



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

DETERMINACIÓN DEL AUMENTO EN EL FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO

UPSE MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE RESERVORIOS

TESINA

AUTOR:

MAXIMO HENRY NASTACUAS CUICHAN

TUTOR:

JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**DETERMINACIÓN DEL AUMENTO EN EL FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO
UPSE MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE RESERVORIOS**

AUTOR:

MAXIMO HENRY NASTACUAS CUICHAN

TUTOR:

JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

UPSE

CARTA DE ORIGINALIDAD



La Libertad, 03 de marzo del 2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Juan Garcés Vargas, Mgt.
Director (e) de la Carrera de Petróleo
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada **“DETERMINACIÓN DEL AUMENTO EN EL FACTOR DE RECOBRO DEL CAMPO UPSE MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE RESERVORIOS”**, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Autor: MAXIMO HENRY NASTACUAS CUICHAN

Firma:

N° de Cédula: 2350486904

Correo: maximo-0396@hotmail.com

Tutor: JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABRARRIA, MSc.

Firma:

N° de Cédula: 0802495069

Correo: jbvs_22@hotmail.com

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación se lo dedico a Dios por darme momentos de alegría y conocimiento permitiéndome así lograr esta nueva etapa en mi vida. A mis padres Juan Nastacuas y a mi madre Ercilia Cuichan, por el constante amor y apoyo durante toda mi carrera universitaria. A mis hermanos Dixson y Erika por ser las personas que comparten momentos de alegría y complicidad. A toda mi familia por siempre brindarme consejos; además a mis amigos que fueron el complemento fundamental, para poder desarrollarme profesionalmente.

AGRADECIMIENTO

Mis sinceros agradecimientos son para la Universidad Estatal Península de Santa Elena por permitirme formar parte de ella. A mi tutor José Villegas que gracias a su paciencia, conocimiento y experiencia para guiarme en el desarrollo de este caso práctico. Y a todos los docentes de la carrera de ingeniería en petróleo por otorgarme motivaciones y sus experiencias profesionales que me servirán de gran ayuda para seguir desarrollándome profesionalmente en posteriores estudios, trabajos y entorno social.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“DETERMINACIÓN DEL AUMENTO EN EL FACTOR DE RECOBRO DEL
CAMPO UPSE MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE RESERVORIOS”**

AUTOR: MAXIMO HENRY NASTACUAS CUICHAN

TUTOR: JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA MSc.

RESUMEN

El presente trabajo consiste en la implementación de técnicas numéricas que nos permitan generar el modelamiento estático y dinámico del campo denominado para este caso UPSE; para esto se requiere utilizar Generator mesh, programación en Wolfram Mathematica y simulación de reservorios implementando en Software Computer Modelling Group, la técnica de recuperación secundaria aplicada es la inyección de agua ya que es uno de los procesos más eficientes y no requiere de agentes químicos que dañen a las formaciones. El campo posee presiones y viscosidades bajas, el objetivo de la simulación es obtener el mayor factor de recobro posible, para lograr aquello se perforara dos arreglos de cinco pozos invertidos, en cuanto a las características del reservorio en el simulador son de tipo petróleo negro para un sistema bifásico agua y petróleo.

Palabras claves: Factor de recobro, Inyección de agua, Simulación de reservorios y Modelamiento estático y dinámico.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“DETERMINACIÓN DEL AUMENTO EN EL FACTOR DE RECOBRO DEL
CAMPO UPSE MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE RESERVORIOS”**

AUTOR: MAXIMO HENRY NASTACUAS CUICHAN

TUTOR: JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA MSc.

ABSTRACT

The present work consists of the implementation of numerical techniques that allow us to generate the static and dynamic modeling of the field called UPSE in this case; This requires the use of Generator mesh, programming in Wolfram Mathematica and reservoir simulation implemented in Software Computer Modeling Group, the secondary recovery technique applied is water injection since it is one of the most efficient processes and does not require chemical agents that damage formations. The field has low pressures and viscosities, the objective of the simulation is to obtain the highest recovery factor possible, to achieve this, two arrangements of five inverted wells will be drilled, in terms of the characteristics of the reservoir in the simulator they are of the black oil type for a two-phase water and oil system.

Keywords: Recovery factor, Water injection, Reservoir simulation and Static and dynamic modeling.

TABLA DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTO	v
RESUMEN	vi
ABSTRACT	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.1. Formulación del problema	2
1.2. Hipótesis.....	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo General.....	3
1.3.2. Objetivos Específicos.....	3
1.4. Justificación.....	3
CAPÍTULO II	4
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1. GMSH	4
2.2. Wolfram Mathematica.....	5

2.3.	CMG.....	5
2.4.	Arreglo de pozos inyectoros.....	6
CAPÍTULO III.....		8
3. METODOLOGÍA DEL CASO.....		8
3.1.	Campo UPSE.....	8
3.1.1.	Propiedades del fluido y petrofísicas de las arenas.....	8
3.2.	Mapa de isópacos generados en GMSH.....	11
3.3.	Curvas de permeabilidades relativas mediante la correlación de Hirasaki.....	12
3.4.	Simulación del Campo UPSE en CMG.....	16
3.4.1.	Configuración inicial de la simulación.....	16
3.4.2.	Mapa de isópacos importados a CMG.....	16
3.4.3.	Mallado y tipo de grilla.....	17
3.4.4.	Especificación de las propiedades generales.....	17
3.4.5.	Compresibilidad de la roca.....	18
3.4.6.	Propiedades del Modelo Black Oil.....	18
3.4.7.	Curvas de permeabilidad relativa en CMG.....	19
3.4.8.	Correlación de permeabilidad relativa para obtener la saturación del líquido... 19	
3.4.9.	Curva de saturación del líquido.....	20
3.4.10.	Condiciones iniciales.....	20
3.4.11.	Mapa en 3D del campo UPSE con las propiedades del fluido y petrofísicas	21
3.4.12.	Descripción y ubicación de los pozos productores e inyectoros.....	21

3.4.13. Mapa en 3D con los dos arreglos de pozos	22
CAPÍTULO IV	23
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	23
CONCLUSIONES	
RECOMENDACIONES	
BIBLIOGRAFÍA	
ANEXO 1	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Pantalla Principal de GMSH	5
Figura 2 Pantalla principal CMG.....	6
Figura 3 Arreglo de cinco pozos invertidos.....	7
Figura 4 Mapa de isópacos creado en GMSH	11
Figura 5 Ejemplo del primer punto en el Edit Script.....	11
Figura 6 Rango de valores de los puntos que conforman el mapa de isópacos.....	12
Figura 7 Valores de permeabilidades relativas obtenidos en Wolfram Mathematica	15
Figura 8 Curvas de permeabilidades relativas obtenidos en Wolfram Mathematica	15
Figura 9 Fecha de inicio de la simulación y configuración del simulador del reservorio	16
Figura 10 Mapa de isópacos CMG	16
Figura 11 Mallado y tipo de grilla del campo UPSE.....	17
Figura 12 Especificación de las propiedades generales.....	17
Figura 13 Compresibilidad de la roca.....	18
Figura 14 Propiedades del modelo Black Oil	18
Figura 15 Curvas de permeabilidades relativas obtenidas de Wolfram Mathematica importadas al CMG.....	19
Figura 16 Correlación de permeabilidad relativa para obtener la saturación del líquido	19
Figura 17 Curva de saturación del líquido.....	20
Figura 18 Condiciones iniciales.....	20
Figura 19 Mapa en 3D del campo UPSE con las propiedades del fluido y petrofísicas	21
Figura 20 Mapa en 3D con los dos arreglos de pozos	22
Figura 21 Periodo de producción de petróleo mensual.....	23
Figura 22 Periodo de producción de petróleo mensual.....	24
Figura 23 Petróleo acumulado	25

Figura 24 Petróleo acumulado	26
Figura 25 Factor de recobro del campo UPSE	26

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 1	8
Tabla 2 Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 2	9
Tabla 3 Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 3	9
Tabla 4 Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 4	10
Tabla 5 Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 5	10
Tabla 6 Análisis PVT	14
Tabla 7 Descripción y ubicación de los pozos del campo UPSE	21

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo posee diversas áreas, como la ingeniería de reservorios, producción, completación, perforación y exploración, para obtener resultados eficientes en cuanto a la producción de un Campo deben ser analizadas las propiedades que conforman el medio poroso ya sea que el campo produzca a flujo natural o requiera de procesos de recuperación secundaria y recuperación mejorada. El Presente trabajo consiste en la implementación de técnicas numéricas que nos permitan generar el modelamiento estático y dinámico del campo UPSE; para esto se requiere utilizar GMSH (Versión 4.2.3), programación en Wolfram Mathematica (Versión 11.3) y simulación de reservorios implementando en Software CMG (Versión 2015.10). La técnica de recuperación secundaria aplicada es la inyección de agua ya que es uno de los procesos más eficientes y no requiere de agentes químicos que dañen a las formaciones. El Campo UPSE posee presiones bajas y viscosidades bajas, el objetivo de la simulación es obtener el mayor factor de recobro posible, para lograr aquello se perforara dos arreglos de cinco pozos invertidos, es decir cuatro pozos productores y un pozos inyector en el medio, la ubicación de los pozos va a depender de las condiciones de las propiedades y la distribución de las capas ya que el Campo UPSE es un reservorio heterogéneo en cuanto a las capas superficiales y el tipo de mallado es ortogonal con 100 pies de longitud en las direcciones I y J para cada cuadrícula. El Campo se generó en base a un modelo Black Oil, para un sistema bifásico de agua y petróleo. Posterior a la simulación se analizó las curvas de producción de cada pozo productor e inyector, este apartado es muy importante porque en la creación de los pozos se deben ingresar condiciones iniciales y dependiendo de las condiciones iniciales se va a obtener una producción optima, es decir que para obtener una simulación exitosa se debe realizar la simulación en varios escenarios hasta obtener el que nos detalle un mayor factor de recobro.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Formulación del problema

La presión promedio del reservorio UPSE es menor a 2000 Psi, además el crudo que posee el campo se encuentra en el rango de pesado y mediano. Las viscosidades de las arenas A1, A2, A3, A4 y A5 oscila entre los 25 cp y 50 cp. Se plantea realizar un proceso de recuperación secundaria, como la inyección de agua aplicada a la simulación de yacimientos, ya que es un área donde abarca o requiere información de todas las actividades que se realizan en la industria hidrocarburífera. Se estimara el factor del recobro “representa el porcentaje de petróleo existente en el reservorio que puede ser recuperable siempre y cuando sea factible y rentable económicamente” del campo, este factor no solamente va a depender de las propiedades del crudo pesado que existe actualmente sino de la eficiencia del método a aplicarse y del tipo de mecanismo de empuje que se genere una vez ya aplicado el método de inyección de agua. Teniendo en cuenta que el campo UPSE se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente las propiedades serán tomadas de las arenas productoras que existen en la Cuenca (Patrice & Marco, 2014).

