

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**Evaluación de un Modelo Conceptual de Simulación
Aplicando Diferentes Tipos de Completaciones en el
Campo ESPOL**

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleo

Presentado por:

Nahin Rudy Mota Ronquillo

Imelda del Rocio Samaniego Hidalgo

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2019

DEDICATORIA

A Dios por haberme dado la vida y el intelecto para alcanzar este objetivo que tanto había anhelado.

A mi madre la Sra. Wendy Ronquillo por haber estado conmigo en las situaciones más duras en mi vida y haberme ayudado en todo lo que necesitaba, este logro es tuyo madre querida.

A mi familia, hermanas, padre, abuelos por haberme dado ánimos en seguir adelante.

A la ESPOL por haberme formado con una excelente educación y permitirme conocer grandes amigos. Verónica Ibarra, Sergio Pacheco, Melisa Camba.

Al Ing. Diego Ponce por haberme guiado y brindado sus conocimientos en el desarrollo del proyecto de tesis.

Nahin Rudy Mota Ronquillo

A Dios por ser mi guía y ayudarme todos los días.

A mis padres por el apoyo y cariño, que me dan en cada paso que doy.

A la empresa Halliburton por abrirnos las puertas y brindarnos el apoyo para la realización de la tesis.

Al Ing. Diego Ponce y la Ing. Karen Loor por la ayuda incondicional en el desarrollo de la misma. Y a todos los amigos y profesores que me han ayudado en mi carrera profesional.

Imelda del Rocio Samaniego Hidalgo

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darnos la sabiduría necesaria para el desarrollo del proyecto de tesis y culminar con éxitos nuestra carrera.

A los ingenieros Fernando Sagnay y Danilo Arcentales por sus excelentes consejos.

A la empresa Halliburton por abrirnos sus puertas para la realización del proyecto de tesis.

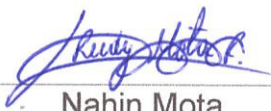
Al ingeniero Diego Ponce por habernos guiado y brindado sus conocimientos en el desarrollo de la tesis.

Nahin Rudy Mota Ronquillo

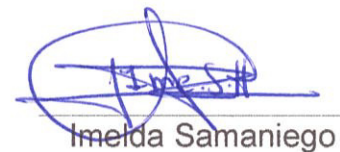
Imelda del Rocio Samaniego Hidalgo

DECLARACIÓN EXPRESA

"Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Nahin Rudy Mota Ronquillo y Imelda del Rocío Samaniego Hidalgo damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



Nahin Mota



Imelda Samaniego

EVALUADORES

Msc. Danilo Arcentales

PROFESOR DE LA MATERIA

Msc. Fernando Sagnay

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo principal realizar simulaciones de 2 tipos de completaciones de pozos, la primera con una completación a hueco abierto y la segunda con una completación inteligente con valvulas de control de influjo ICV. Las simulaciones se las realizó en los softwares Nexus y Netool con la finalidad de reducir la producción de agua o corte de agua y encontrar la completación más óptima.

En el capítulo 1 se realiza el planteamiento del problema, solución, objetivos, marco teórico sobre las valvulas de control ICV y los softwares Nexus y Netool con la finalidad de proporcionar un mejor entendimiento del proyecto.

En el capítulo 2 se explica la metodología de las simulaciones, en el cual se realiza dos casos, el primero con un pozo sin completación inteligente y el segundo caso con una completación inteligente. En la explicación se detalla sobre la carga de datos en el software Nexus y el diseño de las completaciones en el software Netool.

En el capítulo 3 se detalla los resultados que se obtienen de las simulaciones como el incremento de la producción de petróleo y la reducción de la producción de agua o BSW. Además se realiza un análisis de costos con la finalidad de mostrar las utilidades que se obtienen en cada caso de simulación.

En el capítulo 4 se detallan las conclusiones y recomendaciones del presente proyecto.

Palabras Clave: Completación de pozos, ICV, BSW, Corte de agua

ABSTRACT

The main objective of this project is to carry out simulations of 2 types of well completions, the first with an open-hole completion and the second with an intelligent completion with ICV influx control valves. The simulations were carried out in the Nexus and Netool software in order to reduce water production or water cut and find the most optimal completion.

In Chapter 1, the problem, solution, objectives, theoretical framework on the ICV control valves and the Nexus and Netool software are carried out in order to provide a better understanding of the project.

Chapter 2 explains the simulation methodology, in which two cases are carried out, the first one with a well without intelligent completion and the second case with an intelligent completion. The explanation details the data load in the Nexus software and the design of the completions in the Netool software.

Chapter 3 details the results obtained from the simulations such as the increase in oil production and the reduction in water production or BSW. In addition, a cost analysis is carried out in order to show the profits obtained in each simulation case.

Chapter 4 details the conclusions and recommendations of this project.

Keywords: *well completions, ICV, BSW, water cut*

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES	6
RESUMEN	7
<i>ABSTRACT</i>	8
ÍNDICE GENERAL	9
ABREVIATURAS	12
SIMBOLOGÍA.....	12
ÍNDICE DE FIGURAS	13
CAPITULO 1	17
1. INTRODUCCION	17
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
1.1.1. Enunciado del problema	18
1.1.2. Enunciado del tema	18
1.1.3. Formulación del problema	18
1.2. OBJETIVOS	19
1.2.1. Objetivo general.....	19
1.2.2. Objetivo específicos.....	19
1.2.3. Justificación del problema.....	20
1.2.4. Alcance del proyecto.....	20
1.2.5. Viabilidad	21
1.3. MARCO TEORICO.....	21
1.3.1. Yacimientos de petróleo	21
1.3.2. Simulación Numérica de Yacimientos	22
1.3.3. Métodos tradicionales de simulación de yacimientos	22
1.3.4. Aplicaciones de la simulación de yacimientos.....	23
1.3.5. Etapas de desarrollo para la simulación de yacimientos	24

1.3.6. Válvulas de control de influjo (ICV)	24
1.3.7. Software Nexus	25
1.3.8. Software Netool	27
1.3.9. Hipótesis.....	28
1.4. MARCO BIBLIOGRAFICO	29
CAPITULO 2.....	32
2. METODOLOGIA.....	32
2.1. Caracterización de yacimiento	32
2.2. Modelo Estático.....	33
2.3. Modelo Dinámico	34
2.4. Construcción de la malla de simulación.....	34
2.5. Tablas de eventos.....	35
2.6. Procedimiento de simulación en el software Nexus.....	35
2.7. Simulación en Netool	53
2.7.1. Caso base sin optimizar.....	53
2.7.2. Caso Optimizado	59
2.8. Exportación de los dos casos hacia el software Nexus	63
CAPITULO 3.....	68
3. Resultados y análisis de la simulación	68
3.1. Caso base (sin optimizar)- sin completación inteligente	69
3.1.1. Detalles de resultados	74
3.2. Caso optimizado – Pozo con completación inteligente	74
3.2.1. Detalles de resultados	83
3.3. Tabla comparativa.....	84
3.4. Análisis de costos.....	84
CAPITULO 4.....	86
4. Conclusiones y Recomendaciones	86

4.1. Conclusiones.....	86
4.2. Recomendaciones.....	89
BIBLIOGRAFÍA	90

ABREVIATURAS

ICV	Inflow control valve
ICD	Inflow control devices
BSW	Basic sediment and water
IPR	Inflow performance relationship
STD	Stock tank barrel
SCF	Standard cubic feet

SIMBOLOGÍA

Scf/d	Standard cubic feet / Day
Std/ d	Stock tank barrel / Day
Pr	Presión de reservorio
Pwf	Presión de fondo fluyente
Pb	Presión de burbuja
Ft	Feet
0 API	Gravedad API
IPR	Curva del comportamiento del Pozo
BSW	Contenido de agua libre y sedimentos
Pwh	Presión de Cabeza
GOR	Relación Gas – Petróleo
Psig	Presión medida en gas
Psia	Presión absoluta
Psi	Presión

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Los yacimientos de hidrocarburos	21
Figura 1. 2. Procedimiento para la construcción de una simulación de reservorios	24
Figura 1. 3. Válvula de control de influjo.....	25
Figura 1. 4. Visualización 3D en el software Nexus ViewTM	26
Figura 1. 5. Simulación dinámica y sin fisuras de múltiples reservorios.....	26
Figura 1. 6. Netool lee la grid del yacimiento para calcular el flujo de entrada al pozo .	28
Figura 2. 1 Creación del estudio en el software Nexus	36
Figura 2. 2. Menú en la opción SimData en la parte estática 'core data'	37
Figura 2. 3. Ingreso de los datos del reservorio en la opción 'equilibrium data'.....	38
Figura 2. 4. Ingreso de los datos para el cálculo de las curvas de permeabilidades relativas.....	39
Figura 2. 5. Menú para modificar las curvas de permeabilidades relativas	40
Figura 2. 6. Curvas de permeabilidades relativas	41
Figura 2. 7. Gráfico de los dos contacto, agua-petróleo y gas-petróleo	41
Figura 2. 8. Graficas del factor volumétrico del petróleo y el volumen de gas en solución	42
Figura 2. 9. Importación de los datos de permeabilidades y porosidad desde un archivo vdb	43
Figura 2. 10. Ingreso de los datos de los pozos	44
Figura 2. 11. Importación de las coordenadas de los pozos desde un archivo vdb	45
Figura 2. 12. Tabla final de los datos de los pozos	45
Figura 2. 13. Comienzo de la simulación en 'nexus job'	47
Figura 2. 14. Menú de graficas	48
Figura 2. 15. Malla en 3D de la grid desde 'SimResult'	49
Figura 2. 16. Modificación de la malla desde 'SimResult'	50
Figura 2. 17. Menú para cargar el reservorio en 'NexusView'	51
Figura 2. 18. Menú para modificar el grafico de 3D en 'NexusView'	51
Figura 2. 19. Grafico 3D del reservorio con sus fallas, pozos del campo Espol desde 'NexusView'	52
Figura 2. 20. Carga de los datos de surveys en el software Netool	54

Figura 2. 21. Menú superior del software Netool	54
Figura 2. 22. Diseño de la completación del primer caso, caso base	55
Figura 2. 23. Menú de los resultados de la simulación sección de las gráficas de las presiones	56
Figura 2. 24. Curvas de las presiones dentro del pozo y del draw down en la cara de la formación con respecto a la profundidad	57
Figura 2. 25. Tabla de los resultados de la simulación, de la tasa de influjo desde el reservorio hacia el pozo	58
Figura 2. 26. Tabla final de la simulación datos de las profundidades del pozo, reservorio	59
Figura 2. 27. Menú de selección de las válvulas de control ICV	60
Figura 2. 28. Diseño del segundo caso, caso optimizado con una completación con tubería y válvulas de control ICV	61
Figura 2. 29. Graficas de las tasa de producción acumulada en la completación de petróleo, agua y gas	62
Figura 2. 30. Gráfico de la tasa de flujo acumulada en el tubing	63
Figura 2. 31. Cambio de unidades para los datos exportables	64
Figura 2. 32. Archivo de los datos de la simulación en el software Netool	65
Figura 2. 33. Selección de los datos a copiar para la modificación de las nuevas carpetas	66
Figura 2. 34. Modificación de las 3 carpetas para el caso optimizado	66
Figura 2. 35. Simulación final en Nexus de los casos simulados en Netool	67
Figura 3. 1. Modelo de simulación	68
Figura 3. 2. Pozo sin completación	69
Figura 3. 3. Tabla de herramientas dentro del pozo	70
Figura 3. 4. Tasa de flujo acumulado vs profundidad	70
Figura 3. 5. Tabla de simulación caso base sin completación inteligente	72
Figura 3. 6. Producción acumulada vs Tiempo	72
Figura 3. 7. Tasa de producción de petróleo, agua, gas vs Tiempo	73
Figura 3. 8. Corte de agua vs Tiempo del caso sin completación inteligente	74
Figura 3. 9. Completación inteligente	74
Figura 3. 10. Tabla de las herramientas dentro del pozo con completación inteligente	76
Figura 3. 11. Comportamiento de la presión dentro del tubing	77

Figura 3. 12. Diferencial de presión o draw down en la cara del pozo	78
Figura 3. 13. Ingreso de petroleo en la completación a través de las valvulas	79
Figura 3. 14. Tabla de la simulación de la completación inteligente	80
Figura 3. 15. Final del tiempo de la simulación de la completación inteligente	80
Figura 3. 16. Petróleo acumulado producido vs Tiempo de la completación inteligente	81
Figura 3. 17. Tasa de producción de petroleo, agua y gas vs Tiempo	82
Figura 3. 18. Corte de agua vs Tiempo de la simulación de la completación inteligente	83
Tabla 2. Análisis de costos del caso sin completación inteligente	84

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de los dos casos de simulación	84
Tabla 2. Análisis de costos del caso sin completación inteligente	84
Tabla 3. Análisis de costos del caso con completación inteligente	85

CAPITULO 1

1. INTRODUCCION

Los desafíos de la producción de petróleo son cada vez más y se los puede remediar con los avances de la tecnología en el área de completación y modelados de flujos de fluidos en el yacimiento.

El modelado del flujo de fluido a través de estas completaciones está más allá de la simulación tradicional de yacimientos y las capacidades nodales. Los modelos deben combinar una entrada de yacimiento precisa con un modelo de pozo altamente detallado.

A medida que crece la complejidad de la finalización del trabajo del modelado en el yacimiento, también aumenta la necesidad de modelar el flujo a través de las herramientas de completación.

El presente proyecto unirá los temas de modelo en las completaciones mecánicas de un pozo con un modelo de simulación de reservorio, en el cual, se utilizará los softwares Nexus y Netool de la empresa HALLIBURTON.

El software Netool ofrece una simulación numérica inigualable en estado estacionario para el modelado del flujo de fluido multifásico en la completación y en la región cercana al pozo. El simulador Netool llena el vacío entre los simuladores de yacimientos y el software de diseño de elevadores.

El software Nexus es un simulador que nos permite modelar el reservorio tanto en modelo estático como dinámico.

La confianza que nos dan los simuladores y su efectividad es una alternativa eficiente para la realización de modelos dinámicos con diferentes estrategias, tales como:

- Tasas de producción
- Horizontes productores
- completaciones mecánica de producción

De acuerdo al tipo de horizonte productor que tenga el pozo se debe instalar una completación adecuada para evitar problemas como producción de arena, bloqueos por gas, hidrocarburos viscosos, aumento en la producción de agua o corte de agua (BSW).

En conjunto con estos softwares se evaluará dos escenarios, un modelo sin control de agua y el otro de forma optimizada con el uso de válvulas inteligentes ICV (inflow control Valve) en 3 secciones de la tubería en un pozo horizontal, con el fin de analizar cuáles fueron los cambios en la producción cuando se utiliza los ICV.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1.1. Enunciado del problema

¿La evaluación de un modelo conceptual permite analizar el comportamiento del reservorio FICT de los pozos del campo ESPOL aplicando diferentes tipos de completaciones mediante una simulación de los softwares Nexus Y Netool?

1.1.2. Enunciado del tema

Evaluación de un modelo conceptual de simulación aplicando diferentes tipos de completaciones de los pozos del campo ESPOL

1.1.3. Formulación del problema

El plan de desarrollo de un campo petrolero se debe hacer con buenos estudios previos para evitar futuros inconvenientes, como: aumento en la producción de arena y de agua, baja producción de petróleo, daños de equipos de fondo.

Al no hacer un estudio de simulación dinámica para observar el comportamiento de los fluidos en los reservorios se tendrá una baja productividad a largo plazo.

Muchos especialistas en el área desarrollaron algunos estudios para simular los comportamientos de los fluidos a través de los reservorios.

Estos avances han ido mejorando con el tiempo que inclusive algunos simuladores pueden analizar el comportamiento de los fluidos en los reservorios y en dentro de los pozos en las completaciones como son los softwares Nexus y Netool.

Con el objetivo de analizar y escoger el mejor método para tener una buena producción de petróleo, se realizará un modelo de simulación conceptual el cual constará tanto de un modelado del reservorio para analizar el flujo de fluidos en el reservorio y un modelado dentro del pozo en la completación con el uso de los softwares Nexus y Netool.

Una vez finalizado la simulación de reservorio en Nexus, se realizará el modelado en Netool para instalar una completación que nos ayude a producir más petróleo y menos volúmenes de gas y agua con el uso de ICV (inflow control valve) en 3 secciones los cuales restringirán la producción de agua y gas para poder producir más petróleo.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

Evaluar los escenarios del campo con diferentes tipos de completaciones mecánicas mediante una simulación en los softwares Nexus y Netool con el fin de optimizar y obtener una mejor producción de petróleo.

1.2.2. Objetivo específicos

- Estudiar el comportamiento del flujo de fluidos en el reservorio mediante el software Nexus de la empresa HALLIBURTON.
- Analizar un modelado de simulación en la completación del pozo aplicando dos escenarios uno sin optimizar y el otro optimizado instalando ICV (inflow control valve) mediante el software Netool.
- Analizar la producción que presenta el pozo cuando se utilizan diferentes tipos de completaciones.

1.2.3. Justificación del problema

El campo ESPOL se encuentra desarrollando un plan de desarrollo para poner a producir la arena FICT por lo cual, se necesita un buen diseño de los equipos tanto en fondo como en superficie.

Es decir, es necesario determinar el tipo de completación apropiada para la producción de la arena FICT y evitar problemas en el futuro.

Como parte de la ejecución de plan de desarrollo, se debe realizar una simulación del reservorio FICT con todos los pozos que comprenden el campo ESPOL con la finalidad de estimar el comportamiento del mismo aplicando diferentes configuraciones de completación.

Por medio de este proyecto, se analizará el comportamiento de los fluidos en el reservorio FICT del campo ESPOL mediante el software Nexus y con el uso del software Netool se analizará un modelado de simulación en la completación teniendo dos escenarios.

El primero será un escenario sin optimizar y el segundo optimizado con la implementación de ICV (inflow control valve) en distintas secciones de la tubería para restringir la producción de gas y agua, de esa manera, producir más volumen de petróleo.

1.2.4. Alcance del proyecto

El presente proyecto busca un buen escenario de producción sin afectar la formación mediante una simulación de reservorio y una simulación de un modelado en la completación mediante los softwares Nexus y Netool.

Una vez realizado la simulación en los softwares Nexus y Netool, se podrá analizar el comportamiento de los fluidos en el reservorio FICT y en la completación del pozo. De esta manera, se determinará cómo cambia la producción de acuerdo al tipo de completación que se aplique en los pozos, y así estimar reservas futuras.

El fin del proyecto es obtener un modelo de simulación conceptual que ayude a la realización de un plan de desarrollo del campo ESPOL.

1.2.5. Viabilidad

Este proyecto fue ejecutado con buenos recursos y conocimientos tanto de los autores y de la ayuda de la empresa Cía. HALLIBURTON del Ecuador con los datos del campo ESPOL y de los softwares Nexus y Netool.

1.3. MARCO TEORICO

1.3.1. Yacimientos de petróleo

Los yacimientos de hidrocarburos son trampas subterráneas constituidas por una roca porosa y permeable que es capaz de almacenar dentro de sus espacios porosos volúmenes comerciales de petróleo y gas.

Las trampas pueden almacenar petróleo y gas natural o una combinación de ambos fluidos. El gas por ser un fluido con menos densidad, es decir, más liviano que el petróleo, siempre estará en la parte más alta de la estructura.

Por último el agua por ser más denso que el petróleo estará en la parte inferior de la estructura. como se observa a continuación (figura 1.1).(Ferrer, 2010)

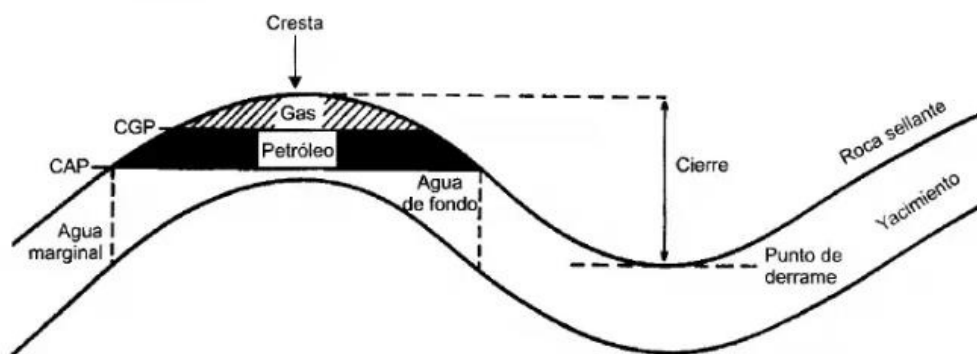


Figura 1. 1 Los yacimientos de hidrocarburos

(Ferrer, 2010)

1.3.2. Simulación Numérica de Yacimientos

La simulación numérica es una herramienta clave que permite tomar decisiones en los yacimientos al momento de analizarlos. La simulación determina un modelo de yacimiento óptimo para la producción de petróleo o gas.

Con la ayuda de datos geológicos y estratigráficos se puede diseñar modelos dinámicos que permitan escoger más opciones técnicas y económicas para el desarrollo de la producción.

En las primeras etapas de simulación se analiza la extensión de cierre estructural, los registros eléctricos, las temperaturas del yacimiento, el tiempo de perforación, los registros nucleares y los registros del lodo de perforación. Debido a que estos datos son esenciales para diseñar el modelo dinámico.

Los yacimientos se comportan de una forma inestable debido a las altas temperaturas y presiones que están sometidos. Es por eso que existe un análisis del comportamiento del gas, del petróleo y del agua.(Jairo & Escobar, 2005)

1.3.3. Métodos tradicionales de simulación de yacimientos

Existen diferentes métodos tradicionales que con el paso del tiempo han ido mejorando para la evaluación de los yacimientos.(Jairo & Escobar, 2005)

1.3.3.1. Método de mayor Implicidad

También se lo conoce como método General, este método es utilizado en zonas con cambios fuertes en sus incógnitas. Se utilizaba en la década de los 60 y 80. Este método tiene mayor estabilidad numérica en el simulador.

1.3.3.2. Método semi- implícito

Se utilizaba en la década de los 70. Este método tiene menor trabajo computacional para proponer el problema matricial. Uno de ellos es el método de secuencia (SEQ).

1.3.3.3. Métodos Explícitos

Estos métodos se utilizan con los valores que son conocidos de presión capilar y movilidad del fluido.

1.3.4. Aplicaciones de la simulación de yacimientos

La simulación de los yacimientos es aplicable para:

- ✓ Analizar movimiento de los fluidos en el yacimiento
- ✓ Pronosticar la producción con la ayuda de geomodeladores e ingenieros de yacimientos.
- ✓ Hacer una evaluación técnica- económica de los yacimientos previamente seleccionados.
- ✓ Modelar los pozos y las instalaciones de superficie.
- ✓ Determinar el comportamiento de un campo con algunos mecanismos de desplazamiento como inyección de agua o inyección de gas.
- ✓ Determinar localizaciones de nuevos pozos con los datos de los que ya han sido perforados
- ✓ Obtener sensibilidad con los resultados reales de los yacimientos con pruebas PVT o petrofísicas.
- ✓ Determinar escenarios de producción y costos de los pozos.(Porges, 2006)

1.3.5. Etapas de desarrollo para la simulación de yacimientos

Para que la simulación sea factible para un yacimiento escogido, se debe desarrollar diferentes etapas que son: análisis y adquisición de datos estos pueden ser geológicos, geofísicos, petrofísicos, registros de núcleos, PVT, presiones, luego debemos hacer la construcción de un modelo geológico y dinámico y las respectivas predicciones del comportamiento a futuro como se observa a continuación (figura 1.2). (Jairo & Escobar, 2005)

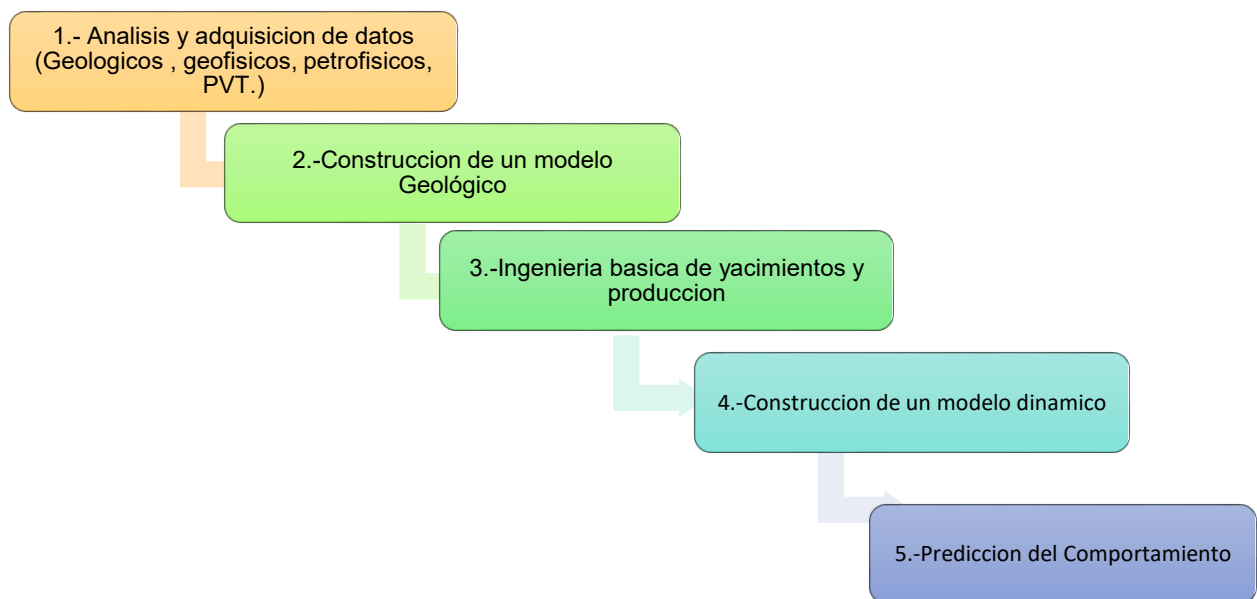


Figura 1. 2. Procedimiento para la construcción de una simulación de reservorios

(Comunidad petrolera , 2009)

1.3.6. Válvulas de control de influjo (ICV)

Los ICV son dispositivos dentro de la finalización de un pozo inteligente que puede ahogar parcial o completamente el flujo hacia un pozo. Se pueden operar de forma remota, particularmente cuando se debe mantener la conformidad del flujo y se debe evitar la entrada de fluido no deseado al pozo, a medida que se agota el depósito.

