

**ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO GEOMECANICO DE UNA FORMACION
SOMETIDA A UN PROCESO DE RECOBRO DE INYECCION DE AGUA. POR
MEDIO DE UN SIMULADOR NUMERICO**

JULIANA CABRERA MARTINEZ

CARLOS DAVID PEREZ RIOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTADER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO GEOMECANICO DE UNA FORMACION
SOMETIDO A UN PROCESO DE RECOBRO DE INYECCION DE AGUA. POR
MEDIO DE UN SIMULADOR NUMERICO**

JULIANA CABRERA MARTINEZ

CARLOS DAVID PEREZ RIOS

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

M.SC. JOHN ALEXANDER LEON PABON

Ingeniero de Petróleos

Codirector

ING. JHON ALEXANDER PABON VILLAMIZAR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

BUCARAMANGA

2016

DEDICATORIA

A mis padres Piedad Ríos y Orlando Pérez, a mis hermanas Jully y María por brindarme su apoyo en todo momento y ser mi mayor alegría y mi motor para superar cualquier obstáculo, además de ser aquellos quienes me brindan su amor incondicional.

A toda mi familia por su amor incondicional y grandes enseñanzas y momentos vívidos

A Jhon Alex Pabón por ser además de un codirector un amigo que día a día nos ayudó en el desarrollo de nuestro proyecto con los mejores deseos y energía.

A todos mis amigos quienes me han acompañado en este gran camino que se llama universidad como Héctor, Mariño, Sergio, Fabián, Tania, Diego, Camila, Shirley, Isa, Gimena, Tatiana, Alejandra, Judit, Leo, Diana, Andres y a todos aquellos que se me escapan, por tan valiosas y alegres experiencias compartidas.

A Magdalena por ser aquella persona especial que día a día me llena de alegría, nuevas expectativas y me brinda su compañía y apoyo incondicional.

David

DEDICATORIA

A Dios y a la Virgen por iluminarme en cada paso que di durante esta etapa de mi vida, por haber 'puesto en mi camino personas tan maravillosas.

A mis padres Esperanza y Mauricio por siempre estar conmigo en las buenas y en las malas por siempre apoyarme ante las adversidades sin ellos este logro no hubiera sido posible.

A mi Abuela Gina quien es mi ángel de la guarda acá en la tierra y siempre estuvo pendiente de mí.

A mi hermano por siempre recalcar me que sí era posible por ser mi ejemplo a seguir.

A mis sobrinos Juan Esteban y Luna Isabella por ser mi motor, mi inspiración para ser lo que hoy soy

A May y su linda familia por siempre tenerme las puertas de su casa abiertas infinitas gracias por absolutamente todo

A Jhon nuestro codirector por siempre estar ahí por trasnocharse con nosotros gracias sin tu ayuda y dedicación esto no habría sido posible

A Karen, Robin, Yor, Alejo, Sebas y a todos mis amigos quienes siempre estuvieron ahí cuando desfallecía gracias a ustedes también hoy he logrado cumplir esta meta.

Y a todos mis profesores por exigirme siempre cada vez más para dar lo mejor de mí

Julí.

AGRADECIMIENTOS

En principio a Dios y a la Virgen por guiarme y acompañarme en esta gran etapa de mi vida.

A toda mi familia por siempre estar pendientes de mí y darme ánimos para salir adelante.

A la Universidad Industrial de Santander mi segundo hogar por formarme como profesional de calidad y donde cumplí cada meta propuesta.

A la escuela de Ingeniería de petróleos por el apoyo brindado durante estos años.

A mis profesores por todos los conocimientos compartidos a lo largo de esta etapa de mi vida.

Al Ingeniero Jhon León por su solidaridad, paciencia con nosotros y su apoyo al culminar esta etapa

A mis amigos por acompañarme esta etapa que hoy culminamos.

Juliana Cabrera

AGRADECIMIENTOS

A dios y a la virgen por permitirme obtener un logro más para mi vida

A mi familia por ser mi gran motor para superar toda dificultad.

A la Universidad Industrial de Santander y la escuela de petróleos por brindarme una formación de calidad.

A todos mis docentes por orientarme y exigirme para mejorar día a día.

Al Ingeniero Jhon León por su solidaridad, paciencia con nosotros y su apoyo al culminar esta etapa

A todos mis amigos por acompañarme y brindarme su amistad en esta maravillosa etapa.

David Pérez

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	18
1. GENERALIDADES DE LA GEOMECANICA APLICADA A LA INYECCION DE AGUA	20
1.1 GEOMECANICA.....	20
1.1.1 Geomecánica.....	20
1.1.2 Modelo geomecánico.....	20
1.1.3 Presión hidrostática	20
1.1.4 Presión de poro	21
1.1.5 Presión de sobrecarga	21
1.1.6 Presión de fractura.....	21
1.1.7 Esfuerzos principales.....	22
1.1.8 Esfuerzo de sobrecarga o vertical (Sv).....	22
1.1.9 Esfuerzo horizontal principal mínimo (Shmin)	22
1.1.10 Esfuerzo horizontal principal máximo (SHmax)	22
1.1.11 Esfuerzo in situ.....	23
1.1.12 Problemas geomecánicos	23
1.1.13 Esfuerzos de tensión.....	24
1.1.14 Esfuerzos de corte.....	24
1.1.15 Resistencia tangencial	24
1.1.16 Módulo de Young (E).....	24
1.1.17 Relación de Poisson (V)	24
1.1.18 Módulo de Rigidez o de cizalla	25
1.2 INYECCION DE AGUA.....	25
1.2.1 Tipos de Inyección	26
1.2.2 Factores que controlan la recuperación en la inyección de agua	28
1.2.3 Tipos de desplazamientos	33

1.2.4 Eficiencia de barrido areal, vertical y volumétrica	34
1.2.5 Propiedades que intervienen en una inyección de agua	36
2. GEOMECANICA EN EL SECTOR PETROLERO.....	39
2.1 Aplicaciones y problemas.....	39
2.2 Geomecánica en el estudio de yacimientos.....	39
2.3 Enfoque geomecánico a los problemas de yacimientos	40
3. SIMULACIÓN NÚMERICA DE LA INYECCION DE AGUA	42
3.1 SIMULACION DE YACIMIENTOS.....	42
3.1.1 Aspectos generales	42
3.1.2 Etapas para desarrollar un modelo	43
3.1.3 Utilidad de la simulación de yacimientos.....	43
3.2 Modelo de simulación	45
3.2.1 Modelo de fluidos	47
3.2.2 Implementación de anillo de Confinamiento	53
3.2.3 Implementación de Modificadores de Volumen	54
3.2.4 Implementación del Proceso de Recobro de Inyección de Agua.....	55
3.3 Modelo Geomecánico.....	56
4. ACOPLAMIENTO DEL MODELO GEOMECANICO	58
4.1 Efecto sobre la tasa de producción diaria de aceite	58
4.2 Efecto sobre la producción acumulada de Aceite	59
4.3 Efecto sobre el Factor de Recobro	60
4.4 Efecto sobre el Corte de Agua	61
5. SENSIBILIZACION DE PARAMETROS AL PROCESO DE INYECCION DE AGUA.	66
5.1 Selección de los parámetros a sensibilizar	66
5.2 ANALISIS DE LA INCIDENCIA DE LOS PARAMETROS PRINCIPALES.....	67
5.2.1 ANALISIS DE SENSIBILIDAD A LA TASA DE INYECCION DE AGUA.....	67
5.2.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL ANGULO DE FRICCION	69
5.2.2.1 Criterio de falla de Mohr Coulomb.....	70
5.2.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL ESTADO DE ESFUERZOS.....	72
5.2.4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD MODULOS ELASTICOS.....	73

6. CONCLUSIONES.....	76
7. RECOMENDACIONES	77
BIBLIOGRAFIA.....	78

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Distribución de Porosidad para un yacimiento típico	30
Figura 2 Efecto de la distribución de Permeabilidad sobre la Inyección de agua ..	31
Figura 3. Distribución de saturaciones	32
Figura 4: Desplazamiento pistón sin fuga	33
Figura 5. Desplazamiento pistón con fugas	34
Figura 6. Eficiencia de Recobro	36
Figura 7. Modelo Geomecánico de una formación	41
Figura 8. Grid de simulación	47
Figura 9. Curvas de permeabilidad relativa agua - aceite	50
Figura 10. Curvas de permeabilidad relativa gas - líquido.	50
Figura 11. Viscosidad vs Temperatura para el crudo.....	51
Figura 12. Viscosidad vs Presión.....	51
Figura 13. Factor volumétrico de formación vs Presión	52
Figura 14. Presión del yacimiento virgen	53
Figura 15. Producción diaria de Aceite del yacimiento con anillo de confinamiento	54
Figura 16. Producción Diaria de Aceite del yacimiento con anillo de confinamiento y modificadores de volumen	55
Figura 17. Factor de Recobro	56
Figura 18. Tasa de producción diaria de aceite acoplado el modelo geomecánico	58
Figura 19. Producción acumulada de Aceite acoplado el modelo geomecánico ...	59
Figura 20. Factor de recobro acoplado modelo geomecánico	60
Figura 21. Corte de agua acoplado el modelo geomecánico	61
Figura 22. Porosidad sin geomecánica.....	62

Figura 23. Porosidad con geomecánica.....	62
Figura 24. Diagrama de flujo de GCOUPLING 2	65
Figura 25. Sensibilidad de la presión de Inyección	68
Figura 26. Sensibilidad factor de recobro	68
Figura 27. Sensibilidad Producción acumulada	69
Figura 28. Sensibilidad sobre el Factor de Recobro	71
Figura 29. Sensibilidad sobre Producción Acumulada de Aceite	71
Figura 30. Sensibilidad sobre Producción Acumulada de Aceite	72
Figura 31. Sensibilidad sobre el Factor de Recobro	73
Figura 32. Sensibilidad sobre el factor de recobro	74
Figura 33. Análisis de sensibilidad de los parámetros del modelo	75

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Screening de aplicabilidad de los Parámetros requeridos para un proceso de inyección de agua	38
Tabla 2. Dimensiones del enmallado	45
Tabla 3. Propiedades de yacimiento	46
Tabla 4. Condiciones iniciales del modelo	46
Tabla 5. Propiedades de los fluidos	48
Tabla 6. Composición del crudo.....	48
Tabla 7. Endpoints de la curva de permeabilidad	49
Tabla 8. Parámetros geomecánicos	57
Tabla 9. Esfuerzos Horizontales y Esfuerzos Verticales	57

RESUMEN

TITULO: ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO GEOMECANICO DE UNA FORMACION SOMETIDA A UN PROCESO DE RECOBRO DE INYECCION DE AGUA POR MEDIO DE UN SIMULADOR NUMERICO*

AUTORES: CARLOS DAVID PERES RIOS

JULIANA CABRERA MARTINEZ**

PALABRAS CLAVES: Inyección de agua, Recobro Mejorado, Geomecánica, Simulación numérica¹, Esfuerzos.

El objetivo del presente trabajo es analizar el comportamiento geomecánico de una formación cuando está siendo sometida a un proceso de recobro de Inyección de agua por medio del simulador de la empresa Computer Modeling Group, CMG. De forma general se pretende analizar que parámetros geomecánicos pueden ser modificados para observar las correspondientes variaciones en el factor de recobro, producción acumulada de aceite y presión en el yacimiento, con el fin de entender el comportamiento geomecánico de una formación cuando se aplica un método de recobro.

Inicialmente con ayuda de herramientas como anillo de confinamiento y modificadores de volumen se desarrolló un modelo de simulación conceptual que describe el comportamiento del yacimiento cuando se ha implementado la inyección de agua como método de recobro secundario es decir realizar el análisis correspondiente de parámetros tales como la producción de aceite acumulado, factor de recobro y depletamiento del yacimiento a través del tiempo con el fin de saber qué porcentaje aumento o disminuyo dicha variable luego del acople del modelo geomecánico. Paso siguiente a esto se acoplo el modelo geomecánico con el fin de observar los parámetros que más afectan el proceso, y realizar sus correspondientes sensibilizaciones. y analizar de forma cuantitativa el efecto que tienen estos parámetros.

Luego de analizar los resultados obtenidos en las sensibilizaciones se puede llegar a la conclusión sobre las variaciones de los porcentajes y cuál de los parámetros geomecánicos tiene mayor influencia sobre la variación del recobro en una inyección de agua que contiene geomecánica.

ABSTRACT

*Proyecto de grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M.sc. John Alexander León Pabón. Co-Director Ing. Jhon Alexander Pabón Villamizar

TITLE: ANALYSIS OF BEHAVIOR GEOMECHANICAL OF TRAINING SUBJECT TO A RECOVERY PROCESS WATERFLOOD. BY MEANS OF A SIMULATOR NUMERIC*

AUTHOR: CARLOS DAVID PEREZ RIOS

JULIANA CABRERA MARTINEZ**2

KEYWORDS: Waterflood, enhanced recovery, geomechanics, numerical simulation,

The objective of the present work is to analyze the geomechanical behavior of a formation when it is being subjected to a process of recovery of water injection through the simulator of the company Computer Modeling Group, CMG. In general, it is intended to analyze which geomechanical parameters can be modified to observe the corresponding variations in the recovery factor, accumulated oil production and pressure in the reservoir, in order to understand the geomechanical behavior of a formation when applying a method of recovery.

Initially with the help of tools such as confinement ring and volume modifiers, a conceptual simulation model was developed that describes the reservoir behavior when water injection has been implemented as a secondary recovery method ie perform the corresponding analysis of parameters such as Production of accumulated oil, factor of recovery and depletion of the deposit over time in order to know what percentage increase or decrease this variable after the coupling of the geomechanical model. Next step to this, the geomechanical model is assembled in order to observe the parameters that most affect the process, and carry out their corresponding sensitization. And quantitatively analyze the effect of these parameters.

After analyzing the results obtained in the sensitizations it is possible to conclude on the variations of the percentages and which of the geomechanical parameters has the greatest influence on the variation of the recovery in a water injection containing geomechanics.

*Proyecto de grado

** Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M.sc. John Alexander León Pabón. Co-Director Ing. Jhon Alexander Pabón Villamizar

INTRODUCCION

Por medio de esta investigación se pretende observar y evaluar, con un simulador numérico como las variables porosidad, presión, permeabilidad, y esfuerzos efectivos, entre otras son afectadas o alteradas por el modelo geomecánico del yacimiento. A partir de la simulación se logrará conocer el estado inicial del yacimiento, es decir, justo antes de comenzar la producción y al mismo tiempo se podrá observar su estado actual, con el fin de conocer los parámetros relevantes en el proceso de recobro (inyección de agua).

Cabe aclarar que tanto la producción como el método de recuperación secundaria utilizado afectan la formación y sobrecargan el estado de esfuerzo, es por esto que es necesario conocer los estados iniciales y actuales del yacimiento.

La simulación del modelo geomecánico del yacimiento genera una pauta del estado de este y los efectos a través de la vida operativa del campo; por medio de la sensibilidad de los parámetros del modelo se determina como varía la eficiencia de la inyección de agua, la producción, el cambio de presión, la variación de los esfuerzos, la permeabilidad, la porosidad, entre otras en una simulación que tiene adjunto el estudio geomecánico a diferencia de una que no tiene en cuenta los cambios que estos generan en el yacimiento.

