



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN:

**Modelo de Simulación numérica para un pozo de flujo radial en el
Yacimiento X saturado.**

AUTOR

Brito Ávila Edison Andrés

**TRABAJO DE TITULACIÓN
Previo a la obtención del grado académico en
MAGISTER EN PETRÓLEO**

TUTOR

Villegas Salabarría, Jose Ballardo.

Santa Elena, Ecuador

Año 2022



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

**Q.F. Rolando Calero Mendoza, PhD
DIRECTOR DEL INSTITUTO DE
POSTGRADO**

MARJORIE
ALEXANDRA
CORONEL SUAREZ

Firmado digitalmente
por MARJORIE
ALEXANDRA CORONEL
SUAREZ

**Ing. Marjorie Coronel Suarez, Mgti.
COORDINADORA DEL
PROGRAMA DE MAESTRIA**



Firmado electrónicamente por:
MARLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA

**Ing. Marllelis Gutierrez Hinstroza,
PhD
DOCENTE
ESPECIALISTA**



Firmado electrónicamente por:
JOSE
BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA

**Ing. Jose Villegas Salabarría, Mtr.
TUTOR**

**Abg. Victor Coronel Ortiz, Mgtr.
SECRETARIO GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA
ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA INSTITUTO DE POSTGRADO**

APROBACIÓN

Certifico que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Edison Andrés Brito Ávila**, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Derecho.



TUTOR

08 días del mes de Abril de año 2022



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Edison Andrés Brito Ávila**

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, Modelo de Simulación numérica para un pozo de flujo radial en el Yacimiento X saturado previo a la obtención del título en Magister en Petróleo, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 8 días del mes de Abril del año 2022

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Edison Andrés Brito Ávila", is written over a horizontal line.

EL AUTOR



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado Modelo de Simulación numérica para un pozo de flujo radial en el Yacimiento X saturado., presentado por el estudiante, Edison Andrés Brito fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 2.9%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

Document Information

Analyzed document	tesina maestria-3.docx (D128795097)
Submitted	2022-02-25T00:25:00.0000000
Submitted by	JOSE VILLEGAS
Submitter email	jvillegas@upse.edu.ec
Similarity	2,9%
Analysis address	jvillegas.upse@analysis.urkund.com



Firmado electrónicamente por:

JOSE
BALLARDO
VILLEGAS
SALABARRIA

TUTOR



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, Edison Andrés Brito Ávila

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena a la publicación en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, Modelo de Simulación numérica para un pozo de flujo radial en el Yacimiento X saturado cuyo contenido, ideas y criterios son de exclusiva responsabilidad y total autoría.

Santa Elena, a los 8 días del mes de Abril del año 2022

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Edison Andrés Brito Ávila", with a horizontal line drawn through it.

EL AUTOR

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios, sin él no soy nada y con él lo soy todo, fue, es y será mi fe, fuerza y esperanza en todas las etapas de mi vida, en especial en esta que ya culmina, por ser mi luz en momentos de oscuridad, por ser mi guía en momentos de vanidad y ser mi amigo en momentos de soledad.

A mis padres Josefina y Ángel, pilares fundamentales de mi vida, trabajadores, honestos, dedicados, leales, son mi ejemplo a seguir, si soy lo que soy y seré lo que vaya a ser, será por ellos y para ellos, gracias a su destacable labor como padres y amor incondicional para hacer de mi un hombre de bien.

Edison Andrés, Brito Ávila

DEDICATORIA

Dios, amigo, guía y mi fuerza en este viaje. A mis amados, padres Josefina y Ángel por su sacrificio incondicional y amor sin medida para que salga adelante en las peripecias de la vida. A mis hermosas hermanas María José y María Paula, por ser mi alegría, júbilo y razón para salir adelante, en cualquier adversidad. A la universidad, al cuerpo docente por toda la ayuda brindada, a mis amigos de clases y a todos que, de manera directa o indirecta, me ayudaron con el desarrollo de mi tesis.

Edison Andrés, Brito Ávila

ÍNDICE GENERAL

Contenido

Título del trabajo de titulación:	I
Tribunal de sustentación	II
Aprobación	III
Declaración de responsabilidad	IV
Certificación de antiplagio	V
Autorización	VI
Agradecimiento	VII
Dedicatoria	VIII
Indice general	IX
Indice de tablas	XI
Indice de figuras	XI
Resumen	XII
Abstract	XIII
1. Introducción	2
II. Objetivos	3
III. Problema	4
IV. Justificación.....	4
Capítulo 1	6
1.1 Modelado con CMG (WinBuilder, IMEX).....	6
1.2 Beneficios de CMG.....	6
1.3 Selección del tipo de malla	7
1.4 Datos de la roca del yacimiento y descripción de fluidos	11
1.5 Validez de los resultados de la simulación	13
1.6 Suposiciones en los modelos.....	13
Capítulo 2	15
Resultados	15
2.1 Datos Iniciales	15
2.2 Data de Roca y Fluido.....	15

2.3 Condiciones Iniciales	16
2.4 Información de Pozo	16
2.5 Propiedades de la Formación	16
2.6 Información General PVT.....	17
2.7 Data PVT.....	18
2.8 Data de Saturación	18
2.9 Cálculos de CMG.....	19
2.10 Resultados de Graficas en CMG	20
Comparación de los resultados CMG con los resultados de otras compañías	22
2.11 Comparación de la tasa de Producción	22
2.12 Comparación del corte de agua	22
2.13 Comparativa del GOR (Gas Oil Ratio)	23
2.14 Comparativa de la Presión de Fondo	23
2.16 Escenarios	24
2.161 Cambios en la Perforación	24
5.2 Cambios en la Presión de Fondo	26
5.3 Inyección de Agua.....	28
Capitulo 3.....	33
Discusión, Conclusiones y Recomendaciones	33
3.1 Discusión.....	33
3.2 Conclusiones	33
3.3 Recomendaciones.....	33
REFERENCIAS.....	34
ANEXOS.....	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades de la Formación.....	17
Tabla 2. Información PVT de la Formación.....	18
Tabla 3. Saturación de Agua.....	18
Tabla 4. Saturación de gas	19
Tabla 5. POES resultante del área de Producción del modelo.....	19
Tabla 6. Producción acumulada.....	19
Tabla 7. Comparativa de la tasa de producción con resultados de las empresas.....	22
Tabla 8. Comparativa del corte de agua con resultados de las empresas	22
Tabla 9. Comparativa de la relación gas petróleo con resultados de las empresas.....	23
Tabla 10. Comparativa de la presión de fondo con resultados de las empresas	23
Tabla 11. Parámetros acumulados del reservorio con la presencia de pozo inyector.....	29

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Producción de Petróleo Diaria Vs Tiempo.....	20
Figura 2. GOR Vs Tiempo.....	20
Figura 3. Corte de Agua Vs Tiempo.....	21
Figura 4. Presión de Fondo Vs Tiempo	21
Figura 5. 8 Efectos del cambio de Perforación en el GOR.....	24
Figura 6. Efectos del cambio de Perforación en la Producción de Petróleo	24
Figura 7. Efectos del cambio de Perforación en el corte de agua.....	25
Figura 8. Efectos del cambio de Perforación en la presión de fondo	26
Figura 9. Efectos del cambio en la presión de fondo en la rata de petróleo	26
Figura 10. Efectos del cambio en la presión de fondo en el GOR.....	27
Figura 11. Efectos del cambio en la presión de fondo en el corte de agua.....	28
Figura 12. Vista 3D del reservorio.....	29
Figura 13 Efecto de la inyección de agua en la producción de Petróleo	30
Figura 14. Efecto de la inyección de agua en el corte de agua	31
Figura 16. Efecto de la inyección de agua en la presión de fondo.....	32

RESUMEN

El estudio tuvo como objetivo generar un modelo de simulación numérica para un pozo de flujo radial dentro del área de un yacimiento X saturado con empuje natural como su principal energía de producción primaria, a. La investigación se enmarco en un enfoque mixto (cualitativo-cuantitativo) comenzando con una descripción de los parámetros fundamentales para la investigación como la información de la geometría del reservorio, data de roca y fluido, condiciones iniciales, información sobre el pozo, propiedades de la formación, datos generales de PVT y saturación de fluidos, la población está conformada por un pozo.

La investigación consta de una variable que es el modelo de simulación numérica las cuales se desarrollan mediante el software IMEX de CMG (computer modelling group), Para la construcción de la malla sísmica se procedió a la selección el tipo de grid de simulación numérica, establecido el modelo estático se procedió a construir el modelo de producción primaria en donde se realizaron sensibilidades de acuerdo a ciertos parámetros como son la presión de fondo.

Entre los resultados más relevantes se tiene que las completaciones en las capas 5 y 6 presentan las mejores proyecciones de recuperación de petróleo.

Palabras claves: Simulación numérica, malla sísmica, recuperación de petróleo

ABSTRACT

The study aimed to generate a numerical simulation model for a radial flow well within the area of a saturated reservoir X with natural thrust as its main primary production energy, a. The investigation was framed in a mixed approach (qualitative-quantitative) beginning with a description of the fundamental parameters for the investigation such as information on the geometry of the reservoir, rock and fluid data, initial conditions, information about the well, properties of the formation, general PVT data and fluid saturation, the population is made up of one well.

The research consists of a variable that is the numerical simulation model which is developed using the IMEX software of CMG (computer modeling group),

For the construction of the seismic mesh, the type of numerical simulation grid was selected, established the static model, and the primary production model was built, where sensitivities were made according to certain parameters such as bottom pressure.

Among the most relevant results, the completions in layers 5 and 6 have the best oil recovery projections.

Keywords: Numerical simulation, seismic grid, oil recovery

I. Introducción

Un Sistema Petrolero, es una condición natural que incluye elementos y procesos geológicos que influyentes en la formación de un yacimiento de hidrocarburos. El sistema petrolero es un modelo dinámico que estudia la cuenca sedimentaria, la transformación de dicha materia, la generación de hidrocarburos y su acumulación en una trampa petrolera. Por otra parte, este sistema está compuesto de subsistemas que deben estar concatenados en tiempo y espacio para que se forme una acumulación natural de petróleo en la corteza terrestre, susceptible de ser explotada con rendimiento económico. (Chapman, 1983)

Un reservorio de petróleo es un medio poroso que contiene hidrocarburos. Los dos parámetros más importantes en un reservorio son la naturaleza de la roca y de los fluidos que contiene, (Bjorlykke, 2010) & (LAVORSEN, 1967).

Las propiedades de las rocas de un reservorio suelen cambiar drásticamente; su permeabilidad puede variar de un milidarcy (md) en la matriz a miles de md en las fracturas. Mientras que las ecuaciones que gobiernan los yacimientos fracturados son similares a los de un yacimiento ordinario, presentan dificultades adicionales que deben ser consideradas, como la incorporación en los modelos de la distribución variable de porosidad y permeabilidad, (Peaceman, 1977)

El modelado de yacimientos es el desarrollo de una representación numérica 3D del yacimiento de hidrocarburos, en profundidad, que comprende la estructura del yacimiento (p. ej., delimitada por horizontes estratigráficos y fallas); arquitectura interna (p. ej., facies de depósito); propiedades petrofísicas (por ejemplo, porosidad, permeabilidad); y distribución de fluidos (p. ej., saturación de agua).

Algunos de los propósitos de un modelo de yacimiento incluyen la cuantificación de volúmenes de hidrocarburos, entrada a la simulación de flujo para la cuantificación de hidrocarburos recuperables y posicionamiento de pozos.

Los métodos clásicos de predicción de los yacimientos incluyen métodos analógicos, experimentales y matemáticos. Los métodos analógicos utilizan las características de yacimientos maduros que son análogos a los del yacimiento objetivo en un intento de predecir el rendimiento de una zona o de un yacimiento. Los métodos experimentales

miden propiedades físicas, tales como la presión, la saturación y sus relaciones en los núcleos de laboratorio y luego se busca ampliar su escala para la acumulación de hidrocarburos en el yacimiento. Por último, los métodos matemáticos usan sistemas de ecuaciones que suelen ser por lo general sistemas de ecuaciones diferenciales parciales para pronosticar el desempeño del yacimiento, (Chen, 2007).

Los principales fines en la simulación de yacimientos son la determinación de la reservas y la predicción de las tasas de recuperación de los reservorios y encontrar la manera de mejorar la recuperación de los hidrocarburos bajo diversas condiciones operativas, prediciendo así el desempeño a futuro del reservorio, (ECONOMIDES, M.J, NOLTE, K.G, 2010)

En los últimos 30 años, la simulación de yacimientos ha evolucionado de un área de investigación a una de las herramientas más flexibles y ampliamente utilizadas en la ingeniería de yacimientos. El uso de la simulación de yacimientos ha crecido debido a su capacidad para predecir el desempeño futuro de los yacimientos de petróleo y gas en una amplia gama de condiciones operativas. Los simuladores de yacimientos utilizan métodos numéricos y computadoras de alta velocidad para modelar el flujo de fluido multidimensional en la roca del yacimiento.

La mayoría de los ingenieros de yacimientos disponen de simuladores confiables y una capacidad informática adecuada, por lo que la simulación suele ser práctica para todos los tamaños de yacimientos y todos los tipos de estudios de rendimiento de yacimientos. Aunque el uso de la simulación con frecuencia es opcional, puede ser la única forma confiable de predecir el desempeño de un yacimiento grande y complejo, especialmente si consideraciones externas como las regulaciones gubernamentales influyen en el programa de producción. Incluso para reservorios pequeños donde los cálculos o extrapolaciones simples pueden ser adecuados, la simulación suele ser más rápida, económica y confiable que los métodos alternativos para predecir el rendimiento.

II. Objetivos

- Construir el Modelo de simulación numérica del yacimiento X mediante el uso del apartado IMEX del software CMG.

- Evaluar la tasa de producción, corte de agua, relación gas-petróleo y presión de fondo del yacimiento X saturado generado mediante CMG con el trabajo realizado por otras empresas con la finalidad de validar el modelo de simulación numérica.
- Visualizar diferentes escenarios de producción que permitan proyectar las mejores perspectivas de producción mediante la variación de diferentes parámetros operacionales.

III. Problema

La industria petrolera se encuentra en continuo avance tanto en su tecnología como en nuevos planes de explotación y producción con la finalidad de tomar decisiones acertadas y obtener los mejores resultados en el menor tiempo posible.

Dentro de este marco conceptual la creación de modelos geológicos para su posterior simulación es una pieza clave ya que una vez perforado y produciendo el pozo nos permite saber el comportamiento del yacimiento en posteriores años según las variables tomadas como la saturación del fluido y presiones.

Los modernos softwares de modelamiento de yacimientos están tomando el primer lugar en los procesos de descripción de las complejas estructuras geológicas, entendimiento del comportamiento de los fluidos en modelos dinámicos y futuras predicciones del rendimiento del reservorio.

A pesar de los avances tecnológicos uno de los problemas existentes es la falta de información estática que refleje la realidad geológica del reservorio, por lo tanto, toda la información que debe ser considerada para el modelo geológico no se integra al momento de realizar el modelo del yacimiento.

Por lo antes mencionado existe la necesidad de disminuir la incertidumbre del Yacimiento X saturado.

IV. Justificación

La creación de modelos geológicos para su posterior simulación es una pieza clave ya que una vez perforado y produciendo el pozo nos permite saber el comportamiento del

yacimiento en posteriores años según las variables tomadas como la saturación del fluido y presiones.

Para realizar la simulación numérica es de suma relevancia el aporte de los datos tanto de geofísicos, geólogos, petrofísicos y petroleros ya que de esta información 8 dependerá el modelo estático y posteriormente el modelo dinámico del yacimiento establecido en el simulador.

El yacimiento objeto de estudio se encuentra designado como saturado ya que su punto de burbuja es el mismo que su presión inicial de 3600 psi y el estudio se enfocara solamente a un pozo de flujo radial.