Para transmitir comandos a los ICV desde la superficie, se utilizan cables permanentes de fondo de pozo.

Los ICV de varios niveles de características y costos están disponibles para los operadores, estos dispositivos cuentan con un rango de apertura que va desde 1-10. Del 1-3 la válvula estará cerrada y del 4-10 la válvula estará abierta. (Halliburton, 2019)



Figura 1. 3. Válvula de control de influjo

(Halliburton, 2019)

1.3.7. Software Nexus

El software de simulación de yacimientos Nexus de última generación ofrece una herramienta de modelado necesaria para resolver los problemas desafiantes de estos tiempos.

Los yacimientos, pozos y las instalaciones de superficie se pueden incluir en los modelos de Nexus con todos sus requerimientos para comprender el comportamiento del activo.

El software Nexus cuenta con algunas características las cuales son:

- Resuelve las ecuaciones de la red de superficie simultáneamente con las ecuaciones del subsuelo como parte del mismo sistema. Este enfoque estrechamente acoplado es único en la industria y proporciona una

representación más precisa del total activo al tiempo que mejora la robustez y el rendimiento.

- Permite simular los cambios que tiene el reservorio cuando se instalan: pozos ramificados, configuraciones de tubos y anillos y dispositivos de control de fondo de pozo como son: los dispositivos de control (ICD) y las válvulas de control de entrada (ICV)
- Permite combinar varios reservorios independientes con una red de superficie común (por ejemplo, una plataforma de producción en alta mar), mientras se mantiene la integridad de los modelos individuales. (Halliburton, 2015b)

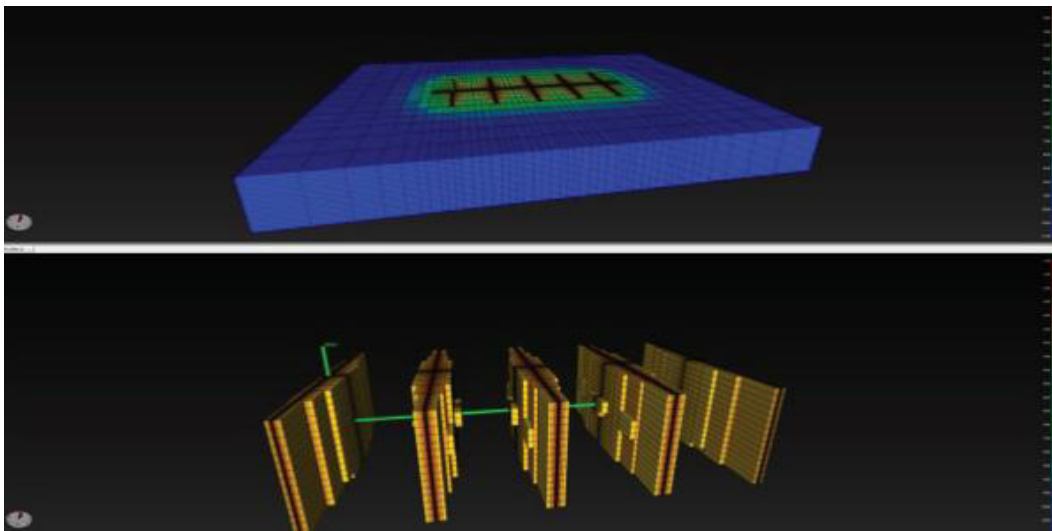


Figura 1. 4. Visualización 3D en el software Nexus ViewTM

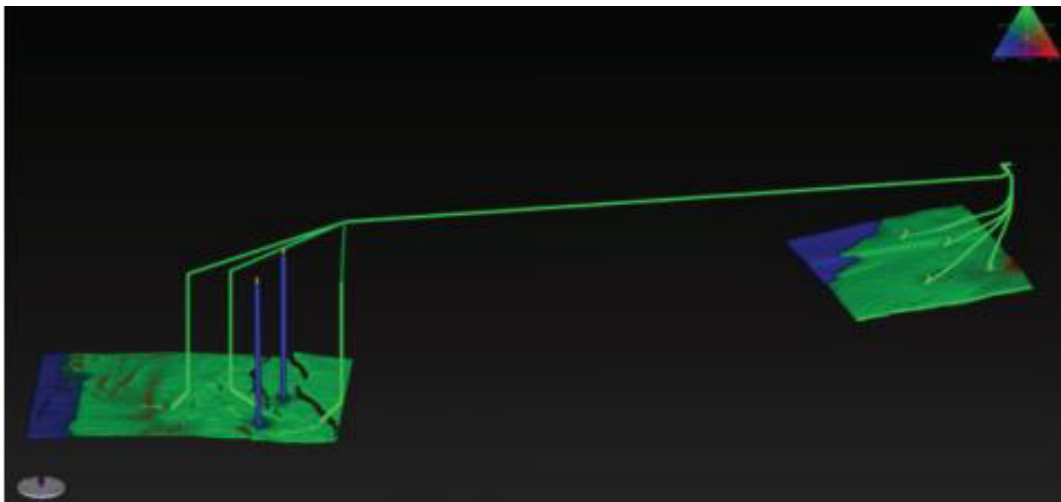


Figura 1. 5. Simulación dinámica y sin fisuras de múltiples reservorios
(Halliburton, 2015b)

1.3.8. Software Netool

El software Netool provee una simulación numérica inigualable en estado estacionario para el modelado del flujo de fluido multifásico dentro del pozo y en la región cercana al pozo.

Además, combina la capacidad de entrega del yacimiento con el rendimiento del flujo de finalización para permitir el modelado rápido de sistemas hidráulicos de pozos complejos.

Este software cuenta con un potente simulador que genera presiones, direcciones de flujo, tasas, fracciones vacías, propiedades de fluidos, temperatura, IPR (inflow performance relationship), PI (presión inicial) y más.

El software Netool es adecuada cuando tenemos:

- Pozos de contacto de yacimientos largos
- Pozos avanzados y multilaterales
- Pozos a través de múltiples zonas o intervalos de pago delgados

El software Netool ayuda a resolver muchos problemas como:

- Realizar análisis nodales precisos para pozos complejos
- Hacer frente a la incertidumbre de las propiedades del yacimiento
- Realizar como una interfaz de diseño de completación de pozos para simuladores de yacimientos
- Restringir la producción de agua y gas
- Colocación del pozo dentro del reservorio
- Selección y diseño de componentes avanzados de completaciones de pozos
- Evaluar los efectos de los componentes de completaciones de pozos avanzadas, bombas, posición del pozo, longitud del pozo y multilaterales
- Escoger un buen diseño de dispositivos de control de fondo como ICD (inflow control device), ICV (inflow control Valve) (Halliburton, 2015a)

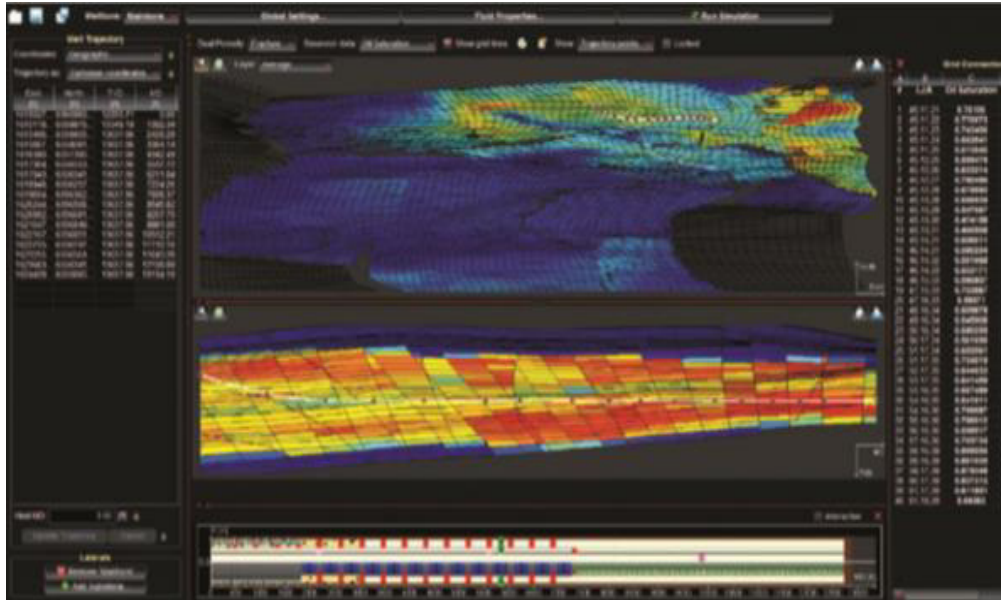


Figura 1. 6. Netool lee la grid del yacimiento para calcular el flujo de entrada al pozo
(Halliburton, 2015a)

1.3.9. Hipótesis

Para realizar un buen plan de desarrollo de un campo petrolero se debe tener una simulación de yacimientos con la finalidad de determinar el comportamiento de los fluidos en los reservorios y evitar problemas futuros.

Por medio de este proyecto se generará un modelo de simulación conceptual con dos escenarios de completaciones el primero sin optimizar y el segundo optimizado con la instalación de válvulas de control de influjo ICV los cuales restringirán la producción de gas y agua, para poder producir más petróleo.

1.4. MARCO BIBLIOGRAFICO

La completación de un pozo petrolero es quizás una de las actividades más importantes en la industria. Una adecuada completación servirá para que el pozo fluya de forma eficiente a lo largo de su vida productiva.

Para conocer si la completación es adecuada se pueden hacer simulaciones mediante el uso de diferentes softwares. Todos ellos nos permiten analizar el comportamiento de los fluidos en los reservorios.

En el año 2010 (Rahimah Abd Karim, Kim Fah Gordon Goh, Mohd Azrul Nuriyadi, Nur Asyikin, Ahmad Edmund Leung, Johan Abdullah Murison) realizaron un estudio sobre la optimización de 12 pozos horizontales de DAI de 14 pozos. En donde se incluyó el proceso de diseño de la aplicación tuberías inteligente ICD en cada candidato a través del modelado estático. También se realizó un modelado dinámico de campo completo para cuantificar los beneficios reales de ICD y confirmar la solidez del diseño a lo largo de la vida útil del campo.

Se concluyó que el uso de los dispositivos de control ICD es una buena alternativa para evitar la producción de arena y así prolongar la vida útil de los equipos y pozos. (Rahimah Abd Karim, Kim Fah Gordon Goh, Mohd Azrul Nuriyadi, Nur Asyikin, Ahmad Edmund Leung, 2010)

En el año 2012 (Polina Minulina, Shahin Al-Sharif, George Andrews Zeito, Michel Jacques Bouchard) realizaron un estudio sobre la importancia del uso de los dispositivos de control de flujo ICD en un campo. Los autores determinaron que para diseñar adecuadamente la configuración de ICD, se requieren simulaciones extensas de las propiedades del pozo recientemente perforado y que los dispositivos con un buen diseño pueden evitar la producción de arena de una forma eficiente. (Polina Minulina, Shahin Al-Sharif, George Andrews Zeito, 2012)

En el 2013, (Cedric Pierre Raymond Clara, Mohamed Sherief, Tee Sin Chonh, Medhat K. Abdou, Nigel Brock) realizaron un estudio sobre la Optimización del desarrollo de yacimientos agrupados basado en un modelo de Nexus superficie- fondo totalmente implícito el cual fue un estudio de los UAE (united arab emirates).

Se concluyó que el estudio obtuvo una buena construcción del modelo integrado que incluye cuadrícula, propiedades de fluidos, configuración de red de superficie y restricciones. (Clara, Sherief, Sin Chong, Abdou, & Brock, 2013)

En el año 2019, (Xianmin Zhou, Muhammad Shahzad Kamal,) realizaron un estudio sobre la interrelación de la calidad de reservorio de carbonatos y la caracterización dinámica de soluciones químicas para el potencial de recuperación mejorada del petróleo. Se determinó que las caracterizaciones dinámicas de las soluciones dependen de la interrelación entre los índices de calidad del yacimiento para una recuperación mejorada eficiente. (Zhou & Kamal, 2019)

En el año 2019 (Mohamad Abdul Ghani, Simon Victor Ayache, Guillaume Batot, Julien Gasser- Dorado, Eric Deamaided) realizaron un estudio sobre la mejora del proceso SAGD mediante el uso del Steam Foam, el cual es una evaluación de un piloto utilizando la simulación de yacimientos.

Se concluyó que el nuevo método provoca que el surfactante se retenga con la ayuda de la espuma lo cual provoca un avance químico que mejora el proceso. (Ghani, Ayache, Batôt, & Delamaide, 2019)

En el año 2019 los autores (Dmitriy Sleptsov, RITEK; Ivan Ishimov, Yury Golovatskiy, and Natalia Mezhnova, Baker Hughes) realizaron un paper sobre la implementación de pozos multilaterales con el uso de ICD (Inflow Control Devices) en la región de Volga-Ural en Rusia en el reservorio bobrikovsky. Este reservorio producía petróleo viscoso con una producción de agua elevada, esta implementación tuvo como objetivo aumentar la producción de petróleo y reducir el corte de agua. La completación tuvo 2 sidetracks para producir de diferentes intervalos y reducir la producción de agua.

Para el diseño de la completación del pozo horizontal se utilizó el software Netool de (Landmark) en el cual se realizó simulaciones verificar si las herramientas como los ICDs y las mallas fueron ubicadas de una manera eficiente con la finalidad de reducir la producción de agua.

Se obtuvieron excelentes resultados en aumento de la producción de petróleo y se redujo la producción de agua en grandes porcentajes. Debido a los buenos resultados de las simulaciones, el pozo multilateral fue perforado en el campo. El pozo tuvo un buen barrido horizontal, un caudal de petróleo económicamente viable y la capacidad de

controlar los parámetros de producción de cada sidetrack.(Dmitriy Sleptsov, RITEK; Ivan Ishimov, Yury Golovatskiy, and Natalia Mezhnova, 2019)

En base a la revisión realizada podemos concluir que los modelos de simulación, son una herramienta indispensable para el estudio del comportamiento de los fluidos en los reservorios y en la completación.

Además, el uso de los ICV O ICD son herramientas muy eficientes para evitar la producción de fluidos no deseados como el agua y gas, con la finalidad de producir más volumen de petróleo y preservar el run life de los equipos tanto en fondo como en superficie.

CAPITULO 2

2. METODOLOGIA

2.1. Caracterización de yacimiento

La caracterización de yacimientos se define como conjuntos de técnicas desarrolladas con el avance de la tecnología dirigida al estudio de las características petrofísicas, geológicas y dinámicas que controlan la capacidad del almacenamiento y la producción de los reservorios petroleros.

El estudio de la caracterización de los yacimientos nos permite realizar estrategias para diferentes escenarios de explotación del yacimiento, que ayuda a mejorar los planes de optimización de extracción de petróleo, así como el aumento de las reservas del yacimiento.

La metodología de este proyecto de modelo conceptual de simulación se desarrolla en 3 etapas:

La primera es la importación del modelo estático, la cual consiste en la carga de datos geológicos. En nuestro caso, se cargará propiedades desde un modelo estático el cual viene en formato (. vdb) (formato proveniente de las aplicaciones de G&G de Landmark). La segunda etapa es la construcción del modelo dinámico en el software Nexus, ingresando datos de las propiedades de los fluidos y el ingreso de los datos de los pozos que están en el campo ESPOL. La tercera etapa consiste en la simulación de las dos configuraciones de completación, en donde se realizará el modelamiento del diseño de completación de un pozo horizontal en el software Netool para su importación y simulación conjunta con el modelo de simulación en NEXUS.

2.2. Modelo Estático

En la construcción del modelo conceptual de simulación se empieza con la carga de datos del modelo estático del yacimiento FICT al modelo de simulación dinámica.

Este modelo se encarga de representar las propiedades de los medios porosos del reservorio FICT con el uso de datos obtenidos de pruebas realizadas en diferentes estudios como los datos petrofísicos, registros eléctricos, etc.

El desarrollo del modelo estático se basa en métodos geoestadísticos los cuales integran datos cuantitativos tanto geofísicos como de laboratorio y datos cualitativos geológicos para construir una matriz, en la que se va a representar el valor de cada propiedad del yacimiento FICT en sus respectivas celdas.

Con la ayuda de la simulación de yacimiento del software Nexus podremos identificar las celdas de una manera visual en forma de volumen que está incluido en el yacimiento. A su vez, estas celdas están representadas matemáticamente en la discretización de las propiedades del reservorio del campo ESPOL

En esta fase del proyecto se define la geometría del yacimiento FICT del campo ESPOL y los parámetros petrofísicos, con el fin de entender en términos geológicos y físicos el sistema de acumulación de hidrocarburos. Para ello se requieren diferentes tipos de información para la construcción del modelo estático, los cuales son:

- Geología
- Petrofísica
- Caracterización de fracturas
- Estratigráfica y Estructural
- Geoestadística

Para modelar la parte del modelo estático se ejecuta la integración del modelo geológico, petrofísico y estructural. Estos modelos se realizan en base a datos de perforación,

geológicos, sísmicos y análisis de registros eléctricos. Estos datos son evaluados y procesados para la construcción de un modelo estático eficiente.

2.3. Modelo Dinámico

Esta es la segunda fase del modelo conceptual de simulación, en esta fase se analiza la interacción dinámica entre roca-fluido del yacimiento en nuestro caso reservorio FICT, con la finalidad de comprender el comportamiento de los fluidos en la roca del reservorio.

Para la construcción del modelo dinámico se necesitan de ciertos parámetros fundamentales, los cuales son:

- Datos de producción
- Pruebas de presión
- PVT fluidos
- Curvas de permeabilidad relativa

Para la construcción del modelo dinámico de nuestro proyecto se necesita construir la malla gruesa por medio del software, Luego se realiza el ajuste de producción, presión, etc.

Por último se realiza las estimaciones y las diferentes estrategias del plan de desarrollo siempre y cuando tengamos un ajuste histórico confiable.

2.4. Construcción de la malla de simulación

Una vez ya poblado las propiedades del reservorio FICT en la malla geológica tales como: permeabilidad y porosidad, se procede a definir las dimensiones de las celdas las cuales fueron: 56 celdas en X, 24 celdas en Y, 8 celdas en Z para la arena FICT del campo ESPOL, dando un total de 10752 celdas.

2.5. Tablas de eventos

Se debe de realizar una tabla de eventos para poder analizar todas las intervenciones que se le ha hecho al pozo por ejemplo: cementación forzada, fracturamiento, estimulaciones, recañoneos de las arenas, etc.

Como en nuestro proyecto se está utilizando el software Nexus, se debe tener una extensión específica para estas tablas de eventos, la cual es '.ev'.

2.6. Procedimiento de simulación en el software Nexus

Primero comenzamos con la creación de un estudio, y luego un caso de estudio como se muestra en la (Figura 2.1). Cuando comenzamos a crear estos casos y estudios, se van a crear unas carpetas con extensión de '. vdb' la cual servirá como un repositorio para guardar futura información y al mismo tiempo una carpeta llamada 'mai.xml' será creada.

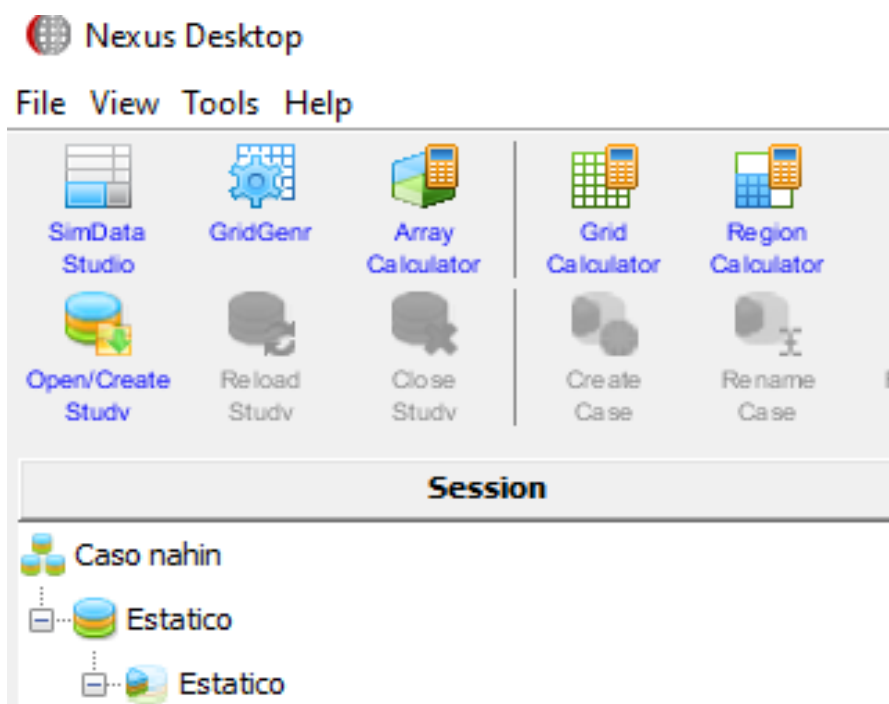


Figura 2. 1 Creación del estudio en el software Nexus

Después seleccionamos la opción 'SimData Studio' para comenzar a ingresar los datos, en esta opción se abre un menú en donde tenemos que ingresar el nombre de la carpeta que se va a generar, la cual tendrá una extensión de '. wdb' esta carpeta estará al mismo nivel de la extensión '. vdb'.

Posteriormente se importa las grid y se comienza a ingresar las propiedades del reservorio tanto datos de pvt como datos petrofísicos.

En esta opción se activan dos menús, uno para la parte estática del modelo llamado 'core data' y el otro, para la parte dinámica llamado 'exec data' como se puede observar en la figura adjunta.

En la parte del modelo estático 'core data' tenemos que ingresar los datos PVT, propiedades de la roca y fluidos. Podemos observar en el menú de la parte izquierda que existen opciones con una 'X' de color rojo, esto nos indica que nos falta ingresar datos del reservorio como se muestra en la (Figura 2.2), de esta manera poco a poco se va a ir ingresando estos datos.

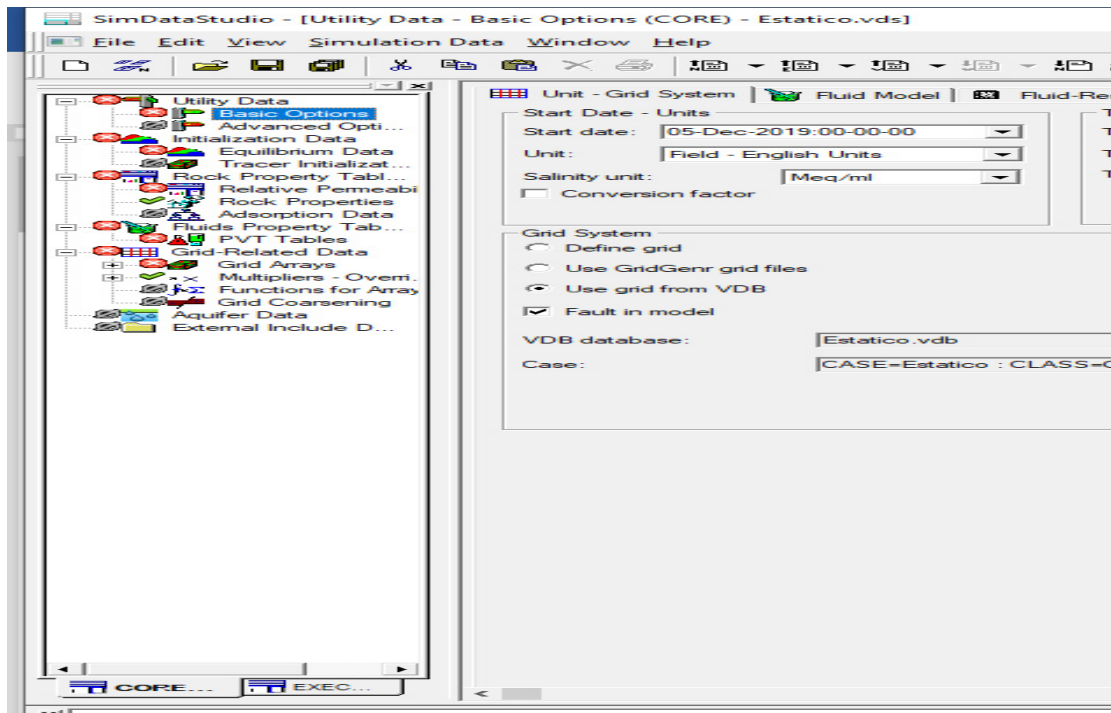


Figura 2. 2. Menú en la opción SimData en la parte estática 'core data'

Se debe comenzar con una verificación de los datos que se necesitan ingresar, se debe ingresar la fecha de inicio que en nuestro caso es el 5 de diciembre del 2019 y las unidades que en este caso son unidades de campo, además del tipo de formato de la malla de la grid que será en formato (vdb). Por último, se observa cuantas celdas tiene la malla en cada eje (X, Y, Z).

Además, se ingresa la fecha de finalización de la simulación en nuestro caso es el 5 de diciembre del 2021, luego se define cada, que tiempo, queremos que nos de la simulación de los pozos, en nuestro caso definimos cada 6 meses.