Durante los últimos tiempos en la industria del petróleo se han venido utilizando los métodos de recobro mejorado secundarios y terciarios; en Colombia y en el mundo uno de los mecanismos más utilizado es la inyección de agua y es por ello que se hace necesario su monitoreo, revisión y optimización.

Es por ello que al incorporar otra variable al proceso de inyección como lo es la geomecánica de la formación se obtendrá un análisis más exacto del comportamiento del yacimiento por medio de la simulación numérica con el fin de evitar en un futuro problemas ya sea de fracturamiento o simplemente daño a la

formación. Al estudiar estas dos áreas juntas el análisis sobre el yacimiento es más profundo ocasionando la prevención de inconvenientes y claro está también la inversión de dinero sería menor ya que se evitarían costos innecesarios.

1. GENERALIDADES DE LA GEOMECANICA APLICADA A LA INYECCION DE AGUA

1.1 GEOMECANICA

1.1.1 Geomecánica: Es la ciencia que estudia los esfuerzos en la tierra debido a la actividad tectónica y su efecto sobre las rocas al integrar la mecánica de rocas, geofísica, geología, petrofísica, perforación y la producción se pueden determinar las variaciones de presión y temperatura en el yacimiento, diseñar modelos predictivos y consistentes del comportamiento de los esfuerzos in situ y de las propiedades de la formación para determinar posibles cambios en pozo o el yacimiento, todo esto con el fin de optimizar y encontrar soluciones a los planes de desarrollo del campo³.

1.1.2 Modelo geomecánico: El modelo geomecánico es una descripción clara de los datos como presión de poro, estado de esfuerzos y propiedades mecánicas de los pozos. Además un modelo geomecánico abarca información relacionada con la composición de la roca y la estructura geológica.

1.1.3 Presión hidrostática: Es aquella presión ejercida por la columna de fluidos en el fondo del pozo, esta presión se encuentra en función de la densidad de los fluidos y de la profundidad.

³ Carrillo Calderón, Zuly; I INTRODUCCION A LA MECANICA DE ROCAS Y SUS APLICACIONES EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO; primera edición.

1.1.4 Presión de poro: Es aquella presión que ejercen los fluidos en el espacio poroso de la roca, esta puede ser una presión normal de poro cuando es igual a la presión hidrostática (Gradiente=0.465 psi/ft), también puede ser anormal cuando sobrepase la presión hidrostática (Gradiente>0.465 psi/ft) esto puede deberse a varios eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos y mecánicos o también puede darse una presión de poro subnormal que es menor a la presión hidrostática (Gradiente<0.465 psi/ft) estas presiones no suelen presentar muy a menudo y podrían deberse al historial estratigráfico, tectónico o geoquímico del área.

1.1.5 Presión de sobrecarga: Es aquella presión ejercida por el peso total de las formaciones sobrepuestas por arriba del punto de interés esta presión se encuentra en función de la porosidad, la formación y sus fluidos.⁴

1.1.6 Presión de fractura: Es aquella presión que soporta la formación sin fracturarse esta se encuentra en función de la resistencia de la formación a la tensión y a los esfuerzos a los que se encuentra sometida en el subsuelo, dependiendo así de los esfuerzos principales se puede fracturar vertical u horizontalmente, pero siempre se fracturara perpendicular al esfuerzo mínimo, si se conoce de manera exacta esta presión se puede lograr una optimización en el diseño del pozo.

⁴ Carrillo Calderón, Zuly; I INTRODUCCION A LA MECANICA DE ROCAS Y SUS APLICACIONES EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO; primera edición.

1.1.7 Esfuerzos principales: Se definen como esfuerzos principales al esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo vertical (S_v), el esfuerzo mínimo horizontal (S_{hmin}) y al esfuerzo máximo horizontal (S_{Hmax}).

1.1.8 Esfuerzo de sobrecarga o vertical (S_v): Este esfuerzo se da por el peso de las formaciones superiores y es equivalente a la integración de las densidades de las rocas desde la superficie hasta la profundidad de interés y se determina de la siguiente manera:

$$S_v = \int_0^Z \rho(z)g dz \approx \rho g z \quad \text{Ec 1.}$$

Donde $\rho(z)$ es la densidad como función de la profundidad, g es la aceleración de la gravedad y ρ es la densidad promedio de las rocas supra yacentes o sobrecarga.

1.1.9 Esfuerzo horizontal principal mínimo (S_{hmin}): Estos esfuerzos se presentan en todas las formaciones y su magnitud depende de la profundidad, presión de poro y los procesos geológicos que han afectado a cada formación, la magnitud de este esfuerzo puede determinarse mediante fracturamiento hidráulico o pruebas de mini-frac que son específicas para determinar estos esfuerzos.

1.1.10 Esfuerzo horizontal principal máximo (S_{Hmax}): La determinación de este esfuerzo de manera exacta es muy importante para evitar problemas operacionales, debido a que al conocer este esfuerzo se puede optimizar la

estabilidad del pozo, la determinación de este es muy compleja de manera directa, la teoría de fallamiento por fricción (Zoback, 2007) en los estados de esfuerzos de falla inverso y transcurrente ha permitido determinar el esfuerzo horizontal máximo.

1.1.11 Esfuerzo in situ: Los esfuerzos siempre son diferentes es decir su origen, magnitud y dirección son totalmente diferentes. Los esfuerzos verticales que actúan sobre la formación son debido al peso de los estratos de sobre carga, y los esfuerzos horizontales poseen cierto componente gravitacional que se intensifica con la tectónica, efectos térmicos y estructuras geológicas; sin embargo la litología, presión de poro y temperatura son otros de los parámetros que alteran la magnitud y orientación de los esfuerzos.⁵

1.1.12 Problemas geomecánicos: Están relacionados con la interacción entre la roca y el campo de esfuerzos a los que está sometida. Se pueden resumir en:

Deslizamientos, Volcanes de lodo, Volcanes, Reventón de pozo, Terremotos, Subsistencia de superficie, Almacenamiento subterráneo de gas, Inyección de co₂, Daño del sello, Estimulación por fracturamiento hidráulico, Estabilidad de pozo.

⁵ Zoback D., Mark, RESERVOIR GEOMECHANICS; 2010.

1.1.13 Esfuerzos de tensión: Son los esfuerzos que resultan de la fuerza por unidad de área que se da transversalmente a la superficie del material sólido que resiste la tracción, como la compresión que son producidas por fuerzas externas.

1.1.14 Esfuerzos de corte: El esfuerzo de corte o cizallamiento son producidos por fuerzas externas que actúan paralelamente al plano por tal motivo se puede decir que es un esfuerzo tangencial y una combinación sencilla de esfuerzos de tensión y de compresión⁶.

1.1.15 Resistencia tangencial: Esta se debe a los enlaces de adhesión en los puntos de contacto, se determina principalmente por la magnitud de carga normal aplicada, por lo tanto es su comportamiento general es de naturaleza friccional.

1.1.16 Módulo de Young (E): Cantidad de esfuerzo requerido para deformar una roca en cierta proporción, indica la rigidez y la dureza de la roca.

1.1.17 Relación de Poisson (V): Capacidad de un material de deformarse o expandirse, es la relación entre la deformación lateral y la longitudinal.

⁶ Zoback D., Mark, RESERVOIR GEOMECHANICS; 2010.

1.1.18 Módulo de Rigidez o de cizalla: Relación entre el esfuerzo de corte y la deformación de corte.

1.2 INYECCION DE AGUA

La inyección de agua tuvo sus comienzos en el año de 1865. La Primera inyección de agua se dio de forma accidental cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones, entrando al intervalo productor en los pozos perforados e incrementando la producción de petróleo en los pozos vecinos. A comienzos de 1890 se notó que la función de la inyección de agua no solo era el mantener la presión del yacimiento sino que también se notó que el agua había entrado a la zona productora mejorando la producción.

En 1907, la práctica de la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford. El primer patrón de flujo, denominado una invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectoras para crear un frente circular más amplio.

Este método se expandió lentamente en otras provincias productoras de petróleo debido a varios factores, especialmente a que se entendía muy poco y a que muchos operadores estuvieron en contra de la inyección de agua dentro de la arena.

En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectoras. En 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de 5 pozos.

Después de los años 40', la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección-producción. En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al recobro de petróleo⁷.

1.2.1 Tipos de Inyección

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de las siguientes formas:

1.2.1.1 Inyección periférica o externa

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo.

Características

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.
2. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona del petróleo.

Ventajas

1. Se utilizan pocos pozos
2. No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectoros. esto disminuye la inversión en

⁷ Magdalena Paris de Ferrer; INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS; 2001

áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.

3. No es necesario una buena descripción del yacimiento para iniciar la inyección
4. La eficiencia de recobro es alta con un bajo corte de agua,

Desventajas

1. Una porción del agua inyectada no es usada para desplazar aceite
2. No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión

1.2.1.2 Inyección en arreglos o dispersa

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. La cual invade la zona y desplaza los fluidos hacia los pozos productores⁸.

Características:

1. La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, la permeabilidad, la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
2. Se usa particularmente en pozos con poco buzamiento y una gran extensión areal.
3. Los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan pozos inyectoros interespaciados con el fin de obtener un barrido uniforme.

Ventajas

1. Genera una invasión más rápida en yacimiento homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas.
2. Produce una rápida respuesta del yacimiento

⁸ Magdalena Paris de Ferrer; INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS; 2001

3. Elevadas eficiencias de barrido areal
4. Permite un buen control del frente de invasión y del factor volumétrico
5. Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades

Desventajas

1. A diferencia de la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros y el seguimiento que requiere.
2. Tiene un mayor índice de riesgo⁹

1.2.2 Factores que controlan la recuperación en la inyección de agua

Al determinar la factibilidad de llevar a cabo un proceso de inyección de agua se debe considerar los siguientes factores:

- Geometría del yacimiento
- Litología
- Profundidad del yacimiento
- Porosidad
- Permeabilidad
- Continuidad de las propiedades de la roca
- Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos
- Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas

1.2.2.1 Geometría del yacimiento: al determinar la geometría de éste su estructura y estratigrafía controlan la localización de los pozos y determinan los métodos por los cuales puede ser producido el yacimiento.

⁹ Magdalena Paris de Ferrer; INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS; 2001

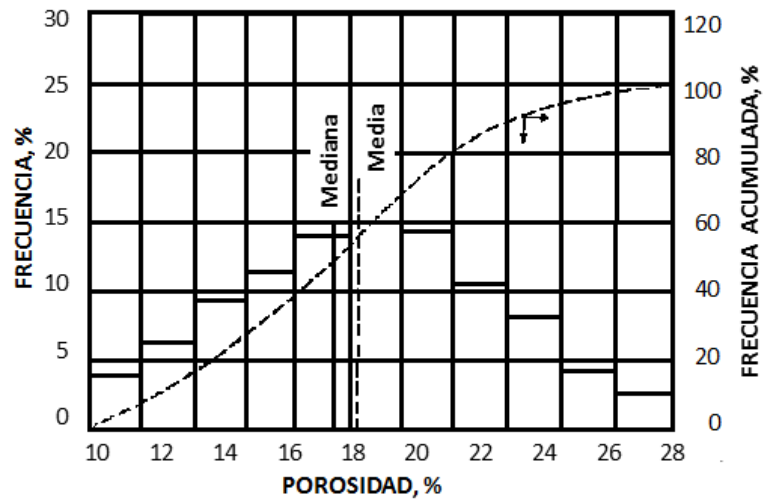
1.2.2.2 Litología: la litología juega un papel importante en la eficiencia de inyección de agua en un yacimiento. De hecho la porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcilla son factores litológicos que afectan la invasión. En algunos sistemas aún más complejos una porción de la porosidad total como por ejemplo las porosidades creadas por las fracturas tendría la suficiente permeabilidad para hacer efectivas las operaciones de inyección de agua.

1.2.2.3 Profundidad del yacimiento: este es otro factor importante para poder realizar el proceso de inyección de agua ya que a) si es demasiado grande para permitir re perforar económicamente y si los pozos antiguos deben ser utilizados como inyectores y productores no se puede esperar altos recobros, b) en yacimientos profundos las saturaciones de petróleo residual después de las operaciones primarias son más bajas que en yacimientos someros y, c) las grandes profundidades permiten utilizar mayores presiones y un espaciamiento más alto.¹⁰

1.2.2.4 Porosidad: la recuperación total de petróleo en un yacimiento es función directa de la porosidad del mismo, ya que determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo dado; esta propiedad es muy variable dependiendo del tipo de roca y la presencia de fracturas con las que cuente el yacimiento.

¹⁰ Magdalena Paris de Ferrer; INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS; 2001

Figura 1. Distribución de Porosidad para un yacimiento típico



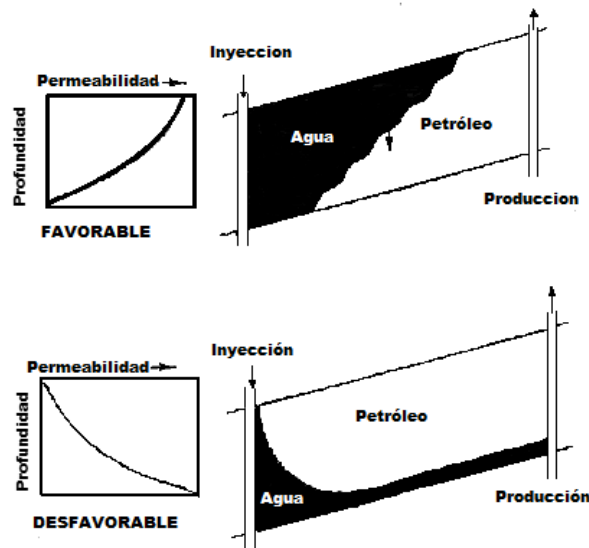
Fuente: Modificado de Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos; Magdalena París de Ferrer; 2001

1.2.2.5 Permeabilidad: la magnitud de la permeabilidad en un yacimiento controla en un alto grado la tasa de inyección de agua que se puede mantener para una determinada presión en la cara de la arena, es por ello que para determinar la factibilidad de un proceso de inyección de agua se debe conocer:

- máxima presión de inyección teniendo en cuenta la profundidad del yacimiento
- la relación entre tasa y espaciamiento a partir de datos de presión – permeabilidad

Con esto es posible determinar la cantidad de pozos que son necesarios perforar para lograr la invasión en un lapso razonable, en conclusión entre menor sea la heterogeneidad de esta propiedad el proceso de inyección tendrá mejores resultados.

