
**ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE PARAMETROS GEOMECANICOS EN UN
YACIMIENTO DE SHALE OIL HIDRAULICAMENTE FRACTURADO USANDO
UN SIMULADOR NUMERICO**

**JESSICA YURLEY GARAVITO MUÑOZ
OSCAR SEBASTIAN CARDENAS DURAN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE PARAMETROS GEOMECANICOS EN UN
YACIMIENTO DE SHALE OIL HIDRAULICAMENTE FRACTURADO USANDO
UN SIMULADOR NUMERICO**

AUTORES

**JESSICA YURLEY GARAVITO MUÑOZ
OSCAR SEBASTIAN CARDENAS DURAN**

**Trabajo de Grado Presentado como requisito para Optar al Título de
INGENIERO DE PETROLEOS**

DIRECTOR

**ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO
Ingeniera de Petróleos, Ph.D**

CODIRECTOR

**JHON ALEXANDER PABÓN VILLAMIZAR
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRELEOS
BUCARAMANGA**

2014

AGRADECIMIENTOS

Los Autores expresan sus agradecimientos a:

A Dios, por darnos las herramientas y poner en nuestro camino a cada una de las personas que con su guía hicieron posible la culminación de este proyecto.

A nuestra Directora, la Doctora Zuly Himelda Calderón Carrillo por apoyar nuestra idea.

A nuestro Codirector, el Ingeniero Jhon Alexander Pabón Villamizar por sus consejos a lo largo de nuestro proyecto.

A la Ingeniera Jessica Pachón y al Ingeniero José Carlos Cárdenas Montes por responder nuestras inquietudes.

A la Universidad Industrial de Santander, por abrirnos las puertas para formarnos profesionalmente.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos, por brindarnos los soportes necesarios para desarrollar cada uno de los requisitos académicos convirtiéndose en la base de nuestro desempeño profesional.

A nuestros amigos por estar con nosotros en toda nuestra carrera.

A nuestras familias, por brindarnos cariño y apoyo para hacer posible la realización de nuestras metas.

JESSICA GARAVITO MUÑOZ

SEBASTIAN CÁRDENAS DURÁN

DEDICATORIA

A Dios por darme las capacidades y la fuerza para cumplir mis metas.

A mi Mamá Luz Dary y a Mi Papá Emilio por creer en mí y apoyarme desde un principio.

A mi Tía Sandra quien es un ejemplo para mí.

A mis hermanos Sebastián, Jorge, Mónica y Holman por todo su cariño.

A Michelle por ser como mi hermana.

A mi compañero de Tesis y mejor Amigo Sebastián quien me acompañó desde el inicio de mi
carrera.

A Kami, Kata, Mymy, Sandris, Stephy, Law, Jaiber, Nitola y a todos mis amigos de la
universidad quienes me acompañaron en toda mi carrera y se convirtieron en mi familia estando
conmigo en los momentos más difíciles.

*"Cada persona que pasa por nuestra vida es única. Siempre deja un poco de sí y se lleva un poco
de nosotros. Habrá los que se llevarán mucho, pero no habrá de los que no nos dejarán nada.*

Esta es la prueba evidente de que dos almas no se encuentran por casualidad. "

Jorge Luis Borges.

JESSICA GARAVITO MUÑOZ

DEDICATORIA

A Dios, porque siempre he sentido su presencia en mi vida.

A mi mamá Elsa quien me inculcó desde pequeño el estudio como forma de salir adelante y a ir de la mano de Dios en cada paso de mi vida. Gracias por tu inmenso amor y cariño,
Eres la mejor.

A Mi papá Iván, de quien he sentido todo su amor y respeto, quien jamás dudó de mis capacidades y fue mi soporte, mi apoyo incondicional.

A mi hermana Sarita, el regalo más dulce, tierno y hermoso que Dios me dio.

A mi hermano Ángel, mi motor y mi motivación, te amo hermano, Dios te tiene para grandes cosas.

A Mi Abuelita María Marcelina quien cuidó de mi los primeros años de mi vida y hoy estaría orgullosa de mí, Te voy a querer eternamente.

A mi incondicional compañera, Ángela. Dios me ha bendecido con tu amor, tus ojos, tu sonrisa, con tu presencia en mi vida. Te amo.

A mi mejor amiga y compañera de tesis Jessica, quien desde el primer día de universidad me apoyó incondicional y pacientemente e hizo que creyera en mí y en mis capacidades.

A mis amigos Stephy, Sandra, Cami, Mymy, Jaiber, Gava, Gus, Joel, Pollo, Aleja, Yincy, a mi Tía Mary y Abuelita Ligia. Muchas Gracias por Todo.

SEBASTIAN CARDENAS DURAN

TABLA DE CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCION	19
1 GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE OIL.....	20
1.1 SHALE.....	20
1.2 Shale oil.....	20
1.3 DESARROLLO DEL SHALE OIL.....	21
1.4 POZOS HORIZONTALES	21
1.5 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	24
1.5.1 Presión de Fractura	25
1.5.2 Presión de Cierre	25
1.5.3 Dirección de la Fractura	25
1.5.4 Conductividad de la fractura	25
1.5.5 Material Propante.....	26
1.6 GENERALIDADES DE LA GEOMECANICA.....	27
1.6.1 Características Principales De Las Rocas	28
1.6.2 Esfuerzos principales in-situ	28
1.6.3 Esfuerzo Efectivo	30
1.6.4 Presión de poro.....	30

1.6.5 Módulo de Young (E)	31
1.6.6 Relación de Poisson (ν).....	33
1.6.7 Cohesión (UCS).....	34
1.6.8 Criterios De Falla	35
1.6.8.1 Criterio de falla de Mohr Coulomb	36
1.6.8.2 Criterio de falla de Drucker-Prager	39
2 SIMULACION NUMERICA.....	41
2.1 GENERALIDADES EAGLE FORD.....	41
2.1.1 Historia.....	42
2.1.2 Geología	43
2.1.3 Geomecánica de la Eagle Ford.....	44
2.1.4 Modelo Conceptual para Simulación Numérica	44
2.1.4.1 Porosidad Simple	45
2.1.4.2 Doble Porosidad	45
2.1.4.3 Doble Permeabilidad.....	45
2.5.1 Construcción Single Well Model	47
2.5.1.1 Caso de Estudio Burleson County	48
3 ACOPLAMIENTO GEOMECANICO AL MODELO CONCEPTUAL	56

3.1	MODELO GEOMECANICO.....	56
3.1.1	Modelos de Acoplamiento de Flujo y Deformación.....	60
3.1.1.1	*GCOUPLING 0	60
3.1.1.2	*GCOUPLING 1	60
3.1.1.3	*GCOUPLING 2	61
3.2	CAMBIOS EN EL YACIMIENTO CON Y SIN GEOMECANICA	61
3.3	CAMBIOS EN LA PRODUCCION CON Y SIN GEOMECANICA	68
4	ANALISIS DE SENSIBILIDAD.....	74
4.1	ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES ELASTICAS TENIENDO EN CUENTA EL CRITERIO DE FALLA DE MOHR COULOMB.....	75
4.2	ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES ELASTICAS TENIENDO EN CUENTA EL CRITERIO DE FALLA DE DRUCKER PRAGER	82
5.	CONCLUSIONES.....	89
6.	RECOMENDACIONES	91
	BIBLIOGRAFIA.....	92

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1 Muestra de Shale Oil (Plug Horizontal).....	20
Figura 2 Historia de la perforación de pozos horizontales	22
Figura 3 Los Pozos Horizontales interceptan mayor número de fracturas.....	23
Figura 4 Pozos Horizontales en métodos EOR.....	24
Figura 5 Esquema General de un Fracturamiento Hidráulico	27
Figura 6 Representación de los esfuerzos in situ.....	29
Figura 7 Representación de la Presión de Poro.....	31
Figura 8 Representación del Módulo de Young	32
Figura 9 Representación de la Relación de Poisson.....	33
Figura 10 Representación Criterio de Falla de Mohr Coulomb	37
Figura 11 Representación del Círculo de Mohr.....	38
Figura 12 De Esfuerzos In-Situ a Esfuerzos Principales.....	39
Figura 13 Formas Características de la Sección Transversal de las Superficies de Falla de los Criterios de falla de Mohr Coulomb y Drucker Prager	40
Figura 14 Extensión lateral del Eagle Ford Shale en el sur de Texas.....	42
Figura 15 Columna estratigráfica de la Eagle Ford	43
Figura 16 Esquema de Modelos de Porosidad Simple, Porosidad Doble, Permeabilidad doble.	46
Figura 17 Gráficos de las Curvas de Permeabilidades Relativas.....	49
Figura 18 Representación fracturamiento hidráulico.....	53
Figura 19 Representación del refinamiento logarítmico para realizar la fractura hidráulica en CMG	53
Figura 20 Modelo Simulación Base.....	53
Figura 21 Producción acumulada y diaria a 4 años	55
Figura 22 Producción Acumulada diaria a 4 años (Caso Original).....	55

Figura 23 Representación Enmallado (Tope ft) Independiente Geomecánico en GEM.....	57
Figura 24 Caída de Presión (psi) a 5 años.....	62
Figura 25 Caída de Presión (psi) a 10 años.....	63
Figura 26 Variación del Esfuerzo Efectivo (psi) debido a los Parámetros Geomecánicos	65
Figura 27 Esfuerzo efectivo y Presión (psi) en los bloques (12, 3, 1 / 1, 1, 1) y (12, 2, 1 / 1, 3, 1) del enmallado	67
Figura 28 Producción Acumulada a 10 años con y sin Geomecánica	69
Figura 29 Producción Diaria a 10 años con y sin Geomecánica	69
Figura 30 Representación del modelo con y sin Barton Bandis.....	72
Figura 31 Pérdida de Permeabilidad en la matriz a lo largo de los 10 años de Producción.....	73
Figura 32 Producción Acumulada con las Diferentes Combinaciones en las Constantes Elásticas.	76
Figura 33 Producción diaria con las Diferentes combinaciones en las Constantes Elásticas	77
Figura 34 Representación en Detalle de la Producción Acumulada con las diferentes combinaciones en las constantes elásticas.....	78
Figura 35 Representación en detalle de la producción diaria con las diferentes combinaciones en las constantes elásticas.	78
Figura 36 Representación de la mayor y menor producción acumulada con respecto a las diferentes constantes elásticas.....	79
Figura 37 Representación de la permeabilidad en el bloque (Cercano) 12, 3,1/1, 1,1 a 10 años de producción con (YM 2e06 RP 0.27) y (YM 7e06 RP 0.22)	81
Figura 38 Representación de la permeabilidad en el bloque (Lejano) 12, 2,1/1, 3,1 a 10 años de producción con (YM 2e06 RP 0.27) y (YM 7e06 RP 0.22)	82
Figura 39 Producción acumulada con los diferentes Criterios de Falla Mohr Coulomb y Ducker Prager.....	83

Figura 40 Producción Acumulada con los distintos Criterios de Falla y Constantes Elásticas85

Figura 41 Producción acumulada de diferentes criterios de falla con un Módulo de Young de $2 \cdot 10^6$ psi y una Relación de Poisson de 0.2786

Figura 42 Producción acumulada de diferentes criterios de falla con un Módulo de Young de $7 \cdot 10^6$ psi y una Relación de Poisson de 0.2287

LISTA DE TABLAS

	Pag
Tabla 1 Valores comunes de Módulo de Young y Relacion de Poisson.....	34
Tabla 2 Valores Típicos de Cohesión y Angulo de Fricción Interna	35
Tabla 3 Datos generales Burleson County	48
Tabla 4 Tabla de Permeabilidades Relativas	48
Tabla 5 Composición del Fluido Black Oil	51
Tabla 6 Parámetros del yacimiento y de las fracturas hidráulicas.....	52
Tabla 7 Valores Geomecánicos Formación Eagle Ford	58
Tabla 8 combinaciones de las diferentes constantes elásticas.	76
Tabla 9 Sensibilidad de los distintos criterios de falla y constantes Elásticas.	85

RESUMEN

TITULO: ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE PARAMETROS GEOMECANICOS EN UN YACIMIENTO DE SHALE OIL HIDRAULICAMENTE FRACTURADO USANDO UN SIMULADOR NUMERICO*

AUTORES: JESSICA YURLEY GARAVITO MUÑOZ
OSCAR SEBASTIAN CARDENAS DURAN**

PALABRAS CLAVE: FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, GEOMECÁNICA, SIMULACIÓN NUMÉRICA, MODULO DE YOUNG, RELACIÓN DE POISSON, CRITERIOS DE FALLA.

DESCRIPCIÓN

En la actualidad, los yacimientos no convencionales han tomado importancia debido al aumento en la demanda de hidrocarburo, sin embargo, estos eran poco atractivos ya que poseen características de porosidad y permeabilidad baja dificultando su acceso y la producción de los fluidos que contienen, pero gracias al desarrollo de tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal hoy es posible la extracción de petróleo y gas en los Shale.

Estos procesos producen alteraciones en el estado normal de esfuerzos de las formaciones perforadas causando problemas de estabilidad de pozo que lleva a una disminución en la producción esperada y posteriores pérdidas económicas, por esta razón, la Geomecánica al estudiar propiedades como la presión de poro, los esfuerzos in-situ y las constantes elásticas, permiten relacionar el comportamiento de la formación bajo los cambios en los esfuerzos; para estudiar estos cambios se hace uso de la simulación numérica la cual permite integrar los conceptos geomecánicos al modelo inicial de fluidos dando como resultado predicciones más acertadas con respecto a la producción que se puede obtener en este tipo de yacimientos.

Este proyecto evalúa las diferencias de los resultados en una simulación sin tener en cuenta los parámetros Geomecánicos con respecto a la implementación de este modelo estudiando las constantes elásticas como el Modulo de Young y la Relación de Poisson y los criterios de falla de Mohr Coulomb y Drucker Prager e identifica los efectos reales en la Simulación Numérica.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo, Codirector: Jhon Alexander Pabón Villamizar

ABSTRACT

TITLE: SENSITIVITY ANALYSIS OF GEOMECHANICAL PARAMETER IN SHALE OIL RESERVOIR HYDRAULIC FRACTURED USING A SIMULATOR NUMERIC*

AUTHORS: JESSICA MUNOZ YURLEY GARAVITO
SEBASTIAN CARDENAS OSCAR DURAN**

KEYWORDS: HYDRAULIC FRACTURING, GEOMECHANICS, NUMERICAL SIMULATION YOUNG MODULUS, POISSON RATIO, FAILURE CRITERIA.

DESCRIPTION

Currently, unconventional reservoirs have become important due to the increase in demand for hydrocarbon, however, these were not very attractive because they have characteristics of porosity and low permeability hinder access and production fluids containing, but thanks the development of technologies such as hydraulic fracturing and horizontal drilling is now possible to extract oil and gas in the shale.

These processes produce alterations in the normal state of stress causing perforated formation wellbore stability problems leading to a decrease in the expected production and subsequent economic losses, for this reason, the study Geomechanics properties such as pore pressure, the efforts in-situ and the elastic constants, allow relating the formation behavior under changes in stress; to study these changes using numerical simulation which allows integrating geomechanical model concepts to initial fluid resulting in more accurate predictions regarding the production that can be obtained in this type of reservoir is made.

This project evaluates the differences in the results of a simulation without considering the Geomechanical parameters with respect to the implementation of this model to study the elastic constants such as Young's modulus and Poisson's ratio and failure criteria like Mohr Coulomb and Drucker Prager and identifies the real effect under Numerical simulation.

* Graduate work

** Physicomechanical School of Engineering School of Petroleum Engineering, Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo, Codirector: Jhon Alexander Pabón Villamizar

INTRODUCCION

Estudios recientes de yacimientos de petróleo han centrado su mirada en las rocas generadoras, las cuales son de grano fino ricas en materia orgánica que debido a sus características de baja permeabilidad eran poco atractivas para su desarrollo, sin embargo, gracias a que los geocientíficos han reconocido el potencial que poseen este tipo de reservorios y a la explotación exitosa principalmente de países como Estados Unidos y Canadá, las inversiones necesarias para la tecnología que requieren estos yacimientos, hacen hoy posible su extracción, ya que para esto deben hacer uso de fracturas hidráulicas para crear la comunicación de los poros contenedores del hidrocarburo y así permitir su flujo.

Esta tecnología va de la mano con la perforación horizontal, y para la correcta caracterización del yacimiento se hacen necesarias el uso de disciplinas como la geología, la comprensión de los parámetros petrofísicos, la distribución y densidad de las fracturas, las cuales requieren un estudio de las propiedades geomecánicas para los diseños y terminación de los pozos, por ende se crean nuevos retos al explorar opciones que antes no se habían tenido en cuenta, haciendo uso de herramientas software que permiten predecir el comportamiento de estos yacimientos a lo largo de su vida productiva, teniendo en cuenta los estados de esfuerzos y las constantes elásticas de la roca que son vitales para la determinación de la producción del reservorio, ya que con estos, las predicciones tienen menos incertidumbre.

1 GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE OIL

1.1 SHALE

El shale es una roca sedimentaria de grano fino, clástica compuesta de lodo minerales de arcilla y fragmentos diminutos de otros minerales, especialmente cuarzo y calcita. El shale se caracteriza por presentar láminas de menos de un centímetro de espesor a lo largo de él, característica denominada fisibilidad. Las lutitas, por otra parte, son similares en composición pero no muestran fisibilidad. ¹

1.2 SHALE OIL

Shale oil es el término que describe la roca sedimentaria de grano muy fino de baja permeabilidad y porosidad y que contiene cantidades importantes de aceite. Estas rocas generalmente residen a partir de los 3000 pies de profundidad. La generación de estos hidrocarburos fue posible gracias a la transformación de cierta parte del kerógeno ya que la roca se encontraba a la profundidad y condiciones óptimas para dicho proceso. ²

Figura 1 Muestra de Shale Oil (Plug Horizontal)



Fuente: YAN, F., HAN, D.H., YAO, Q. (2012) Oil Shale Anisotropy Measurement and Sensitivity Analysis, University of Houston

¹ BLATT, H., ROBERT, J. (1996) Petrology Igneous Sedimentary and Metamorphic, 2nd ed, Freeman, pp. 281–292.

² YEN, T., CHILINGARIAN, V. (1976) Shale Oil Vol. 5

1.3 DESARROLLO DEL SHALE OIL

El aceite contenido en el shale es abundante sobre el planeta tierra, sin embargo la extracción de este recurso es mucho más complejo y costoso en comparación con los yacimientos convencionales de petróleo, debido a la baja permeabilidad que posee esta roca, por esta razón es necesario la optimización en la extracción del hidrocarburo para que el proyecto sea económicamente viable.

En la actualidad, la industria del petróleo cuenta con varias técnicas para la extracción de petróleo de este tipo de yacimientos, como la perforación de pozos horizontales la cual permite generar una mayor área de contacto en el yacimiento y por ende el aumento en la productividad y el fracturamiento hidráulico el cual aumenta la permeabilidad de la zona interconectando fracturas naturales permitiendo que el aceite contenido en este tipo de formaciones fluya hacia el pozo. Estas dos técnicas se trabajan conjuntamente para el desarrollo de yacimientos de shale oil.

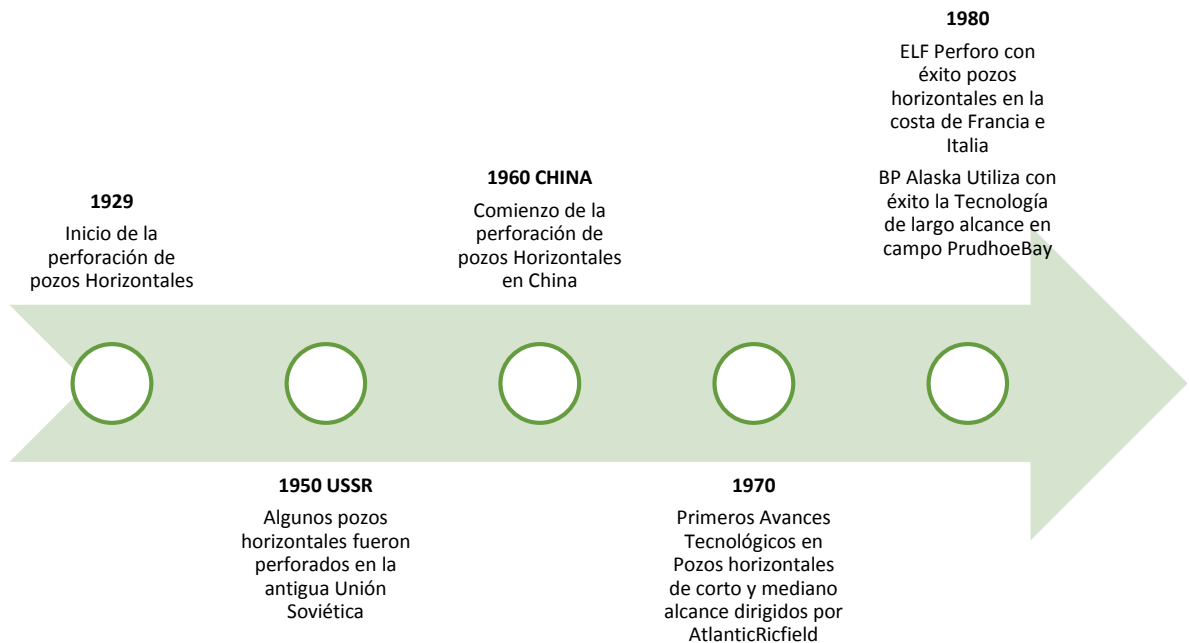
1.4 POZOS HORIZONTALES

En las últimas décadas, la perforación de pozos horizontales ha revolucionado la industria petrolera gracias a las ventajas que implica el uso de esta técnica. En general, la diferencia entre un pozo horizontal y uno vertical, es que el pozo horizontal es perforado paralelo al plano de estratificación del reservorio mientras que el vertical es un pozo el cual intersecta el plano del reservorio a 90 grados.

La **figura 2** muestra el desarrollo de los pozos horizontales a lo largo de los años, dando inicio en 1929, posteriormente empresas transnacionales como Texaco y Exxon en Canadá, y ELF de Francia realizaron un avance tecnológico significativo para el año de 1980, los principales problemas en esa época eran la corrida de registros eléctricos, cortar núcleos entre otros.

En la década de 1950 fueron perforados algunos pozos horizontales en la antigua Unión Soviética, así como en China en 1960, y en Canadá en 1970, sin embargo, la falta de tecnología y los costos que fueron elevados, hicieron poco atractivo el desarrollo de este tipo de pozos. En 1970 se realizaron los primeros esfuerzos para el avance tecnológico en pozos horizontales de corto y mediano alcance por AtlanticRicfield Co. Pero hasta mediados de la década de 1980 BP en Alaska y ELF en Italia y Francia perforaron y completaron varios pozos con éxito gracias al desarrollo de la tecnología de pozos horizontales.³

Figura 2 Historia de la perforación de pozos horizontales



³ JOSHI, S.D., Ph.D. (1991) Horizontal Well Technology, Technologies International, Oklahoma, U.S.A.

El objetivo principal de la perforación de un pozo horizontal es:

- Generar una mayor zona de contacto y barrido lo cual produce un aumento significativo en la producción.
- En reservorios naturalmente fracturados para interceptar mayor número de fracturas.
- Llegar a lugares de difícil acceso.
- La extracción de crudo de yacimientos extensos pero con poco espesor.
- La recuperación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.
- En métodos EOR facilitan la recuperación de crudos pesados⁴.

Perrine (1995) concluyó que los pozos horizontales pueden producir dos veces más que los pozos verticales. La variable que se debe tener en cuenta en el momento de desarrollar un proyecto de un pozo horizontal es el costo de perforación de este comparado con el aumento en la productividad.