Se escogió la opción de Black Oil debido a que solo existen 3 fases en el flujo de los fluidos en el reservorio, además del ingreso de sus respectivos parámetros como: viscosidad del fluido, temperatura del reservorio, compresibilidad de la roca, estos datos son muy importantes debido a que si no se ingresa de una forma correcta la simulación no va a correr.

De la misma manera se procede a ingresar los datos en la opción de 'Equilibrium Data', en el cual se debe ingresar tanto los datos de la presión de reservorio, profundidad del

pozo en ft y la profundidad del contacto agua-petróleo y gas-petróleo, hay que tener mucho cuidado en que unidades se están ingresando los datos porque pueden causar problemas en la simulación.

Una vez ingresado los datos, obtenemos un gráfico en donde se puede visualizar los contactos de agua-petróleo y gas-petróleo, como se observa en la (Figura 2.3).

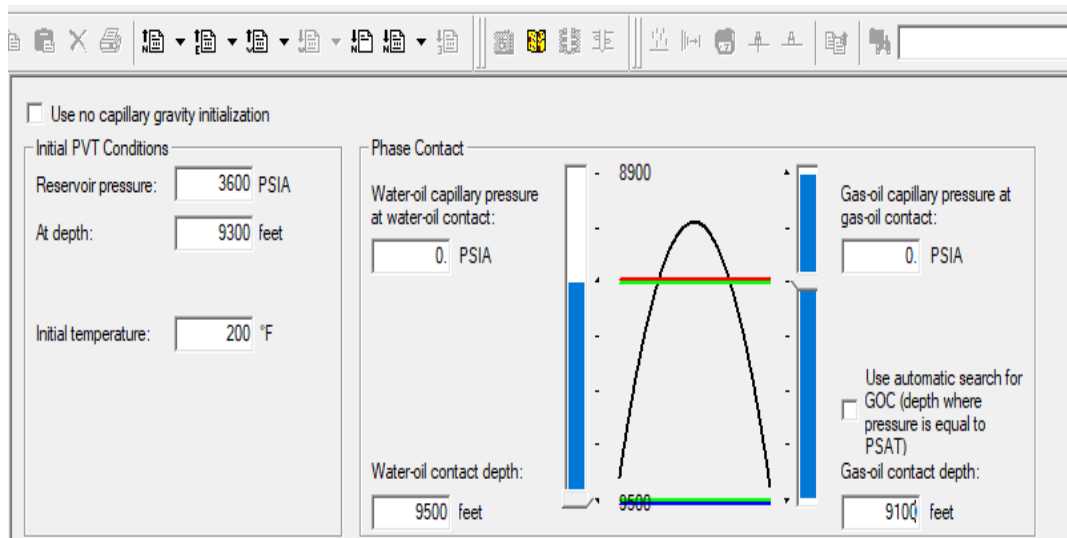


Figura 2. 3. Ingreso de los datos del reservorio en la opción 'equilibrium data'.

Con respecto a las permeabilidades relativas se las puede ingresar de dos maneras, importando las gráficas, si se las tiene en algún archivo dando clic en la opción de 'Import from files'.

Otra forma de calcular las permeabilidades relativas es mediante unas correlaciones en la cual tendremos que ingresar datos manualmente en la opción como: saturación de agua, saturación de petróleo residual, presión capilar de entrada y la presión capilar máxima, exponentes de gas y petróleo que son necesarias para la determinación de las permeabilidades relativas con las correlaciones, dando clic en la opción de 'correlación', como se muestra en la (Figura 2.4).

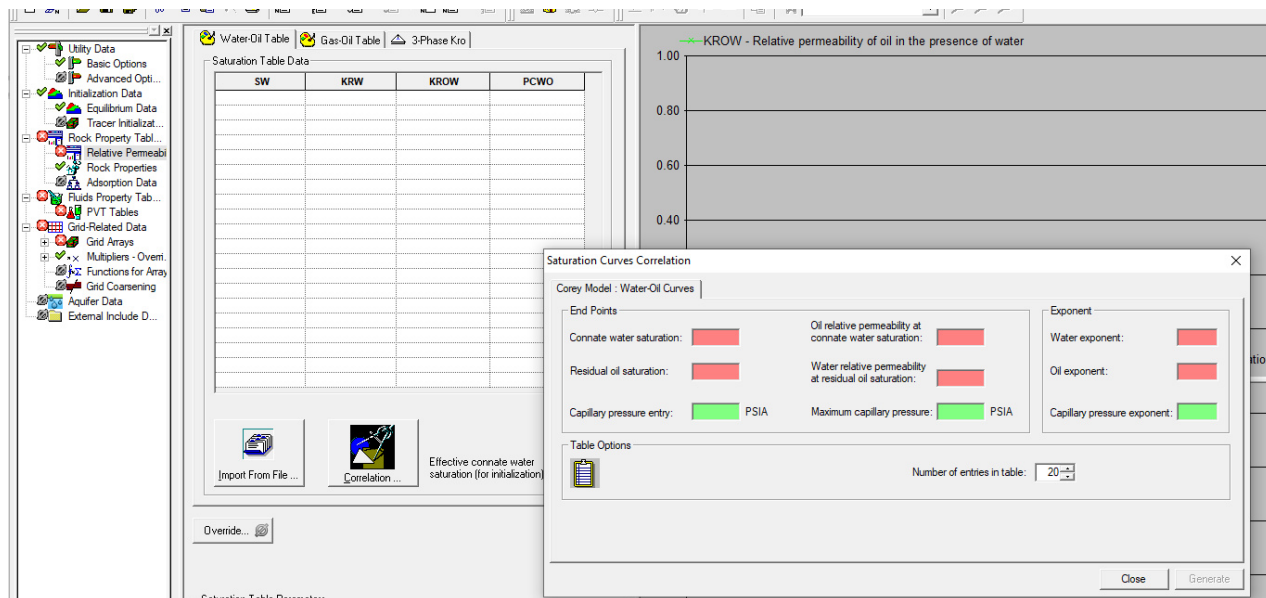


Figura 2. 4. Ingreso de los datos para el cálculo de las curvas de permeabilidades relativas

En nuestro caso importamos los datos para graficar las curvas de las permeabilidades relativas tanto del contacto agua-petróleo como el contacto de gas-petróleo. Una vez que se determinen estas graficas nos aparece un menú en el cual podemos modificar las unidades de la misma, además se observan cómo se comportan las permeabilidades con respecto a la saturación del agua, como se muestra en la (Figura 2.5).

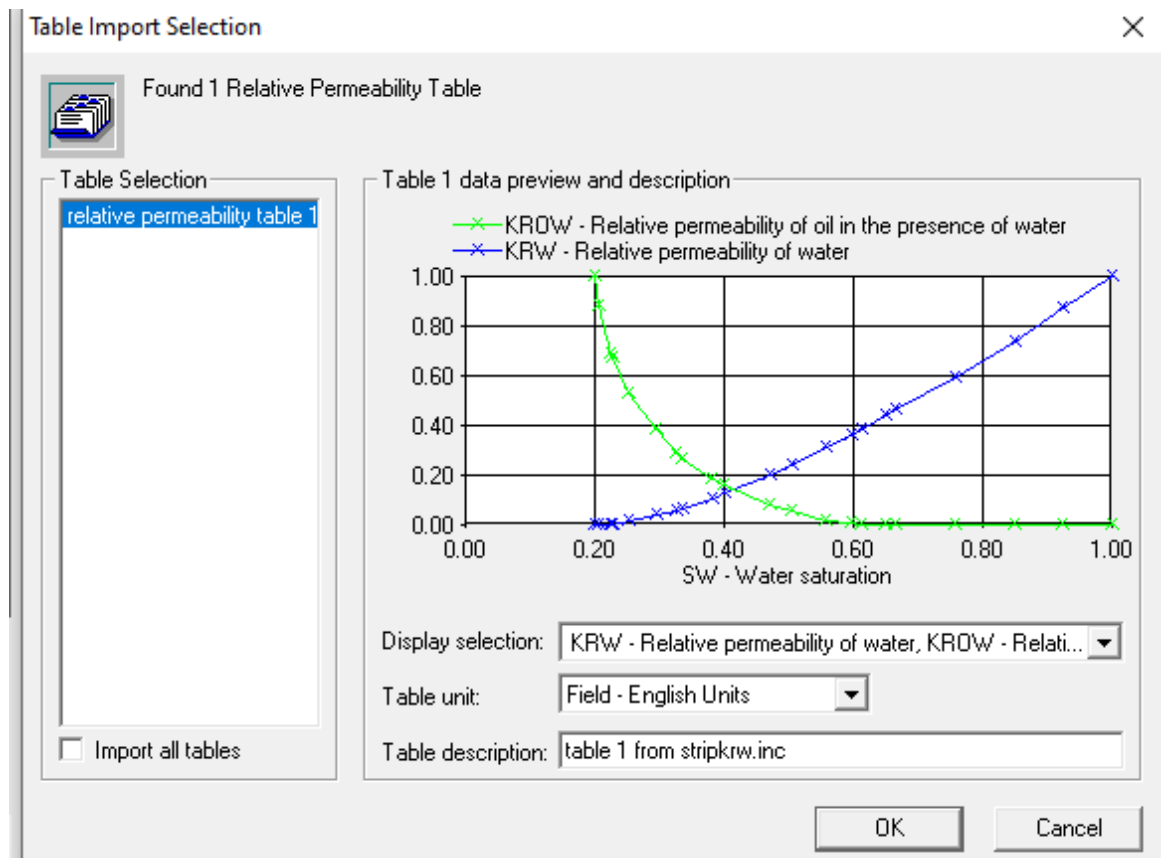


Figura 2. 5. Menú para modificar las curvas de permeabilidades relativas

Como resultado obtenemos las gráficas de contacto agua-petróleo y de la permeabilidad relativa de petróleo en presencia de agua, como se observa en la (Figura 2.6).

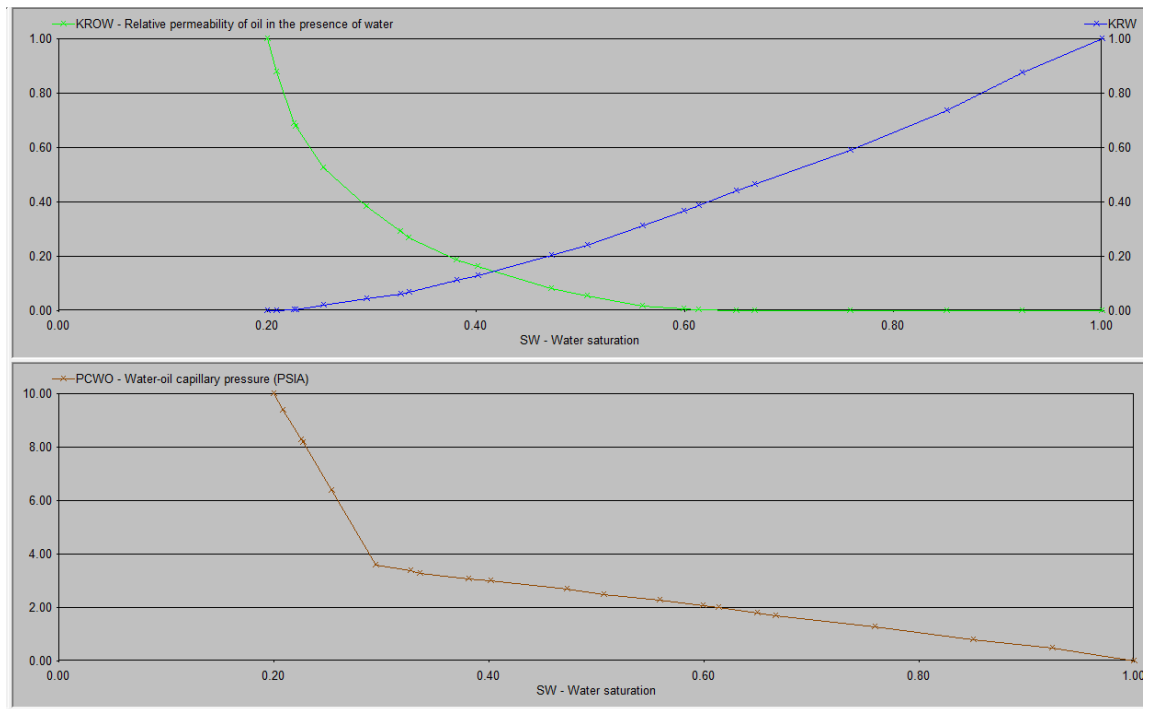


Figura 2. 6. Curvas de permeabilidades relativas

Realizamos un análisis de la variación de los contactos de los tres fluidos en un sólo gráfico, para poder graficar los contactos y observar cuál es su comportamiento, se grafica un triángulo donde se detalla en cuánto varían los contactos de agua-petróleo, gas-petróleo, como se muestra en la (Figura 2.7).

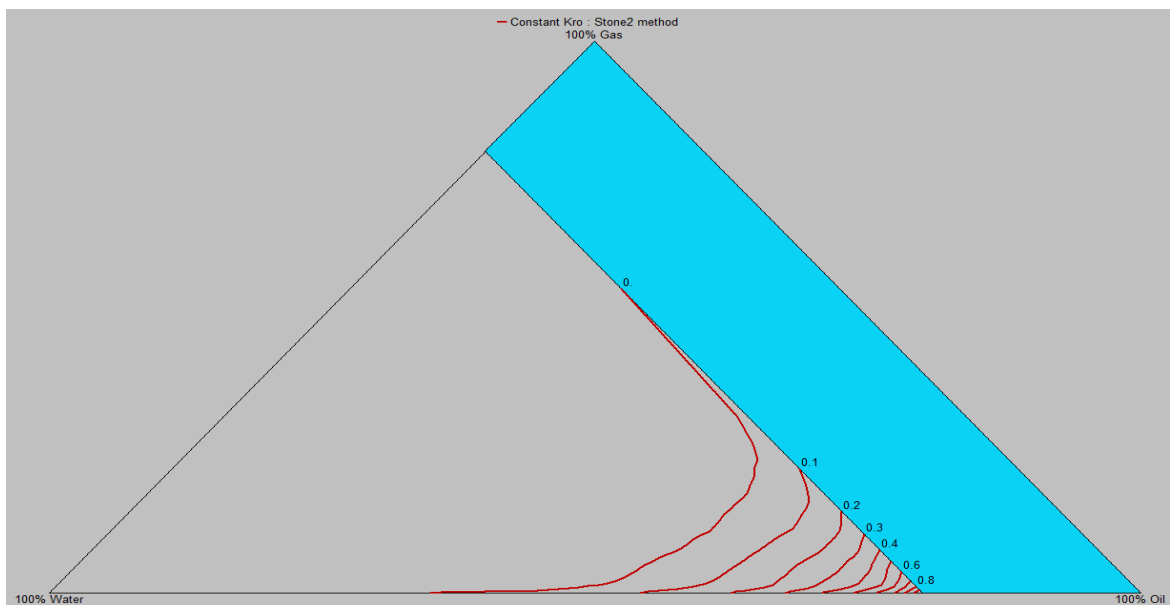


Figura 2. 7. Gráfico de los dos contacto, agua-petróleo y gas-petróleo

Una vez culminado la determinación de las curvas de permeabilidades relativas se procede a ingresar los datos pvt en la opción 'pvt tables, se los puede ingresar importando un archivo donde tengan todos los datos necesarios o mediante correlaciones cuyos datos a ingresar serian: presión de reservorio, grados API del petróleo, gravedad específica del gas entre otros.

Al ingresar mediante la importación de los datos de una carpeta 8 ('. vdb') obtenemos ciertas gráficas, como se observa en las (Figura 2.8).

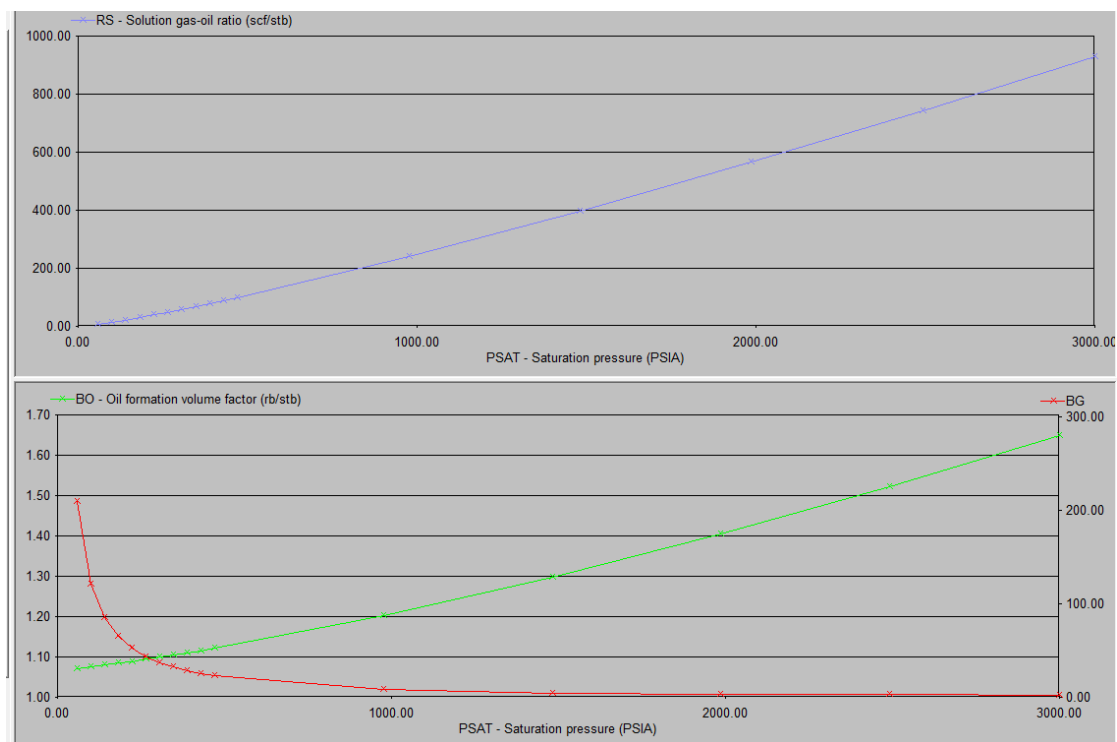


Figura 2. 8. Graficas del factor volumétrico del petróleo y el volumen de gas en solución

Es indispensable ingresar como varia la permeabilidad en las celdas tanto en (X, Y, Z), además de la variación de la porosidad que en este caso será en 'Z para ingresar estos datos se da clic en la opción 'physical property arrays'.

Se puede ingresar los datos de las permeabilidades y porosidades manualmente o importando los datos, en nuestro caso se importa los datos desde un archivo ('. vdb'), como se observa en la (Figura 2.9).

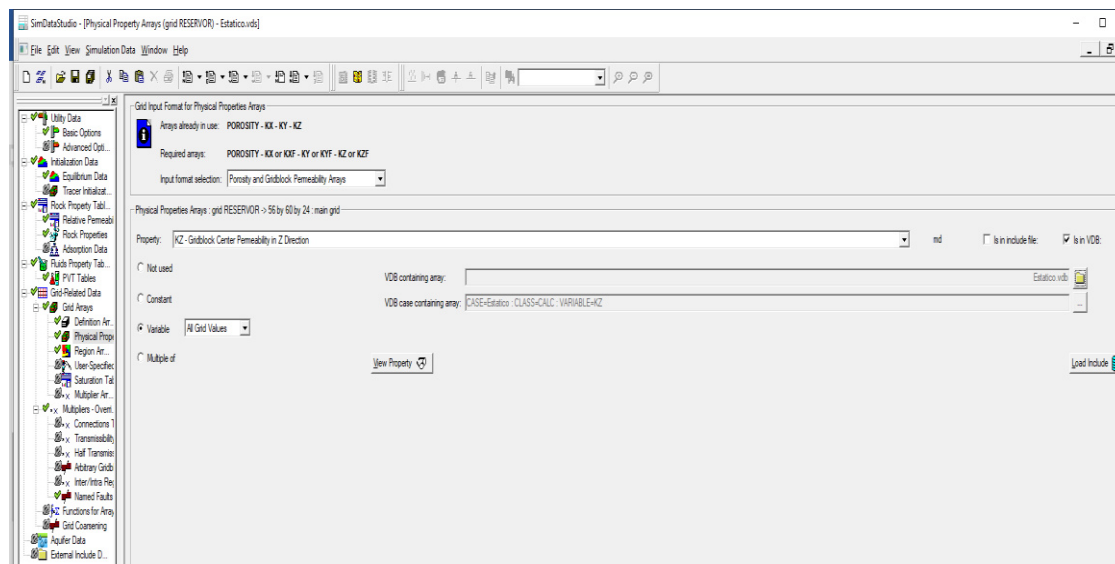


Figura 2. 9. Importación de los datos de permeabilidades y porosidad desde un archivo vdb

Una vez que tengamos completa la parte de las propiedades de la roca y fluidos podemos seguir en la etapa de los pozos, pero se debe estar seguro si podemos avanzar a la siguiente etapa y para ello debemos verificar que todas las 'X' de color rojo desaparezcan y se tornen en vistos verdes para poder proseguir en la etapa siguiente.

En esta nueva etapa de la simulación llamada 'exec data' vamos a especificar hasta qué fecha se realizará la simulación y una descripción de la corrida de la simulación, como las coordenadas de los pozos, nombres de los pozos, y qué clase de pozos son, es decir, si son pozos productores o inyectores de acuerdo a sus respectivos colores.

En esta opción se debe ingresar los datos de los pozos, tales como: tasa máxima de producción, presión de fondo con su respectiva profundidad, la profundidad medida (MD), como se observa en la (Figura 2.10).

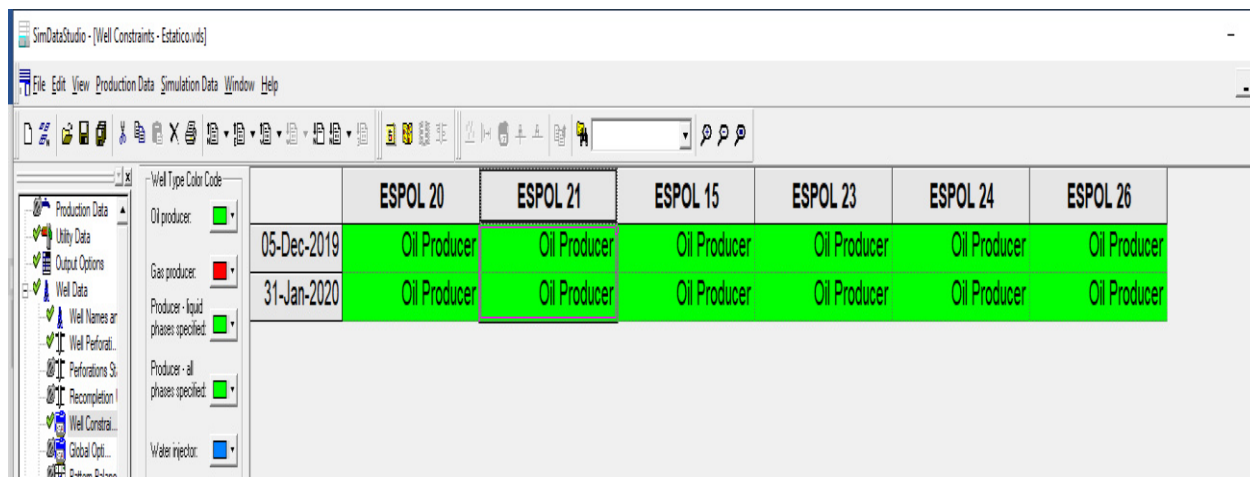


Figura 2. 10. Ingreso de los datos de los pozos

También en esta fase podemos definir, cada qué tiempo se debe realizar la simulación en nuestro caso serán cada 6 meses para realizar las gráficas de la producción de los pozos y de campo, en nuestro caso del campo ESPOL.

Para agregar los cañoneos de los pozos y nombres se los puede ingresar manualmente dando clic en la opción 'well names and locations' y dando clic derecho en la tabla derecha y luego dando clic en 'add', pero en nuestro caso importamos los datos desde archivo (vdb), como se observa en la (Figura 2.11)

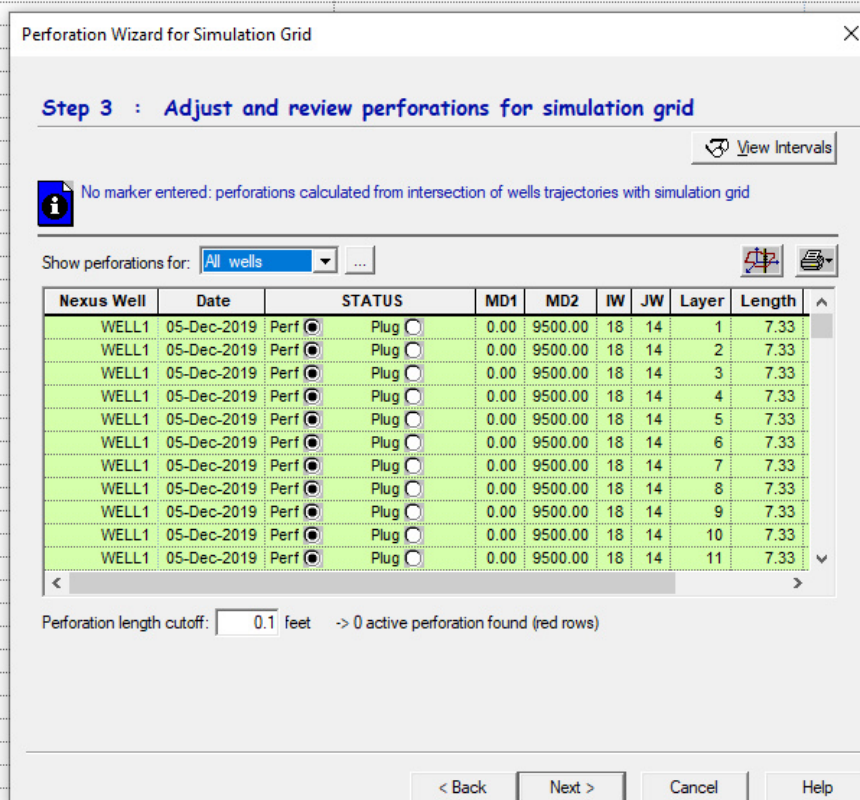


Figura 2. 11. Importación de las coordenadas de los pozos desde un archivo vdb

Una vez importado los datos de los pozos, se genera una tabla en donde se puede visualizar la longitud, profundidad de los pozos y los ángulos de desviación como también la profundidad medida MD, como se puede observar en la (Figura 2.12).

