

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



“EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO (ICD’S) PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA A TRAVÉS DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS DE CRUDO MEDIANO”

Realizado por:

ADRIANA CAROLINA CENTENO ROJAS

Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial para optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

BARCELONA, DICIEMBRE DE 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



“EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO (ICD’S) PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA A TRAVÉS DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS DE CRUDO MEDIANO”

ASESOR

Ing. Edgar Bastos

Asesor Académico.

BARCELONA, DICIEMBRE DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



“EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO (ICD’S) PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA A TRAVÉS DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS DE CRUDO MEDIANO”

El jurado calificador hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

APROBADO

Ing. Edgar Bastos
Asesor Académico.

Ing. Carmen Velásquez
Jurado Principal.

Ing. José Rodríguez. Ph.D.
Jurado Principal.

BARCELONA, DICIEMBRE DE 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”



DEDICATORIA

A Dios, que siempre estuvo conmigo y me ayudo en los momentos difíciles.

A mis Abuelos, Victoria Lárez y Santiago Rojas.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso, por guiarme y brindarme todas las herramientas para alcanzar esta meta. Por darme todas las experiencias, malas y buenas, que me han hecho crecer como persona.

A la virgen, por no dejar que me sintiera sola en ningún momento. Gracias por cuidarme cuando más lo necesite.

A mis abuelos, por incentivarme desde pequeña a estudiar, por darme todo su apoyo y ser mi mejor ejemplo. Sin ustedes no lo habría logrado, gracias por creer en mí.

A mis padres, por toda su confianza; eso siempre me alentó a seguir adelante. Por educarme y aconsejarme. Gracias simplemente por darme la vida y estar conmigo.

A mis hermanos, Jesús y Andreina, por ser mi mayor inspiración. Espero ser un buen ejemplo para ustedes.

A la Universidad de Oriente, donde aprendí todo lo que se de mi carrera, viví experiencias que me hicieron madurar y conocí personas muy especiales.

A mis compañeros y amigos Guillermo Duque, Antonio Rosal, Gabriela Aponte, Maidelys Maita, Iramar Vásquez, Franklin Avila, Sandra Gomez, Gabriela Oca, Jose Hernández, Fabiola Cusato y Eduin Guevara; por tantos momentos desde el primer semestre hasta hoy, por su ayuda y apoyo. Otros amigos que hice ya avanzada la carrera, Mohamad Zabadani gracias por todo tu apoyo y por ser prácticamente mi compañero de tesis; y Yomalis Hurtado, gracias por tus consejos y ocurrencias. A todos gracias por tantas risas y a veces regaños, por ser el mejor grupo que pude conseguir en la universidad.

A Angel Guerrero, por darme el tema de tesis y ser mi asesor a lo largo de su desarrollo.

A Edgar Bastos, por aceptar ser mi tutor académico, por toda su paciencia y colaboración.

A mis Profesores, en especial a los del departamento de Petróleo, por compartir conmigo todos los conocimientos necesarios para hoy poder defenderme en el área profesional.

Gracias a todos los que aportaron un granito de arena para el logro de esta meta.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	viii
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABLAS	xii
RESUMEN	xiv
CAPÍTULO I	15
INTRODUCCIÓN	15
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	15
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	17
1.2.1 Objetivo General.....	17
1.2.2 Objetivos Específicos.....	17
CAPÍTULO II	18
MARCO TEÓRICO	18
2.1 ANTECEDENTES.....	18
2.2 BASES TEÓRICAS.....	19
2.2.1 Origen del Agua.....	19
2.2.2 Producción de Agua.....	20
2.2.3 Dispositivos de Control de Flujo (Icd).....	22
2.2.4 Pozos Horizontales.....	24
2.2.5 Estudios Integrados de Yacimiento.....	27
2.2.6 Simuladores a Usar.....	29
CAPÍTULO III	33
METODOLOGÍA	33
3.1 Revisión de Material Bibliográfico.....	33
3.2 Realización de un modelo de yacimiento de crudo mediano con un pozo horizontal, en el cual se produzca una conificación de agua.....	33

3.2.1	La malla.....	34
3.2.2	Fluidos del modelo.....	36
3.2.3	El Acuífero.....	46
3.2.4	Modelado de Facies.....	49
3.2.5	Porosidad.....	50
3.2.6	Permeabilidad.....	52
3.2.7	Caso Base.....	53
3.3	Diseño de distintos arreglos de dispositivos de control de flujo para el escenario planteado.....	55
3.4	Comparación del desempeño de un pozo horizontal con ICD's con respecto a un caso convencional.....	60
3.5	Evaluación Económica.....	60
CAPÍTULO IV.....		62
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....		62
4.1	Realización de un modelo de yacimiento de crudo mediano con un pozo horizontal, en el cual se produzca una conificación de agua.....	62
4.1.1	Fluidos del modelo.....	63
4.1.2	Caso Base.....	69
4.2	Diseño de distintos arreglos de dispositivos de control de flujo para el escenario planteado.....	70
4.3	Comparación del desempeño de un pozo horizontal con ICD's con respecto a un caso convencional.....	71
4.4	Evaluación Económica.....	74
CONCLUSIONES.....		76
RECOMENDACIONES.....		78
BIBLIOGRAFÍA.....		79
APÉNDICE A.....		81
A.	CORTE DE AGUA Y PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO.....	81
APÉNDICE B.....		83

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 2.2-1 Conificación de agua.</i>	20
<i>Figura 2.2-2 ICD tipo Orificio.</i>	22
<i>Figura 2.2-3 ICD tipo canal.</i>	23
<i>Figura 3.2-1 Esqueleto del modelo, generado en Petrel</i>	35
<i>Figura 3.2-2 Superficies del modelo, con buzamiento (PETREL).</i>	35
<i>Figura 3.2-3 Polígono para crear el acuífero.</i>	47
<i>Figura 3.2-4 Incorporación de los datos de conexiones del acuífero en PETREL.</i>	47
<i>Figura 3.2-5 Incorporación de las propiedades del acuífero en PETREL.</i>	48
<i>Figura 3.2-6 El acuífero generado en PETREL.</i>	48
<i>Figura 3.2-7 “Facies Modeling”</i>	49
<i>Figura 3.2-8 Facies generadas en PETREL.</i>	50
<i>Figura 3.2-9 “Petrophysical Modeling”</i>	51
<i>Figura 3.2-10 Porosidad del Modelo.</i>	51
<i>Figura 3.2-11 Permeabilidad Horizontal.</i>	52
<i>Figura 3.2-12 Calculadora de Petrel, añadiendo la permeabilidad vertical.</i>	53
<i>Figura 3.2-13 Definiendo la estrategia de producción del Pozo UDO.</i>	54
<i>Figura 3.2-14 Definiendo la corrida de simulación del caso base.</i>	55
<i>Figura 3.3-1 Pozo ICD_1.</i>	56
<i>Figura 3.3-2 Zonas de permeabilidad.</i>	56
<i>Figura 3.3-3 ICDs en el pozo ICD_1.</i>	57
<i>Figura 3.3-4 Pozo Multisegmentado.</i>	58
<i>Figura 3.3-5 Configuraciones de los dispositivos.</i>	58
<i>Figura 4.1-1 Histograma de la Porosidad.</i>	62
<i>Figura 4.1-2 Histograma de la permeabilidad horizontal.</i>	63
<i>Figura 4.1-3 Solubilidad del gas en el petróleo vs presión.</i>	65

<i>Figura 4.1-4 Factor volumétrico del petróleo vs presión.</i>	66
<i>Figura 4.1-5 Viscosidad del petróleo vs presión.</i>	67
<i>Figura 4.1-6 Factor volumétrico del gas vs presión.</i>	68
<i>Figura 4.1-7 Viscosidad del gas vs presión.</i>	68
<i>Figura 4.1-8 a) Saturación de Agua inicial. b) Saturación de agua en el año 2016, donde se observa la conificación de agua.</i>	69
<i>Figura 4.1-9 Tasas de Producción del caso base.</i>	70
<i>Figura 4.2-1 Tasas de Producción de los casos seleccionados.</i>	71
<i>Figura 4.3-1 Comparación tasa de producción de agua del caso base y los casos con ICD's para 15 años.</i>	72
<i>Figura 4.3-2 Comparación tasa de producción de petróleo del caso base y los casos con ICD's para 15 años.</i>	73
<i>Figura 4.3-3 Saturación de Agua en el año 2016. a) Caso base. b) Caso 1.</i>	74
<i>Figura 4.4-1 Comparación del Valor Presente Neto entre los casos con ICD's y el caso base.</i>	75

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.2-1 <i>Características de los yacimientos de crudo mediano del Golfo de Paria, al noreste de Venezuela</i>	34
Tabla 3.2-2 <i>Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación de presión de burbujeo</i>	36
Tabla 3.2-3 <i>Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación de Petrosky, G. E., Jr. y Farshad, F. F. para la Compresibilidad del Petróleo</i>	38
Tabla 3.2-4 <i>Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación de Factor Volumétrico del petróleo (correlación de Standing) para presiones menores o igual a la presión de burbujeo ($P \leq P_b$)</i>	39
Tabla 3.2-5 <i>Rangos de las variables independientes para la aplicación de la correlación de Vásquez y Beggs para presiones mayores a la presión de burbujeo ($P > P_b$)</i>	40
Tabla 3.2-6 <i>Rangos de las variables independientes para la aplicación de la correlación de Beggs y Robinson para presiones menores o iguales a la presión de burbujeo ($P \leq P_b$)</i>	41
Tabla 3.2-7 <i>Condiciones iniciales</i>	45
Tabla 3.2-8 <i>Coordenadas del pozo UDO (Caso Base)</i>	54
Tabla 3.3-1 <i>Configuraciones de los dispositivos de control de flujo utilizados</i>	59
Tabla 3.3-2 <i>Casos seleccionados para el estudio</i>	59
Tabla 4.1-1 <i>Propiedades PVT del petróleo y gas del modelo de yacimiento</i>	64
Tabla 4.1-2 <i>Propiedades del Agua</i>	65
Tabla 4.4-1 <i>Comparaciones entre Caso Base y Casos con ICD's de valor presente neto, ganancias y promedio de tasas producción</i>	75
Tabla B.1. <i>Evaluación económica del caso base</i>	83
Tabla B.2. <i>Evaluación económica caso 1</i>	84
Tabla B.3. <i>Evaluación económica del caso 2</i>	85

<i>Tabla B.4. Evaluación económica del caso 3</i>	86
<i>Tabla B.5. Evaluación económica del caso 4</i>	87

RESUMEN

Los dispositivos de control de flujo tienen como propósito igualar el diferencial de presión a lo largo de la longitud de todo el pozo. Esto permite contribuir a la producción total a lo largo de todo el pozo y por lo tanto optimizar la recuperación de hidrocarburos. Mediante la simulación de yacimientos es posible observar, variando el número y tamaño de los dispositivos de control de flujo, como se comporta el yacimiento y como esto ayuda a mitigar los efectos de la conificación.

Fue creado un modelo de yacimiento con las características de los yacimientos de crudo mediano del Golfo de Paria en Venezuela, dicho modelo posee un pozo horizontal; el caso base creado generó una temprana conificación de agua. Para evaluar la eficiencia del uso de la tecnología se realizaron las sensibilizaciones de los distintos diseños de los arreglos de ICD's, tomando en cuenta la permeabilidad para el diseño. De los numerosos casos de simulación creados se escogieron cuatro para el estudio.

Los resultados demostraron la eficiencia de los dispositivos para controlar la conificación del agua y mejorar la producción de petróleo, logrando así mejorar la vida productiva del pozo. En la evaluación económica el mejor escenario con ICD's dio una ganancia superior a los 5 MM\$ en comparación con el caso base, demostrando la rentabilidad de la tecnología.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria petrolera, con una creciente demanda mundial, son cada vez mayores las exigencias para obtener los hidrocarburos de la manera más eficiente posible. Es por ello que progresivamente se van desarrollando nuevas tecnologías para ser aplicadas en cada una de las etapas necesarias para la explotación del petróleo y del gas.

La necesidad de producir de manera eficiente y económica, evitando dañar lo menos posible al medio ambiente, ha promovido el desarrollo de pozos horizontales y multilaterales, los cuales permiten un mayor contacto con los yacimientos y reducen los costos para alcanzar tasas similares a los pozos convencionales. Sin embargo, este aumento en la longitud del pozo, ha dado lugar a algunos problemas en la producción, como por ejemplo pérdidas en los costos operacionales y disminución en la producción de petróleo. Una reducción de presión alrededor de la sección del talón, como consecuencia de la caída de presión por fricción del flujo de fluidos en el pozo, no es uniforme a lo largo del pozo y causa mayores tasas de producción en el talón. Esto a menudo da lugar a principios de conificación de agua o de gas, lo que provoca una reducción en la recuperación de petróleo y un barrido desigual de la zona de petróleo.

Debido a esto se desarrollaron los ICD, los cuales tienen como propósito igualar el diferencial de presión a lo largo de la longitud de todo el pozo, independientemente de la ubicación y la variación de la permeabilidad. Esto permite contribuir a la producción total a lo largo de todo el pozo y por lo tanto

optimizar la recuperación de hidrocarburos. Mediante la simulación de yacimientos es posible observar, variando el número y tamaño de los dispositivos de control de flujo, como se comporta el yacimiento y como esto ayuda a mitigar los efectos de la conificación, de esta manera podemos conseguir un mejor rendimiento de la producción y disminuir la incertidumbre ante problemas de control de agua por conificación.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

“Evaluar la aplicación de dispositivos de control de flujo (icd’s) para el control de la conificación de agua a través de pozos horizontales en yacimientos de crudo mediano”

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Realizar el modelo de un yacimiento de crudo mediano con un pozo horizontal, en el cual se produzca una conificación de agua.
2. Diseñar distintos arreglos de dispositivos de control de flujo para el escenario planteado.
3. Comparar el desempeño de un pozo horizontal con ICD’s con respecto a un caso convencional.
4. Evaluar la rentabilidad económica de la aplicación de la tecnología.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Carvajal. Esta investigación permitió analizar la factibilidad en las técnicas para el control de agua, en pozos productores de hidrocarburos, los cuales presentaban problemas de canalización y de conificación de agua. Se seleccionó y recomendó la técnica de control de agua más factible que se adaptó al problema específico detectado en cada pozo de los Campos Santa Ana-El Toco del Área mayor de Anaco.^[1]

Al-Ahmadi, Al-Mutairi. Las funciones de la tecnologías ICD fueron aplicadas para dos situaciones: en primer lugar, se mitigó el avance temprano de agua, en las zonas con una columna de petróleo liviano, detrás del frente de invasión; en segundo lugar, se igualó el perfil de flujo para pozos afectados por fracturas y diferencial de presión a través de la secciones horizontales, para mejorar la recuperación del resto del petróleo liviano.^[2]

Fernandes, Zhuoyi, Zhu. En este trabajo se investigó cómo y cuándo un dispositivo de control de flujo se debe utilizar. Fue usado un método de análisis integrado de entrada y salida para generar el perfil de flujo de un pozo horizontal, y fueron consideradas las pérdidas por fricción en la caída de presión de los dispositivos de control de flujo. El trabajo se centro sobre cuándo y cómo un dispositivo de control de flujo puede optimizar la producción.^[3]

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Origen del Agua

El agua se encuentra presente en todos los yacimientos petroleros y es el fluido más abundante. Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua aceptable y el agua mala o excesiva.^[1]

2.2.1.1 Agua de barrido

Es aquella que proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es parte fundamental del manejo del yacimiento y puede contribuir un factor que determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.^[1]

2.2.1.2 Agua buena

Es el agua producida dentro del hoyo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua petróleo (RAP). Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción de agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación.^[1]

2.2.1.3 Agua mala

Es el agua producida dentro del hoyo, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo, asociado al manejo de agua, es decir, agua producida por encima del límite económico de la RAP.^[1]

2.2.2 Producción de Agua

La producción prematura de agua es a menudo el resultado de la conificación y/o digitación cerca de un pozo productor cuando el agua proviene del nivel de agua libre generalmente en la dirección vertical. Por lo tanto, un cono de agua toma lugar en la parte más baja del intervalo completado del pozo. La producción de un pozo causa una caída de presión en ese punto del yacimiento. Si la presión en la cara del pozo es suficientemente baja, el pozo está completado directamente sobre el contacto agua petróleo y no hay barreras de flujo vertical, entonces habrá conificación. .^[1]

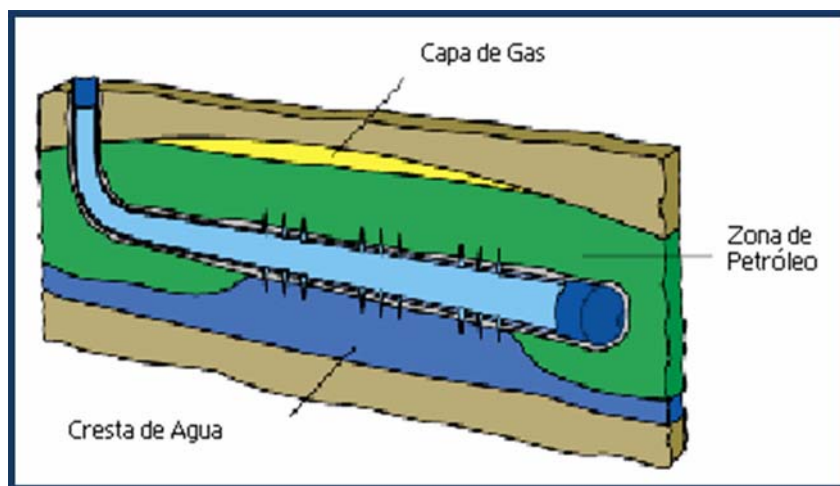


Figura 2.2-1 Conificación de agua. .^[1]

Cuando el influjo de agua es el resultado de un acuífero de fondo o lateral anexo al yacimiento, la producción de agua debe ser monitoreada, ya que podría resultar una caída significativa del volumen total y de la movilidad del petróleo.