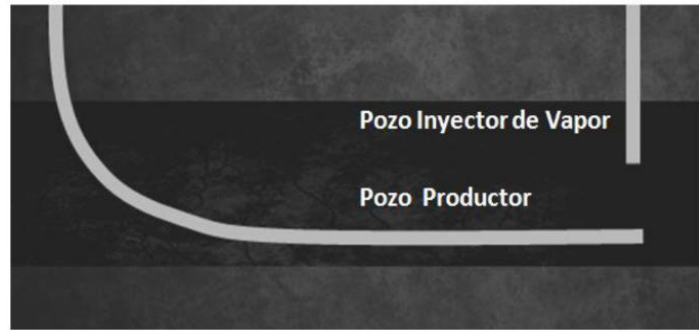
Figura 3 Los Pozos Horizontales interceptan mayor número de fracturas



Fuente: FAISAL N. (2011) Development of Type Curves for Gas Production from Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs.

⁴ S.D. JOSHI, S.D., Ph.D. (1991) Horizontal Well Technology, Technologies International, Oklahoma, U.S.A.

Figura 4 Pozos Horizontales en métodos EOR



Fuente: FAISAL N. (2011) Development of Type Curves for Gas Production from Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs.

1.5 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

La técnica de fracturamiento hidráulico de estimulación de pozos es uno de los principales avances en ingeniería petrolera de la década pasada. La técnica fue introducida a la industria petrolera en un artículo de JB Clark, del Stanolind Oil and Gas Co. en 1948⁵

El fracturamiento hidráulico es un método mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, la inyección continua de dicho fluido permite generar y extender la fractura. Cuando se alcanza una amplitud tal, se le agrega un material sólido al fluido para que lo conduzca y evitar el cierre de la fractura. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante; este procedimiento se realiza generalmente en formaciones de baja permeabilidad que evitan la movilización de los fluidos contenidos en el yacimiento.

Hay muchas aplicaciones del fracturamiento hidráulico, por ejemplo: puede aumentar la producción de aceite y/o gas de yacimientos de baja permeabilidad, y

⁵ KING, H., and WILLIS, J. (1957) Mechanics of Hydraulic Fracturing, SPE 686-G

así mismo la de pozos que han sido dañados, conectar fracturas naturales con el pozo, disminuir la caída de presión alrededor de este, minimizar problemas con el depósito de parafinas y asfaltenos y aumentar el área de drenaje o la cantidad de formación en contacto con el pozo.⁶ Algunos conceptos que se deben conocer en este procedimiento son:

1.5.1 Presión de Fractura: Es la presión necesaria para generar la fractura y propagarla más allá del punto de ruptura. Para que ocurra la fractura es necesario que la presión ejercida sobre la formación sea mayor que la suma de la presión de poro más la componente horizontal de la presión de sobrecarga.

1.5.2 Presión de Cierre: Es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra. Es un esfuerzo global, promedio de la formación y es diferente al esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés.⁷

1.5.3 Dirección de la Fractura: La fractura se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal ejercido sobre el yacimiento, es decir paralelamente a la dirección del esfuerzo horizontal máximo. En yacimientos con una profundidad mayor a 1000 pies, el menor esfuerzo principal probablemente será horizontal; resultando una fractura vertical.⁸

1.5.4 Conductividad de la fractura: Es la habilidad de la fractura para transportar el fluido desde el yacimiento hasta el pozo y puede expresarse como la multiplicación entre la permeabilidad (md) y el ancho de la fractura (ft). Cuando se realiza una fractura hidráulica se bombea un material apuntalante, el cual se inserta en la fractura y actúa como sostén para que esta no se cierre. Por tal razón, en este caso, la permeabilidad de la fractura está en función del tipo de agente utilizado,

⁶ ALVAREZ, I, Fracturamiento Hidráulico Multietapas.

⁷ PEMEX (2011) Exploración y Producción, Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos. México, D. F.

⁸ LAKE, L. W. (2007) Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering Vol. IV, University of Texas. Austin, SPE.

debido a que el empaque del agente de sostén es el elemento a través del cual va a transitar el fluido producido desde la formación a través de la fractura. Entonces la conductividad de la fractura es el ancho de la fractura por la permeabilidad del agente de sostén

$$F_c = K_f \times W$$

Donde:

F_{CD} = Conductividad de la Fractura (md.ft)

K_f = Permeabilidad del agente de sostén (md)

W = Ancho de la fractura (ft)

Tradicionalmente, los esfuerzos para mejorar la conductividad se han dirigido a mejorar la capacidad de fluir a través de un paquete de agente de sostén poroso. La industria ha realizado esfuerzos significativos hacia el objetivo de aumentar la permeabilidad del empaque de apuntalante a través del desarrollo de menos fluidos portadores, agentes de sostén de mayor resistencia perjudiciales hechos por el hombre e interruptores de fluido de fracturación más eficientes, así sucesivamente.⁹

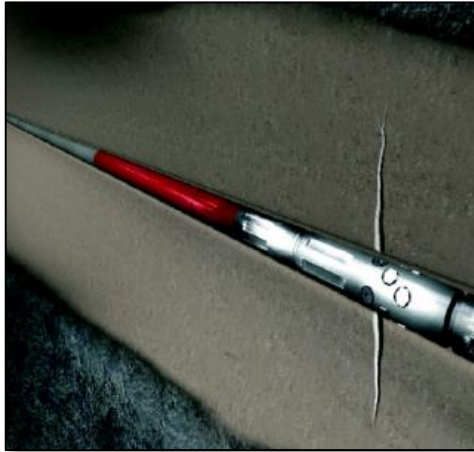
1.5.5 Material Propante: Son materiales utilizados como agentes de sostén en las fracturas creadas en procesos de fracturamiento hidráulico. Se encargan de mantener abierta la fractura preservando la conectividad de la misma. También llamado material apuntalante. El material apuntalante puede ser

- Arena angular típicamente natural para formaciones con menor esfuerzo de cierre.

⁹ GILLAERD, M., MEDVEDEV, O., Medvedev, A. (2010) A New Approach Generating Fracture Conductivity, SPE 135034

- Partículas de cerámicas esféricas para formaciones con alto esfuerzo de cierre debido a su mayor resistencia al aplastamiento y la generación de finos inherentes.¹⁰

Figura 5 Esquema General de un Fracturamiento Hidráulico



Fuente: GARCIA, F. (2012) Incremento de la productividad mediante fracturamiento hidráulico multi-etapa en pozos horizontales en la región norte de México, p 14.

1.6 GENERALIDADES DE LA GEOMECANICA

La geomecánica, tiene como fin conocer y predecir el comportamiento de las rocas debido a los cambios de esfuerzos, siendo una disciplina importante en la ingeniería de petróleos ya que las perturbaciones de las rocas son causadas por las operaciones de perforación, completamiento y producción de pozos.

Esta disciplina aplicada a yacimientos, estudia los conceptos de esfuerzo, presión de poro, propiedades físicas de los yacimientos, fallas, fracturas naturales, entre otros, las cuales permiten idear estrategias para optimizar la producción mientras se mantiene el pozo estable.

¹⁰ Ibid., p.2.

La industria petrolera se encuentra a diario con problemas que impiden tener una producción óptima del yacimiento, ya que se presentan fenómenos como la compactación, la subsidencia, fallas, entre otros; con el fin de mejorar la producción se usa el fracturamiento hidráulico, este método es importante debido al desarrollo de los yacimientos no convencionales donde las permeabilidades se encuentran en la escala de nano-Darcys.

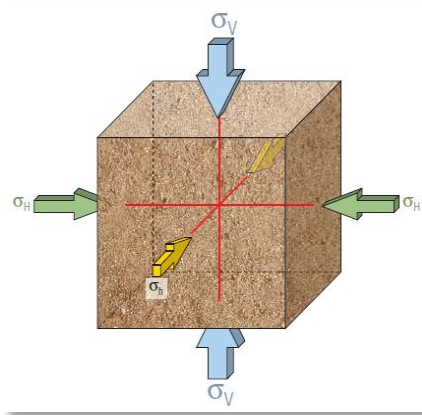
1.6.1 Características Principales De Las Rocas: Las propiedades de la roca son necesarias para predecir la respuesta de esta durante la perforación y en combinación con el estado de esfuerzos in-situ poder predecir los pesos de lodo necesarios para mantener un pozo estable. Los ensayos de laboratorio ayudan a caracterizar mejor las propiedades mecánicas de la roca. Sin embargo, debido a la dificultad y elevado costo de obtener muestras de rocas en las formaciones no productoras, en la mayoría de los casos se utilizan una serie de relaciones empíricas que permiten tener una estimación de las diferentes propiedades mecánicas de interés para el modelo geomecánico¹¹, por esta razón, se hace necesario estudiar las principales características de la roca, para así poder entender el comportamiento de estas en el momento de las perturbaciones que se llevan a cabo en los procesos de perforación y producción.

1.6.2 Esfuerzos principales in-situ: Las actividades de perforación y producción afectan el estado de los esfuerzos locales. Los problemas que surgen durante las operaciones de perforación pueden producir dificultades durante la fase de producción. Los cambios en el estado de los esfuerzos pueden dar lugar a fallas de las rocas y esto causar problemas de inestabilidad del pozo durante la perforación. A su vez, estos cambios pueden conducir a problemas de producción de arena, cuando el pozo ya ha sido terminado. Otras actividades llevadas a cabo durante la vida productiva de un campo petrolero pueden generar cambios en la presión de

¹¹ PETROLERA, I., (2011) Modelos Geomecánicos 3D y su Creciente Aplicación pág. 151-157

poro y la temperatura, que probablemente modifiquen los esfuerzos que actúan desde mayores distancias al pozo. Los cambios del estado de los esfuerzos no sólo afectan el yacimiento sino también las formaciones adyacentes; por lo tanto es importante conocer las características de los esfuerzos principales como base en el estudio de los parámetros geomecánicos que afectan el estado normal de las rocas. En términos generales, el esfuerzo es un tensor que describe la densidad de las fuerzas que actúan sobre todas las superficies que pasan por un punto dado; los esfuerzos aplicados sobre un cubo de material (**figura 6**), sepultado en la tierra, se designan como σ_V , σ_H y σ_h , donde V indica la dirección vertical, H indica la dirección del mayor esfuerzo horizontal y h, la dirección del menor esfuerzo horizontal. A menudo se asume que éstas son las direcciones de los esfuerzos principales, pero estas se pueden rotar con respecto a los tres ejes. Los esfuerzos principales se indican en general como σ_1 , σ_2 y σ_3 , en orden de magnitud decreciente. Cuando las direcciones de los esfuerzos principales no coinciden con las direcciones vertical y horizontal, también habrá esfuerzos de corte sobre las caras del cubo en la orientación mostrada.¹²

Figura 6 Representación de los esfuerzos in situ



Fuente: COOK, J., GREEN, S., JUDZIS, A., SUAREZ, R., & MARSDEN, R. (2008) Las Rocas Importan : Realidades de la Geomecánica

¹² Cook, J., Green, S., Judzis, A., Martin, J. W., Suárez-rivera, R., & Marsden, R., Las Rocas Importan : Realidades de la Geomecánica.

1.6.3 Esfuerzo Efectivo: El esfuerzo efectivo o esfuerzo de sobrecarga, representa el esfuerzo total causado por las cargas externas si los espacios vacíos de una muestra de roca son llenados con un fluido bajo una presión P , el esfuerzo total consiste en dos partes: una parte P que actúa en el fluido y en el sólido en todas las direcciones con igual intensidad, llamada presión de poro; y otra parte que la constituyen el esfuerzo efectivo σ'^{13} . Matemáticamente se expresa como:

$$\sigma' = \sigma - Pp$$

Donde:

σ' = esfuerzo efectivo, esfuerzo intergranular, presión grano a grano.

σ = esfuerzo de sobrecarga, normal total o esfuerzo total.

Pp = presión de poro, presión del fluido o esfuerzo neutral.

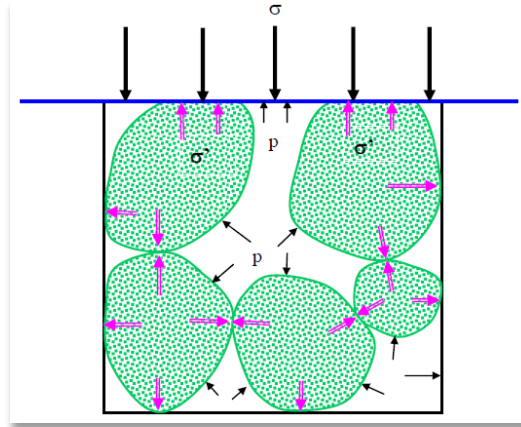
1.6.4 Presión de poro: Esta se define como la fuerza que ejercen los fluidos que se encuentran confinados en el espacio poroso de la roca; el fluido de los poros lleva parte de los esfuerzos totales aplicados al sistema soportando parte de la matriz de la roca; esta se desarrolla en las formaciones a medida que se depositan los sedimentos, la cual depende de la porosidad de la roca, la densidad del fluido que alberga la porosidad y la evolución geológica de las formaciones.

En un ambiente de presión de poro normal, los sedimentos se compactan a medida que los fluidos son drenados por efecto de la carga que ejercen los sedimentos suprayacentes. Como consecuencia, la porosidad decrece progresivamente con la profundidad, este es el modelo conocido como de compactación normal; sin embargo, cuando se interrumpe el drenaje, se detiene el cambio de volumen y la

¹³ WANG, H. F. (2000) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

porosidad permanece constante con la profundidad, generando una zona de sobrepresión. Este proceso se conoce como sub-compactación.¹⁴

Figura 7 Representación de la Presión de Poro



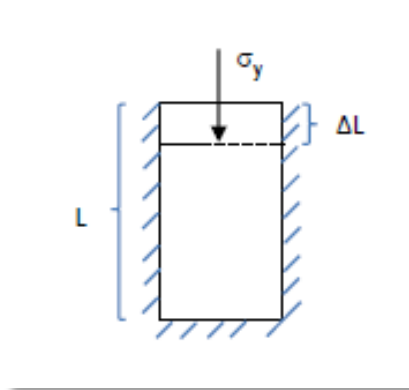
Fuente: TRAN, D., NGHIEM, L., BUCHANAN, L. (2005) An Overview of Iterative Coupling Between Geomechanical Deformation and Reservoir Flow, SPE/PS-CIM/CHOA 97879 PS2005-396

1.6.5 Módulo de Young (E): También conocido como Modulo Elástico (Y) es la propiedad más importante a tener en cuenta en el diseño de una fractura hidráulica y se define como la cantidad de esfuerzo requerido para deformar una roca en cierta proporción, indica la rigidez y la dureza de la roca, caracteriza el comportamiento de un material elástico según la dirección en la cual se aplique la fuerza. Matemáticamente se define como la relación entre el esfuerzo longitudinal y la deformación longitudinal.¹⁵

¹⁴ PETROLERA, I. (2011). Modelos Geomecánicos 3D y su Creciente Aplicación pág. 151-157

¹⁵ CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander

Figura 8 Representación del Módulo de Young



Fuentes: SHUCK, LANGE, (2007) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon}$$

Donde:

E= Módulo de Young.

σ = Esfuerzo.

ϵ = Deformación.

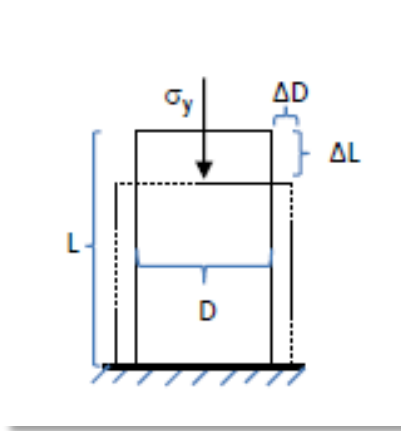
Normalmente, para el módulo de Young se considera el mismo valor, tanto para tensión como para compresión. Su valor, en la mayoría de los casos es muy alto, del orden de los 10^9 Pascales; en el caso de las rocas, varía entre 1 y 100 GPa.

En rocas, un módulo de Young alto, significa que la roca tiene una alta resistencia y que no se deforma con facilidad. Esto significa por ejemplo que, en un fracturamiento hidráulico, el propante tiende a enterrarse en una roca más dúctil (Modulo de Young bajo) y tiende a romperse en una roca más rígida (Modulo de Young alto), fluyendo por el canal de fractura y afectando los canales de flujo.¹⁶

¹⁶ POLLARD, D. D., FLETCHER, R. C. (2005) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

1.6.6 Relación de Poisson (ν): Esta refleja la capacidad de un material de deformarse o expandirse, es un parámetro adimensional y conceptualmente es la relación entre la deformación lateral, es decir la deformación que es perpendicular al esfuerzo aplicado con la deformación longitudinal que está orientada en dirección al esfuerzo aplicado.¹⁷

Figura 9 Representación de la Relación de Poisson



Fuentes: SHUCK, LANGE, (2007) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander

$$\nu = -\frac{\epsilon_x}{\epsilon_y}$$

Donde:

ν = Relación de Poisson.

ϵ_x = deformación lateral.

ϵ_y = deformación longitudinal.

Para materiales elásticos, varía entre 0 y 0.5, si el material tiene una relación de Poisson cercana a 0, el material es más compresible; por ende, materiales con relación de Poisson iguales a 0.5 son materiales que mantienen el volumen

¹⁷ MEANS, W. D. (1976) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

constante independientemente del esfuerzo que le sea aplicado; en las rocas, estos valores oscilan entre 0.25 y 0.33.¹⁸

Tabla 1 Valores comunes de Módulo de Young y Relacion de Poisson

TIPO DE ROCA	MODULO DE YOUNG (E) GPa	RELACION DE POISSON
Anhidrita	73	0.295
Pizarra	35.4	-
Conglomerado	91.61	0.10
Diorita	100.8	0.26
Granito	38.98	0.19
Caliza	65.71	0.17
Shale	31.16	0.14
Arenisca	26	0.27
Sal	33.03	0.06

Modificado de: LAMA, C., VUTUKURI, V. S. (1974) Citado por CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

1.6.7 Cohesión (UCS): Es la atracción de las partículas por unidad de área, y es un componente de la resistencia ya sea de las rocas o de cualquier otro material consolidado, la cohesión une las partículas que constituyen las rocas, y depende de la resistencia de esta los valores de cohesión comunes de las rocas son normalmente altos.¹⁹

1.6.7 Angulo de fricción interna (ϕ): Representa el coeficiente de rozamiento como resultado de la fricción mecánica entre los granos y su conexión, esta

¹⁸ POLLARD, D. D., FLETCHER, R. C. (2005) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

¹⁹ FRIAS. J. A., PLATA, R. A. (2012) Determinación y Análisis de los Diferentes Criterios de Falla que Indican bajo qué Condiciones fallan las Rocas y su Impacto en la Industria Petrolera, Universidad Industrial de Santander.

depende de factores como la densidad de la roca, el tamaño, la distribución y la forma de los granos así como del estado de la tensión en la roca, se encuentra en valores entre 0° correspondiente a arcillas plásticas, hasta 45° para arenas secas, compactas y partículas angulares, generalmente para las arenas este valor se encuentra en 30° .

Este se representa en el círculo de Mohr como el ángulo de la línea tangente a este y decrece con el aumento del valor de la tensión, en las rocas muestra la resistencia a los esfuerzos de corte.²⁰

Tabla 2 Valores Típicos de Cohesión y Angulo de Fricción Interna

DESCRIPCIÓN	POROSIDAD (%)	COHESIÓN (MPa)	ANGULO DE FRICCIÓN INTERNA ($^{\circ}$)
Arenisca	18.2	27.2	27.8
Limolita	5.6	34.7	32.1
Dolomita	3.5	22.8	35.5
Mármol	0.3	21.2	25.3
Caliza	19.4	6.72	42.0
Granito	0.2	55.1	51.0

Modificado de: GOODMAN (1989) Citado por: CARRILLO, Z., H. (2014) Criterios de Falla, Presentación.

1.6.8 Criterios De Falla: Se considera que un material ha fallado si se deforma permanentemente o se fractura en dos o más partes y la falla es causada por una combinación de esfuerzos. Los materiales pueden ser categorizados como frágiles o dúctiles. La falla en materiales frágiles se asocia generalmente con esfuerzos

²⁰ FRIAS. J. A., PLATA, R. A. (2012) Determinación y Análisis de los Diferentes Criterios de Falla que Indican bajo qué Condiciones fallan las Rocas y su Impacto en la Industria Petrolera, Universidad Industrial de Santander

tensiles mientras que la falla en materiales dúctiles se asocia con esfuerzos de corte, siendo esta la forma de falla que se presenta con más frecuencia.

Debido a que en el transcurso de los procesos que se llevan a cabo en la perforación, se originan variaciones en los esfuerzos naturales de las rocas, si el estado de esfuerzo excede la resistencia de la roca, es allí donde se presenta la falla; esta se puede definir mediante el estado de tensiones o mediante el estado de las deformaciones, por ende están asociados a su estructura sólida; los esfuerzos que causan las fallas en la roca son los esfuerzos efectivos, generando el colapso de los poros que a su vez son causados por un esfuerzo hidrostático excesivo.²¹

1.6.8.1 Criterio de falla de Mohr Coulomb: Fue desarrollado por Christian Otto Mohr (1835-1918); es una extensión de la ley de Coulomb, para materiales cohesivos y con fricción como las arcillas, es el criterio de falla más simple y el más usado, sin embargo, este no toma en cuenta el efecto del esfuerzo principal intermedio σ_2 , solo los esfuerzos principales máximo σ_1 y mínimo σ_3 .²² Matemáticamente se define a partir del esfuerzo de corte y el esfuerzo normal en el plano de cizalla de la siguiente manera:

$$\tau = C + \sigma' * \tan \varphi$$

Donde:

τ = Esfuerzo de cizalla.

C= Cohesión o resistencia de corte del material.

σ' = Esfuerzo normal efectivo.

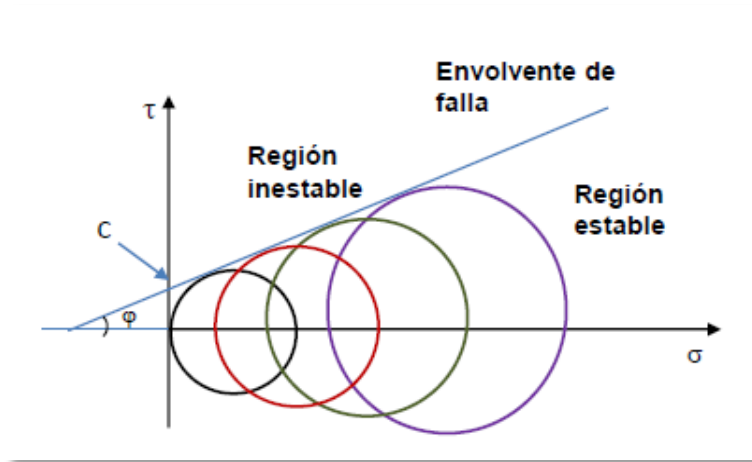
φ = Angulo de fricción interna.

²¹ VUTUKURI, (1974) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

²² ZHANG, L., CAO, P., RADHA, K. C. (2010) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

Experimentalmente, para analizar este criterio se realizan diferentes pruebas, dando como resultado diversos círculos, a los cuales se les traza una línea tangente, obteniendo una envolvente de falla, como se muestra en la **figura 10**, la cual representa una prueba triaxial, la muestra es sujeta a confinamiento lateral ($\sigma_2 = \sigma_3$) y a esfuerzo axial (σ_1) hasta el inicio de la falla.²³

Figura 10 Representación Criterio de Falla de Mohr Coulomb

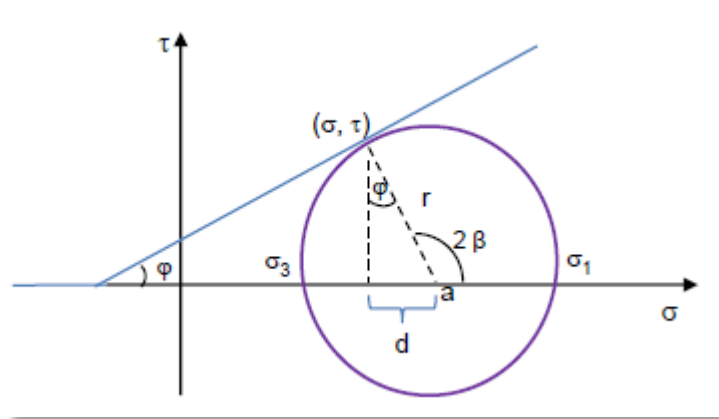


Fuente: SUPING, (2007) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

Para este criterio, se hace uso del círculo de Mohr (**ver figura 11**), con el cual se puede obtener el punto de falla de la roca.

