá produciendo cada vez más agua hasta ser totalmente invadido con su gasto cercano al 100% de agua. El efecto global a largo plazo es que todos los pozos de la zona productora produzcan sólo agua o una mezcla agua-aceite donde el gasto de agua predomine. La frontera original del contacto entre el aceite y el agua puede ser un plano o una curva suave y continua. Pero al darse el efecto de invasión de agua, esta curva llegará a ser de una gran complejidad, caracterizada por pendientes abruptas en las zonas de pozos con mayor conificación de agua. El manejo de esta agua en la formación se convierte entonces en un serio problema práctico que cuesta millones de pesos cada año.

En nuestro análisis, simulamos el comportamiento del pozo Puerto Ceiba (PC) 115, para poder determinar la posible causa por la cual se invadió por la entrada anormal de agua en febrero de 2004. A continuación se presenta la información necesaria para dicho fin en la cual se contempla las condiciones: geográficas, estructurales, geológicas y generales del yacimiento.

5.1 Condiciones geográficas del yacimiento

La Figura 9 es el plano de localización del campo Puerto Ceiba, el cual se ubica a 20 Km. al noroeste de la ciudad de Paraíso Tabasco y a 12.5 Km. de la Terminal Marítima de dos Bocas.

Plano de localización.

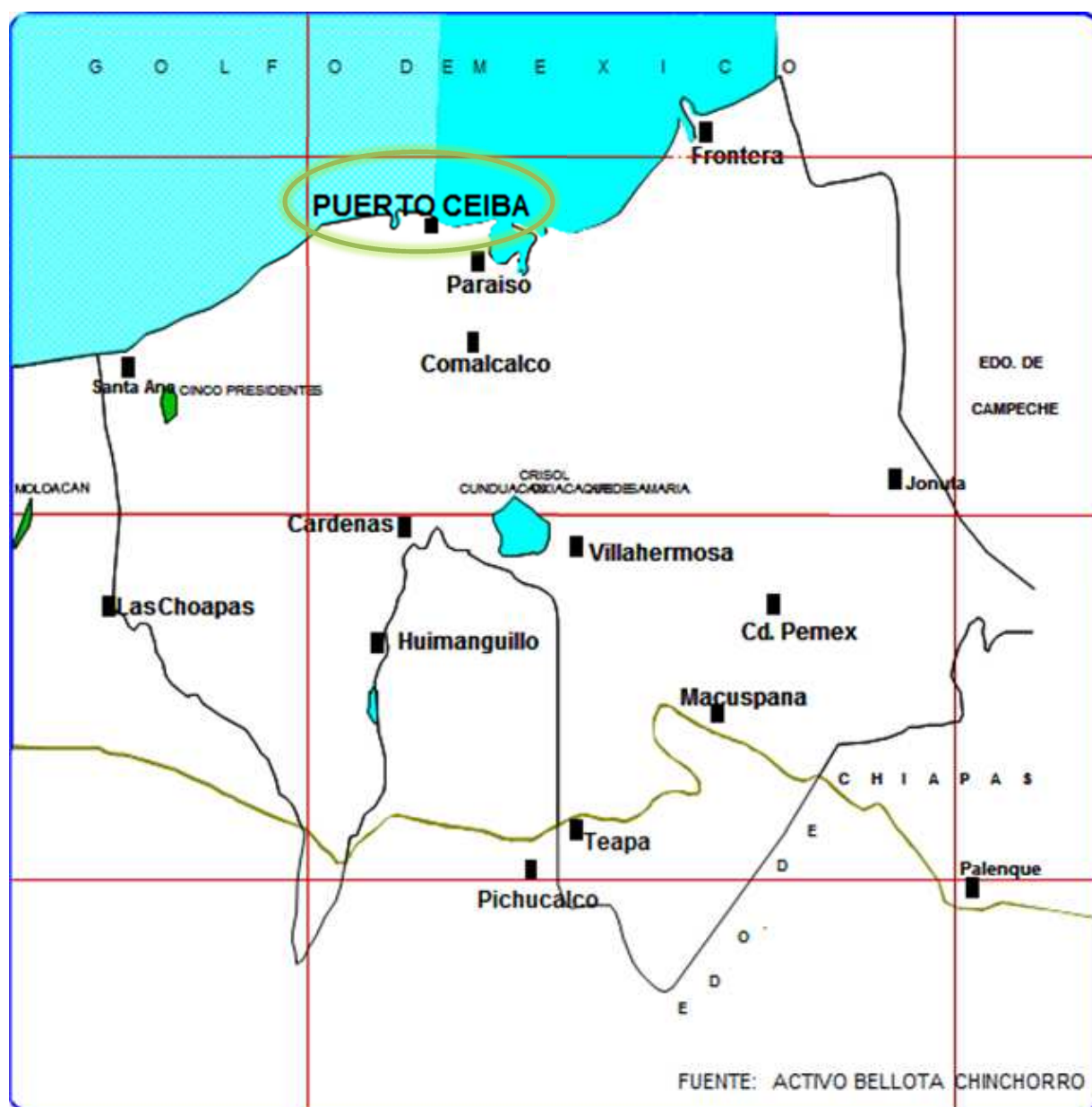


Figura 10 Ubicación del Campo Puerto Ceiba

5.2 Condiciones estructurales del yacimiento

El siguiente plano es la configuración estructural del Cretácico inferior, intervalo en donde se encuentra el pozo de estudio Puerto Ceiba-115, el cual esta colindante con una falla estructural con una dirección NE y una longitud aproximada de 2000 [m].