Las altas tasas de producción de agua desde una zona, implica que la permeabilidad relativa al agua y la saturación de agua en esa zona se incrementen. Los valores altos de estos parámetros hacen más difícil la producción de petróleo en esa zona^[1]

2.2.2.1.1 Disminución de la producción de petróleo

A medida que se incrementa la producción de agua en un pozo petrolero, disminuye la producción de petróleo del mismo, hasta llegar un momento, durante la vida productiva del pozo, donde el corte de agua es tan elevado que sobrepasa el límite económico de producción o que están cercanos a una arena contentiva de agua. También puede ocurrir la presencia de agua en la producción en pozos sometidos a inyección de la misma.^[1]

2.2.2.1.2 Incremento en los costos operacionales

Cuando el corte de agua se hace cada vez más elevado, los costos operacionales también aumentan, se tienen que destinar más recursos para plantas de tratamiento de esas aguas de formación o muchas veces movilizar grandes tanques para su almacenamiento. Otro problema que ocasiona el influjo excesivo de agua y repercute en los costos, es el que se debe emplear más recursos para el mantenimiento y reparación de los equipos de superficie o de subsuelo, debida a que el agua causa severos problemas a las tuberías, bombas, maquinarias y otros equipos, ya que ésta ejerce un alto poder de corrosión y desgastes, es decir, la vida útil de los equipos va a ser más corta que la de un pozo con las mismas características pero con poca producción de agua.^[1]

2.2.2.1.3 Problemas Ambientales

Muchas veces, parte del agua producida es imposible de tratar o reducir, por lo que se hace necesario arrojarla en forma de desperdicio, ya sea en un lago o en la superficie terrestre. Esto causa muchos problemas ecológicos y ambientales. El agua de formación puede ser dañina para los suelos hasta el punto que los puede esterilizar para la agricultura. Estos suelos en presencia de una cantidad razonable de agua de formación se degradan o pierden su equilibrio debido a la presencia de sales u otros compuestos.^[1]

2.2.3 Dispositivos de Control de Flujo (Icd)

Los dispositivos de control de flujo se utilizan para equilibrar el perfil de flujo de producción a lo largo de toda la longitud del pozo y compensar la variación de la permeabilidad. El ICD deberá ser diseñado para controlar el flujo sin la necesidad de intervención. Hay dos mecanismos básicos de la caída de presión utilizados actualmente en los ICD, restricción o fricción. ^[2]

2.2.3.1 Características de los actuales tipos de ICD

En la actualidad, hay tres tipos principales de diseños de ICD en la industria: de orificio (restrictiva), canal helicoidal (fricción), y el nuevo diseño híbrido. Se utilizan tres métodos diferentes para generar una caída de presión. ^[2]

2.2.3.1.1 ICD tipo orificio

Usa el estrangulamiento de un fluido instantáneo para generar una presión diferencial a través del dispositivo. Este método esencialmente obliga al líquido a ir de un área más grande hasta los puertos de pequeño diámetro, creando una resistencia al flujo. Este cambio en la presión mientras que fluye es lo que permite a un ICD funcionar. ^[3]

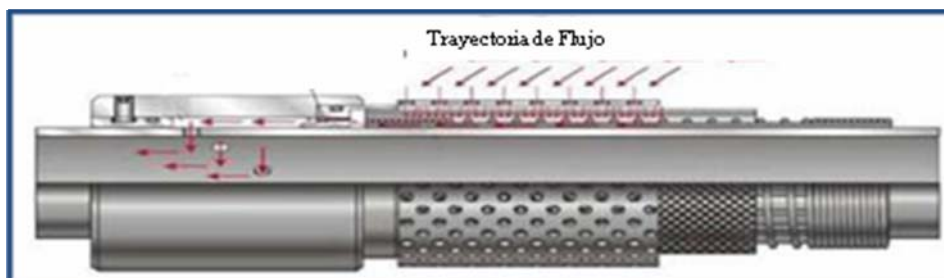


Figura 2.2-2 ICD tipo Orificio.^[3]

2.2.3.1.2 ICD tipo canal

Utiliza la fricción de la superficie para generar una caída de presión. El diseño del canal helicoidal tiene uno o más canales de flujo que se envuelven alrededor del tubo inferior de la pantalla.

El diseño del laberinto utiliza una vía tortuosa para crear una caída de presión que origina en numerosas ocasiones un cambio en la dirección transversal del petróleo a través del dispositivo. Estos diseños causan una caída de presión distribuida en un área relativamente larga, frente al orificio donde la pérdida es instantánea. Usando la fricción para crear una resistencia al flujo permite el uso de un canal con una mayor área transversal de un orificio de ICD-base. Cuando el fluido atraviesa el canal o canales, la reología del fluido y las características del canal interactúan para generar la caída de presión diseñada.^[4]

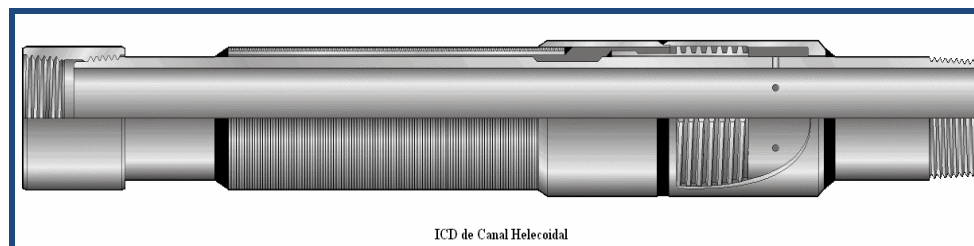


Figura 2.2-3 ICD tipo canal.^[4]

2.2.3.1.3 ICD tipo híbrido

Cuenta con una serie de pasos del flujo en una configuración de laberinto. El mecanismo de caída de presión primaria es restrictivo, pero en una configuración de distribución. Una serie de boquillas gruesas se incorporan en el diseño, cada uno tiene una o más ranuras. El nuevo diseño ajustable híbrido ICD también incorpora una función de ajuste sencillo, capaz de alterar la resistencia al flujo en un ICD inmediatamente antes de ejecutarse un pozo, en caso de datos en tiempo real recogidos durante la perforación indican la necesidad de cambiar la

resistencia al flujo. El diseño ajustable tiene varias cámaras discretas a bordo, cada uno con un diferente número de etapas. El usuario puede seleccionar el ajuste deseado, con más etapas para una mayor resistencia o menor número de etapas para menor resistencia.^[4]

2.2.4 Pozos Horizontales

Se definen como pozos horizontales aquellos que son perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento, (o hasta alcanzar 90 grados de desviación con respecto a la vertical); a una profundidad y dirección establecida, donde está ubicado el yacimiento objetivo.^[5]

2.2.4.1 Aplicabilidad de los Pozos Horizontales

La ventaja más importante de la perforación horizontal es que incrementa notablemente el retorno de la inversión.

Esta tecnología entraña mayor complejidad en las operaciones de apertura, completación y puesta en servicio de un pozo petrolero, si se le compara con un pozo vertical, pero el contacto entre la arena petrolífera y la tubería del pozo es mayor y, por lo tanto, el índice de productividad de crudo aumenta, con el obvio beneficio que esto representa. Esto puede resultar en un incremento sustancial en las tasas de producción a una caída constante de presión, o a una reducción en la caída de presión a tasas de producción constantes. La reducción en la caída de presión es particularmente beneficioso en yacimientos propensos a la conificación de gas o agua, y más recientemente en yacimientos con problemas de control de arena.^[5]

2.2.4.2 Ventajas que ofrece la Perforación de Pozos Horizontales ante la Perforación de Pozos Verticales

Las principales ventajas que presenta un pozo horizontal ante una vertical son las siguientes:

- Aumenta el índice de productividad de tres a cinco veces, para una misma caída de presión.
- Incrementa el área de drenaje por pozo en el yacimiento.
- Reduce la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interfase de fluidos, y de los problemas de producción de arena, por lo que es probable que aumente el recobro final de los yacimientos.
- Mayor petróleo producido por pozo al final de su vida, con la consecuente reducción del número de pozos requeridos para desarrollar un yacimiento.
- Puede conectar fracturas verticales en el caso de formaciones calcáreas.
- Reducción importante del impacto ambiental.^[6]

2.2.4.3 Simulación numérica de Pozos Horizontales

El creciente interés en la perforación horizontal y el mejoramiento del rendimiento de producción ha resultado en el desarrollo de varias aproximaciones para modelar los pozos horizontales a través de la simulación de yacimientos. Variadas técnicas y métodos han sido usados para investigar el rendimiento de un pozo horizontal.

Varias suposiciones se han propuesto en las propiedades generales de yacimiento en una investigación analítica dentro del rendimiento de afluencia del pozo horizontal. En un yacimiento heterogéneo cuyos parámetros tales como porosidad, saturación, etc., generalmente varían a través de la extensión areal del campo; una reproducción exacta del rendimiento de un pozo requiere el estudio cuidadoso de condiciones reales del yacimiento; por lo cual, la simulación

numérica es una herramienta apropiada para este tipo de aplicación. Varios aspectos de ingeniería de yacimiento deben ser considerados para cada pozo horizontal, estos incluyen las respuestas de presión transiente, comportamiento de fases, geometría del área de drenaje y el patrón de flujo.^[7]

2.2.4.3.1 Modelado y mallado

Los factores básicos a tomarse en cuenta en el diseño del mallado del modelo de simulación son la geología, los cambios de presión y saturaciones, mecánica de fluidos, y espaciamiento o localización. El mallado podría ser aplicado en la misma manera que una simulación de yacimiento estándar. Sin embargo, debe recordarse que la orientación de la malla de un pozo horizontal es manejada en forma diferente que en un pozo vertical. La definición de la malla para un pozo horizontal debe ser detallada, describiendo los cambios de saturación, gradientes de presión y el patrón de flujo cerca del pozo. Para el estudio de pozos sencillos, el área primera de investigación tiene que ver con la mecánica del hoyo y el comportamiento del área del yacimiento cercana al pozo. El flujo de agua y gas influye en el análisis del comportamiento de flujo y los patrones de drenajes. Por lo tanto, el sistema de malla debe ser capaz de monitorear exactamente los cambios de saturación y distribución, no solamente entre los pozos, también en zonas cercanas al hoyo.

Muchos autores, recomiendan el uso de mallas no uniformes para la construcción de modelos de simulación de pozos horizontales, de tal forma que exista un mallado fino en las cercanías del pozo el cual, posteriormente, se va incrementando a medida que se aleja del pozo. Este tipo de configuración permite tener al mismo tiempo un mallado refinado cerca del pozo, que modele los cambios de presión y liberación de fases alrededor del pozo un mallado de menor resolución, para simular el aporte del yacimiento.

En la simulación de un campo completo, el uso del refinamiento de malla ha probado ser muy exitoso para modelar y predecir el comportamiento de un pozo horizontal. El refinamiento de malla local proporciona una solución de malla fina dentro de un sistema de malla más gruesa. Junto con el sistema necesario para monitorear las condiciones cercanas al pozo. La malla refinada está normalmente refinada alrededor del pozo horizontal, para mejorar los efectos de saturación y presión con más detalle.^[7]

2.2.5 Estudios Integrados de Yacimiento

El proceso de explotación de un yacimiento desde su descubrimiento hasta el abandono, abarca procesos complejos que se interrelacionan a diferentes tiempos y niveles funcionales. Este proceso exige el diseño de estrategias y planes rentables de explotación para asegurar el máximo valor para los accionistas. A través de estudios integrados de yacimientos es posible diseñar a nivel estratégico, táctico y operativo, diferentes opciones de desarrollo y actividades operacionales en las diferentes fases de vida del yacimiento para apuntalar con solidez el éxito del negocio.

El estudio integrado de yacimientos se define como un análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, que se comporta como una unidad geológica e hidráulica integral, a fin de describir su naturaleza y geometría; clasificar y cuantificar las propiedades de la roca y los fluidos, estableciendo la distribución y los volúmenes recuperables de hidrocarburos presentes. Esto se logra analizando e integrando los aspectos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos, petrofísicos y de fluidos, en un modelo único; permitiendo establecer planes óptimos de explotación que garanticen la máxima recuperación económica de sus reservas.^[8]

2.2.5.1 Modelo Estático de Yacimientos

El modelo estático de un yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, tope, límites, fallas, ambiente de depositación, continuidad vertical/lateral de las arenas, petrofísica de los lentes, litología y límites de la roca; que unidos a pruebas de yacimiento (datos de presión de formación, producción, pruebas de presión) permiten definir con mayor claridad el yacimiento.^[9]

2.2.5.2 Modelo Dinámico de Yacimientos

En este modelo se definen los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, la distribución y la forma como se mueven. Comienza con el análisis de datos dinámicos: PVT, permeabilidades relativas, presiones capilares, historia de producción, inyección y presión.

La interpretación de esta información permite definir las condiciones y distribución inicial de los fluidos, los mecanismos de producción, eficiencia de extracción y las reservas totales. Una vez establecidas las condiciones dinámicas de los fluidos (PVT) y su interacción con la roca (K_r), puede procederse al uso de simulación numérica de yacimientos para determinar los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio (POES/GOES).^[9]

2.2.5.3 Simulación Numérica de Yacimientos

La simulación de yacimientos es el proceso que permite inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo representa y cuyas ecuaciones se resuelven mediante métodos numéricos. Los modelos pueden ser físicos, tales como un modelo a escala de laboratorio o matemático.

Un modelo matemático físico, se define como un conjunto de ecuaciones de conservación de masa y/o energía que se cree describe adecuadamente los procesos que tienen lugar en los sistemas bajo estudio (pozo, yacimiento, campo, etc.).

Un modelo numérico de simulación, no es más que un conjunto de programas de computación que usan métodos numéricos para obtener una solución aproximada del modelo matemático. En estos casos el yacimiento es visualizado como un conjunto de regiones o bloques que representan volúmenes discretos de una malla en que se subdivide el yacimiento.

Estos métodos numéricos son necesarios debido a que las ecuaciones en derivadas parciales del modelo matemático permiten representar: Heterogeneidades del yacimiento (permeabilidad y porosidad variable y geometría irregular).^[10]

2.2.6 Simuladores a Usar

2.2.6.1 ECLIPSE 100®

El simulado ECLIPSE 100®, es un programa especializado de petróleo negro isotérmico, el cual es capaz de simular el comportamiento de un yacimiento con una, dos o tres fases presentes en tres dimensiones. Tiene disponible el uso de mallas de geometría convencional rectangular con el nodo en el centro, radiales, e irregulares (corner-point); lo que representa una ventaja, ya que permite representar con mayor exactitud el comportamiento de los pozos y estructuras complejas y/o altamente falladas. Hace uso de métodos de formulación de ecuaciones.

Cada una de las secciones del archivo de datos de ECLIPSE, necesarias para realizar una simulación, se describen a continuación:

- **RUNSPEC:** En esta sección se incluye el título del modelo de simulación, las dimensiones de la malla, fases presentes en el yacimiento a simular, comienzo de la simulación, entre otros comandos.
- **GRID:** En esta sección se incorporan las características estructurales del yacimiento, tales como: especificación de las dimensiones de la malla, así como su geometría donde se introducen los valores del tamaño de las celdas en dirección X, Y y Z, los valores de las profundidades de los topes, espesores bruto y neto, también las fallas del yacimiento. Se especifican la porosidad, volumen poroso, permeabilidades, además se identifican las celdas activas del mallado.
- **PROPS:** Aquí se introducen al simulador en formatos de tablas las funciones de saturación, permeabilidades relativas, presiones capilares, los parámetros PVT, densidades de los fluidos y compresibilidad de la roca.
- **REGIONS:** Se identifican las regiones de fluidos en sitio, tablas de saturación por regiones, regiones en equilibrio y datos PVT por regiones.
- **SOLUTIONS:** En esta sección se especifican las condiciones iniciales del yacimiento para el cálculo de la distribución de los fluidos presentes. Para el equilibrio se requieren datos como la profundidad y presión al datum, profundidades de los contactos, así como los datos del acuífero.
- **SUMMARY:** Donde se especifican las variables de salida, tales como la producción de agua, gas y petróleo por campo o por pozo; para su futura interpretación.

- **SCHEDULE:** Aquí se declaran los datos de los pozos presentes en el yacimiento y las características de las completaciones. También se introducen datos de producción e inyección.^[11]

2.2.6.2 PETREL®

Petrel combina la experiencia de todo el equipo en un solo sistema unificado de resultados sin precedentes en eficiencia y precisión. Esto se hace a través de la integración de diferentes módulos o etapas. Dichos módulos son: Geofísica, Geología, Ingeniería de Yacimientos o Simulación, Perforación y una dinámica Visualización de resultados.

2.2.6.2.1 Geofísica

Totalmente integrado con las herramientas de ingeniería y geología, El software de sísmica Petrel permite una rápida interpretación sísmica 2D y 3D. Hace uso de computación de alto desempeño para la mejor comprensión regional del yacimiento. Muestra los datos sísmicos 3D directamente en un modelo de yacimiento para predecir el recobro y la distribución de las propiedades del yacimiento utilizando un enfoque geo-estadístico. Una extensa biblioteca de atributos sísmicos y ciertas técnicas pueden ayudar a identificar indicadores de hidrocarburos y patrones de fractura. Además, Petrel ofrece una exploración regional del yacimiento para el desarrollo de la reservas.

A través de Petrel se pueden realizar visualizaciones e interpretaciones 2D y 3D de atributos sísmicos regionales de una manera manual o mediante avanzadas técnicas de seguimiento automático. Para finalizar, el software es capaz de generar mapas de horizontes o intervalos según distribución de propiedades de la zona.

2.2.6.2.2 Geología

La identificación y recuperación de hidrocarburos requiere de un modelo geológico, preciso y de alta resolución, de la estructura y estratigrafía del yacimiento. Petrel cuenta con la habilidad de unificar su data geológica con herramientas de geofísica e ingeniería de yacimientos o simulación, permitiendo un estudio integrado que provee una precisa descripción estática del yacimiento. Con el nuevo modelo de fracturas de Petrel se pueden crear redes de fracturas para yacimientos fracturados, partiendo de la interpretación de registros de pozos y/o data sísmica. El software muestra y organiza los registros en un flexible ambiente de visualización 2D. Estima distribución de facies usando variedades de píxeles y se basa en métodos o modelos estocásticos. Realiza una distribución continua de las propiedades petrofísicas en modelos 3D usando una variedad de algoritmos, modelos de facies y datos sísmicos. Y por último, este módulo permite calcular propiedades de flujo de fluidos e identificar potenciales fallas sellantes.

2.2.6.2.3 Simulación

Una vez que se cuenta con el modelo geofísico y geológico del yacimiento, se procede con éste módulo de simulación o ingeniería de yacimientos para recrear una simulación del flujo de fluidos dentro del yacimiento. Con esto se reduce la incertidumbre del modelo y se ayuda a una futura planificación de pozos. Petrel muestra, en un entorno dinámico, el modelo del yacimiento así como la simulación de las propiedades de flujo.^[12]

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

La metodología empleada para desarrollar el presente estudio la conforman en primer lugar la revisión bibliográfica y la información disponible del yacimiento, necesarias para contar con los conocimientos previos para poder desarrollar el proyecto. Posteriormente se crea el modelo base de yacimiento con un pozo horizontal, en el cual se realizaran los distintos arreglos con los dispositivos de control de flujo.

3.1 Revisión de Material Bibliográfico

Esta etapa se inició con la recopilación de las bases teóricas que sustentaron el desarrollo de este estudio; la fuente de información bibliográfica para los rangos de los yacimientos de crudo mediano se obtuvo de la Sala de Tesis de la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui.

3.2 Realización de un modelo de yacimiento de crudo mediano con un pozo horizontal, en el cual se produzca una conificación de agua.

Para el modelo de estudio se tomaron las características de los yacimientos de crudo mediano del Golfo de Paria, al Noreste de Venezuela, los cuales se muestran en la **tabla 3.2-1**

Tabla 3.2-1 *Características de los yacimientos de crudo mediano del Golfo de Paria, al Noreste de Venezuela.*

Presión de Burbuja (Lpca)	2.404-2.603
Presión de Yacimiento (Lpca)	2.700-2.900
Temperatura de Yacimiento (°F)	150-170
Gravedad Específica del gas	0,631-0,8
°API	24,7-26
Rs (PCN/BN)	450-500
Saturación de Agua (%)	≤ 0,65
Porosidad Efectiva (%)	≥ 0,17
Volumen del Arcilla (%)	≤ 0,30
Viscosidad del Petróleo (Cps)	2,94-3,9
Salinidad (ppm)	5.000-22.000

3.2.1 La malla

Para realizar el modelo en el software de modelado geológico PETREL, se comenzó colocando las unidades con las que se deseaban trabajar, en este caso unidades de campo; luego fue creado el esqueleto de la malla en la opción “make simple grid” que conto con los valores de tope (-6.000 pies), base (-6.500 pies), ancho (1.000 pies) y largo (2.000 pies); con un incremento de celdas de 25 tanto en X como en Y (**Figura 3.2-1**).