²³ ADDNOY, B. S., LOOYEH, R. (2011) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

Figura 11 Representación del Círculo de Mohr



Fuente: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

Según la **figura 11** σ se halla teniendo en cuenta la mitad de la circunferencia menos la distancia d y τ se calcula haciendo uso del ángulo de fricción interna; por medio de funciones trigonométricas y reemplazando las ecuaciones se obtiene el punto de falla (σ, τ) , de la siguiente manera:²⁴

$$\sin \varphi = \frac{d}{r}$$

$$\cos \varphi = \frac{\tau}{r}$$

$$\sigma = \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right) - \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) * \sin \varphi$$

$$\tau = \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) * \cos \varphi$$

Por otro lado, cuando se conocen los esfuerzos in-situ (σ_V , σ_H y σ_h) y aplicando las ecuaciones deducidas a partir del criterio de falla de Mohr-Coulomb se pueden calcular los esfuerzos principales (σ_1, σ_3) y máximo esfuerzo de corte (τ_{max}) de la siguiente manera:

²⁴ FJAER, et al. (2008) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

$$r = \frac{1}{2} \sqrt{(\sigma_H - \sigma_h)^2 + (\tau_{xy})^2}$$

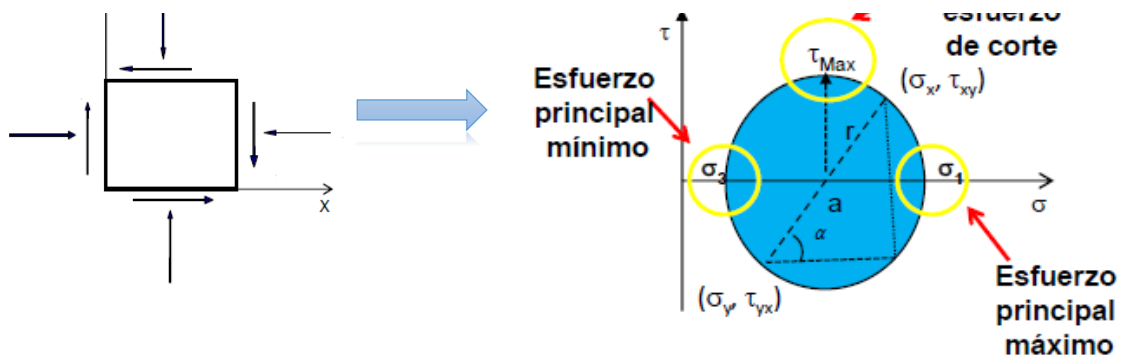
$$a = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h)$$

$$\sigma_1 = a + r$$

$$\sigma_3 = a - r$$

$$\tau_{max} = r$$

Figura 12 De Esfuerzos In-Situ a Esfuerzos Principales



Fuente: CARRILLO, Z., H. (2014) Circulo de Mohr, Presentación

1.6.8.2 Criterio de falla de Drucker-Prager: Este criterio fue desarrollado en el año 1952 por Drucker y Prager con el objetivo de mejorar el criterio de Mohr Coulomb, este criterio depende de la presión, en un principio se ideó para estudiar el comportamiento de la deformación del suelo, este criterio de falla tiene en cuenta el segundo esfuerzo principal σ_2 y toma los mismos parámetros que el criterio de Mohr Coulomb como la cohesión, y el ángulo de fricción interna; este criterio se representa matemáticamente de la siguiente manera:

$$\sqrt{J_2} = \alpha * I_1 + k$$

$$I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3$$

Donde:

J_2 = Segundo esfuerzo deviatorio invariante.

I_1 = Primer esfuerzo invariante.

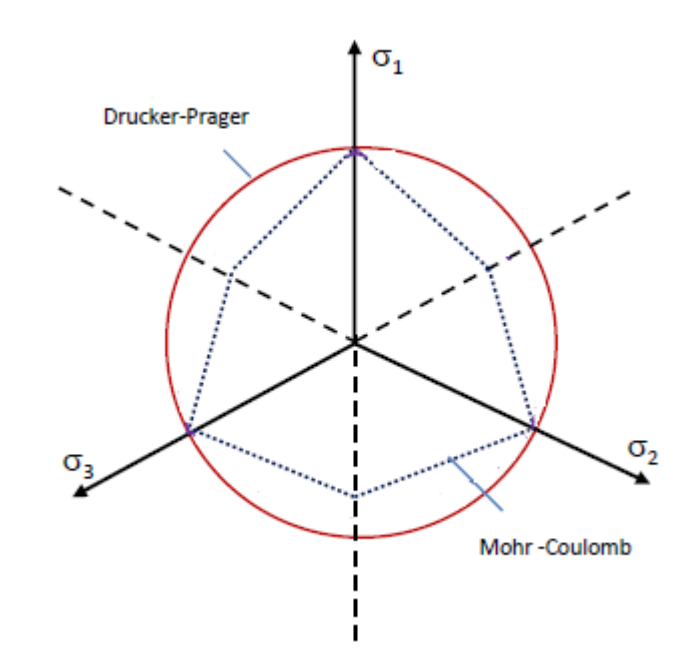
α , k = constantes que dependen de las propiedades del material.²⁵

Para generar la envolvente de falla con el modelo de Drucker-Prager, las constantes se determinan de la siguiente manera:

$$\alpha = \frac{2 * \sin \varphi}{\sqrt{3}(3 - \sin \varphi)}$$

$$k = \frac{6 * C * \cos \varphi}{\sqrt{3}(3 - \sin \varphi)}$$

Figura 13 Formas Características de la Sección Transversal de las Superficies de Falla de los Criterios de falla de Mohr Coulomb y Drucker Prager



Fuente: ANANDARAJAH, 2010 Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

²⁵ ADDNOY, B. S., LOOYEH, R. (2011) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

2 SIMULACION NUMERICA

Para la construcción del Single Well Model se hace uso de datos de campo encontrados en la literatura de una de las formaciones de Shale que se han desarrollado en los últimos años como lo es la Eagle Ford. En esta formación se encuentra la producción tanto de gas, gas condensado como de aceite. El pozo Burleson County produce aceite de la Eagle Ford, por ende se hizo uso de los datos de pozo, para su posterior estudio. Los datos aquí mostrados son obtenidos de Artículos los cuales contienen información geológica, geomecánica y del fluido que permiten hacer un correcto desarrollo del modelo conceptual y aumentar la certeza de los resultados obtenidos.

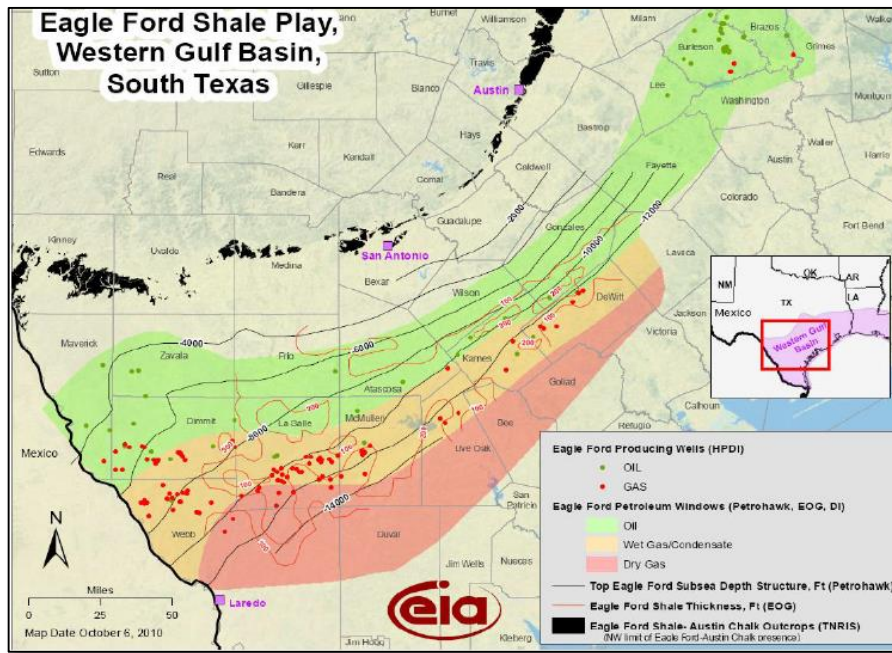
2.1 GENERALIDADES EAGLE FORD

El Eagle Ford es una formación geológica de Shale situada SW-NE en el sur de Texas Estados Unidos se extiende aproximadamente 400 millas de largo y 50 millas de ancho a partir de la frontera con México, se considera que es la roca madre de los hidrocarburos que contiene la formación Austin Chalk; su profundidad varía de 2.500 a 14.000 pies con rangos de espesor de 50 a más de 300 pies, los gradientes de presión se encuentran entre 0,4 y 0,8 psi / ft, la **figura 14** muestra la extensión de la formación y su distribución en la producción de petróleo, condensado y el gas predominantemente seco.

La acumulación de hidrocarburos dentro de la formación de Shale de la Eagle Ford está estrechamente asociado con la estratigrafía local que comprende dos tipos principales de ambientes de depósito clásticas: la progresión inferior y orgánica rica, y las secuencias regresivas superiores ricas en cuarzo, bentonita, piedra caliza y Shale, ambos se caracterizan por poseer fracturas naturales y espesores variables a través de la formación. En consecuencia, la recuperación de los hidrocarburos ha tenido un escenario cambiante ya que la presencia de fracturas naturales aumenta

la capacidad de almacenamiento de petróleo y gas. La porosidad de la matriz es aproximadamente 14.5%, la permeabilidad esta entre 40 a 1300 nD y el contenido de la Shale de la Eagle Ford es de 0,7 a 9.2%.²⁶

Figura 14 Extensión lateral del Eagle Ford Shale en el sur de Texas



Fuente: Agboada, D. K., Ahmadi, M., & Fairbanks, A. (2013). SPE 165315 Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play.

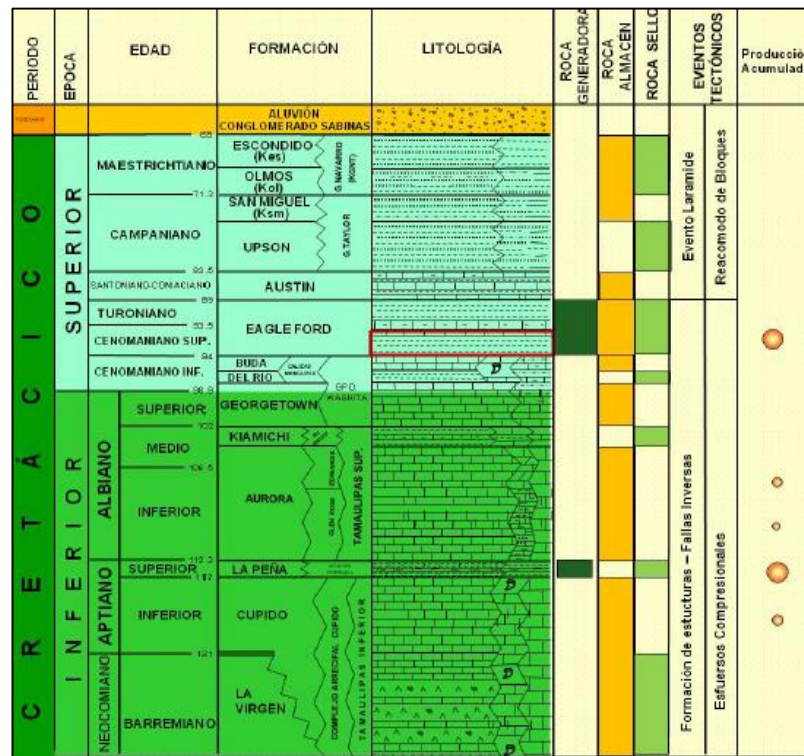
2.1.1 Historia: La Eagle Ford recibió muy poca atención por parte de las compañías de petróleo y gas antes de 2008 ya que su atención se centraba en la formación productora; además, la roca tiene una permeabilidad tan baja que el petróleo y el gas natural no podrían fluir a través de la roca en un pozo de producción; sin embargo, en 2008 la compañía Petrohawk perforó un pozo que dio como resultado una producción inicial de 7,6 millones de pies cúbicos de gas natural por día, logrados gracias a las tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal. Tras el éxito de Petrohawk, empresas de perforación comenzaron a

²⁶ Agboada, D. K., Ahmadi, M., & Fairbanks, A. (2013). SPE 165315 Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play. AD

utilizar el fracturamiento hidráulico para inducir fracturas en la Eagle Ford Shale para facilitar el flujo de gas natural y petróleo de la roca al pozo. Desde entonces esta formación se convirtió en el mayor desarrollo económico de Texas ubicándose además como el mayor desarrollo de petróleo y gas en el mundo de los últimos años.

2.1.2 Geología: La figura 15 muestra la distribución geológica de la formación Eagle Ford, la cual se encuentra debajo de la formación Austin Chalk y se extiende lateralmente hasta el final a través de Texas desde el suroeste a la parte noreste del estado. Ambas formaciones se depositaron durante el período cretáceo y pueden caracterizarse como lutitas que han sido enriquecidas con material de carbono orgánico.

Figura 15 Columna estratigráfica de la Eagle Ford



Fuente: ARAUJO, O., LOPEZ, E., SIERRA, J. (2012). SPE 163074 Evaluating First Eagle Ford Shale Gas Well Case History from Northern.

2.1.3 Geomecánica de la Eagle Ford: Debido a que la formación Eagle Ford produce tanto gas como petróleo y es una roca caliza rica en arcilla con muy bajo contenido de cuarzo, esta tiende a ser menos frágil (más dúctil) con un Módulo de Young (YM) de aproximadamente 2×10^6 psi. Las pruebas de todo el núcleo en el esquisto de Eagle Ford indica que debido a que la roca es relativamente blanda (bajo YM), lo cual hace que sea propensa al empotramiento del agente de sostén, además, puede que no tengan una gran cantidad de fracturas naturales visibles, sin embargo, microfracturas pueden estar presentes, lo cual significa que un equilibrio de presión de la red puede ser necesaria para mantener pequeñas compensaciones de fractura a lo largo de los planos de estratificación débiles y fisuras durante el tratamiento de estimulación.²⁷

Tabla 2 Parámetros geomecánicos más significativos de la Eagle Ford

PARAMETROS GEOMECANICOS EAGLE FORD	MODULO DE YOUNG (psi)	RELACION DE POISSON
Máximo	2.00E+006	0.27
Mínimo	1.00E+006	0.25

Fuente: STEGENT, N.A., WAGNER, A. L., MULLEN, J., BORSTMAYER, R. (2010). SPE 136183 Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale.

2.1.4 Modelo Conceptual para Simulación Numérica: En los últimos años, la simulación de yacimientos ha hecho un gran avance al modelar el flujo de fluidos en yacimientos de shale. Existen varios métodos para simular este tipo de reservorios, los cuales pueden describir de forma detallada el flujo en la matriz apretada que caracteriza a este tipo de yacimientos, así como en las complejas redes de fracturas

²⁷ STEGENT, N.A., WAGNER, A. L., MULLEN, J., BORSTMAYER, R. (2010). SPE 136183 Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale.

naturales, haciendo uso algunos modelos como: Porosidad simple, doble porosidad, doble permeabilidad (**Figura 16**).

2.1.4.1 Porosidad Simple: La simulación con porosidad simple es la misma simulación convencional. En esta se considera que el yacimiento solo tiene un medio poroso, la matriz. En este tipo de simulación las fracturas naturales no existen o no tiene un mayor aporte en el desarrollo del campo.

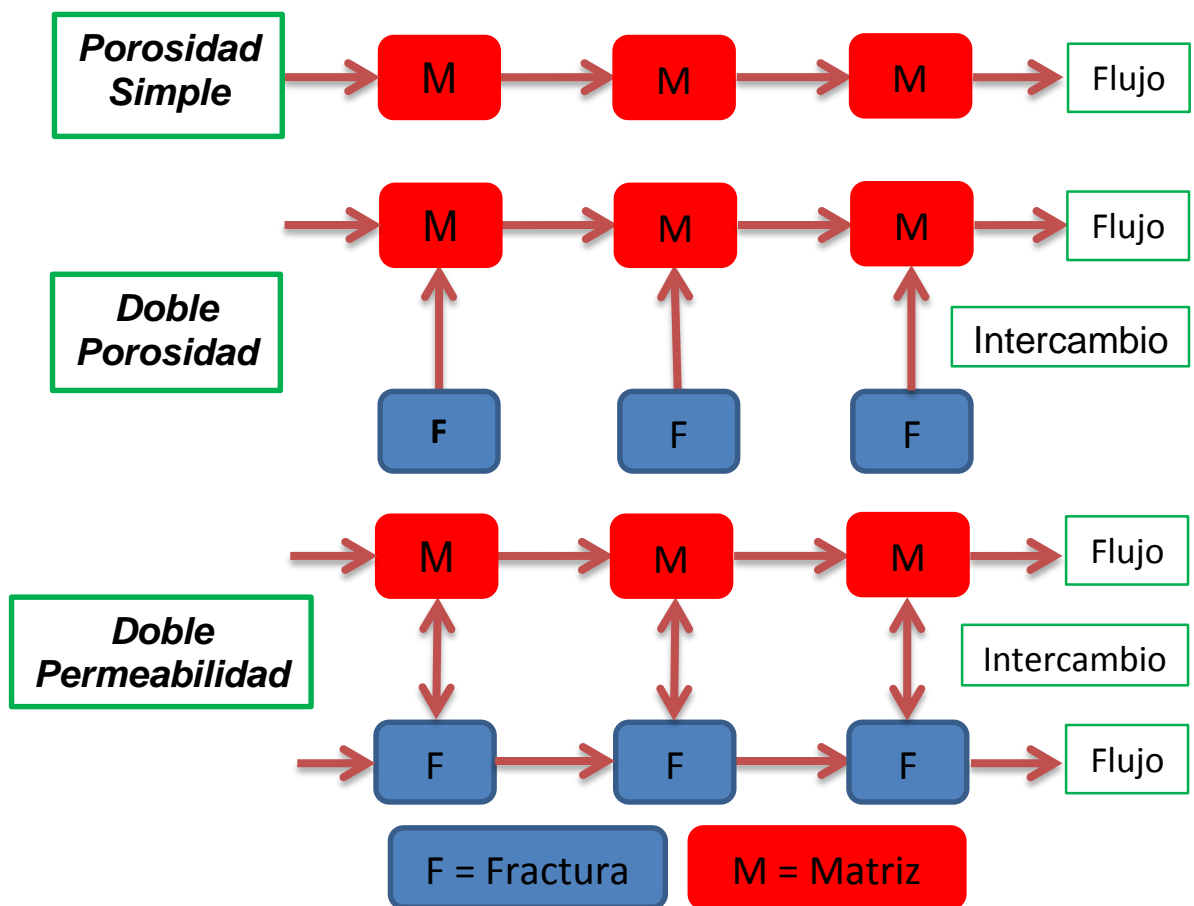
2.1.4.2 Doble Porosidad: Se cree que los tratamientos masivos de fracturamiento hidráulico y de la perforación de pozos horizontales generan (o aumentan) una red de fractura en las proximidades del pozo. Esta región se denomina el volumen estimulado de reservorio (SRV). Este (SRV) consta de matriz y fisuras similares a un sistema naturalmente fracturado. Tradicionalmente, los modelos de depósito de doble porosidad se han utilizado para describir el comportamiento de los reservorios naturalmente fracturados, y por tanto estos modelos también pueden ser utilizados para analizar la producción de yacimientos de shale oil.

La simulación de yacimientos de doble porosidad se representan con un sistema de matriz y otro de fractura o red de fracturas asumiendo que el petróleo puede contenerse en los micro poros de baja permeabilidad de la matriz, pero el mayor aporte del yacimiento está dado por las fracturas naturales ya que el hidrocarburo se aloja allí como petróleo móvil y transporta el fluido entre las celdas de simulación. En este sistema, el flujo matriz-matriz no es modelado.

2.1.4.3 Doble Permeabilidad: Cuando el usuario especifica el modelo de doble permeabilidad utiliza los mismos cálculos que el modelo de doble porosidad anteriormente descrito, con la diferencia que es aumentado por los flujos adicionales entre los bloque de matriz a matriz. Ya que en el de doble porosidad el flujo solo es de matriz a fractura.

Por lo tanto, la opción doble permeabilidad permite una porosidad de matriz y una porosidad de fractura por cada bloque del enmallado, cuando la matriz se encuentra conectada a la fractura en el mismo bloque del enmallado. Las porosidades de fractura están conectadas a las porosidades de fractura vecinas, y lo mismo sucede con las porosidades de matriz vecinas.²⁸

Figura 16 Esquema de Modelos de Porosidad Simple, Porosidad Doble, Permeabilidad doble.



Fuente: PABON, J., A., MARTINEZ, G., J. (2013) Evaluación del comportamiento de un Shale oil utilizando un simulador numérico, Universidad Industrial de Santander.

²⁸ COMPUTER MODELING GROUP Lta, GEM Simulador avanzado de yacimientos composicionales y no convencionales, Guía para el Usuario, (2011)

Utilizando modelos de doble porosidad y doble permeabilidad bien puede dar una idea de algunas de las características del yacimiento, y más importante, su impacto en la producción a largo plazo y las reservas recuperables finales.²⁹

En este estudio se tuvo en cuenta la interacción matriz – matriz y matriz – fractura, haciendo uso de un modelo de doble permeabilidad; así mismo, la simulación consta de la evaluación de un pozo horizontal, teniendo en cuenta los parámetros característicos de la formación Eagle Ford, en esta se realiza un modelamiento de fracturas hidráulicas transversales; con respecto al espaciamiento óptimo de fractura en el pozo horizontal se recomienda basarse en los datos de registro de Shale con el fin de aislar de manera eficiente las capas de Shale frágiles con alto contenido de kerógeno a lo largo de la longitud de la sección de pozo horizontal, que puede resultar en intervalos desiguales de fracturas hidráulicas, ya que fracturas espaciadas estrechamente pueden llevar a una geometría de la fractura no deseada y menos volumen de yacimiento estimulado (SRV), mientras que fracturas espaciadas en gran medida generarán fracturas con menos contacto en el yacimiento. Las áreas de drenaje de aceite en la mayoría de los yacimiento de baja permeabilidad se limitan por un región rectangular, constituida por sistemas de fracturas complejas; es decir, las fracturas naturales, si están presentes, y SRV de todo el pozo horizontal generada a través del fracturamiento hidráulico.

2.5.1 Construcción Single Well Model: Para la construcción del modelo a estudiar se usó el simulador GEM de suite de Computer Modeling Group (CMG), con el fin de obtener el comportamiento característico de la producción de un pozo horizontal con fracturas hidráulicas en presencia de fracturas naturales.

Los datos utilizados para el modelamiento fueron tomados del estudio llamado “Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford

²⁹ MATTAR, L., MOGHADAM, S. (2010), Dual Porosity Typecurves for Shale Gas Reservoirs, SPE-137535-MS

Shale Oil Play (SPE 165315)” para lograr fiabilidad en la obtención de resultados para su posterior análisis.

2.5.1.1 Caso de Estudio Burleson County: Condado de Burleson (678 millas cuadradas) se encuentra a unos 100 kilómetros al noroeste de Houston, Texas.

Tabla 3 Datos generales Burleson County

MD (ft)	TVD (ft)	Thickness (ft)	Lateral Length	Fracture Interval	GOR (scf/stb)	API	Área (acres)
13558	9016	139	3640	8877-9016	520	42.1	459.13

Modificado de: AGBOADA, D.K., AHMADI, M., FAIRBANKS, A. (2013). SPE 165315 Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play.