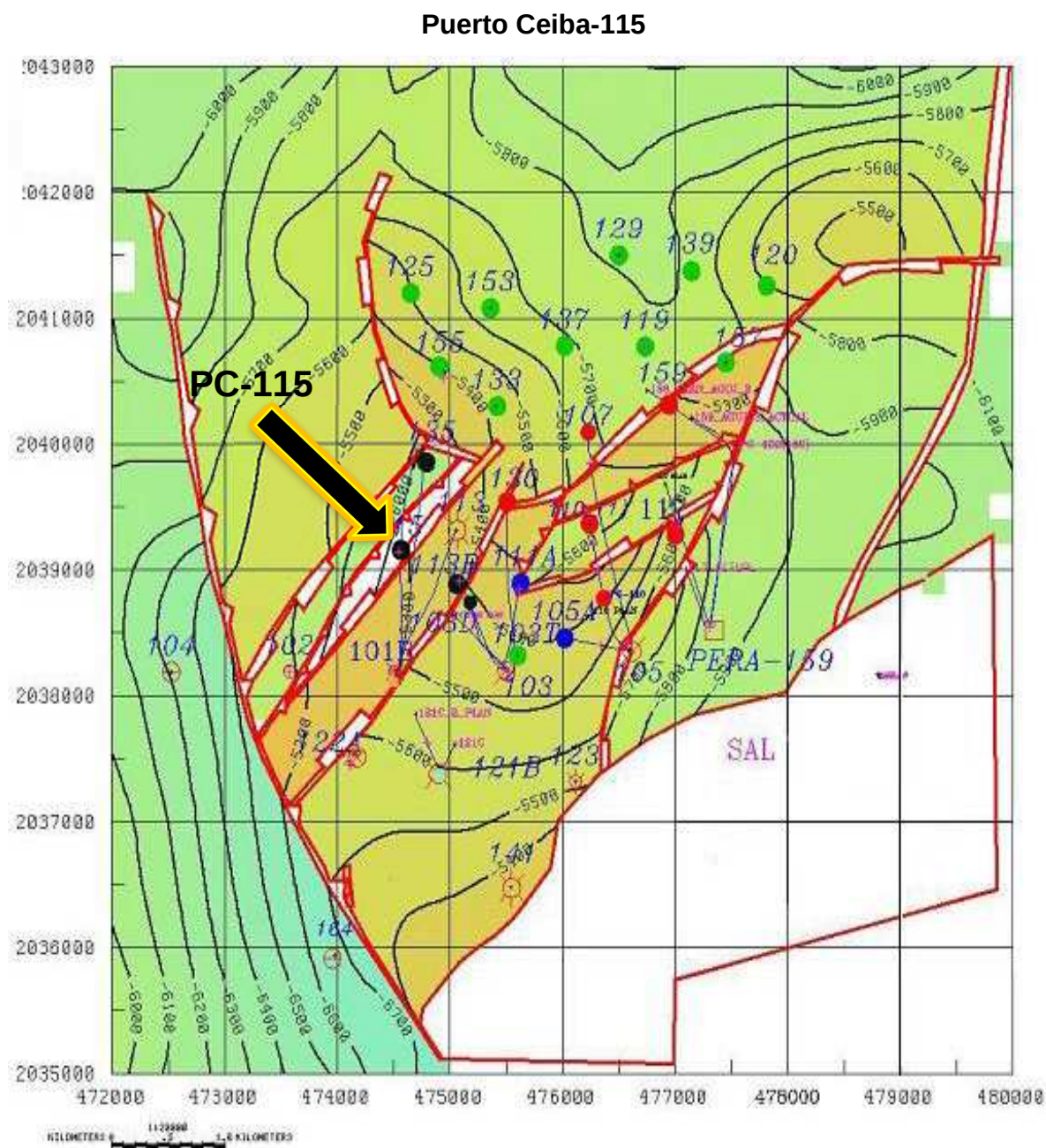


Figura 11 Plano Estructural Puerto Ceiba

5.3 Condiciones geológicas del yacimiento

La Figura 11 representa la columna geológica programada, así como los gradientes presentes en el Pozo Puerto Ceiba-115 correspondientes a cada bloque estratigráfico que se tiene por encima del intervalo de interés a 5800 m de profundidad.

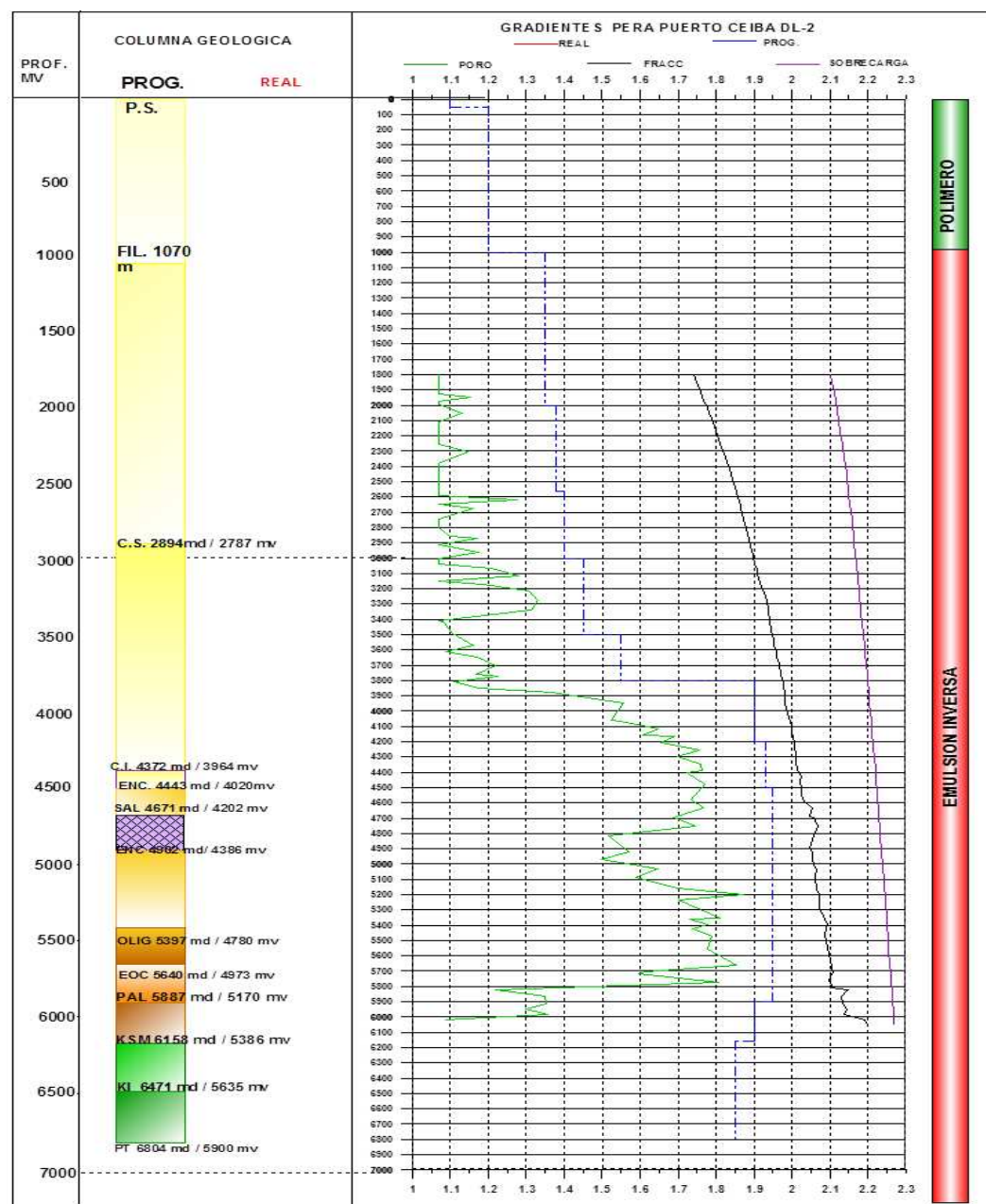


Figura 12 Columna geológica programada

5.3 Condiciones geológicas del yacimiento

Datos de la Columna Geológica Programada.

FORMACION	PROFUNDIDAD (M.B.M.R) VERTICAL	LITOLOGIA	DENS. DEL AGUA CONGENITA PROM. (gr/cm ³)
PARAJE SOLO	0	arena	1.07
FILISOLA	1070	arenas arcillosas	1.07
CONCEPCION SUPERIOR	2787	arenas arcillosas	1.08
CONCEPCION INFERIOR	3964	lutitas arenosas	1.08
ENCANTO	4064	lutitas	1.09
SAL	4202	anhidrita	1.11
ENCANTO	4386	arenas arcillosas	1.11
OLIGOCENO	4780	lutitas	1.11
EOCENO	4973	lutitas arenosas	1.10
PALEOCENO	5170	lutitas arenosas	1.10
CRETACICO SUPERIOR MENDEZ	5386	calizas arcillosas	1.10
CRETACICO INFERIOR	5635	calizas	1.10
PROFUNDIDAD TOTAL	5900		

Tabla 1 Datos de la litología y densidad del agua de formación.