Para crear las distintas capas de la arena, fueron añadidos cinco polígonos a 100 (pies) de separación entre ellos y se editaron para darles un buzamiento (65° Norte); seguidamente fueron transformados en superficies con la opción “make/edit surface” (**Figura 3.2-2**). Las superficies creadas son insertadas dentro del esqueleto para modificarlo. Cada celda tiene 20 pies en X, 80 pies en Y y 5 pies en Z (20x80x5).

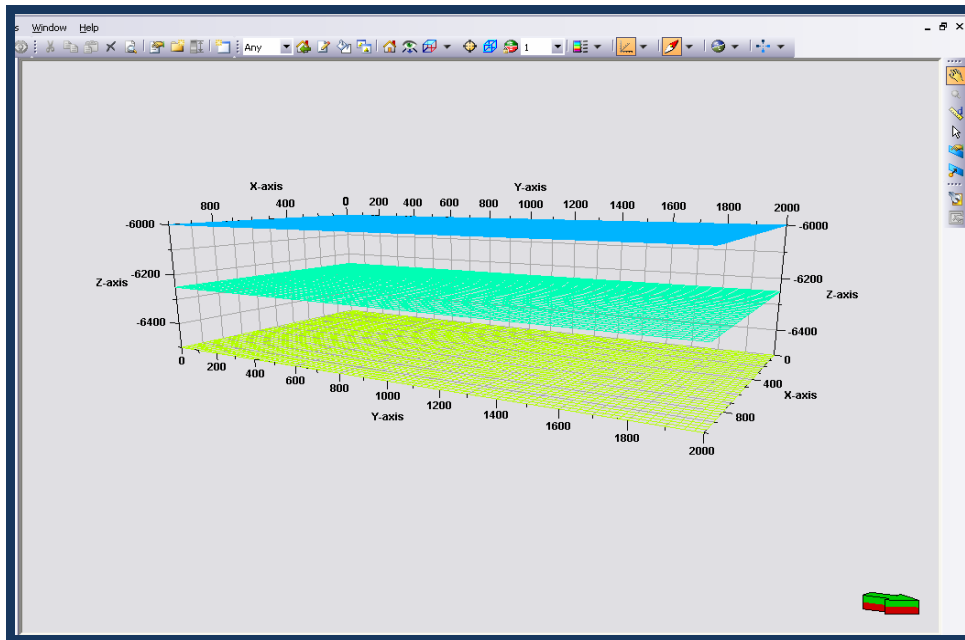


Figura 3.2-1 Esqueleto del modelo, generado en Petrel

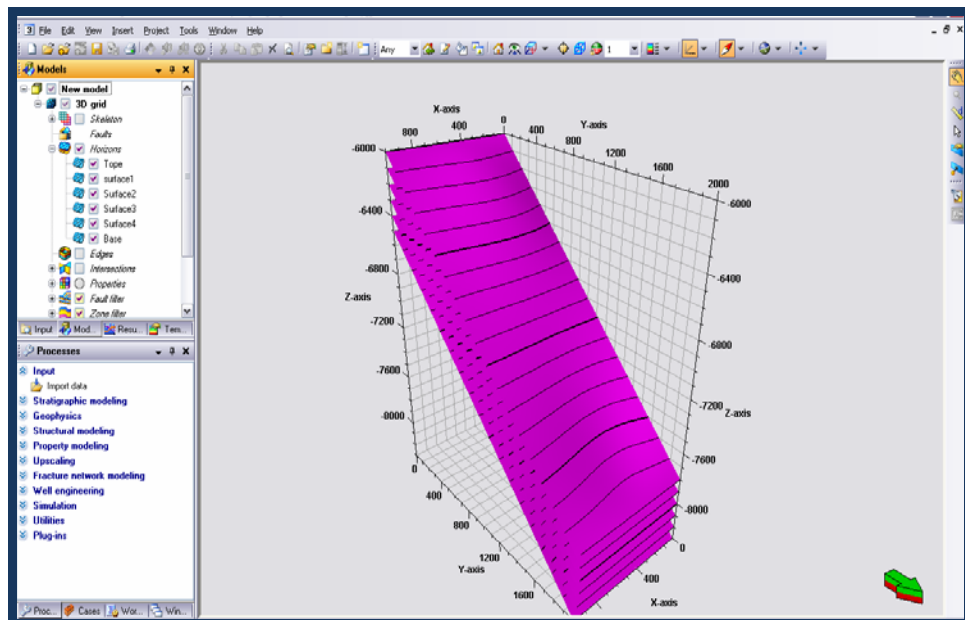


Figura 3.2-2 Superficies del modelo, con buzamiento (PETREL).

3.2.2 Fluidos del modelo

Como no se conto con las suficientes propiedades de los fluidos, fue necesario emplear una serie de correlaciones generadas para el tipo de crudo y así obtener los diferentes datos PVT de los fluidos.

- Presión de Burbujeo (Pb)

Para verificar el punto de burbuja se utilizó la correlación de Standing.

$$P_b = 18,2 \left[\left(\left[\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right]^{0,83} * 10^{0,00091T - 0,0133API} \right) - 1,4 \right] \quad (\text{Ec.3.1})$$

Donde,

Pb: Presión de Burbujeo (Lpc)

Rsi: Relación del gas en solución y el petróleo a la presión inicial (PCN/BN)

γ_g : Gravedad específica del gas (adim)

T: Temperatura (°F)

API: Gravedad API del crudo.

Los rangos de las variables independientes para la aplicación de la Ec. 3.1, se muestra en la **tabla 3.2-2**

Tabla 3.2-2 Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación de presión de burbujeo.

Rs (PCN/BN)	20-1.425
Gravedad Específica del gas	0,59-0,95
Temperatura (°F)	100-258
°API	16,5-63,8

- Relación de Solubilidad del Gas en el Petróleo (Rs)

Fue utilizada la correlación de Standing para la Relación de solubilidad del gas en el petróleo para presiones por debajo de la presión de burbuja ($P \leq P_b$).

$$R_s = \gamma_g [(P/18,2 + 1,4) * 10^{0,001255API - 0,000917}]^{1,2048} \quad (\text{Ec.3.2})$$

Donde,

Rs: Relación de solubilidad del gas en el petróleo (PCN/BN)

γ_g : Gravedad específica del gas en solución (adim)

P: Presión de interés (Lpca)

T: Temperatura (°F)

API: Gravedad API del crudo.

Los rangos de las variables independientes para la aplicación de la Ec. 3.2, se muestra en la **tabla 3.2-2**

Para Presiones por encima de la presión de Burbuja ($P > P_b$) $R_s = R_{si}$.

- Compresibilidad del Petróleo (Co)

La correlación para estimar la compresibilidad del petróleo utilizada fue Petrosky, G. E., Jr. y Farshad, F. F.

$$C_o = 1,705 \times 10^{-7} * R_s^{0,69357} * \gamma_g^{0,1885} * API^{0,3272} * T^{0,6729} * P^{-0,5906} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde,

Co: Compresibilidad isotérmica del petróleo (Lpc^{-1})

Rs: Relación de solubilidad del gas en el petróleo (PCN/BN)

γ_g : Gravedad específica del gas en solución (adim)

API: Gravedad API del crudo

T: Temperatura (°F)

P: Presión de interés (Lpca)

Los rangos de las variables independientes para la aplicación de la Ec. 3.3, se muestra en la **tabla 3.2-3**.

Tabla 3.2-3 Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación de Petrosky, G. E., Jr. y Farshad, F. F. para la Compresibilidad del Petróleo.

Rs (PCN/BN)	217-1.406
Gravedad Específica del gas	0,57-1,85
Temperatura (°F)	114-288
°API	16,5-45,0
Presión (Lpca)	1.700-10.692

- Factor Volumétrico del Petróleo (β_o)

Para presiones mayores a la presión de burbujeo ($P > P_b$) se utilizó la correlación

$$\beta_o = \beta_{ob} * e^{Co * (P_b - P)}$$

(Ec. 3.4)

Donde,

β_o : Factor volumétrico a $P > P_b$ (BY/BN)

β_{ob} : Factor volumétrico a la presión de burbujeo (BY/BN)

P: Presión de interés (Lpc)

P_b : Presión de burbuja (Lpc)

Co : Compresibilidad isotérmica del petróleo (Lpc^{-1})

Para presiones menores o igual a la presión de burbujeo ($P \leq P_b$) se utilizó la correlación de Standing para yacimientos saturados.

$$\beta_o = 0,9759 + 12 \times 10^{-5} * F^{1,2} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$F = R_{sb} * (\gamma_g / \gamma_o)^{0,5} + 1,25T \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde,

β_o : Factor volumétrico a $P \leq P_b$ (BY/BN)

R_{sb} : Relación del gas en solución y el petróleo a la presión de burbuja (PCN/BN)

γ_g : Gravedad específica del gas en solución (adim)

γ_o : Gravedad específica del petróleo (adim)

T: Temperatura (°F)

Los rangos de las variables independientes para la aplicación de la Ec. 3.5, se muestra en la **tabla 3.2-4**.

Tabla 3.2-4 Rangos de las variables independientes para la aplicación de la ecuación de Factor Volumétrico del petróleo (correlación de Standing) para presiones menores o igual a la presión de burbujeo ($P \leq P_b$)

Rs (PCN/BN)	20-1.425
Gravedad Específica del gas	0,59-0,95
Temperatura (°F)	100-258
°API	16,5-63,8
Presión de Burbuja (Lpca)	130-7.000

- Viscosidad del Petróleo (μ_o)

Para presiones mayores a la presión de burbujeo ($P > P_b$) se utilizó la correlación de Vásquez y Beggs

$$\mu_o = \mu_{ob} [P/P_b]^B \quad (\text{Ec. 3.7})$$

$$B = 2,6 * P^{1,187} * e^{(-11,513 - 8,98 \times 10^{-5} P)}$$

(Ec. 3.8)

Donde,

μ_o : Viscosidad del petróleo (Cps)

μ_{ob} : Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja (Cps)

P: Presión de interés (Lpc)

Pb: Presión de burbuja (Lpc)

Los rangos de las variables independientes para la aplicación de la Ec. 3.7, se muestra en la **tabla 3.2-5**.

Tabla 3.2-5 Rangos de las variables independientes para la aplicación de la correlación de Vásquez y Beggs para presiones mayores a la presión de burbujeo ($P > P_b$)

Rs (PCN/BN)	9,3-2.199
Gravedad Específica del gas	0,511-1,351
°API	15,3-59,5
Presión de Burbuja (Lpca)	141-9.515

Para presiones mayores o iguales a la presión de burbujeo ($P \leq P_b$) se utilizó la correlación de Beggs y Robinson.

$$\mu_o = A(\mu_{oD})^B$$

(Ec. 3.9)

$$A = 10,175(R_s + 100)^{-0,515}$$

(Ec. 3.10)

$$B = 5,44(R_s + 150)^{-0,338}$$

(Ec. 3.11)

$$\mu_{oD} = 10^X - 1$$

(Ec. 3.12)

$$X = Y T^{-1.163}$$

(Ec. 3.13)

$$Y = 10^{3.0324 - 0.02023 API}$$

(Ec. 3.14)

Donde,

μ_o : Viscosidad del petróleo (Cps)

μ_{oD} : Viscosidad del crudo muerto (Cps)

R_s : Relación de solubilidad del gas en el petróleo (PCN/BN)

API: Gravedad API del crudo

Los rangos de las variables independientes para la aplicación de la Ec. 3.9, se muestra en la **tabla 3.2-6**.

Tabla 3.2-6 Rangos de las variables independientes para la aplicación de la correlación de Beggs y Robinson para presiones menores o iguales a la presión de burbujeo ($P \leq P_b$)

Rs (PCN/BN)	20-2.070
°API	16-58
Presión (Lpc)	0-5250
Temperatura (°F)	70-295

- Factor de Compresibilidad del Gas

Se utilizó la correlación presentada por Brill y Beggs

$$Z = A + (1 - A)e^{-B} + C P_{sr}^D$$

(Ec. 3.15)

$$A = 1,39(T_{sr} - 0,92)^{0,5} - 0,36T_{sr} - 0,101$$

(Ec. 3.16)

$$B = P_{sr}(0,62 - 0,23T_{sr}) + P_{sr}^2[(0,066/(T_{sr} - 0,86)) - 0,037] + 0,32P_{sr}^6/e^{20,723(T_{sr}-1)}$$

(Ec. 3.17)

$$C = 0,132 - 0,32 \text{ Log}T_{sr}$$

(Ec. 3.18)

$$D = e^{(0,715 - 1,128T_{sr} + 0,42T_{sr}^2)}$$

(Ec. 3.19)

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}}$$

(Ec. 3.20)

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}}$$

(Ec. 3.21)

$$P_{sc} = 677 + 15\gamma g - 37,5\gamma g^2$$

(Ec. 3.22)

$$T_{sc} = 168 + 325\gamma g - 12,5\gamma g^2$$

(Ec. 3.23)

Donde,

Z: Factor de compresibilidad del gas (adim)

P_{sr} : Presión seudorreducida (Lpca)

T_{sr} : Temperatura seudorreducida (°R)

P: Presión de interés (Lpca)

T: Temperatura (°R)

P_{sc} : Presión Seudocrítica (Lpca)

T_{sc} : Temperatura Seudocrítica (°R)

γg : Gravedad específica del gas en solución (adim)

- Factor Volumétrico del Gas (β_g)

$$\beta_g = 0,00503 \frac{ZT}{P}$$

(Ec. 3.24)

Donde,

Bg: Factor volumétrico del gas (BY/PCN)

Z: Factor de compresibilidad del gas (adim)

T: Temperatura (°R)

P: Presión de interés (Lpca)

- Viscosidad del Gas (μ_g)

Fue utilizada la correlación de Lee, González y Eakin

$$\mu_g = \frac{K e^{(x\mu_g^Y)}}{10^4}$$

(Ec. 3.25)

$$K = \frac{(9,4 + 0,02M_g)T^{0,5}}{209 + 19M_g + T}$$

(Ec. 3.26)

$$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,01$$

(Ec. 3.27)

$$Y = 2,4 - 0,2X$$

(Ec. 3.28)

$$\rho_g = \frac{0,0136\gamma_g}{\beta_g}$$

(Ec. 3.29)

$$M_g = 28,96\gamma_g$$

(Ec. 3.30)

Donde,

μ_g : Viscosidad del gas (Cps)

ρ_g : Densidad del gas (gr/cc)

Mg: Peso molecular del gas (lbs/lb-mol)

Z: Factor de compresibilidad del gas (adim)

P: Presión de interés (Lpca)

T: Temperatura (°R)

- Factor Volumétrico del Agua en Formación

$$\beta_w = (1 + \Delta V_{wp})(1 + \Delta V_{wt})$$

(Ec. 3.31)

$$\Delta V_{wp} = -1,95301 \times 10^{-9} PT - 1,72834 \times 10^{-13} P^2 T - 3,558922 \times 10^{-7} P - 2,25341 \times 10^{-10} P^2$$

(Ec. 3.32)

$$\Delta V_{wt} = -1,0001 \times 10^{-2} + 1,33391 \times 10^{-4} T + 5,50654 \times 10^{-7} T^2$$

(Ec. 3.33)

Donde,

β_g : Factor volumétrico del agua en formación (BY/BN)

P: Presión de interés (Lpca)

T: Temperatura (°F)

- Compresibilidad del Agua de Formación

$$C_w = \frac{1}{7,033P + 542,5S - 537T + 403300}$$

(Ec. 3.34)

Donde,

Cw: Compresibilidad del agua de formación (lpc^{-1})

P: Presión de interés (Lpca)

T: Temperatura ($^{\circ}\text{F}$)

S: salinidad del agua de formación (grs/litro)

- Viscosidad del Agua (μ_w)

$$\mu_w = e^{(1.003 - 1.479 \times 10^{-2}T + 1.982 \times 10^{-3}T^2)}$$

(Ec. 3.35)

Donde,

μ_w : Viscosidad del Agua (cps)

T: Temperatura ($^{\circ}\text{F}$)

Una vez que fueron calculados los valores para las distintas presiones, estos datos fueron introducidos en los Keywords del simulador Eclipse PVTO, PVDG, PVTW y DENSITY en la sección PROPS; además se agrego EQUIL, donde se especifican los datos de las condiciones iniciales para el fluido del modelo y la densidad de los fluidos (**tabla 3.2-7**). Este archivo, luego se importo en PETREL.

Tabla 3.2-7 Condiciones iniciales

Presión al Datum (Lpc)	2600
Profundidad al Datum (Ft)	-6100
Contacto agua- petróleo (Ft)	-7800
Contacto gas- petróleo (Ft)	-6100

3.2.3 El Acuífero

Para Elaborar el acuífero primero se creó un polígono en la parte inferior del modelo (**Figura 3.2-3**), seguidamente en el comando “Make Aquifer” se añadió el polígono y se incorporaron los datos que definen al acuífero (**Figura 3.2-4. y 3.2-5.**). El tope del acuífero esta a -6500 pies, cuenta con un volumen de 2.000.000.000 pie³ y una salinidad de 15.000 ppm. (**Figura 3.2-6.**) El tipo de acuífero seleccionado para el estudio fue el modelo de Fetkovich, ya que su teoría es más simple que la de otros métodos y su aplicación más fácil. Se utiliza un procedimiento de ensayo y error para evaluar las constantes de intrusión de agua con datos de producción. El índice de productividad es adecuado para describir la intrusión de agua desde un acuífero finito a un yacimiento de hidrocarburos.

Los acuíferos de Fetkovich son basados en el índice de productividad del estado pseudo-estable y el balance de materiales entre la presión del acuífero y el influjo acumulado.

El acuífero fluye de manera similar a la ecuación de desempeño del influjo en los pozos. La relación del acuífero al yacimiento es muy similar a la relación del yacimiento al pozo. La solución de la ecuación de difusividad radial en la que el pozo es tratado como un yacimiento mientras que el yacimiento es tratado como un acuífero obteniendo resultados análogos a los resultados familiares obtenidos para los pozos. La consecuencia es que, dan las mismas condiciones límite, el IP del acuífero es virtualmente idéntico en la forma al IP del pozo. Los acuíferos de Fetkovich pueden representar efectivamente un amplio rango de tipos de acuíferos desde el acuífero de estado estable infinito el cual sufre presión constante soporte para el bache del acuífero, el cual es pequeño comparado con el yacimiento y cuyo comportamiento es determinado por el influjo del yacimiento.

