

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MEXICO**



**FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA**

**RECUPERACIÓN MEJORADA POR MÉTODOS TÉRMICOS EN
YACIMIENTOS CARBONATADOS NATURALMENTE
FRACTURADOS TIPO MÉXICO**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

MENENDEZ GALLEGOS CRISTIAN DAVID

DIRECTOR DE TESIS

PRADO MORALES GUSTAVO ENRIQUE ING.



MEXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2015.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres y mi hermano, que me han dado la fortaleza y la guía para alcanzar mis metas, gracias por todo el amor, esfuerzo y comprensión que me han brindado, todo esto es por ustedes 3.

A mis abuelitos, abuelitas, tíos, tías, primos, primas, por estar siempre conmigo aun en la distancia.

A blanca mi novia y amiga, que me ha apoyado incondicionalmente brindándome su amor, cariño, y me ha impulsado a seguir avanzando en mis metas.

A mis amigos que he conocido estos años de universidad, a Andrés, Luis, Iker, Alan, Rosas, Edson, Karen, Anell, y todos aquellos que me acompañaron o que aun me acompañan en esta travesía.

A mis sinodales, M.I. Alberto Herrera Palomo, Dr. Simón López Ramírez, Ing. Héctor E. Gallardo Ferrera, Fis. Gustavo Mendoza Romero y mi director Ing. Gustavo Prado Morales.

A aquellos que me han brindado su ayuda en Schlumberger, a Claudio de la Cerda y José de Jesús Gutiérrez por confiar en este proyecto, a José Luis Ortiz por todo el apoyo y soporte que me ha brindado.

A quienes me han brindado su amistad en Schlumberger, lilith, Erika, Christian, Mónica, Osmar, Guillermo, Sandy, Isaid, Carlos, compartiendo muchos recuerdos.

Quienes me enseñaron mucho, José Romero, Gabriela Morales, y el Dr. Bashbush que me tuvieron paciencia al instruirme como al darme consejos de vida.

A Kelvis Alvarado que ha sido más que un tutor, me apoyó en todo momento en la realización de esta tesis, me ha dedicado tiempo para aconsejarme, guiarme y compartirme su conocimiento.

1. Recuperación Mejorada Por Métodos Térmicos	7
1.1 Recuperación Mejorada EOR	7
1.2 Recuperación térmica	9
1.2.1 Inyección Cíclica de Vapor	10
1.2.1.1 Mecanismos de Recuperación en la inyección Cíclica de Vapor	12
1.2.1.2 Ventajas Del Método De Inyección Cíclica de Vapor	13
1.2.1.3 Desventajas Del Método de Inyección Cíclica de Vapor	13
1.2.1.4 Parámetros Críticos Del Método De Inyección Cíclica de Vapor	14
1.2.2 Inyección Continua de Vapor	14
1.2.2.1 Mecanismos de Recuperación Del Método de Inyección Continua de Vapor	15
1.2.2.2 Ventajas del Método de Inyección Continua de Vapor	16
1.2.2.3 Desventajas del Método de Inyección Continua de Vapor	16
1.2.2.4 Parámetros Críticos Del Método Inyección Continua De Vapor	17
1.2.3 Combustión In Situ	17
1.2.3.1 Combustión Hacia Adelante	18
1.2.3.2 Combustión Húmeda	18
1.2.3.3 Combustión en Reverso	19
1.2.3.4 Mecanismos De Recuperación Del Método Combustión In Situ	20
1.2.3.5 Ventajas Del Método Combustión In Situ	20
1.2.3.6 Desventajas y Limitaciones Del Método Combustión In Situ	21
1.2.3.7 Factores Críticos Del Método Combustión In Situ	21
1.2.4 SAGD	21
1.2.4.1 Mecanismos De Recuperación En El Método SAGD	23
1.2.4.2 Ventajas Del Método SAGD	23
1.2.4.3 Desventajas y Limitaciones Del Proceso SAGD	24
1.2.4.4 Factores Críticos Del Proceso De SAGD	24
1.2.5 HASD	25
1.2.5.1 Mecanismo De Recuperación Del Proceso HASD	26
1.2.5.2 Ventajas Del Método HASD	26
1.2.5.3 Desventaja Del Método HASD	26
1.2.5.4 Parámetros Críticos Del Método HASD	27
1.2.6 Inyección De Agua Caliente	28
1.2.6.1 Mecanismos de Producción	28
1.2.6.2 Ventajas	28
1.2.6.3 Desventajas	28
1.3 Propiedades Térmicas de las Rocas y Fluidos Tomadas en Cuenta en Procesos de Recuperación Mejorada con Métodos Térmicos	30
1.3.1 Calor Específico	30
1.3.1.2 Calor Específico Hidrocarburos Líquidos	30
1.3.1.3 Calor específico de Hidrocarburos gaseosos	30
1.3.1.4 Calor Específico del Agua Saturada	31
1.3.1.5 Calor Específico de la Roca	31
1.3.2 Capacidad calorífica de la roca saturada con líquidos	31
1.3.3 Conductividad Térmica	32
1.3.3.1 Conductividad Térmica en Líquidos y Gases	32
1.3.3.2 Conductividad térmica del agua	32

1.3.3.3	Conductividad Térmica en Líquidos	33
1.3.3.4	Conductividad Térmica en Mezclas de Hidrocarburos o Fracciones de Petróleo	33
1.3.3.5	Conductividad Térmica en Gases	33
1.3.3.6	Conductividad Térmica para Vapor a Altas Temperaturas	34
1.3.3.7	Conductividad térmica de la roca	34
1.3.4	Difusividad Térmica	36
1.4	Equipo para Métodos con Generación de Vapor	37
1.4.1	Tratamiento de agua	37
1.4.2	Generación de Vapor	38
1.4.2.1	Generador de Vapor de Fondo por Combustión	40
1.4.2.1.1	Generador de Vapor de Contacto Directo	41
1.4.2.1.2	Generador de Vapor de Contacto Indirecto	42
1.4.2.2	Generadores de Vapor Eléctricos	42
1.4.3	Calidad del Vapor	43
1.4.3.1	Método del Separador	43
1.4.3.2	Método del Cloruro	44
1.4.3.3	Método de la Conductividad Eléctrica	45
1.4.3.4	Método del Medidor de Orificio	45
1.4.4	Distribución del Vapor	46
1.4.4.1	Parámetros Medidos	46
1.4.4.2	Arreglo de Pozos	47
1.4.5	Cementación en pozos térmicos	48
1.4.6	Terminación en Pozos de Inyección de Vapor a Altas Temperaturas	49
1.4.6.1	VIT "Vacuum Insulated tubing"	50
1.4.6.2	VIC "Vacuum Insulated Casing"	52
1.5	Sistemas de Producción en aceites pesados	53
1.5.1	Calentador de fondo Eléctrico	53
1.5.1.1	Herramientas	54
1.5.1.1.1	Herramienta de corriente de baja frecuencia	54
1.5.1.1.2	Herramientas de corriente de alta frecuencia	55
1.5.1.2	Mecanismo	55
1.5.1.3	Ventajas	55
2.	Yacimientos Carbonatados	57
2.1	Introducción A Los Yacimientos Carbonatados	57
2.2	Yacimientos Naturalmente Fracturados	58
2.2.1	Identificación de un Yacimiento Naturalmente Fracturado(YNF)	58
2.2.1.1	Indicadores en la Historia de Perforación	58
2.2.1.2	Indicadores en el Análisis de Registro de Pozos	58
2.2.1.3	Indicadores en Comportamiento de Producción	58
2.2.2	Modelos de Yacimientos Naturalmente Fracturados	59
2.2.2.1	Modelo de Warret y Root	59
2.2.2.2	Modelo de Kazemi	60
2.2.3	Sistemas De Fracturas	60
2.2.4	Clasificación de las fracturas según su morfología	61
2.2.5	Sistema De Poros	61

2.2.6	Porosidad primaria	61
2.2.7	Porosidad secundaria	62
2.2.8	Sistema de permeabilidad	62
2.2.9	Clasificación De Los Yacimientos Naturalmente Fracturados	63
2.2.10	Clasificación De Los Yacimientos Naturalmente Fracturados Por Su Almacenamiento	65
2.2.11	Clasificación De Los Yacimientos De Acuerdo A Su Tipo De Flujo De Fluidos	65
2.2.12	Mecanismos De Producción En Yacimientos Naturalmente Fracturados	66
2.3	Yacimientos Carbonatados En El Mundo	67
2.4	Estadísticas De Campos en México En Yacimientos Carbonatados de Aceite Pesado	67
2.5	Campos en México carbonatados De Aceite Pesado En México	75
2.5.1	Región Marina Noreste	75
2.5.1.1	Activo Ku-Maloob-Zaap	75
2.5.1.1.1	Ayatsil	75
2.5.1.1.2	Tekel	75
2.5.1.1.3	Utsil	75
2.5.1.1.4	Pit	75
2.5.1.1.5	Kayab	76
2.5.1.1.6	Tson Ks:	76
2.5.2	Región Norte	77
2.5.2.1	Activo Poza Rica-Altamira	77
2.5.2.1.1	Cacalilao	77
2.5.2.1.2	Altamira	78
2.5.2.1.3	Pánuco	78
2.5.2.1.4	Tamaulipas-Constituciones	78
2.5.2.1.5	Aguacate	78
2.5.2.2	Activo Veracruz	79
2.5.2.2.1	Angostura	79
3.	Selección de métodos potencialmente aplicables	81
3.1	Screening	81
3.2	Campos sometidos a método de Screening	83
3.3	Screening Combustión in Situ	85
3.4	Screening Inyección Cíclica de Vapor	87
3.5	Screening Inyección Continua de Vapor	89
3.6	Screening Método HASD	91
3.7	Screening Método SAGD	93
4.	Creación de los Elementos de Simetría A y B.	95
4.1	Caso A.	95
4.1.1	Propiedades de Malla.	95
4.1.2	Propiedades de la Roca.	97
4.1.2.1	Propiedades Térmicas de la Roca	103
4.1.2.1.1	Capacidad Calorífica	104

4.1.2.1.2	Conductividad térmica	105
4.1.2.1.3	Volumen de calor específico	105
4.1.3	Propiedades del Yacimiento	106
4.1.4	Propiedades del fluido.	108
4.1.4.1	Caracterización de la viscosidad contra Temperatura.	110
4.1.4.2	Caracterización del Calor específico del aceite, agua y gas.	112
4.1.5	Curvas de Permeabilidad relativa y Presión Capilar.	114
4.1.5.1	Curvas de permeabilidad relativa de la fase Aceite-Agua y su curva de Presión Capilar.	114
4.1.5.2	Curvas de Permeabilidad relativa de la fase Aceite-Gas y su curva de Presión Capilar.	116
4.1.5	Inicialización del modelo.	119
4.2	Caso B	120
4.2.1	Propiedades de malla	120
4.2.2	Propiedad de la Roca	122
4.2.2.1	Propiedades térmicas de la roca	128
4.2.2.1.1	Capacidad Calorífica	128
4.2.2.1.2	Conductividad térmica	129
4.2.2.1.3	Volumen de calor específico	129
4.2.3	Propiedades del yacimiento	130
4.2.4	Propiedades del fluido	132
4.2.4.1	Caracterización de la viscosidad contra Temperatura	134
4.2.4.2	Caracterización del Calor específico del aceite, agua y gas	136
4.2.5	Curvas de Permeabilidad relativa y Presión Capilar	138
4.2.5.1	Curvas de permeabilidad relativa de la fase Aceite-Agua y su curva de Presión Capilar	138
4.2.5.2	Curvas de Permeabilidad relativa de la fase Aceite-Gas y su curva de Presión Capilar.	140
4.2.5	Inicialización del modelo	142
4.3	Sensibilidades.	143
4.3.1	Caso A.	143
4.3.1.1	Inyección Cíclica Horizontal.	143
4.3.1.1.1	Árbol de Sensibilidades Inyección Cíclica Horizontal.	143
4.3.1.1.2	Resultados Inyección Cíclica Horizontal.	147
4.3.1.2	Inyección Cíclica de Vapor Vertical	150
4.3.1.2.1	Árbol de sensibilidades Inyección Cíclica de Vapor Vertical	150
4.3.1.2.2	Resultados Inyección Cíclica de Vapor Vertical	152
4.3.1.3	inyección Continua de Vapor Horizontal	155
4.3.1.3.1	Árbol de sensibilidades Inyección continua de Vapor Horizontal	155
4.3.1.3.2	Resultados Inyección Continua de Vapor horizontal	158
4.3.1.4	Inyección Continua de Vapor Vertical	161
4.3.1.4.1	Árbol de Sensibilidades Inyección Continua de Vapor Vertical	161
4.3.1.4.2	Resultados Inyección Continua de Vapor Horizontal	163
4.3.1.5	HASD	166
4.3.1.5.1	Árbol de Sensibilidades HASD	166
4.3.1.5.2	Resultados HASD	168
4.3.1.6	SAGD	171
4.3.1.6.1	Árbol de Sensibilidades SAGD	171
4.3.1.6.2	Resultados SAGD	173
4.3.1.7	Normalización y comparación de métodos	176
4.3.2	Caso B	180

4.3.2.1 Inyección cíclica Horizontal _____	180
4.3.2.1.1 Árbol de Sensibilidades Inyección Cíclica Horizontal _____	180
4.3.2.1.1 Resultados Inyección Cíclica Horizontal _____	184
4.3.2.2 Inyección Cíclica Vertical _____	186
4.3.2.2.1 Árbol de Sensibilidades Inyección Cíclica Vertical _____	186
4.3.2.2.2 Resultados Inyección Cíclica Vertical _____	189
4.3.2.3 Inyección Continua Horizontal. _____	191
4.3.2.3.1 Árbol de Sensibilidades Inyección continua Horizontal _____	191
4.3.2.3.1 Resultados Inyección Continua Horizontal _____	193
4.3.2.4 Inyección Continua Vertical. _____	195
4.3.2.4.1 Árbol de sensibilidades Inyección Continua Vertical _____	195
4.3.2.4.2 Resultados Inyección Continua Vertical _____	197
4.3.2.5 HASD _____	199
4.3.2.5.1 Árbol de sensibilidades HASD _____	199
4.3.2.5.2 Resultados HASD _____	202
4.3.2.6 SAGD _____	203
4.3.2.6.1 Árbol de Sensibilidades HASD _____	203
4.3.2.6.2 Resultados SAGD _____	206
4.3.2.7 Normalización y comparación de métodos. _____	209
Conclusiones y Recomendaciones _____	212
Bibliografía _____	214

1. Recuperación Mejorada Por Métodos Térmicos

1.1 Recuperación Mejorada EOR

De acuerdo a su origen cronológico los procesos de recuperación de aceite se han dividido en 3 fases: Recuperación primaria, secundaria y terciaria.

En la recuperación primaria, el hidrocarburo es producido mediante la energía natural del yacimiento, cuando esta presión disminuye a tal punto que los fluidos no son capaces de moverse hacia los pozos productores y la producción disminuye, se lleva a cabo la recuperación secundaria, que es la conversión de algunos pozos productores e inyectores y la subsecuente inyección de gas o agua para mantener la presión existente del yacimiento, después de la recuperación primaria y secundaria, donde el porcentaje de recuperación estadísticamente se encuentra entre 20 y 50 %, se dice que se comienza una tercera fase, aunque no necesariamente llevan un orden cronológico.

La tercera fase es la recuperación mejorada EOR (Enhanced Oil Recovery), donde se pueden aplicar gases de forma miscibles, productos químicos y/o energía térmica para incrementar la recuperación de aceite una vez que la recuperación secundaria ha llegado a su límite económico en algunos escenarios, ya que no siempre es así, existen casos donde dependiendo de las características del yacimiento es necesario implementar métodos de recuperación mejorada EOR desde el inicio.

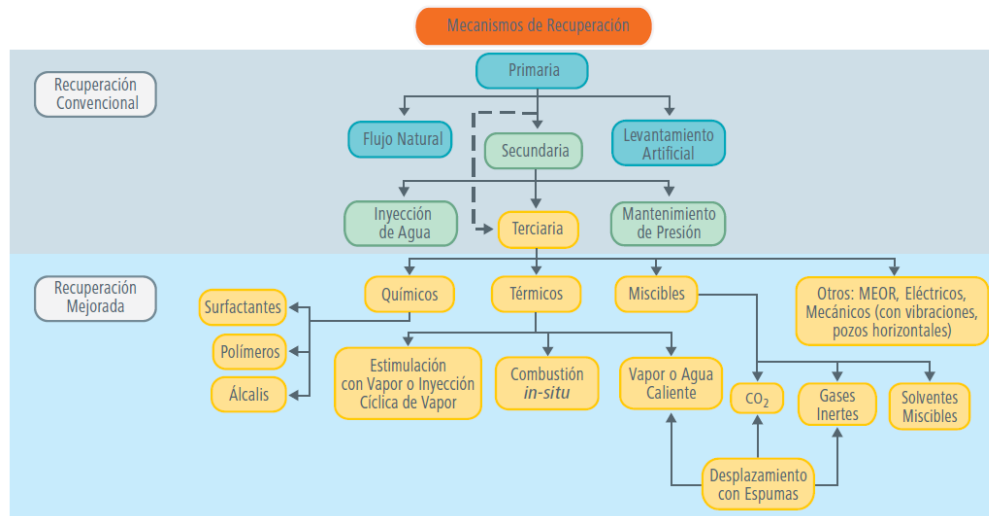


Ilustración 1-Mecanismos de Recuperación (Adaptada de Lake L.W., Schimdt y Venuto, P.B. A niche For Enhanced Oil Recovery in the 1990s, 1002)

Estadísticamente, durante cada etapa de producción se obtienen distintos valores de recuperación:

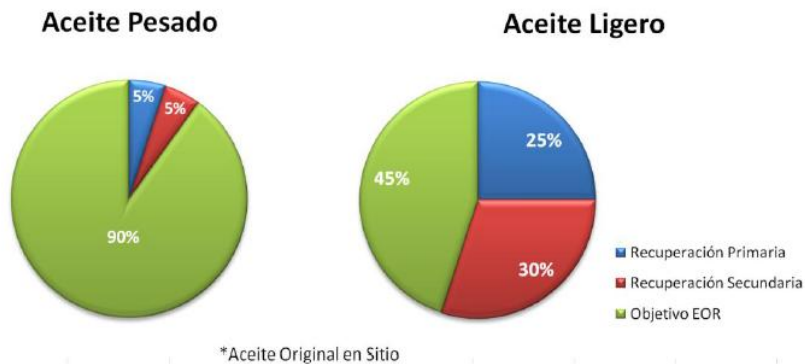


Ilustración 2- Porcentajes de recuperación de acuerdo al tipo de aceite (Recuperada de Enhanced Oil Recovery and Overview, Thomas S.)

Actualmente la referencia "cronológico" se ha dejado de utilizar ya que estos procesos no son usados exactamente en secuencia.

El mayor ejemplo de este punto son los aceites pesados donde la recuperación primaria no es rentable económicamente, y aun así, la recuperación secundaria se vuelve pequeña, por lo cual los métodos de recuperación térmica serían las únicas posibilidades de recuperar un volumen significativo.

También podríamos verlo después de la recuperación primaria donde la saturación de aceite es del orden de 50 a 60 % y el aceite podría existir en una fase continua con permeabilidad relativa y condiciones de flujo que favorezcan más a la recuperación de aceite¹. Por lo tanto los procesos de recuperación deben ser vistos como alternativas adicionales de recuperación y no como etapas secuenciales de recuperación. Con base en el sistema roca-fluido del yacimiento y en los precios de hidrocarburo se puede elegir el tipo de recuperación adecuado y el momento oportuno con el fin de alcanzar el factor de recuperación final que proporcione el mayor beneficio técnico económico al término de un proyecto de recuperación de hidrocarburos ¹.

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en 2 principales grupos: Térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y no térmicos (inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gases miscibles), como se muestra en la figura.

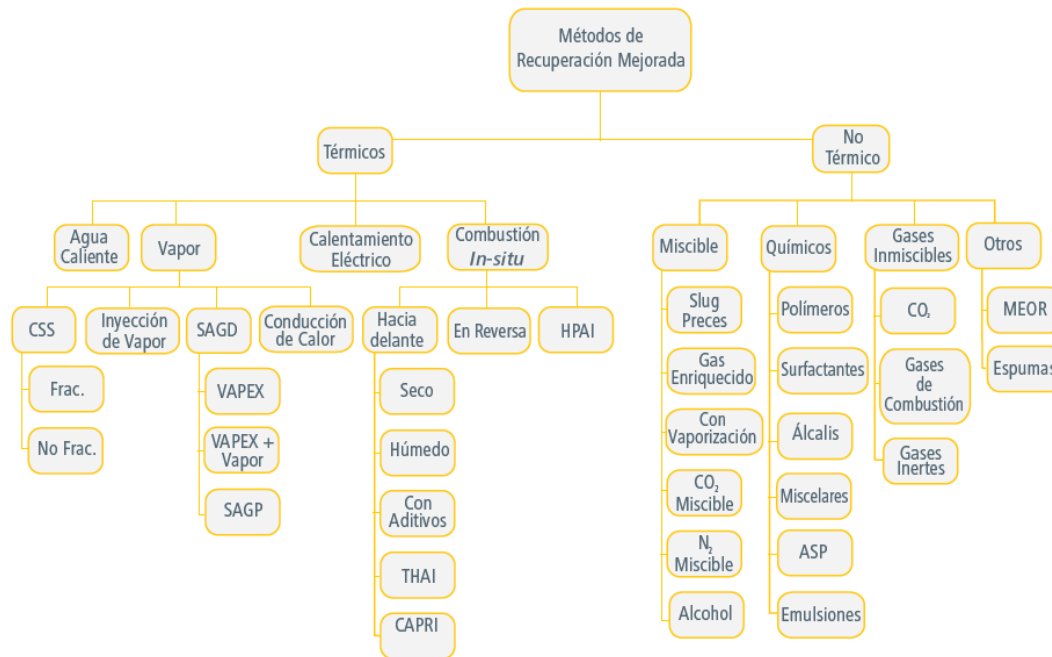


Ilustración 3-Métodos de Recuperación Mejorada (Adaptada de Enhanced Oil Recovery-An Overview, Oil and Gas Science and Technology, Thomas, S., 2008)

1.2 Recuperación térmica

Recuperación térmica se define como el proceso por el cual intencionalmente se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos con el propósito de producir combustibles por medio de los pozos 2.

Se busca como objetivo al proveer calor, el reducir significativamente la viscosidad del aceite y por lo tanto su relación de movilidad. En algunos casos podemos incluir mecanismos de recuperación como la expansión de la roca y fluidos, compactación, drene gravitacional, destilación del vapor y rompimiento de asfáltenos en cadenas de hidrocarburos más pequeñas, entre otros.

También podemos subdividir los procesos de recuperación térmica en 2 grupos: Aquellos que utilizan el inyectar un fluido a altas temperaturas al yacimiento y los que utilizan la generación de calor pero en el propio yacimiento como lo son los "procesos in situ".

Los principales métodos de recuperación térmica son:

- Inyección cíclica de vapor (CSS por su nombre en inglés cyclic steam stimulation).
- inyección continua de vapor (SF por su nombre en inglés Steam Flooding).
- Combustión in situ (ISC por su nombre en inglés In situ Combustion).
- Segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD por su nombre en inglés Steam Assisted Gravity Drainage).

-
- Inyección alterna de vapor en pozos horizontales (HASD por su nombre en inglés horizontal alternating Steam Drive).

A continuación se describen los métodos:

1.2.1 Inyección Cíclica de Vapor

También conocida como Huff and Puff, es un método utilizado en aceites pesados ya que el vapor reduce la viscosidad del aceite mejorando la movilidad, puede ser aplicado en gran variedad de yacimientos y trabaja con distintos mecanismos de producción, el método utiliza un solo pozo a través de 3 fases: De inyección, etapa de remojo y etapa de producción.

En este tipo de método se tiene la ventaja que el petróleo se mantiene a temperatura aun durante su producción lo cual ayuda a que suba por la tubería, ya que tanto aumenta la temperatura del yacimiento para hacer movable el petróleo, como reduce la resistencia al flujo en las zonas cercanas al pozo.

Para que exista un gasto de inyección adecuado usualmente se inyecta a una presión capaz de fracturar la roca, determinada por pruebas, por ejemplo de goteo. Algo que sucede con el tiempo es que el yacimiento se enfría bajando el efecto que había creado la inyección, por lo cual el proceso se repite hasta que deje de ser rentable, donde cada repetición se tendrá el objetivo de calentar una zona que es cada vez más alejada del pozo, anexando que la presión del yacimiento será menor cada vez y otros mecanismos de producción reduzcan su efecto también.

Etapas de inyección: Se inyecta vapor al mayor gasto posible, esto con la finalidad de reducir la pérdida de calor a través de las paredes del pozo durante un periodo comúnmente de 2 a 3 semanas, en las que se busca calentar el mayor radio y llegar a la mayor temperatura posible en este tiempo.

Etapas de remojo: El pozo se cierra por un tiempo determinado para que el calor se disperse uniformemente y pueda calentar a la formación productora, normalmente de 5 a 15 días, cuando el yacimiento presenta mecanismos de recuperación primaria y se observa una presión considerable es recomendable que el tiempo de remojo se prolongue para que se propague el calor en el yacimiento a través del medio poroso, sin exagerar este tiempo ya que un mayor avance hará que en las fronteras de este avance se condense el vapor y eso incrementará la saturación de agua; en yacimientos con poca presión se recomienda que el tiempo de remojo sea corto con el fin de poder aprovechar el aumento de presión en cercanías al pozo y utilizarla a favor del yacimiento en la producción.

Etapas de producción: Una vez alcanzado el objetivo de calentar el yacimiento, se pondrá a producir el pozo, esta etapa puede durar varios meses.

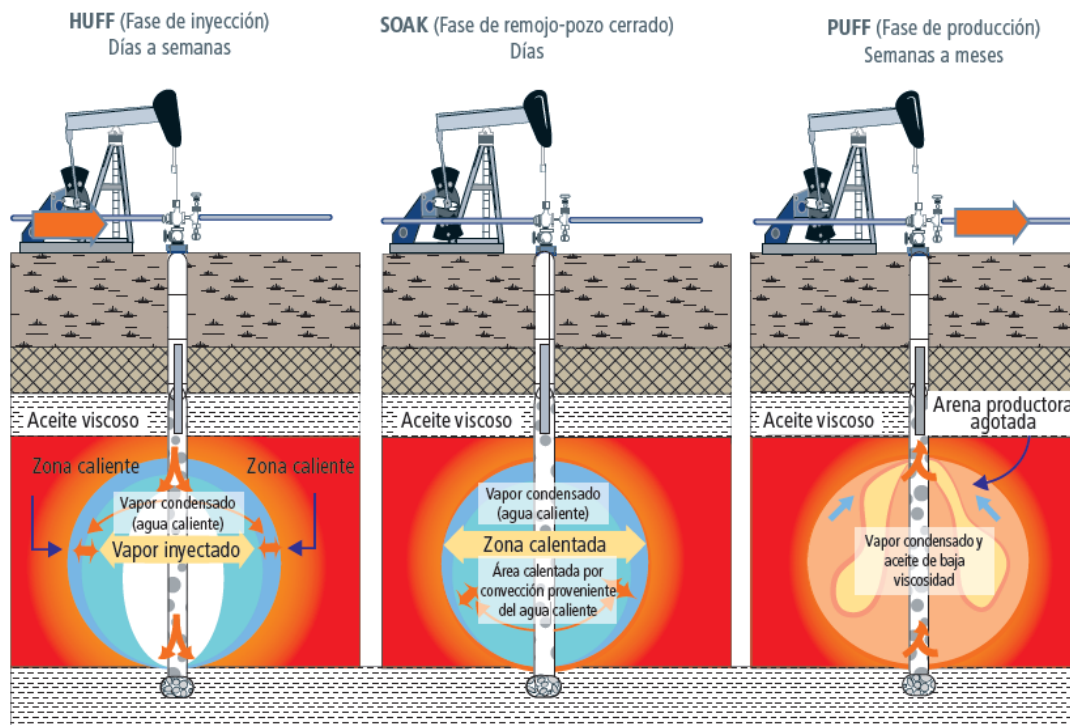


Ilustración 4-Diagrama del Proceso de Inyección Cíclica de Vapor (Tomada de “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR EOR”, Dr. Edgar Rangel German)

Este ciclo se repite varias veces, hasta llegar al límite económico tomando en cuenta que con cada ciclo se obtendrá una recuperación menor de aceite que el anterior. En promedio y dependiendo de la calidad y etapa de la explotación del yacimiento, el método de inyección cíclica de vapor se puede repetir de 3 a 5 veces con variantes en la inyección de vapor entre 80-200 ton/día por cada pozo, aunque la reacción de vapor inyectado es afectada por varios parámetros que controlan la respuesta del yacimiento a esta inyección, como lo son la viscosidad del petróleo, el espesor de las arenas, la distribución vertical del pozo, la presión del yacimiento, saturaciones, continuidad de las arenas, entre otros.

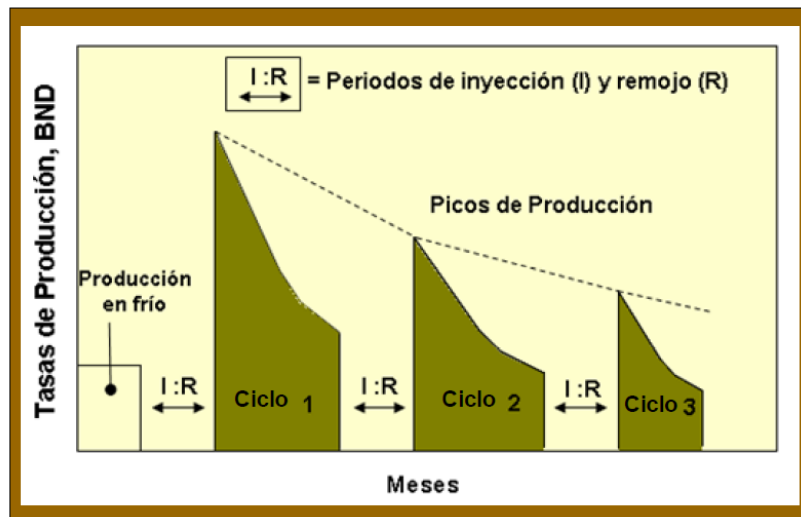


Ilustración 5-Respuestas de Producción de la Inyección Cíclica de Vapor (Tomada de Trabajo de grado de Franklin José Colina Marcano)

Este método en algunos casos es usado antes de la inyección continua de vapor, SAGD o combustión in situ con la finalidad de mejorar sus resultados.

1.2.1.1 Mecanismos de Recuperación en la inyección Cíclica de Vapor

Los mecanismos de recuperación en la inyección cíclica de vapor son los siguientes:

Expansión térmica de los fluidos: En la etapa de inyección y remojo se incrementa la temperatura, lo que tiene como efecto la expansión del aceite y agua.

Reducción de la viscosidad en la zona calentada: Al subir la temperatura en la etapa de inyección y remojo, las fuerzas de cohesión de los fluidos se reducen lo que hace que las moléculas se separen más entre si y por consiguiente una disminución de la resistencia de movimiento.

Cambio de presión por el vapor inyectado: El vapor que se inyecta ocasiona directamente que aumente la presión de la formación productora

Gas en solución: La presurización del yacimiento lleva a que el gas se disuelva en el petróleo y reduzca su viscosidad y con esto mejore su movilidad.

Destilación: Con la elevación de la temperatura se destilan los componentes más ligeros en el petróleo.

Limpieza de pozo: La elevada temperatura ayudara a limpiar el pozo de depósitos de asfaltenos.

Gravedad (Algunos casos): Este método es efectivo en campos donde se tiene bitumen, se necesita un fluido de baja densidad que ocupe el espacio del aceite mientras este cae por drene gravitacional, y el vapor ocupa esta función (Roger M. Butler 1991). Dependiendo de las

características del yacimiento, el aceite calentado fluirá hacia el pozo, de contar con un espesor considerable y pocas litologías que actúen como barreras verticales.

Otros mecanismos que podemos agregar:

- Elevación de la temperatura en zonas fuera del contacto con el vapor.
- La contribución al flujo de hidrocarburo en estratos permeables.
- La expansión de la roca.
- El cambio en las permeabilidades relativas por la elevación de temperatura.

1.2.1.2 Ventajas Del Método De Inyección Cíclica de Vapor

- La producción de hidrocarburo se eleva rápidamente a elevadas tasas.
- Por el poco contacto del vapor y el crudo, ocurre menor producción de H₂S que con otros métodos.
- No es crítico las heterogeneidades del yacimiento.
- Es un proceso altamente rentable y el tiempo de retorno de inversión es menor a otros métodos.

1.2.1.3 Desventajas Del Método de Inyección Cíclica de Vapor

- Si el pozo se encuentra cerca de un acuífero, se puede provocar que se incremente en gran medida la producción de agua.
- Se crea una zona de alta saturación de agua, ya que más del 50% del agua que se inyecta en forma de vapor se queda en el yacimiento.
- El condensado del vapor puede reaccionar con las arcillas hidratándolas y reduciendo la productividad del pozo.
- Acelera el mecanismo de compactación, lo que crea subsidencia en la superficie.
- La elevación de la temperatura ocasiona daños a la tubería mientras se inyecta el vapor.

1.2.1.4 Parámetros Críticos Del Método De Inyección Cíclica de Vapor

Los parámetros críticos en este método son los siguientes:

- **Espesor de la arena neta:** Un mayor espesor mantendrá mejor la energía en la cámara de vapor provocando que no se pierda en las otras litologías.
- **Profundidad:** Se debe tomar en cuenta ya que a altas profundidades, tendremos mayor presión y temperatura lo que hará condensar el vapor inyectado en agua caliente que tiene menos poder calorífico que el vapor.
- **Saturación del petróleo:** Se debe tomar en cuenta para medir la rentabilidad del proyecto.
- **Equilibrio entre presión y temperatura:** Estos 2 parámetros puede hacer que el vapor se condense en agua caliente y se pierda la energía calorífica que se buscaba
- **Contenido de arcillas:** Un alto contenido de arcillas puede reaccionar con el condensado al hidratarse y obstruir el paso del hidrocarburo.
- **Transmisibilidad:** Se debe tomar en cuenta la capacidad de transmitir la energía calorífica en el yacimiento.
- **Viscosidad del petróleo:** En modelos como en el de Niko Y Troost's se ha concluido que la recuperación es proporcional a la viscosidad del petróleo, ya que petróleos más viscosos tienen un mayor impacto en su reducción de viscosidad y en su recuperación.

1.2.2 Inyección Continua de Vapor

Es un proceso donde se inyecta vapor continuamente al yacimiento que formara un frente de vapor e ira avanzando hacia los pozos productores, esto a través de una configuración de pozos, donde algunos actúan como inyectores y otros como productores. El comportamiento depende básicamente del tamaño del arreglo.

En algunos casos donde la formación se trata de arenas, es necesario formar una comunicación entre el pozos inyector y productor, algunas veces esto se logra fracturando el sistema, esto se puede lograr inyectando vapor a una presión suficiente para fracturar la formación, y se pueda extender el alcance del frente.

En casos donde la formación esta fracturada, la dirección de las fracturas ayudara a decidir el arreglo más conveniente para obtener una mejor eficiencia.

La siguiente figura muestra el proceso:

Diagrama de inyección de vapor.

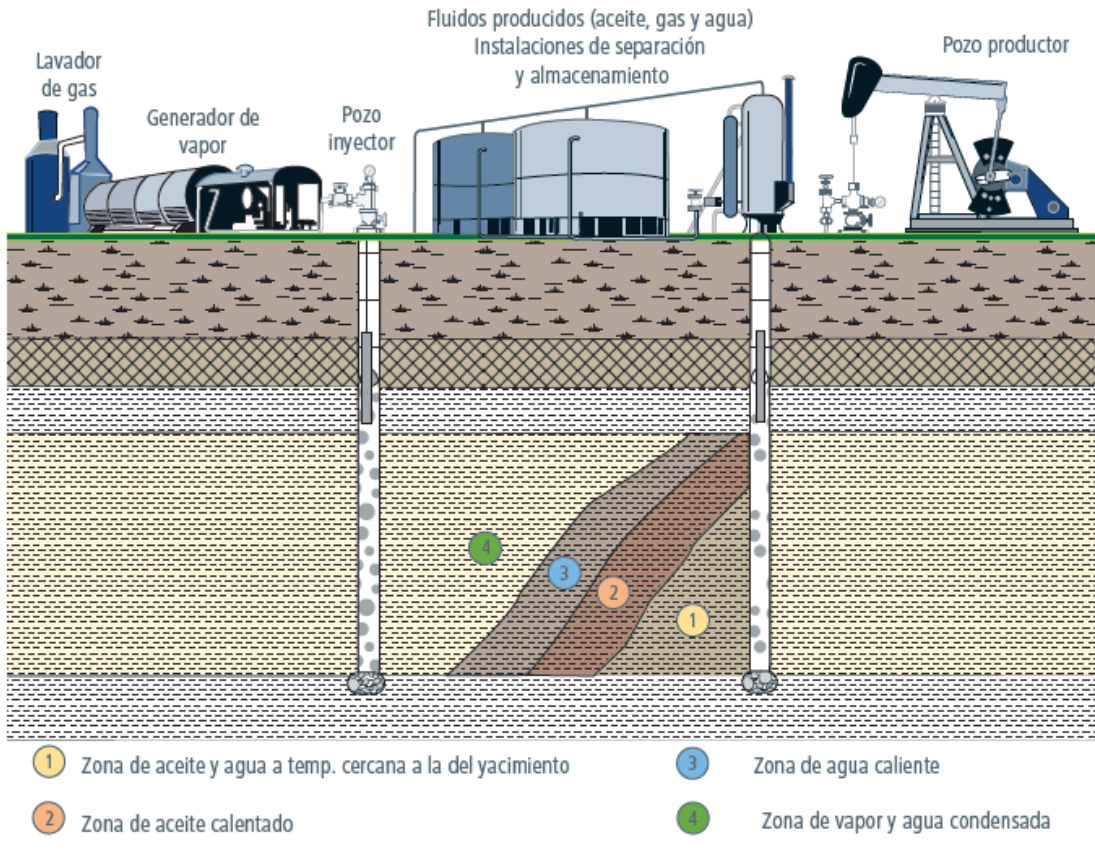


Ilustración 6-Diagrama del Proceso de Inyección Continua de Vapor (Tomada de "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR EOR", Dr. Edgar Rangel German)

La mayoría de los pozos con profundidades mayores 5000 pies, tienden a no ser rentables por las altas presiones y temperaturas requeridas, y tanto la cantidad de vapor como el calor perdido se vuelven excesivos en estos casos.

Debido a la diferencia de densidades de los fluidos del yacimiento, el vapor que se inyecta tiende a segregarse hacia la cima de la formación, lo que resultara en una temprana irrupción de vapor en los pozos productores sin ver grandes resultados en la recuperación de aceite, por lo cual es recomendable que los intervalos de disparo estén en la base de la formación productora¹.

1.2.2.1 Mecanismos de Recuperación Del Método de Inyección Continua de Vapor

Los principales mecanismos de recuperación en la inyección continua de vapor son los siguientes:

Reducción de la viscosidad en la zona calentada: Al igual que en la inyección cíclica de vapor, Al subir la temperatura en la etapa de inyección y remojo, las fuerzas de cohesión de los fluidos se reducen lo que hace que las moléculas se separen más entre si y por consiguiente una disminución de la resistencia de movimiento.

Expansión térmica de los fluidos: En la inyección se incrementa la temperatura, lo que tiene como efecto la expansión del aceite y agua.

Gravedad: Dependiendo de las características del yacimiento, el aceite calentado fluirá hacia el pozo, de contar con un espesor considerable y pocas litologías que actúen como barreras verticales.

Destilación: Con la elevación de la temperatura se destilan los componentes más ligeros y sean transportados como componentes hidrocarburos en la fase gaseosa.

Disminución del petróleo residual: A temperaturas elevadas el aceite residual se verá reducido.

1.2.2.2 Ventajas del Método de Inyección Continua de Vapor

- Altos factores de recuperación: A comparación de otros métodos como la inyección de agua caliente, este método presenta mayores porcentajes de eficiencia areal, vertical y de desplazamiento.
- Su factor de recuperación puede alcanzar el 50%.
- Se puede aplicar a una gran variedad de yacimientos por sus características.

1.2.2.3 Desventajas del Método de Inyección Continua de Vapor

- Se tienen altos costos para producir vapor, diseño de líneas de vapor en la superficie y de los pozos de inyección.
- Segregación del vapor hacia la parte superior del yacimiento si se tiene espesores pequeños, o si los disparos no se encuentran en la parte inferior del yacimiento.
- Hinchamiento de arcillas, al condensarse el vapor inyectado.
- Producción de H₂S en crudos con alto contenido de azufre.
- Canalización de del vapor en aceites muy pesados o viscosos.

-
- Producción de emulsiones que en algunos casos son difíciles de romper.

1.2.2.4 Parámetros Críticos Del Método Inyección Continua De Vapor

Los parámetros críticos en este método son los siguientes:

- **Espesor de la arena neta:** Un mayor espesor mantendrá mejor la energía en la cámara de vapor provocando que no se pierda en las otras litologías.
- **Profundidad:** Se debe tomar en cuenta, ya que a altas profundidades, tendremos mayor presión y temperatura lo que hará condensar el vapor inyectado en agua caliente que tiene menos poder calorífico que el vapor.
- **Saturación del petróleo:** Se debe tomar en cuenta para medir la rentabilidad del proyecto.
- **Contenido de arcillas:** Un alto contenido de arcillas puede reaccionar con el condensado al hidratarse y obstruir el paso del hidrocarburo.
- **Transmisibilidad:** Se debe tomar en cuenta la capacidad de transmitir la energía calorífica en el yacimiento.

1.2.3 Combustión In Situ

Este método implica el inyectar aire en el yacimiento, para posteriormente crear una ignición espontánea o producida desde el pozo inyector hacia el frente, lo que hará un frente de combustión que propagará calor dentro del yacimiento y quemará ciertos componentes en el aceite (aquellos más pesados).

En este método se conocen 2 modalidades, la combustión convencional y la inversa, en el primer grupo se puede anexar la combustión húmeda, y esta a su vez podemos clasificarla en Combustión normal húmeda, incompleta y súper húmeda.

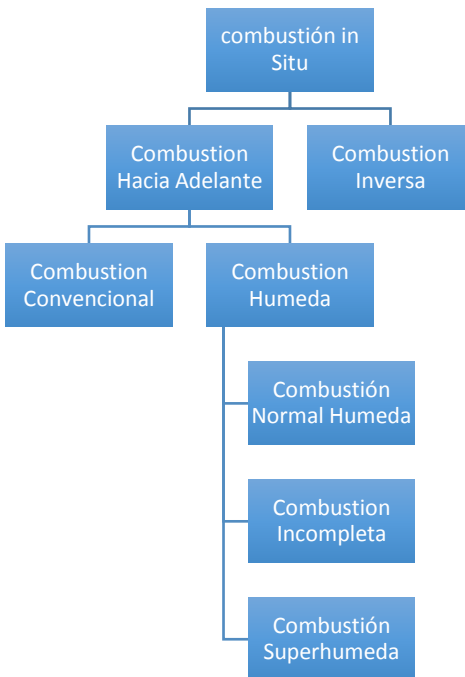


Ilustración 7-Diagrama de tipos de combustión in situ.

1.2.3.1 Combustión Hacia Adelante

En este proceso, se inyecta aire enriquecido con oxígeno o solamente O_2 al yacimiento y se crea una ignición inicial con quemadores o calentadores eléctricos, o en un caso particular, una ignición espontánea, la cual formará un frente de combustión, el término convencional es porque tanto los fluidos inyectados como el frente de combustión se mueven del pozo inyector hacia los productores.

1.2.3.2 Combustión Húmeda

Este método es una variante de la combustión convencional y su mecanismo es inyectar agua ya sea alternada o simultánea con el aire, cuando ya se ha logrado la combustión in situ. Cuando la combustión es seca, mucho calor se queda almacenado en la arena quemada y no es transportado, además que la capacidad calorífica del aire seco es baja, por ello se opta por utilizar agua que absorbe y transporta el calor muchas veces más eficiente que el aire.

La siguiente imagen representa gráficamente el proceso y se muestran las regiones implicadas.

Combustión *in-situ* húmeda.

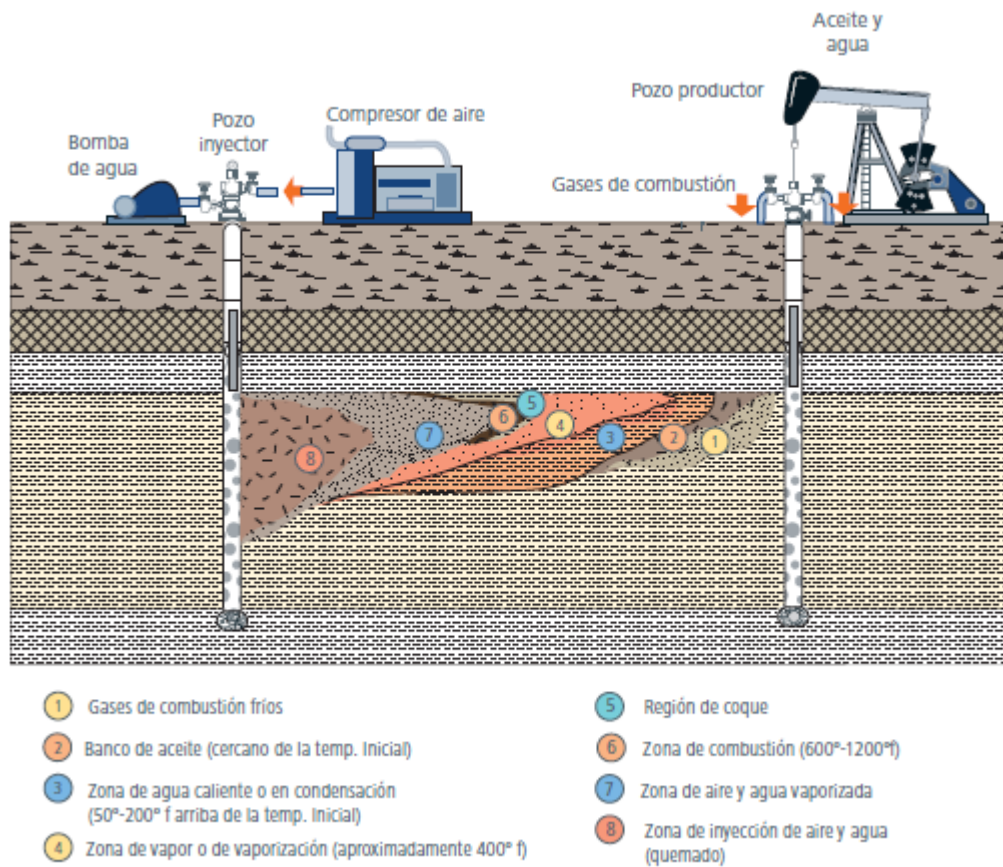


Ilustración 8-Diagrama del Proceso de Combustión In Situ (Tomada de “El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR EOR”, Dr. Edgar Rangel German)

Combustión Húmeda Normal: Al inyectar agua en este proceso, aquella en contacto con la zona quemada tendrá una temperatura mayor a la de vaporización del sistema lo que hará se evapore y fluya a través del frente de combustión como parte de la fase gaseosa. El proceso obtiene este nombre cuando el coque depositado es consumido completamente

Combustión Húmeda Incompleta: Utiliza la misma base que la combustión húmeda normal pero con la característica que el agua inyectada hace que el combustible depositado no se consuma por completo.

Combustión Súper húmeda: La característica en este método es que la temperatura que se alcanza en la zona quemada no llega al punto de evaporizar toda el agua inyectada al sistema.

1.2.3.3 Combustión en Reverso

La característica de este método es que el frente de combustión se mueve en sentido contrario al flujo de aire, esto quiere decir que se produce la ignición desde el pozo productor. Se crea un

frente de combustión que avanza hacia la zona con mayor contenido de oxígeno y los fluidos desplazados y destilados atraviesan el frente de combustión como parte de una corriente de gas, transportados por drenaje por gravedad y por empuje de gas hacia los pozos productores, por lo tanto la parte con mayor temperatura se encuentra entre el pozo productor y el aceite que se va moviendo.

Por esta razón la combustión en reverso consume un mayor porcentaje de aceite que la combustión hacia adelante, no obstante el movimiento de aceite a través de la zona de alta temperatura conlleva a un mejor craqueo del aceite, por lo que mejora la densidad.

1.2.3.4 Mecanismos De Recuperación Del Método Combustión In Situ

- La transferencia de energía calorífica en el sistema mediante conducción y convección lleva a una disminución en la viscosidad del aceite.
- La destilación del vapor y el craqueo térmico llevará sus productos hacia el frente de combustión y se mezclará con el aceite.
- La quema del coque que proviene de las fracciones pesadas.
- La presión suministrada en el yacimiento a causa de la inyección del aire.

1.2.3.5 Ventajas Del Método Combustión In Situ

- Es fácil tener disponibilidad del aire y puede inyectarse aún en zonas donde es imposible hacerlo con agua o gas.
- A escala de poro se tiene una elevada eficiencia de desplazamiento.
- Alta eficiencia de recuperación.
- Más rápido que otros métodos, especialmente comparado con respecto a procesos de recuperación secundaria.
- En aspectos de mantenimiento de presión, es más eficiente que al utilizar gas natural, debido su característica de menor compresibilidad y solubilidad.
- El gas que queda ocupando el yacimiento no tiene valor comercial.

-
- La relación de volumen de CO₂ por volumen de aceite recuperado es menor comparado a otros métodos. Por otro lado, el “flue gas” generado puede ser reutilizado vía secuestro/captura del CO₂.

1.2.3.6 Desventajas y Limitaciones Del Método Combustión In Situ

- Se puede obtener una relación de movilidades desfavorable.
- Se tiende a tener un mayor barrido por la parte alta del yacimiento, por lo tanto la eficiencia de barrida será baja en formaciones de grandes espesores.
- Se requiere grandes inversiones de capital además de ser un proceso de difícil control.
- Puede existir una mala canalización debido a la heterogeneidad del yacimiento.
- Desfavorable relación de movilidad entre el gas y el petróleo movilizado hacia la zona fría.
- Una baja porosidad y saturación llevara a mayores pérdidas de calor.

1.2.3.7 Factores Críticos Del Método Combustión In Situ

- **Saturación del petróleo:** Se debe tomar en cuenta para medir la rentabilidad del proyecto y tener una mejor transmisión del calor.
- **Permeabilidad:** El tener una baja permeabilidad vertical conllevará a un mejor barrido horizontal y un frente de combustión más uniforme.
- **Porosidad de la Roca:** Se debe toma en cuenta para tener una mejor transmisión del calor.
- **Fracturamiento:** si se tiene una extensa red de fracturas el calor puede afectar mayormente en las facturas y no realizaría su trabajo en la matriz.

1.2.4 SAGD

Conocida así por sus siglas en inglés Steam Assisted Gravity Drainage, consiste en la configuración de 2 pozos horizontales uno encima del otro con una separación de aproximadamente 5 metros, al pozo que se localiza arriba inyecta vapor de tal manera que se caliente la vecindad de este al punto que el aceite pueda fluir en el pozo inferior, con esto se va formando una cámara de vapor como se muestra en la figura.

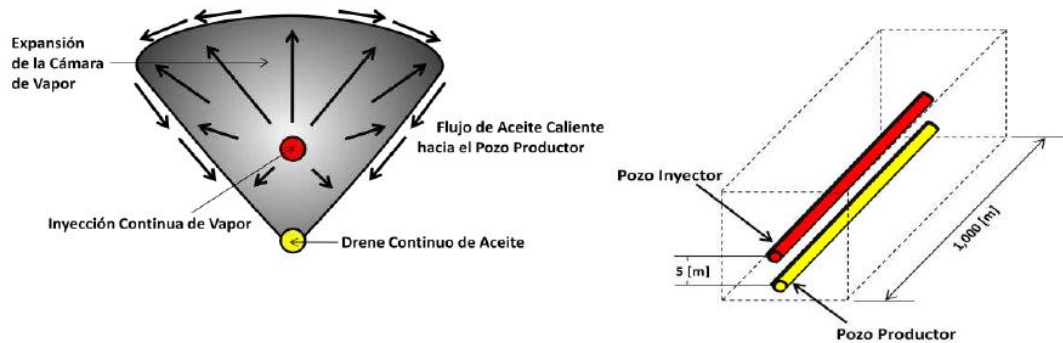


Ilustración 9-Proceso de Segregación Gravitacional Asistida Por Vapor (Tomada de Tesis de Grado de José Julián Mata Argandoña, 2010)

Al inicio se inyecta vapor por ambos pozos para crear la cámara de vapor y se disminuya la viscosidad del aceite calentándolo. El aceite se producirá en el pozo inferior por segregación gravitacional.

Dependiendo de las características del yacimiento, el ritmo de inyección, la calidad de vapor entre otros parámetros, la recuperación por este método puede llegar hasta un 60%.

El siguiente diagrama muestra la configuración del proceso:

Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD).

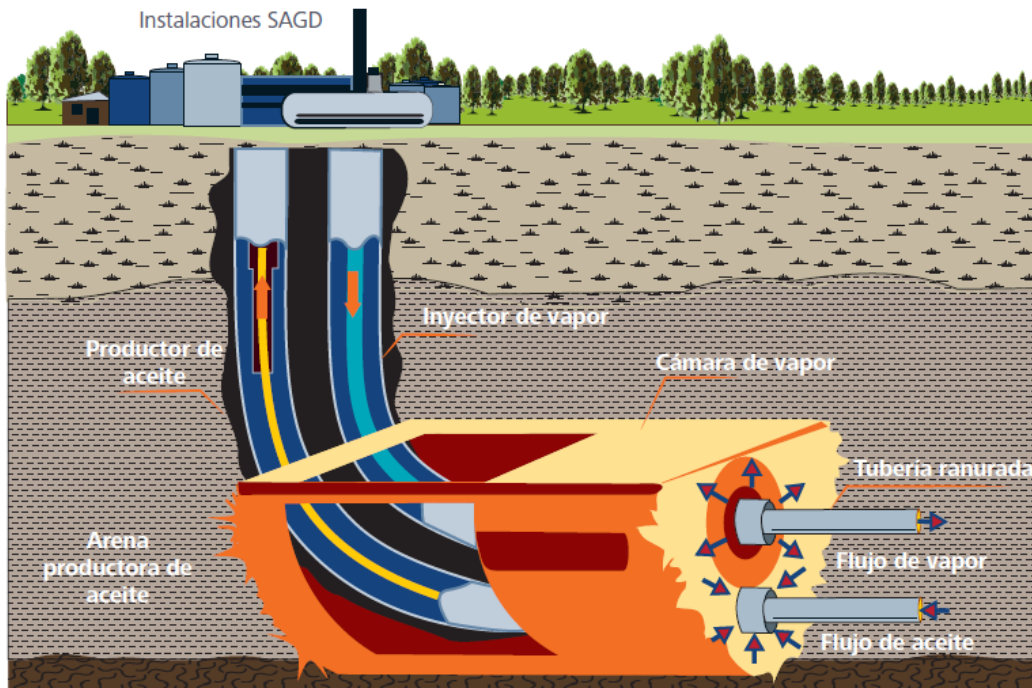


Ilustración 10-Diagrama Del Proceso Segregación Gravitacional Asistida Por Vapor (Tomada de "El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR EOR", Dr. Edgar Rangel German)

1.2.4.1 Mecanismos De Recuperación En El Método SAGD

Los principales mecanismos de producción son los siguientes:

Expansión térmica de los fluidos: El aumento de la temperatura tiene como efecto la expansión de los fluidos.

Reducción de la viscosidad en la zona calentada: Al subir la temperatura en la cámara de vapor y sus vecindades, provocara que las fuerzas de cohesión del aceite sean menores y este reduzca su viscosidad

Gravedad: Dependiendo de las características del yacimiento, el aceite calentado fluirá hacia el pozo productor.

Destilación: Con la elevación de la temperatura se destilan los componentes más ligeros

1.2.4.2 Ventajas Del Método SAGD

Ventajas de pozo horizontales contra verticales

- Comparado con métodos donde se utilizan pozos verticales, el área de drene se incrementa permitiendo obtener reservas que no se podrían con pozos verticales.

-
- Se pueden manejar de forma más eficiente formaciones con aceite, de poco espesor, con capas de gas, acuíferos o gran continuidad lateral.
 - Se tiene una menor caída de presión por unidad de longitud, con esto se puede reducir los efectos de conificación de agua y minimizar el daño a la formación.
 - Facilita el transporte de los fluidos a la superficie.
 - El hecho que un pozo horizontal reemplace varios verticales, genera menos perturbaciones al subsuelo, se minimizan las instalaciones y sus costos, también de perforación.

Ventajas por operación del proceso

La presión de inyección es baja y esto ayuda a mantener la integridad del campo.

El aceite entra a la cámara de vapor, por lo cual permanece caliente y fluye hasta el pozo productor durante todo su trayecto, en otros métodos donde se utiliza vapor la temperatura va disminuyendo dependiendo la zona donde se encuentre el aceite.

1.2.4.3 Desventajas y Limitaciones Del Proceso SAGD

- Se puede tener problemas con regiones fracturadas ya que el vapor se puede canalizar por ellas.
- Grandes capas de gas o de agua pueden hacer que se pierda la energía y afectaría el proceso.
- Si el yacimiento se encuentra a grandes profundidades no se recomienda esta tecnología ya que se tendría muchas pérdidas de calor en la tubería, además de tener en cuenta la presión crítica del vapor.
- Se necesita el manejo de altas cantidades de vapor, particularmente para los intervalos de poco espesor y baja calidad donde se tendrá pérdidas de calor debido a la capa impermeable.
- Se necesita una gran fuente de agua dulce para la generación de vapor.

1.2.4.4 Factores Críticos Del Proceso De SAGD

- **Saturación del petróleo:** Se debe tomar en cuenta para medir la rentabilidad del proyecto y tener una mejor transmisión del calor.

- **Espesor de la arena neta:** Un mayor espesor mantendrá mejor la energía en la cámara de vapor además que se formaría mejor, provocando que no se pierda en las otras litologías.
- **Profundidad:** Se debe tomar en cuenta ya que a altas profundidades, tendremos mayor presión y temperatura lo que hará condensar el vapor inyectado en agua caliente que tiene menos poder calorífico que el vapor.
- **Equilibrio entre presión y temperatura:** Estos 2 parámetros puede hacer que el vapor se condense en agua caliente y se pierda la energía calorífica que se buscaba.
- **Contenido de arcillas:** Un alto contenido de arcillas puede reaccionar con el condensado al hidratarse y obstruir el paso del hidrocarburo.
- **Presencia de carbonatos**(Siderita, Aragonita y calcita), que combinados con vapor pueden crear presencia de más cristales.

1.2.5 HASD

El método HASD, por sus siglas en inglés Horizontal Alternating Steam Drive, se basa en un arreglo de pozos horizontales, donde hay tanto inyectores como productores intercalados, que cambian sus roles cada cierto tiempo que puede ser de días a meses, formando una cámara de vapor con el fin de reducir la viscosidad del aceite y generar un barrido hacia el pozo productor por los gradientes de presión

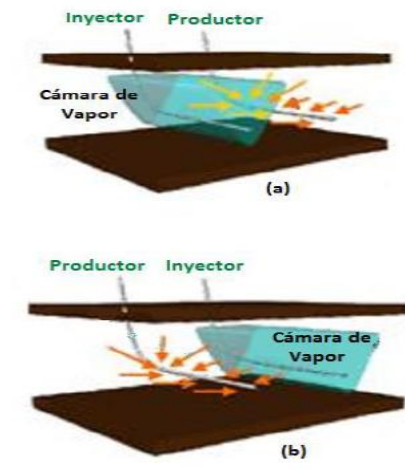


Ilustración 11-Diagrama del Proceso Inyección Alterna de Vapor con Pozos Horizontales (Tomado de Tesis de Dorador Rodríguez Elma Rosa y González Gutiérrez Ingrid Patricia, 2014)

En la figura se puede ver el procedimiento:

Figura a): Se muestra cuando el pozo izquierdo funciona como inyector formando una cámara de vapor mientras que el derecho funciona como productor

Figura b): Se muestra el cambio cuando el pozo izquierdo ahora es productor mientras que el pozo derecho es inyector formando una cámara de gas.

Con este proceso se proporciona energía térmica en las zonas cercanas al pozo, usando el vapor como medio de transporte de calor y permitiendo que la roca contribuya al almacenamiento de la roca inyectada.

1.2.5.1 Mecanismo De Recuperación Del Proceso HASD

Empuje lateral: Esto por la inyección de vapor de los pozos laterales al productor.

Fuerzas Gravitatorias: Dependiendo de la ubicación de los pozos en la formación se puede utilizar el drene gravitacional a favor del yacimiento.

Reducción de la viscosidad en la zona calentada: Al subir la temperatura en las vecindades, provocara que las fuerzas de cohesión del aceite sean menores y este reduzca su viscosidad.

Expansión térmica de los fluidos: El aumento de la temperatura tiene como efecto la expansión de los fluidos.

Gradientes de presión: Este mecanismo formará un frente de barrido hacia el pozo productor.

1.2.5.2 Ventajas Del Método HASD

- Se pueden requerir menos pozos que otros métodos como el caso de SAGD, por esta razón también puede ser más económico.
- La cámara de vapor se expande de manera más uniforme que en otros métodos, al poderse expande, tanto horizontalmente como verticalmente.
- Tomando en cuenta una caracterización e interpretación adecuada del yacimiento, este método se puede utilizar desde los inicios del desarrollo.
- Es aplicable en yacimientos de poco espesor.

1.2.5.3 Desventaja Del Método HASD

- No se puede utilizar en aceites extrapesados como el bitumen y con características similares, ya que se necesita formar un gradiente de presión entre los pozos que forman el arreglo, implicando que el aceite tendría la capacidad de moverse entre los pozos.
- El área de drene tiene alcances parecidos a otros métodos como SAGD.

1.2.5.4 Parámetros Críticos Del Método HASD

- **Saturación del petróleo:** Se debe tomar en cuenta para medir la rentabilidad del proyecto y tener una mejor transmisión del calor.
- **Espesor de la arena neta:** Un mayor espesor mantendrá mejor la energía en la cámara de vapor además que se formaría mejor, provocando que no se pierda en las otras litologías, pero un espesor exagerado provocara que no se obtenga un gradiente de presión lateral necesario.
- **Profundidad:** Se debe tomar en cuenta ya que a altas profundidades, tendremos mayor presión y temperatura lo que hará condensar el vapor inyectado en agua caliente que tiene menos poder calorífico que el vapor.
- **Equilibrio entre presión y temperatura:** Estos 2 parámetros puede hacer que el vapor se condense en agua caliente y se pierda la energía calorífica que se buscaba.
- **Presencia de carbonatos**(siderita, aragonita y calcita), que combinados con vapor pueden crear presencia de más cristales.