FORMACION	PROFUNDIDAD (M.B.M.R) VERTICAL	ESPESOR M.V.	POROSIDAD PROM. (FRACC.)	DENS. MATRIZ PROM. (gr/cm ³)
PARAJE SOLO	0	1070	0.24	2.65
FILISOLA	1070	1717	0.18	2.67
CONCEPCION SUPERIOR	2787	1177	0.14	2.70
CONCEPCION INFERIOR	3964	100	0.13	2.67
ENCANTO	4064	138	0.13	2.75
SAL	4202	184	0.13	2.98
ENCANTO	4386	394	0.12	2.67
OLIGOCENO	4780	193	0.12	2.75
EOCENO	4973	197	0.11	2.67
PALEOCENO	5170	216	0.11	2.67
CRETACICO SUPERIOR MENDEZ	5386	249	0.10	2.71
CRETACICO INFERIOR	5635	265	0.10	2.71
PROFUNDIDAD TOTAL	5900	5900		

Tabla 2 Datos de porosidad y densidad de la matriz

5.4 Condiciones generales del Yacimiento

DATOS DEL YACIMIENTO INICIALES	VALOR	UNIDADES
Tipo de litología del yacimiento	Caliza	
Presión de Poro	1200	Kg/cm ²
Compresibilidad de la formación	40 x 10 ⁻⁶	PSI ⁻¹
Ángulo de fricción interna	20	Grados °
Ángulo entre la normal al plano de falla y el esfuerzo máximo	60	Grados °
Cohesión del yacimiento	28.12	Kg/cm ²

Tabla 3 Datos generales del Yacimiento

5.5 Validación del modelo

Para hacer la validación del modelo se desarrolló un programa de cálculo en FORTRAN90 donde se conjuntara toda la metodología de cálculo; dicho programa tiene la capacidad de poder simular hasta 20 bloques litoestratigráfico, lo cual proporciona que tengamos una resolución de 295 [m] por bloque a una profundidad de 5900 [m] (*“La resolución de cada bloque dependerá de la profundidad a analizar, debido a que a profundidades menores la resolución aumenta”*), esto con el afán de poder precisar con mayor exactitud la sobrecarga, debido a que cambios mínimos en esta, tiene como resultado un alto impacto en el efecto de los esfuerzos geomecánicos (esfuerzo horizontal mínimo y esfuerzo normal). De igual forma los cambios en la presión de poro, fueron calculados [Kg/cm²] a [Kg/cm²], para poder así estimar de forma puntual la presión de poro a la que la falla se Reactivará.

Como hemos visto en el Capítulo III ecuación 3.1, una falla preexistente comenzara su proceso de reactivación sí y solo si la magnitud del esfuerzo de corte sea mayor o igual a 0, esto debido a que se ha superado el esfuerzo compresivo admitido por la cohesión y la resistencia al cizallamiento del material.

$$|\tau_f| - (c + \tan(\Phi)(|\sigma_N| - Pp)) \geq 0$$

Con la Finalidad sustentar la veracidad del modelo propuesto comparamos el valor de Presión de Poro obtenido mediante la simulación, con el dato de Presión promedio que se registró en el pozo Puerto Ceiba-115 registrado por PEMEX al momento que fue invadido por agua.

DATOS DEL YACIMIENTO AL MOMENTO DE LA INVASIÓN	VALOR	UNIDADES
Presión Promedio del yacimiento $\bar{p}$	940	Kg/cm ²
Presión de fondo fluyendo del yacimiento Pwf	700	Kg/cm ²
Diferencia entre la presión promedio y la presión de fondo fluyendo Pwf	240	Kg/cm ²
Gasto del Pozo q_0	11000	Bbl/D
Distancia vertical entre la base del intervalo abierto a producción y el contacto agua-aceite	375	m

Tabla 4 datos del Pozo Puerto Ceiba-115 al mes de febrero de 2004

DATOS OBTENIDOS DEL YACIMIENTO A PARTIR DEL MODELO PROPUESTO									
DENSIDAD BULK [g/cm ³] = 2.546									
PP	POB/SIGMAX	POROSIDAD	BIOT	ESFMATNORM	ESFNORMAL	SIGMAY	ESFCORT	RESIST	FALLA
1194	1477.1919	0.099996	0.8695	314.4094	1370.2717	1334.6316	61.7305	92.1996	-30.4691
1193	1477.1919	0.099992	0.8695	315.5191	1369.7404	1333.9231	62.0373	92.3702	-30.3329
1192	1477.1919	0.099988	0.8695	316.6288	1369.209	1333.2146	62.3441	92.5408	-30.1967
1191	1477.1919	0.099984	0.8694	317.7385	1368.6776	1332.5061	62.6508	92.7113	-30.0605
1190	1477.1919	0.09998	0.8694	318.8482	1368.1462	1331.7976	62.9576	92.8819	-29.9243
ASÍ SE CONTINUA LA SIMULACIÓN PARA TODO EL INTERVALO DE PRESIONES [1195 - 0]									
976	1477.1919	0.099128	0.862	556.0941	1254.0344	1179.6483	128.8403	129.2382	-0.3979
975	1477.1919	0.099124	0.8619	557.2017	1253.4994	1178.9349	129.1492	129.4074	-0.2583
974	1477.1919	0.09912	0.8619	558.3093	1252.9644	1178.2216	129.4581	129.5767	-0.1186
973	1477.1919	0.099116	0.8619	559.4169	1252.4292	1177.5081	129.767	129.7458	0.0212
972	1477.1919	0.099112	0.8618	560.5244	1251.894	1176.7946	130.076	129.915	0.1609

Tabla 5 Resultados de la simulación del pozo Puerto Ceiba-115

Como se puede apreciar en las tablas 5 y 6, marcamos en verde la presión que se calculó y la presión promedio que se tenía al momento que fue invadido el pozo; dicha comparativa marca un desfase de 34 [Kg/cm²] entre el momento en que la falla comienza su proceso de reactivación, con la presión a la que el pozo se invadió.

La diferencia que se presenta de 34 [Kg/cm²] se puede explicar debido a que:

- 1) El material al momento de fallar lo hace de forma puntual, debido a que en ese momento el esfuerzo cortante es el mínimo necesario para hacer que el material se rompa; por lo tanto, el fallamiento crecerá de forma longitudinal en dirección al plano de mayor debilidad a medida que se siga depresionando el yacimiento.

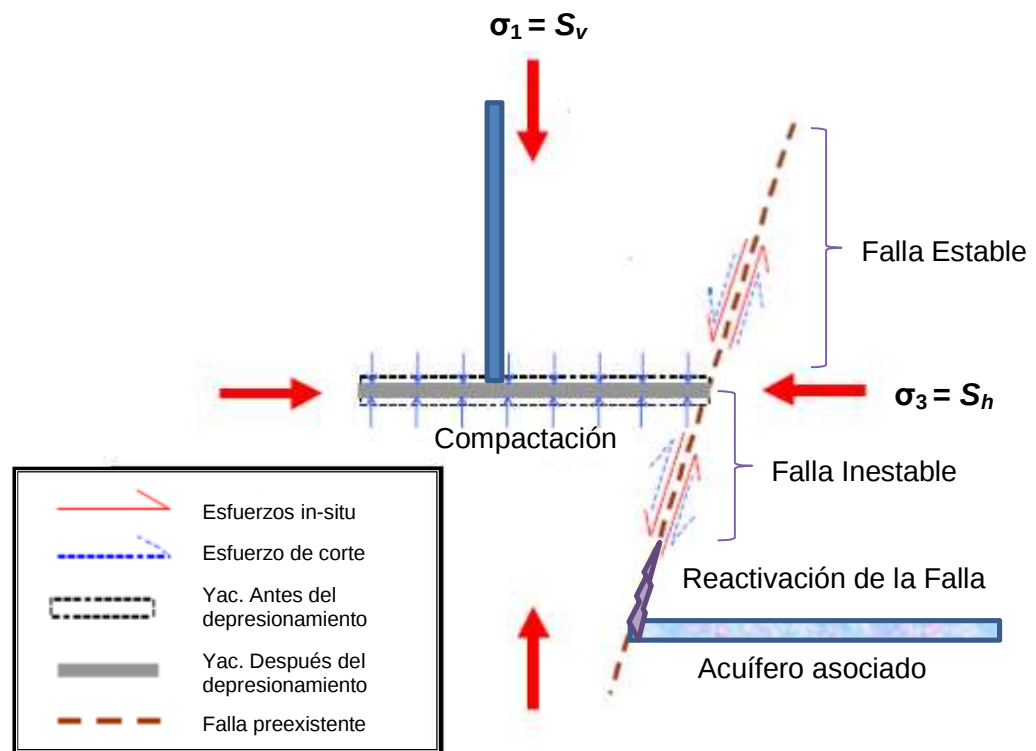


Figura 13 Esquematzación de la inestabilidad de una falla

- 2) Cuando la falla se vuelve conductiva, es condición necesaria que se alcance el gasto crítico de aceite de cualquier pozo cuyo intervalo abierto a producción está cercano a una falla conductiva, para que este se invada por la conificación del acuífero.

$$q_o > q_{ocr}$$

Por lo tanto el tiempo que pasa entre que la falla se vuelva conductiva y que el pozo se invada está en función del gasto de producción.