1.2. Hipótesis

Es posible determinar la cantidad de petróleo recuperado in situ, mediante la simulación de reservorios aplicando leyes y principios que se rigen al método de recuperación secundaria denominado inyección de agua; ya que gran parte de las actividades y/o procesos que se realizan en la industria hidrocarburífera como producción, perforación, evaluación de formaciones, entre otras; toda información que se obtenga en cualquier proceso que tenga que ver con el área petrolera nos sirve para la simulación de un yacimiento.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

- Estimar el aumento del factor de recobro del Campo UPSE mediante la inyección de agua implementando el software CMG.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Analizar las propiedades que conforman el medio poroso.
- Generar el modelo estático del reservorio utilizando el Software GMSH.
- Diseñar el reservorio a condiciones dinámicas utilizando el software CMG.
- Crear las curvas de permeabilidades relativas en Wolfram Mathematica.
- Analizar las curvas de producción que se generen en el software CMG.

1.4. Justificación

La investigación acerca del campo UPSE está enfocada al área de yacimientos implementando técnicas de recuperación secundaria, la técnica que se va a desarrollar es la inyección de agua que nos permite mejorar la presión de fondo fluyente para los pozos que se van a perforar. Mejorar la movilidad del petróleo es lo primordial en todo proceso de recuperación de petróleo y por medio de la simulación de reservorios se determina la producción a futuro del campo, adicionalmente se puede estimar el aumento del factor de recobro empleando modelos matemáticos del proceso denominado waterflooding; para realizar todo lo establecido anteriormente se debe conocer información que nos permita modelar el reservorio en condiciones dinámicas, esto incluye parámetros petrofísicos de la roca-fluido, espesores de las arenas productoras, se decide aplicar la inyección de agua porque es uno de los mecanismos más eficientes y económicos que se puede aplicar a un reservorio que contenga crudos pesados, en cuanto a la eficiencia tiene que ver con la correcta distribución del frente de agua emitido desde el pozo inyector hacia el pozo productor. Para evitar cierto grado de incertidumbre en los resultados el modelo que se genere debe ser lo más homogéneo posible esto va a depender

del tipo de Software que realice la simulación algunos de ellos son el Nexus, Eclipse y CMG (petrofaq, 2019). Los proyectos de inyección de agua que se realizan actualmente en la Cuenca Oriente son exitosos, y en su mayoría depende del análisis petrofísico de las arenas Basal Tena y U superior, uno de los grandes proyectos que se han realizado de recuperación secundaria en la Cuenca Oriente es el de Petroamazonas en el área de campos Libertador/Atacapi (Wilson & Fabian, 2019).

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. GMSH

Gmsh, es una aplicación que nos permite generar mallas de simulación en 3D empleando elementos finitos, es de código abierto y el tipo de archivo que arroja el programa es (.geo) (Christophe & Jean-Francois, 2020).

Las secciones que se utilizaran de la Figura 1 son las siguientes:

- Modules: Incluye todas las acciones que se pueden realizar.
- Geometry: Contiene funciones que permite crear cualquier modelo, para luego crear el mallado utilizando la función Mesh contenida en Modules.
- Elementary entities: Elementos principales para crear la geometría.
- Add Point: Genera puntos.
- Edit script: Es donde se almacena todas las actividades que se realizan y el tipo de archivo es (.geo).



Figura 1 Pantalla Principal de GMSH

Autor: Maximo Nastacuas

2.2. Wolfram Mathematica

Es un software que nos permite programar y generar curvas, en este trabajo se requiere valores de permeabilidades relativas, como se trata de un caso práctico se va generar las curvas mediante la correlación de Hirasaki utilizando saturaciones de agua crítica y saturación de petróleo residual. Toda la programación se encuentra en el Anexo y los modelos matemáticos a utilizar se detallan en el capítulo 3.

2.3. CMG

CMG (Computer Modelling Group), es un software que nos permite analizar procesos de producción y los apartados que se utilizaran del software son:

- Builder: Simplifica la creación de modelos de simulación al proporcionar un marco para la integración de datos y la gestión del flujo de trabajo entre IMEX, GEM, STARS y fuentes de datos externas.
- Results Graph: Nos permite visualizar las curvas una vez ejecutada la simulación.

- Results 3D: Permite analizar el modelado del reservorio, este apartado es esencial ya que se puede conocer todas las propiedades en todas sus direcciones y así poder definir el lugar de perforación de los nuevos pozos.

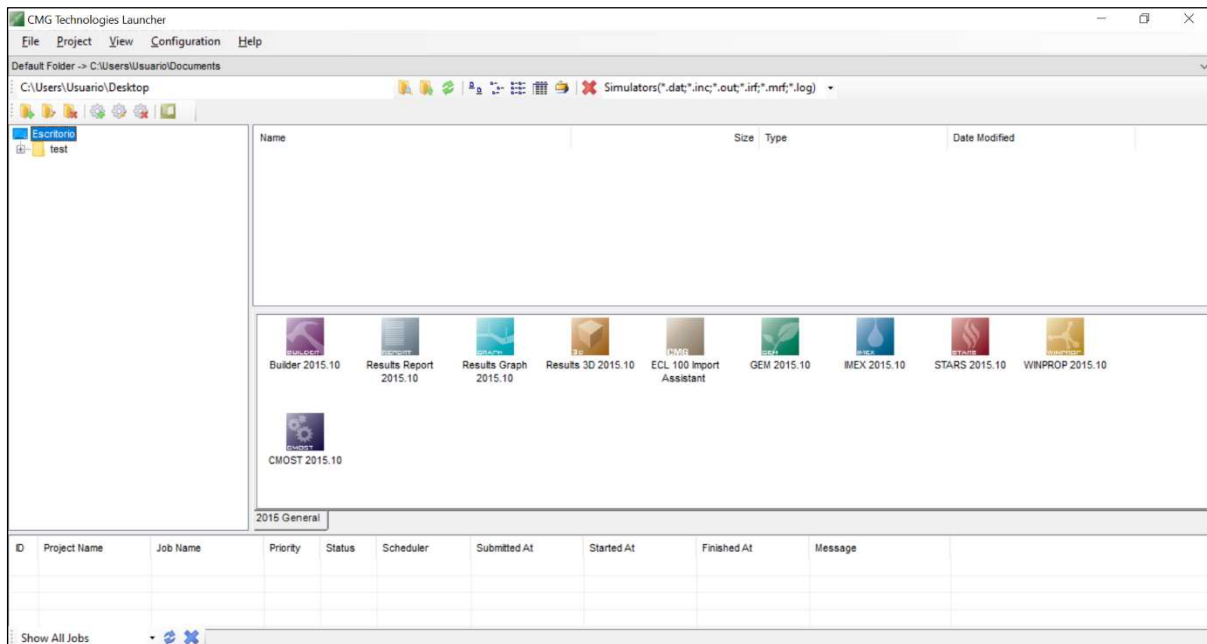


Figura 2 Pantalla principal CMG

Autor: Maximo Nastacuas

Todos estos apartados son ejecutados con IMEX, que considera un reservorio Black Oil “existen tres fases agua, petróleo y gas”; por tal razón nos permite modelar procesos de recuperación de petróleo primario y secundario en reservorios convencionales y no convencionales.

2.4. Arreglo de pozos inyectoros

En la figura 3, se puede visualizar un arreglo de 5 pozos invertidos, donde los pozos productores y los inyectoros están geométricamente bien distribuidos, para el caso del Campo UPSE colocó en la malla de simulación dos arreglos de 5 pozos invertidos.

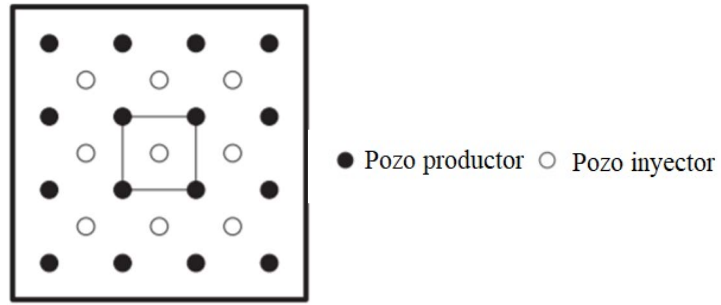


Figura 3 Arreglo de cinco pozos invertidos
Fuente: (Gang, Li, Bo, & Yi, 2014)

Se lo considera un caso especial porque el flujo va de frente en línea recta en los pozos inyectores y productores; el arreglo proporciona buena eficiencia de barrido, dado el caso que se desee crear un nuevo arreglo, simplemente se sigue por la orientación de los pozos ya creados en una malla; las ecuaciones 1 y 2 representan las características de la geometría del arreglo de 5 pozos invertidos (Magdalena, 2001).

$$d = \frac{a}{2} \quad \text{Ecuación (1)}$$

$$R_{pi/pp} = \frac{4}{4} = 1 \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

d : Distancia de pozos productor e inyector en una misma columna.

a : Distancia entre los pozos que existen en una misma fila.