Comúnmente se actualizan la información de los pozos mediante el uso de nuevos datos adquiridos y la simulación numérica con la finalidad de tener una mejor perspectiva del comportamiento del yacimiento atreves del tiempo.

Por lo mencionado anteriormente, surge la necesidad de integrar los modelos convencionales y modelarlos mediante la simulación numérica, con el fin de reproducir la historia de producción-inyección del yacimiento saturado para así disminuir el grado de incertidumbre de la efectividad del proyecto.

Con el fin último de brindar información y alternativas que contribuyan en el desarrollo de futuras investigaciones.

CAPITULO 1

1.1 Modelado con CMG (WinBuilder, IMEX)

IMEX es uno de los simuladores de yacimientos convencionales más rápidos del mundo. IMEX modela yacimientos de petróleo y gas complejos, heterogéneos y con fallas, para lograr predicciones precisas y pronósticos rápidamente. Los ingenieros de yacimientos usan IMEX para mover desde la producción primaria e inundaciones históricas hasta la recuperación mejorada procesos en GEM y STARS de forma rápida y sencilla.

IMEX es un simulador de yacimientos de petróleo negro de tres fases y cuatro componentes con todas las funciones para modelar con precisión estructuras falladas heterogéneas complejas, primarias y Procesos de recuperación secundarios (inundación de agua y polímeros) utilizando complejos pozos horizontales y multilaterales. IMEX incluye funciones como red local refinamiento (LGR), gestión integral de pozos, opción pseudo-miscible, pozos horizontales, doble porosidad/permeabilidad, rejillas flexibles, adsorción de gas y mucho más.

IMEX modela múltiples PVT y regiones de equilibrio, así como múltiples rocas tipos y tiene opciones flexibles de permeabilidad relativa. Independientemente del tamaño o complejidad de su problema de yacimiento.

Para optimizar su modelo de simulación de yacimientos, use IMEX después de la comparación histórica para examinar múltiples técnicas de recuperación para obtener el mejor valor actual neto (VAN).

1.2 Beneficios de CMG

- Capacidad para evaluar rápidamente una variedad de mecanismos de recuperación antes de seguir adelante a una simulación más compleja
- Modelado preciso de la transferencia matriz-fractura en yacimientos fracturados
- Usar la velocidad de IMEX para simular el modelado de gas de esquisto.

- Integración perfecta con CMOST para coincidencias de historial rápidas y precisas y análisis de incertidumbre, aprovechando el tiempo limitado de ingeniería
- Transición rápida y fácil al modelado de procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en GEM y STARS

1.3 Selección del tipo de malla

La selección de la red de bloques de cuadrícula x-y-z involucra muchos factores, incluyendo el juicio y la experiencia del ingeniero. Para cualquier tipo de modelo, el gasto aritmético o computacional por paso de tiempo es al menos linealmente proporcional al número total de gridblocks empleados. El gasto de cómputo de una ejecución de un solo modelo es proporcional al producto del número de bloques de cuadrícula y el número de pasos de tiempo requeridos por el modelo para cubrir el período de tiempo total de interés. En muchos casos, el tamaño de los pasos de tiempo está controlado por la tasa máxima de cambio (bloques de cuadrícula generales) en una o más cantidades calculadas, como la presión y saturaciones. Esta tasa máxima de cambio generalmente ocurre en o cerca de un pozo o en las inmediaciones de un frente de inundación. Puede resultar una duplicación del número de bloques de cuadrícula aproximadamente en una duplicación de esta tasa máxima de cambio ya que cada bloque de cuadrícula es (en promedio) la mitad de grande. El tamaño promedio de los pasos de tiempo entonces podría disminuir por un factor de dos si el número de bloques fuera el doble. el resultado final es un gasto informático por ejecución del modelo que puede aproximarse a una proporcionalidad con el cuadrado del número total de cuadrículas. Esto indica la importancia de seleccionar el número más pequeño de bloques de cuadrícula consistente con la descripción del yacimiento/pozo, características del proceso de recuperación y las preguntas formuladas con respecto al yacimiento.

El número de bloques de cuadrícula y el gasto informático del estudio resultante son los más bajo en los casos en que el ingeniero puede justificar el uso de un elemento representativo de el campo total como base para el estudio del modelo. Esto puede ser posible en embalses desarrollado con patrones de pozo repetidos, para cualquier proceso de recuperación---inyección de agua, Inyección de CO₂, inyección de vapor, etc. En

tales casos, el elemento representativo idealmente debería ser un elemento simétrico del embalse. En términos estrictos, este requiere un patrón repetido y regular de pozos idénticamente terminados y operados, una formación de yacimientos horizontales, arealmente homogéneos, de espesor uniforme, y distribuciones de saturación de fluido inicial realmente uniformes. Si se cumplieran estas condiciones, luego preguntas sobre la optimización total del campo, la previsión y la comparación la evaluación de los procesos de recuperación podría abordarse de forma económica mediante la simulación del patrón único (elemento).

Si bien los yacimientos reales nunca satisfacen exactamente estas condiciones, con frecuencia se realizan estudios de simulación de elementos representativos para procesos de patrones repetidos.

En algunos casos, una porción sustancial del reservorio puede exhibir sólo moderada heterogeneidad areal y variación del espesor. Variación resultante en el rendimiento de un patrón a otro puede ser lo suficientemente pequeño para fines de ingeniería para justificar la ampliación de los resultados de patrón único al rendimiento de campo total.

La simulación de elementos representativos a menudo se realiza cuando el propósito del estudio es evaluación comparativa de procesos de recuperación alternativos frente a la previsión de rendimiento total del campo para un proceso específico y un esquema operativo. En la justificación de la simulación de un solo elemento implícita en tales casos es que la resultante la clasificación de los procesos alternativos no se ve afectada por las variaciones en el patrón (elemento) propiedades sobre el campo. Esta justificación puede ser y frecuentemente es verificada por repetir las diversas simulaciones de proceso para dos o más patrones de diferentes propiedades representativas de diferentes posiciones del yacimiento.

Finalmente, la simulación de un solo elemento relativamente económica se aplica al diseño o estudios de optimización de un proceso de recuperación específico operado en un patrón repetido modo. Para una inyección de vapor de patrón repetido, se han realizado ejecuciones de modelo de patrón único realizado para "optimizar" el tipo de patrón (por ejemplo, cinco, siete o nueve puntos) y el tamaño, calidad y tasa de vapor inyectado, terminación de pozos, etc. publicaciones ocasionales describir estudios de simulación de patrón único utilizando un punto de un cuarto de cinco o un punto de un

cuarto de nueve como el elemento simétrico del patrón respectivo. En realidad, un uno-ocho cinco puntos o nueve puntos (y 1/12 siete puntos) son los puntos simétricos más pequeños elementos y deben utilizarse para minimizar los gastos informáticos.

En la actualidad, una parte importante del esfuerzo y los gastos informáticos de toda la industria se Los estudios de simulación están asociados con el pronóstico de campo total del yacimiento de petróleo negro. Desempeño bajo una secuencia de procesos de recuperación. Por lo general, el ingeniero debe seleccione una cuadrícula 3D para un reservorio grande con heterogeneidad significativa, área grande variación en buzamiento y espesor, ubicación irregular del pozo y número creciente de pozos con sucesivas etapas de desarrollo. El ingeniero puede enfrentar varios a período de muchos años de desempeño histórico bajo agotamiento natural, frecuentemente con alguna invasión natural de agua. Los objetivos del estudio pueden incluir la historia emparejamiento, seguido de emparejamiento y pronóstico para un período de inundación, a su vez seguido de la previsión de algún plan terciario como la inyección de CO₂.

El número de bloques de cuadrícula es el producto del número de bloques de área, $N \times N \times y$, y el número de capas de rejilla, $N \times z$. Diferentes consideraciones entran en la selección de estos dos números de espaciado. Los factores que indican la necesidad de un espaciamiento de cuadrícula de áreas finas son alta densidad de pozos y cambio brusco o rápido (areal) en permeabilidad, porosidad, espesor y buzamiento. Dado que estos factores varían con frecuencia en el campo, el espaciado de la cuadrícula de dirección x e y a menudo no es uniforme. El espaciado de la cuadrícula generalmente aumenta hacia los límites del embalse buzamiento hacia abajo y aumentan considerablemente con la distancia en el acuífero si este último está presente e incluido en la red.

En general, por supuesto, el número de bloques de cuadrícula de área requeridos aumenta con el tamaño del embalse y el número de pozos. Sin embargo, el espaciado de cuadrícula que va desde muy fino a muy grueso puede ser apropiado para diferentes yacimientos de tamaño comparable. El número más pequeño de bloques de área (espaciamientos de área más gruesos) están asociados con estudios de yacimientos limitados al agotamiento natural y gas/agua crestal o de flanco inyección. En tal caso,

una cuadrícula gruesa puede dar como resultado una serie de bloques de área que incluyen dos o más pozos de tipo similar (por ejemplo, producción), con poca pérdida en significado de ingeniería de los resultados del simulador. Gran número de bloques de área puede ser necesario en caso de inundaciones de agua patrón o procesos de recuperación mejorada. A la guía aproximada en este caso es la necesidad de al menos dos, preferiblemente tres o más, bloques de cuadrícula que separan cada par de pozos de inyección y producción. Sin embargo, estudios recientes describir la estimación de las pseudocurvas de permeabilidad relativa, que permiten la colocación de bloques adyacentes de un pozo inyector/productor.

Los principales factores que afectan la cantidad de capas de cuadrícula (bloques de cuadrícula verticales) requeridas son la estratificación de la formación, la comunicación vertical y el espesor total. Muchos Los yacimientos poseen una serie de capas de formación, que se correlacionan de un pozo a otro. sobre gran parte o todo el campo. Las variaciones de espesor de capa, permeabilidad y la porosidad puede ser significativa e incluso mayor de una capa a otra. La comunicación vertical (permeabilidad vertical) entre pares de capas adyacentes puede de cero a muy alto, tanto areally como de un par de capas a otro. En el en general, se debe usar al menos una capa de cuadrícula para cada capa de formación correlacionable. Sin embargo, el sentido común y las restricciones presupuestarias argumentan en contra de la definición de un gran número de capas de rejilla muy delgadas. Los estudios de yacimientos tridimensionales típicamente emplean de 4 a 12 capas de cuadrícula, y una o más de estas capas de cuadrícula pueden ser un agrupamiento representación de varias capas delgadas de formación. La necesidad de subdivisión de uno capa de formación en dos o más capas de rejilla depende del espesor de la capa y características de segregación de fluidos del proceso de recuperación y tasas de operación. Más Los procesos de recuperación dan como resultado una segregación de gravedad moderada a severa de petróleo y fluidos inyectados; el agua o el gas inyectados tienden a desplazar o sobrepasar al aceite, respectivamente; muchos proyectos de inyección de vapor exhiben una anulación severa del petróleo por el vapor. una formación capa que tiene un espesor significativo y comunicación vertical de cero a pobre con capas por encima y por debajo pueden exhibir una segregación de fase pronunciada y requieren dos o más capas de rejilla. En el ejemplo idealizado de un campo amplio, pronunciado anulación de la gravedad en un

yacimiento verticalmente homogéneo, un espaciado de rejilla variable se puede especificar un aumento de arriba hacia abajo. Es decir, cuatro capas de Los espesores de 5, 10, 20 y 25 pies pueden dar resultados más precisos que cuatro capas de espesor igual a 15 pies.

Un enfoque habitual para determinar N z implica el uso del modelo de simulación en modo de sección transversal 2D (rebanada x-z). Para el particular proceso de recuperación de interés, las ejecuciones del modelo x-z se realizan utilizando diferentes números de capas de cuadrícula. Se calculan las curvas de permeabilidad pseudorrelativa y la segregación de la fase de reflexión. a partir de ejecuciones de modelos realizadas con un espaciamiento de rejilla vertical fino. Estas pseudocurvas son luego se usa en ejecuciones equivalentes del modelo x-z usando menos capas de cuadrícula para obtener Los resultados de definición (vertical) son similares a los resultados "correctos" de espaciado fino. Cuanta menos rejilla luego se emplean capas de la definición gruesa en la cuadrícula de estudio de yacimientos en 3D. Este concepto de generar pseudocurvas para rejillas verticales gruesas que reproducen Los resultados verticales de rejilla fina (utilizando rocas o permeabilidades relativas de laboratorio) se han extendido al problema de espaciamiento de áreas, como se mencionó anteriormente.

Un gasto informático mínimo se deriva del uso de una sola capa de cuadrícula representando todo el espesor de la formación. Esto da como resultado una cuadrícula de área 2D x-y como opuesto a una cuadrícula 3D y ocasionalmente se justifica en los dos extremos de una muy alta permeabilidad vertical y formación de una capa con permeabilidad vertical nula.

1.4 Datos de la roca del yacimiento y descripción de fluidos

El trabajo geológico y petrofísico basado en registros y análisis de núcleos genera mapas de estructura, porosidades y permeabilidades para cada una de las varias capas del yacimiento. El Los datos de porosidades y permeabilidades a menudo aumentan o se modifican por los resultados de la columna de perforación, la presión acumulación y pruebas de pulso. Para cada capa, el ingeniero puede superponer su cuadrícula x-y de área red espaciadora en estos mapas y lea los valores de profundidad submarina, porosidades y permeabilidades en el centro de cada cuadrícula. Estos valores junto con el espesor bruto de cada bloque se transponen a un archivo de datos en un formato

compatible con el requerido por el modelo de simulación. El esfuerzo de investigación actual está dirigido a desarrollar programas informáticos que acepten análisis de testigos, registros y datos geológicos digitalizados. red de cuadrícula seleccionada, y a través de técnicas de mapeo e interpolación, preparar automáticamente el archivo de datos de entrada de simulación. Trabajo de análisis de núcleos de laboratorio incluye la medición de la permeabilidad relativa, k_r , y la presión capilar, P_c , curvas para un número de núcleos de campo. Las variaciones en la litología de las rocas pueden resultar en diferentes conjuntos de k_r , un P_c , curvas para diferentes capas y/o diferentes áreas porciones del reservorio. La mayoría de los modelos de simulación permiten múltiples conjuntos de tales datos en tubular desde con asignación de cada conjunto a una capa/porción especificada por el usuario del reservorio. Si los valores de presión capilar del agua de roca/petróleo (gas/petróleo) son pequeños, la zona de transición agua/petróleo (gas/petróleo) en el yacimiento puede ser una fracción muy pequeña de espesor total de la formación. En tales casos, la(s) curva(s) de presión pseudocapilar deben ser utilizado. Para estudios de aceite negro, se realizan pruebas de laboratorio para determinar el gas factor de compresibilidad y viscosidades de petróleo y gas saturados frente a la presión. Las pruebas de expansión diferencial y/o de composición constante en muestras de aceite arrojan el factor de volumen de formación dependiente de la presión del petróleo saturado, B_o (RB/STB), y gas en solución, R_s (scf/STB). Las propiedades resultantes del petróleo y del gas asociado vs. la presión se ingresa en el archivo de datos en forma tabular de compatible con la entrada del simulador requisitos Para los estudios de agotamiento del condensado de gas, las pruebas de expansión de volumen constante y composición constante arrojan el contenido de líquido requerido dependiente de la presión, CL (STB/scf) y valores de densidad de condensado. Una amplia variedad de pruebas de laboratorio. se realizan para estudios de modelos de composición que implican la inyección de un fluido fuera de equilibrio (gas seco o enriquecido, CO_2 , N_2 , etc.). rendimiento de las pruebas de hinchazón volúmenes relativos, presión de saturación y composición de fase de equilibrio para cada de una secuencia de mezcla, digamos. 1 mol de aceite de yacimiento original y fluido inyectado.