	Effective Date	WELL	L	IW	JW	STAT	GRID	LENGTH	DEPTH	ANGLV	ANGLA	MD	Descriptic
1	05-Dec-2019	ESPOL 20	1	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9013.94	0.	0.	9013.94	
2	05-Dec-2019	ESPOL 20	2	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9021.28	0.	0.	9021.28	
3	05-Dec-2019	ESPOL 20	3	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9028.61	0.	0.	9028.61	
4	05-Dec-2019	ESPOL 20	4	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9035.94	0.	0.	9035.94	
5	05-Dec-2019	ESPOL 20	5	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9043.28	0.	0.	9043.28	
6	05-Dec-2019	ESPOL 20	6	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9050.61	0.	0.	9050.61	
7	05-Dec-2019	ESPOL 20	7	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9057.95	0.	0.	9057.95	
8	05-Dec-2019	ESPOL 20	8	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9065.28	0.	0.	9065.28	
9	05-Dec-2019	ESPOL 20	9	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9072.62	0.	0.	9072.62	
10	05-Dec-2019	ESPOL 20	10	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9079.95	0.	0.	9079.95	
11	05-Dec-2019	ESPOL 20	11	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9087.28	0.	0.	9087.28	
12	05-Dec-2019	ESPOL 20	12	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9094.62	0.	0.	9094.62	
13	05-Dec-2019	ESPOL 20	13	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9101.95	0.	0.	9101.95	
14	05-Dec-2019	ESPOL 20	14	18	14	ON	RESERVOIR	7.33	9109.29	0.	0.	9109.29	
15	05-Dec-2019	ESPOL 20	15	18	14	ON	RESERVOIR	3.8	9114.85	0.	0.	9114.85	
16	05-Dec-2019	ESPOL 20	16	18	14	ON	RESERVOIR	3.8	9118.66	0.	0.	9118.66	
17	05-Dec-2019	ESPOL 20	17	18	14	ON	RESERVOIR	3.8	9122.46	0.01	0.	9122.46	
18	05-Dec-2019	ESPOL 20	18	18	14	ON	RESERVOIR	3.8	9126.26	0.	0.	9126.26	
19	05-Dec-2019	ESPOL 20	19	18	14	ON	RESERVOIR	3.8	9130.06	0.	0.	9130.06	

Figura 2. 12. Tabla final de los datos de los pozos

Se debe definir cuál es el caudal máximo de producción de petróleo de los pozos en (stb/d), y la presión de fondo fluyente en (psia) con su respectiva profundidad.

Una vez completado el ingreso de los datos, nos aseguramos que efectivamente, no falten datos, verificando que las 'X' rojas desaparezcan y se conviertan en vistos verdes.

Como ya se verifico que todos los datos fueron ingresados, tenemos que dar clic en la barra superior en la opción 'Simulation Data' luego en la opción 'Generate simulator data file', por ultimo 'Nexus file' para crear algunas carpetas, una de ellas es la que nos dará el archivo de simulación de salida con una extensión '. fcs'.

Debemos asegurarnos que la carpeta con extensión '.fcs' se halla creado caso contrario no podemos seguir con la simulación. Por último se guarda la información y cierra 'SimData Studio'.

Nosotros realizamos una corrida en el software Nexus para verificar si la simulación funciona y analizar la data que nos genere el simulador, damos clic en la barra superior en la opción 'Nexus Job'.

Luego de dar clic nos sale una ventana en la parte derecha de la pantalla, antes de darle 'start' a la simulación, debemos verificar si el simulador va a tomar la carpeta '. fcs' correcta, una vez verificado, se procede a dar clic en 'start', como se observa en la (Figura 2.13), esperamos la simulación unos 2 minutos.

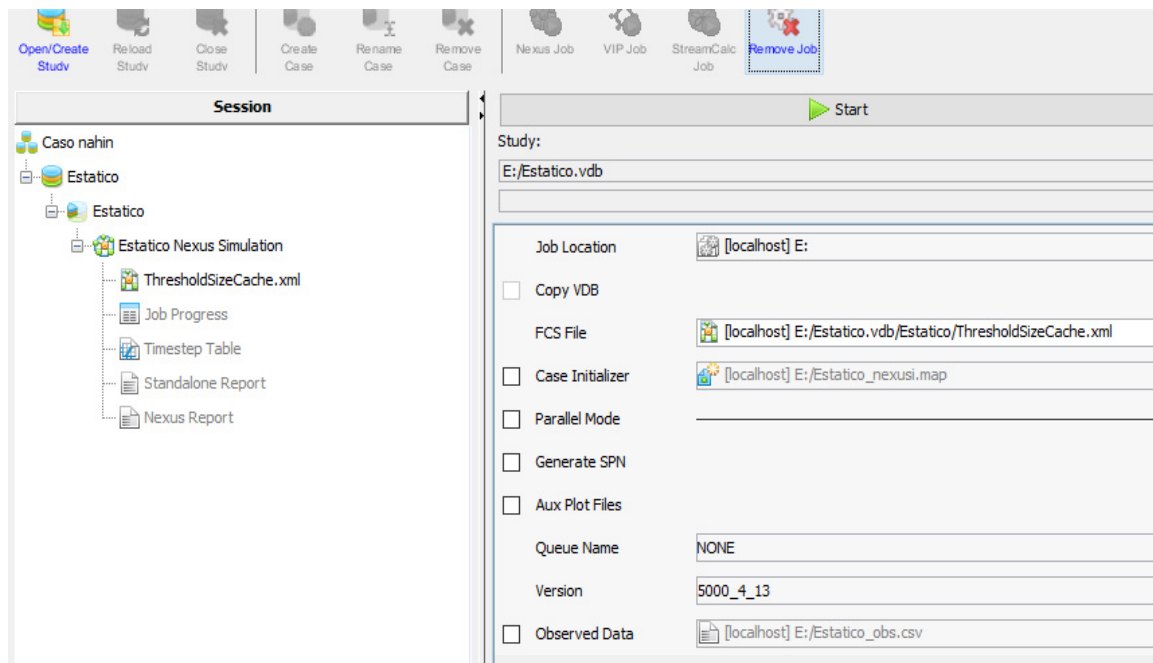


Figura 2. 13. Comienzo de la simulación en 'nexus job'

Se obtienen muchos resultados como tablas de producción y gráficas de la producción de petróleo y agua de los pozos del campo ESPOL con respecto al tiempo, las cuales en el siguiente capítulo se las analizará.

Para verificar que los datos de la malla de la grid estén en perfecto estado utilizamos la opción 'SimResult' en la cual abrimos el archivo de los datos que ingresamos tanto de las propiedades de la roca y fluido.

En esta herramienta del software graficamos algunas variables como la producción acumulada de petróleo, gas, agua. En esta herramienta podemos cambiarle el grosor de la línea, el color de la gráfica y el tipo de letra para el título de la gráfica, comenzamos dándole clic en la opción 'Line Settings'.

En la (Figura 2.14) se puede visualizar el menú que aparece para modificar las gráficas.

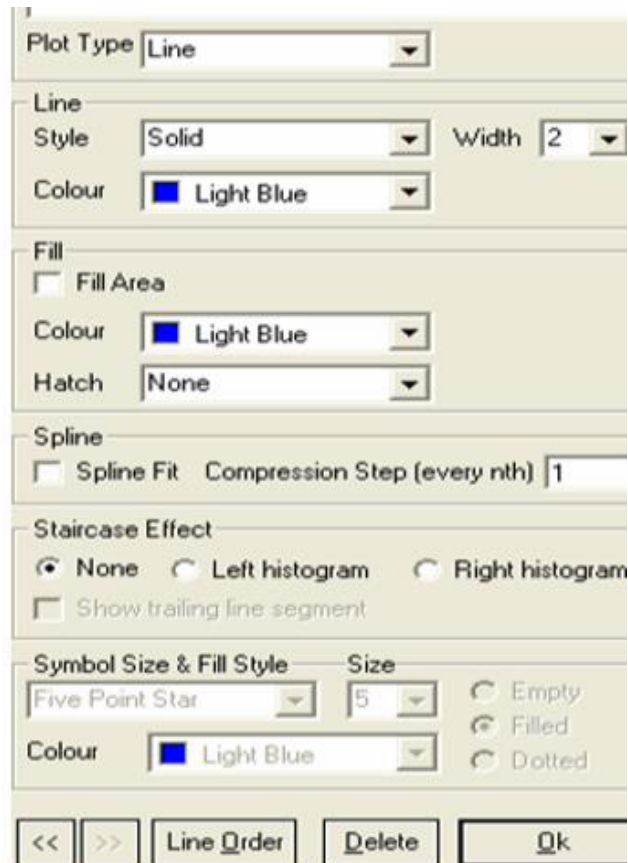


Figura 2. 14. Menú de graficas

Además, graficamos la malla de la grid para verificar si las dimensiones, están de forma correcta, solo le damos clic en la parte izquierda de la ventana donde están los archivos, donde dice 'Reservoir'. Una vez seleccionado esa opción, aparece la malla en 3D, como se observa en la (Figura 2.15)

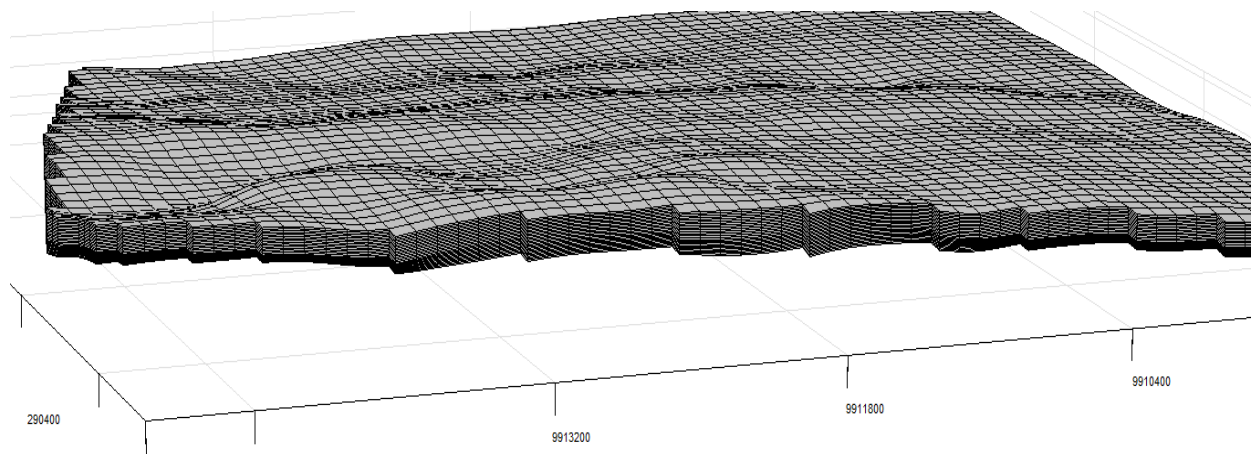


Figura 2. 15. Malla en 3D de la grid desde 'SimResult'

Ya teniendo la malla de la grid graficada en 3D podemos ingresarle diferentes tipos de variables para analizar cómo varía la malla incluyéndoles las facies, porosidad, permeabilidad en (X, Y, Z). Solo se selecciona la en la parte izquierda donde están las variables y se arrastran al gráfico de la malla.

Como podemos observar en el gráfico, se le incluyen las variables, el color de la malla, va cambiando de acuerdo a donde estén ubicadas las variables en sus respectivas zonas.

Nosotros podemos mover la grid 360 grados para analizarla, a su vez tiene un indicador de para verificar como se distribuye la porosidad, permeabilidad y facies, como se muestra en la (Figura 2.16).

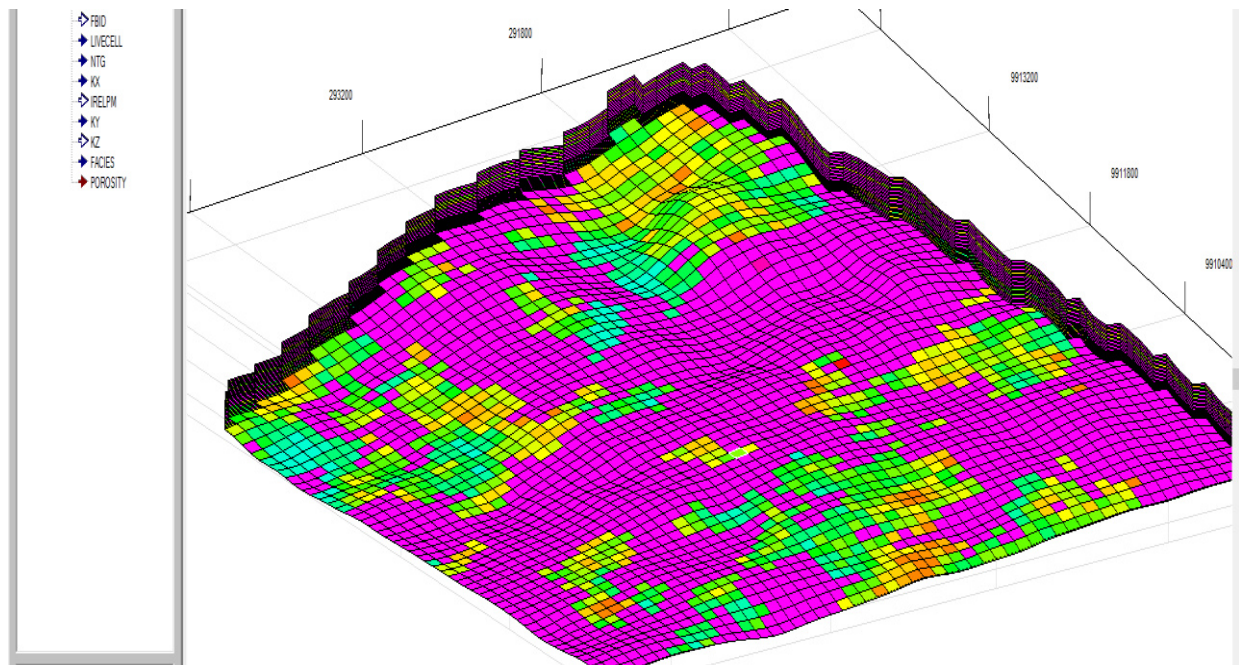


Figura 2. 16. Modificación de la malla desde 'SimResult'

Como queremos saber, cómo quedaría nuestro reservorio con los respectivos pozos, analizando las fallas, facies, y la distribución de la porosidad, lo podemos hacer en la opción de 'NexusView' el cual nos permite analizar un gráfico 3D donde se puede agrandar el espesor, disminuir la transparencia para poder visualizar las fallas que tenemos en nuestro reservorio.

Solo ingresamos a 'NexusView' y le damos clic en 'File' para cargar el archivo de nuestro modelo, se da clic en 'Load 3D grid', como se observa en la (Figura 2.17).

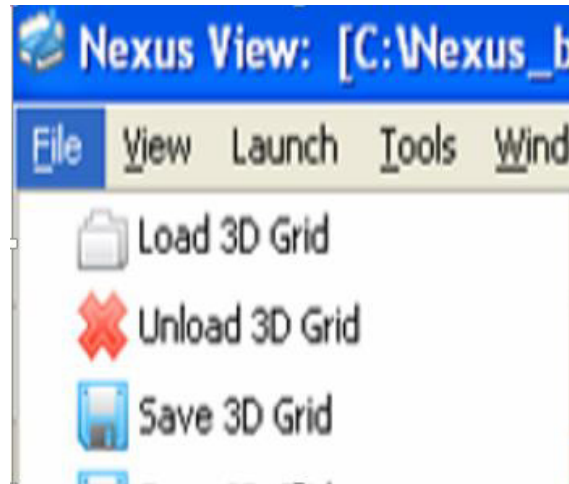


Figura 2. 17. Menú para cargar el reservorio en 'NexusView'

En la parte izquierda de la pantalla podemos encontrar las opciones para poder incluir en el grafico 3D del campo ESPOL. Nosotros incluimos que aparezcan los pozos, las facies, las fallas, y las propiedades solo dando clic, como se muestra en la (Figura 2.18).

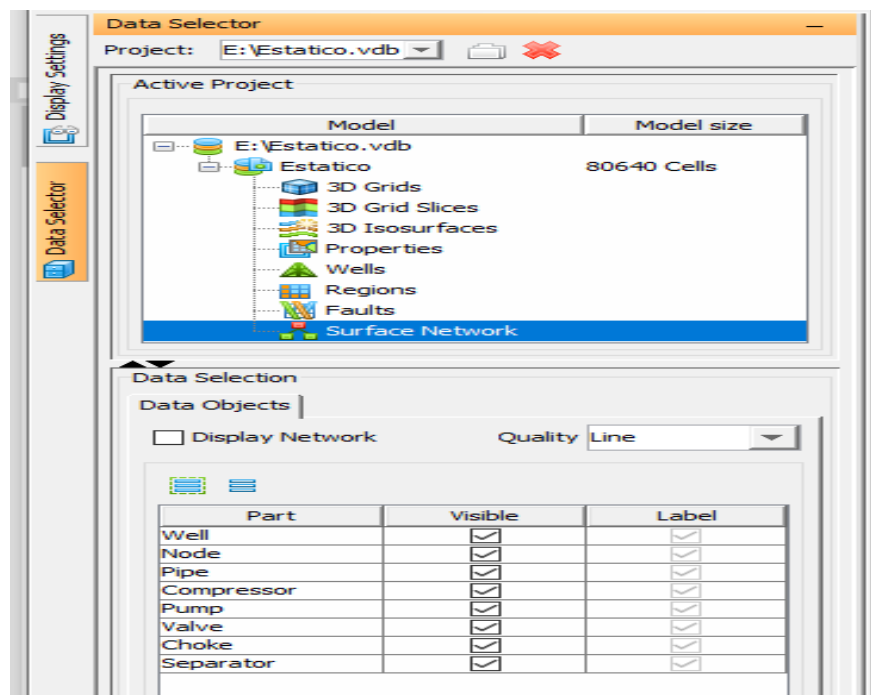


Figura 2. 18. Menú para modificar el grafico de 3D en 'NexusView'

Nuestro reservorio final incluyendo los pozos del campo ESPOL, las facies, fallas, propiedades de las rocas, fluidos, queda de la siguiente manera, como se observa la (Figura 2.19)

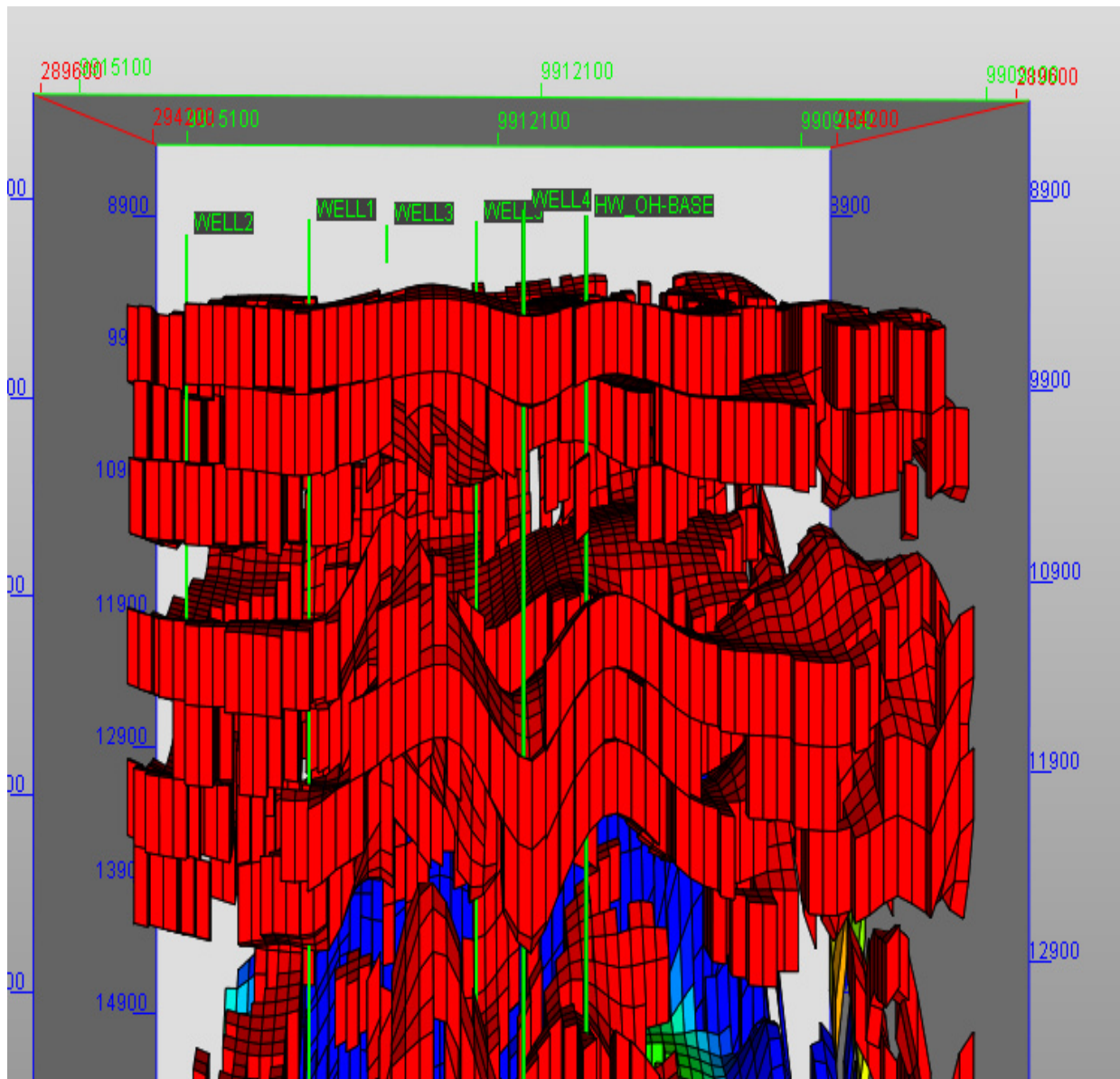


Figura 2. 19. Grafico 3D del reservorio con sus fallas, pozos del campo Espol desde 'NexusView'

El software nos genera un gráfico de muy buena calidad para poder realizar los respectivos análisis en el siguiente capítulo.

A medida que los colores se van tornando más oscuros hasta llegar al azul las facies son muchos mayores en esas zonas, caso contrario no habrá facies en el color más claro, en este caso el color rojo.

2.7. Simulación en Netool

Una vez terminado de realizar el modelo de simulación dinámica en el software Nexus, se procede a realizar la simulación del pozo de estudio, en nuestro caso del pozo ESPOL-23 del campo ESPOL, con esta simulación podemos observar cómo se comporta los fluidos en la completación del pozo.

Este software es muy útil, debido a que, podemos realizar una simulación de algunas completaciones y verificar cual completación es la más apropiada. Con el fin de obtener una buena producción en nuestro pozo se realiza dos simulaciones con diferentes completaciones, la primera a hueco abierto y la otra con tubería pero con válvulas de control ICV (INFLOW CONTROL VALVE).

2.7.1. Caso base sin optimizar

Comenzamos con el pozo a hueco abierto sin tubería, empezamos abriendo el software donde vamos cargar los surveys del pozo es decir las desviaciones del pozo, las profundidades.

Una vez cargado los surveys podemos observar tanto las profundidades medidas (MD) como las profundidades verticales verdades (TVD) cuyas unidades están en metros, es muy importante saber en qué unidades se deben cargar los datos.

En la (Figura 2.20) se observa los datos cargados de los surveys desde nuestro archivo.