Figura 2 Efecto de la distribución de Permeabilidad sobre la Inyección de agua



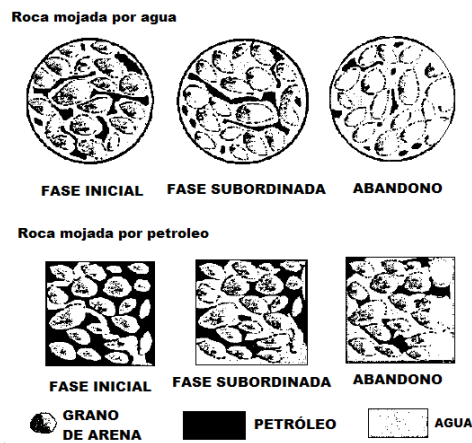
Fuente: Modificado de Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos; Magdalena París de Ferrer; 2001

1.2.2.6 Continuidad de las propiedades de la roca: como el flujo del fluido en el yacimiento es esencialmente en la dirección de los planos de estratificación, la continuidad es de interés primordial. Si el yacimiento se encuentra dividido en estratos de lutitas o rocas densas, el análisis de una sección transversal de un horizonte productor podría indicar si los estratos individuales tienen alguna tendencia a reducirse en distancia laterales o si se encuentra presente una arena uniforme. Estas consideraciones se deben tener en cuenta para el espaciamiento de los pozos, los patrones de inyección que se pueden utilizar y en la estimación del volumen del yacimiento que se verá afectado por la invasión del proceso de inyección de agua.¹¹

¹¹ Magdalena París de Ferrer; INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS; 2001

1.2.2.7 Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos: este parámetro es primordial para la determinación de la factibilidad de un proyecto de inyección de agua. En efecto entre mayor sea la saturación inicial de petróleo en el momento de la invasión mayor será la eficiencia de recobro. Igualmente la saturación de aceite residual que queda después de la invasión está relacionada a la adaptación que tenga el proceso de inyección de agua y entre menor sea este valor mayor será el recobro final y por ende serán mayores las ganancias.

Figura 3. Distribución de saturaciones



Fuente: Modificado de Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos; Magdalena París de Ferrer; 2001

1.2.2.8 Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas: las propiedades de los fluidos tienen gran importancia para determinar y ver la conveniencia de un proceso de inyección de agua en un yacimiento. Dentro de estas propiedades se encuentra la viscosidad del crudo y las permeabilidades relativas de la roca. En la ley de Darcy existe un factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad del fluido con el gradiente de presión, a este factor se le llama movilidad del fluido el cual se obtiene realizando una operación aritmética

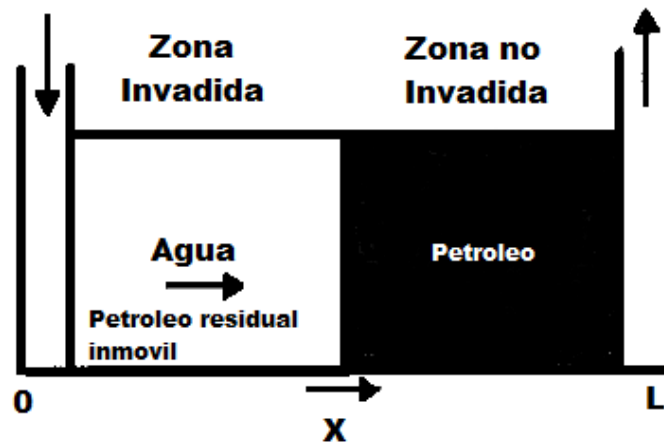
entre la permeabilidad del fluido sobre su viscosidad. La razón de movilidad M es la relación entre la movilidad de la fase desplazante y la de la fase desplazada.

1.2.3 Tipos de desplazamientos

El desplazamiento que se puede desarrollar entre dos fluidos inmiscibles puede ser de dos tipos:

1.2.3.1 Desplazamiento pistón sin fugas: esta ocurre cuando el petróleo restante de la zona invadida no tiene movilidad. En esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es residual.

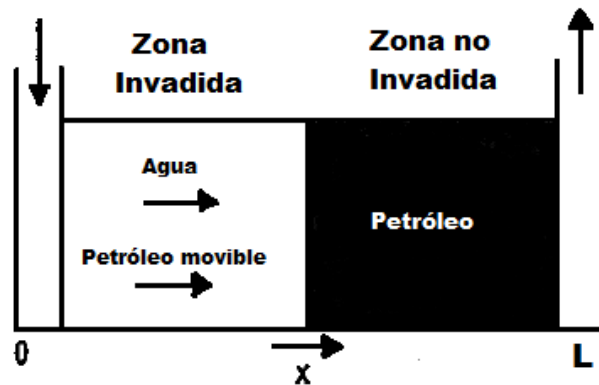
Figura 4: Desplazamiento pistón sin fuga



Fuente: Modificado de Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos; Magdalena París de Ferrer; 2001

1.2.3.1 Desplazamiento pistón con fugas: en este caso ocurre que el petróleo residual de la zona invadida tiene cierta movilidad y ocurre flujo de dos fases en esta donde la saturación de aceite es mayor que la residual.¹²

Figura 5. Desplazamiento pistón con fugas



Fuente: Modificado de Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos; Magdalena París de Ferrer; 2001

1.2.4 Eficiencia de barrido areal, vertical y volumétrica

La eficiencia de recobro de un proceso se puede definir como la fracción de aceite inicial recuperado del yacimiento. Esta variable se puede analizar desde tres puntos de vista diferentes:

- a) Eficiencia volumétrica
- b) Eficiencia vertical
- c) Eficiencia de barrido areal

¹² Magdalena París de Ferrer; INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS; 2001

a) **Eficiencia volumétrica:** es la fracción de volumen total de yacimiento que es invadido es decir el resultado de la división entre el volumen invadido y el volumen total del yacimiento.

$$E_V = \frac{\text{Volumen Invadido}}{\text{Volumen Invadible}} \quad \text{Ec 2.}$$

b) **Eficiencia vertical:** es la fracción referida al área vertical total del yacimiento que por su heterogeneidad solo una parte de esta es contactada por el fluido desplazante.

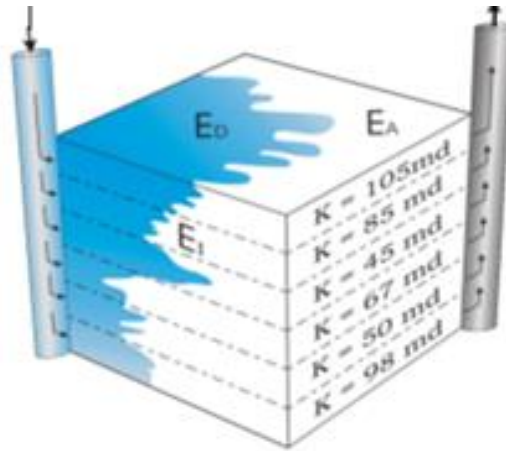
$$E_v = \frac{\text{Área vertical Invadida}}{\text{Área vertical total Invadible}} \quad \text{Ec 3.}$$

c) **Eficiencia de barrido areal:** Se define con la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria, esta se relaciona con factores que se encuentran en la naturaleza y por tal motivo son incontrolables.¹³

$$E_A = \frac{\text{Área horizontal Invadida}}{\text{Área horizontal total Invadible}} \quad \text{Ec 4.}$$

¹³ Magdalena Paris de Ferrer; INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS; 2001

Figura 6. Eficiencia de Recobro



1.2.5 Propiedades que intervienen en una inyección de agua

1.2.5.1 Mojabilidad

Se refiere a aquella tendencia que tiene un fluido a adherirse a una superficie sólida o a extenderse sobre ella en presencia de un fluido inmisible, es una propiedad que no solo depende de la naturaleza de los fluidos inmiscibles sino también del tipo de sólido con que están en contacto.

1.2.5.2 Miscibilidad

Cuando dos o más fluidos son miscibles son completamente solubles entre sí, lo cual da como resultado un fluido homogéneo con propiedades físicas y químicas iguales en cualquier punto del sistema.¹⁴

1.2.5.3 Tensión interfacial

Cuando fluidos inmiscibles entran en contacto, se genera un desequilibrio de fuerzas en la superficie de separación debido a que las moléculas de los fluidos son de distintas naturaleza.

1.2.5.4 Presión Capilar

Define aquella diferencia de presión a través de la interface de separación de dos fluidos inmiscibles, esto quiere decir la diferencia entre la presión de la fase no mojante y la fase mojante, esto puede afectar la distribución de los fluidos en el yacimiento al igual que la saturación de aceite residual, la presión capilar puede especificar si el desplazamiento es por imbibición o drenaje dependiendo de la Mojabilidad de la roca.

1.2.5.5 Imbibición y Drenaje

El desplazamiento de un fluido debido a otro fluido inmiscible, en un medio poroso, puede ser de dos maneras y este depende del grado de Mojabilidad, se da imbibición cuando el fluido mojante desplaza al no mojante y el drenaje se da cuando el desplazamiento es inverso.

¹⁴ Magdalena Paris de Ferrer; INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS; 2001

1.2.5.6 Movilidad

Es la razón entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad del fluido en particular, al establecer la referida constante de proporcionalidad.

1.2.5.7 Relación de movilidades

Es aquella relación de movilidad de la fase desplazante (agua) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo).¹⁵

Tabla 1. Screening de aplicabilidad de los Parámetros requeridos para un proceso de inyección de agua

Propiedad	Rango aplicable
Saturación de agua (%)	0 - 75
Saturación de gas (%)	0 - 70
Saturación de aceite (%)	25 - 100
Gravedad (°API)	> 15
Viscosidad (cp)	0,2 - 200
Porosidad (%)	>7
Permeabilidad (mD)	>10
Profundidad (ft)	200 - 10000
Temperatura (°F)	60 - 300
Presión (Psi)	10000
Litología	Areniscas

Fuente: Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos; Magdalena París de Ferrer; 2001

¹⁵ Magdalena Paris de Ferrer; INYECCION DE AGUA Y GAS EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS; 2001

2. GEOMECANICA EN EL SECTOR PETROLERO

2.1 Aplicaciones y problemas

En la actualidad el estudio de la geomecánica del yacimiento se ha tornado importante debido a que un análisis detallado de la interacción entre las propiedades de la roca con el campo de esfuerzos a los que se encuentra sometida debido a la atracción gravitacional y los empujes tectónicos puede prevenir contratiempos y generar una optimización desde el momento de la perforación hasta el proceso de producción.

2.2 Geomecánica en el estudio de yacimientos

En el estudio de yacimientos la geomecánica permite conocer el comportamiento o cambio en los esfuerzos y las deformaciones en magnitud y dirección desde el inicio de las operaciones y antes de la producción al igual que el estado actual, por medio de la simulación del modelo geomecánico se analiza como la producción y la inyección pueden alterar el yacimiento de manera tal que se evite una sobrecarga en el estado de los esfuerzos y se tenga un resultado claro sobre la evolución de estos procesos, al poder conocer un comportamiento futuro se podrá determinar el rendimiento de flujo, los cambios en la permeabilidad la compactación y la subsidencia a través de la vida operativa del campo.¹⁶

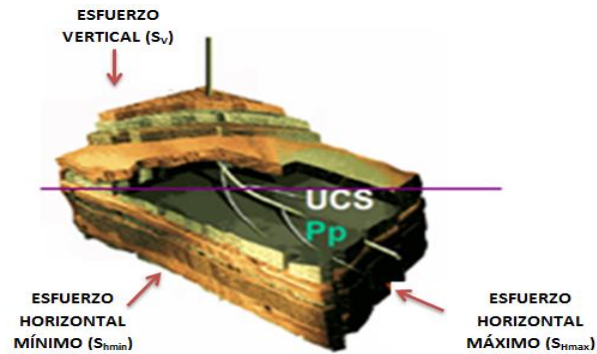
¹⁶ Carrillo Calderón, Zuly; I INTRODUCCION A LA MECANICA DE ROCAS Y SUS APLICACIONES EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO; primera edición.

2.3 Enfoque geomecánico a los problemas de yacimientos

En la industria de los hidrocarburos a diario se realizan numerosos estudios antes de iniciar la explotación de un yacimiento dentro de los cuales se encuentra el modelo geomecánico en el cual se tiene en cuenta dos variables fundamentales que son la presión de poro y los esfuerzos efectivos, al llevar este modelo a una etapa más avanzada se habla de la simulación de yacimientos, el no tener en cuenta este modelo geomecánico dentro de ésta podría generar ciertos inconvenientes, como por ejemplo no se conocería la estabilidad del pozo para poder realizar la inyección de agua , no se lograría evaluar el cambio en la presión de poro lo que posiblemente generaría presiones de sobre carga (overburden) negativas para la inyección, debido a esto tienden a idealizarse los modelos de tal forma que los resultados que se buscan pueden no estar en un rango de exactitud y pueden generar ciertos errores a la hora de generar la simulación.

Estos errores pueden generar una sobreestimación en la producción, o un análisis erróneo de la evolución a través del tiempo de esta, otra falencia sería la eficiencia del flujo en la inyección de agua debido a que no se tendría en cuenta como varía la permeabilidad, compactación y otras propiedades de las formación cuando se conoce el modelo geomecánico, ver figura 7.

Figura 7. Modelo Geomecánico de una formación



Fuente: Modificado de Reservoir Geomechanics; Mark D. Zoback.2007

Al considerar el efecto geomecánico de la formación se puede establecer una simulación con mayor aporte a la investigación, debido a que se tiene un análisis más detallado de cómo evolucionan a través del tiempo los esfuerzos, la producción y otras variables, adjuntas al modelo geomecánico el cual aporta ciertos límites para el análisis.

3. SIMULACIÓN NÚMERICA DE LA INYECCION DE AGUA

3.1 SIMULACION DE YACIMIENTOS

3.1.1 Aspectos generales

La simulación de yacimientos es el proceso por el cual el ingeniero a partir de un modelo matemático, que integra todas la variables que conforman el bloque para determinar o describir los procesos físicos que ocurren dentro del yacimiento.¹⁷

Simplemente un modelo matemático de simulación de yacimientos está conformado por los principios básicos de conservación de masa combinados con la ley de Darcy extendida al flujo multifasico; dichas ecuaciones soy ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales y por tal motivo su solución es en un nuero de puntos preseleccionados en tiempo y espacio y no de forma continua. La no linealidad de estas ecuaciones se obtiene por:

- La no homogeneidad del yacimiento
- La relación no lineal entre saturación y presión capilar
- Los análisis PVT de los fluidos son funciones no lineales de la presión, composición y temperatura.

Y como objetivo fundamental de hacer uso de la simulación de yacimientos es predecir el comportamiento de un yacimiento y teniendo en cuenta los resultados optimizar condiciones y aumentar la recuperación del recurso.

¹⁷ Sanchez colmenares, Cristian Camilo; Garcia Higuera Leidy Tatiana; ESTUDIO COMPARATIVO DE UN SIMULADOR NUMÉRICO INTEGRADO Y DOS SIMULADORES COMPLEMENTARIOS MEDIANTE LA VARIACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO, Trabajo de grado UIS -2014.