$R_{pi/pp}$: Razón que existe entre un pozo de inyección a uno de producción.

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA DEL CASO

La metodología empleada en esta investigación, está enfocada al método analítico ya que se descompone en varias partes y así estudiar cada parte de manera individual.

3.1. Campo UPSE

El Campo UPSE se encuentra ubicado en la Cuenca Oriente, está conformado por 5 arenas productoras de 30 pies de espesor cada una. La porosidad promedio del campo es del 18% y la gravedad API del crudo que existe es de 20. La viscosidad del promedio del crudo es 20 cp. La presión de burbuja promedio: 757, Presión del reservorio promedio:(2000), Saturación de agua promedio: 0.30, Saturación de petróleo promedio: 0.70, Salinidad promedio: 20160 ppm (Patrice & Marco, 2014).

3.1.1. Propiedades del fluido y petrofísicas de las arenas

Tabla 1 Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 1

Fuente: (Rosero, 2018)

Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 1			
Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Porosidad	\emptyset	12	%
Saturación de agua inicial	S_{wi}	34	%
Saturación de petróleo	S_o	66	%
Presión inicial del reservorio	P_r	4418	Psi
Presión de fondo fluyente	P_{wf}	2100	Psi
Presión de burbuja	P_b	775	Psi
Factor volumétrico del petróleo	B_o	1,23	BY/BN
Salinidad	S	16400	ppm Cl –
Temperatura	T	225	°F

Tabla 2 Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 2

Fuente: (Rosero, 2018)

Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 2			
Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Porosidad	\emptyset	12	%
Saturación de agua inicial	S_{wi}	28	%
Saturación de petróleo	S_o	72	%
Presión inicial del reservorio	P_r	4418	Psi
Presión de fondo fluyente	P_{wf}	2315	Psi
Presión de burbuja	P_b	775	Psi
Factor volumétrico del petróleo	B_o	1,23	BY/BN
Salinidad	S	16400	ppm Cl –
Temperatura	T	225	°F

Tabla 3 Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 3

Fuente: (Rosero, 2018)

Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 3			
Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Porosidad	\emptyset	13	%
Saturación de agua inicial	S_{wi}	25	%
Saturación de petróleo	S_o	75	%
Presión inicial del reservorio	P_r	4200	Psi
Presión de fondo fluyente	P_{wf}	1800	Psi
Presión de burbuja	P_b	710	Psi
Factor volumétrico del petróleo	B_o	1,25	BY/BN
Salinidad	S	24000	ppm Cl –
Temperatura	T	220	°F

Tabla 4 Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 4**Fuente:** (Rosero, 2018)

Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 4			
Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Porosidad	\emptyset	14	%
Saturación de agua inicial	S_{wi}	32	%
Saturación de petróleo	S_o	68	%
Presión inicial del reservorio	P_r	3550	Psi
Presión de fondo fluyente	P_{wf}	1100	Psi
Presión de burbuja	P_b	815	Psi
Factor volumétrico del petróleo	B_o	1,18	BY/BN
Salinidad	S	20000	ppm Cl –
Temperatura	T	210	°F

Tabla 5 Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 5**Fuente:** (Rosero, 2018)

Propiedades del fluido y petrofísicas de la arena 5			
Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Porosidad	\emptyset	13	%
Saturación de agua inicial	S_{wi}	27	%
Saturación de petróleo	S_o	73	%
Presión inicial del reservorio	P_r	4200	Psi
Presión de fondo fluyente	P_{wf}	1800	Psi
Presión de burbuja	P_b	710	Psi
Factor volumétrico del petróleo	B_o	1,25	BY/BN
Salinidad	S	24000	ppm Cl –
Temperatura	T	220	°F

3.2. Mapa de isópacos generados en GMSH

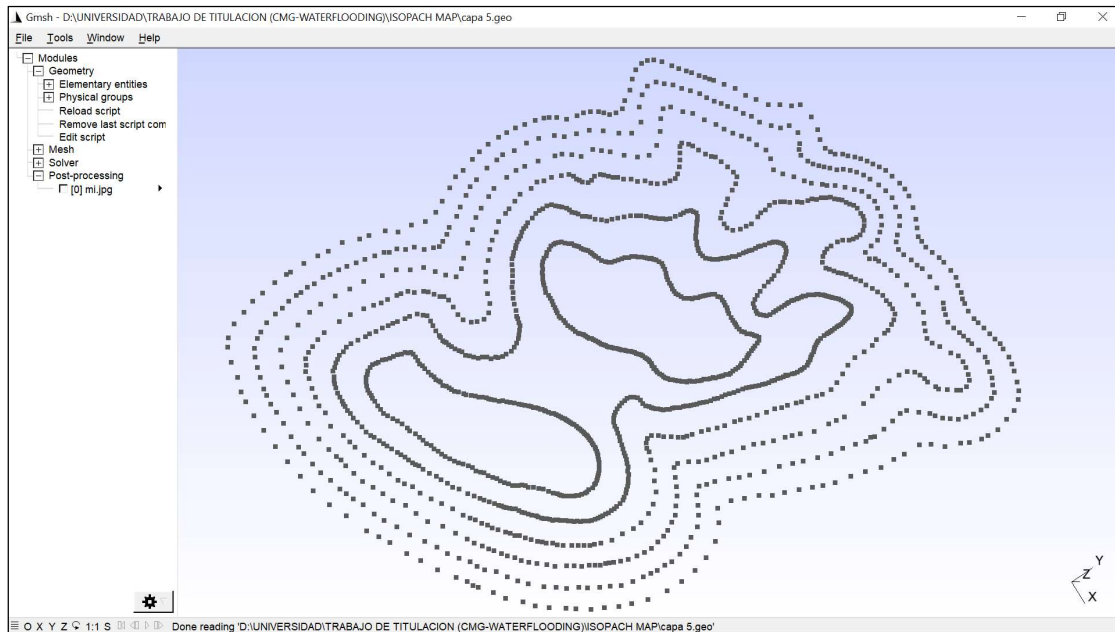


Figura 4 Mapa de isópacos creado en GMSH

Autor: Maximo Nastacuas

La Figura 4, detalla el mapa de contornos del campo UPSE; todos los puntos que existen describen las Coordenas en las direcciones I y J. En el apartado del Edit Script se guardan los puntos y el formato de cada punto se detalla en la Figura 5.

```
Point(1) = {272.7, 173.9, 0, 1.0};  
//+
```

Figura 5 Ejemplo del primer punto en el Edit Script

Autor: Maximo Nastacuas

Los dos primeros valores de la Figura 5, son los que nos permiten crear el mapa de isópacos. Se crearon 1617 puntos. En la Figura 6, nos muestra que el rango de valores para la dirección I es de 10.8 hasta 465 y para la dirección J es de 7.7 hasta 602. Esto quiere decir que dependiendo de las dimensiones que necesitemos para nuestro campo van a tener que ser multiplicados y así obtener un campo a dimensiones reales. Para el Campo UPSE todos los puntos obtenidos se multiplicaron por 20.

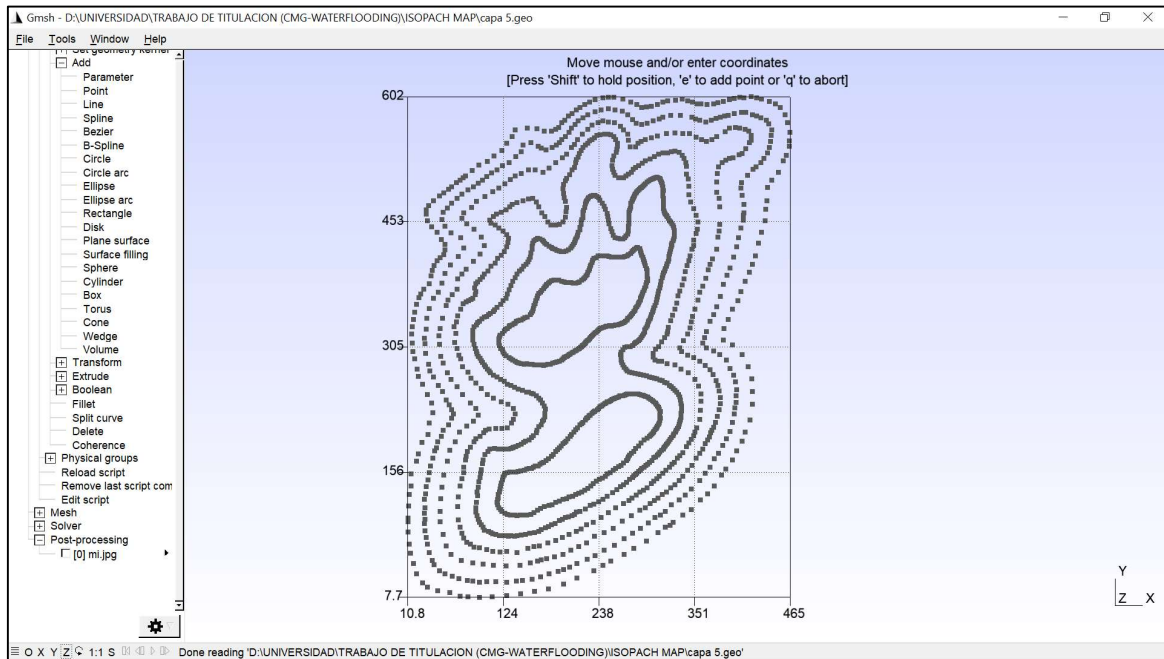


Figura 6 Rango de valores de los puntos que conforman el mapa de isópacos

Autor: Maximo Nastacuas

3.3. Curvas de permeabilidades relativas mediante la correlación de Hirasaki

La correlación de Hirasaki tiene una ecuación de saturación de agua normalizada, que la define en función de la saturación de la saturación de agua crítica o irreducible y la saturación de petróleo residual (Hirasaki, 1975).

$$S = \frac{S_d - S_{dc}}{1 - S_{or} - S_{dc}} \quad \text{Ecuación (3)}$$

$$K_{rd} = K_{rd}^o (S)^n \quad \text{Ecuación (4)}$$

$$K_{ro} = K_{ro}^o (1 - S)^n \quad \text{Ecuación (5)}$$

Para:

S_{dc} = Es la saturación crítica o irreducible de la fase de desplazamiento

$n = 1$, para reservorios homogéneos

$n > 1$ (*por lo general 2*), las curvas de permeabilidad relativa se parecerán a las de típicas de imbibición de agua y petróleo.