1.5 Validez de los resultados de la simulación

Las incertidumbres o errores en los resultados del modelo de simulación pueden surgir de cuestionables suposición o mecanismos no representados en la forma diferencial del modelo, error de truncamiento espacial y temporal introducido por la sustitución del modelo ecuaciones diferenciales por aproximaciones en diferencias finitas, y mal conocidas datos de descripción de fluidos y/o rocas del yacimiento. Además, la solución exacta de la ecuación en diferencias no se obtiene debido al error de redondeo introducido por la longitud de palabra finita de la computadora. El error de redondeo es generalmente insignificante en comparación con los errores de las otras tres fuentes. Con algunas excepciones, Las fuentes de error anteriores se enumeran en orden de importancia creciente. Sin embargo, el emparejamiento exitoso de la historia puede reservar la importancia de la segunda y tercera fuentes.

1.6 Suposiciones en los modelos

Una suposición común a muchos modelos de aceite negro es la resolución completa de gas de acuerdo con la curva $R_s(p)$ saturada durante la re presurización. Esta puede ser una mala suposición en un caso donde el grosor del gridblock es grande y el gas/petróleo la segregación por gravedad (vertical) es pronunciada. Antes de la represurización en un determinado bloque, el gas libre puede existir como una alta saturación de gas en sólo la parte superior del bloque. Esto contradice su representación en el modelo como una saturación más baja distribuidos a lo largo de todo el volumen del bloque. En el estado segregado, el gas se redisuelva solo en la saturación de aceite residual o inferior en la parte superior, ocupada por gas parte del volumen del bloque. Sin embargo, el modelo permitirá la re-solución en el volumen de aceite de rocas enteras. La histéresis de presión en la curva $R_s(p)$ se ha utilizado para hacer frente a este problema; un remedio alternativo donde el presupuesto informático permisos es el uso de más mallas.

Una suposición común en los primeros modelos de petróleo negro era que el petróleo del yacimiento obedecía un solo par de curvas $B_o(p)$ y $R_s(p)$. Algunos yacimientos de petróleo negro exhiben una variación significativa de la gravedad API del petróleo y el

comportamiento PVT con la profundidad o con la profundidad y ubicación del área. En algunos casos, esta variación se puede representar en un aceite negro modelo simplemente permitiendo que el gas de solución inicial R_{si} varíe con la profundidad en la columna de petróleo subsaturada, reteniendo las curvas $B_o(p)$ y $R_s(p)$ de compensación única. En el otro caso, se necesitan múltiples conjuntos de estas curvas y dos componentes de aceite y la suposición de tipo de aceite único en un modelo de aceite negro puede conducir a un error apreciable.

Mecanismos o fenómenos que son significativos en algunos embalses y pueden no ser representados en el modelo incluyen la compactación, la histéresis en las permeabilidades relativas humectantes y no humectantes, y el flujo cruzado del pozo entre capas. Este último es un problema de modelado particularmente difícil y el tema de investigación continua. A la producción bien completada en un número de capas puede exhibir producción de unas capas y, simultáneamente, inyección (retroceso o recirculación) en otras. Los factores que promueven esta posibilidad son el descenso de baja presión (PI alto y/o tasa baja) y mala comunicación vertical entre las capas del yacimiento en las inmediaciones del pozo. Un tratamiento riguroso de este problema requiere el modelado de Hidráulica multifásica de pozo y segregación de fases combinada con cálculo de las mezclas de fases correctas para las capas sometidas a inyección.

CAPITULO 2

Resultados

En este caso vamos a realizar el modelo de simulación numérica del yacimiento X saturado por medio de la información de parámetros iniciales para el simulador, condiciones iniciales del yacimiento, datos de roca y fluido, condiciones operacionales del pozo, propiedades de la formación, datos PVT, saturación de petróleo, agua y gas, con la finalidad de brindar información y alternativas que contribuyan en el desarrollo de futuras investigaciones.

2.1 Datos Iniciales

Extensión radial, pies 2050

Radio del pozo, pies 0,25

División theta angular 10

Posición radial del centro del primer bloque, pies 0,84

Número de bloques radiales 10

Límites de bloques radiales, pies

0.365632, 0.90038, 2.21721, 5.45995, 13.4453, 33.1094, 81.5329, 200.777,494.42,
1217.52

Angulo de inmersión, grados 0

Profundidad hasta la parte superior de la formación, pies 9000

Número de capas verticales 15

2.2 Data de Roca y Fluido

Compresibilidad de poros, psi-1 0,000004

presión de referencia para calcular el efecto de la compresibilidad de la roca = 3600 psi

Compresibilidad del agua, psi-1 0.000003

Compresibilidad del aceite para aceite bajo saturado, psi-1 0.00001

Compresibilidad de la viscosidad del aceite para aceite subsaturado, psi-1 0

Densidad del aceite del tanque de almacenamiento, Ibm/pies cúbicos 45

Densidad del agua del tanque de reserva, Ibm/pies cúbicos 63,02

Densidad del gas en condiciones estándar, Ibm/pies cúbicos 0,0702

2.3 Condiciones Iniciales

Presf (presión de referencia)= 3600

Profundidad de contacto gas/petróleo, pies 9035

Presión de aceite en contacto gas/aceite, psi 3600

Presión capilar en contacto gas/petróleo, psi 0

Profundidad de contacto agua/petróleo, pies 9209

Presión capilar en contacto agua/aceite, psi 0

Pb = pi=3600 yacimiento saturado

2.4 Información de Pozo

Piel 0

Pozo productor, terminado en bloques 1,1,7 1,1,8

Presión mínima en el fondo del pozo 3000 psi

Horario de producción

Período de tiempo (días) Tasa de producción de petróleo (STB/D)

1 a 10 1000

10 a 50 100

50 a 720 1000

720 a 0 900 100

2.5 Propiedades de la Formación

Profundidad hasta la parte superior de la formación 9000 pies

Capa Espesor (pies) Porosidad Kx Ky

Fuente: Ali, Y. 2012

1	20	0.087	35	3.5
2	15	0.097	47	4.75
3	26	0.111	148	14.8
4	15	0.16	202	20.2
5	16	0.13	90	9
6	14	0.17	418	41.8
7	8	0.17	775	77.5
8	8	0.08	60	6
9	18	0.14	682	68.2
10	12	0.13	472	47.2
11	19	0.12	125	12.5
12	18	0.105	300	30
13	20	0.12	137	13.75
14	50	0.116	191	19.1
15	100	0.157	350	35

Tabla 1. Propiedades de la Formación.

2.6 Información General PVT

Temperatura del depósito (TRES) 180 F

Densidad del aceite del tanque de reserva 45 lb/ft³

Densidad del gas 0,0702 lb/ft³

Densidad del agua 63.02 lb/ft³

Compresibilidad del aceite subsaturado (CO) 0,00001 1/psi

Dependencia de la presión de la viscosidad de la fase de aceite (CVO) 0 cp/psi

Propiedades del agua:

Factor de volumen de formación de agua (BWI) 1.01303

Compresibilidad del agua (CW) 0,000003 1/psi

Árbitro. Presión para agua (REFPW) 3600 psi

Viscosidad del agua (VWI) 0,96 cp

Dependencia de la presión de la viscosidad del agua (CVW) 0 cp/psi

2.7 Data PVT

Fuente: Ali, Y.2012

pressure	Bo	Oil density	Oil viscosity	Solution GOR	B _w	Water density	Water viscosity	BG	Gas density	Gas viscosity
psia	RB/STB	IB/FT3	CP	SCF/STB	RB/STB	IB/FT3	CP	MCF/STB	lb/ft3	cp
400	1.012	46.497	1.17	165	1.01303	62.212	0.96	5.9	2.119	0.013
800	1.0255	48.1	1.14	335	1.01182	62.286	0.96	2.95	4.238	0.0135
1200	1.038	49.372	1.11	500	1.01061	62.36	0.96	1.96	6.379	0.014
1600	1.051	50.726	1.08	665	1.0094	62.436	0.96	1.47	8.506	0.0145
2000	1.063	52.072	1.06	828	1.0082	62.51	0.96	1.18	10.596	0.015
2400	1.075	53.318	1.03	985	1.007	62.585	0.96	0.98	12.758	0.0155
2800	1.087	54.399	1	1130	1.0058	62.659	0.96	0.84	14.885	0.016
3200	1.0985	55.424	0.98	1270	1.0046	62.734	0.96	0.74	16.896	0.0165
3600	1.11	56.203	0.95	1390	1.00341	62.808	0.96	0.65	19.236	0.017
4000	1.12	56.93	0.94	1500	1.00222	62.883	0.96	0.59	21.192	0.0175
4400	1.13	57.534	0.92	1600	1.00103	62.958	0.96	0.54	23.154	0.018
4800	1.14	57.864	0.91	1676	0.99985	63.032	0.96	0.49	25.517	0.0185
5200	1.148	58.267	0.9	1750	0.99866	63.107	0.96	0.45	27.785	0.019
5600	1.155	58.564	0.89	1810	0.99749	63.181	0.96	0.42	29.769	0.0195

Tabla 2. Información PVT de la Formación.

2.8 Data de Saturación

Fuente: Ali, Y.2012

sw	krw	krow	pcow
0.22	0	1	7
0.3	0.07	0.4	4
0.4	0.15	0.125	3
0.5	0.24	0.0649	2.5
0.6	0.33	0.0048	2
0.8	0.65	0	1
0.9	0.83	0	0.5
1	1	0	0

Tabla 3. Saturación de Agua

sg	krq	krog	pcgo
0	0	1	0
0.04	0	0.6	0.2
0.1	0.022	0.33	0.5
0.2	0.1	0.1	1
0.3	0.24	0.02	1.5
0.4	0.34	0	2
0.5	0.42	0	2.5
0.6	0.5	0	3
0.7	0.8125	0	3.5
0.78	1	0	3.9

Tabla 4. Saturación de gas

2.9 Cálculos de CMG

Después de correr y validar, CMG calculo los siguientes datos:

Fuente: Brito, E. 2022

#	Item	Units	Value
1	Total oil in place	STB	0.27414E+08
2	Total water in place	STB	0.74245E+08
3	Total gas in place	SCF	0.42820E+11
#	Item	Units	SECTOR-0
1	HC. Pore Volume	M RBBL	35592

Tabla 5. POES resultante del área de Producción del modelo

Fuente: Brito, E. 2022

Field Total	Oil	Gas	Fluid	Solvent	Polymer
	(MSTB)	(MMSCF)	Water		
	(MSTB)	(MMSCF)	(MSTB)	(MMSCF)	(MLB)
Cumulative Production	628.20	1082.7	296.79	NA	NA
Cumulative Injection	NA	0	0	NA	NA
Cumulative Gas Lift	NA	0	NA	NA	NA
Cumulative Water Influx	NA	NA	0	NA	NA
Current Fluids In Place	26785	41737	73949	NA	NA
Production Rates	.10000	.13450	.07221	NA	NA
Injection Rates	NA	0	0	NA	NA