3.1.2 Etapas para desarrollar un modelo

Para desarrollar un modelo de simulación de yacimientos se requieren las siguientes etapas:

- Descripción del yacimiento.
- Mecanismos de desplazamiento.
- Escribir el modelo matemático
- Desarrollar el modelo numérico.
- Desarrollar el programa de computo
- Determinar la validez del modelo
- Ajustar el modelo con la historia del yacimiento
- Predecir el comportamiento futuro

3.1.3 Utilidad de la simulación de yacimientos

La simulación de yacimientos es una de las herramientas más fuertes con la que cuenta un ingeniero, siempre y cuando se haya realizado previamente la caracterización del yacimiento; es decir haber descrito las propiedades de los fluidos, la geología y se haya probado y calibrado el modelo matemático adecuadamente. Mientras que físicamente el yacimiento solo se puede producir una vez y seguramente no de la mejor forma; el modelo permitirá “producir” el yacimiento varias veces y todas de diferente forma y así esto permitirá analizar varias alternativas y escoger el mejor escenario. El estudiar el comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de operación permite seleccionar las mejores condiciones de producción óptimas para el yacimiento. Más exactamente con la simulación de yacimientos podemos hacer lo siguiente:

- Conocer el volumen original de aceite
- Tener una idea del movimiento de los fluidos en el yacimiento

- Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo varios mecanismos de desplazamiento como: inyección de agua, inyección de gas, caídas de presión natural o algún tipo de recuperación mejorada.
- Determinar el beneficio de inyectar agua a un yacimiento de aceite por los lados en lugar de utilizar pozos inyectoros o viceversa.
- Optimizar los sistemas de recolección.
- Determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento. De esta forma desarrollar un campo donde se puede determinar donde perforar nuevos pozos.
- Estimar los efectos que tiene la tasa de producción sobre la recuperación.
- Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.
- Obtener la sensibilidad de los resultados o variaciones en las propiedades petrofísicas o en las propiedades PVT de los fluidos.
- Estudios individuales de pozos.
- Conocer la cantidad de gas almacenado.
- Realizar un programa de producción.
- Simular un proceso físico específico: resultados de algún tipo de inyección, presiones, etc.¹⁸

¹⁸ Sanchez colmenares, Cristian Camilo; Garcia Higuera Leidy Tatiana; ESTUDIO COMPARATIVO DE UN SIMULADOR NUMÉRICO INTEGRADO Y DOS SIMULADORES COMPLEMENTARIOS MEDIANTE LA VARIACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO, Trabajo de grado UIS -2014.

3.2 Modelo de simulación

La malla modelada en este trabajo posee propiedades de porosidad, permeabilidad (i,j,k), facies, saturaciones de fluidos, espesor neto y geomecánica para cada una de la celdas las cuales han sido recopiladas a partir de literatura.

Este modelo trabaja con un sistema coordenado cartesiano, el cual cuenta con una discretización que se resume en la tabla 2, representando un patrón de inyección de 5 puntos con un espesor de 50 pies.

Tabla 2. Dimensiones del enmallado

Características	Divisiones
Divisiones en I	55
Divisiones en J	55
Divisiones en K	10

Construir un modelo con un alto grado de discretización en cada una de las direcciones permite observar con mayor detalle los fenómenos analizados.

Las propiedades de yacimiento y condiciones iniciales se describen en las tablas 3 y 4.

Tabla 3. Propiedades de yacimiento

Parámetro	Valor
Permeabilidad promedio de la matriz en I (mD)	30
Permeabilidad promedio de la matriz en J (mD)	30
Permeabilidad promedio de la matriz en K (mD)	30
Porosidad promedio de la matriz (%)	0,10
Espesor promedio (ft)	50
Profundidad (ft)	4500
Presión (Psi)	1950
Compresibilidad de la formación (1/psi)	4,00E-06

Fuente: Luis C. Monsalve P, Alvaro E. Ayala M; Evaluación técnica de un proceso de inyección continua de CO2 miscible mediante simulación numérica. Modificada por autores

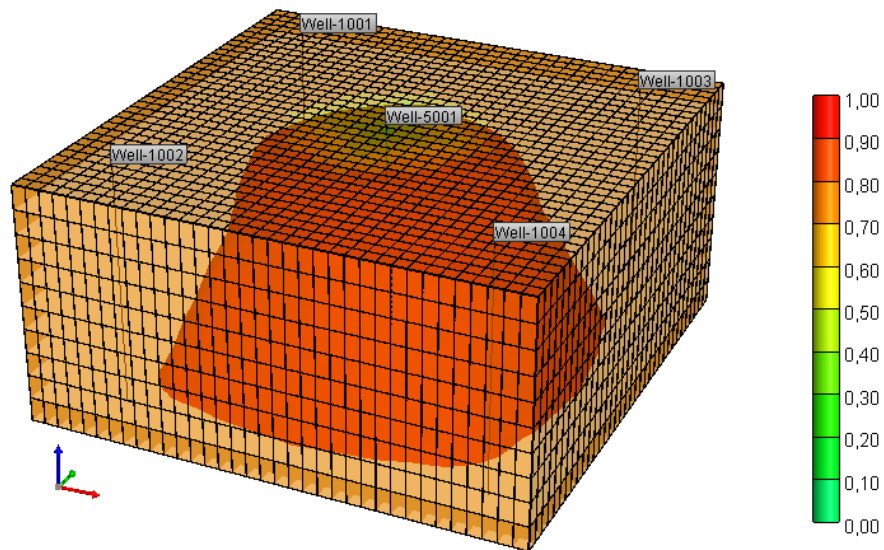
Tabla 4. Condiciones iniciales del modelo

Condiciones Iniciales	
Presión de referencia (Psi)	1950
Profundidad de referencia de presión (ft)	4500
contacto agua aceite (ft)	4550
contacto gas aceite (ft)	4500

La figura 8 muestra la descripción de la malla de simulación realizada para poder representar el proceso de inyección de agua. Donde el espaciamiento entre pozos

productores es de 1000 pies y se trabaja con un patrón de inyección de cinco puntos.

Figura 8. Grid de simulación



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

3.2.1 Modelo de fluidos

El modelo de fluidos es esencial en el proceso de simulación numérica, puesto que permite representar el comportamiento de los fluidos del yacimiento frente a cambios de presión, temperatura y volumen. Idealmente, el modelo de fluidos debería ser creado a partir de pruebas de laboratorio; ya que no se cuenta con datos reales, se hace necesaria la obtención de un PVT sintético a través del

software Wimprop - CMG. Las propiedades para la elaboración del PVT sintético se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 5. Propiedades de los fluidos

Propiedad	Valor
Temperatura de yacimiento (°F)	186
Presión de Burbuja (Psi)	1990
Viscosidad (cp)	8,78
Gravedad API	19

El PVT a modelar se seleccionó teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento y que éstas fueran las más acordes a estos parámetros, de las cuales se presenta un resumen en las siguientes tablas.

Tabla 6. Composición del crudo

Componente	Fracción Molar
N2 toCO2	0.014238011
CH4toC3H	0.2845248
IC4toNC5	0.045798154
C6 toC7	0.073641926
C8 toC12	0.13855334
C13toC20	0.44324377

Fuente: PVT sintético de Wimprop modificada por autores

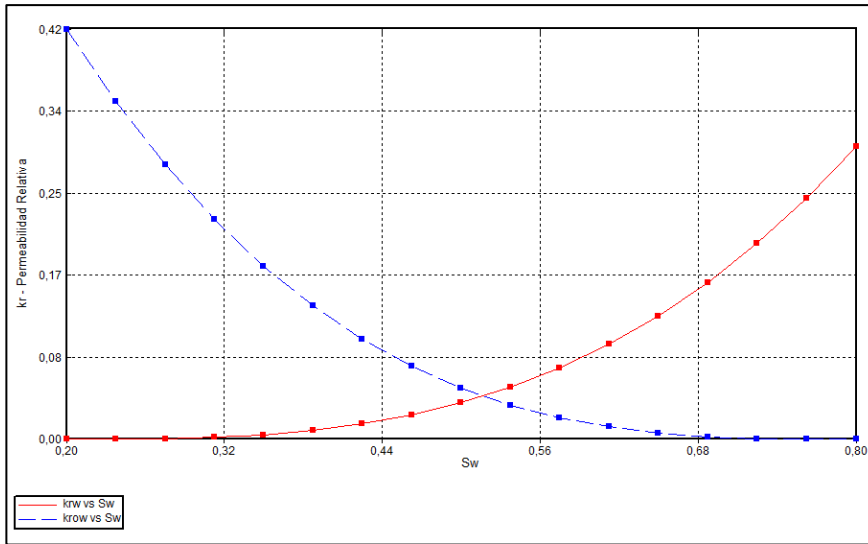
A partir de los datos petrofísicos introducidos en el simulador, y utilizando la ecuación de Hirasaky se pueden obtener las correspondientes curvas de permeabilidad relativa, la tabla 5 muestra los valores utilizados.

Tabla 7. Endpoints de la curva de permeabilidad

End Point	Valor
Saturación de Agua Connata (SWCON)	0.2
Saturación de Agua Critica (SWCRIT)	0.2
Saturación de aceite irreducible al Agua (SOIRW)	0.2
Saturación de aceite Residual al Agua (SORW)	0.2
Saturación de aceite Irreducible al gas (SOIRG)	0.3
Saturación de aceite residual al agua (SORG)	0.3
Saturación de gas Connata (SGCON)	0.05
Saturación de gas Critica (SGCRIT)	0.3
Permeabilidad Relativa del Aceite @ SWCON (KROCW)	0.42
Permeabilidad Relativa del Agua @ SORW (KRWIRO)	0.3
Permeabilidad Relativa del Gas @ SWCON (KRGCL)	0.8

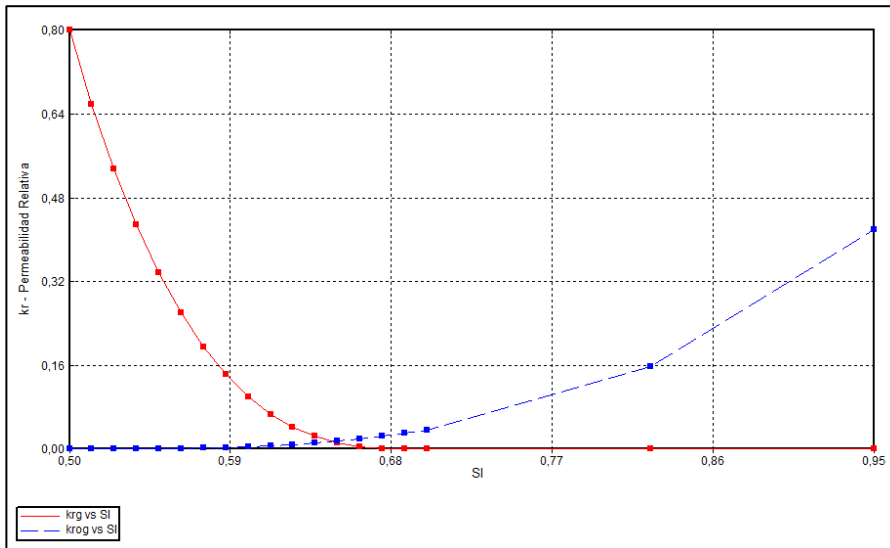
Fuente: Luis C. Monsalve P, Alvaro E. Ayala M; Evaluación técnica de un proceso de inyección dcontinua de CO2 miscible mediante simulación numérica. Mdificada por autores

Figura 9. Curvas de permeabilidad relativa agua – aceite



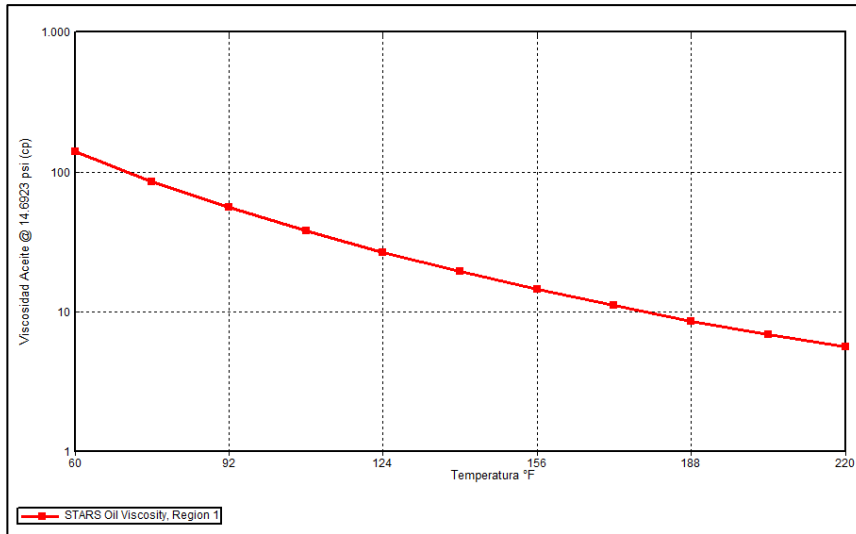
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Figura 10. Curvas de permeabilidad relativa gas - líquido.



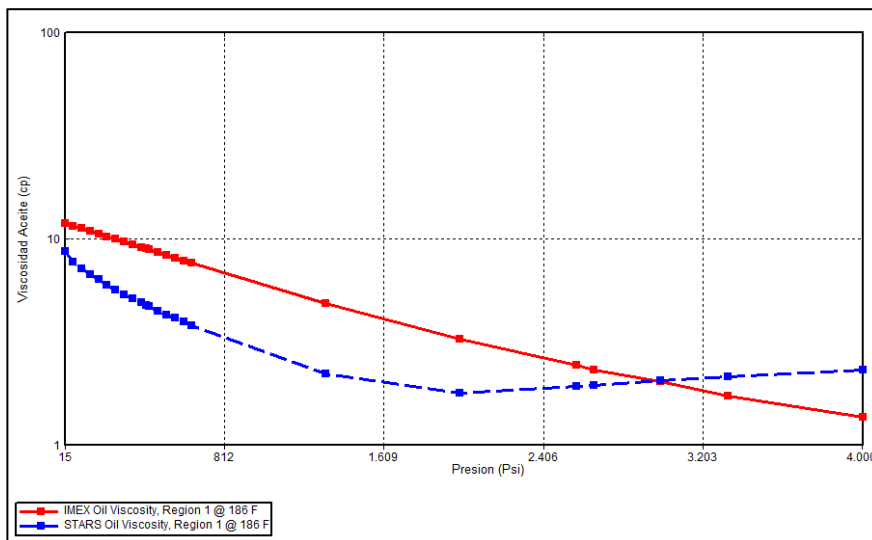
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Figura 11. Viscosidad vs Temperatura para el crudo



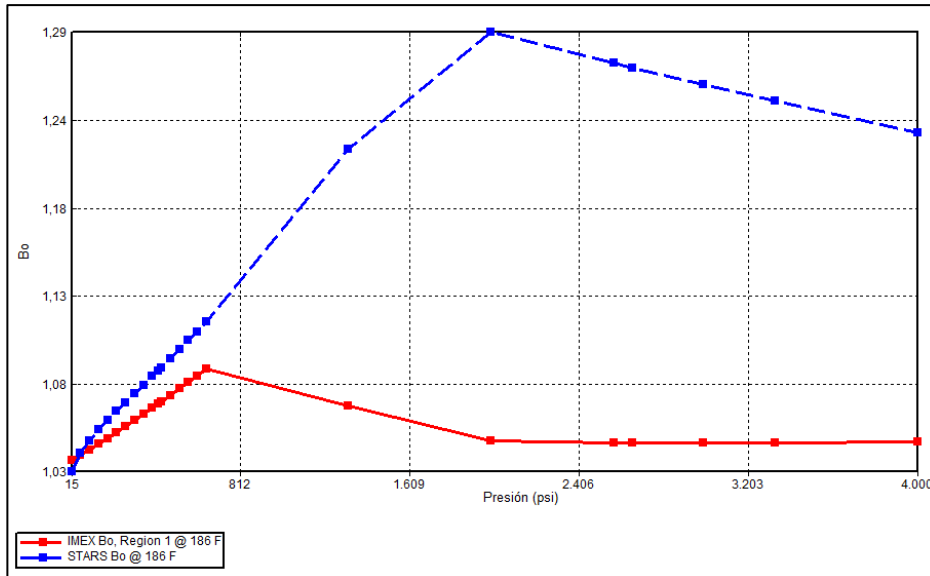
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Figura 12. Viscosidad vs Presión