Donde:

S = Saturación normalizada

S_d = Saturación, fase de desplazamiento

S_{dc} = Saturación, fase de desplazamiento inmóvil

S_{or} = Saturación de petróleo residual

K_{rd} = Permeabilidad relativa, fase de desplazamiento

K_{rd}^o = Permeabilidad relativa, fase de desplazamiento en la saturación de petróleo residual

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo

K_{ro}^o = Permeabilidad relativa, petróleo en saturación de la fase de desplazamiento inmóvil

Tabla 6 Análisis PVT

Fuente: (Larrea & Peña, 2011)

Análisis PVT			
Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Presión de burbuja	P_b	645	Psi
Presión inicial del reservorio	P_r	3563	Psi
Factor volumétrico del petróleo inicial	B_{oi}	1.338	RB/STB
Factor volumétrico del petróleo de saturación	B_{os}	1.1547	RB/STB
Compresibilidad inicial	C_{oi}	6.2×10^{-6}	1/Psi
Compresibilidad de saturación	C_{os}	6.2×10^{-6}	1/Psi
Viscosidad del petróleo inicial	μ_{oi}	21.34	cp
Viscosidad del petróleo al punto de saturación	μ_{os}	14.29	cp
Relación gas petróleo	RGP	116	SCF/STB
Viscosidad del agua	μ_w	0.3	cp
Gravedad del petróleo	γ_{API}	21.1	°API
Saturación de petróleo residual	S_{or}	20	%
Saturación de agua irreducible	S_{dc}	12	%

SW	SWN	KRO	KRW
0.15	0.0441176	0.000681228	0.82234
0.2	0.117647	0.00484429	0.700692
0.25	0.191176	0.012792	0.588776
0.3	0.264706	0.0245242	0.486592
0.35	0.338235	0.0400411	0.394139
0.4	0.411765	0.0593426	0.311419
0.45	0.485294	0.0824286	0.23843
0.5	0.558824	0.109299	0.175173
0.55	0.632353	0.139955	0.121648
0.6	0.705882	0.174394	0.0778547
0.65	0.779412	0.212619	0.0437933
0.7	0.852941	0.254628	0.0194637
0.75	0.926471	0.300422	0.00486592
0.8	1.	0.35	0.

Figura 7 Valores de permeabilidades relativas obtenidos en Wolfram Mathematica

Autor: Maximo Nastacuas

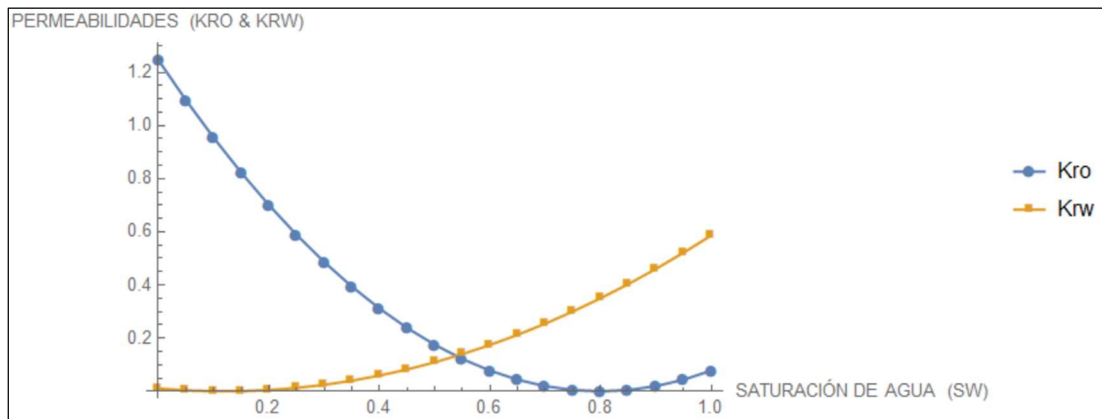


Figura 8 Curvas de permeabilidades relativas obtenidos en Wolfram Mathematica

Autor: Maximo Nastacuas

3.4. Simulación del Campo UPSE en CMG

3.4.1. Configuración inicial de la simulación

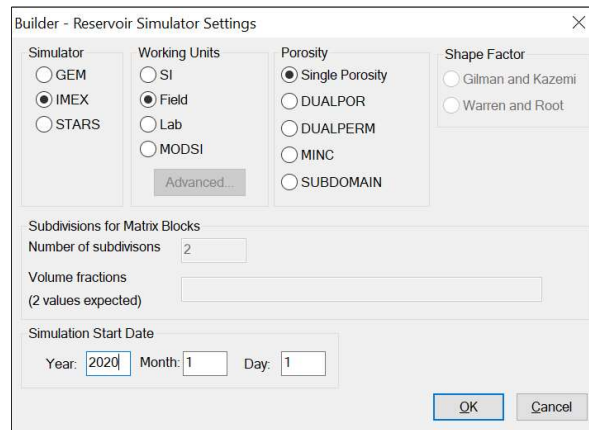


Figura 9 Fecha de inicio de la simulación y configuración del simulador del reservorio
Autor: Maximo Nastacuas

3.4.2. Mapa de isópacos importados a CMG

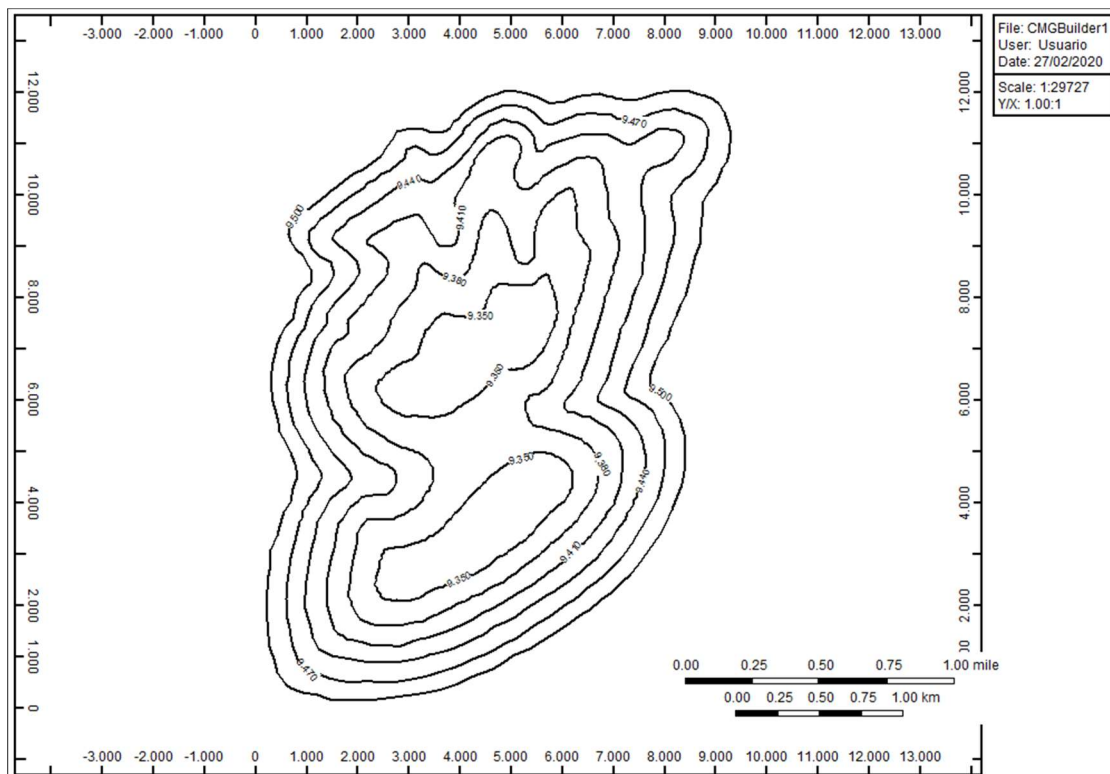


Figura 10 Mapa de isópacos CMG
Autor: Maximo Nastacuas

El tipo de archivo que nos permite cargar el mapa de contornos de la Figura 10, es de formato (Atlas Boundary) de extensión (.bna).