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Cualquier yacimiento petrolero está sometido a diferentes esfuerzos los cuales hacen que tengan diferentes regímenes de fallamiento. Considerando el hecho de que, en la mayoría de las cuencas petroleras en México, se tiene un régimen normal de esfuerzos ($\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$), se puede suponer que $\sigma_1 = S_v$, $\sigma_2 = S_H$ y $\sigma_3 = S_h$, donde $P_p < \sigma_3$.

La Figura 14 muestra el régimen de los esfuerzos que presenta el campo Puerto Ceiba, el cual como se puede apreciar presenta un comportamiento de fallamiento normal, siendo $P_p < \sigma_3$ y $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, por lo tanto podemos afirmar que el yacimiento está sometido a un régimen compresivo basándonos en la clasificación de E.M. Anderson.

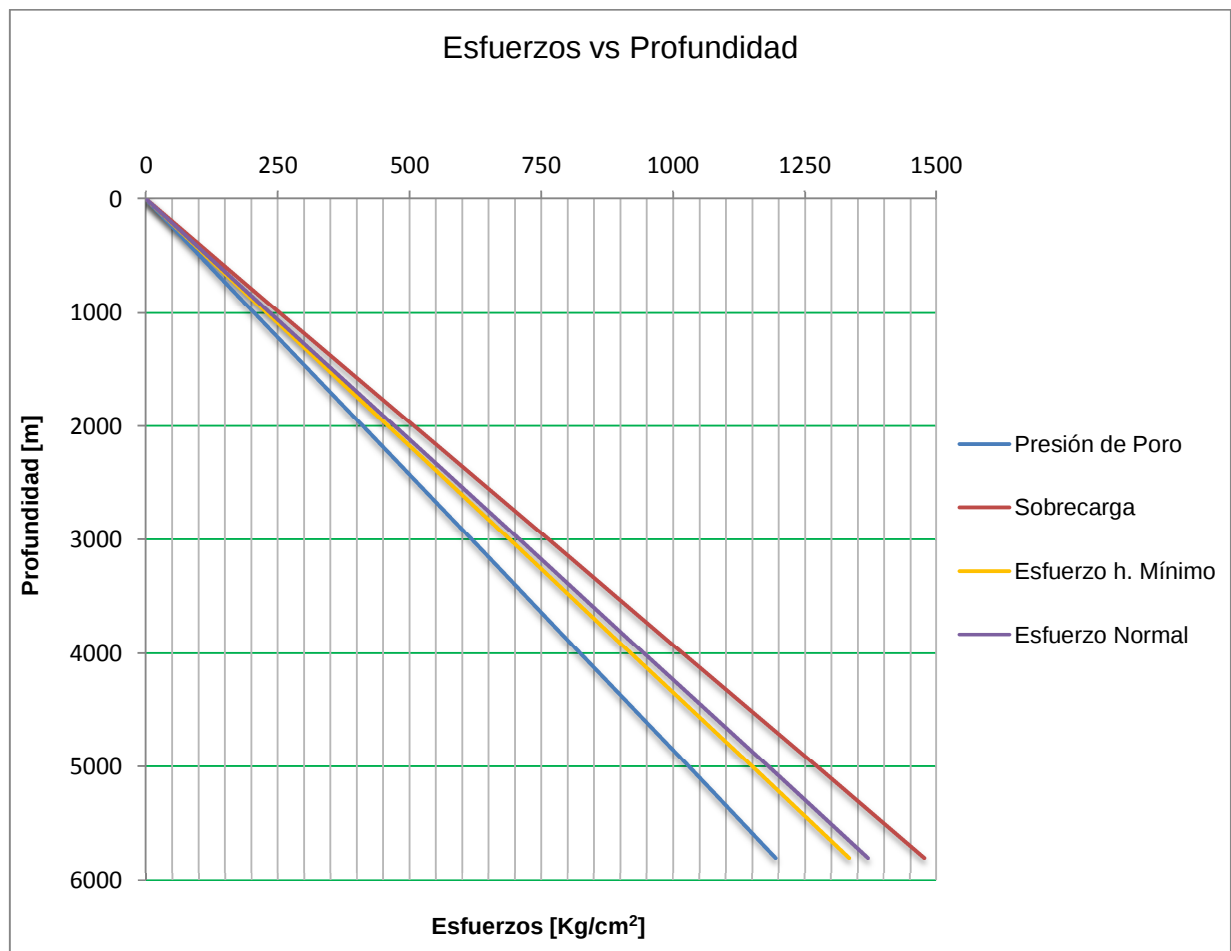


Figura 14 Cambio en los esfuerzos vs profundidad

Durante la vida productiva de un yacimiento petrolero la sobrecarga que presente este a cualquier profundidad, estara en función de la densidad de los sedimentos superiores, por lo tanto, esta se mantendrá constante debido que no se aumenta o reducen el número de bloques que soporte el yacimiento.

Con base en lo anterior, podemos ver en la Figura 15 el comportamiento constante que presenta la sobrecarga durante sin importar la reducción en la presión de poro presente en el yacimiento. Debido a esto, los esfuerzos que estén por debajo de este valor de sobrecarga serán afectados, debido que al disminuir la presión en el yacimiento se pierde en cierta medida la resistencia que oponía el medio a la carga que sobreyace a este, por lo que se ve afectado la estabilidad en el balance de esfuerzos originales.