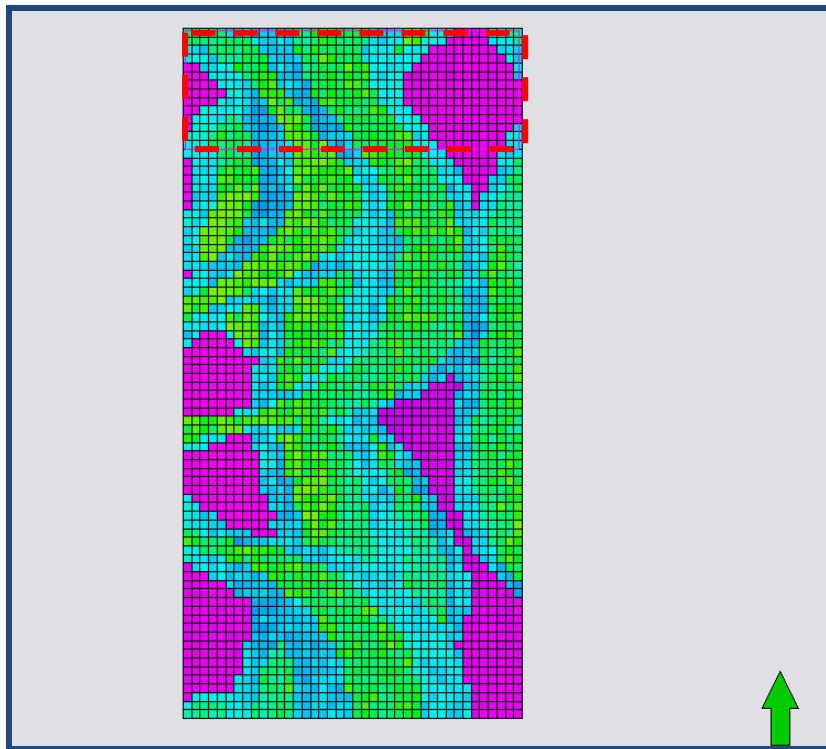


Figura 3.2-3 Polígono para crear el acuífero.

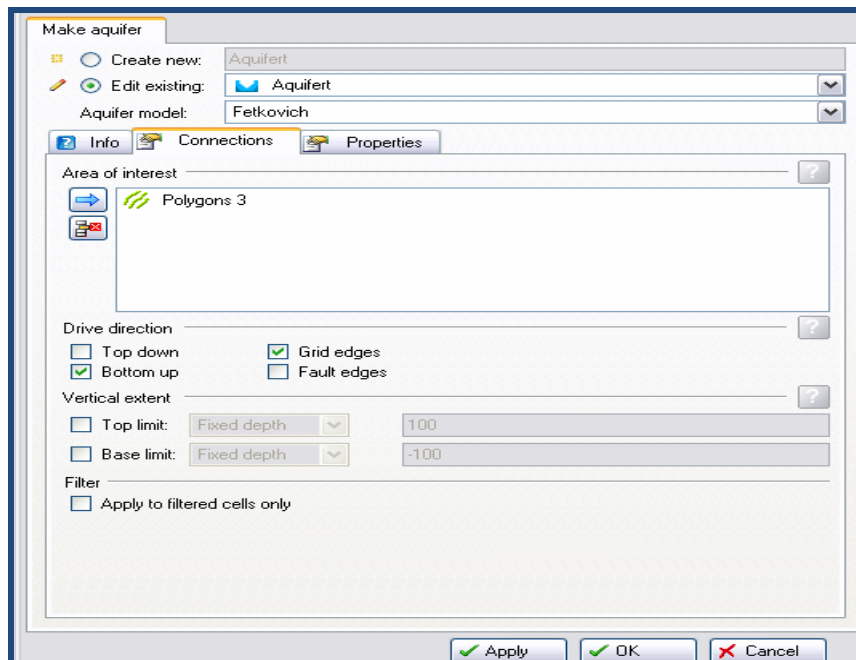


Figura 3.2-4 Incorporación de los datos de conexiones del acuífero en PETREL.

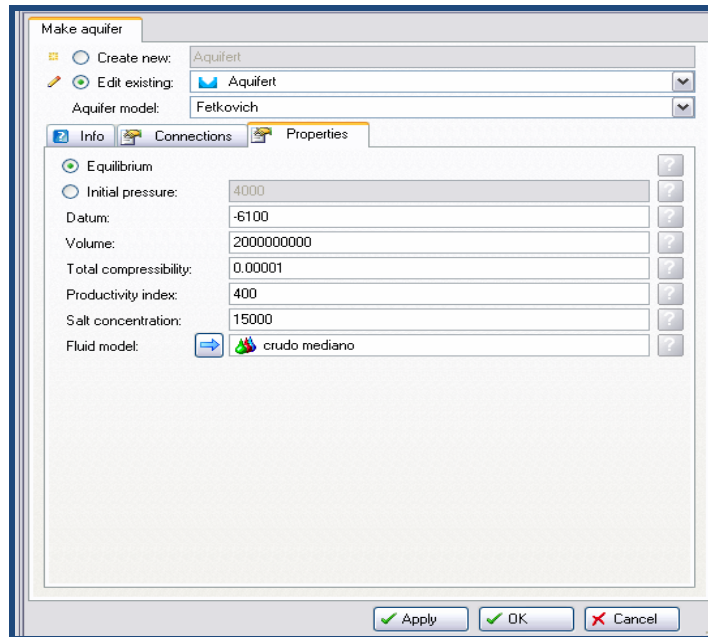


Figura 3.2-5 Incorporación de las propiedades del acuífero en PETREL.

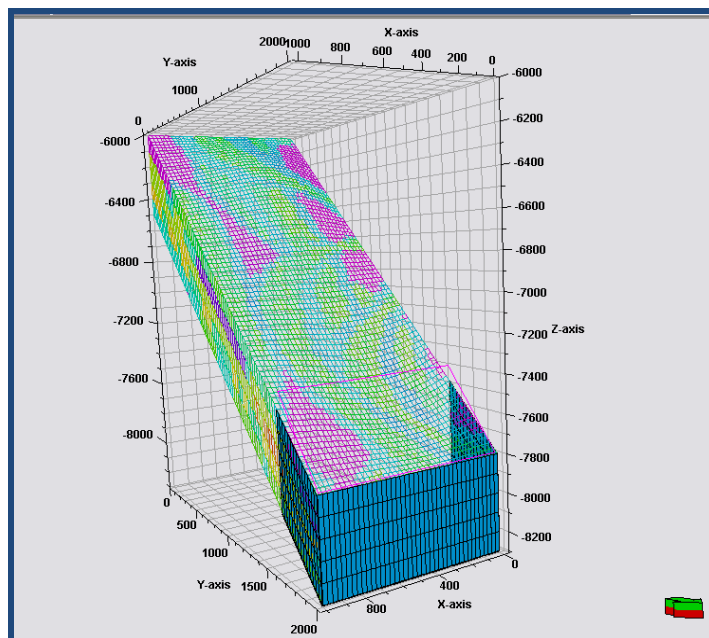


Figura 3.2-6 El acuífero generado en PETREL.

3.2.4 Modelado de Facies

En el Golfo de Paria las rocas que forman los yacimientos son principalmente rellenos de canales, basado en esto se crearon en PETREL distintos canales con el fin de diferenciar las propiedades de cada una de las capas de la arena; logrando con esto que la invasión de agua sea diferente por cada capa. En el comando “Facies Modeling” se indica al simulador el número de canales, la facies (grano fino, grano grueso o lutita), ancho, largo y amplitud de los canales (**Figura 3.2-7**).

La forma de los canales fue escogido aleatoriamente por el simulador, mientras el número de canales fue sensibilizado para diferenciar cada capa (**Figura 3.2-8**)

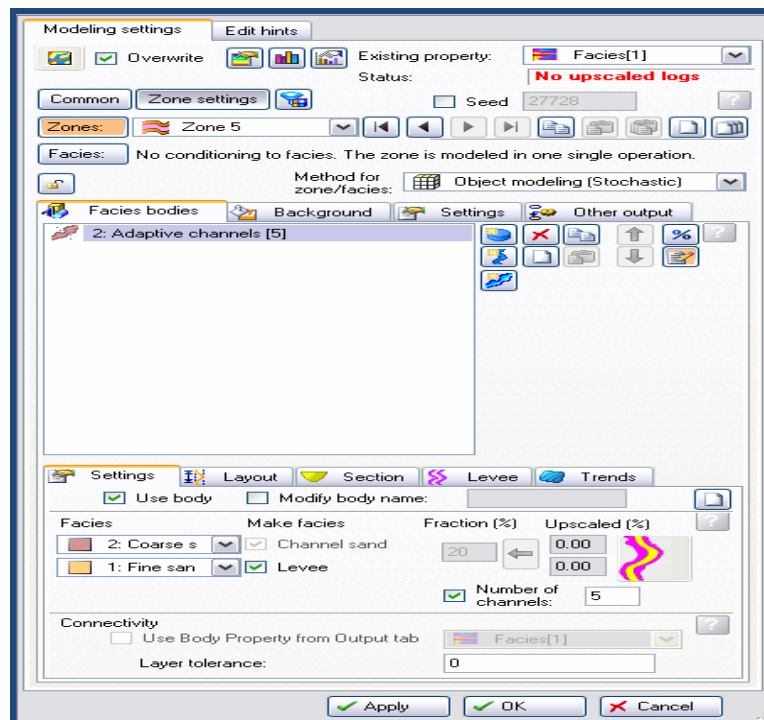


Figura 3.2-7 “Facies Modeling”

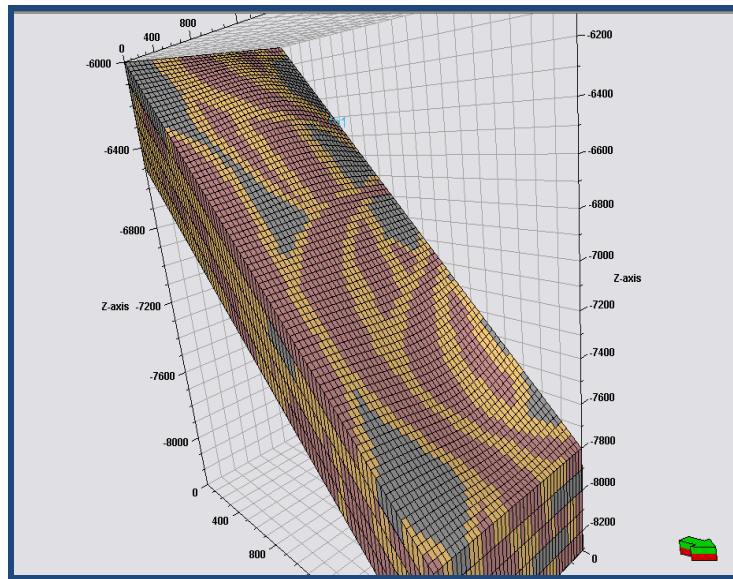


Figura 3.2-8 Facies generadas en PETREL.

3.2.5 Porosidad

Con la ayuda del comando “Petrophysical Modeling” (**Figura 3.2-9**), se define el rango de porosidad para cada una de las capas y cada una de las facies presentes. En dicho comando se especificaron diferentes rangos de porosidad para que el modelo contara con heterogeneidad, acercándolo más a un modelo real. En el interior de canal existe una mayor porosidad que en los alrededores (**Figura 3.2-10**)

Para evitar errores de convergencia en las corridas de simulación fue necesario desactivar algunas celdas, utilizando el keyword ACTNUM se indicó en la calculadora de Petrel que las celdas con porosidades menores a 0,05 son desactivadas.

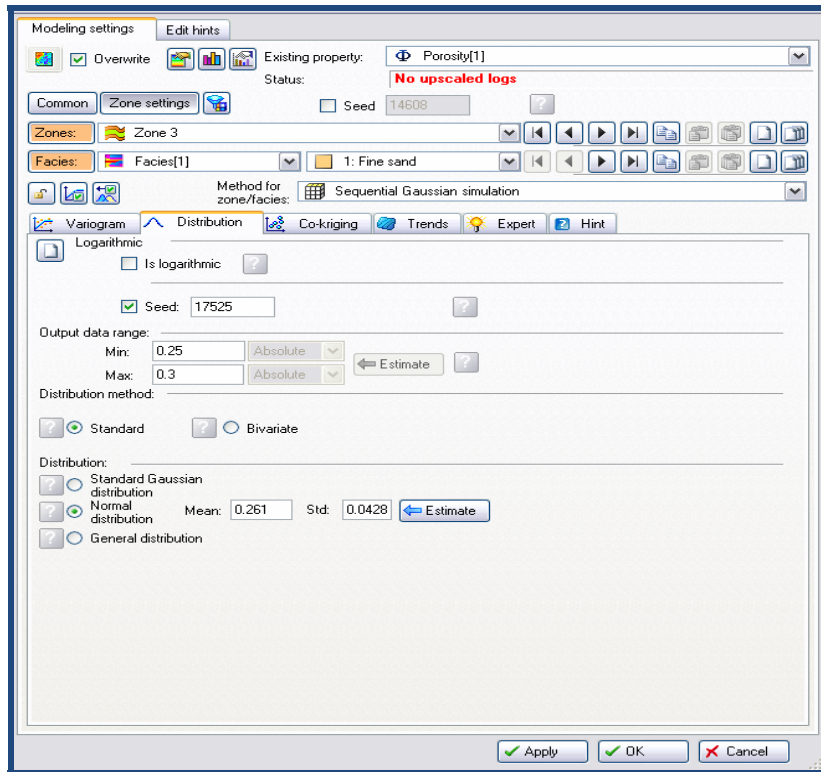


Figura 3.2-9 “Petrophysical Modeling”

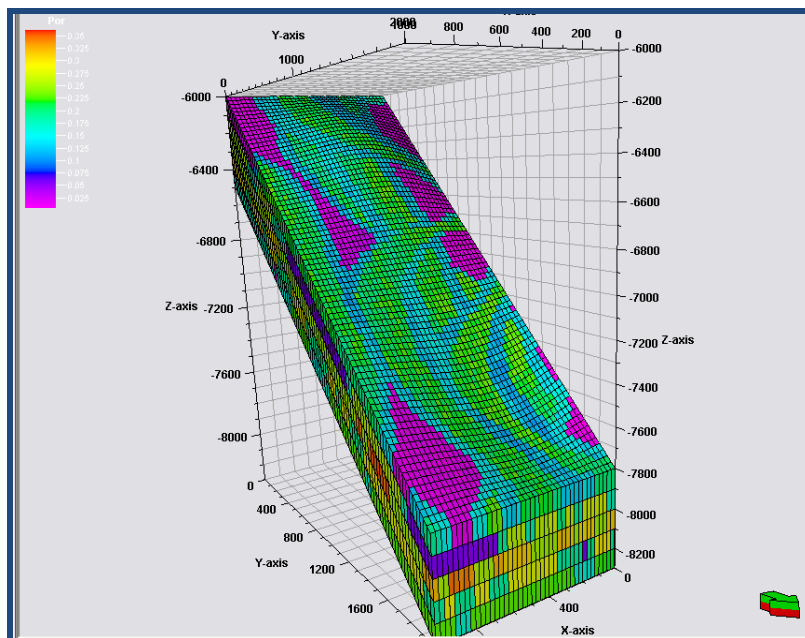


Figura 3.2-10 Porosidad del Modelo.

3.2.6 Permeabilidad

La permeabilidad del modelo se estableció en función a la porosidad. Con la Calculadora de Petrel fue añadida la ecuación de Timur (Ecuación 3.37), indicando así que la permeabilidad horizontal (**Figura 3.2-11**) estaba en función de la porosidad y de la saturación de agua inicial. En la misma calculadora del simulador se estableció que la permeabilidad horizontal era 10 veces la permeabilidad vertical (**Figura 3.2-12**)

$$K^{1/2} = \frac{100\phi^{2.25}}{Swi}$$

(Ec. 3.37)

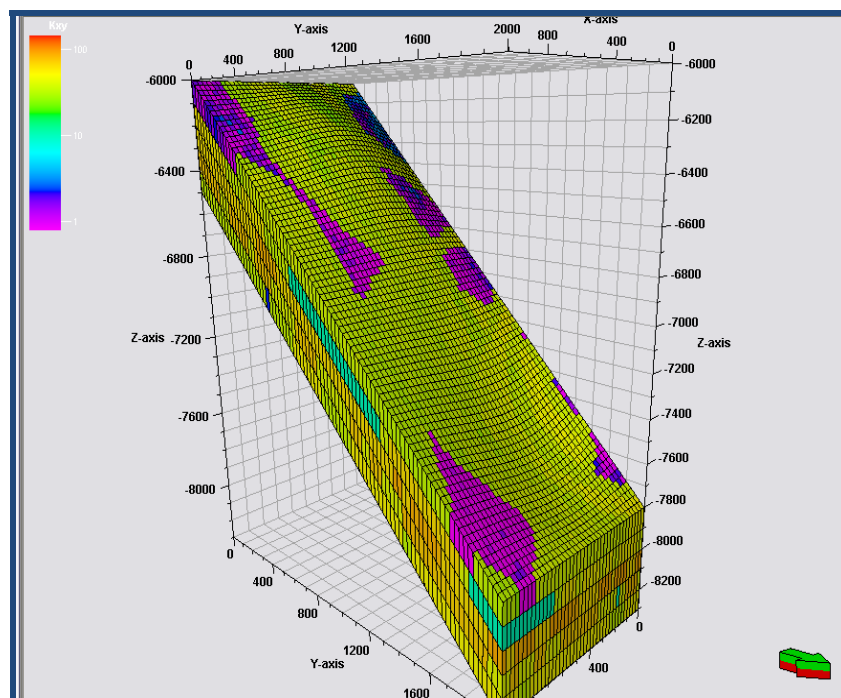


Figura 3.2-11 Permeabilidad Horizontal.

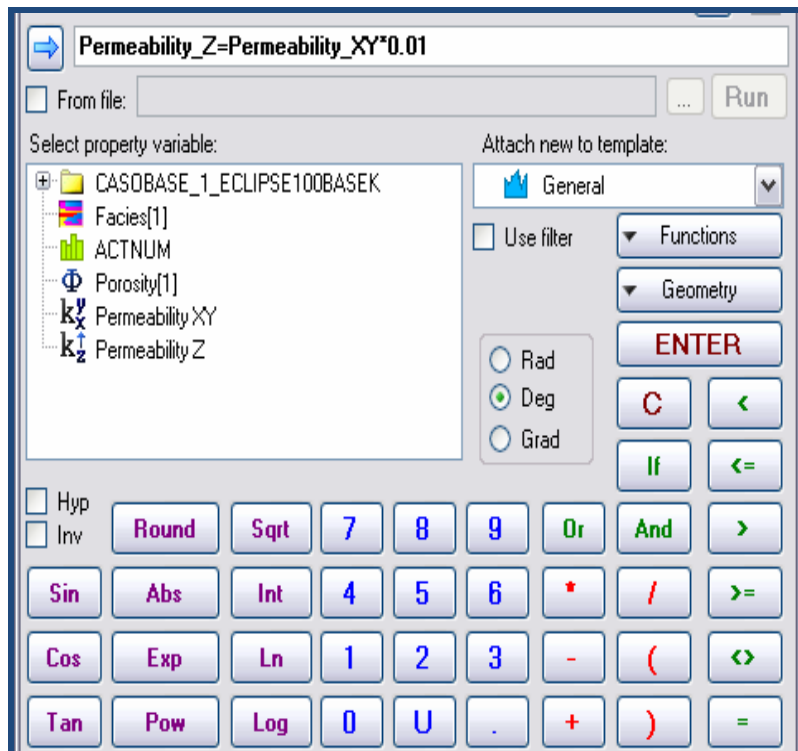


Figura 3.2-12 Calculadora de Petrel, añadiendo la permeabilidad vertical.