3.4.3. Mallado y tipo de grilla

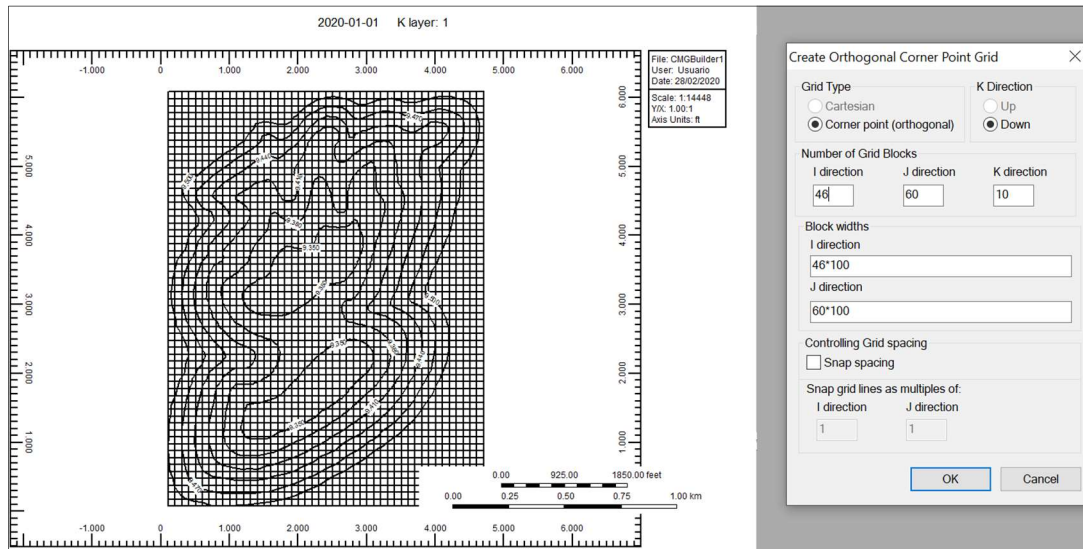


Figura 11 Mallado y tipo de grilla del campo UPSE

Autor: Maximo Nastacuas

3.4.4. Especificación de las propiedades generales

General Property Specification						
Edit Specification						
	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I	Permeability J	Permeability K
UNITS:	ft	ft		md	md	md
SPECIFIED:	X	X	X	X	X	X
HAS VALUES:						
Whole Grid						
Layer 1	(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO DE...	(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO ...	0.18	400	500	420
Layer 2		(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO ...	0.18	500	430	400
Layer 3		(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO ...	0.18	450	420	500
Layer 4		(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO ...	0.18	460	400	400
Layer 5		(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO ...	0.18	470	500	500
Layer 6		(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO ...	0.18	500	400	450
Layer 7		(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO ...	0.18	430	500	500
Layer 8		(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO ...	0.18	420	450	400
Layer 9		(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO ...	0.18	400	460	500
Layer 10		(D:\UNIVERSIDAD\TRABAJO ...	0.18	500	470	450

Figura 12 Especificación de las propiedades generales

Autor: Maximo Nastacuas

3.4.5. Compresibilidad de la roca

Rock Compressibility

Pressure dependence of formation porosity / Rock Compressibility (CPOR)

0.0000062 1/psi

Reference pressure for calculating the effect of rock compressibility (PRPOR)

2000 psi

OK Cancel

Figura 13 Compresibilidad de la roca

Autor: Maximo Nastacuas

3.4.6. Propiedades del Modelo Black Oil

#	Description	Option	Value
1	Reservoir temperature		220 F
2	Generate data upto max. pressu...		2000 psi
3	Bubble point pressure calculation	Value provided	757 psi
4	Oil density at STC(14.7 psia, 60 F)	Stock tank oil gravit...	20
5	Gas density at STC(14.7 psia, 6...	Gas gravity (Air=1)	0.7
6	Reference pressure for water pr...		866 psi
7	Pressure dependence of water v...		0 cp/psi
8	Water salinity (ppm)		20160

OK Cancel

Figura 14 Propiedades del modelo Black Oil

Autor: Maximo Nastacuas

3.4.7. Curvas de permeabilidad relativa en CMG

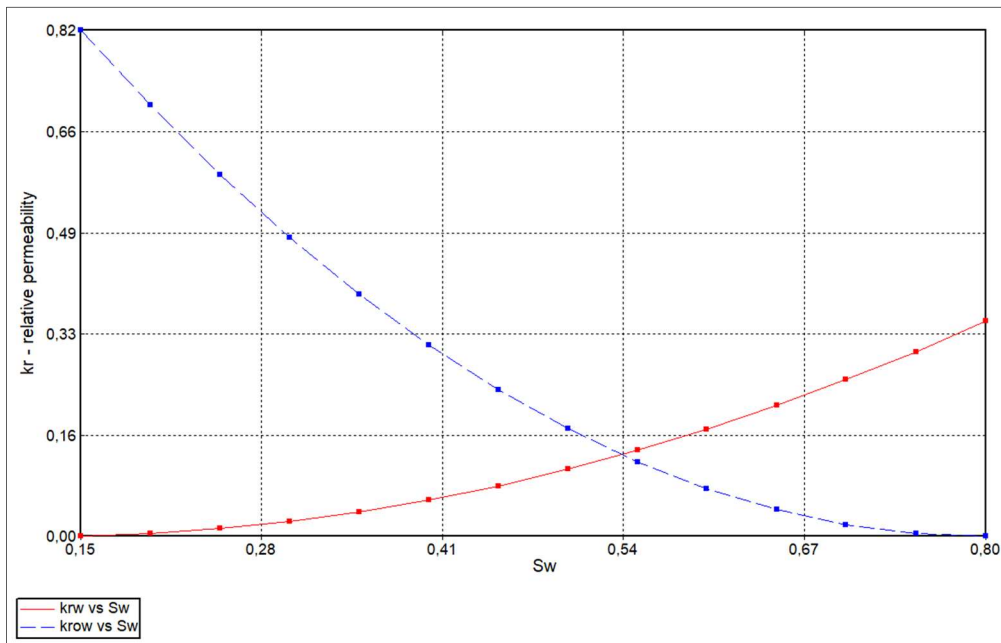


Figura 15 Curvas de permeabilidades relativas obtenidas de Wolfram Mathematica importadas al CMG

Autor: Maximo Nastacuas

3.4.8. Correlación de permeabilidad relativa para obtener la saturación del líquido

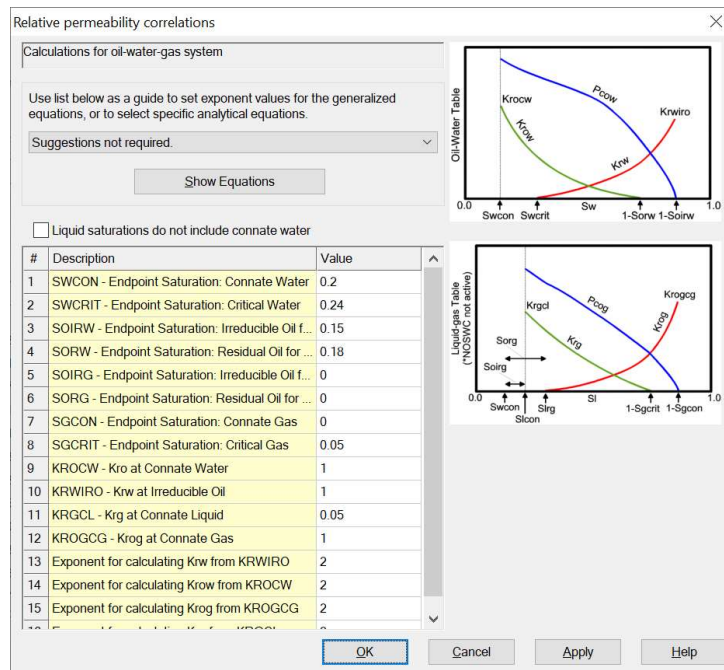


Figura 16 Correlación de permeabilidad relativa para obtener la saturación del líquido

Autor: Maximo Nastacuas

3.4.9. Curva de saturación del líquido

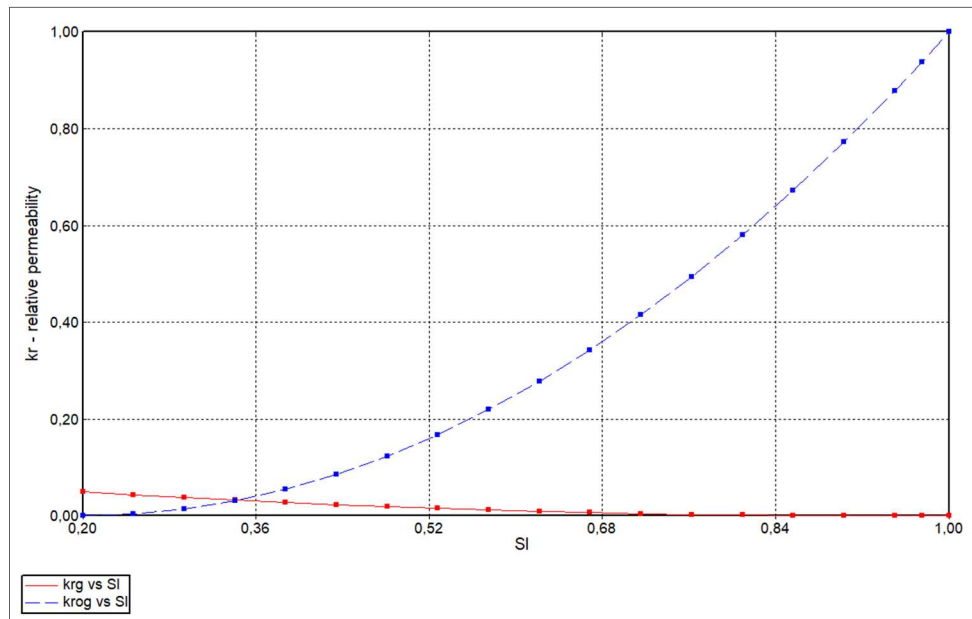


Figura 17 Curva de saturación del líquido

Autor: Maximo Nastacuas

3.4.10. Condiciones iniciales

Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

- Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL)
- Water, Oil (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL)
- Water, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES)