Tabla 6. Producción acumulada

2.10 Resultados de Graficas en CMG

Fuente: Brito, E. 2022

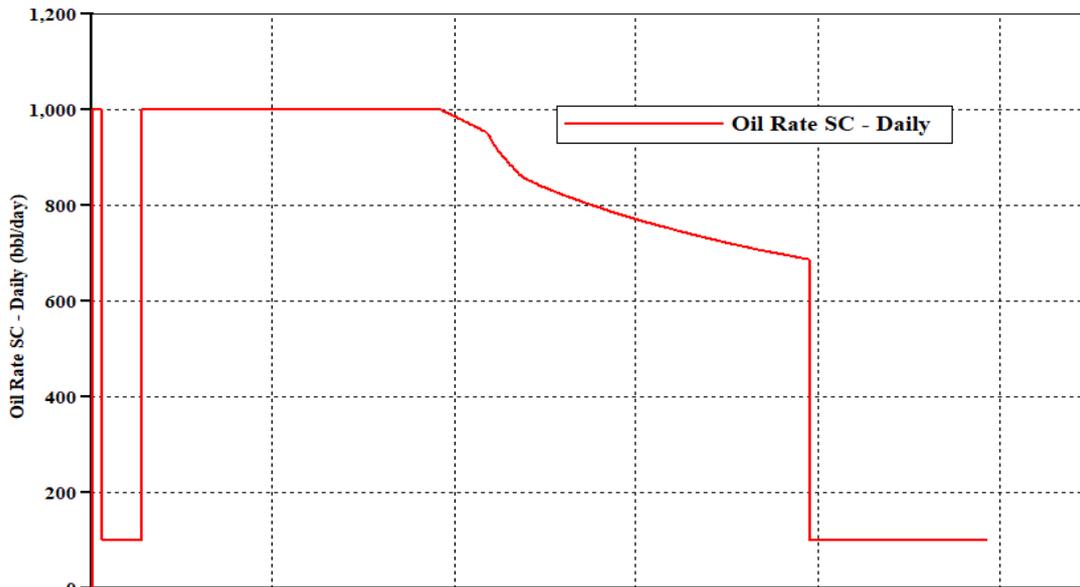


Figura 1. Producción de Petróleo Diaria Vs Tiempo

Fuente: Brito, E. 2022

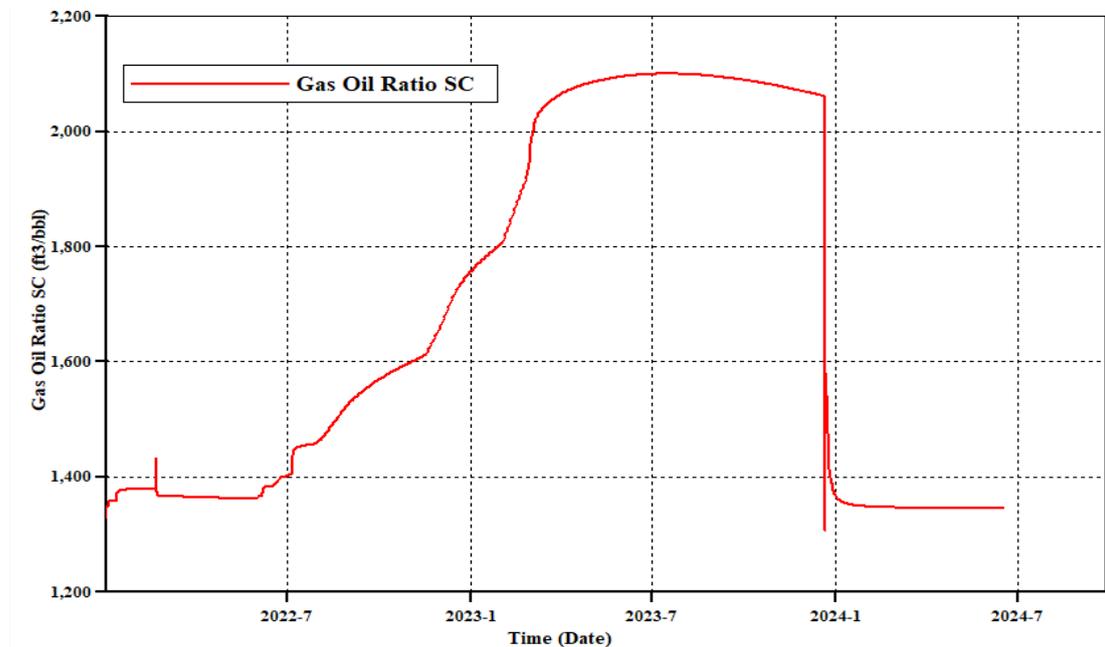


Figura 2. GOR Vs Tiempo

Fuente: Brito, E. 2022

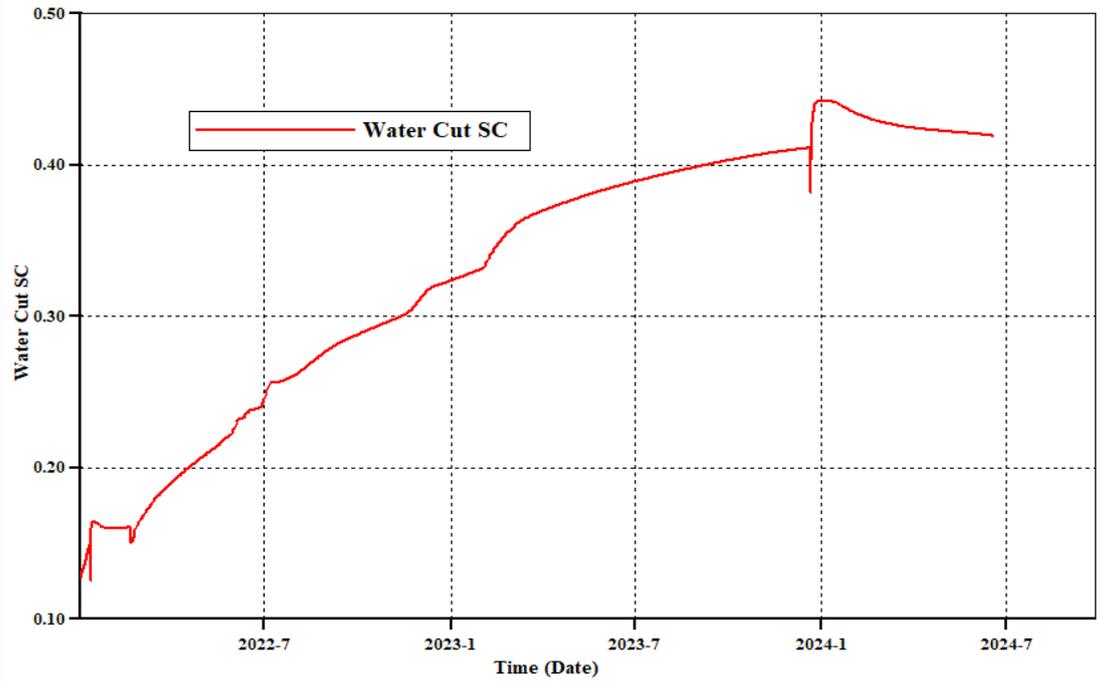


Figura 3. Corte de Agua Vs Tiempo

Fuente: Brito, E. 2022

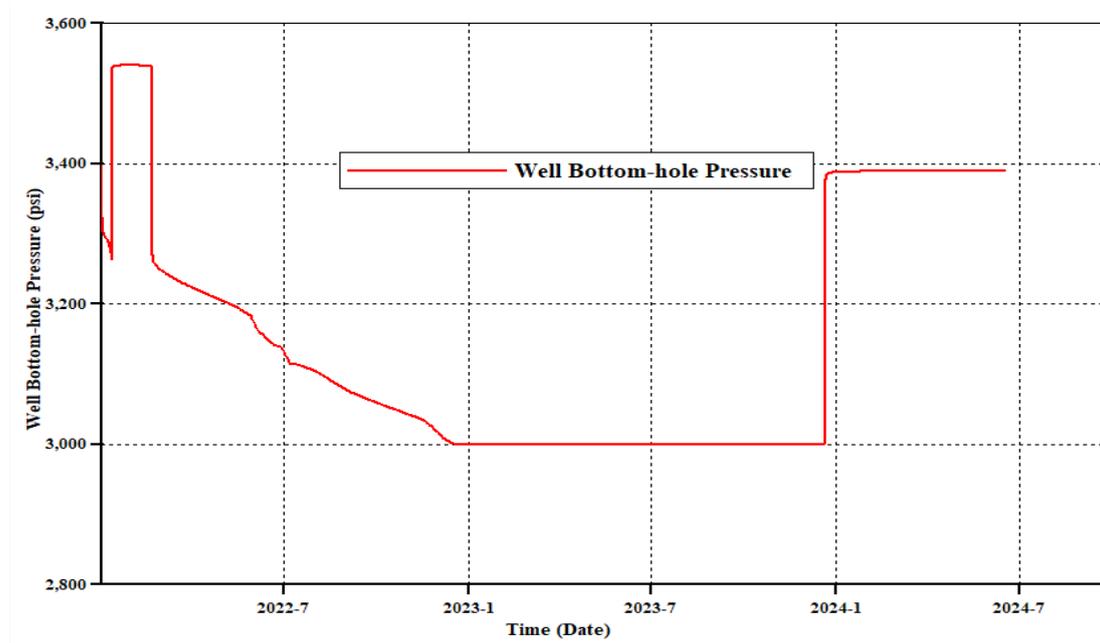


Figura 4. Presión de Fondo Vs Tiempo

Comparación de los resultados CMG con los resultados de otras compañías

2.11 Comparación de la tasa de Producción

Fuente: Brito, E. 2022

Días	Chevron	SSC	Shell	Arco	CMG
100	1000 bbl/día				
200	1000 bbl/día				
400	923 bbl/día	951 bbl/día	912 bbl/día	939 bbl/día	942 bbl/día
600	721 bbl/día	749 bbl/día	710 bbl/día	737 bbl/día	740 bbl/día
800	100 bbl/día				
900	100 bbl/día				

Tabla 7. Comparativa de la tasa de producción con resultados de las empresas.

2.12 Comparación del corte de agua

Fuente: Brito, E. 2022

Días	Chevron	SSC	Shell	Arco	CMG
100	21%	19%	17%	18%	19%
200	26.4%	27.1%	24.3%	25.1%	25.7%
400	34%	35.6%	32.2%	32.9%	33.5%
600	40.5%	41%	37.8%	38.3%	39.7%
800	43.2%	43.5%	41.3%	41.7%	42.6%
900	43.1%	43%	41%	42%	42%

Tabla 8. Comparativa del corte de agua con resultados de las empresas

2.13 Comparativa del GOR (Gas Oil Ratio)

Fuente: Brito, E. 2022

Días	Chevron	SSC	Shell	Arco	CMG
100	1360 ft3/bbl	1355 ft3/bbl	1370 ft3/bbl	1350 ft3/bbl	1364 ft3/bbl
200	1460 ft3/bbl	1440 ft3/bbl	1455 ft3/bbl	1459 ft3/bbl	1455 ft3/bbl
400	1801 ft3/bbl	1815 ft3/bbl	1830 ft3/bbl	1825 ft3/bbl	1817 ft3/bbl
600	2090 ft3/bbl	2088 ft3/bbl	2110 ft3/bbl	2095 ft3/bbl	2097 ft3/bbl
800	1340 ft3/bbl	1350 ft3/bbl	1365 ft3/bbl	1340 ft3/bbl	1346 ft3/bbl
900	1340 ft3/bbl	1350 ft3/bbl	1365 ft3/bbl	1340 ft3/bbl	1346 ft3/bbl

Tabla 9. Comparativa de la relación gas petróleo con resultados de las empresas

2.14 Comparativa de la Presión de Fondo

Fuente: Brito, E. 2022

Días	Chevron	SSC	Shell	Arco	CMG
100	3198 psi	3202 psi	3250 psi	3223 psi	3215 psi
200	3130 psi	3150 psi	3111 psi	3094 psi	3110 psi
400	2990 psi	3010 psi	3070 psi	3004 psi	3000 psi
600	2990 psi	3010 psi	3070 psi	3004 psi	3000 psi
800	3300 psi	3309 psi	3430 psi	3414 psi	3390psi
900	3300 psi	3309 psi	3430 psi	3414 psi	3390psi

Tabla 10. Comparativa de la presión de fondo con resultados de las empresas

Por medio de las tablas comparativas, se estima un margen de error de 3% entre los resultados de CMG y el resto de las empresas.

2.16 Escenarios

2.161 Cambios en la Perforación

Se realizaron cambios en las capas de perforación, precisamente en la (5,6), (3,4), (9,10) con la finalidad de seleccionar el mejor escenario para el Yacimiento.

La imagen a continuación muestra la diferencia entre los 4 casos de estudio.

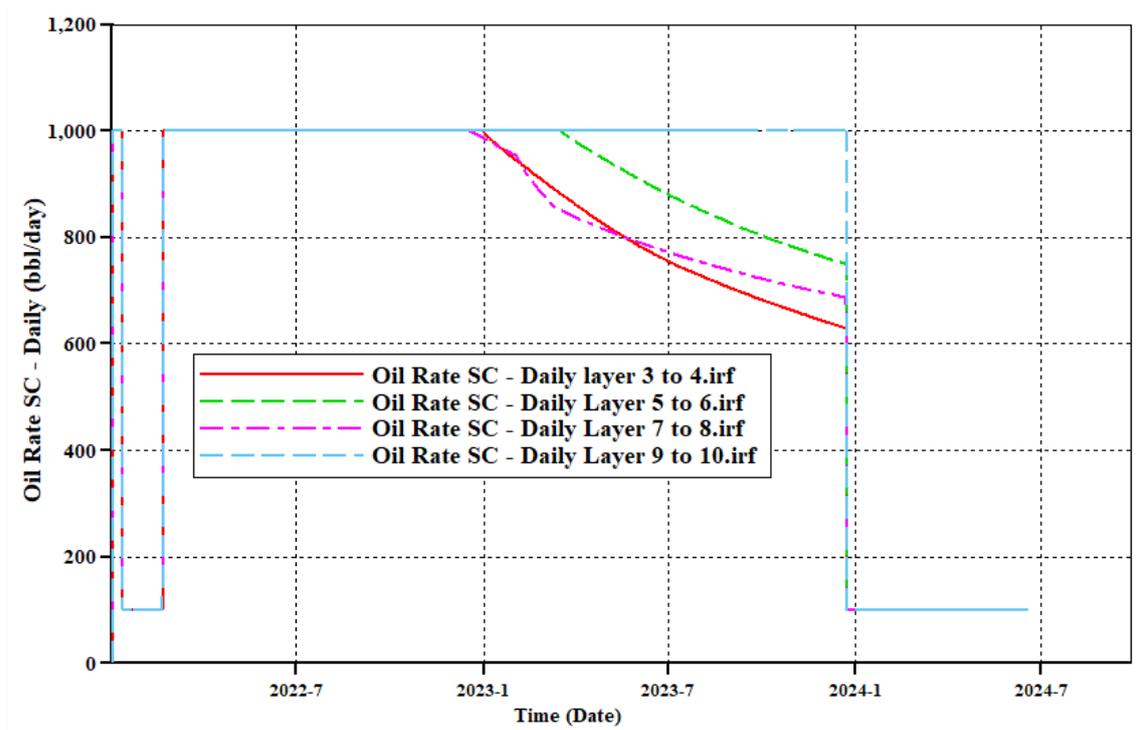


Figura 5. Efectos del cambio de Perforación en la Producción de Petróleo

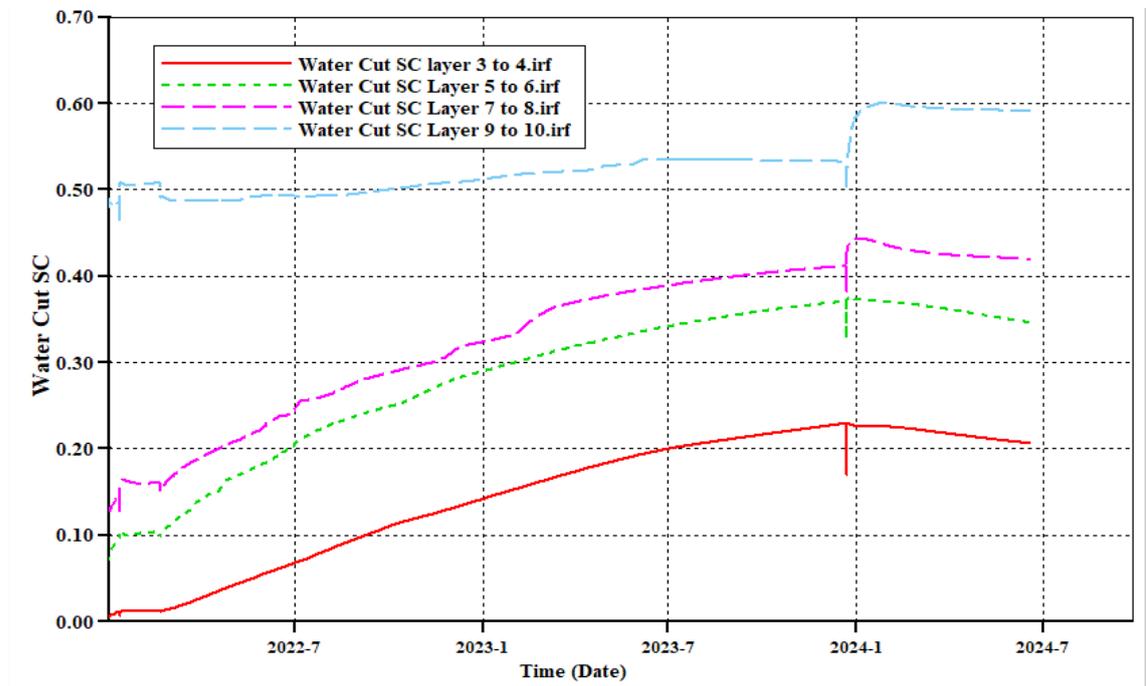
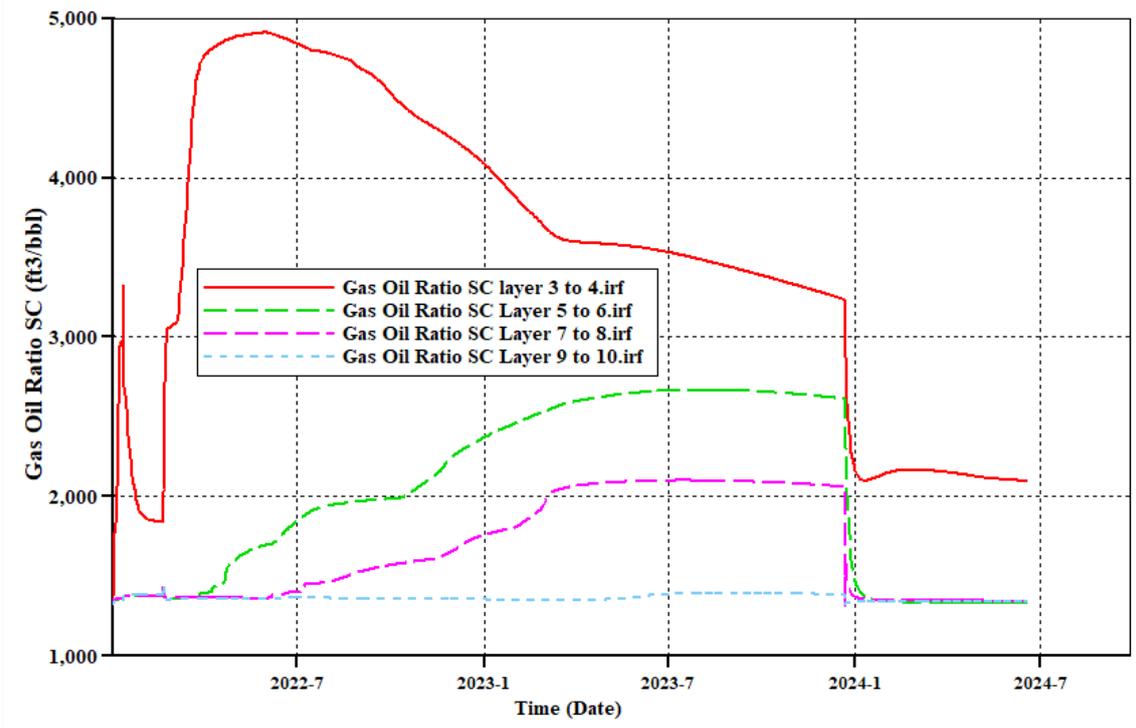