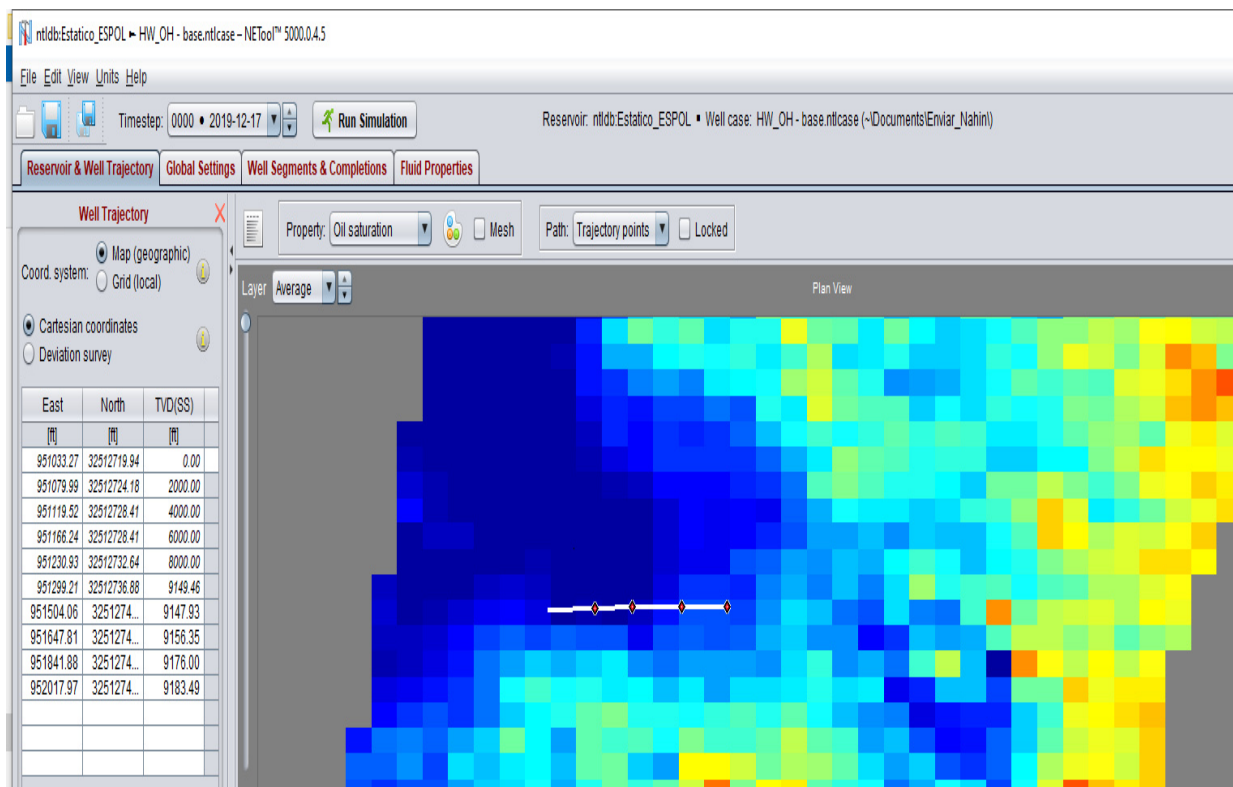


Figura 2. 20. Carga de los datos de surveys en el software Netool

Para poder realizar la simulación debemos ingresar las propiedades de las rocas y fluidos como: saturación de gas, permeabilidades relativas del petróleo y agua. Además, se debe especificar qué tipo de pozo es, en nuestro caso pozo productor. Para poder ingresar los datos, damos clic en la opción de 'Fluid Properties', como se observa en la (Figura 2.21).



Figura 2. 21. Menú superior del software Netool

Se debe especificar la tasa máxima y mínima de flujo en el pozo, además de la temperatura que tiene en el fondo y no olvidarse de los números de Reynolds para establecer si el fluido es laminar o turbulento, esto influye bastante al momento de realizar la simulación es decir en los cálculos en el simulador.

Una parte muy importante es definir nuestro intervalo de producción, es decir, nuestro horizonte productor con el objetivo de realizar la simulación de una manera óptima. Como es el primer caso, no se tiene tubería, solo a hueco abierto, como se muestra en la (Figura 2.22)

En la parte inferior de la pantalla se tendrá un gráfico de color amarillo, el cual nos indicará nuestra completación final, la cual será explicada en el siguiente capítulo.

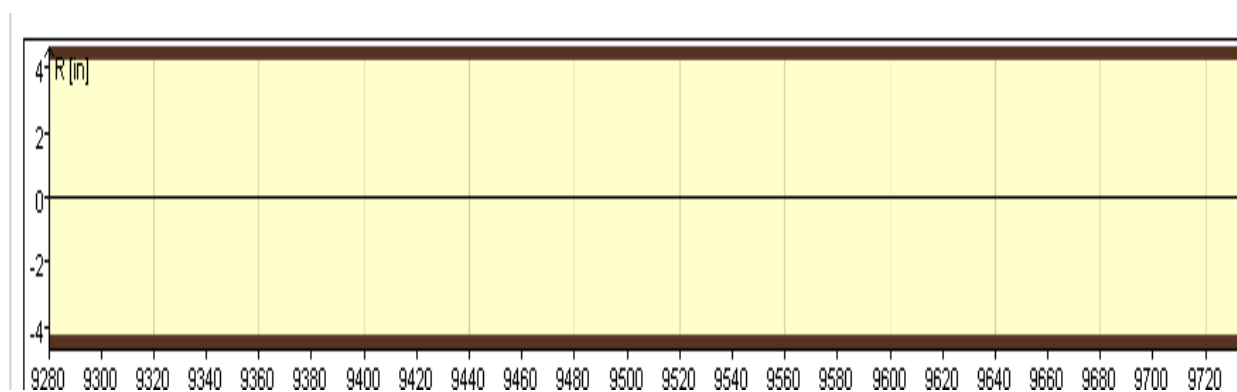


Figura 2. 22. Diseño de la completación del primer caso, caso base

Una vez ingresado todos los datos podemos realizar la simulación para analizar cómo afecta mi producción en el pozo con este tipo de configuración, sin tubería. Solo damos clic en la opción de 'RUN SIMULATION'.

La simulación genera una serie de información tanto de graficas como tablas, donde se visualiza, cómo, es el comportamiento de nuestro pozo con esta configuración.

Se abrirá un menú en la barra superior con el nombre de 'Simulation Results' la cual tiene diferentes tipos de datos con los que podemos analizar, como se muestra en la (Figura 2.23).

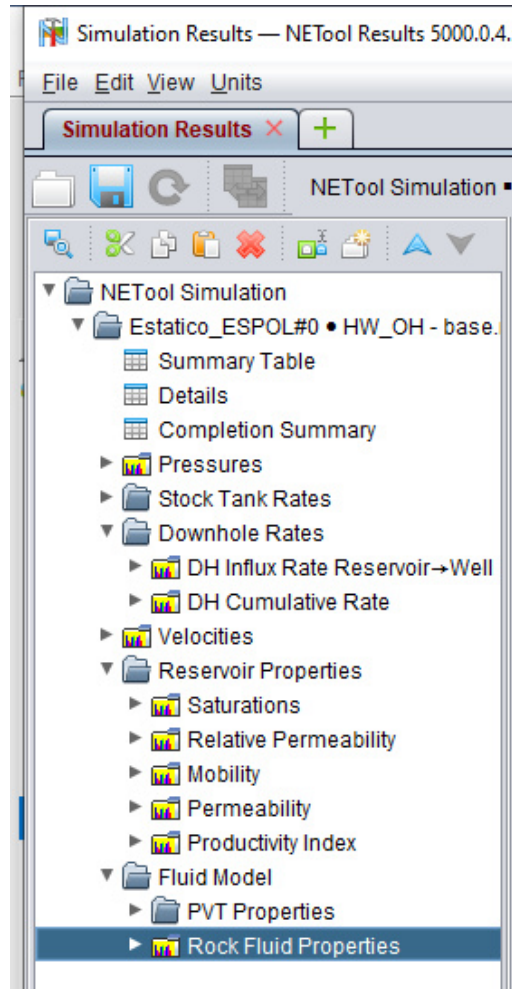


Figura 2. 23. Menú de los resultados de la simulación sección de las gráficas de las presiones

En las gráficas que se generan podemos analizar, cómo, varía nuestra presión del pozo y del reservorio con respecto a la profundidad medida (MD) dando clic en la opción de 'Pressures'.

También se genera una gráfica del draw down con respecto a la profundidad medida (MD). El draw down es el diferencial de presión que estará variando a medida que aumenta la profundidad medida (MD) la cual se encarga de hacer que el fluido llegue al pozo desde la cara de la arena, como se observa en la (Figura 2.24).

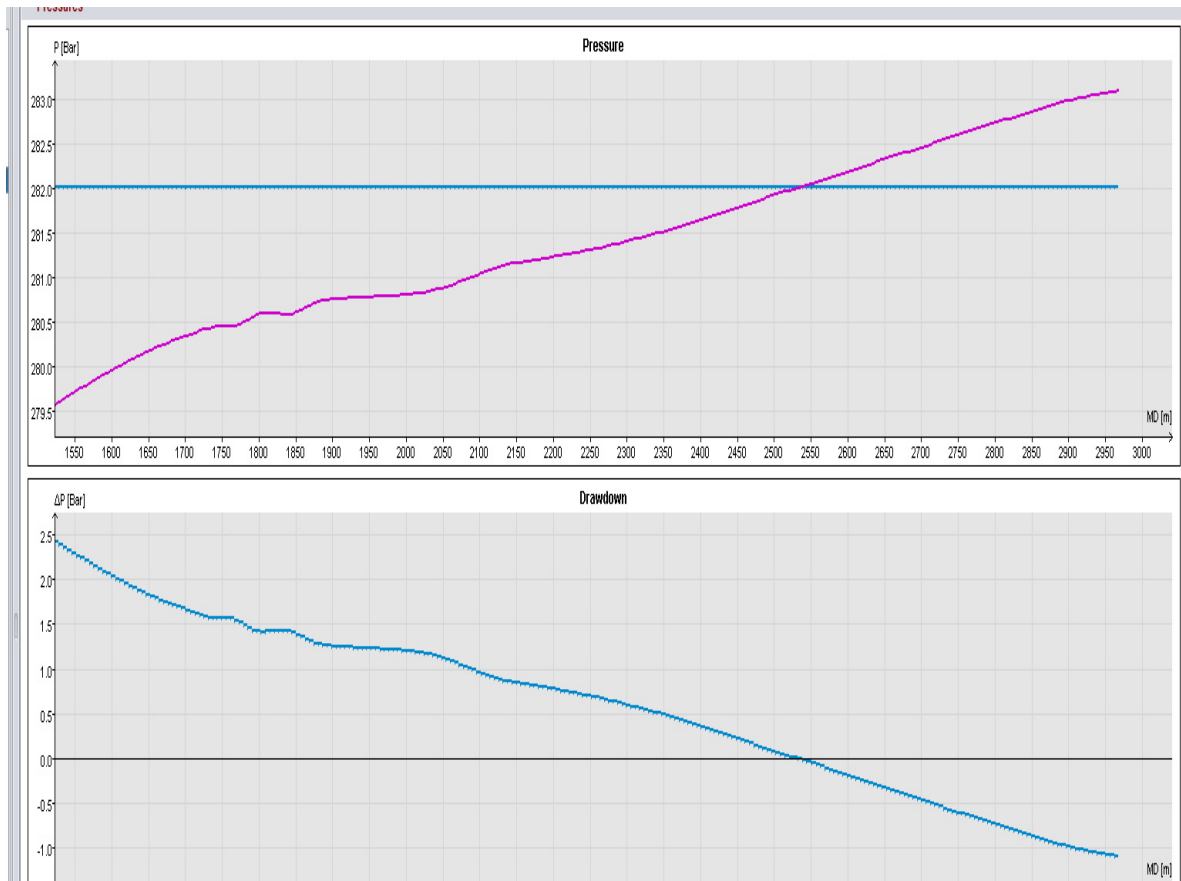


Figura 2. 24. Curvas de las presiones dentro del pozo y del draw down en la cara de la formación con respecto a la profundidad

Además, en esta simulación podemos analizar tablas donde nos indica los caudales que ingresan al pozo desde el reservorio tanto de petróleo, agua y gas con su respectiva profundidad, dando clic en la opción de 'ST influx rate reservoir-well', una de las tablas generadas se muestra en la (Figura 2.25).

ST Influx Rate Reservoir→Well										
B	C	E	F	G	I	J	L	M	N	W
Oil ST Influx Rate — Reservoir→Well		Gas ST Influx Rate — Reservoir→Well			Water ST Influx Rate — Reservoir→Well		Gas/Oil Ratio — Reservoir→Well			W
MD	Qo	MD	Qg,total	Qg,free	MD	Qw	MD	GOR	Rs_sat	
[m]	[Sm ³ /day/m]	[m]	[kSm ³ /day/m]		[m]	[Sm ³ /day/m]	[m]	[Sm ³ /Sm ³]		
1522.0	0.58457815	1522.0	0.073072269	0.0	1522.0	0.0	1522.0	125.0	143.4236	
1527.9333	0.575974	1527.9333	0.07199675	0.0	1527.9333	0.0	1527.9333	125.0	143.4236	1
1533.8667	0.56834254	1533.8667	0.071042818	0.0	1533.8667	0.0	1533.8667	125.0	143.4236	1
1539.8	0.56083842	1539.8	0.070104803	0.0	1539.8	0.0	1539.8	125.0	143.4236	
1545.7333	0.55344738	1545.7333	0.069180923	0.0	1545.7333	0.0	1545.7333	125.0	143.4236	1
1551.6667	0.54615554	1551.6667	0.068269443	0.0	1551.6667	0.0	1551.6667	125.0	143.4236	1
1557.6	0.53905605	1557.6	0.067382006	0.0	1557.6	0.0	1557.6	125.0	143.4236	
1563.5333	0.53207907	1563.5333	0.066509884	0.0	1563.5333	0.0	1563.5333	125.0	143.4236	1
1569.4667	0.52479411	1569.4667	0.065599263	0.0	1569.4667	0.0	1569.4667	125.0	143.4236	1
1575.4	0.51754448	1575.4	0.06469306	0.0	1575.4	0.0	1575.4	125.0	143.4236	
1581.3333	0.51034187	1581.3333	0.063792734	0.0	1581.3333	0.0	1581.3333	125.0	143.4236	1
1587.2667	0.50319785	1587.2667	0.062899731	0.0	1587.2667	0.0	1587.2667	125.0	143.4236	1
1593.2	0.4961239	1593.2	0.062015488	0.0	1593.2	0.0	1593.2	125.0	143.4236	
1599.1333	0.48911954	1599.1333	0.061139943	0.0	1599.1333	0.0	1599.1333	125.0	143.4236	1
1605.0667	0.48222505	1605.0667	0.060278132	0.0	1605.0667	0.0	1605.0667	125.0	143.4236	1
1611.0	0.47543867	1611.0	0.059429834	0.0	1611.0	0.0	1611.0	125.0	143.4236	
1616.9333	0.46876864	1616.9333	0.05859608	0.0	1616.9333	0.0	1616.9333	125.0	143.4236	1
1622.8667	0.46222550	1622.8667	0.057778100	0.0	1622.8667	0.0	1622.8667	125.0	143.4236	1

Figura 2. 25. Tabla de los resultados de la simulación, de la tasa de influjo desde el reservorio hacia el pozo

Además de generar tablas de la tasa de influjo del reservorio hacia el pozo, se genera una tabla con la información total del flujo dentro de la tubería en la opción 'details', como se muestra en la (Figura 2.26).

Model Seg. #	GUI Seg. #	Segment Top MD [ft]	Segment Length [ft]	Segment Top TVD [ft]	Casing/Liner	Sand Control	Inflow Control	Stinger	Well Hole Size [in]	Connected to Reservoir	Pressure Reservoir [psi]	Pressure in Tubing [psi]	Hydrostatic pres. from heel [psi]	Drawdown [psi]
1	1	9280.00	12.92	9149.37	-	-	-	-	8.5	Yes		3999.03	0.0	
2		9292.92	13.54	9149.26	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.0	-0.034632	91.067
3		9306.46	13.54	9149.10	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.95	-0.081145	91.1131
4		9320.00	13.33	9148.93	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.9	-0.135118	91.1666
5	2	9333.33	13.33	9148.74	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.84	-0.192699	91.2237
6		9346.67	13.33	9148.54	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.78	-0.251935	91.2826
7		9360.00	16.39	9148.35	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.72	-0.310171	91.3404
8		9376.39	16.39	9148.13	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.66	-0.376534	91.4063
9	3	9392.77	7.23	9147.95	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.6	-0.432702	91.462
10		9400.00	13.33	9147.88	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.58	-0.453024	91.4821
11		9413.33	13.33	9147.78	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.55	-0.481459	91.5103
12		9426.67	13.33	9147.74	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.54	-0.496315	91.5247
13	4	9440.00	13.33	9147.74	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.54	-0.494787	91.5229
14		9453.33	13.33	9147.81	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.56	-0.474408	91.5022
15		9466.67	13.33	9147.97	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.61	-0.426202	91.4537
16		9480.00	0.76	9148.47	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.76	-0.274561	91.3018
17	5	9480.76	12.10	9148.50	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.77	-0.265321	91.2925
18		9492.86	13.57	9149.01	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.93	-0.110222	91.1372
19		9506.43	13.57	9149.64	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.12	0.0818855	90.9448
20		9520.00	13.33	9150.34	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.33	0.292685	90.7338
21	6	9533.33	13.33	9151.08	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.56	0.517504	90.5087
22		9546.67	13.33	9151.87	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.8	0.75934	90.2667
23		9560.00	11.73	9152.72	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4000.06	1.01768	90.0081
24		9571.73	11.73	9153.52	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4000.3	1.25831	89.7673
25	7	9583.47	9.57	9154.35	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4000.55	1.51097	89.5145
26		9593.04	6.96	9155.06	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4000.76	1.72565	89.2997
27		9600.00	13.33	9155.59	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4000.93	1.88667	89.1386
28		9613.33	13.33	9156.68	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4001.26	2.21905	88.806
29	8	9626.67	13.33	9157.94	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4001.64	2.60232	88.4226
30		9640.00	13.33	9159.25	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4002.04	2.99904	88.0257
31		9653.33	13.33	9160.59	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4002.45	3.40686	87.6178
32		9666.67	13.33	9161.97	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4002.86	3.82342	87.2011
33	9	9680.00	13.69	9163.36	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4003.29	4.24636	86.7781
34		9693.69	13.16	9164.80	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4003.72	4.68477	86.3395
35		9706.84	13.16	9166.20	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4004.15	5.10771	85.9165
36		9720.00	13.33	9167.59	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4004.57	5.52998	85.4941
37	10	9733.33	13.33	9168.99	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4005.0	5.95497	85.069
38		9746.67	13.33	9170.37	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4005.41	6.37459	84.6493
39		9760.00	17.04	9171.73	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4005.83	6.7865	84.2374
40		9777.04	17.04	9173.41	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4006.34	7.29791	83.7259
41	11	9794.08	5.92	9175.03	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4006.83	7.78794	83.2358
42		9800.00	4.55	9175.57	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4006.99	7.95239	83.0713
43		9804.55	17.72	9175.98	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4007.12	8.07652	82.9471
44		9822.28	17.72	9177.18	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4007.48	8.44117	82.5824
45	12	9840.00	13.33	9178.27	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4007.81	8.77422	82.2493
46		9853.33	13.33	9179.03	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4008.05	9.00501	82.0185
47		9866.67	13.33	9179.74	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4008.26	9.21884	81.8047
48		9880.00	14.30	9180.39	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4008.46	9.4157	81.6078

Figura 2. 26. Tabla final de la simulación datos de las profundidades del pozo, reservorio

Una vez culminada la simulación del caso en el software Netool se guarda en una carpeta con el nombre 'caso base'.

2.7.2. Caso Optimizado

Procedemos a realizar el segundo caso con la configuración de completación de tubería con válvulas de control (ICV), en este caso se va a optimizar la producción de petróleo con el uso de válvulas de control, cuando concluya la simulación se podrá ver una mejoría en la producción de petróleo y una reducción en la producción de agua y gas.

De la misma manera que se realizó en el primer caso se lo hace en este segundo caso, se cargan los surveys, se ingresan los datos de las rocas y fluidos.

En esta parte se debe analizar a que profundidad existe un mayor ingreso de agua y gas. Se define los intervalos para conocer a que profundidad se deben instalar las válvulas

de control porque con estos dispositivos podemos controlar el flujo de fluidos a la tubería, es decir, podemos abrirlas y cerrarlas desde superficie.

Comenzamos a incluir las válvulas de control ICV y las empacaduras a las profundidades necesarias, ingresando a la opción de 'WELL SEGMENTS & COMPLETIONS'.

Después aparece una tabla donde se puede modificar las válvulas de control, es decir, su apertura, en pocas palabras que tan abierta o cerrada pueden estar las válvulas a sus diferentes profundidades, como se muestra en la (Figura 2.27).

#	Top MD 	Seg. Leng... 	Top TVD(... 	Pressure Drop Method 	Compressible Flow	Valve Coeff. from 	Valve Opening 	Valve Table
	[ft]	[ft]	[ft]					
1	9280.00	40.00	9149.37	-	-	-	-	-
2	9320.00	40.00	9148.93	Valve Coefficients Cv, Xt	☐	From valve table	3.0	Sample
3	9360.00	40.00	9148.35	-	-	-	-	-
4	9400.00	40.00	9147.88	-	-	-	-	-
5	9440.00	40.00	9147.74	-	-	-	-	-
6	9480.00	40.00	9148.47	-	-	-	-	-
7	9520.00	40.00	9150.34	-	-	-	-	-
8	9560.00	40.00	9152.72	-	-	-	-	-
9	9600.00	40.00	9155.59	Valve Coefficients Cv, Xt	☐	From valve table	3.0	Sample
10	9640.00	40.00	9159.25	-	-	-	-	-
11	9680.00	40.00	9163.36	-	-	-	-	-
12	9720.00	40.00	9167.59	-	-	-	-	-
13	9760.00	40.00	9171.73	-	-	-	-	-
14	9800.00	40.00	9175.57	-	-	-	-	-
15	9840.00	40.00	9178.27	-	-	-	-	-
16	9880.00	40.00	9180.39	-	-	-	-	-
17	9920.00	40.00	9182.00	-	-	-	-	-
18	9960.00	21.17	9183.10	Valve Coefficients Cv, Xt	☐	From valve table	7.0	Sample

Figura 2. 27. Menú de selección de las válvulas de control ICV

Nuestro diseño de la completación en el pozo utilizando tubería, empacaduras, y válvulas de control queda de la siguiente manera.

Las válvulas de control en el diseño de la completación son de color rosado, y las empacaduras son las líneas rojas, como se observa en la (Figura 2.28).

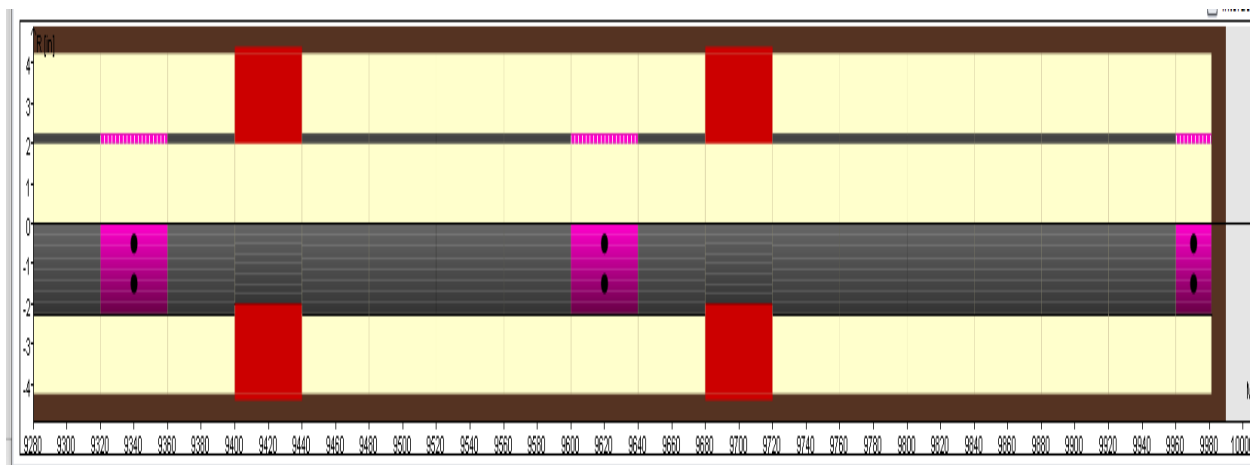


Figura 2. 28. Diseño del segundo caso, caso optimizado con una completación con tubería y válvulas de control ICV

La configuración de la completación con tubería y válvulas de control se podrá visualizar en el inicio del menú, en la parte inferior, en ese gráfico podemos analizar la tubería y las válvulas con su respectiva profundidad.

Además, se incluye dos empacaduras mecánicas para aislar las diferentes zonas de producción y tener una buena estabilidad de la tubería.

En el siguiente capítulo se detallará a que profundidad quedaron las válvulas de control, y las empacaduras.

Una vez ya verificado el ingreso de todos los datos se procede a realizar la simulación. En este caso se obtuvieron la misma información con diferentes valores.

Se generan graficas de las tasa de flujo de petróleo, gas y agua en el tubing como también el corte de agua para poder visualizar las gráficas de estas variables se da clic en la opción de 'ST cumulative rate in tubing', como se muestra en la (Figura 2.29).