Depth (REFDEPTH)

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC)

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth)

Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)

Bubble Point Input Format

- Reservoir initially saturated (PB = P)
- Constant Bubble Point Pressure (PB)

For more options use the Advanced Interface

Figura 18 Condiciones iniciales

Autor: Maximo Nastacuas

3.4.11. Mapa en 3D del campo UPSE con las propiedades del fluido y petrofísicas

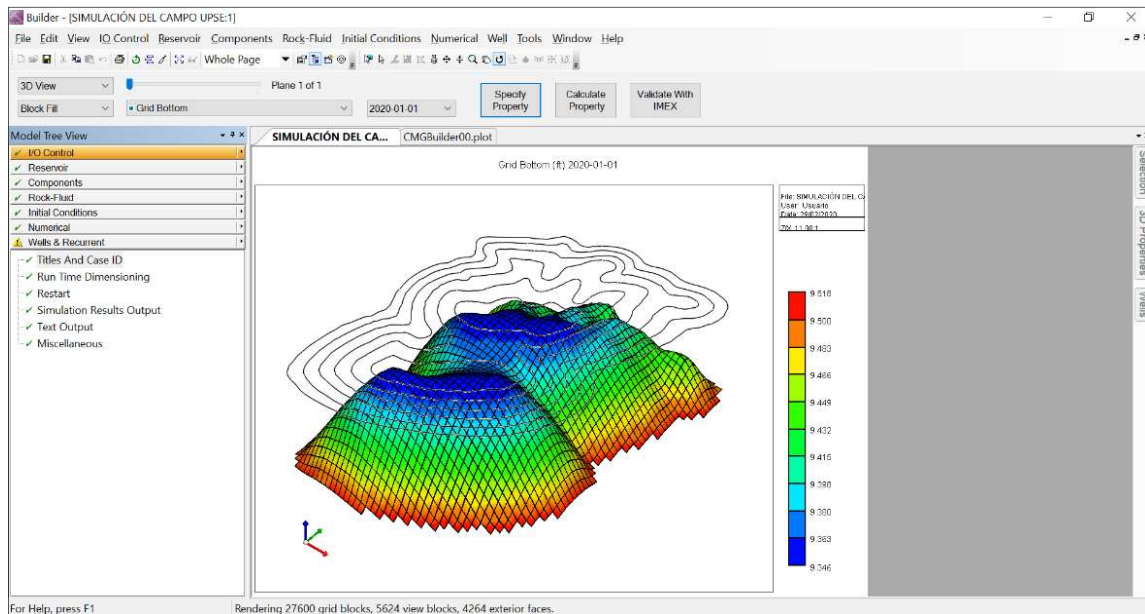


Figura 19 Mapa en 3D del campo UPSE con las propiedades del fluido y petrofísicas

Autor: Maximo Nastacuas

3.4.12. Descripción y ubicación de los pozos productores e inyectores

Tabla 7 Descripción y ubicación de los pozos del campo UPSE

Autor: Maximo Nastacuas

Descripción y ubicación de los pozos del campo UPSE								
Nombre	Tipo	Bloque Superior (I,J,K)	Bloque inferior (I,J,K)	Tope (ft)	Base (ft)	STW (bbl/día)	STL (bbl/día)	BHP (Psi)
Pozo-P1	Productor	26 31 1	26 31 8	9402.405	9475.6	0	1500	50
Pozo-P2	Productor	26 22 1	26 22 7	9336.192	9450.856	0	1900	60
Pozo-P3	Productor	16 31 1	16 31 8	9338.177	9467.636	0	1800	65
Pozo-P4	Productor	16 22 1	16 22 7	9364.645	9459.395	0	1600	70
Pozo-P5	Productor	26 37 1	26 37 8	9346.71	9469.343	0	1700	55
Pozo-P6	Productor	16 37 1	16 37 8	9380.862	9476.173	0	1800	60
Pozo-P7	Productor	16 47 1	16 47 7	9333.775	9450.132	0	1600	70
Pozo-P8	Productor	26 47 1	26 47 8	9377.91	9475.582	0	1700	50
Pozo-I1	Inyector	21 26 1	21 26 7	9338.224	9451.468	200	0	500
Pozo-I2	Inyector	21 42 1	21 42 7	9341.276	9452.382	200	0	500