3.2.7 Caso Base

Para estudiar la efectividad de la tecnología de ICD, fue necesario contar con un caso base, el cual no cuenta con dichos dispositivos; y sirve como punto de referencia para evaluar la factibilidad de los diferentes arreglos que se plantearan más adelante.

3.2.7.1 El Pozo (Caso Base)

El pozo horizontal creado para el caso base, llamado Pozo UDO, cuenta con las coordenadas mostradas en la **tabla 3.2-8**. Atraviesa al yacimiento transversalmente y cuenta con una completación sencilla a hueco abierto.

Tabla 3.2-8 Coordenadas del pozo UDO (Caso Base)

x	y	z
126,44	525	-6.485,60
913,24	525	-6.834,85

3.2.7.2 Estrategia de Producción del Pozo (Caso Base)

Para la estrategia de producción del Pozo UDO se selecciono un tiempo de producción de 20 años (2.011-2.031), una tasa de Petróleo de 3.000 BN/D y una presión de fondo fluvente de 1.000 Lpc (**Figura 3.2-14**)

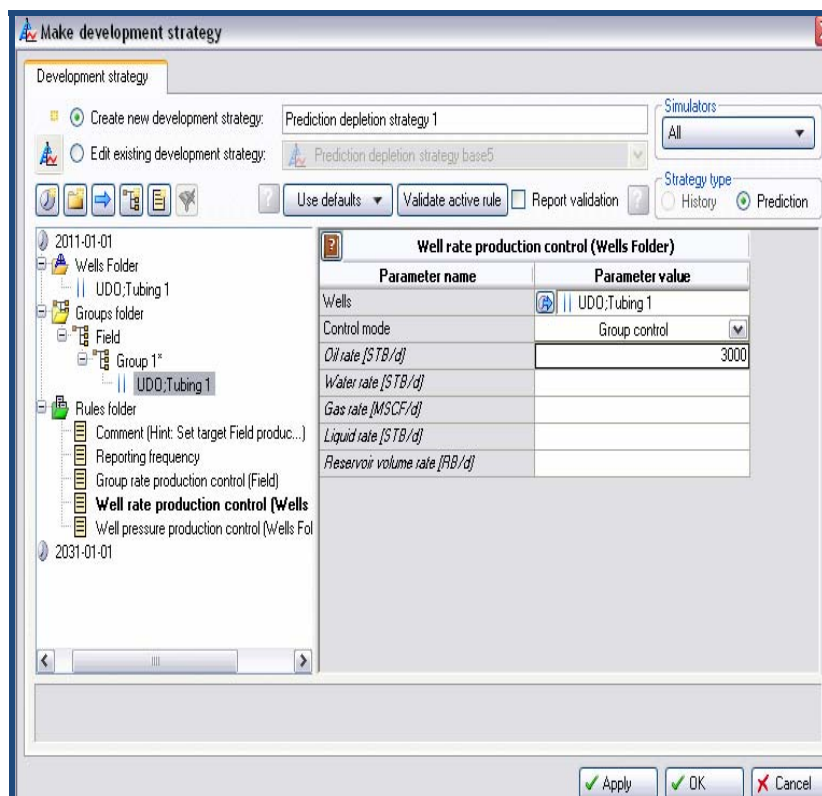


Figura 3.2-13 Definiendo la estrategia de producción del Pozo UDO.

3.2.7.3 Simulación del modelo (Caso Base)

Para el primer caso de simulación, fueron introducidos los datos de la malla, las propiedades de la roca, el acuífero, la estrategia de producción del Pozo UDO, la permeabilidad, las propiedades PVT (**Figura 3.2-14**). Después se corre el caso, se genera la carpeta de simulación donde se puede observar el comportamiento del yacimiento durante 20 años.

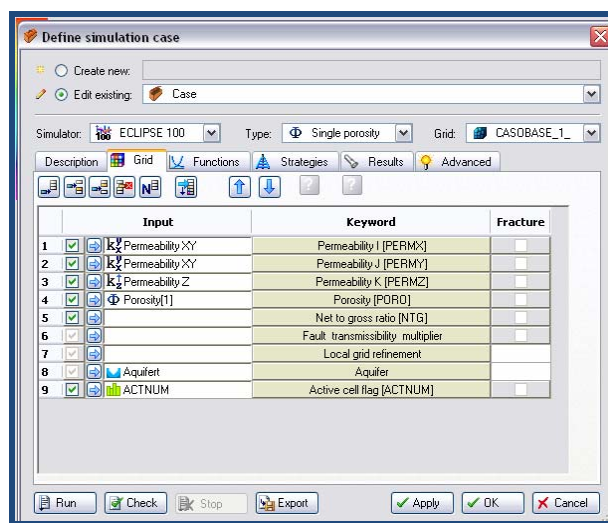


Figura 3.2-14 Definiendo la corrida de simulación del caso base.

3.3 Diseño de distintos arreglos de dispositivos de control de flujo para el escenario planteado

Para hacer las modificaciones, se copio y pego el pozo UDO del caso base. El nombre del pozo fue cambiado a ICD_1. El revestidor quedo igual, pero se completo toda la arena (**Figura 3.3-1**)

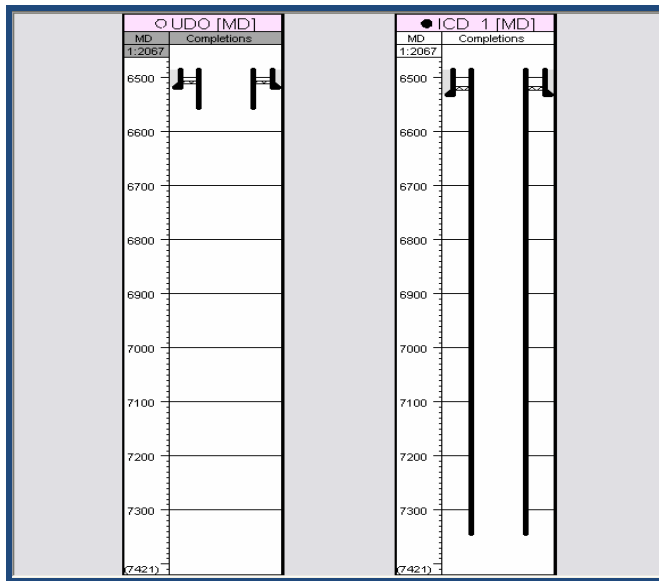


Figura 3.3-1 Pozo ICD_1.

Para realiza el estudio fue necesario establecer diferentes zonas de permeabilidad, obteniendo así tres segmentos (**Figura 3.3-2**). Los arreglos de ICDs serán definidos por segmento, es decir, que en cada segmento existirá el mismo arreglo.

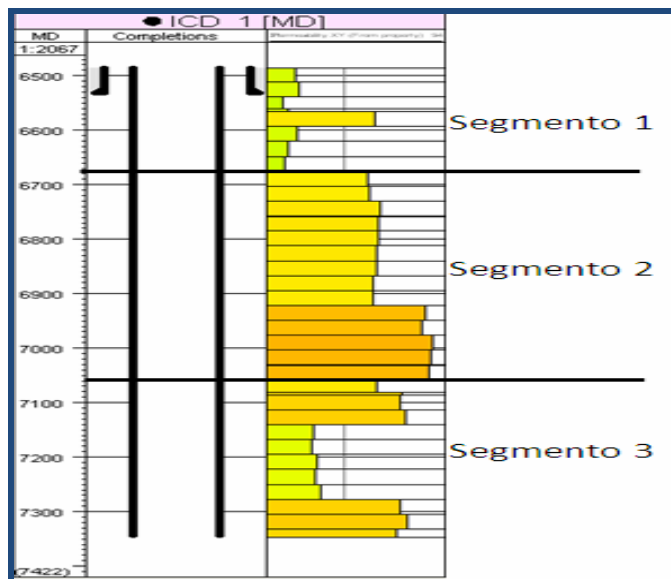


Figura 3.3-2 Zonas de permeabilidad.

Luego Fueron colocados los ICDs, en el comando “Well Completion Desing” se selecciono la opción de las válvulas de flujo. Cada ICD colocado tiene 50 pies de largo, y entre los ICDs fue añadida una empacadura. A lo largo de la tubería fueron puestos quince (15) ICDs, dieciséis (16) empacaduras y una (1) válvula de choque (Figura 3.3-3).

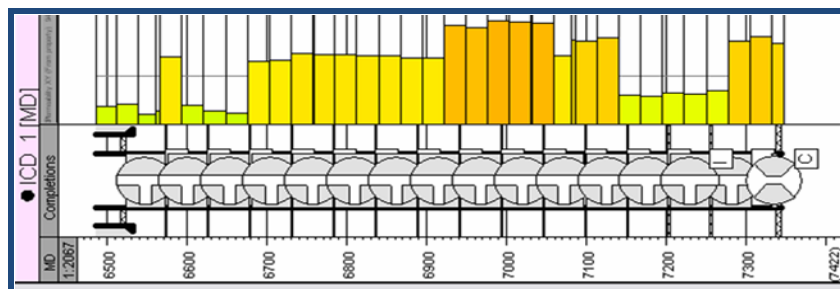


Figura 3.3-3 ICDs en el pozo ICD_1.

Como se trata de un pozo horizontal, las presiones, la fricción y las diferencias entre las propiedades de los fluidos son muy importantes. Por ello es necesario usar los pozos multisegmentados, ya que con esta opción el simulador divide el pozo en segmentos, controlando la longitud de cada segmento, los ángulos cruzados y la cantidad de zonas perforadas entre ellos.

En el comando “Define Well Segmentation” el pozo ICD_1 fue dividido en segmentos (Figura 3.3-4). A partir de esta completación se realizaron los diseños de los distintos arreglos de dispositivos de control de flujo.



Figura 3.3-4 Pozo Multisegmentado.

Fueron establecidos varios arreglos de icd's variando el número y tamaño de los orificios (**Figura 3.3-5**) en la opción "Completions manager", cada icd de un mismo segmento tiene la misma configuración.

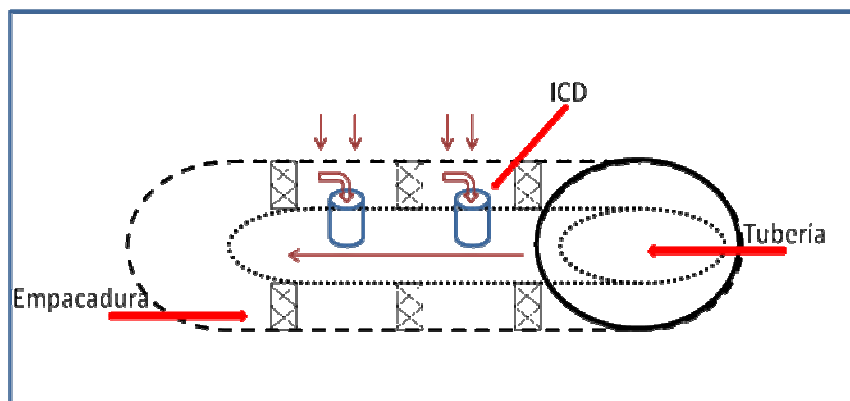


Figura 3.3-5 Configuraciones de los dispositivos.

Distintas corridas de simulación se generaron a partir de diferentes combinaciones de configuraciones de los dispositivos (**Tabla 3.3-1**), fue observado cómo variaba la producción de agua y de petróleo para cada caso; luego se seleccionaron 4 casos para ser comparados con el caso base y para evaluar su factibilidad económica (**Tabla 3.3-2**)

Tabla 3.3-1 Configuraciones de los dispositivos de control de flujo utilizados.

N° de Orificios	1 a 5
Diámetro de orificios (mm)	1 a 6
Diámetro interno (pulgadas)	5,5
diámetro externo (pulgadas)	4,5
Longitud (pies)	50

Tabla 3.3-2 Casos seleccionados para el estudio.

<u>Caso 1</u>			
	<i>segmento 1</i>	<i>segmento 2</i>	<i>Segmento 3</i>
N° de Orificios	4	2	1
Diámetro de orificios (mm)	4	2	3
Área seccional (pie²)	0,00055425	0,000069282	0,000077942
<u>Caso 2</u>			
	<i>segmento 1</i>	<i>segmento 2</i>	<i>Segmento 3</i>
N° de Orificios	5	2	1
Diámetro de orificios (mm)	4,5	1,2	2
Área seccional (pie²)	0,00087685	0,000024941	0,000034641
<u>Caso 3</u>			
	<i>segmento 1</i>	<i>segmento 2</i>	<i>Segmento 3</i>
N° de Orificios	5	2	5
Diámetro de orificios (mm)	6	2,5	6
Área seccional (pie²)	0,1187	0,000201513	0,1187
<u>Caso 4</u>			
	<i>segmento 1</i>	<i>segmento 2</i>	<i>Segmento 3</i>
N° de Orificios	4	2	2
Diámetro de orificios (mm)	4	2	1,2
Área seccional (pie²)	0,00055425	0,000069282	0,000024941

3.4 Comparación del desempeño de un pozo horizontal con ICD's con respecto a un caso convencional

Se establecieron comparaciones entre el comportamiento de producción, tanto de agua como de petróleo, del caso base y los casos seleccionados para hacer el estudio; esto con la ayuda de las graficas de producción de cada caso.

3.5 Evaluación Económica

Para determinar la factibilidad económica del uso de los dispositivos de control de flujo se realizó una evaluación económica que consistió en calcular el valor presente neto, utilizando los valores de costos estándar en la industria petrolera. Para calcular VPN se utilizaron las siguientes formulas básicas:

$$\text{Ingreso Bruto} = \text{Producción de Petróleo} \times 100 \text{ \$/Bl} \times 365 \quad (\text{Ec. 3.38})$$

$$\text{Regalías} = \text{Ingreso Bruto} \times 0,3 \quad (\text{Ec. 3.39})$$

$$\text{Impuesto} = \text{Ingreso Bruto} \times 0,5 \quad (\text{Ec. 3.40})$$

$$\text{Costos Operacionales} = \text{Producción de Petróleo} \times 9 \text{ \$/Bl} \times 365 \quad (\text{Ec. 3.41})$$

$$\text{Costo Proc. Agua} = \text{Producción de Agua} \times 4 \text{ \$/Bl} \times 365 \quad (\text{Ec. 3.42})$$

$$\begin{aligned} \text{FNE} = & \text{Ingreso Bruto} - \text{Regalías} - \text{Impuesto} \\ & - \text{Costos Oper.} - \text{Costo Proc. Agua} \end{aligned} \quad (\text{Ec. 3.43})$$

$$VP = \frac{FNE}{(1+Tasa\ de\ descuento)^{tiempo}}$$

(Ec. 3.44)

$$VPN = \sum_{tiempo=0}^n VP$$

(Ec. 3.45)

El VPN un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Es definido como la suma de los valores presentes (VP) de los flujos de efectivo individuales La metodología consiste en descontar del VP cada entrada/salida de flujos de efectivo.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1 Realización de un modelo de yacimiento de crudo mediano con un pozo horizontal, en el cual se produzca una conificación de agua.

El modelo creado cuenta con las propiedades principales para ser considerado aceptable para el estudio, ya que presenta las heterogeneidades presentadas en un yacimiento real.

Las Facies creadas muestran una presencia de arena de grano fino de 42,65%, arena de grano grueso de 49,50 % y de lutita de 7,85%. La Porosidad fue ajustada a los canales de las facies, teniendo una mayor porosidad la arena de grano grueso y una porosidad muy pequeña la lutita (**Figura 4.1-1**). Los valores de permeabilidad horizontal calculados con la ecuación de Timur pueden observarse en la Figura 4.2., mientras que la permeabilidad vertical es 10 veces menor a la horizontal.

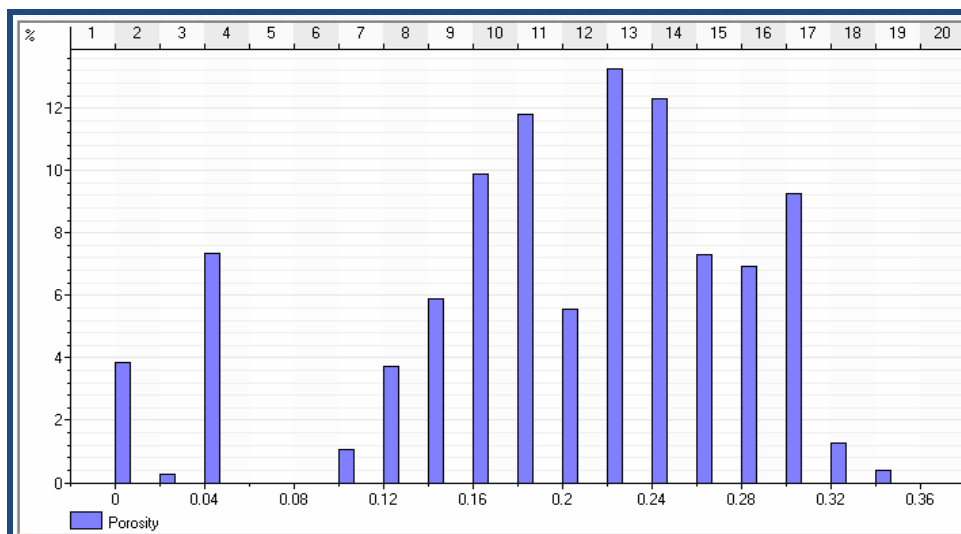


Figura 4.1-1 Histograma de la Porosidad.

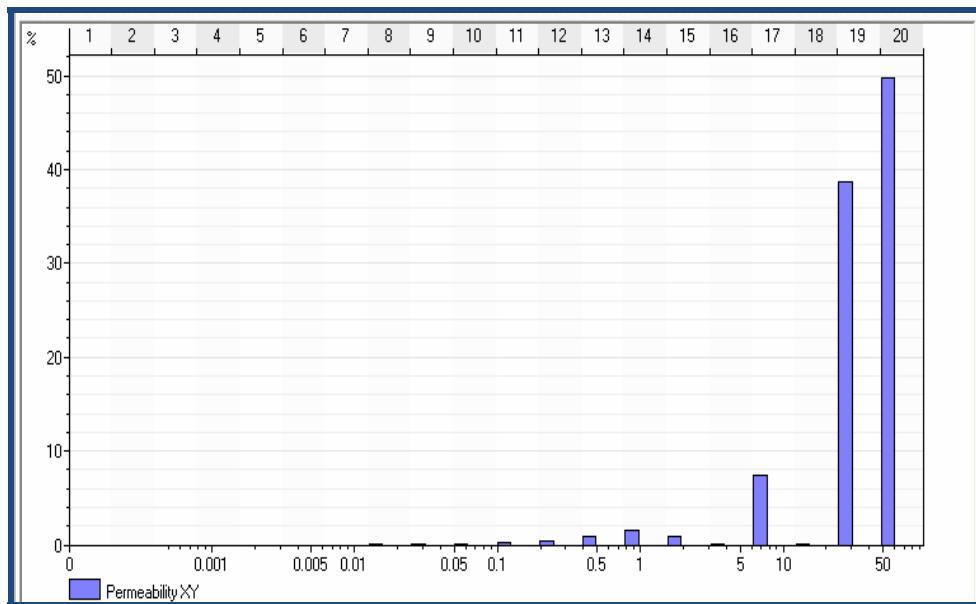


Figura 4.1-2 Histograma de la permeabilidad horizontal.