1.2.6 Inyección De Agua Caliente

Este método es de los más simples dentro de los térmicos, y es parecido a la inyección de agua, ya que mantiene un barrido parecido(El agua caliente tendrá una movilidad mayor y puede existir digitación con el aceite que tendrá una menor movilidad), pero con la diferencia de utilizar agua a altas temperaturas que lograra una expansión térmica reduciendo la viscosidad del petróleo y mejorando su movilidad, además maneja 2 fases, agua y petróleo, mientras que los demás métodos involucran una tercera: Gas.

La forma de trabajo principal es inyectar agua caliente en uno o varios pozos inyectoros y producir en otros.

Aunque la movilidad del agua caliente es mejor que la del agua normal, lo cual crea una irrupción en menos tiempo, también el frente pierde rápidamente temperatura.

Aun así no es un método muy aplicado, ya que tiene gran desventaja con respecto a la inyección de vapor saturado a temperaturas altas el cual tiene una acumulación de energía en una unidad de masa 3 veces mayor que el agua .

1.2.6.1 Mecanismos de Producción

- **Expansión térmica de los fluidos:** Con el aumento de la temperatura se expanden los fluidos en el yacimiento
- **Reducción de la viscosidad:** Al elevar la temperatura del petróleo y existir una expansión térmica y por consiguiente una mejora en la movilidad del petróleo.
- **Reducción de aceite residual:** Este es reducido con el aumento de la temperatura en el yacimiento, en algunas ocasiones el cambio de aceite residual es tan pronunciado que puede ser explicado simplemente con la expansión térmica (Michael Prats 1982)

1.2.6.2 Ventajas

- No se necesita la adición de pozos adicionales, ya que los pozos productores pueden ser reacondicionados como inyectoros.
- Se puede realizar con pocos pozos.

1.2.6.3 Desventajas

- El agua mantiene un menor porcentaje de energía por unidad de masa que un vapor.

-
- Puede existir digitación al subir la temperatura del agua y tenga una movilidad mayor a la del aceite.
 - El frente pierde rápidamente temperatura.
 - La presencia de gas afecta este método por las razones mencionadas anteriormente.
 - Puede reaccionar con arcillas hinchándolas y empeorando la producción.

1.3 Propiedades Térmicas de las Rocas y Fluidos Tomadas en Cuenta en Procesos de Recuperación Mejorada con Métodos Térmicos

1.3.1 Calor Específico

Se define como al cantidad de calor que se necesita suministrar a un sistema para que este aumente su temperatura en 1 unidad. Este valor no es constante completamente, también depende de la temperatura a la que se está midiendo exactamente. Se puede anexar el decir que entre mayor sea el calor específico de un sistema, mayor es el calor que se debe suministrar para que este aumente su temperatura.

Gambill presenta las siguientes ecuaciones para estimar el calor específico de líquidos, gases y roca:

1.3.1.2 Calor Específico Hidrocarburos líquidos

$$C_o = \frac{0.388 + 0.00045T}{\sqrt{\gamma_o}}$$

Dónde:

C_o = Calor específico, [BTU / lb °F]

γ_o = Gravedad específica del petróleo

T = Temperatura [°F]

1.3.1.3 Calor específico de Hidrocarburos gaseosos

$$C_g = 4 + 1.30 n + 0.012 n T \quad (n \geq 3)$$

Dónde:

C_g = Calor específico, [BTU / lb-mol-°F]

N = Numero de átomos de carbono / mol

T = temperatura, [K]

1.3.1.4 Calor Específico del Agua Saturada

$$C_w = 1.0504 - 6.05 \times 10^{-4} T + 1.79 \times 10^{-6} T^2$$

Dónde:

C_w = Calor específico [BTU / Lb – F]

T = Temperatura F [$T \leq 500$ °F]

1.3.1.5 Calor Específico de la Roca

$$C_r = 0.18 + 0.00006 T$$

Donde

C_r = Calor específico [BTU / Lb- °F]

T = Temperatura [°F]

1.3.2 Capacidad calorífica de la roca saturada con líquidos

Es una relación entre la energía calorífica transferida a un cuerpo y su cambio de temperatura que experimente con este, en los procesos térmicos se busca conocer la capacidad térmica de la roca saturada con un fluido o varios fluidos, ya que esto muestra la cantidad de energía que necesita el sistema roca-fluido para elevar su temperatura, y en escala más grande la del yacimiento.

La ecuación está dada por:

$$M = (1 - \phi)\rho_r c_r + \phi(S_o \rho_o c_o + S_w \rho_w c_w + S_g \rho_g c_g)$$

Dónde:

M = Capacidad calorífica, [BTU/ (pie³ °F)]

S = Saturación del fluido, [Fracción]

C = Calor específico, [BTU / (lb °F)]

ρ = Densidad, [lb / pie³]

O = Subíndice indicando propiedad del petróleo

W = Subíndice indicando propiedad del agua

G = Subíndice indicando propiedad del gas

R = Subíndice indicando propiedad de la roca

1.3.3 Conductividad Térmica

Es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferido por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. Varía con la presión y temperatura y es regido por la ley de Fourier (Alvarado y Banzer):

$$\frac{Q_c}{A} = -K_h \frac{\partial T}{\partial X}$$

Dónde:

$\frac{Q_c}{A}$ = Tasa de transferencia de calor en [BTU / pie²]

K_h = Conductividad térmica [BTU / h-pie-F]

$\frac{\partial T}{\partial X}$ = Gradiente de temperatura [F / pie]

1.3.3.1 Conductividad Térmica en Líquidos y Gases

La conductividad térmica de la mayor parte de los líquidos especialmente orgánicos varía entre 0.05 y 0.2 [BTU / hr-pie-°F] y normalmente este va disminuyendo conforme la temperatura aumenta, siendo 0.08 un buen promedio (Alvarado y Banzer). Con excepción del agua cuyo valor de conductividad térmica incrementa al elevar su temperatura, hasta 130 °C, obteniendo un valor máximo de 0.398 [milicalorías / seg- cm- k]

1.3.3.2 Conductividad térmica del agua

Se puede utilizar la siguiente relación:

$$K_w = 0.004T + 0.228$$

Para rangos entre 10 y 80 grados centígrados

Donde:

T= Temperatura [K]

1.3.3.3 Conductividad Térmica en Líquidos

Para su cálculo se puede utilizar las siguientes relaciones

$$Kh = 0.5778 \left[0.0984 + 0.109 \left(1 - \frac{T}{T_b} \right) \right]$$

O

$$Kh = 41.2 Cp \left(\frac{\gamma_o}{M} \right)^{1.33} \frac{T_b}{L_v}$$

Donde

Kh = conductividad térmica [BTU / h-pie-°F]

Cp = Calor específico [BTU / Lb-F]

γ_o = Gravedad específica del petróleo

T_b = temperatura de ebullición [k]

L_v = Calor latente de vaporización a la temperatura de ebullición [BTU / Lb]

M = Peso molecular [lb / lb -mol]

1.3.3.4 Conductividad Térmica en Mezclas de Hidrocarburos o Fracciones de Petróleo

Cragoe propone la siguiente relación:

$$Ko = 1.62 X \frac{[1 - 3(T - 32)X 10^{-4}]}{\gamma_o}$$

Dónde:

γ_o = Gravedad específica del petróleo

Ko = Conductividad térmica del petróleo, [BTU, día-pie-°F]

T = Temperatura [°F]

1.3.3.5 Conductividad Térmica en Gases

Gambill recomienda la siguiente relación:

$$Kh = \mu \left(Cp + \frac{2.48}{M} \right)$$

Dónde:

μ = Viscosidad del gas [lb / pie – h]

M = Peso molecular [lb / lb-mol]

1.3.3.6 Conductividad Térmica para Vapor a Altas Temperaturas

Se puede utilizar la siguiente relación:

$$Kh = 0.5778 \times 10^{-4} (176 + 0.587 T + 1.04 \times 10^{-3} T^2 - 4.51 \times 10^{-7} T^3)$$

Dónde:

Kh = Conductividad Térmica [BTU / h-pie-°F]

T = Temperatura [°F]

1.3.3.7 Conductividad térmica de la roca

La conductividad térmica en un medio poroso depende de varios factores como lo son:

- La densidad.
- La temperatura.
- La saturación de fluidos.
- Tipo de fluido.
- El movimiento de los fluidos en el sistema poroso.

Se ha observado que disminuye con la temperatura pero aumenta con la saturación del agua, densidad de la roca, presión y conductividad térmica del fluido que satura el poro.

Para calcular la conductividad térmica de la roca existen diferentes relaciones dependiendo la consideración en esta relación:

Tikhomirov considera el efecto de la temperatura:

$$K_h = 0.047 K_{h20c}^{4.98} T^{(0.17 \ln T - 1.61 \ln K_{h20c} + 0.12)}$$

Dónde:

K_h = Conductividad térmica de la roca a la temperatura T, $\left[\frac{\text{milicalor ías}}{\text{s-cm-k}} \right]$, (multiplicar por 0.24175 para convertir a $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-F}}$)

T = Temperatura [K]

K_{h20c} = Conductividad térmica a 20 °C

Para considerar el efecto de la densidad:

$$K_h = e^{\left(\frac{\rho_r - 1.6}{1.53}\right)}$$

Dónde:

ρ_r = Densidad de la roca, $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$

K_{h20c} = Conductividad térmica a 20 °C

Assad considera el efecto de la saturación de fluido y tipo de fluido saturante:

$$K_h = K_1 \left(\frac{K_2}{K_1}\right)^m$$

Dónde:

K_h = conductividad térmica de la roca saturada de fluido $\left[\frac{BTU}{h-pie-F}\right]$

K_1 = Conductividad térmica de la roca seca $\left[\frac{BTU}{h-pie-F}\right]$

K_2 = Conductividad térmica del fluido saturante $\left[\frac{BTU}{h-pie-F}\right]$

$m = C \times \phi$

C = factor de correlación

Φ = Porosidad

Tabla 1 Tabla de valores (Tomada de "Recuperación térmica del petróleo", Alvarado y Banzer)

ROCA	ϕ	K_1	m	C
Arenisca	0,196	5,7	0,460	2,3
Arenisca	0,400	2,2	0,395	1,0
Arena cienosa	0,430	2,3	0,385	0,9
Limonita	0,360	2,2	0,410	1,1
Caliza	0,186	4,8	0,325	1,7
Arena (Fina)	0,380	5,4	0,445	1,2
Arena (Gruesa)	0,340	5,4	0,410	1,2

Para la consideración de los efectos combinados de la porosidad de la roca, saturación de líquidos y temperatura se puede utilizar la ecuación de Tikhomirov:

$$K_h = \frac{6.36e^{0.6 [2.65(1-\phi) + s_l]}}{(0.556T + 255.3)^{0.55}}$$

Dónde:

K_h = conductividad térmica de la roca, $\left[\frac{BTU}{h \cdot pie - F} \right]$

s_l = Saturación total del líquido, [Fracción]

T = Temperatura

ϕ = Porosidad, fracción.

1.3.4 Difusividad Térmica

La difusividad térmica es una relación entre la conductividad térmica y la capacidad calorífica:

$$\alpha = \frac{K_h}{M}$$

Dónde:

α = Difusividad térmica, $\frac{pie^2}{h}$

K_h = conductividad térmica, $\left[\frac{BTU}{h \cdot pie - F} \right]$

M = Capacidad calorífica, $\left[\frac{BTU}{pie^3 - F} \right]$

1.4 Equipo para Métodos con Generación de Vapor

El equipo necesario puede variar dependiendo las características del sistema donde se trabaja, usualmente el equipo se conforma de un sistema de generación de vapor y de distribución, los pozos, tratamiento de crudo, y también tratamiento de agua.

En una operación típica de recuperación utilizando vapor, el volumen de agua producida es de 3 a 5 veces más que el volumen de aceite producido (Roger M. Butler 1997). Tomando en cuenta que gran parte del proceso recae en el tratamiento de agua y su conversión a vapor, es necesario diseñar correctamente este sistema, además del reúso del fluido para continuar el proceso y mejorar la rentabilidad del proyecto.



Ilustración 12-Generadores de vapor (Tomada de <http://www.tiwwestern.com/once-through-steam-generators/image?view=image&format=raw&type=orig&id=35>)

1.4.1 Tratamiento de agua

El vapor que se utiliza proviene de agua tratada previamente, esta no puede contener sólidos suspendidos ni minerales disueltos, ya que estos minerales pueden formar una capa de lodo en la tubería del vapor, en caso de sólidos estos se pueden acumular en la formación haciendo menos eficiente la inyección de gas.

En este proceso se debe tomar en cuenta el tratamiento lo más económico posible manteniendo un equilibrio ya que si no se realiza correctamente, puede ocasionar problemas en la tubería del vapor o en el pozo y eso sería más costoso aun. Para que esto sea efectivo se toma en cuenta la procedencia del agua, por ejemplo el agua de ríos y lagos contiene una alta concentración de oxígeno disuelto y sólidos suspendidos en la corriente, y su concentración de sólidos disueltos es baja, pero en el caso de agua proveniente del subsuelo, sus características son opuestas.

El agua ya tratada se lleva desde el tanque de almacenamiento hasta los generadores de vapor por medio de una bomba centrífuga. Posteriormente se utiliza bombas de desplazamiento positivo que operan a cierta presión para evitar la cavitación y lograr la presión necesaria para hacer pasar el agua a través del generador de vapor. Preferiblemente el tanque se galvaniza y se tiene un colchón de nitrógeno para reducir el arrastre de partículas de hierro y el oxígeno disuelto.

Los procedimientos a los cuales se somete el agua comúnmente son:

Reducción de bacterias: Se realiza con cloro líquido o en gas, o formaldehído.

Filtración de sólidos suspendidos: Usualmente el límite de estos sólidos es de 5 ppm en el agua

Remoción del oxígeno disuelto: Usualmente el oxígeno debe ser menor de 0.01 ppm, mediante la adición de sulfito de sodio catalizado que captura el oxígeno o por despojamiento utilizando gas natural dulce o vapor de agua.

Control de iones: Capaces de formar escamas por ejemplo magnesio, hierro y calcio, a concentraciones usualmente de 1 ppm de dureza total o menor. El total de sólidos debe mantenerse de tal forma no se precipiten cuando se llegue a una calidad de vapor del 80 %.

Remoción del petróleo: Utilizando equipos como tanques de almacenamiento entre otros para tener una concentración de 1 ppm o menor

Control de pH: Usualmente se lleva a una concentración entre 7 y 12, porque un pH menor a 7 podría causar corrosión acida en las tuberías

1.4.2 Generación de Vapor

El vapor necesario se realiza en generadores de vapor convencionales o también en instalaciones de cogeneración que llevan un ciclo para producir vapor y energía eléctrica.

Básicamente se trata del equipo generador de vapor y la tubería que lo comunica con la boca de pozo.

En principio el agua de alimentación a altas presiones es precalentado con un intercambiador de calor a una temperatura lo suficientemente alta para proveer la condensación del agua del gas de combustión en el exterior de los tubos en la sección de convección (la condensación se evita para eliminar la corrosión de las tuberías). Con un sistema de reciclado de agua caliente, este paso es innecesario.

En la zona de convección, los gases de combustión son los que intercambiaron calor con el agua, el fluido parcialmente calentado pasa a través del intercambiador de calor y después al tubo de calentamiento el cual rodea la zona de combustión. Si el agua es precalentada antes, entonces el intercambiador de precalentamiento es usualmente omitido.

En la sección de radiación el agua hierve cerca del 60 a 80% para generarse vapor.

En estos métodos los generadores usados son conocidos como generadores de vapor húmedo, y se distinguen de las calderas convencionales porque no tienen un proceso de recirculación y no tiene una separación de vapor.

La calidad de vapor se limita a un 80 % solamente para prevenir se precipiten los sólidos disueltos y se depositen tanto en el fondo del generador como en las tuberías.

En la siguiente figura se muestra un esquema de un generador:

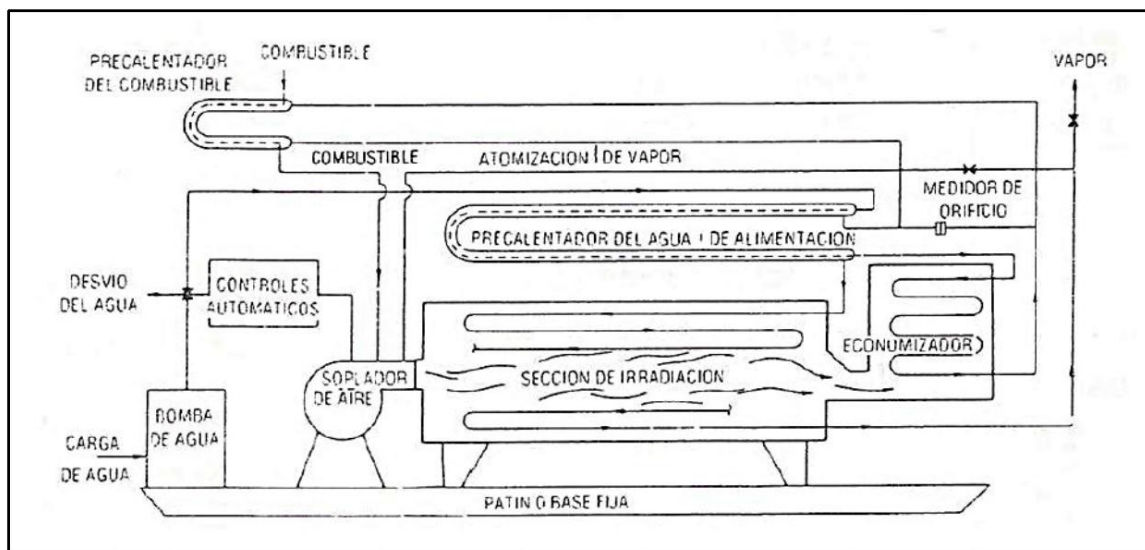


Ilustración 13-Esquema de flujo a través de un generador de vapor de un solo paso (Jones, J)

En la siguiente figura se enlistan los sistemas que componen un generador:

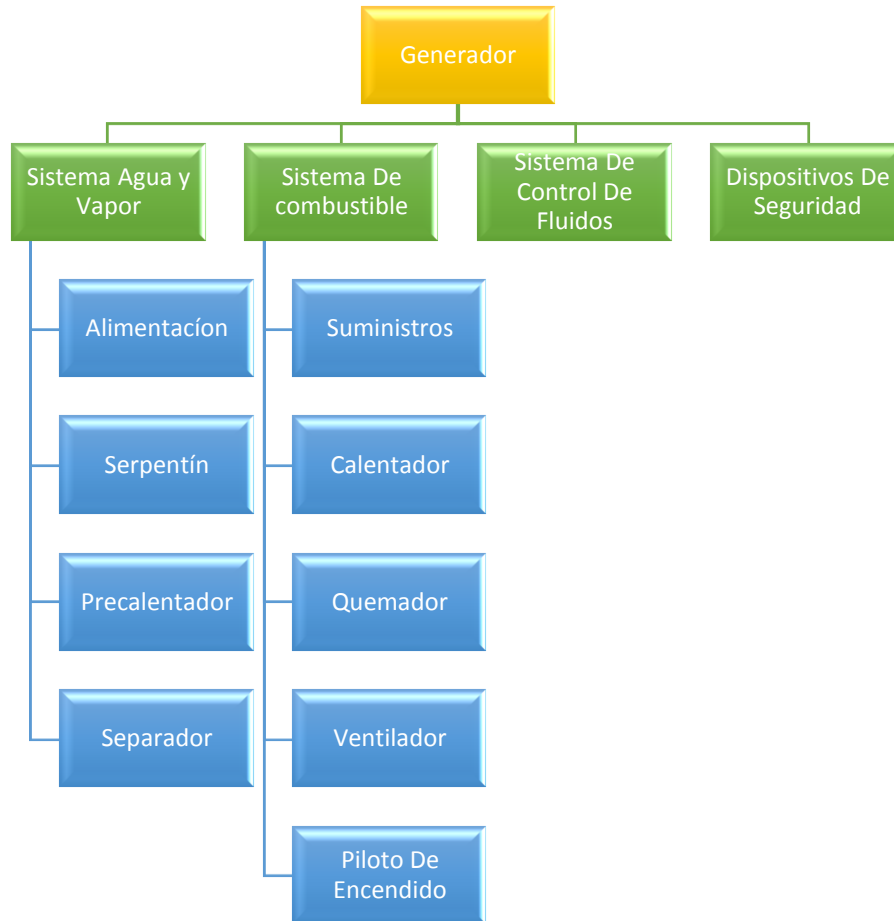


Ilustración 14-Diagrama de componentes de un generador.

1.4.2.1 Generador de Vapor de Fondo por Combustión

En un proyecto de inyección de vapor un gran problema es la cantidad de calor que se pierde en la tubería, este problema puede eliminarse si el vapor es generado en el fondo. Schrimmer y Eson (1985), entre otros, investigaron este concepto.

Con esta herramienta se debe tener cuidado de los fluidos inyectados tanto el combustible como aire, ya que un mal manejo provocara una explosión dentro del pozo. Se necesita varias tuberías de alimentación para cada fluido.

Las ventajas sobre los generadores de vapor de fondo:

- Se reduce las pérdidas de calor.
- Se reduce la contaminación del aire.
- Se puede aplicar en pozos profundos.

- Se aumenta la presión del yacimiento.

Desventajas sobre los generadores de vapor de fondo:

- Se incrementa el riesgo de perder el pozo.
- La dificultad para su mantenimiento.

Existen 2 tipos de generadores de vapor de fondo por combustión:

Contacto directo: Los gases de combustión se mezclan con el vapor inyectado a la formación.

Contacto indirecto: Se tiene una tubería que regresan los gases de combustión a superficie evitando que se mezclen con el vapor.

1.4.2.1.1 Generador de Vapor de Contacto Directo

Schrimer y Eson(1985) propusieron este tipo de generadores y consta de 4 partes:

Atomizador: Dispositivo que sirve para reducir el combustible a partículas con el fin de facilitar la combustión.

Cámara de combustión: En esta sección ocurre la reacción química entre el combustible y el aire, para que se forme la combustión.

Mezclador: Los gases a temperaturas altas producidos y el agua son distribuidos uniformemente.

Vaporizador: Sección donde ocurre la vaporización del agua.

Se muestra un esquema a continuación.

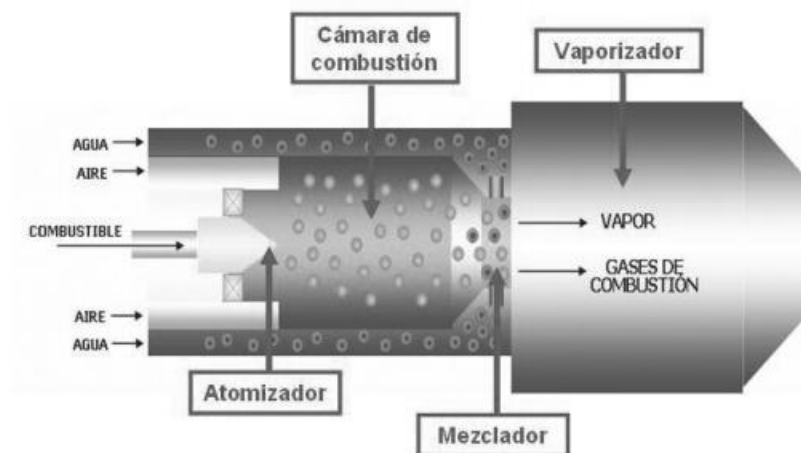


Ilustración 15-Esquema de un Generador de Vapor de Contacto Directo(Tomado de “Aplicación de las Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de crudo Pesado en yacimientos Profundos”, 2009)

1.4.2.1.2 Generador de Vapor de Contacto Indirecto

Este tipo de generador se alimenta de combustible y aire que llegan a la cámara de combustión a través de 2 tuberías separadas, donde se crea la combustión, el agua también es bombeada por otra tubería que lo conduce a la región exterior de la cámara de combustión para actuar como un intercambiador de calor evaporando el agua, y los gases de combustión son dirigidos a la superficie mientras que el vapor sale por la parte inferior rumbo a la cara del pozo.

A continuación se muestra un esquema:

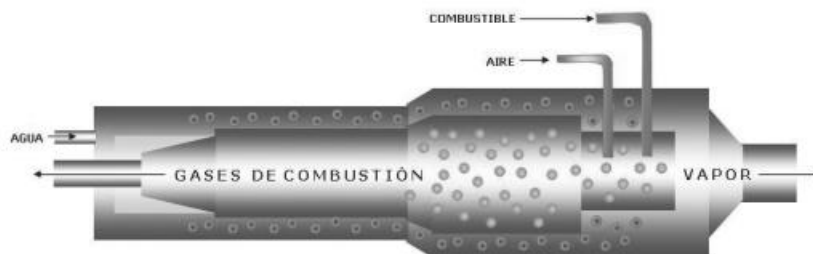


Ilustración 16-Esquema de un Generador de Vapor de Contacto Indirecto (Tomado de "Aplicación de las Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de crudo Pesado en yacimientos Profundos", 2009)

1.4.2.2 Generadores de Vapor Eléctricos

Estos generadores solo precisan de una tubería que transporta el agua y un cable para la corriente eléctrica. Esto se torna llamativo si tomamos en cuenta que no se generan gases nocivos para el medio ambiente. Se puede comentar que es tecnología que no lleva muchos años de creación y aún está en su fase de desarrollo.

Su constitución está dada por una carcasa, un cable, dos electrodos, y dos tuberías. Su funcionamiento es el siguiente: El vapor es transportado hasta la carcasa donde los electrodos transmitirán la energía necesaria para lograr la evaporación, posteriormente este vapor sale por medio de una tubería y se lleva hacia la formación productora.

A continuación se muestra un esquema:

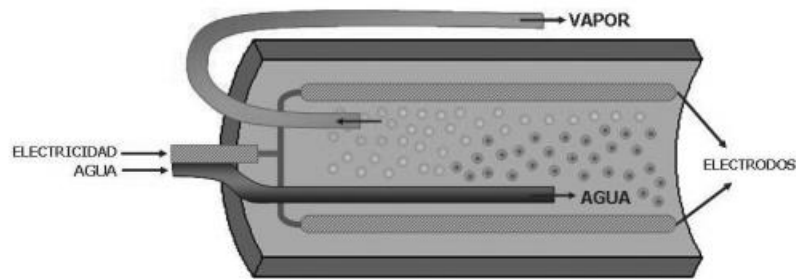


Ilustración 17-Esquema de un Generador de Vapor eléctrico (Tomado de “Aplicación de las Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de crudo Pesado en yacimientos Profundos”, 2009)

1.4.3 Calidad del Vapor



Ilustración 18-Ilustración de Vapor (Tomada de: http://mco-s1-p.mlstatic.com/limpiadora-a-vapor-industrial-chorro-de-vapor-herramienta-ho-1332-MCO3582391420_122012-F.jpg)

Un parámetro de gran importancia en el control de los generadores de vapor es la calidad del vapor producido, como se había comentado anteriormente se debe mantener un equilibrio económico en su producción, sin descartar que contiene sólidos en el agua, por ende si la calidad subiera a valores cercanos al 100% estos se precipitarían en las tuberías y en el generador lo que provocaría obstrucciones y corrosiones.

Para tener un control de la calidad de vapor se utiliza principalmente un control en el gasto de combustible, también control en el gasto de agua que entran al generador de vapor.

A continuación se describen los métodos para medir la calidad del vapor

1.4.3.1 Método del Separador

En este método se realiza una separación de la fase vapor de la fase líquida como si fuera un separador de petróleo y gas, el recipiente puede ser cilíndrico, horizontal o vertical aislado.

Al momento de la salida de las dos fases del separador se mide el gasto y eso da una indicación de la calidad del sistema.

El cálculo se realiza dividiendo el gasto másico del vapor entre la suma de los 2 gastos másicos, vapor y líquido en el sistema. Si tenemos condiciones de flujo continuo, es ciertamente más sencillo, ya que se divide el gasto másico del vapor entre el gasto másico que entra al separador.

1.4.3.2 Método del Cloruro



Ilustración 19-Cloruro (tomado de: <http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/5/59/Cl-.svg/200px-Cl-.svg.png>)

Los sólidos disueltos en el agua de alimentación se concentran en la porción líquida en la descarga del generador de vapor, y su medición de esto sirve para obtener una relación del porcentaje de la alimentación en la fase líquida.

Un método común de medir es utilizando el valor de cloruro en el agua de alimentación por análisis químico comparado con el mismo ion proveniente en la parte líquida del vapor.

La calidad del vapor es calculada por:

$$X = 100 - \left(\frac{\% \text{ Cl en el agua de alimentación}}{\% \text{ Cl en la parte líquida del vapor}} \times 100 \right)$$

El sodio puede ser utilizado como un trazador en vez del cloruro usando técnicas de absorción para el análisis. La calidad del vapor se mide asumiendo que el cloruro o el sodio son no volátiles (Roger M. Butler).

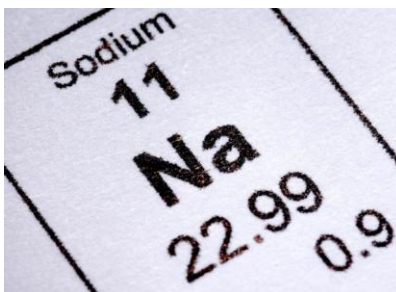


Ilustración 20-sodio (Tomado de <http://curiosidades.batanga.com/sites/curiosidades.batanga.com/files/imagecache/primera/Caracteristicas-del-sodio.jpg>)

1.4.3.3 Método de la Conductividad Eléctrica

Un sistema parecido es la medición de la conductividad eléctrica en el agua de alimentación y en la fase líquida del vapor a la descarga, el cálculo se expresa:

$$X = 100 - \left(\frac{\text{Conductividad eléctrica en el agua de alimentación}}{\text{Conductividad eléctrica en la parte líquida del vapor}} \times 100 \right)$$

Este método es erróneo si el bicarbonato de sodio NaHCO_3 está presente en el agua de alimentación. Este se descompone en NaOH o NaCO_3 , los cuales muestran una conductividad eléctrica diferente, el error puede ser corregido neutralizando la solución.

1.4.3.4 Método del Medidor de Orificio

Utilizando este método se puede obtener un valor de calidad del vapor al conocer el gasto del vapor. La tasa de agua entrante usualmente puede medirse a partir de una medición simple ya que los generadores se suelen operar bajo parámetros de flujo continuo.

Ya que para una determinada lectura del flujo de masa se depende de la calidad del vapor. Por ende esta calidad se determina a partir del valor leído y también del flujo de agua que entra al generador.

1.4.4 Distribución del Vapor



Ilustración 21-Ilustración de un Generador de Vapor (Tomada de: http://www.enfabinc.com/en/steam_generator.shtml)

En proyectos de tamaño considerable suelen usarse varios generadores agrupados juntos para poder aportar la capacidad que se necesita. Por ejemplo en California una de las razones de realizarlo así es que el gas combustible proveniente de diferentes generadores pues ser tratado en un solo depurador.

Otra razón es que se puede tener mayor control del sistema y juntarlo con el sistema de tratamiento de agua, esto ocasiona que se utilice menos tiempo y sea más fácil mantener el control el sistema completo de generación de vapor.

Un problema que se conoce en el sistema de distribución de vapor es que el flujo de vapor y líquido llegan a cruces en las tuberías y se releja en una división no simétrica en el flujo, y por ende algunos pozos tendrán la tendencia de obtener una calidad de vapor diferente de otros (Hong 1978, Saba y Lahey 1984)

1.4.4.1 Parámetros Medidos

En una inyección de vapor se deben tener medidos 4 parámetros principalmente:

- La presión se debe medir en ciertos puntos por ejemplo la presión de descarga que se obtiene y la presión en la cabeza de pozo.
- La temperatura se debe registrar continuamente.
- El gasto debe ser medido de igual forma.

- La calidad del vapor que se entrega debe ser medida y controlada.

1.4.4.2 Arreglo de Pozos

En un proyecto de recuperación mejorada térmico los pozos inyectores y productores formaran un arreglo en forma de figuras geométricas, la cual debe ser planeada con tal de obtener un mayor efecto en la producción y eficiencia del método.

Los factores que principalmente se toman en cuenta para la formación del arreglo son (Flores Martínez Jessica Lizzete y Huerta Gonzales Luis Carlos, 2014):

- La estructura y características geológicas del yacimiento.
- La relación entre los pozos inyectores y productores.
- La forma en la el yacimiento ha sido producido con anterioridad.
- La viscosidad del fluido.
- La permeabilidad del yacimiento.
- La razón de movilidad.

A continuación se muestran los principales arreglos:

Tabla 2 Tipos de arreglos en pozos y sus características.

Tipo De Arreglo	Características
Dos pozos	La eficiencia en la recuperación es baja, se puede utilizar este arreglo de forma simétrica para tener una tendencia de otros arreglos. Los datos obtenidos no son completamente confiables, ya que la dirección de la permeabilidad de este parámetro no necesariamente indica que el yacimiento sea homogéneo.
Tres Pozos	El sistema es parecido al de dos pozos pero con la diferencia que el flujo se evalúa en 2 direcciones.
Cinco Pozos	Este arreglo es el más usado, el flujo se puede evaluar en todas direcciones tomando en cuenta que el pozo inyector está en el centro y los 4 productores en cada extremo.
Siete Pozos	Rara vez se encuentra este tipo de arreglos, se utiliza cuando la rentabilidad de los pozos es alta.
Nueve Pozos	El arreglo se forma con un pozo inyector central, y los pozos productores se encuentran en las esquinas del cuadrado y en los puntos medios de sus lados.

A continuación se muestra los esquemas de arreglos de pozos:

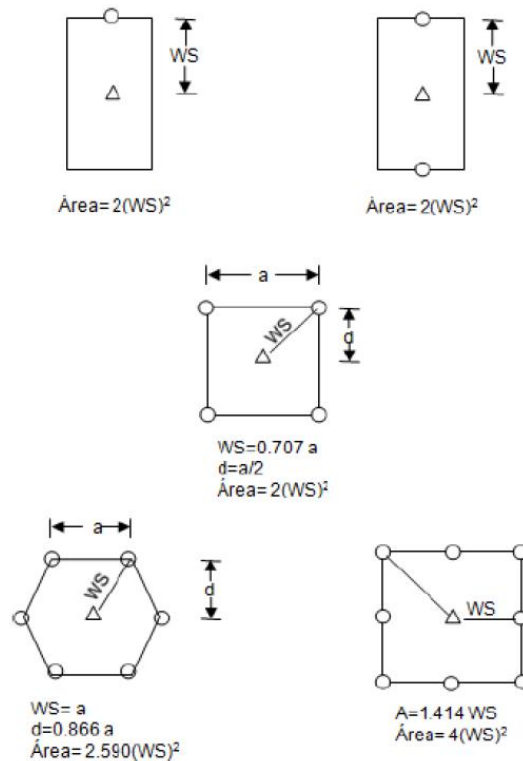


Ilustración 22-Eschema de Tipos de Arreglo (Jones. J.)

1.4.5 Cementación en pozos térmicos

Los pozos que inyectan vapor se verán sometidos a altas temperaturas, y se necesita una cementación adecuada de la tubería de revestimiento, los principales retos son:

- Asegurar que la lechada se mantenga estable con referencia a la máxima temperatura que se espera durante la inyección de vapor.
- Evitar tener una deshidratación del cemento al momento de fluir el vapor e incrementar la temperatura.
- Tener un desplazamiento adecuado del fluido de perforación para así no tener un entrapamiento de fluido y una expansión por la temperatura provocando un colapso en la tubería durante la inyección de vapor.
- Llevar la cima del cemento a la superficie evitando las pérdidas de este.

- Retener la resistencia al esfuerzo compresivo, y su adherencia a la tubería como a la formación aun expuesta a altas temperaturas.

Sin menospreciar los retos que son usuales:

- Estimar la cantidad de lechada de cemento que se necesitara.
- Estimar los tiempos de circulación del cemento en la tubería tomando en cuenta no llegar a fracturar la formación.
- Determinar el espesor del cemento, numero de centradores y equipo de flotación.

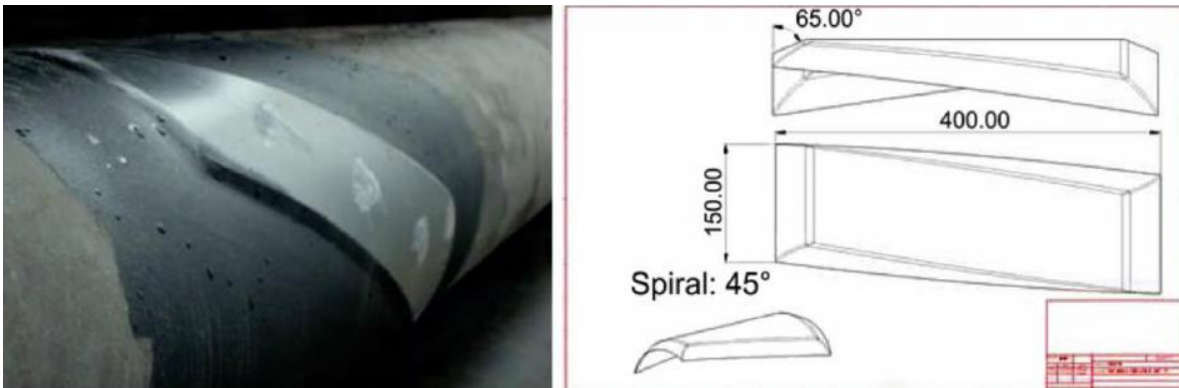


Ilustración 23-Imagen de las cuchillas de un centrador y configuración usada durante la cementación de un pozo para inyección de vapor (Tomado de SPE 171045, F. Ramírez Vázquez y R. Hernández Henríque, H. Briseño, S.E. Moreno Colín, 2014)

1.4.6 Terminación en Pozos de Inyección de Vapor a Altas Temperaturas

La terminación en pozos que serán sometidos a altas temperaturas es importante, ya que la temperatura hará cambios en comportamiento y composición del sistema. Una vez evaluado el yacimiento en frío, se retiran los equipos subsuperficiales utilizados en la producción para ser remplazados por el aparejo térmico, modificar también el equipo en superficie para ser adaptados a las nuevas condiciones de presión y temperaturas a la que será sometido el sistema.

Los objetivos principales del aparejo de inyección son:

- Conducir el vapor desde la superficie hasta la zona de interés.
- Minimizar las pérdidas de calor.

-
- Soportar los cambios de presión y temperatura a los que se expondrá .
 - Mantener la estabilidad tanto de la tubería como del cemento cuando se expongan a condiciones de temperaturas altas.
 - Durante las etapas de inyección mantener un sello entre la superficie para mantener el mayor rendimiento.

Para cumplir con estos objetivos se utilizan tecnologías explicadas a continuación:

1.4.6.1 VIT “Vacuum Insulated tubing”

Las tuberías aisladas por vacío han probado ser útiles en los procesos de inyección de vapor a altas temperaturas, siendo su principal característica el minimizar la pérdida de calor en la tubería durante el proceso de inyección, son usualmente usadas a profundidades mayores a 2500 pies.

Las VIT modernas usualmente consisten en 2 tubos, soldados al final del tubo más corto con tal de crear un espacio anular aislado donde se aplica un vacío. Este espacio anular contiene distintos materiales incluyendo un aislamiento que ayuda a efectuar un escudo contra la radiación, extendiendo la vida del vacío. Esto conlleva a que se gaste una menor cantidad de agua al tener que utilizar menos vapor para mantener una temperatura deseada.

A continuación se muestra un esquema:

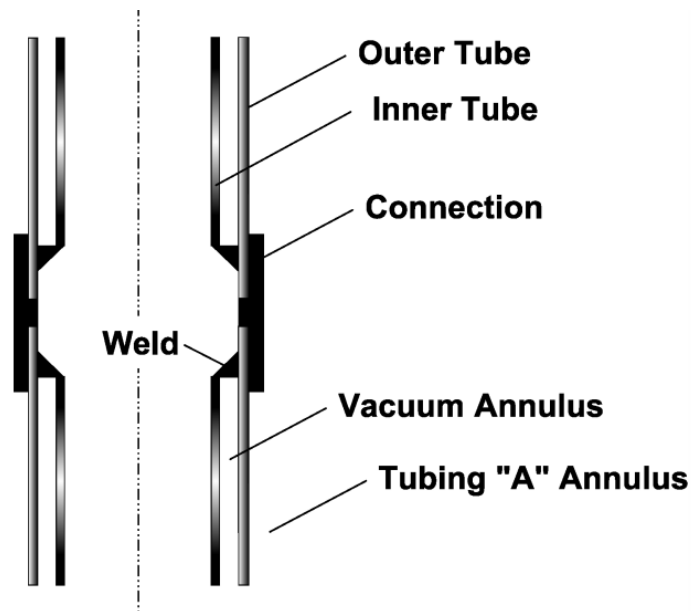


Fig. 1—Schematic of VIT with connection on outer tube.

Ilustración 24-Esquema de un VIT (Tomado de "Thermal and Mecanical Considerations for design of Insulated Tubing", 2004)

Cuando se inyecta vapor, el espacio anular se puede llenar con nitrógeno, dióxido de carbono o simplemente aire (SPE 165518).

En pozos donde se inyecte vapor y se encuentre a profundidades no mayores de 300 m, se puede utilizar tubería de forma normal, tolerando una calidad de vapor de 0.41 % y una pérdida de vapor de 16%.

Si las profundidades se encuentran entre 300m y 600 m, una opción puede ser tubería simple pero utilizando un empacador térmico tolerando una calidad de vapor de 0.4 y una pérdida de calidad de aproximadamente 18%.

Si las profundidades rebasan los 600 m es recomendable utilizar un VIT con un empacador térmico.

Problemas al utilizar un VIT con un empacador térmico:

Fallo del empacador: Este problema es común en los procesos de inyección, al final se provocara un daño grave en la integridad de la tubería y de la cementación, algunas veces el problema se vuelve tan serio que no se puede continuar con los siguientes ciclos de inyección

Perdida de calor durante cambios de tubería: usualmente en los métodos de inyección de vapor, al finalizar un ciclo de inyección el sistema VIT es movido a otro pozo, mientras que el anterior es cambiado a una tubería convencional para producir aceite, este proceso de cambio puede durar entre 3 y 10 días, tiempo en él se pierde temperatura.

Problemas económicos: Si se decide dejar el sistema VIT y producir por él, se tiene que reevaluar el gasto en el proceso, además que decrecería la vida útil del VIT.

Para estos problemas se propone utilizar VIC.

1.4.6.2 VIC “Vacuum Insulated Casing”

Vacuum Insulated Casing es un sistema que se cementa como si fuera una tubería de revestimiento, por ende no puede ser retirada del sistema como el caso del VIT.

Se debe tomar en cuenta el espacio que ocupara la bomba y la tubería de producción dentro, por ende el VIC debe ser de mayor diámetro interno como exteriormente. En la manufactura un VIT y un VIC son iguales, lo que cambia es su función.

A continuación se muestra un esquema:

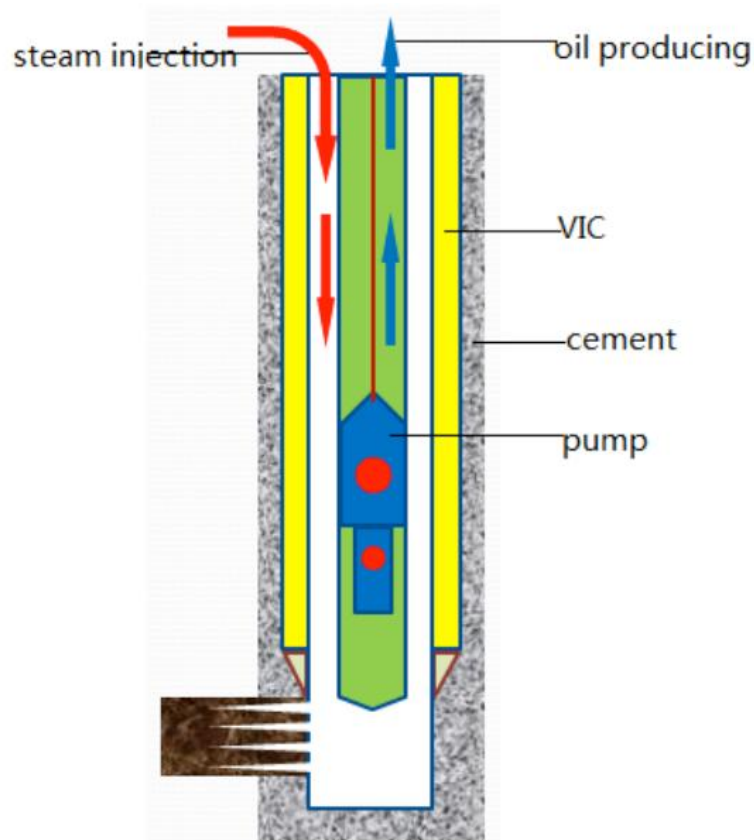


Fig.6 Schematic of VIC as part of Well completion

Ilustración 25-Eschema de un VIC (Tomado de “Thermal and Mecanical Considerations for design of Insulated Tubing”, 2004)

Ventajas de un VIC sobre un VIT:

-
- No existe una combinación del VIC con el empacador, lo que reduce las fallas que puede haber en este y mantiene la integridad del pozo.
 - Evita el trabajo de cambiar el VIT por un una tubería de producción, con esto se tiene las menores perdidas posibles de temperatura, mejorando el desempeño y la rentabilidad del sistema.
 - Incrementa el área de flujo de vapor.

1.5 Sistemas de Producción en aceites pesados

1.5.1 Calentador de fondo Eléctrico

Como se ha mencionado, en la producción de crudos pesados la temperatura juega un papel importante, un método de mejoramiento de la producción, es el uso de calentadores de fondo, los cuales actúan sobre el fluido que se mueve en el pozo reduciendo su viscosidad, incrementando su movilidad, y hará que se disminuyan las fuerzas de fricción y se logre el objetivo de incrementar la producción, que puede llegar a ser entre 2 y 8 veces más, también al agregar temperatura se ayuda a prevenir o remover el depósito de parafinas en la tubería, lo cual restringe el flujo en el pozo y regiones muy cercanas a este.

En el caso de calentadores de fondo eléctricos, tienen la función de prevenir la corrosión de la tubería, de revestimiento o producción, y otros componentes subsuperficiales.

Se puede utilizar los calentadores de fondo eléctricos en procesos de recuperación mejorada térmicos, por ejemplo en métodos basados en la inyección de vapor donde el calentador utilizado para la generación subsuperficial del vapor, o en la combustión in situ para crear el frente de combustión, donde posteriormente el calentador de fondo es retirado y se inyecta aire para mantener el frente de combustión “vivo”.

Los calentadores eléctricos consisten en proveer corrientes eléctricas de tal forma que se genere calor y se aumente la temperatura en las regiones cercanas al pozo.

En la industria petrolera se utilizan 2 tipos de calentadores de fondo: Los calentadores inductivos los cuales responden a la ley de Maxwell para incrementar la temperatura en las cercanías del pozo. Lo cual se crea al colocar un embobinado dentro de la tubería de revestimiento en el fondo del pozo, con esto grandes corrientes inducidas harán que se aumente la temperatura y a través de conducción térmica se transmite calor a la formación y los fluidos en la cercanía de pozo.

El segundo tipo de calentador son los resistivos, los cuales elevan la temperatura basado en el efecto de Joule, se realiza por conducción y se requieren tiempos extensos para calentar.

Una configuración común se presenta a continuación, donde se observa una zona caliente que está en contacto con la formación productora, y una zona fría que se comunica a la superficie.

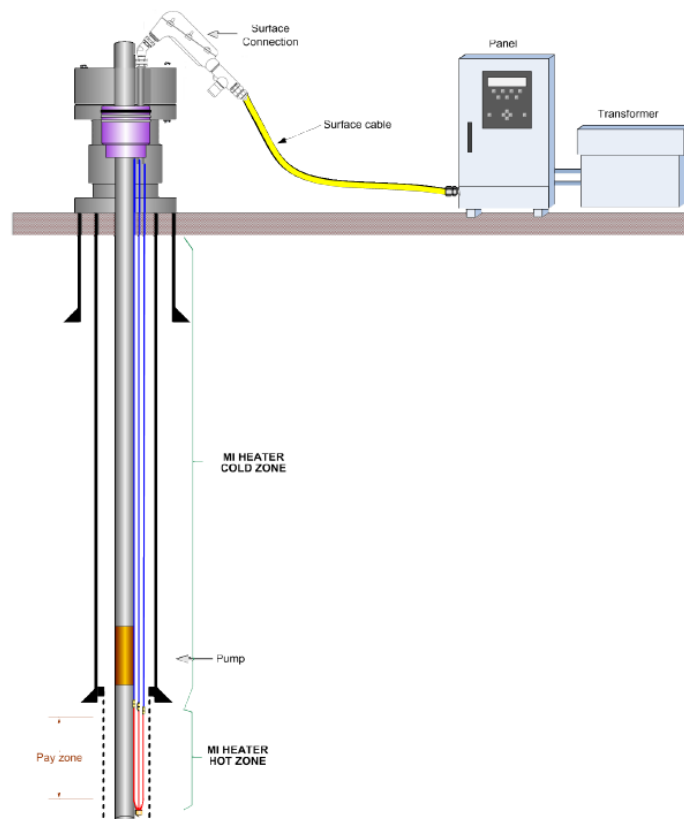


Ilustración 26 Diagrama típico de pozos en California (Samuel s. Ojeda y David G. Parman, SPE 167347 2013)

1.5.1.1 Herramientas

Las herramientas utilizadas en este proceso pueden dividirse en 2 categorías basándose en la frecuencia de la corriente eléctrica utilizada:

1.5.1.1.1 Herramienta de corriente de baja frecuencia

Basadas en el efecto de joule, el cual se genera cuando a través de un conductor se hace fluir una corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor, debido al choque de átomos con el conductor lo cual hará que se eleve la temperatura del sistema, se puede dividir en:

Tabla 3 Tipos de herramientas de baja frecuencia.

Herramienta de baja frecuencia	Característica
Tipo 1	El elemento conducto es el yacimiento, al hacer fluir la corriente eléctrica a través de él, provocando la

	elevación de la temperatura de la roca y los fluidos
tipo 2	En este caso se incluye un material resistivo, por el cual sube su temperatura que es transferida al fluido que está siendo producido al entrar en contacto con este material.

1.5.1.1.2 Herramientas de corriente de alta frecuencia

El mecanismo de trabajo en este sistema es a través de microondas las cuales son absorbidas por la formación y suben su temperatura rápidamente, tomando en cuenta que este método no es como los demás, las microondas calientan tanto la superficie del cuerpo como su interior, lo cual hace una elevación de la temperatura más uniforme, a diferencia de otros métodos donde comienzan a calentar el exterior del objetivo, estudios de laboratorio en Canadá revelan que es factible para arenas impregnadas de aceite.

Las microondas pueden interactuar fuertemente con algunos materiales o no, esto depende de la frecuencia de la microondas, la composición de los fluidos, y la temperatura, por lo cual en algunos casos se puede elegir la zona de afectación.

1.5.1.2 Mecanismo

- Reducción de la viscosidad del aceite.
- Vaporización del agua en las cercanías.
- Deshidratación de arcillas.
- Posible micro fracturas en las zonas cercanas al pozo debido a los esfuerzos por temperatura.
- Reducción del depósito de parafinas.

1.5.1.3 Ventajas

Económica: Es más económico que cualquier método térmico de recuperación.

No contamina: No se introduce ningún material externo o que llegue a ser corrosivo

Seguridad: No crea algún daño en la tubería o la formación ya que las temperaturas se mantienen debajo del punto de crackeo.

Eficiencia: Casi el 100% del calor generado es entregado a la formación productora

Operación Continua: No se detiene en ningún momento la producción mientras el proceso de calentamiento se lleva a cabo

2. Yacimientos Carbonatados

2.1 Introducción A Los Yacimientos Carbonatados

Los carbonatos son rocas sedimentarias las cuales se han depositado en ambiente marinos de agua clara, somera y cálidas, y en su mayoría poseen un origen biológico. Están compuestos por fragmentos de organismos marinos, esqueletos, corales, algas y elementos precipitados, y consisten en su mayor parte de carbonato de calcio que es químicamente activo si se compara con la arena que forman las areniscas⁴, además estos no son transportados y depositados como estas, sino que se encuentran cerca o en el mismo lugar donde se originan.

En estos tipos de roca se originan cavidades que pueden albergar hidrocarburos, la razón es que el carbonato de calcio se puede disolver fácilmente en soluciones acuosas, lo que forma una fase de solución y recristalización después que son depositados, esta diagénesis que implica reemplazar la Calcita y Aragonita original por la dolomita mineral puede cambiar significativamente la permeabilidad y los espacios entre poros y esto mejora las características productoras de hidrocarburos.

Otra diferencia que podemos encontrar con las arenas es que las calizas son más frágiles que estas, y al haber algún plegamiento o fallas, se forman fracturas que modifican la forma del flujo.

En los yacimientos carbonatados encontramos heterogeneidades que no podemos pasar por alto al momento de caracterizar, puede que la permeabilidad en la matriz sea muy baja y en las fracturas muy altas.

Los yacimientos carbonatados usualmente tienen una estructura y porosidades complejas debido a la forma en que se depositan anexo a los procesos que sufren posterior a este, estas heterogeneidades se pueden ver en porosidades muy bajas, hasta niveles de cavidades. Estas heterogeneidades crean que a menudo la producción está fuertemente influenciada por fallas y fracturas, particularmente en yacimientos más antiguos del Mesozoico y el Paleozoico.

Si hablamos de mojabilidad, los yacimientos en areniscas en su mayoría tienen una mojabilidad al agua, sin embargo, la maduración de las rocas carbonatadas puede convertirlas en mojabilidad mixta o con mojabilidad al aceite, y esto hará que no podamos recuperar el aceite que se queda adherido a la roca.

2.2 Yacimientos Naturalmente Fracturados

2.2.1 Identificación de un Yacimiento Naturalmente Fracturado(YNF)

Para conocer que estamos ante la presencia de un YNF, existen diferentes métodos de conocerlo, los cuales podemos dividir en métodos directos y métodos indirectos

Métodos directos: Estos métodos se constituyen principalmente por el análisis de núcleos, ya que con esto podemos obtener información directamente relacionada a la fractura, como la orientación de estas, el ángulo de buzamiento, la intensidad de las fracturas, el grado de cristalización entre otros.

Métodos Indirectos: Estos métodos incorporan la historia de perforación, los registros de pozos, las pruebas de presión, datos sísmicos y comportamiento de producción.

2.2.1.1 Indicadores en la Historia de Perforación

Para conocer que se está en presencia de un sistema fracturado se tiene características como:

- Incremento en la tasa de penetración de la barrena
- Perdidas de circulación de fluido de control
- Pobre recobro de núcleos
- Se observa el fracturamiento en los núcleos fracturados

2.2.1.2 Indicadores en el Análisis de Registro de Pozos

Algunas herramientas de registro de pozo son afectadas por las fracturas. Por ejemplo en mediciones de ondas acústicas, la amplitud de onda disminuye cuando esta atraviesa una fractura debido a la reflexión y refracción en los planos de fractura.

Cuando se utiliza un caliper de 4 brazos se verá que en un intervalo fracturado, los extremos del plano de la fractura se desintegran lo que hace que aumente el diámetro del pozo en la dirección de este plano formándose más una elipse.

En registros de densidad, este permitirá ser un indicador de las zonas fracturadas y de intensidad.

2.2.1.3 Indicadores en Comportamiento de Producción

Se puede reflejar la presencia de fracturas en el gasto de producción, si tenemos un yacimiento con permeabilidades bajas pero con un gasto alto, indica que es por un sistema fracturado.

Si se enfoca en la inyección de agua, los pozos donde se ha obtenido una irrupción pueden reflejar la orientación de las fracturas.

Si la producción comienza alta y después cae abruptamente indica que la porosidad de la matriz y permeabilidad sean bajas, ya que la transferencia entre matriz y fractura es limitada.

En el caso de la relación agua-petróleo en una formación fracturada, esta se vuelve función de la tasa de producción, pero en sistemas de arenas depende más de las características de la roca y los fluidos.

2.2.2 Modelos de Yacimientos Naturalmente Fracturados

2.2.2.1 Modelo de Warren y Root

Warren y Root propusieron una solución a un sistema naturalmente fracturado, también llamado de cubos de azúcar, que fue primeramente aplicada a pruebas de pozo, este modelo idealiza lo siguiente:

- Toma en cuenta flujo monofásico
- Los bloques de matriz son idénticos y homogéneos.
- La red de fracturas es uniforme y continúa orientada en forma paralela al eje principal de permeabilidad.
- La función de transferencia es de Matriz-Fractura.
- Los bloques de matriz ocupan el mismo espacio físico como la red de fracturas.
- De acuerdo a las dimensiones de los bloques de matriz se dividen en:
 - Bloques cúbicos de matriz: Las 3 dimensiones están en el mismo orden de magnitud.
 - Bloques de matriz de láminas paralelas: Uno de los lados es mucho más largo que los otros 2.
 - Bloques de matriz en forma de tablilla: Uno de los lados es mucho más corto que los otros 2.

A continuación se muestra una imagen con la conceptualización:

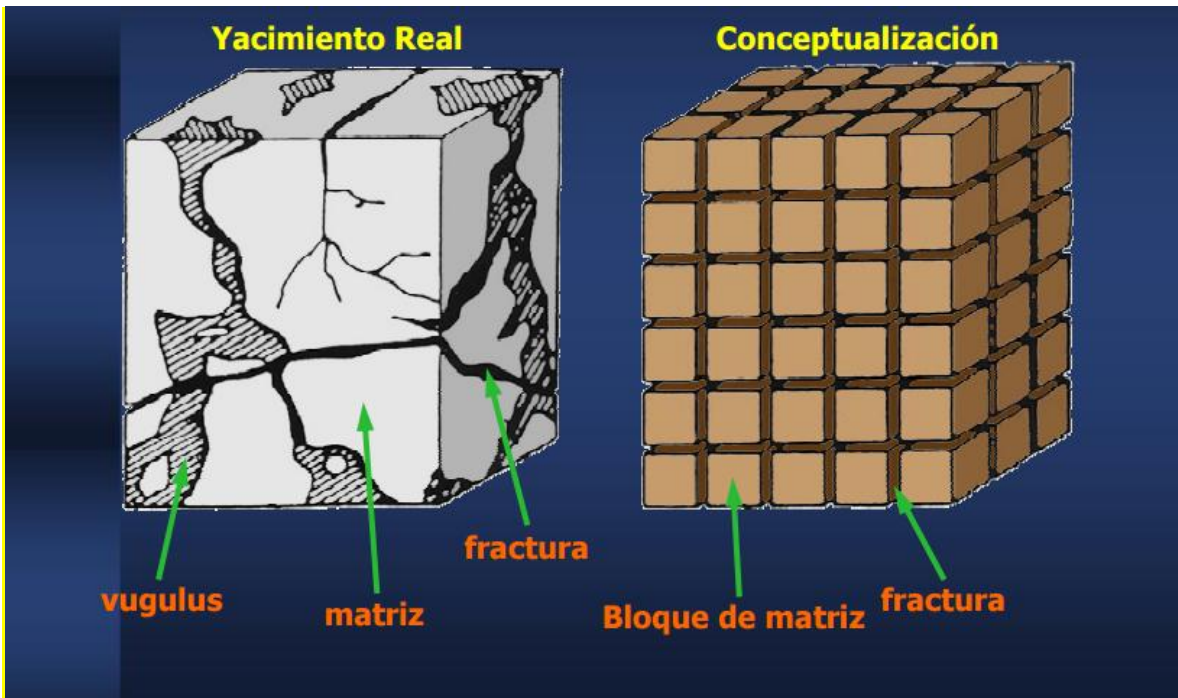


Ilustración 27-Diagrama del modelo de Warren y Root (Tomado de apuntes del seminario "Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados", Instituto de Geofísica UNAM, 2006)

2.2.2.2 Modelo de Kazemi

Este modelo representa un juego de estratos de matriz horizontales espaciados uniformemente y alternados con estratos de fracturas horizontalmente, también llamado modelo de capas, tajadas, o estratos.

Este modelo como el de Warren y root fueron creados para simplificar cálculos matemáticos y derivar soluciones analíticas

A continuación se muestra un diagrama:

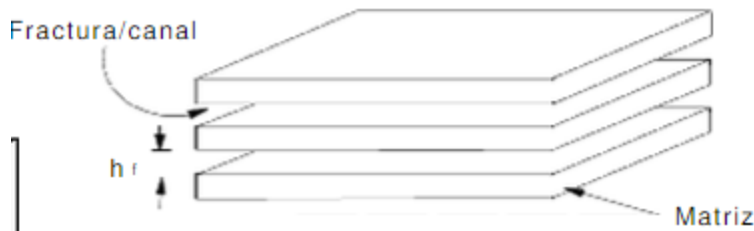


Ilustración 28 Diagrama del modelo de Warren y Root(Tomado de tesis de Miguel Danilo Molina Bohorquez, 2004)

2.2.3 Sistemas De Fracturas

Se puede definir a una fractura natural como una discontinuidad plana macroscópica resultado de esfuerzos que exceden la resistencia a la ruptura de la roca.

Un yacimiento naturalmente fracturado se define como un yacimiento que contiene fracturas creadas por la madre naturaleza, aun cuando todos los yacimientos tienen al menos un mínimo de fracturas, se puede considerar un yacimiento naturalmente fracturado si estas crean un efecto ya sea positivo o negativo en la producción de aceite, algunos autores comentan que es positivo al principio de la producción y negativo posteriormente.

Las fracturas pueden tener un beneficio con respecto a la movilización del aceite, pero un efecto negativo en presencia de capa de gas o un acuífero, ya que se canalizara fluido por la fracturas y se pueden lograr efectos de conificación.

2.2.4 Clasificación de las fracturas según su morfología

Se pueden clasificar en:

Fracturas abiertas: Su característica es que no están cementadas y tampoco tienen algún tipo de mineralización en ellas

Fracturas deformadas: En este tipo podemos incluir las fracturas estriadas y alisadas, las primeras están compuestas por un material muy fino que fue resultado de la pulverización entre rocas y los esfuerzos por movimiento a lo largo de la fractura, por tal motivo este material reduce la permeabilidad de la fractura. El segundo grupo es producida por el movimiento de los planos de fractura y la fricción entre estas que hacen se pulan sus superficies, esto incrementa la permeabilidad de la fractura

Fracturas mineralizadas: En este tipo las fracturas se encuentran rellenas total o parcialmente de material generado por una mineralización, esto puede convertirse en una barrera permeable.