3.4.13. Mapa en 3D con los dos arreglos de pozos

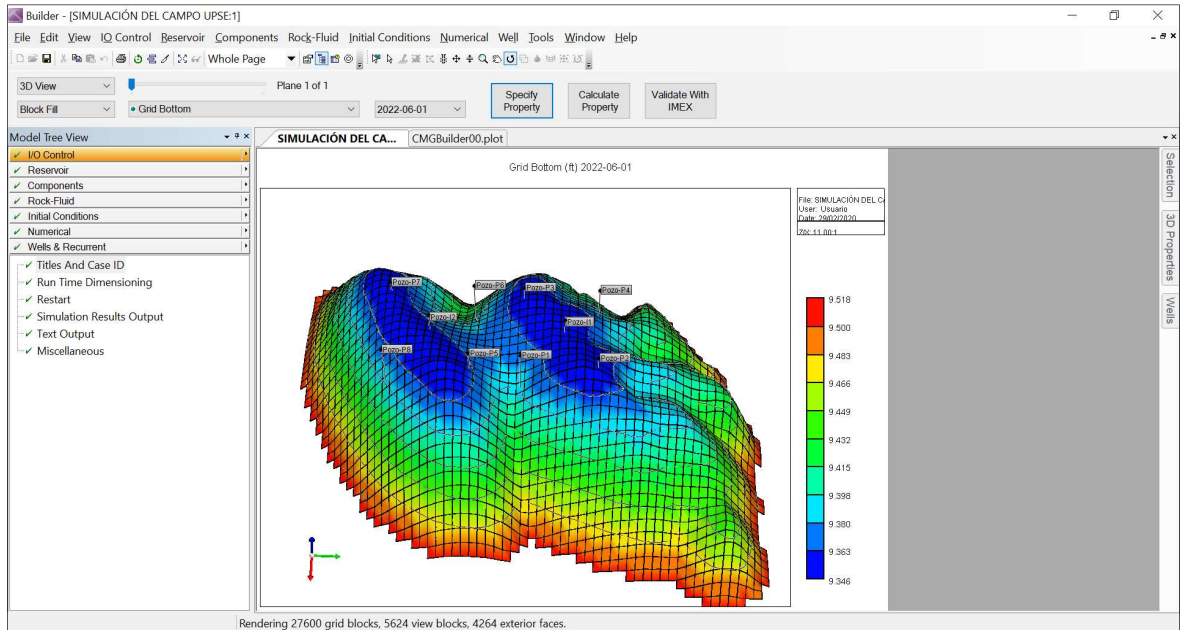


Figura 20 Mapa en 3D con los dos arreglos de pozos

Autor: Maximo Nastacuas

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

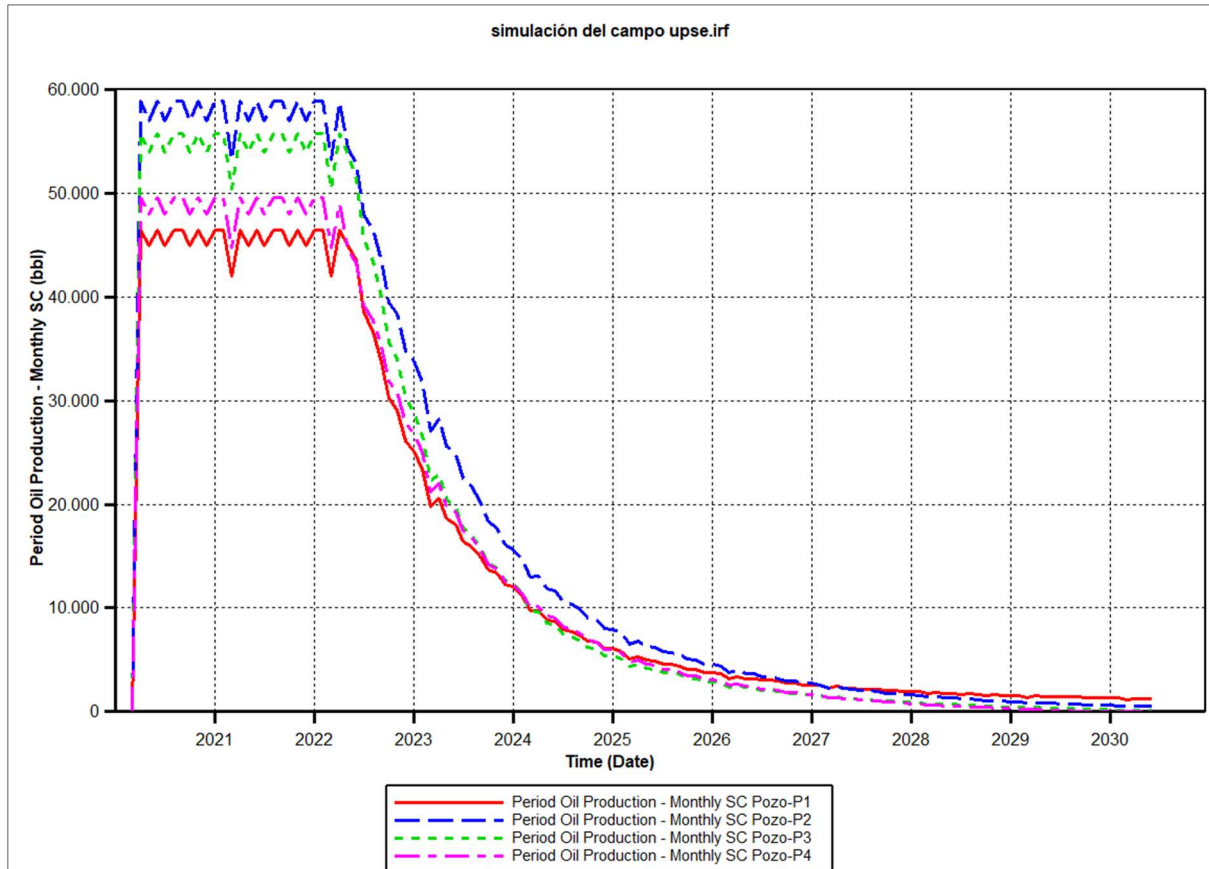


Figura 21 Periodo de producción de petróleo mensual

Autor: Maximo Nastacuas

La producción mensual del pozo productor 2, es buena ya que se aproxima a los 60.000 barriles de petróleo, el pozo que presenta menor producción del primer arreglo es el pozo Productor 1 con un valor promedio de 46.500 barriles los demás pozos P3 y P4 se mantienen en el rango de valores de las producciones ya mencionadas.

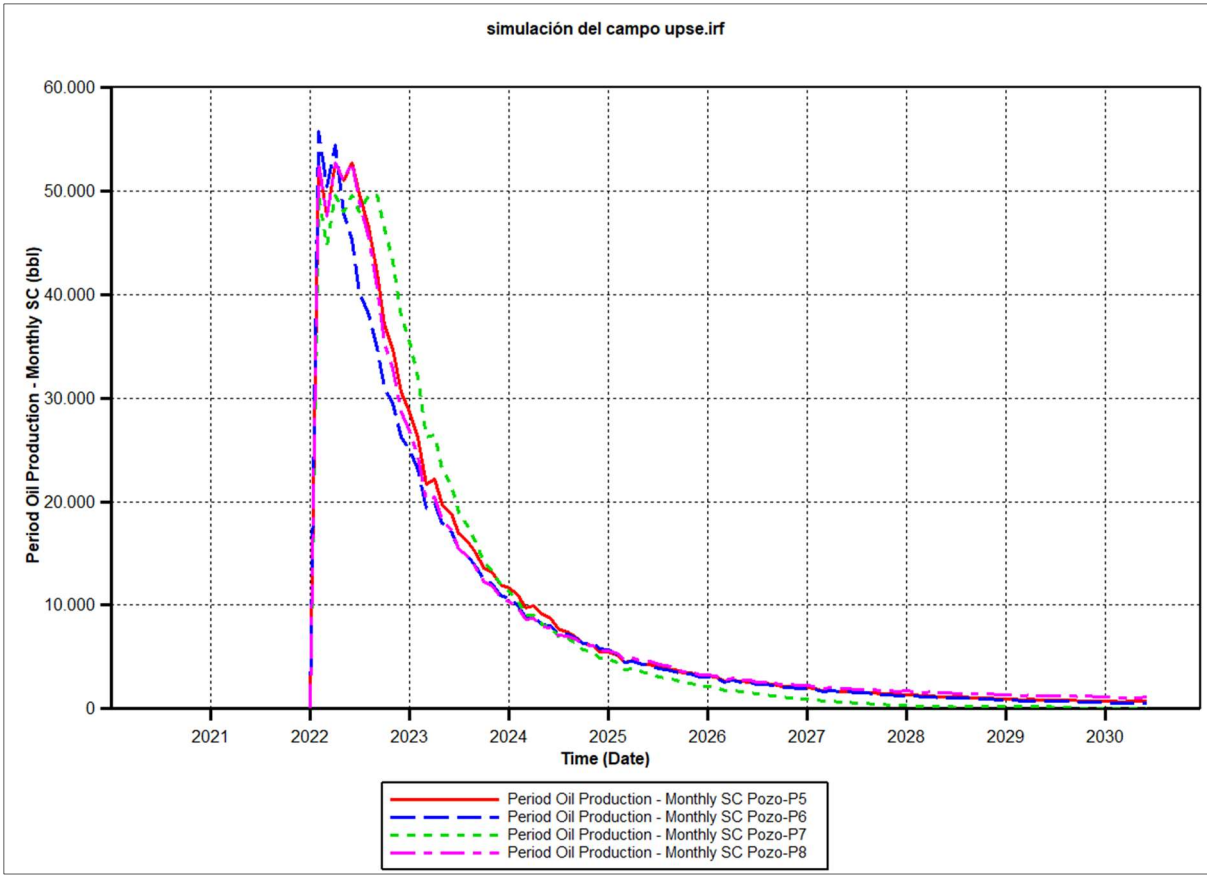


Figura 22 Periodo de producción de petróleo mensual

Autor: Maximo Nastacuas

La producción mensual para el segundo arreglo de pozos, Figura 22 que se perforaron en enero del 2022 es óptima hasta noviembre del 2022, los valores de producción mensual están entre 55.800 y 44800.

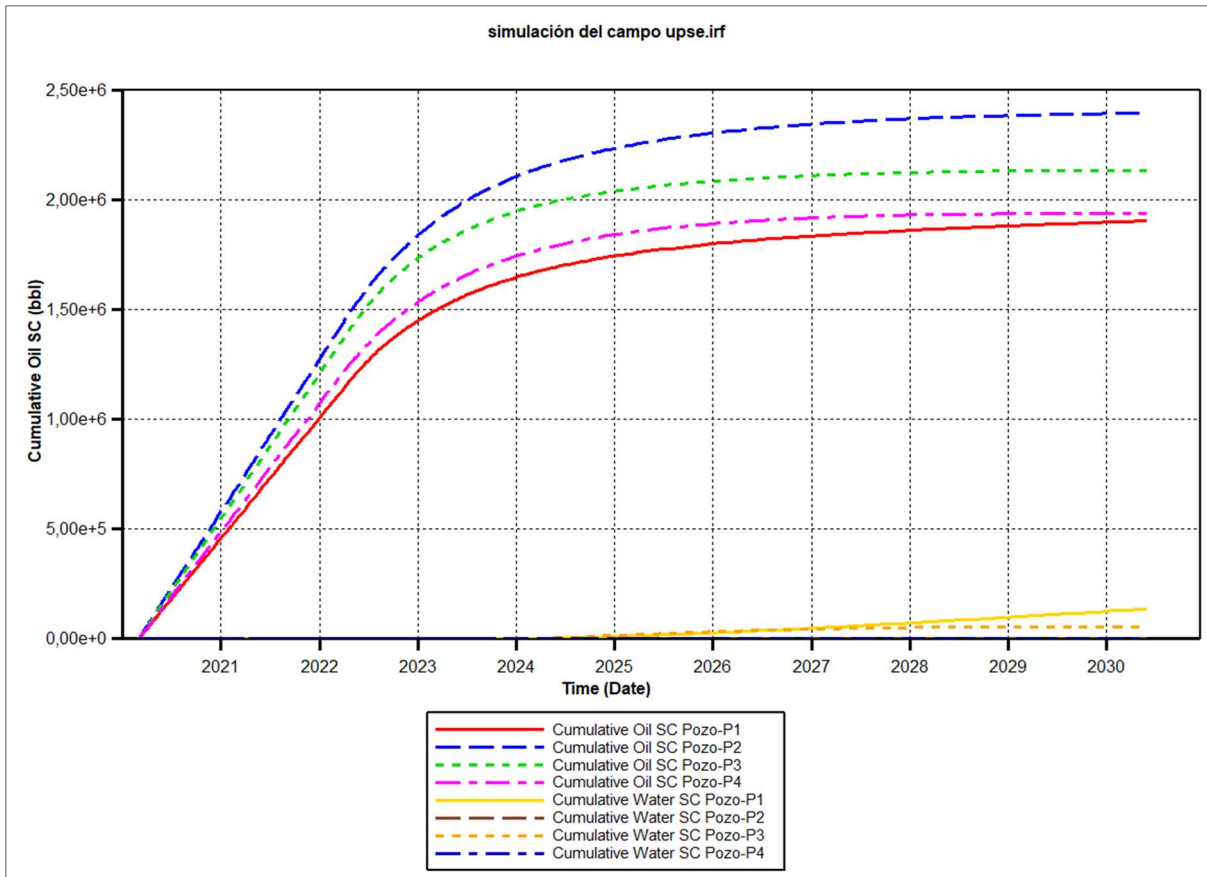


Figura 23 Petróleo acumulado

Autor: Maximo Nastacuas

Las curvas de producción acumulada de la Figura 23, son favorables ya que representa buena producción petróleo y baja producción de agua, estas curvas representan todos los 10 años que se simula el campo UPSE desde el primero de enero del 2020 hasta el primero de junio del 2030.

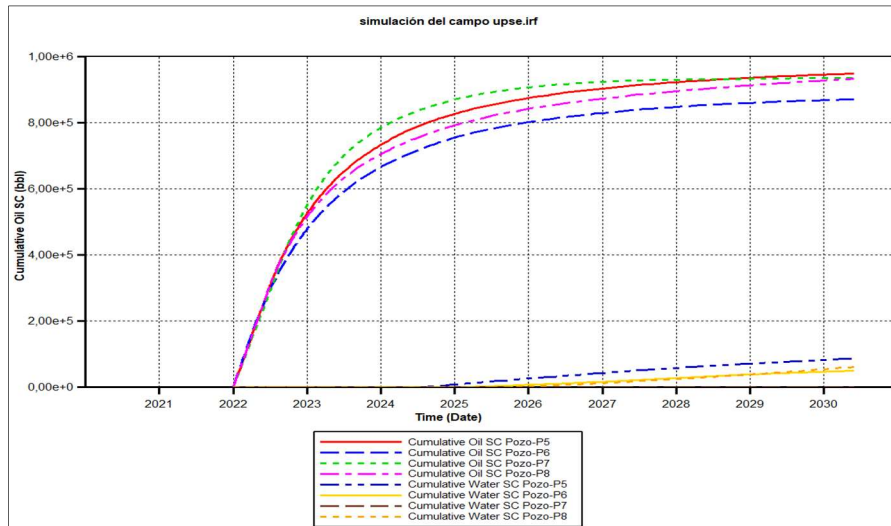


Figura 24 Petróleo acumulado
Autor: Maximo Nastacuas

La figura 24, nos detalla que las condiciones de producción para el segundo arreglo de pozos son favorables en comparación de la producción acumulada de agua.

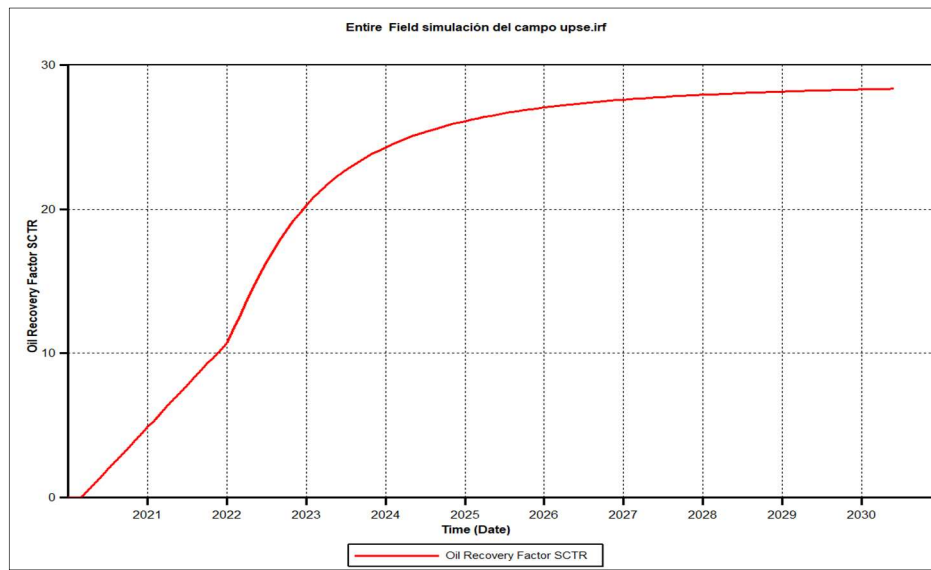


Figura 25 Factor de recobro del campo UPSE
Autor: Maximo Nastacuas

El factor de recobro aumenta al colocar el segundo arreglo de pozos llegando casi al 30%, teniendo en cuenta las propiedades del petróleo y la profundidad a la que se encuentra el reservorio es un buen factor de recobro.

CONCLUSIONES

- El periodo de producción mensual del primer arreglo de pozos productores (P1, P2, P3, P4) es rentable hasta el 06 de Junio del 2022 porque a esa fecha se agregó el pozo inyector 2, lo cual se ve reflejado en la figura 21 un incremento de agua y por ende reducción de la producción de petróleo.
- La simulación de reservorios es un área que requiere de un buen análisis tanto de las propiedades que conforman el medio poroso, esto implica que si se coloca un pozo en un bloque no tenga condiciones óptimas en cuanto a las propiedades va a afectar en la producción del campo.
- El factor de recobro del Campo UPSE es aproximadamente 29 % para los dos arreglos de 5 pozos invertidos, es un buen factor de recobro ya que las condiciones del petróleo como porosidades, viscosidades y la presión del reservorio son bajas.

RECOMENDACIONES

- Colocar correctamente los pozos tanto inyectores como productores, verificando que se encuentren en un área donde no este cercana a los demás pozos y la saturación de petróleo sea alta, esto se ve reflejado en el factor de recobro.
- Ejecutar la simulación 3D varias veces para ver como es el efecto de la producción de los pozos con el área de flujo, ya que esto nos permite cerrar pozos que inicialmente se encuentren dentro de una zona de petróleo, lo mismo sucede con los acuíferos deben verificarse que la saturación de agua no exceda a la de petróleo, así se evita las altas tasas de producción de agua.
- Durante la simulación se debe verificar que las propiedades para hacer las correlaciones estén en los rangos establecidos como las saturaciones críticas y saturaciones de agua connata, esto evita que en el apartado de roca fluido nos genere errores y no se nos genere correctamente las curvas de permeabilidades relativas al líquido.

BIBLIOGRAFÍA

- AHMED, T. (2010). PRINCIPLES OF WATERFLOODING. En *RESERVOIR ENGINEERING HANDBOOK* (págs. 909-1093). OXFORD: Fourth edition.
- Christophe, G., & Jean-Francois, R. (16 de Febrero de 2020). *GMSH*. Obtenido de GMSH: <http://gmsht.info/>
- Gang, L., Li, X. S., Bo, L., & Yi, W. (1 de Enero de 2014). Methane hydrate dissociation using inverted five - spot water flooding method in cubic hydrate simulator. *Science Direct*, 64, 299. doi:10.1016/j.energy.2013.10.015
- Hirasaki, G. (1 de February de 1975). Sensitivity Coefficients for History Matching Oil Displacement Processes . *Society Of Petroleum Engineers*, 15, 1-3. doi:<https://doi.org/10.2118/4283-PA>
- Larrea, M., & Peña, D. (2011). *Análisis del Factor de daño y Evaluación de los Tratamientos de Acidificación Realizado en el Campo AXY del Distrito Amazónico*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador.
- Magdalena, F. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos . En *Arreglo de pozos y eficiencia de barrido* (págs. 129-162). Maracaibo : Segunda Edición.
- Patrice, B., & Marco, R. (Octubre de 2014). LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO . Quito: Primera edición .
- petrofaq. (13 de 8 de 2019). *petrofaq.org*. Obtenido de http://petrofaq.org/wiki/List_of_Reservoir_Simulation_Software?fbclid=IwAR2LofZQhl3--T9X2aqxub-9tf85ZIWWjUhydtoks_QvCy7Qx1DvCZ41Fxo
- Rosero, S. (2018). Análisis de la factibilidad técnica económica para la selección de pozos re-entry en el campo Lago Agrio. (*Trabajo de titulación previo a la obtención del Título de ingeniero en petróleos*). Universidad Central del Ecuador, Quito.
- Wilson, P., & Fabian, G. (06 de 05 de 2019). Obtenido de https://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/05/06_Wilson-P_Fabian-G.pdf

ANEXO 1

```
Coordenadasxy[CoordenadaX_, CoordenadaY_] := ({CoordenadaX[[]], CoordenadaY[[]]} & /@ Range[Min[Length[CoordenadaX], Length[CoordenadaY]]];  
[rango [mí... longitud [longitud  
  
Sdc = 0.12;  
Sor = 0.20;  
Krd[sor] = 0.35;  
Kro[swc] = 0.90;  
no = 2;  
nw = 2;  
Swi = 0;  
Swn = Table[Swi + i, {i, 0, 1, 0.05}];  
[tabla  
SW = (Swn - Sdc) / (1 - Sor - Sdc);  
KRW = (Krd[sor]) * (SW^nw);  
KRO = (Kro[swc]) * ((1 - SW)^no);  
  
SwnA = Delete[Swn, {{1}, {2}, {3}, {-4}, {-3}, {-2}, {-1}}];  
[elimina  
SwnA = Delete[Swn, {{1}, {2}, {3}, {-4}, {-3}, {-2}, {-1}}];  
[elimina  
KRWnA = Delete[KRW, {{1}, {2}, {3}, {-4}, {-3}, {-2}, {-1}}];  
[elimina  
KROnA = Delete[KRO, {{1}, {2}, {3}, {-4}, {-3}, {-2}, {-1}}];  
[elimina  
Framed[TableForm[{SwnA, SwnA, KRWnA, KROnA}, TableDirections -> Row, TableSpacing -> {5, 2}, TableHeadings -> {"SW", "Swn", "KRO", "KRW"}]]  
[enmar... [forma de tabla [direcciones de tabla [fila [espaciado de tabla [cabeceras de tabla  
(*Framed[TableForm[{Swn, SW, KRW, KRO}, TableDirections -> Row, TableSpacing -> {5, 2}, TableHeadings -> {"SW", "Swn", "KRO", "KRW"}]]]*)  
  
KROVSSW = Coordenadasxy[Swn, KRO];  
KRWVSSW = Coordenadasxy[Swn, KRW];  
ListLinePlot[{KROVSSW, KRWVSSW}, PlotLabel -> Style[Framed["CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS"], Bold],  
[gráfico de línea de una lista [etiqueta de r... [estilo [enmarcado [negrita  
AxesLabel -> {"SATURACIÓN DE AGUA (SW)", "PERMEABILIDADES (KRO & KRW)"}, PlotLegends -> Placed[{"KRO", "KRW"}, Right], PlotMarkers -> {Automatic, 10},  
[etiqueta de ejes [leyendas de rep... [colocado [derecha [marcadores de re... [automático  
ImageSize -> Large]  
[tamaño de im... [grande
```