Figura 7. Efectos del cambio de Perforación en el corte de agua

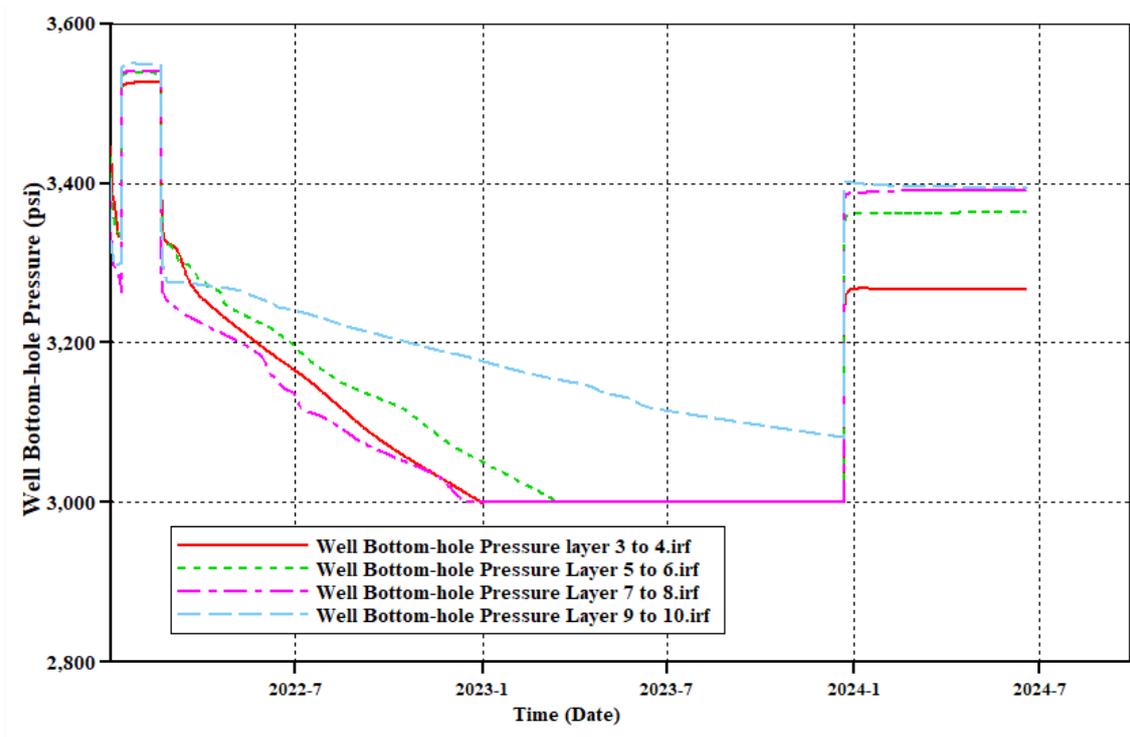


Figura 8. Efectos del cambio de Perforación en la presión de fondo

Como nos podemos dar cuenta en las gráficas anteriores, el caso de las capas 5,6 presenta las mejores condiciones de producción.

5.2 Cambios en la Presión de Fondo

Se van a asumir 4 casos de estudio para la presión de fondo de 3000 a 2500, 2800 y 3200.

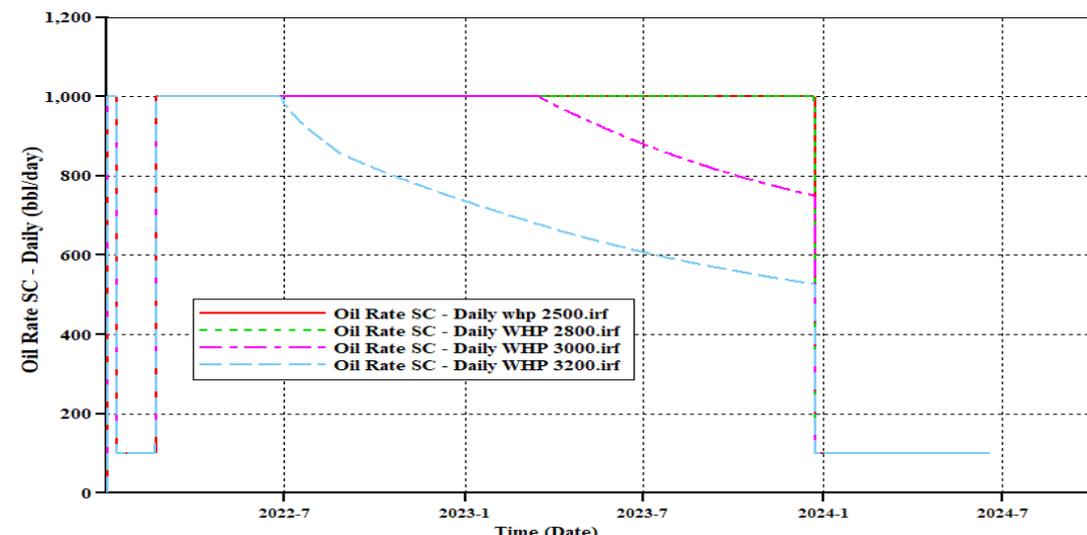


Figura 9. Efectos del cambio en la presión de fondo en la rata de petróleo

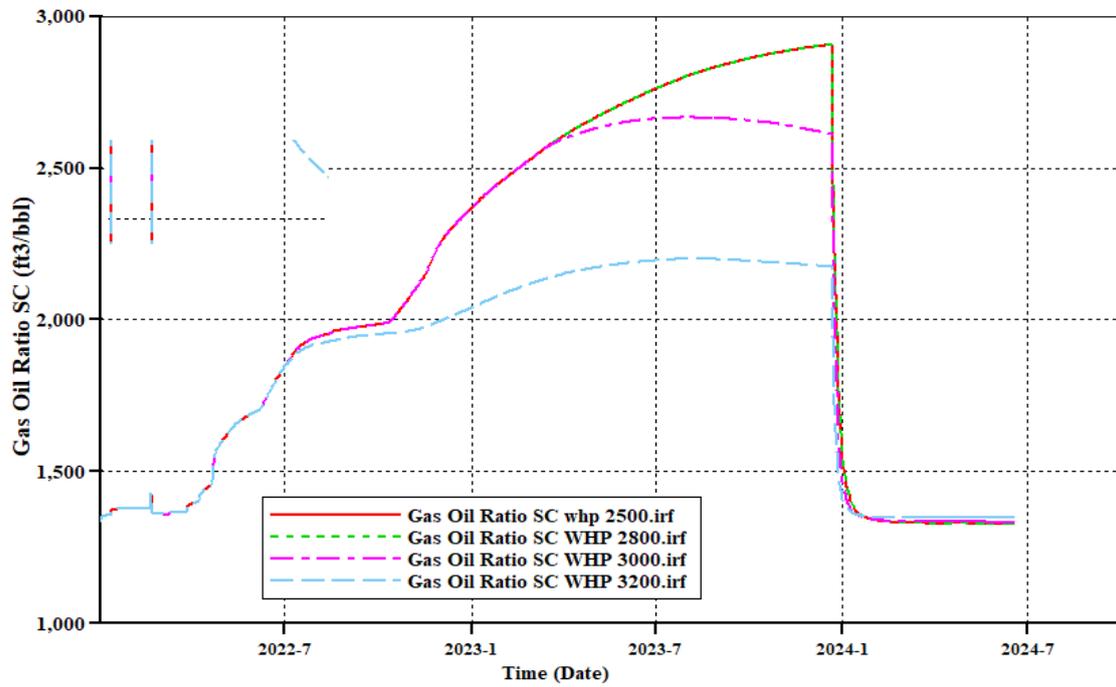


Figura 10. Efectos del cambio en la presión de fondo en el GOR

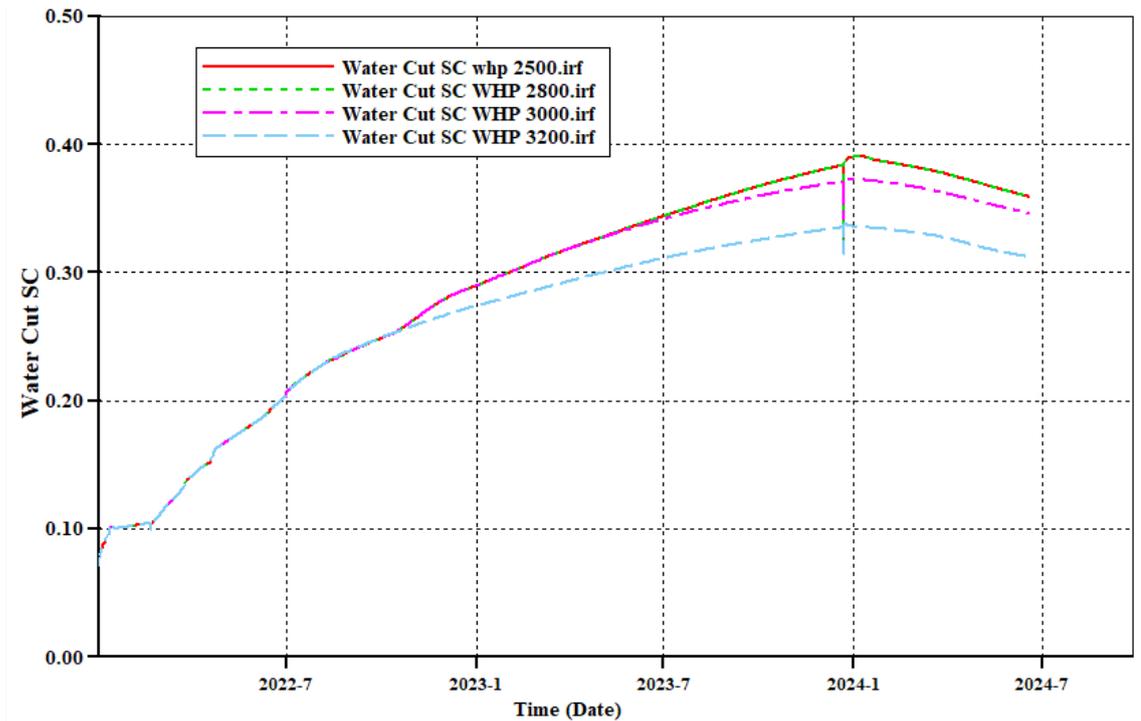


Figura 11. Efectos del cambio en la presión de fondo en el corte de agua

Podemos observar que cuando la presión de fondo decrece, la producción de petróleo se mantiene constante en 1000 bbl/día.

5.3 Inyección de Agua

Se realizara una inyección de agua con la finalidad de mantener la presión.

Se usara la siguiente información:

Presion de Fondo: 6000 psi Max

Rata de agua del reservorio: 4500 bbl/day Max

Perforacion en el pozo inyector: 10 1 7, 10 1 8

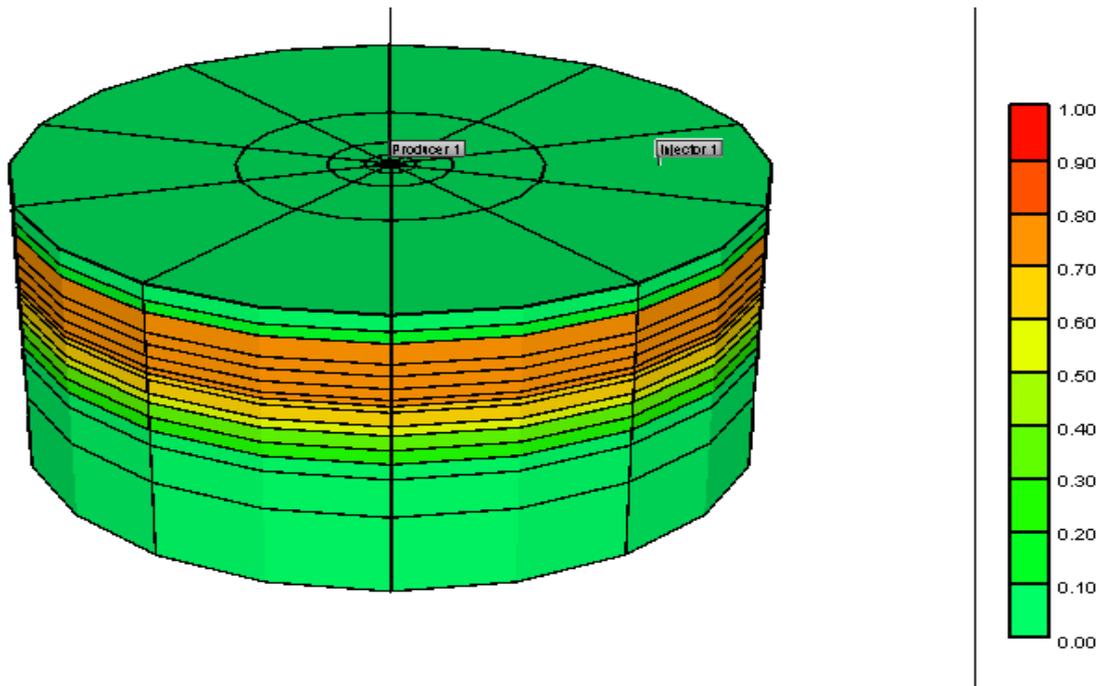


Figura 12. Vista 3D del reservorio

Los siguientes resultados fueron calculados después de la corrida:

Fuente: Brito, E. 2022

Field Total	Fluid				
	Oil	Gas	Water	Solvent	Polymer
	-----	-----	-----	-----	-----
	(MSTB)	(MMSCF)	(MSTB)	(MMSCF)	(MLB)
Cumulative Production	702.00	1666.9	541.84	NA	NA
Cumulative Injection	NA	0	4001.8	NA	NA
Cumulative Gas Lift	NA	0	NA	NA	NA
Cumulative Water Influx	NA	NA	0	NA	NA
Current Fluids In Place	26711	41153	77706	NA	NA
Production Rates	.10000	.14977	.21159	NA	NA
Injection Rates	NA	0	4.4506	NA	NA

Tabla 11. Parámetros acumulados del reservorio con la presencia de pozo inyector.

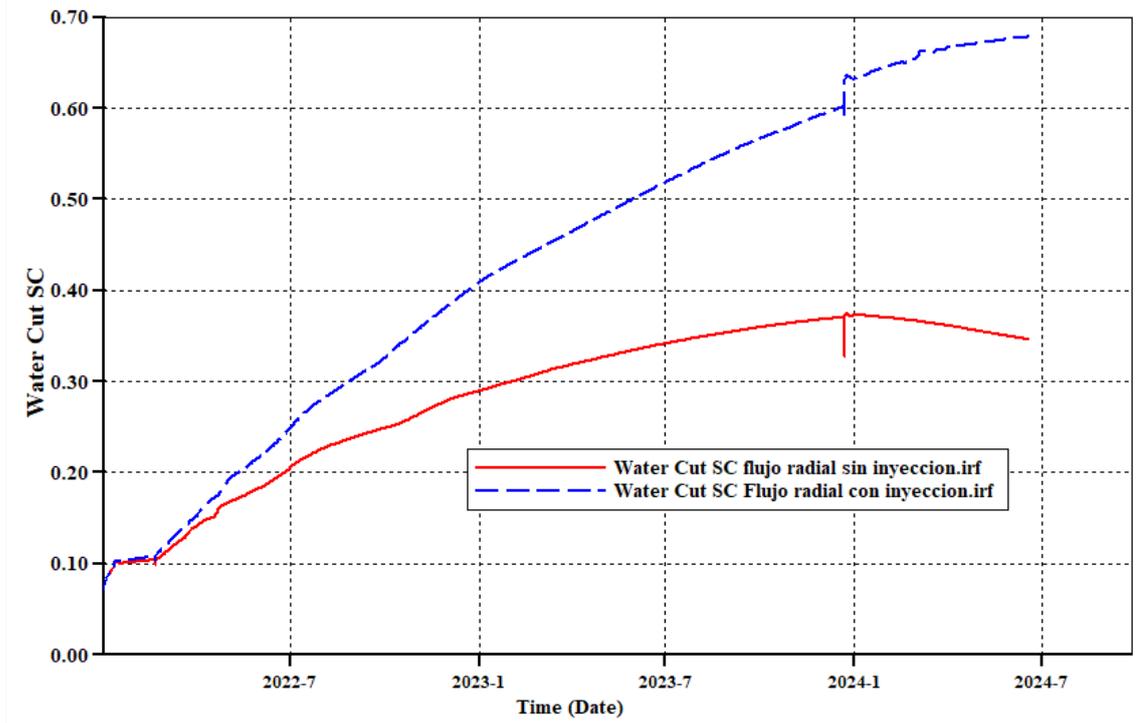


Figura 1414. Efecto de la inyección de agua en el corte de agua

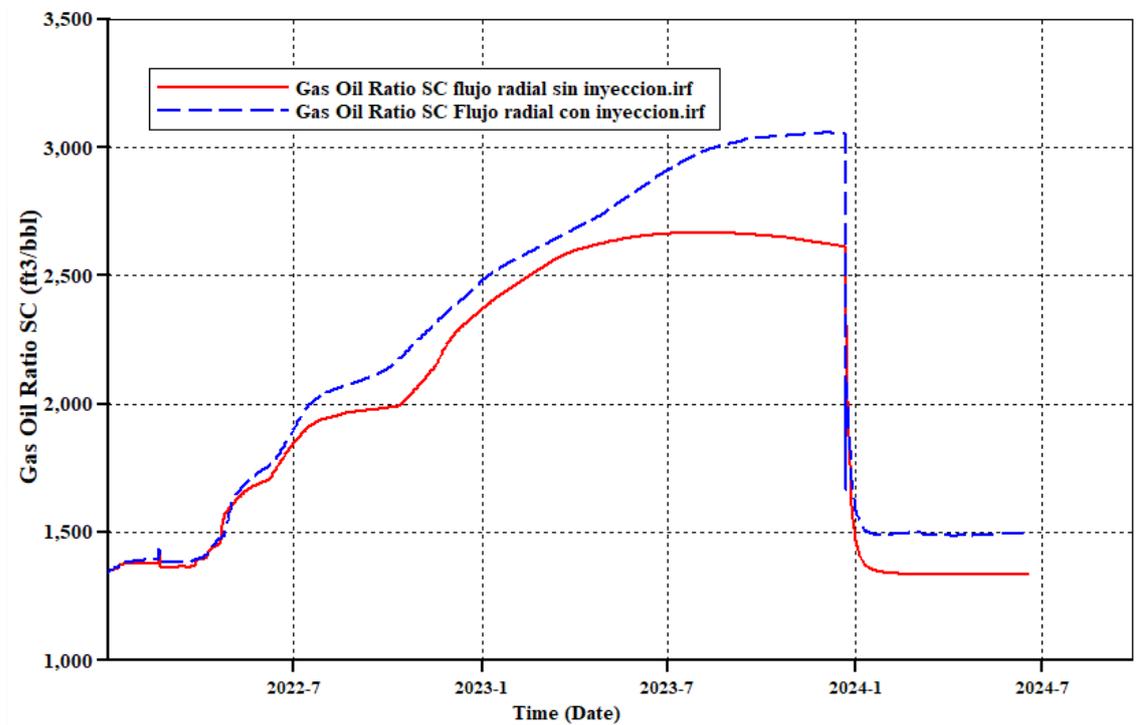


Figura 15. Efecto de la inyección de agua en el GOR

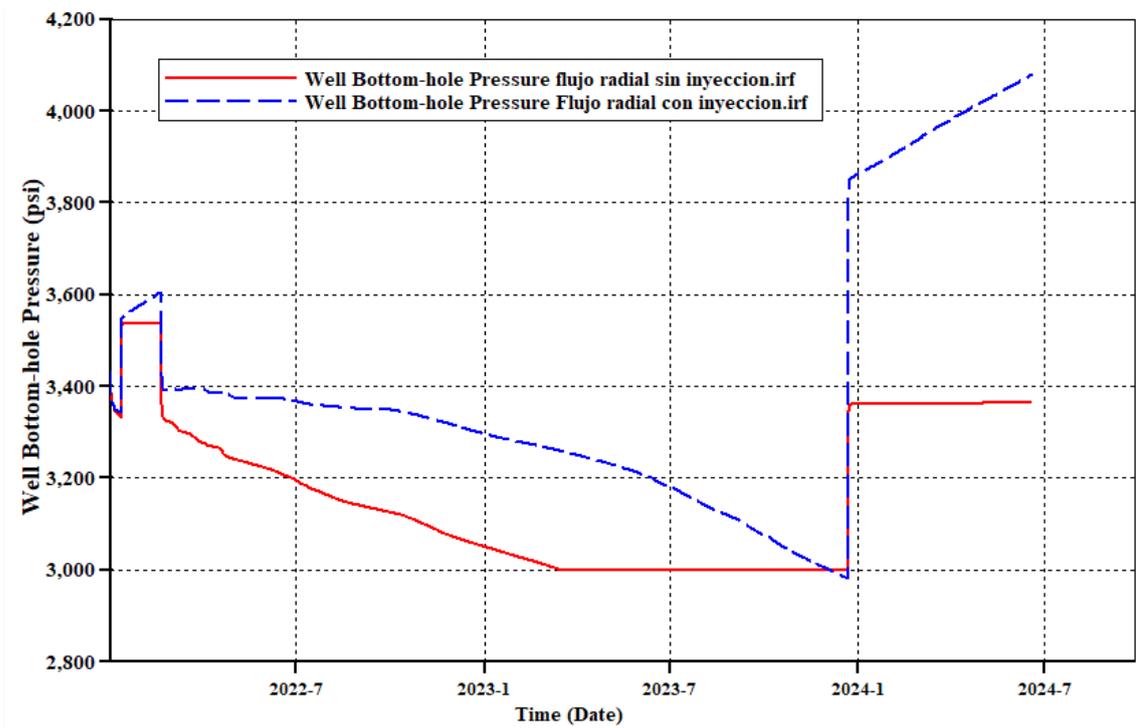


Figura 15. Efecto de la inyección de agua en la presión de fondo

Podemos observar que gracias a la inyección de agua la producción de petróleo, corte de agua y presión del reservorio incrementan.

CAPITULO 3

Discusión, Conclusiones y Recomendaciones

3.1 Discusión

En el momento que la tasa de petróleo con condiciones de operación de 1000 bbl/día comienza a decaer puede ser expresado como tiempo de ruptura ya que la presencia de gas después de ese punto comienza a incrementarse tal como se ve en la siguiente figura.

Cuando disminuye la presión de fondo del pozo BHP, la recuperación de petróleo aumentará.

Al cambiar la capa de perforación a 9 y 10 aumenta la recuperación de petróleo y disminuye el tiempo de intromisión del gas pero aumento el porcentaje de agua.

3.2 Conclusiones

- El POES del área del reservorio es 27.41 MMbl determinado por la integración de la información geológica y petrofísica.
- El margen de error entre los resultados de CMG y los demás proyectos es del 3% lo cual se considera tolerable desde el punto de vista de validación.
- Con la finalidad de obtener la mayor recuperación de petróleo se realizaron un análisis de sensibilidades con diferentes escenarios tanto en producción primaria como inyección de agua obteniendo así que las completaciones en las capas 5 y 6 presentan las mejores proyecciones de recuperación de petróleo.

3.3 Recomendaciones

- Realizar un estudio de factibilidad económica a partir del modelo realizado.

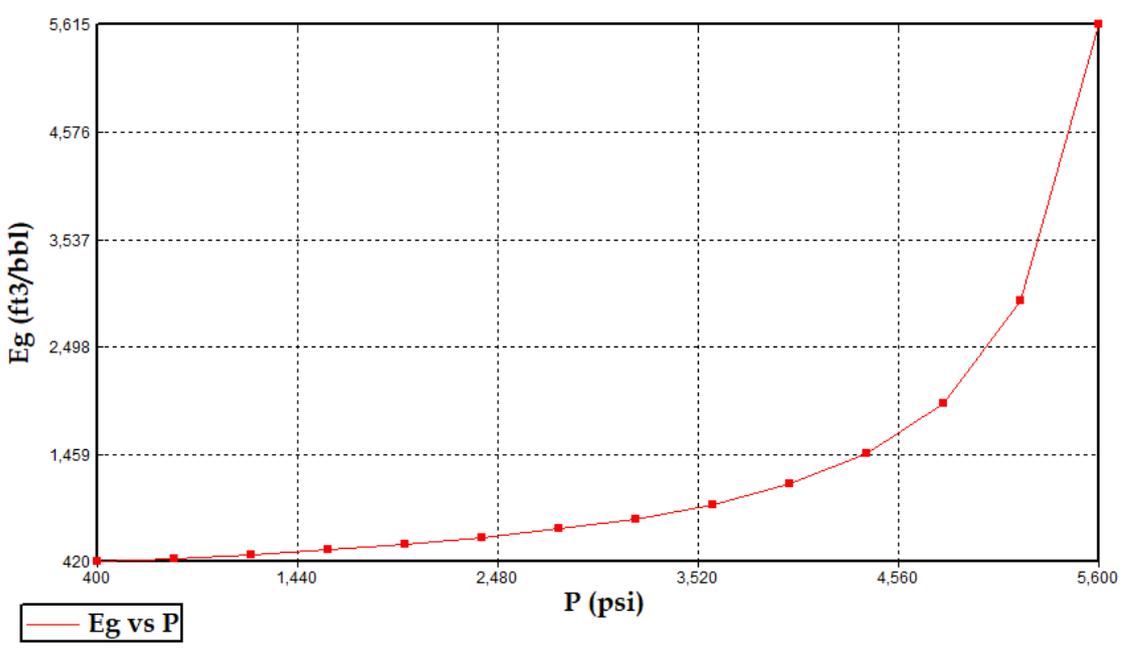
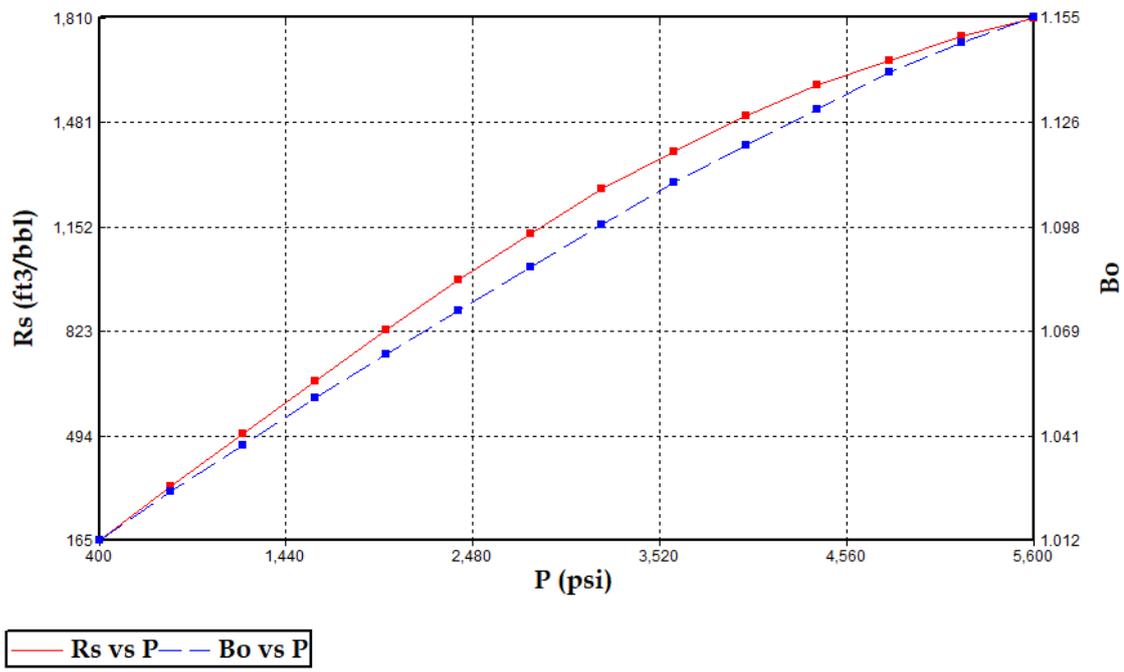
- Continuar con la adquisición de información (registros y pruebas de presiones), con la finalidad de mantener actualizado la información del reservorio.
- Se recomienda disminuir la presión de fondo del pozo BHP con la finalidad de aumentar la recuperación del petróleo.

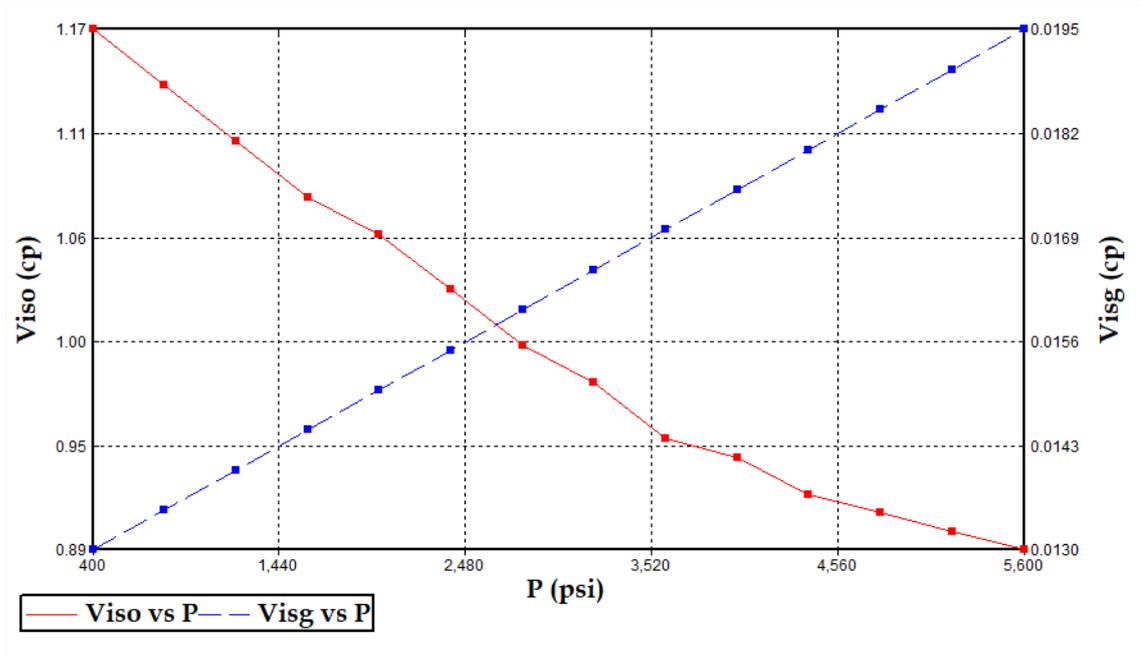
REFERENCIAS

1. Bjorlykke, K. (2010). Petroleum Geoscience: From Sedimentary Enviroments to Rock Physics . Springer .
2. Buckley, S.E. y Leverett, M.C. (1942). Mechanisms of Fluid Displacement in Sands. AIME.
3. Chapman, R. (1983). Petroleum Geology. Elsevier.
4. Chen, Z. (2007). Reservoir Simulation; Mathematical Techniques in Oil Recovery. SIAM.
4. ECONOMIDES, M.J, NOLTE, K.G . (2010). Reservoir Simulation Wiley 3ra Ed.
5. Ferrer, M. P. (2007). Inyeccion de agua y gas en yacimientos petroliferos. Maracaibo: Astro Data S.A.
6. Latil, M. (1980). Enhanced Oil Recovery. Institut Francais du Petrole Publications. Editions Technip.
7. LAVORSEN, A. (1967). Geology of Petroleum . Segunda edicion Freeman .
8. Peaceman, D. (1977). Fundamental of numerical reservoir simulation .
9. ELSEVIER .
10. R.C., M. (2014). Simulacion numerica de inyeccion de agua en yacimientos petroliferos empleando el metodo de lineas de corriente. Mexico, D.F.
11. R.C., M. (2014). Simulacion numerica de inyeccion de agua en yacimientos petroliferos usando el metodo de linea de corriente. Mexico, D.F.
12. Terwillinger, P.L., Wilsey, L.E., Hall, H.N., Bridges, P.M y Morse, R.A.
13. (1951). An experimental and theoretical Investigation of Gravity Drainage
14. Performance. AIME.
15. 13. Thakur, G.C. y Satter, A. (1998). Integrated Waterflood Asset Management. Penn Well Publishing Company.
16. 14. Satter, A. y Thakur, G. (1994). Integrated Petroleum Reservoir Management. A Team Aproach, pg. 233, PennWell Books, Pennwell Publishing Company, Tulsa Oklahoma.
17. 15. Cobb, W (1997). Inyección de Agua, Manual de Adiestramiento, pg. 3-1,
18. Centro Internacional de Educación y Desarrollo.
19. 16. Ershaghi, I. y Omoregie, O. (1978). A Method for Extrapolation of Cut vs
20. Recovery Curves, JPT pg. 203.
21. 17. Ershaghi, I. y Abdassah, D. (1984). A Prediction Tenhnique for Immiscible

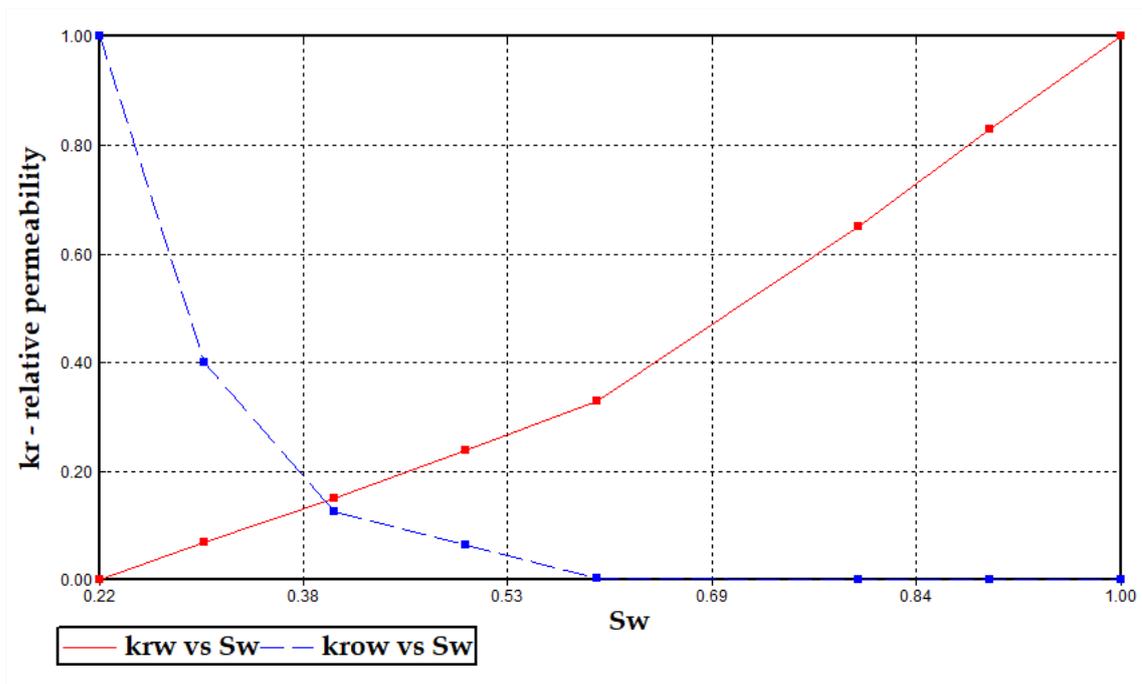
22. Processes Using Field Performance Data, Trans. AIME, Vol. 277,pg. 664.
23. 18. Loo, K. K., Warner Jr., H. R., y Johnson, J. B. (1990). A Study of the Post - Breakthrough Characteristics of Waterfloods, Trabajo No. 20064.
24. 19. Hall, H.N. (1963). How to Analyze Waterflood Injection Well Performance, World Oil, pg. 128.
25. 20. Earlougher, R. C., Jr. (1977). Advances in Well Test Analysis, Series Monográficas SPE, Richardson, pgs. 47 y 105.

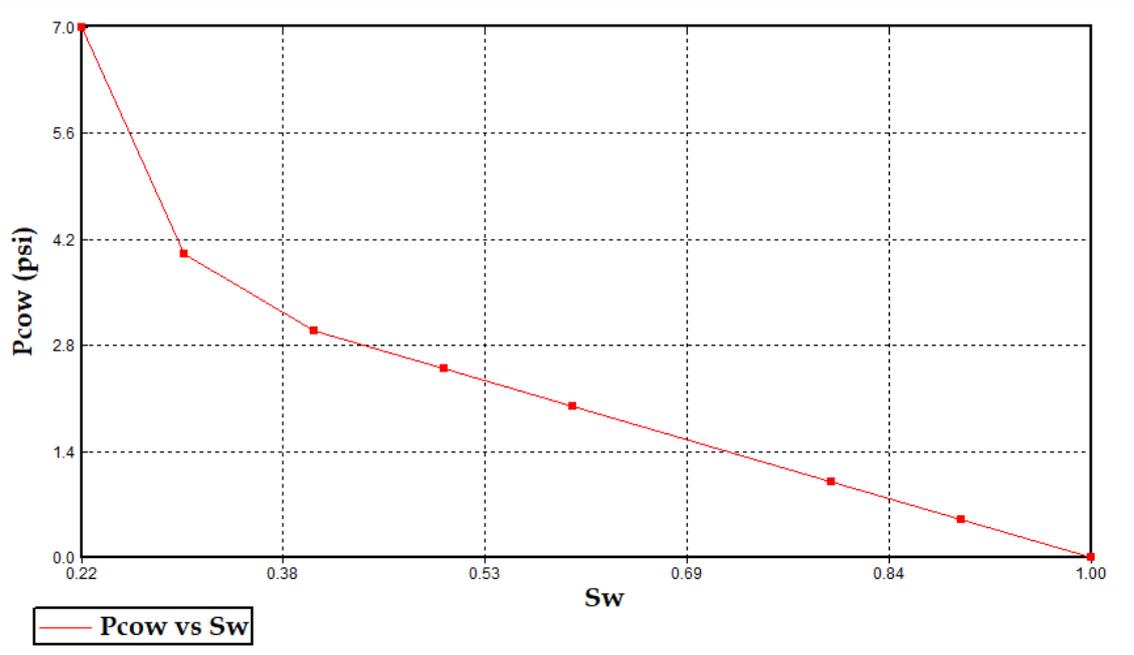
ANEXOS



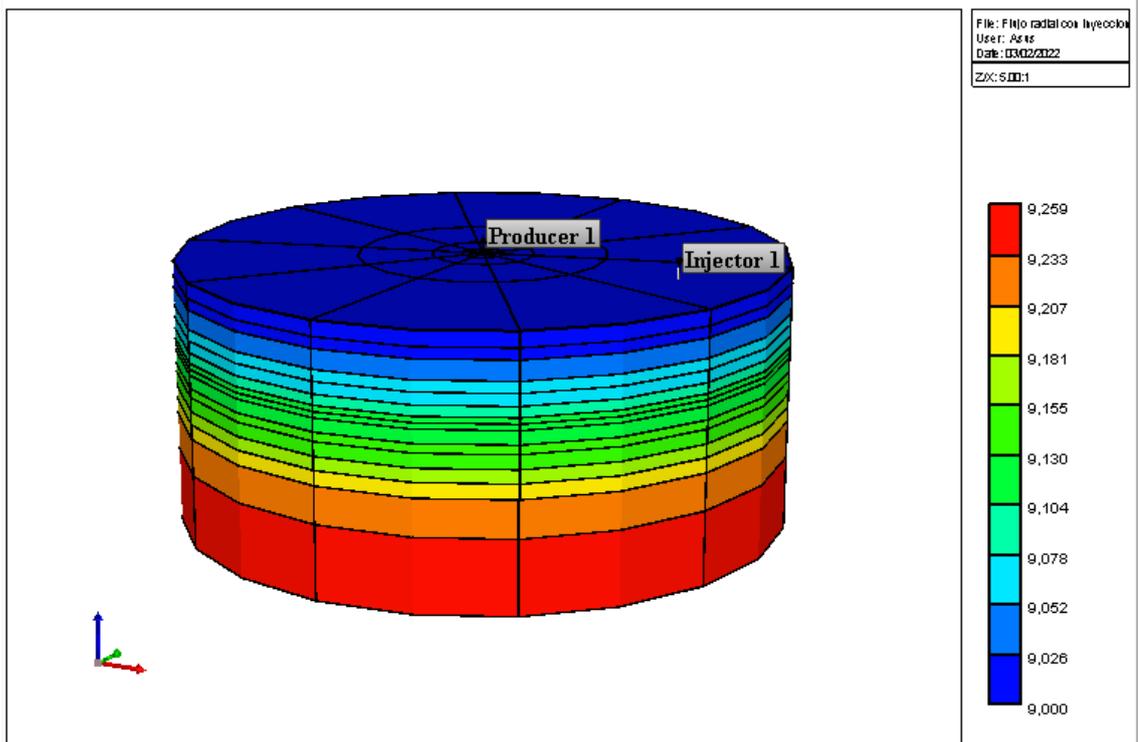


Permeabilidades, roca

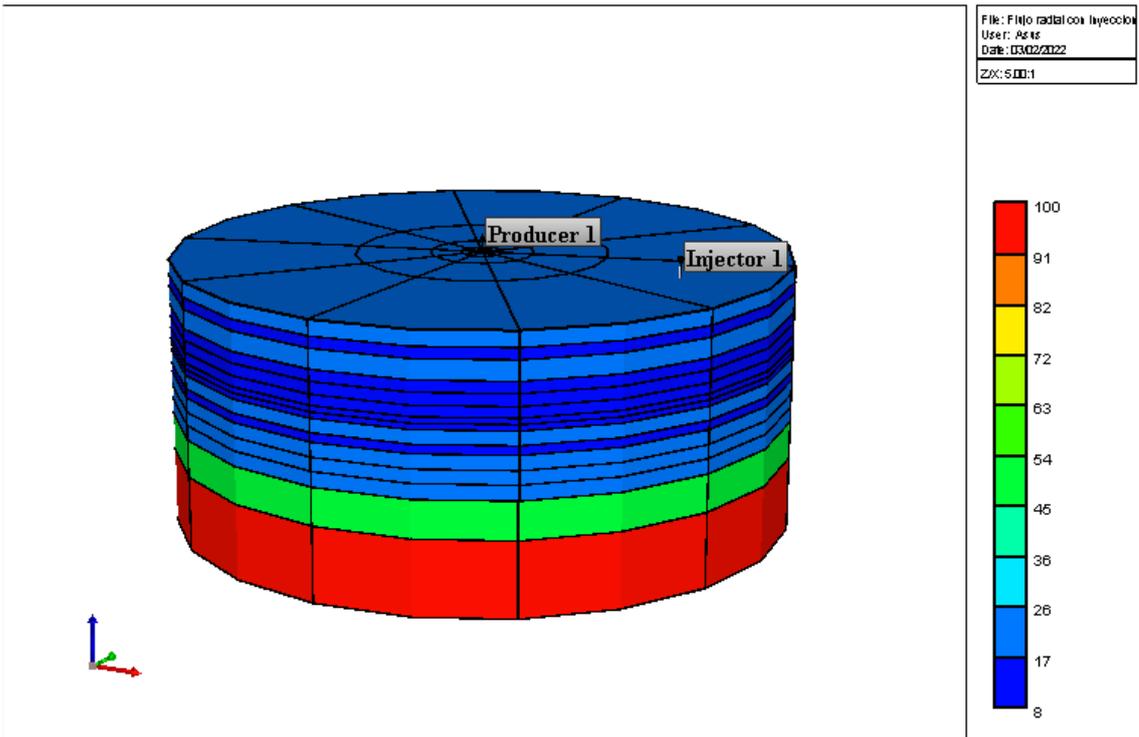




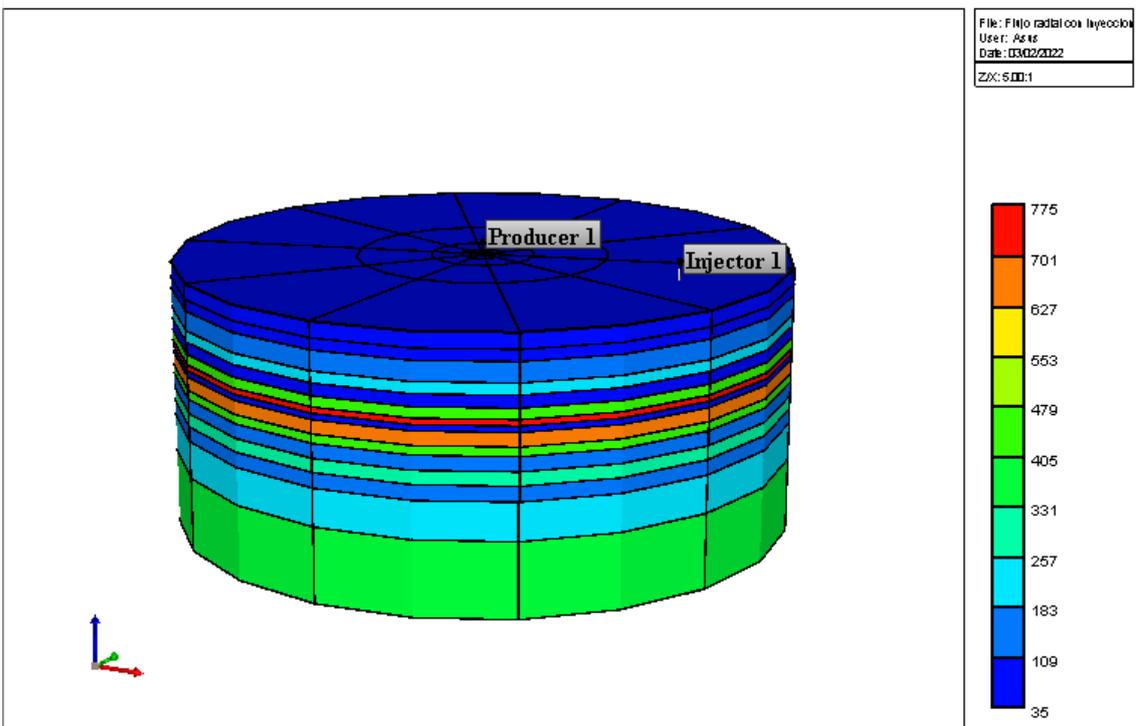
Grid Top (ft) 2022-01-01



Grid Thickness (ft) 2022-01-01

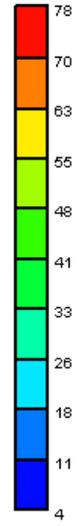
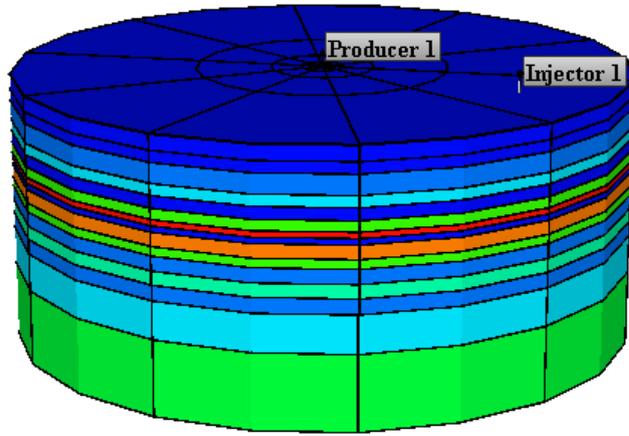


Permeability I (md) 2022-01-01



Permeability K (md) 2022-01-01

File: F:\jo radial\coi_1\yeecol0
User: Asis
Date: 03/02/2022
Z/C: 5/0/1



I M E X T I M E S T E P S U M M A R Y

```

=====
Time Step          Time          Total Production
Total Injection  Total Max. Max. Change
-----
----- PV  Mat. -----
Wat.      Gas      C      Oil      Gas      Water      GOR.
          Size    U      bal. Satur. Pres.
          STB/D  psia  %      STB/D      MCF/D      STB/D      STB      %
Cut
No.  Days IT T Days  yy:mm:dd  DS MAX  DP MAX
MCF/D  STB/D  psia  %      STB/D      MCF/D      STB/D      STB      %
-----
1w .013 2 1 .0125 2022:01:01 1000.000 1332.411 151.8861 1332
13.19          3606 e-5o .197g -165
2 .006 3 0 .0188 2022:01:01 1000.000 1328.923 151.9367 1329
13.19          3606 e-5o .086g -15.6
3 .007 7 0 .0262 2022:01:01 1000.000 1334.771 150.4796 1335
13.08          3606 e-5o .034g -8.55
4 .022 3 0 .0478 2022:01:01 1000.000 1332.023 149.2575 1332
12.99          3606 e-5o .098g -9.6
5 .022 6 0 .0698 2022:01:01 1000.000 1335.043 149.5065 1335
13.01          3606 e-5o -.062o -12.0
6 .036 2 0 .1054 2022:01:01 1000.000 1340.218 148.4345 1340
12.92          3606 e-5o .083g -3.98
7 .043 1 0 .1480 2022:01:01 1000.000 1339.141 146.8361 1339
12.80          3606 e-5o .047g -2.51
8 .091 3 0 .2393 2022:01:01 1000.000 1338.360 147.3554 1338
12.84          3606 e-5o .099g -13.4
9 .093 7 0 .3320 2022:01:01 1000.000 1346.969 147.2453 1347
12.83          3606 e-5o .062g -8.10
10 .149 2 0 .4807 2022:01:01 1000.000 1348.773 146.6828 1349
12.79          3606 e-5o -.031o -1.85
11 .519 2 0 1.000 2022:01:02 1000.000 1348.116 146.4690 1348
12.78          3605 e-5o .106g -3.39
12w .489 6 0 1.489 2022:01:02 1000.000 1350.795 150.0302 1351
13.05          3605 e-5o .086g -19.6
13 .511 7 0 2.000 2022:01:03 1000.000 1359.088 151.1944 1359
13.13          3605 e-5o -.020o -3.18
14w 1.00 1 0 3.000 2022:01:04 1000.000 1358.957 154.0028 1359
13.35          3605 e-5o -.035o -2.37
15w 1.00 2 0 4.000 2022:01:05 1000.000 1358.666 157.7087 1359
13.62          3605 e-5o -.034o -2.56
16w 1.00 2 0 5.000 2022:01:06 1000.000 1358.431 161.3172 1358
13.89          3605 e-5o -.031o -2.30
17w 1.00 2 0 6.000 2022:01:07 1000.000 1358.229 164.6192 1358
14.14          3605 e-5o -.030o -2.06
18w 1.00 1 0 7.000 2022:01:08 1000.000 1358.052 167.6483 1358
14.36          3605 e-5o -.030o -1.87
19w 1.00 3 0 8.000 2022:01:09 1000.000 1357.975 171.8929 1358
14.67          3605 e-5o .029g -5.96
20w 1.00 2 0 9.000 2022:01:10 1000.000 1357.937 175.3516 1358
14.92          3604 e-5o .029g -7.86

```

I M E X T I M E S T E P S U

M M A R Y

=====										
=====										
Time Step		Time				Total Production				
Total Injection	Total	Max.	Max.	Change						

		PV		Mat.						
Wat.	Gas	C	Water	Avg.	Oil	Gas	Water	GOR.		
Size	U			bal.	Satur.	Pres.				
Cut	No.	Days	IT	T	Days	Pres.	err.	DSMAX	DPMAX	SCF/
MCF/D	STB/D	psia	%	yy:mm:dd	STB/D	MCF/D	STB/D	STB	%	

21w	1.00	2	0	10.00	2022:01:11	1000.000	1358.123	178.2719	1358	
15.13						3604 e-5o	.028g	-9.8		
22w	.025	3	0	10.03	2022:01:11	100.0000	136.2118	14.26398	1362	
12.48						3604 e-5o	-.048g	227		
23	.048	1	0	10.07	2022:01:11	100.0000	136.7893	16.24342	1368	
13.97						3604 e-5o	.006w	24.5		
24	.240	2	0	10.31	2022:01:11	100.0000	137.1510	17.65823	1372	
15.01						3604 e-5o	.037g	11.6		
25	.687	6	0	11.00	2022:01:12	100.0000	137.3459	19.00078	1373	
15.97						3604 e-5o	.026g	4.69		
26w	1.00	2	0	12.00	2022:01:13	100.0000	137.4743	19.60518	1375	
16.39						3604 e-5o	.019g	1.73		
27w	1.00	4	0	13.00	2022:01:14	100.0000	137.6084	19.71700	1376	
16.47						3604 e-5o	.013g	1.00		
28w	1.00	1	0	14.00	2022:01:15	100.0000	137.6833	19.67333	1377	
16.44						3604 e-5o	.007g	.516		
29w	1.00	1	0	15.00	2022:01:16	100.0000	137.6865	19.60070	1377	
16.39						3604 e-5o	.007g	.357		
30w	1.00	1	0	16.00	2022:01:17	100.0000	137.6928	19.52129	1377	
16.33						3604 e-5o	.007g	.273		
31w	1.00	3	0	17.00	2022:01:18	100.0000	137.7025	19.45042	1377	
16.28						3604 e-5o	.003g	.153		
32w	1.00	1	0	18.00	2022:01:19	100.0000	137.7089	19.39030	1377	
16.24						3604 e-5o	.003g	.113		
33w	1.00	1	0	19.00	2022:01:20	100.0000	137.7109	19.33951	1377	
16.21						3604 e-5o	.003g	.084		
34w	1.00	1	0	20.00	2022:01:21	100.0000	137.8581	19.25785	1379	
16.15						3604 e-5o	.002g	.078		
35w	1.00	1	0	21.00	2022:01:22	100.0000	137.8692	19.20643	1379	
16.11						3604 e-5o	.002g	.066		
36w	1.00	1	0	22.00	2022:01:23	100.0000	137.8711	19.16165	1379	
16.08						3604 e-5o	.002g	.056		
37w	1.00	1	0	23.00	2022:01:24	100.0000	137.8721	19.12397	1379	
16.05						3604 e-5o	.002g	.046		
38w	1.00	1	0	24.00	2022:01:25	100.0000	137.8727	19.09240	1379	
16.03						3604 e-5o	.002g	.039		
39w	1.00	1	0	25.00	2022:01:26	100.0000	137.8730	19.06609	1379	
16.01						3604 e-5o	.002g	.033		
40w	1.00	1	0	26.00	2022:01:27	100.0000	137.8732	19.04438	1379	
16.00						3604 e-5o	.002g	.028		

I M E X T I M E S T E P S U

M M A R Y

=====										
=====										
Time Step		Time			Total Production					
Total Injection	Total	Max.	Max.	Change						

		PV		Mat.						
Wat.	Gas	C	Water	Avg.	Oil	Gas	Water	GOR.		
Size	U			bal.	Satur.	Pres.			SCF/	
Cut	No.	Days	IT	T	Days	Pres.	err.	DSMAX	DPMAX	
MCF/D	STB/D	psia	%	yy:mm:dd	STB/D	MCF/D	STB/D	STB	%	

41w	1.00	1	0	27.00	2022:01:28	100.0000	137.8732	19.02673	1379	
15.99					3604 e-5o	.002g	.024			
42w	1.00	1	0	28.00	2022:01:29	100.0000	137.8732	19.01263	1379	
15.98					3604 e-5o	.002g	-.023			
43w	1.00	1	0	29.00	2022:01:30	100.0000	137.8730	19.00169	1379	
15.97					3604 e-5o	.002g	-.027			
44w	1.00	1	0	30.00	2022:01:31	100.0000	137.8798	18.99265	1379	
15.96					3604 e-5o	3e-4g	-.021			
45w	1.00	1	0	31.00	2022:02:01	100.0000	137.8806	18.98983	1379	
15.96					3604 e-5o	2e-4g	-.018			
46w	1.00	1	0	32.00	2022:02:02	100.0000	137.8805	18.98920	1379	
15.96					3604 e-5o	2e-4g	-.018			
47w	1.00	1	0	33.00	2022:02:03	100.0000	137.8802	18.99053	1379	
15.96					3604 e-5o	2e-4g	-.020			
48w	1.00	1	0	34.00	2022:02:04	100.0000	137.8798	18.99361	1379	
15.96					3604 e-5o	2e-4g	-.021			
49w	1.00	1	0	35.00	2022:02:05	100.0000	137.8795	18.99822	1379	
15.97					3604 e-5o	2e-4g	-.023			
50w	1.00	1	0	36.00	2022:02:06	100.0000	137.8791	19.00419	1379	
15.97					3604 e-5o	2e-4g	-.024			
51w	1.00	1	0	37.00	2022:02:07	100.0000	137.8787	19.01136	1379	
15.97					3604 e-5o	2e-4g	-.024			
52w	1.00	1	0	38.00	2022:02:08	100.0000	137.8783	19.01959	1379	
15.98					3604 e-5o	2e-4g	-.025			
53w	1.00	1	0	39.00	2022:02:09	100.0000	137.8779	19.02878	1379	
15.99					3604 e-5o	2e-4g	-.026			
54w	1.00	1	0	40.00	2022:02:10	100.0000	137.8775	19.03881	1379	
15.99					3604 e-5o	2e-4g	-.026			
55w	1.00	1	0	41.00	2022:02:11	100.0000	137.8771	19.04958	1379	
16.00					3604 e-5o	2e-4g	-.027			
56w	1.00	1	0	42.00	2022:02:12	100.0000	137.8767	19.06102	1379	
16.01					3604 e-5o	2e-4g	-.027			
57w	1.00	1	0	43.00	2022:02:13	100.0000	137.8762	19.07305	1379	
16.02					3604 e-5o	2e-4g	-.028			
58w	1.00	1	0	44.00	2022:02:14	100.0000	137.8758	19.08560	1379	
16.03					3604 e-5o	2e-4g	-.028			
59w	1.00	1	0	45.00	2022:02:15	100.0000	137.8754	19.09861	1379	
16.04					3604 e-5o	2e-4g	-.028			
60w	1.00	1	0	46.00	2022:02:16	100.0000	137.8749	19.11202	1379	
16.05					3604 e-5o	2e-4g	-.029			

I M E X T I M E S T E P S U

M M A R Y

=====										
=====										
Time Step		Time			Total Production					
Total Injection	Total	Max.	Max.	Change						

-- PV Mat. -----										
Wat.	Gas	C	Water	Avg.	Oil	Gas	Water	GOR.		
Size	U			bal.	Satur.	Pres.				
Cut				err.	DSMAX	DPMAX			SCF/	
No.	Days	IT	T	Days	yy:mm:dd	STB/D	MCF/D	STB/D	STB	%
MCF/D	STB/D		psia	%	psia					

901w	1.00	1	0	878.0	2024:05:28	100.0000	134.5137	72.64009	1345	
42.08					3489 e-5g	-.001g	-.021			
902w	1.00	1	0	879.0	2024:05:29	100.0000	134.5128	72.62172	1345	
42.07					3489 e-5g	-.001g	-.021			
903w	1.00	1	0	880.0	2024:05:30	100.0000	134.5119	72.60326	1345	
42.06					3489 e-5g	-.001g	-.021			
904w	1.00	1	0	881.0	2024:05:31	100.0000	134.5110	72.58476	1345	
42.06					3489 e-5g	-.001g	-.021			
905w	1.00	1	0	882.0	2024:06:01	100.0000	134.5101	72.56623	1345	
42.05					3489 e-5g	-.001g	-.021			
906w	1.00	1	0	883.0	2024:06:02	100.0000	134.5092	72.54766	1345	
42.04					3489 e-5g	-.001g	-.021			
907w	1.00	1	0	884.0	2024:06:03	100.0000	134.5083	72.52902	1345	
42.04					3489 e-5g	-.001g	-.021			
908w	1.00	1	0	885.0	2024:06:04	100.0000	134.5075	72.51030	1345	
42.03					3489 e-5g	-.001g	-.021			
909w	1.00	1	0	886.0	2024:06:05	100.0000	134.5066	72.49147	1345	
42.03					3489 e-5g	-.001g	-.021			
910w	1.00	1	0	887.0	2024:06:06	100.0000	134.5058	72.47250	1345	
42.02					3489 e-5g	-.001g	-.021			
911w	1.00	1	0	888.0	2024:06:07	100.0000	134.5049	72.45337	1345	
42.01					3489 e-5g	-.001g	-.021			
912w	1.00	1	0	889.0	2024:06:08	100.0000	134.5041	72.43407	1345	
42.01					3489 e-5g	-.001g	-.021			
913w	1.00	1	0	890.0	2024:06:09	100.0000	134.5033	72.41458	1345	
42.00					3489 e-5g	-.001g	-.021			
914w	1.00	1	0	891.0	2024:06:10	100.0000	134.5024	72.39490	1345	
41.99					3488 e-5g	-.001g	-.021			
915w	1.00	1	0	892.0	2024:06:11	100.0000	134.5016	72.37500	1345	
41.99					3488 e-5g	-.001g	-.021			
916w	1.00	1	0	893.0	2024:06:12	100.0000	134.5008	72.35488	1345	
41.98					3488 e-5g	-.001g	-.021			
917w	1.00	1	0	894.0	2024:06:13	100.0000	134.5000	72.33454	1345	
41.97					3488 e-5g	-.001g	-.021			
918w	1.00	1	0	895.0	2024:06:14	100.0000	134.4992	72.31398	1345	
41.97					3488 e-5g	-.001g	-.021			
919w	1.00	1	0	896.0	2024:06:15	100.0000	134.4984	72.29317	1345	
41.96					3488 e-5g	-.001g	-.021			
920w	1.00	1	0	897.0	2024:06:16	100.0000	134.4976	72.27214	1345	
41.95					3488 e-5g	-.001g	-.021			

I M E X T I M E S T E P S U

M M A R Y

```

=====
=====
Time Step           Time           Total Production
Total Injection    Total Max. Max. Change
-----
-- PV Mat. -----
Wat.   Gas      C      Oil      Gas      Water      GOR.
      Size    U      bal. Satur. Pres.
Cut
No.   Days IT T Days  yy:mm:dd  STB/D   MCF/D   STB/D   STB   %
MCF/D  STB/D  psia  %      psia
-----
921w 1.00 1  0 898.0 2024:06:17 100.0000 134.4968 72.25086 1345
41.95          3488 e-5g -.001g -.021
922w 1.00 1  0 899.0 2024:06:18 100.0000 134.4960 72.22935 1345
41.94          3488 e-5g -.001g -.021
923w 1.00 1  0 900.0 2024:06:19 100.0000 134.4952 72.20760 1345
      41.93          3488 e-5g -.001g -.021

```