4.1.1 Fluidos del modelo

Para la elaboración del PVT sintético se utilizaron datos de entrada promedio de fluidos característicos de los yacimientos del Golfo de Paria, al noreste de Venezuela; el °API introducido fue 25, que lo define como crudo mediano. Como la presión inicial del yacimiento (2.755 Lpc) es mayor a la presión de burbujeo (2.600 Lpc), se puede puntualizar que el yacimiento estaba inicialmente subsaturado.

Los resultados obtenidos de las propiedades PVT del petróleo y el gas se muestran en la **Tabla 4.1-1**, donde los valores resaltados representan las propiedades PVT a la presión inicial del yacimiento y la presión de burbujeo.

Tabla 4.1-1 Propiedades PVT del petróleo y gas del modelo de yacimiento.

Presión Lpc	Propiedades PVT del Petróleo			Propiedades PVT del Gas	
	Rs PCN/BN	Bo BY/BN	μo Cps	Bg BY/PCN	μg Cps
2830	475,47020	1,24063	1,49544	0,000945	0,01426
2800	475,47020	1,24096	1,49115	0,000954	0,01417
2790	475,47020	1,24106	1,48973	0,000957	0,01414
2780	475,47020	1,24117	1,48831	0,000960	0,01411
2755	475,47020	1,24145	1,48480	0,00097	0,01404
2750	475,47020	1,24150	1,48410	0,00097	0,01403
2700	475,47020	1,24206	1,47720	0,00099	0,01389
2650	475,47020	1,24263	1,47043	0,00100	0,01375
2600	475,47023	1,24322	1,46380	0,00102	0,01360
2400	432,18027	1,22292	1,57268	0,00110	0,01304
2300	410,80438	1,21299	1,63331	0,00115	0,01277
2200	389,61596	1,20322	1,69870	0,00120	0,01250
2100	368,62170	1,19361	1,76938	0,00126	0,01223
2000	347,82881	1,18415	1,84602	0,00132	0,01197
1900	327,24519	1,17486	1,92933	0,00139	0,01171
1800	306,87943	1,16574	2,02019	0,00148	0,01146
1700	286,74097	1,15679	2,11960	0,00157	0,01122
1600	266,84025	1,14802	2,22874	0,00168	0,01099
1500	247,18883	1,13942	2,34902	0,00180	0,01077
1400	227,79964	1,13102	2,48208	0,00194	0,01056
1300	208,68723	1,12280	2,62991	0,00211	0,01036
1200	189,86810	1,11478	2,79489	0,00230	0,01017
1100	171,36117	1,10697	2,97987	0,00253	0,00998
1000	153,18836	1,09937	3,18830	0,00281	0,00981
900	135,37538	1,09200	3,42440	0,00315	0,00966
800	117,95293	1,08486	3,69325	0,00358	0,00951
700	100,95834	1,07796	4,00106	0,00414	0,00937
600	84,438130	1,071331	4,355289	0,004875	0,009243
500	68,452099	1,064985	4,764751	0,005912	0,009127
400	53,080410	1,058949	5,239431	0,007467	0,009022
300	38,437042	1,053264	5,789476	0,010056	0,008929

Mientras que los valores obtenidos para las propiedades del agua a la presión de referencia se muestran en la Tabla 4.2

Tabla 4.1-2 Propiedades del Agua.

Presión (Lpc)	AV wt	AV Wp	Bw (BY/BN)	Cw (Lpc -1)	μ_w (Cps)
2600	-0,010001	-0,0024565	0,98756707	2,372E-06	0,44340376

A continuación se muestran los gráficos del comportamiento de cada uno de los parámetros PVT del petróleo y el gas del modelo de yacimiento en estudio, en función de la presión.

■ Propiedades PVT del petróleo

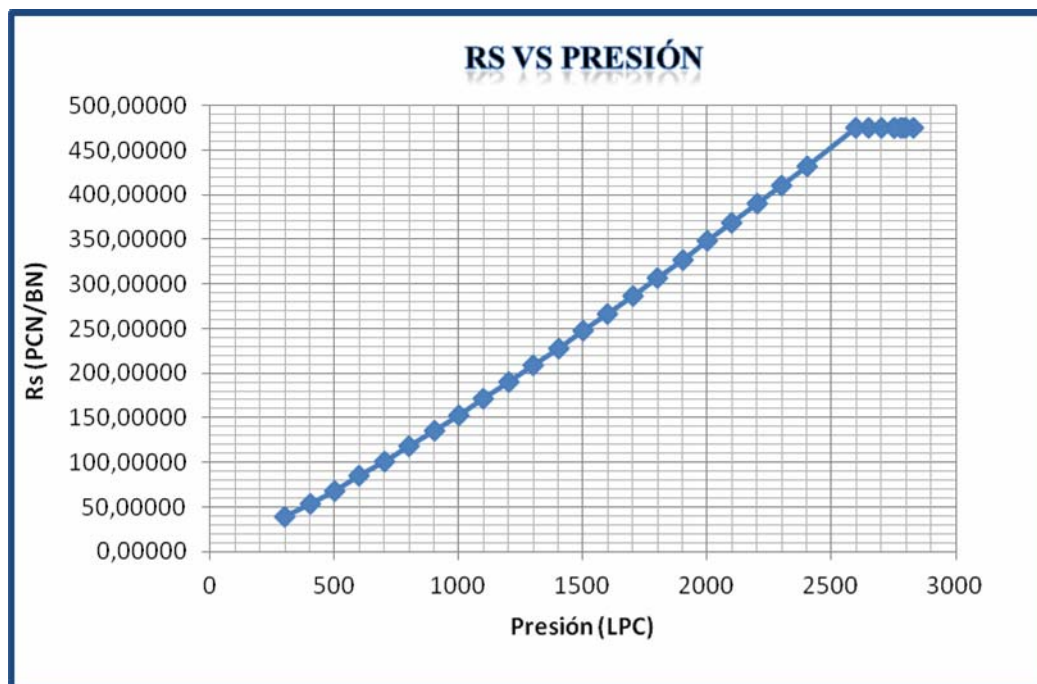


Figura 4.1-3 Solubilidad del gas en el petróleo vs presión.

El valor de la relación de solubilidad del gas en el petróleo calculado a la presión de burbujeo resultó ser 475,47 PCN/BN. Como se muestra en la **Figura 4.1-3**, la R_s a presiones mayores a la presión de burbujeo es constante e igual a R_i , ya que a estas presiones no se libera el gas en el espacio poroso y la mezcla se desplaza como líquido hacia el pozo. Cuando la presión se reduce por debajo de la presión de burbujeo, se comienza a liberar gas en el yacimiento y, por lo tanto, menos gas permanece en solución.

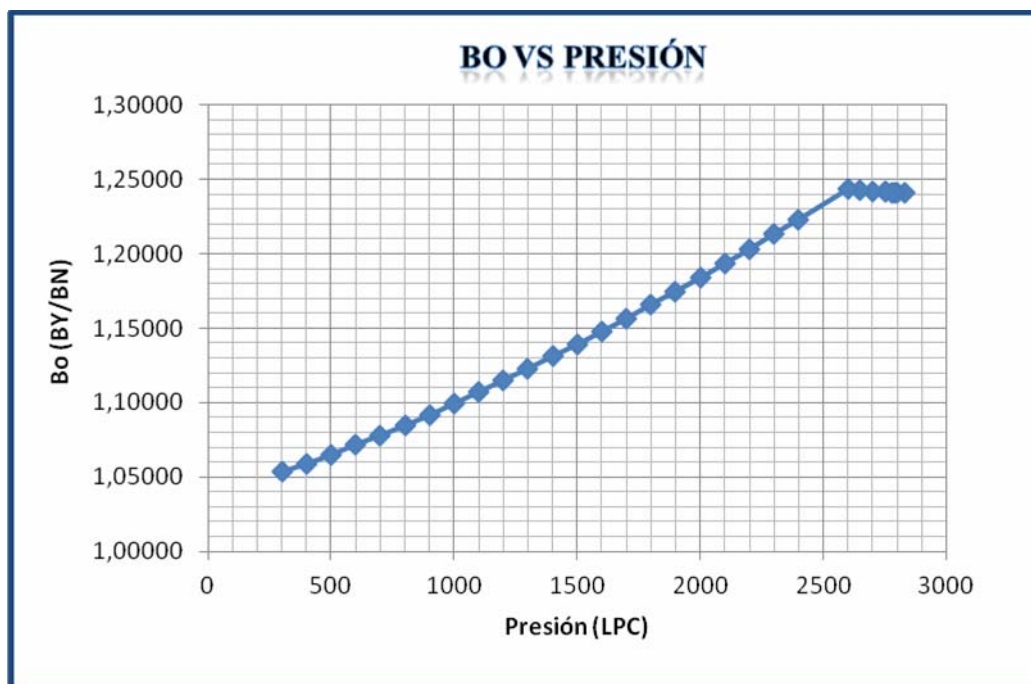


Figura 4.1-4 Factor volumétrico del petróleo vs presión.

La **Figura 4.1-4** Muestra el comportamiento teórico del B_o , por encima del punto de burbujeo, a medida que la presión disminuye, el B_o aumenta debido a que el gas en solución se expande. Una vez que se alcanza el punto de burbujeo, a medida que la presión decrece, el B_o disminuye debido a la liberación del gas disuelto.

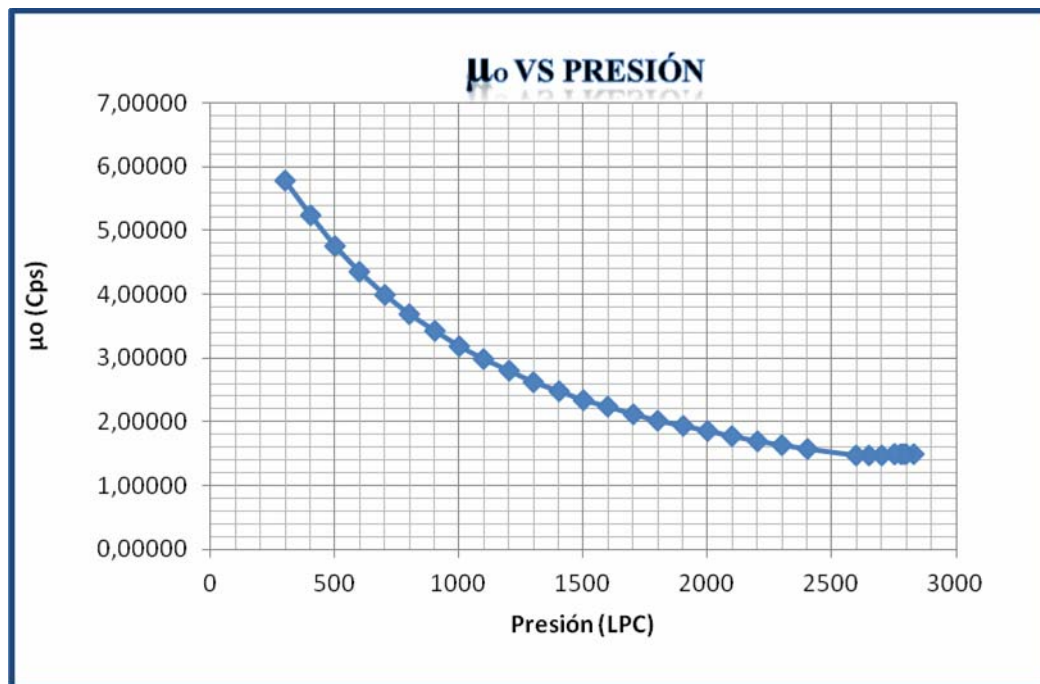


Figura 4.1-5 Viscosidad del petróleo vs presión.

Por otro lado, la viscosidad del petróleo (μ_o) a medida que disminuye la presión, desde la inicial hasta la de burbujeo, la viscosidad disminuye como consecuencia que la expansión del gas disuelto hace que el crudo se desplace con mayor facilidad. Mientras que, si la presión decrece por debajo de la de burbujeo, el crudo empieza a liberar los componentes livianos, causando que la viscosidad aumente. En la **Figura 4.2-5**. se aprecia este comportamiento.

● Propiedades PVT del Gas

Las **Figuras 4.1-6.** y **4.1-7.** muestran el comportamiento de la viscosidad y el factor volumétrico del gas con respecto a la presión.

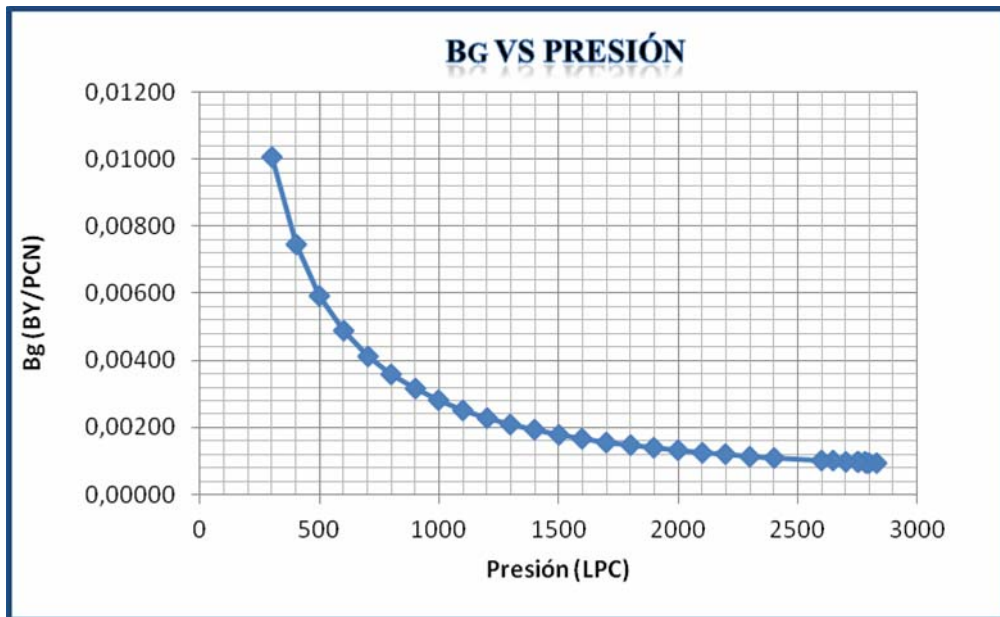


Figura 4.1-6 Factor volumétrico del gas vs presión.

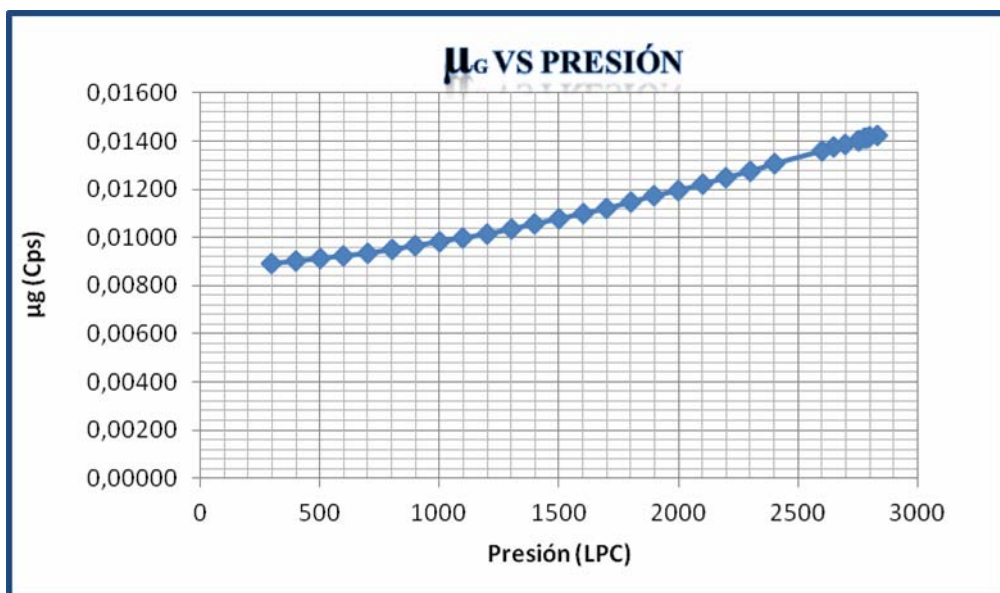


Figura 4.1-7 Viscosidad del gas vs presión.

4.1.2 Caso Base

Luego de hacer la corrida con el pozo UDO, fue generada la carpeta de simulación donde se observaron las variaciones de las propiedades para 20 años de producción. Con la propiedad de saturación de agua se pudo verificar que se presentaba conificación de agua durante la producción, ya que el agua llegaba más rápido al pozo en unas capas que en otras (**Figura 4.1-8.**)

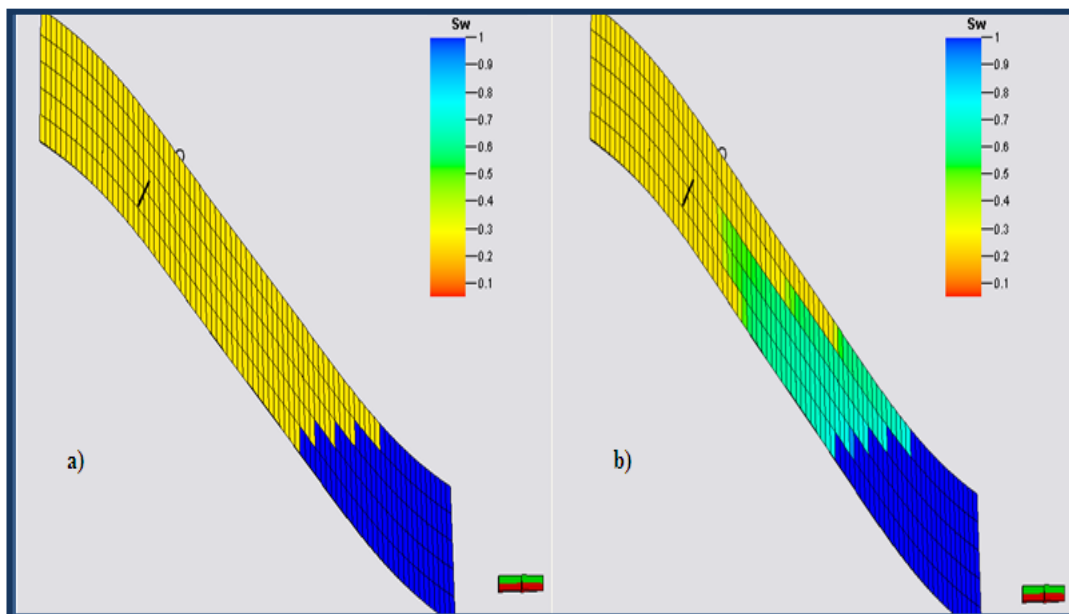


Figura 4.1-8 a) Saturación de Agua inicial. b) Saturación de agua en el año 2016, donde se observa la conificación de agua.