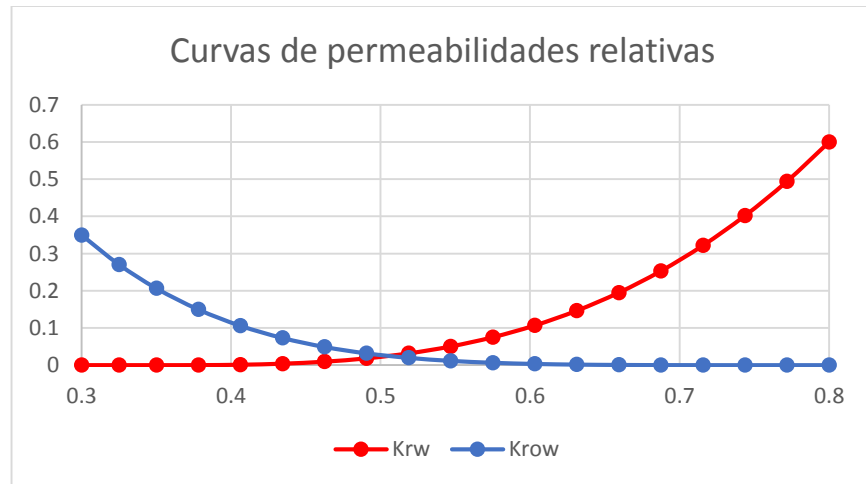
Tabla 4 Tabla de Permeabilidades Relativas

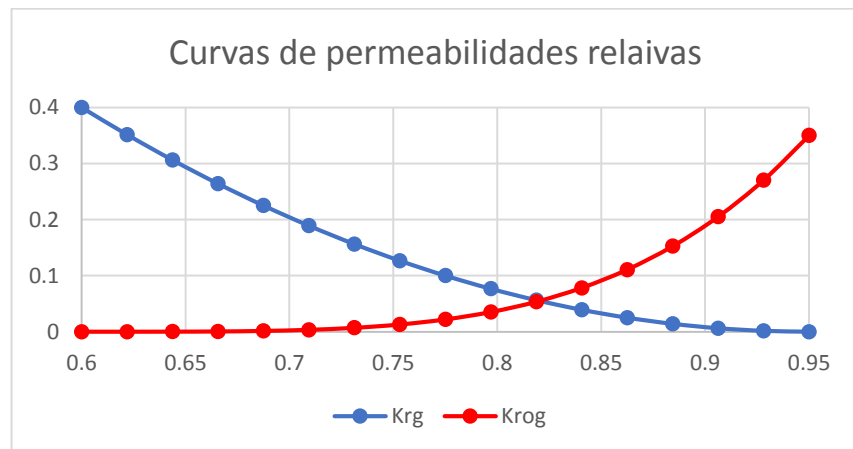
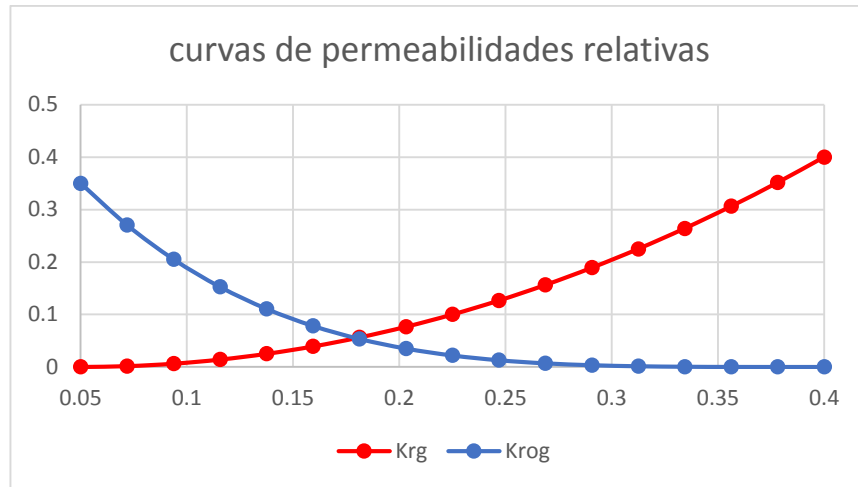
SW	K _{rw}	K _{row}	S _g	K _{rg}	K _{rog}
0.3	0	0.35	0.05	0	0.35
0.325	0	0.270823	0.071875	0.0015625	0.270367
0.35	0	0.206672	0.09375	0.00625	0.205164
0.378125	0.0001465	0.149671	0.115625	0.0140625	0.152532
0.40625	0.0011719	0.106004	0.1375	0.025	0.110742
0.434375	0.0039551	0.0731808	0.159375	0.0390625	0.0781914
0.4625	0.009375	0.0490441	0.18125	0.05625	0.0534058
0.490625	0.0183105	0.0317427	0.203125	0.0765625	0.0350395
0.51875	0.0316406	0.0197097	0.225	0.1	0.021875
0.546875	0.0502441	0.0116384	0.246875	0.126562	0.0128227
0.575	0.075	0.0064585	0.26875	0.15625	0.0069214
0.603125	0.106787	0.0033126	0.290625	0.189062	0.0033379
0.63125	0.146484	0.0015326	0.3125	0.225	0.0013672
0.659375	0.194971	0.0006159	0.334375	0.264062	0.0004326
0.6875	0.253125	0.0002018	0.35625	0.30625	8.54E-05
0.715625	0.321826	4.79E-05	0.378125	0.351562	5.34E-06
0.74375	0.401953	6.31E-06	0.4	0.4	0
0.771875	0.494385	1.97E-07	0.05	0	0.35
0.8	0.6	0.00E+00	0.071875	0.0015625	0.270367

SI	Krg	Krog
0.6	0.4	0
0.621875	0.351562	0.00000534
0.64375	0.306225	0.0000854
0.665625	0.264062	0.0004326
0.6875	0.225	0.0013672
0.709375	0.189062	0.0033379
0.73125	0.15625	0.0069214
0.753125	0.126562	0.0128227
0.775	0.1	0.021875
0.796875	0.0765625	0.0350395
0.818775	0.05625	0.0534058
0.840625	0.0390625	0.0781914
0.8625	0.025	0.110742
0.884375	0.0140625	0.152532
0.90625	0.00625	0.205164
0.928125	0.0015625	0.270367
0.95	0	0.35
0.6	0.4	0
0.621875	0.351562	0.00000534

Modificado de: AGBOADA, D.K., AHMADI, M., FAIRBANKS, A. (2013). SPE 165315 Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play.

Figura 17 Gráficos de las Curvas de Permeabilidades Relativas





Se hizo uso del simulador WINPROP para el análisis de fluido con las características antes mencionadas, este modelo composicional no presenta gas libre pero si gas en solución que se desarrolló con el agotamiento de la presión (**Tabla 5**), los datos de saturación fueron ingresados a partir de la **Tabla 4** obteniendo así las curvas de permeabilidades relativas (**figura 17**).

Tabla 5 Composición del Fluido Black Oil

COMPONENTE	COMPOSICIÓN
CH4	0.4883
C2H6	0.0275
C3H8	0.0193
IC4	0.016
IC5	0.0115
FC6	0.0159
NC7	0.4215
TOTAL	1

El modelo de yacimiento base para un Single Well horizontal en el Condado de Burleson tiene una dimensión de 18x5x1, obteniendo un total de 90 celdas, con una extensión de 5494.42 ft* 3640 ft; además el pozo productor tiene un total de 18 fracturas espaciadas uniformemente (**figura 18**), las características de las fracturas se especifican en la **Tabla 6**; para la representación de la fractura hidráulica en el simulador se realizó un refinamiento logarítmico local de tipo LS- LR- DK (LS representa la caída de presión en la interface matriz- fractura; LR refinamiento local para representar el SRV y DK el cual hace referencia a la permeabilidad doble para permitir la existencia de dos sistemas) ³⁰para captar los efectos del cambio de presión garantizando el flujo transitorio cerca de las fracturas mientras este se va agotando (**figura 19**). Con estos parámetros del yacimiento, el OOIP es de 8.85547E+06 STB.

³⁰ CARDENAS, J.C. (2014), Presentación Pronósticos de Producción en Yacimientos no Convencionales (Shale Plays), Universidad Industrial de Santander.

Tabla 6 Parámetros del yacimiento y de las fracturas hidráulicas.

PARAMETROS DEL YACIMIENTO Y LAS FRACTURAS HIDRAULICAS	POZO BURLESON COUNTY
Porosidad De La Matriz (fracción)	0.04
Porosidad de la fractura natural (fracción)	0.001
Permeabilidad de la matriz absoluta (md)	0.00009
Permeabilidad de la fractura natural (md)	0.0004
Permeabilidad de la fractura hidráulica (md)	83300
Espaciamiento de la fractura hidráulica (ft)	200
Longitud media de la fractura hidráulica (ft)	500
Ancho de la fractura hidráulica (ft)	0.001
Conductividad de la fractura hidráulica (md-ft)	83.3
Numero de fracturas hidráulicas (calculando un espaciamiento de 200 ft)	18
Espaciamiento de la fractura natural	1 per 20 ft
Espesor del yacimiento (ft)	139
Compresibilidad del Shale (1/psi)	5.00E-06
Saturación inicial de agua	0.3
Presión del yacimiento (psi) @ 0.43 psi/ft	3800

Modificado de: Agboada, D. K., Ahmadi, M., & Fairbanks, A. (2013). SPE 165315 Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play.

Con los datos anteriormente descritos mediante el uso del simulador GEM se realizó la construcción del yacimiento (**figura 20**) para su posterior análisis a 4 años para predecir el comportamiento que este va a tener con respecto a sus características.

Figura 18 Representación fracturamiento hidráulico

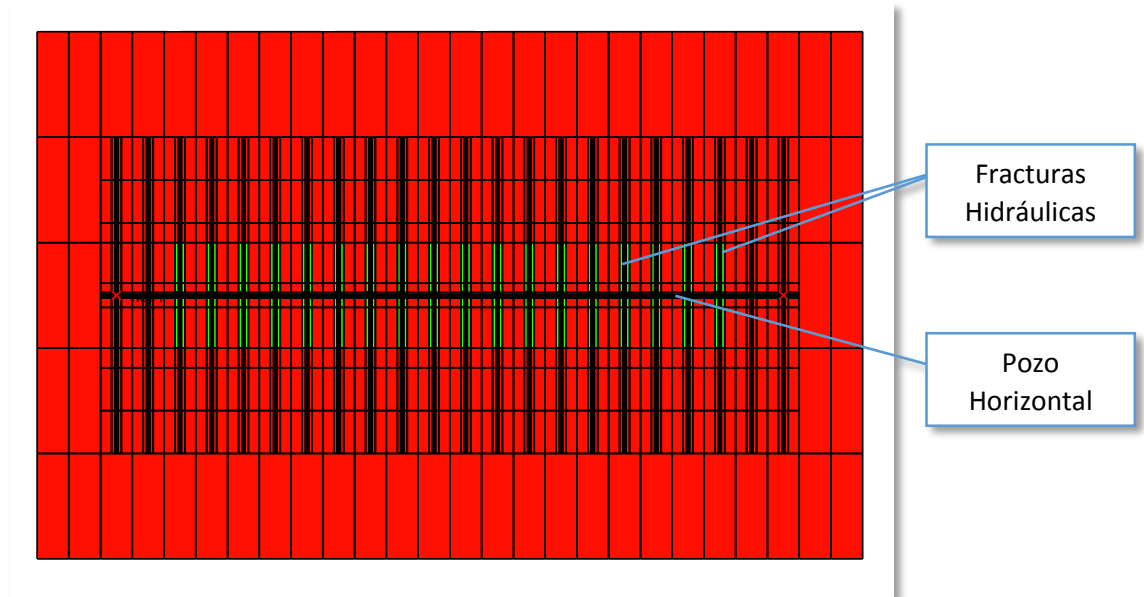
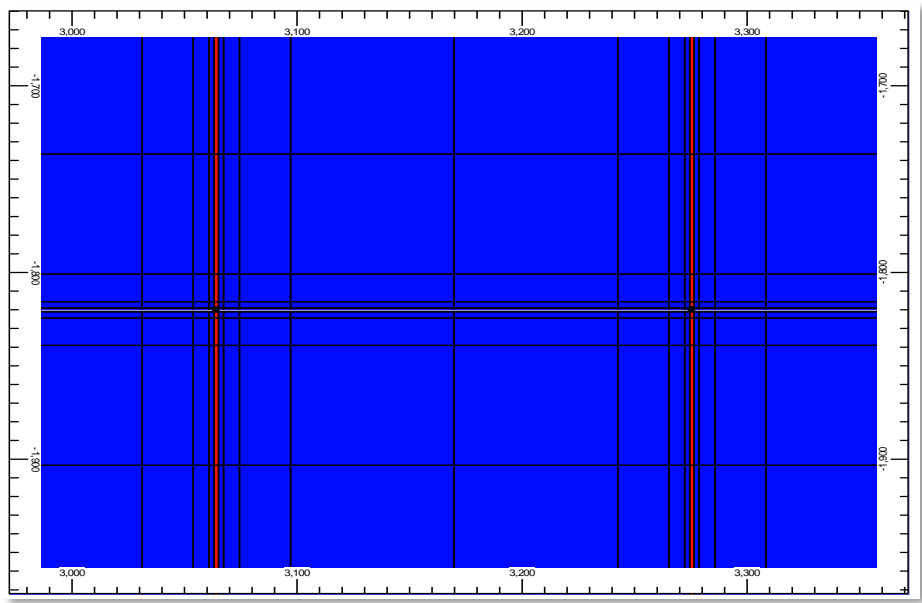
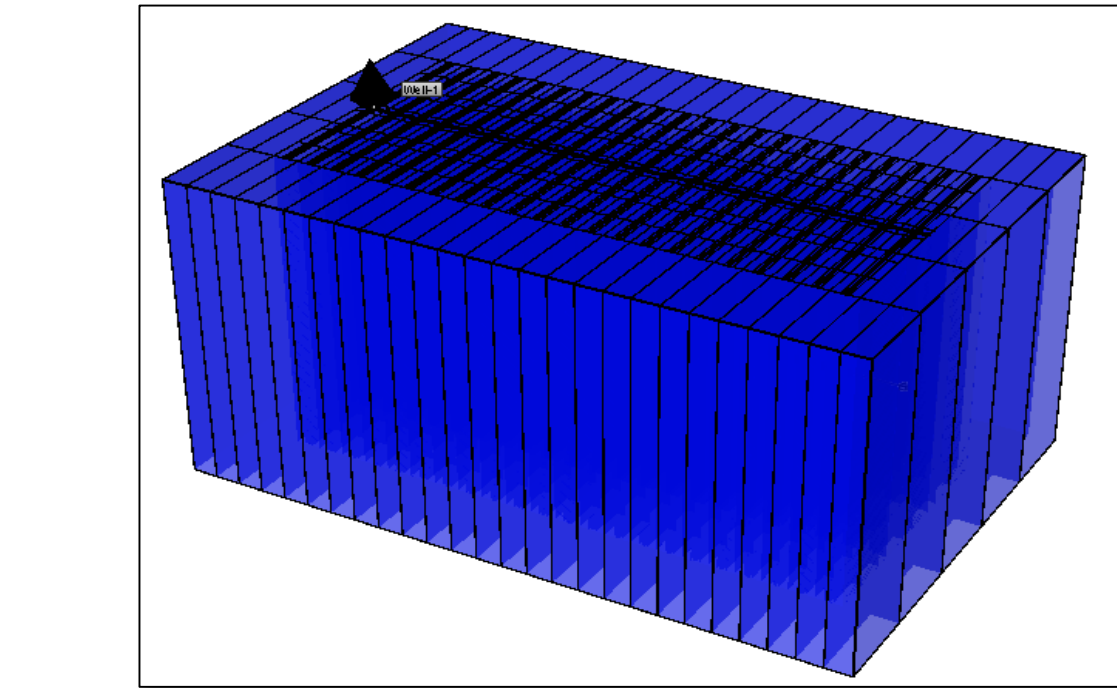


Figura 19 Representación del refinamiento logarítmico para realizar la fractura hidráulica en CMG



Fuente: Computer Modeling Group CMG

Figura 20 Modelo Simulación Base

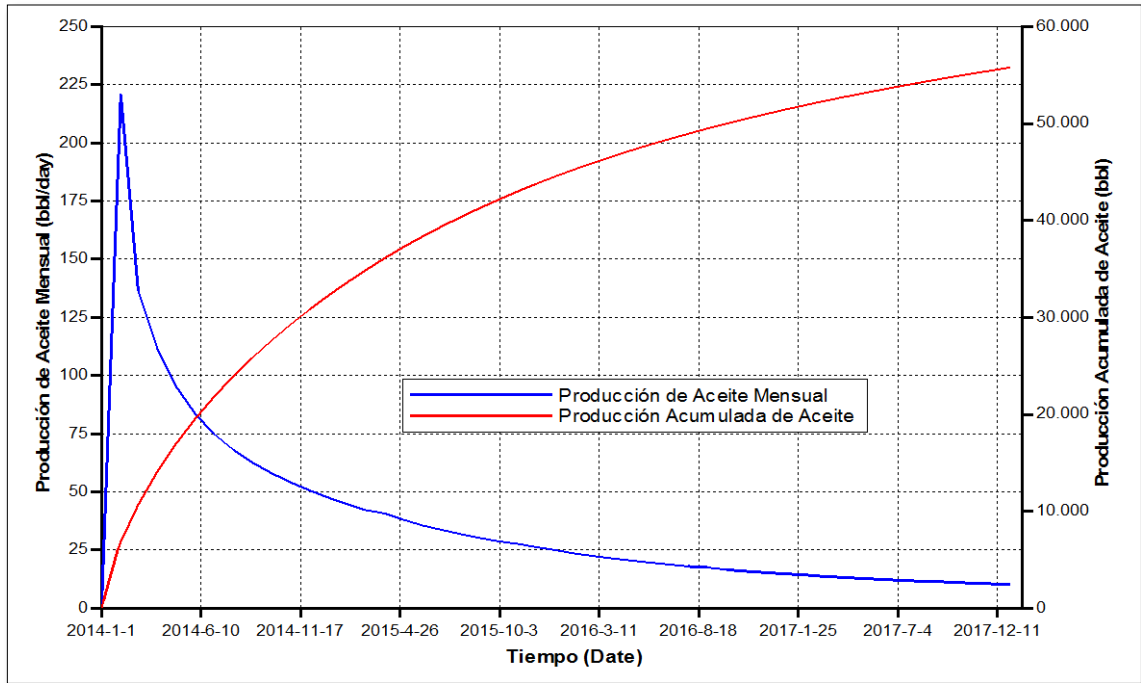


Fuente: Computer Modeling Group CMG

Los datos aquí obtenidos (**figura 21**) fueron comparados con el Artículo: “Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play” (**figura 22**), en el cual presenta la producción de un pozo ubicado en la formación Eagle Ford.

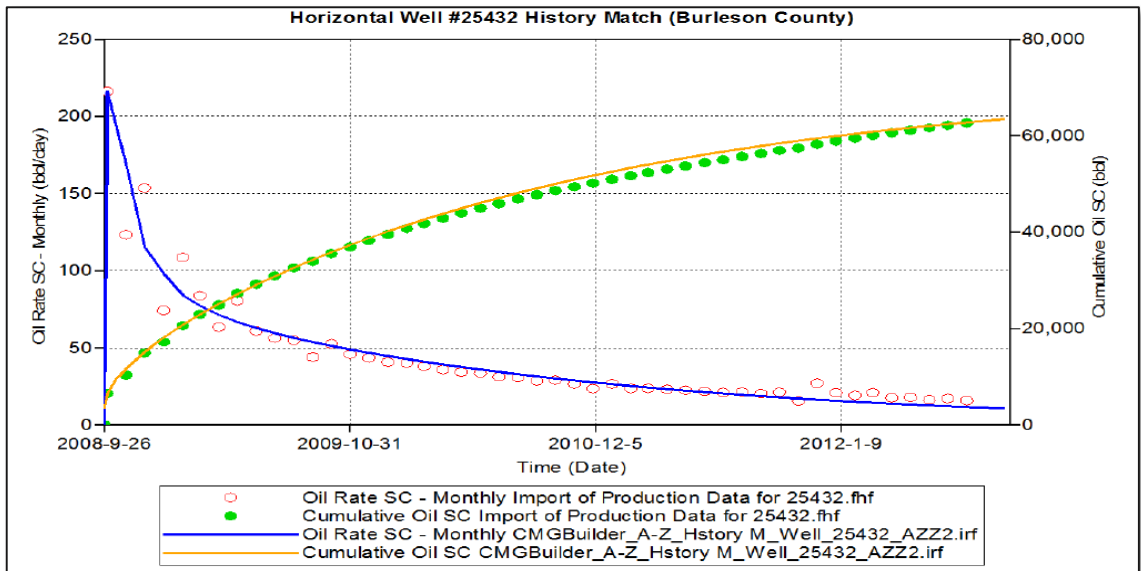
La comparación realizada para corroborar el correcto desarrollo del proceso de simulación se hizo a los 4 años de producción que reporta el Paper, obteniendo la misma tendencia tanto en la tasa de producción de aceite (mensual) como la acumulada, con una diferencia de 4216.5 Bbl de petróleo acumulado menos con respecto al caso original, disminuyendo un 7.0275% con respecto a este, debido a que el fluido utilizado tiene una composición diferente al que se usó en el proceso de simulación tomando en cuenta las características reportadas en el trabajo original.

Figura 21 Producción acumulada y diaria a 4 años



FUENTE: Computer Modeling Group

Figura 22 Producción Acumulada diaria a 4 años (Caso Original)



Fuente: AGBOADA, D.K., AHMADI, M., FAIRBANKS, A. (2013). SPE 165315 Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play.

3 ACOPLAMIENTO GEOMECANICO AL MODELO CONCEPTUAL

Ya que en el proceso de exploración, perforación y producción se perturban los estados normales de esfuerzos y características de las rocas, la geomecánica juega un papel importante en el desarrollo de los modelos de fluidos, debido a que se puede ver el comportamiento de la producción con más precisión, al tener en cuenta los esfuerzos de las rocas y las constantes elásticas representativas de la formación en estudio.

En este capítulo se presentan las variaciones que tiene el modelo al aplicarle las características geomecánicas de los shale, realizando un modelo de acoplamiento con un enmallado independiente necesario para que el simulador acople estas características obteniendo ciertas diferencias que serán planteadas a lo largo del desarrollo de este.

3.1 MODELO GEOMECANICO

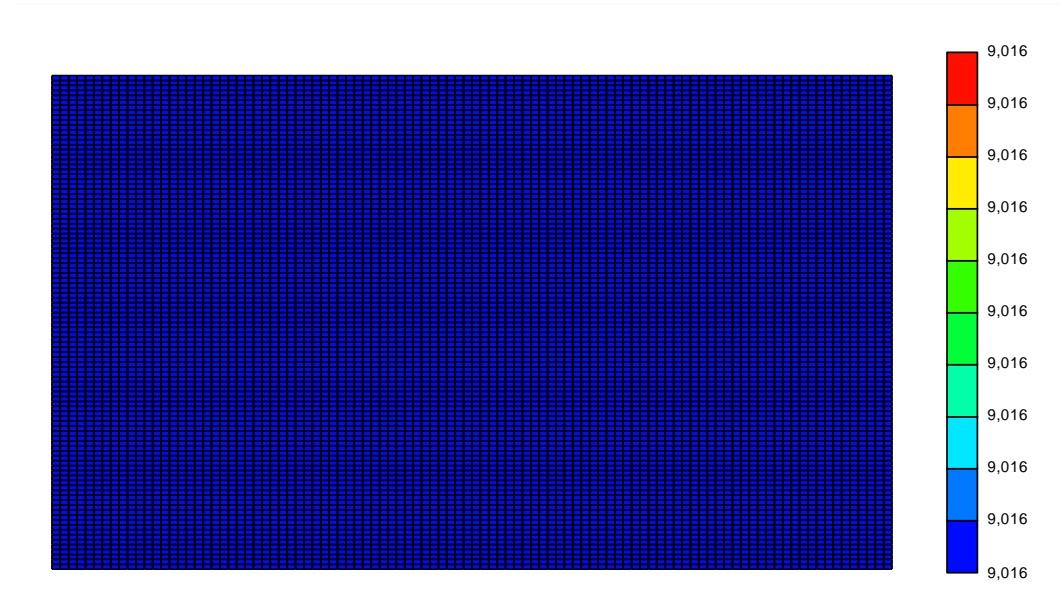
En el módulo de geomecánica de GEM se hizo uso de un modelo de deformación plástica no lineal la cual se realiza, mediante el método de los elementos finitos, que es un principio de que cualquier problema físico puede ser dividido en ciertas áreas o volúmenes para su estudio; este modelo fue elegido debido a que permite tener una descripción de la relación entre los esfuerzos y las deformaciones que inciden sobre un material y se describe mediante las constantes elásticas como son el Modulo de Young y la Relación de Poisson.