Fracturas vugulares: Este tipo son fracturas con cavidades o vúgulos que pueden hacer variar la permeabilidad y porosidad del yacimiento.

2.2.5 Sistema De Poros

La porosidad es la relación entre los espacios vacíos que existen en la roca con respecto al volumen total de esta. Este es un aspecto importante ya que se puede obtener una aproximación de la cantidad de hidrocarburos almacenados en la roca. Se puede dividir en porosidad primaria y porosidad secundaria.

2.2.6 Porosidad primaria

Es la que se establece cuando el sedimento se deposita, esta es una característica inherente original de la roca, depende de distintos factores como el arreglo y distribución, cementación y el grado de conexión entre los poros.

Graton y Faser(1935) han obtenido una evaluación de la porosidad a partir de un sistema de esferas.

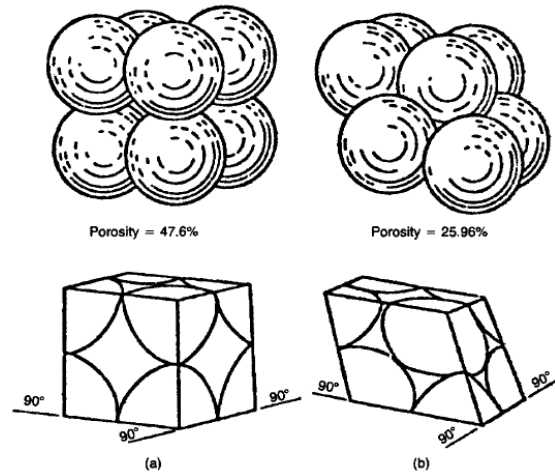


FIGURE 1-2A Unit cells and groups of uniform spheres for cubic and rhombohedral packing. (a) Cubic or wide-packed; (b) rhombohedral, or close-packed (after Fraser & Graton, 1935)

Ilustración 29-Imagen de Esferas para un Sistema Cubico o Romboidal (Tomado de trabajo de Graton y Faser, 1935)

2.2.7 Porosidad secundaria

Este tipo de porosidad es aquella provocada posterior al proceso de depositación, es el resultado de procesos geológicos y no tiene una relación directa con la forma de las partículas.

Se puede decir que este tipo de porosidad es resultado de disolución, recristalización, dolomitización y fracturas.

Si lo clasificamos según **la comunicación** de poros:

Porosidad absoluta o total: Es la fracción de volumen total que no es ocupada por matriz

Porosidad efectiva: Son los espacios capaces de contener fluidos pero se encuentran conectados entre si

Porosidad no efectiva: son los espacios capaces de contener fluidos pero no se encuentran conectados entre si

Porosidad Total= porosidad efectiva + porosidad no efectiva

2.2.8 Sistema de permeabilidad

Se define la permeabilidad como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluido a otra vez de ella.

Permeabilidad primaria: Es aquella asociada a la matriz.

Permeabilidad secundaria: Es aquella asociada a la fractura o vóculos.

En los yacimientos naturalmente fracturados la permeabilidad juega un papel importante, ya que entra en juego la permeabilidad de la fractura, la cual por lo general es mucho mayor que en la matriz, provocando los fluidos circulen por la fractura, y que esto sea favorable para la recuperación de aceite.

Se debe comprender que el sistema debe tener una conexión, aunque la fractura tenga una buena permeabilidad, si el aceite se encuentra en la matriz y no tenemos una buena comunicación matriz-fractura, no tendremos una buena recuperación.

También se puede clasificar en:

Permeabilidad absoluta: Aquella permeabilidad asociada cuando la roca está saturada con un solo fluido o fase.

Permeabilidad efectiva: Aquella permeabilidad asociada cuando la roca está saturada con 2 o más fluidos o fases.

Permeabilidad relativa: Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

2.2.9 Clasificación De Los Yacimientos Naturalmente Fracturados

Con base en la clasificación de Nelson(1999) los yacimientos naturalmente fracturados se pueden clasificar en :

Tipo 1: Las fracturas del sistema proveen principalmente la permeabilidad y la porosidad del yacimiento, la matriz tiene una porosidad y permeabilidad mínima que puede ser despreciable. Estos yacimientos tienden a ser beneficiados en la producción al principio, pero afectados después, además de tener problemas si se tiene casquetes de gas o acuífero debido a su irrupción temprana.

Tipo 2: Son aquellos yacimientos donde la permeabilidad es dada por la fractura y la matriz la capacidad de almacenamiento, en otras palabras, la porosidad; lo esencial en este tipo de yacimientos es la comunicación matriz-fractura para el flujo de los fluidos.

Tipo 3: Son aquellos yacimientos donde la fractura aporta permeabilidad, sin embargo la matriz tiene buena porosidad y permeabilidad, poseen regímenes de producción buenos, pero pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional. Las fracturas pueden mejorar la rentabilidad en estos yacimientos

Tipo 4: Son aquellos yacimientos donde las fracturas no aportan ni permeabilidad ni porosidad de una manera significativa, pero tenemos una buena permeabilidad y porosidad en la matriz, esto

hace que las fracturas se conviertan en una barrera de flujo. Por lo tanto estos yacimientos tienen una pobre recuperación de hidrocarburos

Tipo M: Estos yacimientos poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz pero a veces se encuentran compartimentalizados, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de productibilidad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sean variable dentro del mismo campo 4.

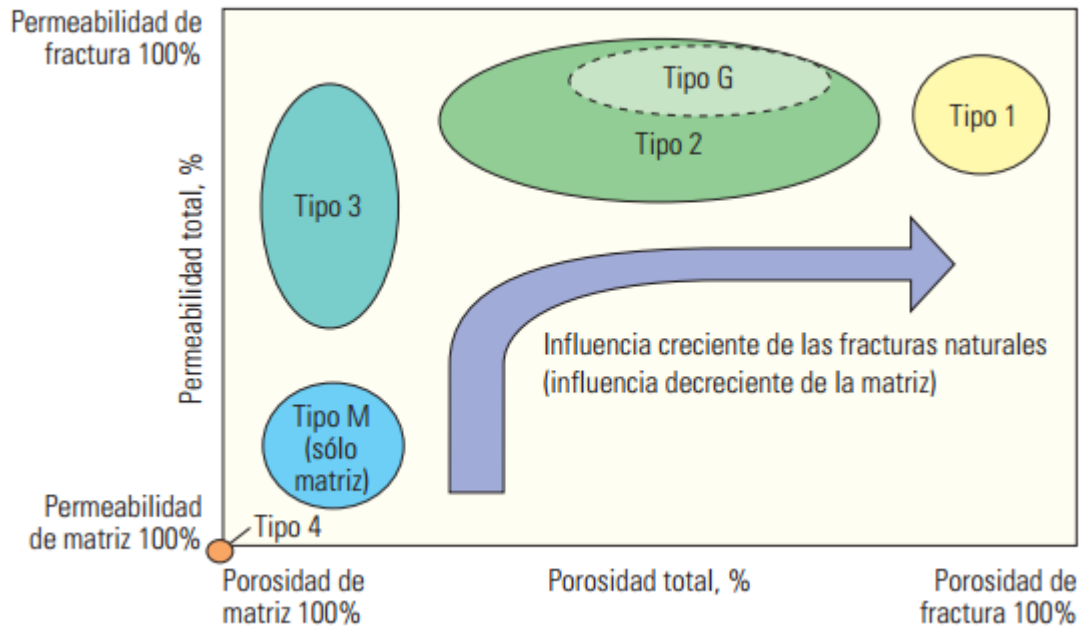


Ilustración 30-Diagrama del Sistema de Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (Tomado de “La Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados”, Schlumberger, 2006)

Otra clasificación en base a sus permeabilidades y fracturas fue mostrada por Allan y Sun, donde se muestran 4 tipos de yacimientos y sus características:

Tabla 4 Clasificación en base a permeabilidades y fracturas.

Tipo	Matriz		Fractura	
	Permeabilidad	Porosidad	Permeabilidad	Porosidad
1	Baja	baja	alta	alta
2	Baja	media	alta	media
3	Baja	alta	alta	alta
4	Alta	alta	alta	baja

2.2.10 Clasificación De Los Yacimientos Naturalmente Fracturados Por Su Almacenamiento

Con base en la clasificación de Aguilera R.(1998) podemos tener 3 tipos de yacimientos:

Tipo A: La mayor parte del hidrocarburo se encuentra en la matriz, y en pequeña cantidad en la fractura.

Tipo B: En este tipo de yacimientos la acumulación de hidrocarburos se encuentra divididos, aproximadamente la mitad esta en las porosidades de la matriz y la mita en la fractura

Tipo C: En este tipo de yacimiento la acumulación de hidrocarburo se encuentra en la fractura mayormente, mientras que la matriz tienes poco aporte, por lo tanto en este caso se concentra en la fractura la acumulación y la capacidad de producción de flujo.

2.2.11 Clasificación De Los Yacimientos De Acuerdo A Su Tipo De Flujo De Fluidos

Se puede clasificar en 2 tipos de yacimientos:

Yacimiento anisotrópico

Tiene las siguientes características:

- La porosidad es aportada por la matriz, la porosidad de la fractura es muy baja.
- las fracturas suelen ser paralelas.
- Un objetivo principal es determinar la orientación de los ejes de mayor y menor permeabilidad así como sus valores.

Yacimientos de doble porosidad

- El sistema de fracturas es aleatorio.
- El sistema se conforma de fracturas y matriz.

- La matriz tiene alta porosidad pero baja permeabilidad.
- Las fracturas al contrario tienen baja porosidad pero alta permeabilidad.
- El objetivo en estos yacimientos es determinar el almacenamiento y el flujo.

2.2.12 Mecanismos De Producción En Yacimientos Naturalmente Fracturados

Los principales mecanismos se enlistan a continuación:

Desplazamiento por diferencia de presión: Consiste en el avance de los fluidos al tener una diferencia de presiones en el yacimiento, se debe tomar en cuenta que en algunos casos, las fracturas serán el mayor medio por donde se canalizará el fluido hacia los pozos, pero en otros casos el gradiente de presión en estas será pequeño debido a que estas pueden presentar una alta permeabilidad efectiva, por ende puede ser despreciable.

Expansión de fluido: Al expandirse se formará un gradiente de presión en la matriz y por ende el hidrocarburo se mudará de esta para compensar esta diferencia de presiones, el hidrocarburo se moverá principalmente a fracturas, o a más porciones de matriz.

Imbibición: En este término puede entrar la presión capilar y el correspondiente tamaño de poros, con la relación del fluido mojante, si existiera la presencia de un acuífero, por la imbibición este tomaría los espacios porosos de la matriz y desplazaría al aceite, también se podría aplicar si se inyecta agua, pasaría el mismo resultado, siempre y cuando el agua sea la fase mojante.

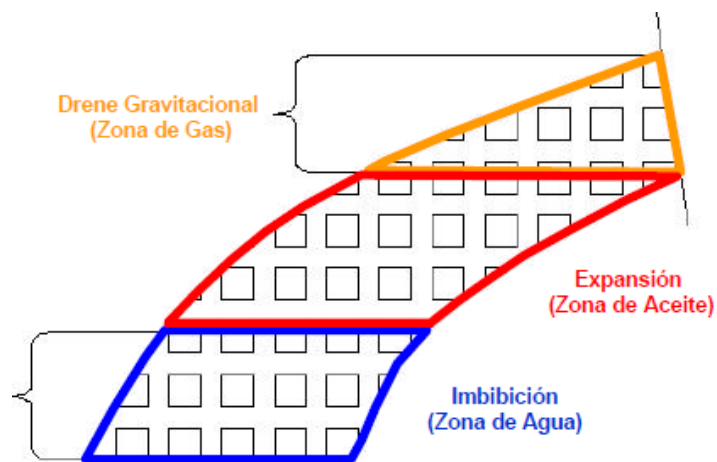


Ilustración 31-Diagrama de la Distribución de Fluidos en un Yacimiento Naturalmente Fracturado (Tomado de apuntes del seminario "Simulación de Yacimientos Naturalmente Fracturados", Instituto de Geofísica UNAM, 2006)

Drene gravitacional: Este mecanismo de producción formada por la diferencia de densidades entre las fases hará que el hidrocarburo tenga un avance hacia abajo y también un avance lateral hacia el pozo productor por la diferencia de presiones.

2.3 Yacimientos Carbonatados En El Mundo

Hablando de estadísticas, más del 40% de reservas gas en el mundo y el 60% de reserva de aceite en el mundo se encuentran en yacimientos carbonatados ⁴⁵.

El medio Oriente posee el 62% de las reservas de petróleos convencionales comprobadas del mundo³, y aproximadamente el 70% de estas reservas se aloja en los yacimientos carbonatados⁴⁵.

El medio Oriente posee además el 40% de las reservas probadas de gas del mundo⁴⁶; y aproximadamente el 90% de estas reservas se encuentran alojadas en yacimiento carbonatados⁴⁵.

Estos yacimientos comienzan a tener cada vez más importancia para poder satisfacer la cantidad de energéticos que se necesitaran en el futuro

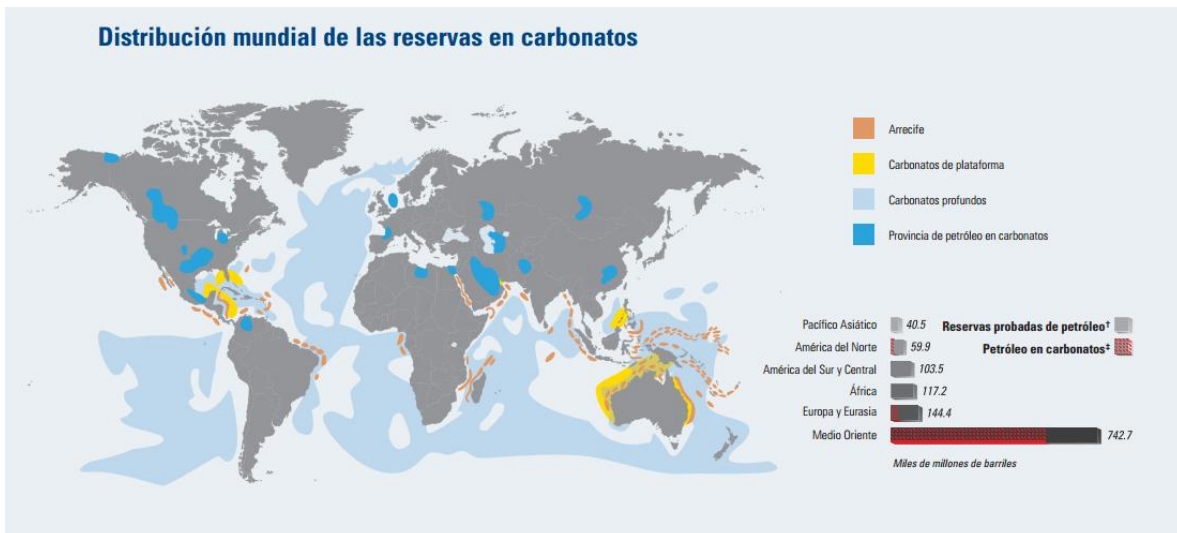


Ilustración 32-Diagrama de la Distribución Mundial de las Reservas en Carbonatos (Tomada de Yacimientos Carbonatados: Enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación, Schlumberger, 2008)

2.4 Estadísticas De Campos en México En Yacimientos Carbonatados de Aceite Pesado

En México más del 80% de la producción proviene de yacimientos carbonatados, y el 20 % se encuentra en arenas, a continuación se enlistan los campos petroleros más importantes en México en carbonatos y sus reservas 3P actualizadas al 2014 con base en datos de la CNH:

Tabla 5 Campos en carbonatos con más importantes en México con reservas 3P.

Región	Volumen Original Total 3P Aceite Por Región(mmb)	Reserva Remanente 3P Aceite por Región(mmb)	Activo	Volumen Original Total 3P Aceite Por Activo(mmb)	Reserva Remanente 3P Aceite por Activo(mmb)	Campo	Volumen Original Total 3P Aceite (mmb)	Reserva Remanente 3P Aceite(mmb)						
Marina Noreste	72,317.7	10,188.5	Ku-Maloob-Zaap	37,884.0	6,244.7	Ayatsil	3,618.9	580.4						
						Tekel	1,007.5	160.5						
						Utsil	811.1	104.0						
						Pit	2,870.2	453.4						
						Chapabil	1,042.9	149.7						
						Nab	408.0	32.6						
						Numan	257.5	16.7						
						Pohp	1,266.2	93.9						
						Tson	1,084.2	76.1						
						Kayab	6,966.4	889.4						
Marina Suroeste	19,582.2	1,398.3	Abkatún-Pol-Chuc	14,498.3	548.3	Baksha	449.5	41.9						
						Ku	5,821.8	657.7						
						Maloob	7,198.1	1,917.4						
						Zaap	5,083.7	1,060.8						
						Akal	30,818.8	3,792.4						
						Nohoch	2,054.1	13.5						
						Chac	570.6	24.8						
						Kutz	332.8	7.9						
						Ixtoc	657.3	105.2						
						Norte	22,351.3	364.7	Veracruz	538.5	1.4	Kastelán	614.3	40.0
Abkatún	5,445.6	159.8												
Pol	2,253.0	6.5												
Chuc	2,160.5	80.2												
Caan	1,564.0	14.7												
Ixtal	1,165.6	202.5												
Taratunich	1,013.9	35.2												
Batab	281.4	9.3												
Sur	12,866.4	824.4	Bellota-Jujo	8,547.9	693.8							May	381.6	64.5
												Och	366.0	34.9
						Uech	334.4	25.0						
						Kox	194.7	21.1						
						Yum	59.0	10.1						
						Bolontikú	849.8	126.6						
						Sinán	982.1	129.0						
						Citam	94.6	30.2						
						Ayín	646.5	182.4						
						Alux	104.0	30.5						
Yaxché	1,071.2	195.8												
Norte	22,351.3	364.7	Poza Rica-Altamira	21,812.8	363.3	Cópite	22.5	0.0						
						Mata Pionche	145.2	0.0						
						Miralejos	20.1	0.0						
						Angostura	302.3	1.4						
						Novillero	0.0	0.0						
						Mecayucan	48.4	0.0						
						Arenque	1,310.9	53.3						
						Tamaulipas Cor	2,607.7	68.3						
						Altamira	199.6	14.0						
						Palmuco	5,204.1	16.9						
Cacalilan	3,630.1	19.1												
Poza Rica	4,809.7	127.2												
San Andrés	1,422.0	13.1												
Ébano Chapaca	2,211.3	46.2												
Aguacate	30.9	1.6												
Santa Águeda	386.5	3.6												
Sur	12,866.4	824.4	Samaria-Luna	1,180.4	68.3	Jujo-Tecominoac	3,760.4	402.3						
						Edén-Jolote	602.8	49.6						
						Jacinto	263.4	26.3						
						Paredón	682.2	34.6						
						Bellota	606.6	24.3						
						Chinchorro	308.6	32.4						
						El Golpe	315.5	10.1						
						Mora	395.5	31.3						
						Yagual	210.7	22.8						
						Cárdenas	1,318.6	54.6						
Palangre	83.7	5.6												
Sur	12,866.4	824.4	Macuspana-Muspac	3,138.0	62.3	Luna-Palapa	249.2	4.5						
						Casparoso-Pijije	931.2	63.8						
						Muspac	163.2	1.6						
						Carmito	60.3	0.0						
						Catedral	36.9	0.1						
						Chiapas-Copan	320.2	13.3						
						Giraldas	464.6	3.2						
						Agave	258.0	1.7						
						Cactus	1,075.4	26.8						
						Nispero	479.5	10.6						
Río Nuevo	279.9	5.1												

En México el mayor volumen original 3P de aceite en yacimientos carbonatados se encuentra en la región marina Noreste con un 57%, seguido de la Región Norte con 18%, la Marina Suroeste con 15% y al final la Región Sur con 10%.

La región Marina Noreste tiene como su activo con mayor volumen original 3P localizada en yacimientos carbonatados a Ku-Maloob-Zaap con 29.8 % del total en el país, seguido de Cantarell con 27.1 %.

En la Región Norte se encuentra el activo Poza Rica Altamira que tiene el 17.2% del total del país.

En la región Marina Suroeste se encuentra el activo Abkatun Pool Chuc con 11.4 % de todo el país.

En la Región Sur se tiene a Belota Jujo con 6.7 % de todo el país

La siguiente grafica muestra las distribuciones:

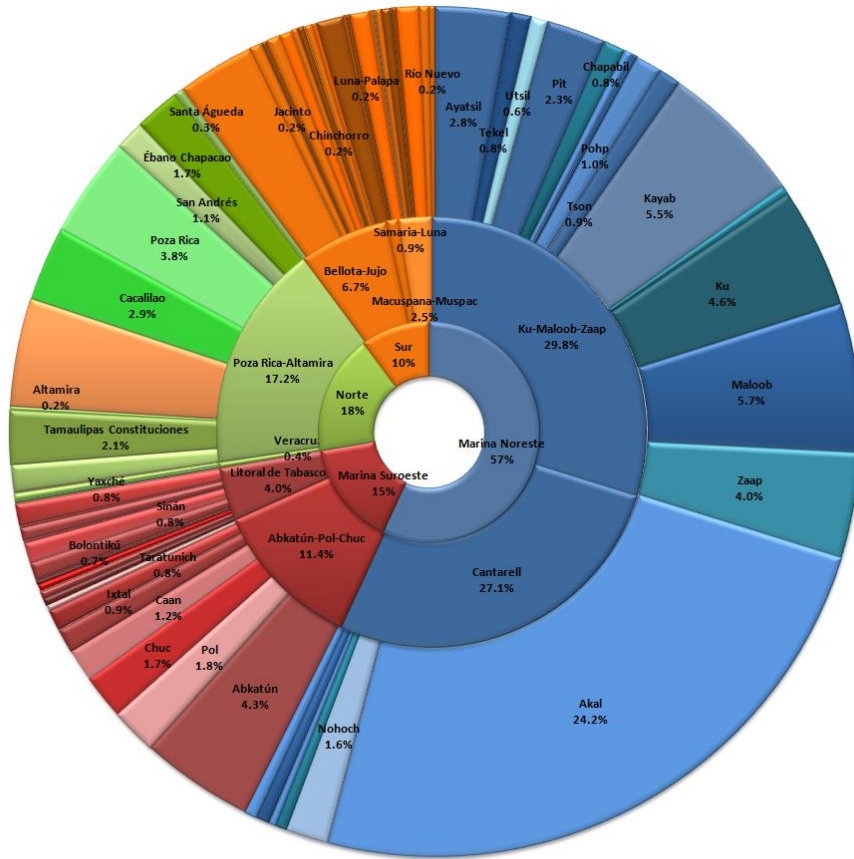


Ilustración 33-Grafica de volumen original 3P en yacimientos carbonatados en México.

A continuación se muestra la misma lista pero utilizando la reserva remanente 1P de aceite:

Tabla 6 Campos en carbonatos con más importantes en México con reservas 1P

Región	Reserva Remanente 1P Aceite por Region(mmb)	Activo	Reserva Remanente 1P Aceite por Activo(mmb)	Campo	Reserva Remanente 1P Aceite(mmb)
Marina Noreste	5,051.1	Ku-Maloob-Zaap	3,481.3	Ayatsil	309.6
				Tekel	16.1
				Utsil	26.8
				Pit	148.6
				Chapabil	0.0
				Nab	0.0
				Numan	0.0
				Pohp	0.0
				Tson	0.0
				Kayab	184.3
				Baksha	0.0
				Ku	396.3
				Maloob	1,624.1
				Zaap	775.4
Zazil-Ha	0.0				
Marina Suroeste	567.7	Abkatún-Pol-Chuc	281.0	Akal	1,467.1
				Nohoch	13.5
				Chac	18.8
				Kutz	7.9
				Ixtoc	62.4
Norte	176.2	Veracruz	0.7	Kastelán	0.0
				Abkatún	41.7
				Pol	6.5
				Chuc	52.3
				Caan	14.7
				Ixtal	121.2
				Taratunich	35.2
				Batab	9.3
				May	43.5
				Och	13.5
				Uech	15.8
				Kax	21.1
				Yum	1.9
				Bolontikú	38.6
Sinán	69.3				
Citam	2.1				
Ayin	39.3				
Alux	3.4				
Yaxché	38.3				
Sur	672.7	Bellota-Jujo	583.7	Cópite	0.0
				Mata Pionche	0.0
				Miralejos	0.0
				Angostura	0.7
				Novillero	0.0
				Mecayucan	0.0
				Arenque	46.5
				Tamaulipas Constituciones	37.9
				Altamira	4.2
				Pánuco	9.8
				Cacalilao	12.6
				Poza Rica	30.5
				San Andrés	4.1
				Ébano Chapacao	26.9
Aguacate	1.3				
Santa Águeda	1.7				
Sur	672.7	Bellota-Jujo	583.7	Jujo-Tecominoacán	402.3
				Edén-Jolote	30.6
				Jacinto	6.7
				Paredón	8.1
				Bellota	24.3
				Chinchorro	19.4
				El Golpe	10.1
				Mora	28.7
				Yagual	17.8
				Cárdenas	31.9
				Palangre	3.9
				Luna-Palapa	2.3
				Caparroso-Pijije-Escuintle	54.8
				Sur	672.7
Carmito	0.0				
Catedral	0.1				
Chiapas-Copanó	13.3				
Giraldas	3.2				
Agave	1.7				
Cactus	6.1				
Nispero	4.9				
Río Nuevo	0.9				

En cuanto a reservas 1P encontradas en yacimientos carbonatados en México se encuentra en la región Marina Noreste con 78% del total, seguido de la Región Sur con 10%, la Región Marina Suroeste con 9% y la Región Norte con 3%, encabezando Ku-Maloob-Zaap al ser el activo con mayor reserva 1P en yacimientos carbonatados.

La región sur con Bellota Jujo que contiene el 9% de la reserva 1p del país en yacimientos carbonatados en México.

Y la región norte con Poza Rica Altamira que alberga 5% del total de México.

La Región Marina Suroeste con Abkatun Pool Chuc y litoral de tabasco con 4% cada uno del total del país.

La siguiente figura muestra la tendencia:

Reserva Remanente 1P En Yacimientos Carbonatados En México

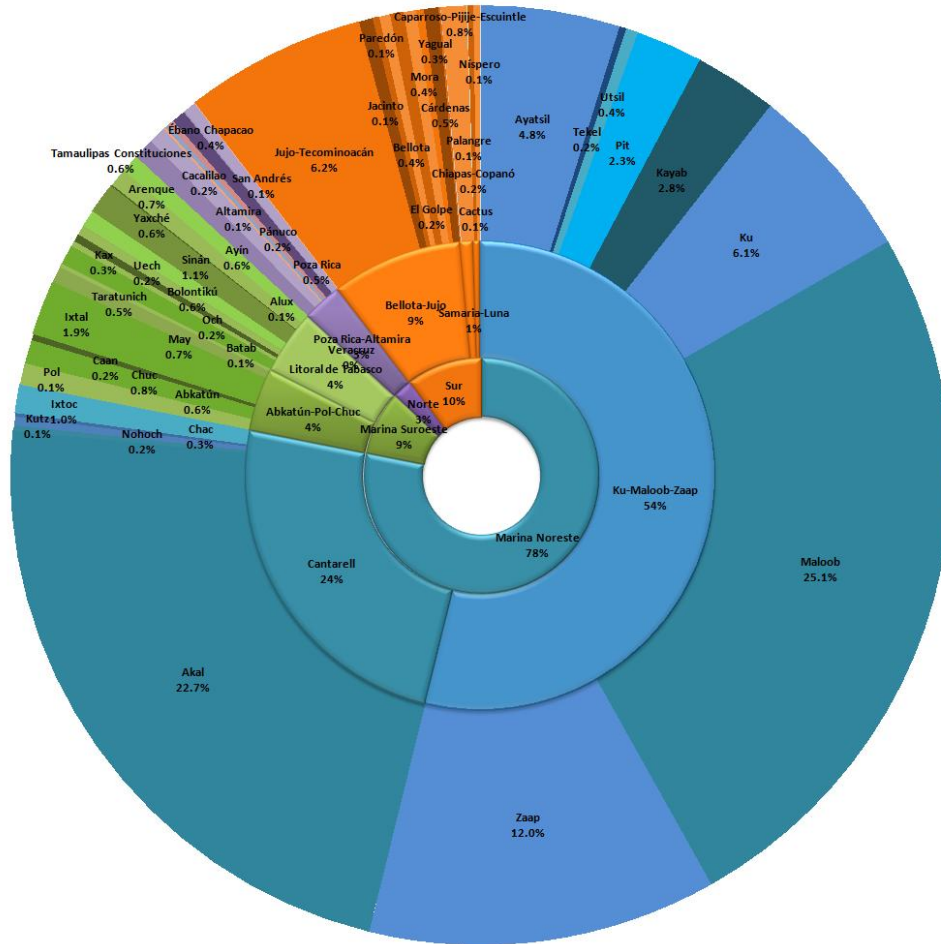


Ilustración 34-Grafica de reserva remanente 1P en yacimiento carbonatados en México.

Se puede notar que la Región Marina Noreste tiene más reserva remanente 1P que las demás regiones juntas.

En México uno de los grandes retos es la recuperación de aceite pesado donde se tiene potencial, a continuación se enlistan los principales campos en carbonatos de aceite pesado que se tiene en México, tomando su reserva 3P.

Tabla 7 Campos en carbonatos de aceite pesado en México con reserva 3P.

Región	Volumen Original Total 3P Aceite Por Region(mmb)	Reserva Remanente 3P Aceite por Region(mmb)	Activo	Volumen Original Total 3P Aceite Por Activo(mmb)	Reserva Remanente 3P Aceite por Activo(mmb)	Campo	Volumen Original Total 3P Aceite (mmb)	Reserva Remanente 3P Aceite(mmb)				
Marina Noreste	71,921.6	10,101.6	Ku-Maloob-Zaap	38,145.2	6,263.0	Ayatsil	3,618.9	580.4				
						Tekel	1,007.5	160.5				
						Utsil	811.1	104.0				
						Pit	2,870.2	453.4				
						Chapabil	1,042.9	149.7				
						Nab	408.0	32.6				
						Numan	257.5	16.7				
						Pohp	1,266.2	93.9				
						Tson	1,084.2	76.1				
						Kayab	6,966.4	889.4				
						Baksha	449.5	41.9				
						Ku	5,821.8	667.7				
						Maloob	7,196.1	1,917.4				
						Zaap	5,083.7	1,060.8				
						Zazil-Ha	261.2	18.3				
						Cantarell	33,776.4	3,838.6		Akal	30,818.8	3,792.4
										Nohoch	2,054.1	13.5
Chac	570.6	24.8										
Kutz	332.8	7.9										
Norte	14,186.1	167.4	Poza Rica-Altamira	13,883.7	166.0	Tamaulipas Constit	2,607.7	68.3				
						Altamira	199.6	14.0				
						Pánuco	5,204.1	16.9				
						Cacalilao	3,630.1	19.1				
						Ébano Chapacao	2,211.3	46.2				
						Aguacate	30.9	1.6				
						Veracruz	302.3	1.4				
Angostura	302.3	1.4										

En lo que respecta a yacimientos en carbonatos con aceites pesados (≤ 22 °API) se puede centrar en 2 regiones principalmente, la región Marina Noreste y Norte, tomando en cuenta que la región Marina Noreste acumula el 81% del total 3P de aceite pesado en carbonatos en México, donde el mayor activo es Ku-Maloob-Zaap, mientras que en la Región Norte se encuentra el 19% donde Poza Rica Altamira es el mayor activo con 2% del total de país.

La siguiente grafica muestra la distribución:

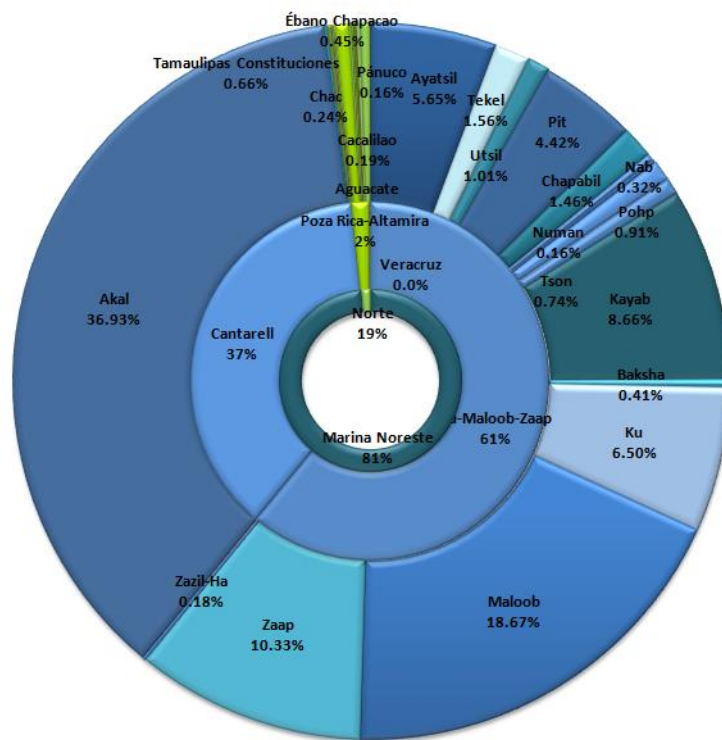


Ilustración 35-Grafica de Reserva remanente 3P de aceite en YNF de aceite pesado en México.

Si se toma en cuenta los volúmenes podemos concluir que son valores significativos para el país.

Pero si se comparan con las reservas 1P quedan valores pequeños a comparación de la 3P, es donde podemos decir que la tecnología y los procesos de recuperación mejorada pueden incrementar estos números de volúmenes 1P a ser más cercanos a las reserva 3P.

Tabla 8 Campos en carbonatos de aceite pesado en México con reserva 1P.

Región	Reserva Remanente 1P Aceite por Region(mmb)	Activo	Reserva Remanente 1P Aceite por Activo(mmb)	Campo	Reserva Remanente 1P Aceite(mmb)
Marina Noreste	4,988.7	Ku-Maloob-Zaap	3,481.3	Ayatsil	309.6
				Tekel	16.1
				Utsil	26.8
				Pit	148.6
				Chapabil	0.0
				Nab	0.0
				Numan	0.0
				Pohp	0.0
				Tson	0.0
				Kayab	184.3
Baksha	0.0				
Ku	396.3				
Maloob	1,624.1				
Zaap	775.4				
Zazil-Ha	0.0				
Norte	93.4	Poza Rica-Altamira	92.7	Akal	1,467.1
				Nohoch	13.5
				Chac	18.8
				Kutz	7.9
Veracruz	0.7	Veracruz	0.7	Tamaulipas Constituciones	37.9
				Altamira	4.2
				Pánuco	9.8
				Cacalliao	12.6
				Ebano Chapacao	26.9
				Aguacate	1.3
				Angostura	0.7

En cuanto a reserva 1P remanente en yacimientos carbonatados con aceite pesado la Región Marina Noreste tiene la mayor reserva con el 98% del total en México seguido de Poza Rica Altamira que tiene el 1.8% del total de país.

El mayor activo es Ku-Maloob Zap con 68.5% del país seguido de Cantarell con 29.7%.

La siguiente grafica muestra la distribución:

Reserva Remanente 1P de aceite En Ynf De Aceite Pesado En México

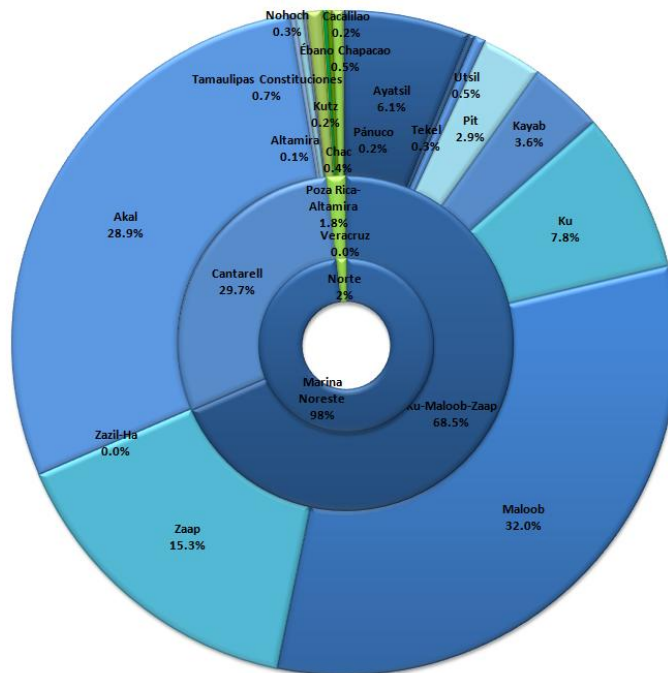


Ilustración 36-Grafica de reserva remanente 1P en YNF de aceite pesado en México.

2.5 Campos en México carbonatados De Aceite Pesado En México

2.5.1 Región Marina Noreste

2.5.1.1 Activo Ku-Maloob-Zaap

2.5.1.1.1 Ayatsil

Ubicación: en la sonda de Campeche,

Roca productora: Brecha dolomitizada de edad Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS)

Roca generadora: Del Jurasico Superior Tithoniano(JST)

Sello: Lutitas color gris verdoso, bentoníticas, plásticas y parcialmente calcáreas de formaciones de edad Paleoceno

Trampa: Estructura anticlinal que incluye 3 lóbulos alargados orientados sensiblemente de este a oeste y limitados cada uno por fallas inversas.

2.5.1.1.2 Tekel

Ubicación: Sonda de Campeche

Roca productora: Brecha dolomitizada de edad Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS)

2.5.1.1.3 Utsil

Ubicación: Sonda De Campeche

Roca Productora: Brecha sedimentaria en parte dolomitizada

Roca Generadora: Jurásico Superior Tithoniano en un ambiente marino carbonatado

Sello: Lutita Bentonítica del Paleoceno

Trampa: estructural

2.5.1.1.4 Pit

Ubicación: a 140 km de Campeche

Roca productora: Brecha de edad paleoceno cretácico superior

Roca generadora: Limos del Tithoniano Aptiano de formación Edzna

Sello: Lutita del Paleoceno Inferior

Trampa: Estructural

2.5.1.1.5 Kayab

Ubicación: 12 km al norte de Dos Bocas

Roca generadora: Jurásico Superior Tithoniano (JST), conformado de materia orgánica en las lutitas bituminosas de color negro y calizas arcillosas de color gris oscuro con abundante materia orgánica y amplia distribución regional.

Sello: Constituido por lutitas bentoníticas, plásticas y parcialmente calcáreas del Paleoceno

Trampa: Trampa estructural orientada sensiblemente de Noreste a Sureste con afectación por fallamiento inverso al norte y sur de la estratigrafía

2.5.1.1.6 Tson Ks:

Ubicación: Aproximadamente a 121 kilómetros al Noroeste de la ciudad del Carmen Campeche

Roca productora: Se compone de una Brecha con fragmentos de dolomía microcristalina y de mudstone a wackestone, de intraclastos y bioclastos parcialmente dolomitizados. Su porosidad es secundaria e intercristalina, en fracturas y cavidades de disolución.

Roca generadora: La principal roca generadora de hidrocarburos es de edad Jurásico Superior Tithoniano y se conforma de materia orgánica en las lutitas bituminosas de color negro y calizas arcillosas de color gris oscuro con abundante materia orgánica, y de distribución regional

Sello: A nivel regional el sello está constituido por lutitas bentoníticas, plásticas y parcialmente calcáreas del paleoceno.

Trampa: A nivel cretácico superior la trampa es de tipo estructural, originada por esfuerzos compresivos de edad Mioceno inferior de orientación Noreste y se encuentra afectada por fallamiento inverso, causado por tectónica compresiva.

Falla: Es un bloque que forma parte de un complejo estructural de tipo anticlinal, limitado al oeste y al norte por fallas inversas. El bloque se encuentra expulsado por efectos de una tectónica compresiva y la interpretación permite reconocer que comparte la misma falla de despegue que el bloque adyacente perforado por el pozo Pohp-1. Localmente la estructura es semicircular con fallas internas de tipo normal e inversa, que dividen a la estructura en bloques de menores dimensiones.

A continuación se muestran las principales características de los campos:

Tabla 9- Características de los campos carbonatados de aceite pesado en el activo Ku-Maloob-Zaap.

Campo	Ayatsil	Tekel	Utsil	Pit	Kayab	Tson Ks
ϕ [%]	7.90	5-15	5-15	5 a 12	5-10	8 a 9
K [mD]	3000	4500-5000	533-5480	<1000	>1000	>500
Sw[%]	15.4	20	20	20	25	35
So[%]	84.6	80	80	80	75	65
°API	11	11-13	11.4 y 10.2	8-11	8-10	9
Area [Km ²]	74	814.9	14.9	38.72	54	27
Fr[%]	16	16	12.8	15.8	12.8	7
Bo	1.139	1.099	1.11	1.112	1.06	1.13
μ [cp]	20-40	20-30	59	404	655	82
Temperatura [°F]	246	230	109	101	85	95
Rga[pie ³ / bbl]	121	121	228	165	174	465
RSI[pie ³ / bbl]	112	95	100	73	78	246
Pi[Psi]	3726	2645	3129	4864	4409	3185
Pb[Psi]	683	597	167	810	526	2033
Pactual[Psi]	3726	2645	3129	4380	4366	3129
Tirante [Pie]	297	410	426	410	505	328
Profundidad[Pie]	12467-13943	10170-11154	11686-12407	11154-12467	8267-8464	8530
H ₂ S[%mol]	21	20	27	5	4	
CO ₂ [%mol]	16	25	25	10	11	
Espesor Neto [Pie]	262	262	613	328	262	

2.5.2 Región Norte

2.5.2.1 Activo Poza Rica-Altamira

2.5.2.1.1 Cacalilao

Ubicación: Veracruz

Roca productora: Cretácico Superior de la formación San Felipe y Agua Nueva

Roca generadora: Jurásico Tithoniano de formación Pimienta

Sello: Cretácico superior de la formación Méndez

Trampa: Anticlinal

2.5.2.1.2 Altamira

Ubicación: Norte de la cuenca Tampico-Misantla

Roca Productora: Calizas arcillosas naturalmente fracturadas pertenecientes al Cretácico Superior de las formaciones Agua Nueva y San Felipe

Trampa: Flancos anticlinales, en los altos bloques fallados y aún en los sinclinales

2.5.2.1.3 Pánuco

Ubicación: Oriente de México

Roca Productora: Cretácico Superior de la formación San Felipe y Agua Nueva

2.5.2.1.4 Tamaulipas-Constituciones

Ubicación: Tamaulipas

2.5.2.1.5 Aguacate

Ubicación: Localizado en Poza Rica, Veracruz.

A continuación se muestran las principales características de los campos

Tabla 10- Características de los campos carbonatados de aceite pesado en el activo Poza Rica-Altamira.

Campo	Cacalilao	Altamira	Pánuco	Tamaulipas-Constituciones	Aguacate
ϕ [%]	6 a 12	8 a 12	6 a 12	14	14 a 16
K [mD]	50 a 1000	1 a 1000	1 a 1000	4	
Sw[%]		17	30	18	
So[%]		83	70	82	
°API	10 a 13	10 a 13	10 a 13	17.9 a 19	14 a 17
Area [Km ²]	181	19.98	113.7	94.86	2.65
Fr[%]	11	13	10.2	13	21
Bo				1.279	
μ_o [cp]	200 a 400	300 a 700	300 a 700	5.57 a 6.25	

Temperatura [°F]	104	104-113	104-113	194	
Rga[Pie³/bbl]		20	1761	471	56
RSI[Pie³/bbl]				392	
Pi[Psi]				3057	1450
Pb[Psi]				2460	
Pactual[Psi]	497-796	711 a 782	568 a 711	2844	
Tirante [Pie]					
Profundidad[Pie]	1476-2296	1312	984 a 2624	6276	2552-3133
H₂S[%mol]	4 a 5.2		5.7	0	
CO₂ [%mol]	50-80	15-25	50-100	0.18	
Espesor Neto [Pie]	230-459	492-623	230-459	131	164

2.5.2.2 Activo Veracruz

2.5.2.2.1 Angostura

Ubicación: Veracruz

Roca Productora: Cretácico Superior (Brechas de Méndez y San Felipe)

Trampa: Combinada (Estructural estratigráfica)

A continuación se muestran las principales características del campo

Tabla 11- Características de los campos carbonatados de aceite pesado en el activo Veracruz.

Campo	Angostura
ϕ[%]	8 a 14
K [mD]	600 a 800
Sw[%]	20 a 29
So[%]	71 a 80
°API	10 a 15
Area [Km²]	14
Fr[%]	10
Bo	1.049
μo [cp]	1546

Temperatura [°C]	150
Rga[Pie³/bbl]	942
Pi[Pie³/bbl]	2247
Pactual[Psi]	2176
Profundidad[Pie]	5413
Espesor Neto [Pie]	13 a 65

3. Selección de métodos potencialmente aplicables

3.1 Screening

Un sistema de Screening también es denominado tamizado, es una forma de selección para conocer cuales métodos de recuperación térmica tendrán más aplicación en yacimientos con características mexicanas.

Screening de autores

Para obtener un mayor rango en sistemas de Screening se investigó sobre distintos autores, los cuales a base de experimentos o de procesos realizados en campos, estos han realizados sus propios Screening.

El Screening se realizó con base a los siguientes autores:

- J. J. Taber, F.D. Martin, y R.S. Seright ; EOR Screening Criteria Revisited.
- Douglas A. Alvarado y Carlos Banser S. ; Recuperación Térmica de Petróleo, 2002.
- Lechiguero N., Jonathan J; Propuesta de Infraestructura y Fuentes de Energia Requerida Para la Generación de Vapor en Proyectos de Recuperación Mejorada en la Faja Petrolifera del Orinoco.
- Lyoho, A.W.;Selecting Enhanced Oil Recovery Processes, 1978.

La tabla de requerimientos de los métodos térmicos de recuperación mejorada se muestra a continuación:

Aceite		Combustión in situ	Inyección cíclica de Vapor	Inyección Continua de Vapor	HASD	SAGD
Densidad	8 a 40 °AP		>8 °API	>8 °API	<20 °API	6 a 20 °API
Viscosidad	<50000 [cp]		>100 [cp]	2 a 100000 [cp]	50 a 8000 [cp]	>200 [cp]
Composición	Contenido de asfaltenos que ayuden a la deposición del coque		NC	NC	NC	NC
Saturación de Aceite	>40%		>40%	>40%	>40%	>40%
Espesor Neto	> 3 [Metros]		>=6 [Metros]	>6 [Metros]	>=6 [Metros]	>=9.14 [Metros]
Permeabilidad Horizontal	> 30 mD		>10 [mD]	>200 [mD]	>100 [mD]	>1000 [mD]
Permeabilidad Vertical	No limitante					>100 [mD]
Relación Kv/Kh	<0.6		<0.6		<0.6	>0.8
Transmisibilidad	>6 [mD-ft/cp]		1.5-60 [mD-ft/cp]	1.5-60 [mD-ft/cp]	NC	NC
Profundidad	>3500 [Metros]		<1371 [Metros]	<1371 [Metros]	<1371 [Metros]	<1371 [Metros]
Temperatura	>38 °C		NC	38 a 204 °C	NC	>10 °C
Porosidad	>25 en areniscas, >17 en carbonatos		>0.2	>0.2	>0.2	>0.2
ΦSo	>7.7 %					
Presión (km/cm2)	0.703-140.6 [Kg/cm2]		<75.7 [Kg/cm2]	<75.7 [Kg/cm2]	<126.55 [Kg/cm2]	<107.57 [Kg/cm2]
Capa de Gas						
Contenido de Arcilla			<35%		<35%	<35%
Relación Vapor/Petroleo			3.3 a 5		2 a 4	2 a 4
Recobro			15 a 20%	40 a 50%	30 a 60%	30 a 60%
Sw			<40%	<50%	<40%	25 a 40%
Calidad de Vapor			80% a 85%	80% a 85%	80% a 100%	100%
P de iny			<1800 lpc	400 a 1800 lpc	<1800 lpc	200 a 1800 lpc

3.2 Campos sometidos a método de Screening

Para conocer la factibilidad de métodos en distintos yacimientos de México se utilizaran los siguientes:

Ayatsil

Tekel

Utsil

Altamira

Pánuco

Tamaulipas Constituciones

Cacalilao

Pit

Angostura

Kayab

Kastelan

Baksha

Aguacate

Chapabil

Nab

Numan

Pohp

Tson

Ku

Maloob

Zaap

Nohoch

Kutz

Ek balam

Por método se realizara un Screening de las características de operación vs las características del campo.

Se dará una puntuación dependiendo de la importancia de la variable ya sea en negativo o positivo

Variable muy Importante (**remarcado en rojo**): 3 puntos

Variable con considerable importancia (**Remarcado en negrita**): 2 puntos

Variable con media importancia (sin remarcar): 1 punto

También para una fácil identificación se mantiene de color amarillo aquellos rangos los cuales entran en el rango de operación, y de color azul las que no entran en este rango.

Cabe aclarar que hay información que no todos los campos contienen, estas variables no ayudaran ni afectaran a la puntuación.

Ejemplo:

Tabla 12-Ejemplo del Screening realizado.

Combustión in Situ		Ayatsil
		Rango
Aceite	Densidad [°API]	8 a 40 11
	Viscosidad [cp]	<50000 20-40
Yacimientos	Espesor Neto [Metros]	> 3 (10 pies) 180
	Permeabilidad [mD]	> 30 3000
	Profundidad [Metros]	<3500 (11500 pies) 3800
	Temperatura [°C]	> 38 (100 °F) 119
	Porosidad [%]	>25 en areniscas,>17 en carbonatos 7.90
	Φ _{so}	>7.7 84.6
	Presión [kg/cm ²]	0.703-140.6
Total		9

Los rangos muy importantes como son la densidad (3 puntos), la viscosidad (3 puntos), la permeabilidad (3 puntos), y la profundidad (-3 puntos), suman un total de 6 puntos.

Los rangos considerablemente importantes como son Saturación de aceite (2 puntos) y presión (0 puntos) suman 2 puntos, para un total de 8.

Los rangos medio importantes como son espesor neto (1 puntos), temperatura (1 punto) y porosidad (-1 punto) suman 1 punto, para un total de 9.

3.3 Screening Combustión in Situ

En el este método podemos ver que los yacimientos que son más compatibles con los parámetros de selección son:

- **Altamira:** Se le acredita una puntuación de 17, y se observa que en el rango de aplicación se encuentran todas las variables dentro a excepción de la porosidad, en un sistema carbonatado se recomienda tener porosidades mayores a 17%, mientras que Altamira tiene porosidades en el orden de 8 a 12%.
- **Pánuco:** Este yacimiento se acredita con una puntuación de 17, las características son muy parecidas a Altamira, cumple con todos los parámetros a excepción de la porosidad que está entre 6 y 12%, mientras se recomienda que sean mayores a 17%.
- **Pit:** Se le acredita una puntuación total de 17, cumple con todos los parámetros a excepción de la porosidad al estar en un rango entre 5 y 12%.
- **Cacalialo:** Se le acreditan 15 puntos, cumple con casi todos los parámetros a excepción de la porosidad, al tener un valor entre 6% y 12%, pero no llega a los 17 puntos por qué no se tienen datos sobre la saturación para este campo.
- **Ku:** se le acredita una puntuación de 14 puntos, cumple con todos los parámetros a excepción de la porosidad con un valor de 7.1%, es un buen prospecto también, y no logra la misma puntuación de los otros 4 por que no se tienen datos sobre la viscosidad y no se puede evaluar.
- **Angostura:** Este campo logra una valoración de 13 puntos, al fallar en la prueba de porosidad y también de presión, la cual en este campo es mayor a la recomendada y se puede tener problemas en mantener la fase vapor en el yacimiento.
- **Kayab:** Se logra una valoración de 13 puntos, no cumple los requisitos de porosidad y presión, lo cual puede crear problemas en mantener la fase del vapor en el yacimiento y este no se convierta en agua.

En la siguiente hoja se muestra la tabla completa.

Screening del método Combustión In Situ en yacimientos naturalmente fracturados de aceite pesado en México

		Combustión In Situ																	
		Ayresal	Tekel	Usel	Alamra	Panuco	Tamalipas	Constituciones	cajalisco	pt	Amogstura	Kayab	Kastelan	Baksha	Aguatec	Chepubl			
Yacimientos	Densidad [API]	11	11 v 13	11.4 v 10.2	10.0 13	10.0 13				17.9	10.0 13	8.0 11	10.0 15	8.0 10	6.0 a 10	9.6 a 10	14.0 17	10	
	Viscosidad [cp]	<0.0000																	
	Espesor Miel [Metros]	> 3 (10 pies)	20-40	20-30	59	300 a 700	300 a 700			5.57	200 a 400	>1000	1546	655	35 a 2440	695.6		50	751
	Permeabilidad [mD]	> 30	180	242	187	150 a 190	70 a 140			40	70 a 140	50 a 100	4.0 20	50 a 80	126	257			5208
	Profundidad [Metros]	<1500 (11500 pies)	3000	4500-5000	533-5480	1.0 1000	1.0 1000			4	1.0 1000	<900	600 a 800	>1000	1665	3005	900 a 955		114
	Temperatura [°C]	> 28 (100 °F)	1800	3100 a 3400	3542 a 3872	400	300 a 800			1913		450 a 700	<1000	1650	2520 a 2580	85	159 a 248	82	
Porosidad [%]	>25 en areniscas, >17 en carbonatos	119	110	109	40 a 45	40 a 45			90		40 a 45	101	66	85					
φ50	>7.7	7.90	5.8 15	5.8 15	8.8 12	6.8 12			14		6.8 12	8.8 12	8.8 14	5.8 10	11.5 a 14	6.8 7	14.8 16	6.8 8	
Presión [kg/cm2]	0.703-140.6	84.6	80	80	83.3	70			82		80	71 a 80	75	54 a 67	73 a 75		101.96	486	
Total		9	7	7	17	17			200		35 a 56	308	133	13	6	12	4	1	

		Combustión In Situ											
		Nab	Namen	Pojo	Tson Ke	Ku	Mulaco	Zamp	Motosch	Kuz	EK Balam		
Yacimientos	Densidad [API]	8.8 a 11	9.2	8.5 a 15	8.2 a 9	20 a 22	13.7	11.7	22	12 a 32	12		
	Viscosidad [cp]	<0.0000											
	Espesor Miel [Metros]	> 3 (10 pies)	310	2437	35	82.48	296.82	207.86	295.52	150 a 225	250	285	
	Permeabilidad [mD]	> 30	2590	2425	3070	>500	2000 a 5000	3200	2000 a 6000	2000 a 5000	2 a 5	3075	
	Profundidad [Metros]	<1500 (11500 pies)	71	80	98	95	117	118	119		115	112.2	
	Temperatura [°C]	> 28 (100 °F)	7	13		8.8 9	7.1	8	8.7	4.8 20	7	75	
Porosidad [%]	>25 en areniscas, >17 en carbonatos	83	96		65	80	80	86.5	108.5	85	73		
φ50	>7.7	228	283	282	228	135	145	149	109.5	228			
Presión [kg/cm2]	0.703-140.6	9	10	8	12	14	13	13	3	5	12		
Total		9	10	8	12	14	13	13	3	5	12		

3.4 Screening Inyección Cíclica de Vapor

En el método de inyección cíclica de vapor se encontro que los campos con mejor puntuación son:

- **Altamira:** Se acredita con 16 puntos, cumple con todos los parámetros a excepcion de la porosidad que se recomienda sea mayor a 20%, y en este yacimiento se encuentra entre 8 y 12%.
- **Pánuco:** Este yacimiento tambien obtiene una puntuación de 16 puntos, el único parámetro que no cumple es la porosidad al encontrarse en un rango de 6 a 12%.
- **Cacalilao:** Este yacimientos obtiene una puntuación de 15, el parámetro que no cumple es tambien la porosidad al encontrarse en un rango de 6 a 12 %, y tiene una menor puntuación a Altamira y Pánuco por que no se cuenta con la información de saturación de agua.
- **Pit:** Este yacimiento obtiene una puntuacion de 12 puntos, al no cumplir los requisitos de porosidad y de presión, la primera es muy baja al ser entre 5-12%, y la segunda es muy alta al tener 308 Kg/cm².
- **Angostura:** Este yacimiento tiene una puntuación conforme a la escala, de 10, no cumple con los requisitos de porosidad y profundidad, el primero con un valor de 8 a 14%, y el segundo con un profundidad de 1650, aunque solamente no cumple 2 requisitos, el parámetro de profundidad tiene gan peso para el método, por la razón de pérdidas de calor en la tuberia lo que hara se pierda calidad y al momento de llegar al yacimiento no se mantenga menos en la fase vapor, anudado a las condiciones de presion del yacimeinto.

En la tabla anexa se muestra los resultados completos:

Screening del Método Inyección Cíclica de Vapor en Yacimientos Naturalmente Fracturados de Aceite Pesado en México

Inyección Cíclica de Vapor		Aytsil	Tekel	Utsil	Atamira	Penasco	Tamaulipas	Construcciones	caacabul	pt	Argostura	Keyab	Kestelan	Bakcha	Aguatec	Chapobol	Nab	
Rango		Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	
Densidad [°API]	88	11	11 y 13	11.4 y 10.2	10 a 13	10 a 13		17.9	10 a 13	8 a 11	10 a 15	8 a 10	6.9 a 10	9.6 a 10	14 a 17	10	8.8 a 11	
Viscosidad [cp]	>100	20-40	20-30	59	300 a 700	300 a 700		5.57	200 a 600	>1000	1546	655	35 a 2440	605.6			310	
Espesor Nelo [metros]	>=6.09	180	242	187	150 a 190	70 a 140		40	70 a 140	50 a 100	4 a 20	50 a 80	126	257	50			
Permeabilidad [mD]	>10	3000	4500-5000	533-5480	1 a 1000	1 a 1000		4	1 a 1000	<500	600 a 800	>1000	3665	3005	900 a 955	751	2590	
Profundidad [metros]	<1371	3000	3100 a 3400	3562 a 2872	400	300 a 800		1913	450 a 700	450 a 700	1650	2520 a 2580	3665	3005	3005	3208	2590	
Temperatura [°C]	NC	119	110	109	40 a 45	40 a 45		90	40 a 45	40 a 45	66	85	129 a 248	83		114	71	
Porosidad [%]	>20 %	7.90	5 a 15	5 a 15	8 a 12	6 a 12		14	6 a 12	6 a 12	8 a 14	5 a 10	11.5 a 14	6 a 7	14 a 16	6 a 8	71	
Presion [cmH₂O]	<175.7		186.31	219.92	50 a 55	40 a 50		200	35 a 56	308	153	306.96	33	22 a 25	101.96	486	272	
Sw [%]	<40	15.4	20	20	16.7	16.7		18		20	20 a 29	25	33	22 a 25			17	
Total			2	0	0	16		16	0	15	12	10	6	5	5	8	0	1

Inyección Cíclica de Vapor		Namsan	Polpo	Tson Ks	Ku	Malcoob	Zaap	Noboch	Kutz	EK Balam
Rango		Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango
Densidad [°API]	88	9.2	8.5 a 15	8.2 a 9	20 a 22	13.7	13.7	22	12 a 32	12
Viscosidad [cp]	>100	2437	35	82.48		20	14		2 a 43	30
Espesor Nelo [metros]	>=6.09	100		296.82	267.86	299.92	150 a 225	250	285	
Permeabilidad [mD]	>10			2000 a 5000	2000 a 7000	2000 a 6000	2000 a 5000	2 a 5		
Profundidad [metros]	<1371	2425	5078	2600	2500	2200	2975	3585	3075	
Temperatura [°C]	NC	80	98	95	117	118	119	8.7	115	112.2
Porosidad [%]	>20 %	13	8 a 9	7.1	8	8	7	4 a 20	7	9
Presion [cmH₂O]	<175.7	202	202	220	135	145	149	169.5	220	
Sw [%]	<40	14		35	20	20	13.5		15	27
Total			3	0	0	7	4	4	7	0

3.5 Screening Inyección Continua de Vapor

En el método de inyección continua de vapor se obtuvieron como mejores casos los siguientes:

- **Altamira:** Se acredita con 16 puntos, cumple con todos los parámetros a excepción de la porosidad que se recomienda sea mayor a 20%, y en este yacimiento se encuentra entre 8 y 12%.
- **Pánuco:** Este yacimiento también obtiene una puntuación de 16 puntos, el único parámetro que no cumple es la porosidad al encontrarse en un rango de 6 a 12%.
- **Cacalilao:** Este yacimiento obtiene una puntuación de 15, el parámetro que no cumple es también la porosidad al encontrarse en un rango de 6 a 12 %, y tiene una menor puntuación a Altamira y Pánuco por que no se cuenta con la información de saturación de agua.
- **Pit:** Se le acreditan 12 puntos, cumple con la mayoría de los requisitos del filtro, a excepción de la presión y la porosidad, con valores de 308Kg/cm² y una porosidad de 5 a 12%. El valor de presión puede ser decisivo en el método por la transformación del vapor inyectado a agua.
- **Maloob:** Se le acreditan 10 puntos, al no cumplir 2 rasgos, la profundidad y la porosidad, con valores de 3200m y 8 % respectivamente. Su puntuación no es tan alta a razón de la profundidad, que es tomado como un valor crítico.
- **Zaap:** Al igual que Maloob se le acreditan 10 puntos, al no cumplir 2 rasgos, la profundidad y la porosidad, con valores de 3200m y 7.1% respectivamente. Su puntuación no es tan alta a razón de la profundidad, que es tomado como un valor crítico.