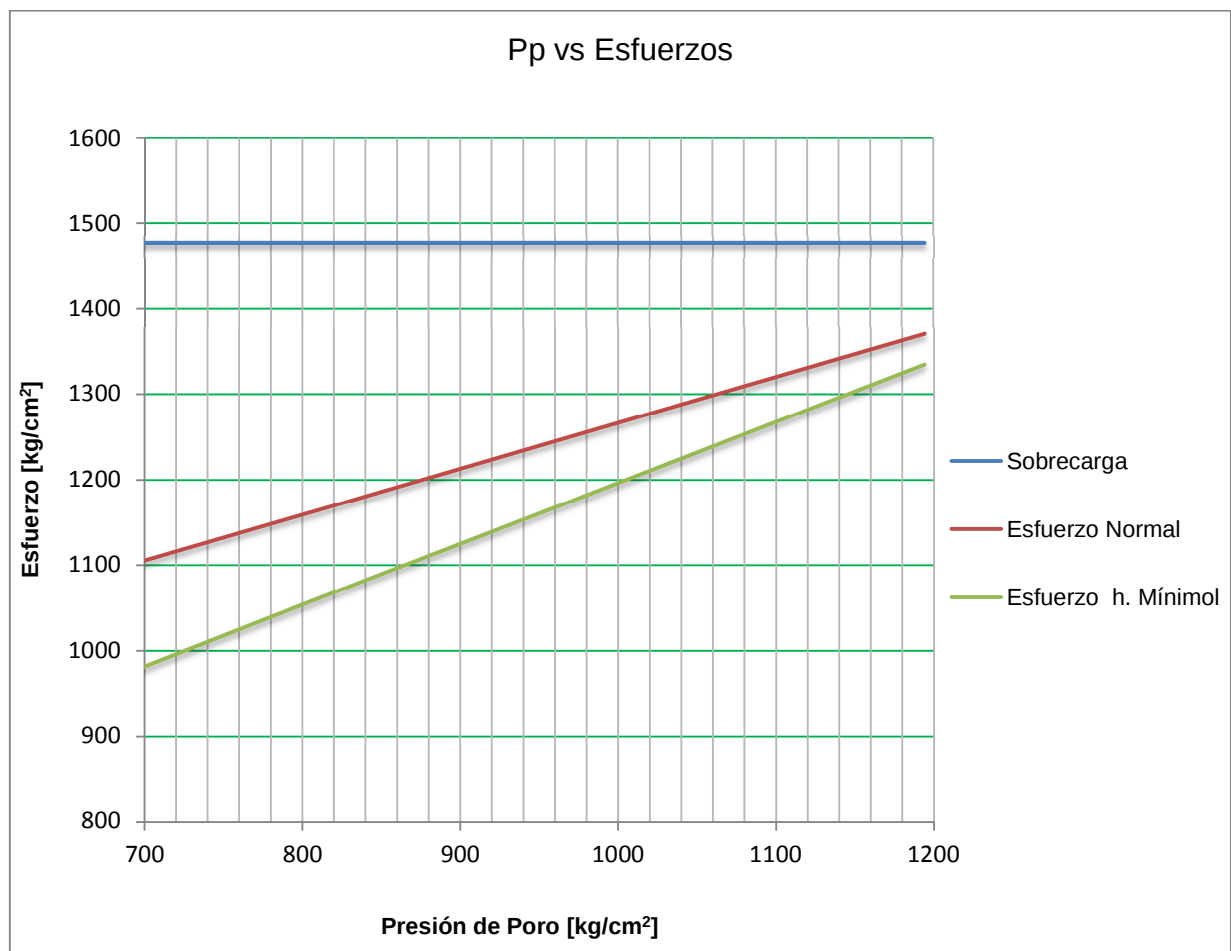


Figura 15 Variación de la P_p vs esfuerzos

La disminución de la presión de un yacimiento a causa de la producción de hidrocarburos, puede conducir a la compactación de este; lo cual provoca una disminución en la porosidad pudiendo así inducir el movimiento de los estratos de sobrecarga que dan como resultado la subsidencia de la superficie.

La Figura 16 muestra el cambio en la porosidad que presenta el yacimiento en su cercanía al pozo productor Puerto Ceiba-115. Como se puede apreciar la disminución de la porosidad es de orden del 2%, dicho cambio es dominado por compresibilidad de la formación dado que:

$$\phi = \phi_0 [1 + C_f(P_p - P_{po})] \quad (5.1)$$

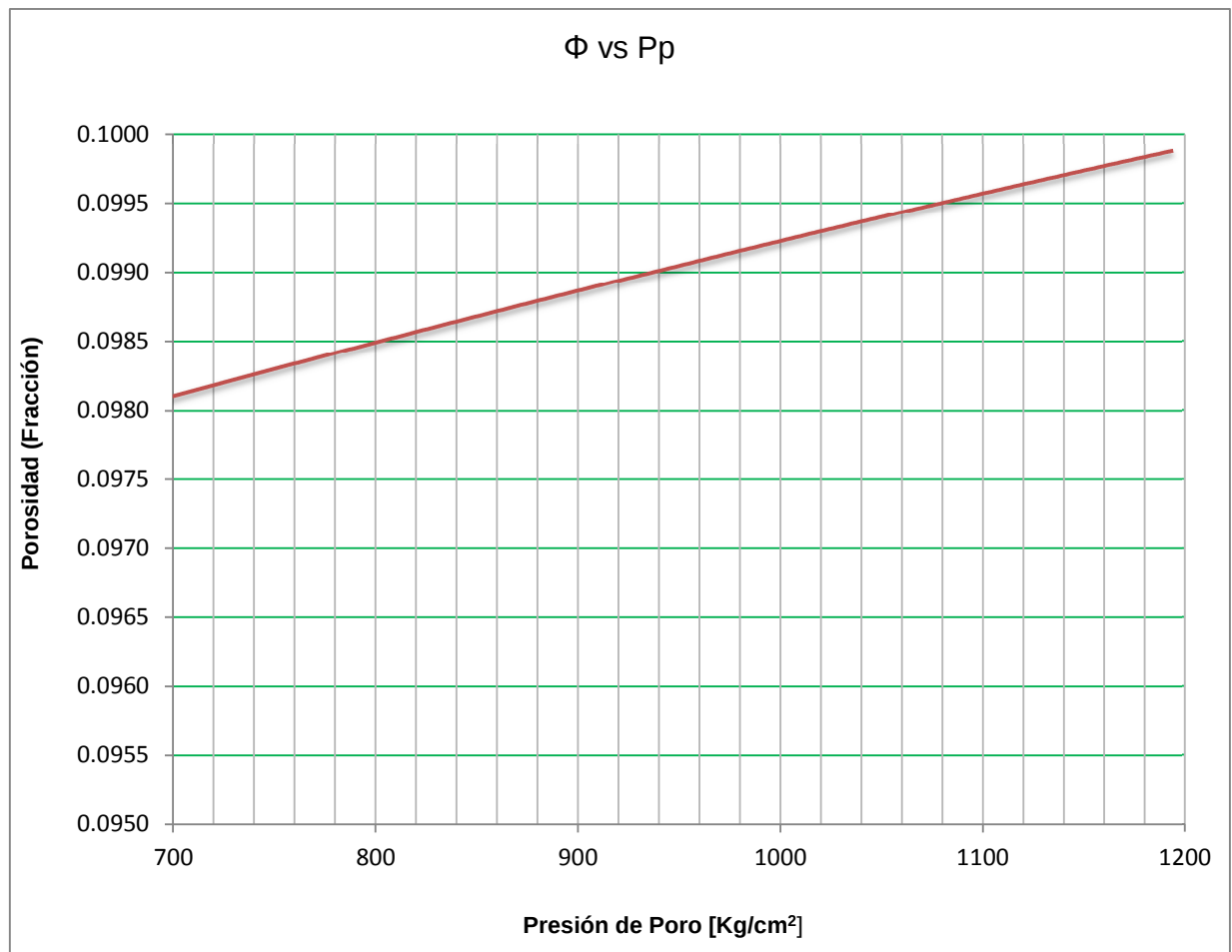


Figura 16 Variación de la porosidad vs Pp

Partiendo de la definición de coeficiente de Biot, la cual se precisa como la relación entre la consistencia de la roca y la compresibilidad de la misma; entonces podemos decir que dicho factor afecta la resistencia mecánica de los materiales geológicos cuando estos están sometidos bajo un esfuerzo cortante.

Bajo esta aseveración podemos observar en la Figura 18, como el esfuerzo cortante aumenta en relación con la disminución de coeficiente de Biot en la Figura 17, esto a causa del depresionamiento del yacimiento que a su vez propicia la pérdida de consistencia en el material rocoso producto de la pérdida de cohesión entre las partículas que lo conforman.