Se hizo uso de un Enmallado Independiente especificado por *GEOGRID y sus palabras claves asociadas. La comunicación entre el modelo de geomecánica y su

simulador anfitrión se logra mediante un algoritmo de mapeo entre el enmallado de geomecánica y el enmallado anfitrión.³¹

Para el correcto acoplamiento del modelo geomecánico con el modelo de fluidos se usó una grilla 100*100*1 con las mismas características de longitud del enmallado del modelo base teniendo unas dimensiones de 100*54.9442 en I. 100* 36.40 en J y 1*139 en K (**figura 23**).

Figura 23 Representación Enmallado (Tope ft) Independiente Geomecánico en GEM



Fuente: Computer Modeling Group

Una vez definido el enmallado que contiene las características geomecánicas del modelo, se procede a ingresar los valores más representativos necesarios para un correcto acoplamiento de este; se hizo una retroalimentación de la guía de modelo geomecánico en GEM para lograr el desarrollo del modelo, haciendo uso de palabras claves que permiten el ingreso de los datos.

³¹ COMPUTER MODELING GROUP, Simulación avanzada de yacimientos composicionales y no convencionales, guía para el usuario GEM, 2012.

El modelo que se usó es elástico no lineal ya que los tres valores definidos para que el modelo sea capaz de calcular las tensiones y deformaciones son el Módulo de Young, el Coeficiente de Poisson y la cohesión³².

La palabra clave que da la opción de ingresar el módulo geomecánico es *GEOMECH, esto indica que las palabras claves de la sección opcional del modelo geomecánico se incluirán a continuación.³³

La **Tabla 7** muestra los datos que fueron ingresados en el módulo geomecánico correspondientes a las características de shale, tomada de artículos.

Tabla 7 Valores Geomecánicos Formación Eagle Ford

VARIABLE	VALOR
Módulo De Young (psi)	2*10e6 - 7*10e6
Relación de Poisson	0.22 - 0.27 ³⁴
Cohesión (psi)	17404.524 ³⁵
Gradiente de Esfuerzo vertical (psi/ft)	1 - 1.1
Gradiente de Esfuerzo horizontal Máximo (psi/ft)	0.22 - 0.37
Gradiente de Esfuerzo horizontal Mínimo (psi/ft)	0.22 - 0.37
Esfuerzo Vertical σ_z (psi)	9016 - 9017.6
Esfuerzo horizontal Máximo σ_x (psi)	1983.52 - 3335.92
Esfuerzo horizontal Mínimo σ_y (psi)	1983.52 - 3335.92 ³⁶

³² COMPUTER MODELING GROUP, Geomechanics in CMG Software, Tutorial (2011)

³³ Ibid., p.718.

³⁴ STEGENT. Op. cit., p. 6.

³⁵ ZOBACK, M. (2007), Reservoir Geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University.

³⁶ AHMED, T. (2013) Conferencia de Yacimientos no Convencionales, Universidad Industrial de Santander.

Ya que se tomaron en cuenta los esfuerzos, la cohesión y las constantes elásticas, la fragilidad o ductilidad de la roca y así mismo su deformación juegan un papel importante en el proceso de fracturamiento hidráulico seguido de la producción del yacimiento, ya que éste permite conocer los cambios del reservorio mientras se depleta.

El simulador tiene varias opciones de acoplamiento, las cuales tienen la función de realizar los cálculos de fluido a partir de los parámetros ingresados en él, estas opciones de acoplamiento se tienen en cuenta mediante la palabra clave *GCOUPLING, la cual representa la vía en la que los cálculos son realizados por el simulador, es decir, el grado en el que estos se ven afectados por los parámetros geomecánicos.

El flujo de fluido y la deformación de la formación (geomecánica) están acoplados de manera secuencial, ya que los cálculos realizados por este se van alternando mientras se pasan información de un lado para otro. El módulo de geomecánica actualiza la deformación de la formación en respuesta a las nuevas presiones y temperaturas. Así mismo, este módulo envía la nueva información sobre la deformación de vuelta al cálculo del flujo de fluido para su uso en el siguiente intervalo de tiempo. El módulo de flujo de fluido calcula la porosidad en función de la presión y temperatura, de manera tal que el volumen de poro y la masa se conserva entre los intervalos de tiempo; es decir, que la porosidad al comienzo de un intervalo de tiempo es igual a la porosidad al final del intervalo de tiempo anterior, a esa presión y temperatura determinada.³⁷

La palabra clave *GCOUPLING permite al usuario seleccionar la forma particular de la función de porosidad para el acoplamiento de las ecuaciones de flujo del yacimiento y los cálculos geomecánicos.

³⁷ COMPUTER MODELING GROUP, Op. Cit., p.849

3.1.1 Modelos de Acoplamiento de Flujo y Deformación

3.1.1.1 *GCOUPLING 0: La porosidad del flujo de fluido no contiene ningún parámetro que depende de la deformación de la geomecánica. Esto contempla un acoplamiento “unidireccional” ya que las presiones y temperaturas del fluido aún se utilizan en el módulo de geomecánica para actualizar las deformaciones y los esfuerzos de la formación. Esta opción resulta útil cuando los cálculos de flujo-fluido utilizan un modelo de porosidad que no puede ser aproximado bien por los otros modelos de acoplamiento “bi-direccionales”. El módulo de Young se aproxima a partir de la compresibilidad de la roca de la siguiente manera:

$$E = \frac{(1 - 2\nu)(1 + \nu)}{\Phi_0 * CR * (1 - \nu)}$$

Donde:

E: Modulo de Young (KPa/psi).

V: Coeficiente de Poisson.

Φ0: Porosidad inicial

CR: Compresibilidad de la roca

3.1.1.2 *GCOUPLING 1: La porosidad está en función de la presión, temperatura y deformación volumétrica y se expresa de la siguiente forma³⁸:

$$\Phi^{n+1} = \Phi_0 * \left[\frac{Vp^{n-1}}{Vp_0} + \frac{(Vp^n - Vp^{n-1})}{Vp_0(p^n - p^{n-1})} (p - p^n) \right] - \beta(T - T_0)$$

Donde:

P= Presión (KPa/psi).

T= Temperatura (°C/°F).

Vp= Volumen de Poro (m3/Ft3).

B= Coeficiente de expansión térmica volumétrica de la formación (1/°C-1/°F).

³⁸ Ibid., p. 850.

Φ = Porosidad.

3.1.1.3 *GCOUPLING 2: La porosidad está en función de la presión, temperatura y fórmula de esfuerzo medio total y se expresa de la siguiente forma:

$$\phi^{n+1} = \phi^n + (c_0 + c_2 a_1)(p - p^n) + (c_1 + c_2 a_2)(T - T^n)$$

Donde:

Las variables c_0 , c_1 , c_2 , a_1 y a_2 son dependientes del Coeficiente de expansión térmica volumétrica de la formación y la Relación de Poisson.³⁹

La opción de acoplamiento elegida en este trabajo fue *GCOUPLING 2 ya que este representa un acoplamiento en 2 vías desde la respuesta de geomecánica la cual afectan la porosidad a través de la deformación volumétrica.⁴⁰

A continuación se muestran los resultados obtenidos gracias a las opciones de acoplamiento y a los datos anteriormente planteados.

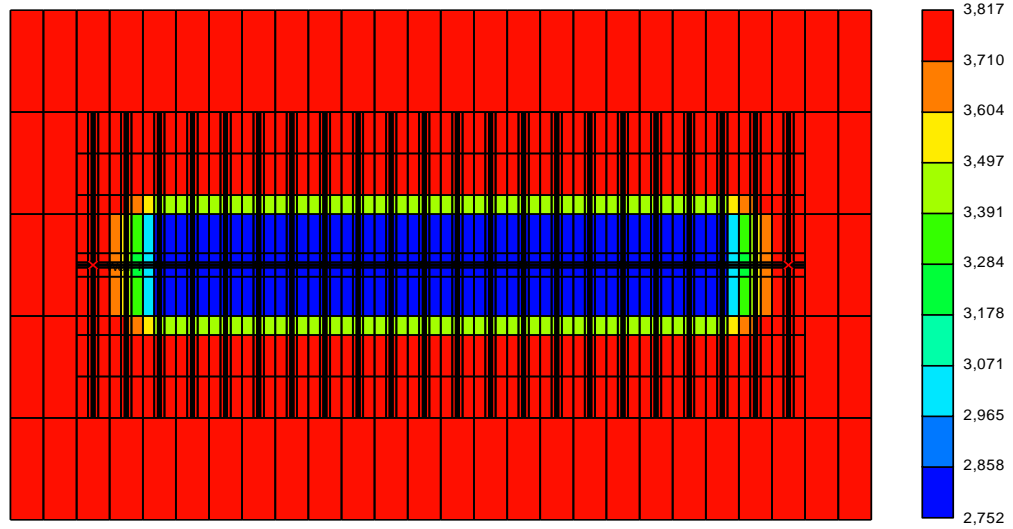
3.2 CAMBIOS EN EL YACIMIENTO CON Y SIN GEOMECANICA

Como modelo base se utilizó un Módulo de Young de $2 \cdot 10^6$ psi, una Relación de Poisson de 0.27; los demás valores se mantuvieron constantes, tomando valores de esfuerzos y sus gradientes de mayor valor ya que la sensibilidad se realiza con respecto a las constantes elásticas; así mismo se tomó este valor para realizar un análisis posterior de sensibilidad teniendo en cuenta un estudio predictivo de producción a 10 años.

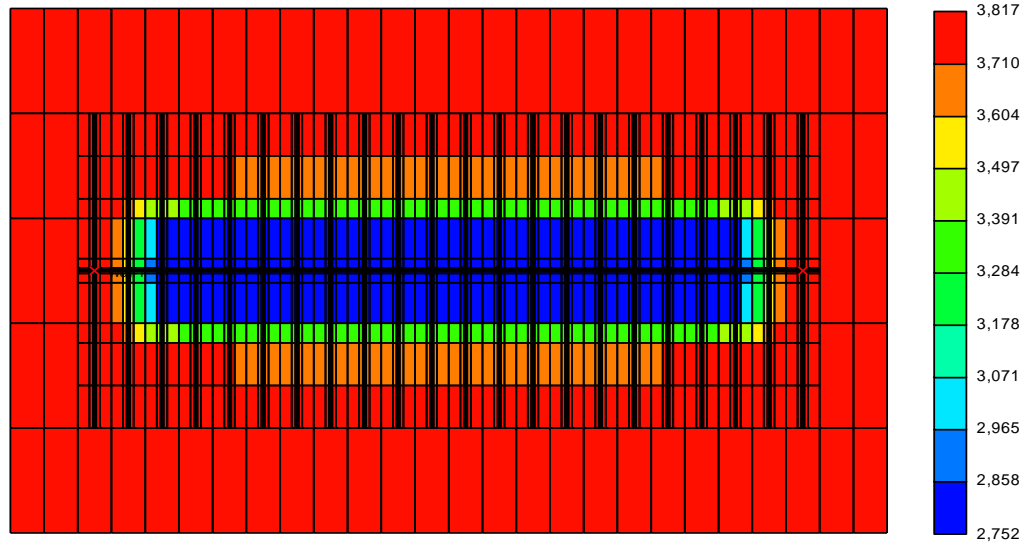
³⁹ COMPUTER MODELING GROUP, Op. Cit., p.850

⁴⁰ TRAN, D., NGHIEM, L., BUCHANAN, L., & MODELLING, C., COMPUTER MODELLING GROUP Ltda, (2005). An Overview of Iterative Coupling Between Geomechanical Deformation and Reservoir Flow SPE/PS-CIM/CHOA 97879

Figura 24 Caída de Presión (psi) a 5 años
a) Sin Geomecánica

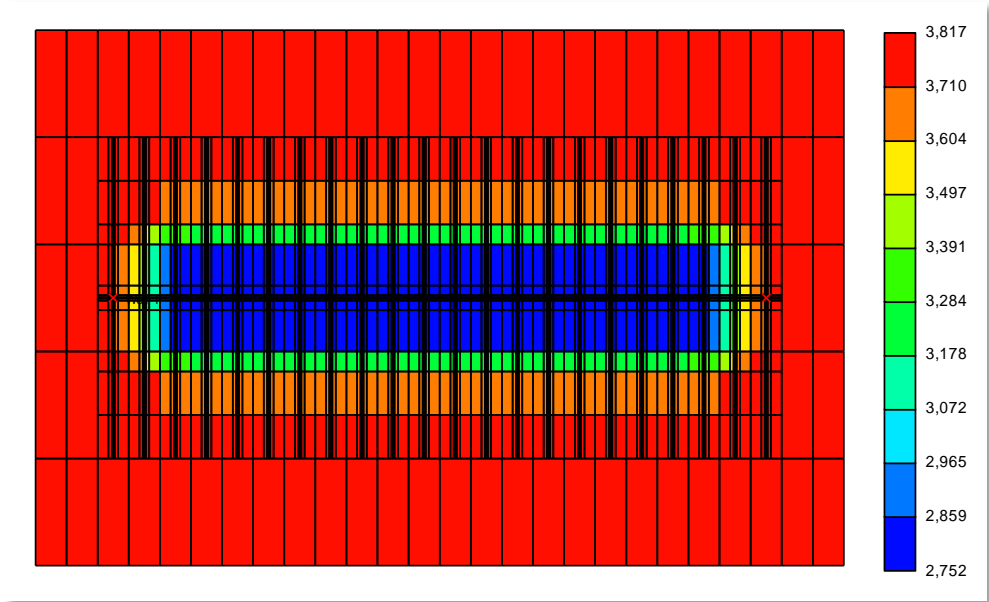


b) Con Geomecánica

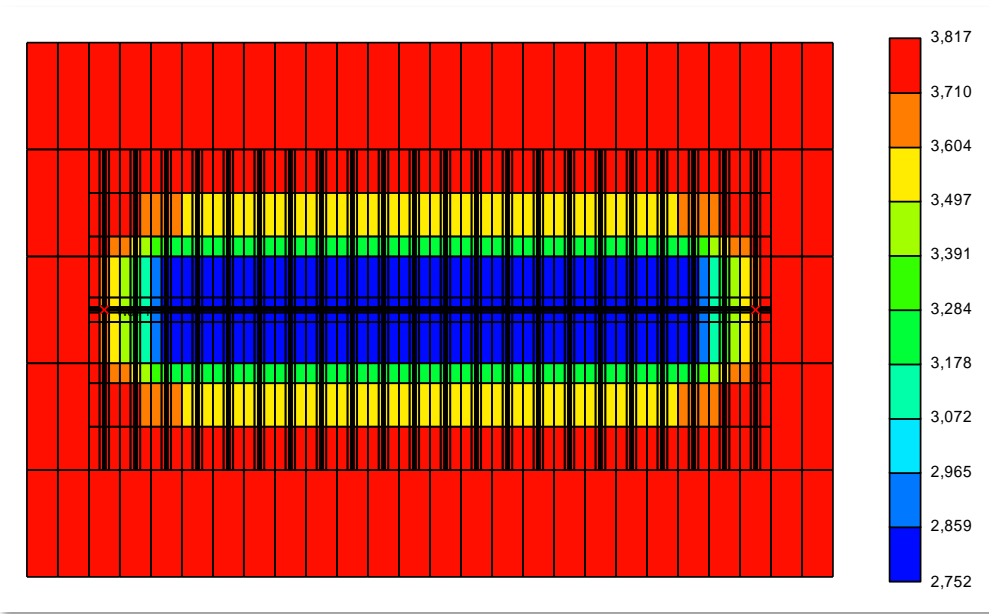


Fuente: Computer Modeling Group

Figura 25 Caída de Presión (psi) a 10 años
Sin Geomecánica



a) Con Geomecánica



Fuente: Computer Modeling Group

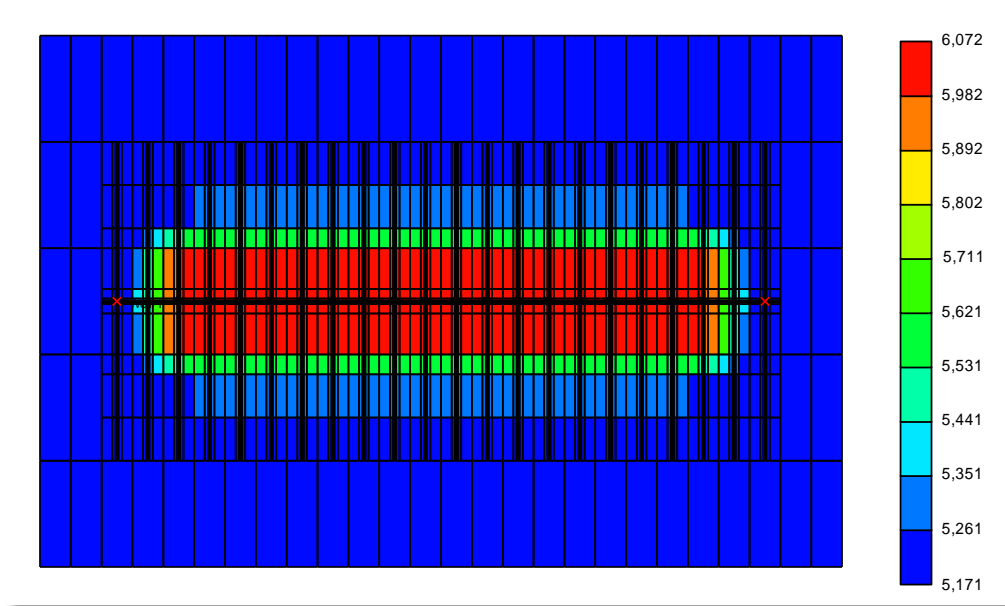
La **figura 24** y **figura 25** muestran el comportamiento de la presión a medida que empieza la producción, la cual disminuye progresivamente desde la fractura extendiéndose por el yacimiento a lo largo de su vida productiva, las **gráficas 24a-25a** muestran la distribución de la presión sin tener en cuenta los parámetros antes mencionados, por otro lado, las **gráficas 24b-25b** muestran la variación de la presión considerando la geomecánica, y en lo cual se evidencia que la caída de presión ocurre más rápido si en el modelo se aplica la geomecánica, ya que estos tienen en cuenta los comportamientos de los esfuerzos, la deformación y la presión de poro que son variables importantes en la evaluación del yacimiento.

Con respecto al esfuerzo efectivo, es estudiado a partir del modelo con geomecánica, debido a que en el modelo base, no se tienen en cuenta las variables que permiten calcular los esfuerzos para observar como estos se ven afectados por la producción de hidrocarburo.

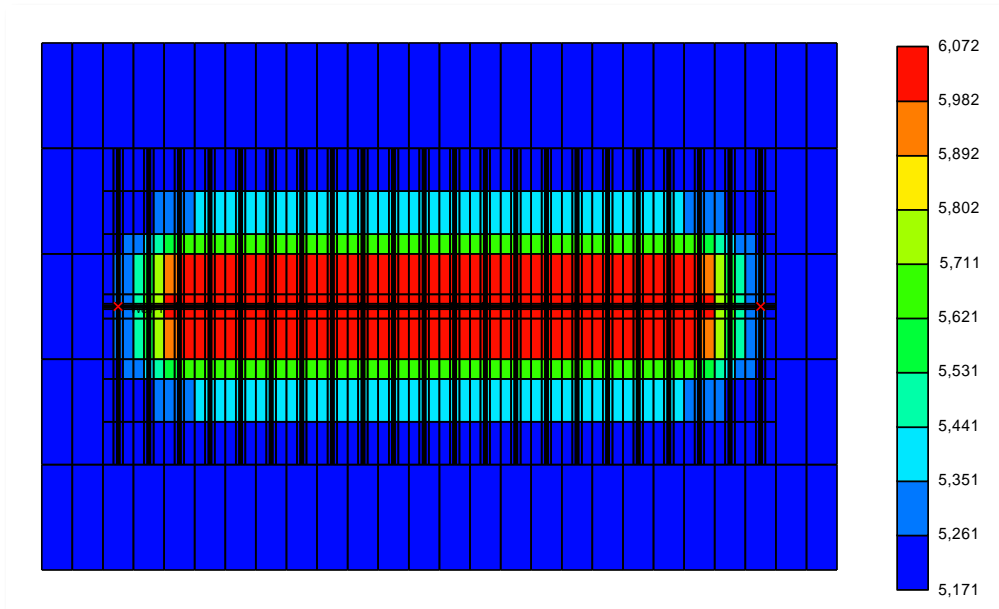
Después que el simulador realiza los cálculos de flujo de fluidos, el modelo geomecánico empieza a calcular los cambios en las principales propiedades, así mismo, debido a las fracturas hidráulicas y la posterior producción de fluidos, se causan cambios en el estado de los esfuerzos, como se muestra en la **figura 26**.

Figura 26 Variación del Esfuerzo Efectivo (psi) debido a los Parámetros Geomecánicos

a. 5 años



b. 10 años



Fuente: Computer Modeling Group

En contraste con las gráficas mostradas anteriormente en la cual se comparaba el comportamiento del yacimiento con y sin los parámetros geomecánicos, en estas graficas se muestra la evolución del yacimiento a través del tiempo analizando sus resultados.

La simulación numérica permite demostrar que la producción de fluidos genera una perturbación local de presión y esta a su vez ocasiona que los esfuerzos principales varíen temporal y espacialmente en todo el yacimiento⁴¹. Debido a que tanto la matriz como los fluidos que se encuentran en los poros de la roca soportan los esfuerzos aplicados sobre el material, en el momento en el que este se vacía, a lo largo de la producción del pozo, se producen cambios en los esfuerzos, esto se ve evidenciado en un aumento de estos; y así mismo un aumento en la deformación de las rocas debido a las variaciones de estos esfuerzos; cuando se cambia la presión de poro en la producción de hidrocarburos o en la inyección de fluido. Como se muestra en la ecuación que define el esfuerzo efectivo, una reducción de la presión de poro (agotamiento) aumenta los esfuerzos efectivos en la roca, y conduce a la compactación (densificación) y la reducción de la porosidad⁴².

$$\sigma' = \sigma - Pp$$

Donde:

σ' = esfuerzo efectivo, esfuerzo intergranular, presión grano a grano.

σ = esfuerzo de sobrecarga, normal total o esfuerzo total.

Pp = presión de poro, presión del fluido o esfuerzo neutral.