La tabla anexa contiene los resultados completos:

Screening del Método Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Naturalmente Fracturados de Aceite Pesado en México

Inyección Continua de Vapor		Ayresal	Tekel	Uxul	Alamra	Paruro	Tamapugas	Construcciones	Carallio	pr	Angostura	Kayab	Kastelan	Baxeta	Aguacate	Chunchul	Nab
Rango		Rango		Rango		Rango		Rango		Rango		Rango		Rango		Rango	
Densidad [API]	84	11	11 y 13	11.4 y 10.2	10 a 13	10 a 13		17.9	10 a 13	8 a 11	10 a 15	8 a 10	6.9 a 10	9.6 a 10	14 a 17	10	8.8 a 11
Viscosidad [cp]	2 a 100000	20-40	20-30	59	300 a 700	300 a 700		5.57	200 a 400	>1000	1546	655	35 a 2440	695.6			310
Espesor Miel [Micros]	>=6.09	3000	242	187	150 a 150	70 a 140		40	70 a 140	<500	4 a 20	50 a 80	136	257	50	751	2590
Permeabilidad [mD]	>200	4000-5000	4500-5000	533-5480	1 a 1000	1 a 1000		4	1 a 1000	6000 a 8000	>1000						
Profundidad [metros]	4371	3800	3100 a 3400	3562 a 2872	400	300 a 800		1913	450 a 700	<1000	1650	2520 a 2580	3865	3005	900 a 955	5208	2590
Temperatura [°C]	37.7 a 204.4(NC)	119	110	109	40 a 45	40 a 45		90	40 a 45	101	66	85	159 a 248	82	144.16	114	71
Porosidad [%]	>20	7.90	5 a 15	5 a 15	8 a 12	6 a 12		14	6 a 12	5 a 12	8 a 14	5 a 10	11.5 a 14	6 a 7	14.4.16	6 a 8	7
Presión [knt/cm2]	<175.5	196.11	196.11	219.92	50 a 55	40 a 50		200	35 a 56	508	153	306.96			101.96	486	272
Sw [%]	<50	15.4	20	20	16.7	30		18	20	20	20 a 29	25	33	22 a 25			17
Total		8	6	6	16	16		0	15	12	10	6	5	5	8	0	1

Inyección Continua de Vapor		Numan	Pojo	Tson Ks	Ku	Machob	Zapo	Mehoch	Ketz	Ek Balam	
Rango		Rango		Rango		Rango		Rango		Rango	
Densidad [API]	84	9.2	8.5 a 15	8.2 a 9	20 a 22	13.7	13.7	22	12 a 32	12	
Viscosidad [cp]	2 a 100000	2437	35	82.48		20	14		2 a 3	30	
Espesor Miel [Micros]	>=6.09	100			296.82	267.86	299.92	150 a 225	250	285	
Permeabilidad [mD]	>200	2425	3070	2600	2000 a 5000	2000 a 7000	2000 a 6000	2000 a 5000	2 a 5	3075	
Profundidad [metros]	4371	80	98	95	117	118	119	3485	2975	3075	
Temperatura [°C]	37.7 a 204.4(NC)	13		8 a 9	7.1	8	8.7	4 a 20	115	112.2	
Porosidad [%]	>20	282	202	220	135	145	149	169.5	7	9	
Presión [knt/cm2]	<175.5	14		35	20	20	13.5		15	27	
Sw [%]	<50	3	2	4	7	10	10	9	0	5	
Total		3	2	4	7	10	10	9	0	5	

3.6 Screening Método HASD

En el método de HASD se obtuvieron como mejores casos los siguientes:

- **Altamira:** Se acredita con 16 puntos, cumple con todos los parámetros a excepción de la porosidad que se recomienda sea mayor a 20%, y en este yacimiento se encuentra entre 8 y 12%.
- **Pánuco:** Este yacimiento también obtiene una puntuación de 16 puntos, el único parámetro que no cumple es la porosidad al encontrarse en un rango de 6 a 12%.
- **Cacalilao:** Este yacimiento obtiene una puntuación de 15, el parámetro que no cumple es también la porosidad al encontrarse en un rango de 6 a 12 %, y tiene una menor puntuación a Altamira y Pánuco por que no se cuenta con la información de saturación de agua y eso no le suma punto.
- **Pit:** Se acredita con una puntuación de 12, al faltar en cumplir los valores recomendados en porosidad y presión del yacimiento, la cual se encuentra en el rango de 5-12% y 308 Kg/cm² correspondientemente, ambas variables son importantes para el método y poder mantener la calidad del vapor.
- **Angostura:** Se acredita con 10 puntos, al no cumplir los valores recomendados en permeabilidad y porosidad el cual está en el rango de 1650 md y 8 a 14% correspondientemente. El rango de permeabilidad afecta al método de inyección de vapor por que se tendrá menos movilidad de fluido en el yacimiento y eso causará menos capacidad de inyección.

La tabla anexa contiene los resultados completos:

Screening del Método HASD en Yacimientos Naturalmente Fracturados de Aceite Pesado en México

HASD		Ayotlán	Tetel	Uxál	Atamira	Panuco	Tamalpaís	Construcciones	carcallo	pt	Agostura	Kayab	Kaxtlan	Bakcha	Aguacate	Chapal	Nab
Rango		Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango
Densidad [°API]	<20	11	11 y 13	11.4 y 10.2	10 a 13	10 a 13	17.9	10 a 13	8 a 11	10 a 15	8 a 10	6.9 a 10	9.6 a 10	14 a 17	10	8 a 11	
Viscosidad [cp]	50 a 8000	20-40	20-30	59	300 a 700	300 a 700	5.57	200 a 400	>1000	1546	655	35 a 2440	695.6	50		310	
Espesor Neto [metros]	96.09	180	242	187	150 a 190	70 a 140	40	70 a 140	50 a 100	4 a 20	50 a 80	126	257		751		
Fermeabilidad [mD]	>100	3000	4500-5000	533-5400	1 a 1000	300 a 800	4	1 a 1000	<1000	600 a 800	>1000	3665	3005	900 a 555	5208	2590	
Profundidad [metros]	<1371	3800	3100 a 3400	3562 a 2872	400	40 a 45	90	450 a 700	<1000	1650	2520 a 2580	3665	3005	900 a 555	5208	2590	
Temperatura [°C]	NC	119	110	109	40 a 45	40 a 45	40	40 a 45	101	66	85	159 a 248	82	14 a 16	114	71	
Porosidad [%]	>20	7.90	5 a 15	5 a 15	8 a 12	6 a 12	14	6 a 12	5 a 12	8 a 14	5 a 10	11.5 a 14	6 a 7	14 a 16	6 a 8	7	
Presión [bar/cm2]	<128.55	186.31	219.92	219.92	50 a 55	40 a 50	600	35 a 50	308	153	306.96	33	22 a 25	101.96	486	272	
Sw [%]	<40	15.4	20	20	16.7	30	18	15	20	20 a 29	25	33	22 a 25			17	
Total		8	6	6	16	16	0	15	12	10	6	5	5	8	2	1	

HASD		Nurman	Potpo	Tson Ks	Ku	Malob	Zaap	Mehoch	Kutz	EK Balam
Rango		Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango
Densidad [°API]	<20	9.2	8.5 a 15	8.2 a 9	20 a 22	13.7	13.7	22	12 a 32	12
Viscosidad [cp]	50 a 8000	2437	35	82.48		20	14		2 a 3	30
Espesor Neto [metros]	96.09	100			296.82	267.86	299.92	150 a 225	250	285
Fermeabilidad [mD]	>100	2425	3070	2600	2000 a 5000	2000 a 7000	2000 a 6000	2000 a 5000	2 a 5	3075
Profundidad [metros]	<1371	80	98	95	117	118	119	115	2975	112.2
Temperatura [°C]	NC	13	8 a 9	8 a 9	7.1	8	8.7	4 a 20	7	9
Porosidad [%]	>20	282	202	220	135	145	149	169.5	270	
Presión [bar/cm2]	<128.55	14		35	20	20	11.5		15	22
Sw [%]	<40	3	2	4	3	6	6	0	0	5
Total		3	2	4	3	6	6	0	0	5

3.7 Screening Método SAGD

Pánuco: Este yacimiento obtiene la puntuación más alta al cumplir con todos los parámetros a excepción de la porosidad al recomendarse sea mayor al 20%, y estando en rango de 6 a 12%.

- **Cacalilao:** Este yacimiento también obtiene una puntuación de 15 al cumplir con todos los parámetros excepto la porosidad de nueva cuenta, el cual su rango es de 6 a 12%.
- **Altamira:** Este yacimiento obtiene una puntuación de 14 al no cumplir con los parámetros de porosidad y de saturación, al ser recomendados mayor al 20% y en un rango de 20 a 40% respectivamente, mientras el yacimiento tiene una porosidad entre 6 y 12% y una saturación de agua del 16%.
- **Pit:** Se acredita con 10 puntos al no cumplir los requisitos de porosidad, presión y saturación, teniendo valores de 5 a 12%, 308 Kg/cm², y 20% correspondientemente.

Se puede ver en la tabla que mayormente el método no muestra ser un proceso adecuado para los campos con estas características, los campos no cumplen varios requisitos que han sido postulados en el tamizado realizado.

La tabla anexa contiene los resultados completos:

Screening del Método SAGD en Yacimientos Naturalmente Fracturados de Aceite Pesado en México

SAGD		Ayacuil	Tetel	Usil	Atamara	Panuco	Terminillas	Construcciones	Cacababo	pH	Argostura	Koyab	Koatlan	Bachua	Aguatec	Chapabul	Nabo	Namem
Rango		Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango
Densidad	6 a 20 7491	11	11 v 13	11.6 v 10.2	10 a 13	10 a 13		17.9	10 a 13	8 a 11	10 a 15	8 a 10	6.9 a 10	9.6 a 10	14 a 17	10	8 a 11	9.2
Viscosidad	>200 cp	25-40	20-30	59	300 a 700	300 a 700		5.57	200 a 400	>1000	1546	655	35 a 2440	695.6				2437
Espeor Neto	94.14	180	242	187	150 a 190	70 a 140		40	70 a 140	50 a 100	4 a 20	50 a 80	126	257	50			100
Permeabilidad	>100 md	3000	4500-5000	515-540	1 a 1000	1 a 1000		4	1 a 1000	<500	600 a 800	>1000				751		2590
Profundidad	<1371 metros	3800	3100 a 3400	1050 a 2372	400	300 a 800		1913	450 a 700	<1000	1450	2520 a 2580	3465	3005	900 a 555	5208		2425
Temperatura	>10 °C (Nc)	115	110	109	40 a 45	40 a 45		90	40 a 45	101	66	85	159 a 348	82		114		80
Presión	>20 %	256	5 a 15	5 a 15	8 a 12	8 a 12		14	8 a 12	5 a 12	8 a 24	5 a 10	11.9 a 14	6 a 7	14 a 16	6 a 8		23
Presión (atmosf)	<180.57		186.31	215.52	50 a 55	40 a 50		200	50 a 50	808	153	804.96			101.96	486		272
Sw	25 a 40%	15.4	20	20	18.7	30		18		20	20 a 29	25	33	22 a 25				14
Total		0	0	0	14	15		0	0	15	10	6	6	5	5	8	0	0

SAGD		Namem	Pepo	Tren Ko	Ku	Huaco	Zapo	Michich	Katz	El Balam
Rango		Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango	Rango
Densidad	6 a 20 7491	9.2	8.5 a 15	8.2 a 9	20 a 22	11.7	11.7	22	12 a 12	12
Viscosidad	>200 cp	2437	15	82.88		20	14		2 a 3	30
Espeor Neto	94.14	100			206.82	267.86	299.52	150 a 225	250	285
Permeabilidad	>100 md	2425	3070	2600	2000 a 3000	2000 a 3000	2000 a 6000	2000 a 3000	2 a 3	3075
Profundidad	<1371 metros	80	96	90	117	118	119	585	505	1075
Temperatura	>10 °C (Nc)	23	8 a 9	8 a 9	7.1	8	8.7	4 a 20	115	112.3
Presión	>20 %	282	202	250	135	145	149	189.5	270	9
Presión (atmosf)	<180.57	282	202	250	135	145	149	189.5	270	9
Sw	25 a 40%	14		23	20	20	18.3		15	27
Total		1	0	0	0	1	0	0	0	0

4. Creación de los Elementos de Simetría A y B.

4.1 Caso A.

En el caso A se realizó la primera propuesta que es un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado somero, con un fluido de aceite pesado correspondiente a 12.5 grados API.

Se decidió realizar un modelo de doble porosidad con un fluido de aceite negro, caracterizándolo térmicamente así como a la roca, habilitando la opción *Thermal* del software *Eclipse* de Schlumberger. Esto permite modelar el fluido, el vapor y agua caliente en el yacimiento, así como sus efectos en él.

En los siguientes títulos se especificarán las características completas.

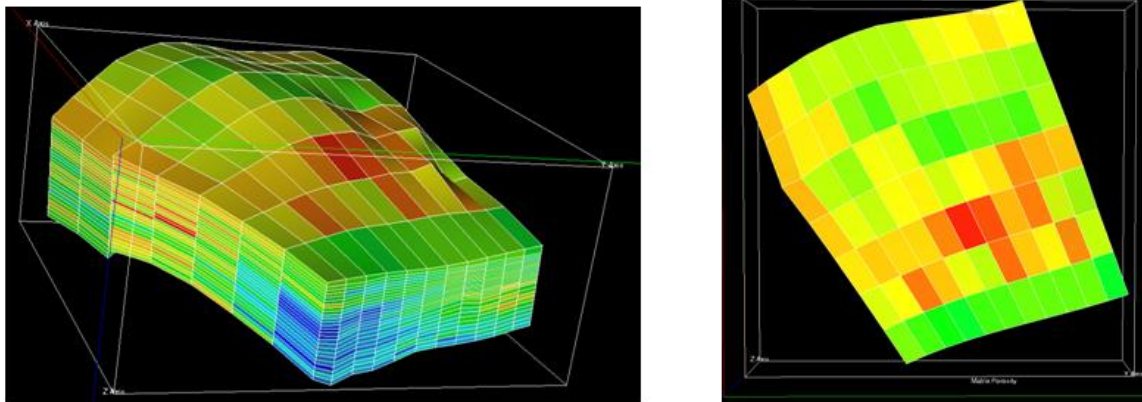


Ilustración 37 - Vista isométrica y aérea del elemento de simetría A.

4.1.1 Propiedades de Malla.

Se utilizó un sistema de puntos de esquinas para poder moldear la forma del sector. Se mantuvo un aproximado de 1 km^2 ya que esto permitiría modelar el espaciamiento entre pozos y sus efectos. También permitió visualizar los efectos en el yacimiento y el tiempo óptimo de corrida de cada caso.

- El largo promedio es de 4265 pies.

-
- El ancho promedio es de 3444 pies
 - El espesor promedio es de 394 pies

El tamaño de celda debía mantenerse equilibrado, entre más pequeñas sean las celdas, será mejor la visualización de los efectos en yacimientos, pero a la vez será mayor el tiempo de procesamiento de las corridas, factor importante, ya que al ser un sistema térmico consume más recursos de computadora. Por esta razón, se llegó a la conclusión de utilizar los siguientes tamaños de celda:

- El tamaño de celda en dirección X tienen un mínimo de 549.9 pies, un máximo de 661.22 pies y un promedio de 606.65 pies.
- El tamaño de celda en la dirección Y tiene un mínimo de 276.12 pies, un máximo de 383.14 pies y un promedio de 311.12 pies.
- El tamaño de celda en la dirección Z tiene un mínimo de 10.63 pies, un máximo de 51.47 pies y un promedio de 18,01 pies.

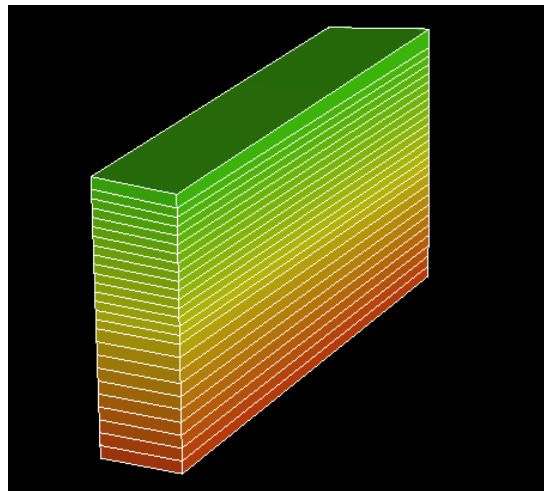


Ilustración 38 - Ilustración de una columna de celdas del elemento de simetría A.

Los campos con condiciones más ideales para métodos de inyección de vapor, vistos en el capítulo 3, se encuentran entre los 1000 y 2700 pies de profundidad, por tal razón, se decidió utilizar una profundidad intermedia entre estos extremos. La profundidad mínima de las celdas se encuentra a 1360 pies, significando la cima del modelo un máximo de 2375 pies, significando la base del modelo.

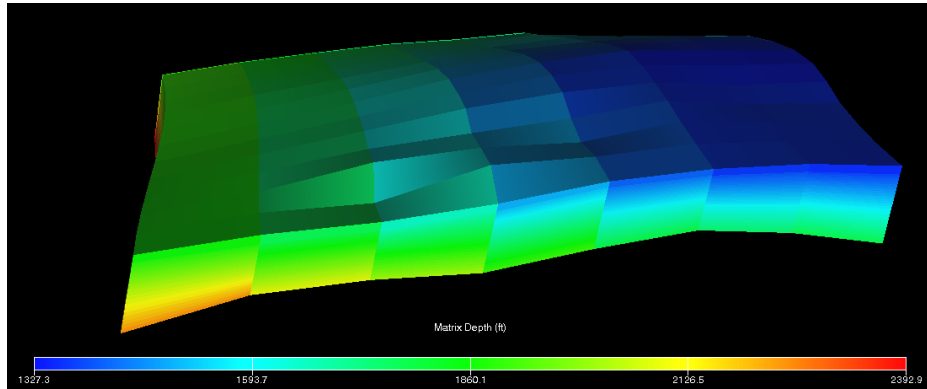


Ilustración 39 - Ilustración del elemento de simetría A con profundidad mínima y máxima.

A continuación se muestra el resumen antes escrito:

Tabla 13 - Resumen de propiedades de Malla del elemento de simetría A.

Propiedad	Valor	unidad
Largo	4265	Ft
Ancho	3444	Ft
Alto	394	ft

Propiedades	Mínimo	Maximo	Promedio	Unidades
MDX	549.9	661.22	606.65	Ft
MDY	276.12	383.14	311.12	Ft
MDZ	10.635	51.478	18.019	Ft
FDEPTH	1360	2375.1	1785	Ft
M Active Cells	2002	2002	2002	No.
F Active Cells	2002	2002	2002	No.

4.1.2 Propiedades de la Roca.

Para poblar la malla con las características necesarias, se utilizó Excel con variables aleatorias previendo un rango, ya que se conocían los límites de las propiedades del elemento de simetría que se requiere modelar.

Se mantuvo una corrección de tendencia para que los cambios no fueran tan drásticos en las propiedades, de tal manera que se evitara el encontrar una serie de propiedades muy variables en una zona. La forma de realizar la distribución es utilizando Excel y su apoyo en creación de variables aleatorias dentro de un rango, lo cual fue corregido posteriormente por los errores en valores muy altos y muy bajos.

En México, los yacimientos carbonatados de aceite pesado mantienen rangos promedios entre 4 mD y 12 mD, valores que son utilizados para formar el elemento de simetría, con el apoyo de Excel, como fue comentado anteriormente. Los valores utilizados son los siguientes:

- La permeabilidad de matriz en dirección X con un mínimo de 0.065 mD, un máximo de 12.8 mD y un promedio de 5 mD.

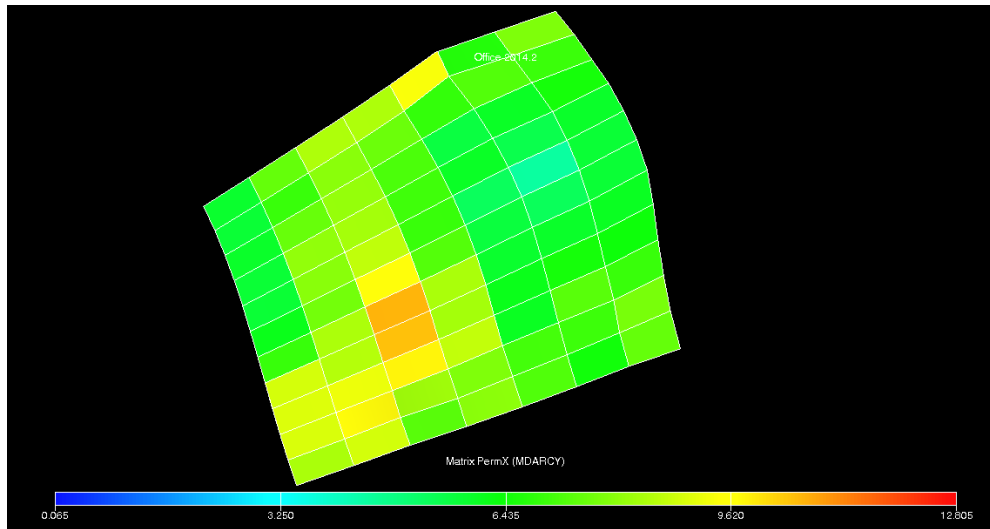


Ilustración 40 - Rango y distribución de permeabilidades en X en la matriz del elemento de simetría A.

La información de los yacimientos mexicanos resume la permeabilidad en un promedio, un simulador identifica este atributo en una dirección X , una dirección Y y una Z . Por esta razón la permeabilidad en la dirección Y se utilizó en las mismas proporciones que las X , sin ser iguales para tener heterogeneidad en el yacimiento, esto se logró volviendo a realizar distribuciones aleatorias en Excel. Se utilizaron los siguientes valores:

- La permeabilidad de matriz en la dirección Y con un mínimo de 0.715, un máximo de 12.8 mD y un promedio de 5 mD.

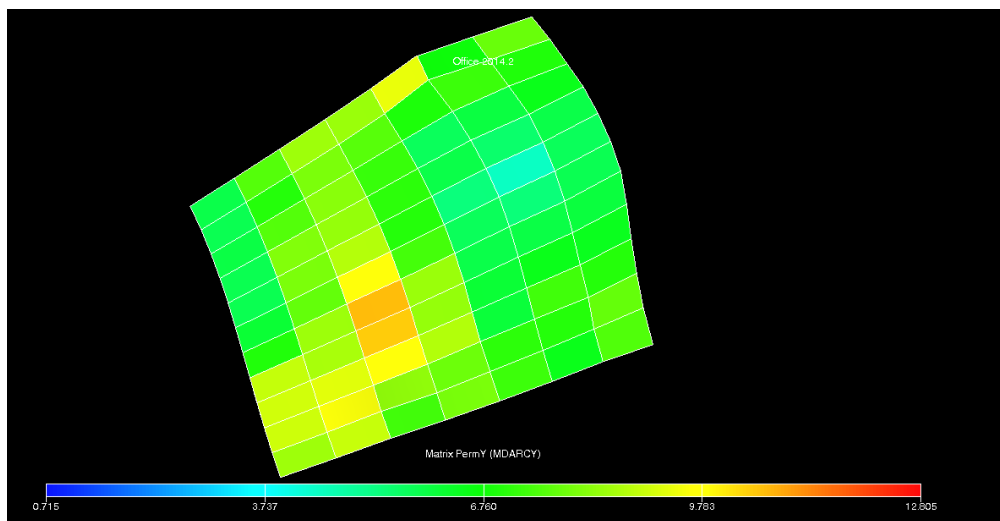


Ilustración 41 - Rango y distribución de permeabilidades en Y en la matriz del elemento de simetría A.

La permeabilidad vertical se decidió a partir de las permeabilidades horizontales. Esta permeabilidad se mantuvo menor a la horizontal, tomando en cuenta que por razones de deposición en los yacimientos mayormente la permeabilidad vertical es un porcentaje de la horizontal. Los valores utilizados son los siguientes:

- La permeabilidad de matriz en dirección Z con un mínimo de 0.05 mD, un máximo de 1 mD y un promedio de 0.43 mD.

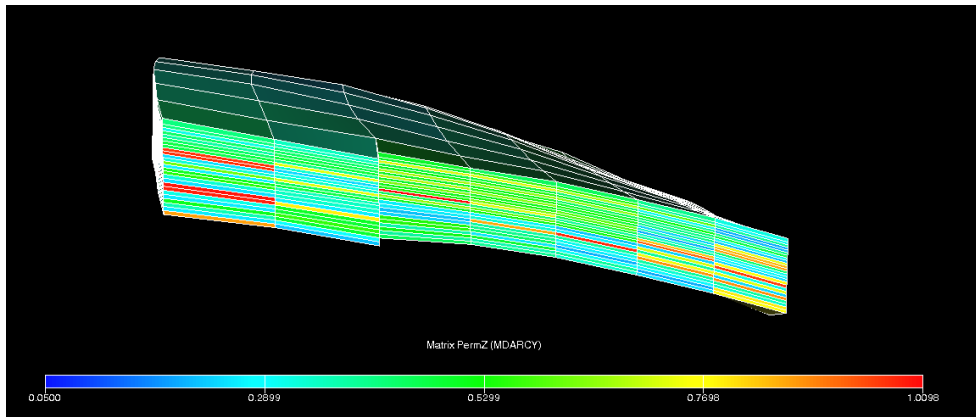


Ilustración 42 - Rango y distribución de Permeabilidades en Z en la matriz del elemento de simetría A.

Las porosidades en yacimientos carbonatados con aceites pesados mantienen tendencias promedio ente 4% y 14%. Estas porosidades no son recomendadas en la aplicación de ningún método de recuperación térmica, pero se utilizaron para comprobar la factibilidad de estos métodos. Los valores utilizados son los siguientes:

- La porosidad de la matriz con un valor mínimo de 2.92%, un máximo de 13.98%, y un promedio de 9.64%.

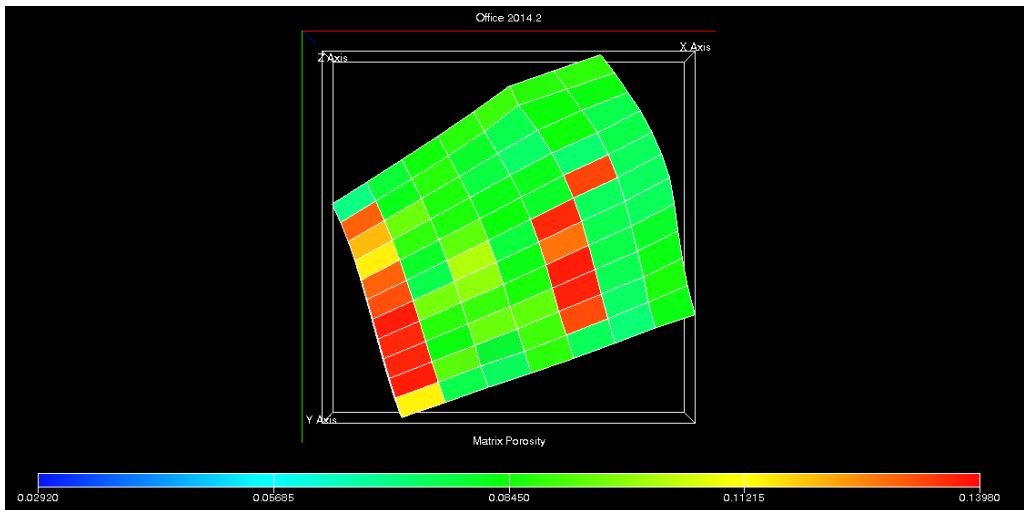


Ilustración 43 - Rango y distribución de Porosidad de la matriz del elemento de simetría A.

Los yacimientos de cuencas como lo son *Tampico-Misantla* tienen mayores contenidos de arcillas, los cuales anudados a las porosidades y las saturaciones de agua, dan como resultado un menor

registro en los parámetros de corte que en otros tipos. Por esta razón, el valor de espesor Neto-Bruto de la matriz tiene un valor mínimo de 40%, un máximo de 60%, y un valor promedio de 52%.

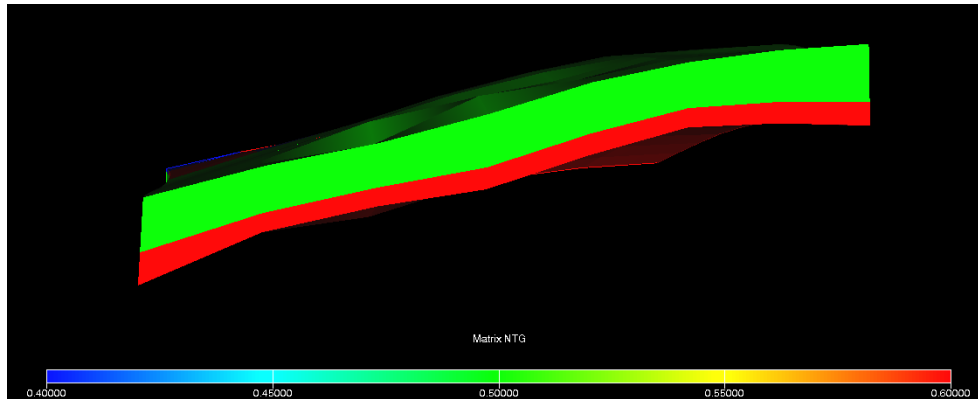


Ilustración 44 - Rango de NTG y distribución en la matriz del elemento de simetría A.

En yacimientos naturalmente fracturados, se toma en cuenta las permeabilidades de la fractura, las cuales son mucho más altas a las permeabilidades de la matriz, en todas las direcciones, aquellos yacimientos que tienden a ser ideales en la aplicación de métodos de recuperación, tienen permeabilidades entre 500 y 1500 mD, lo cual fue utilizado para la distribución en el elemento de simetría, teniendo los valores:

- La permeabilidad de la fractura en dirección X con un valor mínimo de 10 mD, un máximo de 1290 mD y un promedio de 205.1 mD.

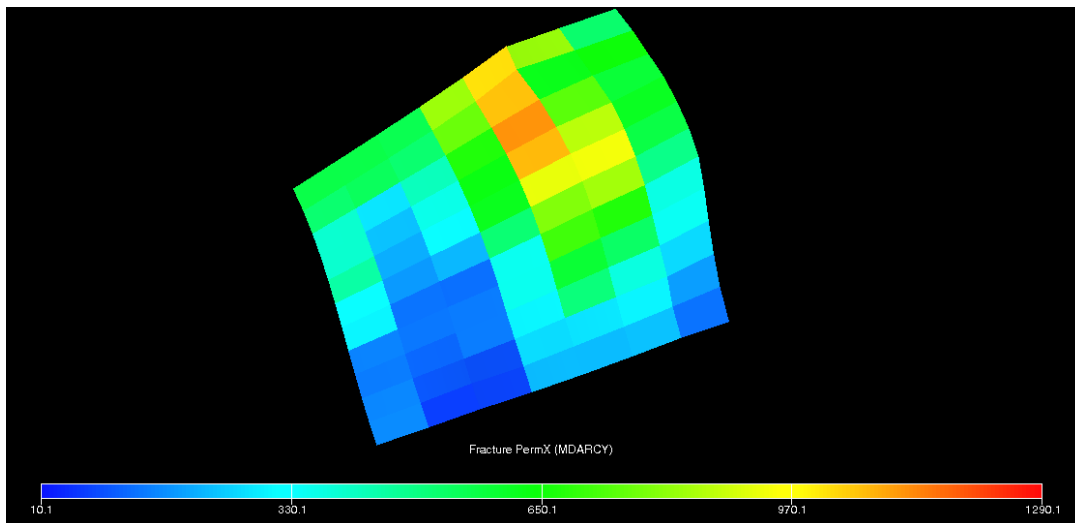


Ilustración 45 - Rango distribución de la permeabilidad en X de la fractura en el elemento de simetría A.

En la dirección y al igual que las permeabilidades de matriz se mantuvieron datos parecidos a la dirección X, ya que se manejan usualmente en la información pública, valores promedios en dirección horizontal. Los valores utilizados son:

- La permeabilidad de la fractura en dirección Y con un valor mínimo de 10 mD, un máximo de 1290 mD y un promedio de 208 mD.

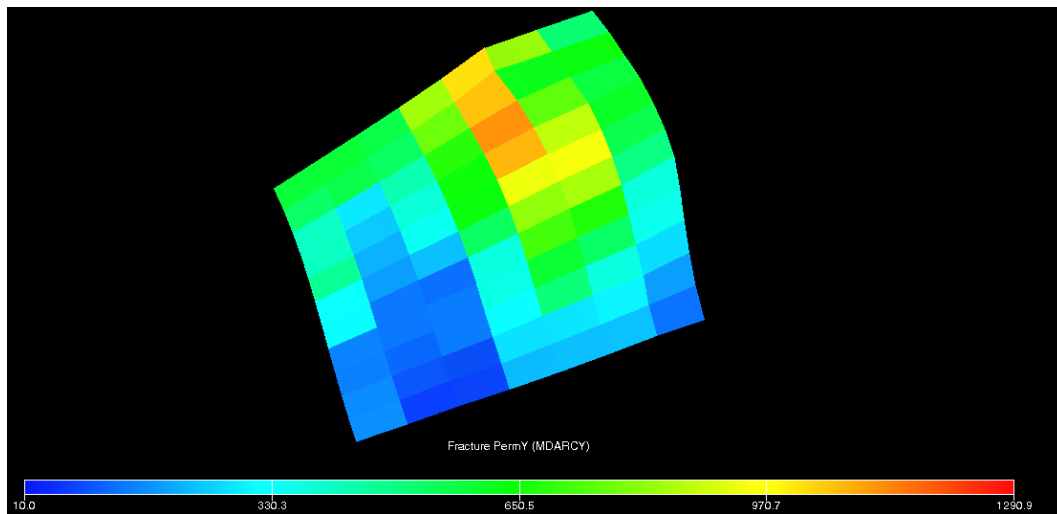


Ilustración 46 - rango y distribución de la permeabilidad en Y de la matriz en el elemento de simetría A.

La permeabilidad en dirección Z se recreó como un porcentaje del 10% de la permeabilidad horizontal, ya que se conoce que estas permeabilidades son menores debido a la deposición litológica. Los valores utilizados finalmente son:

- La permeabilidad de la fractura en dirección Z con un valor mínimo de 0.2 mD, un máximo de 129 mD y un promedio de 24 mD.

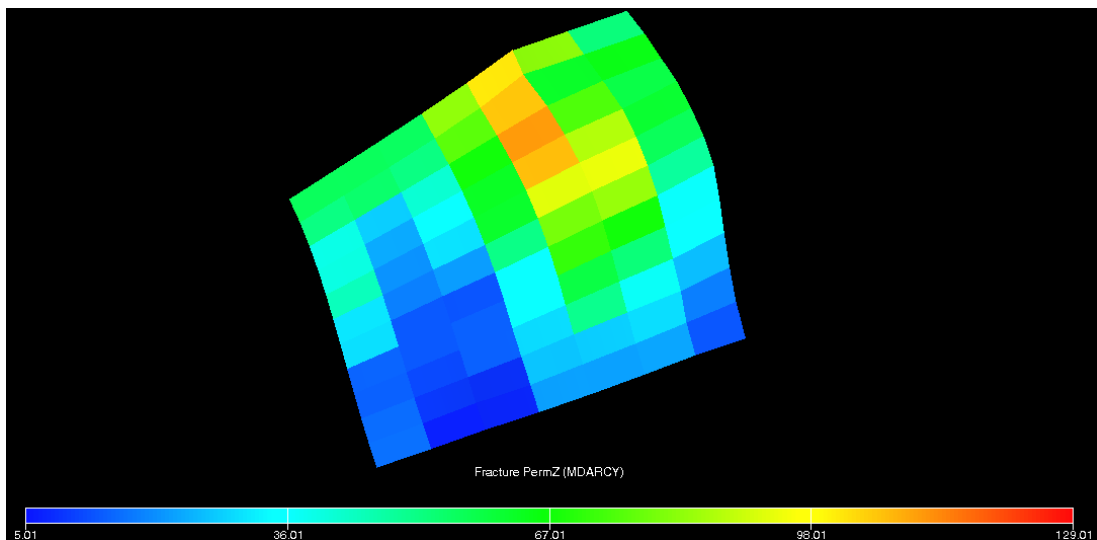


Ilustración 47 - Rango y distribución en Z de la fractura en el elemento de simetría A.

La porosidad en la fractura en este tipo de yacimientos es menor que la porosidad de la matriz, debido a la recristalización que ocurre usualmente en yacimientos fracturados, por ello se utilizó como un porcentaje de la porosidad en la matriz, para representar el elemento de simetría.

Teniendo los siguientes valores:

- La porosidad de la fractura con un valor mínimo de 1%, un valor máximo de 6.87% y un promedio de 4.18%.

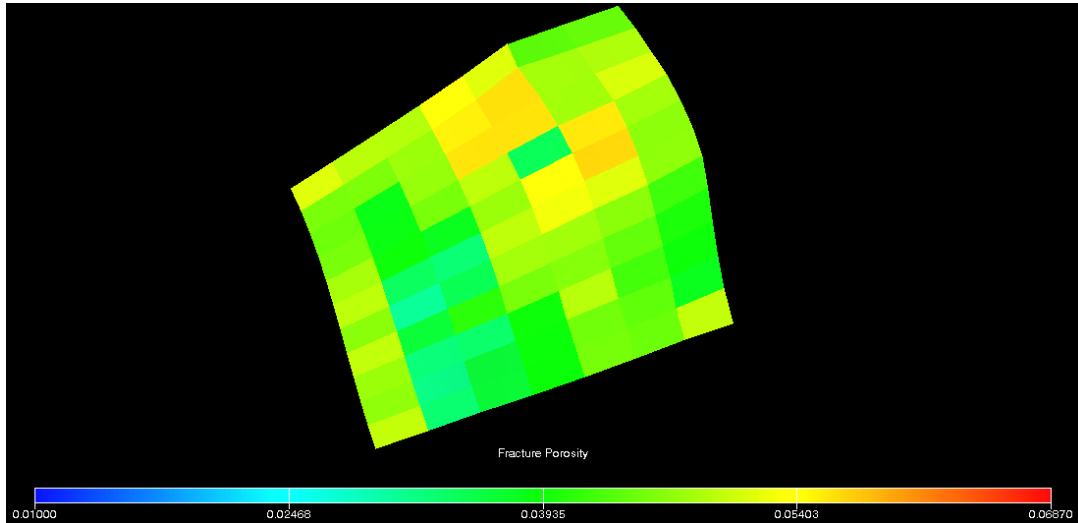


Ilustración 48 - Rango y distribución de la porosidad en la fractura del elemento de simetría A.

El valor de sigma está relacionado al tamaño de bloque de la matriz, con la expresión:

$$\Sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right)$$

Las descripciones geológicas de campos mexicanos carbonatados describen bloques de matriz, de un número aproximado a 45 ft en promedio en las 3 direcciones. Se utilizaron valores de 5 ft hasta 81 ft para obtener el valor de sigma calculándolo con la formula mostrada anteriormente. Se obtienen los siguientes valores para el elemento de simetría:

- El valor de sigma con un valor mínimo de $1.81 \times 10^{-3} 1/\text{pie}^2$, un valor máximo de $479 \times 10^{-3} 1/\text{pie}^2$ un valor promedio $5.87 \times 10^{-3} 1/\text{pie}^2$.

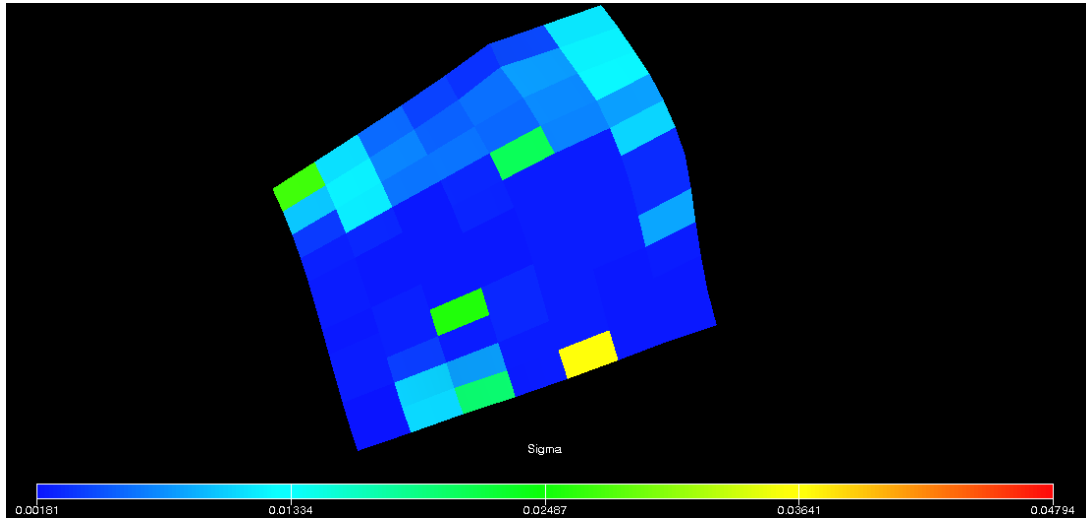


Ilustración 49 - Rango y distribución de Sigma en el elemento de simetría A.

A continuación se muestra el resumen:

Tabla 14 - Resumen de propiedades matriz y fractura del elemento de simetría A

Propiedades	Minimo	Maximo	Promedio	Unidades
MNTG	0.4	0.6	0.52	Fraction
MPERMX	0.065	12.8	4.9929	md
MPERMY	0.715	12.8	5.084	md
MPERMZ	0.05	1.0098	0.43716	md
MPORO	2.92%	13.98%	9.64%	Porcentaje
SIGMAV	0.00181	0.04794	0.00587	
FPERMX	10.05	1290.1	205.01	md
FPERMY	10.027	1290.9	208.07	md
FPERMZ	0.204	129.01	24.755	md
FPORO	1.00%	6.87%	4.18%	Porcentaje
FTEMP	108	125	115.84	°F
MTEMP	108.76	125.65	115.66	°F
FPRESSURE	471	889	646	Psi
MPRESSURE	471.54	889.13	646.36	Psi

4.1.2.1 Propiedades Térmicas de la Roca

Para ajustar el modelo térmicamente se necesita caracterizar:

- La transmisibilidad térmica de la roca y fluido cuyo valor utilizado fue 21.7 BTU/Pie³/Día °R
- La capacidad calorífica de la roca cuyo valor utilizado es 34.83 BTU/Pie³ °R
- Volumen de calor específico de la roca cuyo valor utilizado es 59.71 BTU/ Pie³ °R

A continuación se explica la obtención de los valores:

4.1.2.1.1 Capacidad Calorífica

Se necesita la caracterización de la capacidad calorífica de la roca saturada con un fluido, para ello se utilizaron resultados de pruebas reportadas en el libro *Michael Prats(1982)* donde se muestran tablas de rocas calizas saturadas con Metano y Agua a diferentes presiones, los datos utilizados son los siguientes:

Tabla 15 - Capacidad térmica de roca saturadas a diferentes presiones utilizadas en el elemento de simetría A.

Capacidad Térmica										
Caliza	14.7			500 psi		1500 psi		3000 Psi		btu/cu ft F
	Drenado	Metano	Agua	Metano	Agua	Metano	Agua	Metano	Agua	
	35.4	35.4	35.4	35.5	35.5	35.7	36.2	36	46.8	

Como el elemento de simetría es un sistema con aceite pesado, se tendrá poca presencia de gas, además al inyectar agua en forma de vapor, el agua será un fluido en contacto con el sistema que transmitirá energía directamente, se eligió utilizar la información de la roca saturada por agua.

El yacimiento se encuentra entre la presión de 471 y 889 psi, con un promedio de 646 psi, por lo tanto se utilizará este valor.

De la tabla podemos obtener una tendencia:

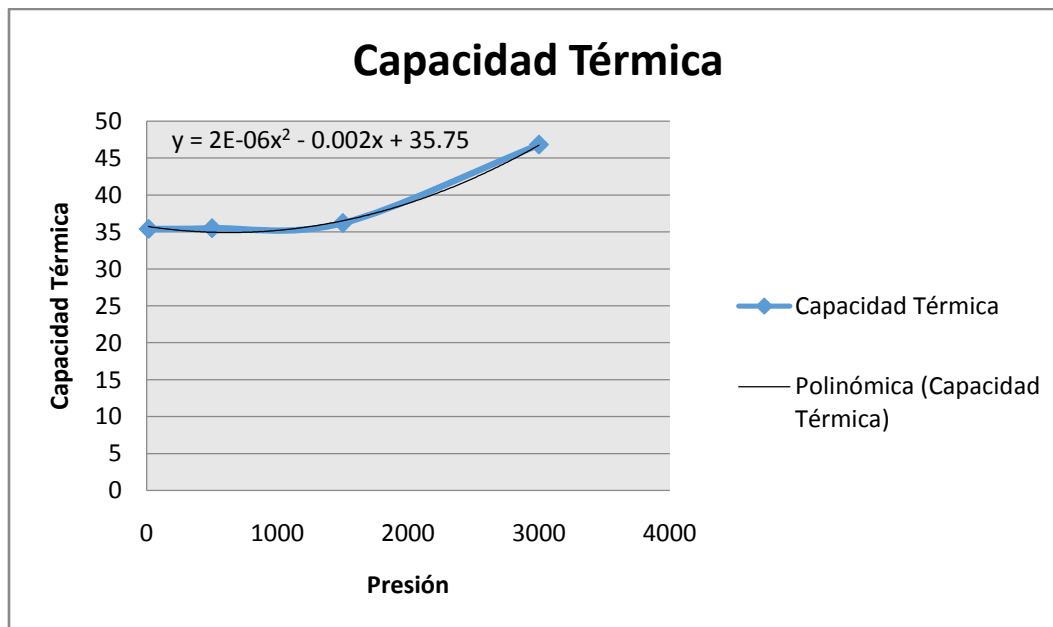


Ilustración 50 - Representación gráfica de la capacidad térmica con respecto a la presión.

De esta tendencia se obtiene la ecuación:

$$y = 2E-06x^2 - 0.002x + 35.75$$

Y se sustituye con el valor de presión a la cual necesitamos el valor de capacidad térmica:

$$y = 2E-06(646)^2 - 0.002(646) + 35.75$$

$$y = 34.84 \text{ BTU/Pie}^3 \text{ } ^\circ\text{R}$$

4.1.2.1.2 Conductividad térmica

Para el caso de la conductividad térmica se obtuvo del mismo libro de *Prats* como un valor puntual:

Tabla 16 - Valor de conductividad térmica utilizado en el elemento de simetría A.

Conductividad Térmica		
Caliza	Valor 21.7	BTU/Dia-Pie

4.1.2.1.3 Volumen de calor específico

Para el caso del volumen de calor específico de la roca se obtiene multiplicando la densidad de la roca por el calor específico de ésta, para ello se utilizó información del libro de *Michael Prats* (1982) sobre Caliza.

$$\text{Densidad} = 2450 \text{ Kg/m}^3$$

$$\text{Calor específico} = 0.908 \text{ Kj/Kg } ^\circ\text{K}$$

$$\text{Multiplicando se obtiene el volumen de calor específico de roca} = 2224.6 \text{ Kj/ m}^3 \text{ K}$$

Convirtiendo a unidades leídas por el simulador:

$$\text{Volumen de calor específico} = 59.71 \text{ BTU/ Pies}^3 \text{ } ^\circ\text{R}$$

Tabla 17 - Resumen de propiedades térmica de roca y fluido utilizados en el elemento de simetría A.

Propiedad	Valor	Unidad
Volumen de calor específico de la roca	59.71	BTU/ Ft3 °R
Traansmisibilidad termica de roca y fluido	21.7	BTU/Ft3/Day °R
Capacidad calorifica de la roca	35.5	BTU/ ft3 °R

4.1.3 Propiedades del Yacimiento

Se requiere caracterizar:

La temperatura de la matriz y fractura, ambas se mantienen a la misma temperatura en el caso del elemento de simetría.

Se toma en cuenta el gradiente promedio de temperatura y profundidad, 3 °C por cada 100 m, para realizar una tabla presentada a continuación:

Tabla 18 - Profundidad vs temperatura

Profundidad(Ft)	Temperatura °F
0	86
328	91.4
656	96.8
6562	194

Estos datos son graficados y se obtiene la ecuación de la recta:

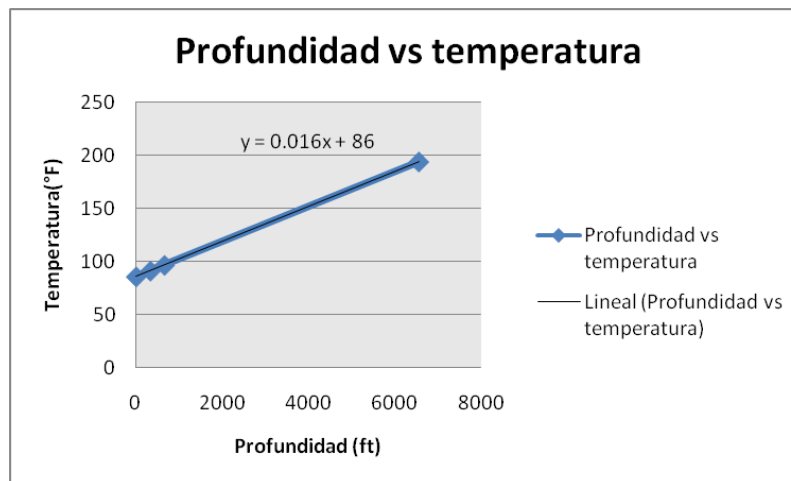


Ilustración 51 - Representación gráfica y tendencia de las variables profundidad vs temperatura.

La cual es sustituido a las profundidades mínimas y máximas del elemento de simetría para obtener las siguientes temperaturas:

- La temperatura de la matriz mínima de 108 °F, un máximo de 125°F y un promedio de 115°F.

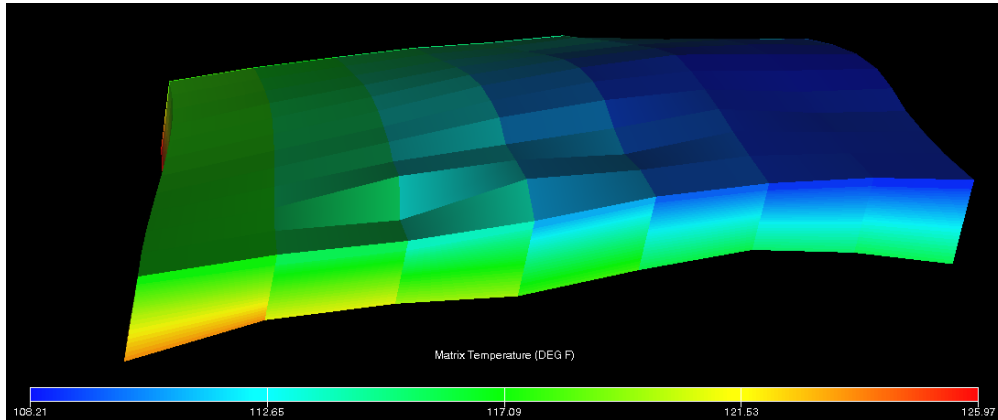


Ilustración 52 - Rango y distribución de la temperatura en el elemento de simetría A.

Las temperaturas de fractura se mantuvieron en el mismo orden que las temperaturas de matriz.

- La temperatura de la fractura mínima de 108 °F, un máximo de 125°F y un promedio de 115°F.

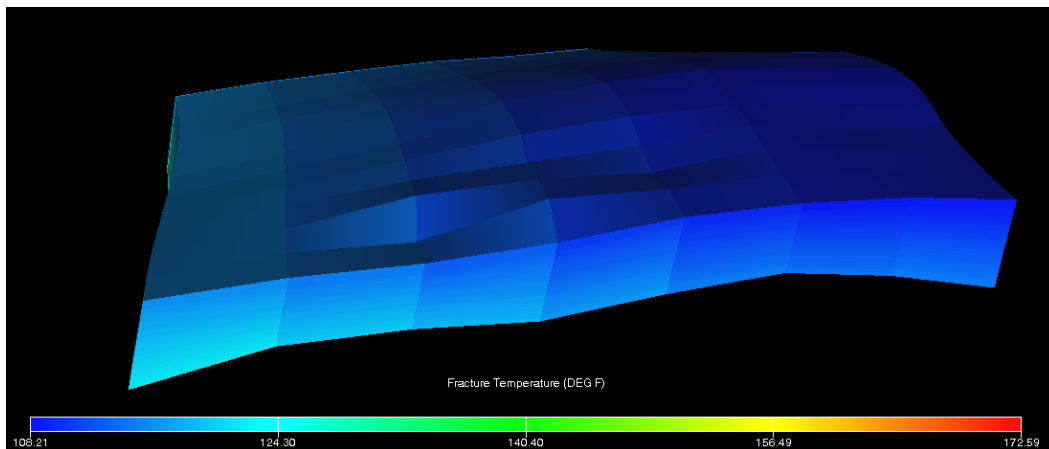


Ilustración 53 - Rango y distribución de la temperatura en fractura del elemento de simetría A.

Los yacimientos carbonatados con mejores características para la aplicación de métodos térmicos de recuperación tienen presiones de yacimientos en rangos de 35 a 50 Kg/cm². Lo equivalente a 498 a 711 Psi. El valor dado es un punto en el yacimiento, el simulador comienza a poblar las presiones utilizando densidades y gradientes. Los rangos de presiones son:

- La presión del yacimiento mínima en la matriz de 471 psi, un máximo de 889 psi y un promedio de 646 psi.

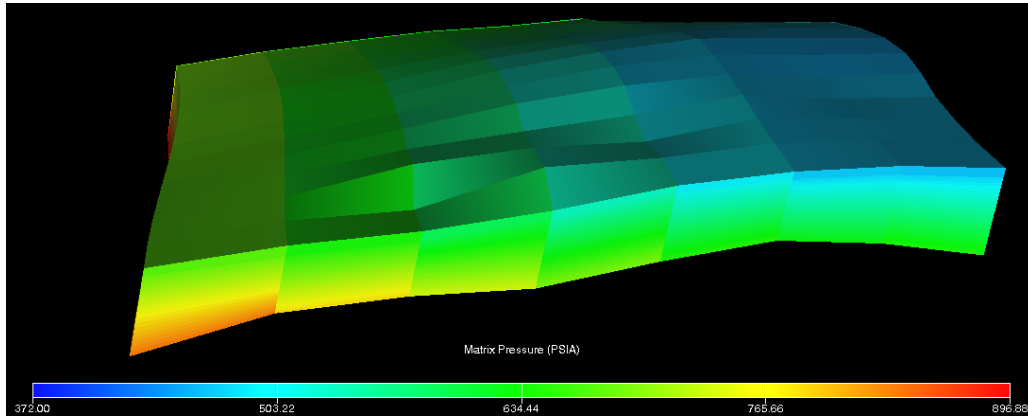


Ilustración 54 - Rango y distribución de la presión en la matriz del elemento de simetría A.

La presión del yacimiento mínima en la fractura de 471 psi, un máximo de 889 psi y un promedio de 646 psi.

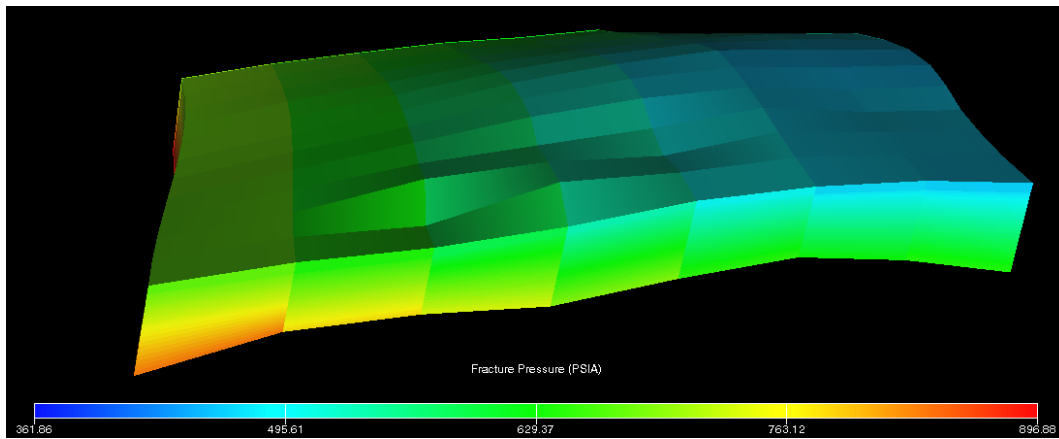


Ilustración 55 - Rango y distribución de la presión en la fractura del elemento de simetría A.

A continuación se muestra el resumen:

Tabla 19 Resumen de propiedades del elemento de simetría A.

Propiedades	Minimo	Maximo	Promedio	Unidades
FTEMP	108	125	115.84	°F
MTEMP	108.76	125.65	115.66	°F
FPRESSURE	471	889	646	Psi
MPRESSURE	471.54	889.13	646.36	Psi

4.1.4 Propiedades del fluido.

El fluido utilizado es un aceite pesado de las siguientes características:

Tabla 20 - Características del fluido PVT del elemento de simetría A.

Rs (M Pie ² /b)	Presión (Psi)	Bo(b/b)	Viscosidad (cP)
0.024	121	1.07	353.5
0.038	284	1.08	333.3
0.046	393	1.09	330.1
	531	1.09	331.0
	635	1.08	331.2
	1047	1.08	332.2
	1559	1.08	333.9

Se buscó representar recrear un aceite pesado, con una baja cantidad de gas disuelto, por ello los valores de Rs se encuentran en orden de 46 pie³/b a 24 pie³/b. Después de la Pb el valor se mantiene constante, ya que el aceite no disuelve más gas, por ello no es anexado a la tabla, el simulador es capaz de comprender el significado de los datos faltantes.

Es importante que las presiones a la cual está evaluado el PVT, consideren las presiones del yacimiento, ya que si no se cumple, el simulador necesitará extrapolar información y eso puede causar errores de resultados y tiempos tardados de corrida.

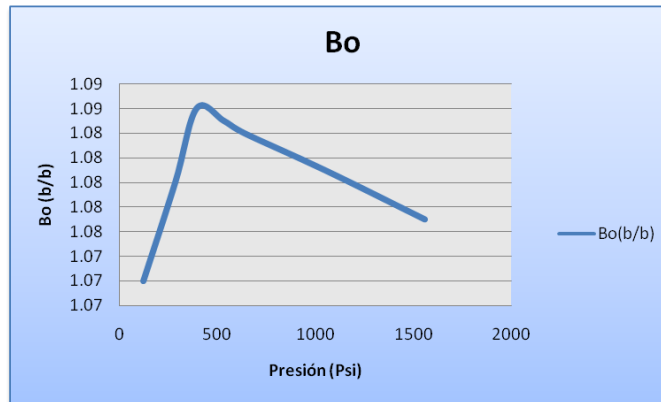


Ilustración 56 - Comportamiento del Bo del fluido PVT

Se representa la gráfica de presiones vs Bo característica para un aceite pesado, el orden muy cercano a 1 nos identifica el poco gas que tiene disuelto. Podemos observar que mientras la presión decae el Bo incrementa por que el aceite se expande, pero cuando se encuentra debajo del Pb el valor de Bo disminuye por que se comienza a liberar gas y el volumen que ocupa el aceite se vuelve menor.

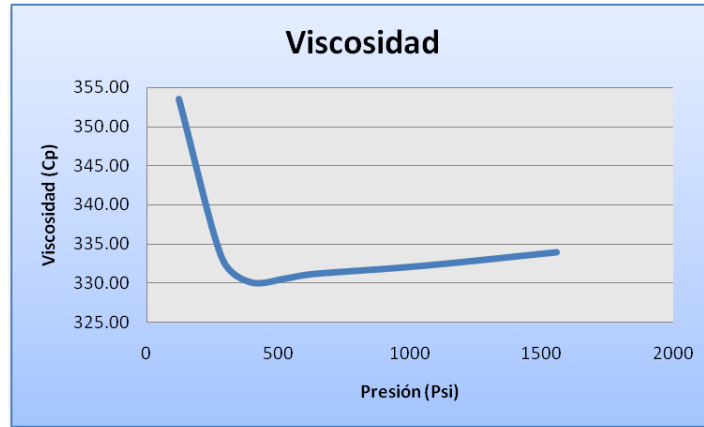


Ilustración 57 - Comportamiento de la viscosidad del fluido PVT

La viscosidad se obtuvo con base a campos mexicanos carbonatados, conociendo las viscosidades a condiciones de yacimiento, que están en rangos de 200 a 800 cP. Basado en correlaciones se caracterizaron los datos de presión vs viscosidad representativos utilizados en el PVT.

La P_b del fluido se encuentra a 393 Psi, significa que nuestro yacimiento está inicialmente a una presión mayor.

4.1.4.1 Caracterización de la viscosidad contra Temperatura.

Para este punto se utilizó correlaciones de Kartoadmonjo:

Correlación de Kartoadmonjo, T. y Schmidt, Z.

$$\mu_{od} = 16 \times 10^8 T^{-2.8177} (\log \gamma_{API})^{(5.7526 \log T - 26.9718)}$$

$$A = (0.2001 + 0.8428 \times 10^{-0.000845 R_s}) \mu_{od}^{(0.43 + 0.5165 b)}$$

$$b = 10^{-0.00081 R_s}$$

$$\mu_{final} = -0.06821 + 0.9824 A + 40.34 \times 10^{-5} A^2$$

Donde:

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas

γ_{API} = Gravedad del petróleo, °API

T = Temperatura del yacimiento, °F

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo con gas

Los valores utilizados son:

Tabla 21 - Valores utilizados en la correlación de Kartoadmodjo

Valores	
Densidad [°API]	12.4
Presión [Psi]	646
RS [Ft ³ /bbbl]	67.32
Pb [Psi]	393

La tabla de viscosidad con temperatura finalmente es:

Tabla 22 - cambio de la viscosidad contra la temperatura

Temperatura (°F)	Viscosidad (Cp)
100	469
150	168
200	84
250	50
300	32
350	22
400	16
450	12
500	10

A continuación se muestra la representación gráfica del comportamiento de viscosidad con los cambios de temperatura:

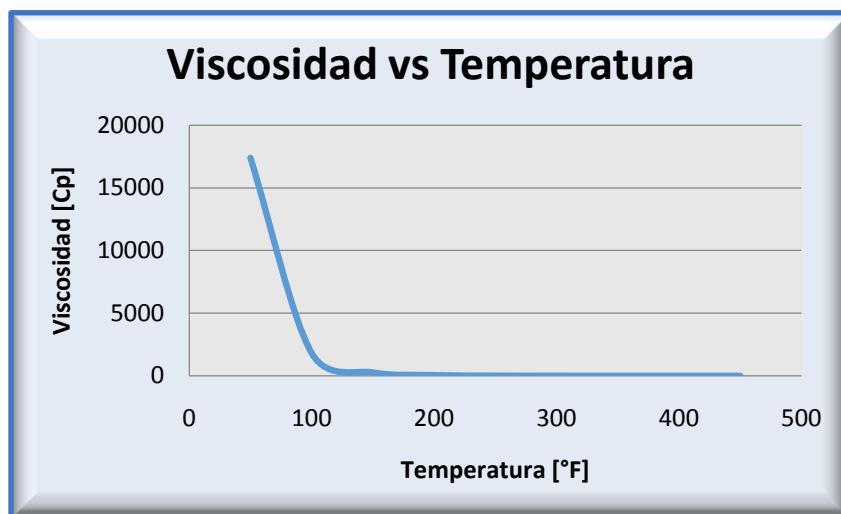


Ilustración 58 - Gráfica de viscosidad vs temperatura del fluido A

4.1.4.2 Caracterización del Calor específico del aceite, agua y gas.

Se necesita especificar el calor específico del aceite que se maneja, para esto se basó en el libro de *Michael Prats(1982)* para decidir los valores utilizados, con base a experimentos realizados y reportados en esta bibliografía. Se puede concluir 2 puntos:

- Entre más ligero sea el aceite el calor específico es menor.
- Entre mayor sea la temperatura expuesta del aceite, mayor será el calor específico.