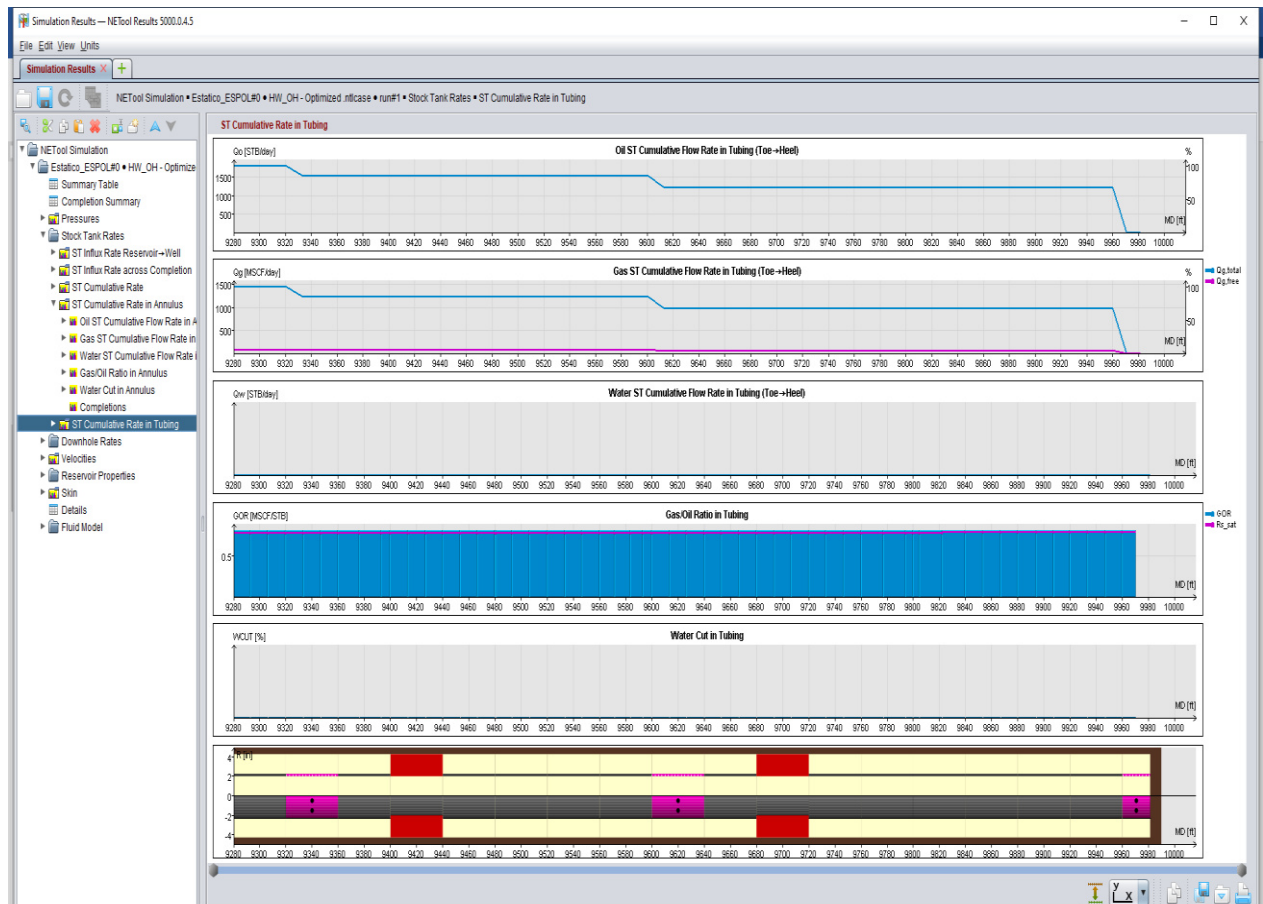


Figura 2. 29. Graficas de las tasa de producción acumulada en la completación de petróleo, agua y gas

En la (Figura 2.30) se puede observar el comportamiento de la tasa de flujo acumulada en el tubing y la fracción de fase de flujo volumétrico.

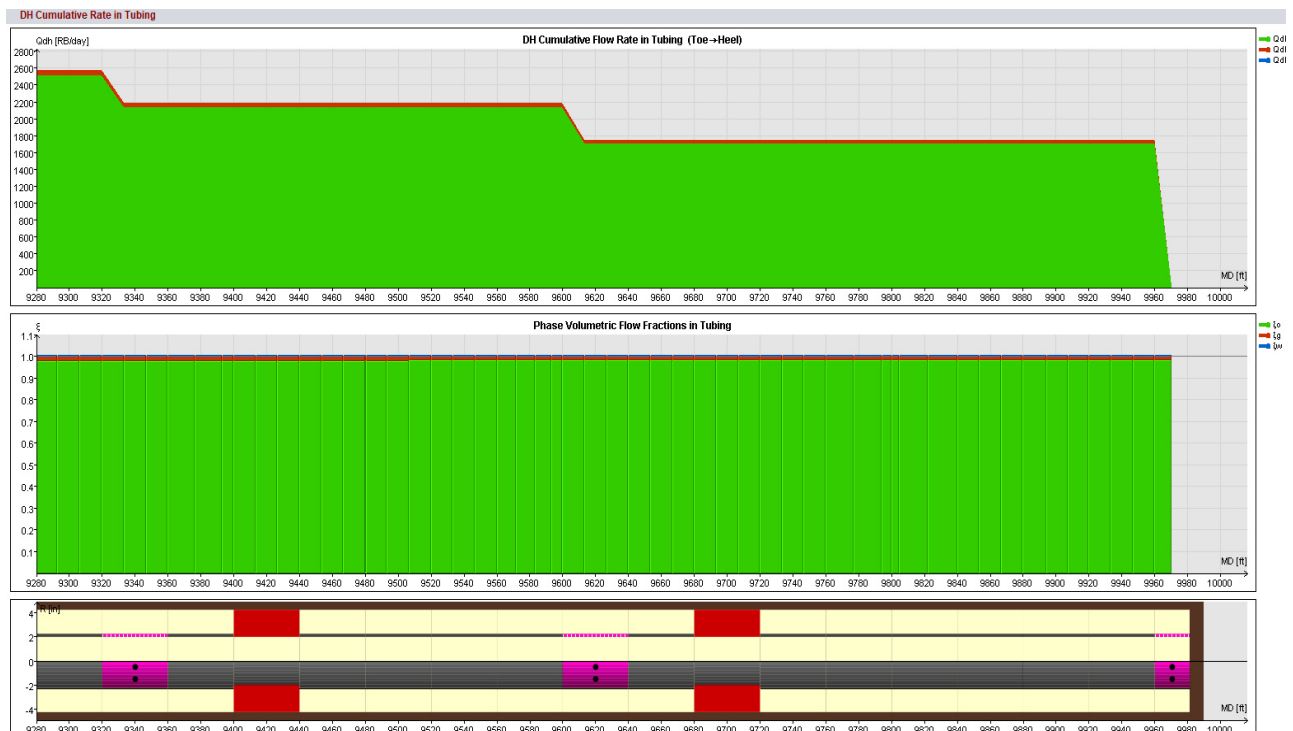


Figura 2. 30. Gráfico de la tasa de flujo acumulada en el tubing

2.8. Exportación de los dos casos hacia el software Nexus

Una vez concluido con la simulación en el software Netool, se importan los datos al software Nexus para realizar nuestras estimaciones a futuro del pozo, con los dos casos para poder realizar las respectivas conclusiones, de la variación de la producción, cuando se aplican estas configuraciones de completación.

Se da clic en la opción 'file', luego otro clic en la opción 'export Well design', se abre un menú en donde se puede seleccionar con que unidades se exportaran los datos, en nuestro caso en unidades 'English', como se observa en la (Figura 2.31)

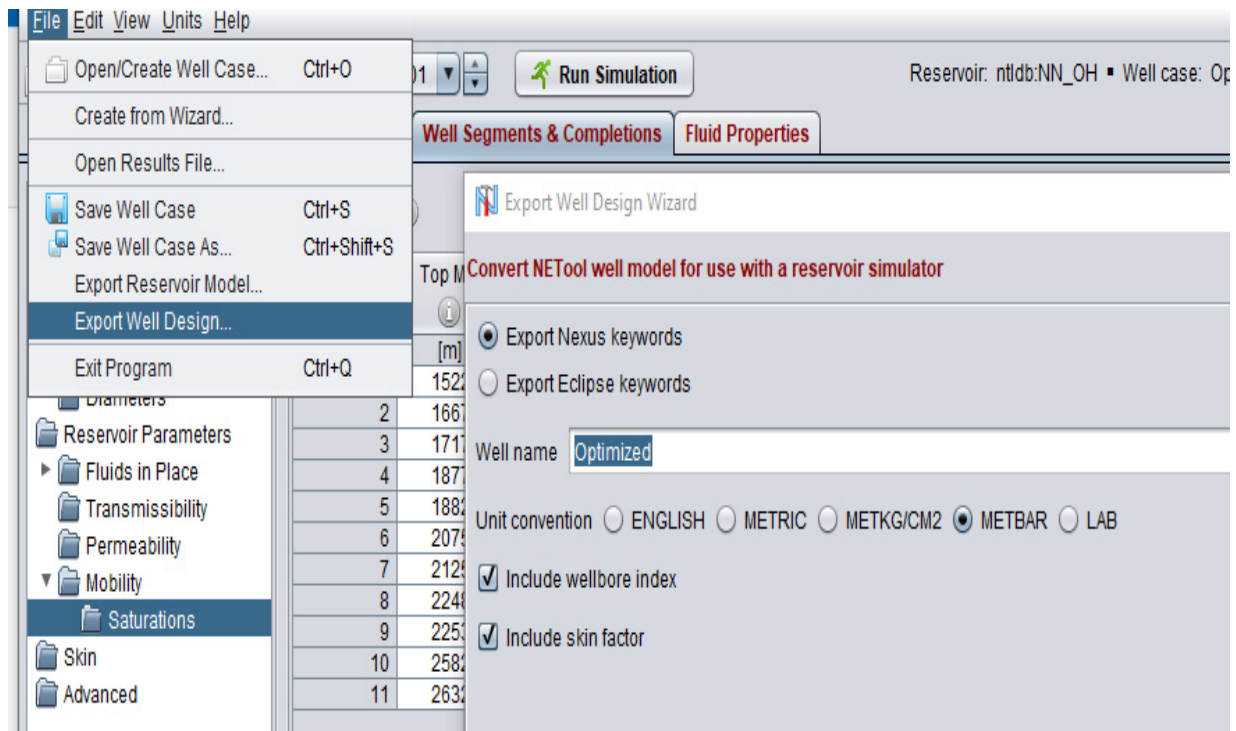


Figura 2. 31. Cambio de unidades para los datos exportables

Luego se genera un documento en donde estarán todos los datos de la simulación en la completación del pozo, en la parte inferior aparece tres opciones una de ellas es la opción de guardar el archivo. Como se observa en la (Figura 2.32).

Keywords for pasting into Nexus input files

```

7  DEFAULT_UNITS  ENGLISH
8  RUN_UNITS      ENGLISH
9
10 !! Data to be copied into the wells definition file
11 !! identified by the RECURRENT_FILES / WELLS keyword in the case file
12
13 ! Generated by NETool
14 WELLSPEC "HW_OH-base"
15 IW  JW  L      GRID          X          Y          MD      LENGTH      DEPTH      ANGLA      ANGLV      FLOWSECT      RADW      STAT
16 !          ft          ft          ft          ft          ft          ft          ft          ft          ft          ft          ft          ft          ft
17 12  35  18  RESERVOIR  951318.4051  32512737.2054  9280.0000  12.9216  9149.3711  1.0073  90.5059  1  0.3542  ON
18 13  35  18  RESERVOIR  951331.3241  32512737.4326  9292.9216  99.8493  9149.2570  1.1307  90.7526  1  0.3542  ON
19 14  35  18  RESERVOIR  951431.1452  32512739.4028  9392.7709  87.9905  9147.9454  1.4278  89.6409  1  0.3542  ON
20 14  35  19  RESERVOIR  951519.0958  32512741.5949  9480.7614  12.0999  9148.4969  1.8410  87.5795  1  0.3542  ON
21 15  35  19  RESERVOIR  951531.1786  32512741.9833  9492.8612  90.6083  9149.0079  1.7226  86.6205  1  0.3542  ON
22 15  35  20  RESERVOIR  951621.5853  32512744.7021  9583.4695  9.5673  9154.3490  1.4744  85.7608  1  0.3542  ON
23 16  35  20  RESERVOIR  951631.1233  32512744.9476  9593.0369  100.6527  9155.0563  0.3340  84.4419  1  0.3542  ON
24 17  35  20  RESERVOIR  951731.2929  32512745.5316  9693.6896  100.3871  9164.8042  -0.1167  84.1562  1  0.3542  ON
25 18  35  20  RESERVOIR  951831.1572  32512745.3283  9794.0767  10.4768  9175.0252  0.1022  84.7951  1  0.3542  ON
26 18  35  21  RESERVOIR  951841.5908  32512745.3469  9804.5535  89.7431  9175.9756  1.0536  86.7782  1  0.3542  ON
27 19  35  21  RESERVOIR  951931.1732  32512746.9943  9894.2966  86.8744  9181.0191  1.7076  88.3729  1  0.3542  ON
28
29 !! Data to be copied into the surface network definition file
30 !! identified by the RECURRENT_FILES / SURFACE keyword in the case file
31
32 ! Generated by NETool
33 WELLS
34 NAME          STREAM      BHDEPTH      BHMD
35 !              ft          ft
36 "HW_OH-base"  PRODUCER  9149.3711  9280.0000
37 ENDWELLS
38
39 ! Generated by NETool
40 WELLBORE
41 WELL          FLOWSECT  DIAM  INNERDIAM  ROUGHNESS  METHOD
42 !              in        in        in

```

Copy to Clipboard Save as File... Refresh

Figura 2. 32. Archivo de los datos de la simulación en el software Netool

En esto se debe tener mucho cuidado porque el software Nexus no puede recibir este archivo y leerlo, lo que procedemos hacer, es analizar el archivo y revisar que variables han cambiado, por ejemplo, se genera una variable llamada 'generated by Netool' en donde estarán los nuevos datos del pozo.

Procedemos a crear un nuevo estudio y caso en Nexus con las mismas carpetas de la simulación anterior pero se deberán modificar 3 carpetas. En la primera carpeta se copiar los datos del archivo obtenido de Netool en una carpeta creada, llamada 'optimized-valve-1.data' en el cual pegamos los datos del archivo como se muestra en la (Figura 2.33).

Este proceso es para el segundo caso, el caso optimizado. Se debe realizar el mismo proceso para el primer caso, el caso base.

Una vez terminado el proceso de modificación de las carpetas se procede a abrir el estudio y cada uno de los dos casos, tanto el caso base como el caso optimizado en el software Nexus. Se procede a dar clic en 'nexus job' y posteriormente se da clic en 'start'.

Se genera la simulación de los casos hasta el año 2030, se genera una tabla de las tasas de producción acumuladas de petróleo, agua, gas con respecto al tiempo, como se muestra en la (Figura 2.35).

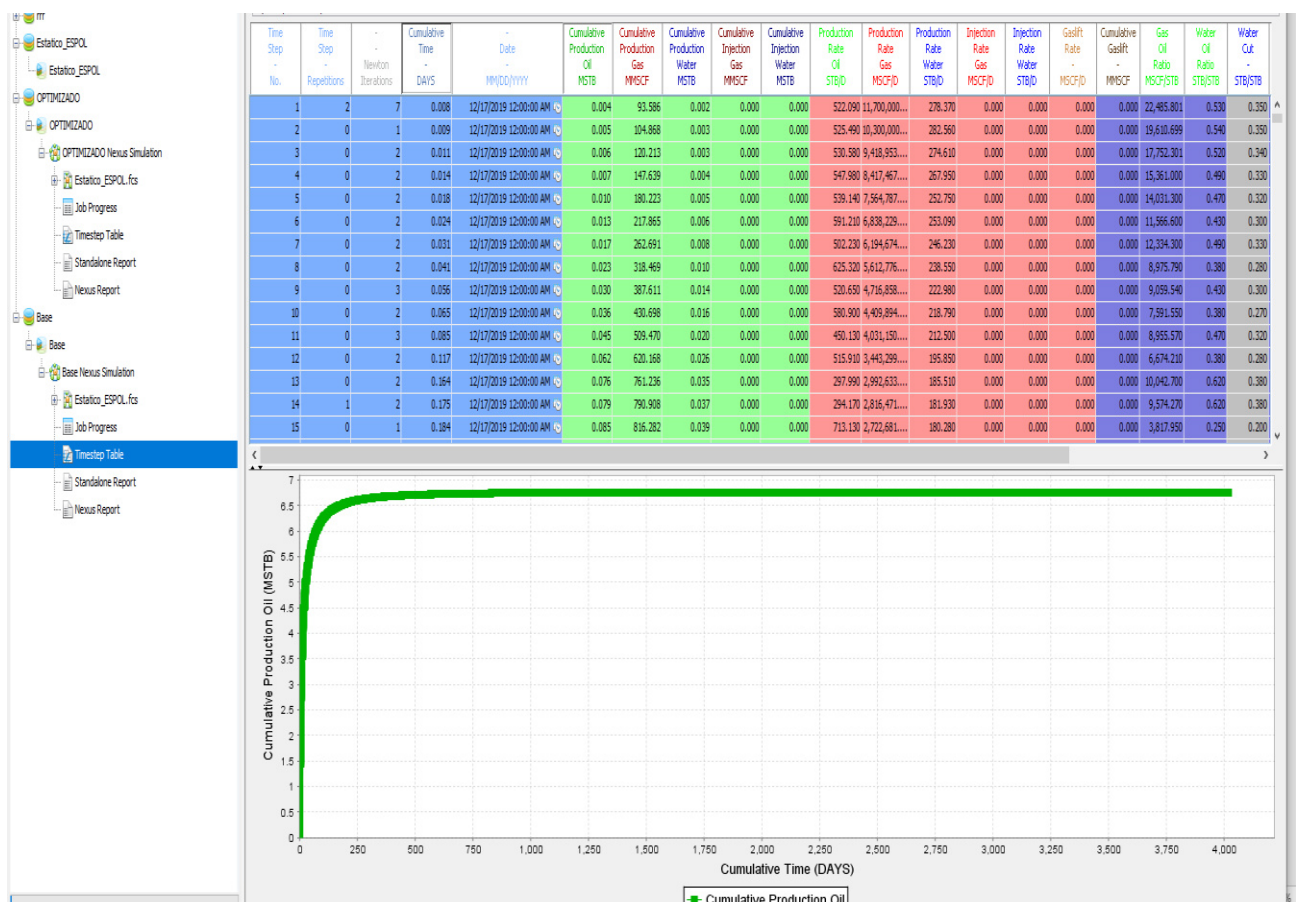


Figura 2. 35. Simulación final en Nexus de los casos simulados en Netool

Una vez culminada la simulación de los dos casos, se procede a analizar la tabla, en donde, se especifica la variación de la producción en todo el tiempo de la simulación, y se escoge la mejor opción de completación, la cual se la realizará en el siguiente capítulo 'análisis de resultados'.

CAPITULO 3

3. Resultados y análisis de la simulación

(Figura 3.1) muestra el modelo de simulación con los siguientes detalles:

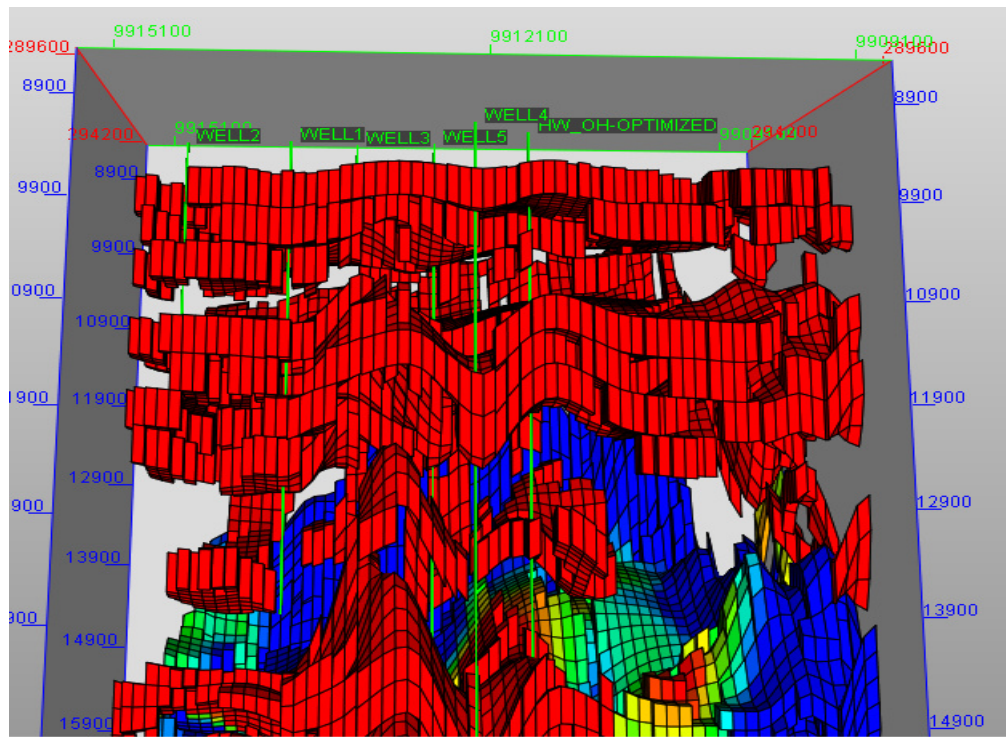


Figura 3. 1. Modelo de simulación

- Las dimensiones de las grid de la Simulación fueron 56x24x8
- El número total de las celdas de las grid fue de 10,752
- Hubieron 5 pozos productores verticales y 1 pozo productor horizontal
- 2 casos de simulación fueron corridos uno con y otro sin completación inteligente.
- La completación inteligente tuvo una simulación con una bajo corte de agua del 15% mientras que la simulación sin completación inteligente tuvo 60% de corte de agua.

3.1. Caso base (sin optimizar)- sin completación inteligente

Detalles de la simulación:

- Pozo sin completación inteligente, pozo a hueco abierto (Figura 3.2).
- Pozo horizontal como pozo de prueba.

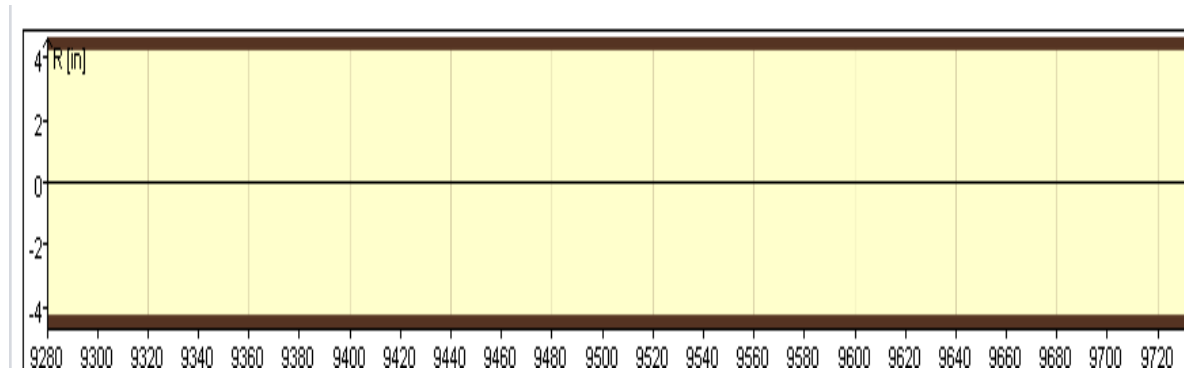


Figura 3. 2. Pozo sin completación

Los resultados que se obtuvieron en la simulación en el software Netool del caso base fueron muy significativos, debido a que, con esta información podemos realizar la respectiva comparación con el caso optimizado en el software Nexus.

La simulación nos genera diferentes tablas y gráficos, una de ellas es una en donde se puede observar los topes del pozo, tanto en MD como en TVD y las presiones en cada profundidad.

Se observa que la presión de reservorio no cambia, se mantiene constante, además se visualiza que en nuestro caso no tenemos tuberías ni equipos de control de arena por eso en las opciones de 'casing/liner', 'sand control' y 'stinger' no aparece ningún equipo, debido a que, nuestro pozo está a hueco abierto, como se puede observar en la (Figura 3.3).

Model Seg. #	GUI Seg. #	Segment Top MD [ft]	Segment Length [ft]	Segment Top TVD [ft]	Casing/Liner	Sand Control	Inflow Control	Stinger	Well Hole Size [in]	Connected to Reservoir	Pressure Reservoir [psi]	Pressure in Tubing [psi]	Hydrostatic pres. from heel [psi]	Drawdown [psi]
1	1	9280.00	12.92	9149.37	-	-	-	-	8.5	Yes	3999.03	3999.03	0.0	
2	1	9292.92	13.54	9149.26	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.0	-0.034632	91.067
3	1	9306.46	13.54	9149.10	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.95	-0.081145	91.1131
4	2	9320.00	13.33	9148.93	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.9	-0.135118	91.1666
5	2	9333.33	13.33	9148.74	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.84	-0.192699	91.2237
6	2	9346.67	13.33	9148.54	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.78	-0.251935	91.2826
7	2	9360.00	16.39	9148.35	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.72	-0.310171	91.3404
8	3	9376.39	16.39	9148.13	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.66	-0.376534	91.4063
9	3	9392.77	7.23	9147.95	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.6	-0.432702	91.462
10	3	9400.00	13.33	9147.88	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.58	-0.453024	91.4821
11	4	9413.33	13.33	9147.78	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.55	-0.481549	91.5103
12	4	9426.67	13.33	9147.74	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.54	-0.496315	91.5247
13	4	9440.00	13.33	9147.74	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.54	-0.494787	91.5229
14	5	9453.33	13.33	9147.81	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.55	-0.474408	91.5022
15	5	9466.67	13.33	9147.97	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.61	-0.426202	91.4537
16	5	9480.00	0.76	9148.47	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.76	-0.274561	91.3018
17	6	9490.76	12.10	9148.50	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.77	-0.265321	91.2925
18	6	9492.66	13.57	9149.01	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3998.93	-0.110222	91.1372
19	6	9506.43	13.57	9149.64	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.12	0.0818855	90.9448
20	7	9520.00	13.33	9150.34	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.33	0.292685	90.7338
21	7	9533.33	13.33	9151.08	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.56	0.517504	90.5087
22	7	9546.67	13.33	9151.87	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	3999.8	0.75934	90.2667
23	8	9560.00	11.73	9152.72	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4000.06	1.01768	90.0081
24	8	9571.73	11.73	9153.52	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4000.3	1.25831	89.7673
25	8	9583.47	9.57	9154.35	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4000.55	1.51097	89.5145
26	8	9593.04	6.96	9155.06	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4000.76	1.72565	89.2997
27	9	9600.00	13.33	9155.59	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4000.93	1.88667	89.1386
28	9	9613.33	13.33	9156.68	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4001.25	2.21905	88.806
29	9	9626.67	13.33	9157.94	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4001.64	2.60232	88.4226
30	10	9640.00	13.33	9159.25	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4002.04	2.99904	88.0257
31	10	9653.33	13.33	9160.59	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4002.45	3.40586	87.6178
32	10	9666.67	13.33	9161.97	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4002.86	3.82342	87.2011
33	11	9680.00	13.69	9163.36	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4003.29	4.24636	86.7781
34	11	9693.69	13.16	9164.80	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4003.72	4.68477	86.3395
35	11	9706.84	13.16	9166.20	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4004.15	5.10771	85.9165
36	12	9720.00	13.33	9167.59	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4004.57	5.52996	85.4941
37	12	9733.33	13.33	9168.99	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4005.0	5.95497	85.069
38	12	9746.67	13.33	9170.37	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4005.41	6.37459	84.6493
39	13	9760.00	17.04	9171.73	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4005.83	6.7885	84.2374
40	13	9777.04	17.04	9173.41	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4006.34	7.29791	83.7259
41	13	9794.08	5.92	9175.03	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4006.83	7.78794	83.2358
42	14	9800.00	4.55	9175.57	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4006.99	7.95239	83.0713
43	14	9804.55	17.72	9175.98	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4007.12	8.07652	82.9471
44	14	9822.28	17.72	9177.18	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4007.48	8.44117	82.5824
45	15	9840.00	13.33	9178.27	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4007.81	8.77422	82.2493
46	15	9853.33	13.33	9179.03	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4008.05	9.00501	82.0185
47	15	9866.67	13.33	9179.74	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4008.25	9.21884	81.8047
48	15	9880.00	14.30	9180.39	-	-	-	-	8.5	Yes	4090.06	4008.46	9.4157	81.6078

Figura 3. 3. Tabla de herramientas dentro del pozo

En la (Figura 3.4) se proyecta la tasa de flujo acumulado con respecto a la profundidad, la tasa de flujo acumulado tiene una tendencia lineal decreciente, debido a que, a medida que se va produciendo los barriles por día van disminuyendo con el aumento de la profundidad, es decir que en el profundidad 9960 ft ya no habrá producción, por ende se debe realizar un análisis para saber que profundidad podemos instalar equipos de producción.