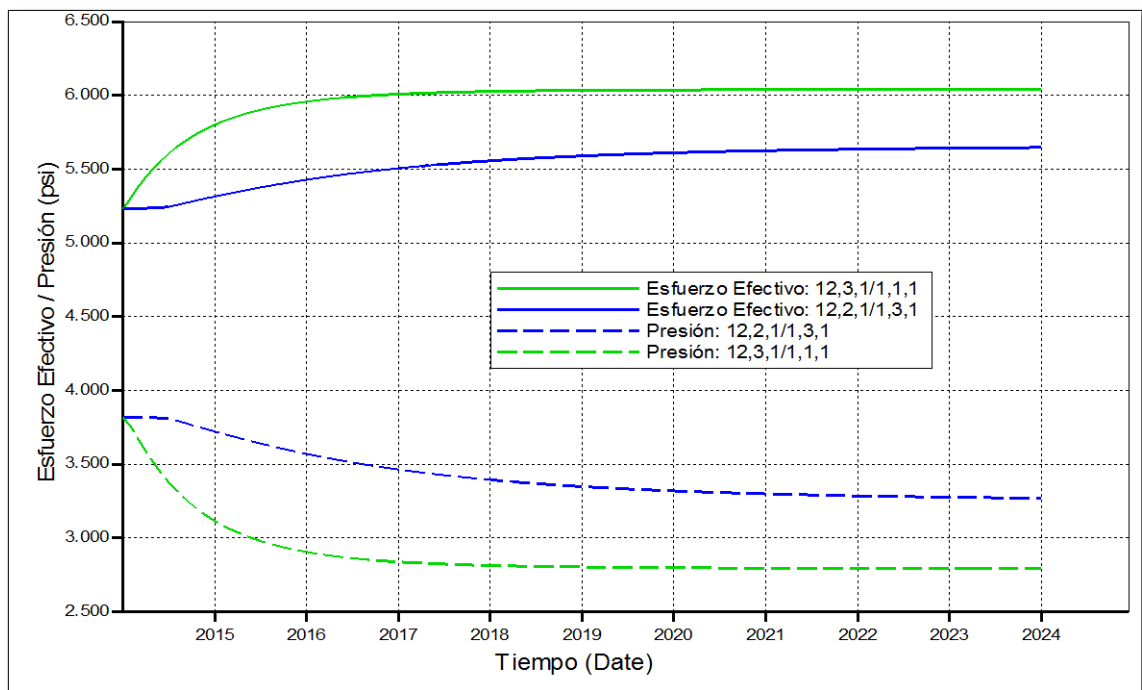
Estos resultados son estudiados desde el punto de vista general del yacimiento; es decir muestra su variación en toda su extensión; para ver más a fondo estos

⁴¹ NARANJO, A., SOTO, C.(2007), Efecto de los parámetros Geomecánicos en el Fracturamiento Hidráulico de Yacimientos de Hidrocarburos Sensibles a Esfuerzos, Boletín de Ciencias de la Tierra, Universidad Nacional de Colombia-Medellín.

⁴² SCHUTJENS, P., ITA, J., HERMSEN, F., BAKKER, P., WATTS, L., VAN DEN HEUVEL (Shell), (2014), On the Impact of Depletion on Reservoir Seal Integrity: Geomechanical Model Application, IPTC 17568

cambios, se hizo un estudio a dos bloques pertenecientes al SRV (**figura 27**), siendo uno de estos, un punto cercano a donde fue realizada la fractura (bloque 12,3,1 / 1,1,1) y el otro, uno ubicado lejos de esta (bloque 12,2,1 / 1,3,1), el cual se ve la mejor tendencia de variación tanto de la presión como del esfuerzo efectivo en sus 10 años de producción.

Figura 27 Esfuerzo efectivo y Presión (psi) en los bloques (12, 3, 1 / 1, 1, 1) y (12, 2, 1 / 1, 3, 1) del enmallado



Fuente: Computer Modeling Group

La **Figura 27** permite analizar el comportamiento del esfuerzo efectivo en dos bloques del yacimiento uno más cerca a la fractura (curva verde continua) que el otro (curva azul continua) a lo largo del tiempo, en la cual se ve que los mayores cambios se encuentran cercanos la zona donde la fractura se abre, ya que en el primer año es donde la fractura se encuentra más estable, es ahí donde los esfuerzos son perturbados, siendo este comportamiento presenciado en todo el yacimiento; esto se ve en el cambio de los esfuerzos en el bloque más lejano del

SRV en el cual en el primer año de producción es casi constante, hasta que la caída de presión afecta a este y empieza a aumentar debido a los cambios presentados en los bloques cerca de la fractura.

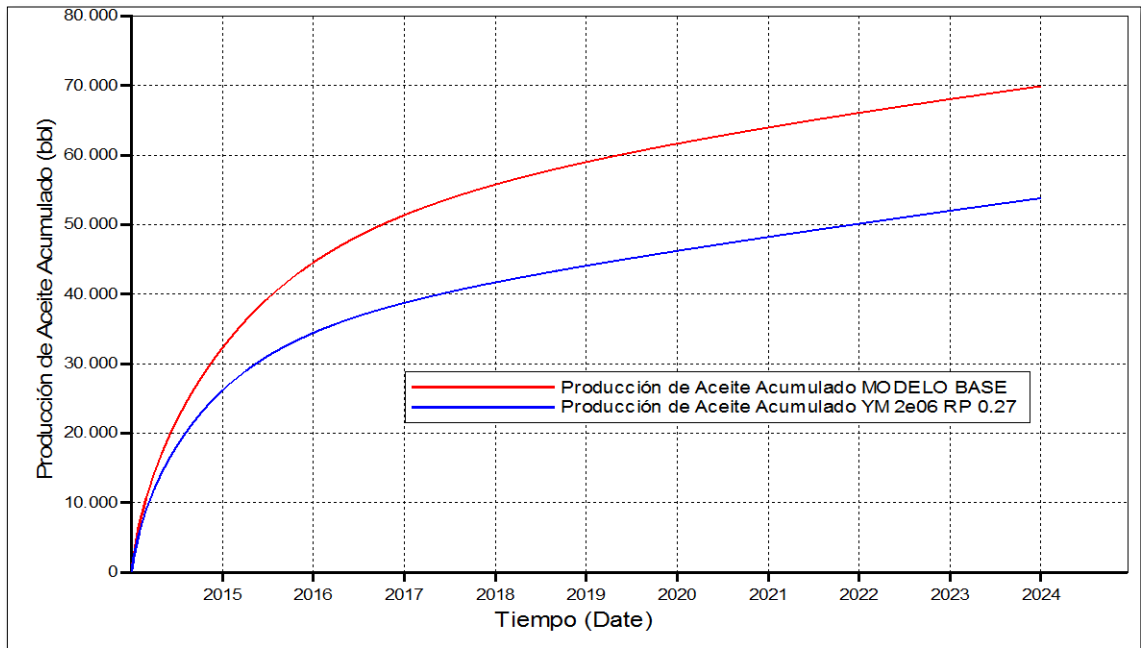
Ya que la matriz de la roca esta soportada por los fluidos, cuando se da inicio a la producción del yacimiento, en la zona cerca de la fractura (línea verde punteada), la presión disminuye rápidamente produciendo un aumento en el esfuerzo efectivo, en consecuencia, la transmisión de esta propiedad a lo largo del yacimiento hace que la presión en una zona lejana a la principal fuente de producción (línea azul punteada) sea menor, como muestra la gráfica en la línea azul continua en la que el cambio en el esfuerzo efectivo es mucho menor.

Como se puede observar, el comportamiento del esfuerzo es dependiente de la presión presentando la misma tendencia que está teniendo en cuenta que con una disminución en la presión el esfuerzo aumenta; así mismo, se muestra un mayor cambio de las propiedades en los primeros tres años de producción y posteriormente se mantienen constantes estabilizando el modelo.

3.3 CAMBIOS EN LA PRODUCCION CON Y SIN GEOMECANICA

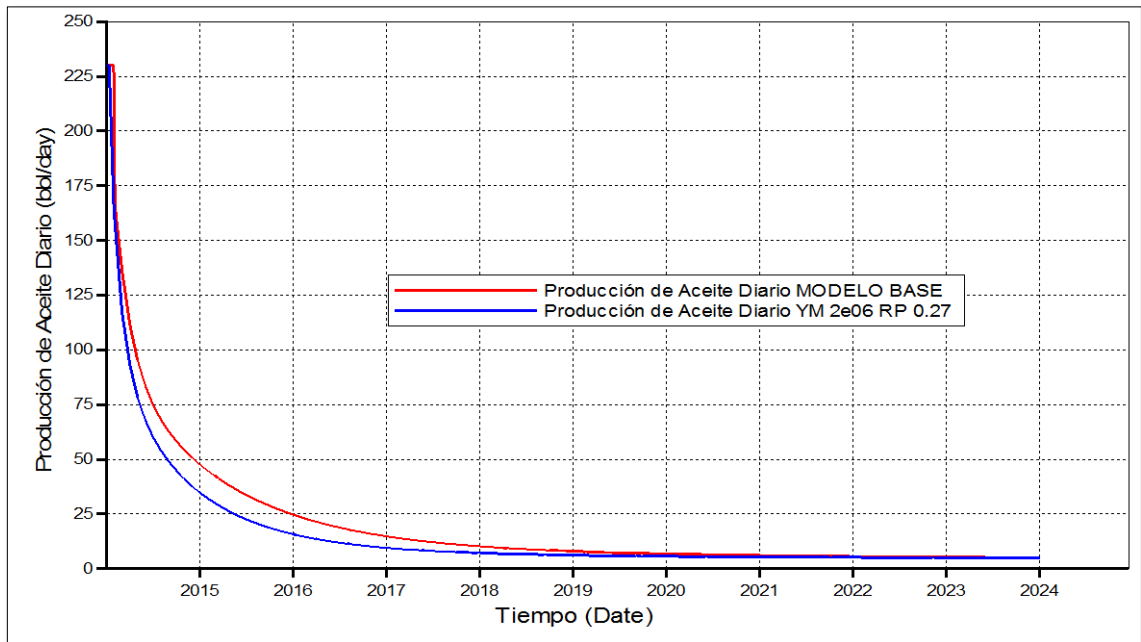
Así cómo es posible evaluar el cambio de los esfuerzos a lo largo del estudio predictivo de 10 años, es importante estudiar el cambio en la producción debida al estado de esfuerzos y a la deformación del yacimiento. La **figura 28 y figura 29** muestran como la aplicación de la geomecánica afecta la producción acumulada y la producción diaria respectivamente; los cambios significativos se ven en los primeros años de producción; debido a que al tener en cuenta las constantes elásticas como Módulo de Young y Relación de Poisson se evidencia una disminución ocasionada por el comportamiento de la roca a lo largo de las perturbaciones que sufre el yacimiento mientras este se produce.

Figura 28 Producción Acumulada a 10 años con y sin Geomecánica



Fuente: Computer Modeling Group

Figura 29 Producción Diaria a 10 años con y sin Geomecánica



Fuente: Computer Modeling Group

Con respecto a la producción acumulada, se ve una reducción significativa en el modelo predictivo ya que en los 10 años de estudio ésta disminuyó un 23.02 % con respecto al modelo que no presentaba variables geomecánicas; así mismo, en la gráfica de la producción diaria la disminución se ve de manera significativa en el primer año de producción con una disminución en la estimación de crudo de 27.09% con respecto al modelo original; esto se debe a que el modelo sin geomecánica asume que las fracturas naturales permanecen abiertas en toda su extensión mientras se produce el yacimiento, siendo una consideración errónea y conduciendo a estimativos equivocados⁴³.

Por esta razón, es necesario considerar que las fracturas naturales aportan a la producción y se cierran con el tiempo, esto se logra a partir del modelo de permeabilidad de fractura de Barton Bandis que tiene en cuenta el flujo de fluido de la fractura natural; este sistema consiste en un enmallado para la matriz de la roca porosa en conjunto con un segundo sistema de enmallado que consta de bloques de fractura que coexisten con los bloques de matriz sobre la base de cada bloque individual; debido a que la apertura y cierre de la fractura depende de los esfuerzos en los bloques de la matriz, el modelo de Barton Bandis permite calcular la permeabilidad del bloque de fractura a partir del esfuerzo efectivo de la fractura normal⁴⁴.

Este modelo utiliza las siguientes variables para el cálculo del comportamiento de del cierre de la fractura natural:

e0: Apertura de la fractura inicial (m | pies).

Kni: Rigidez de la fractura normal inicial (kPa/m | psi/pies).

Frs: Esfuerzo de apertura de la fractura (kPa | psi).

⁴³ YU, W., SEPEHRNOORI, K. (2013) Numerical Evaluation of the Impact of Geomechanics on Well Performance in Shale Gas Reservoirs, ARMA 13-555.

⁴⁴ COMPUTER MODELING GROUP Lta, GEM Simulador avanzado de yacimientos composicionales y no convencionales, Guía para el Usuario. (2012)

Kh_f: Permeabilidad de la fractura hidráulica (md).

K_{ccf}: Permeabilidad de cierre de la fractura (md).

K_{rcf}: Valor residual de la permeabilidad de cierre de la fractura (md).

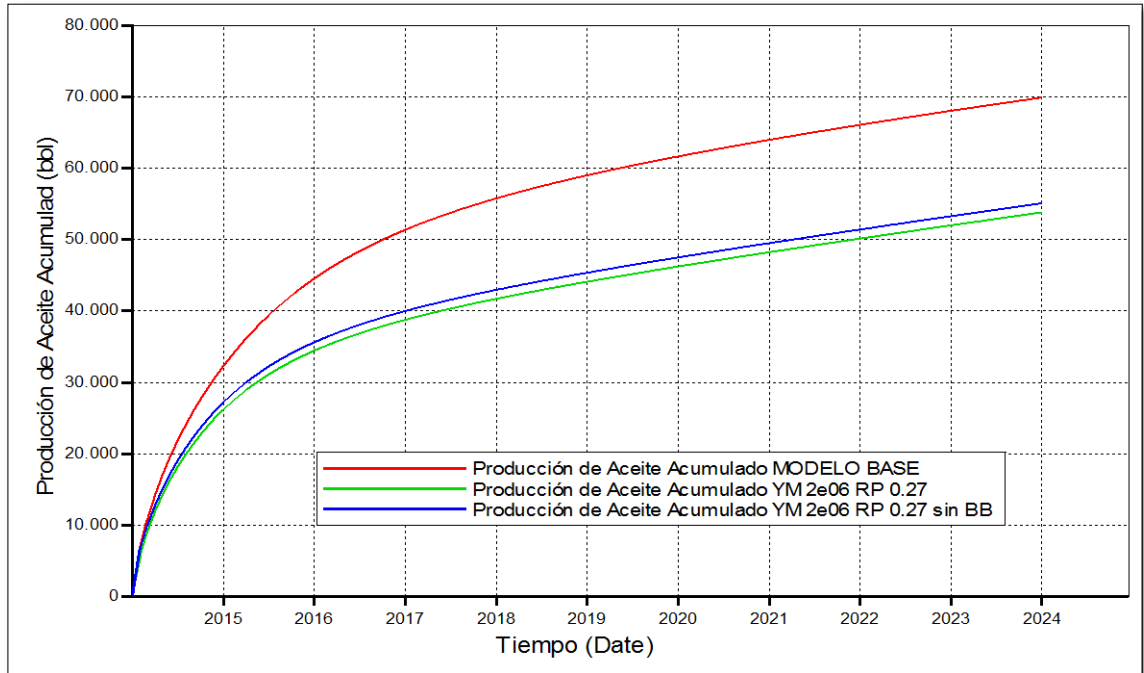
El parámetro más importante es la rigidez de la fractura inicial que depende de las constantes elásticas, este se expresa como⁴⁵:

$$k_{ni} = \frac{E}{3 * (1 - 2\nu)}$$

La **figura 30** muestra la diferencia en la producción con y sin el fenómeno de cierre de la fractura natural, la línea azul muestra el modelo sin Barton Bandis, en este hay una mayor producción ya que se considera que la fractura permanece abierta; sin embargo la línea verde muestra el fenómeno de cierre de fractura natural, ya que este aportaba a la producción, al cerrarse las fracturas se produce una disminución en la cantidad de petróleo acumulado la cual se empieza a evidenciar desde el primer año para luego permanecer constante con un porcentaje de disminución de 2.3% al final de los 10 años de producción.

⁴⁵ FJAER, E., HOLT, R.M., HORSRUD, P., RAAEN, A.M., RISNES, R. (2008), Petroleum Related Rock Mechanics, segunda edición.

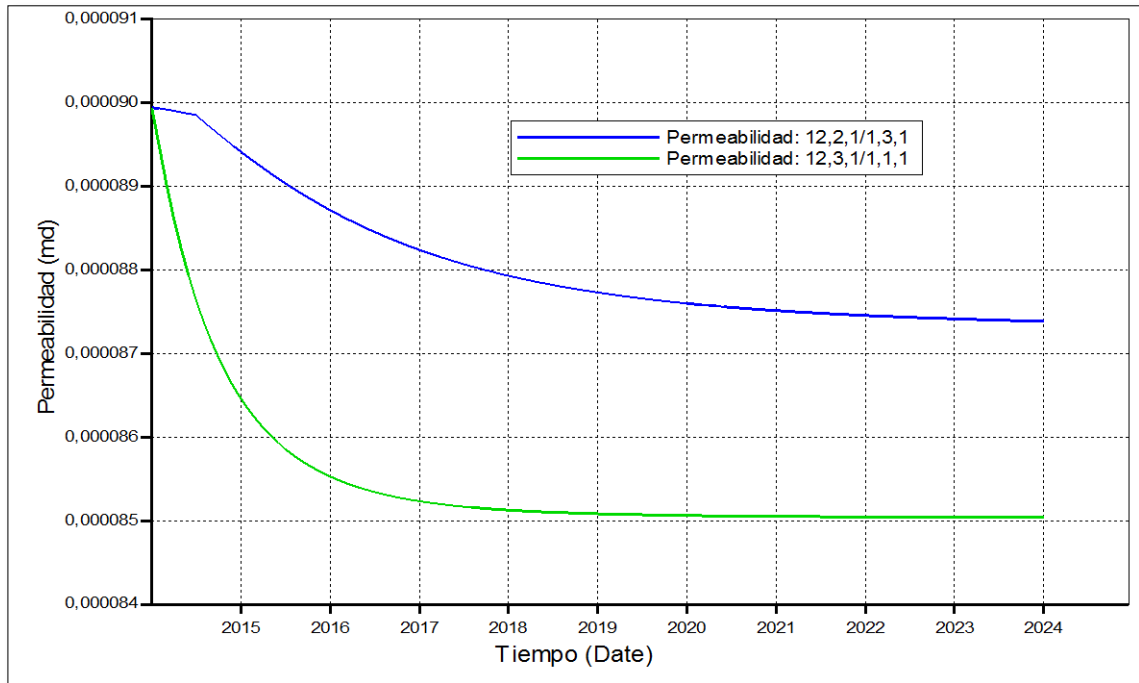
Figura 30 Representación del modelo con y sin Barton Bandis



Fuente: Computer Modeling Group

La disminución en la producción es producto del comportamiento en la permeabilidad del yacimiento. En la **figura 31** se aprecia una disminución en esta propiedad a lo largo de los 10 años de producción en un bloque del enmallado cercano a la fractura hidráulica en el bloque (12, 3, 1 / 1, 1, 1) y en otro un poco más lejano (12, 2, 1 / 1, 3, 1). Este fenómeno es abordado en el estudio “Formation Damage due to Pore Collapse During Pressure Depletion, SPE 82254” el cual explica que durante la producción de fluido de un yacimiento, la presión de poro disminuye lo cual incrementa el esfuerzo efectivo que sostiene la matriz sólida, debido a que antes tanto el fluido como lo sólido sostenían los esfuerzos sobre el material. Este esfuerzo causa tanto compactación como deformación, traducidas en una reducción de la permeabilidad. Por ende se puede observar la disminución en la tasa de producción.

Figura 31 Pérdida de Permeabilidad en la matriz a lo largo de los 10 años de Producción



Fuente: Computer Modeling Group

Esta disminución significativa con los parámetros geomecánicos es respaldado con estudios que se han realizado en diversos yacimientos de Shale como lo son “Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoirs, SPE 165377” y “Numerical Evaluation of the Impact of Geomechanics on Well Performance in Shale Gas Reservoirs ARMA 2013-555”, en los que muestran comportamientos en los cuales la producción disminuye considerablemente al tener en cuenta estos parámetros que son de gran importancia para la evaluación en el comportamiento de un yacimiento.

4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Debido a que la geomecánica estudia los cambios que se presentan en las rocas, en diversos estudios se ha demostrado que el estado de esfuerzos in-situ, la presión de poro y las propiedades mecánicas de estas son definidas como el modelo geomecánico y controlan la estabilidad del pozo en una perforación petrolera, por ende también tiene gran influencia en la producción real de este; así mismo, la relación entre las magnitudes de los esfuerzos actuantes juegan un papel clave en la evaluación de la permeabilidad de fracturas, e incluso en la compactación del yacimiento.⁴⁶

Es por esto que es importante estudiar el impacto que tienen los estados de esfuerzos y las constantes elásticas, las cuales reflejan el comportamiento del yacimiento, permitiendo así conocer la influencia de estas variables sobre el modelo. En este capítulo se evaluará la tendencia de la producción con un análisis de sensibilidad de las variables elásticas como el Módulo de Young y la Relación de Poisson; teniendo en cuenta los criterios de falla de Mohr Coulomb y Drucker Prager.

Cabe resaltar que las constantes elásticas definen el comportamiento del material, ya sea puramente elástico o elástico-plástico y debido a que los materiales pueden presentar cambios en el momento en que el estado de esfuerzos aumenta dando lugar a un comportamiento plástico, debe incluirse los criterios de falla para evaluar el momento en el que el material inicia su fluencia plástica.

⁴⁶ Petrolera, I. (2011). Modelos Geomecánicos 3d Y Su Creciente Aplicación en la 3D Geomechanical Models and Their Growing Applications, 12(1), 151–157.

4.1 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES ELASTICAS TENIENDO EN CUENTA EL CRITERIO DE FALLA DE MOHR COULOMB

Para este estudio se realizó una variación entre los valores de Módulo de Young entre $2 \cdot 10^6$ psi y $7 \cdot 10^6$ psi y Relación de Poisson entre 0.22 y 0.27 encontradas en la literatura; a continuación se presentan los resultados obtenidos teniendo en cuenta el criterio de falla de Mohr Coulomb:

El concepto de fragilidad de la roca combina tanto el Modulo de Young como la Relación de Poisson, estos reflejan la habilidad de la roca para fallar bajo esfuerzo; en términos de la Relación de Poisson, un valor bajo representa una roca frágil mientras incrementa el valor del Módulo de Young, debido a que las unidades de estas constantes elásticas son diferentes, la fragilidad causada por cada componente se unifica y es considerada como un porcentaje de fragilidad de la roca⁴⁷; teniendo esto en cuenta, se realizó el análisis de sensibilidad en los rangos anteriormente descritos, variando de manera ascendente el Módulo de Young en relación con el descenso en los valores de la relación de Poisson. La **figura 32** y **figura 33** representan la producción acumulada y diaria con todos los modelos de sensibilidad realizados, así mismo, la **tabla 8** muestra las diferentes combinaciones de las constantes elásticas utilizadas para este análisis.

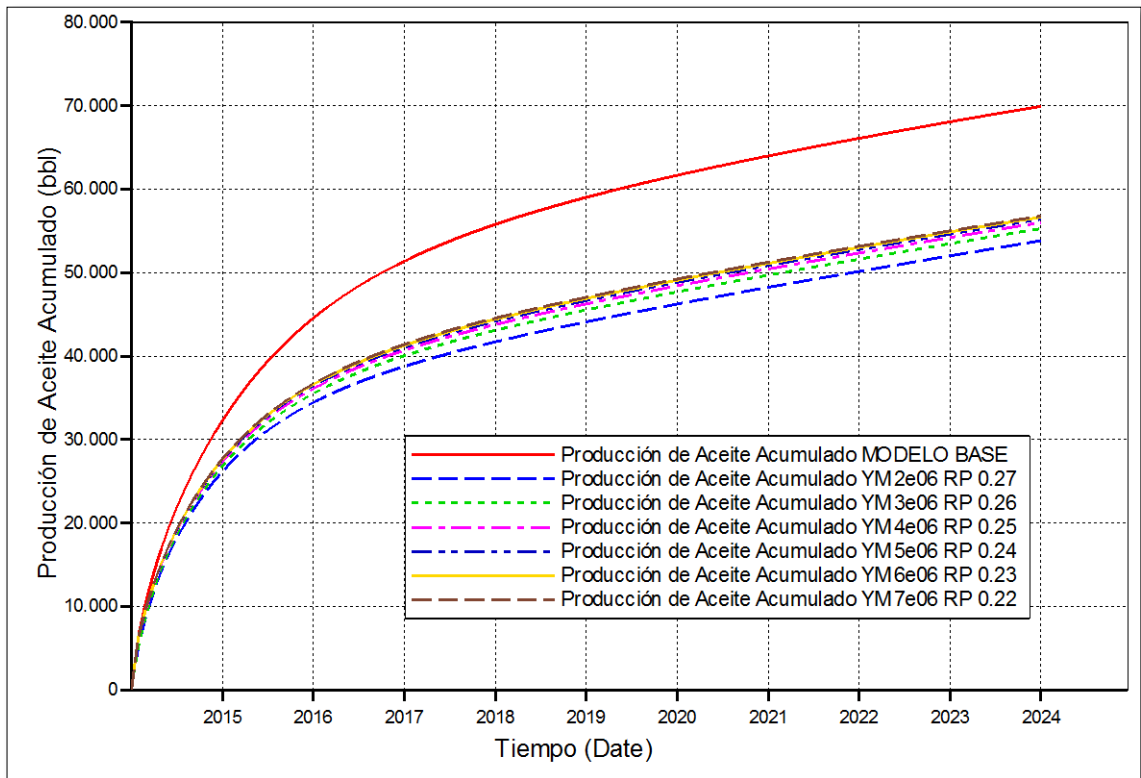
47 RICKMAN, R., MULLEN, M., PETRE, J., GRISER, W., KUNDER, D. (2008) A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays are Not of the Barnett Shale, SPE 115258

Tabla 8 combinaciones de las diferentes constantes elásticas.

MODULO DE YOUNG	RELACION DE POISSON	CONVENCION
2*10 ⁶ psi	0.27	Azul claro
3*10 ⁶ psi	0.26	Verde
4*10 ⁶ psi	0.25	Rosado
5*10 ⁶ psi	0.24	Azul oscuro
6*10 ⁶ psi	0.23	Amarillo
7*10 ⁶ psi	0.22	Café

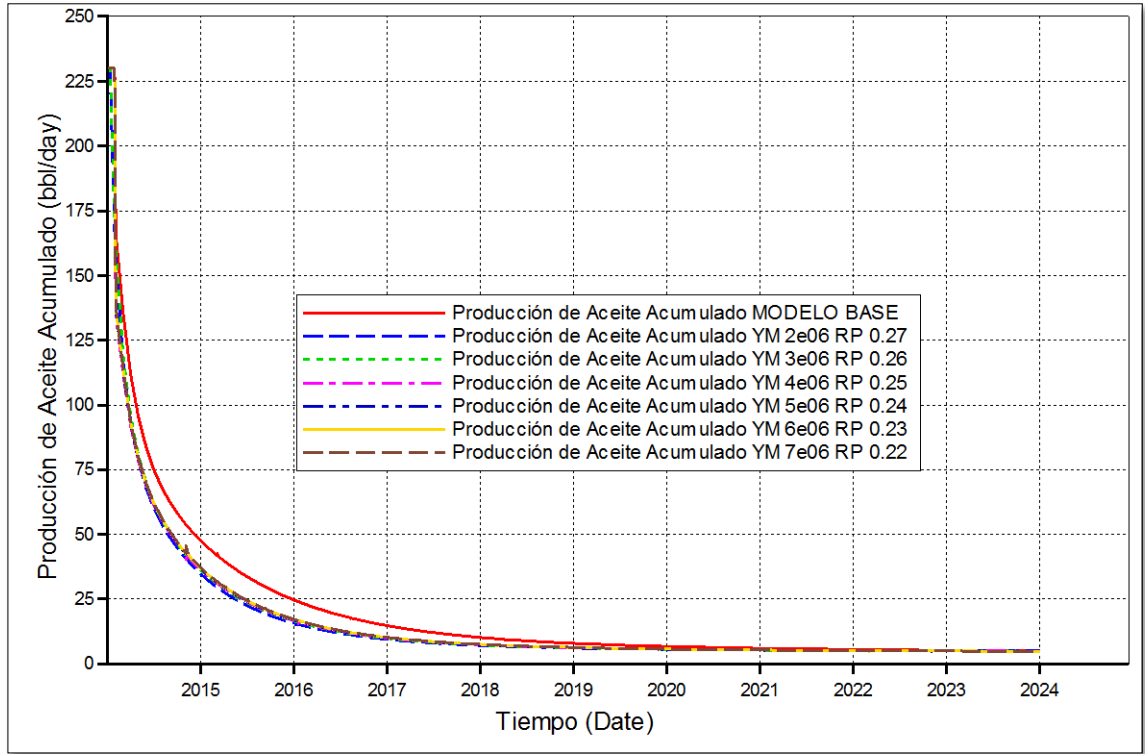
Fuente: Autores

Figura 32 Producción Acumulada con las Diferentes Combinaciones en las Constantes Elásticas.



Fuente: Computer Modeling Group

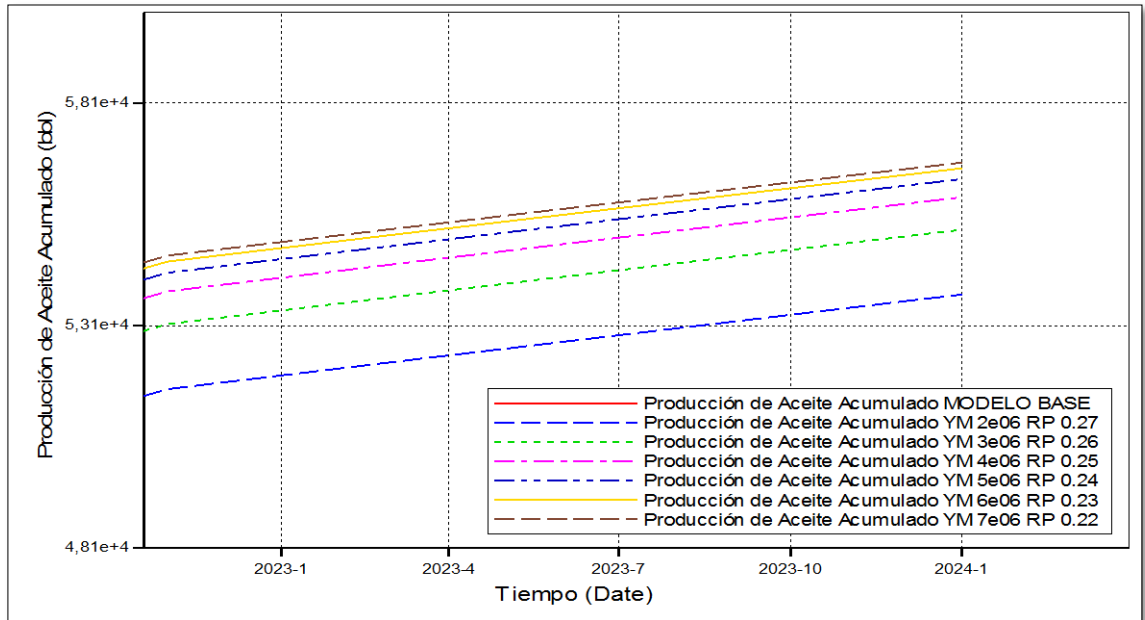
Figura 33 Producción diaria con las Diferentes combinaciones en las Constantes Elásticas



Fuente: Computer Modeling Group

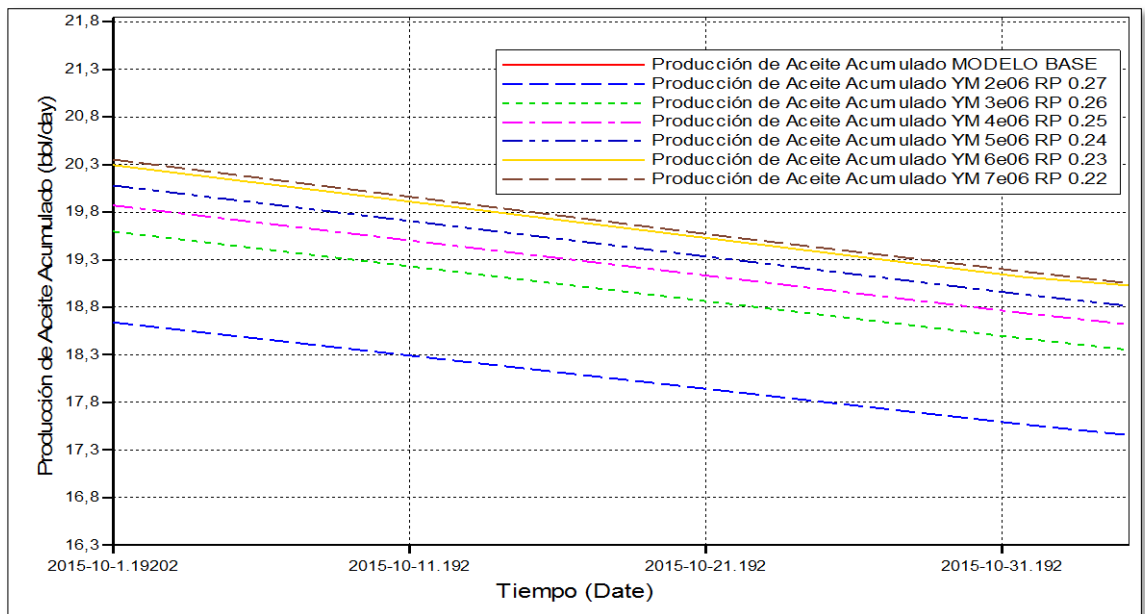
Ya que los cambios presentados en este panorama general no se aprecian con claridad, la **figura 34** y **figura 35** muestran en detalle las diferencias de cada variación tanto en la producción acumulada como en la producción diaria.

Figura 34 Representación en Detalle de la Producción Acumulada con las diferentes combinaciones en las constantes elásticas.



Fuente: Computer Modeling Group

Figura 35 Representación en detalle de la producción diaria con las diferentes combinaciones en las constantes elásticas.

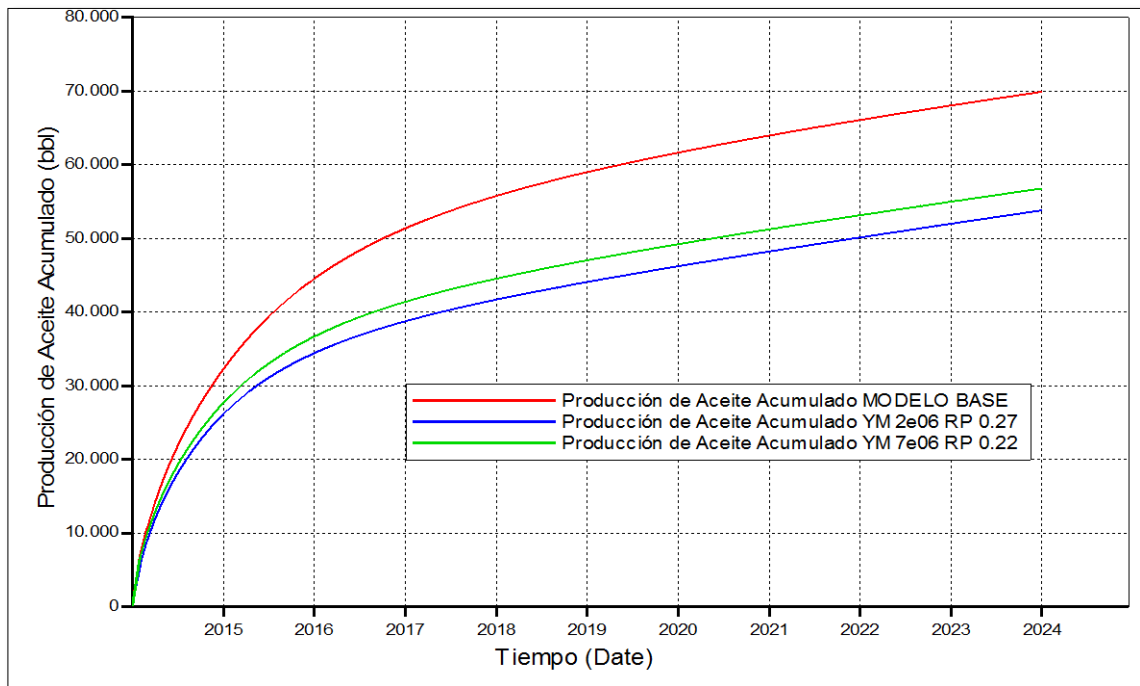


Fuente: Computer Modeling Group

Estas gráficas muestran que entre más alto sea el Módulo de Young y más baja la Relación de Poisson, lo cual representa una roca frágil, mayor será su producción esto se debe a que la fragilidad de la roca permite que las fracturas permanezcan abiertas por más tiempo y el sistema sea estable; además, Rickman y Mullen (2008) sugieren que es importante establecer la fragilidad o ductilidad del shale, ya que bajos Módulos de Young y altas relaciones de Poisson son demasiado dúctiles para ser prospectivos⁴⁸.

En la **Figura 36** se muestran las curvas tanto del modelo base como los modelos geomecánicos considerando constantes elásticas que son más prospectivas y las que representan una menor producción.

Figura 36 Representación de la mayor y menor producción acumulada con respecto a las diferentes constantes elásticas



Fuente: Computer Modeling Group

⁴⁸ BRITT, L., SCHOEFFLER, J. (2009) The Geomechanic of a Shale Play: What Makes a Shale Prospective, SPE 125525

Esta gráfica muestra la diferencia entre el modelo base sin geomecánica y el modelo con las constantes elásticas que representan una mayor y una menor producción, siendo la mayor producción presentada por el modelo con un Módulo de Young de $7 \cdot 10^6$ psi y una Relación de Poisson de 0.22 (línea verde) con una diferencia de 13137.2 Bbl de petróleo acumulado a 10 años de producción, que representa un 18.78% de pérdida con respecto al modelo sin geomecánica; por otra parte, las constantes elásticas que dieron una menor producción del modelo fue la que tiene un Módulo de Young de $2 \cdot 10^6$ psi y una Relación de Poisson de 0.27 (línea azul) con una diferencia de 16099 Bbl de petróleo acumulado a 10 años de producción que representa un porcentaje de pérdida de 23.02% con respecto al modelo base.

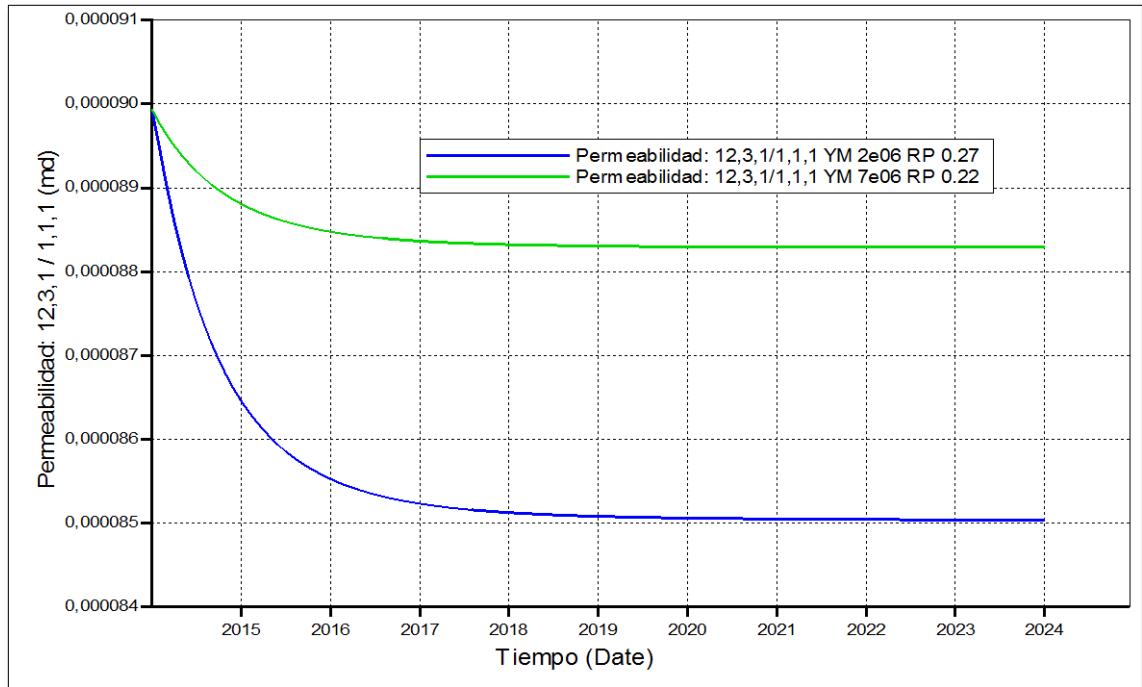
Esto demuestra que un yacimiento en donde la roca tiene un comportamiento dúctil, no es recomendable, ya que con respecto a la Relación de Poisson, el material es más compresible, por lo cual, al presentarse una perturbación, el yacimiento va a querer cerrar las fracturas naturales e hidráulicas, haciendo que disminuya la producción.⁴⁹

La **figura 37** y **38** representan el cambio en la permeabilidad en un bloque cercano (12,3,1/1,1,1) y un bloque lejano (12,2,1/1,3,1) del SRV respectivamente durante el tiempo de producción; estas gráficas evidencian una mayor pérdida de permeabilidad en los tres primeros años de producción en el modelo que contiene un Módulo de Young de $2 \cdot 10^6$ psi y una Relación de Poisson de 0.27 presentando una disminución en la permeabilidad del 5 % con respecto al valor estimulado inicial de $9 \cdot 10^{-5}$ md, en contraste con el modelo que tiene un Módulo de Young de $7 \cdot 10^6$ psi y una Relación de Poisson de 0.22 cuyo porcentaje de disminución en la permeabilidad original es del 1.7%; por tal motivo, se origina una reducción en los canales de flujo en el modelo que presenta una mayor disminución en la permeabilidad, causando la pérdida de producción que se demostró anteriormente;

⁴⁹ RICKMAN, R., MULLEN, M., PETRE, J., GRISER, W., KUNDER, D. (2008) A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays are Not of the Barnett Shale, SPE 115258

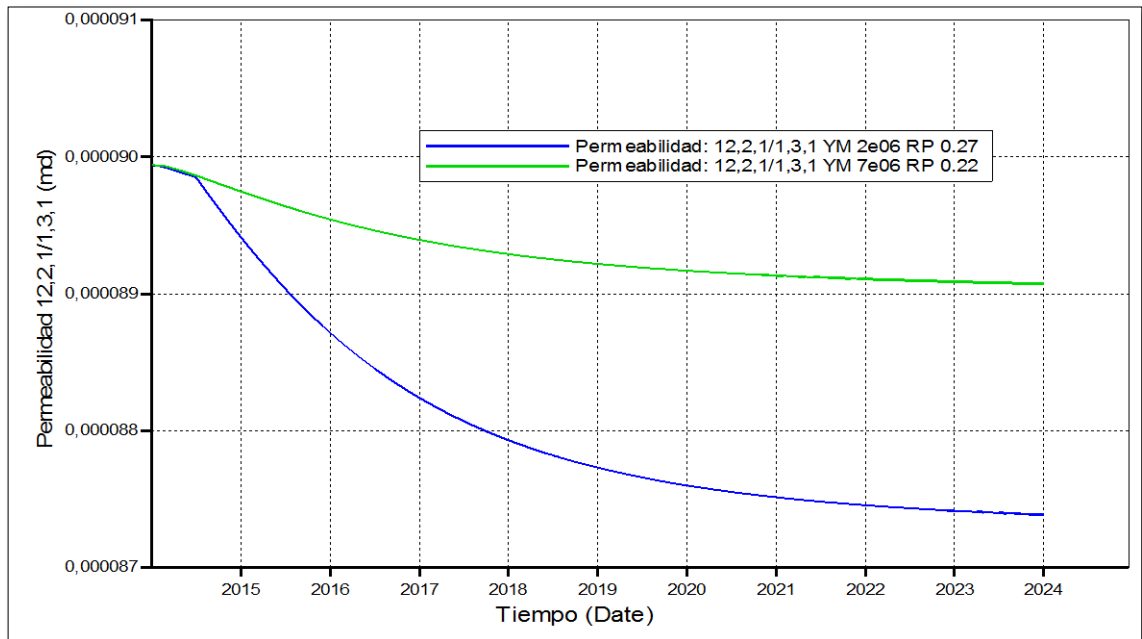
este comportamiento se refleja tanto en el bloque lejano como en el cercano variando los porcentajes de pérdida ya que en el bloque lejano se da en menor medida.

Figura 37 Representación de la permeabilidad en el bloque (Cercano) 12, 3,1/1, 1,1 a 10 años de producción con (YM 2e06 RP 0.27) y (YM 7e06 RP 0.22)



Fuente: Computer Modeling Group

Figura 38 Representación de la permeabilidad en el bloque (Lejano) 12, 2,1/1, 3,1 a 10 años de producción con (YM 2e06 RP 0.27) y (YM 7e06 RP 0.22)



Fuente: Computer Modeling Group

Ya que en las rocas las variaciones del Módulo de Young pueden ir de $14 \cdot 10^3$ psi a $14 \cdot 10^6$ psi y se está evaluando un rango pequeño de datos, los cambios en el modelo no se ven tan significativos; sin embargo, en la proporción de pérdida de producción a los 10 años de estudio, muestra que el estudio de geomecánica es crucial para tener un estimativo real de la producción de aceite.⁵⁰

4.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS VARIABLES ELASTICAS TENIENDO EN CUENTA EL CRITERIO DE FALLA DE DRUCKER PRAGER

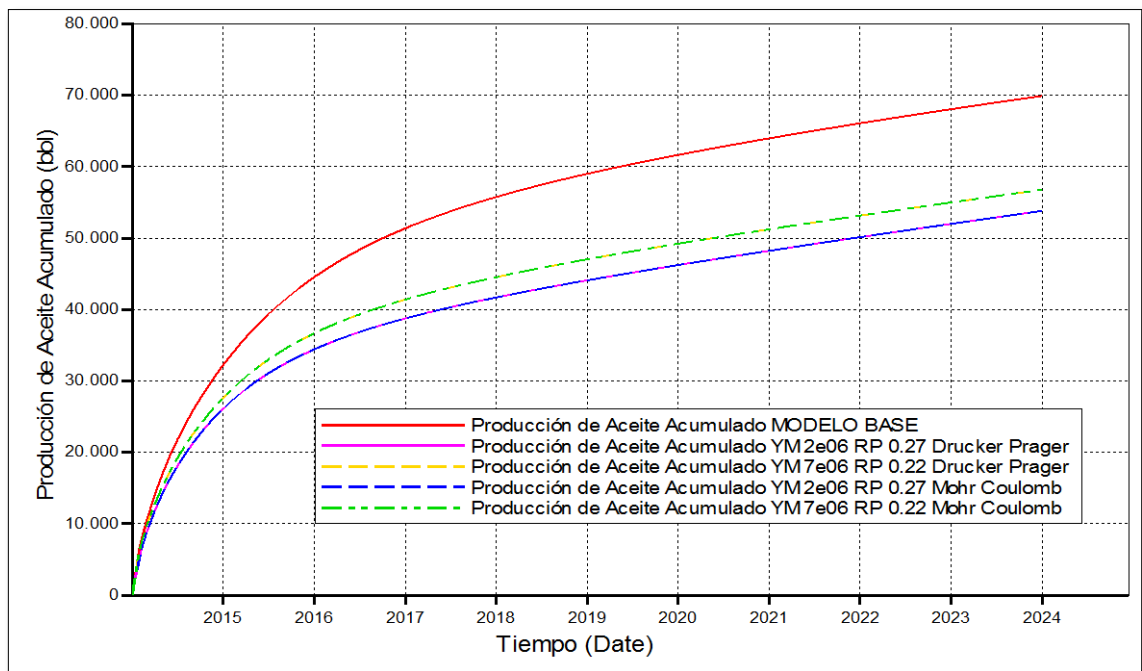
La deformación plástica que ocurre una vez que el material alcanza un estado de fluencia a un determinado nivel de esfuerzo se considera irreversible, los criterios de fluencia de Mohr- Coulomb y de Drucker-Prager, son apropiados para la

⁵⁰ YU, W., SEPEHRNOORI, K. (2013) Numerical Evolution of the Impact of Geomechanics on Well Performance in Shale Gas Reservoirs, 2013-555 ARMA Conference Paper

descripción de material geológico; y usualmente se utilizan para analizar suelos y rocas.⁵¹

A medida que se depleta el yacimiento se incrementan los esfuerzos y dependiendo del criterio de falla con el cual se analicen puede o no sobrepasar la envolvente de falla, dando lugar a la fractura del bloque⁵². La **figura 39** muestra la diferencia de la producción acumulada del criterio de falla de Mohr Coulomb con el de Drucker Prager.