La producción de petróleo inicial del caso base fue de 3.000 BN/D, luego decayó a 2.456 BN/D a los 1.825 días de producción; y la intrusión de agua llegó al pozo aproximadamente a los 2.920 días. (**Figura 4.1-9**)

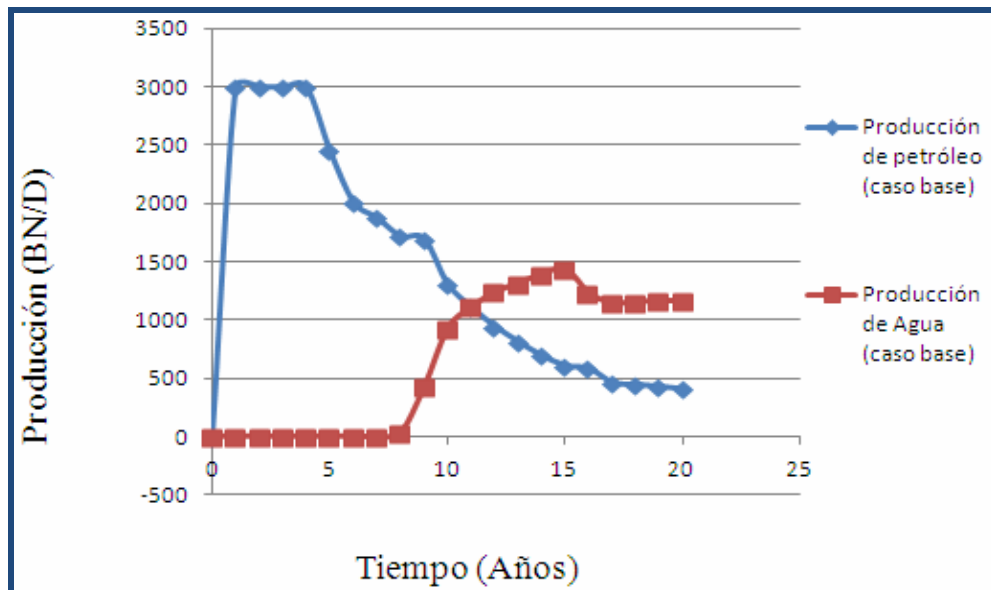


Figura 4.1-9 Tasas de Producción del caso base.

4.2 Diseño de distintos arreglos de dispositivos de control de flujo para el escenario planteado

A los dispositivos de cada segmento les fue diseñado un distinto arreglo, el cual consistió en variar el número de orificios y el diámetro de dichos orificios. Estos arreglos fueron seleccionados en base a la permeabilidad de cada segmento, así en las zonas donde existiera mayor permeabilidad el número y tamaño de los orificios fueron los más pequeños; siempre teniendo en cuenta estar cercanos a los parámetros comerciales.

En el caso 1 la tasa de producción de petróleo se mantuvo en 3.000 BN/D por 2.920 días (8 años), mientras que la producción de agua comenzó cerca a los 3.250 días (9 años). Para el caso 2 la producción de petróleo decayó en el segundo año de producción a 2.937,9 BN/D y siguió disminuyendo, el agua llegó después de 3.650 días (10 años). En el caso 3 solo se varió la configuración de los dispositivos en el segmento 2, el cual presentó la mayor permeabilidad y por lo tanto el agua llegaba más rápido, los otros segmentos se dejaron por defecto de

Petrel; la producción de petróleo se mantuvo en 3.000 BN/D por 2.920 días (8 años) y la producción de agua inicio a los 2.920 días (8 años) con una tasa de 0,4 BN/D. El caso 4 tuvo una producción de 3.000 BN/D hasta los 1.460 días (4 años), mientras que la producción de agua empezó a los 3.285 días (9 años). Este estudio se realizó para 20 años de producción y puede observarse en la **figura 4.2-1**.

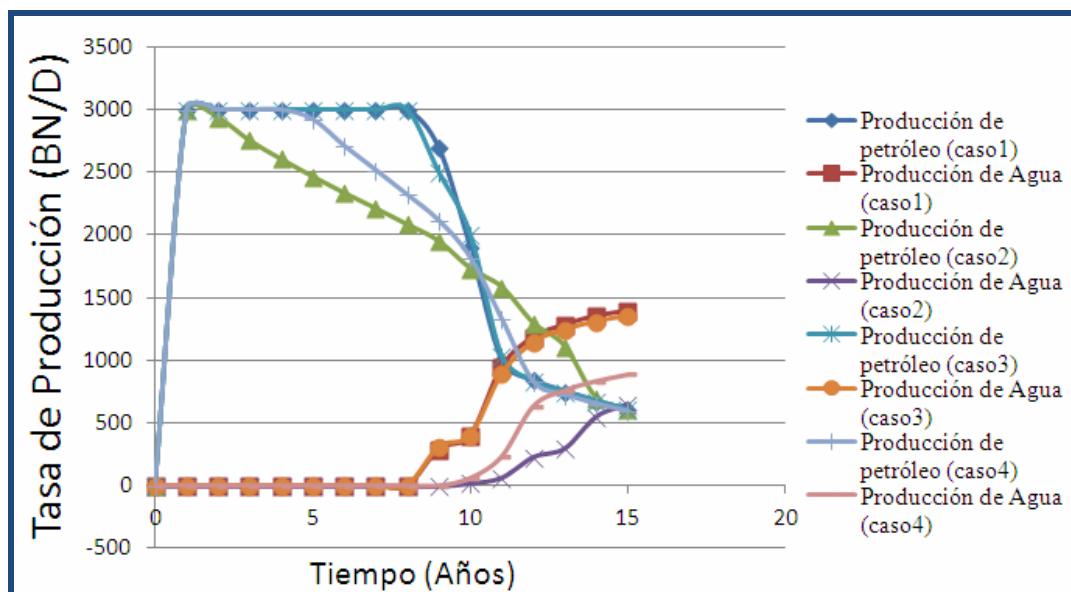


Figura 4.2-1 Tasas de Producción de los casos seleccionados.

4.3 Comparación del desempeño de un pozo horizontal con ICD's con respecto a un caso convencional

Como se puede ver en la **Figura. 4.3-1.**, la producción de agua se retarda en todos los casos con ICD's en comparación al caso base, donde el agua llega al pozo a los 2.920 días (8 años). El caso que más retarda la producción de agua es el caso 2; en el cual el agua llega a los 3.650 días (10 años) aproximadamente, retardando así 1.095 días (3 años) el comienzo de la producción de agua. Por otra parte en el caso 3 el agua llega igual que en el caso base luego de 2.920 días (8 años); esto debido a que en este caso solo se modificaron los dispositivos del segmento 2 (con la mayor permeabilidad) y los demás dispositivos se dejaron por defecto

(dispositivos de un área seccional grande), esto seguramente afectó en mayor medida al segmento 3, donde debido al tamaño y número de dispositivos no se retardo el agua lo suficiente; pero ayudo a disminuir considerablemente la tasa de producción de agua. En el caso 1 y caso 4 el agua llega a los 3.285 días (9 años) retardando el agua solo 365 días (1 año) con respecto al caso base, con la diferencia entre ellos que el caso 4 produce menos agua que el caso 1.

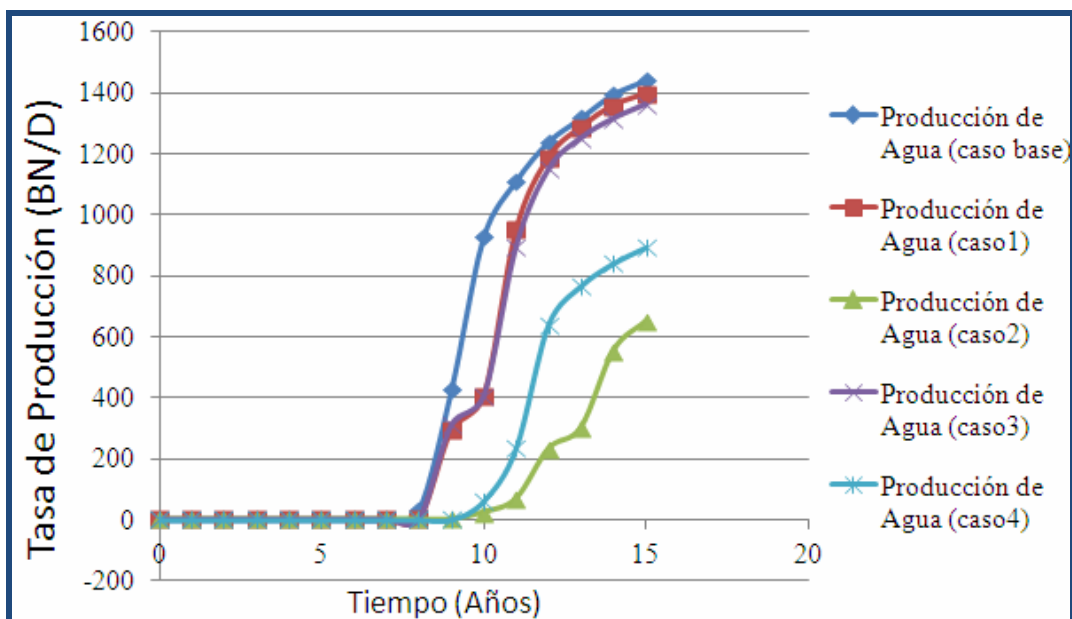


Figura 4.3-1 Comparación tasa de producción de agua del caso base y los casos con ICD's para 15 años.

Analizando la producción de petróleo (**Figura 4.3-2**), todos los casos tuvieron una producción inicial de 3.000 BN/D. El caso 1 y el caso 3 fueron los que más aumentaron la producción con respecto al caso base, manteniendo la producción inicial en 3.000 BN/D por 1.825 días más (4 años) y luego decayendo a 2.697,5 y 2.502,5 BN/D respectivamente a los 3.285 días. El caso 2 disminuyó su producción inicial luego de 730 días de producción a 2.937,9 BN/D, 1095 días (3 años) antes que el caso base, sin embargo, la producción de petróleo promedio fue mayor en el caso 2 que en el caso base. Mientras que el caso 4 disminuyó la

producción inicial luego de 1.825 días (4 años) igual que el caso base, pero su tasa de producción fue mayor.

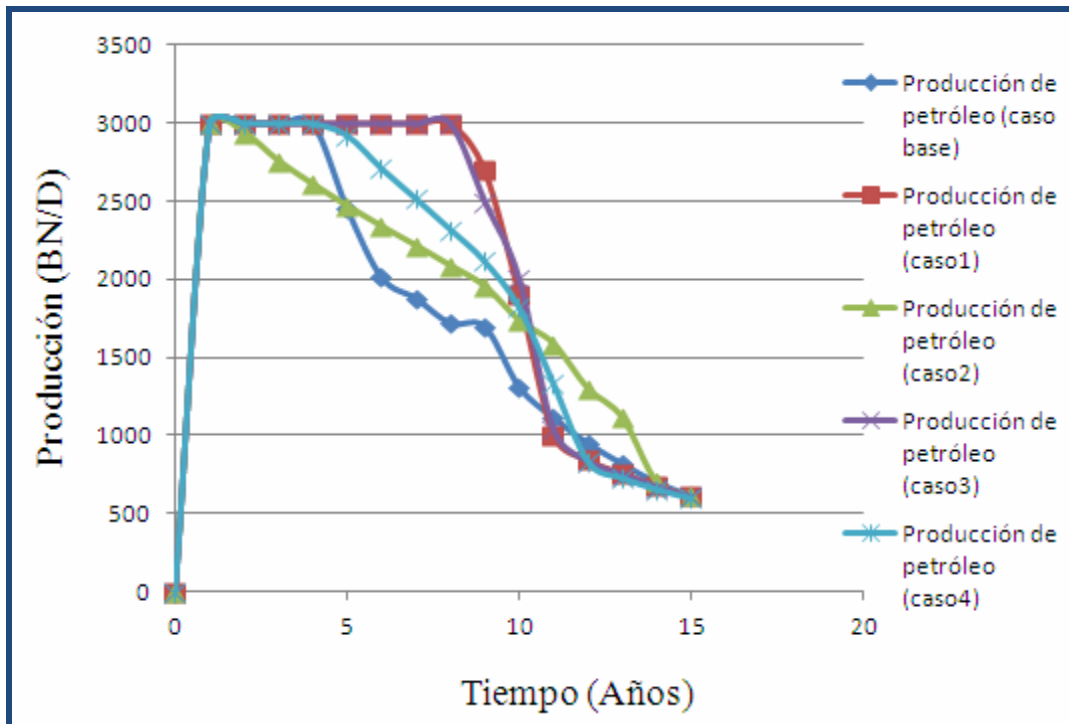


Figura 4.3-2 Comparación tasa de producción de petróleo del caso base y los casos con ICD's para 15 años.

En la **Figura 4.3-3** se observa cómo se controla mejor la ascendencia del agua con el uso de los ICD's que con el caso base, disminuye la velocidad con la que el agua sube y es más uniforme la ascendencia por las capas. La primera capa es la menos retrasada y no se logró aumentar su velocidad ni nivelarla con las demás capas; el mayor logro fue retardar el agua por la capa de mayor permeabilidad.

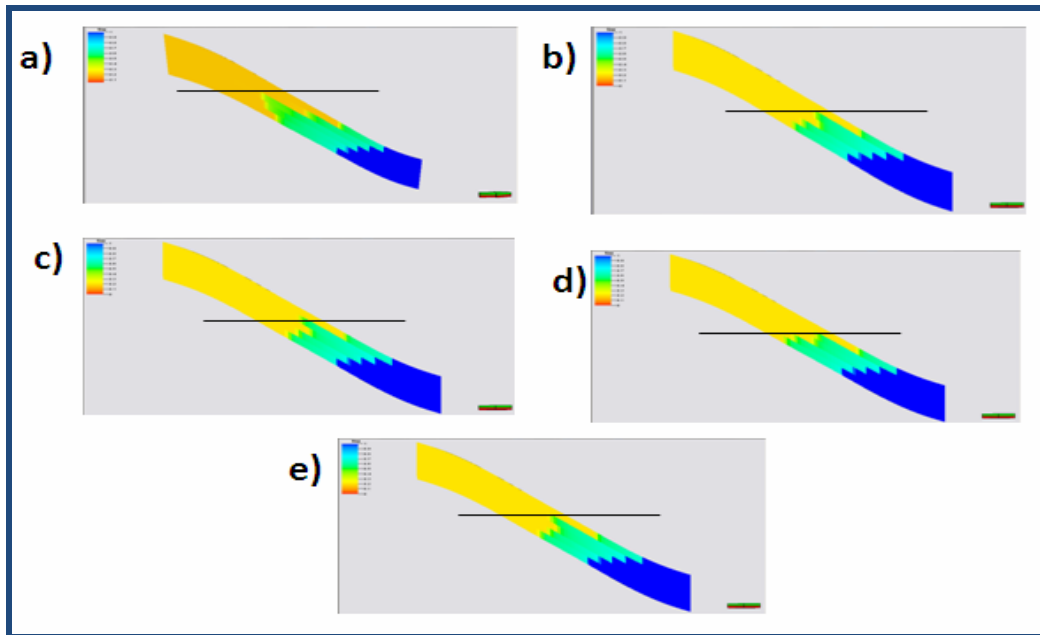


Figura 4.3-3 Saturación de Agua en el año 2016. a) Caso base. b) Caso 1. c) Caso 2. d) Caso 3. e) Caso 4.

4.4 Evaluación Económica

En la **Figura 4.4-1** se demuestra que el valor presente neto (VPN) es mayor para los casos con los dispositivos de control de flujo en comparación con el caso base. Esto confirma que la tecnología es económicamente rentable, y que el uso de los ICD's ayuda a mejorar las ganancias y la vida productiva de los pozos. Los casos que presentaron el mejor VPN fueron el caso 1 y el caso 3, mientras que el menos factible resultado el caso 2. El VPN para el caso 1 luego de 15 años de producción fue 6MM\$ más alto que el caso base. El peor escenario con el uso de ICD's fue el caso 2, pero aun así obtuvo 3,5 MM\$ más que el caso base.

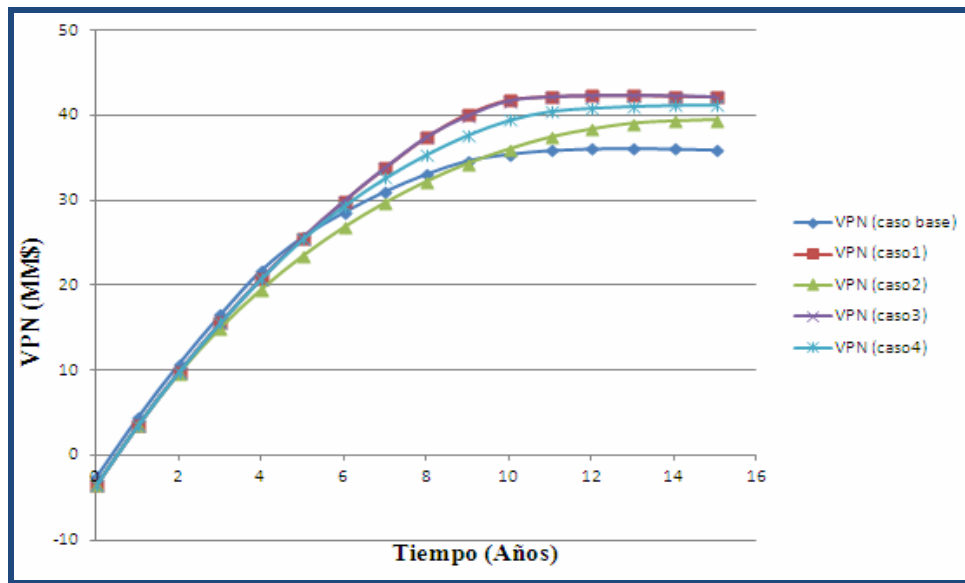


Figura 4.4-1 Comparación del Valor Presente Neto entre los casos con ICD's y el caso base.

Con la ayuda de la Tabla 4.3. se comprueba la eficacia de los dispositivos de control de flujo al compararse con el desempeño de un pozo convencional. En todos los casos con ICD's se produce más petróleo y menos agua. Además se presenta una ganancia significativa, logrando con este estudio la confiabilidad para el uso de la tecnología a futuro.

Tabla 4.4-1 Comparaciones entre Caso Base y Casos con ICD's de valor presente neto, ganancias y promedio de tasas producción.