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Figura 13. Factor volumétrico de formación vs Presión



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

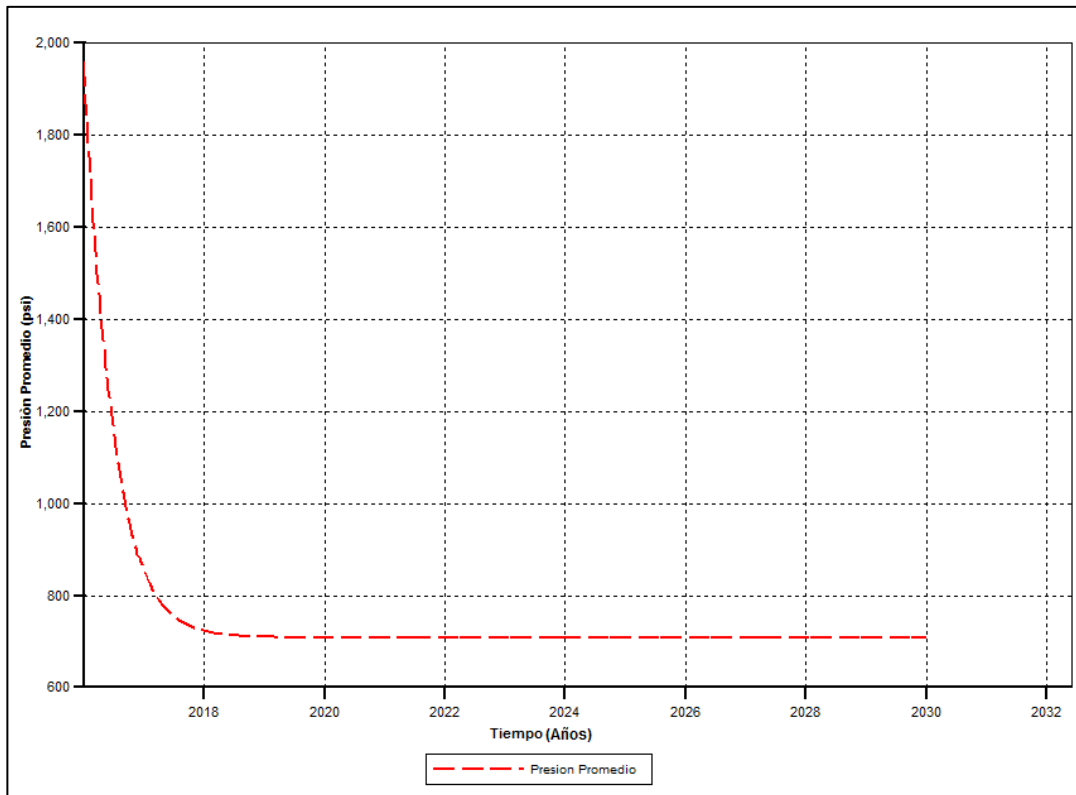
Debido al proceso de inyección de agua el cambio en la temperatura del yacimiento será mínimo, conociendo que la saturación de aceite residual depende de tres factores esenciales (presión capilar, mojabilidad y temperatura de los fluidos), ésta propiedad se mantendrá constante. Las saturaciones correspondientes al agua y al aceite con sus respectivas permeabilidades relativas se muestran en la Figura 9 al igual que la interacción gas-liquido en la Figura 10.

En la aplicación de un proceso de inyección de agua el efecto más drástico que se ve en los fluidos es el aumento de la presión del yacimiento. Para este modelo de simulación, el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura se muestra en la Figura 11, de igual forma en la Figura 12 se evidencia el comportamiento de la viscosidad con respecto a la presión. De este mismo modo en la Figura 13 se puede observar el comportamiento del factor volumétrico de formación en función de la presión en un aceite negro.

3.2.2 Implementación de anillo de Confinamiento

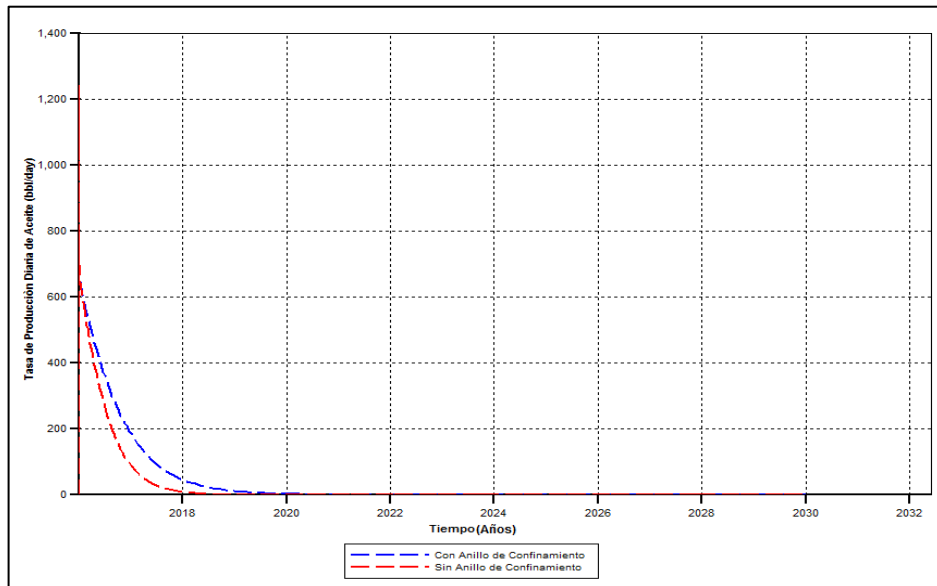
Debido a que la presión original del yacimiento cae abruptamente como se observa en la Figura 14 se hace necesario utilizar un anillo de confinamiento lo que ayudara a mantener un poco la presión y por ello la producción diaria aumentara levemente, pero no lo necesario para poder continuar con está.

Figura 14. Presión del yacimiento virgen



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Figura 15. Producción diaria de Aceite del yacimiento con anillo de confinamiento



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

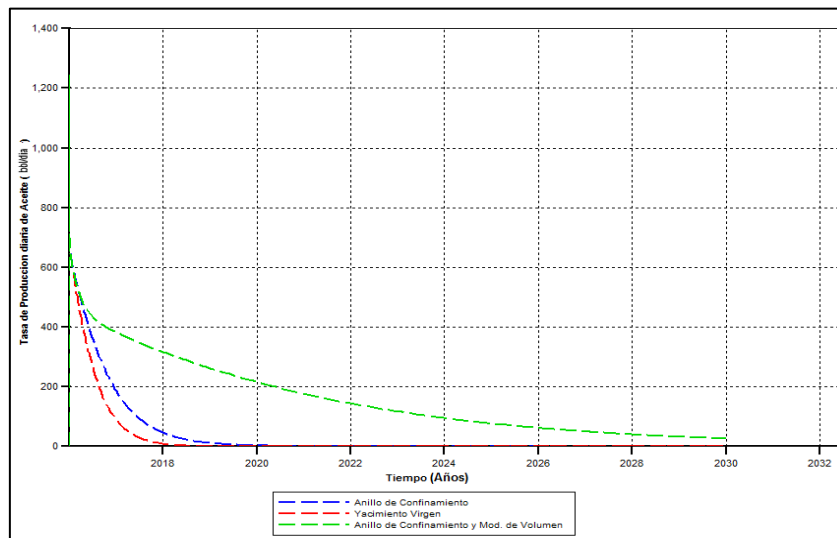
Se puede observar en la Figura 15 como la caída de producción se vuelve más tenue al utilizar un anillo de confinamiento alrededor del yacimiento cuyas propiedades generan un soporte a la presión lo cual es la causa principal de que la producción tenga una caída más suave, pero no lo suficiente para generar un comportamiento estable.

3.2.3 Implementación de Modificadores de Volumen

Como se observa en la Figura 16 el anillo de confinamiento no es suficiente para intentar aplacar la caída de producción es por ello que se hace necesario la

utilización de esta herramienta, la cual aportara un empuje extra al yacimiento y así puede mantener por más tiempo la presión de este y aumentar la producción.

Figura 16. Producción Diaria de Aceite del yacimiento con anillo de confinamiento y modificadores de volumen

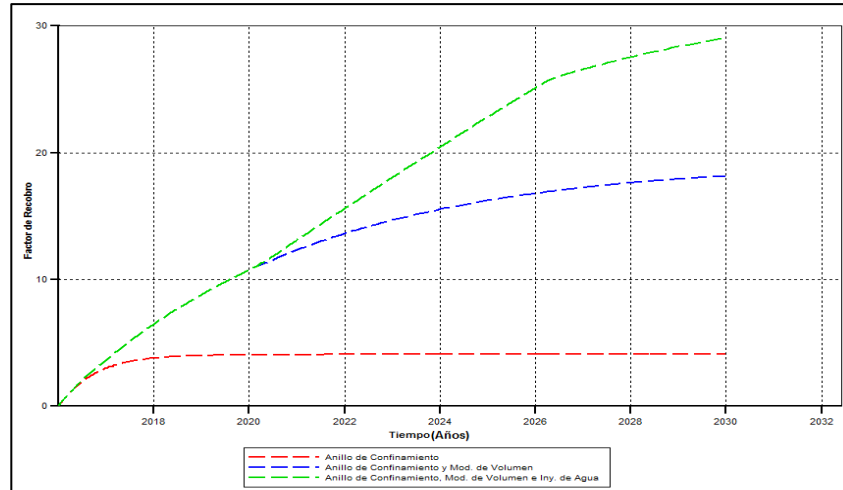


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

3.2.4 Implementación del Proceso de Recobro de Inyección de Agua

En la figura 17 se puede observar como el factor de recobro del yacimiento va en aumento cada vez que se va adecuando el yacimiento para obtener una caída de presión tenue a lo largo del proceso, se puede analizar como en el momento que se incorpora la Inyección de agua éste factor se eleva de forma positiva.

Figura 17. Factor de Recobro



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

3.3 Modelo Geomecánico

Otra variable importante en la construcción de un modelo de simulación es el modelo geomecánico, ya que este es el que considera el estado de esfuerzos inicial, criterios de falla y las variaciones en los esfuerzos debido a la inyección y extracción de los fluidos del yacimiento. El tener en cuenta estos parámetros es de mucho valor debido a que estos pueden afectar la porosidad y permeabilidad del yacimiento, cambiando las condiciones de flujo.

Inicialmente debe precisarse el número de dimensiones comprendidas por la geomecánica y el grado de ajuste entre el módulo geomecánico y el flujo. Para este caso se selecciona geomecánica 3D y un acoplamiento de dos vías, lo que evidencia que todos los cambios geomecánicos, de porosidad y permeabilidad serán utilizados para el cálculo en el módulo geomecánico del simulador. Una vez

fijados los valores anteriormente mencionados se crea el tipo de roca de la cual se establecen las diferentes condiciones geomecánicas en la Tabla 6.

Tabla 8. Parámetros geomecánicos

Propiedad	Valor
Módulo de Young (Psi)	4,33E+06
Cohesión de la roca (Psi)	14,5
Angulo de fricción (°)	25°
Coefficiente de Biots	1
Relación de Poisson	0,3
Gradiente de Esfuerzo Horizontal Máximo (psi/ft)	1,09
Gradiente de Esfuerzo Vertical (psi/ft)	1,24
Gradiente de Esfuerzo Horizontal Mínimo (psi/ft)	0,88

Fuente: Eduad Pabon G., Yussed Obeid M., análisis de la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozos de los campos Cusiana y Cupiagua mediante analogías con yacimientos sensibles a esfuerzos. Trabajo de grado UIS. 2004. Modificado por autores

Tabla 9. Esfuerzos Horizontales y Esfuerzos Verticales

Esfuerzo	Valor (Psi)	Gradiente
Horizontal Máximo	1416	1,09
Horizontal Mínimo	1400	0,88
Vertical	2000	1,24

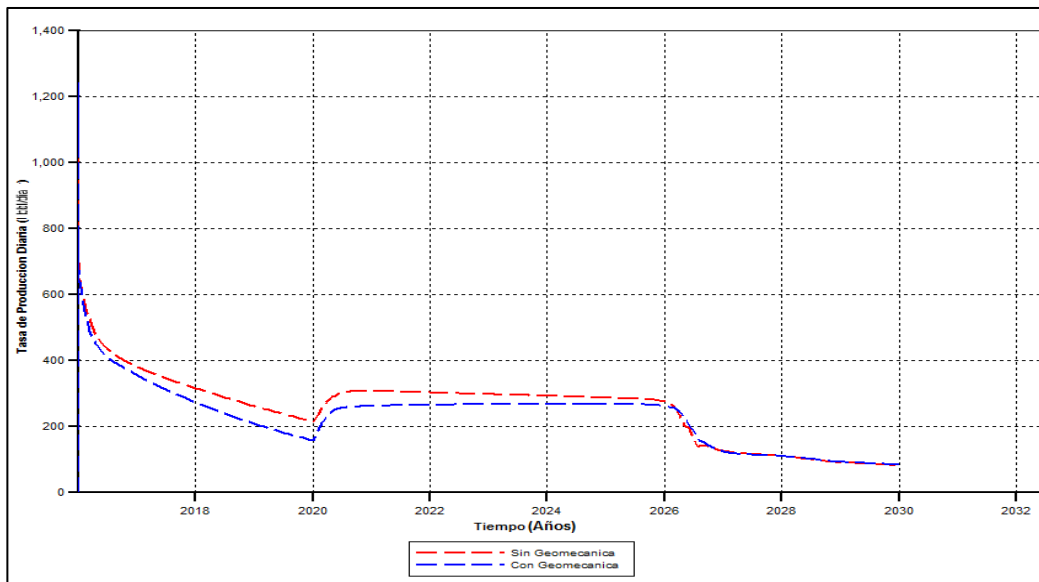
Fuente: Linsay LI. Gallo, Herman C. Muriel F., Evaluación del impacto de los aspectos geomecánicos en un proceso de inyección continua de vapor mediante simulación numérica. Trabajo de grado UIS. 2013. Modificado por autores

4. ACOPLAMIENTO DEL MODELO GEOMECANICO

Como se evidencio en el capítulo anterior con la Inyección de agua se logró mejorar tanto la producción acumulada, tasa de producción diaria, factor de recobro y presión del yacimiento, luego de estabilizar el proceso por medio de un anillo de confinamiento y un modificador de volumen los cuales se encargaron de mantener un comportamiento ideal en el yacimiento, el paso a seguir es evidenciar el efecto que tendrá el acoplamiento del modelo geomecánico sobre el modelo de simulación anteriormente trabajado.