Tabla 23 - Valores recopilados de calor específico del aceite

	KJ/Kg °K	BTU/lb °F
Petróleo Vivo (77°F)	1.97	0.47
Petróleo Vivo (100°F)	2.13	0.51
Petróleo Ligero (60°F)	1.8	0.43
Petroleo Ligero (300°F)	2.3	0.54

El yacimiento tiene una temperatura promedio de 115°F y es un petróleo vivo, por ende, se decidió utilizar el valor de 0.52 BTU / lb °F.

Para caracterizar el agua se tienen tablas específicas a diferentes temperaturas y presiones. La siguiente tabla muestra los valores que se utilizan a un yacimiento a esta presión y se eligió una temperatura de 110 °F , por lo tanto el valor de calor específico usado es 0.994 BTU/ lb °R.

Tabla 24 - Valores de calor específico del agua

Temperatura (°F)	Densidad (lb _m /Pie ³)	Calor Específico (Btu/lb _m degR)
32	62.62	0.999
40	62.62	0.997
50	62.62	0.995
60	62.58	0.994
70	62.5	0.994
80	62.42	0.994
90	62.31	0.994
100	62.19	0.994
110	61.03	0.994
120	61.88	0.995
130	61.73	0.995

140	61.58	0.996
150	61.39	0.996
160	61.2	0.997
170	60.98	0.998
180	60.75	0.999
190	60.53	1.001
200	60.31	1.002
250	59.03	1.001
300	57.54	1.024
350	55.83	1.044
400	53.91	1.072
500	49.11	1.181
544.58	Punto de Ebullición	

La caracterización del gas no es crítica en este tipo de yacimientos por su bajo gas en solución, por ello se utilizaron tablas de gas metano a temperatura y presión.

Tabla 25 - Cambio de calor específico contra temperatura del metano.

Metano	
Temperatura °F	Calor Específico BTU/ lb °F
80	0.53
170	0.56

Se realizó una recta y obteniendo la ecuación representativa, se sustituyó la temperatura a la que se encuentra el yacimiento para encontrar el valor de 0.54 BTU/ Lb °F.

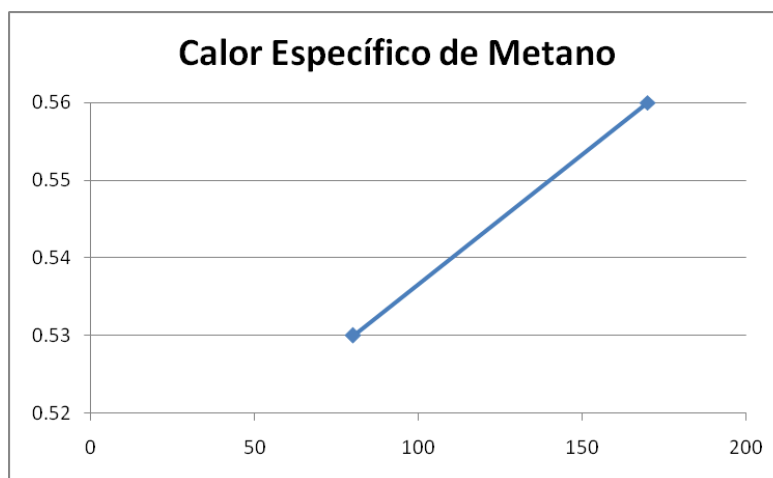


Ilustración 59 - Representación del comportamiento del calor específico del metano con la temperatura.

4.1.5 Curvas de Permeabilidad relativa y Presión Capilar.

4.1.5.1 Curvas de permeabilidad relativa de la fase Aceite-Agua y su curva de Presión Capilar.

Las curvas de permeabilidad relativa se caracterizan para la fase aceite-agua y para la fase Aceite-gas. Estas curvas son necesitadas para describir la iteración roca fluido y los cambios de saturación.

El modelo tiene un solo tipo de roca, el cual corresponde a la matriz del elemento de simetría, no obstante, se debe modelar la fractura.

Para esto se utilizó la correlación de Corey utilizando la función de PETREL RE, para modelar curvas de permeabilidad relativa en el modelo. Se puede realizar para las curvas de Aceite-agua y Aceite-gas.

Para realizarlo se necesita proveer los puntos extremos en las curvas, y utilizando los coeficientes de Corey realizar el ajuste de la curva.

Table parameters					
Sgr:	0.05	Sorw:	0.25	Swmin:	0.26
Corey gas:	2.6	Sorg:	0.26	Swor:	0.26
Krg@Swmin:	0.9	Corey O/W:	3	Corey water:	4
Krg@Sorg:	0.8	Corey O/G:	3.8	Knw@Sorw:	0.4
		Kro@Somax:	0.8	Knw@S=1:	1

Capillary pressure			
Max Pc:	0	Sw@Pc=0:	0
Bro/Cor ao:	0	Bro/Cor aw:	0

Ilustración 60- Muestra de la aplicación de Petrel para creación de curvas de permeabilidad aceite-agua.

Las curvas obtenidas se muestran a continuación:

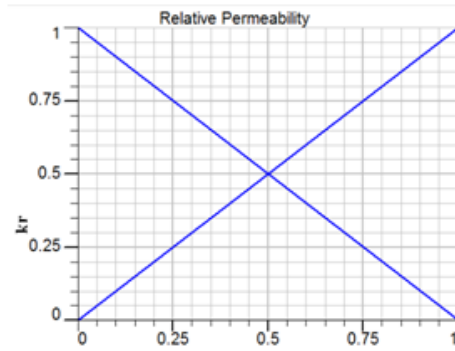
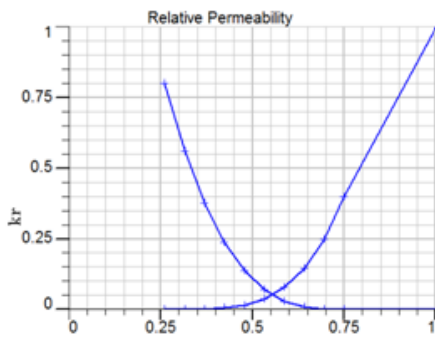


Ilustración 61 - Curvas de permeabilidad aceite-agua para matriz y fractura del elemento de simetría A.

Se buscaba representar curvas para una roca carbonatada. La roca se encuentra mojada por agua, y se observa el cruce de las curvas a una saturación mayor al 50%, pero esto no siempre demuestra la mojabilidad del sistema, la curva revela que tanto el aceite como el agua serán capaces de moverse en el yacimiento de forma equilibrada.

Se utilizó una saturación de aceite inicial de 73.86 % y una saturación de aceite residual de 25%. Los puntos extremos se utilizaron para representar una roca principalmente saturada por aceite.

Una saturación de agua crítica de 26.14%, la cual es igual a la saturación de agua inicial.

Tabla 26 - Puntos extremos en la curva de permeabilidad aceite-agua.

	%
Soi	73.86
Sor	25
Swi	26.14

Para el caso de las fracturas se necesita caracterizar también las curvas de permeabilidad relativa, por ende, se utilizan las conocidas en "X". Esto muestra un avance acelerado en fracturas, también que todo el aceite en fracturas es producible. Esta forma es aceptable ya que al querer representar un yacimiento carbonatado, la aportación de producción proviene de las fracturas, y el almacenamiento de la matriz porosa.

La curva de presión capilar es utilizada para identificar los tipos de roca y modelar el perfil inicial en la distribución de fluidos. La curva de presión capilar fue creada con la misma herramienta de petrel basado en las curvas de permeabilidad relativa creadas anteriormente. Esta curva que se muestra a continuación demuestra una variación de granos grandes y mayormente uniformes en la sección de 75% de saturación de agua a 50%.

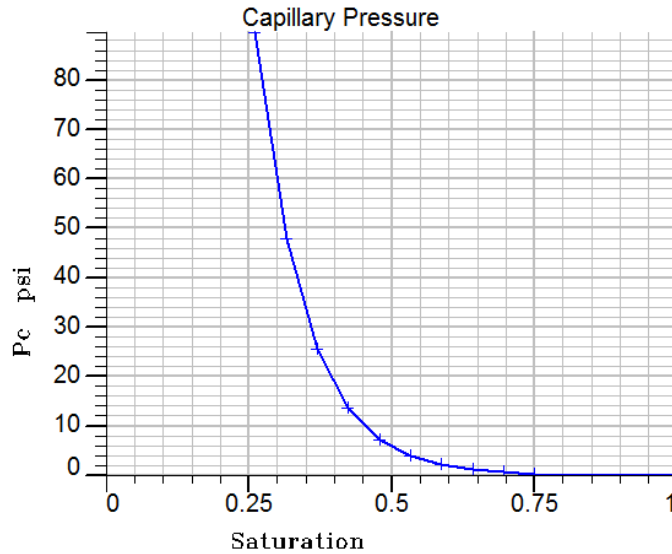


Ilustración 62- Curva de presión capilar aceite-agua en matriz en la fase aceite-agua del elemento de simetría A.

Cabe destacar que las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar forman un conjunto, que con otros factores (Ej.: Profundidad contacto agua aceite, presión capilar en la interface agua-aceite), describen las características de la interacción roca-fluido y los cambios de saturación.

4.1.5.2 Curvas de Permeabilidad relativa de la fase Aceite-Gas y su curva de Presión Capilar.

Para caracterizar esta curva se utiliza de nueva cuenta los coeficientes de *Corey*.

Se utilizó la herramienta de *Petrel RE*, para crear tanto la curva de permeabilidades relativas de la fase Aceite-agua, como la curva de Aceite-Gas.

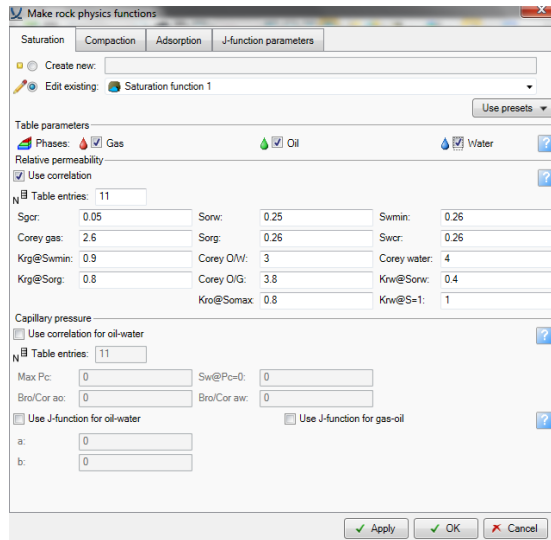


Ilustración 63 - Muestra de la aplicación de Petrel para creación de curvas de permeabilidad aceite-gas.

Para obtener la curva mostrada a continuación:

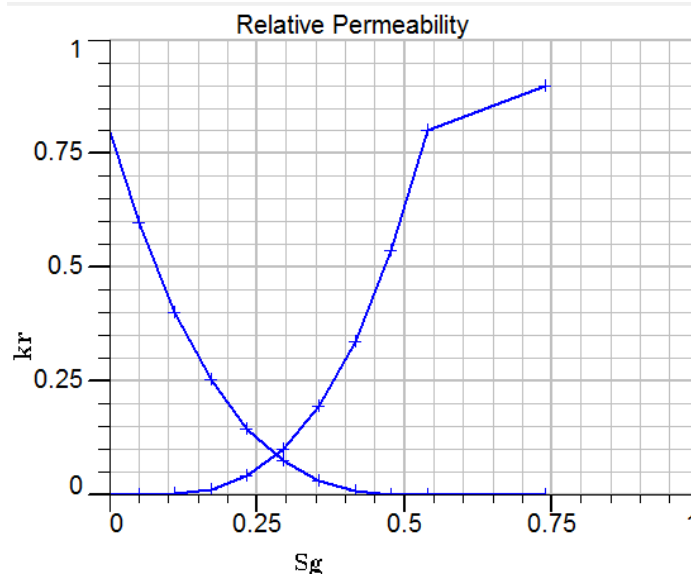


Ilustración 64 - Curvas de permeabilidad aceite-agua para matriz .

Como se describió anteriormente las curvas de permeabilidad relativa mostraran la interacción roca fluido y los cambios de saturación.

Se muestra que la Saturación de aceite residual es de 26.14% y la saturación de aceite inicial es de 1%.

La saturación de gas crítica es de 5% y la inicial es de 0.

A continuación se muestran los datos utilizados como puntos extremos:

Tabla 27 - Puntos extremos para las curvas de permeabilidad relativa aceite-gas.

	%
Soi	1
Sor	26.14
Sgi	0
Sgc	5

La curva de la parte fractura de igual forma es la usada comúnmente en forma de x. Donde ambas fases, aceite y gas pueden moverse en equilibrio y toma en cuenta que se puede extraer todo el hidrocarburo proveniente de las fracturas.

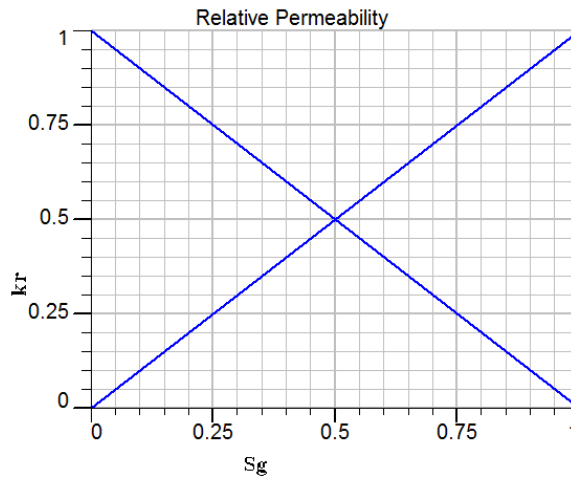


Ilustración 65 - Curvas de permeabilidad aceite-agua fractura .

La curva de Presión capilar debe ser consistente con nuestras curvas de permeabilidad relativa, por ende podemos observar que la saturación de aceite residual es de 26.14%, ésta debe ser consistente en ambas, tanto la permeabilidad relativa como la presión capilar, de lo contrario sería un error y el simulador no comprendería cuales son los parámetros reales en el modelo.

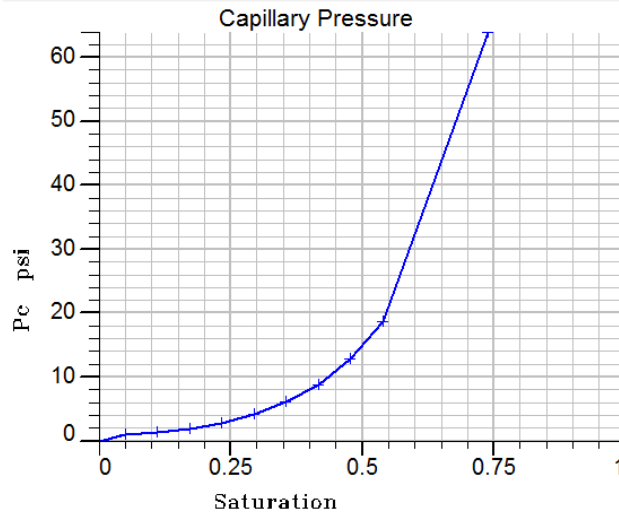


Ilustración 66 - Curva de presión capilar aceite-agua en la fase aceite-gas.

4.1.5 Inicialización del modelo.

Al momento de inicializar el modelo, si la malla ha sido construida correctamente, los fluidos deben permanecer en equilibrio. Esto es que los datos introducidos mostrarán resultados lógicos y correctos, principalmente verificando las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, las cuales deben ajustar entre sí permitiendo la población de saturación en el modelo.

El modelo podía ser inicializado utilizando un mapa de saturaciones o a partir de las curvas de presión capilar, para el elemento de simetría se optó por medio de las curvas de presión capilar para 2 regiones que se mantienen.

La primera región pertenece al sistema de matriz y la segunda región al sistema de fracturas, el modo de inicialización fue el mismo en ambas regiones. Si las curvas de presión capilar están bien, el modelo será capaz de producir el volumen de aceite en él.

Tabla 28 – Datos utilizados en la inicialización.

Profundidad [Pies]	Presión [Psi]
1600	570

4.2 Caso B

El Caso B se realiza la propuesta de un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado, con profundidades que rebasen los 3000 metros, y un aceite pesado como en el caso A. En el capítulo 3, en donde se realizaba un tamizado con los campos en México fracturados se enlistaban algunos como Ayatsil, Tekel, Kastelan, Ku, Maloob, Zaap, Nohoch, Ek Balam, Chapabil, Pohp, los cuales servirían de referencia para decidir las condiciones y propiedades de este elemento de simetría.

Se decidió realizar un modelo de doble porosidad con un fluido de aceite negro, el cual es caracterizado térmicamente, al igual que el sistema roca, utilizando la opción Thermal del software de Eclipse de Schlumberger. Esto permitirá modelar el elemento de simetría, así como el fluido, y el agua caliente y los efectos y cambios de estos.

Las especificaciones completas se muestran en los siguientes encabezados.

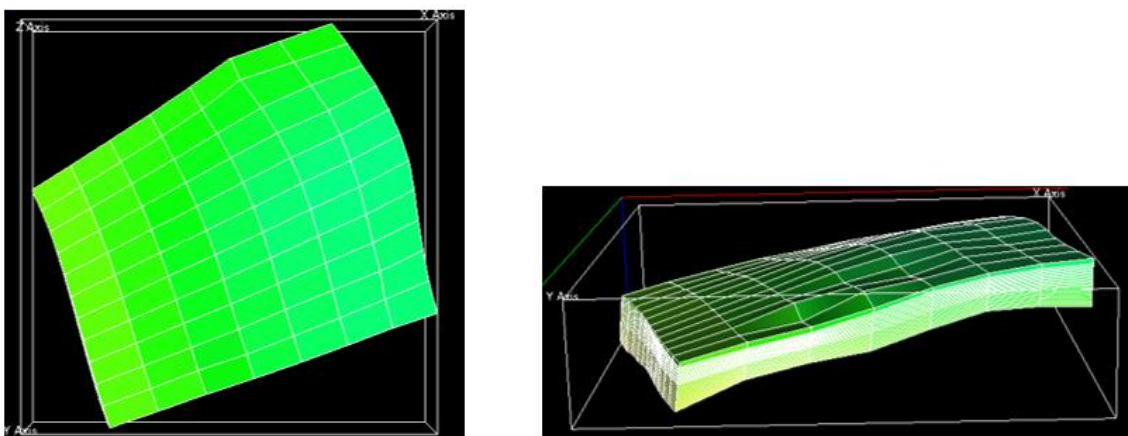


Ilustración 67- Vista aérea e isométrica del elemento de simetría B

4.2.1 Propiedades de malla

Se utilizó un sistema de puntos de esquina para formar la malla del sector, esta fue tomada del modelo A, por ello tiene las mismas dimensiones y la misma forma. El área es de un aproximado de 1km^2 , lo cual permite agilizar las corridas de simulación, además de poder observar y analizar los resultados.

- El largo promedio de sistema es de 4265 pies.
- El ancho promedio del sistema es de 3444 pies.
- El alto promedio del sistema es de 394 pies.

El tamaño de celda es parte del sistema de mallas tomado del elemento A, por lo cual tiene las mismas dimensiones, al modelar el sistema A se observó buenos resultados al momento de poder simular, por ello no se necesitó cambiar la estructura para el sistema B. Este tamaño de celdas mantiene un equilibrio entre los efectos en resultados y el tiempo de corrida de la simulación. Por ello los tamaños de celda son los siguientes:

- El tamaño d celda en dirección X tienen un mínimo de 549.9 pies, un máximo de 661.22 pies, y un promedio de 606.65 pies.
- El tamaño de celda en la dirección Y tiene un mínimo de 276.12 pies, un máximo de 383.14 pies, y un promedio de 311.12 pies.
- El tamaño de celda en la dirección Z tiene un mínimo de 10.63 pies, un máximo de 51.47 pies y un promedio de 18,01 pies.

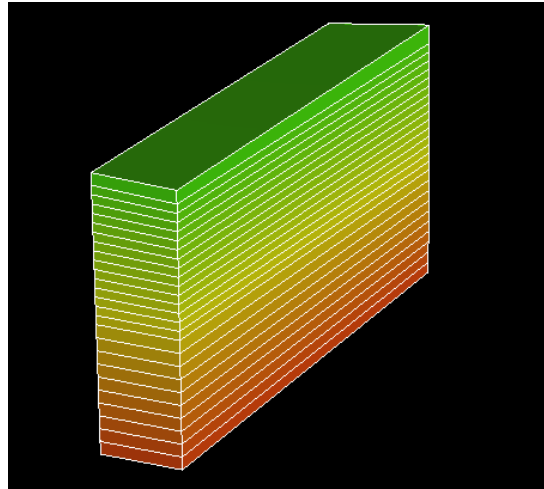


Ilustración 68 - Ilustración de una columna de celdas del elemento de simetría B

Como se comentó al principio del apartado, este elemento de simetría busca como fin tener profundidades mayores a 3000 metros de profundidad, lo cual permitirá realizar un contraste entre los elementos y la aplicación de los métodos en ellos. En el capítulo 3 se puede observar en la lista que existen campos como Ayatsil, Tekel, Kastelan, Ku, Maloob, Zaa, Nohoch, Ek Balam, Chapabil, Pohp entre otros, los cuales fueron evaluados por el sistema de tamizado, y son yacimientos en México con grandes profundidades, por ello se toma como referencia estos para decidir la profundidad del elemento de simetría. Por lo cual se utilizaron profundidades mínimas de las celdas a 9572 pies, significando la cima del modelo, y máximas de 10638 pies, significando la base del modelo.

Tabla 29- Resumen de propiedades de malla del elemento de simetría B

Propiedad	Valor	unidad
Largo	4265	Ft
Ancho	3444	Ft
Alto	394	ft

Propiedades	Minimo	Maximo	Promedio	Unidades
MDX	549.9	661.22	606.65	Ft
MDY	276.12	383.14	311.12	Ft
MDZ	10.635	51.478	18.019	Ft
FDEPTH	9572.3	10638	10048	Ft
M Active Cells	2002	2002	2002	No.
F Active Cells	2002	2002	2002	No.

4.2.2 Propiedad de la Roca

Para este segundo modelo se utilizó una tendencia muy similar al modelo A, ya que las propiedades se manejaron utilizando multiplicadores sobre ellas, con esto se pretendía llegar a los valores correspondientes en del elemento B, esto quiere decir que la tendencia en las propiedades es similar a las del elemento A, pero no iguales o parecidas en magnitudes.

Se tuvo que realizar correcciones apoyadas de Excel ya que existía diferencia de tamaño en números, lo que hacía que algunos números fueran muy pequeños y otros muy grandes al momento de utilizar multiplicadores. Al igual que el modelo A, se corrigieron estos valores con ayuda de Excel para identificar los valores que después de ser afectados por el multiplicador fueran o muy pequeños, o muy grandes, y así poder revalorar la propiedad en ese punto

Las propiedades de roca caracterizadas son las siguientes:

La permeabilidad en los yacimientos Mexicanos carbonatados de gran parte del sureste tiene permeabilidades en orden de 10 mD a 30 mD, por ello se utilizó un multiplicador para convertir las permeabilidades obtenidas en el modelo A y tener las siguientes:

- La permeabilidad de matriz en dirección X con un mínimo de 0.05 mD, un máximo de 14.85 mD, y un promedio de 14.8 mD.

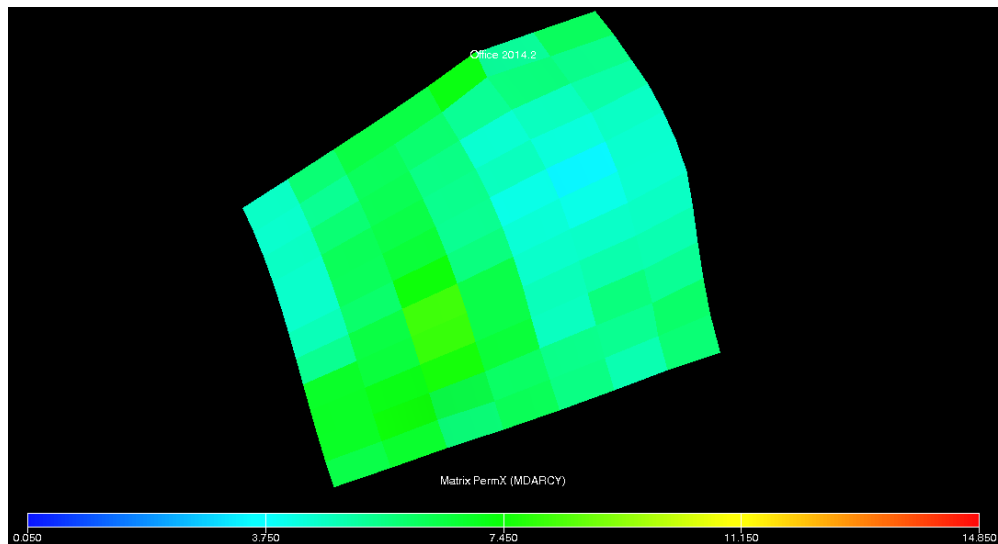


Ilustración 69- Rango y distribución de permeabilidades en X en la matriz del elemento de simetría B

Como se había explicado en el modelo anterior, se necesita caracterizar la permeabilidad en las direcciones X, Y y Z, para el caso de Y se mantiene la misma tendencia que X, ya que usualmente se reportan permeabilidades promedios en una dirección y al tomarse en cuenta un mismo ambiente de depositación se esperan que las permeabilidades horizontales no sean tan diferentes. Por ello se utilizan los siguientes valores:

- La permeabilidad de matriz en la dirección Y con un mínimo de 0.055, un máximo de 14.84 mD, y un promedio de 14.29 mD.

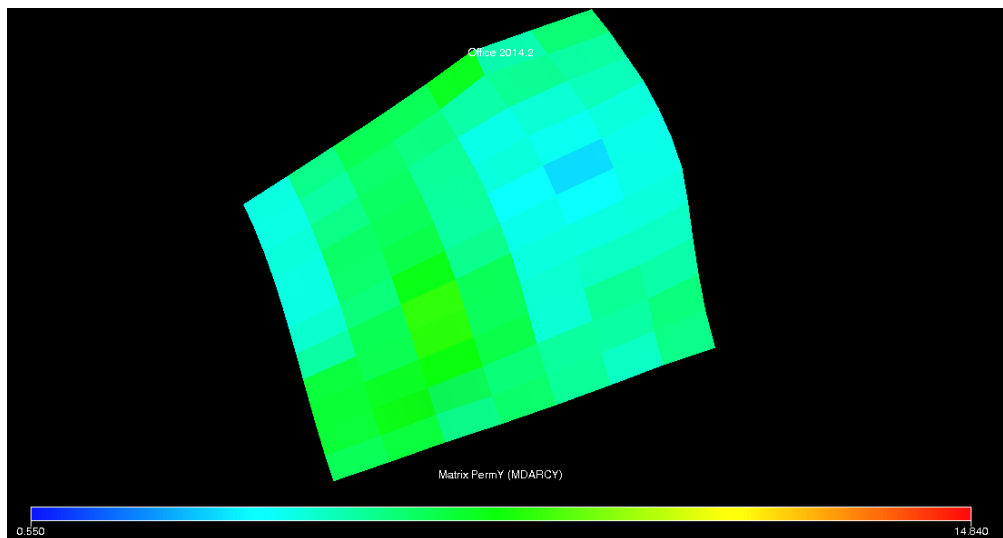


Ilustración 70 - Rango y distribución de permeabilidades en X en la matriz del elemento de simetría

La permeabilidad vertical se tomó a partir de la permeabilidad horizontal como una fracción de este, basado en que las permeabilidades horizontales tienen a ser mayores que las verticales debido a la depositación de los sedimentos. Por ello se utilizaron los siguientes valores:

- La permeabilidad de matriz en dirección Z con un mínimo de 0.55 mD, un máximo de 14.82 mD, y un promedio de 3.6136 mD.

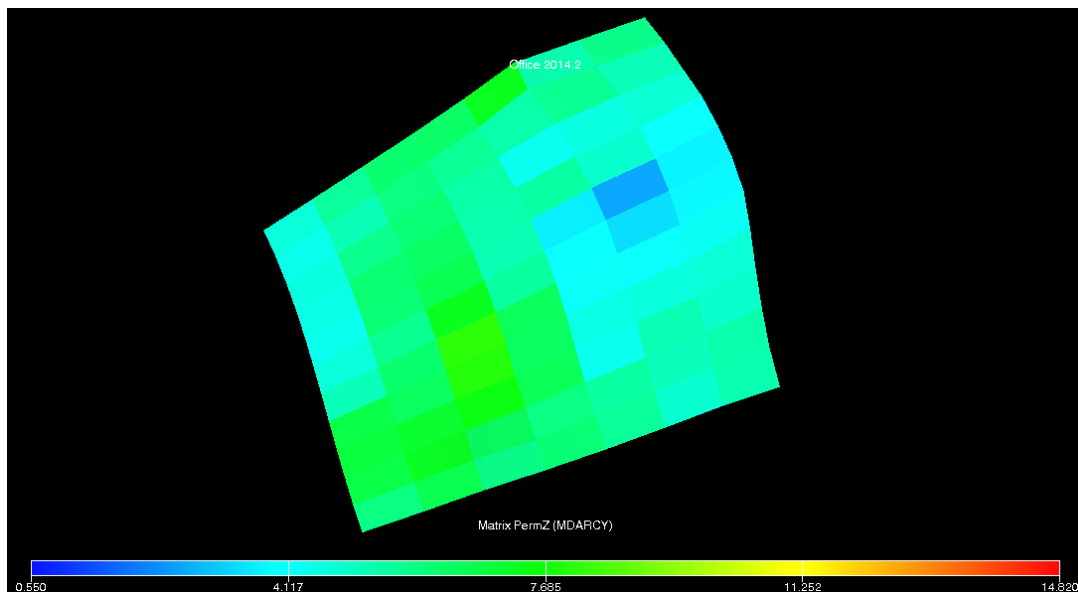


Ilustración 71 - Rango y distribución de Permeabilidades en Z en la matriz del elemento de simetría B

Las porosidades en yacimientos carbonatados de aceite pesado en México aun siendo profundos, están en rangos de 4% a 15% aproximadamente, y aunque no son las porosidades recomendadas por los tamizados de selección, se utilizarán en el elemento de simetría B. Se utilizaron las siguientes porosidades:

- La porosidad de la matriz con un valor mínimo de 1.46%, un máximo de 10.57%, y un promedio de 5.65%.

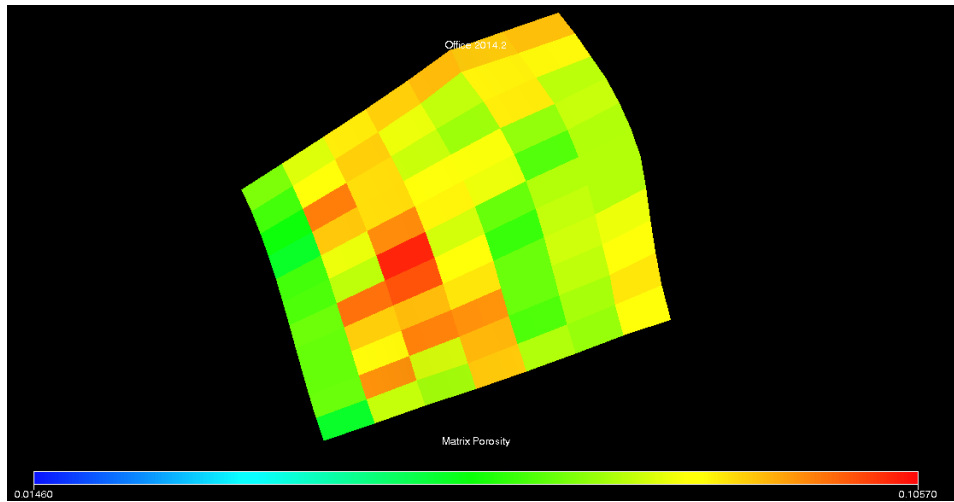


Ilustración 72 - Rango y distribución de Porosidad de la matriz del elemento de simetría B

En México yacimientos que tienen profundidades mayores a 3000 metros de profundidad, como en la zona marina de México, tienen menores contenidos de arcillas que anudados a las porosidades y saturaciones, permiten un mayor registro en los parámetros de corte, por esta los valores de espesor Neto-Bruto son mayores. Por esta razón se utilizaron los siguientes valores:

- El valor de "Net to Gross" de la matriz con un valor mínimo de 85.7%, un máximo de 100%, y un valor promedio de 99%.

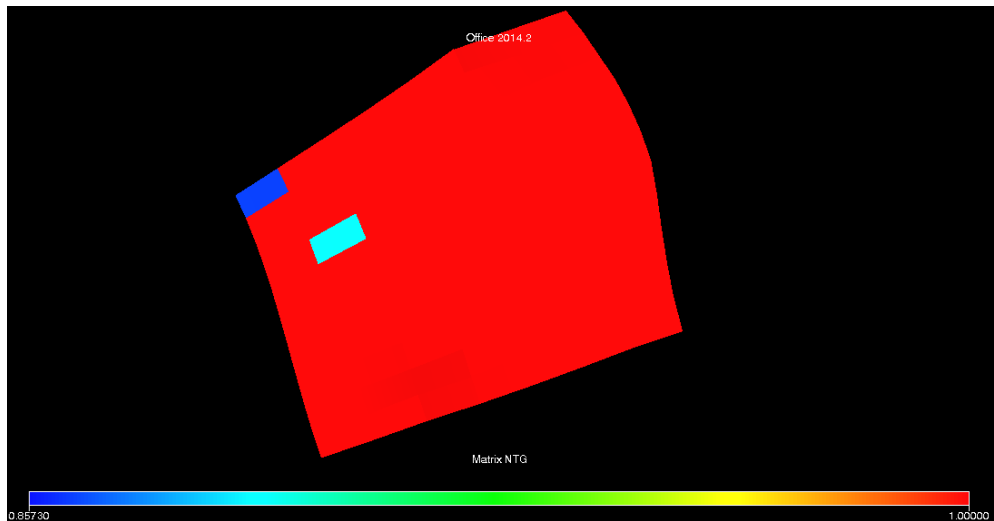


Ilustración 73 - Rango y distribución de NTG de la matriz del elemento de simetría B.

En el elemento de simetría B, tanto como en el A, se tiene un sistema de fracturas, las cuales también contienen características como lo es la permeabilidad, la cual es mucho mayor con

respecto la permeabilidad de la matriz, recordando que el flujo del sistema es por fracturas mientras el almacenamiento es aportado por la matriz. Se necesita caracterizar la permeabilidad en el eje X, Y y Z. En campos con profundidades mayores a los 3000 m se pueden encontrar permeabilidades promedio de hasta 4000 mD, por lo cual se buscó caracterizar el parámetro dentro de este rango. Por ello los valores utilizados son:

- La permeabilidad de la fractura en dirección x con un valor mínimo de 10 mD, un máximo de 12901 mD, y un promedio de 2017.1 mD.

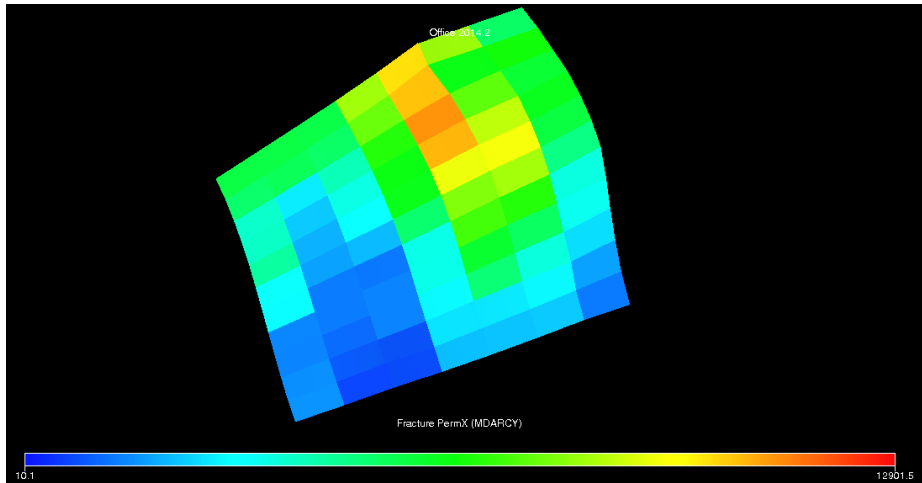


Ilustración 74 - Rango y distribución de la permeabilidad en la dirección X del elemento de simetría B.

En la dirección Y se utilizaron valores en el mismo rango que la permeabilidad en X, tomando en cuenta las depositaciones mantienen una permeabilidad horizontal en mismo rango. Por ello se utilizaron los siguientes valores:

- La permeabilidad de la fractura en dirección Y con un valor mínimo de 10 mD, un máximo de 12909 mD, y un promedio de 2048.8 mD.

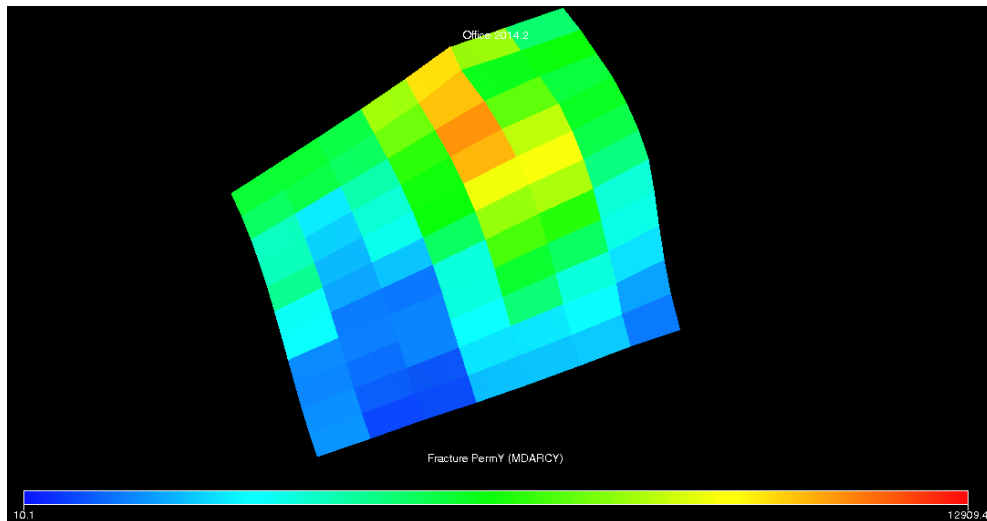


Ilustración 75- Rango y distribución de la permeabilidad en Y del elemento de simetría B.

La permeabilidad en Z, se tomó como una fracción de la permeabilidad horizontal, utilizando multiplicadores para llevarlo al rango buscado, pero corrigiendo los valores incongruentes como lo son números muy pequeños o muy grandes. Se utilizaron los siguientes valores:

- La permeabilidad de la fractura en dirección Z con un valor mínimo de 10 mD, un máximo de 12718 mD, y un promedio de 1692.9 mD.

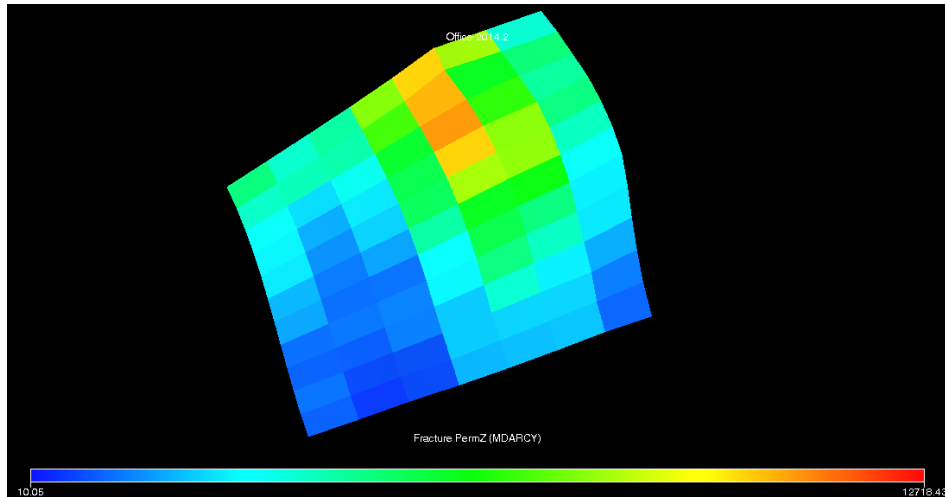


Ilustración 76- Rango y distribución de la permeabilidad en Z del elemento de simetría B.

Las porosidades en fractura tienden a ser mayores que en la matriz, aunque por la razón del volumen, el almacenamiento de fluido se mantiene en la matriz, que comparada con la fractura es menor. Por ello se utilizaron los siguientes valores:

- La porosidad de la fractura con un valor mínimo de 1%, un valor máximo de 16%, y un promedio de 6.5%.

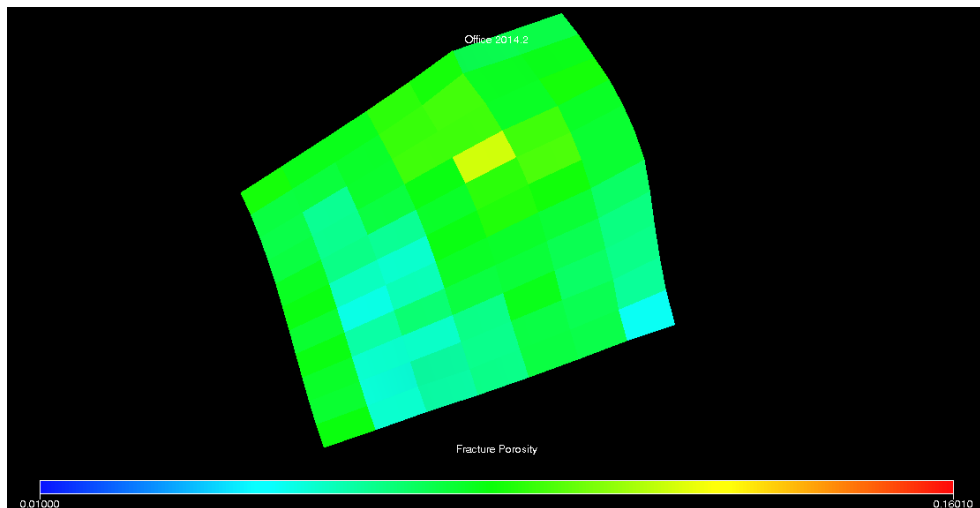


Ilustración 77- Rango y distribución de la porosidad del elemento de simetría B

El valor de sigma está relacionado al tamaño de bloque de la matriz, con la expresión:

$$\Sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right)$$

Las descripciones geológicas de campos mexicanos carbonatados de aceite pesado y profundidades altas, describen un fracturamiento mayor a algunos campos someros, lo que indica bloques de matriz de menor tamaño, de un número aproximado a 6 ft en promedio en las 3 direcciones. Se utilizó valores de 6 ft hasta 32 ft para obtener el valor de sigma calculándolo con la fórmula mostrada anteriormente. Se obtienen los siguientes valores para el elemento de simetría:

- El valor de sigma con un valor mínimo de $11 \times 10^{-3} \text{ 1/pe}^2$, un valor máximo de $300 \times 10^{-3} \text{ 1/pe}^2$, y un valor promedio $288 \times 10^{-3} \text{ 1/pe}^2$.

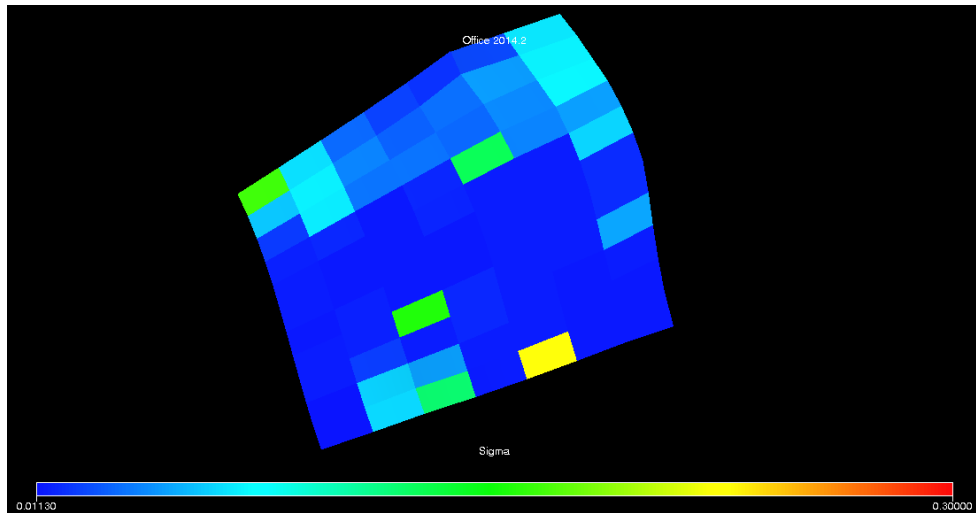


Ilustración 78 - Rango y distribución de sigma del elemento de simetría B

A continuación se muestra el resumen

Tabla 30- Resumen de propiedades matriz y fractura del elemento de simetría B

Propiedades	Minimo	Maximo	Promedio	Unidades
MNTG	0.8573	1	0.99964	Fraction
MPERMX	0.05	14.85	14.8	md
MPERMY	0.055	14.84	14.29	md
MPERMZ	0.55	14.82	3.6136	md
MPORO	0.0146	0.1057	0.0565	Fraction
SIGMAV	0.0113	0.3	0.2887	
FPERMX	10.05	12901	2017.1	md
FPERMY	10.05	12909	2048.8	md
FPERMZ	10.05	12718	1692.9	md
FPORO	0.01	0.1601	0.06509	Fraction
FTEMP	226.22	244.58	234.45	°F
MTEMP	226.22	244.58	234.45	°F
FPRESSURE	4124.9	4555.3	4317	Psi
MPRESSURE	4124.9	4555.3	4317	Psi

4.2.2.1 Propiedades térmicas de la roca

Para ajustar el modelo térmicamente se necesita caracterizar:

- La transmisibilidad térmica de la roca y fluido cuyo valor utilizado fue 21.7 BTU/Pie³ Día °R.
- La capacidad calorífica de la roca cuyo valor utilizado es 62.08 BTU/Pie³ °R.
- Volumen de calor específico de la roca cuyo valor utilizado es 59.71 BTU/ Pie³ °R.

A continuación se explica la caracterización de los 3 puntos:

4.2.2.1.1 Capacidad Calorífica

Se necesita la caracterización de la capacidad calorífica de la roca saturada con un fluido, para ello se utilizó la información del libro Michael Prats(1982) donde se muestran tablas de rocas calizas saturadas con Metano y Agua a diferentes presiones, los datos utilizados son los siguiente:

Capacidad Térmica									
Caliza	14.7			500 Psi		1500 Psi		3000 Psi	
	Drenado	Metano	Agua	Metano	Agua	Metano	Agua	Metano	Agua
	35.4	35.4	35.4	35.5	35.5	35.7	36.2	36	46.8

BTU/PIE³°R

Como nuestro yacimiento es un sistema con aceite pesado, tendremos poca presencia de gas, además al inyectar agua caliente, el agua es un fluido que estará en contacto con el sistema roca-fluido, por ello se eligió utilizar la información de la roca saturada por agua.

Como en las tablas dadas solo llegan a 3000 Psi y el sector se encuentra a un promedio de 4366 Psi, se utiliza una función para recrear la curva y extrapolar el valor.

La tendencia es la siguiente:

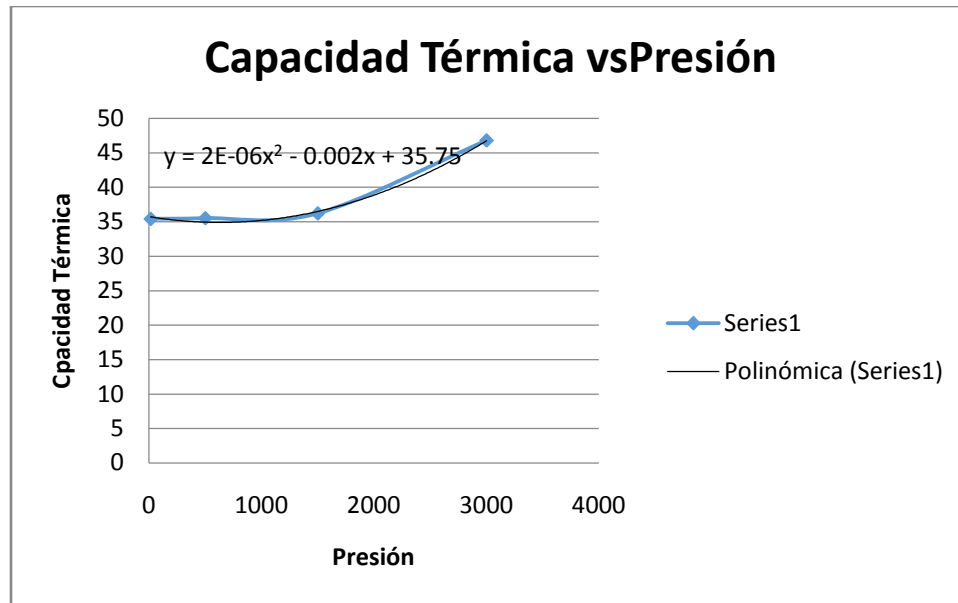


Ilustración 79 Representación gráfica de la capacidad térmica con respecto a la presión

De esta tendencia se obtiene la ecuación:

$$y = 2E-06x^2 - 0.002x + 35.75$$

Y se sustituye con el valor de presión a la cual necesitamos el valor de capacidad térmica:

$$y = 2E-06(4317)^2 - 0.002(4317) + 35.75$$

$$y = 61.36 \text{ BTU/Pie}^3 \text{ } ^\circ\text{R}$$

4.2.2.1.2 Conductividad térmica

Para el caso de la conductividad térmica se obtuvo del mismo libro de Prats como un valor puntual para una caliza:

Conductividad Térmica	
Caliza	Valor 21.7

BTU/Dia-Pie

4.2.2.1.3 Volumen de calor específico

Para el caso del volumen de calor específico de la roca se obtiene multiplicando la densidad de la roca por el calor específico de esta, para ello se utilizó información del libro de Michael Prats (1982) sobre Calizas:

$$\text{Densidad} = 2450 \text{ Kg/m}^3.$$

$$\text{Calor específico} = 0.908 \text{ K}_j/\text{K}_g \text{ } ^\circ\text{K}.$$

Multiplicando se obtiene el volumen de calor específico de roca= $2224.6 \text{ K}_j/ \text{ m}^3 \text{ K}$.

Convirtiendo a unidades leídas por el simulador:

Volumen de calor específico= $59.71 \text{ BTU/ Día}^3 \text{ }^\circ\text{R}$.

Tabla 31 Resumen de propiedades térmicas de roca y fluido

Propiedad	Valor	Unidad
Volumen de calor específico de la roca	59.71	BTU/ Pie ³ °R
Transmisibilidad térmica de roca y fluido	21.7	BTU/Pie ³ Día °R
Capacidad calorífica de la roca	62.08	BTU/ Pie ³ °R

4.2.3 Propiedades del yacimiento

Se requiere caracterizar los siguientes puntos:

La temperatura en la matriz y en la fractura, para el elemento de simetría se tendrá la misma temperatura en ambas regiones. Para obtener la tendencia se cuenta con un gradiente promedio de temperatura y profundidad, $3 \text{ }^\circ\text{C}$ por cada 100m, y con este dato se puede realizar una tabla de profundidad con respecto a la temperatura al igual que el elemento de simetría A. Utilizando los datos calculados en el elemento A se obtiene:

- La temperatura de la matriz mínima de $226 \text{ }^\circ\text{F}$, un máximo de 244°F , y un promedio de 234°F .

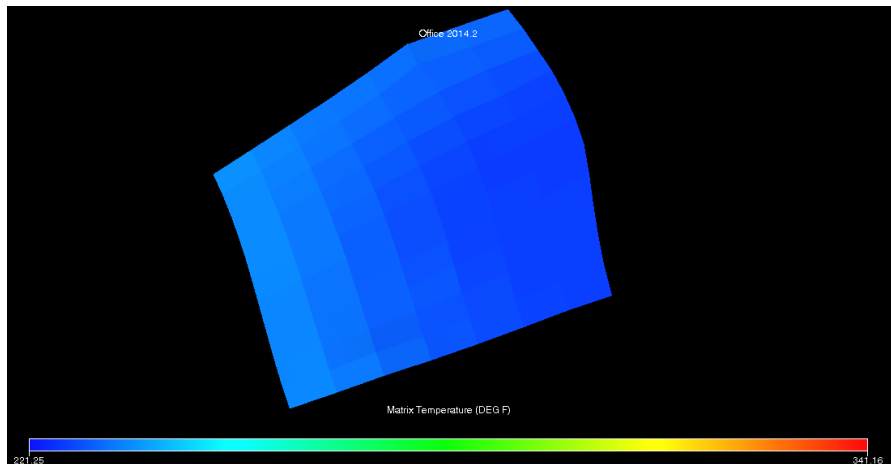


Ilustración 80- Rango y distribución de la temperatura en el elemento de simetría B.

La temperatura en la fractura se encuentra en el mismo rango de magnitud que las temperaturas de matriz.

- La temperatura de la fractura mínima de $226 \text{ }^\circ\text{F}$, un máximo de 244°F , y un promedio de 234°F .

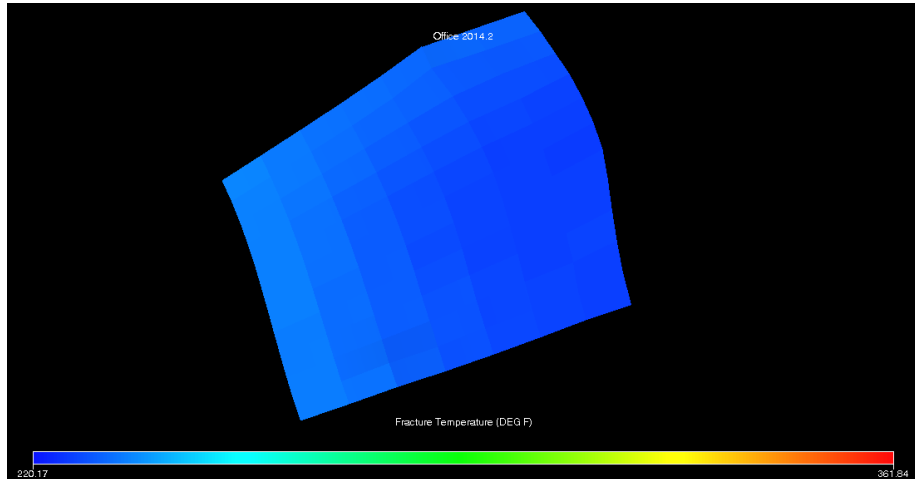


Ilustración 81- Rango y distribución de la temperatura en el elemento de simetría B.

Para obtener la caracterización de la presión, el simulador es proporcionado con un dato de profundidad y la presión correspondiente a esa profundidad, con ello puede poblar las presiones utilizando las densidades y gradientes. Los yacimientos de aceite pesado naturalmente fracturados, con profundidades mayores a 9500 pies, mantienen presiones promedio de yacimiento mayores a 180 Kg/cm², lo que son 3130 psi, por lo cual las presiones utilizadas en el modelo se tomaron mayores:

- La presión del yacimiento mínima en la matriz de 4124 psi, un máximo de 4555 psi, y un promedio de 4317 psi.

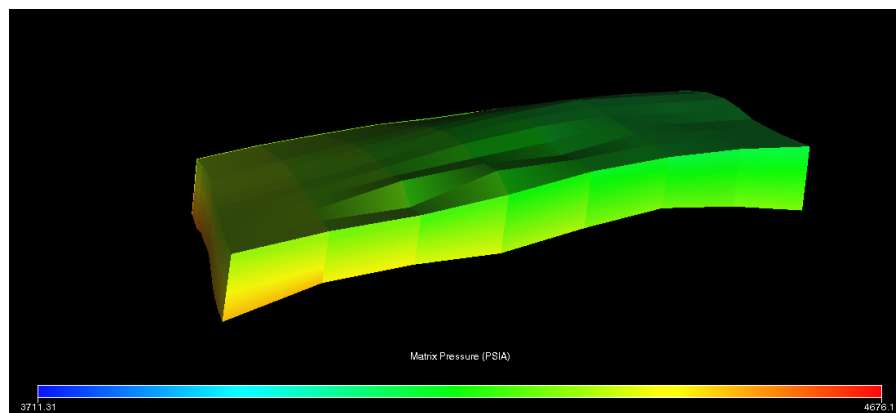


Ilustración 82- Rango y distribución de las presiones de matriz en el elemento de simetría B.

Aunque las fracturas representan otra región para el simulador, se utilizó la misma referencia, para que estas se mantuvieran en el mismo orden que las presiones en matriz:

- La presión del yacimiento mínima en la fractura de 4124 psi, un máximo de 4555 psi, y un promedio de 4317 psi.

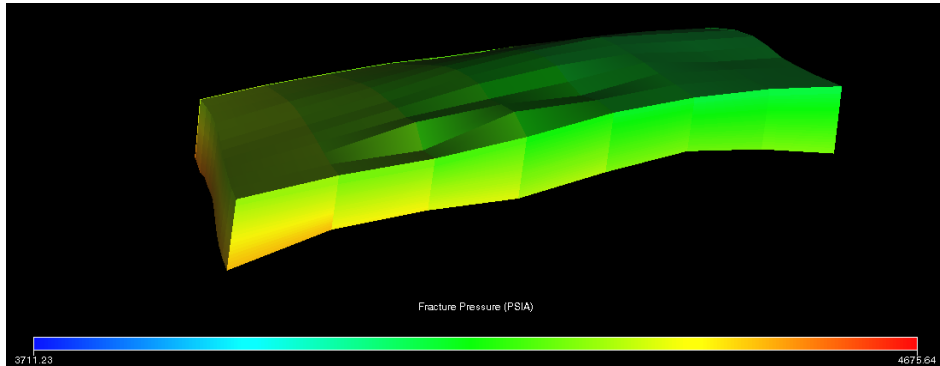


Ilustración 83- Rango y distribución de presiones de fractura en el elemento de simetría B.

A continuación se muestra un resumen:

Tabla 32 Resumen de propiedades del elemento de simetría B.

Propiedades	Minimo	Maximo	Promedio	Unidades
FTEMP	226.22	244.58	234.45	°F
MTEMP	226.22	244.58	234.45	°F
FPRESSURE	4124.9	4555.3	4317	Psi
MPRESSURE	4124.9	4555.3	4317	Psi

4.2.4 Propiedades del fluido

El fluido utilizado es un aceite pesado de las siguientes características:

Tabla 33 Características del fluido PVT del elemento de simetría B

Rs [M pie ² /b]	Presión [Psi]	Bo [b/b]	Viscosidad [Cp]
0.004239	121	1.072	47.2
0.006697	284	1.08	34.5
0.008122	393	1.086	29.7
	531	1.085	29.1
	635	1.084	29.6
	1047	1.081	31.2
	1559	1.077	33.3
	2068	1.073	35.3
	2557	1.069	37.2
	3054	1.066	39.2
	3561	1.063	41.3
	4061	1.059	43.3
	4514	1.056	45.1
	5071	1.052	47.3
	5549	1.049	49.2

6013	1.046	51.1
------	-------	------

Se buscó representar un PVT de un aceite pesado, con diferencias en la cantidad de gas disuelto y también la viscosidad. La primera es mayor que el PVT mostrado en el modelo A, se observa que a 393 Psi se llega a la Pb por qué no se disuelve más gas en el fluido.

La viscosidad es baja, con respecto al primero modelo, pero esto mostrara los efectos sobre un fluido a estas condiciones, ya que se espera que los efectos térmicos afecten en poca medida la viscosidad, mientras que en fluidos con viscosidades altas, la viscosidad cae drásticamente conforme aumenta la temperatura.

La Pb del fluido se encuentra a 392 Psi, significa que nuestro yacimiento está inicialmente a un presión mucho mayor y en el tiempo de explotación no se llega a esta Pb .

Como el elemento de simetría maneja presiones cercanas a los 4000 Psi se buscó representar el PVT tanto con presiones bajas y mayores a ese punto, de tal modo se evite la extrapolación en la corrida.

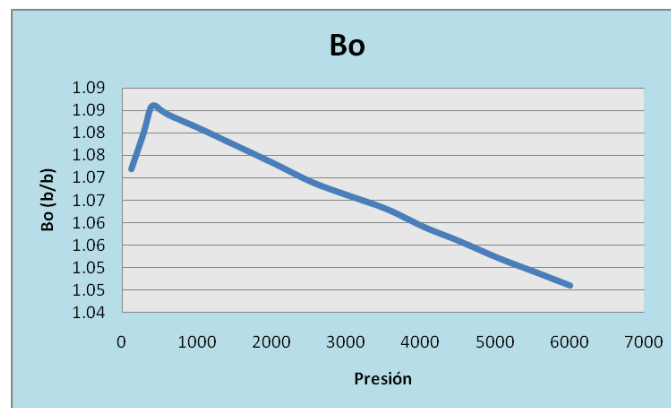


Ilustración 84- Comportamiento del Bo del fluido PVT

Se representa la gráfica de presiones vs Bo ara un aceite pesado, se observa que el punto de burbuja es bajo, de 392, abajo de esta presión la Bo incrementa por que el fluido tiene capacidad de disolver gas aun, al llegar a la pb deja de disolver y la Bo comienza a disminuir por que la presión cambia la relación de tamaño del aceite en yacimiento (el cual disminuye) con respecto a volumen en superficie. Un valor bajo de Bo como se observa en este fluido es anudado al poco gas disuelto en el aceite que se tiene.