	Caso Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
VPN (MM\$)	35,915	42,155	39,451	42,149	41,309
Ganancia con los ICD's (MM\$)	-	5,2402	2,535906	5,23437	4,393811
Producción de Petróleo Promedio (BN/D)	1818,04	2165,447	1961,13	2160,967	2037,167
Producción de Agua Promedio (BN/D)	525,84	458,067	121,6267	445,4267	228,9

CONCLUSIONES

1. Con el uso de los dispositivos se puede controlar que la movilidad con la cual sube el agua en cada capa pueda ser más uniforme.
2. El diseño de los arreglos de los dispositivos de control de flujo dependen de la permeabilidad presentada en el modelo de yacimiento. Mientras mayor sea la permeabilidad, menor será el área seccional requerida para controlar la llegada del agua al pozo.
3. Comparando con el caso base, el caso 1 y el caso 4 fueron los que más retrasaron el agua (730 días).
4. El caso con ICD's que alcanzó la mayor producción acumulada de petróleo fue el caso 3 con aproximadamente 13 MMBN, pero también fue el caso que presentó la mayor producción acumulada de agua con 4,8 MMBN.
5. El retardar la irrupción del agua al pozo no garantiza la factibilidad de la tecnología, también se debe tomar en cuenta la producción del petróleo.
6. El mejor escenario con ICD's fue el caso 1. Presentando un VPN 42,16 MM\$, una producción de petróleo promedio de 2165,45 BN/D, una producción de agua promedio de 458,07 BN/D, una producción acumulada de petróleo de 12,5 MMBN y una producción acumulada de agua de 3,9 MMBN.
7. El caso 2 resultó ser el menos factible de los casos estudiados. Sin embargo arrojó una ganancia de aproximadamente 2,5 MM\$ con respecto al caso base.

8. El VPN para el caso 1 luego de 15 años de producción fue 6MM\$ más alto que el caso base.

RECOMENDACIONES

- 1.** Plantear el uso de la tecnología distintos escenarios.
- 2.** Las zonas problemáticas, donde el agua irrumpe con mayor facilidad, deben ser las prioridades a la hora de aplicar la tecnología.
- 3.** Estudiar los beneficios de los dispositivos de control de flujo para retrasar la irrupción de gas y la disminución de la producción de gas.
- 4.** Experimentar el uso de los dispositivos de control de flujo en pozos inyectoros.
- 5.** Usar para el estudio más de un pozo, para observar cómo influyen los ICD's en el desarrollo de los pozos vecinos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Carvajal, R. **“Análisis de Factibilidad en las Técnicas para el Control de Agua, en Pozos Productores de Hidrocarburos de los Campos Santa Ana- El Toco del Área Mayor de Anaco”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz (2009)
2. Al-Ahmadi, H., Al-Mutairi, S. **“Effective Water Production Control Through Utilizing ECP and Passive ICD Completion. Technologies: Case Histories”**. SPE y Saudi Aramco. (2008)
3. Fernandes P., Zhuoyi L. y Zhu D. **“Understanding the Roles of Inflow-Control Devices in Optimizing Horizontal-Well Performance”**. Universidad de Texas A&M. (2009)
4. García, L., Coronado, M., Russell, R., García, G., Peterson, G. **“The First Passive Inflow Control Device that Maximizes Productivity During Every Phase of a Well’s Life”**. SPE y Baker (2009)
5. Gil, L., **“Perforación Horizontal”**, Reporte Interno, Corpoven, S.A., San Tomé. (1987)
6. Corpoven, S. A., **“Proyecto de Perforación Horizontal Faja del Orinoco”**. Reporte interno. (1993)
7. Peaceman, D.W. **"Representation of a Horizontal Well in Numerical Reservoir Simulation"**, SPE-21217, SPE Symposium on Reservoirs Simulation, California (1991)

8. Agreda, A. **“Determinación de un esquema Óptimo de Explotación para la Recuperación de las Reservas del Yacimiento S5, T MG-603 del Campo Melones, Aplicando Distintos Procesos Térmicos mediante Simulación Numérica de Yacimientos”**. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz. (2007)
9. CEPET/ Universidad de Oriente. **“Actualización de Ingeniería de Yacimientos”**. Curso, Puerto La Cruz. (1998)
10. Sepúlveda, J. **“Simulación de Yacimientos”** Universidad Surcolombiana. (2005)
11. Shlumberger, GEO QUEST. **“Reference Manual of ECLIPSE2004A”**
12. La Comunidad Petrolera, **“Módulos de Petrel”**, disponible en <http://modelos-de-simulacion.lacomunidadpetrolera.com/2008/02/modulos-de-petrel.html>

APÉNDICE A.

CORTE DE AGUA Y PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO

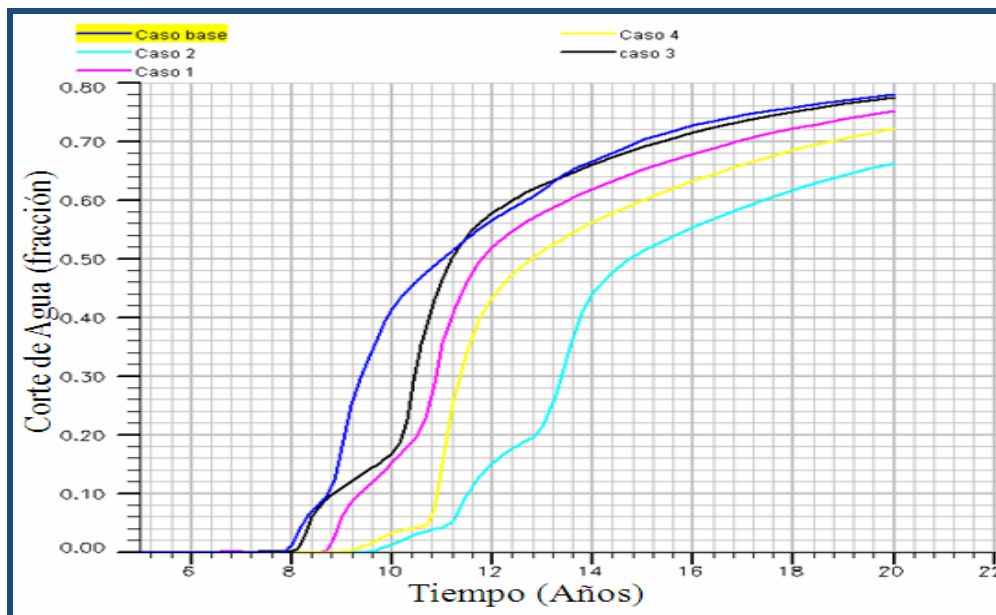


Figura A-1 Comparación del corte de Agua del Caso base y los casos con ICD's.

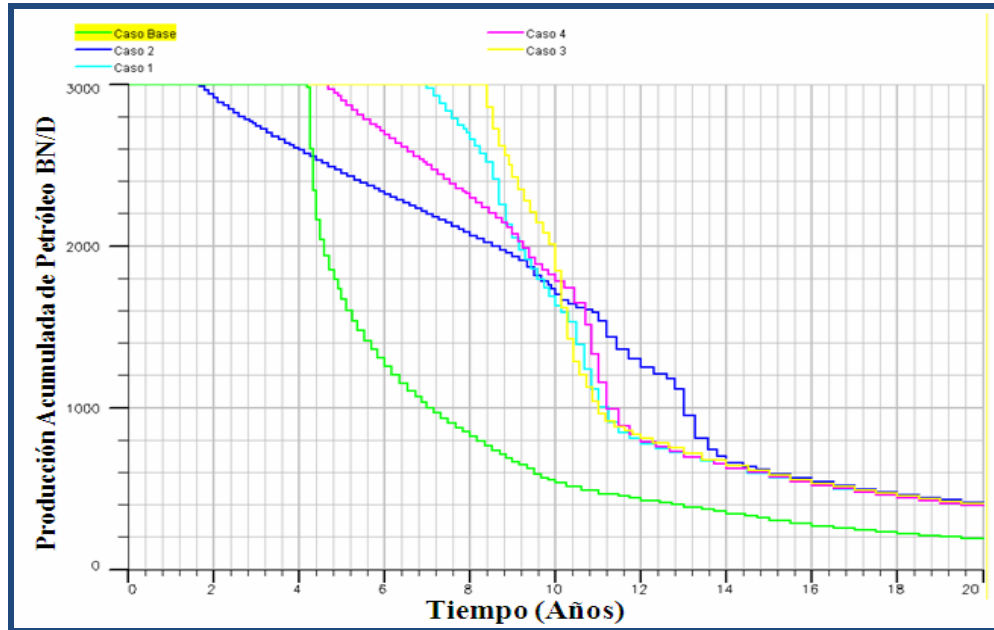


Figura A-2 Comparación de la producción acumulada de Petróleo del Caso base y los casos con ICD's.

APÉNDICE B.

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS CASOS EN ESTUDIO

Tabla B.1. Evaluación económica del caso base

Tiempo (Años)	Producción de petróleo (BN/D)	Producción de Agua (BN)	Ingreso Bruto (\$)	Regalía (%)	Impuesto (\$)	Costos operacionales (\$/Bl)	Costo producción de agua (\$/Bl)	Inversión (\$)	FNE (\$)	VP (\$)	VPN (MM\$)
0	0	0	0	0	0	0	0	2500000	-2500000	-2500000	-2,5
1	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	6968181,818	4,468181818
2	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	6334710,744	10,80289256
3	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	5758827,949	16,56172051
4	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	5235298,135	21,79701865
5	2456	0	71715200	21514560	35857600	8067960	0		6275080	3896330,976	25,69334962
6	2014,5	0	58823400	17647020	29411700	6617632,5	0		5147048	2905374,13	28,59872375
7	1879,4	0	54878480	16463544	27439240	6173829	0		4801867	2464117,034	31,06284079
8	1720,2	34,1	50229840	15068952	25114920	5650857	49786		4345325	2027126,182	33,08996697
9	1698,7	425,4	49602040	14880612	24801020	5580229,5	621084		3719095	1577259,12	34,66722609
10	1312	927,2	38310400	11493120	19155200	4309920	1353712		1998448	770488,2157	35,4377143
11	1113	1110,5	32499600	9749880	16249800	3656205	1621330		1222385	428438,4853	35,86615279
12	949,4	1239	27722480	8316744	13861240	3118779	1808940		616777	196524,1599	36,06267695
13	817,9	1316,9	23882680	7164804	11941340	2686801,5	1922674		167060,5	48391,47611	36,11106843
14	697,8	1394,8	20375760	6112728	10187880	2292273	2036408		-253529	-66762,1096	36,04430632
15	611,7	1439,7	17861640	5358492	8930820	2009434,5	2101962		-539068,5	-129048,713	35,9152576

Tabla B.2. Evaluación económica caso 1

Tiempo (Años)	Producción de petróleo (BN)	Producción de Agua (BN)	Ingreso Bruto (\$)	Regalía (%)	Impuesto (\$)	Costos operacionales (\$/Bl)	Costo producción de agua (\$/Bl)	Inversión (\$)	FNE (\$)	VP (\$)	VPN (MM\$)
0	0	0	0	0	0	0	0	3500000	-3500000	-3500000	-3,5
1	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	6968181,82	3,46818182
2	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	6334710,74	9,80289256
3	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	5758827,95	15,5617205
4	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	5235298,14	20,7970186
5	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	4759361,94	25,5563806
6	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	4326692,67	29,8830733
7	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	3933356,98	33,8164302
8	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	3575779,07	37,3922093
9	2697,5	293,2	78767000	23630100	39383500	8861287,5	428072		6464040,5	2741384,18	40,1335935
10	1900,7	404,6	55500440	16650132	27750220	6243799,5	590716		4265572,5	1644562,85	41,7781563
11	1000,4	950,1	29211680	8763504	14605840	3286314	1387146		1168876	409683,907	42,1878402
12	842,3	1186,2	24595160	7378548	12297580	2766955,5	1731852		420224,5	133896,476	42,3217367
13	754,1	1285,7	22019720	6605916	11009860	2477218,5	1877122		49603,5	14368,3671	42,3361051
14	675,9	1356,6	19736280	5920884	9868140	2220331,5	1980636		-253711,5	66810,1675	42,2692949
15	610,8	1394,6	17835360	5350608	8917680	2006478	2036116		-475522	113836,186	42,1554587

Tabla B.3. Evaluación económica del caso 2

Tiempo (Años)	Producción de petróleo (BN)	Producción de Agua (BN)	Ingreso Bruto (\$)	Regalia (%)	Impuesto (\$)	Costos operacionales (\$/Bl)	Costo producción de agua (\$/Bl)	Inversión (\$)	FNE (\$)	VP (\$)	VPN (MM\$)
0	0	0	0	0	0	0	0	3500000	-3500000	-3500000	-3,5
1	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	6968181,82	3,46818182
2	2937,9	0	85786680	25736004	42893340	9651001,5	0		7506334,5	6203582,23	9,67176405
3	2757	0	80504400	24151320	40252200	9056745	0		7044135	5292362,89	14,9641269
4	2608	0	76153600	22846080	38076800	8567280	0		6663440	4551219,18	19,5153461
5	2468,4	0	72077280	21623184	36038640	8108694	0		6306762	3916003,01	23,4313491
6	2337,9	0	68266680	20480004	34133340	7680001,5	0		5973334,5	3371791,6	26,8031407
7	2214,8	0	64672160	19401648	32336080	7275618	0		5658814	2903866,34	29,7070071
8	2086,3	0	60919960	18275988	30459980	6853495,5	0		5330496,5	2486715,96	32,193723
9	1954,8	0	57080160	17124048	28540080	6421518	0		4994514	2118161,49	34,3118845
10	1736,2	22,7	50697040	15209112	25348520	5703417	33142		4402849	1697488,89	36,0093734
11	1586,7	68	46331640	13899492	23165820	5212309,5	99280		3954738,5	1386111,72	37,3954851
12	1299,7	231,6	37951240	11385372	18975620	4269514,5	338136		2982597,5	950347,48	38,3458326
13	1113,2	300,6	32505440	9751632	16252720	3656862	438876		2405350	696744,216	39,0425768
14	700,6	552,6	20457520	6137256	10228760	2301471	806796		983237	258917,032	39,3014938
15	615,5	648,9	17972600	5391780	8986300	2021917,5	947394		625208,5	149669,944	39,4511638

Tabla B.3. Evaluación económica del caso 3

0	0	0	0	0	0	0	0	3500000	-3500000	-3500000	-3,5
Tiempo (Años)	Producción de petróleo (PP)	Producción de Agua (BA)	Ingreso Bruto (\$)	Costo de Agua (%)	Costo de Petróleo (\$)	Costos operacionales (\$/BI)	Costo producción de agua (\$/BI)	Inversion (\$)	FNE (\$)	VP (\$)	MVA
1	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	6968181,82	3,46818182
2	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	6334710,74	9,80289256
3	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	5758827,95	15,5617205
4	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	5235298,14	20,7970186
5	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	4759361,94	25,5563806
6	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	4326692,67	29,8830733
7	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	3933356,98	33,8164302
8	3000	0,4	87600000	26280000	43800000	9855000	584		7664416	3575506,63	37,3919369
9	2502,5	309,8	73073000	21921900	36536500	8220712,5	452308		5941579,5	2519809,72	39,9117466
10	2007,6	404,6	58621920	17586576	29310960	6594966	590716		4538702	1749866,1	41,6616127
11	1036,6	895	30268720	9080616	15134360	3405231	1306700		1341813	470297,271	42,13191
12	836,1	1147,9	24414120	7324236	12207060	2746588,5	1675934		460301,5	146666,243	42,2785762
13	749,3	1250	21879560	6563868	10939780	2461450,5	1825000		89461,5	25913,8099	42,30449
14	673,2	1313,9	19657440	5897232	9828720	2211462	1918294		-198268	52210,1611	42,2522798
15	609,2	1359,8	17788640	5336592	8894320	2001222	1985308		-428802	-102651,79	42,1496281

Tabla B.4. Evaluación económica del caso 4

Tiempo (Años)	Producción de petróleo (BN)	Producción de Agua (BN)	Ingreso Bruto (\$)	Regalía (%)	Impuesto (\$)	Costos operacionales (\$/BI)	Costo producción de agua (\$/BI)	Inversion (\$)	FNE (\$)	VP (\$)	VPN (MM\$)
0	0	0	0	0	0	0	0	3500000	-3500000	-3500000	-3,5
1	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	6968181,82	3,468181818
2	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	6334710,74	9,802892562
3	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	5758827,95	15,56172051
4	3000	0	87600000	26280000	43800000	9855000	0		7665000	5235298,14	20,79701865
5	2924,6	0	85398320	25619496	42699160	9607311	0		7472353	4639743,31	25,43676196
6	2712,6	0	79207920	23762376	39603960	8910891	0		6930693	3912195,52	29,34895747
7	2519,5	0	73569400	22070820	36784700	8276557,5	0		6437322,5	3303364,3	32,65232177
8	2322,1	0	67805320	20341596	33902660	7628098,5	0		5932965,5	2767772,19	35,42009397
9	2116,6	0,4	61804720	18541416	30902360	6953031	584		5407329	2293235,35	37,71332932
10	1821,7	61,6	53193640	15958092	26596820	5984284,5	89936		4564507,5	1759815,24	39,47314455
11	1330,6	234,9	38853520	11656056	19426760	4371021	342954		3056729	1071364,87	40,54450942
12	831,4	639,5	24276880	7283064	12138440	2731149	933670		1190557	379348,15	40,92385757
13	727,2	765,8	21234240	6370272	10617120	2388852	1118068		739928	214330,785	41,13818836
14	654,7	839,6	19117240	5735172	9558620	2150689,5	1225816		446942,5	117693,929	41,25588228
15	596,5	891,7	17417800	5225340	8708900	1959502,5	1301882		222175,5	53187,0483	41,30906933

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	“EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DE DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO (ICD’S) PARA EL CONTROL DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA A TRAVÉS DE POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS DE CRUDO MEDIANO”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Centeno R., Adriana C.	CVLAC: 19.142.918 E MAIL: acenteno116@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Evaluación

Dispositivos

Control de flujo

Crudo Mediano

Control de agua

Simulación

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

Los dispositivos de control de flujo tienen como propósito igualar el diferencial de presión a lo largo de la longitud de todo el pozo. Esto permite contribuir a la producción total a lo largo de todo el pozo y por lo tanto optimizar la recuperación de hidrocarburos. Mediante la simulación de yacimientos es posible observar, variando el número y tamaño de los dispositivos de control de flujo, como se comporta el yacimiento y como esto ayuda a mitigar los efectos de la conificación. Fue creado un modelo de yacimiento con las características de los yacimientos de crudo mediano del Golfo de Paria en Venezuela, dicho modelo posee un pozo horizontal; el caso base creado generó una temprana conificación de agua. Para evaluar la eficiencia del uso de la tecnología se realizaron las sensibilizaciones de los distintos diseños de los arreglos de ICD's, tomando en cuenta la permeabilidad para el diseño. De los numerosos casos de simulación creados se escogieron cuatro para el estudio. Los resultados demostraron la eficiencia de los dispositivos para controlar la conificación del agua y mejorar la producción de petróleo, logrando así mejorar la vida productiva del pozo. En la evaluación económica el mejor escenario con ICD's dio una ganancia superior a los 5 MM\$ en

comparación con el caso base, demostrando la rentabilidad de la tecnología.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
BASTOS, EDGAR	CVLAC:				
	E_MAIL:				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
VELÁSQUEZ, CARMEN	CVLAC:				
	E_MAIL:				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
RODRÍGUEZ, JOSÉ	CVLAC:				
	E_MAIL:				
	ROL	CA	AS	TU	JU X

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	12	12
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Evaluación_de_la_aplicación_de_dispositivos_de_control_de_flujo.doc	Application/ms word

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G
H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t
u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizadas a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

AUTOR

Centeno R., Adriana C.

TUTOR

Prof. Edgar Bastos

JURADO

Prof. Carmen Velásquez

JURADO

Prof. José Rodríguez

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Aura Vilela