4.1 Efecto sobre la tasa de producción diaria de aceite

Figura 18. Tasa de producción diaria de aceite acoplado el modelo geomecánico

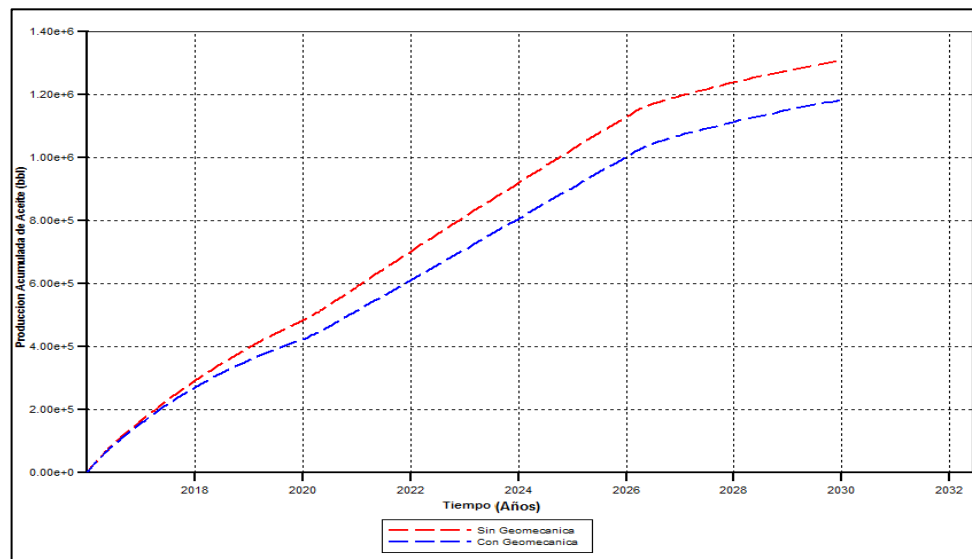


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Como se puede observar en la Figura 18 la tasa de producción diaria tiene una caída cuando el modelo geomecánico se acopla aun así el efecto producido por la inyección de agua genera que los cambios sean mínimos, de manera que al final del tiempo de simulación se refleja una caída mínima de producción.

4.2 Efecto sobre la producción acumulada de Aceite

Figura 19. Producción acumulada de Aceite acoplado el modelo geomecánico



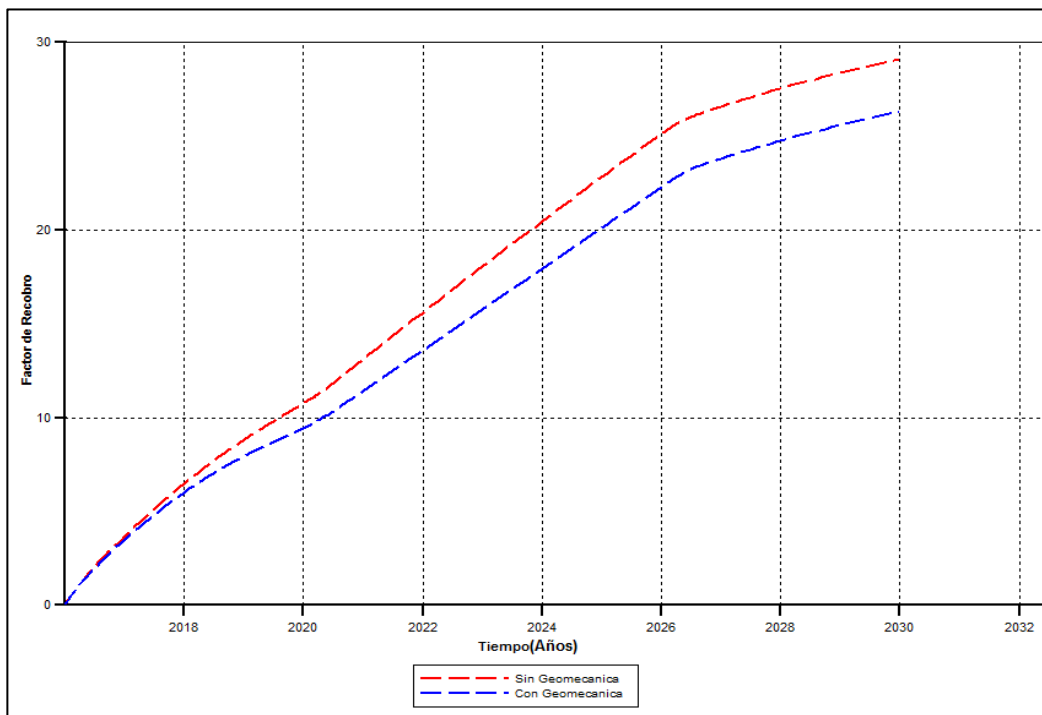
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

En este caso (Figura 19) se aprecia como la producción acumulada baja cuando el modelo geomecánico se acopla a la simulación, esto puede deberse a que fenómenos como la depleción del yacimiento se tienen en cuenta, a medida que se produce el yacimiento se compacta y el flujo a través del yacimiento se dificulta

ya que la presión de subsidencia genera un cierto porcentaje de cierre en los poros del yacimiento.

4.3 Efecto sobre el Factor de Recobro

Figura 20. Factor de recobro acoplado modelo geomecánico



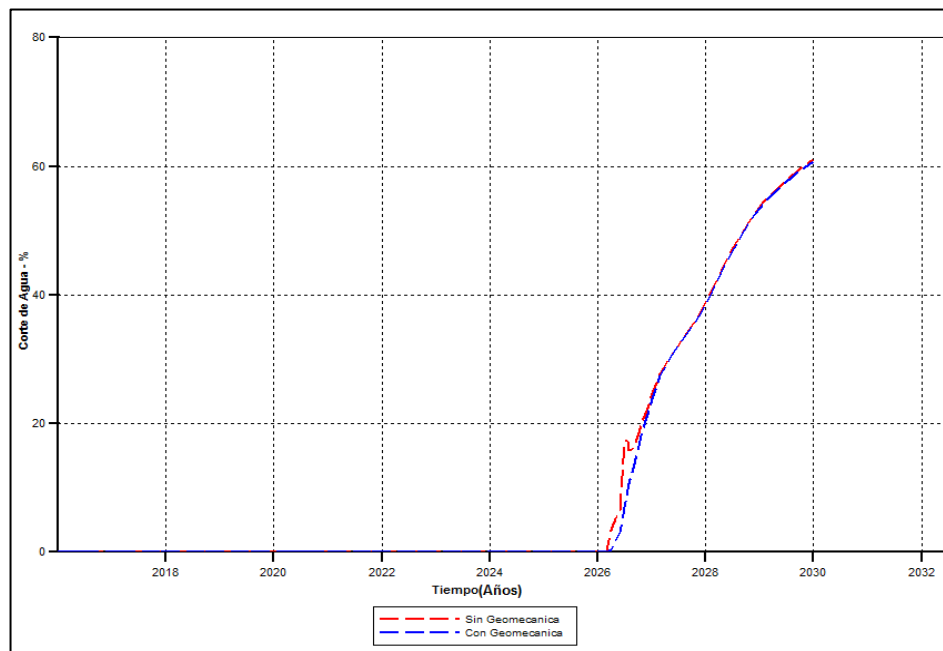
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Durante el proceso de inyección de agua, se desea el desplazamiento del crudo a través de todo el yacimiento, si se cuenta con el modelo geomecánico de la formación se puede verificar la eficiencia real de la inyección ya que la geomecánica ayuda a conocer cómo actúa el yacimiento a medida que produce y se le inyecta un nuevo fluido, como puede variar la porosidad y la permeabilidad

cuando el yacimiento se depleta de manera tal que dificulta el movimiento de los distintos fluidos; dicho fenómeno se puede observar en la Figura 20, donde el factor de recobro se ve afectado por el modelo geomecánico

4.4 Efecto sobre el Corte de Agua

Figura 21. Corte de agua acoplado el modelo geomecánico



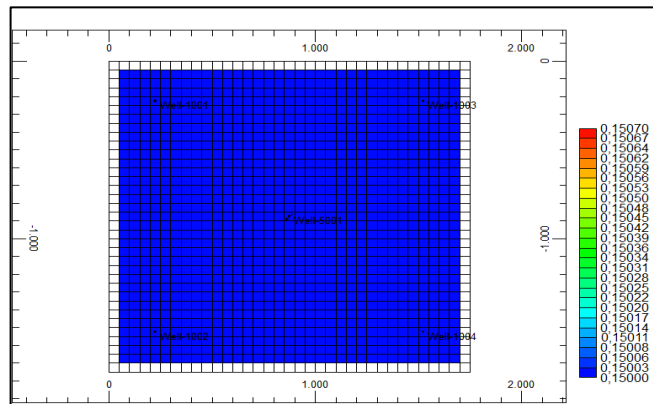
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

En la figura 21 se observa el corte de agua con y sin el modelo geomecánico, se analiza que cuando se cuenta con el modelo geomecánico el tiempo de ruptura se aleja un poco del modelo ideal ya que la geomecánica tiene en cuenta como el yacimiento se depleta, fenómeno que causa una disminución en la porosidad y la

permeabilidad debido a la presión de sobrecarga, lo que genera mayor dificultad en el movimiento de los fluidos a través de la formación.

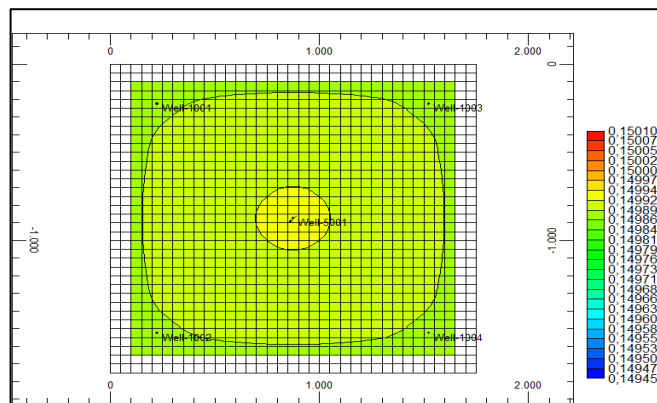
4.5 Efectos sobre la Porosidad

Figura 22. Porosidad sin geomecánica



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D

Figura 23. Porosidad con geomecánica



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D

El módulo de geomecánica en CMG soluciona el equilibrio de fuerzas de la formación y calcula la dilatación y compresión volumétrica a raíz de la deformación plástica y elástica. Este módulo contiene unos parámetros generales dentro de los cuales se tiene la opción de acoplamiento (GCOUPLING), el cual permite evidenciar los cambios correspondientes durante un proceso; esta opción permite:

- Actualizar la deformación de la formación en respuesta a las nuevas presiones y temperaturas.
- Enviar la nueva información sobre la deformación de vuelta al módulo del yacimiento para uso en el siguiente intervalo de tiempo.
- El módulo de fluidos calcula la porosidad en función de la presión y la temperatura, de forma que el volumen de poro y la masa se conserve entre los intervalos de tiempo.
- La respuesta a la deformación geomecánica se evidencia en el cálculo del flujo de fluidos a través de los parámetros que cambian en función de la porosidad.
- La deformación se da en cada bloque, ya que cada uno de los bloques del enmallado contienen sus propiedades en función de la porosidad.

Esta opción contiene 3 opciones diferentes de acoplamiento (GCOUPLING 0, GCOUPLING 1 y GCOUPLING 2), en este estudio se tuvo uso del GCOUPLING 2 debido a que en este caso la porosidad está en función de la presión, la temperatura y el esfuerzo medio total y se presenta de la siguiente forma por Tran et al

$$\phi^{n+1} = \phi^n + (c_0 + c_2\alpha_1)(p - p^n) + (c_1 + c_2\alpha_2)(T - T^n) \quad \text{Ec. 5}$$

Donde,

$$c_0 = \frac{1}{V_b} \left(\frac{dV_p}{dp} + V_b \alpha c_b \frac{d\sigma_m}{dp} - V_p \beta \frac{dT}{dp} \right) \quad \text{Ec. 6}$$

$$c_1 = \frac{V_p}{V_b} \beta \quad \text{Ec. 7}$$

$$c_2 = -\frac{V_b}{V_{b0}} \alpha c_b \quad \text{Ec. 8}$$

$$a_1 = r \left\{ \frac{2}{9(1-\nu)} \frac{E}{(c_b - c_t)} \right\} \quad \text{Ec. 9}$$

$$a_2 = r \left\{ \frac{2}{9(1-\nu)} \beta \right\} \quad \text{Ec. 10}$$

Donde,

C_b = compresibilidad del volumen, 1/psi

E = Modulo de Young

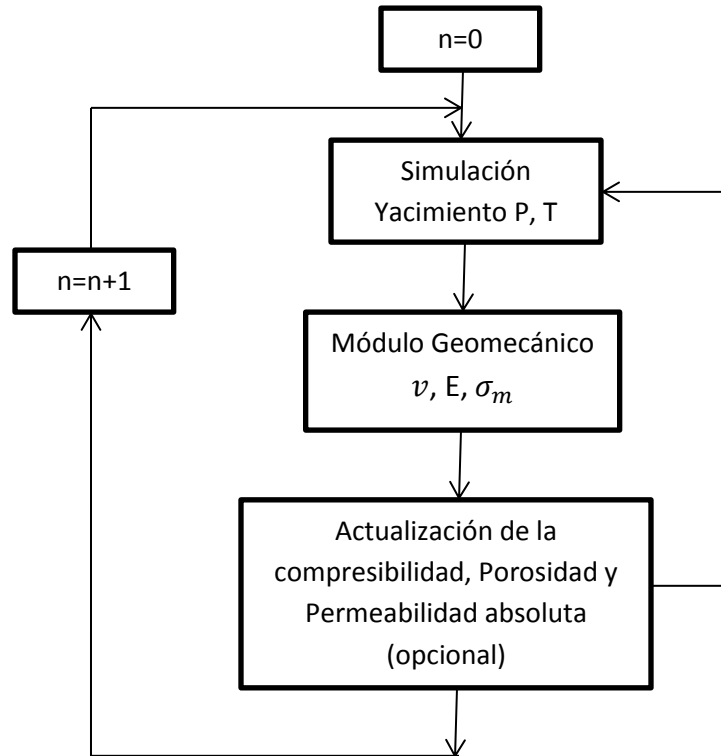
V_b = volumen en masa, m^3/ft^3

α = Numero de Biot

ν = Coeficiente de Poisson

σ_m = Esfuerzo medio total, kpa/psi

Figura 24. Diagrama de flujo de GCOUPLING 2



Fuente: Geomechanics Module. Computer Modelling Group. 2011

En la Figura 22 y 23 se puede observar un cambio muy significativo en la porosidad cuando se tiene en cuenta el modelo geomecánico, en la Figura 22 no hay cambio alguno de la porosidad y esto debido a que el simulador no tiene en cuenta que el yacimiento se depleta durante la producción, de la Figura 23 se puede concluir que al acoplar el modelo geomecánico se puede conocer como la porosidad cambia durante la vida del yacimiento, se evidencia que alrededor del pozo inyector hay una mayor porosidad que en las cercanías de los pozos productores y esto se debe a que la presión de inyección no permite que los poros se cierren rápidamente por efecto del depletamiento y la compactación.

5. SENSIBILIZACION DE PARAMETROS AL PROCESO DE INYECCION DE AGUA

Como principal objetivo se busca encontrar el grado de influencia que algunos parámetros en particular tienen en un proceso de inyección de agua por medio de una análisis de sensibilidades, lo que facilita el estudio en profundidad del desarrollo de un proceso de inyección de agua y su eficiencia.

Refiriéndose a la inyección de agua el análisis de sensibilidad es de vital importancia ya que al tener acoplado el modelo geomecánico se puede conocer el caudal de inyección óptimo de la formación.

5.1 Selección de los parámetros a sensibilizar

Para la selección de los parámetros a trabajar se empieza con el caso base, en este caso la inyección de agua tiene como parámetro inicial la presión de inyección debido a que es un parámetro operacional que tiene gran influencia en el proceso al igual que el ángulo de fricción y los esfuerzos principales, por medio de la sensibilización de estos parámetros queremos ver la incidencia que tienen en parámetros de vital importancia como lo son la presión del yacimiento, el factor de recobro y la tasa de producción.

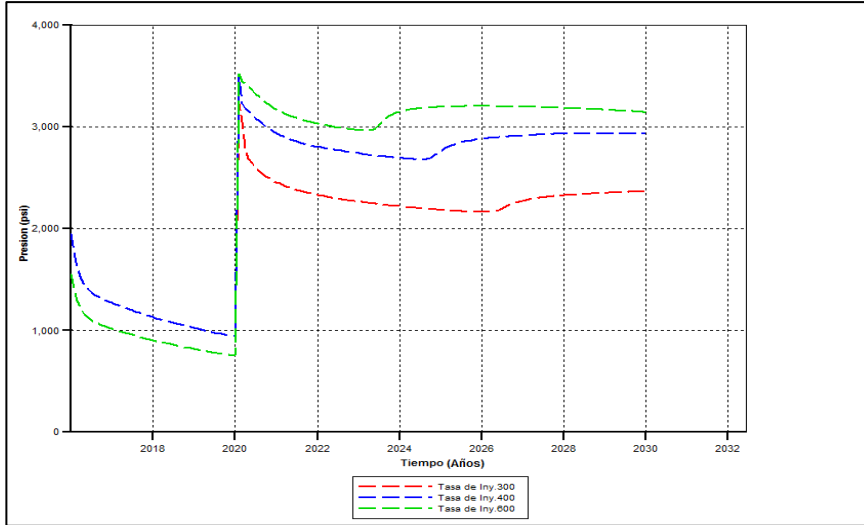
5.2 ANALISIS DE LA INCIDENCIA DE LOS PARAMETROS PRINCIPALES

5.2.1 ANALISIS DE SENSIBILIDAD A LA TASA DE INYECCION DE AGUA

Se puede observar en las figuras 24, 25, 26 como la variación de la tasa de inyección de agua afecta estos parámetros, en el modelo base se hizo una inyección de 300 bbl/día lo cual muestra una pequeña subida de presión acompañada de una caída muy marcada, como se observa el aumento de presión entre el caso base y el primer caso (tasa de inyección de 400 bbl/día) el incremento de esta es en un 0,94% con respecto al caso base, al mismo tiempo se denota un mayor crecimiento cuando se eleva la tasa de inyección a 600bbl/día obteniendo un porcentaje favorable del 1,44% con respecto al caso base, es por ello que cuando se aumenta la tasa de inyección notamos un aumento en la presión (Figura 24).

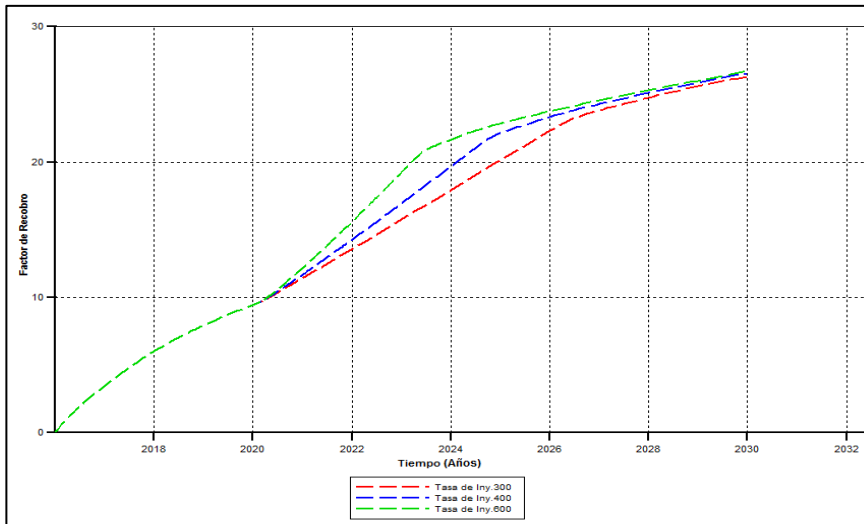
En la Figura 25 se puede evidenciar como el incremento del factor de recobro es proporcional al caudal de inyección observando una acentuación del 0,94% con respecto al caso base cuando se realiza la inyección la inyección de 400 bbl/día igualmente sucede cuando se inyecta una tasa mayor de 500 bbl/día sin embargo en este caso el porcentaje fue 1,44%; ya que el incremento en la producción acumulada es igualmente proporcional al caudal de inyección y de manera paralela al factor de recobro mostrando un porcentaje de 0,94% entre el caso base y la tasa de inyección de 400 bbl/día por otro lado con la tasa de inyección de 600 bbl/día muestra un mayor aumento que corresponde a un 1,44%, ver Figura 26.

Figura 25. Sensibilidad de la presión de Inyección



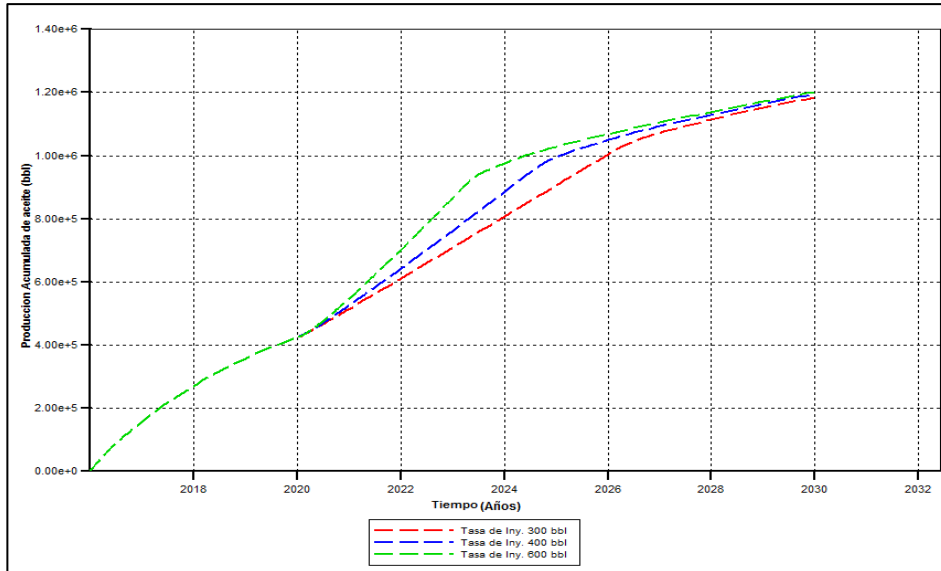
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Figura 26. Sensibilidad factor de recobro



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Figura 27. Sensibilidad Producción acumulada



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

5.2.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL ANGULO DE FRICCION

Esta propiedad de la roca es requerida como dato de entrada para generar el modelo geomecánico, y se puede definir como la medida de la capacidad de una masa de roca de soportar un esfuerzo cortante, es decir es el ángulo que se mide entre la fuerza normal (N) y la fuerza tangencial (R), que es alcanzado justo antes de que ocurra la ruptura del material como respuesta del esfuerzo cortante.

$$\tan \phi = \frac{R}{N} \quad \text{Ec. 11}$$

Una definición matemática del ángulo de fricción interna se presenta a partir del criterio de falla de Mohr Coulomb.

5.2.2.1 Criterio de falla de Mohr Coulomb

Es la relación que se establece entre los valores reales de los esfuerzos principales en el momento particular de la falla, también se puede definir con una fórmula que relaciona la resistencia de un material con algunos otros parámetros:

$$F(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = 0$$

Para determinar esta ecuación existen dos métodos, el método teórico el cual consiste en usar un cierto mecanismo de falla y derivar la función, con base en ecuaciones de mecánica de fallas y el otro método es el empírico que consiste en usar un número de resultados de pruebas de falla y analizarlas por medio de regresión estadística. El criterio de falla de Mohr Coulomb hace parte de los métodos teóricos. Matemáticamente la relación lineal planteada por este criterio propone que la falla de cizalla a través de un plano depende del esfuerzo normal y del esfuerzo de cizalla, es:

$$|\tau| = S + \mu\sigma \quad \text{Ec.12}$$

Donde,

τ =Esfuerzo de cizalla

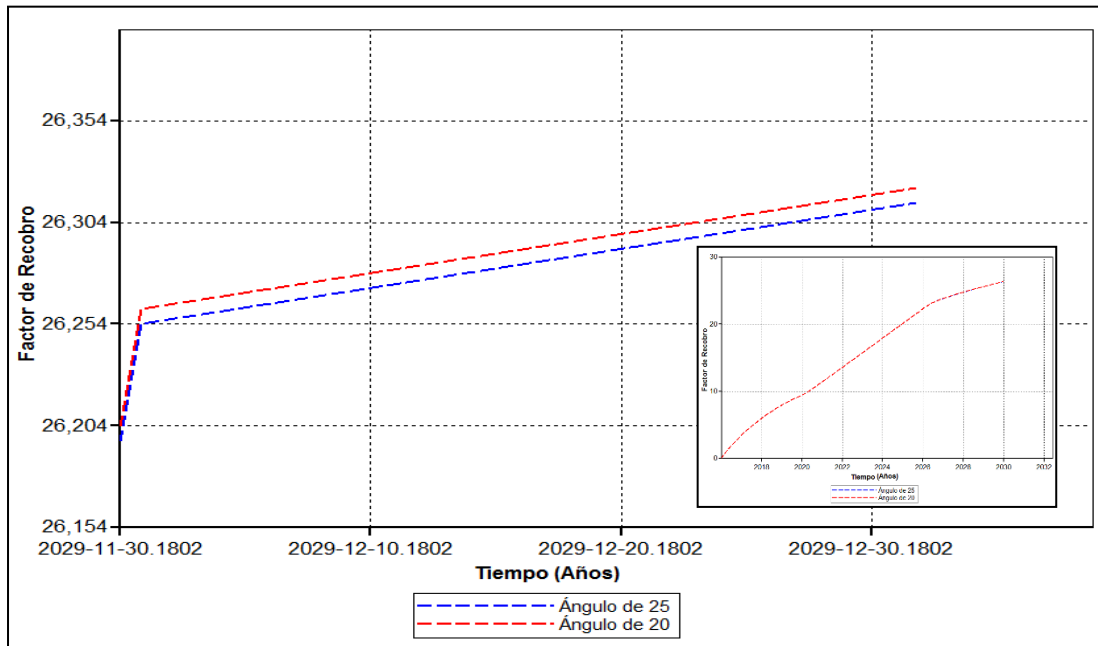
μ = Coeficiente de fricción interna

σ =Esfuerzo normal

S= Cohesión de la roca

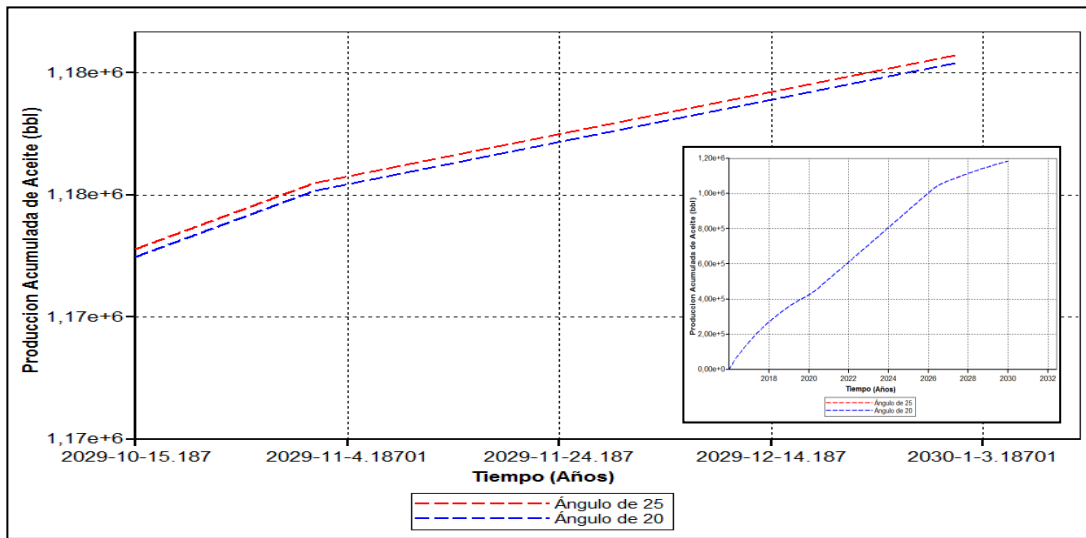
Al sensibilizar el ángulo de fricción del modelo se logra observar un ligero cambio en las tendencias de factor de recobro y producción acumulada, sabiendo que el caso base tiene un ángulo de 25 se realiza la comparación cuando el ángulo de fricción se reduce a 20 en este caso se denota una caída del 0,023%.

Figura 28. Sensibilidad sobre el Factor de Recobro



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Figura 29. Sensibilidad sobre Producción Acumulada de Aceite

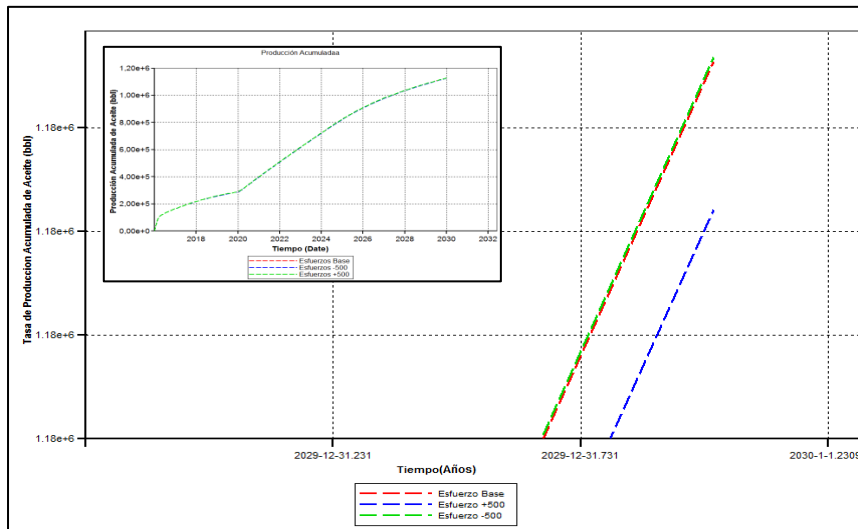


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

5.2.3 ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL ESTADO DE ESFUERZOS

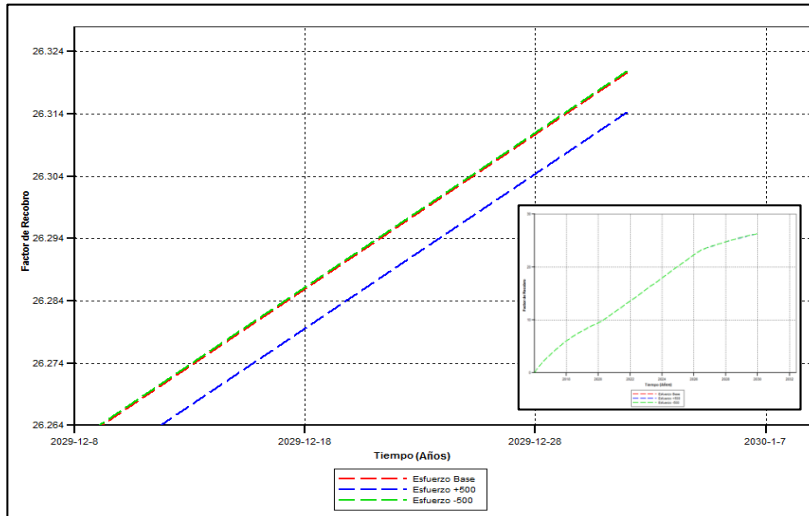
Al variar el estado inicial de esfuerzos se puede ver como este afecta parámetros como el factor de recobro y el aceite acumulado, conociendo los valores iniciales de dichos esfuerzos se evidencia que al aumentar cada valor 500 Psi el incremento es de 0,010% contrario a lo que sucede en el caso de reducir los esfuerzos principales 500 Psi cada uno en este caso se muestra una caída del 0,023% con respecto al factor de recobro y producción acumulada respectivamente.