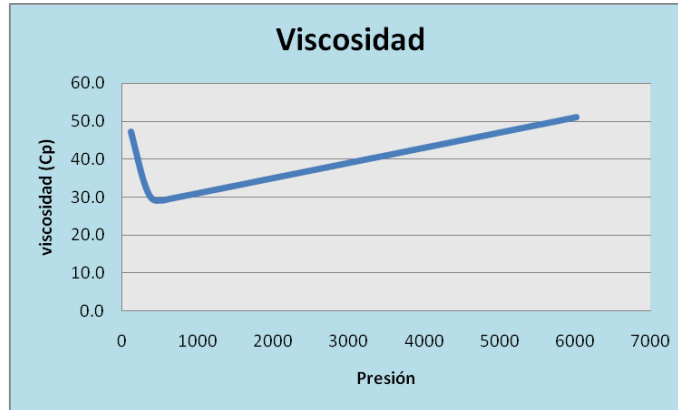


Ilustración 85- Comportamiento de la viscosidad del fluido PVT

Se caracterizó la curva de viscosidad contra presión con correlaciones, al graficar la tendencia se observa que la viscosidad comienza a bajar conforme la presión disminuye, antes de la P_b , porque se disuelve gas en el fluido, pero cuando se rebasa esta presión, la viscosidad comienza a aumentar. Para el modelo se buscó tener un rango de viscosidades entre 20 y 60 Cp como se ha visto algunos campos Mexicanos profundos. A base de las correlaciones se obtuvieron viscosidades entre los rangos 25 y 55 lo cual fue tomado para incluirlo en el elemento de simetría.

4.2.4.1 Caracterización de la viscosidad contra Temperatura

Para este punto se utilizó correlaciones de Kartoadmonjo:

Correlación de Kartoadmonjo, T. y Schmidt, Z.

$$\mu_{od} = 16 \times 10^8 T^{-2.8177} (\log \gamma_{API})^{(5.7526 \log T - 26.9718)}$$

$$A = (0.2001 + 0.8428 \times 10^{-0.000845 R_s}) \mu_{od}^{(0.43 + 0.5165 b)}$$

$$b = 10^{-0.00081 R_s}$$

$$\mu_{final} = -0.06821 + 0.9824 A + 40.34 \times 10^{-5} A^2$$

Donde:

μ_{od} = Viscosidad del petróleo libre de gas

γ_{API} = Gravedad del petróleo, °API

T = Temperatura del yacimiento, °F

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo con gas

Los valores que se utilizaron son:

Tabla 34- Valores utilizados en la correlación de Kartoadmonjo

Valores

Densidad [°API]	12.56
Presión [Psi]	4317
RS [Ft ³ /bbl]	62.42
Pb [Psi]	392.99

La tabla de viscosidad vs temperatura queda finalmente como:

Tabla 35- Cambio de la viscosidad contra la temperatura

Temperatura [°F]	Viscosidad [Cp]
50	17392.0
100	1815.3
150	268.6
200	51.3
250	11.9
300	3.2
350	0.9
400	0.3
450	0.1
500	0.04

A continuación se muestra la representación grafica de los cambios de viscosidad con respecto a la temperatura del fluido B:

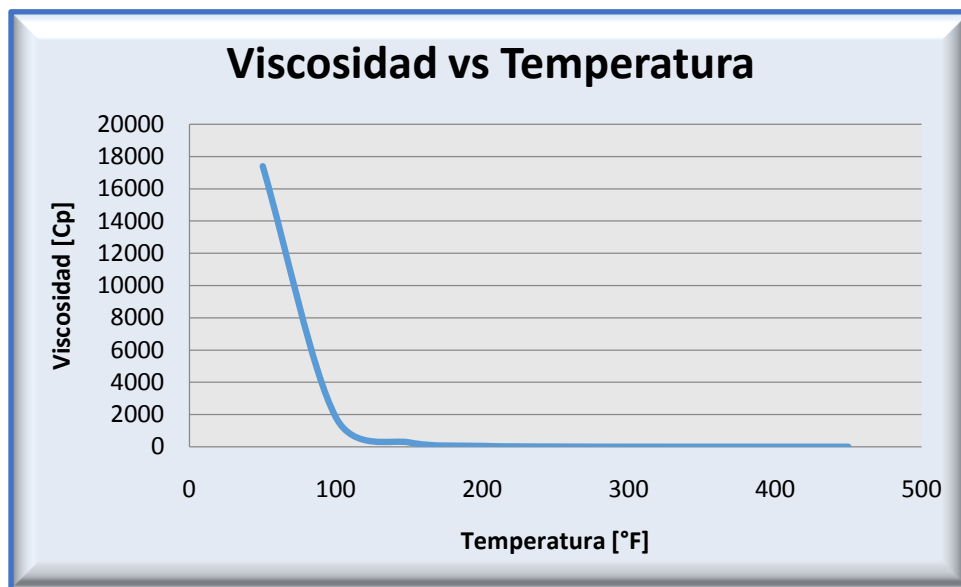


Ilustración 86 Gráfica de viscosidad contra temperatura del fluido B.

4.2.4.2 Caracterización del Calor específico del aceite, agua y gas

Se necesita especificar el calor específico del aceite que estamos manejando, se tomaron los mismos criterios utilizados en el caso A, para esto se basó en el libro de Michael Prats (1982) para encontrar valores, se puede notar 2 puntos con estos datos:

- Entre más ligero sea el aceite el calor específico es menor.
- Entre mayor sea la temperatura expuesta del aceite, mayor será el calor específico.

Tabla 36- Valores recopilados de calor específico del aceite.

	Kj/Kg °K	BTU/lb °F
Petróleo Vivo (77°F)	1.97	0.47
Petróleo Vivo (100°F)	2.13	0.51
Petróleo Ligero (60°F)	1.8	0.43
Petróleo Ligero (300°F)	2.3	0.54

El yacimiento tiene una temperatura promedio de 115°F , y es un petróleo vivo, por ende se decidió utilizar el valor de 0.52 BTU / lb °F

Para caracterizar el agua se tienen tablas específicas a diferentes temperaturas y presiones, la siguiente tabla muestra los valores que se utilizan a un yacimiento a esta presión y se eligió una temperatura de 100 °F, con un calor específico de 0.994 y una temperatura de 200 °F con un valor de calor específico usado es 1.002 BTU/ lb °R

Tabla 37 - Calor específico del agua.

Temperatura (°F)	Densidad (lb _m /Pie ³)	Calor Específico (Btu/lb _m degR)
32	62.62	0.999
40	62.62	0.997
50	62.62	0.995
60	62.58	0.994
70	62.5	0.994
80	62.42	0.994
90	62.31	0.994
100	62.19	0.994
110	61.03	0.994
120	61.88	0.995
130	61.73	0.995

140	61.58	0.996
150	61.39	0.996
160	61.2	0.997
170	60.98	0.998
180	60.75	0.999
190	60.53	1.001
200	60.31	1.002
250	59.03	1.001
300	57.54	1.024
350	55.83	1.044
400	53.91	1.072
500	49.11	1.181
544.58	Punto de Ebullición	

La caracterización del gas en este tipo de yacimientos por su bajo gas en solución, para esto se utilizó tablas de gas metano a temperatura y presión.

Tabla 38 Cambio de calor específico contra temperatura del metano

Metano	
Temperatura °F	Calor Específico BTU/ lb °F
80	0.53
170	0.56

Se realizó una recta utilizando la temperatura de 80 °F y una temperatura de 170°F. Ambos puntos fueron utilizados por el simulador para la caracterización.

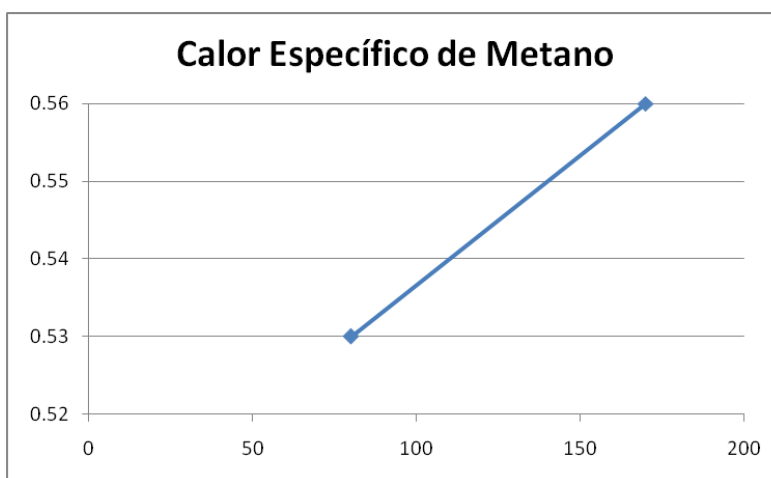


Ilustración 87- Representación del comportamiento del calor específico del metano con el cambio de temperatura.

4.2.5 Curvas de Permeabilidad relativa y Presión Capilar

4.2.5.1 Curvas de permeabilidad relativa de la fase Aceite-Agua y su curva de Presión Capilar

Las curvas de permeabilidad relativa se caracterizan para la fase aceite-agua y para la fase Aceite-gas. Ambas son necesarias para describir la iteración roca fluido y los cambios de saturación en el elemento de simetría.

El modelo tiene un solo tipo de roca, el cual corresponde a la matriz del elemento de simetría, pero de igual forma se debe modelar la fractura. Cabe resaltar que el simulador considera las fracturas como otro tipo de roca con sus propias curvas de permeabilidad relativa y presión capilar.

Para modelar las curvas se utilizaron las correlaciones de Corey, con apoyo de la función de PETREL RE, para recrear las curvas de permeabilidad relativa en el elemento de simetría, tanto de Aceite-Agua y Aceite-Gas.

Cabe resaltar que las curvas utilizadas son las mismas del elemento de simetría A.

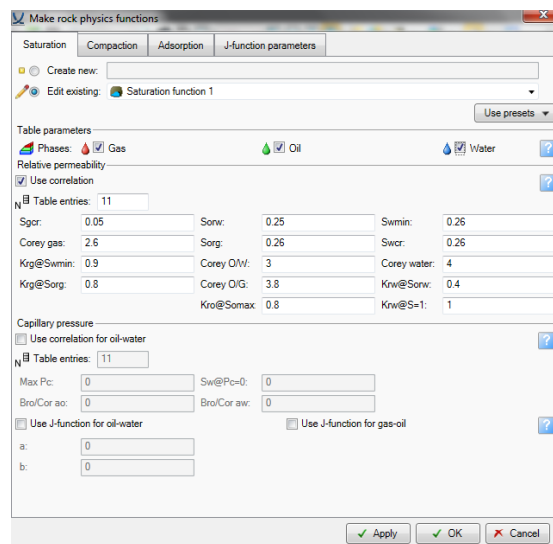


Ilustración 88- Muestra de la aplicación de Petrel para creación de curvas de permeabilidad aceite-agua

Las curvas se realizan evaluando los puntos extremos, con los coeficientes de corey para ajustarla.

Las curvas se muestran a continuación:

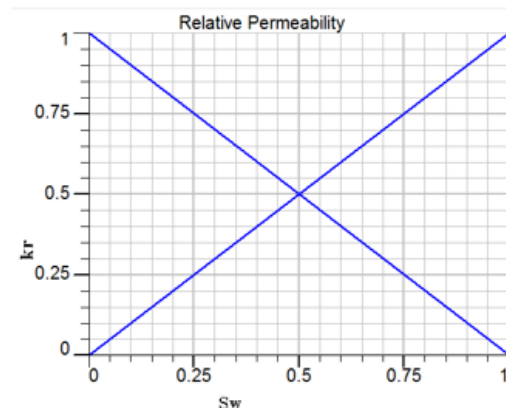
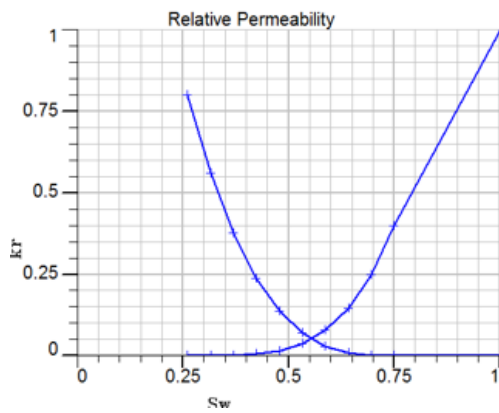


Ilustración 89 - Curvas de permeabilidad de aceite-agua para matriz y fractura.

Se buscaba representar curvas para una roca carbonatada. La roca se encuentra mojada por agua, y se observa el cruce de las curvas a una saturación mayor al 50%, pero esto no siempre demuestra la mojabilidad del sistema, la curva revela que tanto el aceite como el agua serán capaces de moverse en el yacimiento de forma equilibrada.

Se utilizó una saturación de aceite inicial de 73.86 % y una saturación de aceite residual de 25%. Los puntos extremos se utilizaron para representar una roca principalmente saturada por aceite.

Una saturación de agua crítica de 26.14%, la cual es igual a la saturación de agua inicial.

Tabla 39- Puntos extremos en la curva de permeabilidad aceite-agua.

	%
Soi	73.86
Sor	25
Swi	26.14

Para el caso de las fracturas se necesita caracterizar también las curvas de permeabilidad relativa, por ende se utilizan las conocidas en "X". Esto muestra un avance acelerado en fracturas, también que todo el aceite en fracturas es producible. Esta forma es aceptable ya que al querer representar un yacimiento carbonatado, la aportación de producción proviene de las fracturas, y el almacenamiento de la matriz porosa.

La curva de presión capilar es utilizada para identificar los tipos de roca y modelar el perfil inicial en la distribución de fluidos. La curva de presión capilar fue creada con la misma herramienta de petrel basado en las curvas de permeabilidad relativa creadas anteriormente. Esta curva que se muestra a continuación demuestra una variación de granos grandes y mayormente uniformes en la sección de 75% de saturación de agua a 50%.

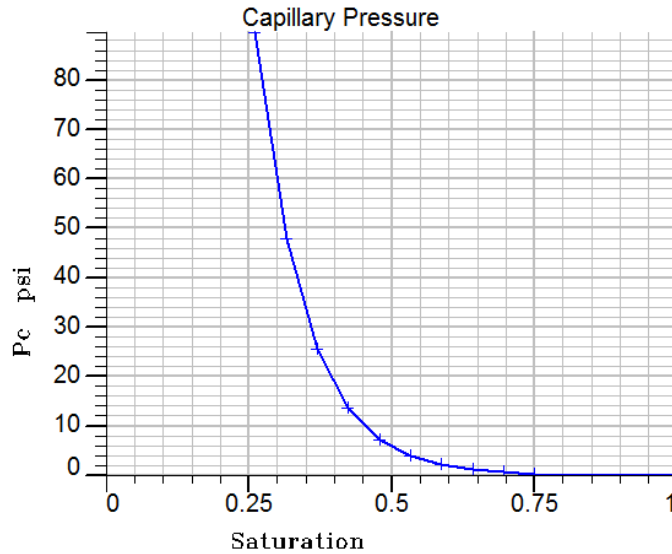


Ilustración 90- Curva de presión capilar aceite-agua en matriz en la fase aceite-agua.

4.2.5.2 Curvas de Permeabilidad relativa de la fase Aceite-Gas y su curva de Presión Capilar.

Para caracterizar esta curva se utiliza de nueva cuenta los coeficientes de Corey. Y se utilizan las mismas curvas creadas para el modelo A.

Se utilizó la herramienta de Petrel RE, para crear tanto la curva de permeabilidades relativas de la fase Aceite-agua, como la curva de Aceite-Gas. Se muestra la aplicación a continuación:

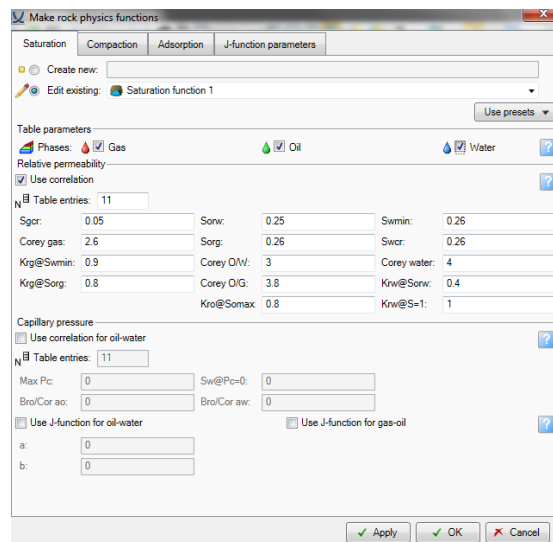


Ilustración 91- Muestra de la aplicación de Petrel para creación de curvas de permeabilidad aceite-gas.

Para obtener la curva mostrada a continuación:

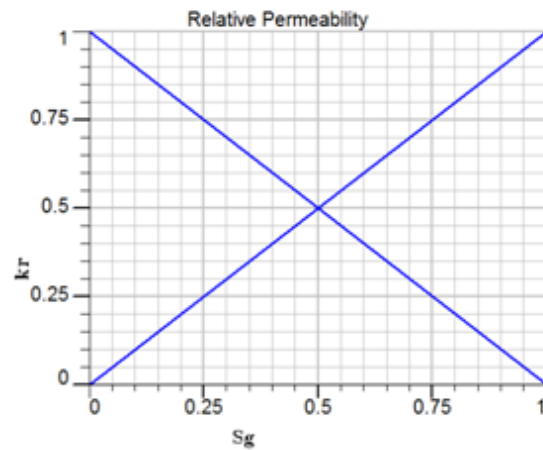
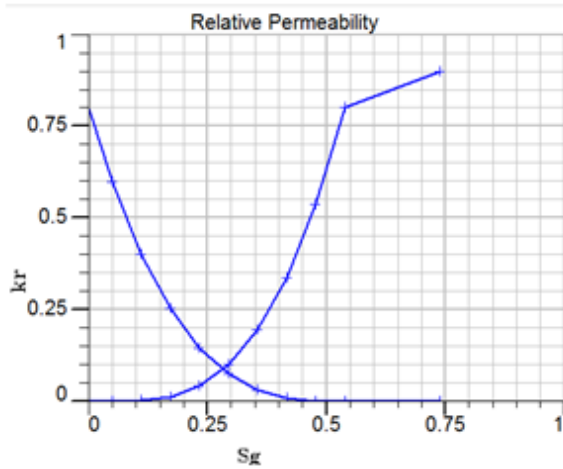


Ilustración 92 Curvas de permeabilidad de aceite-gas para matriz y fractura.

Como se describió anteriormente las curvas de permeabilidad relativa mostraran la iteración roca fluido y los cambios de saturación.

Se muestra que la Saturación de aceite residual es de 26.14% y la saturación de aceite inicial es de 1%

La saturación de gas crítica es de 5% y la inicial es de 0.

A continuación se muestran los datos utilizados como puntos extremos:

Tabla 40 Puntos extremos para las curvas de permeabilidad relativa aceite-gas.

	%
Soi	1
Sor	26.14
Sgi	0
Sgc	5

La curva de la parte fractura de igual forma es la usada comúnmente en forma de x. Donde ambas fases, aceite y gas pueden moverse en equilibrio, y toma en cuenta que se puede extraer todo el hidrocarburo proveniente de las fracturas.

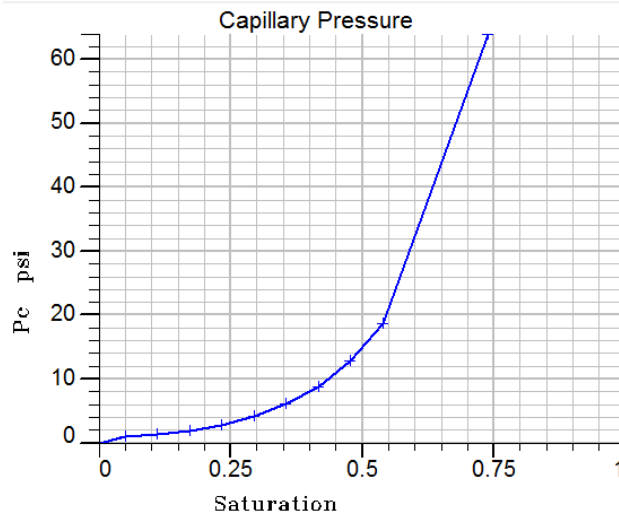


Ilustración 93- Curva de presión capilar en la fase aceite-gas

La curva de Presión capilar debe ser consistente con nuestras curvas de permeabilidad relativa, por ende podemos observar que la saturación de aceite residual es de 26.14%. Esta debe ser consistente en ambas, tanto la permeabilidad relativa como la presión capilar, de lo contrario sería un error y el simulador no comprendería cuales son los parámetros reales en el modelo.

4.2.5 Inicialización del modelo

Se ha comentado anteriormente que el modelo puede ser inicializado a partir de un mapa de saturaciones o a partir de las curvas de presión capilar, en este elemento de simetría B, se optó por medio de las curvas de presión capilar, para la región considerada como matriz, y la región considerada como fractura.

Se utilizara la misma inicialización para cada región (matriz y fractura). si la inicialización se realiza de forma adecuada, el modelo podrá recrear la distribución de saturaciones correctamente, y el volumen de aceite podrá ser producido.

A continuación se muestran los datos de inicialización:

Tabla 41- Datos de inicialización del elemento de simetría B

Profundidad [Pies]	Presión [Psi]
10171	4366

4.3 Sensibilidades.

Para encontrar el mejor panorama en nuestro elemento de simetría, dependiendo del método térmico se hicieron sensibilidades con diferentes parámetros, las variables a tomarse en cuenta principalmente, fueron el factor la producción acumulada, como los tiempos de inyección y volúmenes.

Entre sensibilidades del mismo tipo, por ejemplo, en intervalos de disparos, se compararon las gráficas de factores de recuperación para obtener el caso ideal y poder pasar a la siguiente sensibilidad.

Un punto importante a destacar, es que en el caso *B*, el método utilizado es inyección de agua caliente, porque no permitía la inyección de vapor dado las condiciones del yacimiento, las profundidades eran altas y la presión del yacimiento no permitía la existencia de la fase vapor, la presión crítica del agua es de 3200 psi y el yacimiento se encontraba en un intervalo de presiones cercanos a los 4300 psi. El simulador podía crear las condiciones para inyectar vapor, pero en el yacimiento el vapor era convertido en agua, perdiéndose el objetivo del método de vapor.

4.3.1 Caso A.

4.3.1.1 Inyección Cíclica Horizontal.

4.3.1.1.1 Árbol de Sensibilidades Inyección Cíclica Horizontal.

A continuación se muestran imágenes del método:

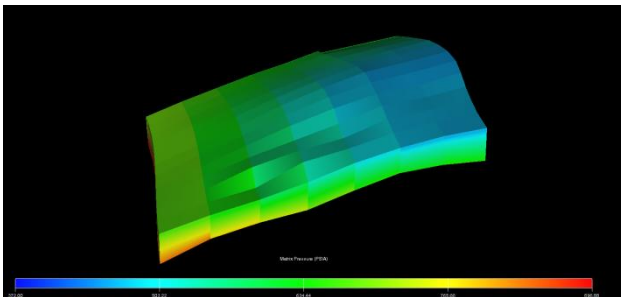


Ilustración 94 - elemento de simetría.

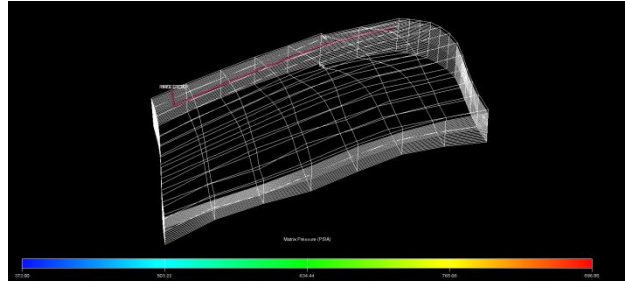


Ilustración 95 - Malla del elemento de simetría y localización del pozo.

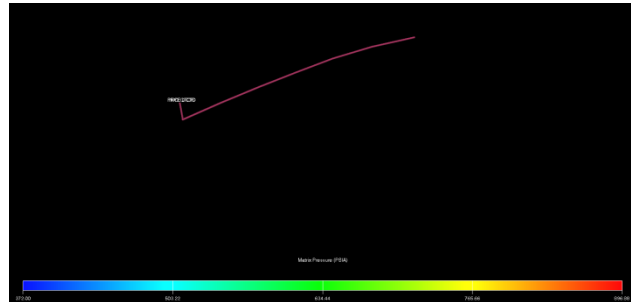


Ilustración 96 - Localización y dirección del pozo.

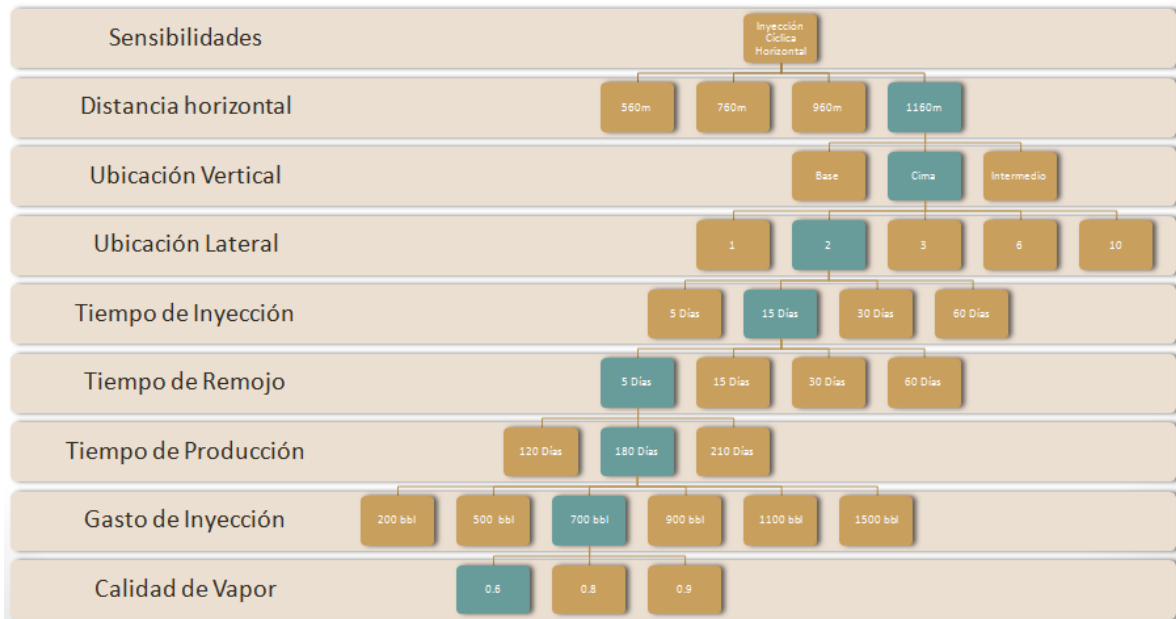


Ilustración 97 - Resumen de sensibilidades realizadas.

EL árbol de sensibilidades muestra las realizadas para este método:

Tabla 42 - Resultados y sensibilidades.

Sensibilidad		Descripción del Resultado
Distancia horizontal:	1160m	<ul style="list-style-type: none"> • La distancia encontrada óptima fue la mayor posible en el elemento de simetría, de 1160m, donde se notó un mejor recobro en la recuperación del aceite. • Con distancias menores como 960m y 760m el recobro era menor en factores de recuperación.
Ubicación Vertical:	Cima	<ul style="list-style-type: none"> • Se mantuvo un mayor recobro en la parte superior del elemento de simetría, la razón fue la calidad de roca, se mantenían mejores permeabilidades y porosidades promedio, este parámetro es importante ya que aplicando el modelo en las zonas medias y en la base del elemento, las recuperaciones eran menores al 50% de lo obtenido en la parte de la cima.
Ubicación Lateral:	Bloque 2	<ul style="list-style-type: none"> • La ubicación lateral se sensibilizó para comprender las calidades de roca en el eje Y, se observó que la mejor zona era en el segundo bloque de izquierda a derecha. • Al igual que se mantiene una diferencia en la permeabilidad y la porosidad verticalmente, también existe una heterogeneidad horizontalmente, donde los primeros bloques tienen las porosidades y permeabilidades mayores, que van en decremento conforme avanzan los bloques a la derecha.
Tiempos de Inyección:	15-5-180	<ul style="list-style-type: none"> • Los tiempos óptimos fueron de 15 días de inyección, 5 días de remojo, y 180 días de producción. • Mayores tiempos de inyección obtenían menores factores de recuperación, debido a la energía calorífica que se perdía con el tiempo. En el frente, la parte cercana al pozo se mantenía a temperaturas altas pero las partes alejadas bajaban la temperatura y el vapor se convertía en agua, la cual era producida en el tiempo de producción y se canalizaba. • Tiempos menores de inyección mostraban recuperaciones menores debido a la energía transmitida era poca en el tiempo inyectado. • El tiempo de remojo fue bajo, ya que mayores tiempos permitían que la energía se disipara en el yacimiento,

perdiendo el efecto del vapor, y menores tiempos tenían recuperaciones menores al no permitir la transmisión de calor, la razón de un número de días bajo, es que el vapor se canaliza principalmente por la fracturas donde se tiene una mayor permeabilidad y porosidad, la cual transmite la energía a la matriz.

- Los días de producción mostraban 180 días ya que se mantenía mejor la presión obtenida por la inyección de vapor en el yacimiento, y la recuperación de aceite no caía abruptamente, días mayores tenían estos efectos, y un menor número de días mostraba una pérdida en el factor de recuperación al no aprovecharse correctamente la energía suministrada en el yacimiento y los efectos que se habían realizados de la inyección.

Gasto de Inyección: 700 bbl

- El gasto de inyección óptimo es de 700 bbl de agua en superficie que se convierten a vapor utilizando la calidad.
- A diferentes gastos de inyección mayores se obtienen problemas al inyectar, ya que no se mantiene el objetivo constante, sino con caídas en cada ciclo, al principio sin llegar al objetivo, pero mientras se calienta el sistema roca fluido, y la viscosidad de los fluidos en el baja, la inyectividad incrementa llegando al objetivo, pero esto es forzar a las capacidades de inyección en superficie.
- En el caso de gastos inferiores la recuperación era menor, porque se transmitía menos energía al yacimiento y se desaprovechaba el potencial del método.

Calidad del Vapor: 60%

- La calidad óptima es de 60%, se notó que se obtenían mejores resultados y se llegaba más fácilmente al gasto óptimo, cuando se incrementaba el valor de la calidad un 70% y 80%, el volumen de inyección caía, debido al volumen que ocupa a distintas calidades, una mayor calidad significa un mayor volumen de gas a presión, esto interfiere con la capacidad del yacimiento de aceptar volumen en condiciones normales y desplazar fluidos, cuando el tiempo avanzaba la temperatura hacia que los fluidos cambiaran sus propiedades como la viscosidad y eran más fáciles de mover permitiendo llegar al objetivo de inyección.
- También se puede anexar que un mayor valor en la calidad necesita más energía para transformar agua en vapor y que la recuperación de aceite no era mayor sino se mantenía en el mismo rango de factores de recuperación. Calidades de

vapor menores al 60% tenían una recuperación de aceite menor, al no aprovechar el potencial del método.

4.3.1.1.2 Resultados Inyección Cíclica Horizontal.

➤ **Producción Acumulada:**

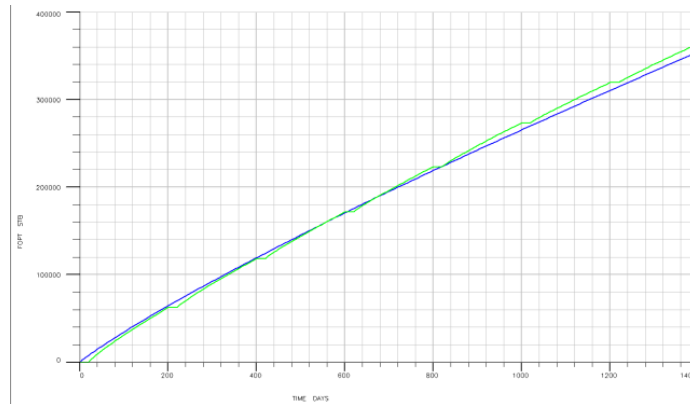


Ilustración 98- Gráfica de producción acumulada por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde).

Tabla 43 - Análisis de la curva de producción acumulada.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Acumulada	1400	Cuando se aplica el método de recuperación térmica al elemento de simetría, se obtiene una mejora del 3% con respecto a la producción por caída de presión natural. La pendiente en ambos casos se mantiene, lo que muestra que la caída de presión en el yacimiento y la caída del gasto de producción, no son tan pronunciados. Si se toma en cuenta que la producción mejora solo 3% aplicando el método térmico, puede tener de consecuencia la poca rentabilidad del proyecto al necesitar mantener los costos de inyección y generación de vapor.

➤ **Producción Diaria:**

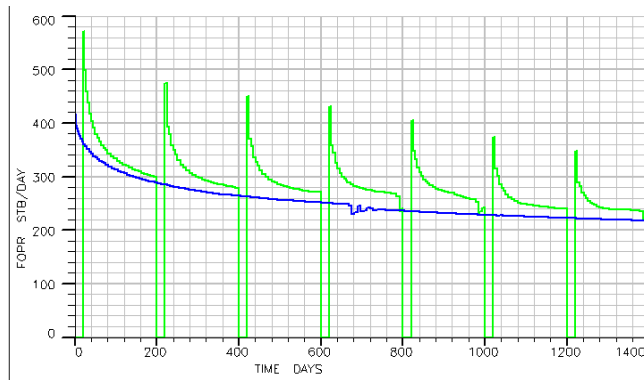


Ilustración 99 - Gráfica de producción diaria por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde).

Tabla 44 - Análisis de producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Diaria	1400	Analizando a curva de producción, se observa la caída en la curva azul que corresponde a la producción por caída natural de presión. Utilizando el método de inyección cíclica horizontal, se mantiene la producción y con ello la presión, al inicio de cada ciclo se observa que tiene un pico de producción que disminuye con los días, cabe observar que cada ciclo aporta una producción menor al anterior. Se debe tomar en cuenta que el pozo nunca se cerró en el caso por producción natural.

➤ **Corte de Agua**

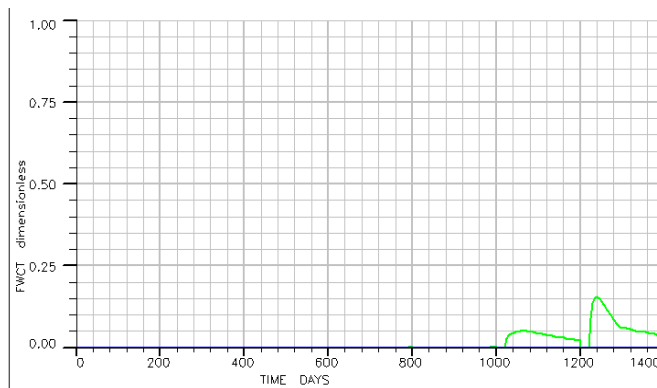


Ilustración 100 - Gráfica corte de agua por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde).

Tabla 45 - Análisis del corte de agua.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Corte de Agua	1400	Se puede observar el momento en que se comienza a producir agua a los 1020 días de explotación, significando, el vapor inyectado ha mantenido un frente que ha llegado a perder su energía convirtiéndose en agua, la cual buscará caminos de canalización a la zona de menor presión, que es el pozo, se puede observar que la producción de agua en los últimos 2 ciclos parece incrementar, y siguiendo esa tendencia los ciclos posteriores incrementarán más el corte de agua.

➤ **Gasto de Inyección**

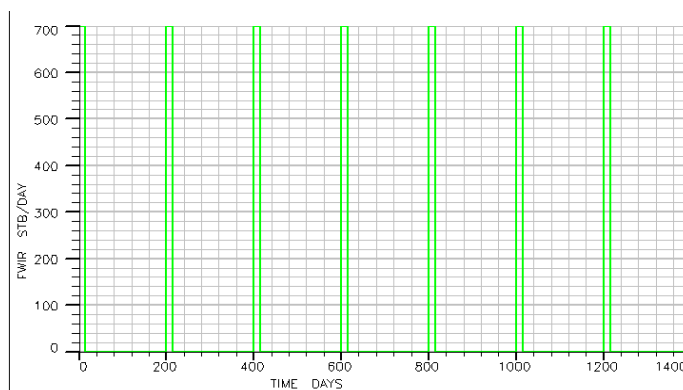


Ilustración 101 Gráfica de gasto de inyección por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde)

Tabla 46- Análisis de gasto de inyección.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Gasto de Inyección	1400	El gasto de inyección óptimo se encontró en 700 bbl por día de agua convertidos a vapor, se puede observar que desde el primer día el yacimiento fue capaz de admitir la inyección, sin tener caídas. Si se hubiera modelado gastos de inyección mayores, la gráfica no se mantendría constante, los primeros ciclos se inyectaría menos de barriles de los requeridos, y se verían altibajos en la línea verde de la gráfica presentada anteriormente.

4.3.1.2 Inyección Cíclica de Vapor Vertical

4.3.1.2.1 Árbol de sensibilidades Inyección Cíclica de Vapor Vertical

A continuación se muestran imágenes del método:

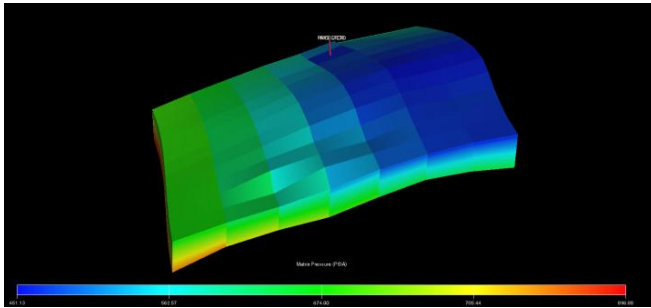


Ilustración 102- Elemento de simetría B.

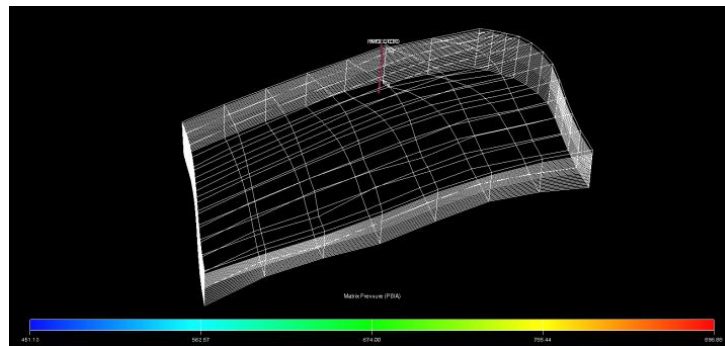


Ilustración 103- Malla del elemento de simetría B y localización del pozo.

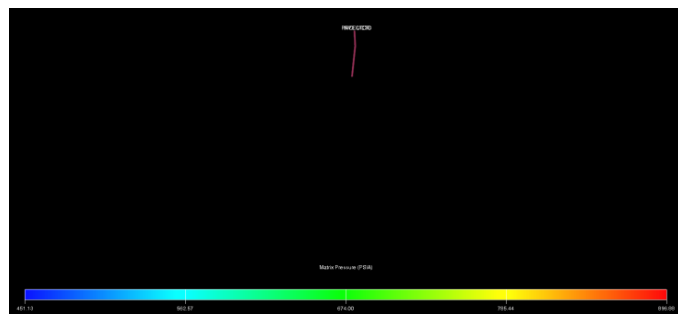


Ilustración 104- Localización y dirección de pozo.

Se observa el diagrama de sensibilidades con los mejores casos obtenidos.

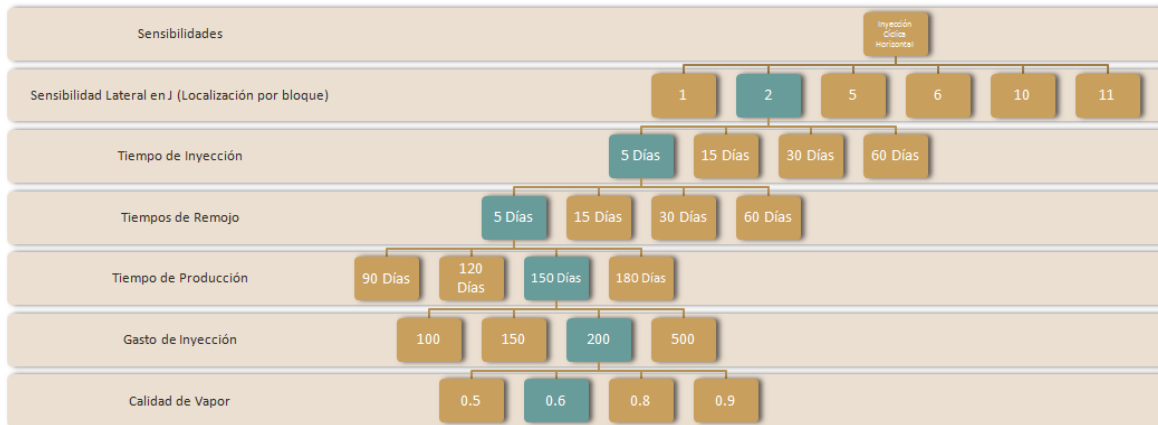


Ilustración 105- Resumen de sensibilidades realizadas

Sensibilidad		Descripción del Resultado
Ubicación Lateral:	Bloque 2	<ul style="list-style-type: none"> Se sensibilizo la recuperación de aceite en la dirección J, se encontró que el bloque 2 mantenía una mejor producción acumulada de aceite, debido a las calidades de roca que se encuentran principalmente en un extremo, las cuales van bajando de calidad conforme se mueven al centro del modelo y el extremo opuesto.
Tiempos de Inyección:	5-5-150	<ul style="list-style-type: none"> el tiempo óptimo de inyección es de: 5 días de inyección, 5 días de remojo, y 150 días de producción. Mayores tiempos de inyección obtenían menores factores de recuperación, debido a la energía calorífica que se perdía con el tiempo. En el frente, la parte cercana al pozo se mantenía a temperaturas altas pero las partes alejadas bajaban la temperatura y el vapor se convertía en agua, la cual era producida en el tiempo de producción y se canalizaba. Tiempos menores de inyección mostraban recuperaciones menores debido a la energía transmitida era poca en el tiempo inyectado. El tiempo de remojo fue bajo, ya que mayores tiempos permitían que la energía se disipara en el yacimiento, perdiendo el efecto del vapor, y menores tiempos tenían recuperaciones menores al no permitir la transmisión de calor, la razón de un número de días bajo, es que el vapor se canaliza principalmente por la fracturas donde se tiene una mayor permeabilidad y porosidad, la cual transmite la energía a la matriz. Los días de producción óptimos se encontraron en 150, que mantenían mejor la presión del yacimiento en respuesta de la

		<p>explotación, cuando se modelaron mayores días de producción, comenzaban a existir caídas más abruptas en la producción, mientras que menores días de producción se obtenían menores factores de recuperación, ya que no se aprovechaba el potencial del método en el elemento de simetría.</p>
Gasto de Inyección	200 bbl	<ul style="list-style-type: none"> • El gasto de inyección óptimo se encontró en 200 bbl por día convertido a vapor. • El pozo al ser vertical no podía inyectar la misma cantidad que un horizontal, no se llegaba a los objetivos señalados aun con el efecto de la temperatura con respecto al tiempo en el elemento de simetría, razón por la cual uno esperaría que en un principio no se llegara al objetivo pero conforme avance el tiempo se logre dicho objetivo. • Gastos mayores de inyección mostraban caídas en el volumen inyectado, además que la recuperación de aceite tenía los mismos volúmenes que utilizando 200 bbl. • En gastos inferiores la recuperación de aceite era menor, porque no se aprovechaba el potencial del método al transmitir menos energía.
Calidad del vapor	60%	<ul style="list-style-type: none"> • La calidad óptimo de vapor se encontró en 60%, los resultados en calidades mayores indicaban recuperación de aceite muy similares, por lo cual no se tenía un ganancial, además que el objetivo de inyección era menor, porque al tener una calidad de vapor mayor, el volumen es también mayor, el cual es restringido en el yacimiento al no ser capaz de aceptar dicho volumen. • En calidades menores el gasto de inyección se mantenía sin problemas, pero la recuperación de aceite era menor al transmitir menos energía en el elemento.

4.3.1.2.2 Resultados Inyección Cíclica de Vapor Vertical

➤ **Producción Acumulada:**

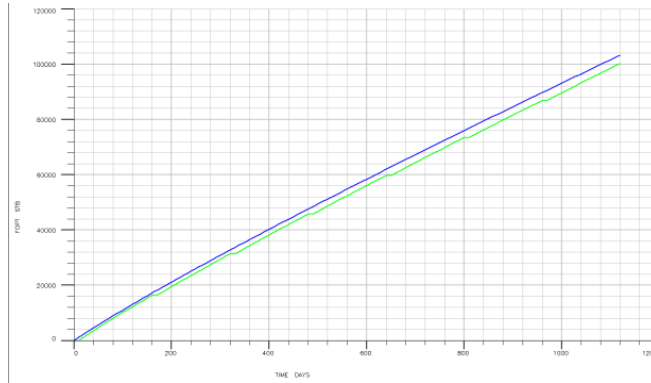


Ilustración 106- Gráfica de producción acumulada por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde).

Tabla 47 Análisis de la curva de producción acumulada

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Acumulada	1100	Se observa que desde los primeros días comienzan a separarse ambas curvas de recuperación, la curva azul que corresponde a la producción con una caída de presión natural, tiene mejores volúmenes producidos, mientras que la curva verde correspondiente a la aplicación del método, no llega a compararse a la curva azul, significando que el método no muestra resultados en estos pozos verticales, sino pérdidas, anudado del costo que tomaría todo un proyecto.

➤ **Producción Diaria:**

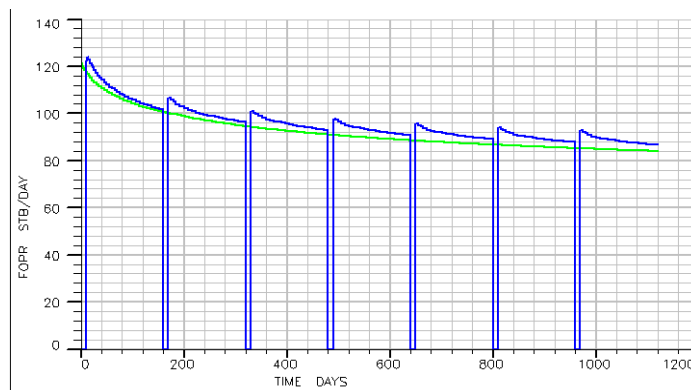


Ilustración 107- Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
-----------------	----------	------------

Producción Diaria 1100

En el comportamiento de producción podemos observar que en el primer ciclo de inyección, la mejoría de producción es un aproximado de 5 barriles de aceite, los cuales decaen conforme se produce, además que cada cresta de producción es menor con respecto al ciclo anterior. También se observa que la producción con el método aplicado siempre está por encima de la producción por caída de presión natural, pero recae la diferencia en los tiempos que se mantiene cerrado el pozo, mientras el vapor es inyectado y mientras se encuentra en remojo, estos tiempos hacen que la opción sin método tenga mejor recuperación.

➤ **Corte de Agua:**

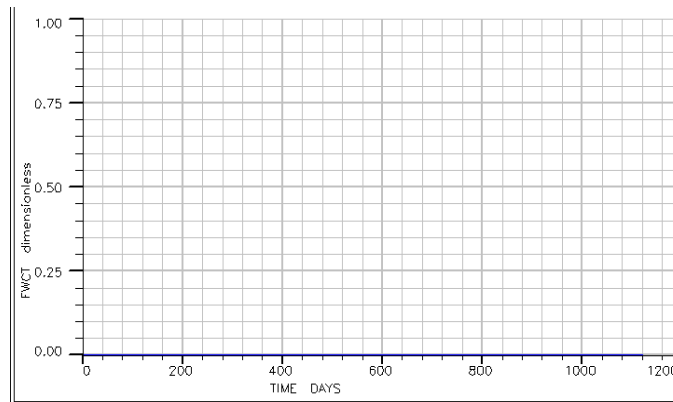


Ilustración 108- Gráfica corte de agua por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 48- Análisis del corte de agua.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Corte de Agua	1100	Se observa que no se tiene corte de agua en este método, debido al poco gasto de inyección de vapor, el cual mantiene su energía sin permitir que esta se convierta en agua que se produzca.

➤ **Gasto de Inyección**

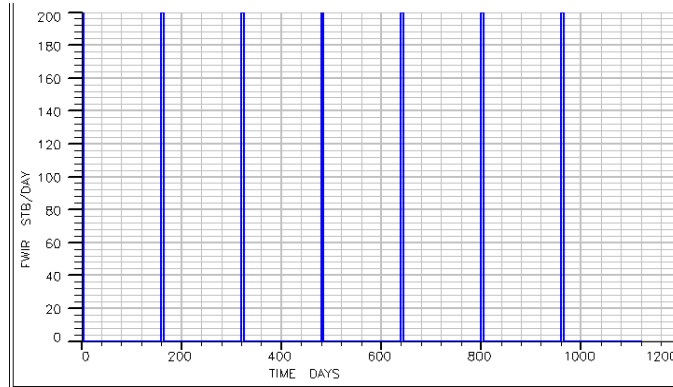


Ilustración 109- Gráfica de gasto de inyección por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul)

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Gasto de Inyección	1100	La curva de gasto de inyección muestra que en ningún momento se tuvo bajas en la inyectividad del vapor, llegando al objetivo en todos los ciclos.

4.3.1.3 inyección Continua de Vapor Horizontal

4.3.1.3.1 Árbol de sensibilidades Inyección continua de Vapor Horizontal

A continuación se muestran imágenes del método:

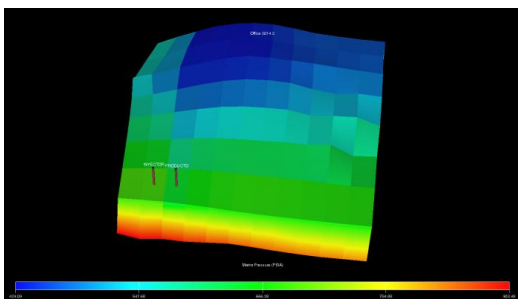


Ilustración 110- Elemento de simetría

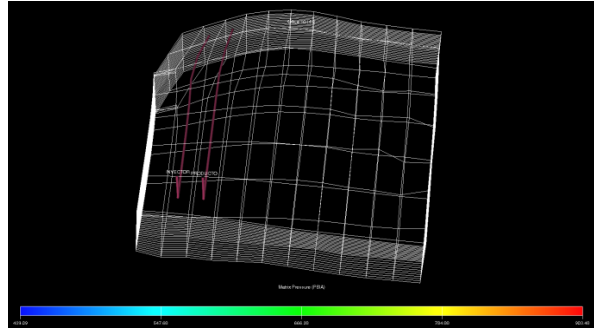


Ilustración 111- Malla del elemento de simetría y localización de los pozos

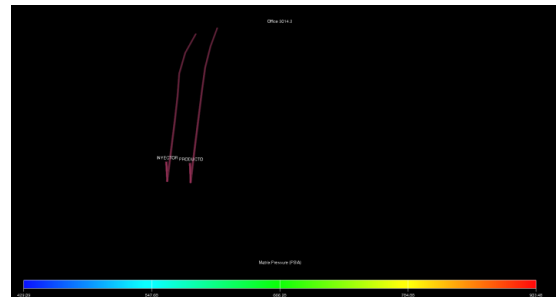


Ilustración 112- Localización y dirección de los pozos.

El árbol de sensibilidades muestra el caso óptimo conformado.

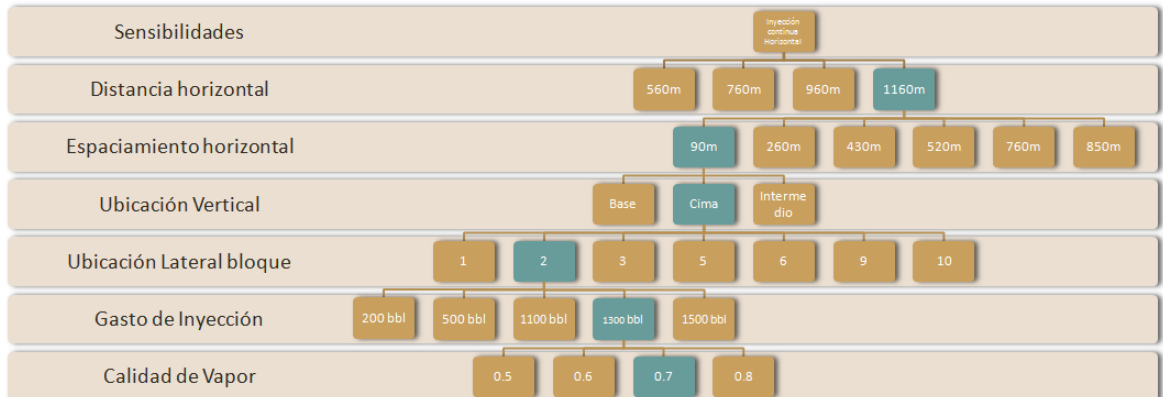


Ilustración 113- Resumen de sensibilidades realizadas

Tabla 49 – Resultados y sensibilidades.

Sensibilidad	Resultado Óptimo	Descripción del Resultado
Distancia horizontal:	1160 m	<ul style="list-style-type: none"> La distancia encontrada óptima fue la mayor posible en el elemento de simetría, de 1160m, donde se notó un mejor recobro en la recuperación del aceite. Con distancias menores como 960m y 760m el

		recobro era menor en factores de recuperación por que los intervalo produciendo eran menores.
Espaciamiento entre pozos:	90 m	<ul style="list-style-type: none"> • En esta sensibilidad se encontró que 90m es la distancia optima ente pozos, esta fue la menor posible en el elemento de simetría. • Los efectos de temperatura no se expanden tanto sobre el yacimiento, por ello es factible distancias cortas entre pozos. Parte de esta razón es la calidad de roca y el tipo de fluido pesado que se tiene, esto restringe la velocidad de avance del vapor, de inyección y con ello de transmisión de la energía.
Ubicación Vertical:	Cima	<ul style="list-style-type: none"> • La ubicación óptima se encontró en la cima, porque en esta zona se tiene mejores calidades de roca y distribuciones. • En intervalos más profundos la recuperación era menor, y también la inyectividad de vapor, las condiciones de roca no permitían llegar a objetivos significativos.
Ubicación Lateral:	Bloque 2	<ul style="list-style-type: none"> • La zona optima lateralmente se ubicó en el bloque 2, donde se tienen mejores calidades de roca horizontalmente, las cuales van disminuyendo conforme avanzan al centro y extremos del elemento de simetría.
Gasto de Inyección:	1300 bbl	<ul style="list-style-type: none"> • El gasto óptimo de inyección se encontró a 1300 bbl, gasto al cual se obtenían los mejores factores de recuperación y se mantenía la constancia en la tasa de inyección. • Si se compara con otros métodos, este llega a un mayor objetivo debido a que es una inyección continua, lo que significa transmitir energía en el elemento constantemente, lo cual modifica a los fluidos con sus viscosidades, permitiendo el desplazamiento de fluidos.
Calidad de vapor:	70%	<ul style="list-style-type: none"> • Se encontró que 70% de calidad de vapor mostraba los mejores volúmenes de producción y se mantenía el gasto de inyección. • Calidades de vapor menores tenían un menor volumen de producción desaprovechando el método. Mayores calidades de vapor no mostraban incremento en el volumen producido, además que

los gastos de inyección no se lograban, se tenían caídas en estos.

4.3.1.3.2 Resultados Inyección Continua de Vapor horizontal

➤ Producción Acumulada

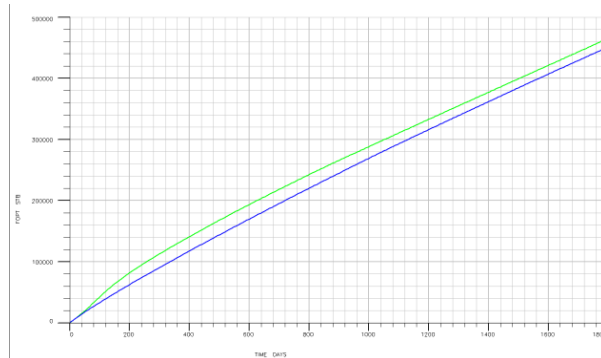


Ilustración 114- Gráfica de producción acumulada por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde).

Tabla 50 Análisis de producción acumulada

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Acumulada	1800	Se puede observar una separación entre las 2 curvas las cuales corresponden a la producción con el método de inyección continua de vapor horizontal (Línea Verde) y la producción por caída de presión natural (Línea azul). Aplicando el método se obtiene un una mejoría en 3% con respecto un panorama sin el método.

➤ Producción Diaria

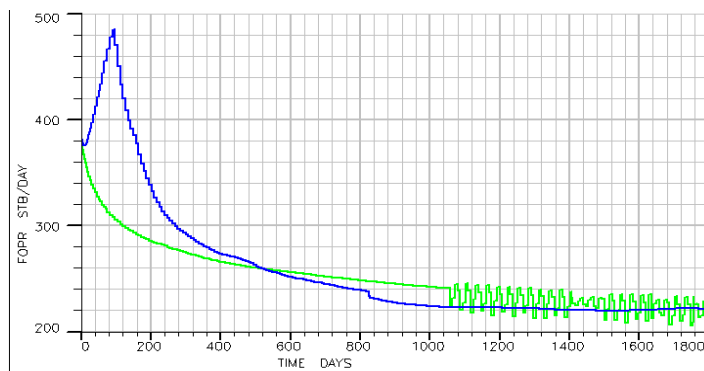


Ilustración 115- Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 51- Análisis de producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Diaria	1800	La curva de producción muestra un pico de producción aplicando el método aproximadamente a los 90 días, mientras que la curva de producción por caída de presión natural pierde producción conforme la presión del elemento decae. Al momento de llegar al pico de producción en la curva azul, esta comienza a decaer drásticamente y a los 500 días la producción cae por debajo de la curva verde, mientras que la producción por caída de presión natural mantiene más suavizada la caída de producción. El método llega a mantener la producción de forma más constante aproximadamente a los 1000 días.

➤ Corte de Agua

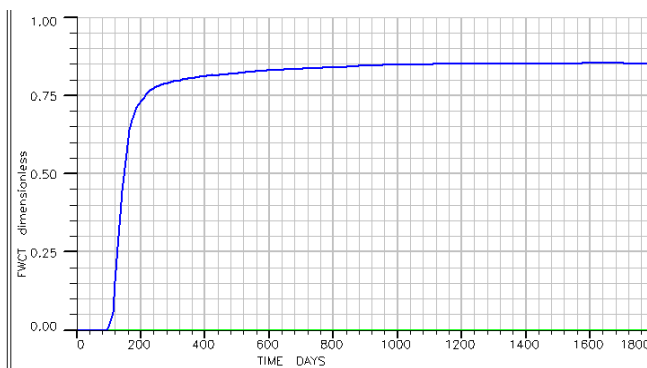


Ilustración 116- Gráfica corte de agua por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 52- Análisis de corte de agua.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
-----------------	----------	------------

Corte de Agua	1800	La curva de corte de agua muestra que a los 100 días, se comienza a producir agua, y en un transcurso de 200 días, el corte de agua sube a un aproximado de 80% y posteriormente se mantiene en un promedio de 85%. Este corte de agua muestra que el vapor inyectado ha avanzado a tal punto de tener menores temperatura convirtiéndolo en agua, por ende, esa agua se está produciendo y formando cortes de agua altos.
----------------------	------	--

➤ **Gasto de Inyección**

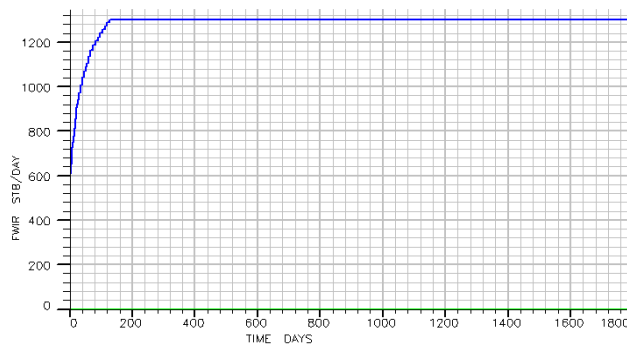


Ilustración 117- Gráfica de gasto de inyección por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul)

Tabla 53- Análisis de gasto de inyección

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Gasto de Inyección	1800	Se tiene como gasto optimo 1300 bbl, se observa en la curva que en un principio no se llega al target de inyección, pero aproximadamente a los 120 días de inyección se llega a los 1300 bbl, y se mantiene durante todo el tiempo de producción. Esto se debe a al cambio de temperatura conforme se inyecta el vapor, esto cambia las condiciones del fluido como la viscosidad, haciéndolos más movibles y permitiendo al vapor desplazar estos fluidos y poder ocupar lugar.

4.3.1.4 Inyección Continua de Vapor Vertical

4.3.1.4.1 Árbol de Sensibilidades Inyección Continua de Vapor Vertical

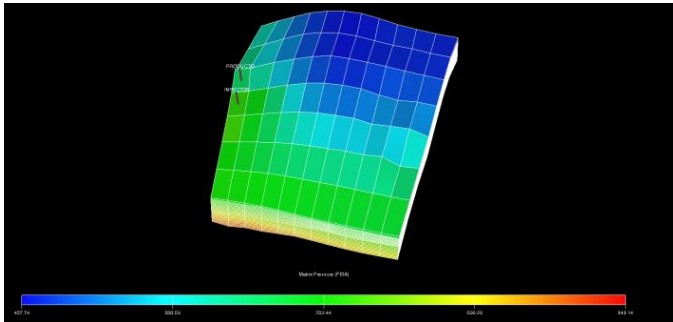


Ilustración 118- Elemento de simetría

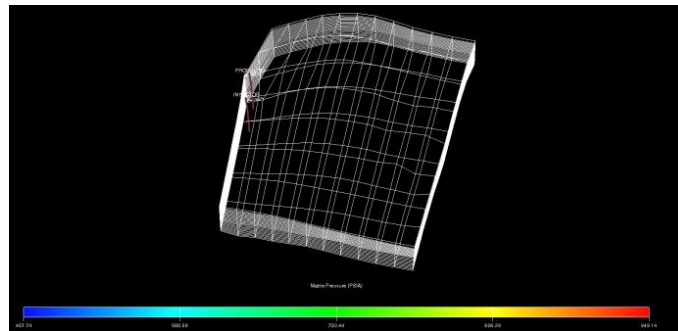


Ilustración 119- Malla del elemento de simetría y localización del pozo.