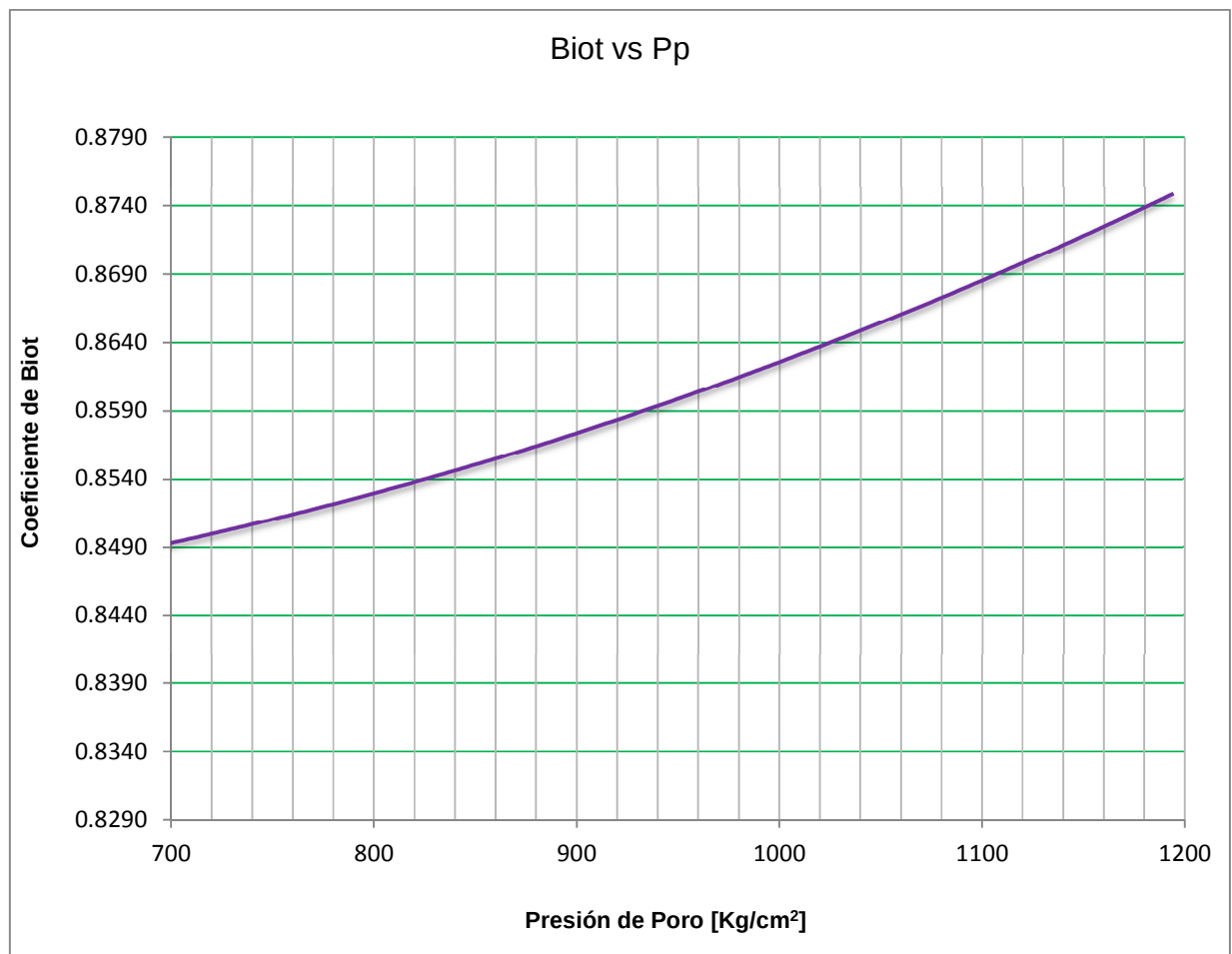


Figura 17 Variación del Coeficiente de Biot vs Pp

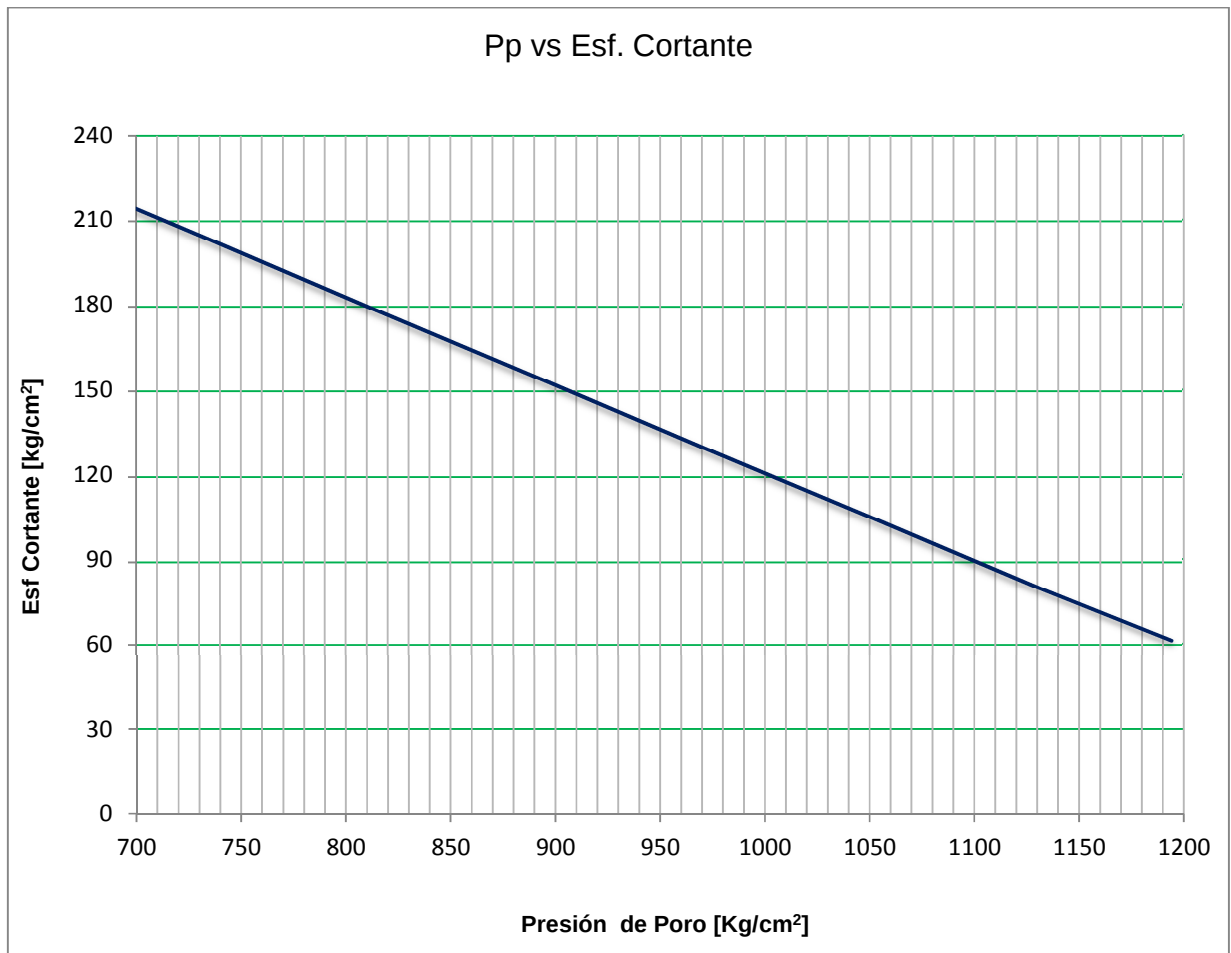


Figura 18 Variación de la Pp vs esf. cortante

El esfuerzo cortante mínimo que se requiere para que una falla preexistente comience su proceso de reactivación, se dará sí y solo si la magnitud del esfuerzo de corte sea mayor o igual a 0, esto debido a que se ha superado el esfuerzo compresivo admitido por la cohesión y la resistencia al cizallamiento del material.