Figura 30. Sensibilidad sobre Producción Acumulada de Aceite



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

Figura 31. Sensibilidad sobre el Factor de Recobro

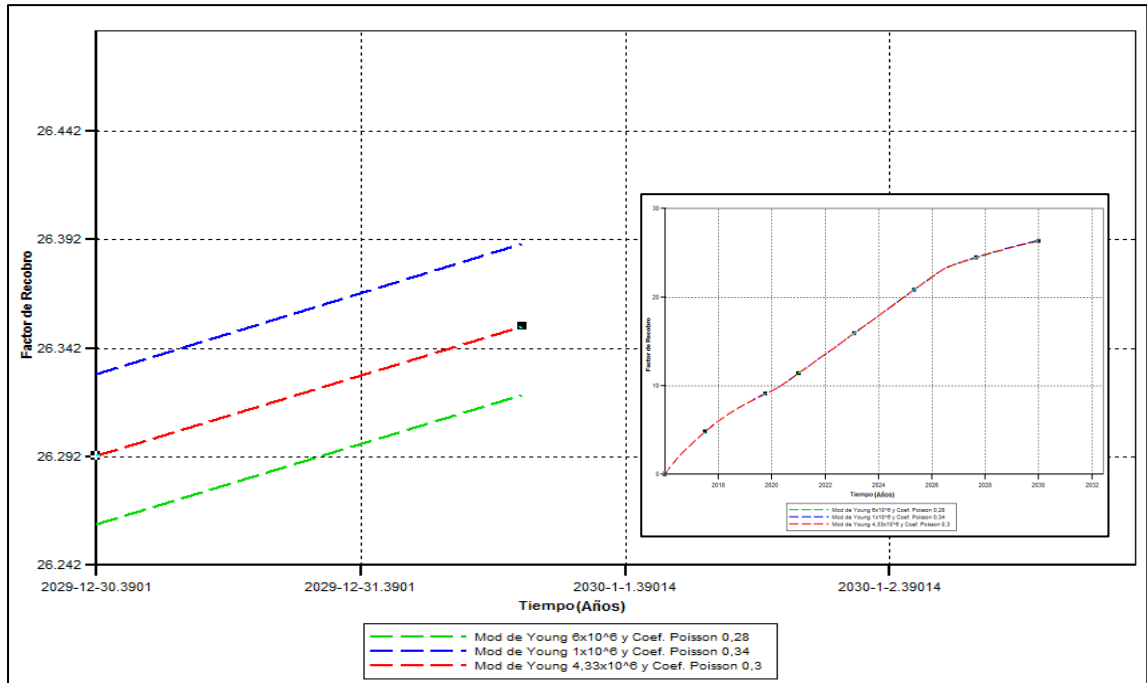


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

5.2.4 ANALISIS DE SENSIBILIDAD MODULOS ELASTICOS

La variación en el módulo de Young y el Coeficiente de Poisson es de gran influencia para clasificar el rango de dureza presente en la roca. Un comportamiento frágil que se caracteriza por un alto valor de Young y un bajo valor de Poisson, donde la formación será más propensa a fracturarse lo que generaría un efecto adverso en este estudio debido a que el paso de fluidos inyectados a alta presión, pueden ocasionar que el agua se filtre con mayor facilidad a través de los canales, en comparación con una roca dúctil que se determina por tener un bajo valor de Young y un alto valor de Poisson que refleja un comportamiento más elástico en la roca y se evidencia una mayor deformación, presentando una relación directa con la variación mínima en la porosidad de la formación y por ende ocasiona un aumento del factor de recobro.

Figura 32. Sensibilidad sobre el factor de recobro

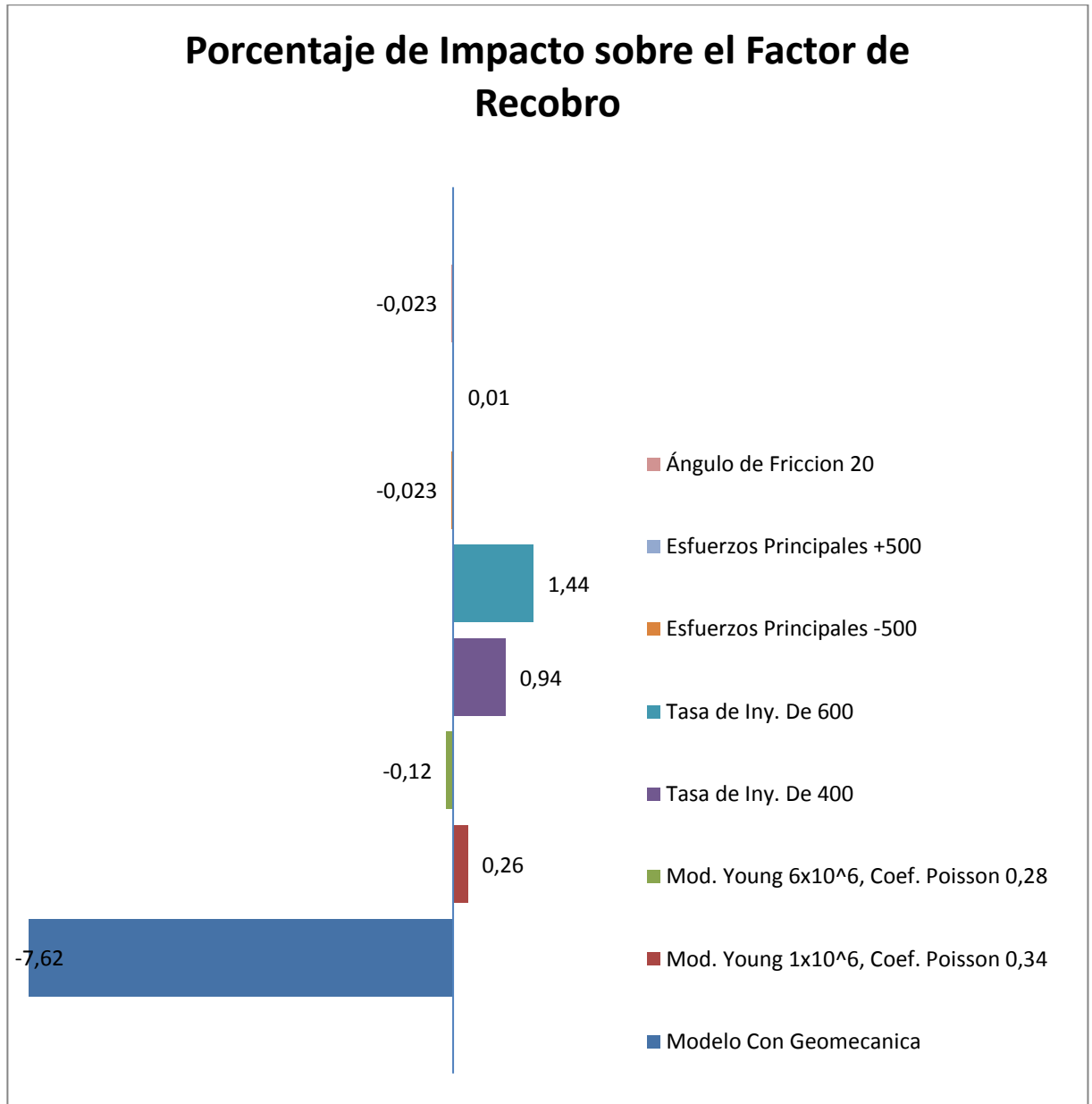


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Builder

En la Figura 33 se esquematiza el análisis de sensibilidad de cada una de las variables como lo son tasa de inyección de agua, ángulo de fricción, esfuerzos principales, módulo de Young y Coeficiente de Poisson. Para el análisis se tomó como punto de referencia el modelo base con el acople geomecánico sobre el yacimiento, sin embargo también se tiene presente el modelo sin el acople geomecánico y es de esperar que presente un mayor recobro de fluidos.

Al evaluar el impacto geomecánico sobre el modelo de simulación, se evidencia que las variables que tienen mayor impacto sobre un yacimiento convencional son la variación de los esfuerzos principales, módulo de Young y coeficiente de Poisson. Debido a la ductilidad de la roca, cambios mínimos de porosidad y baja variación de la presión.

Figura 33. Análisis de sensibilidad de los parámetros del modelo



6. CONCLUSIONES

- Luego del acople del modelo geomecánico el factor de recobro tuvo una reducción del 7,62% por razones de la pérdida de porosidad que fue del 0.05% debido a la compactación del yacimiento al depletarse.
- Entre los parámetros evaluados de geomecánica el que menor afectación tuvo con respecto al factor de recobro base fue el ángulo de fricción obteniendo un valor de 0,071% por debajo de la base y un diferencial de factor de recobro de 0,025% por encima.
- Se demuestra por medio de sensibilidades que un valor alto del módulo de Young y un bajo valor del Coeficiente de Poisson, la roca es propensa a formación de fracturas debido a su rigidez provocando una reducción de 0,046% en el factor de recobro, todo lo contrario a un comportamiento dúctil donde el módulo de Young tiene un valor bajo y el coeficiente de Poisson es alto, en este caso el recobro tuvo un aumento de 0.71%.
- La tasa de inyección de agua es un parámetro de gran importancia, que junto al modelo geomecánico permite conocer la presión de operación del pozo inyector y el comportamiento exacto de la formación de manera tal que se eviten sobrepresiones y se mantenga una tasa de inyección óptima para el recobro.

7. RECOMENDACIONES

- Debido a que este trabajo estudio la inyección de agua en un medio homogéneo, se recomienda estudiar un medio heterogéneo donde todos los parámetros puedan influenciar en el proceso.
- Se recomienda realizar pruebas de laboratorio para analizar los cambios de las propiedades geomecánicas en un medio poroso, cuando se somete a procesos de inyección
- Se aconseja realizar las corridas en simuladores alternos para determinar el grado de variación entre los diferentes resultados de los parámetros geomecánicos.

BIBLIOGRAFIA

BRAVO Oscar, Ingeniero Geologo , M.Sc. Geotecnia Universidad nacional de Colombia, Bogotá, Schlumberger. Mecánica de las rocas aplicada a la industria del petróleo. Geología colombiana, 2012- Vol 37.

BENTOSA Elena, Gemechanics Engineer, MCA; Geomecanica Aplicada en la Industria Petrolera. Schlumberger Geomechanics (SGM).

CALDERON CARRILLO, Zuly Himelda. Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo. Editorial Y Publicaciones De La Universidad Industrial De Santander ISBN: 978-958-8777-72-6.

COOK John, Cambridge, Inglaterra; Rene A. Frederiksen, Klaus Hasbo, Hess Denmark ApS, Copenhage, Dinamarca; Sidney Green, Amis Judzis, J. Wesley Martin, Roberto Suarez Rivera, Salt Lake City, Utah, EUA; Jorg Herwanger, Patrick Hooyman, Don Lee, Sheila Noeth, Colin Sayers, Houston, Texas, EUA; Nick Koutsabeloulis, Robert Marsden, Bracknell, Inglaterra; Morten G. Stage, DONG Energy, Hørsholm, Dinamarca; Chee Phuat Tan, Kuala Lumpur, Malasia; Las rocas importan: Realidades de la Geomecanica. Schlumberger, invierno de 2007/2008.

ESQUIVEI M., VARGAS N., SANDOVAL R., Fundación Universidad de América; Petrobras Colombia Limited. Simulación numérica de un proceso de inyección vapor teniendo en cuenta la geomecanica de la roca aplicado a un campo de petróleo en Colombia. ACIPET. 2005.

GALLO F. Linsay LI, MURIEL F. Herman C.; Evaluación del impacto de los aspectos geomecánicos en un proceso de inyección continua de vapor mediante simulación numérica. Trabajo de grado UIS. 2013.

GUTIÉRREZ M., Norwegian Geotechnical Institute, and R.W.Lewis, U of Wales, Swansea; The role of geomechanics in reservoir simulation. SPE/ISRM 47392.

ING. VACA Pedro, ING. RAMONES Miguel, Ing. Karin Urrucheaga, Ing. Eduardo E Rios; PDVSA CIED, Universidad Cooperativa. Simulación de yacimientos de petróleos negros. Versión 2.0. 2001.

LEÓN PABÓN John Alexander Determinación de la variables que influyen en un procesos de inyección de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extra pesado; Trabajo de grado. 2014.

MONSALVE P. Luis C, AYALA M Alvaro E.; Evaluacion técnica de un proceso de inyección continua de CO2 miscible mediante simulación numérica. Trabajo de grado. UIS. 2014

M.Sc SEPÚLVEDA GAONA Jairo Antonio, Ph.D. Freddy Humberto Escobar Macualo. Simulación de yacimientos: principios, conceptos y construcción de mallas.

PABON G. Eduad, OBEID M. Yussed, análisis de la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozos de los campos Cusiana y Cupiagua mediante analogías con yacimientos sensibles a esfuerzos. Trabajo de grado UIS. 2004.

PARIS DE FERRER Magdalena; Inyeccion de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones astro data S.A ISBN: 980-296-792-0

Pemex exploración y producción, Programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de Pozo. Presiones de formación. Schlumberger.

PROFESOR TOYO Dickson, Universidad del Zulia. Introducción a la simulación de yacimientos. 2009

RAMÍREZ MORALES Luis Hernando. Determinación de los patrones de fracturamiento de la formación mirador en el anticlinal del guavio, mediante análisis de imágenes de pozo. Implicaciones en la permeabilidad y productividad del reservorio. Trabajo de grado Universidad Nacional de Colombia. 2011.

RODRIGUEZ L.G., CUNHA L.B., and CHALATUNYK R.J.; Incorporing geomechanics into petroleum reservoir numerical simulation. SPE 107952.

SCHLUMBERGER, Geomecánica Centrada en el Pozo.
www.slb.com/geomechanics.

TADESSE Weldu, WALEED Alameri, Ramona M. Graves, Azra N. Tutuncu, and Hossein Kazemi; Geomechanics considerations in enhanced oil recovery. SPE 162701.

ZOBACK Mark D., Reservoir Geomechanics, Professor of Geophysics