Figura 39 Producción acumulada con los diferentes Criterios de Falla Mohr Coulomb y Ducker Prager



Fuente: Computer Modeling Group

Con referencia a la comparación de los criterios de falla en estudio, se tiene que la diferencia entre estos dos es que el criterio de falla de Drucker Prager tiene en

⁵¹ COMPUTER MODELING GROUP Ltda, GEM Simulador avanzado de yacimientos composicionales y no convencionales, Guía para el Usuario. (2011)

⁵² NAWROCKI, P., QI, Z., WANG, D. (2011) Parametric study of formation stability using a hollow cylinder model

cuenta el segundo esfuerzo principal intermedio, ambos criterios de falla tienen una envolvente que las caracteriza teniendo en cuenta las variables que evalúan (**figura 13**); así mismo, los estados de esfuerzos son los que definen el comportamiento de la roca a punto de tocar la línea de falla, si se llega a pasar la envolvente, se produce la fractura de ésta⁵³.

La gráfica muestra que al cambiar los criterios de falla no se produce ningún cambio, lo cual indica que el material no ha fallado por lo cual no se puede evidenciar la diferencia en el modelamiento con estos dos criterios de falla. El simulador cuenta con una propiedad de salida llamada YIELD STATE en los resultados, en esta, un valor de 0 indica que el elemento se encuentra todavía en la región elástica mientras que un valor de un 1 representa que el elemento ha fallado y por lo tanto ha cruzado de comportamiento elástico a comportamiento plástico⁵⁴, lo que demuestra que el material no falla a través de los 10 años de producción del modelo.

Para conocer el comportamiento de estos criterios de falla, se realizó una modificación en el modelo buscando el cambio de elástico a plástico, para analizar el comportamiento en la producción, con respecto a las diferencias entre estos dos criterios de falla; por ende se decidió bajar la presión de fondo a un valor de 800 psi lo cual permite evidenciar una disminución mayor en la presión de poro, que conduce a un aumento en los esfuerzos buscando el fallo de la roca, por otro lado, ya que lo que lo hace un modelo puramente elástico es el valor de cohesión grande⁵⁵, se tomó un valor de cohesión característico de una arena no consolidada cuyo valor es 66 psi⁵⁶.

En la **figura 40** se muestra la variación en la producción con los diferentes criterios de falla y las diferentes sensibilidades las cuales se especifican en la **Tabla 9**.

⁵³ ZOBACK, M. (2007), Reservoir Geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University.

⁵⁴ COMPUTER MODELING GROUP, Geomechanics in CMG Software, Tutorial (2012)

⁵⁵ COMPUTER MODELING GROUP, Geomechanics in CMG Software, Tutorial (2012)

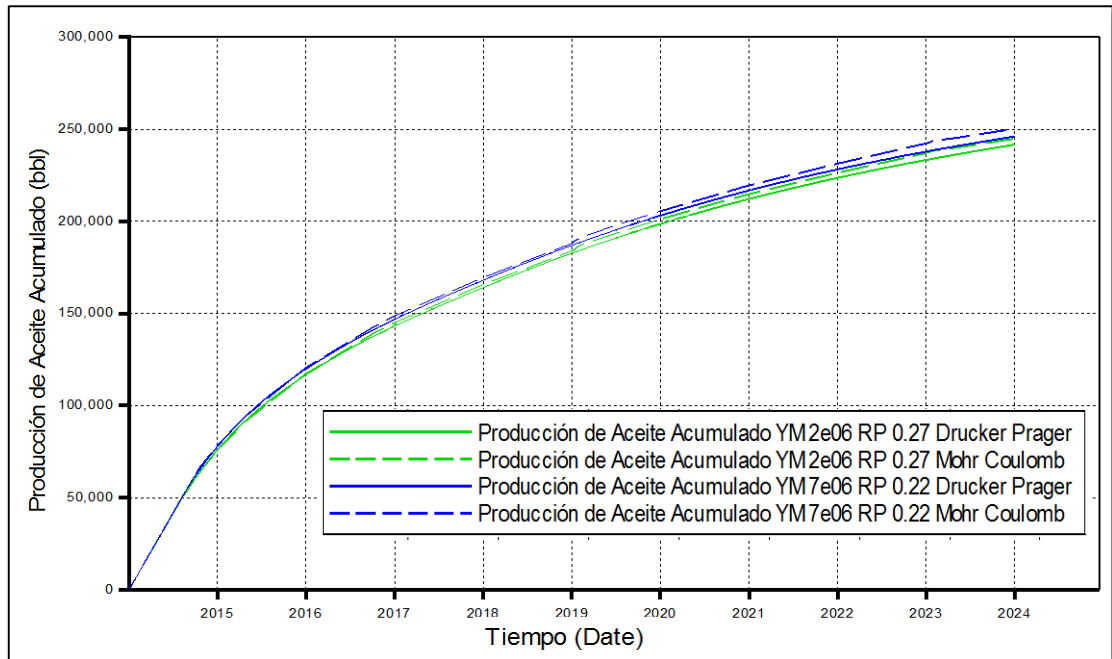
⁵⁶ VAN DE HOEK, P.J., et al. (2000) Horizontal- Wellbore Stability and Sand Production in Weakly Consolidate Sandstones, SPE 65755-PA.

Tabla 9 Sensibilidad de los distintos criterios de falla y constantes Elásticas.

CRITERIO DE FALLA	MODULO DE YOUNG	RELACION DE POISSON	CONVENCION
Mohr Coulomb	2*10 ⁶ psi	0.27	Verde punteada
	7*10 ⁶ psi	0.22	Azul punteada
Drucker Prager	2*10 ⁶ psi	0.27	Verde
	7*10 ⁶ psi	0.22	Azul

Fuente: Autores

Figura 40 Producción Acumulada con los distintos Criterios de Falla y Constantes Elásticas

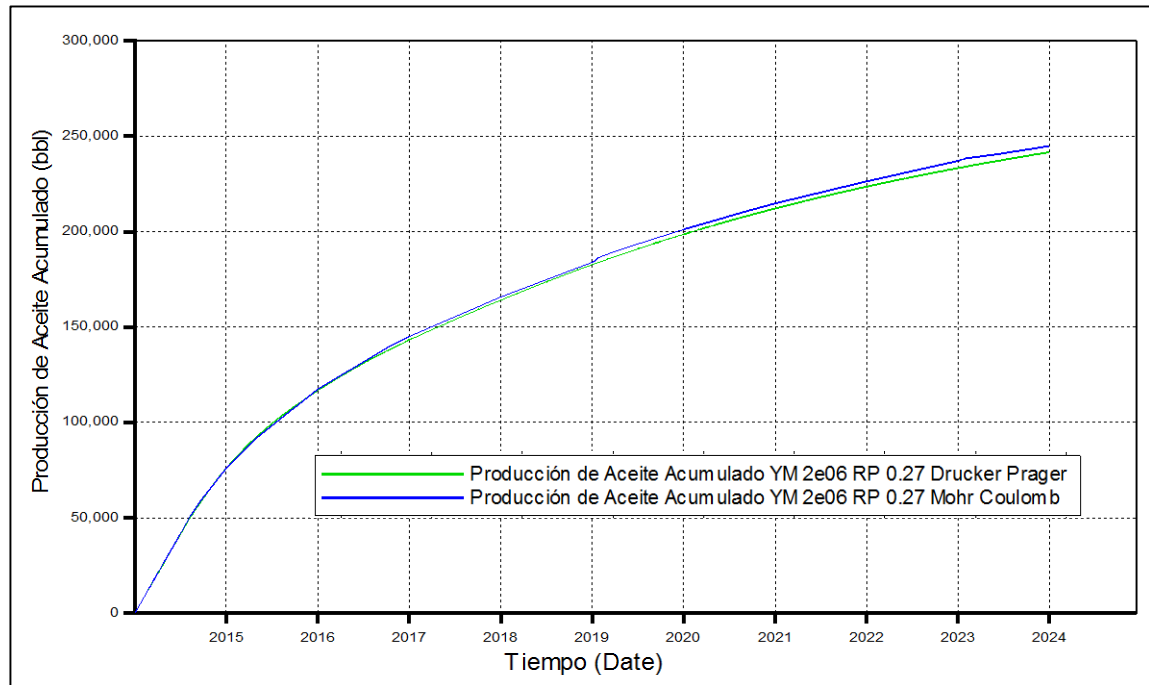


Fuente: Computer Modeling Group

En la **figura 41** y **figura 42** se ve en detalle la diferencia entre los criterios de falla con un Módulo de Young de 2*10⁶ psi y una Relación de Poisson de 0.27 y con un Módulo de Young de 7*10⁶ psi y una Relación de Poisson de 0.22

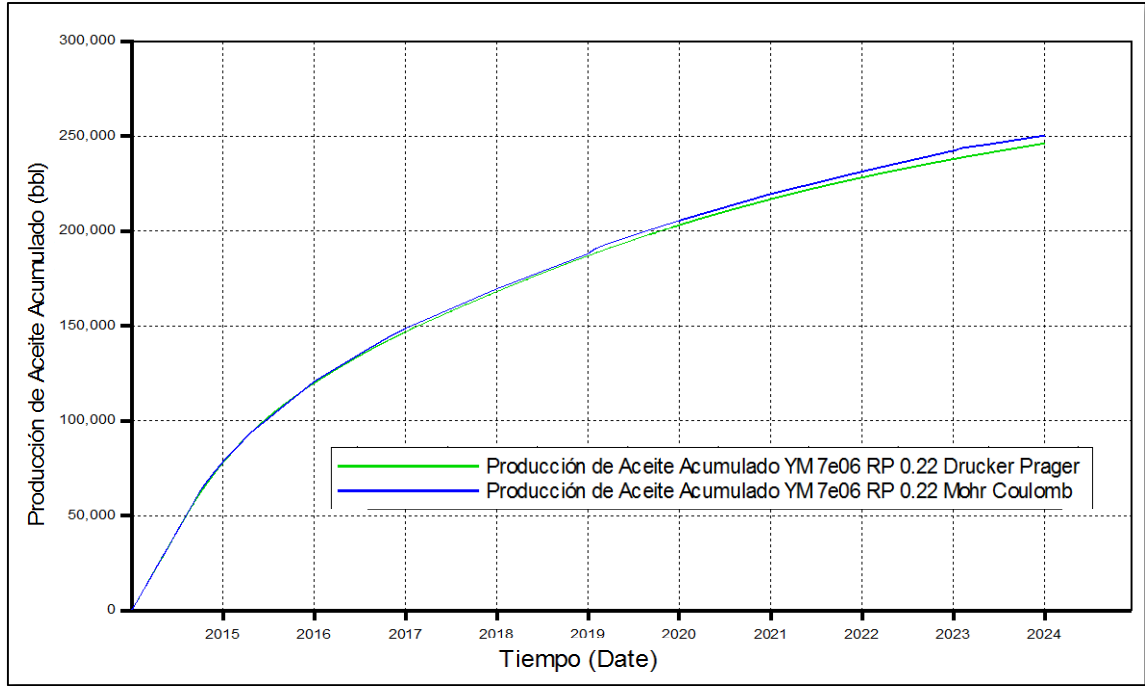
respectivamente, encontrando mayor producción en el modelo con el criterio de falla de Mohr Coulomb.

Figura 41 Producción acumulada de diferentes criterios de falla con un Módulo de Young de $2 \cdot 10^6$ psi y una Relación de Poisson de 0.27.



Fuente: Computer Modeling Group

Figura 42 Producción acumulada de diferentes criterios de falla con un Módulo de Young de $7 \cdot 10^6$ psi y una Relación de Poisson de 0.22.



Fuente: Computer Modeling Group

Ya que los criterios de falla muestran cuando el material pasa del estado elástico al plástico, en este caso, la producción acumulada en los primeros años de producción es la misma mientras no se presenta el cambio, aproximadamente en el año 2019 es donde se empieza a ver una diferencia en la producción con respecto al modelo con Mohr Coulomb y Drucker Prager, a los 10 años de producción en la gráfica que tiene un Módulo de Young de $2 \cdot 10^6$ psi y una Relación de Poisson de 0.27 el modelo con el criterio de falla de Drucker Prager presenta una disminución del 1.3% en la producción con respecto al modelo de Mohr Coulomb, por otra parte, en la gráfica que tiene un Módulo de Young de $7 \cdot 10^6$ psi y una Relación de Poisson de

0.22 el modelo con el criterio de falla de Drucker Prager presenta una disminución del 1.67% en la producción con respecto al modelo de Mohr Coulomb.

Teniendo en cuenta el comportamiento de estos dos criterios de falla se tiene que si bien es cierto que el esfuerzo principal intermedio tiene un efecto que es ignorado por el criterio de Mohr-Coulomb, el efecto del esfuerzo no es tan profundo como la que predice el criterio de Drucker-Prager. El criterio de Mohr-Coulomb subestima la resistencia de la roca para situaciones generales de estrés, pero el criterio de Drucker-Prager sobreestima dicha resistencia de la roca para estos estados de esfuerzo⁵⁷; además teniendo en cuenta la forma en la que son representados estos dos criterios es común encontrar que al compararlos el de Mohr Coulomb prediga el fallo de la roca de una manera más rápida que el criterio de falla de Drucker Prager que presenta forma redondeada; considerando que las fallas de las rocas indican problemas de estabilidad de pozo, así mismo, estas fallas pueden dar lugar a la inducción de nuevos canales de flujo para yacimientos de baja permeabilidad⁵⁸ por esta razón la mayor producción en este caso la presenta el modelo que tiene el criterio de falla de Mohr Coulomb.

⁵⁷ GADDE, M., RUSNAK, J. (2008) Applicability of Drucker-Prager Failure Criterion to Estimate Polyaxial Rock strength Murali 08-137 ARMA Conference Paper.

⁵⁸ ZOBACK, M. (2007), Reservoir Geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University.

5. CONCLUSIONES

El modelo base muestra una sobre estimación en la producción acumulada a los 10 años de vida del proyecto de un 23.02% con respecto al modelo al que se le implementó la geomecánica, lo cual demuestra que el estudio del comportamiento de las rocas a medida que el yacimiento se depleta es importante para evitar estimativos erróneos.

De acuerdo a los resultados obtenidos, las propiedades evaluadas como son el esfuerzo efectivo, la presión y la permeabilidad son las más influyentes en el caso de estudio, los mayores cambios presentados en estas se dieron en los primeros tres años del proyecto, dando lugar a una disminución del 27.09% en la tasa de producción diaria en este intervalo de tiempo, lo cual condujo a los porcentajes de pérdida en la producción acumulada a 10 años.

El análisis de sensibilidad de las constantes elásticas arrojó que el escenario que muestra la mejor producción es caracterizado por tener valores de Módulo de Young altos y de relación de Poisson bajas; estas propiedades hacen referencia a una roca frágil debido a que da lugar a una mayor estabilidad tanto en la fractura como en la deformación de la roca permitiendo que esta se encuentre abierta por un rango de tiempo mayor.

El modelo de Barton Bandis es importante para evaluar el comportamiento de las fracturas naturales mientras se produce el yacimiento, al implementarlo en el caso de estudio, se produjo una disminución del 2.3% en la producción acumulada a 10 años del proyecto, esto se debe a que sin él las fracturas que están presentes se comportan de manera uniforme, es decir no se cierran en el tiempo, lo cual es erróneo debido a que los efectos geomecánicos muestran la deformación de las rocas, dando lugar al cierre progresiva de estas.

El caso de estudio evaluado no presenta cambios con los diferentes criterios de falla debido a que las condiciones que este presenta no causa la falla de la roca, por lo cual no se evidencia la diferencia en el modelamiento con el criterio de falla de Mohr Coulomb y Drucker Prager.

Al disminuir el valor de la Cohesión y permitir la depleción del yacimiento hasta un punto en el cual el esfuerzo efectivo aumenta provocando la fractura de la roca, el criterio de falla de Mohr Coulomb arrojó un aumento en la producción de un 1.5% con respecto al criterio de falla de Drucker Prager, lo cual era de esperarse ya que el criterio de falla de Mohr Coulomb muestra la fractura de la roca de una manera anticipada generando nuevos canales de flujo.

6. RECOMENDACIONES

Evaluar los efectos de la fractura natural, haciendo una sensibilidad en las características generales como permeabilidad, porosidad tanto en la fractura como en la matriz y parámetros como el ángulo de la fractura, el espesor de la fractura y el espaciado y realizar una correlación a partir de los datos obtenidos que permita predecir el comportamiento de la producción.

Variar los esfuerzos in situ de las rocas, así mismo tener en cuenta los esfuerzos de cizalla y efectivos en cada dirección del plano, mostrando su influencia para con el modelo.

Realizar un análisis del comportamiento en la producción de un Shale con otros criterios de falla, comparando dichos resultados con datos reales que permitan obtener el que mejor se ajuste a este tipo de yacimientos.

Hacer uso de otros simuladores que permitan realizar un estudio más detallado en la construcción de la fractura hidráulica su propagación y su geometría con respecto a las características geomecánicas de la roca.

BIBLIOGRAFIA

ADDNOY, B. S., LOOYEH, R. (2011) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

AGBOADA, D.K., AHMADI, M., FAIRBANKS, A. (2013). SPE 165315 Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play.

AHMED, T. (2013) Conferencia de Yacimientos no Convencionales, Universidad Industrial de Santander.

ARAUJO, O., LOPEZ, E., SIERRA, J. (2012). SPE 163074 Evaluating First Eagle Ford Shale Gas Well Case History from Northern.

BLATT, H., ROBERT, J. (1996) Petrology Igneous Sedimentary and Metamorphic, 2nd ed, Freeman, pp. 281–292.

BRITT, L., SCHOEFFLER, J. (2009) The Geomechanic of a Shale Play: What Makes a Shale Prospective, SPE 125525

CARDENAS, J.C. (2014), Presentación Pronósticos de Producción en Yacimientos no Convencionales (Shale Plays), Universidad Industrial de Santander.

COMPUTER MODELING GROUP, Geomechanics in CMG Software, Tutorial (2011)

COMPUTER MODELING GROUP, Simulación avanzada de yacimientos composicionales y no convencionales, guía para el usuario GEM, 2012.

COOK, J., GREEN, S., JUDZIS, A., SUAREZ, R., & MARSDEN, R. (2008) Las Rocas Importan : Realidades de la Geomecánica

FAISAL N. 2011, Development of Type Curves for Gas Production from Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs.

FJAER, E., HOLT, R.M., HORSRUD, P., RAAEN, A.M., RISNES, R. (2008), Petroleum Related Rock Mechanics, segunda edición

FRIAS. J. A., PLATA, R. A. (2012) Determinación y Análisis de los Diferentes Criterios de Falla que Indican bajo qué Condiciones fallan las Rocas y su Impacto en la Industria Petrolera, Universidad Industrial de Santander.

GADDE, M., RUSNAK, J. (2008) Applicability of Drucker-Prager Failure Criterion to Estimate Polyaxial Rock strength Murali 08-137 ARMA Conference Paper.

GARCIA, F. (2012) Incremento de la productividad mediante fracturamiento hidráulico multi-etapa en pozos horizontales en la región norte de México, p 14.

GILLAERD, M., MEDVEDEV, O., Medvedev, A. (2010) A New Approach Generating Fracture Conductivity, SPE 135034

GOODMAN. (1989) Citado por: CARRILLO, Z., H. (2014) Criterios de Falla, Presentación.

JOSHI, S.D., Ph.D. (1991) Horizontal Well Technology, Technologies International, Oklahoma, U.S.A.

KING, H., and WILLIS, J. (1957) Mechanics of Hydraulic Fracturing, SPE 686-G

LAKE, L. W. (2007) Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering Vol. IV, University of Texas. Austin, SPE.

LAMA, C., VUTUKURI, V. S. (1974) Citado por CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

MATTAR, L., MOGHADAM, S. (2010), Dual Porosity Typecurves for Shale Gas Reservoirs, SPE-137535-MS

MEANS, W. D. (1976) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

NARANJO, A., SOTO, C.(2007), Efecto de los parámetros Geomecánicos en el Fracturamiento Hidráulico de Yacimientos de Hidrocarburos Sensibles a Esfuerzos, Boletín de Ciencias de la Tierra, Universidad Nacional de Colombia-Medellín.

NAWROCKI, P., QI, Z., WANG, D. (2011) Parametric study of formation stability using a hollow cylinder model

PABON, J., A., MARTINEZ, G., J. (2013) Evaluación del comportamiento de un Shale oil utilizando un simulador numérico, Universidad Industrial de Santander.

PEMEX (2011) Exploración y Producción, Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos. México, D. F.

PETROLERA, I. (2011). Modelos Geomecánicos 3D y su Creciente Aplicación pág. 151-157

POLLARD, D. D., FLETCHER, R. C. (2005) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

RICKMAN, R., MULLEN, M., PETRE, J., GRISER, W., KUNDER, D. (2008) A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays are Not of the Barnett Shale, SPE 115258

SCHUTJENS, P., ITA, J., HERMSEN, F., BAKKER, P., WATTS, L., VAN DEN HEUVEL (Shell), (2014), On the Impact of Depletion on Reservoir Seal Integrity: Geomechanical Model Application, IPTC 17568

SHUCK, LANGE, (2007) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander

STEGENT, N.A., WAGNER, A. L., MULLEN, J., BORSTMAYER, R. (2010). SPE 136183 Engineering a Successful Fracture-Stimulation Treatment in the Eagle Ford Shale.

SUPING, (2007) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

TRAN, D., NGHIEM, L., BUCHANAN, L. (2005) An Overview of Iterative Coupling Between Geomechanical Deformation and Reservoir Flow, SPE/PS-CIM/CHOA 97879 PS2005-396

TRAN, D., NGHIEM, L., BUCHANAN, L., & MODELLING, C., COMPUTER MODELLING GROUP Ltda, (2005). An Overview of Iterative Coupling Between Geomechanical Deformation and Reservoir Flow SPE/PS-CIM/CHOA 97879

VAN DE HOEK, P.J., et al. (2000) Horizontal- Wellbore Stability and Sand Production in Weakly Consolidate Sandstones, SPE 65755-PA.

VUTUKURI. (1974) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

WANG, H. F. (2000) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

YAN, F., HAN, D.H., YAO, Q., (2012) Oil Shale Anisotropy Measurement and Sensitivity Analysis, University of Houston

YEN, T., CHILINGARIAN, V. (1976) Shale Oil Vol. 5

YU, W., SEPEHRNOORI, K. (2013) Numerical Evaluation of the Impact of Geomechanics on Well Performance in Shale Gas Reservoirs, ARMA 13-555.

ZHANG, L., CAO, P., RADHA, K. C. (2010) Citado por: CALDERON, Z., H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander

ZOBACK, M. (2007), Reservoir Geomechanics, Department of Geophysics, Stanford University.