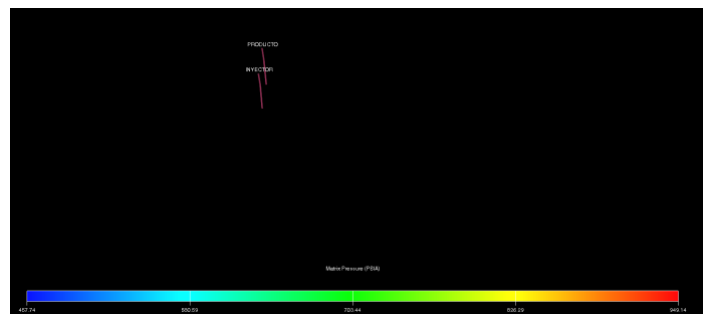


Ilustración 120- Localización y dirección del pozo.

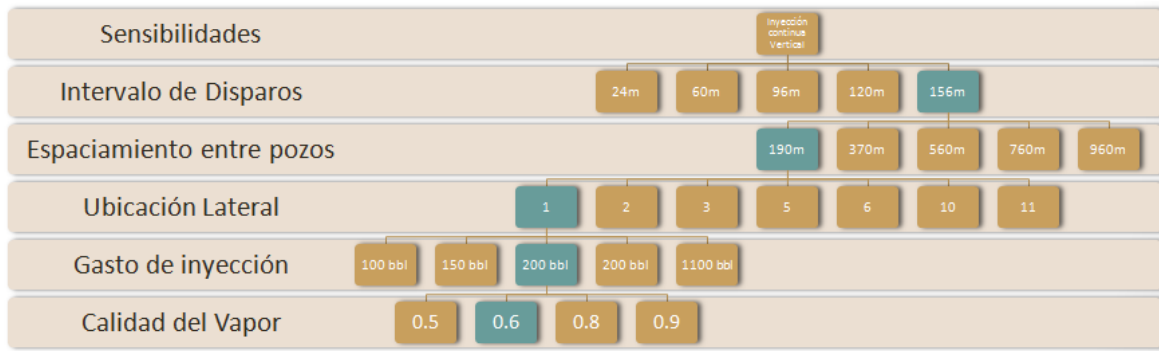


Ilustración 121- Resumen de sensibilidades realizadas.

Tabla 54- Resultados y sensibilidades.

Sensibilidad	Resultado Optimo	Descripción del Resultado
Intervalo de Disparos:	156m	El intervalo óptimo se encontró en 156m, es el mayor intervalo logrado en el yacimiento por el espesor de este. Lo que permitía el intervalo el mayor gasto de inyección posible y de producción con respecto a todas las sensibilidades.
Espaciamiento entre Pozos:	190m	Se encontró un espaciamiento óptimo de 190m, comparado con otros métodos la distancia entre pozos es mayor, ya que para pozos verticales, un avance del frente de vapor a menor velocidad, podía transmitir energía en una mayor distancia, sin que se canalice rápidamente el vapor, sino creando una mejor cámara de vapor, la cual sirve también como represionamiento, además compensando la poca inyectividad que se tiene en este tipo de pozos.
Ubicación Lateral:	Bloque 2	La mejor ubicación lateral se encontró para este método en el bloque 1 para ambos pozos, esta es la zona con mejores calidades de roca en la zona superior a diferencia de los otros métodos donde el bloque 2 es la zona de mejor producción, esto a razón que los otros métodos son métodos horizontales y las condiciones de las capas inferiores no están en completa relación, pero en un pozo vertical, también influye la variación de las condiciones de roca verticalmente, que es donde se inyecta el vapor y también se tiene la producción.
Gasto de Inyección:	200 bbl	El gasto óptimo de inyección se encontró en 200 bbl de agua convertida a vapor, por día, el mismo valor encontrado en la inyección cíclica de vapor, gastos mayores no permitieron llegar al objetivo, aun con el transcurso del tiempo y la transferencia del calor. Gastos menores mostraron menores factores de recuperación al no aprovecharse la capacidad del método, y la energía transmitida ser menor.

Calidad de Vapor:

60%

La calidad óptima de vapor resulto de 60%, la cual mantuvo la mejor recuperación de aceite. Calidades mayores mostraron problemas en el volumen inyectado al tenerse caídas debido al volumen que ocupa el vapor a diferente calidad, además de no mostrarse una mejora en la producción. Calidades menores de vapor mostraron menores recuperaciones de aceite.

4.3.1.4.2 Resultados Inyección Continua de Vapor Horizontal

➤ **Producción Acumulada:**

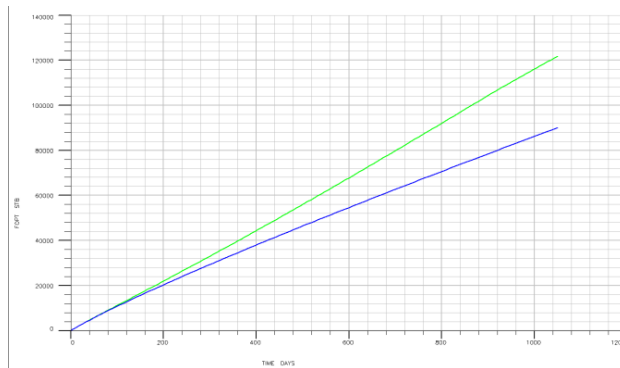


Ilustración 122- Gráfica de producción acumulada por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde).

Tabla 55- Análisis de la curva de producción acumulada.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Acumulada	1050	Se observa en la curva que la aplicación del método de vapor en este caso obtuvo una mejoría del 35% con respecto a la producción por caída de presión natural. Se puede observar la diferencia en las pendientes que forman ambas curvas de producción, la curva verde correspondiente al método mantuvo a partir de los 100 días una mayor pendiente separándose de la curva azul.

➤ **Producción Diaria:**

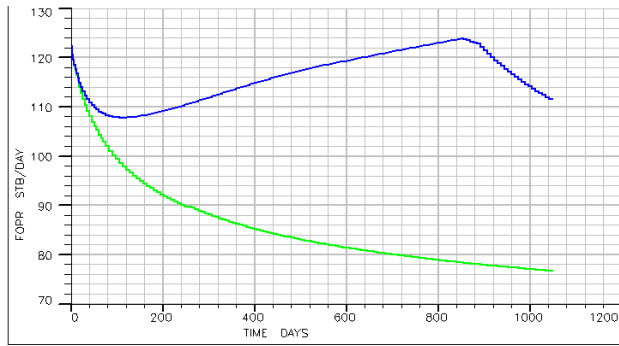


Ilustración 123- Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 56- Análisis de producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Diaria	1050	en las curvas se observa que el método comienza a mejorar la producción de aceite aproximadamente a los 100 días, cuando la curva de producción incrementa su pendiente hasta llegar a un pico de producción a los 850 días, posteriormente viene una declinación que mantiene su tendencia y seguirá aun después de los días simulados. La curva verde mantiene una tendencia común al perder producción conforme el elemento de simetría se va depresionando.

➤ **Corte de Agua:**

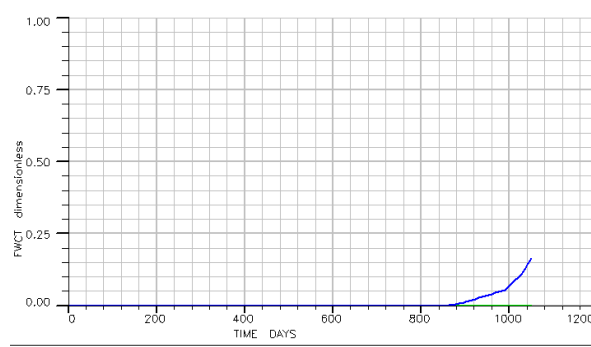


Ilustración 124 - Gráfica corte de agua por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 57 Análisis del corte de agua.

Curva Analizada	No. Dias	Conclusión
-----------------	----------	------------

Corte de Agua	1050	El corte de agua muestra la presencia de agua a los 850 días aproximadamente, lo cual corresponde también a la caída en la producción de aceite, el vapor que fue inyectado en el elemento de simetría ha avanzado en el yacimiento y llegar al punto donde su temperatura disminuye y se convierte en agua, la cual busca canales hacia la zona de menor presión que es el pozo productor. El corte de agua continuara incrementando y la producción de aceite continuara disminuyendo a partir de los 850 días mencionados.
----------------------	------	---

➤ **Gasto de Inyección:**

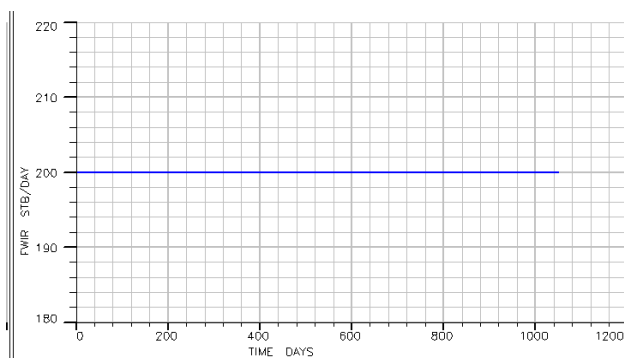


Ilustración 125 - Gráfica de gasto de inyección por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul)

Tabla 58 Análisis de gasto de inyección.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Gasto de Inyección	1050	El gasto de inyección muestra que se inyectó 200 bbl de agua en forma de vapor con una calidad de 60%, constantemente, no se observa ninguna caída en esta recta. Lo que indica que este gasto de vapor en pozos verticales tiene buena respuesta.

4.3.1.5 HASD

4.3.1.5.1 Árbol de Sensibilidades HASD

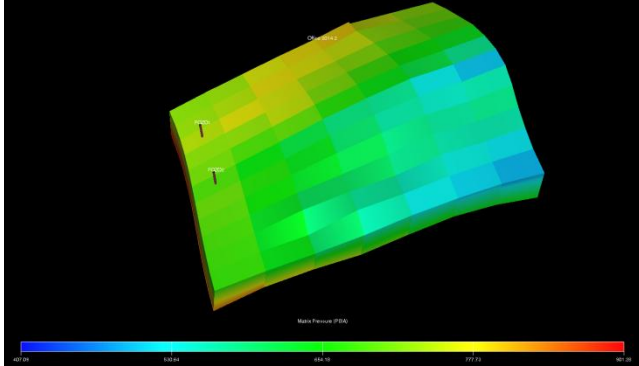


Ilustración 126- Elemento de simetría y localización de pozos.

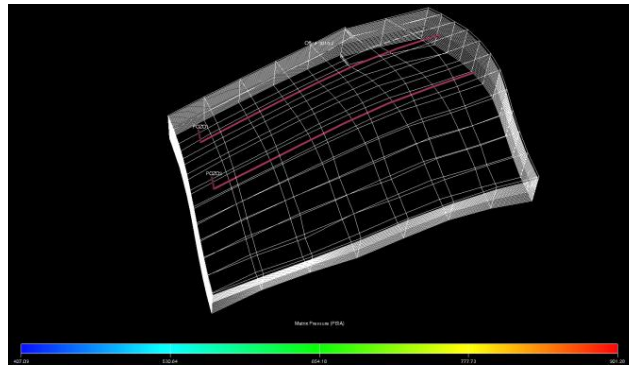


Ilustración 127- Malla del elemento de simetría B y localización de pozos.



Ilustración 128- Localización y dirección de Pozos.

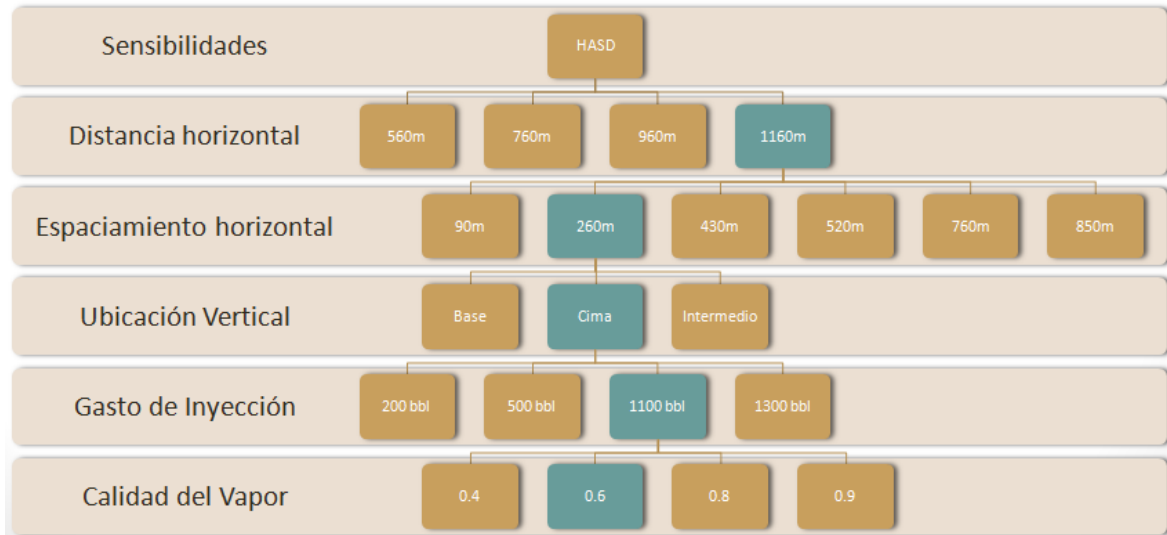


Ilustración 129- Resumen de sensibilidades realizadas.

Tabla 59- Resultados y sensibilidades.

Sensibilidad	Resultado Optimo	Descripción del Resultado
Distancia Horizontal Perforada:	1160m	<ul style="list-style-type: none"> Se encontró que la mayor distancia horizontal de perforación posible en el elemento de simetría, mantenía la mayor producción acumulada, la distancia es 1160m, se puede decir que en este caso la distancia horizontal perforada es proporcional a la producción y también a la inyectividad del área.
Espaciamiento entre Pozos:	260m	<ul style="list-style-type: none"> La distancia optima no se encontró en la menor como en otros casos, esto se debe a que el potencial en este método se aprovecha a un gasto alto de inyección, ya que indica un mayor frente, una mayor energía y más capacidad de transmisión de esta, haciendo que la distancia optima a la cual se aprovecha mejor el método, incremente.
Ubicación Vertical:	Cima	<ul style="list-style-type: none"> La ubicación óptima se encontró en la cima, al igual que en todos los demás modelos, la razón es la misma, depende de las características de roca que se tiene en la zona, tanto la porosidad como permeabilidades mayores se encuentran en esta zona, y esto permite un mayor flujo a través del sistema.

Gasto de Inyección:	1100 bbl	<ul style="list-style-type: none"> El gasto de inyección óptimo se encontró en 1100 bbl, como objetivo, ya que se obtuvieron las mejores recuperaciones de aceite en el elemento. Hay que tomar en cuenta que el método ubica 2 pozos en diferentes zonas, y estos pozos son intercalados, lo que indica que cada zona tiene diferentes capacidades de inyectividad, por lo cual podrían hacerse 2 casos óptimos de inyección correspondiente a cada pozo. En este caso se utilizó el mismo en ambos lo que mostrara el contraste en las curvas de inyección.
Calidad de Vapor:	60%	<ul style="list-style-type: none"> La calidad de vapor óptima se encontró en 60%, no fue necesario incrementar esta calidad, ya que no se tenían recuperaciones mayores, además que los volúmenes inyectados tenían caídas pronunciadas. Valores menores de calidad obtuvieron menores recuperaciones ya que no se aprovecha el potencial del método.

4.3.1.5.2 Resultados HASD

➤ **Producción acumulada:**

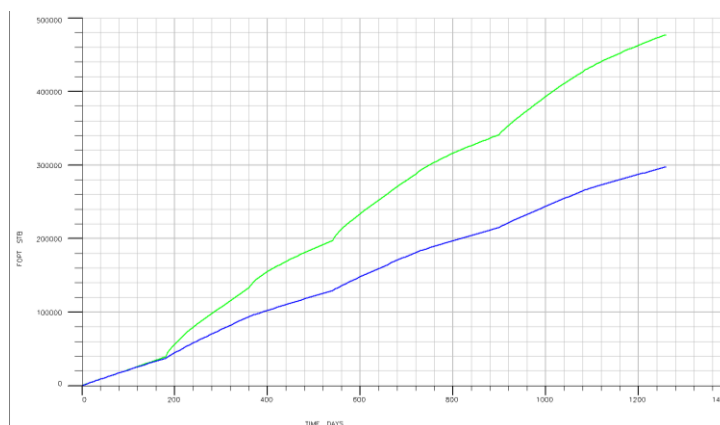


Ilustración 130- Gráfica de producción acumulada por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde).

Tabla 60- Análisis de producción acumulada.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
-----------------	----------	------------

Producción Acumulada

1250

La curva muestra una gran mejoría en el acumulado de aceite con el método HASD con respecto a la producción por caída de presión natural. Se obtiene una mejora del 60%. Aproximadamente a los 200 días ambas curvas se separan manteniendo una mayor pendiente la que corresponde al método. Se pueden observar ligeras inflexiones durante el tiempo de producción, la cual corresponde al cambio de roles en los pozos al terminar cada ciclo.

➤ **Producción Diaria**

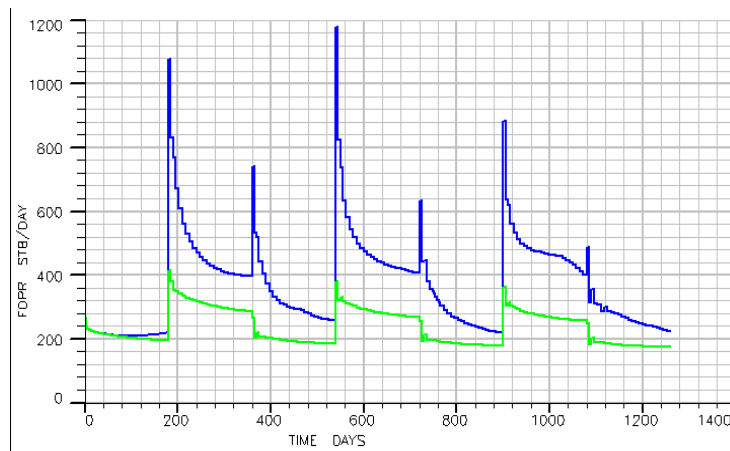


Ilustración 131- Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 61 - Análisis de producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Diaria	1250	Esta curva muestra los resultados durante cada ciclo, se puede observar que en el primer ciclo la mejora en la producción es mínima, pero a partir del segundo ciclo la recuperación con la aplicación del método HASD incrementa considerablemente. Este método mantiene la tendencia de una inyección cíclica, en la cual, al abrir el pozo a producción se observa una cresta que va disminuyendo. En un método como la inyección cíclica se conoce que cada ciclo se obtendrá menores recuperaciones, HASD no es la excepción, pero se observa que las diferencias de producción en cada ciclo con respecto al anterior, son mínimas, el método se mantiene con producciones casi constantes. También se puede observar la curva correspondiente a la producción por caída de presión natural, la cual también mantiene su producción de aceite casi constante con el avance de los ciclos, mostrando que este tipo de arreglos es eficiente para la explotación de campos con estas características.

➤ **Corte de Agua**

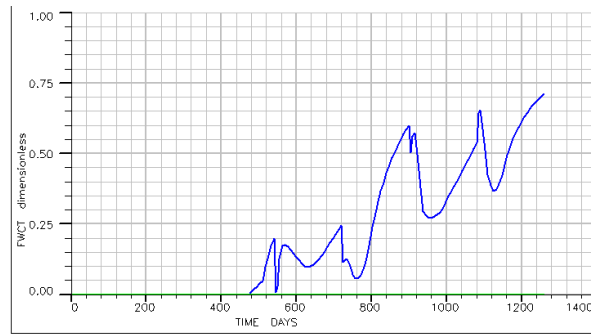


Ilustración 132- Gráfica corte de agua por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 62 - Análisis de corte de agua.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Corte de Agua	1250	La curva muestra que la producción de agua aparece a los 480 días aproximadamente, lo que significa que las zonas lejanas al pozo y que han sido invadidas por vapor han bajado su temperatura convirtiéndolo en agua, y esa agua es la que se presenta ahora en la producción. Los cortes de agua incrementan gradualmente con cada ciclo, manteniéndose la tendencia. Aun con los altos cortes de agua se puede observar que la producción del yacimiento se mantiene, mostrando la eficiencia del método.

➤ Gasto de Inyección

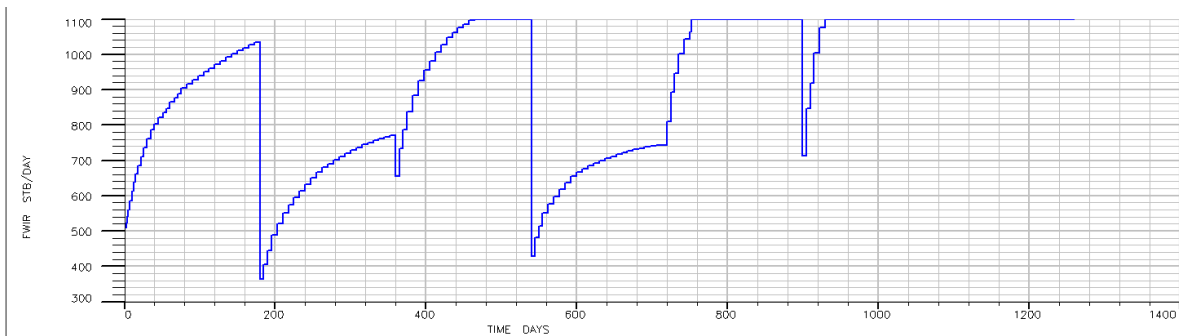


Ilustración 133 - Gráfica corte de agua por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 63 – Análisis del gasto de inyección.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
-----------------	----------	------------

Gasto de Inyección

1250

En esta curva se observan los gastos de inyección, se observa que dependiendo el pozo que se encuentra inyectando, cambia la capacidad de inyectar, esto depende de la zona donde está localizado y la calidad de roca que se encuentra en ella. Conforme avanza el tiempo la capacidad de inyección aumenta y se mantiene más constante, ya que se ha calentado el sistema y los fluidos permiten la movilidad del vapor en él, además del drene que se ha logrado por las zonas que permiten la inyección del vapor.

4.3.1.6 SAGD

4.3.1.6.1 Árbol de Sensibilidades SAGD

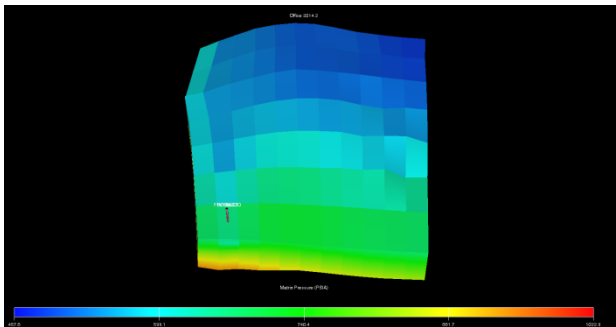


Ilustración 134- Elemento de simetría B y localización de pozos.

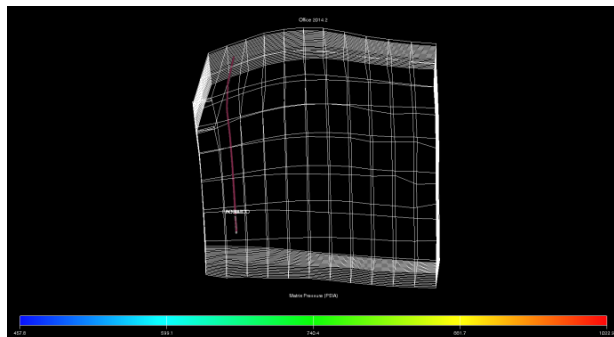


Ilustración 135- Malla del elemento de simetría y localización del pozo.

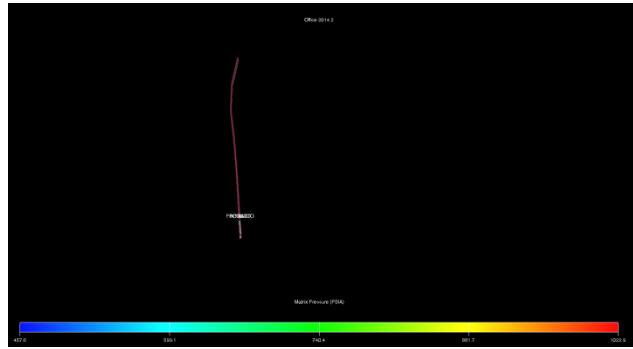


Ilustración 136- Localización y dirección del pozo.

El árbol de sensibilidades muestra las configuraciones para un caso óptimo:

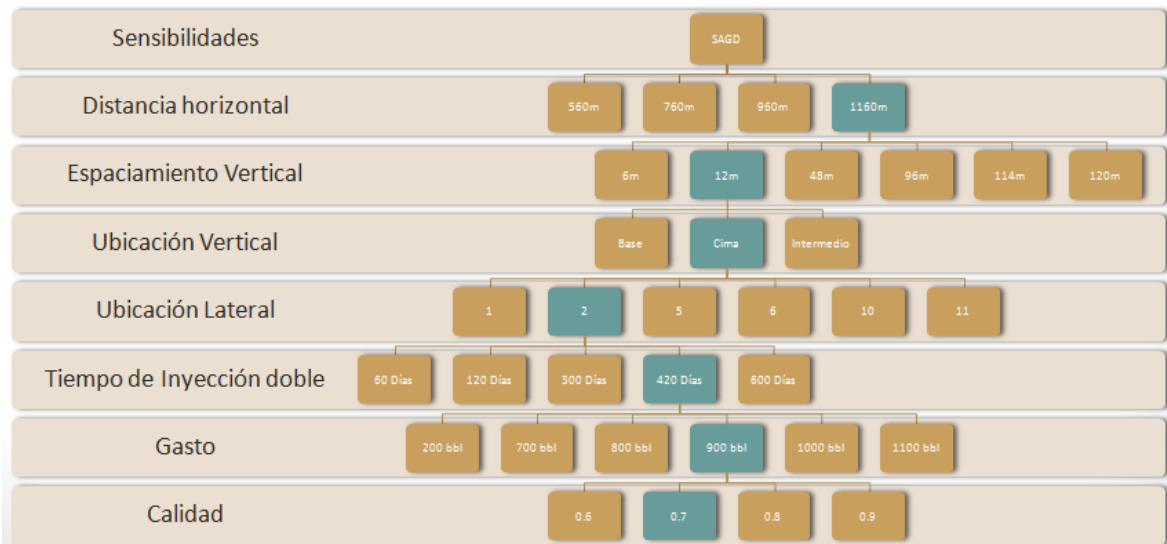


Ilustración 137- Resumen de sensibilidades realizadas.

Tabla 64- Resultados y sensibilidades.

Sensibilidad	Resultado Óptimo	Descripción del Resultado
Distancia Horizontal Perforada:	1160m	La distancia óptima se encontró en la mayor posible en el elemento de simetría, correspondiente a 1160m, al igual que en casos anteriores, la recuperación de aceite es proporcional a la distancia perforada horizontalmente.

Espaciamiento Horizontal entre Pozos:	12m	El espaciamiento ideal entre el pozo productor y el pozo inyector, se encontró a los 12m. Cuando se realizaron sensibilidades con distancias menores, la recuperación era menor, y el vapor se producía casi directamente en el pozo productor sin realizar efecto alguno. Distancias mayores mostraban una menor recuperación de aceite ya que no se aprovechaba el potencial del método.
Ubicación Vertical:	Cima	La ubicación óptima fue la cima al igual que todos los modelos simulados, por las calidades de roca que se tienen, estas calidades permitían tanto mayor producción como mayor capacidad de inyección en las zonas.
Tiempo de Inyección Doble:	420 Días	En este método se aplicó un tiempo de inyección doble, en el cual tanto el pozo inyector, como el pozo que producirá posteriormente, inyectaban volúmenes de vapor, para transmitir energía en el yacimiento y que se pudiera expandir permitiendo una cámara de vapor en él. Se encontró que el tiempo óptimo era 420 días, lo cual es un tiempo considerable, pero al final de los días de producción, mostraba mayor volumen acumulado de aceite, que en sensibilidades donde se disminuía el tiempo de inyección doble y se incrementaba el tiempo de producción.
Gasto Optimo:	60%	El gasto optimo se encontró en 900 bbl inyectados por pozo, lo que significa que en el tiempo de inyección doble, el gasto total era de 1800 bbl de vapor. Este gasto podía mantenerse constante sin caídas en el volumen, además de lograrse las mejores recuperaciones de aceite.
Calidad de Vapor:	60%	Se obtuvo la calidad óptima de 60% en boca de pozo. Calidades mayores de vapor no mostraban un efecto la producción además de que los volúmenes de inyección no se mantenían constantes y variaban muchas veces. Calidades menores mostraban menores recuperaciones de aceite, al no aprovecharse el potencial método.

4.3.1.6.2 Resultados SAGD

➤ **Producción Acumulada:**

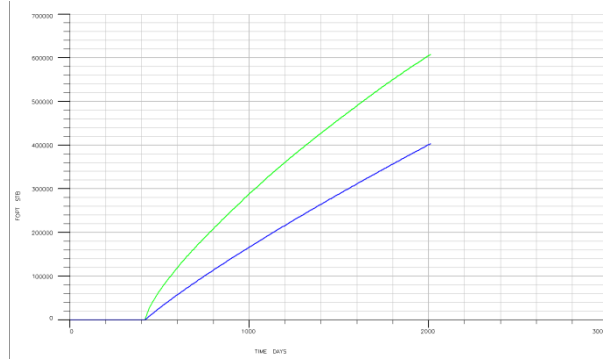


Ilustración 138- Gráfica de producción acumulada por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde).

Tabla 65- Análisis de producción acumulada

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Acumulada	2000	Se observan la recuperación de aceite en ambas curvas, aplicando el método SAGD se obtiene una mejora en el volumen recuperado de 50% con respecto a la producción por caída de presión natural. Para compara ambos métodos, el sistema sin método, también se mantuvo cerrado, y se abrió en la misma fecha que se abre el pozo con el método SAGD. Se puede notar que las pendientes se mantienen diferentes desde el primer día de producción, obteniendo mejores resultados aplicando el método.

➤ **Producción Diaria**

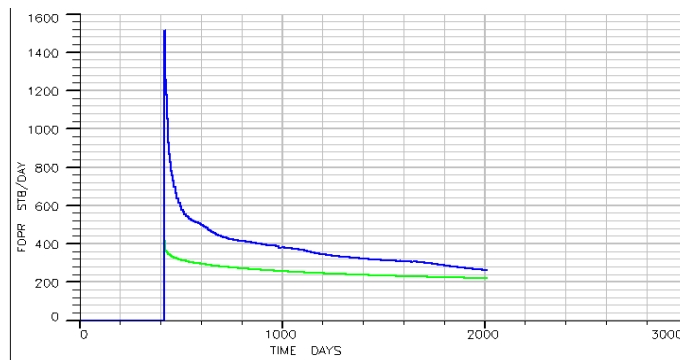


Ilustración 139- Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 66- Análisis de producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
-----------------	----------	------------

Producción Diaria	2000	La curva muestra la mejora en el volumen de aceite acumulado al inicio de la producción con el método SAGD aplicado, pero se observa una fuerte declinación en la producción de aceite con respecto al tiempo, el cual en los últimos días comienza a tener un periodo más constante. En el caso de la producción por caída de presión natural, la producción de aceite tiene una declinación más controlada con el paso del tiempo. Si se observan los 2 casos, la tendencia muestra que aproximadamente a los 2400 días, la producción por el método SAGD sea menor a la producción por caída de presión natural.
--------------------------	------	---

➤ **Corte de Agua**

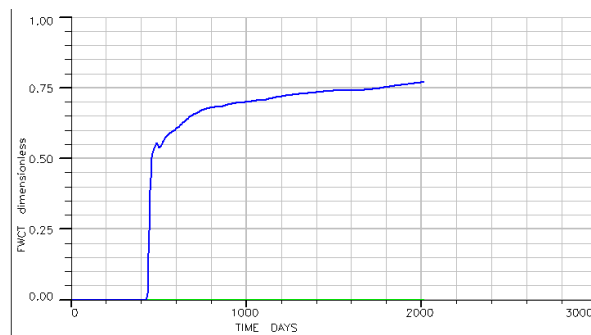


Ilustración 140- Gráfica corte de agua por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 67- Análisis de corte de agua.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Corte de Agua	2000	En esta curva se puede observar que al momento de abrir el pozo a producción, el corte de agua sube desmedidamente, esto es debido a que tuvimos 420 días de inyección, el cual llevo un frente de inyección, y conforme este frente se alejaba del pozo inyector perdía energía, lo que convertía el vapor inyectado en agua caliente, la cual al momento de abrir el pozo a producción, busca la zona de menor presión el cual es este mismo pozo, aun así podemos tomar en cuenta que la recuperación de petróleo es mayor que en otros métodos.

➤ **Gasto de Inyección**

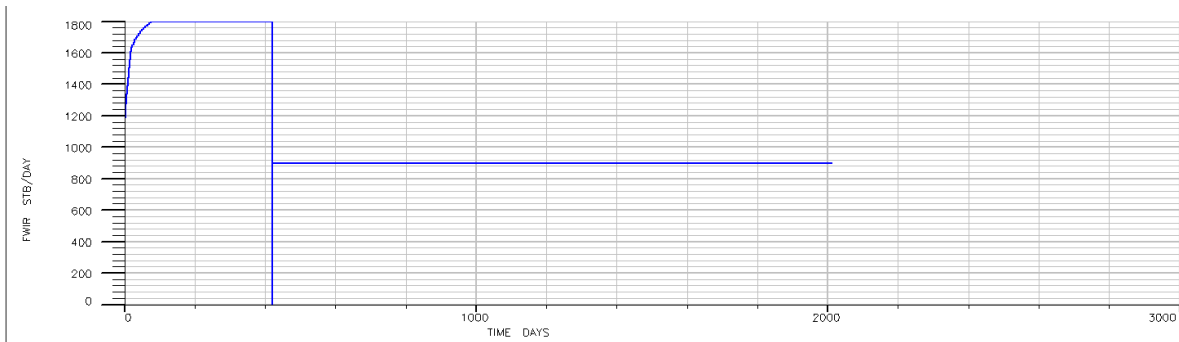


Ilustración 141- Gráfica de gasto de inyección por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 68- Análisis de gasto de inyección.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Gasto de Inyección	2000	Se observa que el gasto de inyección doble en un principio comienza debajo del objetivo, pero conforme se calienta el yacimiento se llega a este. A los 80 días de inyección, se observa que el gasto disminuye a la mitad, la razón es que se cierra el pozo inferior como inyector, y se abre como productor, el pozo superior no tiene problemas de inyección como se observa porque se puede inyectar el objetivo desde el primer día.

4.3.1.7 Normalización y comparación de métodos

A continuación se mostrara la comparación entre métodos, para lograr esto se realizó los siguientes puntos:

- Los pozos en todos los métodos fueron llevados a la misma calidad de roca o zona
- Los pozos en todos los métodos se mantuvieron a las mismas condiciones de producción.
- Los métodos realizados se ajustaron a los mismos tiempos
- Cada método mantuvo sus variables sensibilizadas a su mejor panorama.

➤ Producción Acumulada

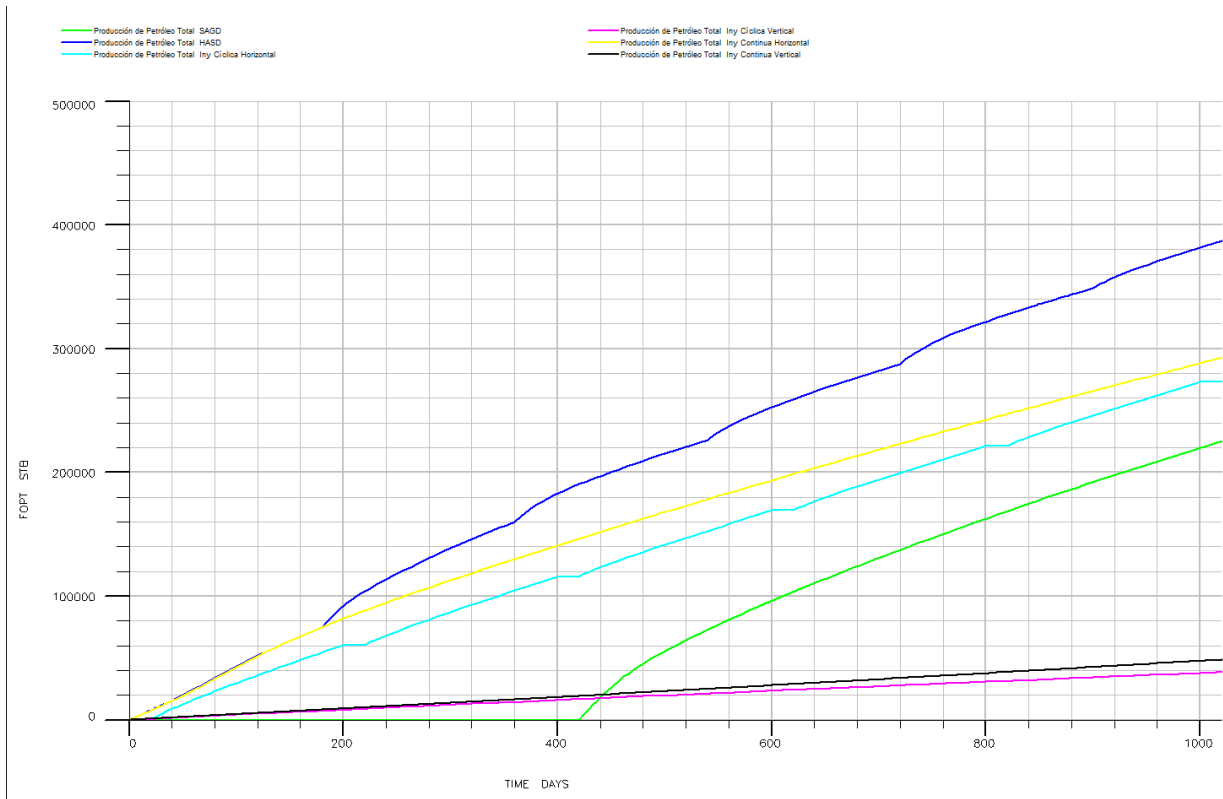


Ilustración 142 - Curvas de producción acumulada de los métodos normalizados.

Tabla 69 – Análisis de la curva de producción acumulada.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Acumulada	1030	<p>En la gráfica se observa la recuperación de aceite en todos los casos, se puede ordenar del mayor volumen recuperado al menor:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. HASD. 2. Inyección continua horizontal. 3. Inyección Cíclica Horizontal. 4. SAGD. 5. Inyección Continua Vertical. 6. Inyección Cíclica Vertical. <p>Aunque todos los métodos fueron llevados a la misma zona del elemento de simetría, que tuvo un gran cambio en su volumen recuperado total, fue SAGD, mostrando la delicadeza de este método al momento de elegir la estrategia de aplicación. Los métodos que tienen un volumen recuperado bajo comparado a los demás son aquellos con pozos verticales, en yacimientos con características similares al elemento de simetría, no se obtienen resultados favorables para pozos verticales, debido a la poca área de contacto con el yacimiento que tienen conllevando una baja inyectividad y producción.</p>

➤ **Producción diaria**

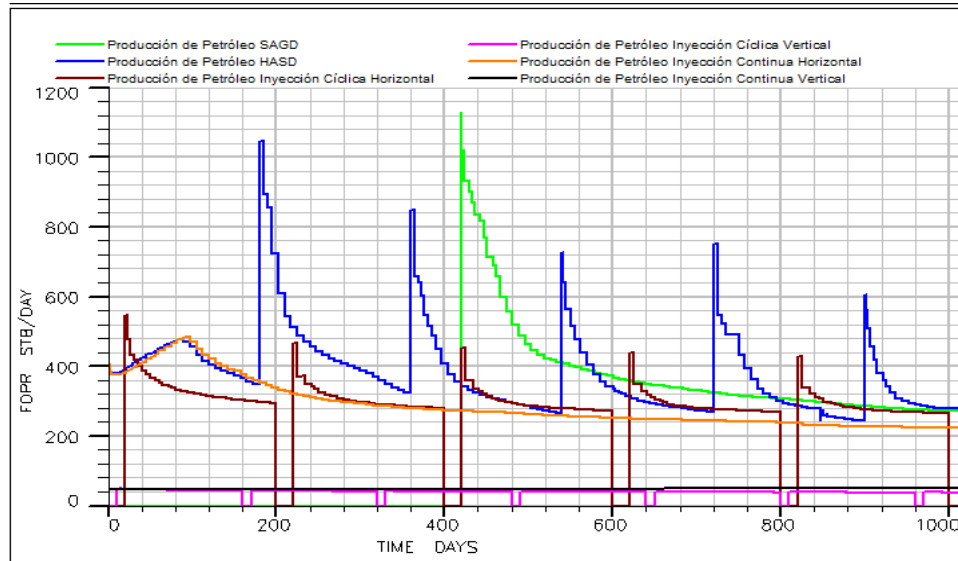


Ilustración 143 – Curvas de producción diaria de los métodos normalizados.

Tabla 70 – Análisis de producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Diaria	1030	Se observa que aunque el método SAGD tiene el mayor pico de producción, la mayor recuperación se obtiene con el método HASD, debido a la producción casi constante del método. También se observa que los métodos con pozos verticales tienen producciones muy bajas comparadas a los otros métodos, casi el 10% de los demás métodos, lo que refuerza la idea que para yacimientos con estas características no es recomendable pozos verticales.

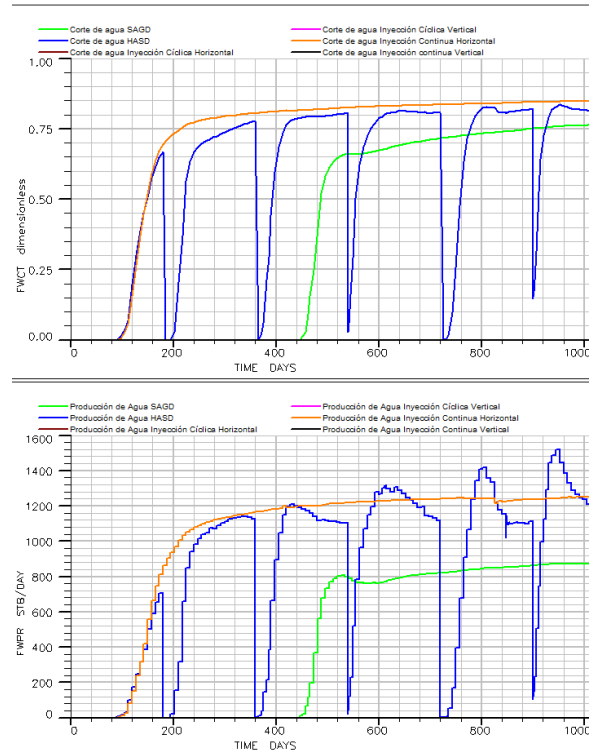


Ilustración 144 – Curvas de corte de agua y producción de agua diaria de los métodos normalizados.

Tabla 71 – Análisis de corte de agua y producción de agua diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Corte de Agua y Producción de Agua	1030	En ambas curvas se observa que el método de inyección continua de vapor horizontal, aproximadamente a los 100 días el corte de agua, como la producción comienza a incrementar hasta lograr un aproximado de 1200 bbl de agua, lo que corresponde al 85% de agua. El segundo método con mayor producción de agua es HASD, el cual tiene cortes de agua similares, rondando a 85% de corte de agua y una producción entre 1100 y 1200 bbl. Y el tercer método con mayor presencia de agua es SAGD, el cual aparece hasta los 480 días aproximadamente, llegando a un corte de agua del 75% y un gasto de producción 800 bbl. Los demás métodos no presentan una presencia de agua, lo que significa que son recomendables si no se tiene instalaciones adecuadas para tratar un gran monto de agua.

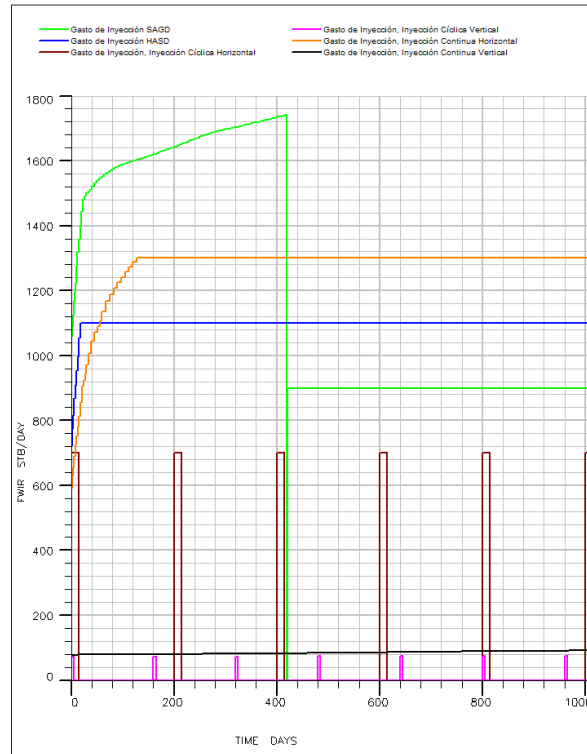


Ilustración 145 – Curvas de gasto de inyección de los métodos normalizados.

Tabla 72 - Análisis de los gastos de inyección.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Gasto de Inyección	1030	En esta curva se puede observar que la inyección continua horizontal mantiene el mayor gasto de inyección total de agua, y también es aquel que tiene mayor volumen recuperado, seguido de SAGD y HASD. El método de inyección cíclica junto a los métodos con pozos verticales son los que utilizan menor cantidad de agua en el método, además de estabilidad en el gasto de inyección. Los primeros 3 métodos tienen dificultades de inyectividad en un principio pero conforme avanza la energía calorífica en el yacimiento, se puede lograr mejor a un objetivo de inyección.

4.3.2 Caso B

4.3.2.1 Inyección cíclica Horizontal

4.3.2.1.1 Árbol de Sensibilidades Inyección Cíclica Horizontal

A continuación se muestran imágenes del método:

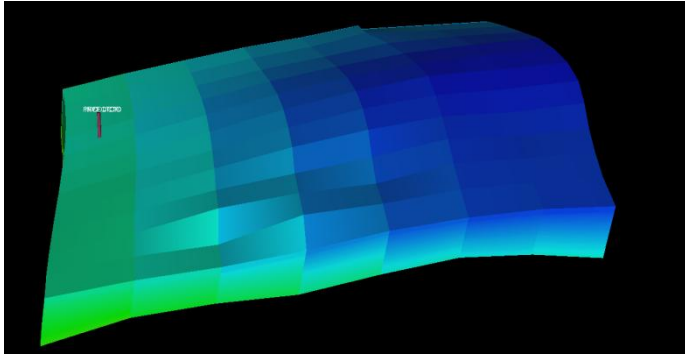


Ilustración 146- Elemento de simetría B y localización de pozos.

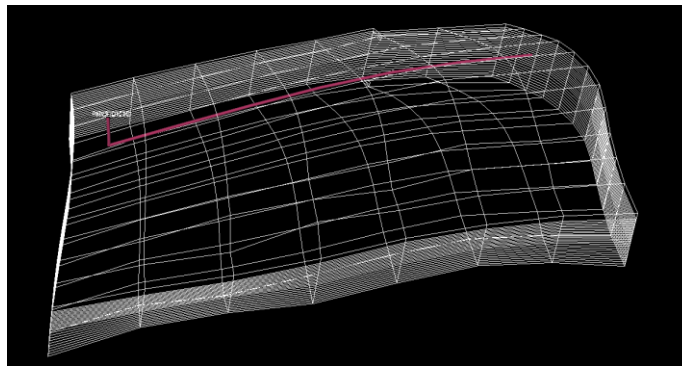


Ilustración 147- Malla del elemento de simetría y localización de pozos.

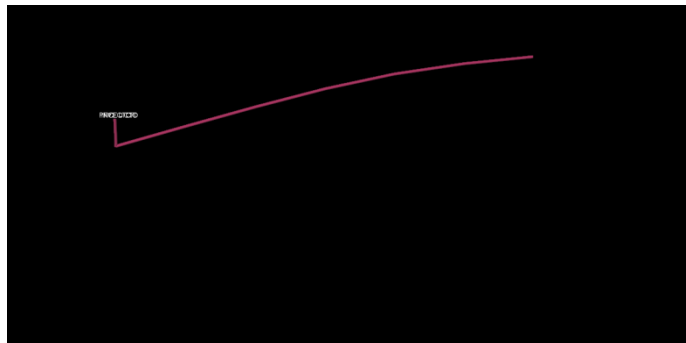


Ilustración 148- Localización y dirección del Pozo

El diagrama de sensibilidades se muestra a continuación:

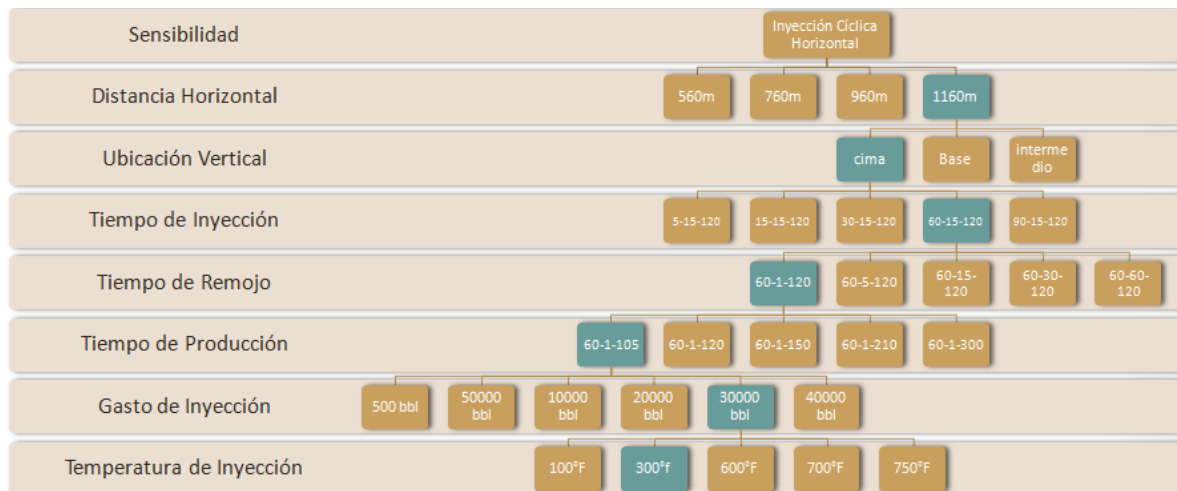


Ilustración 149- Resumen de sensibilidades realizadas.

Tabla 73- Resultados y sensibilidades

Sensibilidad	Resultado Optimo	Descripción del Resultado
Distancia Horizontal Perforada:	1160m	<ul style="list-style-type: none"> La distancia horizontal se encontró en 1160m, la cual corresponde a la mayor distancia posible en el elemento de simetría, en este modelo se observa que la distancia es proporcional a la producción y la inyectividad del elemento de simetría.
Ubicación Vertical:	Cima	<ul style="list-style-type: none"> La mejor zona se mantuvo en la parte superior del modelo ya que tiene las mejores tendencias de calidad de roca, las cuales permiten una mejora en la producción y la inyectividad del modelo. En sensibilidades en la zona media o inferior del modelo, las capacidades mencionadas anteriormente se redujeran hasta un 40% de lo obtenido en la parte superior.

Tiempos de inyección, remojo y producción.	60-1-105	<ul style="list-style-type: none"> • Se encontró que el tiempo de inyección es de 60 días continuos, tiempo que permitía avanzar el frente del agua en el yacimiento y a su vez transmitir la energía sobre el sistema roca-fluido. • El tiempo de remojo se encontró en 1 día, esto quiere decir que el tiempo de remojo, no es fundamental la aplicación de este método, y se puede corroborar este resultado al utilizar mayores días de inyección, donde se vieron recuperaciones menores, debido a que se perdía rápidamente la energía transmitida al yacimiento, la temperatura de este disminuía, por ello el mejor resultado fue disminuir ese tiempo de pérdida de energía y comenzar con el periodo de producción. • El periodo de producción se encontró en 105 días, tiempos mayores mostraban una mayor pérdida de producción, ya que la temperatura caía a tal grado que el aceite no tenía capacidades de producción, y tiempos menores igual mostraron menor producción debido a que no se aprovecha la energía que se dispuso en el elemento de simetría.
Gasto Optimo:	30,000 bbl	<ul style="list-style-type: none"> • El gasto de barriles de agua a temperatura se encontró a 30 000 bbl por día, en este caso se obtuvieron mayores factores de recuperación. • En sensibilidades incrementando el gasto de inyección, la formación no admitía el volumen, y se notaban caídas en los gastos inyectados a 30 000 bbl, lo cual mostro el límite de inyección. En gastos menores de inyección las recuperaciones bajaron proporcionalmente.
Temperatura de inyección:	300°F	<ul style="list-style-type: none"> • La temperatura de inyección se encontró en 300 °F, se realizó sensibilidades desde los 100°F hasta los 700°F, encontrándose que a temperaturas mayores a los 300°F, los factores de recuperación no eran notorios, la mejoría correspondía al 0.01% en 400°F, y se mantenía la tendencia a mayor temperatura. • A temperaturas menores se obtenían

disminuciones en el factor de recuperación, ya que se asemejaba a una inyección de agua sin efecto de la temperatura, recordando que la temperatura promedio del yacimiento se encuentra a 234°F.

4.3.2.1.1 Resultados Inyección Cíclica Horizontal

➤ Factor de Recuperación

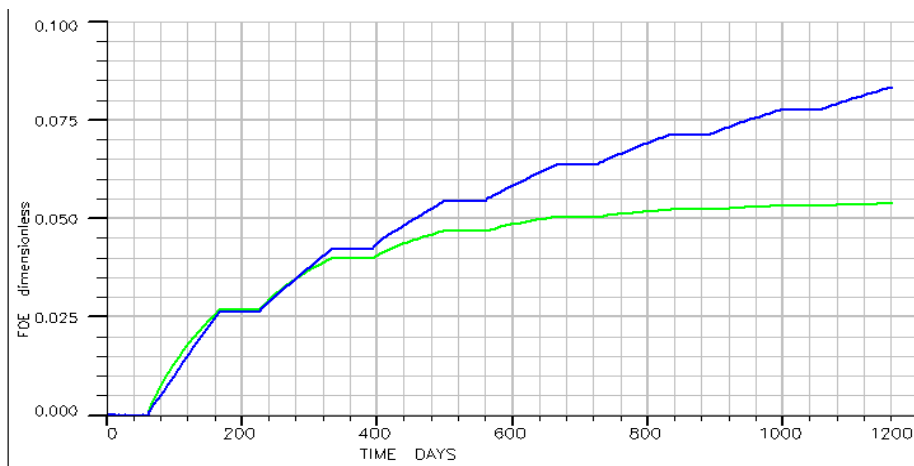


Ilustración 150 Gráfica de factor de recuperación por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 74 – Resultados y sensibilidades.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Factor de Recuperación.	1200	Se observan ambas curvas del factor de recuperación, donde al final de periodo de prueba, el método de inyección cíclica horizontal de agua, mantiene una mejora en el factor de recuperación de 2.5% con respecto al caso donde se produce por caída de presión natural. En los primeros 300 días, ambas curvas mantienen una tendencia similar, pero a los 400 días, estas se separan mostrando la capacidad del método, la curva correspondiente a sin método, disminuye su pendiente de tal modo que entre los 700 días y los 1200 días el factor de recuperación es mínimo, mientras que al aplicar el método, se mantiene la pendiente del factor de recuperación, mostrando que le método aun sostiene su producción.

➤ **Producción Diaria**

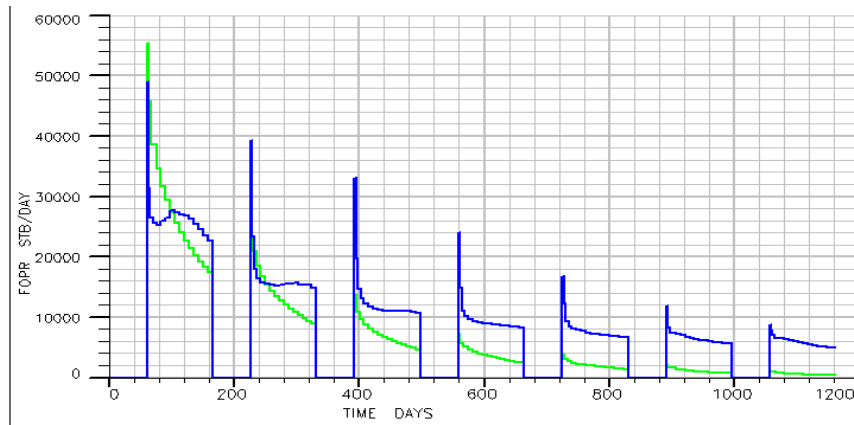


Ilustración 151 - Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 75 – Análisis de la producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Diaria	1200	Esta curva muestra los tiempos de inyección, remojo, y producción del método aplicado, se puede ver que cada ciclo la producción disminuye, lo cual es característico en estos métodos, y en cada inicio de ciclo se mantiene una cresta en la producción, la cual disminuye con respecto al tiempo y la caída de presión en el elemento. Del primer ciclo al último ciclo, se observa que la producción decae hasta un 20% de la obtenida al principio. La curva verde que muestra el sistema sin la aplicación del método, mantiene su tendencia en caída de la producción, al perder presión en el elemento de simetría, hasta tener producciones del 1% con respecto al inicio de la explotación.

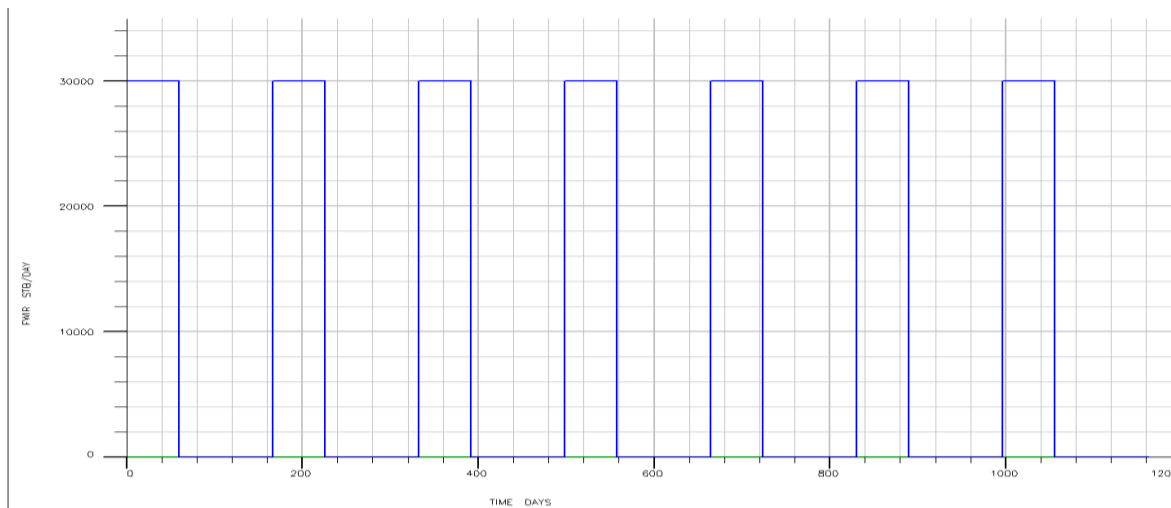


Ilustración 152 - Gráfica de gasto de inyección por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 76 – Análisis de gasto de inyección.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Gasto de Inyección	1200	Se observa que se mantienen los gastos de inyección en cada ciclo sin mostrar dificultades, desde el primero al último ciclo se mantienen los gastos.

4.3.2.2 Inyección Cíclica Vertical

4.3.2.2.1 Árbol de Sensibilidades Inyección Cíclica Vertical

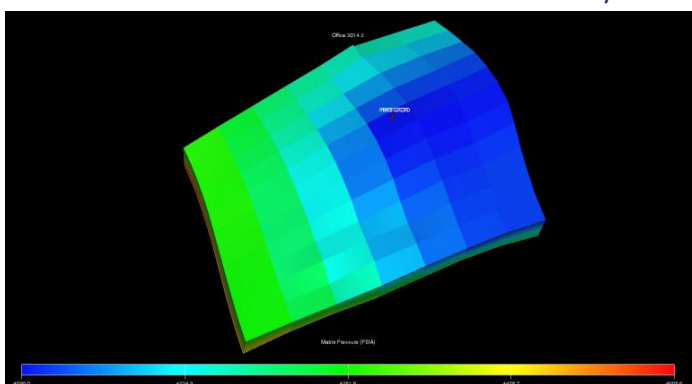


Ilustración 153- Elemento de simetría y localización de pozos.

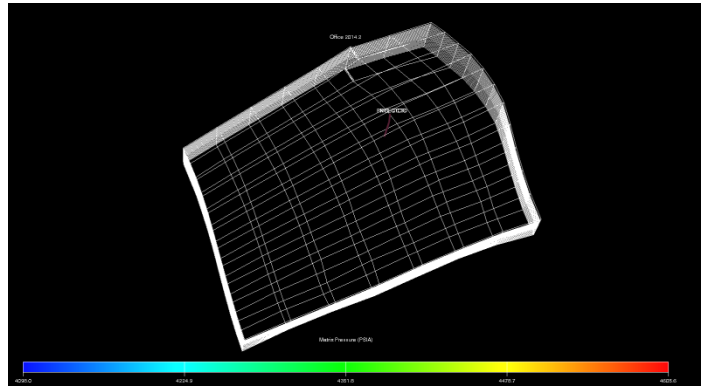


Ilustración 154 - Malla del elemento de simetría B y localización de pozos.

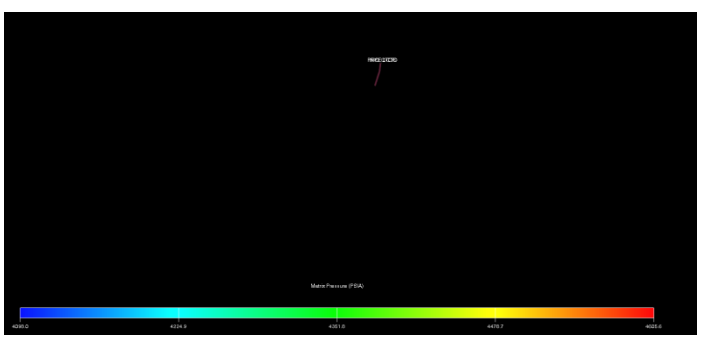


Ilustración 155 - Localización y dirección de pozos.