Este principio se puede ver apreciar en la Figura 19, puesto que la resistencia compresiva va disminuyendo a razón del cambio en la presión del yacimiento, cabe señalar que en esta grafica los valores negativos representan los valores a los cuales la resistencia compresiva aun es mayor que el esfuerzo de corte al que se esté sometido; representando así todo valor menor a cero un medio sin fallamiento.

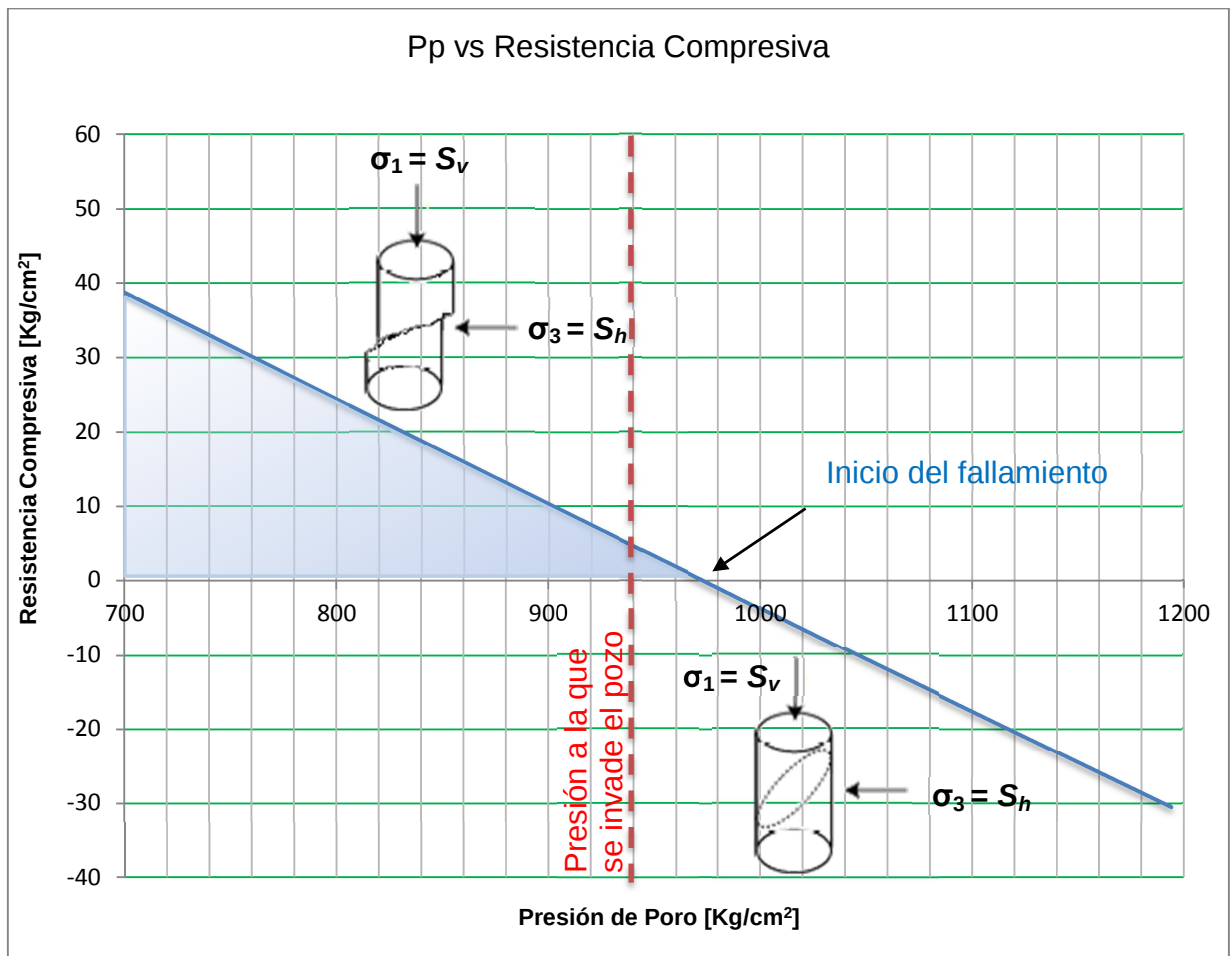


Figura 19 Variación de la Pp vs resistencia compresiva

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Después del análisis y la simulación del Poza Puerto Ceiba-115 se puede concluir:

- Una falla preexistente se reactivara si $|\tau_f| - (c + \tan(\Phi)(|\sigma_N| - Pp)) \geq 0$ y esta solo se volverá conductiva en la medida que el yacimiento continúe con un abatimiento de presión a causa de la explotación de este, puesto que al inicio del fallamiento no se tiene comunicación a todo lo largo de este plano de debilidad.
- La presencia de una falla conductiva que comunique al pozo productor con el acuífero no es la única condición necesaria para que dicho pozo se invada de agua, ya que este problema está influenciado por el gasto de producción que se tenga, debido que si dicho gasto es menor al gasto crítico entonces la invasión del pozo se verá dominada estrictamente por el abatimiento de presión; mientras que si tenemos un gasto de producción mayor al gasto crítico, el pozo se invadirá por la conificación del acuífero y la mayor velocidad de flujo que presenta el agua sobre el aceite.
- Fue posible utilizar el modelo de falla en 2D propuesto, bajo condiciones reales de trabajo, con lo que se obtuvieron buenos resultados comparados con los datos que registro PEMEX.

Dicho lo anterior, podemos recomendar con la finalidad de mejorar el análisis del comportamiento que presenta el yacimiento en relación con el criterio de Mohr-Coulomb lo siguiente:

- Debido a que el modelo estudiado se realizó bajo la suposición que la formación era linealmente elástica, con esfuerzos horizontales isótropos, es necesario estudiar el comportamiento en formaciones con esfuerzos horizontales anisótropos, en condiciones donde la deformación no se considere linealmente elástica, y se contemplen un análisis triaxial de los esfuerzos.

NOMENCLATURA

α	= Coeficiente de Biot (<i>adimensional</i>)
ρ_a	= Densidad del Agua de Mar $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$
ρ_b	= Densidad Volumétrica de la Roca $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$
ρ_{fl}	= Densidad del Fluido de Formación $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$
ρ_{ma}	= Densidad de la Matriz de la roca $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$
ϕ	= Porosidad (<i>fracción</i>)
σ'	= Esfuerzo Efectivo (<i>psi</i>)
σ_h	= Esfuerzo Horizontal Mínimo (<i>psi</i>)
σ_H	= Esfuerzo Horizontal Máximo (<i>psi</i>)
σ_{ma_N}	= Esfuerzo de Matricial Normal (<i>psi</i>)
σ_N	= Esfuerzo de Normal (<i>psi</i>)
σ_{OB}	= Sobrecarga (<i>psi</i>)
dts	= Tiempo de Transito de Corte (<i>Registro Sónico Dipolar</i>)
dte	= Tiempo de Transito de Compresional (<i>Registro de Densidad</i>)
D	= Profundidad de Interés o Profundidad Final del Estrato (<i>m</i>)
D_a	= Longitud del Tirante de Agua (<i>m</i>)
D_o	= Profundidad inicial o base del lecho marino (<i>m</i>)
E	= Modulo de Young (<i>psi</i>)
E_{din}	= Modulo de Young Dinámico (<i>psi</i>)
g	= Aceleración de la Gravedad $\left(\frac{m}{s^2}, \frac{pie}{s^2}\right)$
K_{fr}	= Módulo de Volumen del material (<i>psi</i>)

K_{frdin} = Módulo Dinámico de Volumen del material (*psi*)
 K_s = Módulo de Volumen de la matriz de la roca (*psi*)
 $K_{s din}$ = Módulo Dinámico de Volumen de la matriz de la roca (*psi*)
 m = Factor de Conversión [100.9833×10^9 para Módulos en (*psi*)]
 ν = Relación de Poisson (*adimensional*)
 ν_{din} = Relación de Poisson Dinámico (*adimensional*)
 P_p = Presión de Poro (*psi*)

Subíndices.

a = Agua
b = Bulk
din = Dinámico
fl = Fluido
fr = Volumen del material
frdin = Volumen del material medido a condiciones dinámicas
ma = Matriz
maN = Matricial Normal
N = Normal
o = Lecho marino
ob = Sobrecarga (*overburden*)
p = Poros
s = Volumen de la matriz de la roca
sdin = Volumen de la matriz de la roca medido a condiciones dinámicas

APÉNDICE1

Esfuerzo normal y cortante en dos dimensiones "2D"

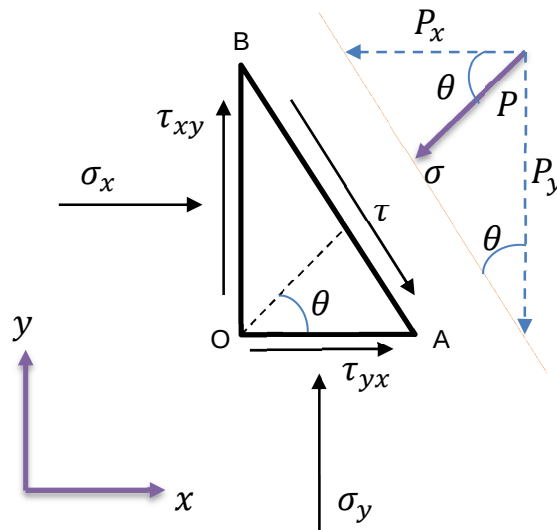


Figura A-1 Esfuerzos en el plano xy

Haciendo el análisis de fuerzas de la fuerza P aplicada sobre el triángulo (Figura A-1) se tiene:

✓ Para el eje "x"

$$ABP_x = OB\sigma_x + OA\tau_{yx} \quad (A1.1)$$

$$\text{Sí } AB = a, OA = a \text{ sen } \theta \text{ y } OB = a \text{ cos } \theta$$

$$aP_x = a \text{ cos } \theta \sigma_x + a \text{ sen } \theta \tau_{yx} \quad (A1.2)$$

$$P_x = \text{cos } \theta \sigma_x + \text{sen } \theta \tau_{yx} \quad (A1.3)$$

✓ Para el eje “y”

$$ABP_y = OB\sigma_y + OA\tau_{xy} \quad (A1.4)$$

$$\text{Sí } AB = a, OA = a \sin \theta \text{ y } OB = a \cos \theta$$

$$aP_y = a \sin \theta \sigma_y + a \cos \theta \tau_{xy} \quad (A1.5)$$

$$P_y = \sin \theta \sigma_y + \cos \theta \tau_{xy} \quad (A1.6)$$

Es conveniente expresar las ecuaciones A1.3 y A1.6 en términos de esfuerzos normales y de corte a través del plano AB (los signos son tomados en cuenta de la Figura A-1).

$$\sigma_N = P_x \cos \theta + P_y \sin \theta \quad (A1.7)$$

$$\sigma_N = (\sigma_x \cos \theta + \tau_{yx} \sin \theta) \cos \theta + (\sigma_y \sin \theta + \tau_{xy} \cos \theta) \sin \theta \quad (A1.8)$$

$$\sigma_N = \sigma_x \cos^2 \theta + \tau_{yx} \sin \theta \cos \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + \tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (A1.9)$$

$$\text{Sí } \tau_{yx} = \tau_{xy}$$

$$\sigma_N = \sigma_x \cos^2 \theta + 2 \tau_{xy} \sin \theta \cos \theta + \sigma_y \sin^2 \theta \quad (A1.10)$$

$$\sigma_N = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \cos 2\theta + \tau_{xy} \sin 2\theta \quad (A1.11)$$

y

$$\tau = P_y \cos \theta - P_x \sin \theta \quad (A1.12)$$

$$\tau = (\sigma_y \sin \theta + \tau_{xy} \cos \theta) \cos \theta - (\sigma_x \cos \theta + \tau_{yx} \sin \theta) \sin \theta \quad (A1.14)$$

$$\tau = \sigma_y \sin \theta \cos \theta + \tau_{xy} \cos^2 \theta - \sigma_x \sin \theta \cos \theta - \tau_{yx} \sin \theta \quad (\text{A1.15})$$

Sí $\tau_{yx} = \tau_{xy}$

$$\tau = (\sigma_y - \sigma_x) \sin \theta \cos \theta + \tau_{xy} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (\text{A1.16})$$

$$\tau = \frac{1}{2} (\sigma_x - \sigma_y) \sin 2\theta - \tau_{xy} \cos 2\theta \quad (\text{A1.17})$$

BIBLIOGRAFÍA

1. Abass, H.H., Tahini, A.M., Abousleiman, Y.N. y Khan, M. 2009. New Technique to Determine Biot Coefficient for Stress-Sensitive Dual-Porosity Reservoirs. Artículo SPE 124484, presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, octubre 4-7. doi: 10.2118/124484-MS.
2. Chan, A.W-K. 2004. Production-Induced Reservoir Compaction, Permeability Loss and Land Surface Subsidence. PhD dissertation, Stanford U., Stanford, California. Disponible en Internet:
http://srb.stanford.edu/docs/theses/SRB_DEC04_Chan.pdf.
3. Doornhof, D., Kristiansen, T.G., Nagel, N.B., Pattillo, P. y Sayers, C. 2006. Compactación y Subsistencia. *Oilfield Review. Spanish Editions* **18** (Winter): 50-69. Disponible en Internet:
http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/win06/p50_69.ashx.
4. Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P., Raaen, A.M. y Risnes, R. 2008. *Petroleum Related Rock Mechanics*, second edition. Amsterdam: Elsevier.
5. Gavilanes J., H. 2003. Curso de Explotación de Canteras. Tema: Parámetros Geotécnicos y Estabilidad de Taludes. Quito: Asociación de Ingenieros de Ecuador. Disponible en Internet:
http://www.aimecuador.org/capacitacion_archivos_pdf/Estabilidad_de_taludes.pdf.

-
6. Hürlimann, Marcel. 2005. *Apuntes de Marcel Hürlimann. Temas 1, 2, 4, 7 y 7*, Apartado consultado: 4.3 Propiedades Geomecánicas de la Roca y Matriz. Disponible en Internet:
http://www2.etcg.upc.es/asg/engeol/pdf_files/4.3propgeom_txt.pdf.
 7. Padilla y Sánchez, Ricardo José. 2007. Evolución Geológica del Sureste Mexicano desde el Mesozoico al Presente en el Contexto Regional del Golfo de México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LIX, Núm. 1, 2007, P. 19-42
 8. Rajesh, C. 2001. Fault Reactivation as a Result of Reservoir Depletion. PhD dissertation, Georgia Institute of Technology, Atlanta Georgia. Disponible en Internet:
<http://rockmechanics.ce.gatech.edu/research/theses/Rajesh%20Thesis.pdf>
 9. Segall, P. 1992. Induced Stresses Due to Fluid Extraction from Axisymmetric Reservoirs. *Pure and Applied Geophysics* **139** (3-4): 535-560. doi: 10.1007/BF00879950
 10. Zoback, M.D. 2007. *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press.
 11. Zoback, M.D. y Zinke, J.C. 2002. Production-Induced Normal Faulting in the Valhall and Ekofisk Oil Fields. *Pure and Applied Geophysics* **159** (1-3): 403-420. doi: 10.1007/PL00001258.