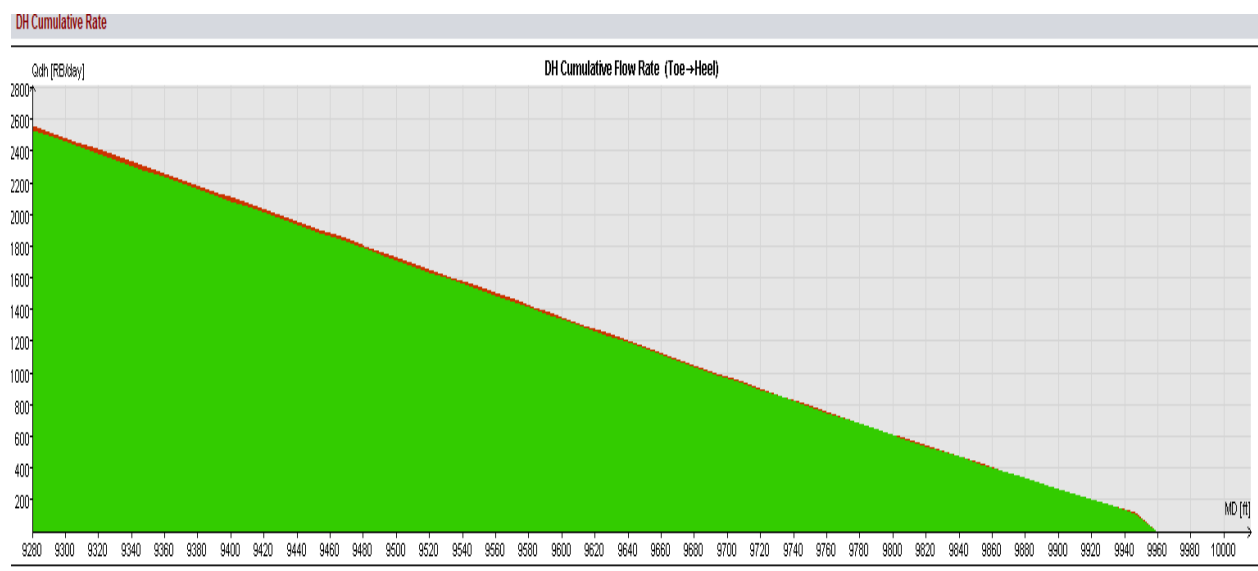


Figura 3. 4. Tasa de flujo acumulado vs profundidad

La simulación generó una serie de información muy importante, la simulación se la realizó el 17 de diciembre del 2019, hasta julio del 2020. La producción de petróleo fue de 522 stb/d, la producción de agua fue elevada con 278 stb/d y la producción de gas es considerablemente alta con 11700 Mscf/d.

A medida que pasa el tiempo la producción de petróleo va cambiando, en ciertas fechas aumenta y en otras disminuye, lo mismo ocurre con la producción de agua que aumenta y disminuye en ciertas fechas, pero en el caso del gas su producción va disminuyendo al paso del tiempo.

El petróleo acumulado al inicio es insignificante con un valor de 0.004 MSTB, por lógica a medida que transcurre el tiempo este valor va aumentando poco a poco con la producción de los pozos.

Este aumento en la producción de agua puede ser un gran problema en superficie, debido a que, si se tiene un volumen de agua bastante grande se tendría que realizar procedimiento de inyección es decir hacer un pozo inyector para deshacerse de toda esa cantidad de agua, pero esa operación es muy costosa, por lo cual se debe buscar otras alternativas.

A medida que pasa el tiempo la producción de petróleo va declinando drásticamente, de la misma manera la producción de agua, a partir del 26 de julio del 2020 la producción será muy pequeña con 1.20 stb/d (Figura 3.5) lo cual es insignificante y al transcurrir el tiempo este valor se hará más y más pequeño. La producción de gas disminuye pero no tanto como lo hace la producción de petróleo y gas, es decir, ya cuando no se produzca petróleo y agua solo se producirá gas.

Cumulative Production Oil MSTB	Cumulative Production Gas MMSCF	Cumulative Production Water MSTB	Cumulative Injection Gas MMSCF	Cumulative Injection Water MSTB	Production Rate Oil STB/D	Production Rate Gas MSCF/D	Production Rate Water STB/D
6.576	9,558.272	2.266	0.000	0.000	1.200	2,520.630	1.010
6.582	9,572.095	2.272	0.000	0.000	1.140	2,409.890	0.950
6.585	9,577.104	2.274	0.000	0.000	1.110	2,348.000	0.920
6.587	9,582.438	2.276	0.000	0.000	1.080	2,296.750	0.900
6.591	9,590.472	2.279	0.000	0.000	1.050	2,229.220	0.870
6.591	9,591.518	2.280	0.000	0.000	1.040	2,209.890	0.870
6.592	9,592.607	2.280	0.000	0.000	1.040	2,197.440	0.860
6.593	9,594.764	2.281	0.000	0.000	1.030	2,178.180	0.860
6.595	9,599.011	2.282	0.000	0.000	1.010	2,143.670	0.840
6.599	9,607.254	2.286	0.000	0.000	0.980	2,080.430	0.810
6.600	9,609.679	2.287	0.000	0.000	0.960	2,050.770	0.800
6.602	9,612.906	2.288	0.000	0.000	0.950	2,022.210	0.790
6.604	9,619.207	2.290	0.000	0.000	0.920	1,973.850	0.770
6.607	9,624.922	2.293	0.000	0.000	0.900	1,925.560	0.750
6.610	9,630.929	2.295	0.000	0.000	0.870	1,876.230	0.730

Figura 3. 5. Tabla de simulación caso base sin completación inteligente

La (Figura 3.6) muestra la producción acumulada del petróleo en MSTB con respecto al tiempo en días, a medida que pasan los días la producción acumulada va aumentando hasta el día 220, en donde se torna constante el valor de la producción acumulada de petróleo como se puede visualizar en el figura.

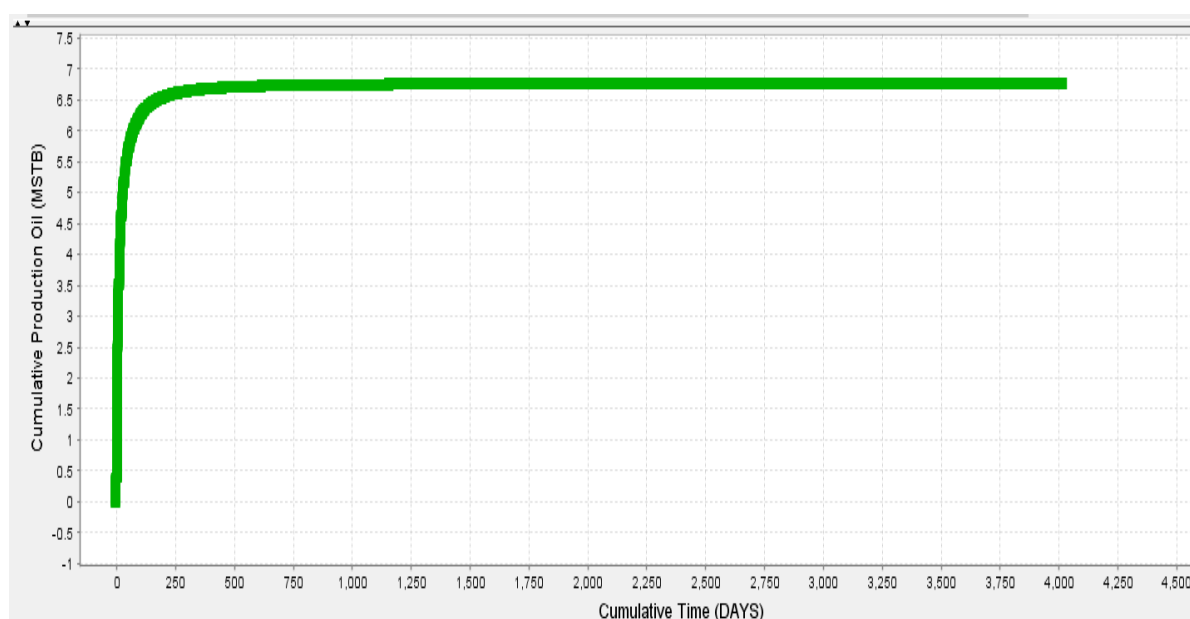


Figura 3. 6. Producción acumulada vs Tiempo

Además de la producción de petróleo acumulada, se obtuvo la tasa de producción de petróleo, tasa de producción de agua y gas como se puede observar en la figura. La producción de petróleo acumulada va incrementando con respecto al tiempo y en el día 220 se mantiene constante, por el otro lado la tasa de producción de petróleo, agua y gas va declinando con respecto al tiempo y llegan al punto de que se mantengan constante como se observa en la (Figura 3.7).

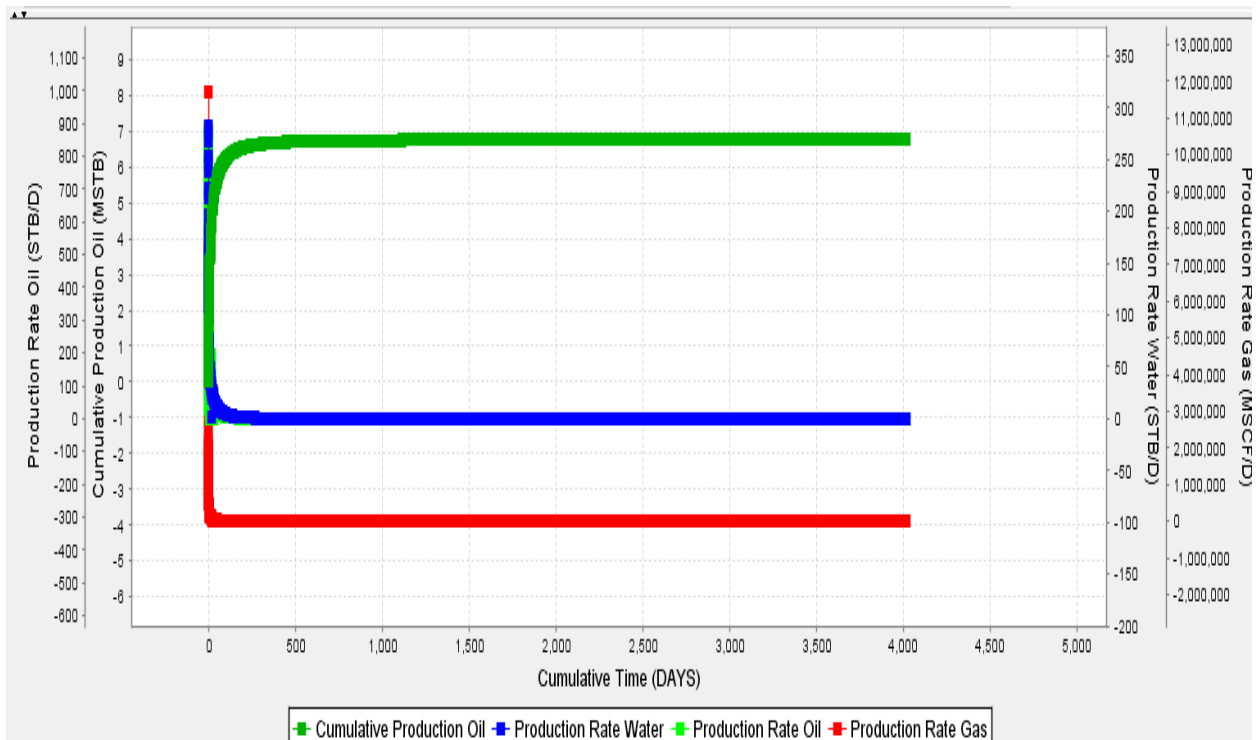


Figura 3. 7. Tasa de producción de petróleo, agua, gas vs Tiempo

El comportamiento del corte de agua se lo puede visualizar en la (Figura 3.8), se observa que al inicio de la simulación el corte de agua es elevado con un valor de 60%, pero al transcurrir el tiempo entre los días 250 y 600 hay un incremento de este valor, pero a partir del día 750 el corte de agua va declinando hasta el día 1250 para luego mantenerse constante.

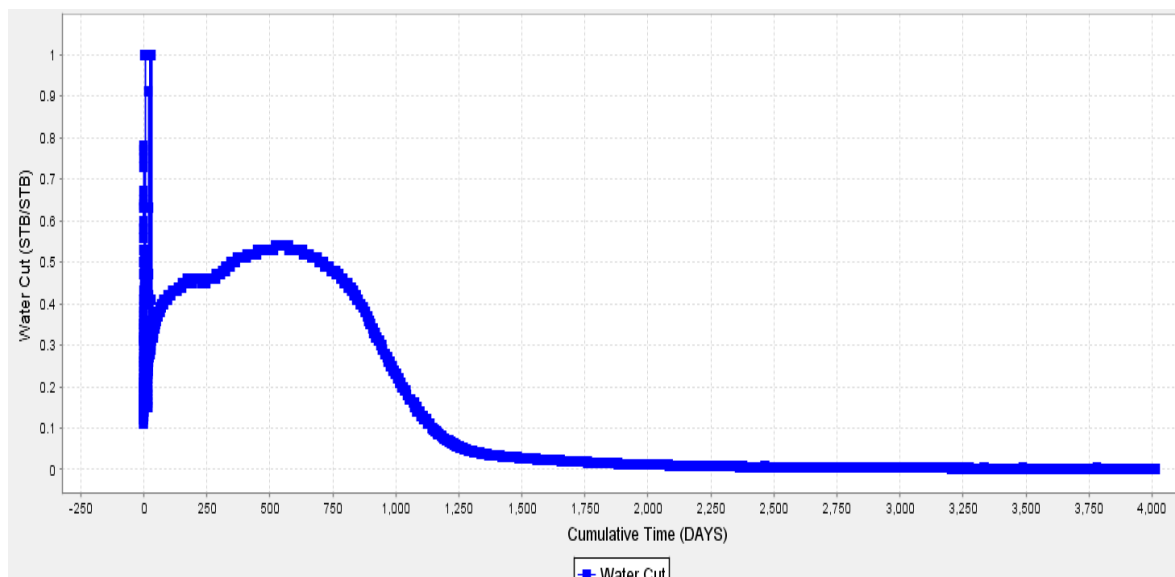


Figura 3. 8. Corte de agua vs Tiempo del caso sin completación inteligente

3.1.1. Detalles de resultados

- Petroleo acumulado producido: 6.610 MSTB
- Agua acumulada producida: 2.295 MSTB
- Corte de agua: 60%

3.2. Caso optimizado – Pozo con completación inteligente

Detalles de la simulación:

- Utilización de completación inteligente: ICV (inflow control valve), tubería, empaaduras mecánicas. (Figura 3.9)
- Pozo horizontal como pozo de prueba.
- Las Aperturas de los ICV fueron de 3, 3 y 7.

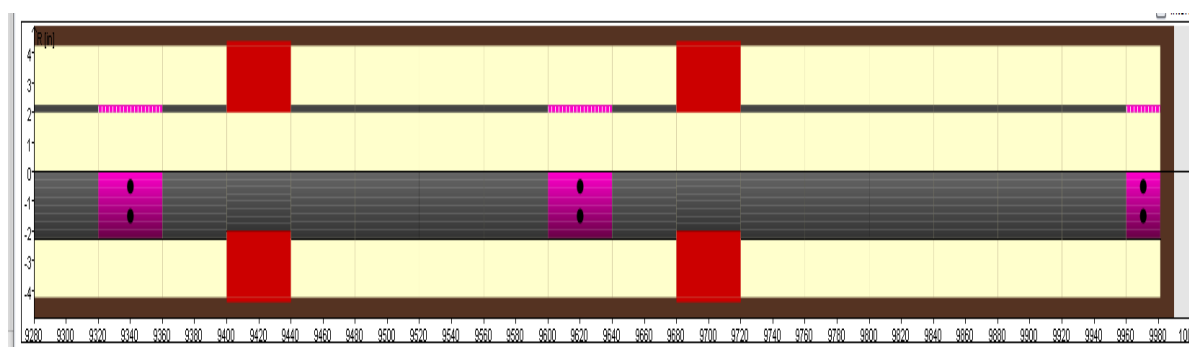


Figura 3. 9. Completación inteligente

Una vez realizada la simulación en el software Netool se obtiene una gran variedad de información, una de ellas es la tabla general en donde se muestra los datos de presión en el reservorio y en la completación, además muestra la configuración de la completación que en este caso incluye válvulas de control de influjo ICV, empacaduras y tuberías.

El diseño de estas herramientas se las puede observar en la parte superior de la tabla en la opción 'stinger', se puede visualizar que los ICV están ubicados por intervalos. La primera válvula está ubicada en el intervalo 9329-9346 ft, la segunda válvula está ubicada en el intervalo 9600-9626 ft y la última válvula está ubicada al intervalo de 9950-9970 ft.

La primera válvula se la posicionó a esa profundidad con una apertura de 3 para evitar el ingreso del gas, la segunda se la posicionó a esa profundidad con una apertura de 3 para evitar el ingreso del agua, debido a que, esas zonas contienen mucho gas y agua, la última válvula se la posicionó a esa profundidad para aumentar el ingreso de petróleo, debido a que, esa válvula está configurada con una apertura de 7, es decir, la válvula estará suficientemente abierta para permitir el ingreso de petróleo.

Las empacaduras están a una profundidad de 9400 ft y 9680 ft, se las ubicó en esas profundidades para poder tener un buen soporte de la sarta y poder aislar las arenas.

Todas las herramientas tienen un mismo diámetro externo e interno, el externo es de 8.5 pulgadas y el interno es de 4 pulgadas. Además en la tabla podemos observar las conexiones del reservorio con el pozo en cada intervalo en la opción de 'connected to reservoir', para verificar que la simulación salió bien se verifica esta conexión en los intervalos de las empacaduras, en este caso en cada intervalo de las empacaduras no hay conexión como se muestra en la (Figura 3.10).

Model Seg. #	GUI Seg. #	Segment Top MD [ft]	Segment Length [ft]	Segment Top TVD [ft]	Casing/Liner	Sand Control	Inflow Control	Stinger	Well Hole Size [in]	Stinger OD [in]	Stinger ID [in]	Connected to Reservoir	Pressure Reservoir [psi]	Pressure in Annulus [psi]	Pressure Tubing [psi]
1	1	9280.00	12.92	9149.37	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	NaN	NaN	3912.5
2		9292.92	13.54	9149.26					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4012.48	3912.5
3		9306.46	13.54	9149.10					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4012.43	3912.5
4		9320.00	13.33	9148.93					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4012.38	3912.5
5	2	9333.33	13.33	9148.74	-	-	-	ICV	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4012.32	3912.4
6		9346.67	13.33	9148.54					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4012.26	3912.4
7		9360.00	16.39	9148.35					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4012.2	3912.3
8	3	9376.39	16.39	9148.13	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4012.14	3912.3
9		9392.77	7.23	9147.95					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4012.08	3912.2
10		9400.00	13.33	9147.88					8.5	8.5	4.0	No	4090.06	4012.06	3912.2
11	4	9413.33	13.33	9147.78	-	-	-	Packer	8.5	8.5	4.0	No	NaN	NaN	3912.2
12		9426.67	13.33	9147.74					8.5	8.5	4.0	No	NaN	NaN	3912.2
13		9440.00	13.33	9147.74					8.5	4.5	4.0	Yes	NaN	NaN	3912.2
14	5	9453.33	13.33	9147.81	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4044.4	3912.2
15		9466.67	13.33	9147.97					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4044.44	3912.3
16		9480.00	0.76	9148.47					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4044.59	3912.5
17	6	9480.76	12.10	9148.50	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4044.6	3912.5
18		9492.86	13.57	9149.01					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4044.76	3912.6
19		9506.43	13.57	9149.64					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4044.95	3912.8
20		9520.00	13.33	9150.34					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4045.15	3913.1
21	7	9533.33	13.33	9151.08	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4045.38	3913.3
22		9546.67	13.33	9151.87					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4045.62	3913.5
23		9560.00	11.73	9152.72					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4045.88	3913.8
24	8	9571.73	11.73	9153.52	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4046.12	3914.1
25		9583.47	9.57	9154.35					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4046.37	3914.3
26		9593.04	6.96	9155.06					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4046.59	3914.5
27		9600.00	13.33	9155.59					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4046.75	3914.7
28	9	9613.33	13.33	9156.68	-	-	-	ICV	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4047.08	3915.1
29		9626.67	13.33	9157.94					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4047.46	3915.4
30		9640.00	13.33	9159.25					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4047.85	3915.8
31	10	9653.33	13.33	9160.59	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4048.26	3916.3
32		9666.67	13.33	9161.97					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	4048.68	3916.7
33		9680.00	13.69	9163.36					8.5	8.5	4.0	No	4090.06	4049.1	3917.1
34	11	9693.69	13.16	9164.80	-	-	-	Packer	8.5	8.5	4.0	No	NaN	NaN	3917.6
35		9706.84	13.16	9166.20					8.5	8.5	4.0	No	NaN	NaN	3918.0
36		9720.00	13.33	9167.59					8.5	4.5	4.0	Yes	NaN	NaN	3918.4
37	12	9733.33	13.33	9168.99	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3929.46	3918.8
38		9746.67	13.33	9170.37					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3929.88	3919.3
39		9760.00	17.04	9171.73					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3930.29	3919.7
40	13	9777.04	17.04	9173.41	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3930.8	3920.2
41		9794.08	5.92	9175.03					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3931.29	3920.7
42		9800.00	4.55	9175.57					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3931.45	3920.9
43	14	9804.55	17.72	9175.98	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3931.58	3921.0
44		9822.28	17.72	9177.18					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3931.94	3921.4
45		9840.00	13.33	9178.27					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3932.27	3921.7
46	15	9853.33	13.33	9179.03	-	-	-	Blank Pipe	8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3932.5	3921.9
47		9866.67	13.33	9179.74					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3932.71	3922.2
48		9880.00	14.30	9180.39					8.5	4.5	4.0	Yes	4090.06	3932.91	3922.4

Figura 3. 10. Tabla de las herramientas dentro del pozo con completación inteligente

La (Figura 3.11) muestra la presión en el tubing, en el grafico se visualiza el comportamiento de la presión en el tubing la curva tiene una tendencia creciente a medida que aumenta la profundidad la presión aumenta, esto es lógico porque a mayor profundidad mayor presión. A partir de los 9460 ft la presión se incrementa drásticamente esto se debe a que a esa profundidad hay un mayor ingreso de agua por ende habrá una presión mayor.

La presión sigue aumentando en el tubing, debido a que, a partir de los 9800 ft hay un mayor ingreso de petróleo y esto incrementa la presión en el tubing.