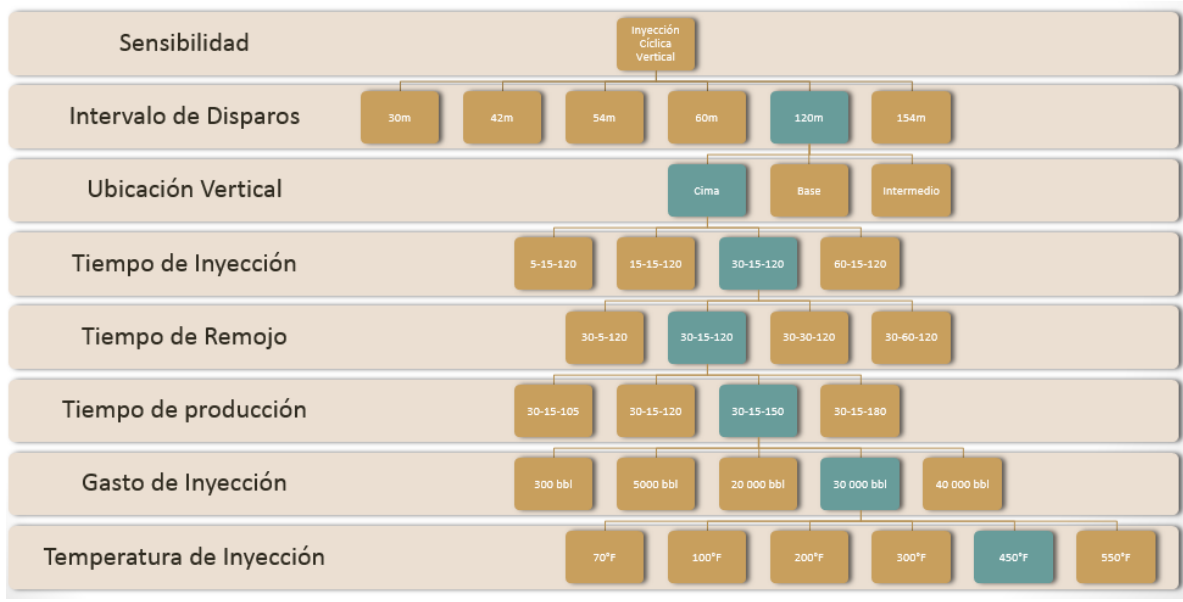


Ilustración 156- Resumen de sensibilidades realizadas.

Tabla 77- Sensibilidades y resultados.

Sensibilidad	Resultado Optimo	Descripción del Resultado
--------------	------------------	---------------------------

Intervalo Disparado:	120m	<ul style="list-style-type: none"> • El intervalo de disparos óptimo se encontró en 120m, el cual no es el mayor posible en el elemento de simetría (154m). • Aplicando intervalo mayores se obtenía menor recuperación de aceite debido al corte de agua, la producción de agua incrementaba tanto que ocupaba los canales y ganaba movilidad con respecto al aceite, teniendo un menor factor de recuperación. • Intervalos menores mostraban una producción menor y también inyectividad menor debido a las pocas capas alcanzadas.
Ubicación Vertical:	Cima	<ul style="list-style-type: none"> • El mejor lugar de aplicación se encontró en la cima del elemento, por razón de las calidades de roca que se mantenía en esa zona, al aplicarse en zonas inferiores en el elemento, se obtenían recuperaciones que decrecían hasta un 60%.
Tiempos de inyección, remojo y producción.	30-15-150	<ul style="list-style-type: none"> • Se observó que el tiempo de inyección óptimo es de 30 días, lo que permitía el avance del agua en el elemento y la transmisión de energía en los fluidos. • A menores días de inyección se obtenían menores factores de recuperación, y a mayores días de producción se observaba un incremento del 0.01 del factor de recuperación, por lo cual se optó por 30 días. • El tiempo de remojo se encontró en 15 días, en este método el tiempo si permitía el efecto de transmisión de temperatura.
Gasto Optimo de Inyección:	30,000 bbl	<ul style="list-style-type: none"> • El gasto optimo se encontró en 30 000 bbl por día, este panorama aportaba un mayor factor de recuperación que con otros volúmenes inyectados, mayores gastos de inyección no fueron aceptados por el elemento de simetría, y menores gastos de inyección aportaron menores factores de recuperación.

Temperatura de inyección:	450°F	<ul style="list-style-type: none"> • La temperatura óptima se encontró en 450°F, la cual permitía al agua transmitir energía en el elemento de simetría, durante la inyección como durante el tiempo de remojo. • Cuando se realizaron sensibilidades a mayores temperaturas, se observó que la recuperación se mantenía en los mismo rangos, el incremento en factor de recuperación era menor al 0.01%, obteniéndose el límite de temperatura aplicable en el método. • En sensibilidades con menores temperaturas, la recuperación de aceite era proporcional a la temperatura, recordando que el elemento de simetría mantenía temperaturas en orden de 234°F, lo cual ya es alto, y temperaturas cercanas no permitían un cambio verdadero en el aceite.
----------------------------------	--------------	--

4.3.2.2.2 Resultados Inyección Cíclica Vertical

➤ Factor de Recuperación

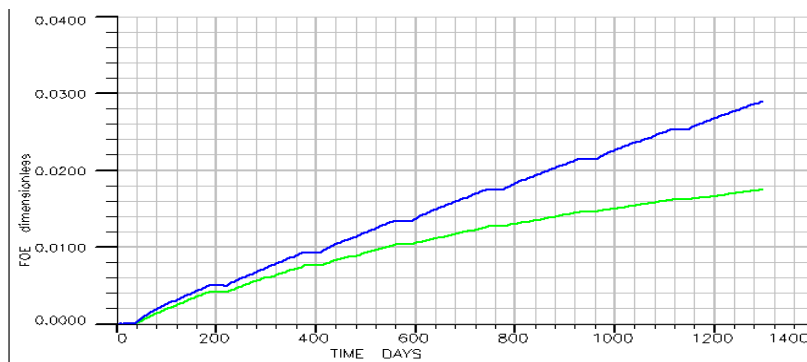


Ilustración 157- Gráfica de factor de recuperación por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde).

Tabla 78- Análisis de la curva de producción acumulada

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
-----------------	----------	------------

Factor de Recuperación	1290	Se observan ambas curvas de factor de recuperación, lo primero notable es el bajo factor de recuperación de aceite en pozos verticales, se observa que ninguna curva llega al 3% de factor de recuperación. El método de inyección cíclica de agua muestra un mayor factor de recuperación de 2.91% contra el factor de recuperación sin el método aplicado que es de 1.8%. Se observa que la curva sin método comienza a perder rápidamente su pendiente lo que significa que la presión del yacimiento está bajando y la producción también. La curva azul mantiene su pendiente lo que significa que es capaz de mantener mejor la producción de aceite con forme avanza el tiempo. Estos puntos se corroboraran con las gráficas de producción diaria.
-------------------------------	------	--

➤ **Producción Diaria**

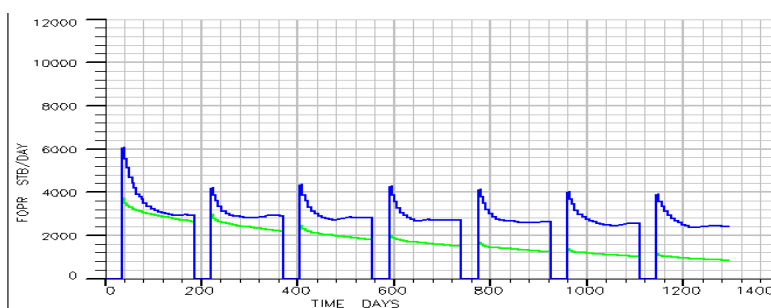


Ilustración 158- Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 79- Análisis de producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Diaria	1290	Como se describió en la gráfica anterior la curva verde correspondiente la producción sin aplicación del método, mantiene su declinación en la producción, mientras que la curva azul correspondiente al método tiene producciones mayores, las cuales no declinan drásticamente sino mantienen su tendencia, se observa el comportamiento característico en inyecciones cíclicas donde la caída en la producción con respecto al ciclo anterior es menor. Pero mantener la producción en mismos rangos de valores en cada ciclo se referenciaría a más tiempos de producción antes de llegar a un límite económico.

4.3.2.3 Inyección Continua Horizontal.

4.3.2.3.1 Árbol de Sensibilidades Inyección continua Horizontal

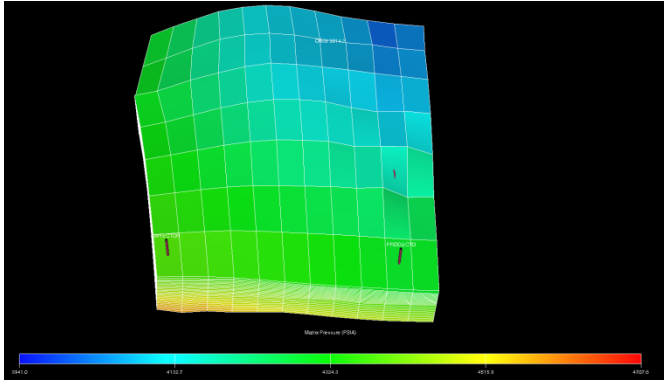


Ilustración 159- Elemento de simetría y localización de pozos.

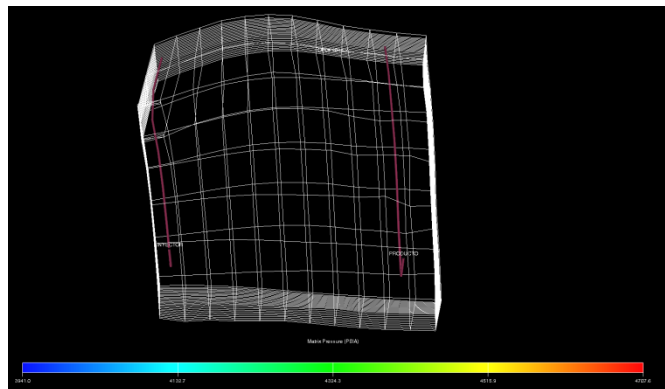


Ilustración 160- Malla del elemento de simetría B y localización de pozos.

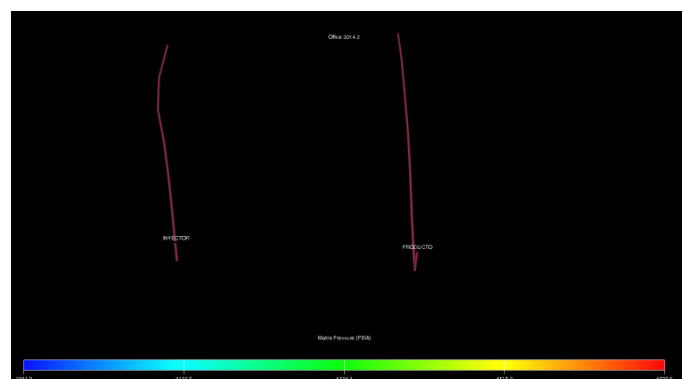


Ilustración 161- Localización y dirección de pozos.



Ilustración 162- Resumen de sensibilidades realizadas.

Sensibilidad	Resultado Optimo	Descripción del Resultado
Distancia Horizontal Perforada:	1160m	<ul style="list-style-type: none"> La distancia horizontal disparada se llevó a la máxima posible en el elemento de simetría ya que se veía una relación entre la distancia y la producción con la inyectividad. Se realizaron casos con menor distancia perforada y la recuperación era menor en todos los casos debido a que el método no se aprovechaba con su máximo potencial.
Espaciamiento entre Pozos:	760m	<ul style="list-style-type: none"> El espaciamiento optimo entre pozos se encontró en 760m, distancia a la cual se sentían los efectos de la inyección y se mantenía una mejor recuperación, esta distancia permitía formarse un frente de agua, el cual mostraba un efecto de barrido más que un efecto de transmisión de temperatura.
Ubicación Vertical:	Cima	<ul style="list-style-type: none"> La ubicación vertical se encontró en la cima del sistema, ya que se tienen las mejores calidades de roca, y esto muestra lo sensible que son estos casos a las calidades del sistema roca.
Gasto de Inyección:	25,000 bbl	<ul style="list-style-type: none"> El gasto de inyección optimo se encontró en 25 000 bbl, en este caso no fue al mayor gasto posible a inyectarse, pero es el caso donde se obtenían mejores recuperaciones de aceite, y se mantenía mejor la distribución del agua lo

		que se traduce en un mejor barrido en el elemento.
Temperatura de inyección:	300°F	<ul style="list-style-type: none"> • La temperatura óptima se encontró en 300°F. Lo primero que se observa es que la diferencia de temperaturas de yacimiento y de inyección no es tan alta como en otros métodos. • Esta poca diferencia de temperaturas refiere que el método obtiene la ganancia en la producción más por un efecto de barrido que un efecto de reducción de viscosidades y densidades en el aceite. • Cabe resaltar que el efecto de reducción de viscosidad y de densidad se mantiene presente y también aporta a la razón del incremento de producción. • En sensibilidades a mayor temperatura se observaron incrementos en la producción imperceptibles, por ello se optó por 300°F como el caso óptimo. • En sensibilidades a menores temperaturas el ganancial de producción disminuía, ya que el barrido realizado por el agua era menos eficiente, al mantener el aceite con mayor viscosidad.

4.3.2.3.1 Resultados Inyección Continua Horizontal

➤ **Factor de Recuperación**

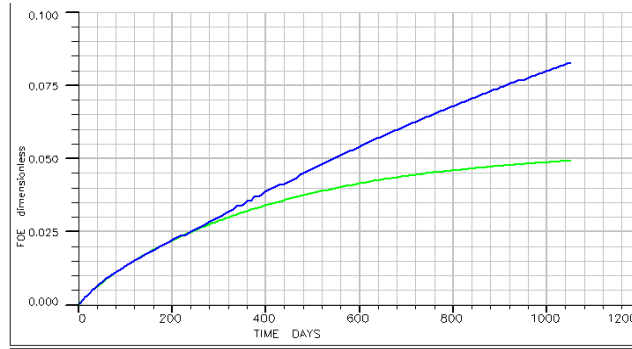


Ilustración 163- Gráfica de factor de recuperación por producción natural (línea azul) y método aplicado (línea verde).

Tabla 80- Análisis de factor de recuperación

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Factor de Recuperación	1050	El método de inyección continua horizontal con agua, tiene una mejora en el porcentaje de recuperación de 3.7% con respecto a una producción con caída de presión natural. Además se observa que la pendiente de la curva verde se disminuye conforme a los días, lo cual indica la producción va decayendo, mientras que la curva azul aún mantiene su pendiente lo cual indica que se mantiene más la producción de aceite y que aún no se llega a la declinación que puede indicar el final del límite económico.

➤ **Producción Diaria**

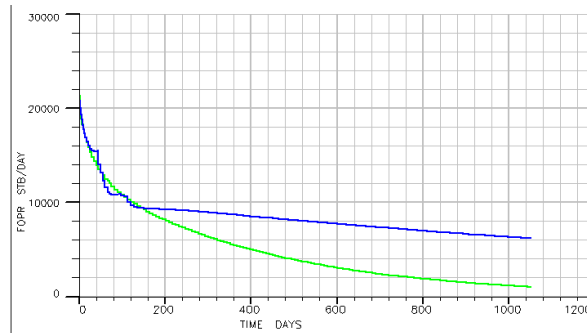


Ilustración 164- Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 81- Análisis de producción diaria

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
-----------------	----------	------------

Producción Diaria	1050	En la producción de aceite, ambas curvas decaen conforme el tiempo, pero la caída de presión es mayor en la curva verde hasta llegar a gastos mínimos. La curva azul mantiene más su gasto de producción debido a la inyección de agua, y el aumento de presión que se encuentra por este, la pendiente de inclinación es poca y muestra que el proceso funcionaría más tiempo de lo simulado.
--------------------------	------	--

4.3.2.4 Inyección Continua Vertical.

4.3.2.4.1 Árbol de sensibilidades Inyección Continua Vertical

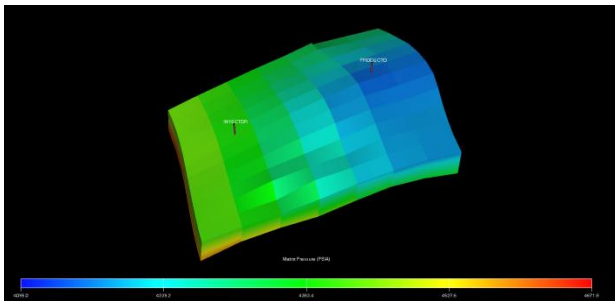


Ilustración 165- Elemento de simetría B y localización de pozos.

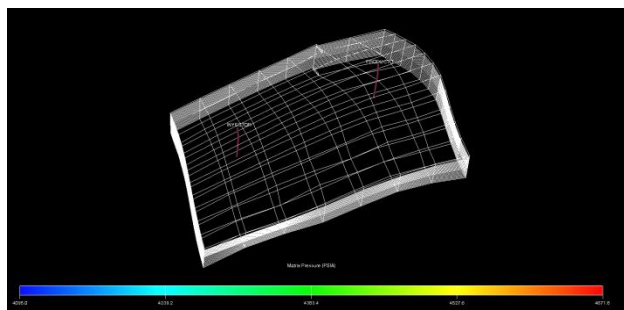


Ilustración 166- Malla del elemento de simetría y localización de los pozos.

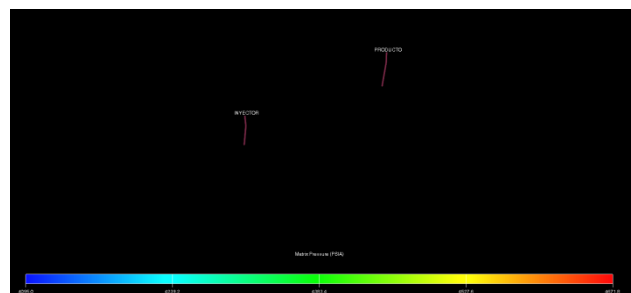


Ilustración 167- Localización y dirección del pozo.

En el árbol de sensibilidades se muestra el camino seguido:

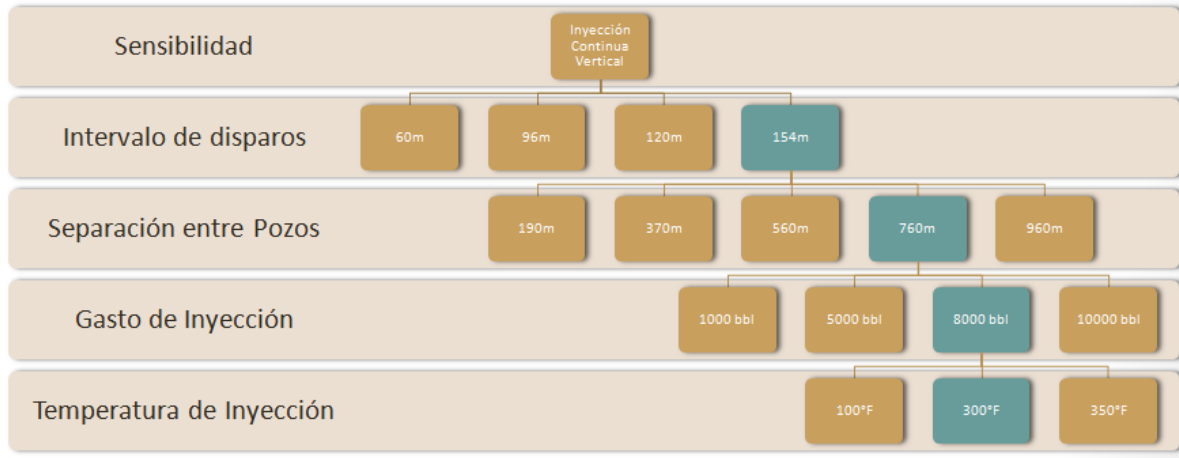


Ilustración 168- Resumen de sensibilidades realizadas.

Tabla 82- Resultados y sensibilidades.

Sensibilidad	Resultado Óptimo	Descripción del Resultado
Intervalo Disparado:	154m	<ul style="list-style-type: none"> El intervalo de disparos óptimo se encontró en 154m, lo que corresponde a gran parte del espesor, la razón de esto es por la poca admisión de fluido que se lograba en intervalos menores, además de la baja producción.
Distancia entre Pozos:	760m	<ul style="list-style-type: none"> La distancia optima entre pozos se encontró en 760m, ya que se mantenía un equilibrio, se observaban los efectos de la inyección de agua, y a su vez se controlaba el corte de agua. A distancias menores entre pozos, la producción de agua, incrementaba y ganaba preferencia ante el aceite disminuyendo la producción. A distancias mayores los efectos del método eran menores, teniendo un mayor factor de recuperación en el tiempo de producción.
Gasto de Inyección:	8000 bbl	<ul style="list-style-type: none"> El gasto óptimo se encontró en 8000 bbl. En gastos mayores se observaba problemas en la inyectividad, además que el corte de agua aumentaba, lo que perjudicaba la producción de aceite. A gastos menores los efectos del método no se observaban a tal modo que la curva de

		producción no incrementaba notablemente.
Temperatura de inyección:	100°F	<ul style="list-style-type: none"> La temperatura ideal se encontró a 100°F, la cual es una temperatura menor a la del yacimiento, esto volvía más viscoso los fluidos cambiando la relación de movilidades, permitiendo un mejor barrido, lo cual puede estar apoyado de una curva de producción donde en un principio no se observe un efecto y exista una declinación, pero conforme avance el tiempo, se observe el manteniendo en la producción.

4.3.2.4.2 Resultados Inyección Continua Vertical

➤ Factor de Recuperación

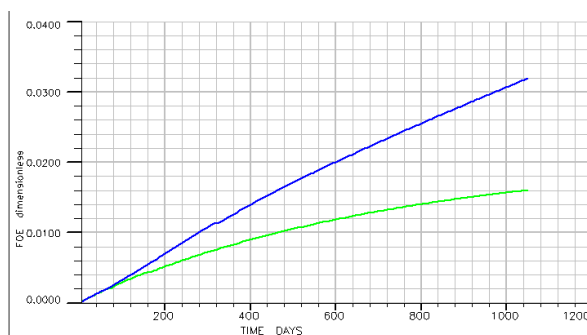


Ilustración 169- Gráfica de factor de recuperación por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 83- Análisis factor de recuperación

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Factor de Recuperación	1050	El factor de recuperación en ambos casos es menor a los demás métodos si se observan los demás resultados, vemos que el factor corresponde a 3.2% utilizando el método de inyección continua vertical, mientras que una caída de presión natural logra un factor de recuperación de 1.6%. La tendencia de la pendiente de la curva verde va disminuyendo debido a la caída de presión en el yacimiento y la caída de producción que se forma. La curva azul mantiene su pendiente, por ende, la presión del yacimiento y la producción de aceite. Esta pendiente nos referencia a que la

declinación de la producción no es tan pronunciada como en el caso sin el método aplicado.

➤ **Producción diaria**

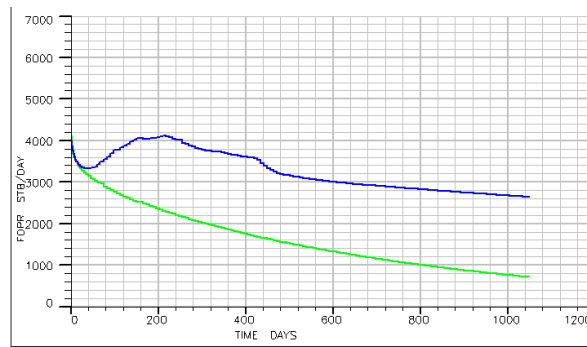


Ilustración 170- Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 84- Análisis de producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Diaria	1050	La curva de producción diaria, muestra la mejora en la producción de aceite provocada por la aplicación del método. En la curva azul se observa un incremento en la producción posterior a una declinación, esto es a razón que el barrido se realiza en el yacimiento incrementa la producción, pero cuando el corte de agua incrementa, y esta agua encuentra canales preferenciales ganando terreno contra el aceite, por el cual es corte de agua incrementa, y la producción de aceite disminuye.

➤ **Corte de Agua**

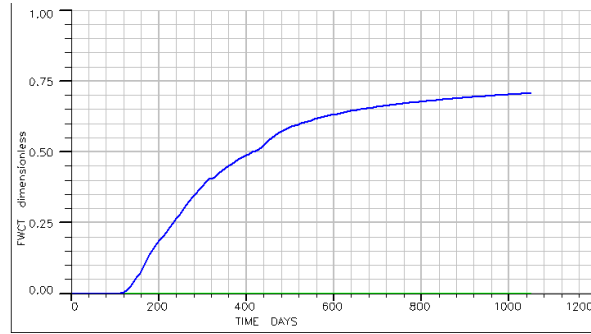


Ilustración 171- Gráfica de corte de agua por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 85- Análisis de corte de agua

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Corte de Agua	1050	Como se comentaba anteriormente, el corte de agua muestra la aparición de esta a los 120 días aproximadamente, tiempo a partir del cual la producción de agua incrementa canalizándose hacia el pozo productor, y disminuyendo la producción e aceite de nuestro elemento de simetría. El corte de agua incrementa rápidamente hasta llegar a 70% aproximadamente, tiempo en cual se observa comienza a mantenerse en constancia.

4.3.2.5 HASD

4.3.2.5.1 Árbol de sensibilidades HASD

A continuación se muestran imágenes del método:

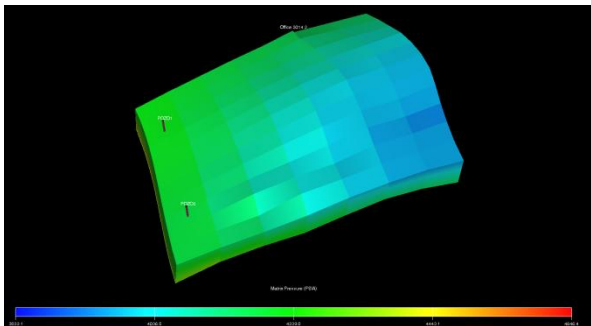


Ilustración 172– Elemento de simetría B y localización de pozos.

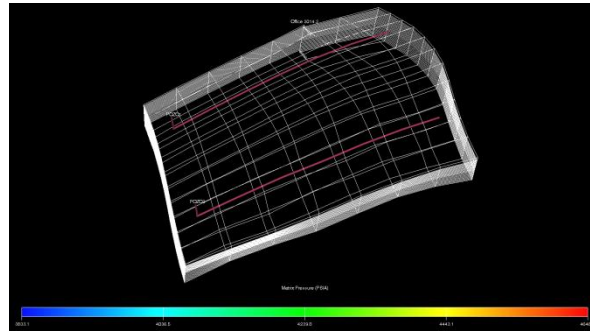


Ilustración 173- Malla del elemento de simetría y localización de los pozos.

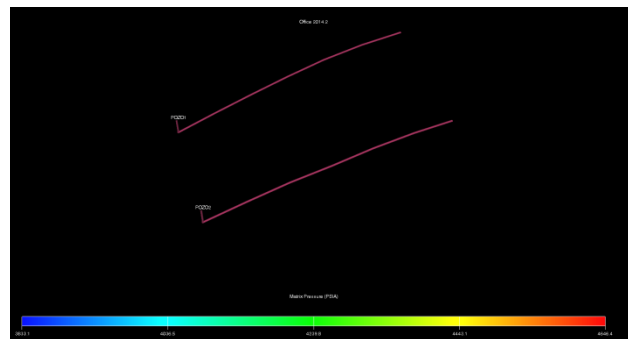


Ilustración 174- Localización y dirección de los pozos.

El árbol de sensibilidades muestra las realizadas para el método.

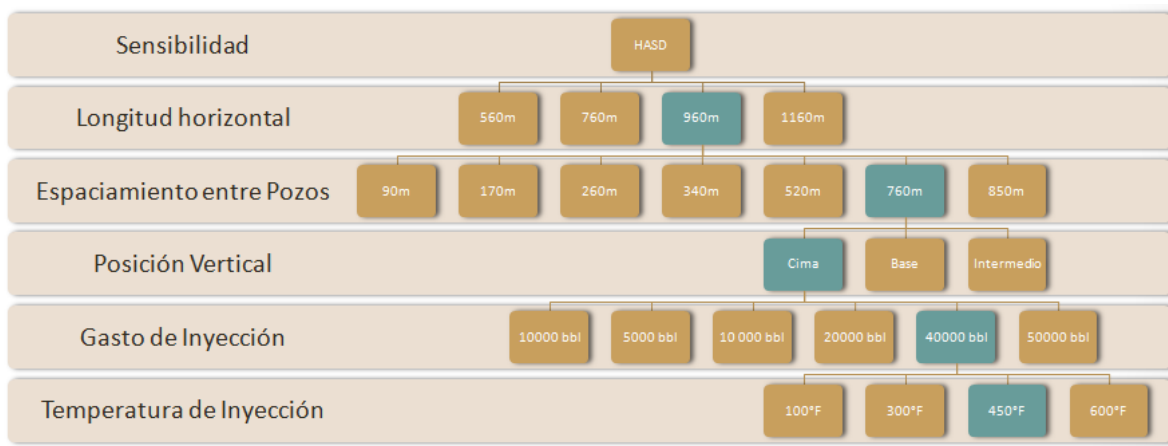


Ilustración 175- Resumen de sensibilidades realizadas.

Tabla 86- Resultados y Sensibilidades.

Sensibilidad	Resultado Óptimo	Descripción del Resultado
--------------	------------------	---------------------------

Longitud Horizontal Perforada:	960m	<ul style="list-style-type: none"> • La longitud óptima se encontró en 960m. Esta distancia dio la capacidad de tener un mayor factor de recuperación y una mejor inyectividad en el elemento de simetría. • A distancias menores se obtuvieron menores factores de recuperación, aunque se mantenían los gastos de inyección. • A mayores distancias perforadas el incremento de factor de recuperación no tuvo mejoría, por lo cual se optó por esta distancia como óptima.
Espaciamiento entre Pozos:	760m	<ul style="list-style-type: none"> • El espaciamiento entre pozos se mantuvo en el rango de los demás métodos aplicados, 760m, esta distancia mantenía un mejor equilibrio entre el factor de recuperación y las relaciones de corte de agua. • En casos con menor distancia le factor de recuperación disminuyo y la entrada de agua fue notable, mientras los casos con mayores distancia tenían un menor impacto y no se aprovechaba el potencial del método.
Posición Vertical:	Cima	<ul style="list-style-type: none"> • La cima fue el lugar óptimo, a razón de las calidades de roca, permitían tanto mejor producción como mejor inyectividad. • Cuando se realizaron sensibilidades en zonas medias e inferiores la producción decaía hasta un 40% en algunos casos.
Gasto de Inyección:	40000 bbl	<ul style="list-style-type: none"> • El gasto de inyección optimo se encontró en 40 000 bbl, el cual fue el mayor admitido en la formación, y esto mantenía los mejores factores de recuperación a la vez. • Gastos mayores no fueron admitidos mientras que gastos menores mostraban una producción menor, mostrando que no se aprovechaba el potencial del método térmico.
Temperatura de Inyección:	450°F	<ul style="list-style-type: none"> • La temperatura de inyección se encontró en 450°F. Este método a diferencia de la inyección continua que se utilizaba como un barrido, si mantenía un efecto de la temperatura, al inyectar una zona con un pozo productor y calentarla, y

posteriormente abrirlo a producción por ese mismo pozo. Por lo cual los efectos de temperatura eran notables en el aceite, y la distancia perforada permitía el captar el aceite sin que se canalizara a zonas más bajas del yacimiento.

4.3.2.5.2 Resultados HASD

➤ Factor de Recuperación

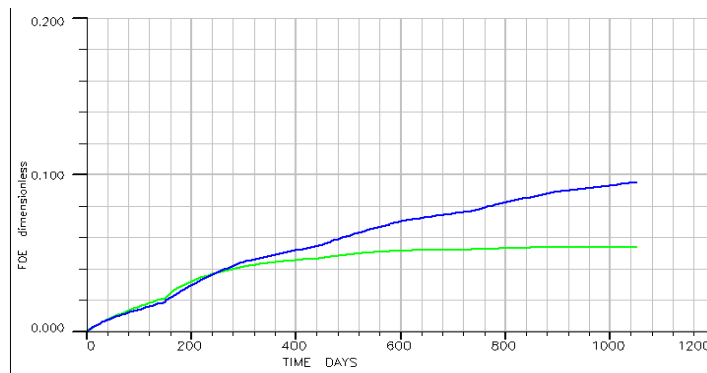


Ilustración 176- Gráfica de producción acumulada por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 87- Análisis de factor de recuperación.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Acumulada	1050	Si analizamos la curva de factor de recuperación, al principio se obtienen factores en el mismo orden, puesto que aún no se sienten los efectos del método, pero la curva verde que corresponde a la caída de presión natural rápidamente pierde la pendiente, lo cual indica una caída en la presión del yacimiento y en la producción de aceite aproximadamente a los 300 días de producción, la curva azul que corresponde al método de HASD presenta una mayor pendiente y un mayor factor de recuperación de 9.8% comparado con 5.7% sin aplicar el método.

➤ Producción Diaria

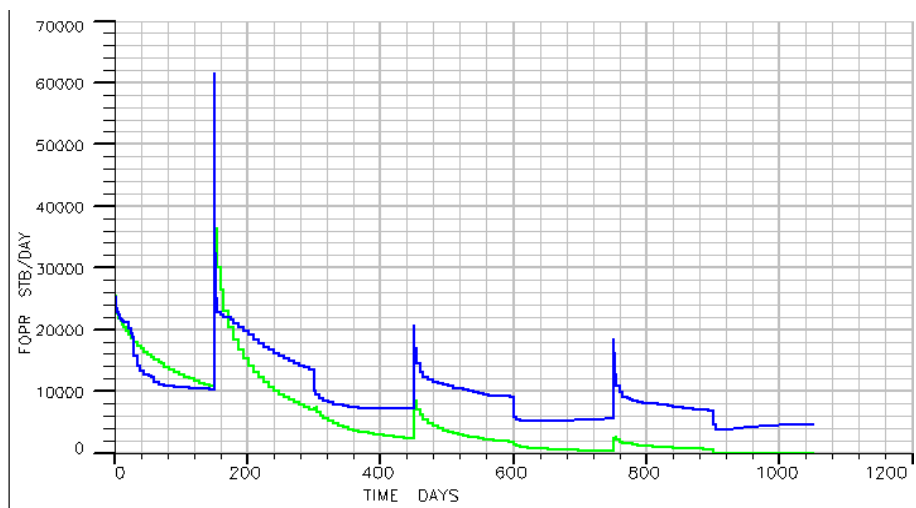


Ilustración 177- Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 88- Análisis de Producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Producción Diaria	1050	La curva de producción muestra el alternamiento de los pozos, mostrando los ciclos y las diferencias que corresponden a la producción de cada pozo, esto es debido a la calidad de roca en la cual se encuentra cada pozo. La curva verde tiene una rápida caída de producción lo que también nos indica una caída de presión, mientras la curva azul mantiene de una mejor forma la producción al mantener la presión del yacimiento por efecto de la inyección sin que caiga abruptamente como en la curva verde.

4.3.2.6 SAGD

4.3.2.6.1 Árbol de Sensibilidades HASD

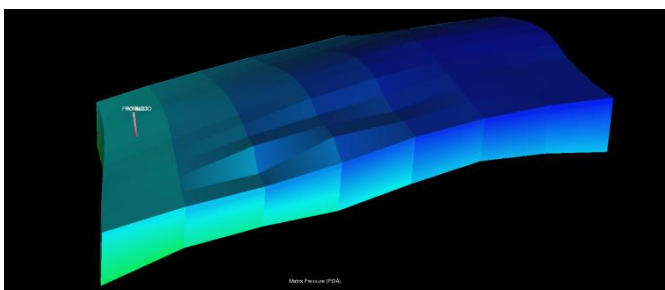


Ilustración 178- Elemento de simetría B y localización de pozos.

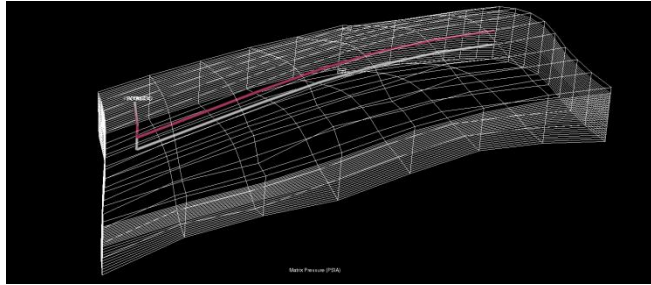


Ilustración 179- Malla del elemento de simetría y localización de pozos.

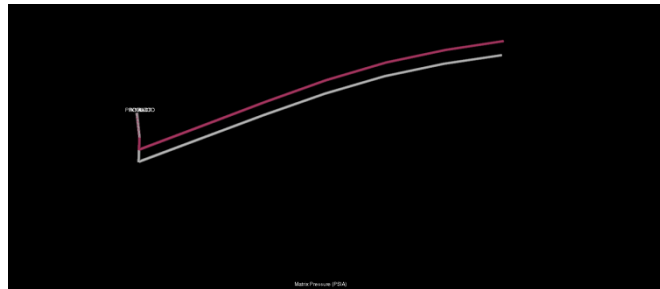


Ilustración 180- Localización y dirección de pozos.



Ilustración 181- Resumen de sensibilidades realizadas.

Tabla 89- Resultados y sensibilidades

Sensibilidad	Resultado Optimo	Descripción del Resultado
Distancia Horizontal Perforada:	1160m	<ul style="list-style-type: none"> La distancia horizontal óptima se encontró en 1160m, la cual es la máxima distancia posible en el elemento de simetría, se observó la proporcionalidad entre la distancia perforada

		y la recuperación de aceite así como la inyectividad.
Espaciamiento Vertical entre pozos.	114m	<ul style="list-style-type: none"> Se encontró el espaciamiento vertical óptimo entre pozos, El cual se observó a 114m, esta es una distancia mayor que en casos de inyección de vapor, además es consecuencia de la inyección de agua y su gasto, cuando se realizaron sensibilidades a distancias menores, el corte de agua incrementaba a casos mayores a 90% lo que indicaba que se canalizaba directamente de un pozo a otro.
Posición Vertical:	Cima	<ul style="list-style-type: none"> La posición vertical óptima se encontró en la cima, donde se tiene las mejores calidades de roca del sistema, este comportamiento se observó en todos los casos sin excepción.
tiempo de Inyección Doble:	150 Días	<ul style="list-style-type: none"> El tiempo de inyección doble se encontró en 150 días, un tiempo menor a casos de inyección de vapor, puesto que el agua perdía más rápido su energía de temperatura transmitida, y a mayores días, solo se volvía competencia del aceite en el elemento de simetría
Gasto de Inyección:	10 000 bbl	<ul style="list-style-type: none"> El gasto óptimo de barriles se encontró en 10 000 bbl. El elemento de isometría aceptaba mayores gastos de inyección, pero al incrementarlo, el corte de agua incrementaba drásticamente ganando producción ante el aceite.
Temperatura de Inyección:	600°F	<ul style="list-style-type: none"> La temperatura de inyección en este método juega un papel importante ya que se busca calentar el fluido del elemento para bajar la viscosidades y densidades, lo cual será un punto a favor, para la producción del aceite, que por diferencia de densidades, se mueve hacia el pozo productor localizado en zonas más bajas a las del pozo inyector.

4.3.2.6.2 Resultados SAGD

➤ Factor de Recuperación

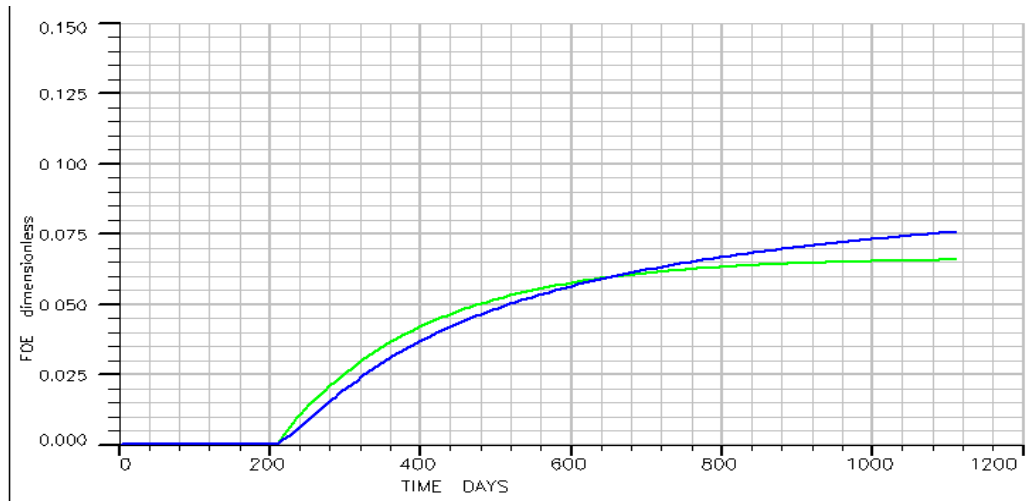


Ilustración 182- Gráfica de factor de recuperación por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 90- Análisis de factor de recuperación

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Factor de Recuperación	1110	<ul style="list-style-type: none"> El factor de recuperación en este método es de 7.51% al final el periodo, se obtuvo un factor de recuperación de 6.52%, el incremento encontrado es de 1.1%, se puede observar como en un principio la curva verde que corresponde a la caída de presión natural obtiene un mayor factor de recuperación pero comienza a perder la pendiente aproximadamente a los 600 días, mientras que la curva azul mantiene más su pendiente a partir de esa fecha. En un principio ninguno de los 2 casos tiene un valor factor de recuperación puesto que el modelo en ambos casos se mantiene cerrado, cuando aplicamos el método por la inyección doble, el caso en el cual no se aplica el método se mantuvo cerrado para ver los efectos al momento de producir comparados con el método. Esta inyección doble hizo que el factor de recuperación en un principio se mantuviera menor en la curva azul, ya que el recobro en esa fase era principalmente el agua que se había inyectado.

➤ **Producción Diaria**

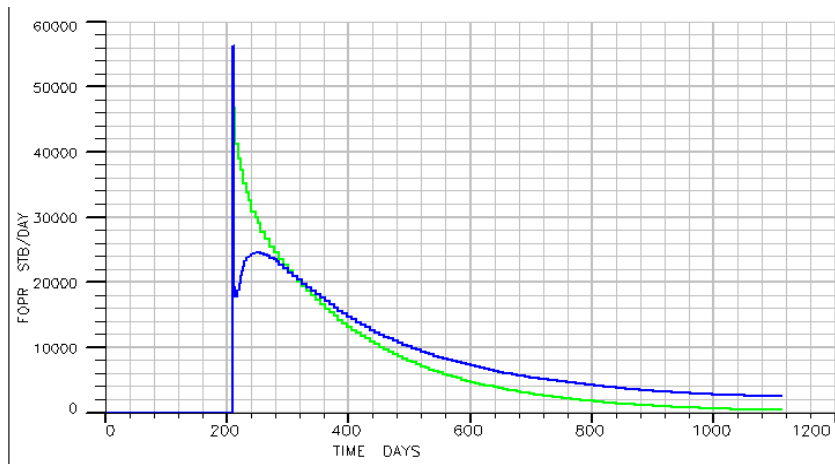


Ilustración 183- Gráfica de producción diaria por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 91- Análisis de producción diaria.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
-----------------	----------	------------

Producción Diaria	1110	La curva de producción confirma los puntos hablados anteriormente, la curva azul obtiene menos producción debido al recobro del agua inyectada que ocupa los principales canales de producción, pero avanzando los días se mantiene la presión y por ende la producción, mientras que la curva verde pierde rápidamente esa presión y esa producción.
--------------------------	------	---

➤ **Corte de Agua**

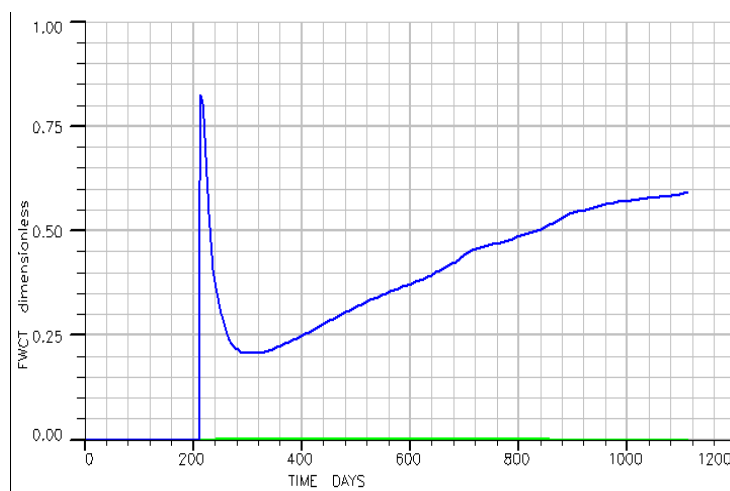


Ilustración 184- Gráfica de corte de agua por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 92- Análisis de corte de agua

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Corte de Agua	1110	Se puede observar como el inicio de la producción el corte de agua sube hasta llegar a un 75% el cual va disminuyendo con el paso de los días, donde la producción de aceite crea un mayor factor de recuperación, posteriormente el corte de agua crece a razón que se mantiene inyectando agua a temperatura al yacimiento y estos crean canales preferenciales que crean una conexión de pozo a pozo.

➤ **Gasto de Inyección**

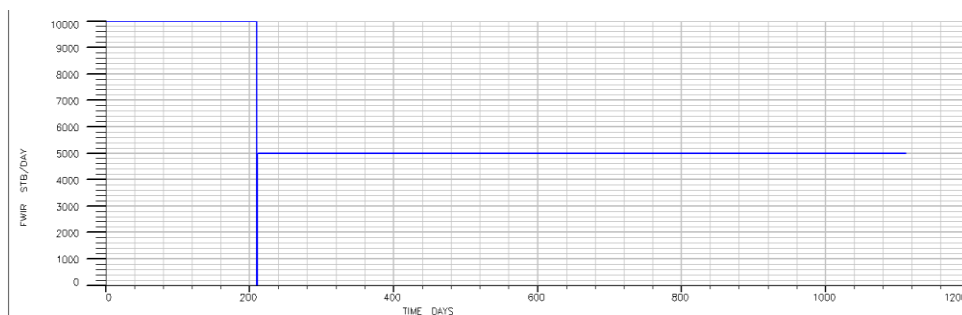


Ilustración 185- Gráfica de gasto de inyección por producción natural (línea verde) y método aplicado (línea azul).

Tabla 93- Análisis de gasto de inyección.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Gasto de Inyección	1110	El gasto de inyección es el doble del reportado en las sensibilidades debido a los 2 pozos inyectando, donde posteriormente se cierra el pozo inferior a la inyección y se convierte en productor.

4.3.2.7 Normalización y comparación de métodos.

A continuación se mostrará la comparación entre métodos, para lograr esto se realizaron los siguientes puntos:

- Los pozos en todos los métodos fueron llevados a la misma calidad de roca o zona.
- Los pozos en todos los métodos se mantuvieron en las mismas condiciones de producción.
- Los métodos realizados se ajustaron a los mismos tiempos.
- Cada método mantuvo sus variables sensibilizadas a su mejor panorama.

➤ Factor de Recuperación

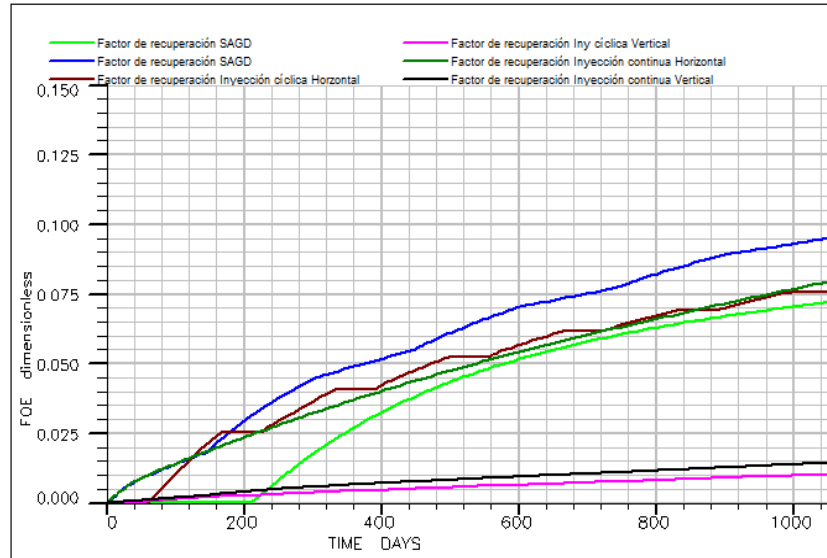


Ilustración 186- Curvas de factor de recuperación para los casos normalizados.

Tabla 94- Análisis de factor de recuperación de los métodos normalizados.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Factor de Recuperación	1050	<ul style="list-style-type: none"> Los métodos se realizaron por un periodo de 1150 días. El método que logra un mayor recobro de petróleo es el HASD(línea azul) con 9.5%, el cual mantiene aún su pendiente e indica se puede alargar más la vida del método. La inyección cíclica horizontal y la inyección continua horizontal ambos tienen factores de recobro parecidos, 7.5% y 8% correspondientemente. Cabe destacar que en estos métodos se ve la inyección del agua afectada, ya que en la inyección cíclica solo se utiliza durante el periodo de inyección mientras que en la continua, la inyección de agua es constante. Posteriormente a estos métodos vemos en factor de recuperación a métodos SAGD con 7.2%. Los métodos con menor factor de recobro fueron la inyección cíclica y la inyección continua verticales, con 1% y 1.5%, lo cual nos indica para sistemas con estas condiciones de roca-fluido no es recomendable el uso de pozos verticales.

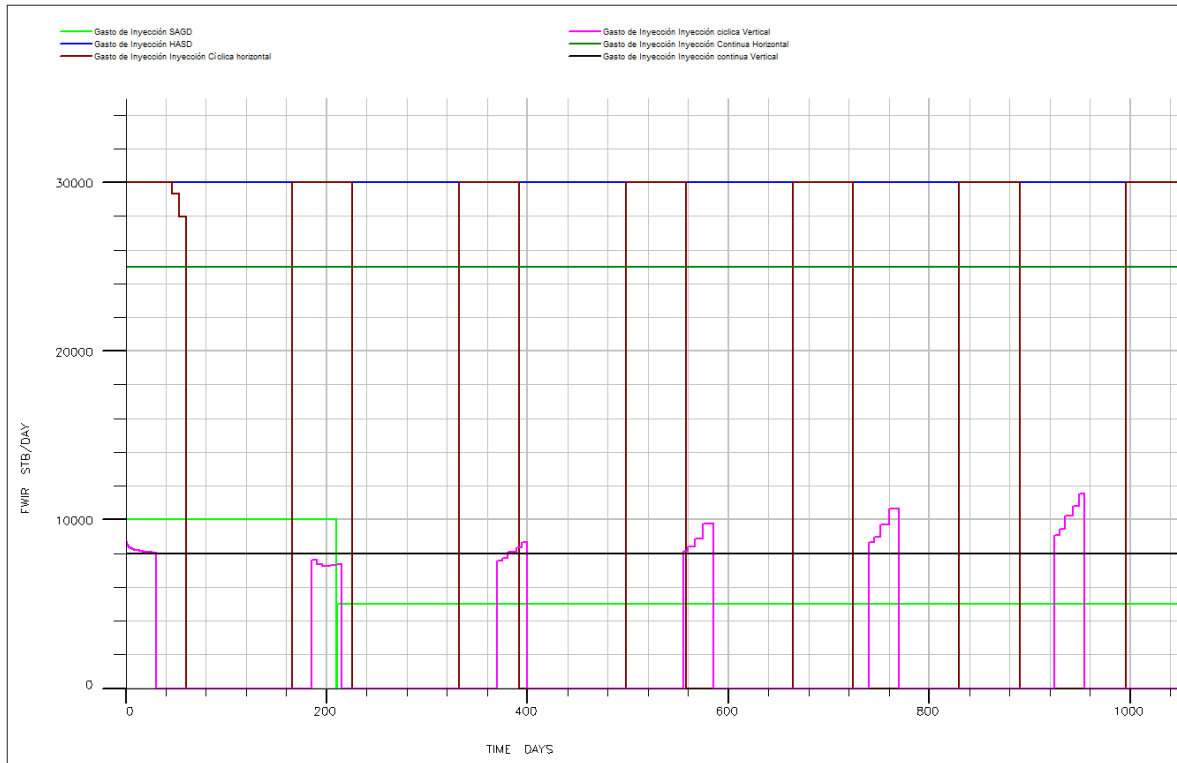


Ilustración 187- Gráfica de gasto de inyección para los casos normalizados.

Tabla 95- Análisis de inyección.

Curva Analizada	No. Días	Conclusión
Gasto de Inyección	1050	También se puede observar los gastos de inyección, si se analiza el gasto en la inyección cíclica vertical, se observa como en un principio no se llega al gasto requerido, conforme se calienta el yacimiento, la viscosidad del petróleo baja permitiendo la inyección del agua, esto es repetitivo en cada ciclo.

Conclusiones y Recomendaciones

En México los principales yacimiento carbonatados de aceite pesado se localizan en la región marina noreste y la región norte, y sus características imponen un reto la recuperación de aceite. Los resultados obtenidos en este trabajo, muestran que los métodos térmicos muestran la capacidad de incremento de recuperación de aceite de hasta un 60% más a las actuales, pero se necesita una buena caracterización y concepto del campo. A continuación se muestran algunas conclusiones obtenidas de este trabajo:

- La presión del yacimiento es fundamental para la aplicación de un método de vapor, en un yacimiento con una presión mayor a 3200 psi se vuelve imposible mantener la fase vapor y solo se obtendría agua en el sistema.
- La profundidad es un parámetro proporcional a la presión en la mayoría de los casos, por lo cual vuelve difícil mantener una fase vapor a profundidades cercanas a 4250 pies, e imposibles a profundidades mayores a 5000 pies lo que mostraría una presión mayor a 3200 psi.
- Conocer el tamaño de bloque de matriz es importante, ya que un bloque muy grande necesitara mayor energía para ser afectado el sistema roca-fluido.
- Los sistemas con mayor fracturamiento tienen mejores resultados que sistemas con menor fracturamiento, en la aplicación de métodos térmicos de recuperación mejorada.
- Los métodos térmicos de recuperación mejorada son eficientes en sistemas fracturados los cuales mantiene su contenido de aceite en la matriz, pero ineficientes en sistemas fracturados los cuales mantienen su contenido de aceite en la fractura.
- Para yacimientos con características someras y aceite pesado de Tampico-Misantla, se recomienda inyección de vapor con los métodos:
 - HASD.
 - Inyección continua horizontal.
 - Inyección cíclica vertical.
- Para yacimientos con características profundas y aceite pesado de la sonda de Campeche, se recomienda inyección de agua con los métodos:
 - HASD.
 - Inyección continua horizontal.
 - Inyección cíclica horizontal.
- En yacimientos con características someras y aceite pesado de Tampico-Misantla, y yacimientos con características profundas y aceite pesado de la sonda de Campeche, se

recomienda la implementación de pozos horizontales para la aplicación de métodos térmicos de recuperación mejorada.

- Las características operacionales con mayor impacto en los métodos de recuperación mejorada térmicos son:
 - Gastos de inyección
 - Temperaturas
 - Intervalo disparado
- La implementación de métodos de recuperación mejorada térmicos es ideal para aceites pesados, y no para ligeros, tomando en cuenta que la temperatura tiene un mayor impacto en la curva de viscosidad en aceites pesados.

Bibliografía

- 1) Dr. Rangel Germán Edgar, 2012. El futuro de la producción de aceite en México: Recuperación avanzada y mejorada.
- 2) Douglas D. Alvarado y Carlos Banzer S., 2002 . Recuperación térmica de petróleo.
- 3) Flores Martínez Jessica Lizette y Huerta Gonzales Luis Carlos, 2014. Recuperación mejorada con inyección cíclica de vapor aplicada a un yacimiento de aceite pesado en tabasco.
- 4) Schlumberger, 2008. Yacimientos carbonatados: Enfrentando sus desafíos singulares para maximizar la recuperación.
- 5) López Martínez Alberto, 2011. Análisis técnico-comparativo de factibilidad, sobre la inyección de agua de baja salinidad, aplicada como proceso de recuperación mejorada de aceite en la cuenca de Chicontepec.
- 6) Michael Prats,1982. Thermal recovery.
- 7) Suarez Delgado Mario Gerardo, 2013. Criterios de optimización de los procesos de inyección de vapor.
- 8) Ramírez Mayo Eredi Carlos y Coronado Morales Manuel de Jesús, 2011. Determinación de la factibilidad técnico-económica para la aplicación del método de inyección alterna de vapor en arenas del terciario de la región sur.
- 9) Gómez Balanzar Felipe de Jesús, 2009. Determinar la factibilidad de implantar un proceso de recuperación secundaria o mejorada en el área de Abkatun-H(B.P).
- 10) Martínez Gómez Víctor Hugo, 2011. Extracción de hidrocarburos pesados usando métodos térmicos de recuperación mejorada.
- 11) López Avendaño Fabián, 2010. Implantación de un proceso de recuperación mejorada en Akal.
- 12) Sánchez Cueto Jerónimo, 2013. Prueba piloto de la inyección cíclica de vapor en un campo de la región sur.
- 13) Salvador Gilberto y Domínguez Evaristo, 2009. Recuperación de aceites pesados por inyección cíclica de vapor.
- 14) Balderas Sánchez Erick Alejandro, 2013. Preselección de procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos para yacimientos petroleros.
- 15) Arriaga Balderas Erick Ramsés y Córdoba Zarate Rogelio, 2008. Recuperación mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados.
- 16) Dennis Denney, 2012. Enhanced-Oil-Recovery Pilot-Testing Best Practices, SPE-118055.
- 17) Dennis Denney, 2013. SAGD Gas Lift Completions and Optimization: A Field Case Study at Surmont. SPE-117489.
- 18) Dennis Denney, 2012. EOR Potential in the Middle East: Current and Future Trends. SPE-143287.
- 19) Adam Wilson, 2013. Investigation of Recovery Mechanism of Steam Injection in Heavy-Oil Carbonate Reservoir and Mineral Dissolution, SPE-153812.
- 20) Chris Carpenter, 2014. Downhole Electrical Heating for Enhanced Heavy-Oil Recovery. IPTC-16858.

-
- 21) J. P. Brashear*, F. Morra Jr.*, M. R. Haas*, and S. Payne, Lewin & Assocs., Inc., 1982. Enhanced Oil Recovery From Offshore Gulf of Mexico Reservoirs. SPE-10698-MS.
 - 22) Maria G. Aguilar, SPR; Eliseo Mares Robles y Carlos M. Cabra Garduza, PEMEX; Oscar Osorio Peralta, UNAM.,2014. CSS performance in sands of Samaria Tertiary field, Mexico. SPE-171091-MS.
 - 23) PEMEX, 2011. Bloque Altamira, Resumen ejecutivo.
 - 24) PEMEX, 2011. Bloque Pánuco, Resumen ejecutivo.
 - 25) PEMEX, 2013. Amatitlán, Resumen ejecutivo.
 - 26) PEMEX, 2010. Carrizo, Resumen ejecutivo.
 - 27) PEMEX, 2014. Ayatsil, Resumen ejecutivo.
 - 28) PEMEX, 2014. Tekel, Resumen ejecutivo.
 - 29) PEMEX, 2014. Utsil, Resumen ejecutivo.
 - 30) PEMEX, 2014. Inmersión sísmica en la Brecha Terciario Paleoceno Cretácico Superior de los campos Ayatsil–Tekel: Disminución de la incertidumbre en la interpretación de las fallas subsísmicas e integración del fracturamiento.
 - 31) PEMEX, 2005. Boletín ingeniería de perforación y mantenimiento de pozos.
 - 32) AIMP, Julio 2011. Boletín Ingeniería Petrolera.
 - 33) AIMP, Junio 2014. Boletín Ingeniería Petrolera.
 - 34) AIMP, Abril 2012. Boletín Ingeniería Petrolera.
 - 35) Benavides G. Luis, 1959. Notas sobre los campos de Angostura y Casa Blanca.
 - 36) Morales Gil Carlos, 2013. La industria petrolera, soporte para el crecimiento de la economía mexicana.
 - 37) Ríos López Jaime Javier, 1996. Disposición de los cuerpos de areniscas y su relación en el mantenimiento de la producción del campo Ek-Balam, Campeche.
 - 38) H. Ramos Morales, H. Salgado Castro, O. Ruiz Maldonado and A. Salazar Munive, PEMEX Exploración y Producción Activo Ek-Balam, 2000. Test of hydraulic jet pump in the Balam 91 Well. SPE-59021.
 - 39) PEMEX, 2013. Desarrollo de Campos Marginales – Caso de Estudio: Campo Ku Maloob Zaap Formación Eoceno Medio, México.
 - 40) Torres Marten Erick y Trejo Martinez Julio Cesar, 2009. Desarrollo del campo Zaap.
 - 41) PEMEX, 2011. Aseguramiento de flujo con sistema artificial BEC incluyendo el equipo superficial y subsuperficial.
 - 42) PEMEX, 2005. Las reservas de hidrocarburos de México.
 - 43) Urrizaga Vergara Alfonso, 2005. Inyección de nitrógeno al campo Nohoch: Una alternativa de explotación bajo el concepto de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos.
 - 44) Barbosa Cano Fabio, 2012. Retos en la exploración y producción de petróleo crudo en el sexenio 2012-2018.
 - 45) Schlumberger, 2007. Market Analysis.
 - 46) BP, 2007. Statistical Review.
 - 47) Vázquez Sánchez Claudio y Salomón Dávila José Daniel, 2012. Métodos no convencionales para la caracterización de calizas y dolomías: Estudio en la plataforma carbonatada de Yucatán.
 - 48) Aparicio Morales José Pilar, 2010. Estimulaciones ácidas en yacimientos carbonatados en pozos horizontales.

-
- 49) Roger M. Butler, 1991. Thermal recovery of oil and bitumen.
 - 50) Don W. Green y G. Paul Willhite, 1998. Enhanced oil recovery.
 - 51) Ronald A. Nelson, 2001 . Geologic analysis of naturally fractured reservoirs.
 - 52) Dr. Roberto Aguilera, 1995. Naturally fractured reservoirs.
 - 53) Ahmad Aladasani y Baojun Bai, 2010. Recent developments and updated screening criteria of enhanced oil recovery techniques.
 - 54) Joseph J. Taber, SPE, F. David Martin, SPE, and R.S. Seright, SPE, New Mexico Petroleum Recovery Research Center, 1996. EOR Screening Criteria Revisted. SPE- 35385.
 - 55) Dorador Rodriguez Elma Rosa y Gonzales Gutierrez Ingrid Patricia, 2014. Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos.