

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD POST LIMPIEZA  
EN POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA SIMULACIÓN  
POZO/YACIMIENTO**

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Sala Arana, Daniel Eduardo,  
Para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo

**Caracas, 2021**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD POST LIMPIEZA  
EN POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA SIMULACIÓN  
POZO/YACIMIENTO**

Tutor Académico: Ing. Jhon Quino Alvarado

Tutor Industrial: Ing. Richard Velásquez

Presentado ante la ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Sala Arana, Daniel Eduardo,

Para optar por el Título de Ingeniero de Petróleo

**Caracas, 2021**

Caracas, Marzo 2021.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Sala Arana, Daniel Eduardo, titulado:


**“EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD POST LIMPIEZA EN POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA SIMULUACIÓN POZO/YACIMIENTO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.



---

Prof. Alexis Gammiero  
Jurado



---

Prof. Diego Manfre  
Jurado

---

Prof. Jhon Quino Alvarado.  
Tutor Académico

---

Ing. Richard Velásquez  
Tutor Industrial

## DEDICATORIA

*Inicialmente a Dios por permitirme llegar hasta este punto de mi vida. Me orientó, me instruyó, me otorgó inteligencia y serenidad en los momentos de mayor exigencia de toda mi etapa de estudio.*

*A mi Padre, José Daniel Sala Ygle querido padre...solamente me dijiste una frase y fue suficiente “Nunca dejes de estudiar” esto es para ti y por ti. Por siempre Tito*

*A mi Madre, Elga Arana De Sala mujer única entre tantas que a través de sus esfuerzos desde que inicie mi carrera me apoyó incondicionalmente con su amor y paciencia alentándome cada día.*

*A mi Hermana, Marian Daniela Sala Arana, a ti por ser tan especial aun cuando la distancia estuvo de por medio.*

*A mi abuelo Baldassare Sala Petralia, por traer amor verdadero a la familia e inculcarnos principios y valores únicos que permiten cumplir todo lo propuesto en la vida.*

*A mis hermanos de vida Emiliano B, Mario M, Fouad S, Angelo F, Alexis F, Alexis P, Daniel G, Oreste, Miguel L, Khaled M, Mohammed A, Victor O, Jesús B, Julio H.*

*A mi amiga y tía Joselyn Damas por permitirme conocer que existía la ingeniería de petróleo a través de sus estudios en la Universidad de Oriente.*

*A mi novia Susana Fernandez Vila, que soporto cada momento de estrés presente en cada evaluación y cada momento de tensión previo, a ti mi princesa que me regalaste momentos únicos en la universidad.*

*Familia Sala, Familia Arana, Familia Fernandez Vila, por alentarme todos los días de mi vida, con su experiencia y cariño.*

*Este logro es dedicado a ustedes ¡Gracias!*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios en primer lugar,

A mis Padres por el apoyo único durante toda la carrera,

A mi Familia que aportaba algo positivo en cada conversación,

A la Universidad Central de Venezuela por enseñarme a entender la diversidad de pensamiento,

A la Escuela de Petróleo por prepararme técnicamente,

A el Ing. Jhon Quino por estar atento en cada etapa de la elaboración del TEG,

A el Ing. Richard Velázquez por tomar el tiempo para enseñarme a través de su experiencia,

A la Ing. Eliana Alvarado gran Profa y amiga por tener disposición para enseñarme y maderas para explicar cada detalle de algún tema.

A mis amigos y compañeros de la Escuela de Petróleo.

¡Gracias!

**Sala A., Daniel E.**

**EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD POST LIMPIEZA  
EN POZOS HORIZONTALES MEDIANTE LA SIMULACIÓN  
POZO/YACIMIENTO**

**Tutor Académico: Ing. Jhon Quino.**

**Tutor Industrial: Ing. Richard Velázquez.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de  
Petróleo. Año 2020, 148 paginas**

**Palabras Clave:** Arenamiento, Pozo Horizontal, Software STARS, *FLEXWELL*, Índice de Productividad.

**Resumen:** La explotación de yacimientos en la Faja Petrolífera del Orinoco ha sido de gran interés por décadas, lo que conlleva a que el estudio en estos yacimientos sea de suma importancia por sus reservas probadas. Uno de los problemas más comunes en la producción de petróleo en estas áreas, es la presencia partículas sólidas en el crudo y en la tubería, comúnmente conocido como proceso de arenamiento, originado por la baja consolidación de los sedimentos en los distintos bloques de la FPO. El objetivo de este estudio es modelar la terminación del pozo variando el diámetro interno de la tubería, con la finalidad de evaluar el índice de productividad, considerando que el diámetro disminuye por la acumulación de sólidos. La investigación se realizó en el Bloque Carabobo, Campo Cerro Negro. Se crearon distintos modelos en el simulador CMG con propiedades extraídas de bibliografías previas en esta zona, con la finalidad de aplicar la herramienta *FLEXWELL* del software STARS. Se obtuvieron resultados consistentes para cada caso, como la disminución del índice de productividad y tasa de producción de petróleo una vez que se encuentra afectada la tubería por los sedimentos, al igual, que los valores extraídos del simulador fueron comparados con las ecuaciones analíticas de Joshi, Babu&Odeh y Vogel arrojando resultados consistentes con poco margen de error.

## ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
Planteamiento del problema .....	3
1.1. ....	3
1.2. Objetivo General.....	3
1.3. Objetivos Específicos .....	4
1.4. Alcance .....	4
1.5. Justificación .....	4
1.6. Limitaciones.....	5
CAPITULO II.....	6
MARCO TEÓRICO .....	6
2. Antecedentes.....	6
2.1. Bases teóricas.....	8
2.1.1. Yacimiento de Hidrocarburos.....	8
2.1.2. Propiedades Petrofísicas .....	8
2.1.3. Perforación de Pozos .....	22
2.1.4. Arenas Consolidadas .....	24
2.1.5. Arenas No Consolidadas .....	24
2.1.6. Área De Drenaje .....	26
2.1.7. Presión Estática Del Yacimiento .....	27
2.1.8. Presión De Fondo Fluyente .....	27
2.1.9. Índice de productividad .....	28
2.1.10. Tipos de índice de productividad.....	29

2.1.11.	Propiedades que afectan el índice de productividad.....	30
2.1.12.	Modelos matemáticos que estiman el comportamiento de producción en Pozos Horizontales.....	31
2.1.14.	Arenamiento.....	35
2.1.15.	Fuerzas que causan el arenamiento.....	36
2.1.16.	Simulación numérica de yacimientos .....	37
2.1.21.	Análisis de sensibilidad .....	41
2.1.22.	Análisis Económico .....	41
CAPÍTULO III .....		44
ÁREA DE ESTUDIO.....		44
3.1.	Descripción del Área de Estudio .....	44
3.2.	Bloque Carabobo.....	45
3.3.	Estratigrafía Regional.....	45
3.3.1.	Características Geológicas Regionales.....	46
3.3.2.	Campo Cerro Negro .....	47
CAPÍTULO IV .....		48
MARCO METODOLÓGICO .....		48
4.1.	Tipo y diseño de la investigación .....	48
4.2.	Procedimiento .....	48
4.2.1.	Revisión bibliográfica .....	50
4.2.2.	Recopilación y obtención de datos .....	50
4.2.3.	Uso de CMG.....	50
4.2.4.	Ajuste Modelo Básico de IMEX .....	51
4.2.5.	Definición de la Tasa de Producción caso base.....	51
4.2.6.	Análisis de Sensibilidad .....	52



4.2.7. Cálculos Analíticos.....	55
4.2.8. Evaluación económica.....	55
CAPÍTULO V .....	56
ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	56
5.1. Obtención de Datos a través de la Revisión Bibliográfica .....	56
5.2. Construcción Modelo Básico Imex .....	56
5.3. Resultados de ajustes del Modelo Básico Imex.....	63
5.4. Resultados de conversión de Imex a Stars.....	64
5.5. Aplicación de la Herramienta <i>FLEXWELL</i> .....	67
5.6. Resultado definición de la Tasa de Producción caso base .....	68
5.7. Cálculos Analíticos .....	71
5.8 Analisis de Sensbilidad.....	73
5.8.1. Análisis De Variables.....	79
5.10. Evaluación económica .....	93
5.10.1. Costo de inversión (CAPEX).....	95
5.10.2. Costo de producción (OPEX) .....	95
5.10.3. Flujo de caja (FDC) proyecto a 5 años .....	96
CONCLUSIONES.....	98
RECOMENDACIONES .....	100
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	102
APÉNDICE .....	105

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Yacimientos Convencionales y no Convencionales .....	8
Figura 2. Representación de los canales de las partículas a través de un medio poroso. ....	10
Figura 3. Representación esquemática del experimento de Darcy.....	11
Figura 4. Compresibilidad de la roca antes y después de desarrollarse .....	13
Figura 5. Compresibilidad del petróleo con respecto a la variación de presión del yacimiento .....	18
Figura 6. Variación de la densidad del petróleo con respecto a la variación de presión y temperatura del yacimiento. ....	19
Figura 7. Variación de la viscosidad del petróleo con respecto a la presión yacimiento. ....	19
Figura 8. Variación de volumen de gas con respecto a la variación de presión y temperatura del yacimiento. ....	20
Figura 9. Variación de la viscosidad del gas con respecto a la presión. ....	21
Figura 10. Comportamiento de la viscosidad del agua en función de la presión ...	22
Figura 11. Diagrama de pozo horizontal en la FPO .....	23
Figura 12. Empaques con grava en agujero abierto y revestido.....	25
Figura 13. Geometría de cuatro tipos de liner ranurado.....	26
Figura 14. Parámetros de Geometrías de flujo asumidas para modelo de Joshi y Economides .....	32
Figura 15. Geometría de flujo asumida por Babu y Odeh.....	33
Figura 16. Esquema de acumulación de arena en un liner ranurado .....	35
Figura 17. Ubicación geográfica Faja Petrolífera del Orinoco .....	44
Figura 18. Columna estratigráfica formación oficina .....	45
Figura 19. Cuencas petrolíferas de Venezuela .....	46
Figura 20. Mapa ubicación geográfica Campo Cerro Negro .....	47
Figura 21. Flujograma de la metodología .....	49
Figura 22. Tamaño de cuadrícula vista IJ-2D Areal .....	57
Figura 23. Tamaño de cuadrícula vista IJ-2D Areal .....	58

Figura 24. Permeabilidades relativas modelo básico IMEX .....	61
Figura 25. Ubicación del pozo horizontal vista 3D.....	62
Figura 26. Relación de Presion - Viscosidad Viva antes del ajuste (CMG, Bibliografía) .....	63
Figura 27. Relación de Presión - Viscosidad Viva ajustada.....	64
Figura 28. Factor volumétrico del petróleo IMEX / STARS .....	65
Figura 29. Densidad del petróleo IMEX / STARS.....	65
Figura 30. Viscosidad del petróleo IMEX / STARS .....	66
Figura 31. Relación gas petróleo IMEX / STARS .....	66
Figura 32. Estado pseudo-estable Modelo Ideal .....	69
Figura 33. Índice de productividad modelo ideal.....	70
Figura 34. Viscosidad talón del pozo DS-1 Modelo Ideal .....	71
Figura 35. Variación de presión (Delta P) pozo DS-1 Modelo Ideal .....	72
Figura 36. Estado Pseudo-estable Modelo Básico .....	74
Figura 37. Índice de productividad Modelo Básico .....	74
Figura 38. Índice de productividad Modelo Básico Arenado .....	77
Figura 39. Dirección de aporte de sección horizontal para sensibilidades.....	79
Figura 40. Índice de productividad variación longitud horizontal .....	82
Figura 41. Índice de productividad variación permeabilidad.....	84
Figura 42. Índice de productividad variación espesor.....	87
Figura 43. Índice de productividad variación viscosidad.....	89
Figura 44. Índice de productividad arenamiento y rehabilitación.....	92
Figura 45. Ingresos Modelo Post Limpieza.....	94
Figura 46. Egresos Modelo Post Limpieza .....	96

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Calidad de la Roca en Función de la Porosidad .....	10
Tabla 2. Calidad de la Roca del yacimiento en función de su permeabilidad.....	12
Tabla 3. Valores típicos de índices de productividad.....	28
Tabla 4. Selección de factor de daño a la formación Babu y Odeh .....	34
Tabla 5. Número de celdas para tamaño de cuadrícula .....	57
Tabla 6. Propiedades promedio del reservorio .....	58
Tabla 7. Datos para generación de PVT a través de correlaciones .....	59
Tabla 8. Datos obtenidos por correlaciones de PVT .....	59
Tabla 9. <i>End Points</i> permeabilidades relativas .....	60
Tabla 10. Condiciones iniciales modelo básico IMEX .....	61
Tabla 11. Propiedades térmicas roca/fluido .....	67
Tabla 12. Propiedades del Pozo DS-1 Modelo Ideal.....	68
Tabla 13. Índice de productividad modelo ideal CMG .....	70
Tabla 14. Índice de productividad cálculo analítico Modelo Ideal .....	72
Tabla 15. Índice de productividad cálculo analítico Modelo Básico .....	72
Tabla 16. Porcentajes de error respecto al cálculo determinístico .....	73
Tabla 17. Propiedades del Pozo DS-1 Modelo Básico.....	73
Tabla 18. Índice de Productividad Modelo Básico CMG .....	75
Tabla 19. Propiedades del Pozo DS-1 Modelo Básico (Arenado) .....	76
Tabla 20. Reducción de diámetro para Modelo Básico Arenado.....	76
Tabla 21. Índice de Productividad Modelo Básico Arenado Fecha 1 CMG .....	77
Tabla 22. Índice de Productividad Modelo Básico Arenado Fecha 2 CMG .....	78
Tabla 23. Índice de Productividad Modelo Básico Arenado Fecha 3 CMG .....	78
Tabla 24. Índice de Productividad Modelo Básico Arenado Fecha 4 CMG .....	78
Tabla 25. Índice de Productividad MD caso 1 CMG .....	80
Tabla 26. Índice de Productividad MD caso 2 CMG .....	80
Tabla 27. Índice de Productividad MD caso 3 CMG .....	80
Tabla 28. Índice de Productividad MD caso 4 CMG .....	81
Tabla 29. Índice de Productividad permeabilidad caso 1 CMG.....	82

Tabla 30. Índice de Productividad permeabilidad caso 2 CMG.....	83
Tabla 31. Índice de Productividad permeabilidad caso 3 CMG.....	83
Tabla 32. Índice de Productividad permeabilidad caso 4 CMG.....	83
Tabla 33. Índice de Productividad espesor caso 1 CMG .....	85
Tabla 34. Índice de Productividad espesor caso 2 CMG .....	85
Tabla 35. Índice de Productividad espesor caso 4 CMG .....	86
Tabla 36. Índice de Productividad espesor caso 5 CMG .....	86
Tabla 37. Índice de Productividad Viso caso 1 CMG.....	87
Tabla 38. Índice de Productividad Viso caso 2 CMG.....	88
Tabla 39. Índice de Productividad Viso caso 3 CMG.....	88
Tabla 40. Índice de Productividad Viso caso 4 CMG.....	88
Tabla 41. Índice de productividad etapa post arenamiento caso 1 .....	90
Tabla 42. Índice de productividad etapa post arenamiento caso 2.....	91
Tabla 43. Índice de productividad etapa post arenamiento caso 3.....	91
Tabla 44. Índice de productividad etapa post arenamiento caso 4.....	91
Tabla 45. Ingresos considerando el caso Modelo Post Limpieza 1.....	93
Tabla 46. Ingresos considerando el caso Modelo Post Limpieza 2.....	93
Tabla 47. Ingresos considerando el caso Modelo Post Limpieza 3.....	94
Tabla 48. Ingresos considerando el caso Modelo Post Limpieza 4.....	94
Tabla 49. Resumen de inversión inicial para servicio de CCT .....	95
Tabla 50. Indicadores de rentabilidad de proyecto con CCT.....	96

## INTRODUCCIÓN

El propósito de toda empresa con fines de lucros es aumentar sus ingresos en el menor costo posible, la industria petrolera no es la excepción. Es por ello que las mismas generan un modelo de explotación y desarrollos de yacimientos petroleros. Para generarlo se necesita desarrollar evaluaciones a corto, mediano y largo plazo para maximizar las ganancias y la rentabilidad de un prospecto petrolero, al igual, que considerar los avances tecnológicos para ser aplicados o no en un posible proyecto.

La caracterización adecuada de un yacimiento es de vital importancia para este análisis de proyecto, la observación y cuantificación de hidrocarburo en sitio en especímenes o núcleos de las rocas sedimentarias conduce a conceptos esenciales a la hora de realizar un prospecto de inversión. La caracterización se basa en realizar el análisis estático para así conocer las propiedades de las rocas reservorios y el análisis dinámico para definir el comportamiento de los fluidos presentes en el yacimiento [\[1\]](#). Una vez que se realiza la caracterización adecuada de un yacimiento se procede a planificar el hallazgo del mismo, a través de la perforación, para crear una conexión con la superficie y luego entrar en la etapa de producción.

En la etapa de producción se debe tomar en cuenta un factor importante como lo es el índice de productividad, ya que el mismo va a tener un comportamiento variable dependiendo del tipo de pozo en el que se está realizando la evaluación. El índice de productividad permite determinar el comportamiento de producción considerando la presión estática del yacimiento, la presión de fondo fluuyente y la tasa de producción de petróleo [\[2\]](#)

El análisis integrado pozo/yacimiento posee cierto grado de complejidad, para ello la industria cuenta actualmente con distintos softwares de tecnologías que facilitan llevar a cabo este proceso. El simulador CMG (Computer Modelling Group.LTD) posee el software IMEX para modelaciones de recuperaciones primarias y secundarias, el software GEM para yacimientos composicionales donde se pueden considerar procesos miscibles y químicos, también el software STARS que estudia el

comportamiento de recuperación en yacimientos utilizando inyección vapor, o solventes.

En la siguiente investigación se llevara a cabo un análisis en el campo Cerro Negro en pozos horizontales, con la finalidad de determinar la productividad en pozos que poseen problemas de arenamiento posterior a una limpieza. Para ello el simulador STARS cuenta con una herramienta llamada *FLEXWELL* que permite definir la terminación del pozo considerando el diámetro de la tubería [\[3\]](#), lo que ayudará a definir el comportamiento del índice de productividad en los distintos escenarios que se plantearan en la investigación.

# CAPÍTULO I

## 1.1.Planteamiento del problema

La Faja Petrolífera del Orinoco posee una elevada acumulación de hidrocarburo extrapesado. Esta se encuentra en el orden de los los 1,2 MMMBNP en POES en su extensa área de 54.000 kilómetros cuadrados. Es por eso que es uno de los más importantes campos en donde se han hecho evaluaciones, investigaciones, análisis y comparaciones para determinar y obtener resultados que lleven a una mejoría en la extracción del hidrocarburo.

Las arenas no consolidadas forman parte de las propiedades principales de la Faja Petrolífera Del Orinoco, las mismas han sido objeto de estudio debido a los diferentes problemas que puedan presentarse en las distintas etapas de un proyecto de producción. Una vez que se comienza el proceso de producción, disminuye la presión en la formación y por consiguiente la fuerza efectiva entre los granos, alcanzando una presión crítica, lo que lleva como consecuencia la producción de finos de formación, que se acumulan con el tiempo en la parte inferior del pozo afectando la presión de fondo fluyente y a su vez el índice de productividad y la tasa de producción de líquido. Es por ello que se plantea la siguiente investigación, con el fin de determinar el índice de productividad posterior a una limpieza en la sección horizontal por medio de la herramienta *FLEXWELL* de CMG STARS.

## 1.2.Objetivo General

Determinar la productividad de los pozos horizontales con problemas de arenamiento posterior a un proceso de rehabilitación mediante la limpieza de la sección horizontal aplicando la simulación de yacimientos con el software de STARS de CMG y su herramienta *FLEXWELL*.



### **1.3.Objetivos Específicos**

- a) Definir las propiedades del sistema pozo/yacimiento que afectan la productividad de los pozos horizontales.
- b) Construir un modelo de simulación de yacimientos homogéneo con propiedades promedio del campo Cerro Negro.
- c) Ejecutar un análisis de sensibilidad de las propiedades que afectan la productividad de los pozos antes, después del arenamiento y posterior a los trabajos de limpieza.
- d) Evaluar el efecto que tiene la eficiencia de las limpiezas de la sección horizontal sobre la productividad de los pozos.
- e) Realizar una evaluación técnica/económica para determinar la rentabilidad de las limpiezas en función de los costos y la eficiencia de los trabajos.

### **1.4. Alcance**

Evaluar los parámetros de productividad obtenidos a través del uso de la simulación numérica, para así analizar y comparar rentabilidades y viabilidades de posibles futuras inversiones en la limpieza de pozos con problemas de arenamiento en la Faja Petrolífera del Orinoco Bloque Carabobo 2, campo Cerro Negro.

### **1.5.Justificación**

El siguiente trabajo es de importancia para el campo de la ingeniería de producción, debido a que aportará conocimiento teórico en la evaluación del índice de productividad, aplicando la herramienta *FLEXWELL*. Además, proporcionará la metodología que se llevara a cabo para determinar los resultados, a su vez se realizará una comparación post y pre-limpieza del índice de productividad para determinar si es rentable o no realizar un servicio de limpieza con pozos que poseen estos problemas. De igual manera, la tesis quedara a disposición de la Universidad Central de Venezuela y permitirá que se efectuó el uso de la herramienta en las salas de simulación lo que

permitirá mayor eficiencia a la hora de realizar futuras investigaciones que se puedan realizar en la Escuela de Ingeniería de Petróleo.

### **1.6.Limitaciones**

Las limitaciones son consideraciones importantes en una investigación ya que las mismas otorga vitalidad a los objetivos específicos que se quieren cumplir con la elaboración, entre estas tenemos:

- La información obtenida del campo proviene de publicaciones, la misma se encuentra limitada debido a la confidencialidad que cada empresa maneja.
- Se trabajará con datos promedios del campo Cerro Negro y, por ende, existe cierto grado de incertidumbre.
- Se estudiará únicamente pozos horizontales.
- No se evaluará el proceso de arenamiento físicamente dentro del modelo.
- No se evaluará el proceso de limpieza.

## CAPITULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2. Antecedentes

La perforación horizontal ha sido de gran interés en la Faja petrolífera del Orinoco debido a la profundidad de los yacimientos petroleros. Una de las áreas prospectivas se encuentra en el estado Carabobo, con muy gruesas arenas de excelentes propiedades petrofísicas. A finales de los años 90 y los años 2000 campañas de perforación de pozos multilaterales y pozos horizontales respectivamente se llevaron a cabo en esta zona con una densidad considerable de perforaciones en arenas de petróleo pesado y extrapesado con pozos horizontales de sección horizontal muy amplia. A medida que se incrementa la producción en esta área se generó una problemática de producción de arenas debido a la baja consolidación de las mismas, es por eso que recientemente se realizaron estudios similares a lo que se quiere evaluar en esta investigación, considerando la efectividad de limpieza en pozos arenados específicamente en el Distrito Morichal según relata la investigación de los autores *I. Benzaquen, J. Romero, J. Zambrano, P. Henao, and A. Ortiz* de la compañía *Petróleos de Venezuela SA* [\[4\]](#). La investigación tuvo como finalidad optimizar la producción de petróleo y disminuir los niveles de finos para evitar el colapso o daño de los equipos. En la ejecución de este proyecto se utilizó tubería concéntrica en espiral comúnmente llamada tubería flexible y una bomba de vacío. El ensayo se realizó en pozos seleccionados en los que se evaluaron parámetros petrofísicos de las arenas, comportamiento de producción, efectividad de limpieza y costos asociados durante la vida productiva de los pozos.

Para el procedimiento de selección de pozos se escogieron siete (7) pozos sin limpieza y veinte un (21) pozos con limpieza. Para esta investigación previamente mencionada los autores tomaron valores promedios de las dos unidades de flujo (arenas), ya que no se tenían valores reales de las mismas, donde establecieron

propiedades como: arena neta petrolífera, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y porcentaje de arcillas. En el caso del análisis de producción para los pozos seleccionados se tomaron valores de presión lo más cercano posible a los datos oficiales, donde se construyeron curvas de producción de la etapa inicial antes del servicio y después del servicio de limpieza con el fin de obtener la presión de fondo fluyente correspondiente; A su vez el modelo matemático utilizado fue el de Vogel debido a que las presiones trabajadas se encontraban por debajo de la presión de burbuja, donde se obtuvieron resultados de tasa máxima producida, tasa de agua producida, tasa de petróleo producido, gravedad específica del crudo, gravedad específica de la mezcla, gradiente de la mezcla, todo esto con la finalidad de definir el índice de productividad y las curvas correspondientes al comportamiento de afluencia. Se determinó también el comportamiento de afluencia para pozos no limpiados, pero únicamente se tomó en cuenta la producción inicial y la producción actual, donde se determinaron los mismos parámetros del primer caso para fines comparativos. Seguidamente se realizaron comparaciones de ambos casos (con limpieza y sin limpieza), para realizar una evaluación económica donde se incluyeron costos asociados, inversión total, valor presente neto, tasa interna de retorno, eficiencia de inversión y tiempo de pago. Bajo este esquema se estableció la eficiencia para este modelo de trabajo, a través de esta evaluación se pudo demostrar que:

- El índice de productividad aumento en los pozos con problemas de arenamiento que fueron tratados con tubería flexible.
- Mayor durabilidad en los equipos de levantamiento de producción en los pozos limpiados.
- Los resultados finales con respecto a los indicadores económicos mostraron rentabilidad con la implementación del servicio de mantenimiento.

## 2.1. Bases teóricas

El soporte adecuado de una bibliografía es primordial en una investigación, tener una base teórica completamente definida facilita el procedimiento metodológico y el análisis de resultado, ya que ayuda al autor entender la razón y la finalidad de cada proceso establecido a través de definiciones, conceptos, características y estudios científicos previos que han sido validados en función del tiempo. A continuación, se presenta los siguientes conceptos basado en una orden de ideas desde el inicio definiendo un sistema de yacimiento de hidrocarburos hasta la etapa productiva considerando el índice de productividad en pozos horizontales para entrar en contexto en el planteamiento de problema.

### 2.1.1. Yacimiento de Hidrocarburos

Una porción de trampa geológica que contiene hidrocarburo es denominada yacimiento. Es un sistema que a su vez se encuentra intercomunicado hidráulicamente y permite la acumulación de hidrocarburos debido a los eventos geológicos favorables en el tiempo. En la Figura 1 se ilustra varios tipos de yacimientos [\[1\]](#).

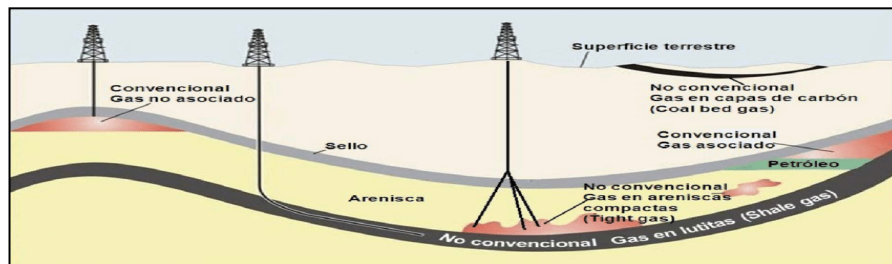


Figura 1. Yacimientos Convencionales y no Convencionales

(Fuente: Energy Information Administration, 2011)

### 2.1.2. Propiedades Petrofísicas

A continuación, se presentan las definiciones básicas que serán utilizadas en la creación del modelo experimental. Inicialmente los datos de entrada son esenciales para crear el comportamiento de producción del área que se requiere estudiar en el simulador [\[1\]](#). Las propiedades petrofísicas varían dependiendo de los eventos geológicos ocurridos hace miles de millones de años en determinadas geografías, sin

embargo, el concepto general es el mismo para cada caso. Un sistema petrolero se encuentra dividido por tres subsistemas:

### **2.1.2.1. Sistema Roca**

El sistema roca representa la capacidad de almacenamiento de flujo del yacimiento, donde deben tomarse en cuentas aspectos importantes como el tamaño de grano, forma del grano, espaciamiento de los granos. Las características mencionadas anteriormente definen ciertas propiedades que influyen en la calidad del yacimiento, estas propiedades son la porosidad, la densidad de la matriz, tortuosidad, permeabilidad y la compresibilidad. Cada una de estas propiedades engloba el sistema roca [1]. Para el modelo que se elaborará en esta investigación se hará énfasis en las propiedades que exige el simulador como dato de entrada para definir el modelo estático. A continuación, se definen las propiedades mencionadas anteriormente:

#### **a) Porosidad**

La porosidad de una roca se define como la fracción de volumen total de roca no ocupada por el esqueleto de esta, es la característica física más conocida de un yacimiento petrolero y se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$\mathbf{Porosidad} \text{ (\%)} = \mathbf{100} * \left( \frac{\mathbf{Volumen Poroso}}{\mathbf{Volumen Total de Roca}} \right) \quad (\text{Ecuación 1})$$

La misma indica la capacidad de almacenamiento de cualquier fluido ya sea gas o petróleo que puedan estar presentes en la roca. La porosidad es uno de los parámetros más importantes para determinar la calidad del yacimiento por lo tanto se establece una relación de la calidad de la roca en función de la porosidad ilustrado en la Tabla 1.

Calidad	$\phi$ %
Muy Buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy Pobre	<5

Tabla 1. Calidad de la Roca en Función de la Porosidad

(Fuente: Sala, 2019)

### b) Permeabilidad

La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no hay permeabilidad. Por lo tanto, la permeabilidad depende de la porosidad efectiva y más específicamente de la geometría de los poros, incluyendo la tortuosidad, el grado de compactación, el grado de cementación, la presencia de minerales de arcilla en una roca, y la medida de las gargantas entre los poros. La Figura 2 ilustra canales interconectados por donde viajan las partículas.

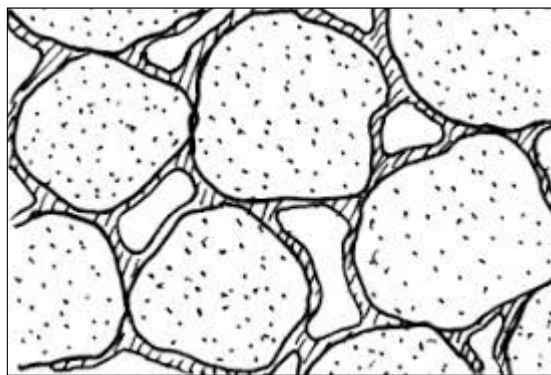


Figura 2. Representación de los canales de las partículas a través de un medio poroso.

(Fuente: San Roman, 2008)

La unidad de medida de la permeabilidad de una roca en el sistema cegesimal (CGS) se denomina *Darcy* en honor al Ingeniero francés Henry Philibert Gaspard Darcy (1856), quien llevó a cabo experimentos con la circulación de líquidos a través de medios porosos, como se muestra en la Figura 3.

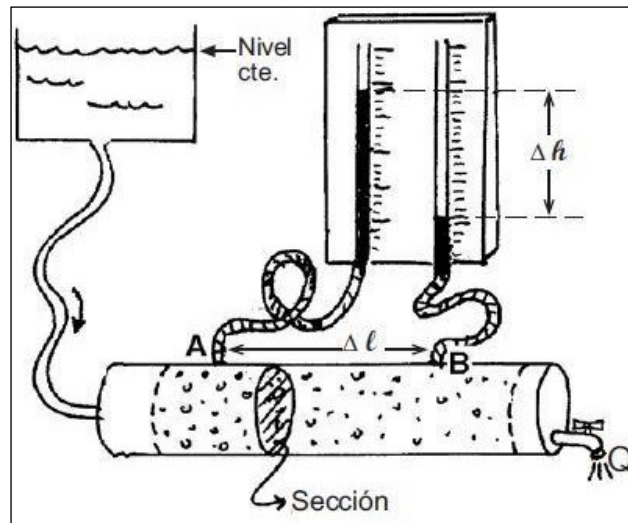


Figura 3. Representación esquemática del experimento de Darcy

(Fuente: Torres et. Al., 2014)

Un medio poroso tiene una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido monofásico de un centipoise de viscosidad, que llena por completo los huecos del medio, fluye a un caudal constante de un centímetro cúbico por segundo en cada centímetro cuadrado de sección, bajo una presión o gradiente hidráulico equivalente a una atmósfera (76.0 cm de Hg) por centímetro.

La siguiente ecuación define la permeabilidad a través del experimento de Darcy:

$$k = \left( \frac{q\mu L}{A\Delta P} \right) \quad (\text{Ecuación 2})$$



Donde:

$k$  es la permeabilidad, [Darcys]

$q$  es el gasto, [cm<sup>3</sup>/s]

$\mu$  es la viscosidad del fluido, [Centipoise]

$L$  es la distancia que recorre el fluido, [cm]

$A$  es el área total de la sección transversal, [cm<sup>2</sup>]

$\Delta P$  es la diferencia de presión en  $L$ , [atm]

La permeabilidad, así como la porosidad es un parámetro importante para de determinar la calidad de un yacimiento. En la Tabla 2 se presenta la calidad basada en un rango de permeabilidad:

Calidad de la Roca	Permeabilidad (Darcy)
Pobre	$k < 1$
Regular	$1 < k < 10$
Moderada	$10 < k < 50$
Buena	$50 < k < 250$
Muy Buena	$k > 250$

Tabla 2. Calidad de la Roca del yacimiento en función de su permeabilidad

(Fuente: Sala, 2019)

### c) Compresibilidad

Un yacimiento a miles de metros bajo la superficie de la tierra se encuentra sometido a una presión de sobrecarga originada por el peso de las formaciones supra yacentes. La presión de sobrecarga no es constante y depende de factores como la profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación, entre otros.

La compresibilidad generalmente decrece con incrementos en la porosidad y en la presión de sobrecarga efectiva. La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) en un intervalo de presión dado y a una temperatura fija se define

como el cambio de volumen por unidad de volumen inicial causado por una variación de presión, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$c = -\frac{1}{V} \left[ \frac{\delta V}{\delta P} \right]_T \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde:

$c$  es la Compresibilidad [psi<sup>-1</sup>]

$V$  es el volumen, [m<sup>3</sup>]

$P$  es la Presión, [atm]

$T$  indica que la derivada es tomada a temperatura constante.

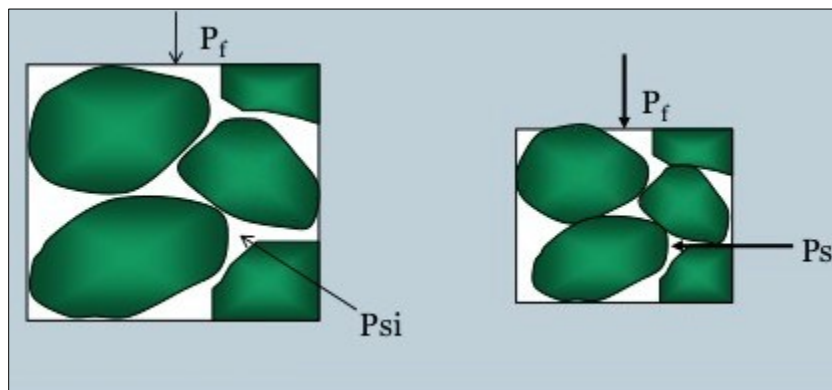


Figura 4. Compresibilidad de la roca antes y después de desarrollarse

(Fuente: UCSI University, 2014)

#### 2.1.2.2. Sistema Roca-Fluido

Es el sistema que se describió inicialmente agregando el fluido presente dentro de los poros de la roca, ya sea gas, petróleo o agua. Para realizar una caracterización de este tipo de sistema, es necesario recopilar, procesar y analizar información proveniente de muestras de roca saturadas con sus fluidos, al igual que es necesario registros geofísicos y pruebas de variación de presión. Algunos parámetros que definen este sistema son: saturación de fluidos, mojabilidad, movilidad, presión capilar, tensión

interfacial y permeabilidades efectivas y relativas. Las propiedades a definir dentro del sistema serán [\[1\]](#):

#### a) Permeabilidad Efectiva ( $k_{ef}$ )

Se tiene permeabilidad efectiva a un fluido, cuando el medio poroso está saturado por dos o más fluidos, con facilidad o no de flujo y se determina de cada una de ellas su permeabilidad. En los yacimientos la permeabilidad efectiva puede ser al crudo, al gas o al agua ( $K_{eo}$ ,  $K_{eg}$ ,  $K_{ew}$ ) y se expresa a través de la siguiente ecuación matemática:

$$k_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde:

$k_{ef}$  permeabilidad efectiva al fluido, [Darcys]

$q_f$  tasa de producción del fluido, [cm<sup>3</sup>/s]

$\mu_f$  viscosidad del fluido, [Centipoise]

$L$  es la distancia que recorre el fluido, [cm]

$A$  es el área total de la sección transversal al flujo, [cm<sup>2</sup>]

$\Delta P$  es la diferencia de presión en  $L$ , [atm]

#### b) Permeabilidad Relativa a un Fluido

Se define a la permeabilidad relativa a un fluido como el cociente de la permeabilidad efectiva a un fluido con respecto a la permeabilidad absoluta del medio poroso; matemáticamente se expresa como:

$$k_{rf} = \frac{k_{ef}}{k_a} \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde:

$k_{rf}$  es la permeabilidad relativa a un fluido,

$k_{ef}$  es la permeabilidad efectiva a un fluido, [Darcys]

$k_a$  es la permeabilidad absoluta, [Darcys]

### c) Saturación de Fluidos

La saturación de una roca con determinado fluido se define como la fracción del volumen poroso de la roca que está ocupada por dicho fluido [\[1\]](#):

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde:

$S_f$  es la Saturación del fluido.

$V_f$  es el Volumen del fluido.

$V_p$  es el Volumen poroso de la roca.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1 o al 100%. Si se considera un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, entonces:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde:

$S_o$  es la Saturación de petróleo.

$S_w$  es la Saturación de agua.

$S_g$  es la Saturación de gas.

### d) Movilidad ( $\lambda$ )

En la ley de Darcy, existe un factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión. Este factor de proporcionalidad,

denominado movilidad del fluido, es la permeabilidad efectiva de la roca a ese fluido dividida por la viscosidad del fluido. Por lo tanto, la movilidad para cada fluido existente en el yacimiento se representa de la manera siguiente:

$$\lambda_w = \frac{k_{ew}}{\mu_w}; \lambda_o = \frac{k_{eo}}{\mu_o}; \lambda_g = \frac{k_{eg}}{\mu_o} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Donde:

$\lambda_w$  movilidad de agua

$\lambda_o$  movilidad del petróleo

$\lambda_g$  movilidad del gas

$k_{ex}$  permeabilidad efectiva de cada fluido

$\mu_{wx}$  viscosidad de cada fluido

### 2.1.2.3. Sistema Fluido

Define las propiedades específicas del fluido y su comportamiento a diferentes presiones y temperaturas. En este sistema se pueden apreciar una o dos fases del hidrocarburo, al igual que la presencia de agua. Es por ello que se deben definir las siguientes propiedades [\[1\]](#).

#### a) Presión de Burbuja (Pb)

Es la presión a la cual la primera burbuja de gas aparece cuando disminuye la presión de petróleo subsaturado. También es llamada presión de saturación, debido a que una ligera disminución de dicha presión provocará que el aceite comience a liberar el gas disuelto que contiene. La presión de burbuja varía con la temperatura para una mezcla particular de hidrocarburos. El valor de este parámetro se compara con el de la presión inicial del yacimiento para identificar si el yacimiento es de petróleo saturado o subsaturado.

### **b) Factor de Volumétrico del Petróleo ( $\beta_0$ )**

Está definido como el volumen de petróleo con su gas disuelto a las condiciones del yacimiento, requerido para producir la unidad de volumen de aceite a condiciones de superficie, es decir:

$$\beta_0 = \frac{\text{Volumen de petroleo con gas disuelto@CY}}{\text{Volumen de petroleo seco@CS}} \quad (\text{Ecuación 9})$$

Donde:

Volumen de petróleo con gas disuelto [Bbl@CY]

Volumen de petróleo seco [Bbl@CS]

### **c) Compresibilidad del Petróleo ( $C_o$ )**

La compresibilidad del petróleo se define como el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de petróleo líquido por unidad de variación de presión a temperatura constante, dividido entre su volumen promedio.

En la Figura 5 se muestra la variación de la compresibilidad isotérmica del petróleo con respecto a la presión del yacimiento, la variación de volumen es casi constante cuando la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbuja, ya que, en este punto, por la liberación de la primera burbuja de gas se causa un incremento en el valor de  $C_o$ . Después de esta discontinuidad el cambio en el volumen va creciendo poco a poco dado el cambio en el volumen del gas libre.

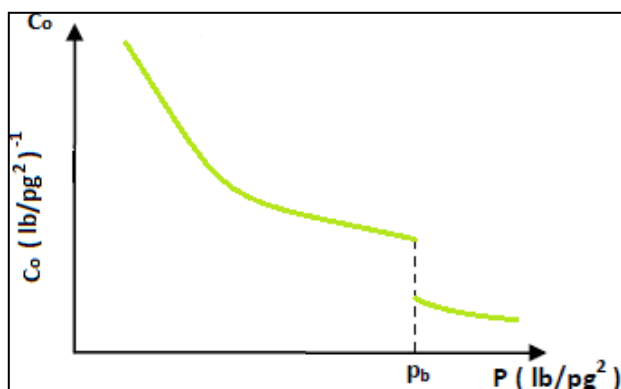


Figura 5. Compresibilidad del petróleo con respecto a la variación de presión del yacimiento

(Fuente: Torres et. Al., 2014).

#### d) Relación Gas Disuelto ( $R_s$ )

Es el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y a la temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de petróleo, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Es decir:

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto en petróleo @CS}}{\text{Volumen de petróleo @CS}} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde:

Volumen de gas disuelto en petróleo [ $\text{pie}^3$ ]

Volumen de petróleo [bbl]

#### e) Densidad del Petróleo ( $\rho_o$ )

Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto o gas en solución, entre su volumen. Si las condiciones de presión y temperatura son tales que todo el gas disponible está disuelto, al incrementar la presión, simplemente se comprimirá el líquido y aumentará su densidad. La densidad del petróleo es un parámetro ayuda a la identificación del tipo de fluido del yacimiento. La variación de la densidad del aceite con respecto a la presión, a la temperatura del yacimiento, se muestra en la Figura 6.

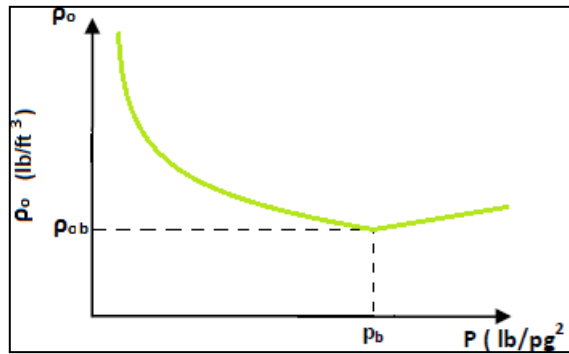


Figura 6. Variación de la densidad del petróleo con respecto a la variación de presión y temperatura del yacimiento.

(Fuente: Torres et. Al., 2014)

#### f) Viscosidad del Petróleo ( $\mu_o$ )

Es una medida de la resistencia del aceite a fluir, la cual varía con la temperatura y presión. Es un parámetro necesario para la caracterización del fluido y en algunas correlaciones utilizadas para el diseño de tuberías de producción, para determinar el valor de la movilidad del aceite. En la Figura 7 se establece el comportamiento de la viscosidad del petróleo en función de la presión y la temperatura.

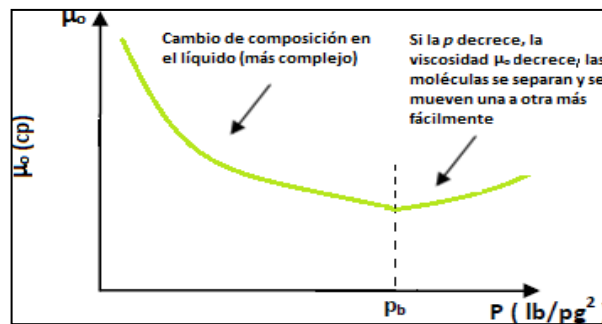


Figura 7. Variación de la viscosidad del petróleo con respecto a la presión yacimiento.

(Fuente: Torres et. Al., 2014)

#### g) Factor Volumétrico del Gas ( $\beta_g$ )

Se define como el volumen de gas a las condiciones del yacimiento, requerido para producir la unidad de volumen de gas a condiciones de superficie, es decir:



$$\beta_g = \frac{\text{Volumen de Gas @CY}}{\text{Volumen de Gas @CS}} \quad (\text{Ecuación 11})$$

Donde:

Volumen de Gas @CY [pie<sup>3</sup>]

Volumen de Gas @CS [pie<sup>3</sup>]

En la Figura 8 se muestra la variación del factor de volumen del gas con respecto a la presión, a la temperatura del yacimiento. Este parámetro es utilizado para determinar volúmenes de gas en la superficie y en el yacimiento.

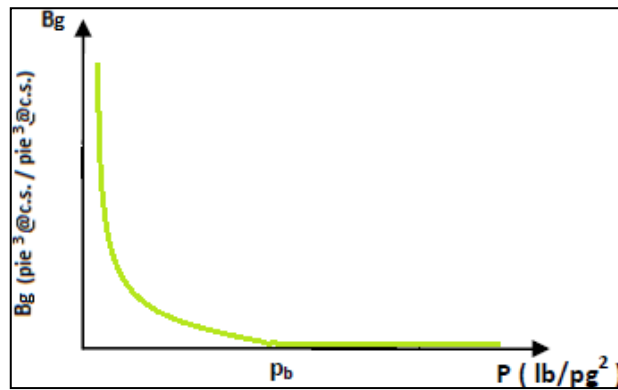


Figura 8. Variación de volumen de gas con respecto a la variación de presión y temperatura del yacimiento.

(Fuente: Torres et. Al., 2014)

#### **h) Viscosidad del Gas ( $\mu\text{g}$ )**

La viscosidad del gas es una medida de la resistencia del gas a fluir, la cual varía con la temperatura y presión. Generalmente la viscosidad del gas se incrementa al incrementarse la presión, excepto a muy bajas presiones en las que la viscosidad llega a ser independiente de la presión. A presiones bajas, la viscosidad del gas, a diferencia de la de los líquidos, se incrementa cuando la temperatura se eleva. Esto es causado por el incremento de la actividad de las moléculas cuando la temperatura se incrementa. En la Figura 10 se expresa el comportamiento de la viscosidad del gas en función de la

presión y la temperatura considerando tres temperaturas diferentes, a presiones bajas la viscosidad del gas se incrementa conforme la temperatura se incrementa. Sin embargo, a presiones altas la viscosidad del gas decrece conforme la temperatura incrementa.

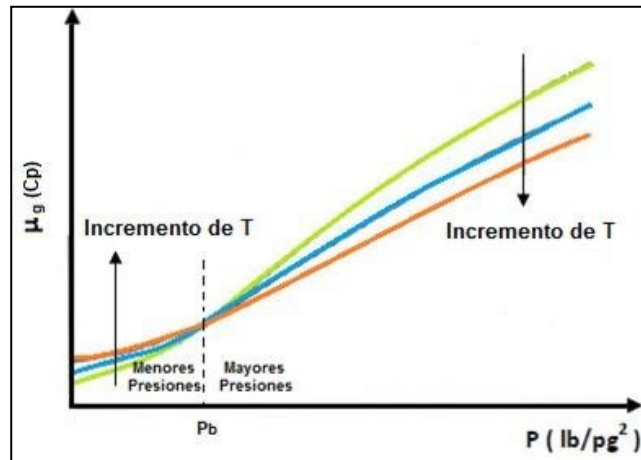


Figura 9. Variación de la viscosidad del gas con respecto a la presión.

(Fuente: Torres et. Al., 2014)

### i) Factor Volumétrico del Agua ( $\beta_w$ )

El factor de volumen de agua de formación representa el cambio en el volumen de la salmuera conforme es transportada desde el yacimiento hasta las condiciones de superficie. Las unidades son [Bbl @CY / Bbl @CS]. El factor volumétrico del agua tiene tres efectos involucrados que afectan el comportamiento de este: la liberación del gas disuelto en el agua de formación conforme la presión se reduce, la expansión del agua de formación conforme la presión se reduce, la reducción del volumen de agua de formación conforme la temperatura se reduce. Básicamente el factor volumétrico del agua representa los barriles de agua en el yacimiento que se requieren para producir un barril de agua en la superficie por lo tanto es la siguiente relación:

$$\beta_w = \frac{\text{Volumen de agua con gas disuelto @CY}}{\text{Volumen de agua @CS}} \quad (\text{Ecuación 12})$$

Donde:

Volumen de agua con gas disuelto @CY [bbl]

Volumen de agua @CS [bbl]

#### j) Viscosidad del Agua ( $\mu_w$ )

La viscosidad del agua en función de la presión, de la temperatura y de los sólidos disueltos en ella. En general, la del yacimiento es una medida de la resistencia del agua a fluir y está viscosidad del agua se incrementa si la presión y la salinidad se incrementan y la temperatura disminuye como se observa en la Figura 10.

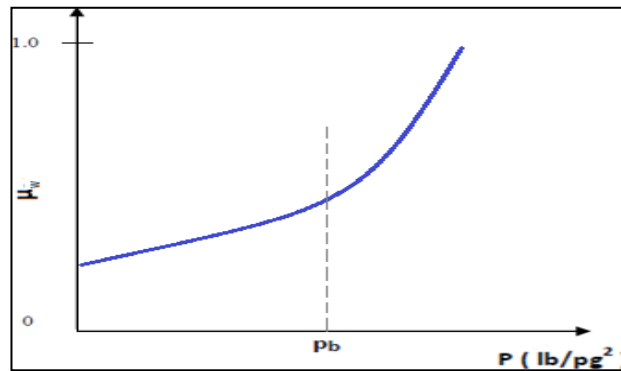


Figura 10. Comportamiento de la viscosidad del agua en función de la presión

(Fuente: Torres et. Al., 2014)

Una vez definida las propiedades relevantes de un yacimiento se define la etapa de perforación en la siguiente descripción.

### 2.1.3. Perforación de Pozos

#### 2.1.3.1. Perforación Vertical

Es aquella perforación que no posee ángulo de desviación, se encuentra en dirección perpendicular al plano principal que en este caso es el subsuelo es decir su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario. Se extiende desde superficie hasta la profundidad total [5].

### 2.1.3.2. Perforación Horizontal

Los pozos horizontales son pozos con un alto ángulo de inclinación (mayor a  $85^\circ$  generalmente con respecto al plano vertical) donde la fase lateral se encuentra completamente horizontal o paralela a la formación de interés, extendiéndose hasta 10,000 pies buscando contactar la mayor área posible de la arena productora para lograr obtener mayor drenaje. Generalmente, los pozos horizontales cuentan con una sección superficial, una sección intermedia que inicia en el 'Kick of Point' (KOP) finalizando en el punto de aterrizaje ('Landing Point') en la formación objetivo luego la sección lateral en donde el pozo se mantiene completamente horizontal y paralelo a la arena.

En la Figura 14 se puede apreciar un esquema de perforación horizontal, en donde se identifican la sección superficial, la sección intermedia y la sección horizontal. Considerando también el KOP, punto de aterrizaje y el diámetro del hoyo en las distintas secciones.

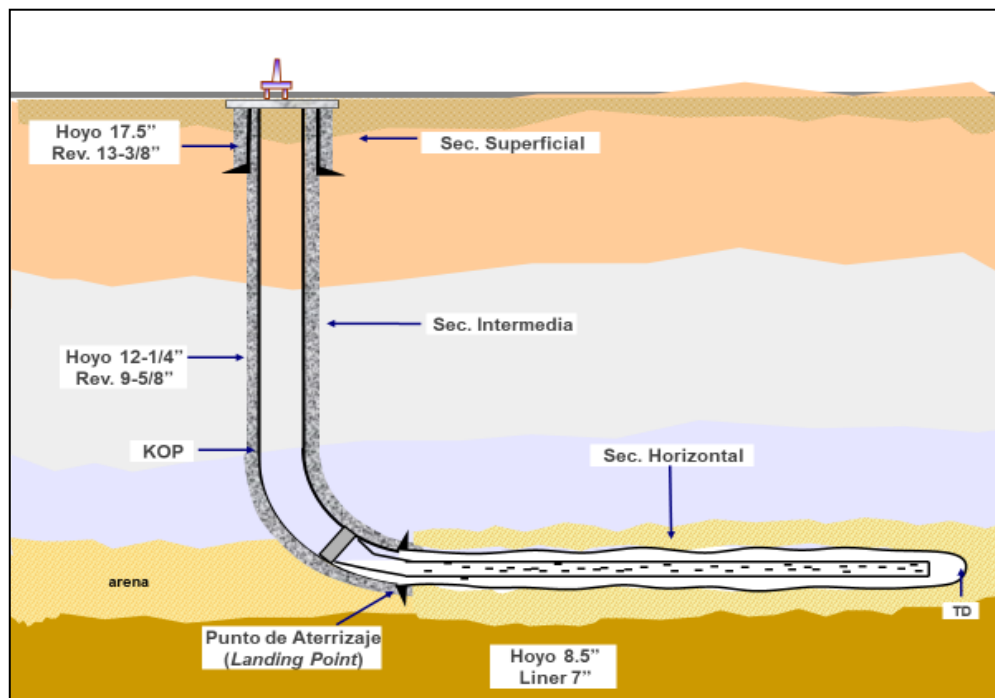


Figura 11. Diagrama de pozo horizontal en la FPO

(Fuente: Bond, 2019)

### **2.1.3.3. Completación de Pozos**

Se define como completación a una serie de trabajos que son realizados en el hoyo luego de la perforación, buscando preparar al pozo con el equipo de subsuelo necesario, con el objetivo de producir y poder drenar las reservas de hidrocarburos del yacimiento de forma segura, eficiente y rentable. El criterio de productividad es un factor importante en los pozos que requieren sistemas adicionales como el control de arenas, debido a que si no se toman las medidas preventivas correspondientes dependiendo de las características del yacimiento, ello puede verse reflejado como una baja e inclusive pérdida de la productividad del pozo [\[6\]](#).

### **2.1.4. Arenas Consolidadas**

Son aquellas formaciones cuya diagénesis permitió a través de la compactación, cementación, recristalización y reemplazamiento una mayor adherencia entre los granos de formación, al igual que poseen mayor compactación que las arenas no consolidadas debido a la sobrecarga de sedimentos, tamaño, forma de las partículas y el ritmo de depósito [\[6\]](#).

### **2.1.5. Arenas No Consolidadas**

Las formaciones no consolidadas a diferencia de las consolidadas son aquellas cuya diagénesis favoreció a la no compactación de los granos, ya que poseen menor cementación de las partículas y en el proceso de depositario existe menor sobrecarga de sedimentos, por la tanto la fuerza de cohesión entre los granos es menor [\[6\]](#).

#### **2.1.5.1. Completación en Formaciones No Consolidadas**

Las completaciones comúnmente utilizada en pozos horizontales son [\[6\]](#):

- Empaque con grava con resinas químicas
- Empaque con grava
- Rejilla Ranurada

### 2.1.5.1.1. Empaque De Grava Con Resinas Químicas

Consiste en un recubrimiento de un empaque de grava de alta permeabilidad con una capa fina de resina. Este método involucra el bombeo de grava a la formación y de una resina que es activada por la temperatura del fondo del pozo o por el calor de una inyección de vapor, una vez consolidado este empaque se prosigue a perforar la tubería de revestimiento contando ya con un filtro permeable que evitará la entrada de sólidos provenientes de la formación. Es una operación que aumenta su grado de complejidad conforme cambien las condiciones del pozo como la longitud de la zona productora y la desviación. Requiere también que el pozo esté completamente relleno con la grava que será utilizada para controlar [\[6\]](#).

### 2.1.5.1.2. Empaque Con Grava

Este método consiste en saturar con grava el pozo en un rango de 5 a 6 veces mayor que el diámetro de los granos de la formación, por lo que funcionará como un filtro que permitirá el flujo de fluidos de la formación, reteniendo los sólidos que posiblemente sean producidos. Pueden ser aplicadas en pozos con revestimiento o sin revestimiento [\[6\]](#).

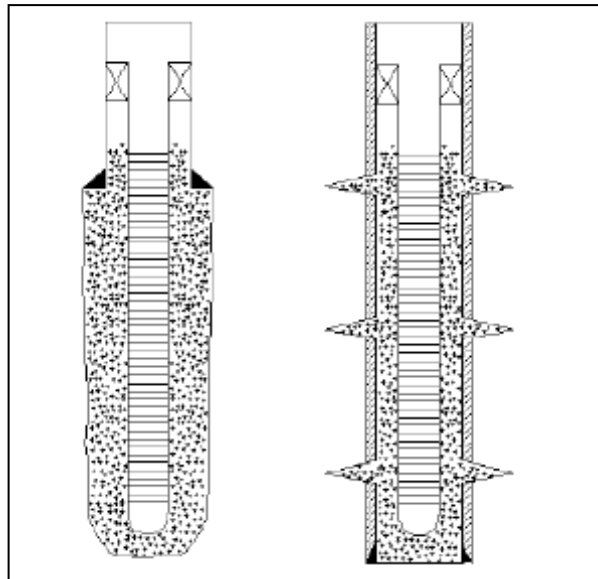


Figura 12. Empaques con grava en agujero abierto y revestido

(Fuente: Ludwing, 2012)

### 2.1.5.1.3. Liner Ranurado

Consiste de una tubería manufacturada con pequeñas ranuras maquinadas por una sierra rotatoria, son más fáciles de instalar y cada una de las ranuras, son enfiladas con un patrón de alineación, sumamente recomendable debido a que gran parte del esfuerzo original de la tubería es preservada por esta alineación, además de eso esta tubería o rejilla actúa como filtro de superficie entre la formación y el pozo previniendo la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o aperturas donde entra el flujo. Este mecanismo debe emplearse solo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande porque de lo contrario la rejilla o forro terminarían tapándose [6].

El problema más común y frecuente con este método de control de arenas es la corrosión en las ranuras. Por otra parte, si el nexo entre la formación y el liner no son estables puede romperse cuando se cambien la tasa de producción o los arranques y cierres de pozos, lo cual con el tiempo puede ocasionar obstrucción en la rejilla y por ende limitar la producción de hidrocarburos correcta. En la Figura 13 se presentan cortes transversales de cuatro (4) tipos de liner ranurado.

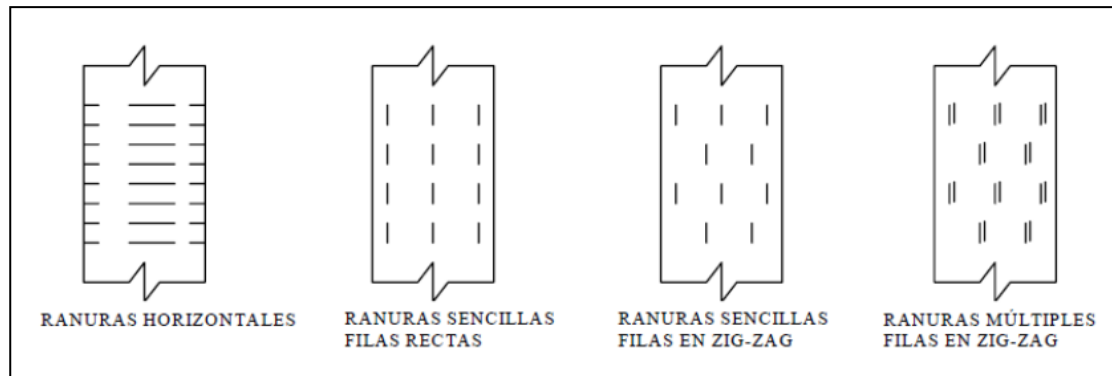


Figura 13. Geometría de cuatro tipos de liner ranurado

(Fuente: Ludwing, 2012)

### 2.1.6. Área De Drenaje

El área de drenaje son las dimensiones que abarca la sección de producción del pozo con respecto a el yacimiento, se mide considerando el volumen poroso extraído por el

pozo en la unidad de flujo. Por ejemplo, si en una misma área de drenaje existen varios pozos los mismos son un subconjunto del área del yacimiento. Si el área de drenaje es mayor, la posibilidad de extracción de hidrocarburo aumenta, sin embargo, es necesario considerar la presión de fondo fluyente del pozo y la presión estática del yacimiento [7].

### 2.1.7. Presión Estática Del Yacimiento

Los fluidos que se encuentran en el yacimiento están sometidos a la acción de fuerzas, una de ellas es la presión estática del yacimiento la misma existe cuando no hay alteraciones mecánicas en el yacimiento, es decir, dicha presión se denota cuando el sistema pozo-yacimiento está en el equilibrio antes de que se hayan establecido operaciones de producción. La presión del yacimiento aumenta con la profundidad, en una proporción casi lineal [1].

### 2.1.8. Presión De Fondo Fluyente

La energía que establece una relación dinámica entre el pozo y la superficie se denomina presión de fondo fluyente, es la energía que vence las caídas de presión en el medio poroso, tuberías verticales y estranguladores, se define a través de la siguiente ecuación [1]:

- Para condiciones dinámicas existentes en un pozo productor:

$$P_{wf} = P_{wh} + \rho gh + \Delta P_f \quad (\text{Ecuación 13})$$

Donde:

$P_{wf}$ : Presión fluyente en el fondo del pozo

$P_{wh}$ : Presión fluyente en la cabeza del pozo

$\rho gh$ : Peso de la columna de fluido de densidad  $\rho$

$\Delta P_f$ : Perdidas de presión en la tubería por fricción



### 2.1.9. Índice de productividad

El índice de productividad en pozos está definido como la tasa de flujo producido relacionado con la caída de presión. Inicialmente por simplicidad, se asume que existe una presión constante en el yacimiento y en el centro del pozo. Esto se interpretará como el índice en estado estacionario. Es importante mantener en cuenta que el índice de productividad depende del régimen del estado de flujo predominante en el sistema área drenaje/pozo. En las operaciones reales del yacimiento, para la recuperación primaria, esta caída de presión cambiaría con el tiempo a medida que se extrae más fluido del yacimiento; como consecuencia el índice de productividad estará afectado, cambiando su comportamiento. El índice de productividad representa una medida potencial del pozo o la habilidad que este tiene para producir, la tabla 4 representa los valores típicos en Venezuela y Estados Unidos según información obtenida por la profesora *Miranda* expuesta en el año 2015 se modela con la siguiente ecuación [8]:

$$J = \frac{Q_l}{P_{yac} - P_{wf}} \quad (\text{Ecuación 14})$$

Donde:

**J**: Índice de productividad en [BPD/lpc]

**Q<sub>l</sub>**: Tasa de líquido producido [BPD]

**P<sub>yac</sub>**: Presión del reservorio [lpc]

**P<sub>wf</sub>**: Presión de fondo fluyente [lpc]

J	U.S.A	VENEZUELA
<b>Bajo</b>	<0,5	<1,0
<b>Medio</b>	>0,5<1,5	>1,0<2,0
<b>Alto</b>	>1,5	>2,0

Tabla 3. Valores típicos de índices de productividad

(Fuente: Miranda, 2015)

### 2.1.10. Tipos de índice de productividad

La medida de representación de potencial de un pozo no es única, existen diferentes medidas que pueden definir el comportamiento de producción del pozo es por ellos que a continuación se mencionaran los siguientes tipos de índices de productividad [8]:

#### 1) Índice de productividad neto

Solo toma en cuenta la tasa de producción de petróleo y se expresa de la siguiente forma:

$$J = \frac{Q_o}{P_{yac} - P_{wf}} = \left[ \frac{B_{netosPD}}{lpc} \right] \quad (\text{Ecuación 15})$$

#### 2) Índice de productividad bruto

Es la tasa de líquido, es decir, la tasa de petróleo más la tasa de agua y se expresa de la siguiente forma:

$$J = \frac{Q_o + Q_w}{P_{yac} - P_{wf}} = \left[ \frac{B_{brutosPD}}{lpc} \right] \quad (\text{Ecuación 16})$$

#### 3) Índice de productividad en peso

Es poco usado y toma en cuenta la masa de los fluidos, se expresa de la siguiente forma:

$$J_{en\ peso} = \frac{W_o + W_w + W_g}{P_{yac} - P_{wf}} = \left[ \frac{LIBRAS/DIA}{lpc} \right] \quad (\text{Ecuación 17})$$

#### 4) Índice de productividad específico

Es la habilidad que tiene un pozo para producir fluidos por cada caída de presión y por cada pie de arena y se expresa de la siguiente forma:

$$J_s = \frac{Q_o}{h(P_{yac} - P_{wf})} = \left[ \frac{BNPD}{lpc * ft} \right] \quad (\text{Ecuación 18})$$

### 2.1.11. Propiedades que afectan el índice de productividad

El índice productividad de un pozo, está relacionado directamente con la capacidad que tiene el pozo de producir, por lo tanto, la productividad está relacionada directamente con la configuración del drenaje con el yacimiento, es decir, se deben tomar en cuenta los siguientes factores [\[8\]](#):

- Comportamiento de las fases del yacimiento
- Permeabilidades relativas
- Viscosidad del petróleo
- Factor volumétrico del petróleo
- Presión de fondo fluyente
- Presión estática
- Longitud horizontal
- Espesor de arena
- Área de drenaje

Las propiedades antes mencionadas afectan de una forma u otra el índice de productividad. Por ejemplo, la tasa de producción de petróleo depende de algunas propiedades del fluido como Viscosidad y Factor volumétrico, cualquier cambio que pueda modificar estas propiedades, va a afectar de forma directa el índice de productividad. De igual forma, alguna modificación que haya en las propiedades del yacimiento también afecta los valores de índice de productividad.

Para poder evaluar lo antes expuesto, se han desarrollado programas que pueden reproducir el comportamiento de los yacimientos durante la producción (Simuladores), y así, en ayuda de herramientas extras y con el conocimiento teórico, realizar las

evaluaciones y análisis más acertados de lo que está o puede suceder.

## 2.1.12. Modelos matemáticos que estiman el comportamiento de producción en Pozos Horizontales

Existen diferentes modelos matemáticos que pueden estimar el comportamiento de producción en las distintas configuraciones de los pozos y condiciones de estados estable y pseudoestable. En este caso se hará énfasis en los pozos horizontales y sus condiciones de estado. Para la condición de estado estable, se trabajará con el modelo de *Joshi y Economides*, mientras que para el estado pseudoestable se usará el modelo de *Babu y Odeh*.

### 2.1.12.1. Condición de estado estable

La condición de estado estable se produce cuando la presión del yacimiento en la frontera de drenaje se mantiene constante. Partiendo de este concepto se asumen ciertas geometrías de área de drenaje del yacimiento para generar ecuaciones analíticas.

#### 2.1.12.1.1. Modelo de Joshi y Economides

El modelo de Joshi [9] tiene en cuenta las soluciones de flujo en el plano horizontal y el flujo en el plano vertical de un pozo horizontal. El modelo fue modificado por Economides para incluir los efectos de anisotropía y de daño a la formación la ecuación es la siguiente:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_H h (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left( \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)^2} \right) + \frac{I_{ani} h}{L} \ln \left( \frac{I_{ani} h}{r_w (I_{ani} + 1)} \right) + S \right)}$$

(Ecuación 19)

Donde:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_v}} \quad ; \quad a = \frac{L}{2} \left\{ 0,5 + \left[ 0,25 + \left( \frac{r_{eH}}{L/2} \right)^4 \right]^{0,5} \right\}^{0,5}$$

$k_h$ : permeabilidad horizontal

$k_v$ : permeabilidad vertical

Para la ecuación  $I_{ani}$ , se debe asumir que  $k_x$  y  $k_y$  tienen el mismo valor y deben ser remplazadas por  $k_h$ .

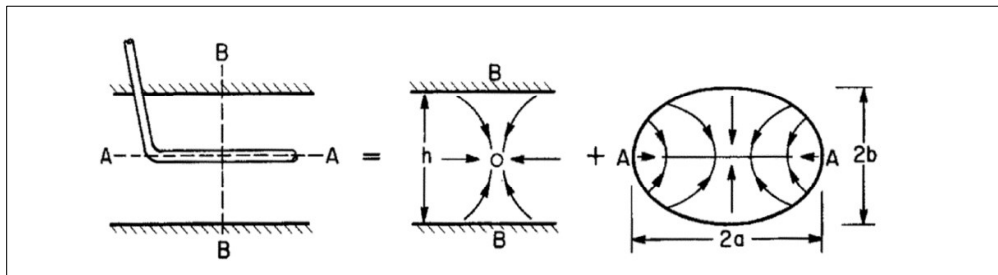


Figura 14. Parámetros de Geometrías de flujo asumidas para modelo de Joshi y Economides

(Fuente: Joshi, 1988)

### 2.1.12.2. Condición de estado pseudoestable

La condición de estado pseudo-estable asume que no hay flujo en la frontera del yacimiento. Por lo tanto, se considera que la presión es una presión promedio dentro del yacimiento, que puede ser hallada mediante las curvas de presión e históricos de producción.

#### 2.1.12.2.1. Modelo de Babu y Odeh

El modelo representa un pozo horizontal y usa un factor de forma para tener en cuenta el cambio en el área de drenaje y un factor de daño por penetración parcial para tener en cuenta los pozos que son penetrados parcialmente. El modelo puede manejar

fácilmente yacimientos isotrópicos y anisotrópicos. El pozo puede estar en cualquier posición dentro de la geometría de flujo asumida por estos autores descrita en la siguiente Figura, es importante recalcar que este modelo es aplicable cuando existe flujo monofásico. La Figura 15 ilustra la geometría asumida para este modelo y el comportamiento del flujo tiene la siguiente expresión matemática:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} b \sqrt{k_y k_z} (\bar{P}_R - P_{wf})}{\mu_o \beta_o \left( \ln \left( \frac{A^{0.5}}{r_w} \right) + \ln C_H - 0.75 + S_R \right)}$$

(Ecuación 20)

Donde  $C_H$  es el factor de forma y  $S_R$  es el factor de daño por penetración parcial. El cálculo de  $C_H$  se realiza de la siguiente manera:

$$\ln C_H = 6,28 \frac{a}{I_{ani} h} \left[ \frac{1}{3} - \frac{y_0}{a} + \left( \frac{y_0}{a} \right)^2 \right] - \ln \left( \sin \frac{\pi_0}{h} \right) - 0,5 \ln \left[ \frac{a}{I_{ani} h} \right] - 1,088$$

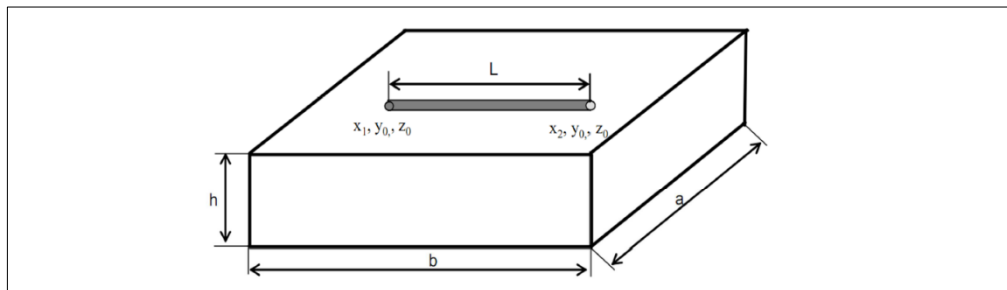


Figura 15. Geometría de flujo asumida por Babu y Odeh

(Fuente: Babu et. Al., 1989)

Babu y Odeh en 1989 [10] proporcionaron un estudio del cálculo respecto al factor de forma  $\ln C_H$ , donde variando el parámetro  $a/I_{ani}h$ . Babu y Odeh lo llamaron en sus estudios aspecto ratio y se expresaba como  $a/h * \sqrt{k_z/k_x}$  obteniendo los siguientes resultados.

Aspect Ratio, $(a/h)\sqrt{k_z/k_x}$	$\ln C_H$	
	Exact	Eq. 4
1	-0.5605	-0.5646
5	0.7254	0.7239
10	2.9970	2.9940
20	7.8860	7.8810
50	23.1400	23.1200
100	48.9700	48.9400

Tabla 4. Selección de factor de daño a la formación Babu y Odeh

(Fuente: Babu et. Al., 1989)

### 2.1.13. Correlaciones de índice de productividad (IPR) en pozos horizontales para flujo bifásico

En 1968 Vogel presento la ecuación empírica para estimar el IPR bifásico en pozos verticales esta ecuación tiene la siguiente forma [11]:

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad (\text{Ecuación 21})$$

Donde:

$P_{wf}$  corresponde a la presión de fondo fluyente.

$\bar{P}_R$  corresponde a la presión promedio.

$q_{o,max}$  es la tasa de producción al máximo “drawdown” o a presión de fondo fluyendo de cero para flujo monofásico de petróleo.

Esta ecuación fue obtenida mediante el ajuste de curvas IPR adimensionales (el gráfico de la tasa de flujo adimensional de petróleo  $q_o/q_{o,max}$ , versus la presión adimensional  $P_{wf}/\overline{P}_R$ ). Los datos del IPR adimensional fueron generados a través de un programa de computador para yacimientos con empuje por gas en solución. El modelo del yacimiento fue un reservorio cilíndrico con un pozo en la mitad. El yacimiento fue homogéneo e isotrópico con saturación de agua constante. Se despreciaron los efectos de la gravedad y de la compresibilidad de la matriz roca - fluidos. Para simular las condiciones de flujo bifásico, la presión inicial se estableció igual o por debajo de la presión de punto de burbuja del fluido de yacimiento.

#### 2.1.14. Arenamiento

Es la producción de partículas de solido junto con los fluidos que son producidos del yacimiento debido a la baja consolidación de la formación productora. Las areniscas frágiles o poco consolidadas son las que están susceptibles de ser producidas. A medida que el yacimiento descarga la producción de petróleo hacia el pozo, con el tiempo va acumulando arena y sedimentos en el fondo del pozo.

En la Figura 19 se presenta un corte transversal de un liner ranurado y a su vez la acumulación interna de arena [6].

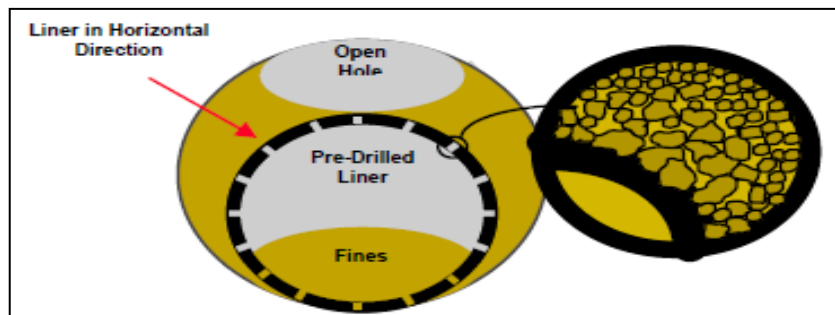


Figura 16. Esquema de acumulación de arena en un liner ranurado

(Fuente: Benzaquen et. Al., 2008)



Debido a las partículas que se van acumulando en las tuberías de producción, las mismas van reduciendo su diámetro interno, lo que ocasiona que se disminuya la tasa de producción de petróleo y por ende el índice de productividad.

#### **2.1.15. Fuerzas que causan el arenamiento**

En campos con formaciones poco consolidadas, el simple flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo puede acarrear sólidos, sin embargo, las condiciones que pueden causar la producción de arena dependen de las fuerzas que mantienen unida a los granos de arenisca. Estos factores describen la naturaleza del material de formación y las causas para que falle la estructura, entre ellas se tienen <sup>[6]</sup>:

- La cantidad y tipo de material cementante que mantiene a los granos unidos entre sí.
- Reducción de la presión de poro a través de la vida del pozo.
- La viscosidad de fluidos contenidos en los poros de las rocas.
- Incremento de producción de agua a lo largo de la vida del pozo.

##### **2.1.15.1. Control de arenamiento**

Es común el problema de arenamiento en la industria petrolera, por ello, al paso del tiempo se ha estudiado este proceso en los pozos que lo producen, desarrollando mecanismos y métodos químicos que prevengan la entrada de arena. Concluyendo que se debe tomar en cuenta la terminación o completación del pozo para obtener la rentabilidad del campo <sup>[6]</sup>.

##### **2.1.15.2. Problemas causados por el arenamiento**

La presencia de material contaminante asociados a la producción de hidrocarburos provoca una serie de problemas en las operaciones de explotación del petróleo, su efecto dañino ha sido reconocido desde los inicios de la industria petrolera. A continuación, se presentan los distintos problemas que puede conllevar la producción de arenas en un pozo petrolero <sup>[6]</sup>:

- Interrupción en la producción, ocasionado por el taponamiento de la tubería ya sea en una tubería de producción, revestimiento o líneas de los separadores.
- Aumentan los esfuerzos de sobrecargar de las formaciones ocasionando colapso en las tuberías de revestimiento.
- El equipo de subsuelo y superficial es dañado por la erosión de la arena.
- Afecta al índice de productividad del pozo trabajado ya que, reduce el área transversal de la tubería y afecta directamente a la tasa de producción.

#### **2.1.16. Simulación numérica de yacimientos**

La simulación de yacimientos es una ciencia que combina la física, la matemática, la geología, la ingeniería de yacimientos y programación de computadores para desarrollar herramientas que pronostiquen el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación. Esta ciencia es indispensable para obtener predicciones aproximadas del desarrollo de un yacimiento. Dicha necesidad nace del hecho que un proyecto de recuperación de un campo de hidrocarburos involucra una inversión de cientos de millones de dólares y presenta varios riesgos que están asociados con el desarrollo seleccionado y por tanto se precisa la evaluación y minimización de dichos riesgos a través de la simulación de yacimientos. Los riesgos de inversiones en operaciones petroleras han sido estudiados a través del tiempo y algunos de ellos son [\[12\]](#):

- Complejidad del yacimiento debido a la heterogeneidad y anisotropía de las rocas.
- Variaciones regionales del flujo de fluidos y características de las curvas de permeabilidades relativas.
- Complejidad del mecanismo de recobro de hidrocarburos.
- Aplicabilidad de otros métodos predictivos limitados e inapropiados

Debido a la necesidad de la industria petrolera en el desarrollo de procesos de recuperación, se han desarrollado una serie de simuladores, los cuales se adaptan el área de estudio. A continuación se describen algunos de los simuladores que existen en la industria petrolera proporcionados por la empresa CMG:

#### **2.1.16.1. Simulador de petróleo negro o *black oil***

Este modelo se basa en la suposición de que los fluidos del yacimiento pueden representarse de solo tres pseudo componentes (petróleo, gas y agua). Cuenta con los mecanismos de desplazamiento básicos para la recuperación de petróleo como la expansión del sistema roca-fluido, desplazamiento, segregación gravitacional e imbibición <sup>[12]</sup>. El término Petróleo Negro se utiliza cuando se define que las fases de hidrocarburos se consideran como un líquido y gas, y no existe cambio en la composición química. Los modelos de petróleo negro regularmente se utilizan para estimar los siguientes efectos y parámetros durante la recuperación de petróleo <sup>[12]</sup>:

- Espaciamiento y arreglo de pozos.
- Conificación del gas y/o el agua como función de la tasa de producción.
- Tasa de producción.
- Mejorar el mecanismo de inyección de pozos con el arreglo adecuado del mismo.
- Intervalos para cañonear.

#### **2.1.16.2. Simulador Composicional**

Los modelos composicionales se utilizan para simular los procesos de recuperación para los cuales no sean válidas las suposiciones hechas en el modelo de petróleo negro. Algunos ejemplos de procesos en los cuales son utilizados estos modelos son los siguientes <sup>[12]</sup>:

- Agotamiento de un yacimiento de petróleo volátil o de gas condensado donde la composición de fase y sus propiedades varían de manera significativa, con presiones por debajo de la presión de burbujeo o de rocío.
- Inyección de gas a un yacimiento de petróleo para lograr su miscibilidad, ya sea total o parcial.

#### **2.1.16.3. Simulador térmico**

Este tipo de modelos se utiliza para simular el comportamiento de los

yacimientos sujetos a procesos térmicos de recuperación mejorada. El objetivo principal es proporcionar energía calorífica al petróleo con el fin de disminuir su viscosidad y de esta forma incrementar la movilidad facilitando el flujo hacia los pozos productores. Este tipo de métodos pueden clasificarse en [\[12\]](#):

- Inyección de fluidos calientes, que pueden ser agua o vapor
- Combustión in-situ
- Calentamiento electromagnético

#### **2.1.16.4. Propiedades térmicas de los yacimientos**

##### **2.1.16.4.1. Calor específico (ce)**

Es la cantidad de calor que debe suministrarse a una unidad por masa para elevar su temperatura en un grado. Puede determinarse a través de correlaciones, encontrarse tabulada o en los laboratorios. Su unidad de medida es energía en forma de calor entre unidad de masa por temperatura, en escala de laboratorio las unidades son J/Kg °C [\[13\]](#).

##### **2.1.16.4.2. Capacidad calorífica volumétrica (cv)**

Es la cantidad de calor que debe suministrarse a la unidad de volumen para elevar su temperatura en un grado. Puede determinarse a través de correlaciones, o encontrarse tabulada. Su unidad de medida es energía en forma de calor entre unidad de volumen por temperatura, en escala de laboratorio las unidades son (J/cm<sup>3</sup> °C) [\[14\]](#).

##### **2.1.17. Conductividad Térmica (k)**

Es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferida por unidad de tiempo a través del material por unidad de área transversal normal un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. Sus unidades son expresadas en (J/cm\*min\*°C) [\[15\]](#).

### **2.1.18. Descripción De La Herramienta De Simulación Numérica**

Por sus siglas en inglés “*Computer Modelling Group*” (CMG), es una empresa de simulación de yacimientos canadiense la cual cuenta con diferentes *programas* para la simulación de distintos tipos de yacimientos [\[12\]](#):

#### **2.1.18.1.1. Builder®**

Es el pre-procesador en 2D y 3D, está basada en *MS-Windows* que puede ser usada para crear los datos de entrada para los simuladores: *IMEX®*, *GEM®* y *STARS®*. Este cubre todas las áreas de los datos de entrada, en una interfaz sencilla para el usuario, creando modelos de fluidos, propiedades roca-fluidos y condiciones iniciales. Este pre-procesador es una de las etapas más importantes en la simulación ya que es la etapa inicial para la creación de cualquier modelo [\[12\]](#).

#### **2.1.19. Stars®**

Por sus siglas en inglés “*Steam, Thermal, and Advanced, Proceses, Reservoir Simulator*”, es el simulador pseudocomposicional, térmico e isotérmico, químico y geomecánico, usado para analizar yacimientos estimulados por químicos e ideal para modelar procesos de recuperación avanzada que implica la inyección de vapor, solventes, aire y químicos. Su cinética de reacción robusta y capacidades geomecánicas lo hacen el simulador de yacimientos más completo y flexible disponible en el mercado para modelar los procesos de recuperación mejorada de petróleo y gas [\[12\]](#).

##### **2.1.19.1.1.1. FLEXWELL**

*FLEXWELL* es una herramienta del simulador STARS que permite modelar el pozo, simulando terminaciones y geometría del pozo, y modelando con precisión las propiedades físicas como la transferencia de calor, el flujo de fluido y la interacción con el reservorio. *FLEXWELL* permite variar las configuraciones de completación así como cadenas de tubos paralelos, dispositivos de control y salida y empacaduras, por lo tanto permite representar adecuadamente la interacción con el fluido, temperatura y presión entre cada elemento del pozo. *FLEXWELL* puede modelar cables de

instrumentación y cables calefactores dentro del pozo para monitorear y mejorar la conformidad de procesos de recuperación térmica. *FLEXWELL* para obtener mayor precisión del comportamiento del fluido en el pozo considera las siguientes propiedades en la tubería [\[16\]](#):

- Capacidad de calor en la pared
- Conductividad de calor en la pared
- Capacidad calorífica del cemento
- Capacidad de conductividad del cemento
- Rugosidad relativa

#### **2.1.20. Results®**

Es un post-procesador donde se permite la visualización y animación de los resultados en 2D y 3D como gráficos y videos [\[12\]](#).

#### **2.1.21. Análisis de sensibilidad**

Es un esquema experimental utilizado en la industria petrolera, para determinar el comportamiento de un yacimiento en función de variables establecidas. Consiste en establecer rangos de variaciones con respecto a una variable, dependiendo del resultado que se quiera obtener. Se establece un grupo de parámetros referentes a la zona de estudio, se realiza la simulación y así se obtienen los distintos resultados, los cuales serán analizados y comparados con las bases teóricas, para interpretar cuales son las variables que ejercen mayor o menor impacto.

#### **2.1.22. Análisis Económico**

Todo proyecto en fase de planificación debe ser sometido a un estudio o análisis económico que permita determinar su rentabilidad ya que, es en este momento donde se identifican las ventajas y desventajas asociadas a la inversión del capital para su posible ejecución. Una evaluación económica generalmente está basada en modelos matemáticos que toma en cuenta las potenciales variables que pudieran intervenir en la ejecución del proyecto y que se ven reflejadas en la volumetría de los ingresos y

egresos. Asimismo, esta evaluación le permite a una corporación identificar los posibles riesgos en la inversión del capital y su posible mitigación. Algunos de los conceptos a tomar en cuenta durante los análisis económicos son [\[17\]](#):

- **Ingreso Bruto:** Es el total de los ingresos que percibe una corporación antes de los impuestos y otras deducciones.
  
- **Costos de Inversión:** Los costos de inversión, llamados también costos preoperativos o por sus siglas en inglés CAPEX (*Capital Expenditures*), son aquellos que se capitalizan en la adquisición de los activos o equipos necesarios para poner un proyecto en funcionamiento u operativo; es decir, son todos aquellos costos que se dan desde la conceptualización de la idea que da origen al proyecto hasta poco antes de adquirir su producción. En esta etapa preoperativa (donde se generan los costos de inversión), deben ser tomados en cuenta estudios pertinentes de factibilidad, ingeniería conceptual, ingeniería de detalle, licencias, planos, entre otros; que aseguren la ejecución exitosa del proyecto.
  
- **Costos de Producción:** Los costos de producción, llamados también costos de operación o por sus siglas en inglés OPEX (*Operational Expenditures*) son los gastos necesarios para mantener operativo o en funcionamiento un proyecto o equipo hasta el final de su vida útil, el cual, le genera ingresos a la corporación. A diferencia de los costos de inversión que se dan una sola vez, los costos operativos son periódicos.
  
- **Valor actual neto (VAN):** es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. También se conoce como valor neto actual (VNA), valor actualizado neto o valor presente neto (VPN). Se define a través de la ecuación [\[18\]](#):

$$VAN = I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_o + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

(Ecuación 22)

*F<sub>t</sub>* son flujos de dinero en cada periodo *t*

*I<sub>o</sub>* es la inversión realizada al momento inicial (*t=0*)

*n* es el número de periodos de tiempo

- **Tasa interna de retorno (TIR):** es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. Se define a través de la ecuación [19]:

$$VAN = I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_o + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n}$$

$$= 0$$

(Ecuación 23)

*F<sub>t</sub>* son los flujos de efectivo en cada periodo *t*

*I<sub>o</sub>* es la inversión realizada al momento inicial (*t=0*)

- **Flujo de caja (FDC):** El flujo de caja hace referencia a las salidas y entradas netas de dinero que tiene una empresa o proyecto en un período determinado. Los flujos de caja facilitan información acerca de la capacidad de la empresa para pagar sus deudas. Por ello, resulta una información indispensable para conocer el estado de la empresa. Es una buena herramienta para medir el nivel de liquidez de una empresa [20].



## CAPÍTULO III

### ÁREA DE ESTUDIO

#### 3.1. Descripción del Área de Estudio.

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es una gran extensión de territorio ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela que abarca parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro limitando con el norte del río Orinoco, ocupando una superficie total de 55,314 km<sup>2</sup>. La faja se encuentra dividida por cuatro grandes bloques, Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo respectivamente de Este a Oeste.

Actualmente el área de explotación es de 11.933 km<sup>2</sup>, caracterizada por las grandes acumulaciones de crudo pesado y extrapesado presentes en sus áreas prospectivas. El rango de densidades del crudo se encuentra de 6° a 12°API dependiendo de la ubicación. La FPO se ha hecho atractiva económicamente por empresas operadoras debido a las profundidades someras, permeabilidades de 8 a 22 *Darcy* y una porosidad mayor a 26% [21].

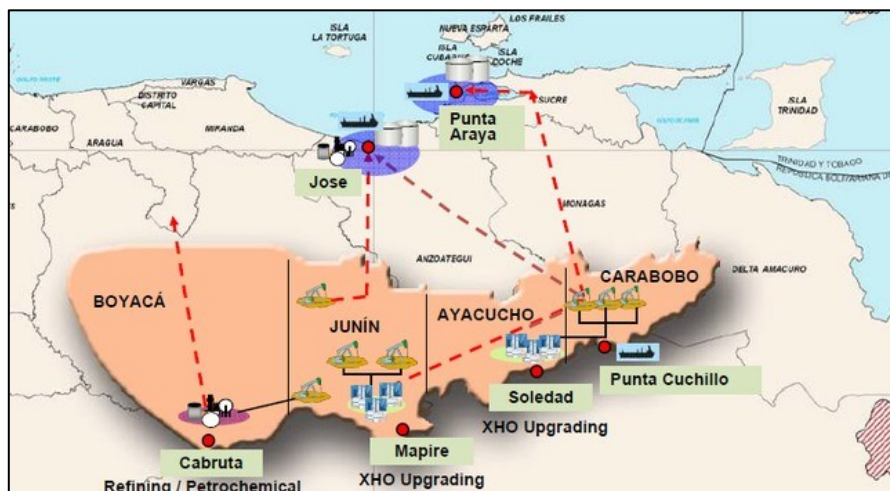


Figura 17. Ubicación geográfica Faja Petrolífera del Orinoco

(Fuente: PDVSA, 2010)

### 3.2. Bloque Carabobo

Desde el sureste del Estado Anzoátegui hasta el Estado Delta Amacuro con una extensión de área aproximada de 2.370Km<sup>2</sup> y una longitud de 160Km, se encuentra el bloque Carabobo. Limita al norte con el Estado Monagas, al sur del río Orinoco y al oeste se encuentra el bloque Ayacucho al este el Estado Delta Amacuro.

### 3.3. Estratigrafía Regional

La columna estratigráfica de Carabobo comienza con un complejo ígneo metamórfico de edad pre-cámbrica que se constituye como Basamento. Le sigue el contacto discordante de la Formación Oficina de edad Mioceno inferior a Medio con los cuatro miembros pertenecientes a formación desde Morichal hasta Pílon. En la Figura 18 obtenida de la revista número WHOC16-426 del congreso “*World Heavy Oil*” realizado en Calgary, Canadá, ilustra la columna estratigráfica del campo [22].

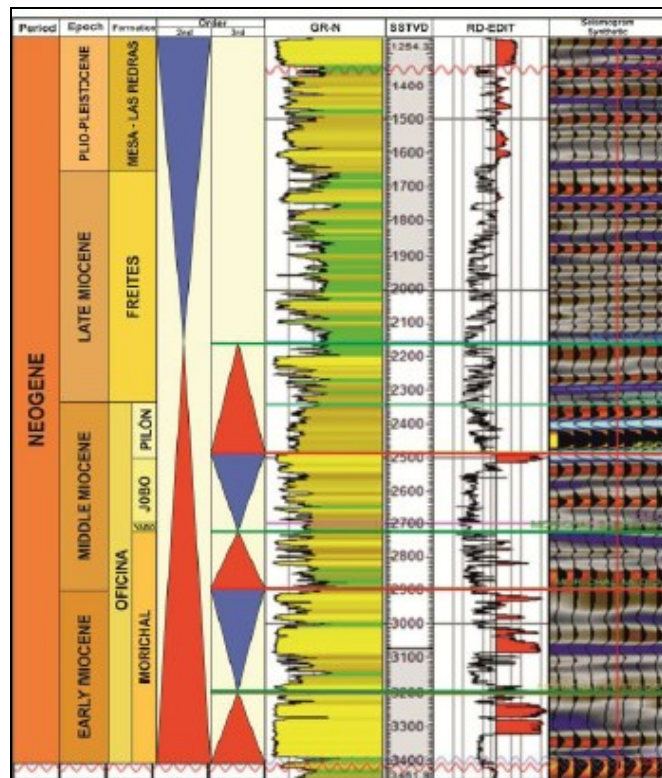


Figura 18. Columna estratigráfica formación oficina

(Fuente: Velásquez et. Al, 2018)

### 3.3.1. Características Geológicas Regionales

El área de Carabobo pertenece a la cuenca sedimentaria Oriental de Venezuela. La cuenca sedimentaria de Oriente se remonta en el periodo Paleozoico y que en los periodos siguientes fue adquiriendo su configuración actual, completándose desde el Terciario hasta el presente. La cuenca oriental es característica en la presencia de arenas no consolidadas, debido a las rocas clásticas formadas.

La cuenca Oriental se encuentra delimitada hacia el norte por la Cordillera de la Costa, al Sur por el Macizo Guayanés, al este por la plataforma Delta del Orinoco y al oeste por el lineamiento de El Baúl. Se ilustra en la Figura 19 de manera específica [23].



Figura 19. Cuencas petrolíferas de Venezuela

(Fuente: Puerta, 2015)

### 3.3.2. Campo Cerro Negro

El campo Cerro Negro se encuentra en la parte oriental respecto al río Orinoco específicamente en el bloque Carabobo, cuenta con una extensión de 120Km<sup>2</sup> con profundidades de arenas de 2000 a 3000 pies (TVD) aproximadamente, correspondientes a petróleo extra pesado de 8.5°API y excelentes propiedades de roca, porosidad de 32% y permeabilidades cercanas a 12 Darcys con un POES de 24MMMMBN. En la Figura 20 se aprecia la ubicación exacta del campo Cerro Negro [\[22\]](#).

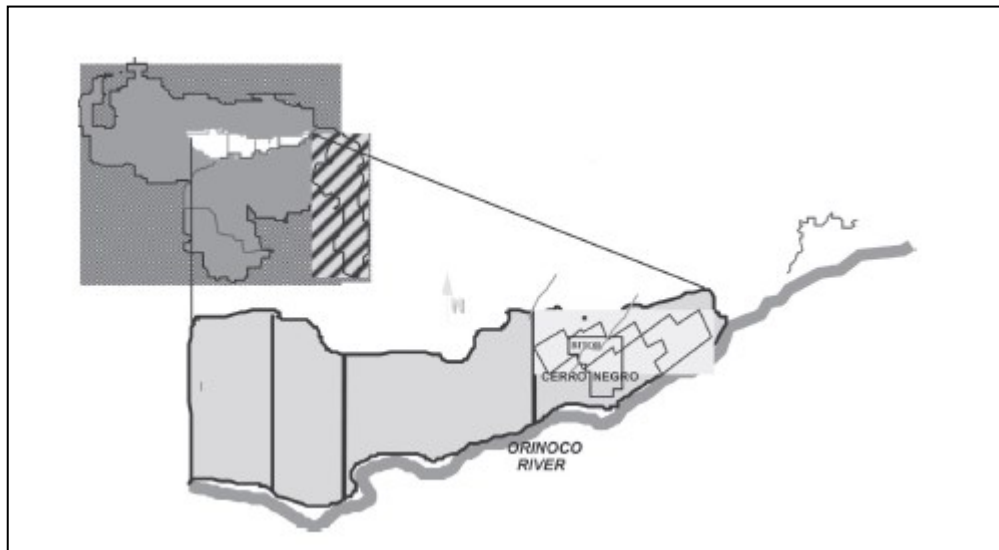


Figura 20. Mapa ubicación geográfica Campo Cerro Negro

(Fuente: Ramos et. Al, 2007)

Una vez definida el área donde se requiere realizar la investigación al igual que la estratigrafía, geología y reservas de la misma, se procede a definir en el siguiente capítulo la metodología de trabajo que se llevara a cabo para obtener los resultados.

## CAPÍTULO IV

### MARCO METODOLÓGICO

La metodología para la elaboración de cualquier trabajo de investigación requiere de ser pertinente y apropiada, cumpliendo lineamientos de estrictos parámetros y secuencias para poder cumplir los objetivos planteados.

#### **4.1. Tipo y diseño de la investigación**

Arias (2012) <sup>[24]</sup> define que el diseño de la investigación “es la estrategia general que adopta el investigador para responder el problema planteado”. Además, resalta que existen tres tipos de diseños investigativos, los mismos son: documental, experimental y de campo. Para el caso en estudio se desarrollará un diseño de tipo experimental, debido a que se manipulara una variable experimental no comprobada, bajo condiciones de tipo estrictamente controladas, en el caso en cuestión es la aplicación de la simulación numérica de yacimiento. En la elaboración del siguiente trabajo, se tomará en cuenta principalmente la recopilación de datos bibliográficos, ya que los mismos permitirán crear una conexión del comportamiento real con lo simulado, para así cumplir con los objetivos y lograr aplicabilidad del desarrollo de este tema.

#### **4.2. Procedimiento**

El manual de USM (2005), define procedimiento como “Describir brevemente las etapas y/o fases realizadas para llevar a cabo esta investigación e identificar y definir los métodos y técnicas aplicadas”. A continuación, se presenta un flujograma donde se explica brevemente cada etapa

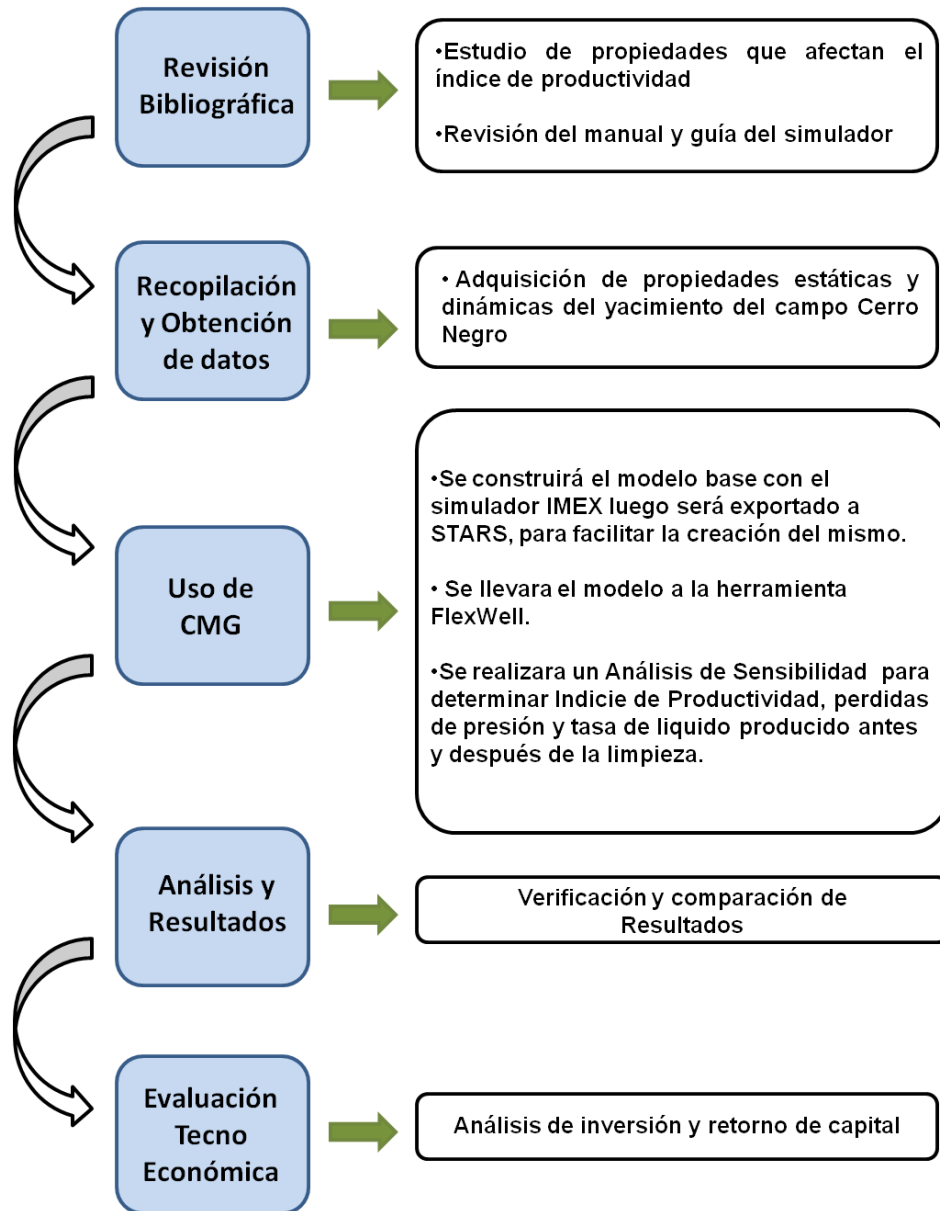


Figura 21. Flujograma de la metodología

#### **4.2.1. Revisión bibliográfica**

Una vez establecidos los objetivos, esta etapa es de suma importancia, debido a que la misma permite al investigador tener mejores referencias acerca del trabajo a realizar, por ejemplo, el estudio de las propiedades que afectan la productividad de un pozo horizontal o establecer relaciones que afectan el índice de productividad. Posteriormente con la información recopilada poder realizar los análisis de sensibilidad correspondientes a la investigación, con la finalidad de determinar cómo se relacionan estas propiedades con el arenamiento en la sección horizontal y a su vez como afecta este proceso de formación de finos a las condiciones de producción.

Otro punto importante en la revisión bibliográfica es el estudio de los de los manuales y guías del simulador numérico de CMG, donde se realizaron tutoriales análogos a cada etapa del proceso para así poder llevar a cabo la elaboración adecuada del modelo.

#### **4.2.2. Recopilación y obtención de datos**

El uso adecuado de investigaciones anteriores y los resultados obtenidos en el cumplimiento de sus objetivos, son de vital importancia para el seguimiento y avance de distintos estudios. Para ello se llevó a cabo una recopilación detallada de datos promedios del campo Cerro Negro donde se establecieron las propiedades estáticas y dinámicas del yacimiento para la elaboración de la investigación.

#### **4.2.3. Uso de CMG**

Partir de premisas sólidas y con bases teóricas, permite obtener éxito en los objetivos, para ello se creará un modelo básico en el simulador IMEX de CMG, a su vez se le otorgaran las propiedades del área de estudio a dicho modelo. Posteriormente el modelo básico será exportado al simulador STARS de CMG para considerar los efectos térmicos en el yacimiento. (Se describe el procedimiento en la sección de apéndice). Es importante recalcar que para fines de la investigación se decidió crear el modelo IMEX inicialmente, sin embargo, el modelo puede crearse directamente en STARS.

#### 4.2.4. Ajuste Modelo Básico de IMEX

El modelo creado se deberá ajustar al comportamiento real, debido a que cualquier propiedad del yacimiento que no sea similar a los datos suministrados del Campo Cerro Negro alterarían los resultados. Por lo tanto, se procederá en este punto a interpretar y corregir el comportamiento de las presiones, viscosidad, gas en solución, temperatura, corte de agua, tasa de petróleo producido entre otros. (Se explica el procedimiento en la sección de apéndice)

#### 4.2.5. Definición de la Tasa de Producción caso base

Una vez establecido el modelo básico utilizando la herramienta *FLEXWELL* y asociado el comportamiento de la tubería, se debe definir la tasa de producción óptima con la que se realizaran posteriormente los análisis de sensibilidades para ello se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Se estableció un período prolongado de producción en el simulador debido a que a mayor tiempo de producción se podrá definir el comportamiento de la vida útil del pozo. Para fines prácticos se agregaron 50 años de producción en un modelo llamado “*Modelo Ideal*”, y se utilizaron dos “*Constraints*” o restricciones del pozo, los mismo fueron: presión de fondo fluvente mínima “*Bottom hole pressure*” (BHP), “*Surface Liquid Rate*” (STL) o tasa de líquido. De esta manera se podrá obtener a través de la simulación el máximo aporte del pozo en el modelo básico establecido.
  
- Una vez realizado la corrida de la simulación, se procedió a darle uso al post procesador *RESULTS REPORT* que permitió visualizar el comportamiento del yacimiento en el proceso de producción. Para ello se abrió el archivo “.sr3” de la simulación corrida anteriormente en el post procesador, se graficó el índice de productividad directamente de la simulación en función del tiempo y se hizo un análisis de la declinación de la presión donde se interpretaron los estados de flujo del yacimiento, desde el estado estable hasta el estado pseudoestable, seguidamente



en el post procesador *RESULTS 3D*, se identificó el estado pseudoestable justo cuando la declinación de presión inicial encuentra al límite del yacimiento.

- El yacimiento no posee acuífero por lo tanto, la profundidad del contacto agua petróleo (DWOC) en la creación del modelo se definió externamente a la roca saturada de petróleo (a mayor profundidad) de la arena neta de petróleo, con la finalidad de evitar la alta producción de agua y las conificaciones. Es por ello que se debe recalcar que para el cálculo mencionado de índice de productividad en el paso anterior se utilizó la tasa de petróleo y no la tasa de líquido debido a que la producción de agua en el modelo no es considerable, es decir, se trabajó con el índice de productividad neto. Se calculó el índice de productividad en el estado pseudoestable ya que es el índice de productividad donde existe el mayor aporte de energía del yacimiento hacia el pozo.
- Seguidamente se determinó la tasa de petróleo producido con el diferencial de presión en el momento mencionado anteriormente. Se establecerán nuevamente las restricciones “*Constraints*” del pozo para la simulación, donde se introducirán las mismas variables, pero a su vez se agregará la tasa de producción de petróleo máxima “*Surface Rate Oil*” esto para poder realizar el análisis de sensibilidad con una estructura real del comportamiento del pozo, controlar la energía del yacimiento eficientemente y obtener los índices de productividad correspondientes.

#### **4.2.6. Análisis de Sensibilidad**

El análisis de sensibilidad es la parte experimental de la investigación, donde se determinará a través de distintos modelos el comportamiento del yacimiento en función de la producción. Para llevar a cabo este proceso se realizarán los siguientes pasos:

##### **4.2.6.1. Creación de Modelos Básicos**

- El primer modelo creado y utilizado fue el que se caracterizó en la etapa de obtención de tasa óptima, donde se establecieron las limitaciones de “*Surface Liquid Rate*” o tasa de líquido en superficie y “*Bottom Hole Pressure*” o presión

de fondo fluyente. Al igual que el modelado a través de *FLEXWELL* con un *liner* ranurado en la sección de producción.

- Seguidamente se creará un segundo modelo llamado “Modelo Básico” el cual permitirá definir el comportamiento ideal del pozo de no existir un proceso de arenamiento. Los pozos estarán controlados por 2 tipos de restricciones o “*Constraints*” iniciando con la variable “*Surface Oil Rate*” adquirida en la etapa anterior (definición de tasa óptima), para el aprovechamiento máximo de la energía del yacimiento simulado, la segunda variable será la presión de fondo fluyente “*Bottom hole pressure*”; limitación importante ya que a través de ella se asume que existe un método de levantamiento artificial a través de una bomba de cavidades progresivas comúnmente usadas en la faja petrolífera del orinoco. Como se mencionó anteriormente el análisis de sensibilidades se realizará con la ayuda de *FLEXWELL* para ellos este primer caso tendrá incluido como última característica un modelo de tubería flexible simulando una completación de *liner* ranurado de producción, con las configuraciones mecánicas correspondientes al sistema pozo yacimiento. Este modelo tendrá un tiempo de producción de 50 años y será la base para poder realizar los análisis correspondientes para cada modelo.
- Seguidamente se creará un segundo modelo llamado “Modelo Básico Arenado” el cual como su nombre lo dice será el modelo inicial anexando el proceso de arenamiento, el modelo tendrá un tiempo de producción de 10 años, los cuales se dividirán en periodos de producción. El primer periodo constará de 5 años de producción continuos sin arenamiento, seguidamente en el siguiente periodo se iniciará el proceso de arenamiento, asumiendo que existe reducción en el diámetro de la tubería en intervalos de un (1) año, motivado a la precipitación de los sólidos y los finos de formación, el modelo tendrá cinco (5) periodos de reducción de diámetro, desde el máximo diámetro interno de la tubería hasta el taponamiento total de la misma. Esto se realizará para que en la etapa de análisis y resultados

exista una comparación ideal con la alteración del de proceso productivo, que será visualizado en el desarrollo del índice de productividad del pozo.

#### 4.2.6.2. Análisis de Variables

Una vez establecidos los modelos básicos para el análisis de sensibilidad se procedió a realizar un análisis particular por variable para interpretar como afecta a la tasa de producción de petróleo en pozos horizontales basado en las ecuaciones que modelan el comportamiento en esta configuración de pozo. El proceso de arenamiento conlleva a consecuencias en la producción afectando presión, tasa de petróleo producido y eficiencia del sistema pozo/yacimiento. Uno de los factores mencionados anteriormente es la reducción del diámetro a medida que los sólidos se precipitan, pero también es importante considerar otros factores como:

- **Longitud Horizontal del Pozo (MD):** Se variará la longitud horizontal desde un 100 % hasta un 20%, para poder interpretar el aporte de esta sección con la superficie, y estudiar cómo afecta al índice de productividad del pozo.
- **Permeabilidad (k):** Se estudiará el movimiento del fluido en el espacio poroso, limitando los poros interconectados asumiendo que existe un cambio en la permeabilidad en todo el yacimiento, motivado a un daño hacia la formación por la producción de arenas en el tiempo justo en el momento en que el yacimiento encuentra la presión crítica. Para ello se variará la permeabilidad en un 10% y 20%, por encima y por debajo de su valor inicial, de esta manera se puede estimar el comportamiento del índice de productividad.
- **Espesor (h):** Se variará el espesor del yacimiento en 11% y 22%, por encima y por debajo del valor inicial y así poder interpretar como se comporta el índice de productividad.

- **Viscosidad (Viso):** La viscosidad también es una propiedad importante para evaluar el proceso de producción de un pozo, para ello, partiendo del valor central, se estudiarán casos de reducción de 17% y 31%, pero también casos de aumento de viscosidad de 40% y 80% motivado a que son valores posibles en el área de estudio.
  
- **Etapas Post-Arenamiento:** Se desarrollará un estudio posterior, donde se asumirá la aplicación de una rehabilitación de pozo.

#### **4.2.7. Cálculos Analíticos**

Se realizarán cálculos analíticos, aplicando las ecuaciones matemáticas descritas para esta configuración de pozo trabajada como lo es la ecuación de *Joshi, Babu & Odeh y Vogel*.

#### **4.2.8. Evaluación económica**

Finalmente, la evaluación económica de la investigación se realizará con el objetivo de interpretar financieramente las ventajas y desventajas de la aplicación de una limpieza en la sección horizontal motivado al arenamiento, que se asumió con la aplicación de la herramienta *FLEXWELLS*. Se evaluará el índice de productividad obtenido inicialmente, el IP en el proceso arenamiento y el IP después de la rehabilitación aplicada. Se incluirán los costos operativos del servicio de rehabilitación para poder obtener la tasa interna de retorno y el valor presente neto, de esta manera determinar para el caso estudiado si es rentable realizar la rehabilitación.

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS Y RESULTADOS

En el siguiente capítulo se presentan los resultados obtenidos del proceso experimental y se interpretan los valores para cada modelo estudiado, con la finalidad de cumplir los objetivos de la investigación.

#### **5.1. Obtención de Datos a través de la Revisión Bibliográfica**

El hallazgo de datos validados a través de la bibliografía con precedentes es esencial para elaborar el modelo de simulación adecuado y ajustado a las propiedades petrofísicas del campo, en este caso Cerro Negro. Para ello, se recopilaban propiedades de distintas investigaciones en esta área y se logró obtener el modelo adecuado, considerando los siguientes datos que se presentaran en las distintas etapas realizadas en la elaboración de los experimentos.

#### **5.2. Construcción Modelo Básico Imex**

Para la construcción del modelo básico se necesita el tamaño de cuadrícula, normalmente el ingeniero de simulación de yacimientos debe ajustar el tamaño y el número de celdas de acuerdo con el área del modelo que se requiera trabajar. En el caso actual se decidió partir inicialmente del área de drenaje del pozo con geometría horizontal en el área estudiada. Algunos valores tomados de la revisión bibliográfica son datos promedio debido a la clasificación de la información que se puede obtener, sin embargo, en la construcción del modelo se comparó con datos validados para llevar a cabo un análisis conciso basado en las propiedades obtenidas en campo. A continuación, se presentan las propiedades utilizadas:

DEFINICIÓN TAMAÑO DE CUADRÍCULA		
Área	2.38	Km2
N° celdas (i)	60	Und
N° celdas (j)	13	Und
N° celdas (k)	18	Und
Width (i)	100	ft
Width (j)	328	ft

Tabla 5. Número de celdas para tamaño de cuadrícula

(Fuente: Sala, 2020)

Los resultados obtenidos luego de suministrar los datos de la Tabla 5, establecen la recomendación del mallado para el modelo, permitiendo simular el área donde se establecerá el pozo horizontal, La Figura 22 y 23 permiten visualizar los resultados en dos vistas.

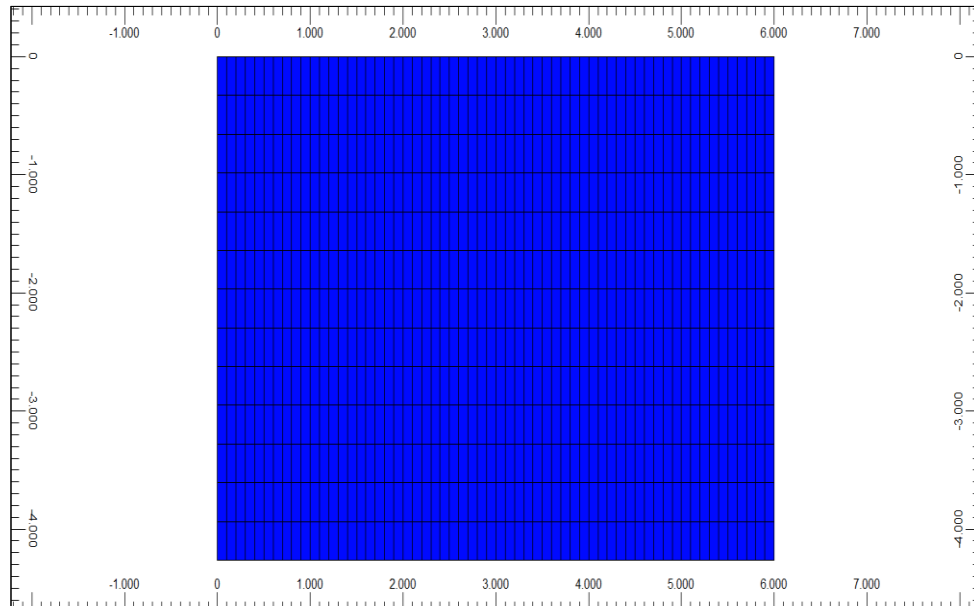


Figura 22. Tamaño de cuadrícula vista IJ-2D Areal

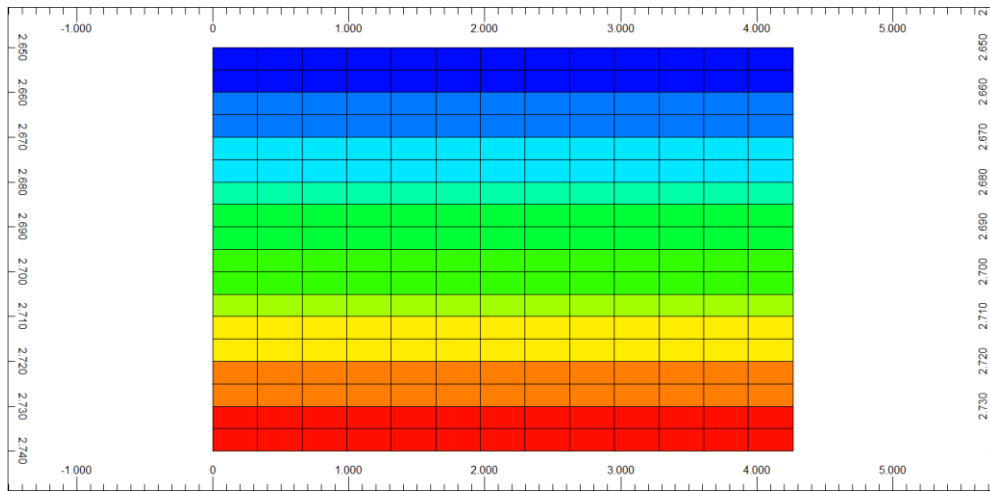


Figura 23. Tamaño de cuadrícula vista IJ-2D Areal

Las propiedades petrofísicas, tope de la arena y espesor del yacimiento como datos de entrada fueron los siguientes:

PROPIEDADES PROMEDIO		
<b>Top</b>	2750 [22]	Ft
<b>Grid Thickness</b>	90 [26]	Ft
<b>Porosity</b>	0.32 [22]	
<b>Permeability I</b>	12000 [22]	mD
<b>Permeability J</b>	12000 [22]	mD
<b>Permeability K</b>	8400	mD
<b>Rock Compresibility</b>	0.00004 [25]	1/psi

Tabla 6. Propiedades promedio del reservorio

Debido a que se está trabajando con el preprocesador IMEX, el cual solamente evalúa el comportamiento monofásico del fluido, el modelo PVT fue obtenido a través de las correlaciones de BUILDER (*Mc Cain 1991, Vázquez and Beggs 1980*) para la caracterización del fluido. Los datos suministrados al simulador para obtener estos valores fueron:

DEFINICIÓN DE PVT		
<i>Reservoir Temperture</i>	127	F°
<i>Pressure Max</i>	1500	psi
<i>Bubble Point Pressure</i>	989	psi
<i>Oil Density</i>	8.5	API
<i>Gas Density (Air=1)</i>	0.7	
<i>GOR</i>	86.3	scf/stb

Tabla 7. Datos para generación de PVT a través de correlaciones

(Fuente: Eggenschwiler, 2001)

Una vez suministrados estos datos se obtuvieron los siguientes valores generados desde la presión atmosférica hasta la presión máxima establecida:

<b>P</b>	<b>Rs</b>	<b>Bo</b>	<b>Eg</b>	<b>Viso</b>	<b>Visg</b>	<b>Co</b>
psi	ft3 / bbl		ft3/bbl	cp	Cp	1/psi
15	1.77	1.03	5.00	794.01	0.012	3.00E-05
80	5.64	1.03	27.37	735.96	0.012	3.00E-05
145	10.08	1.03	50.17	676.81	0.012	3.00E-05
210	14.88	1.03	73.42	620.26	0.012	3.00E-05
275	19.96	1.04	97.13	567.61	0.012	3.00E-05
339	25.28	1.04	121.30	519.28	0.012	3.00E-05
404	30.79	1.04	145.95	475.29	0.012	3.00E-05
469	36.48	1.04	171.08	435.44	0.012	3.00E-05
534	42.33	1.04	196.70	399.43	0.012	3.00E-05
599	48.31	1.04	222.82	366.95	0.013	3.00E-05
664	54.42	1.05	249.43	337.67	0.013	3.00E-05
729	60.66	1.05	276.53	311.25	0.013	2.83E-05
794	67.00	1.05	304.12	287.42	0.013	2.53E-05
859	73.45	1.05	332.19	265.89	0.013	2.28E-05
924	80.00	1.06	360.74	246.42	0.013	2.07E-05
989	86.63	1.06	389.74	228.78	0.014	1.90E-05
1091	97.26	1.06	436.24	204.28	0.014	1.67E-05
1193	108.08	1.07	483.72	183.18	0.014	1.49E-05
1296	119.09	1.07	532.04	164.94	0.015	1.33E-05
1398	130.27	1.07	581.02	149.10	0.015	1.21E-05
1500	141.63	1.08	630.47	135.29	0.015	1.10E-05

Tabla 8. Datos obtenidos por correlaciones de PVT



El modelo de fluido fue obtenido de la investigación realizada por *San Blas, P, British Petroleum and Vittoratos E* [25], del cual se extrajeron los *End Points* para establecer el comportamiento de permeabilidades relativas. En la siguiente tabla, se muestran los datos extraídos:

<b>END POINTS PERMEABILITY</b>			
<b>SWCON</b>	0.18	<b>SGCON</b>	0.04
<b>SWCRIT</b>	0.18	<b>SGCRIT</b>	0.04
<b>SOIRW</b>	0.3	<b>KROCW</b>	0.6
<b>SORW</b>	0.3	<b>KRWIRO</b>	0.3
<b>SOIRG</b>	0.45	<b>KRGCL</b>	0.2
<b>SORG</b>	0.45	<b>KROGCG</b>	0.6

Tabla 9. *End Points* permeabilidades relativas

(Fuente: San Blas, 2014)

Se agregaron valores de exponentes 3.5 de arenas no consolidadas para ajustar el modelo de fluido al comportamiento del campo. El comportamiento de permeabilidades arrojó una roca ligeramente mojada por petróleo y un comportamiento semejante al obtenido a través de las bibliografías que permiten confirmar que las propiedades trabajadas son las propiedades del campo Cerro Negro. Los resultados obtenidos a través de estas correlaciones se ilustran en la Figura 24.

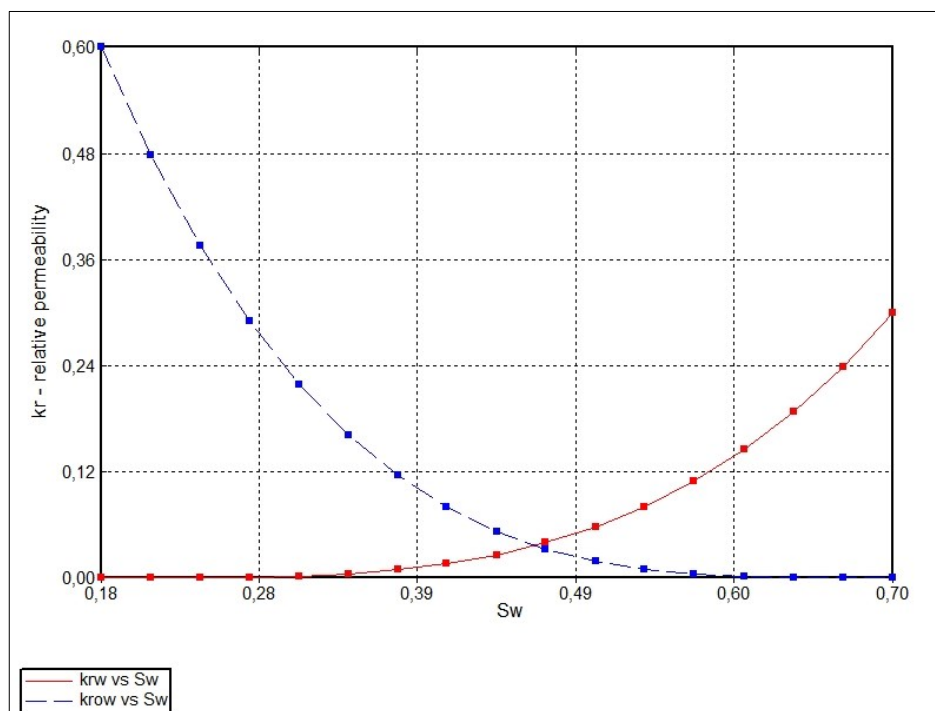


Figura 24. Permeabilidades relativas modelo básico IMEX

Las condiciones iniciales utilizadas por el simulador serán mencionadas en la siguiente tabla. Es importante aclarar que el DWOC (*Deep Water-oil Contact*) fue establecido luego de los 90 ft de espesor de arena, es decir, a una profundidad posterior a 2840 ft con la finalidad de evitar la producción de agua y así poder trabajar con el índice de productividad neto. Los valores utilizados fueron los siguientes:

<b>INITIAL CONDITIONS</b>		
<b>REFPRESS</b>	1020	psi
<b>REFDEPTH</b>	2750	ft
<b>DWOC</b>	3000	ft
<b>DGOC</b>	2000	ft

Tabla 10. Condiciones iniciales modelo básico IMEX

(Fuente: Eggenschwiler, 2001)

El pozo fue ubicado en la sección media del yacimiento para facilitar el contacto con toda la arena, la Figura 25 ilustra la ubicación del pozo en el mallado utilizado en la vista 3D.

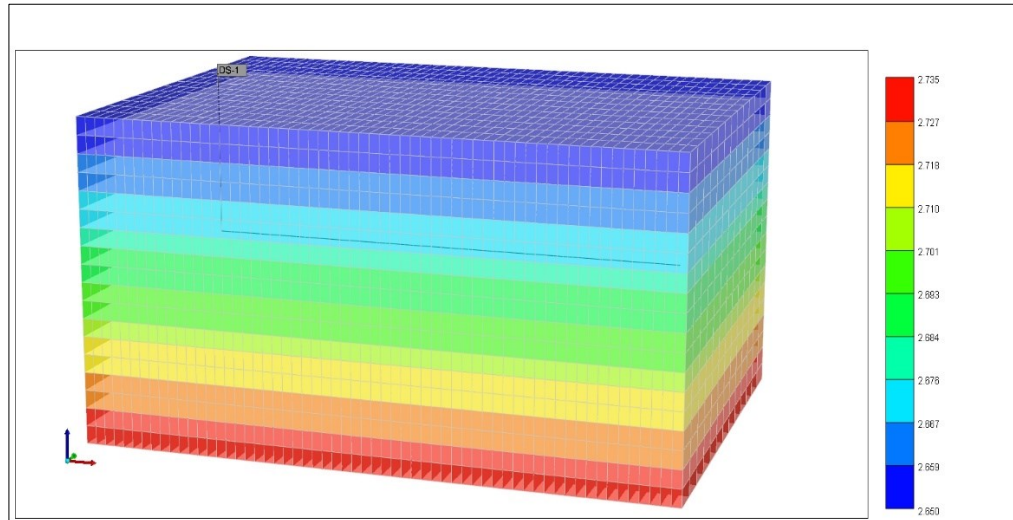


Figura 25. Ubicación del pozo horizontal vista 3D

La completación asumida para el pozo fue una terminación comúnmente utilizada en la FPO, es decir, un pozo de geometría horizontal por la profundidad de las arenas ya que son muy someras, donde la sección horizontal posee un liner para controlar mecánicamente la producción de arena debido a que el yacimiento posee una geología de arenas poco consolidadas. La cantidad de cuadrículas utilizadas para establecer este pozo fue de cuarenta y nueve cuadrículas (49) las cuales abarcan cuatro mil novecientos cincuenta pies de longitud horizontal (MD) más adelante en el desarrollo de este capítulo, se informará al detalle los diámetros utilizados y las condiciones de producción del simulador para la terminación del pozo.

### 5.3. Resultados de ajustes del Modelo Básico Imex

Luego de haber aplicado los ajustes mencionados en el marco metodológico, a continuación, se presenta el comportamiento en la Figura 27 motivo de las correlaciones del simulador CMG, en contra del comportamiento descrito en la obtención de datos bibliográficos extraídos de la investigación del autor *Eggenschwiler* [26]. Se interpreta en la Figura 26 que la viscosidad viva extraída de la bibliografía para el campo Cerro Negro es mayor a la obtenida a través de las correlaciones de PVT suministradas por el simulador. En la Figura 27 se compara la viscosidad viva obtenida en la bibliográfica, con la viscosidad viva ajustada, el ajuste se explica detalladamente en la sección de APENDICES.

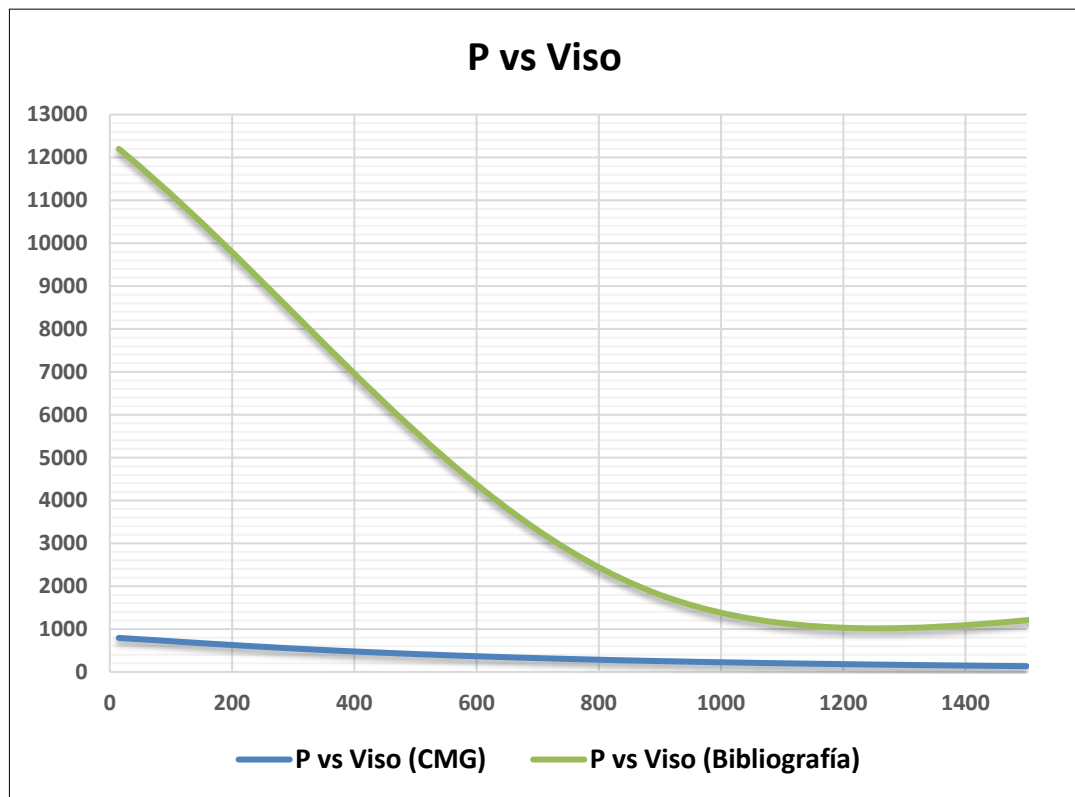


Figura 26. Relación de Presion - Viscosidad Viva antes del ajuste (CMG, Bibliografía)

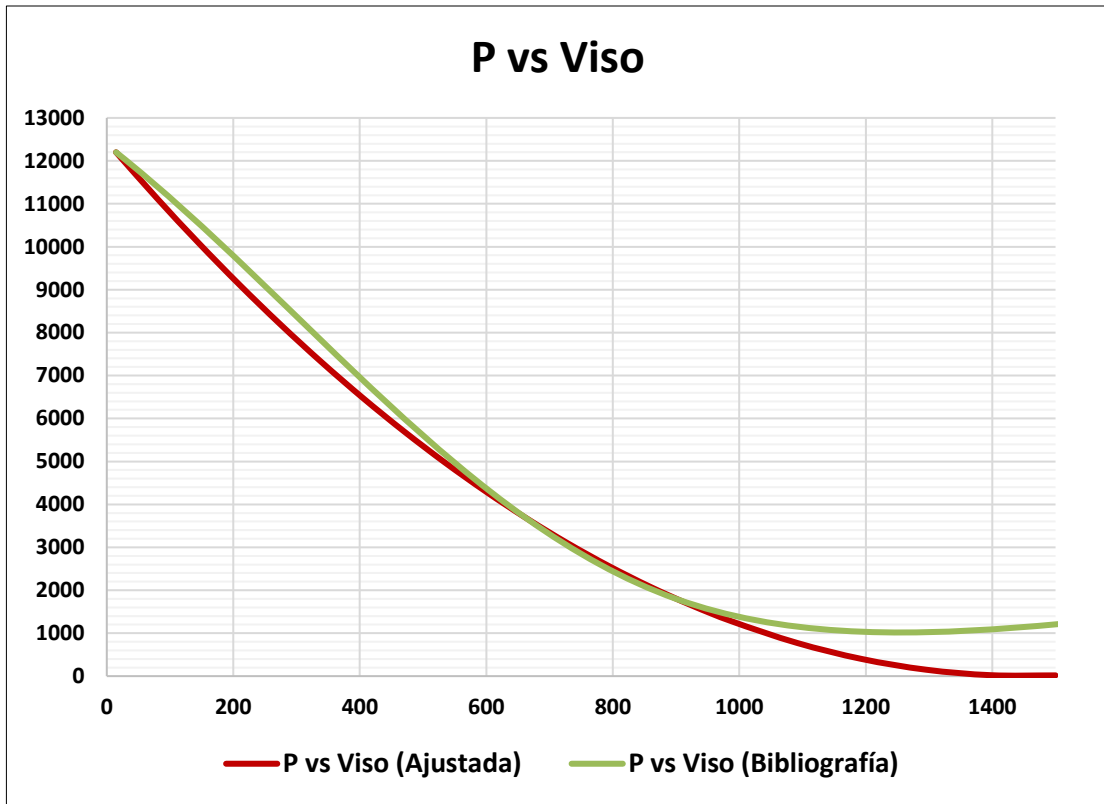


Figura 27. Relación de Presión - Viscosidad Viva ajustada

(Fuente: Sala, 2021)

#### 5.4. Resultados de conversión de Imex a Stars

Al trabajar con el modelo STARS, el simulador ajustó automáticamente el comportamiento del PVT. A continuación, se presenta una gráfica comparativa donde se puede apreciar el estudio de las propiedades de PVT antes y después de la conversión:

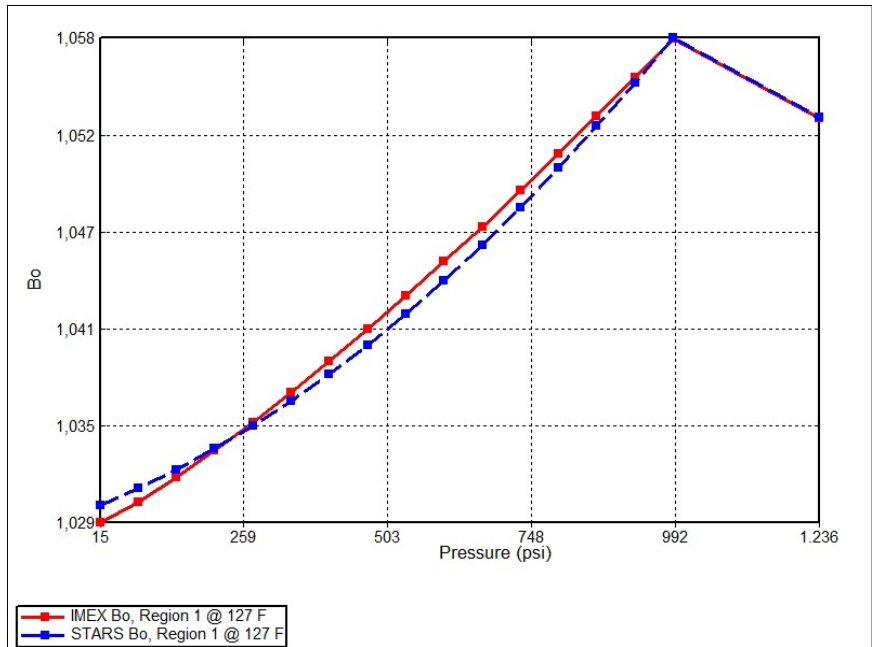


Figura 28. Factor volumétrico del petróleo IMEX / STARS

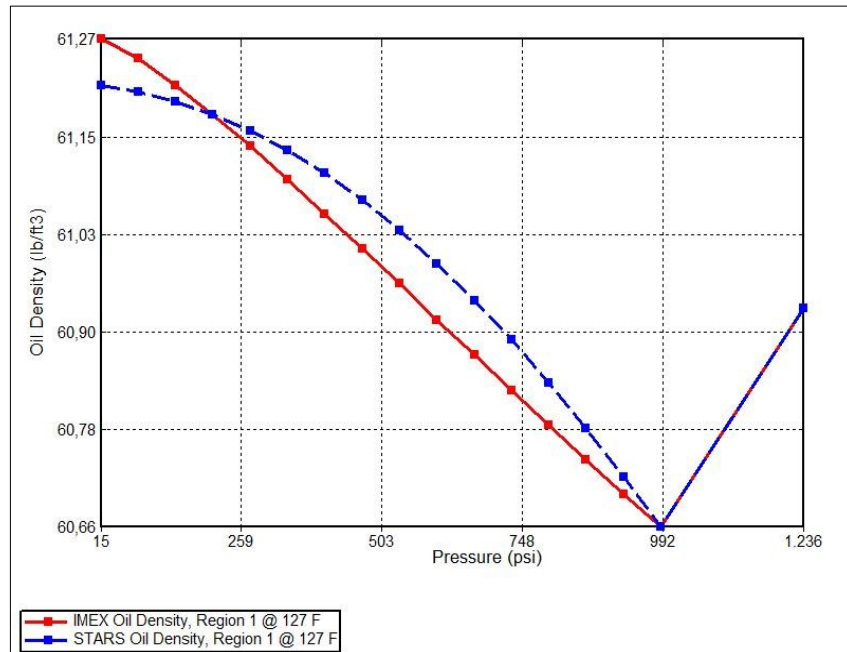


Figura 29. Densidad del petróleo IMEX / STARS

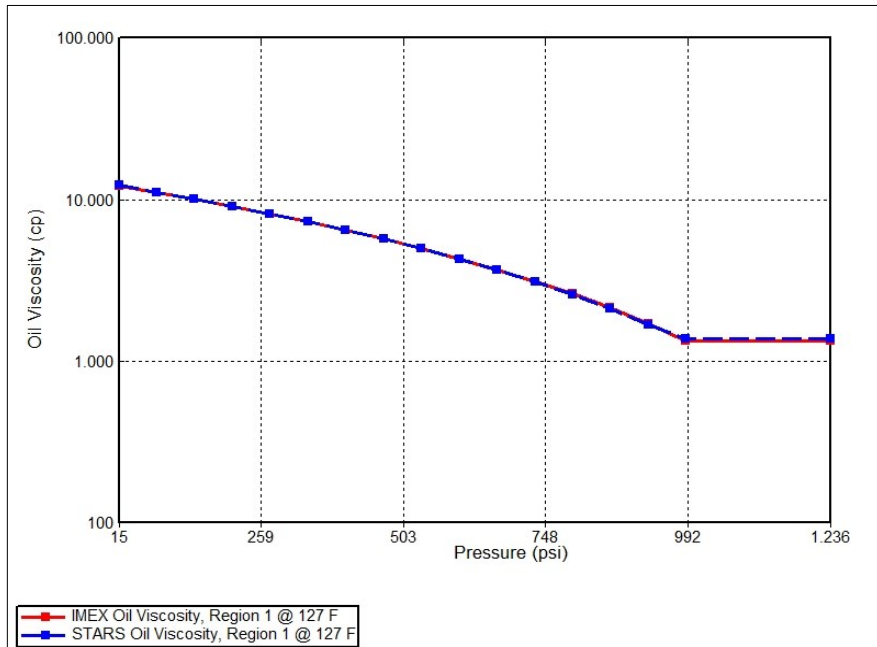


Figura 30. Viscosidad del petróleo IMEX / STARS

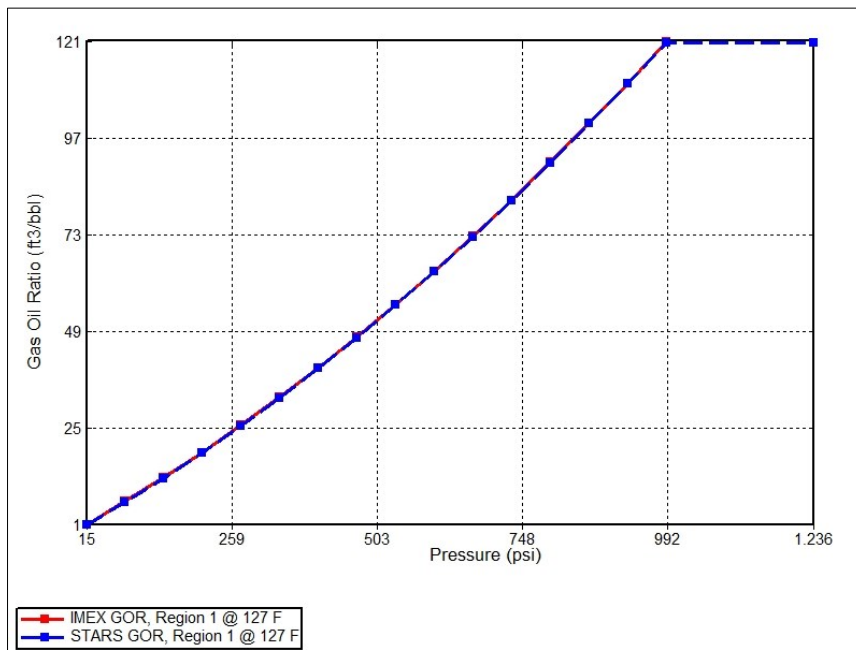


Figura 31. Relación gas petróleo IMEX / STARS

Se puede apreciar que las correlaciones utilizadas por el simulador hicieron los ajustes adecuados y no existió un margen de error considerable para corregir alguna propiedad.

### 5.5. Aplicación de la Herramienta *FLEXWELL*

En principio, se definió el comportamiento térmico del fluido dentro de la roca. Para ello se ingresaron los valores expresados en la Tabla 14. Los datos suministrados no son los más apropiados, sin embargo para la finalidad de la investigación pueden ser útiles para que la herramienta *FLEXWELL* pueda funcionar, pero no se espera gran impacto con respecto a las propiedades térmicas.

<b>THERMAL PROPERTIES</b>		
<b><i>Volumetric Heat Capacity Rock</i></b>	0.100689	Btu/(ft <sup>3</sup> *F)
<b><i>Reservoir Rock</i></b>	0.000053	Btu/(ft <sup>3</sup> *F)
<b><i>Oil Phase</i></b>	0.000235	Btu/(ft <sup>3</sup> *F)
<b><i>Water Phase</i></b>	0.001403	Btu/(ft <sup>3</sup> *F)

Tabla 11. Propiedades térmicas roca/fluido

Para completar el modelo de simulación, se debe obtener el comportamiento óptimo del pozo. Inicialmente se asumió una tasa de líquido máximo descrita en la Tabla 15 al igual que presión de fondo fluyente. Además, se agregaron características mecánicas con la ayuda de la herramienta *FLEXWELL*. Las características asumidas estuvieron basadas en la revisión bibliográfica, considerando las terminaciones de pozo en la faja petrolífera del Orinoco y la tasa de líquido, con la intención de interpretar el comportamiento ideal del pozo, es decir, sin ninguna restricción mecánica; De esta manera se puede encontrar su potencial. Las propiedades y características usadas fueron:



<b>FLEXWELL MODELO IDEAL WELL DS-1</b>	
<b><i>QI (BND)</i></b>	3500
<b><i>BHP (psi)</i></b>	200
<b><i>Liner External Diameter (in)</i></b>	7
<b><i>Casing Diameter</i></b>	Constant
<b><i>Wall Heat Capacity (Btu/(ft3*F))</i></b>	Default
<b><i>Wall Heat Conductivity (Btu/(ft3*F))</i></b>	Default
<b><i>Cement Heat Conductivity (Btu/(ft3*F))</i></b>	Default
<b><i>Relative Roughness</i></b>	Default
<b><i>Allow Solids</i></b>	No
<b><i>Auto-Complete</i></b>	Yes
<b><i>Fecha inicial de Producción</i></b>	1/1/2019

Tabla 12. Propiedades del Pozo DS-1 Modelo Ideal

(Fuente: Sala, 2020)

### 5.6. Resultado definición de la Tasa de Producción caso base

La tasa óptima de producción, como su nombre lo dice, es aquel valor que permite aprovechar eficientemente la energía del yacimiento. Para cumplir con este propósito, se decidió colocar un tiempo de producción prolongado y así obtener el mayor rendimiento del yacimiento hasta lograr su agotamiento, con la finalidad de interpretar el comportamiento de presiones, tasa de gas producido y tasa de petróleo producido; ya que se obtuvieron variaciones de presión considerables y lógicas que permitieron explotar el yacimiento de una manera adecuada. Una vez obtenido el comportamiento del yacimiento en el estado pseudo-estable justo donde el gradiente de presión llega al límite del yacimiento, se calculó el índice de productividad neto con la ayuda de *Results 2D*, momento en que el yacimiento disminuye su energía constantemente. En este punto, el índice productividad es considerado óptimo. Con el índice de productividad y el valor de delta P, se obtiene la tasa óptima de producción. En la Figura 32 se ilustra en la vista JK el momento donde el transiente de presión alcanza los límites del yacimiento.

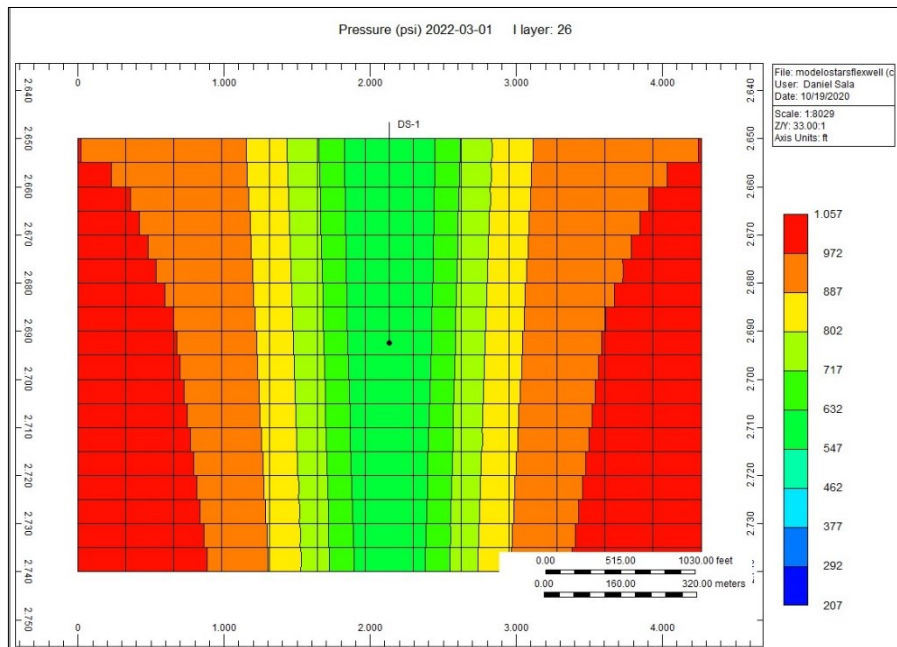


Figura 32. Estado pseudo-estable Modelo Ideal

La fecha inicial de producción fue el primero (1) de enero del dos mil diecinueve (2019) el estado pseudo-estable se encontró a los tres (3) años y dos (2) meses. Para el día primero (1) de marzo del dos mil veintidós (2022) se procedió a realizar los cálculos de índice de productividad neto, el comportamiento total es ilustrado en la Figura 33, donde se interpreta el comportamiento de IP en contra del tiempo para un periodo de producción de cincuenta (50) años.

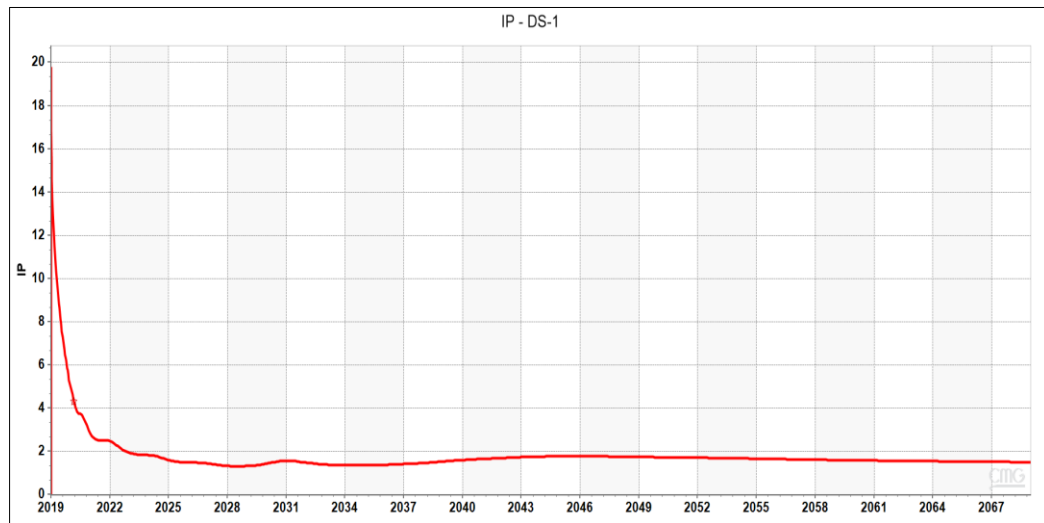


Figura 33. Índice de productividad modelo ideal

Los resultados obtenidos para el modelo ideal en el estado pseudo-estable, aplicando la fórmula de índice de productividad y la realizando la recolección de los valores de presión estática (presión promedio en el sector 1) y presión de fondo fluente en el post procesador *RESULTS REPORT*, son los siguientes:

<b>ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD MODELO IDEAL</b>	
<b>Fecha Inicio Producción</b>	1/1/2019
<b>Fecha Final Producción</b>	1/1/2069
<b>Fecha Estado Pseudo-Estable</b>	1/3/2022
<b>IP (BND/psi)</b>	2.41
<b><math>\Delta P</math> (psi)</b>	791
<b>Qo (BND)</b>	1906

Tabla 13. Índice de productividad modelo ideal CMG

Por lo tanto, la tasa óptima de producción para establecer como limitación en la simulación es: mil novecientos seis (1906) barriles por día.

## 5.7. Cálculos Analíticos

Se procedió a realizar cálculos analíticos para comparar los resultados simulados, aplicando las ecuaciones que modelan el comportamiento de un pozo horizontal. Las variables de la ecuación de *Joshi, Babu & Odeh* y *Vogel*, se obtuvieron de las celdas cercanas a la zona de estudio. Para el caso de la viscosidad, se decidió trabajar con el comportamiento en el talón del pozo, donde se graficó el comportamiento de viscosidad en las celdas cercanas al pozo y se obtuvo en estos puntos la viscosidad promedio identificado en la Figura 34. La presión promedio del yacimiento en el Sector 1, ejemplificado en la Figura 35 al igual que la presión de fondo fluyente, todos los resultados del modelo ideal y básico fueron extraídos de *RESULTS REPORT*.

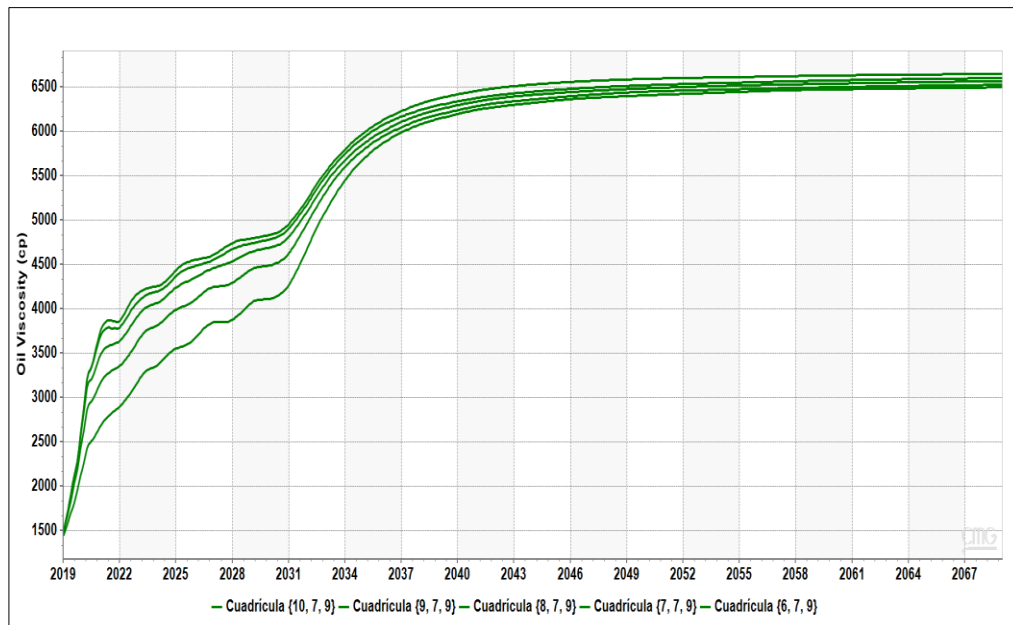


Figura 34. Viscosidad talón del pozo DS-1 Modelo Ideal

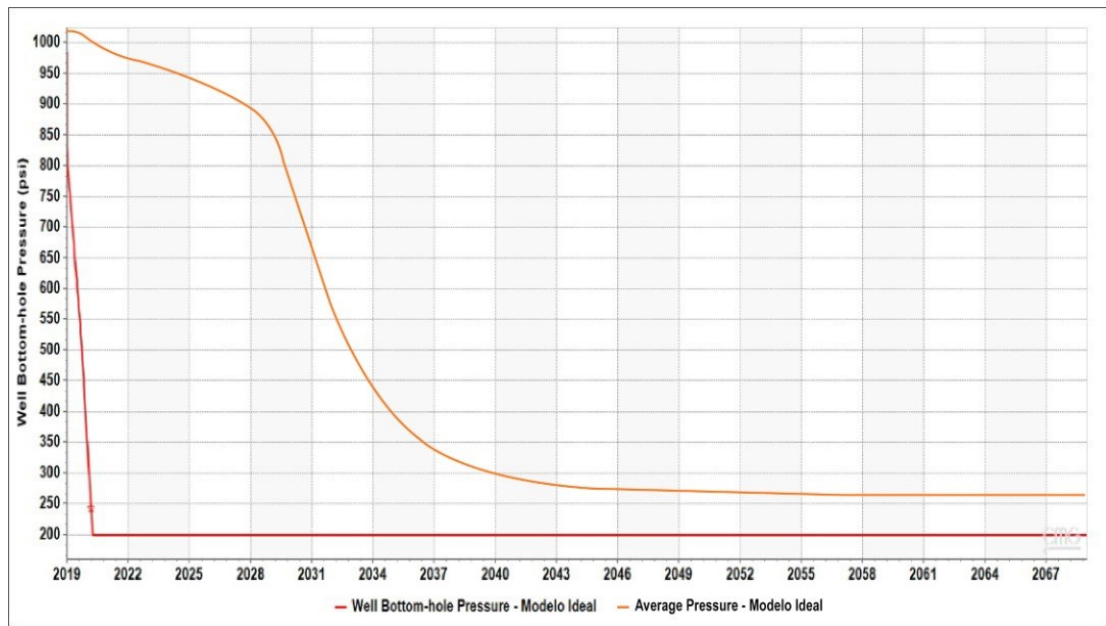


Figura 35. Variación de presión (Delta P) pozo DS-1 Modelo Ideal

Los valores encontrados que partieron de los datos anteriores para cada caso fueron:

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD MODELO IDEAL			
FECHA ESTADO PSEUDOESTABLE			
Ecuación	Joshi	Babu & Odeh	Vogel
IP (BND/psi)	2.21	2.47	2.45
$\Delta P$ (psi)	791	791	791
Qo (BND)	1750	1954	1939

Tabla 14. Índice de productividad cálculo analítico Modelo Ideal

(Fuente: Sala, 2020)

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Modelo # 1 (MODELO BÁSICO)			
FECHA ESTADO PSEUDO-ESTABLE			
Ecuación	Joshi	Babu & Odeh	Vogel
IP (BND/psi)	2.42	2.70	2.72
$\Delta P$ (psi)	709	709	709
Qo (BND)	1716	1917	1931

Tabla 15. Índice de productividad cálculo analítico Modelo Básico

(Fuente: Sala, 2020)

Con el cálculo analítico de los casos mencionados, se aprecia una diferencia considerable para cada modelo, donde la aplicación de la ecuación analítica *Vogel* presenta menor diferencia con respecto al cálculo del simulador, ya que el autor considera en su correlación el flujo bifásico a diferencia de *Babu & Odeh* y *Joshi*.

<b>PORCENTAJES DE DIFERENCIAS CÁLCULO DETERMINISITICO</b>			
<b>Caso</b>	<b>Joshi</b>	<b>Babu &amp; Odeh</b>	<b>Vogel</b>
<b>Modelo Ideal</b>	8%	2%	2%
<b>Modelo Básico</b>	9%	1%	2%

**Tabla 16. Porcentajes de error respecto al cálculo determinístico**

(Fuente: Sala, 2020)

### **5.8 Analisis de Sensibilidad**

#### **Modelo # 1 (Modelo Básico)**

Constará de la aplicación de la tasa óptima de producción de petróleo en las limitaciones, sin ninguna restricción mecánica, considerando que aún no existe el arenamiento del pozo, por lo tanto, el diámetro definido en la herramienta *FLEXWELL* será constante. A continuación, se presenta en la siguiente tabla las características del modelo que definen el comportamiento de la producción del pozo:

<b>FLEXWELL MODELO # 1 (MODELO BÁSICO) WELL DS-1</b>	
<b><i>Qo (BND)</i></b>	1900
<b><i>BHP (psi)</i></b>	200
<b><i>Liner External Diameter (in)</i></b>	7
<b><i>Casing Diameter</i></b>	Constant
<b><i>Wall Heat Capacity (Btu/(ft3*F))</i></b>	Default
<b><i>Wall Heat Conductivity (Btu/(ft3*F))</i></b>	Default
<b><i>Cement Heat Conductivity (Btu/(ft3*F))</i></b>	Default
<b><i>Relative Roughness</i></b>	Default
<b><i>Allow Solids</i></b>	No
<b><i>Auto-Complete</i></b>	Yes
<b><i>Fecha inicial de Producción</i></b>	1/1/2019

**Tabla 17. Propiedades del Pozo DS-1 Modelo Básico**

Al igual que con el modelo ideal, se interpretó el estado pseudo-estable para verificar el momento en que la presión toca el límite del yacimiento y se procedió a realizar los cálculos correspondientes. En la Figura 36 se ilustra lo mencionado.

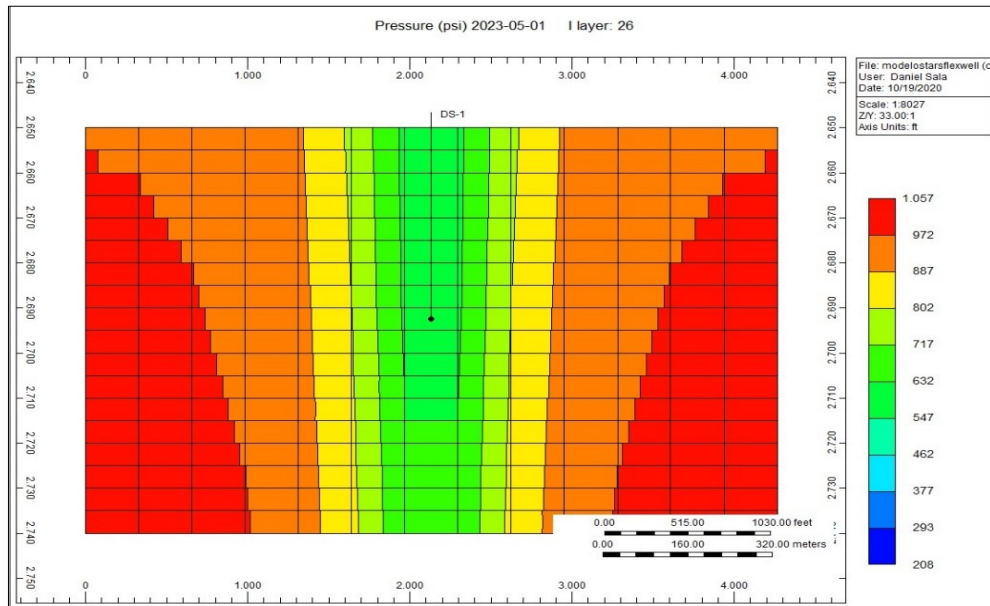


Figura 36. Estado Pseudo-estable Modelo Básico

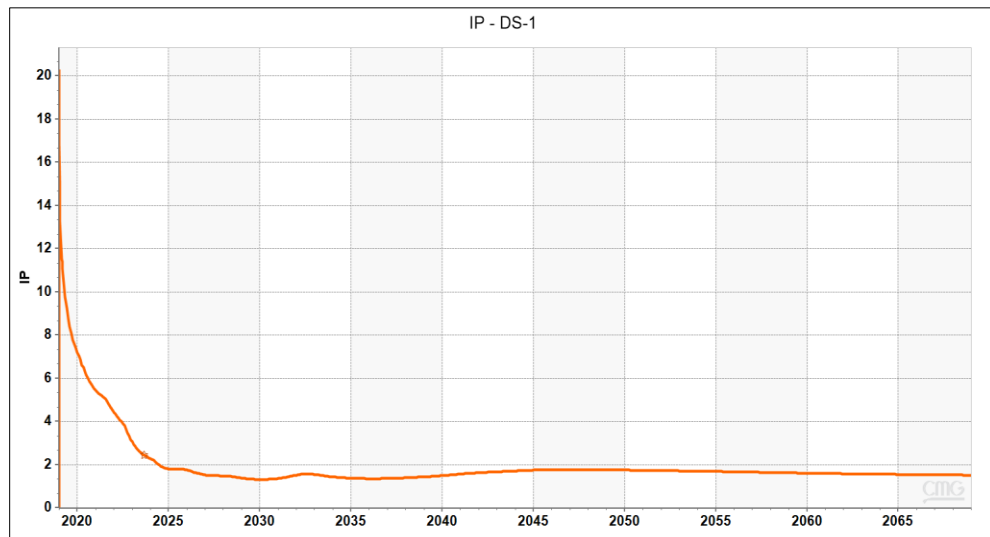


Figura 37. Índice de productividad Modelo Básico

Los resultados obtenidos para el modelo básico en el estado pseudo-estable, aplicando la fórmula de índice de productividad en el post procesador RESULTS REPORT, fueron los siguientes:

<b>ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD MODELO BÁSICO</b>	
<b>Fecha Inicio Producción</b>	1/1/2019
<b>Fecha Final Producción</b>	1/1/2069
<b>Fecha Estado Seudo Estable</b>	1/5/2023
<b>IP (BND/psi)</b>	2.67
<b>ΔP (psi)</b>	709
<b>Qo (BND)</b>	1893

Tabla 18. Índice de Productividad Modelo Básico CMG

(Fuente: CMG, 2019)

### **Modelo # 2 (Modelo Básico “Arenado”)**

Constará de la aplicación de la tasa óptima de producción de petróleo en las limitaciones, con restricciones mecánicas, considerando que existe el arenamiento del pozo, por lo tanto, el diámetro definido en la herramienta *FLEXWELL* será variable en tiempos producción, disminuyendo en porcentaje para simular el arenamiento. A continuación, se presenta en la siguiente tabla las características del modelo que definen el comportamiento de la producción del pozo:

<b>FLEXWELL MODELO # 2 (MODELO BÁSICO ARENADO) WELL DS-1</b>	
<b>Qo (BND)</b>	1900
<b>BHP (psi)</b>	200
<b>Liner External Diameter (in)</b>	Tabla 21
<b>Casing Diameter</b>	Variable
<b>Wall Heat Capacity (Btu/(ft3*F))</b>	Default
<b>Wall Heat Conductivity (Btu/(ft3*F))</b>	Default
<b>Cement Heat Conductivity (Btu/(ft3*F))</b>	Default
<b>Relative Roughness</b>	Default



<b>Allow Solids</b>	No
<b>Auto-Complete</b>	Yes
<b>Fecha inicial de producción</b>	1/1/2019

Tabla 19. Propiedades del Pozo DS-1 Modelo Básico (Arenado)

(Fuente: CMG, 2019)

El proceso de arenamiento se definió con el establecimiento de cinco (5) *FLEXWELL*, lo que permitió variar el diámetro y el tiempo de producción con cada caso. Se consideró que el arenamiento sucede cinco (5) años después de la producción, tomando en cuenta las siguientes fechas y diámetros externos:

<b>PROCESO DE REDUCCIÓN ID</b>		
<b>rw (ft)</b>	<b>%</b>	<b>t (month)</b>
0.53	100	1/1/2019
0.424	80	1/1/2024
0.318	60	1/1/2025
0.212	40	1/1/2026
0	0	1/1/2027

Tabla 20. Reducción de diámetro para Modelo Básico Arenado

(Fuente: Sala, 2020)

Luego de haber definido el estado pseudo-estable para los modelos anteriores y definir el índice de productividad óptimo del pozo para hallar la tasa de producción adecuada para el modelo, se procedió a alterar mecánicamente como fue explicado en el capítulo anterior. La finalidad es interpretar el índice de productividad y observar las variaciones entre ambos modelos afectados por la reducción del diámetro. El comportamiento obtenido aplicando las condiciones expresadas anteriormente se expresa en la Figura 38.

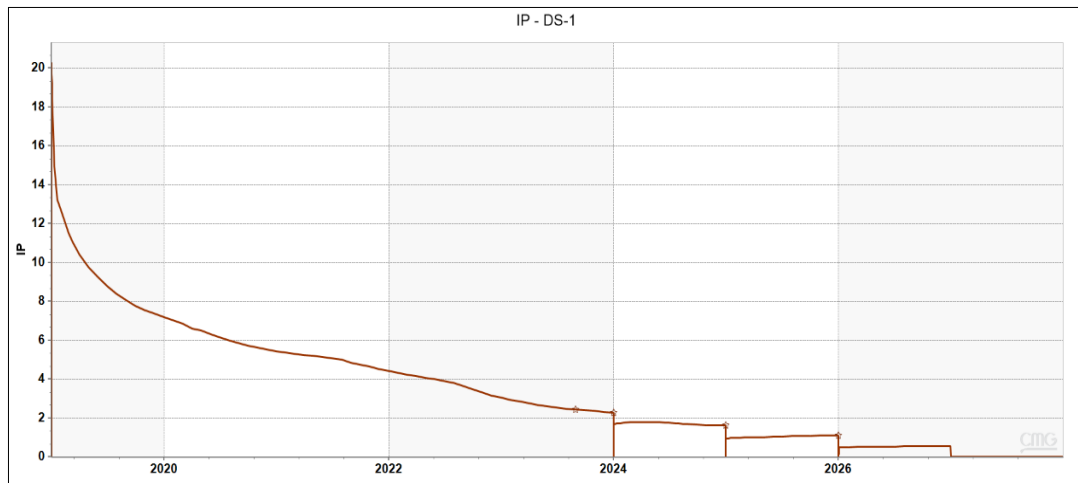


Figura 38. Índice de productividad Modelo Básico Arenado

Los resultados obtenidos para el modelo básico “arenado”, aplicando la fórmula de índice de productividad en el post procesador RESULTS REPORT, justo después de los cinco (5) años de producción, donde se alteró mecánicamente el pozo, se obtuvo una reducción del 36% para el índice de productividad.

<b>ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD MODELO BÁSICO (ARENADO)</b>	
<b>Fecha Inicio Producción</b>	1/1/2019
<b>Fecha Final Producción</b>	1/1/2028
<b>Fecha Inicio Arenamiento</b>	2/1/2024
<b>IP (BND/psi)</b>	1.71
<b><math>\Delta P</math> (psi)</b>	784
<b>Qo (BND)</b>	1341

Tabla 21. Índice de Productividad Modelo Básico Arenado Fecha 1 CMG

A continuación, se presentan los resultados para las siguientes fechas, corroborando las consecuencias de la reducción del diámetro en el índice de productividad:

<b>ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD MODELO BÁSICO (ARENADO)</b>	
<b>Fecha Inicio Producción</b>	1/1/2019
<b>Fecha Final Producción</b>	1/1/2028
<b>Fecha Arenamiento</b>	2/1/2025
<b>IP (BND/psi)</b>	0.93
<b><math>\Delta P</math> (psi)</b>	776
<b>Qo (BND)</b>	706

Tabla 22. Índice de Productividad Modelo Básico Arenado Fecha 2 CMG

<b>ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD MODELO BÁSICO (ARENADO)</b>	
<b>Fecha Inicio Producción</b>	1/1/2019
<b>Fecha Final Producción</b>	1/1/2028
<b>Fecha Arenamiento</b>	2/1/2026
<b>IP (BND/psi)</b>	0.56
<b><math>\Delta P</math> (psi)</b>	764
<b>Qo (BND)</b>	427.84

Tabla 23. Índice de Productividad Modelo Básico Arenado Fecha 3 CMG

<b>ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD MODELO BÁSICO (ARENADO)</b>	
<b>Fecha Inicio Producción</b>	1/1/2019
<b>Fecha Final Producción</b>	1/1/2028
<b>Fecha Arenamiento</b>	2/1/2027
<b>IP (BND/psi)</b>	0
<b><math>\Delta P</math> (psi)</b>	282
<b>Qo (BND)</b>	0

Tabla 24. Índice de Productividad Modelo Básico Arenado Fecha 4 CMG

### 5.8.1. Análisis De Variables

#### Longitud Horizontal (Md)

Una vez ocurrido el proceso de arenamiento donde los sólidos comienzan a abarcar el área transversal de la tubería, los mismos precipitan y se depositan en la pared inferior en la tubería. Se asumirá para este caso que la sección horizontal del pozo irá reduciendo su capacidad de aporte hacia la superficie, considerando un taponamiento de la tubería desde el punto de aterrizaje hacia el talón el pozo. A continuación, en la siguiente tabla se presentan las fechas y el porcentaje de reducción de la longitud horizontal del pozo DS-1, en la Figura 39 se ilustra lo mencionado; la longitud horizontal se redujo desde un cien por ciento (100%) de aporte hasta un veinte por ciento (20%) y los resultados obtenidos considerando la reducción de diámetro y fechas, (Tabla 21).

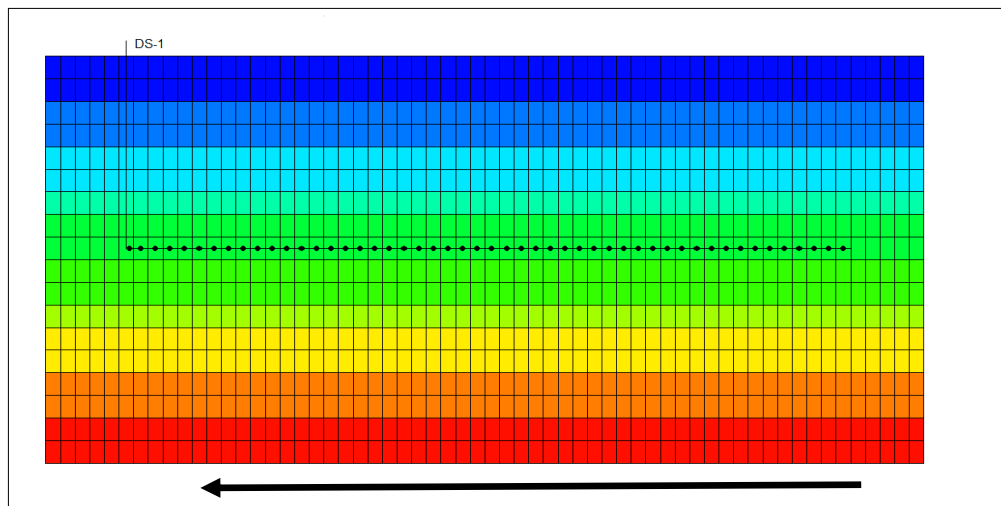


Figura 39. Dirección de aporte de sección horizontal para sensibilidades

<b>INDICE DE PRODUCTIVIDAD (MD= 3850 ft)</b>				
<b>APORTE DE SECCIÓN HORIZONTAL 80%</b>				
<b>Fechas Reducción ID</b>	<b>2/1/2024</b>	<b>2/1/2025</b>	<b>2/1/2026</b>	<b>2/1/2027</b>
<b>IP CASO BASE (BND/psi)</b>	1.71	0.93	0.56	0
<b>IP (BND/psi)</b>	1.35	0.91	0.49	0
<b>ΔP (psi)</b>	782	773	761	750
<b>Qo (BND)</b>	1056	719	373	0

Tabla 25. Índice de Productividad MD caso 1 CMG

<b>INDICE DE PRODUCTIVIDAD (MD = 2950 ft)</b>				
<b>APORTE DE SECCIÓN HORIZONTAL 60%</b>				
<b>Fechas Reducción ID</b>	<b>2/1/2024</b>	<b>2/1/2025</b>	<b>2/1/2026</b>	<b>2/1/2027</b>
<b>IP CASO BASE (BND/psi)</b>	1.71	0.93	0.56	0
<b>IP (BND/psi)</b>	1.17	0.87	0.44	0
<b>ΔP (psi)</b>	784	775	764	745
<b>Qo (BND)</b>	917	674	336	0

Tabla 26. Índice de Productividad MD caso 2 CMG

<b>INDICE DE PRODUCTIVIDAD (MD = 1950 ft)</b>				
<b>APORTE DE SECCIÓN HORIZONTAL 40%</b>				
<b>Fechas Reducción ID</b>	<b>2/1/2024</b>	<b>2/1/2025</b>	<b>2/1/2026</b>	<b>2/1/2027</b>
<b>IP CASO BASE (BND/psi)</b>	1.71	0.93	0.56	0
<b>IP (BND/psi)</b>	0.87	0.72	0.43	0
<b>ΔP (psi)</b>	791	783	774	760
<b>Qo (BND)</b>	688	564	332	0

Tabla 27. Índice de Productividad MD caso 3 CMG

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (MD = 950 ft)				
APORTE DE SECCIÓN HORIZONTAL 20%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	0.58	0.53	0.43	0
$\Delta P$ (psi)	802	797	790	770
Qo (BND)	465	422	340	0

Tabla 28. Índice de Productividad MD caso 4 CMG

Los resultados obtenidos fueron los esperados, al estudiar la ecuación de *Joshi* que modela el comportamiento de un pozo horizontal. La investigación corrobora que al disminuir la longitud horizontal el índice de productividad disminuye, por lo tanto, el aporte del pozo hacia la superficie también es limitado. El rango de variación, una vez que se reduce la sección horizontal osciló desde 1.71 bbl/psi para una longitud horizontal de 3850 ft hasta un valor de 0.58 bbl/psi para una longitud horizontal de 950 ft, se percibió una disminución de 33% para el valor inicial y una reducción de 75% con respecto al modelo base con una longitud horizontal de 4950 ft. En el año 2027 no se apreciaron cambios, ya que el diámetro del pozo para ese caso es cero, sin embargo, existe la presencia de presión en el anular descrito por los valores de presión estática y presión de fondo fluente expresados en los resultados del simulador para esta fecha. En la Figura 40 se aprecia el comportamiento del análisis realizado donde MD es la longitud horizontal del pozo.

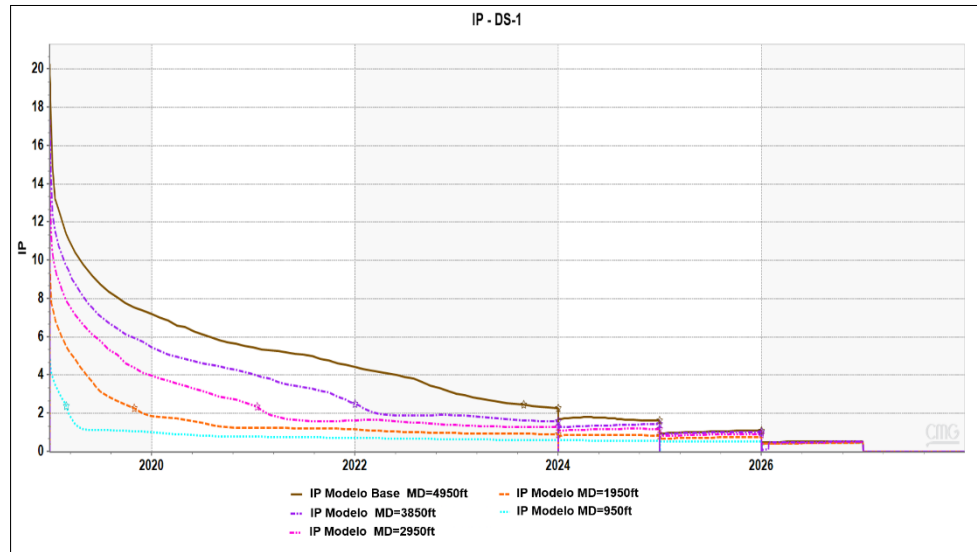


Figura 40. Índice de productividad variación longitud horizontal

### Permeabilidad (K)

La siguiente variable que se estudió fue la permeabilidad horizontal y vertical, ya que se encuentran relacionadas como se describió en el capítulo IV. El daño a la formación limita el desplazamiento de los fluidos en los poros. A continuación, se asumirá una reducción de permeabilidad como consecuencia del taponamiento de los poros por la producción de finos después de haber alcanzado la presión crítica, y se interpretará como afectan los siguientes valores al índice de productividad:

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (Kh= 14400 mD)				
AUMENTO DE 20%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	2.3	1.09	0.58	0
$\Delta P$ (psi)	786	778	768	760
Qo (BND)	1808	848	407	0

Tabla 29. Índice de Productividad permeabilidad caso 1 CMG

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (Kh= 13200 mD)				
AUMENTO DE 10%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	2.02	1.07	0.53	0
$\Delta P$ (psi)	788	781	772	765
Qo (BND)	1592	836	417	0

Tabla 30. Índice de Productividad permeabilidad caso 2 CMG

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (Kh= 10800 mD)				
REDUCCIÓN DE 10%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	1.56	0.95	0.50	0
$\Delta P$ (psi)	791	784	777	765
Qo (BND)	1234	745	389	0

Tabla 31. Índice de Productividad permeabilidad caso 3 CMG

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (Kh= 9600 mD)				
REDUCCIÓN DE 20%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	1.47	0.9	0.47	0
$\Delta P$ (psi)	794	787	781	770
Qo (BND)	1167	708	367	0

Tabla 32. Índice de Productividad permeabilidad caso 4 CMG

La limitación dentro del espacio poroso produce un déficit en la producción del hidrocarburo y afecta al índice de productividad al disminuir la permeabilidad. El rango de variación obtenido al reducir la permeabilidad con respecto al índice de productividad osciló desde 1.71 bbl/psi hasta 1.47 bbl/psi en el año 2024, reduciéndose



14 % con respecto al valor inicial y 40% con respecto al modelo base con una permeabilidad de 12000mD. El análisis sensibilidad presento un aumento en el índice de productividad a medida que aumenta la permeabilidad con rangos de variación desde 1.71 bbl/psi hasta 2.3 bbl/psi, aumentando 30 % con respecto al valor inicial. En el año 2027 para todos los casos de estudio, no se apreció producción debido a la reducción radical del diámetro por el arenamiento simulado. El estudio de la permeabilidad fue comparado con la ecuación de *Joshi* y los resultados fueron los esperados, a mayor permeabilidad el IP aumenta y en el caso contrario disminuye. En la Figura 41 se visualiza.

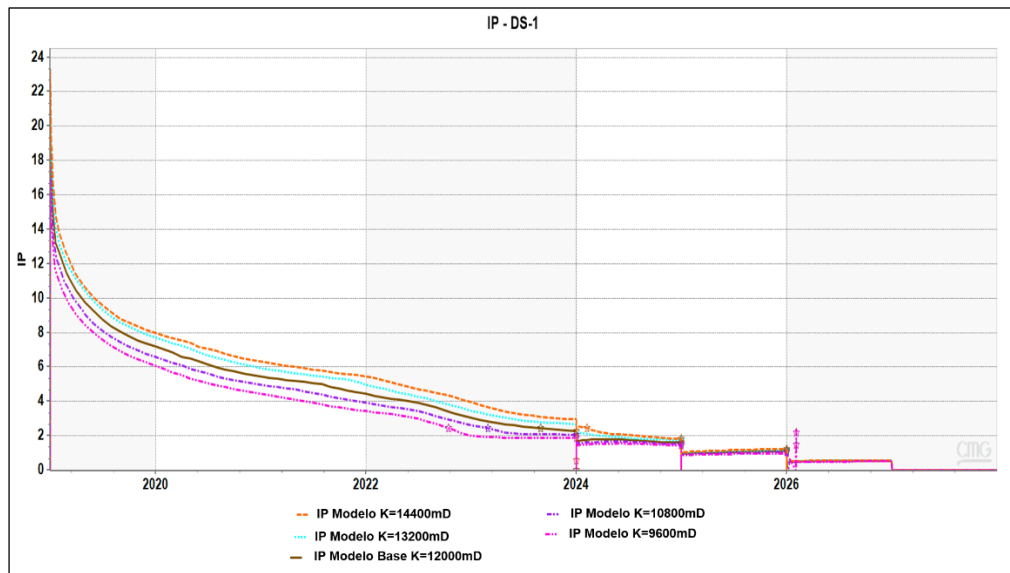


Figura 41. Índice de productividad variación permeabilidad

### Espesor (H)

Los espesores de arena neta en el área de estudio varían desde cuarenta (40) pies hasta ochenta (120) pies. El modelo básico posee un espesor de arena neta de (90) pies, por lo tanto, se evaluó el índice de productividad por debajo del valor central y así determinar su comportamiento. Obteniendo los siguientes resultados:

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (h= 110 ft)				
AUMENTO DE 22%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	2.96	1.33	0.6	0
$\Delta P$ (psi)	763	744	722	730
Qo (BND)	2258	990	433	0

Tabla 33. Índice de Productividad espesor caso 1 CMG

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (h= 100 ft)				
AUMENTO DE 11%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	2.25	1.16	0.58	0
$\Delta P$ (psi)	770	751	732	740
Qo (BND)	1733	871	425	0

Tabla 34. Índice de Productividad espesor caso 2 CMG

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (h= 80 ft)				
REDUCCIÓN DE 11%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	1.35	0.9	0.43	0
$\Delta P$ (psi)	780	770	756	740
Qo (BND)	1053	693	325	0

Tabla 35. Índice de Productividad espesor caso 4 CMG

INDICE DE PRODUCTIVIDAD (h= 70 ft)				
REDUCCIÓN DE 22%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	1.15	0.78	0.21	0
$\Delta P$ (psi)	777	764	750	740
Qo (BND)	894	542	158	0

Tabla 36. Índice de Productividad espesor caso 5 CMG

Al variar el espesor de la arena los resultados fueron los esperados, ya que se asemeja al comportamiento de la ecuación de *Joshi*. Los rangos de variación con respecto a la reducción del espesor oscilaron desde 1.71 bbl/psi hasta 1.15 bbl/psi para el año 2024, reduciéndose 32% con respecto al valor inicial y 52% con respecto al caso base con un espesor de 90ft. En el modelo simulado los resultados obtenidos una vez que aumenta el espesor de la arena fueron desde 1.71 bbl/psi hasta 2.96 bbl/psi en el año 2024, aumentando 42 % con respecto al valor inicial. Para el año 2027, en todos los casos estudiados, no se presentaron cambios relevantes debido a la disminución del diámetro. Según lo descrito, el índice de productividad disminuye si el espesor de la arena disminuye y aumenta si el espesor de la arena aumenta, afectando la tasa de producción de petróleo en superficie. La Figura 42 expresa el comportamiento presentado en las tablas anteriores.

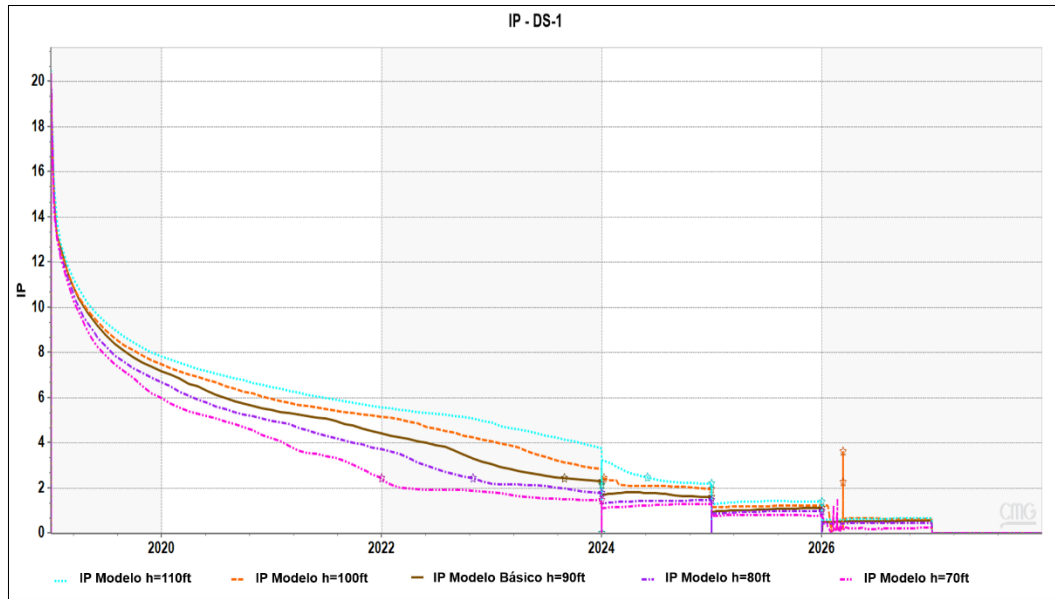


Figura 42. Índice de productividad variación espesor

### Viscosidad ( $\mu$ )

El valor central para la viscosidad del modelo es mil cuatrocientos cuarenta centipoise (1447 cp) a una temperatura de ciento veintisiete grados Fahrenheit (127 °F). Se realizó una variación de la viscosidad desde mil centipoise (1000 cp) hasta tres mil centipoise (3000 cp) y se interpretó el comportamiento del índice de productividad, obteniendo los siguientes resultados:

INDICE DE PRODUCTIVIDAD ( $\mu= 1100$ cp)				
REDUCCIÓN DE 32%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	3.44	1.6	0.7	0
$\Delta P$ (psi)	630	766	751	740
Qo (BND)	2167,2	1226	526	0

Tabla 37. Índice de Productividad Viso caso 1 CMG

INDICE DE PRODUCTIVIDAD ( $\mu\sigma= 1200$ cp)				
REDUCCIÓN DE 17%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	2.3	1.2	0.6	0
$\Delta P$ (psi)	745	770	757	747
Qo (BND)	1714	924	454	0

Tabla 38. Índice de Productividad Viso caso 2 CMG

INDICE DE PRODUCTIVIDAD ( $\mu\sigma= 2026$ cp)				
AUMENTO DE 40%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	1.31	0.76	0.38	0
$\Delta P$ (psi)	791	785	779	760
Qo (BND)	1036	597	296	0

Tabla 39. Índice de Productividad Viso caso 3 CMG

INDICE DE PRODUCTIVIDAD ( $\mu\sigma= 2600$ cp)				
AUMENTO DE 80%				
Fechas Reducción ID	2/1/2024	2/1/2025	2/1/2026	2/1/2027
IP CASO BASE (BND/psi)	1.71	0.93	0.56	0
IP (BND/psi)	1.08	0.64	0.30	0
$\Delta P$ (psi)	792	785	779	765
Qo (BND)	855	503	234	0

Tabla 40. Índice de Productividad Viso caso 4 CMG

Para todos los valores utilizados y simulados, el comportamiento presentado fue el esperado, también descrito por la ecuación de *Joshi*. Para el modelo estudiado, si el yacimiento presenta altas viscosidades el índice de productividad tendera a disminuir,

al igual que si la viscosidad disminuye, el índice de productividad aumenta. Los valores obtenidos oscilaron en un rango de 1.71 bbl/psi hasta 1.08 bbl/psi para el año 2024, disminuyendo 36 % con respecto al valor inicial y 55% para el caso base motivado al aumento de la viscosidad. Con respecto a la disminución de la viscosidad los resultados se establecieron desde 1.71 bbl/psi hasta 3.44 bbl/psi para el caso del 2024, aumentando 101% con respecto al valor inicial y 42% con respecto al caso base. En el año 2027, no existió variación por la reducción del diámetro simulado. En la Figura 43 se aprecia el comportamiento descrito.

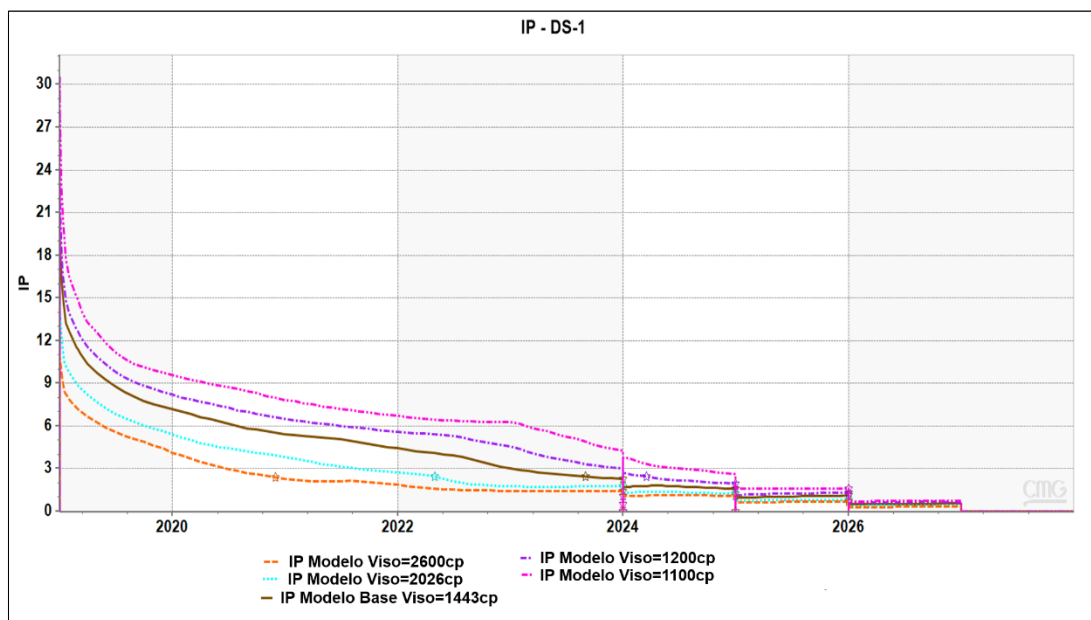


Figura 43. Índice de productividad variación viscosidad

### 5.9. Etapa de Limpieza Post Arenamiento

Los objetivos de la investigación resaltan que se hará una evaluación del rendimiento del modelo posterior a la simulación del proceso de arenamiento, es decir, una vez que el diámetro del pozo se reduce en su máximo aporte debido a la producción

de finos de formación y arenas, que como consecuencia disminuyen la tasa de producción de petróleo; ahora se decidió realizar un análisis posterior a un proceso de rehabilitación realizado al pozo para mejorar la productividad. La rehabilitación asumida será la de una limpieza a través de un taladro o *coiled tubing*. Se espera que la limpieza del pozo mejore el índice de productividad aumentando el aprovechamiento de la energía y tasa de petróleo producida.

La limpieza será asumida de manera teórica. Después de un cien por ciento (100 %) del taponamiento de la tubería se aumentará el diámetro y el aporte de la sección horizontal tomando en cuenta porcentajes de efectividad con respecto a los trabajos realizados. El máximo diámetro alcanzado teóricamente por la limpieza será el diámetro de un *liner* de cuatro pulgadas y media (4' ½) y la sección horizontal variará para cinco casos específicos. El tiempo de producción post arenamiento constará de diez (10) años y la fecha de producción inicial para esta etapa será la fecha donde finalizo la etapa anterior, de esta manera gráficamente se podrá interpretar el efecto de la reducción y aumento de diámetro en la tubería a través de la herramienta *FLEXWELL*. A continuación, en la siguiente tabla de datos, se expresan los valores considerados para la producción del pozo DS-1 y los resultados, una vez realizada la rehabilitación.

<b>FLEXWELL Modelo # 3 (Modelo Post-Arenamiento) Well DS-1</b>	
<b>Qo (Constraint) (BND)</b>	1900
<b>BHP (psi)</b>	200
<b>Porcentaje de Limpieza MD (%)</b>	20
<b>Liner External Diameter (in)</b>	4.5
<b>Fecha Inicio de Producción</b>	1/1/2028
<b>Fecha Final de Producción</b>	1/1/2038
<b>IP (BND/psi)</b>	0.77
<b>ΔP (psi)</b>	826
<b>Qo (Results) (BND)</b>	636

Tabla 41. Índice de productividad etapa post arenamiento caso 1

<b>FLEXWELL Modelo # 3 (Modelo Post-Arenamiento) Well DS-1</b>	
<i>Qo (Constraint) (BND)</i>	1900
<i>BHP (psi)</i>	200
<i>Porcentaje de Limpieza MD (%)</i>	40
<i>Liner External Diameter (in)</i>	4.5
<i>Fecha Inicio de Producción</i>	1/1/2028
<i>Fecha Final de Producción</i>	1/1/2038
<i>IP (BND/psi)</i>	1.24
<i>ΔP (psi)</i>	820
<i>Qo (Results) (BND)</i>	1016

Tabla 42. Índice de productividad etapa post arenamiento caso 2

<b>FLEXWELL Modelo # 3 (Modelo Post-Arenamiento) Well DS-1</b>	
<i>Qo (Constraint) (BND)</i>	1900
<i>BHP (psi)</i>	200
<i>Porcentaje de Limpieza MD (%)</i>	60
<i>Liner External Diameter (in)</i>	4.5
<i>Fecha Inicio de Producción</i>	1/1/2028
<i>Fecha Final de Producción</i>	1/1/2038
<i>IP (BND/psi)</i>	1.84
<i>ΔP (psi)</i>	816
<i>Qo (Results) (BND)</i>	1501

Tabla 43. Índice de productividad etapa post arenamiento caso 3

<b>FLEXWELL Modelo # 3 (Modelo Post-Arenamiento) Well DS-1</b>	
<i>Qo (Constraint) (BND)</i>	1900
<i>BHP (psi)</i>	200
<i>Porcentaje de Limpieza MD (%)</i>	80
<i>Liner External Diameter (in)</i>	4.5
<i>Fecha Inicio de Producción</i>	1/1/2028
<i>Fecha Final de Producción</i>	1/1/2038
<i>IP (BND/psi)</i>	2.25
<i>ΔP (psi)</i>	812
<i>Qo (Results) (BND)</i>	1827

Tabla 44. Índice de productividad etapa post arenamiento caso 4



Para el modelo estudiado, donde se aplica la rehabilitación, la eficiencia de la limpieza crece a medida que aumenta el aporte de la sección horizontal y como consecuencia, aumenta el índice de productividad. La simulación presentó resultados esperados, comparados con el año 2026 para el modelo básico arenado donde una eficiencia de limpieza del veinte por ciento (20%) aumentó el IP treinta y ocho por ciento (38%), para un cuarenta por ciento (40%) de eficiencia, el valor creció ciento veinte por ciento (120%), para un sesenta por ciento (60%) de eficiencia, el valor aumentó doscientos veintinueve por ciento (229%), para un ochenta por ciento (80%) de eficiencia, el valor aumento trecientos por ciento (300%), aproximándose dieciséis por ciento (16%) al valor inicial del modelo básico sin arenamiento. En la Figura 44 se aprecia el índice de productividad antes y después de la rehabilitación para cada caso estudiado.

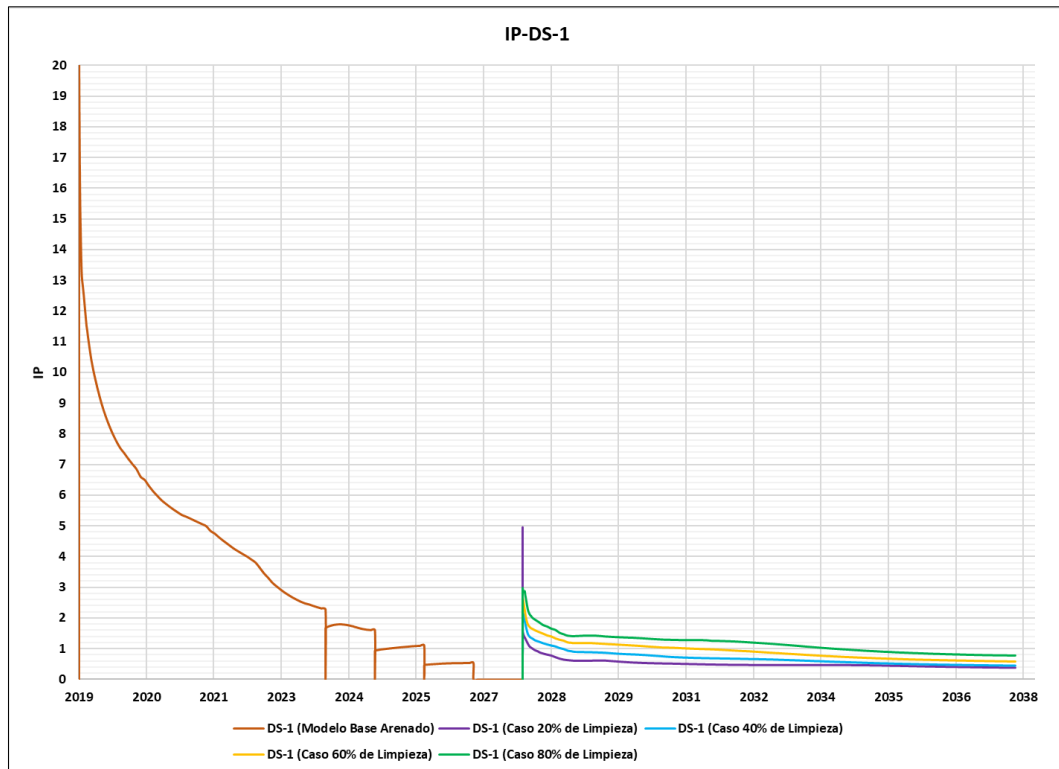


Figura 44. Índice de productividad arenamiento y rehabilitación

## 5.10. Evaluación económica

La evaluación económica parte de la premisa de la producción como en todo proyecto, en este caso el activo circulante es el petróleo y para poder llevar a cabo la producción luego de la limpieza se tienen que considerar los costos de inversión (CAPEX) y los costos operativos (OPEX), de esta manera calculando la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN) para una inversión, se determina si es rentable o no el proyecto.

La inversión en la limpieza de la sección horizontal como medio de rehabilitación se considerará a mediano plazo, por lo que se evaluara de 0 a 5 años considerando el año 0 como el año donde se decidió invertir en el servicio. Para el caso de estudio, se comparó la producción obtenida posteriormente a los trabajos de la limpieza. En las siguientes tablas se define la producción para cada caso y lo que representa para el precio del petróleo los últimos 5 años de 53 USD / BBL considerando el perfil de producción obtenido en los resultados de la simulación.

MODELO POST LIMPIEZA 1	
	MM\$ / AÑO
AÑO 1	0.754
AÑO 2	0.742
AÑO 3	0.380
AÑO 4	0.347
AÑO 5	0.314

Tabla 45. Ingresos considerando el caso Modelo Post Limpieza 1

MODELO POST LIMPIEZA 2	
	MM\$ / AÑO
AÑO 1	17.82
AÑO 2	12.74
AÑO 3	11.30
AÑO 4	10.10
AÑO 5	9.63

Tabla 46. Ingresos considerando el caso Modelo Post Limpieza 2

MODELO POST LIMPIEZA 3	
	MM\$ / AÑO
AÑO 1	21.96
AÑO 2	17.06
AÑO 3	15.44
AÑO 4	14.39
AÑO 5	13.29

Tabla 47. Ingresos considerando el caso Modelo Post Limpieza 3

MODELO POST LIMPIEZA 4	
	MM\$ / AÑO
AÑO 1	26.79
AÑO 2	20.68
AÑO 3	19.20
AÑO 4	18.40
AÑO 5	17.53

Tabla 48. Ingresos considerando el caso Modelo Post Limpieza 4

Se aprecia en las tablas mencionadas anteriormente que a medida que aumenta la eficiencia de la limpieza en la sección horizontal aumenta el ingreso bruto. Se aprecia el comportamiento de ingresos en la Figura 45.

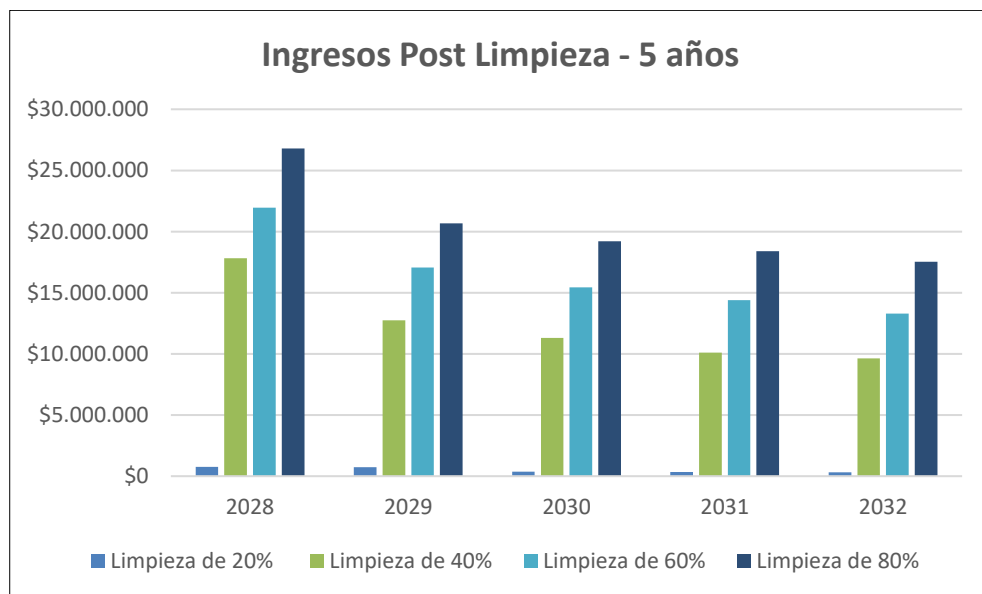


Figura 45. Ingresos Modelo Post Limpieza

### 5.10.1. Costo de inversión (CAPEX)

El bien de capital en el caso estudiado es el pozo perforado ya que permite producir un bien de consumo que se llevará a la venta y eso tiene un costo de inversión. Para fines de la investigación se considerará el costo del servicio que se aplicará para rehabilitar y mejorar la producción de petróleo. La información expuesta fue extraída de la empresa de Servicios Petroleros X. La Tabla 52 presenta la inversión inicial para el servicio de rehabilitación asumido.

RUBROS	COSTO (USD)
LICENCIAMIENTO, EQUIPOS, MUDANZAS, QUIMICOS, OTROS	1.000.000
<b>TOTAL COSTOS DE INVERSIÓN</b>	<b>1.000.000</b>

**Tabla 49. Resumen de inversión inicial para servicio de CCT**

(Fuente: Servicios Petroleros X, 2018)

### 5.10.2. Costo de producción (OPEX)

El costo permanente para el funcionamiento de la producción de un activo en este caso el petróleo, debe ser considerada en cualquier proyecto de interés para poder medir las rentabilidades con mayor precisión. Los gastos operativos serán de 8\$ / bbl lo que implicará que para cada perfil de producción en el modelo Post Limpieza, se interpretará un gasto diferente, que depende del comportamiento del pozo en cada año, considerando la declinación de la tasa con los datos obtenidos a través de la simulación.

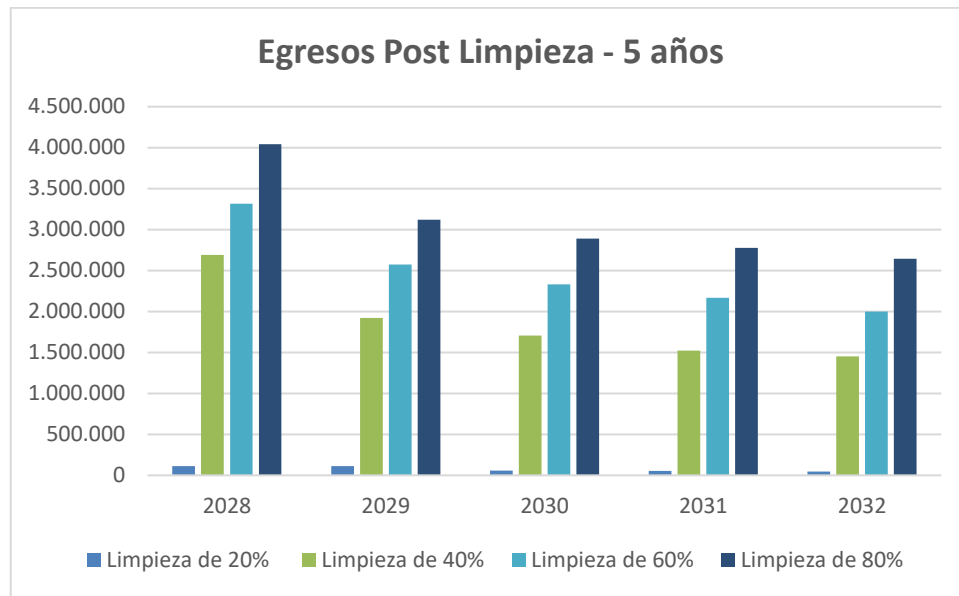


Figura 46. Egresos Modelo Post Limpieza

### 5.10.3. Flujo de caja (FDC) proyecto a 5 años

Se estudió el flujo de caja para cada caso posterior al proceso de rehabilitación. Asumiendo que existe consistencia en los porcentajes de limpieza asumidos a nivel técnico, en la Tabla 53 se expresa el flujo de caja, valor actual neto, tasa interna de retorno, considerando una tasa de descuento de 15% de timbres fiscales, aporte de la empresa a producción social, impuesto municipal y retención del ISLR.

VAN / TIR / TD / PAY BACK				
Caso	VAN	TD	TIR	Pay Back
<b>Modelo Post Limpieza Caso 1</b>	\$476.000	15%	42%	18,7 meses
<b>Modelo Post Limpieza Caso 2</b>	\$30.961.958	15%	1485%	0,8 meses
<b>Modelo Post Limpieza Caso 3</b>	\$41.205.474	15%	1843%	0,6 meses
<b>Modelo Post Limpieza Caso 4</b>	\$51.405.189	15%	9333%	0,1 meses

Tabla 50. Indicadores de rentabilidad de proyecto con CCT

Se presento el flujo de caja estimado para el proyecto de inversión donde se demuestra para el caso que se estudió que la operación prestando el servicio de tubería flexible (CCT) generó flujo financiero positivo, debido a que luego de estimar los ingresos anuales para un periodo de 5 años y haber descontado los costos y gastos operacionales anuales se demostró un saldo positivo a favor de la empresa y tiempos de recuperación bajos, lo que lo hace económicamente rentable.

## CONCLUSIONES

1. Las propiedades extraídas de la bibliografía y aplicadas para el modelo de simulación creado, cumplieron con las condiciones necesarias para generar los modelos correspondientes en el simulador y así recrear un comportamiento promedio de un pozo productor del campo Cerro Negro ubicado en la FPO.
2. Las propiedades que afectan la productividad en pozos horizontales, respaldado con la ecuación analítica que modela el comportamiento de producción en esta configuración de pozo es: la permeabilidad, espesor de la arena, factor volumétrico del petróleo, viscosidad del petróleo, longitud horizontal del pozo, área de drenaje, radio del pozo.
3. Al ejecutar la simulación, las propiedades obtenidas para el modelo básico e ideal creado oscilaron en valores razonables para el campo trabajado, obteniendo una presión promedio de 1200 psi, viscosidad cercana a 1400 cp, presión de burbuja de 989 psi y una tasa de producción inicial de petróleo de 1900 bbl/d, presentando un índice de productividad en el estado pseudoestable de 2.67 bbl/psi.
4. Una vez creado el modelo de simulación se aplicó la herramienta *FLEXWELL*, condicionando mecánicamente el pozo, asumiendo una reducción del diámetro de 0.53 ft hasta 0 ft, debido al arenamiento. Se validó que existió variación en la etapa de producción con un índice de productividad de 1.71 bbl/psi hasta la no producción de petróleo por la reducción absoluta del diámetro, lo cual afectó la tasa de petróleo producida, que osciló desde 1341 bbl/d hasta 0 bbl/d, el modelo creado no presentó grandes variaciones con respecto a la presión de fondo fluyente y la presión promedio del yacimiento.
5. El análisis de sensibilidad realizado permitió visualizar para cada caso de estudio resultados lógicos con respecto al objetivo de la investigación. En la

evaluación del índice de productividad específicamente en la longitud horizontal del pozo, la cual fue evaluada desde 4950 ft hasta 950 ft, se interpretaron valores desde 1.71 bbl/psi a 0.58 bbl/psi respectivamente; la permeabilidad se estableció en un rango de valores desde 14400 mD hasta 9600 mD, donde el índice de productividad disminuyó de 2.3 bbl/psi a 1.47 bbl/psi; el espesor se evaluó desde 110 ft hasta 70 ft, arrojando resultados de 2.96 bbl/psi hasta 1.15 bbl/psi; por último, para el caso de la viscosidad, se evaluaron valores desde 1100 cp hasta 2600 cp, lo que permitió determinar el índice de productividad desde 3.44 bbl/psi hasta 1.08 bbl/psi respectivamente. Esta etapa de estudio permitió corroborar que la aplicación de la herramienta *FLEXWELL* tuvo concordancia con los modelos matemáticos de producción para pozos horizontales.

6. Al realizar el cálculo determinístico con las ecuaciones correspondientes a la configuración creada y compararlo con los resultados obtenidos, la ecuación de *Babu & Odeh* arrojó mayor consistencia, con un porcentaje de error de 2%, al igual que *Vogel* y finalmente *Joshi* con 8%, comparando los estudios realizados del índice de productividad en los modelos básico e ideal.
7. *FLEXWELL* permitió estimar que el diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo el cual osciló entre 700 psi y 800 psi, incluso para el caso donde se asumió taponamiento total de la tubería por el arenamiento simulado.
8. *FLEXWELL* permitió visualizar para el caso posterior al arenamiento, una mejoría en los valores del índice de productividad desde 0.56 bbl/psi a 2.25 bbl/psi, lo que implica la consistencia con la eficiencia de la limpieza asumida.
9. Se demostró a través del cálculo del flujo de efectivo o caja anual, valor actual neto, tasa interna de retorno y tasa de descuento que realizar una inversión en la rehabilitación a través de *coiled tubing* para el caso de estudio, es rentable.



## RECOMENDACIONES

1. Evaluar la investigación en un yacimiento no homogéneo, aplicando una caracterización geológica adecuada y existente con propiedades isotrópicas, de esta manera se podría validar nuevamente el uso de la herramienta *FLEXWELL* con estas nuevas propiedades para el campo que se esté estudiando.
2. Obtener información real sobre el arenamiento y la eficiencia de las limpiezas en pozos horizontales y así comparar los resultados obtenidos de la simulación del proceso de arenamiento con lo que está sucediendo en el campo, ya que *FLEXWELL* presenta la ventaja de poder maniobrar el diámetro del pozo, es decir, que se pudiese interpretar el espacio obstruido o rehabilitado.
3. Realizar un análisis del comportamiento de la presión a lo largo de la sección horizontal con *FLEXWELL* en las sensibilidades realizadas, con la finalidad de estimar la pérdida de presión por fricción a lo largo de la sección horizontal y estimar el efecto del arenamiento y la limpieza sobre este parámetro.
4. Aplicar el proceso de estudio de simulación en campos adyacentes para determinar el comportamiento del proceso de arenamiento a través del uso de la herramienta *FLEXWELL*.
5. Crear el modelo considerando las propiedades geomecánicas del yacimiento y modelado de sólidos para interpretar el comportamiento en la sección horizontal de la tubería.
6. Una vez comparada la simulación con los datos reales, realizar un estudio económico a profundidad, considerando gastos de rehabilitación con respecto al retorno en tasa de producción de petróleo, comparando la inversión con el retorno del capital, para determinar si es rentable o no realizar una

rehabilitación, y en caso de ser rentable escoger las más conveniente económica y técnicamente.

7. Realizar estudio a profundidad de la eficiencia de la limpieza en la sección horizontal a través de tubería flexible, para que de esta manera se corroboren los porcentajes de aporte de la sección horizontal luego del arenamiento y aplicación de la rehabilitación. Repetir el análisis económico en base a esas rectificaciones de ser necesario.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Carmona Torres, D., & Victor Ivan, F. (2019). Caracterización Integrada de Yacimientos Petroleros. Universidad Nacional Autónoma de México. [Acceso 13 Jun. 2019].
- [2] Cho, H. and Subhas N, S. (2001). Prediction Of Specific Productivity Index for Long Horizontal Wells. Society Of Petroleum Engineers, (67237). [Acceso 15 Jun. 2019].
- [3] STARS USED GUIDE . (2016). Advanced Processes & Thermal Reservoir Simulator
- [4] Benzaquen, I., Romero, J., Zambrano, J., Henao, P., & Ortiz, A. (2006). Cleaning Effectivity of Concentric Coiled Tubing in Horizontal Wells, Cerro Negro Area, Carabobo Field, Venezuela. Society Of Petroleum Engineers, (SPE-102436).
- [5] Hernández, (2014). Perforación vertical. Es.slideshare.net. [Acceso 26 Jun. 2019].
- [6] Ludwing, A. (2012). Control de Arenas. es.scribd.com [Acceso 15 Jul. 2019].
- [7] Schlumberger. Área de Drenaje. [Acceso 20 Ago. 2019]. Desde [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/drainage\\_area.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/drainage_area.aspx)
- [8] Miranda, L. (2018) Ingeniería de Producción I. Tema II, Producción de Yacimientos
- [9] Joshi, S.D.: “Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Wells”, JPT, (June 1988), 729-739.
- [10] Babu, D.K. and Odeh A.S.: “Productivity of a Horizontal Well”, SPE Reservoir Engineering (Nov. 1989) 417-421.

- [11] Vogel, J.V.: “Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells”, *Journal of Petroleum Technology*, (January, 1968), 83-92.
- [12] Sepúlveda, J. (2005). *Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas*.
- [13] Cengel, Y. (2011). *Transferencia de calor y masa (2da ed.)*. Mexico: McGraw Hill.
- [14] Maiquiza, K. (2008). “Estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente en un yacimiento de crudo pesado de un campo del oriente ecuatoriano”. Trabajo de grado no publicado. Escuela Politecnica Nacional, Quito.
- [15] Prats, M. (1987). *Procesos Térmicos de extracción de petróleo*. Intevep y SPE. Los Teques Venezuela
- [16] How to Create a Wellbore Model in CMG Builder using FLEXWELL. (2016). [Video]. <https://www.cmgl.ca/>.
- [17] Bond, E. (2019). Estudio de la aplicación de la perforación en baches como método para reducir los tiempos operacionales en la construcción de pozos en el Campo Huyapari (Pregrado). Universidad Central de Venezuela.
- [18] Morales, V. (2017). Valor actual neto (VAN) | Economipedia [Acceso 20 Feb 2021]., desde <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- [19] Sevilla, A. (2014). Tasa interna de retorno (TIR) - Definición y ejemplos | Economipedia., [Acceso 20 Feb 2021] desde <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

[20] Vázquez, R. (2015). Flujo de efectivo - Economipedia. [Acceso 20 Feb 2021], desde <https://economipedia.com/definiciones/flujo-de-efectivo.html>

[21] C. J. Schenk, T. A. Cook, R. R. Charpentier, R. M. Pollastro, T. R. Klett, M. E. Tennyson, A. K. Mark, M. E. Brownfield, J. K. Pitman. (2009). An Estimate of Recoverable Heavy Oil Resources of the Orinoco Oil Belt, Venezuela. Texas, Estados Unidos. U.S. Geological Survey. 10.3133/fs20093028.

[22] Rodriguez, I., Hernandez, E., Velasquez, R., Fernandez, J., Yegres, F., & Martinez, R. et al. (2018). Characterization of the Stratigraphic Column in an Extra Heavy Oil Field to Optimize Production Costs, From the Disposal of Wastewater Effluents to the Evaluation of Shallow Aquifers for Water Production. Cerro Negro Área, Venezuela. One Petro.

[23] Lander, E. (2019). Evaluación de la influencia de parámetros térmicos en yacimientos de crudo extrapesados de la Faja petrolífera del Orinoco a través de una simulación numérica (Pregrado). Universidad Central De Venezuela

[24] Arias Odón, F. (2006). El Proyecto de investigación (6th ed.). Caracas: Episteme

[25] San Blas, P., BP and Vittoratos E., (2014). The Polymer in Polymer Flooding: Is Its Value Overestimated?. One Petro

[26] Garcia Lugo, R., & Eggeschwiler, M. (2001). How Fluid And Rock Properties Affect Production Rates in A Heavy-Oil Reservoir Cerro Negro, Venezuela. SPE 69694.

## APÉNDICE

### APENDICE A

#### Construcción del modelo básico de IMEX

Inicialmente se le dará uso al preprocesador BUILDER para establecer las propiedades dinámicas, estáticas del yacimiento y posición del pozo de la siguiente manera:

- Entrar a BUILDER, seleccionar “File” y seguidamente “New”, establecer el tipo de simulador **IMEX**, unidades de trabajo “Field”, tipo de porosidad “Single Porosity” y fecha de inicio de simulación. En la Figura A1 se puede apreciar la interfaz.

Builder - Reservoir Simulator Settings

Simulator  
 GEM  
 IMEX  
 STARS

Working Units  
 SI  
 Field  
 Lab  
 MODSI  
Advanced...

Porosity  
 Single Porosity  
 DUALPOR  
 DUALPERM  
 MINC  
 SUBDOMAIN

Shape Factor  
 Gilman and Kazemi  
 Warren and Root  
 K-Harmonic  
 PI2  
 KX - Matrix Perm I  
 K-Av Harmonic

Subdivisions for Matrix Blocks  
Number of subdivisions: 2

Volume fractions  
(2 values expected)

Simulation Start Date  
Year: 2019 Month: 1 Day: 1

OK Cancel

Figura A1. Interfaz BUILDER para configuración del reservorio

- Una vez dentro de la interfaz de BUILDER, para establecer los datos se procede a ingresar inicialmente el tamaño de celda y ubicar el área del yacimiento en las mismas. Para ello se debe entrar a “Reservoir” seguidamente “Create Grid” y escoger el tipo de mallado. Debido a que se está trabajando un modelo básico se utilizará un mallado de tipo “Cartesian”, a su vez se establecerá el tamaño de celda deseado para función del modelo básico y la dimensión del ancho de los bloques considerando el área del yacimiento a evaluar. En la Figura A2 se puede apreciar la interfaz.

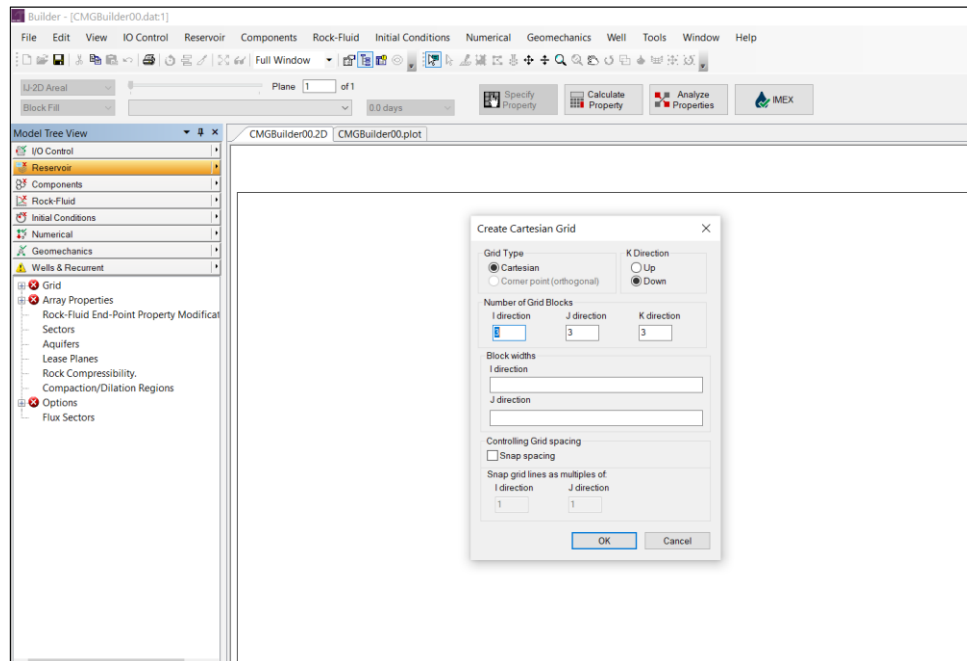


Figura A2. Interfaz del reservorio para selección del tamaño de celda y tipo de mallado

- Una vez establecido el tamaño de la celda se procede a insertar las propiedades de la formación, considerando el tope de las arenas, arena neta petrolífera, espesores, permeabilidad y porosidad para cada uno de los estratos. Para los valores de permeabilidad se establecieron los mismos en la dirección “i” y “j” mientras que para “k” se consideró una relación de  $K_v/K_h$  de 0.7 (70%). En la Figura A3 se puede apreciar la interfaz.

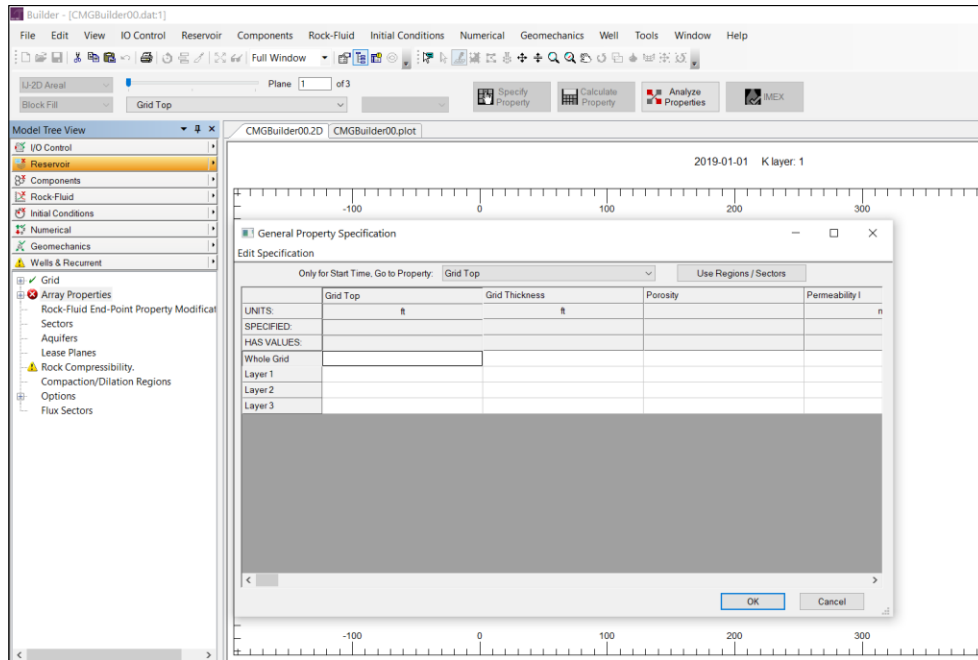


Figura A3. Interfaz de propiedades de la formación

- Seguidamente se debe establecer la compresibilidad de la roca, la misma se agregará al modelo de manera referencial con la presión atmosférica, luego el simulador permitirá determinar el comportamiento de compresibilidad. En la Figura A4 se puede apreciar la interfaz.



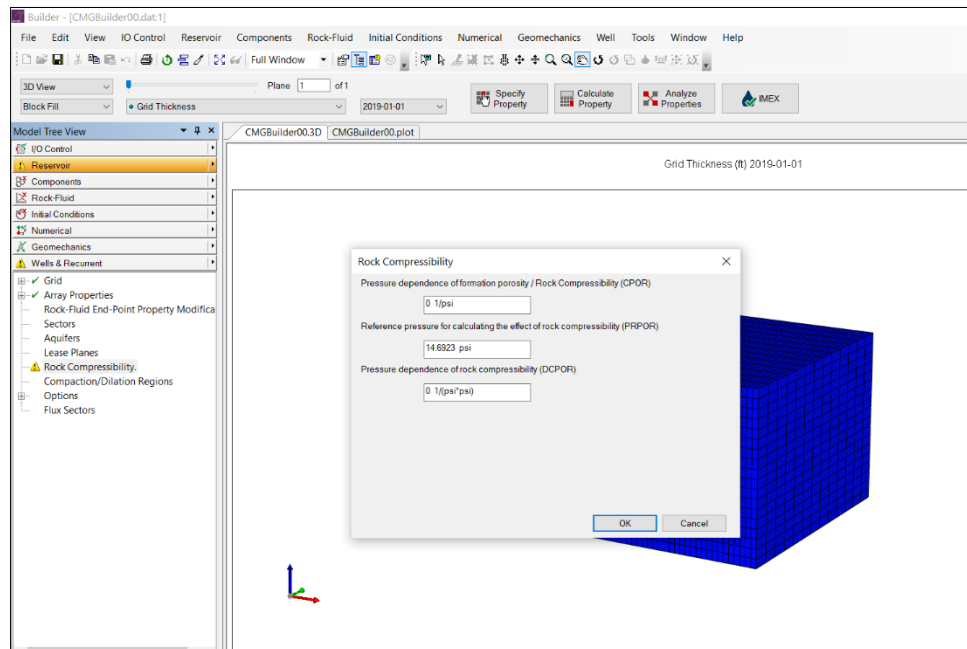


Figura A4. Interfaz compresibilidad de la roca

- Una vez agregados todos los valores necesarios para definir el yacimiento, se deben definir los componentes de éste reservorio, con el fin de agregar al sistema las propiedades de la roca. En la pestaña “*Components*”, se debe entrar a “*Quick Fluid Model*” para crear el llamado modelo de fluido rápido, Para ello se selecciona el modelo de correlaciones *BLACK OIL*, debido a las características que se están trabajando. Una vez seleccionado esto, se definirán las propiedades importantes tales como: temperatura del yacimiento, presión máxima del yacimiento, punto de burbuja, densidad de petróleo y densidad del gas. Para los fines de la investigación, los valores de referencia de presión para las propiedades del agua y la salinidad del agua quedan por default del simulador, Por otro lado, es importante mencionar que el valor para la presión de burbuja no será generado por la relación de gas y petróleo, sino que será un valor proporcionado, para eso se debe seleccionar “*Value Provided*”, y la densidad del gas se establecerá respecto a la densidad del aire seleccionando “*gas gravity (Air=1)*”. En Figura A5 se puede apreciar la interfaz.

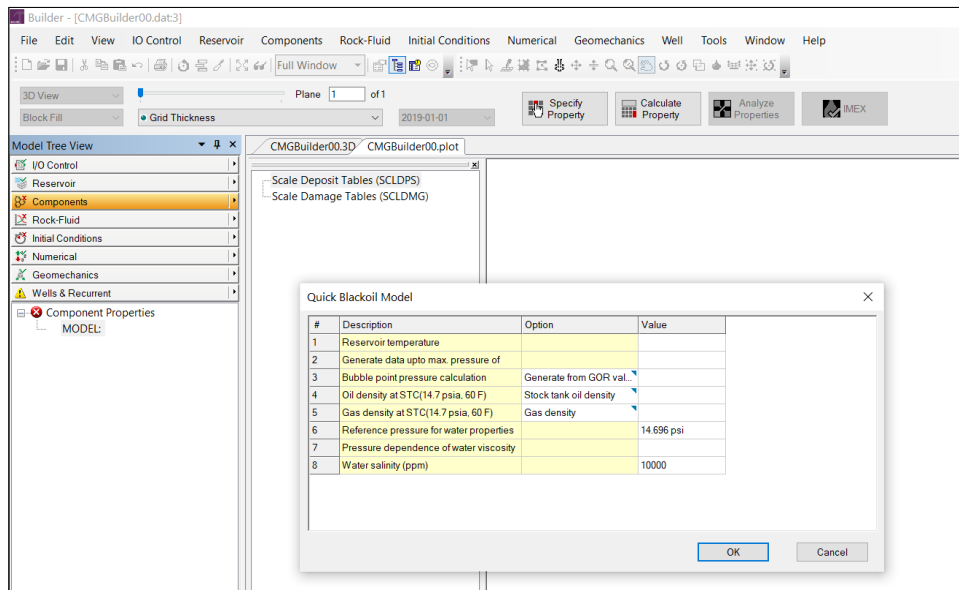


Figura A5. Interfaz para definición de componentes

- Una vez realizado el paso anterior, la casilla de “*Components*” y “*Numerical*” estarán establecidas para el modelo básico a trabajar. Para ello se seleccionará “*Rock Fluid Types*” y en la interfaz posterior crear el tipo de roca que se establecerá en el modelo, para ello, en “*Rock Type*” se debe seleccionar “*New Rock Type*”, instantáneamente el panel mostrara las tabla de relaciones de saturación y permeabilidades respectivamente y así definir la mojabilidad de la roca. En Figura A6 se puede apreciar la interfaz.

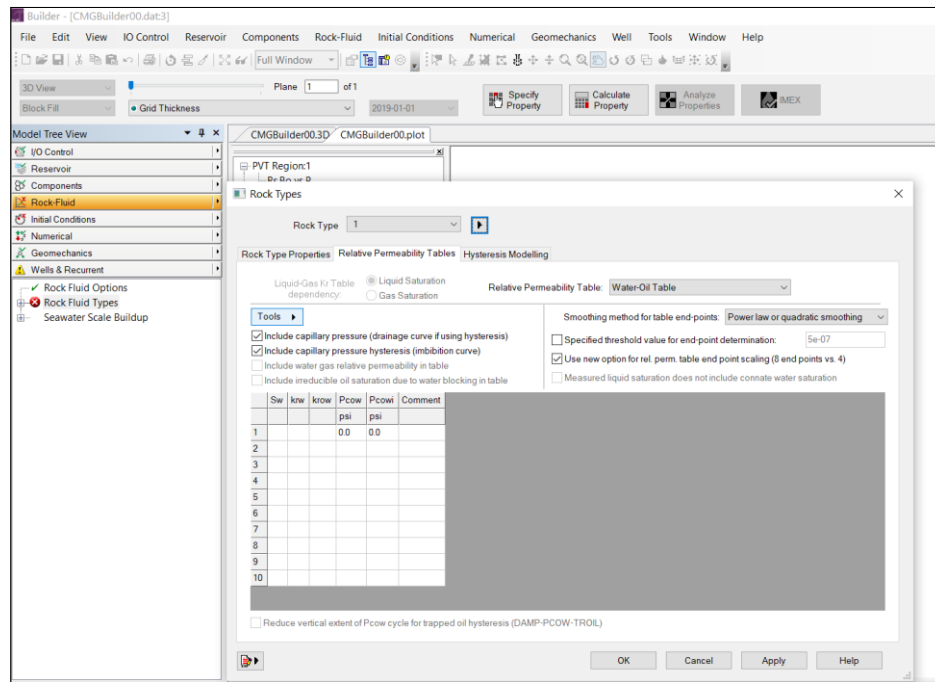


Figura A6. Interfaz para la creación del tipo de roca

- Existen dos maneras de insertar el comportamiento de permeabilidad en yacimiento para el simulador numérico de CMG, uno de ellos es agregando a la tabla directamente los valores, donde el eje de las abscisas define la saturación agua ( $S_w$ ) y el eje de las ordenadas define la permeabilidad relativa del petróleo ( $K_{ro}$ ) o la permeabilidad relativa del agua ( $K_{rw}$ ). La otra manera es a través de las correlaciones de la saturación del agua con las permeabilidades relativas y es la metodología para usar en el caso de estudio, para agregar estos parámetros se debe ingresar en “Tools”, y seleccionar “Generate Tables Using Correlations”. La interfaz de correlación de permeabilidades permitirá describir el comportamiento de la roca agregando los llamados “Endpoints”, para ello primero se debe definir el tipo de roca del yacimiento en el caso de estudio se utilizará “Exponents 3.5” debido a que se está trabajando con arenas no consolidadas. En Figura A7 se puede apreciar la interfaz.

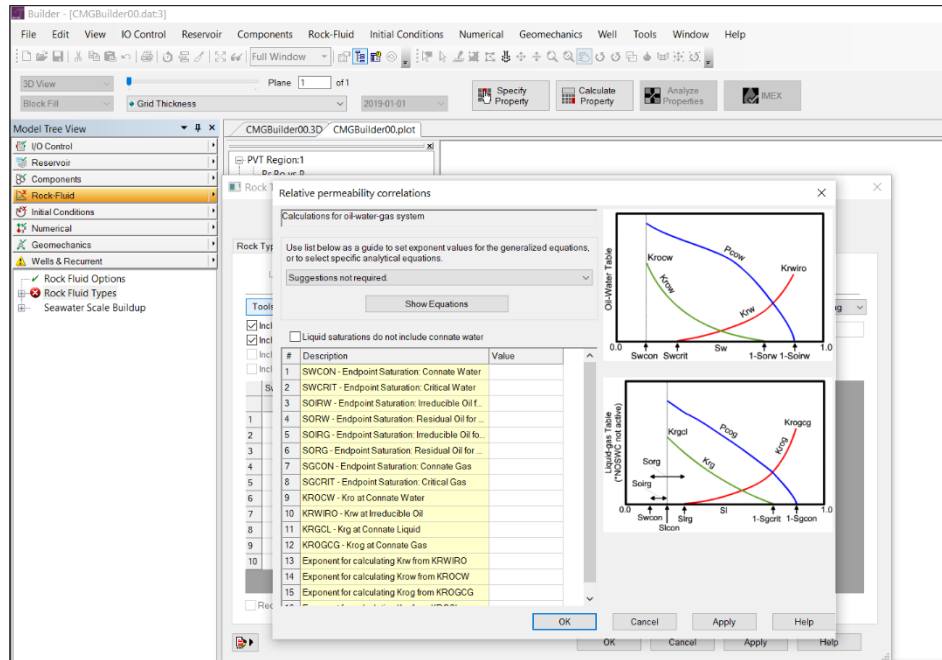


Figura A7. Interfaz de correlación de permeabilidades relativas

- Luego se define el comportamiento Petróleo-Agua a través de los datos de agua connata (SWCON), saturación crítica del agua (SWCRIT), saturación de petróleo irreducible respecto al agua (SOIRW), y saturación de petróleo residual respecto al agua (SORW). Seguidamente se agregan los valores para definir el comportamiento Líquido-Gas donde hay que incluir la saturación de petróleo irreducible respecto al gas (SOIRG), saturación de petróleo residual respecto al gas (SORG), saturación de gas connata (SGCON), saturación de gas crítica (SGCRIT), permeabilidad relativa del petróleo con respecto al agua connata (KROCW), permeabilidad relativa del agua respecto al petróleo irreducible (KRWIRO), permeabilidad relativa del gas respecto al líquido connato (KRGCL). Antes de continuar, se debe considerar que las saturaciones de líquido no serán incluidas en el agua connata, esto quiere decir que saturación de petróleo irreducible respecto al gas y la saturación de petróleo residual respecto al gas será tomados en cuenta respecto al eje de las ordenadas. En Figura A8 se puede apreciar la interfaz.

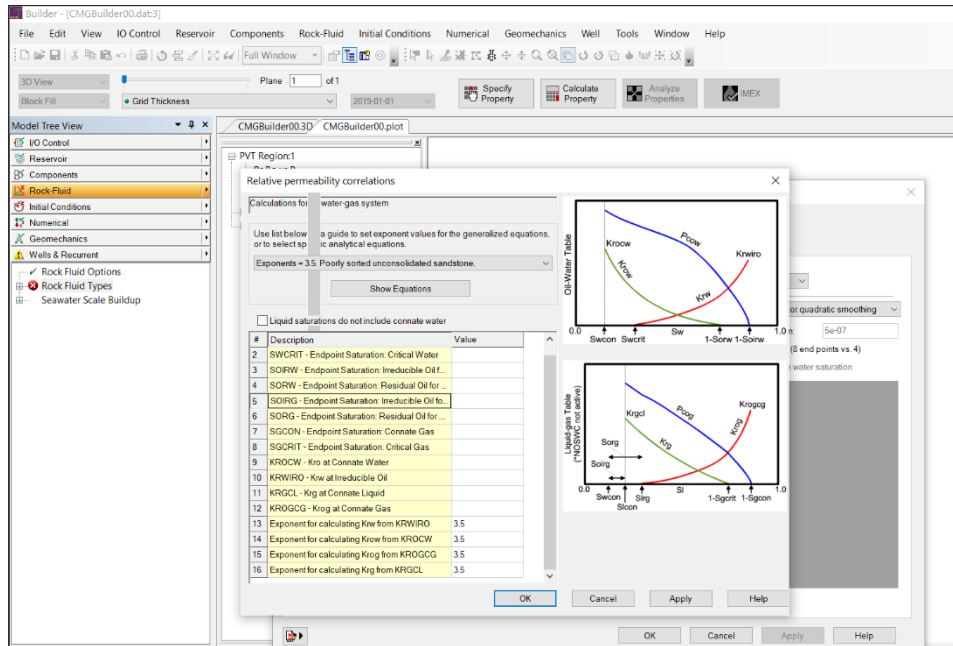


Figura A8. Interfaz correlación de permeabilidades relativas para arenas no consolidadas

- Las condiciones iniciales son las últimas propiedades del yacimiento a agregar para definir un modelo básico, básico quiere decir que posiblemente no modele un 100% el comportamiento real, sin embargo para los fines de los objetivos específicos es suficiente. “*Initial Conditions*”, es la siguiente etapa para determinar el equilibrio de la gravedad capilar, aquí es necesario definir los fluidos presentes en el yacimiento, ya que el simulador permite establecer equilibrios de: agua, petróleo y gas, agua y petróleo o agua y gas. En el caso de estudio, se utilizará el equilibrio de agua y petróleo o como su nombre lo dice “*Water, Oil*”. Posteriormente se establecerá la referencia de presión y profundidad, así como el contacto de las fases trabajadas, para el caso de estudio el contacto agua petróleo (DWOC) y el contacto gas petróleo (DGOC). La presión de burbuja se tomará como un valor constante ya establecido también previamente en “*Components*”, para ello se debe seleccionar “*Constant Bubble Point Pressure (PB)*” e insertar el valor. En Figura A9 se puede apreciar la interfaz.

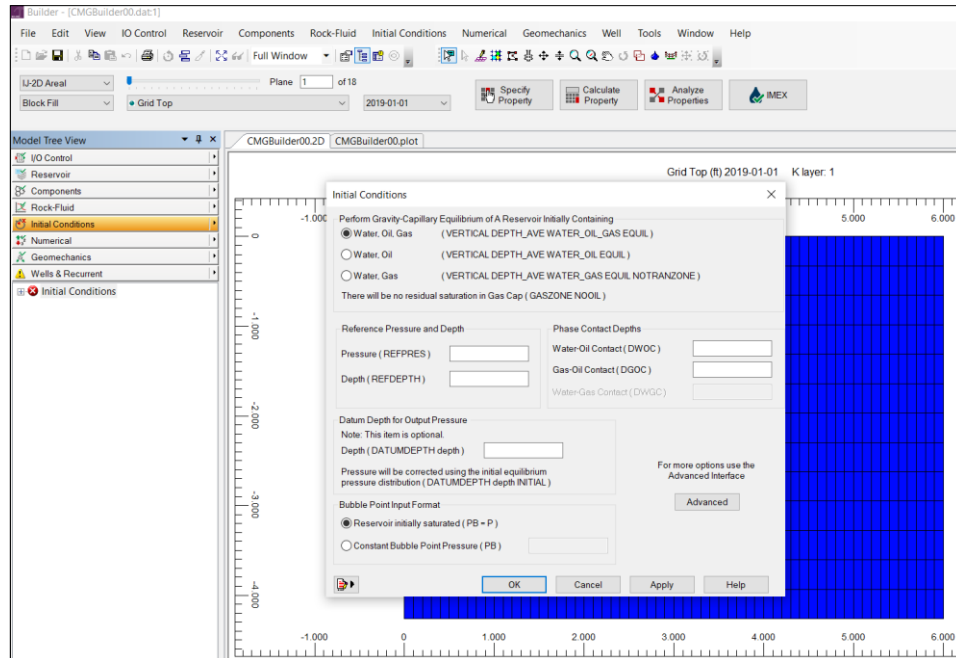


Figura A9. Interfaz para condiciones iniciales del yacimiento

- Por último, se debe establecer el pozo en el simulador numérico, para ello, se debe ingresar a “Wells & Recurrent” en la pestaña “Wells”, posicionar el segundo clic y seleccionar “New Well”. Seguidamente se ingresa el tipo de pozo, ya sea productor o inyector, y la definición de la fecha donde comenzaría a producir, éste último paso en la pestaña “ID & Type”. El caso de estudio será con un pozo productor. Seguidamente se definirán las restricciones del pozo en la pestaña “Constraints”, las mismas permitirán obtener una mayor eficiencia con respecto a la energía suministrada por yacimiento hacia el pozo, es decir, se debe controlar la presión en el hoyo (BHP) y la tasa de producción de petróleo (Qo), entre otros factores, para así evitar conificaciones de agua y por ende, altos cortes de agua, también se evita el desaprovechamiento de la energía del pozo, ya sea natural o empleada con levantamiento artificial. En Figura A10 se puede apreciar la interfaz.

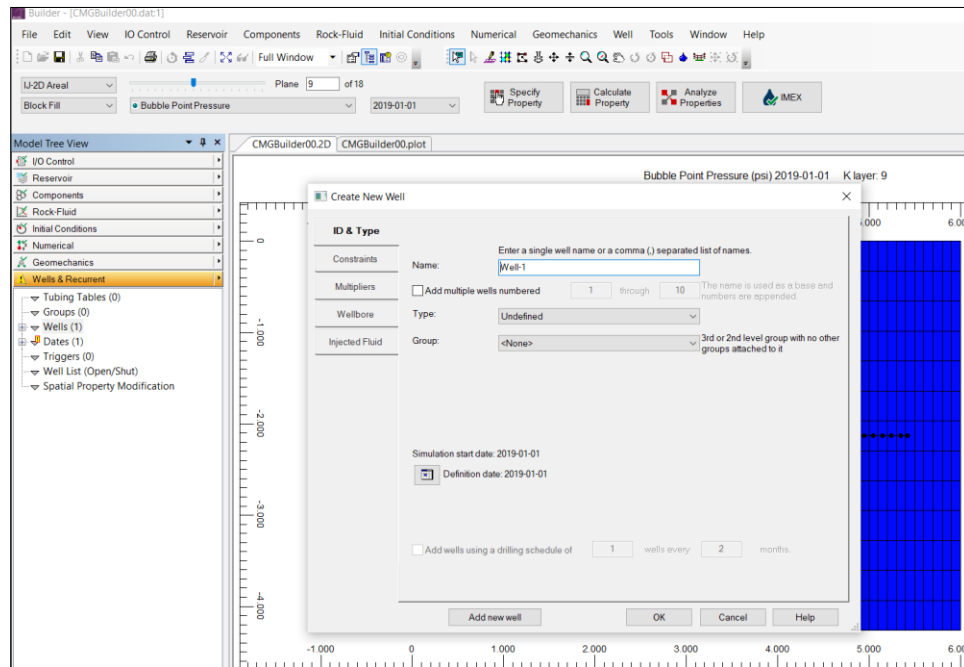


Figura A10. Interfaz para crear pozo y agregar restricciones de producción

- Una vez establecido la funcionalidad del pozo, los “*Constraints*” se deben definir de la siguiente forma, activar “*Constraint Definition*” y establecer dos parámetros, para ello en la pestaña “select new” se debe seleccionar “*Operate*”. Los parámetros iniciales para el caso de estudio serán “*Surface Oil Rate*”, donde se establecerá un valor máximo (MAX), luego se establecerá la restricción en el “*Bottom hole pressure*” y esa será definida como valor mínimo (MIN) requerido. La acción para ambos casos será continua (CONT). Es importante recalcar que los primeros *constraints* escogidos no serán los más adecuados para el modelo, sin embargo, de esta manera y evaluando el comportamiento de producción, así como el perfil de presiones se obtendrán los *constraints* adecuados para cumplir los objetivos de la investigación. En Figura A11 se puede apreciar la interfaz.

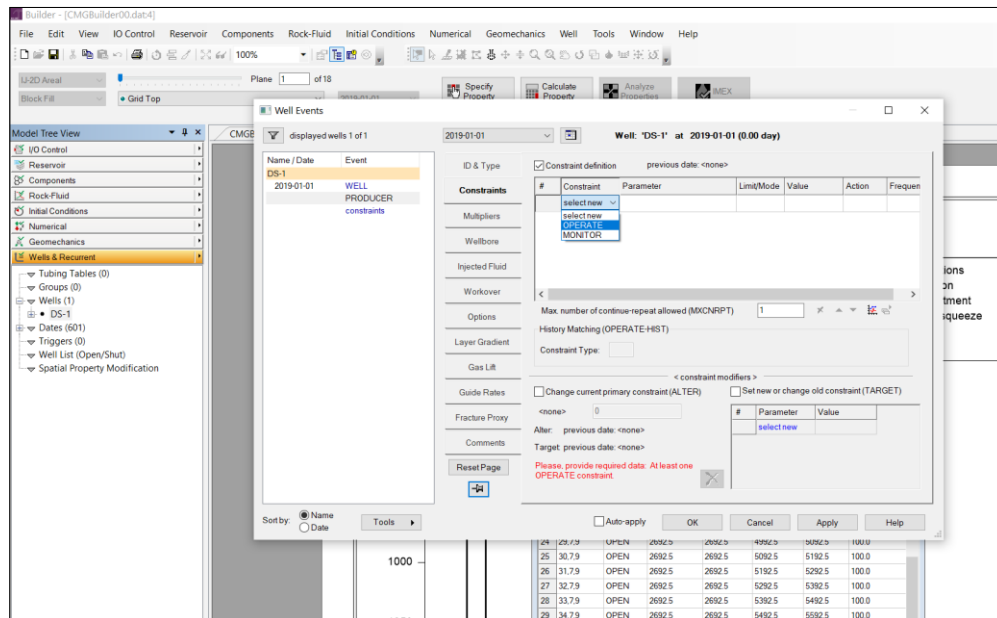


Figura A11. Interfaz de definición de restricciones para el pozo

- Ahora se agrega el pozo a estudiar, en el caso de esta investigación se trabajará únicamente un pozo horizontal. El mismo será ubicado en la sección intermedia del área, donde su sección vertical (TVD) estará desde superficie hasta la sección media del modelo y la sección horizontal (MD) desde el KOP hasta la longitud favorable para cumplir las características de pozos ubicados en el campo Cerro Negro. Para establecer el pozo en las celdas, el panel superior lo facilita, se ingresa a “Well” y selecciona “Well Completion Data”, instantáneamente se mostrarán las características del pozo.



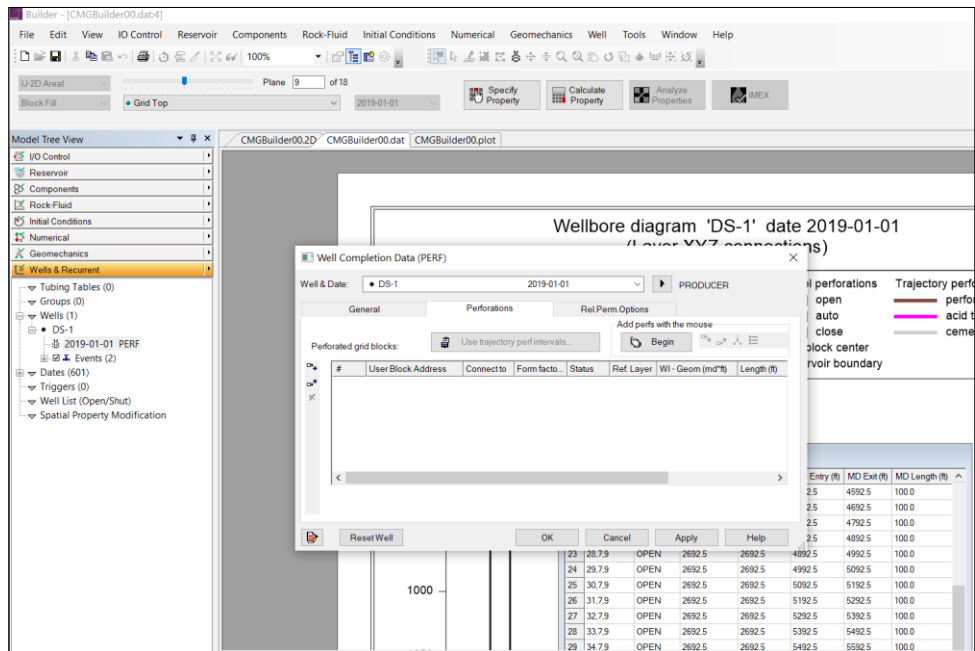


Figura A12. Interfaz completación de pozo en la perforación

- Una vez adentro en la interfaz “Perforations”, con el comando “Begin” se establece la posición del pozo, ya seleccionada la celda donde se quiere situar el pozo, las direcciones (x,y,z) se reflejarán en la columna de la tabla presente en la interfaz “User Block Address” respectivamente, a su vez las secciones creadas anteriormente estarán conectadas entre sí de manera que exista una secuencia en la profundidad y longitud del pozo entre las celdas, el primer punto establecido se encuentra conectado a la superficie y seguidamente los otros puntos estarán conectados entre sí con el anterior hasta llegar al último. El estatus de la sección horizontal para fines de la investigación estará en modo “Open” es decir abierto para cada sección establecidas en las celdas. La referencia de los estratos se tomará al inicio del pozo. En Figura A13 se puede apreciar la interfaz.

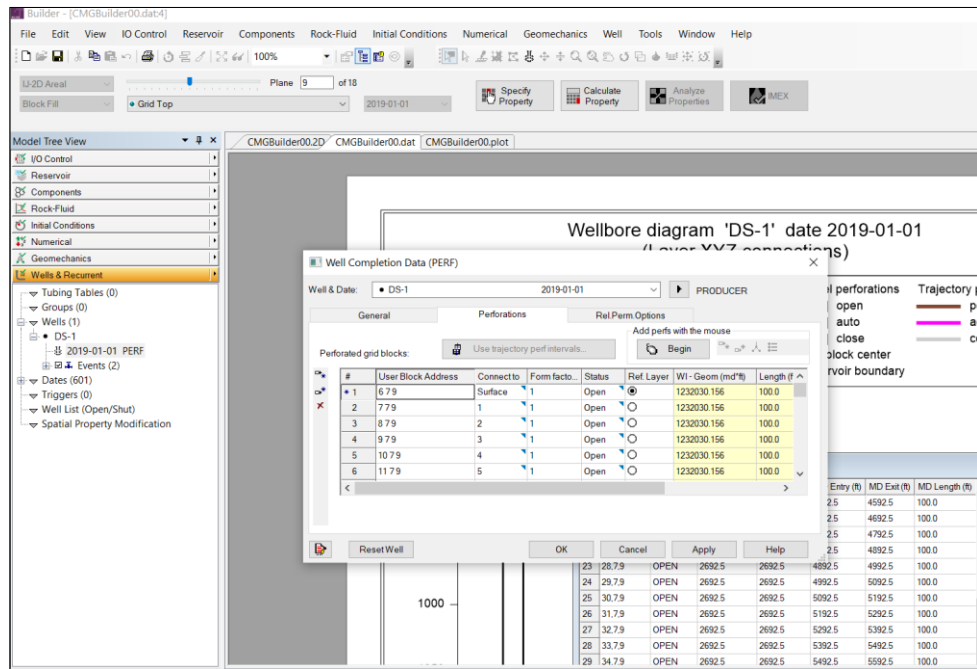


Figura A13. Interfaz completación de pozo con coordenadas establecidas

- Los eventos para el desarrollo de producción del pozo se establecerán en la pestaña “Dates”, donde partiendo de la fecha inicial de creación del pozo se establecerán los años de producción para fines de la investigación. De esta manera se le indica al simulador el rango de tiempo en el que se quiere producir. Al ingresar en la pantalla de simulación de fecha se selecciona “Add a range of dates” y se establece la fecha final. Luego se ajusta el cierre al final de la fecha que se quiere pronosticar, seleccionando “Set STOP” para ese día. En la Figura A14 se puede apreciar la interfaz.

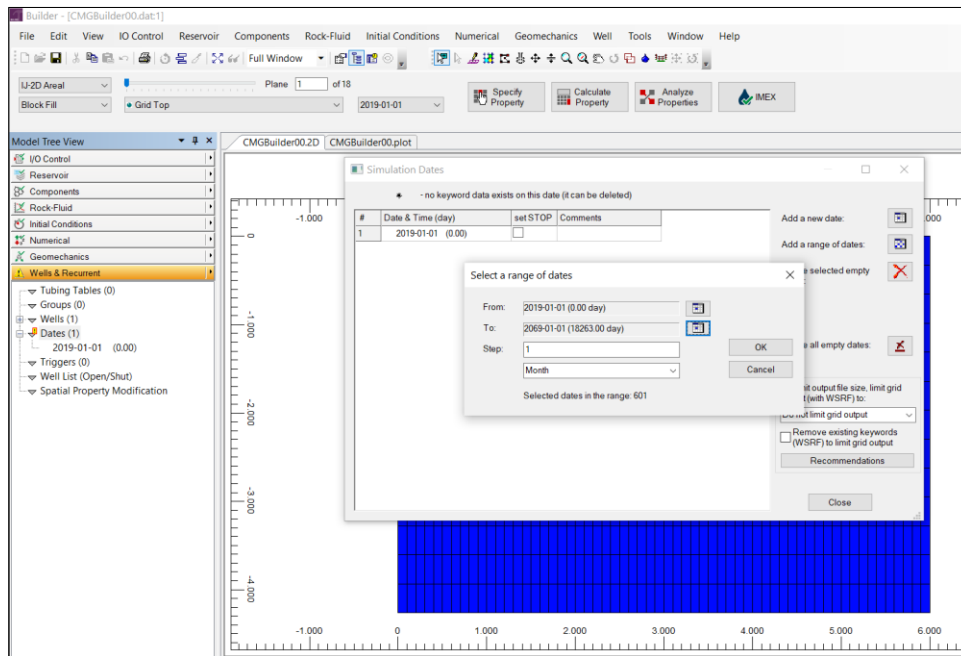


Figura A14. Interfaz selección rango de fechas para eventos de producción

- Finalmente se tendrán todos los parámetros necesarios para comenzar con la simulación. Una vez definido el yacimiento, componentes del yacimiento, sistema roca-fluido, condiciones iniciales y el pozo en posición, se hace un pequeño análisis en función de las restricciones del pozo para conseguir los valores de tasa de producción de petróleo, presión del hoyo, presión estática y otras propiedades adecuadas que permitirán que el modelo se ajuste a la realidad. Es importante escoger valores que no permitan la disminución abrupta de la tasa de producción de petróleo o exista exceso de producción de agua y gas.

## APENDICE B

### Ajuste del modelo básico IMEX

- Inicialmente se deberá establecer un Sector uno (1) interior al modelo para delimitar el área del yacimiento y de esta manera el simulador procesa los datos hasta las celdas seleccionadas, en este caso el sector las considera “impermeables”. Para ello se debe ingresar a “Reservoir” en el “Model Tree View” y seleccionar “Sectors”, seleccionar “New” colocar el nombre que se considere y dibujar el sector donde se quiere delimitar el yacimiento, en el caso de estudio se establecerá en el límite superior e inferior del modelo. Es importante recalcar que el Sector uno (1) debe ser ubicado en todos los planos de la superficie que permite visualizar el simulador. En la Figura B1 se aprecia la ubicación de las celdas.

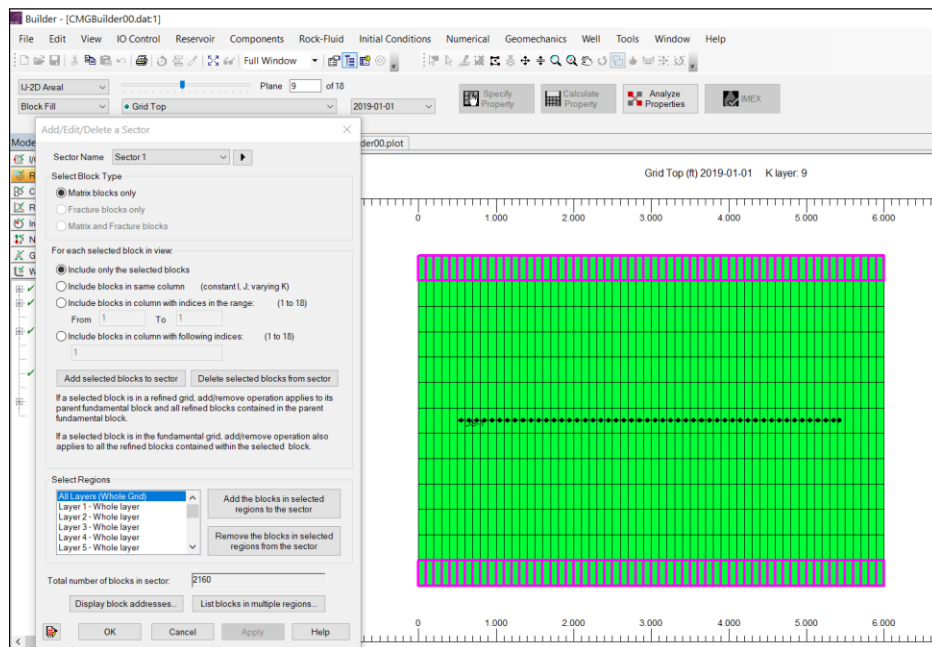


Figura B1. Interfaz ubicación Sector 1

- Seguidamente se creará un Sector dos (2) que estará ubicado en las celdas donde se encuentra posicionado el pozo, con la finalidad de una vez obtenido los *constraints* óptimos solicitar al post-procesador *Results* los valores en estas celdas con la opción de “*Block Properties*” para realizar distintos análisis de las propiedades específicamente en la cara del pozo, considerando que de esta manera se obtendrá valores precisos para cada propiedad seleccionada en caso de realizar cálculos analíticos. En la Figura B2 se aprecia la ubicación de las celdas.

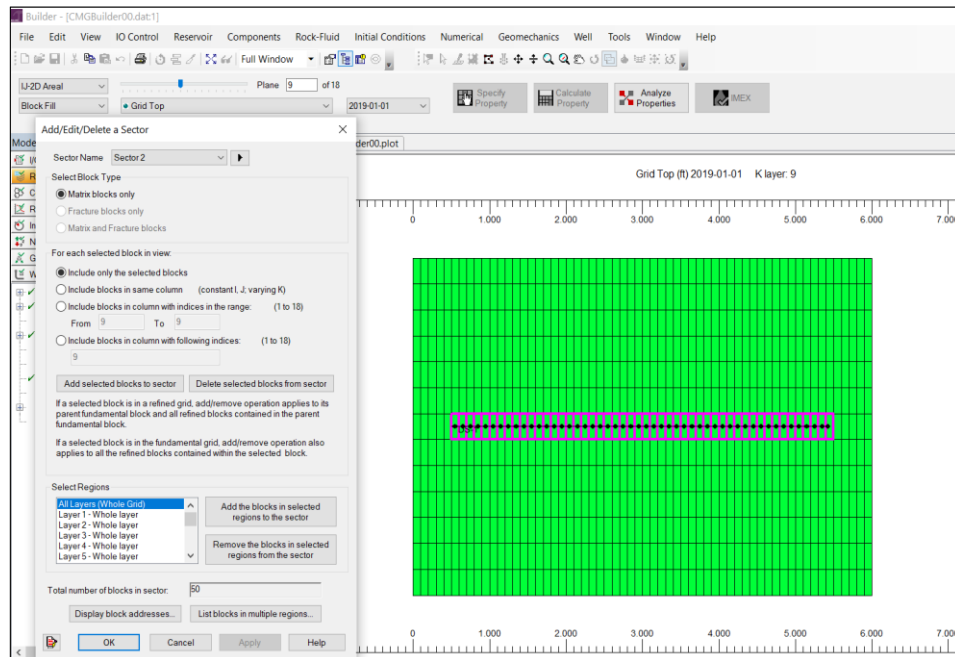


Figura B2. Interfaz ubicación Sector 2

- Para poder visualizar el valor de ciertas propiedades, se deberá configurar la salida de resultados del simulador, una vez evaluadas estas propiedades en el post-procesador *Results* 3D se interpretarán los ajustes que sean necesarios realizar. Para configurar la salida de información del simulador se deberá ingresar en el “*Model Tree View*” en la opción de “*I/O Control*” seguidamente seleccionar “*Simulation*

*Results Output*". Aparecen dos opciones se debe editar la opción "*Items in Simulation Results File*" o también conocido como "*OUTSRF*". En la opción "*Select*" de "*Grid*" se debe seleccionar las propiedades que se quieren evaluar. En este caso una de las propiedades importantes a evaluar es la viscosidad del petróleo (VISO) ya que se requiere obtener en el modelo una viscosidad similar al de la bibliografía estudiada. En la Figura B3 se aprecia la interfaz de opciones para indicarle al simulador la salida que se requieren.

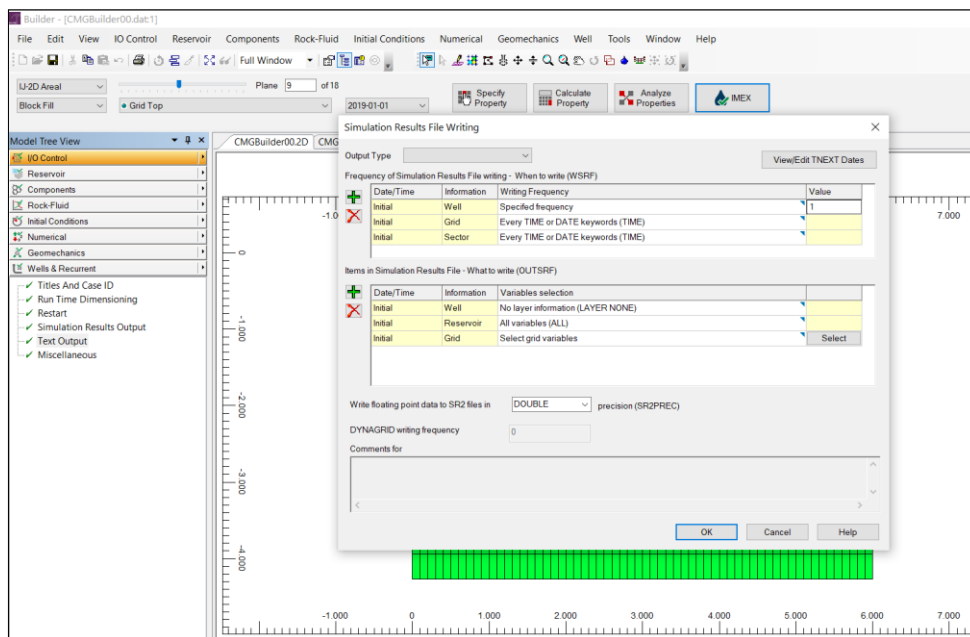


Figura B3. Interfaz selección de salida de resultados

- En el modelo trabajado el PVT fue obtenido a través de las correlaciones del simulador donde se le suministraron los datos necesarios para que el programa hiciera los cálculos, como lo son: temperatura del yacimiento, presión máxima del yacimiento, densidad del petróleo líquido, densidad del gas y presión de burbuja. Los resultados obtenidos con las correlaciones de *Builder* no fueron los esperados una vez simulado el modelo y verificado en el *Results 3D*, es decir no cumplió los objetivos de la investigación es por ello que se decidió realizar un ajuste en esta

propiedad para que fuese lo más cercano posible al área de estudio que es el campo Cerro Negro.

- Inicialmente se procedió a verificar el comportamiento de la presión en contra de la viscosidad viva, para ello se utilizó la herramienta Excel. Los datos para utilizar se encontraron en la pestaña “*Components*” donde se encuentra la tabla PVT o llamado por el simulador “*Imex PVT Regions*”. Al graficar ambas propiedades la Figura B4 demuestra el comportamiento mencionado, respaldado por lo datos de la tabla B1.

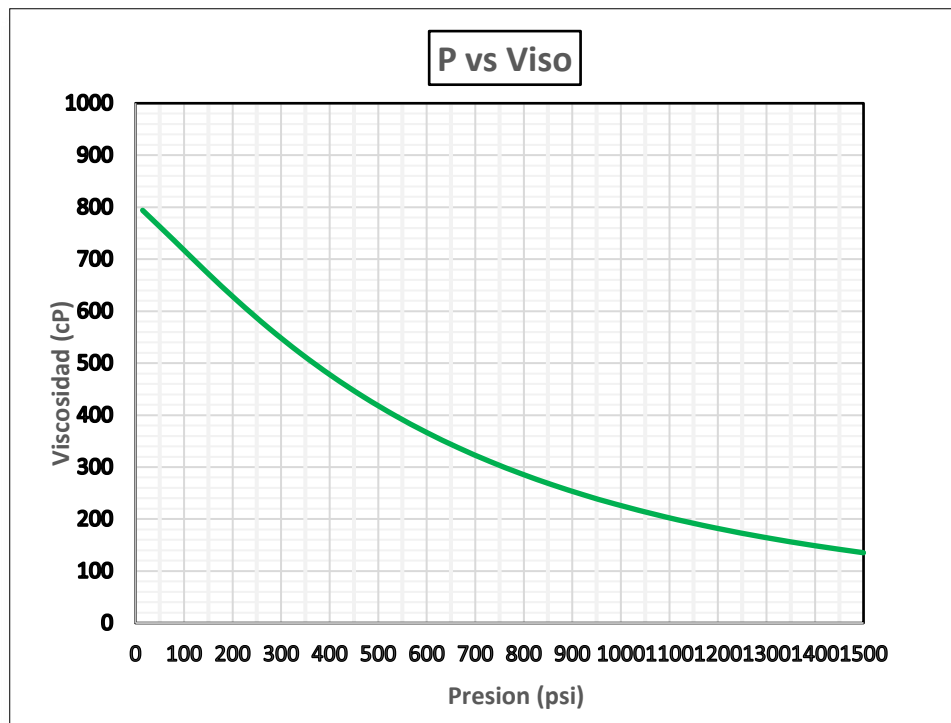


Figura B4. Relación de presión y viscosidad viva obtenida a través de las correlaciones de CMG

(Fuente: Sala, 2020)

<b>P</b>	<b>Viso</b>
psi	Cp
15	794.01
80	735.96
145	676.81
210	620.26
275	567.61
339	519.28
404	475.29
469	435.44
534	399.43
599	366.95
664	337.67
729	311.25
794	287.42
859	265.89
924	246.42
989	228.78
1091	204.28
1193	183.18
1296	164.94
1398	149.10
1500	135.29

Tabla B1. Relación presión y viscosidad viva no ajustada

(Fuente: Sala, 2020)

- Una vez graficado el comportamiento anterior se buscó la línea de tendencia de la gráfica para definir el comportamiento de las variables. Obtenida la tendencia se realizó otra grafica con los valores esperados, datos que fueron tomados desde las referencias bibliográficas estudiadas. La Figura B5 ilustra lo mencionado.



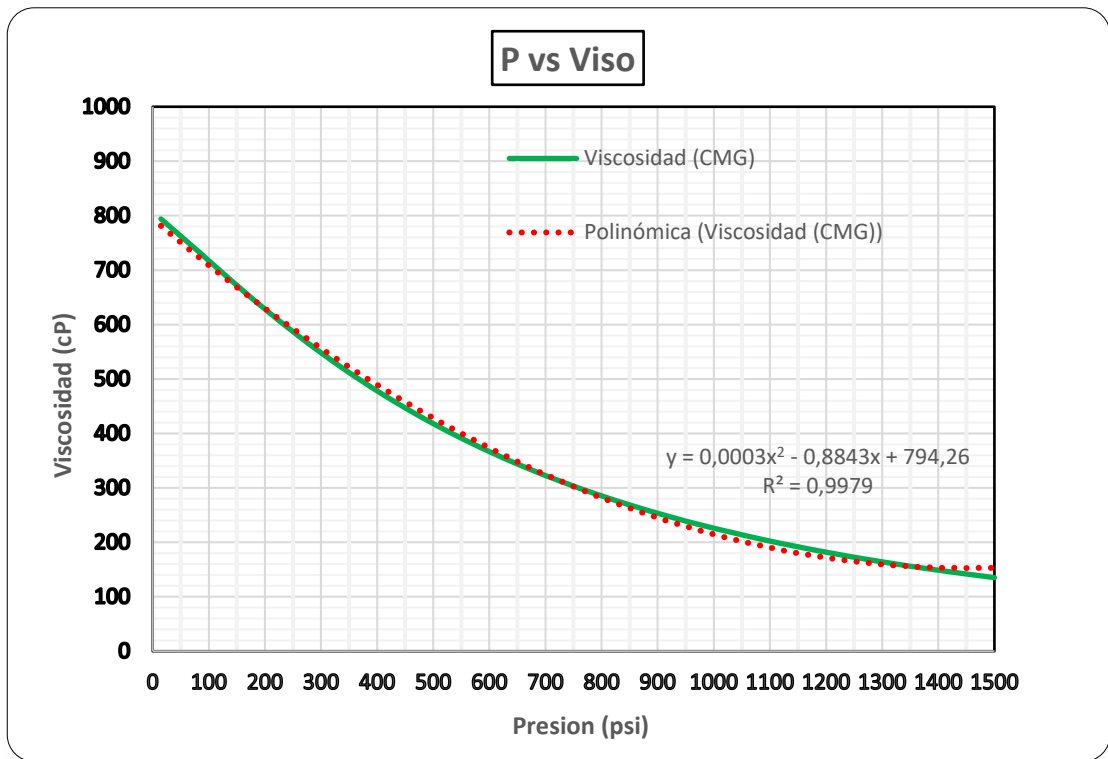


Figura B5. Relación de presión y viscosidad viva línea de tendencia polinómica

(Fuente: Sala, 2020)

- Una vez obtenido el comportamiento de la gráfica se aplicó la tendencia polinómica en la Figura B6, debido a que es el comportamiento deseado según la bibliografía. Se introdujeron los datos en la ecuación matemática que describe la línea de tendencia para obtener los valores ajustados. Luego se realizó la corrida de simulación y se volvió a corroborar los valores de viscosidad obtenidos en el *Results* 3D. La ecuación matemática que describe el comportamiento de la tendencia es:

$$y = 0.0059x^2 - 17.139x + 12451 \quad (\text{Ecuación 24})$$

$$R^2 = 1$$

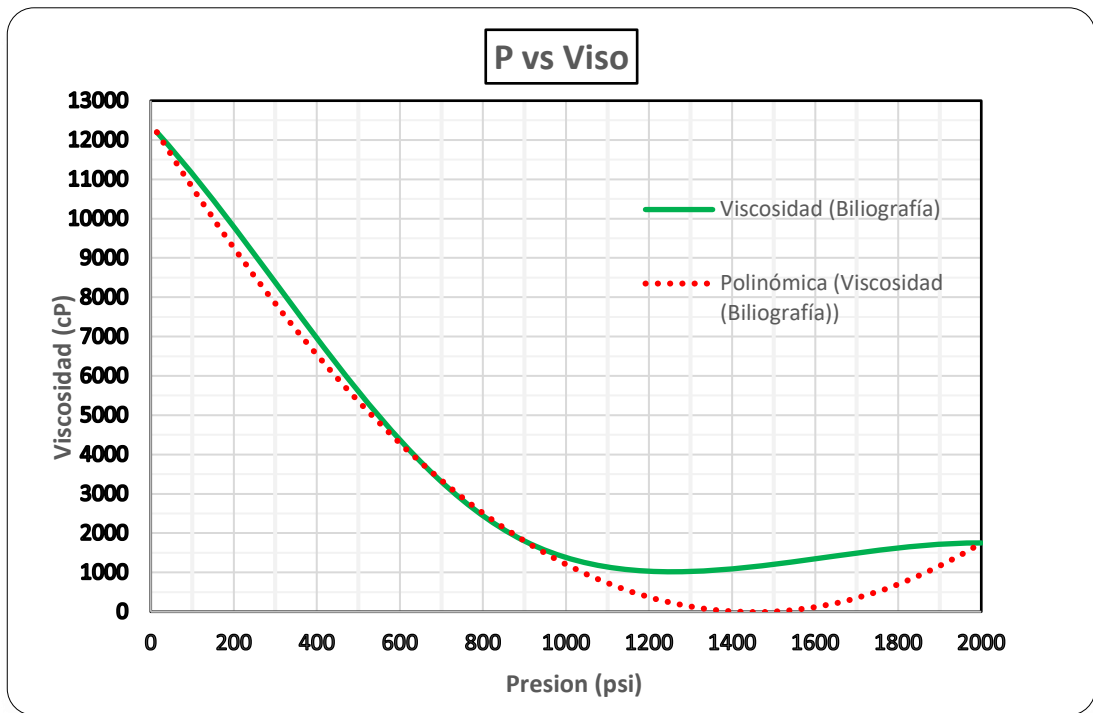


Figura B6. Relación de presión y viscosidad viva obtenida en la bibliografía

(Fuente: Sala, 2020)

<b>P</b>	<b>Viso</b>	<b>P</b>	<b>Viso</b>
psi	cp	psi	cp
15	12200.40	534	5000.51
80	11123.82	599	4327.60
145	10097.69	664	3705.13
210	9122.01	729	3133.12
275	8196.80	794	2611.58
339	7322.04	859	2140.49
404	6497.73	924	1719.86
469	5723.90	989	1349.69

Tabla B2. Datos de viscosidad viva posterior al ajuste realizado

(Fuente: Sala, 2020)

- Una vez ajustado los valores de viscosidad se procedió a trabajar con valores de presión hasta la presión de burbuja y se ajustó la tabla PVT, que quiere decir esto: los pozos en el campo Cerro Negro una vez que comienzan a producir en corto periodo de tiempo ya se encuentra liberada la primera burbuja de gas, es decir, la presión de burbuja es muy cercana a la presión inicial del yacimiento, por lo tanto, se decidió limitar la tabla desde la presión atmosférica hasta la presión de burbuja.
- Un ajuste pertinente que se realizó fue la cantidad de cuadrículas utilizadas para simular el área de yacimiento, esta cantidad de cuadrículas en las tres dimensiones (i, j, k) se ajustaron al área de drenaje de un pozo horizontal en el área de estudio. Estos ajustes se realizaron corriendo una cantidad finita de simulaciones e interpretando los diferenciales de presión presentes y la tasa de líquido producido hasta obtener un índice de productividad ajustado al campo. La Figura B7 ilustra el ajuste realizado.

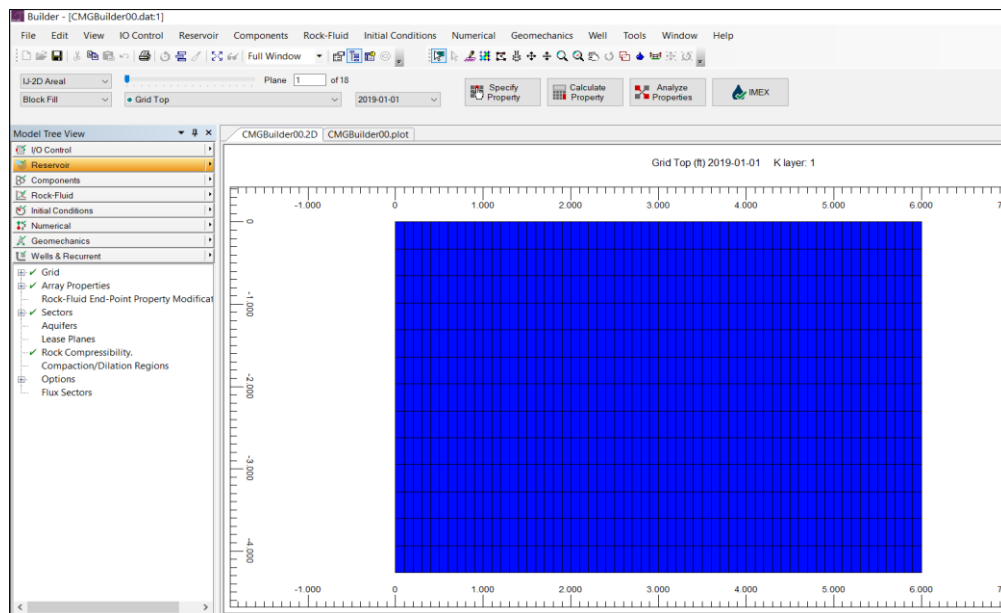


Figura B7. Interfaz ajuste relacionado a la cantidad de cuadrículas en el modelo

## APENDICE C

### 1. Exportación del modelo básico IMEX a STARS

El simulador IMEX facilita la creación del modelo básico debido a que considera una sola fase en el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, por lo tanto, una vez establecido el modelo en IMEX siguiendo los pasos del flujograma explicado anteriormente, se procede a realizar la exportación al simulador STARS para definir el comportamiento en más de una fase y así darle aplicación a la herramienta *FLEXWELL* siguiendo los siguientes pasos:

- Guardar el archivo previamente realizado y volver a entrar al BUILDER, en la opción del panel superior “File” se selecciona “Convert Simulator Type for Dataset”, y seguidamente la opción “IMEX to STARS”. En Figura C1 se puede apreciar la interfaz.

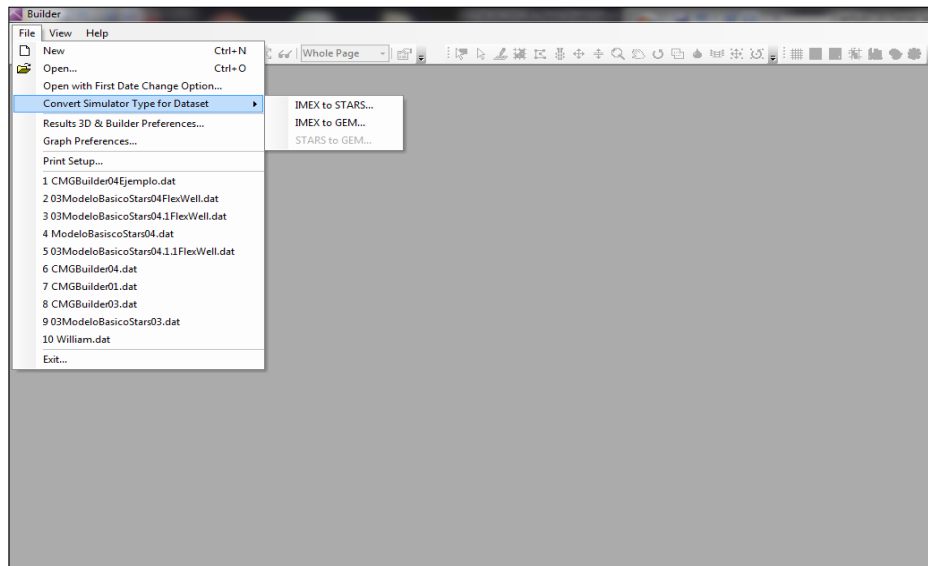


Figura C1. Interfaz de conversión de simulación de IMEX para STARS

- STARS no solo permite importar el modelo de fluido sino también convertir el modelo de IMEX para ser usado en este simulador, en el panel principal ambas opciones están disponible. Para el caso de estudio se va a importar el modelo previamente realizado en IMEX, para ellos se debe seleccionar “Convert from Black Oil Model”, una vez ahí el simulador arrojará un mensaje indicando que se bajaron datos del archivo de origen previamente seleccionado. “Stars Import Black Oil PVT”, será la interfaz presente al iniciar el proceso de recolección. En este panel STARS facilita leer el modelo Black Oil de IMEX, buscar graficas PVT del modelo Black Oil en IMEX o importar otro modelo Black Oil de IMEX. Para el caso en estudio se seleccionará “Read Black Oil PVT Data in IMEX format” y se debe buscar el archivo .DAT del modelo básico que se estableció en la sección anterior. Luego se establece la presión de burbuja en los datos de presión mostrados en el panel, para ello se debe hacer clic a “Set” y buscar el valor de presión de burbuja cercano o igual a valor definido en el modelo inicial. En Figura C2 se puede apreciar la interfaz.

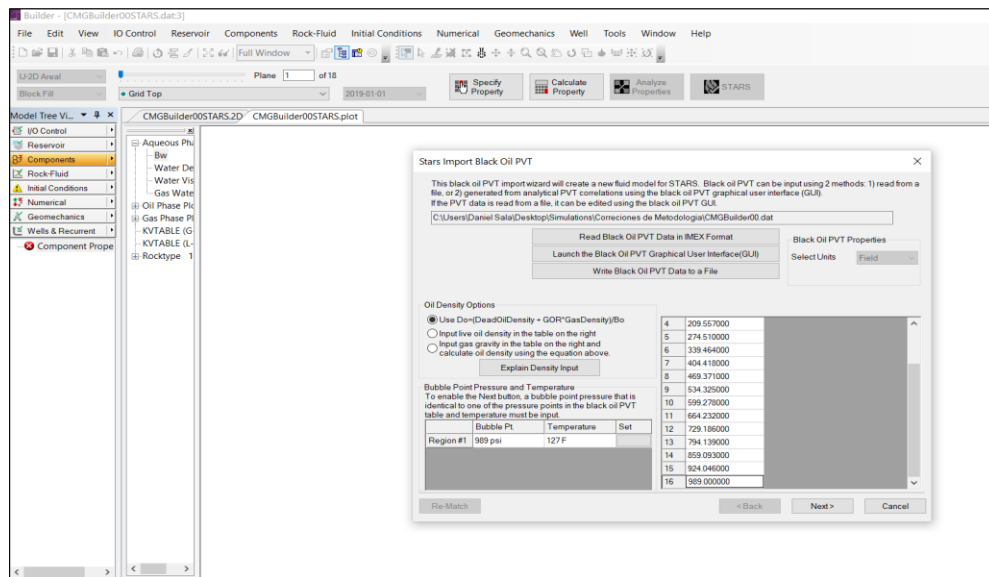


Figura C2. Interfaz para importación del modelo Black Oil de IMEX

- El paso dos para la importación del modelo *Black Oil* es determinar la cantidad de componentes de petróleo y gas que se encuentran en el modelo, para la finalidad del estudio realizado los componentes del sistema en el caso del petróleo será uno, y para el gas será uno. El coeficiente de expansión termal será establecido en pasos posteriores y el peso molecular del petróleo en la región uno será el valor determinado por el simulador. En Figura C3 se puede apreciar la interfaz.

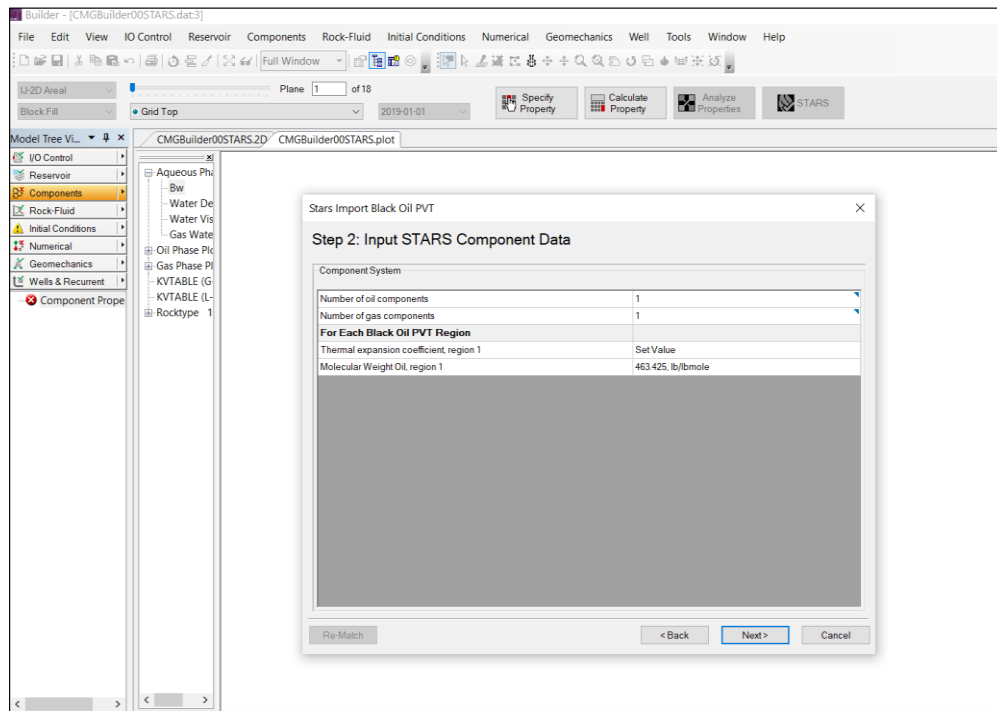


Figura C3. Definición de cantidad componentes en el sistema para el simulador STARS

- En el paso tres en la importación del modelo *Black Oil* se deberá definir el valor K para el gas. En el caso en estudio la constante K del gas va a depender exclusivamente de la temperatura y no se tomará en cuenta la composición del gas para fines de la investigación ni los valores de K para los componentes del petróleo. En Figura C4 se puede apreciar la interfaz.

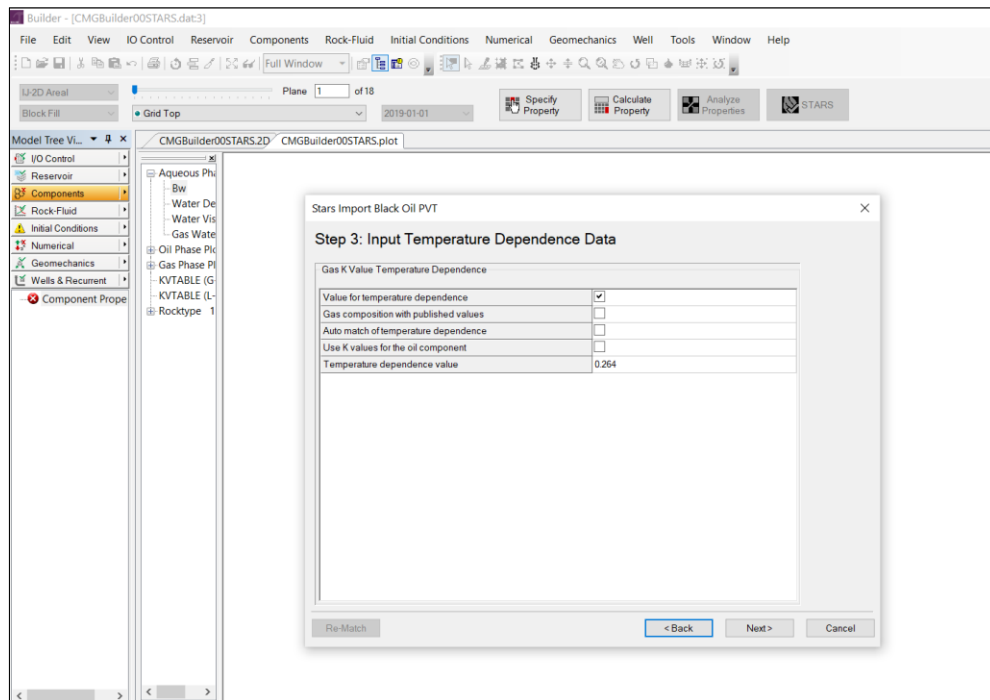


Figura C4. Interfaz de selección de dependencia de la temperatura para datos

- El paso cuatro permite rectificar los datos de presión y temperatura de referencia, es decir, para el caso en estudio se tomarán los de superficie para que el simulador pueda modelar a medida que aumenta la profundidad, a su vez, esta sección permite también crear una relación de la viscosidad del petróleo en función de la temperatura, pero para fines de la investigación no serán aplicados. Al avanzar al siguiente paso el simulador automáticamente por defecto establecerá el

coeficiente de expansión térmica ( $C_t$ ) si no fue insertado en pasos anteriores. Finalmente, este paso permite relacionar el PVT importado con el PVT convertido y visualizar los porcentajes de error para cada propiedad. Una vez visualizado los porcentajes de errores, los mismos deben ser apropiados para seguir avanzando con la conversión. En Figura C5 se puede apreciar la interfaz.

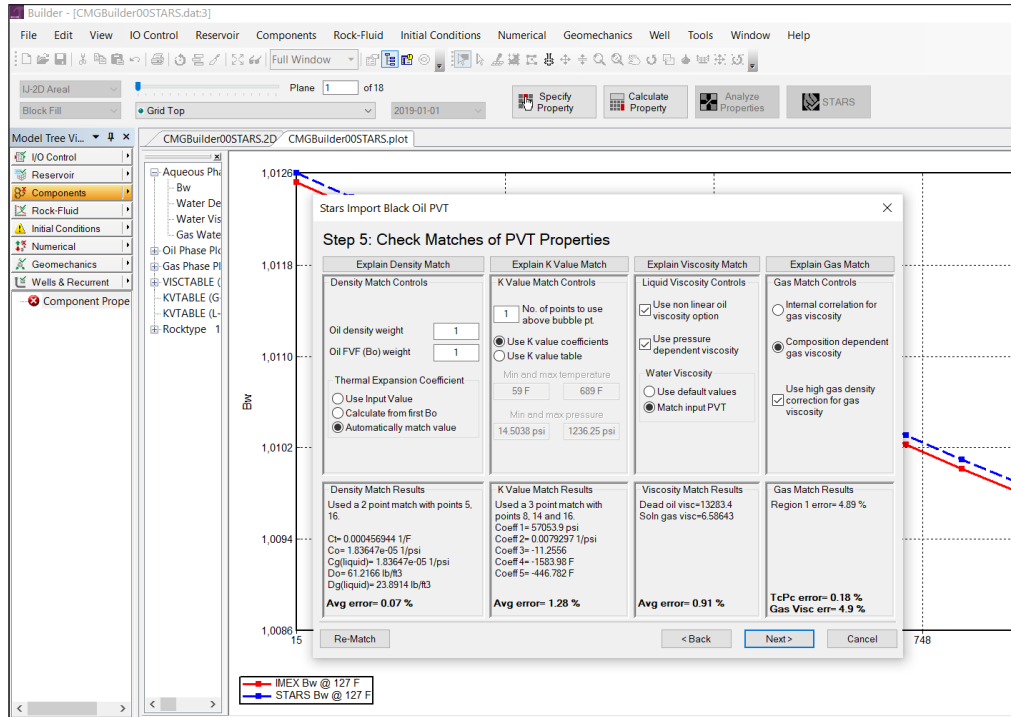


Figura C5. Interfaz de relaciones de propiedades PVT IMEX y PVT STARS

- Una vez finalizado la conversión del modelo PVT del simulador IMEX para STARS, se debe establecer un valor numérico en la pestaña “Numerical” para ordenar al simulador desde que tiempo debe comenzar a hacer la simulación. Para ello se ingresa a “Timestep Control” y se da el valor de inicio de corrida en la sección “First Time Step Size after Well Change (DTWELL)”, al cual se le asignara el valor de 0.01 days en la fila “Dataset Value” para finalidad del modelo en cuestión. En Figura C6 se puede apreciar la interfaz.



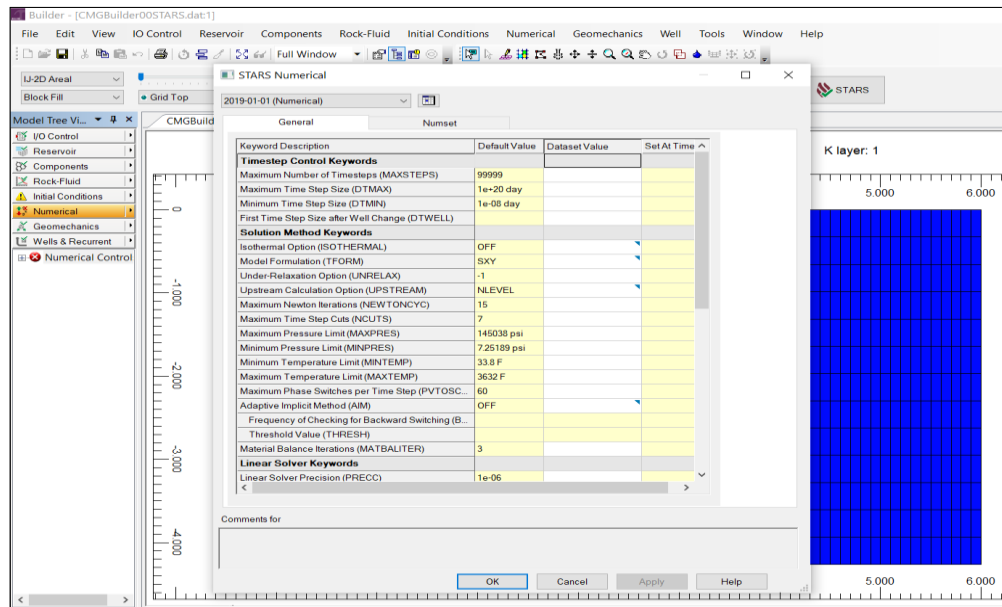


Figura C6. Interfaz de sección numérica del simulador STARS

- En la Figura C7 se ilustra cómo debe quedar el modelo para la investigación en curso, donde se aprecia la presencia del pozo en la sección intermedia del área de estudio.

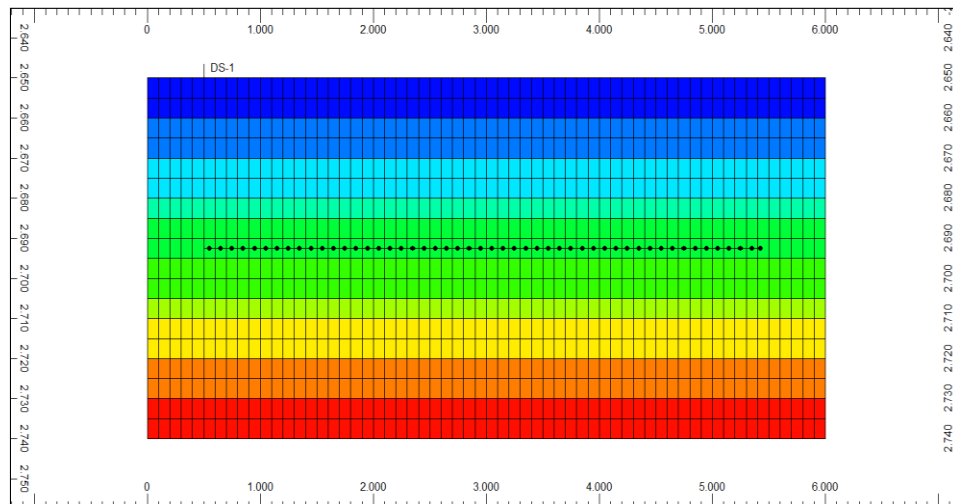


Figura C7. Modelo básico en vista IK-2D X-Sec

## Aplicación de la herramienta *FLEXWELL*

La herramienta *FLEXWELL* permitirá describir el comportamiento de los fluidos en la sección horizontal con mayor precisión, es por ello que se llevará a cabo la aplicación del mismo en el modelo básico de STARS para poder cumplir los objetivos de la investigación y se le dará uso cumpliendo los siguientes pasos:

- Inicialmente para el uso de *FLEXWELL* se define el comportamiento térmico de las fases dentro de la roca, para ello, se ingresa en “*Reservoir*” y “*Thermal Rocktypes*”, seguidamente a “*Thermal Properties*” para definir las siguientes propiedades: capacidad de calor volumétrica, conductividad térmica de la roca, conductividad térmica del petróleo, conductividad térmica del agua. El simulador STARS permite modelar la conductividad térmica de la mezcla de fase para ello se utilizará COMPLEX y se introducirán los valores ya mencionados anteriormente, de ese modo ya estará definido el comportamiento térmico para el modelo. En Figura C8 se puede apreciar la interfaz.

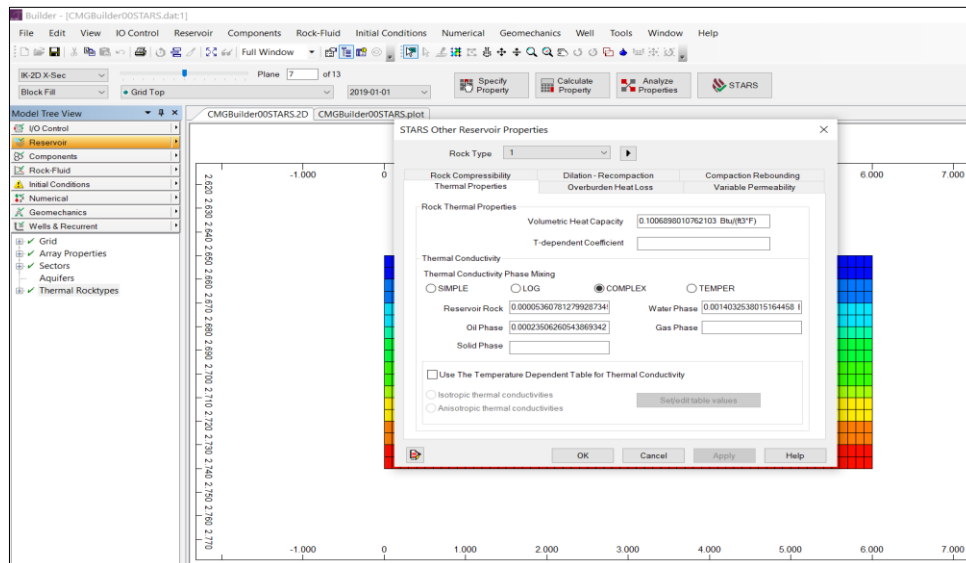


Figura C8. Interfaz para propiedades térmicas del reservorio

- *FLEXWELL* establece una relación entre el pozo y el yacimiento y simula el comportamiento de producción considerando el tamaño del anular y las propiedades térmicas tanto de la tubería como del fluido. Para llevar a cabo la creación de esta opción se debe ingresar a pestaña “*Flexwell*” la misma se encuentra en la opción “*Well & Recurrent*”, en la interfaz se debe seleccionar “*New FlexWell*”, seguidamente la tarea principal es definir la fecha en la opción “*Definition*” para el caso de estudio se definirá justo en la fecha inicial establecida anteriormente en la opción “*Dates*”, una vez definida la fecha en la opción “*Well*” se deberá asignar un pozo, se seleccionó el pozo en cuestión que fue previamente creado. *Flexwells* permite variar el diámetro del “*Casing*” o también permite mantenerlo constante, en el caso actual se mantendrá constante colocando un diámetro interno y un diámetro externo que se mantendrá en producción por un tiempo determinado. Luego en la siguiente etapa como lo demuestra el flujograma explicado, se realizará un análisis de sensibilidad y en ese instante si se debe variar el diámetro de la tubería para cumplir los objetivos de la investigación.

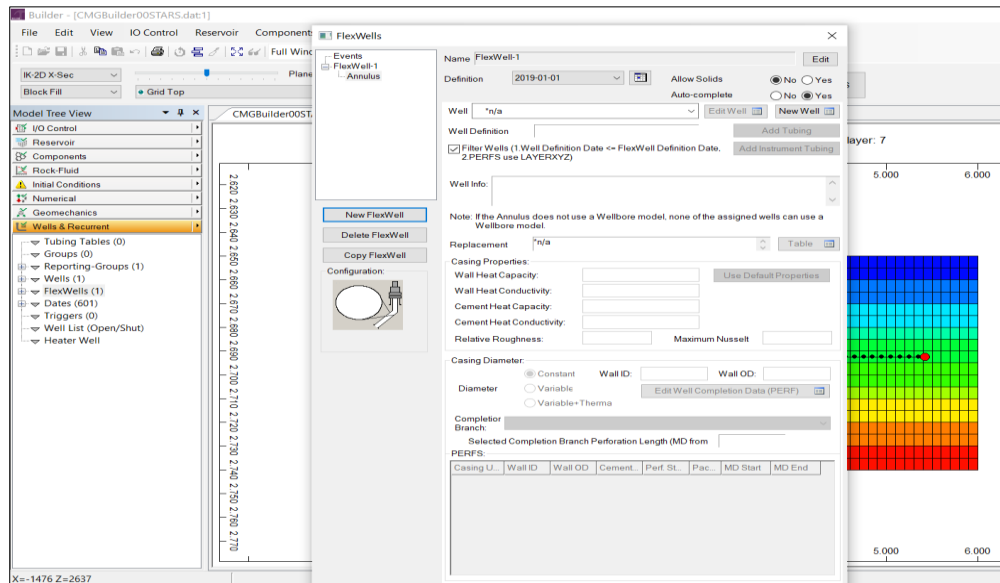


Figura C9. Interfaz para creación de *FLEXWELL*

- *FLEXWELL* también permite establecer las propiedades del revestidor tales como: capacidad de calor en la pared de la tubería, capacidad de la conductividad del calor, capacidad calorífica del cemento, capacidad de conductividad del cemento y rugosidad relativa. En el caso de estudio se tomarán los valores arrojados por defecto del simulador y únicamente se cambiarán los diámetros para simular una completación en arenas poco consolidadas con un liner ranurado en la sección horizontal.

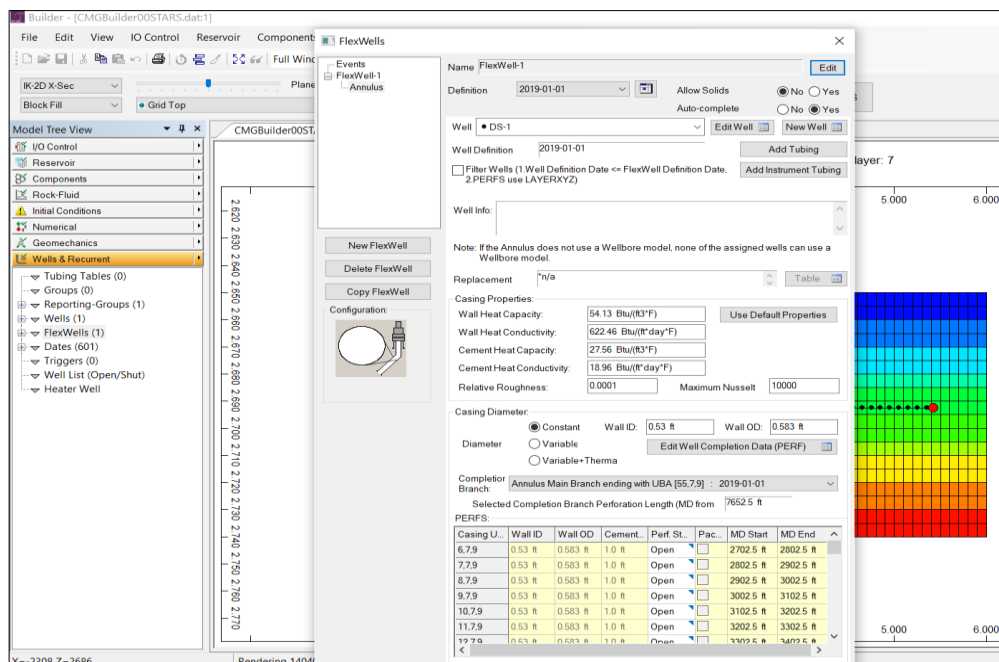


Figura C10. Interfaz propiedades del revestidor en *FLEXWELL*

- Una vez finalizada la creación de *FLEXWELL* se deberán establecer los parámetros de producción para esta nueva herramienta, para ello, se debe ingresar a la pestaña de “Events” donde se definirán estos parámetros, para el caso de estudio inicialmente al Flex-Well-1 se le definirá como pozo activo “Definition *ACTIVATE*” en la asignación del evento *FLEXWELL* y para el anular “*OPEN*” en

la fecha de inicio de producción, luego de la cantidad de años que se requiera producir se cerrará el *liner*. En la Figura C11 se puede apreciar la interfaz.

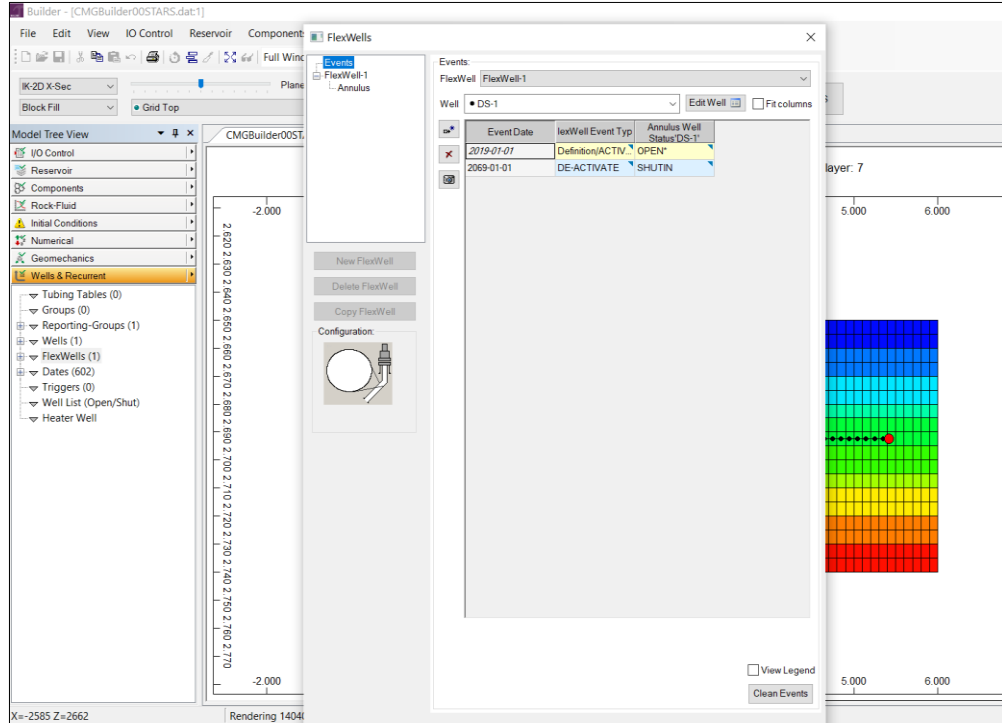


Figura C11. Interfaz asignación de eventos *FLEXWELL*