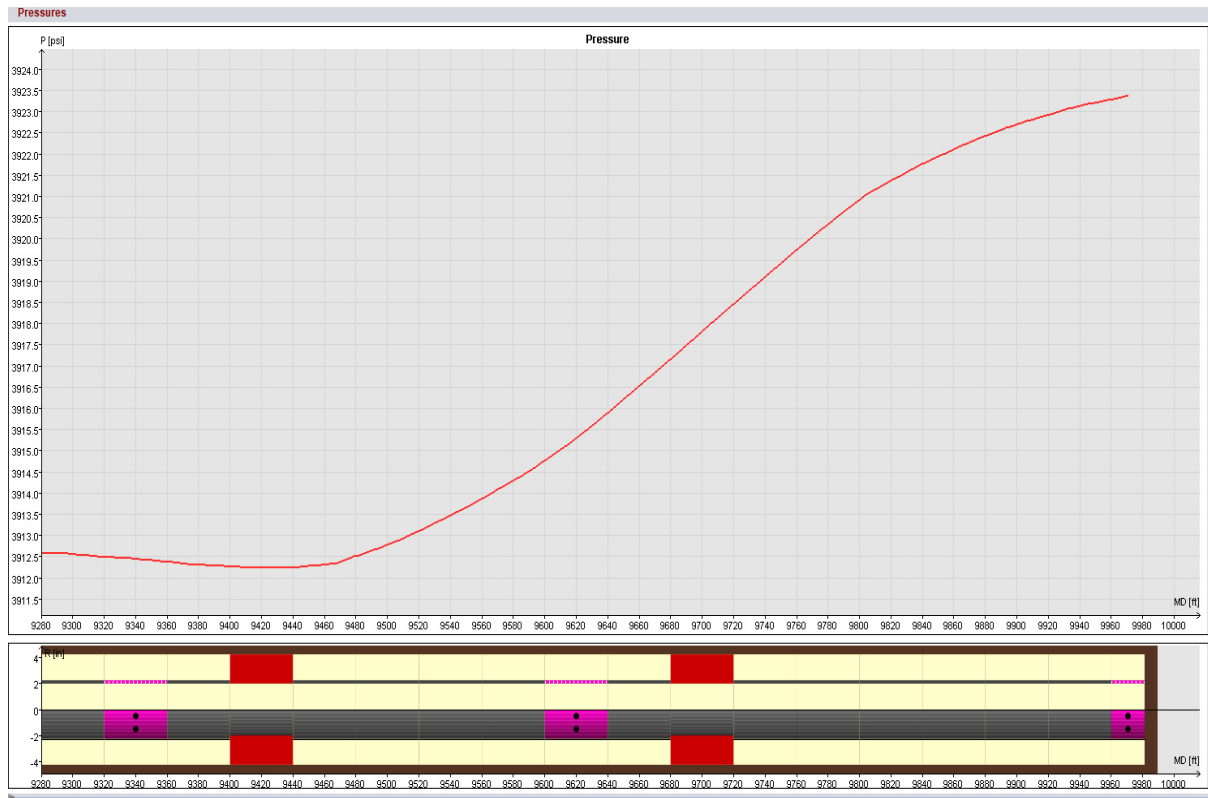


Figura 3. 11. Comportamiento de la presión dentro del tubing

La (Figura 3.12) muestra el comportamiento del draw down o diferencial de presión en la cara del pozo, se puede analizar que en los dos primeros intervalos las curvas no son tan significante es decir el draw down no es tan grande, mientras que en el último intervalo en la última curva el draw down es mayor esto, se debe a que, como la última válvula está totalmente abierta habrá una presión más pequeña a la presión de reservorio y por ende la resta de esas dos presiones hacen un diferencial de presión más grande.

Los dos primeros intervalos tienen un draw down pequeño esto es porque las válvulas están casi cerradas entonces, la presión en cada intervalo serán casi la misma que la del reservorio por ende esa resta de esas presiones tienen un resultado pequeño, es decir, un draw down pequeño.

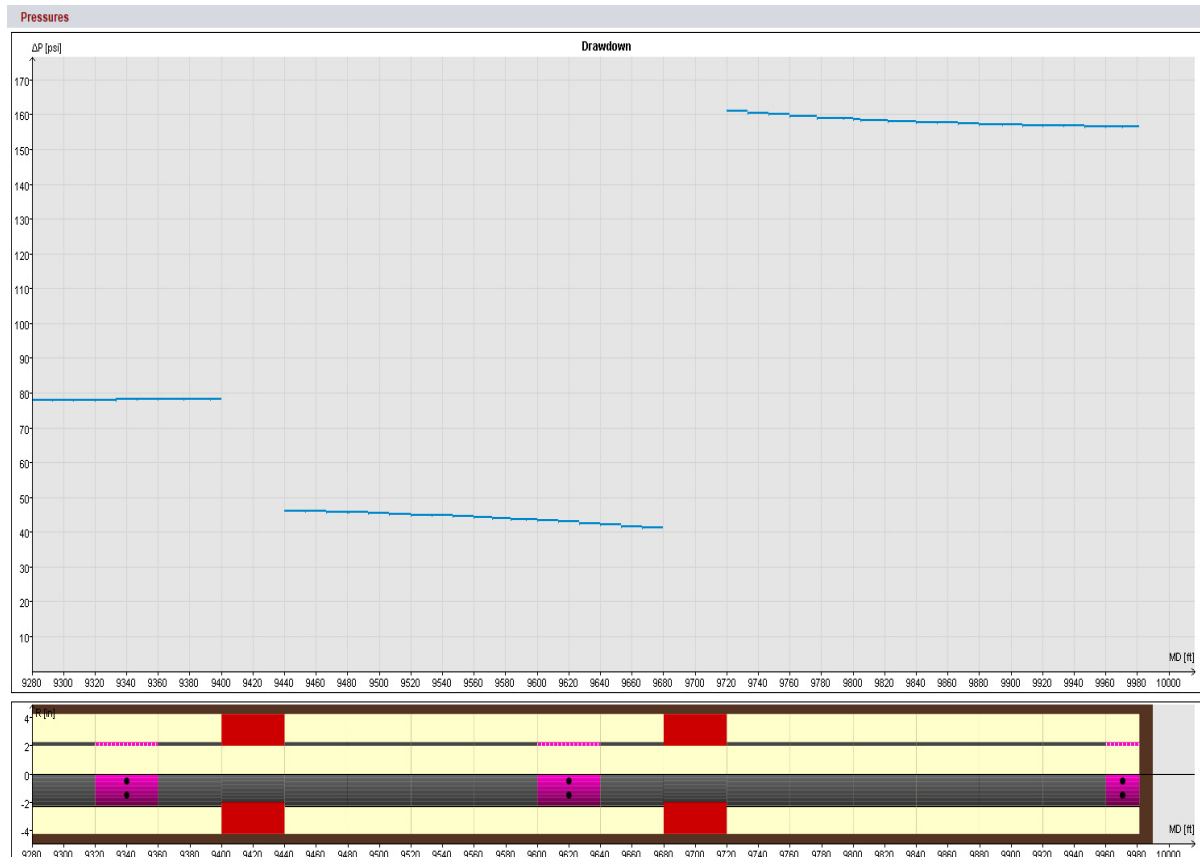


Figura 3. 12. Diferencial de presión o draw down en la cara del pozo

Como ya se lo había mencionado, las dos primeras válvulas están casi cerradas para evitar el ingreso de gas y agua, y la última válvula está totalmente abierta para permitir el ingreso de petróleo, este comportamiento del ingreso de petróleo a la completación se la puede visualizar en la (Figura 3.13) ,en donde, se puede observar que en las dos primeras válvulas no hay mucho ingreso de petróleo, por ende, se cerró esas válvulas y en el último intervalo se observa que hay un mayor ingreso de petróleo, por ende, se abrió totalmente la válvula para optimizar la producción.

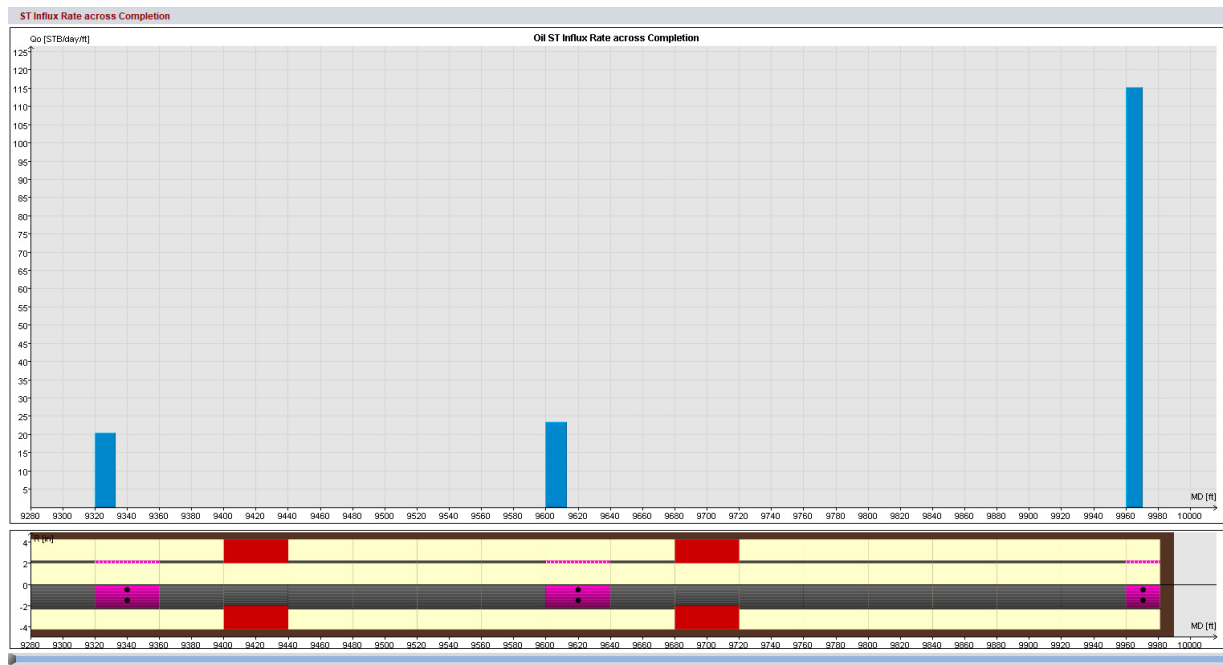


Figura 3. 13. Ingreso de petroleo en la completación a través de las valvulas

La (Figura 3.14) muestra la producción de petróleo la cual se mantiene en 500 stb/d pero se redujo la producción de agua a un valor casi mínimo que en la industria petrolera es bastante bueno solo 14 stb/d.

La producción de petróleo diaria al paso del tiempo no decae mucho, tiene una reducción bastante buena, muy diferente a la producción que se tuvo en el primer caso sin optimizar a hueco abierto en el cual la producción de petróleo se reducía drásticamente al paso del tiempo y la producción de agua era muy alta.

Cumulative Production Oil MSTB	Cumulative Production Gas MMSCF	Cumulative Production Water MSTB	Cumulative Injection Gas MMSCF	Cumulative Injection Water MSTB	Production Rate Oil STB/D	Production Rate Gas MSCF/D	Production Rate Water STB/D
0.004	9.162	0.000	0.000	0.000	500.270	1,041,241.000	14.930
0.007	14.166	0.000	0.000	0.000	506.610	864,943.000	11.750
0.013	22.036	0.000	0.000	0.000	507.710	680,118.125	9.660
0.025	34.573	0.001	0.000	0.000	503.800	541,724.375	8.270
0.048	41.891	0.001	0.000	0.000	498.860	158,087.797	1.140
0.060	45.879	0.001	0.000	0.000	498.790	159,572.094	1.210
0.085	54.021	0.001	0.000	0.000	498.640	162,876.906	1.360
0.135	70.786	0.001	0.000	0.000	498.410	167,684.297	1.590
0.235	105.365	0.001	0.000	0.000	498.090	172,929.906	1.910
0.434	182.144	0.002	0.000	0.000	497.410	191,989.094	2.590
0.738	330.130	0.005	0.000	0.000	495.710	241,469.797	4.290
0.848	422.922	0.007	0.000	0.000	489.360	411,646.312	10.640
0.936	488.598	0.009	0.000	0.000	490.310	365,594.906	9.690
1.106	626.054	0.013	0.000	0.000	479.590	387,003.312	11.880
1.238	742.206	0.017	0.000	0.000	404.770	358,027.812	11.330

Figura 3. 14. Tabla de la simulación de la completación inteligente

A partir del 14 de junio del 2020 la producción de petróleo tendrá una producción de petróleo bastante baja de 6 stb/d, y la producción de agua es bastante insignificante, la producción tanto del petróleo como del agua se terminara el 7 de julio del 2020, con un petróleo acumulado de 8 stb como se puede observar en la (Figura 3.15).

Cumulative Production Oil MSTB	Cumulative Production Gas MMSCF	Cumulative Production Water MSTB	Cumulative Injection Gas MMSCF	Cumulative Injection Water MSTB	Production Rate Oil STB/D	Production Rate Gas MSCF/D	Production Rate Water STB/D
7.905	9,815.211	0.510	0.000	0.000	6.310	11,292.330	0.880
7.922	9,845.234	0.513	0.000	0.000	6.110	10,972.400	0.860
7.930	9,861.137	0.514	0.000	0.000	6.010	10,794.880	0.840
7.940	9,878.021	0.515	0.000	0.000	5.900	10,612.110	0.830
7.948	9,891.964	0.517	0.000	0.000	5.800	10,460.340	0.820
7.963	9,919.086	0.519	0.000	0.000	5.630	10,173.380	0.800
7.985	9,958.835	0.522	0.000	0.000	5.380	9,753.380	0.760
7.999	9,984.926	0.524	0.000	0.000	5.210	9,470.010	0.740
8.007	9,998.847	0.525	0.000	0.000	5.120	9,316.940	0.730
8.012	10,009.500	0.526	0.000	0.000	5.050	9,201.230	0.720
8.020	10,023.100	0.527	0.000	0.000	4.970	9,057.460	0.710
8.026	10,035.200	0.528	0.000	0.000	4.890	8,928.740	0.700
8.026	10,035.200	0.528	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8.026	10,035.200	0.528	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8.026	10,035.200	0.528	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Figura 3. 15. Final del tiempo de la simulación de la completación inteligente

En la figura Podemos observar la gráfica de la producción de petróleo acumulada, se puede observar que en el día numero 250 la producción acumulada de petróleo deja de incrementar y a partir de ese punto se mantiene constante, esto se debe a que, la tasa de producción de petróleo se acabó, por ende, al no tener diariamente producción de petróleo, no se tendrá producción acumulada de petróleo.

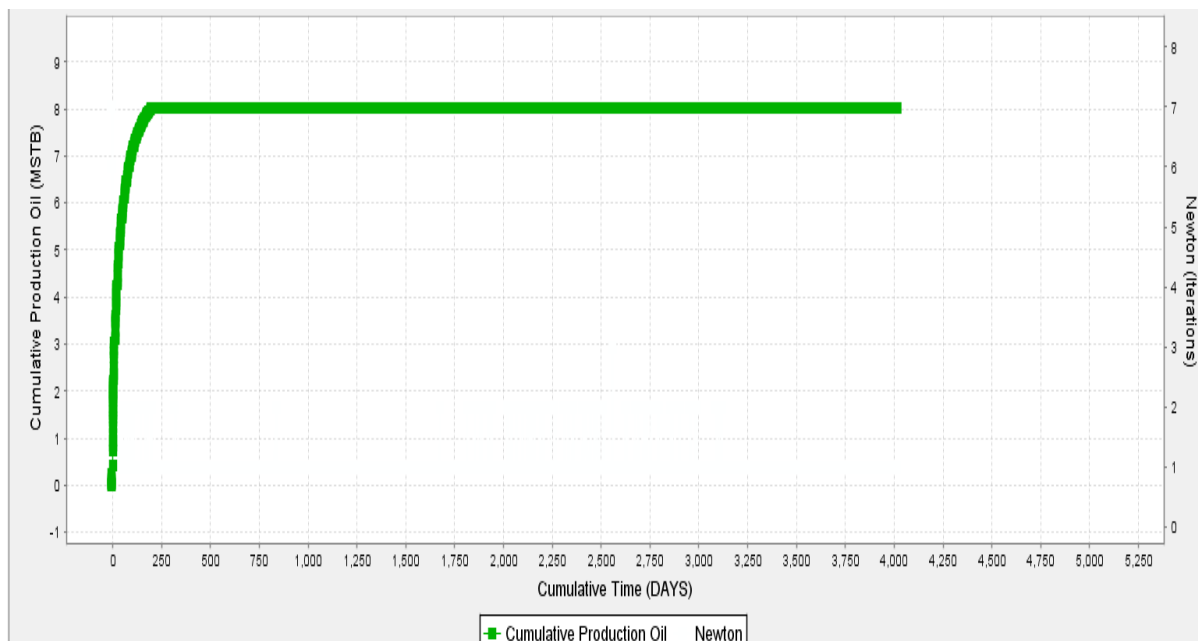


Figura 3. 16. Petróleo acumulado producido vs Tiempo de la completación inteligente

La (Figura 3.17) muestra las curvas de las tasas de petróleo, agua y gas vs el tiempo. Como es lógico al pasar el tiempo las tasas de producción de los fluidos disminuyen, en el caso del petróleo comienza con 500 stb/d y va decayendo al paso del tiempo hasta el día 250 que ya se mantiene constante es decir con un valor de 0 barriles por día, de igual manera con los fluidos de gas y agua que se decaen hasta el día 250 y se mantienen constante con 0 barriles por día.

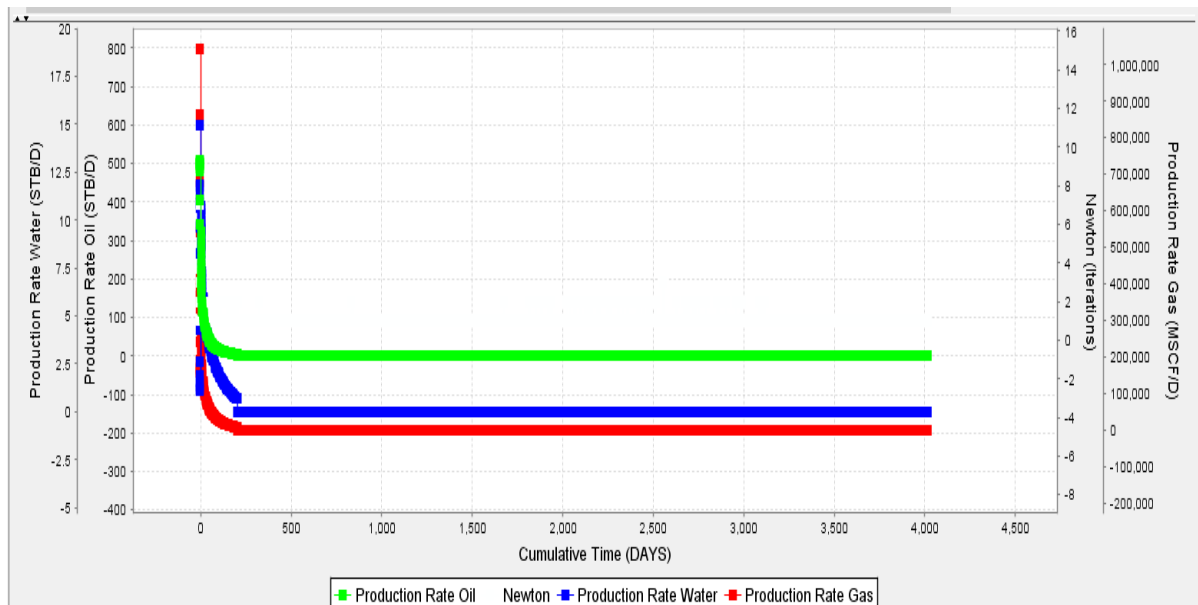


Figura 3. 17. Tasa de producción de petróleo, agua y gas vs Tiempo

En este caso optimizado, en el cual se incluyó herramientas a la completación como las válvulas de control ICV, esto provocó que la producción de agua disminuyera drásticamente a un valor de 14 stb/ que es relativamente pequeño en comparación con el primer caso, por ende, al tener menos producción de agua el corte de agua es muy pequeño, este comportamiento del corte de agua se lo puede visualizar en la (Figura 3.18) , el máximo valor que llega alcanzar el corte de agua es de 0.15 un valor muy pequeño que en la industria petrolera es un privilegio trabajar con ese valor.

A partir del día 250 ya el corte de agua decae drásticamente y se mantiene constante con un valor de 0 debido a que la producción de agua es 0 en esa fecha.

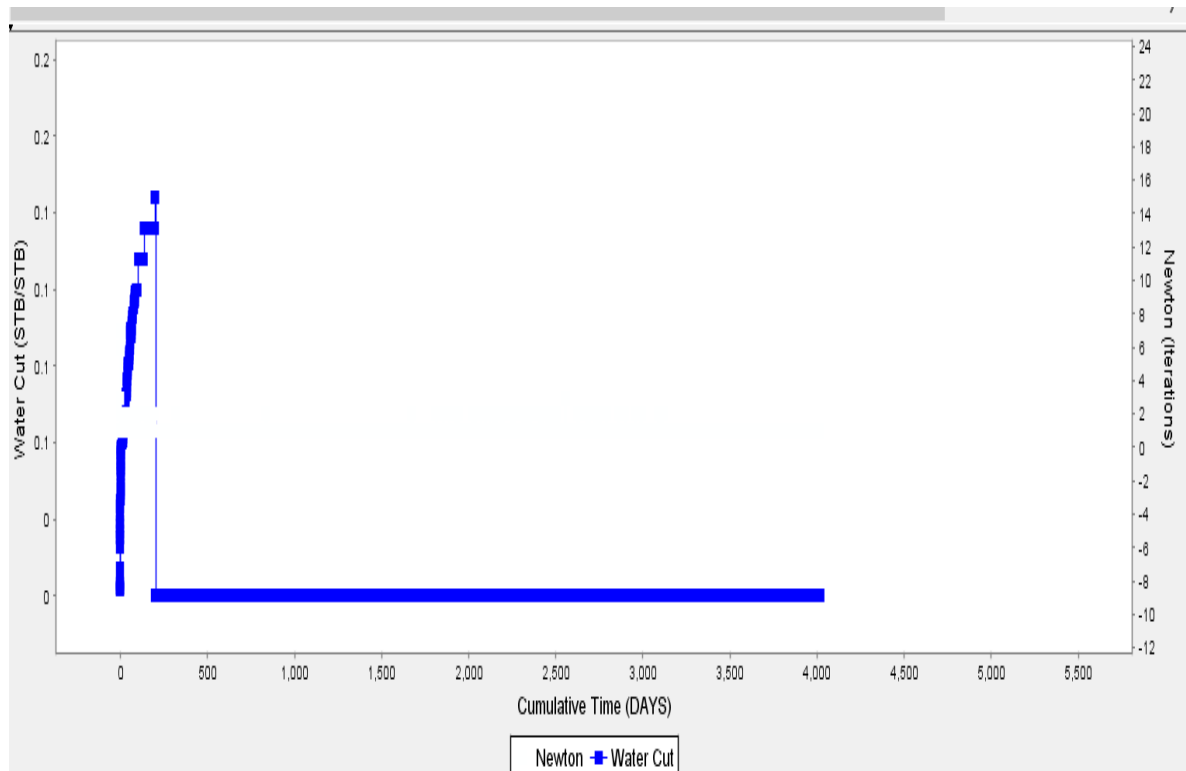


Figura 3. 18. Corte de agua vs Tiempo de la simulación de la completación inteligente

3.2.1. Detalles de resultados

Los resultados obtenidos de la simulación con la completación inteligente fueron:

- Petroleo acumulado producido: 8.026 MSTB
- Agua acumulada producida: 0.528 MSTB
- Corte de agua: 15%

3.3. Tabla comparativa

Tabla 1. Comparación de los dos casos de simulación

Simulacion sin completación inteligente	Simulacion con completación inteligente
Petroleo acumulado producido: 6610 bbl	Petroleo acumulado producido: 8026 bbl
Agua acumulada producida: 2295 bbl	Agua acumulada producida: 528 bbl
Corte de agua: 60%	Corte de agua: 15%

3.4. Análisis de costos

Tabla 2. Análisis de costos del caso sin completación inteligente

Caso sin optimizar (pozo a hueco abierto)	
Precio de petróleo	\$67.80
Petroleo Acumulado producido (bbl)	6610
Ingreso por petróleo	\$448.224
Barriles de agua producido (bbl)	2429
Control de agua (pozo reinector)	\$430.000
Utilidades	\$18.224

Tabla 3. Análisis de costos del caso con completación inteligente

Caso Optimizado (Completación inteligente)	
Precio de petróleo	\$67.80
Petróleo Acumulado producido (bbl)	8026
Ingreso por petróleo	\$544.162
Barriles de agua producido (bbl)	528
Costo de tratamiento por barril	\$0.30/barril
Costo de tratamiento de agua	\$158.4
Completación inteligente	\$400.000
Utilidades	\$144.003

CAPITULO 4

4. Conclusiones y Recomendaciones

4.1. Conclusiones

La simulación en el primer caso proporcionó mucha información de la producción de petróleo, agua y gas del campo ESPOL. En el primer caso se realizó el análisis en un pozo a hueco abierto llamado HW_OH-BASE. Los resultados de la simulación del pozo HW_OH-BASE completado a hueco abierto mostraron una alta producción de agua comenzando con un corte de agua de 46% y luego de un año de producción se alcanza un 60% con un acumulado de producción de petróleo de 6.610 MBLS. El volumen de agua acumulada de este pozo alcanza 2.295 MBLS, la cual luego debería ser tratada para su disposición final o reinyectada de acuerdo al mejor escenario.

El volumen de gas producido también fue bastante elevada con una tasa inicial valor de inicio de 11700 Mscf/d y con un acumulado de 9.630 Mscf. Tanto la producción de agua como la de gas afectarían tanto económicamente como técnicamente, debido a que, al producir grandes volúmenes de agua se deberá realizar operaciones de disposición final de esa agua, las operaciones que por lo general se realizan para deshacerse de esos volúmenes de agua son las operaciones de reinyección e inyección en algún pozo. Estas operaciones son muy costosas no solo por los equipos que son diferentes para un pozo productor, si no también, la contratación de la empresa de servicio que estará a cargo de la operación, aparte de eso, el alquiler del taladro y los obreros.

Los resultados de la simulación del caso optimizado arrojaron un escenario más optimista en función de la producción de petróleo, pero principalmente en la disminución de la producción de agua.

En la simulación con el software Netool se pudo evaluar cómo afecta la instalación de válvulas de control de flujo ICV en la producción, tanto en la tasa de producción de petróleo como gas y agua. Se analizó los intervalos en donde ingresaba más volumen

de petróleo, gas y agua ubicando de una manera eficiente las válvulas de control, se pudo observar que efectivamente en la última válvula ingresaba más volumen de petróleo, por lo que se abrió casi en su totalidad la válvula con una apertura de 7, mientras que en las otras 2 válvulas tuvieron una apertura de 3 para evitar el ingreso del agua y gas.

Los resultados de la implementación de la completación inteligente con las válvulas de control ICV en la simulación del pozo HW_OH-OPTIMIZED y campo ESPOL, arrojaron un aumento en el volumen de producción de petróleo, alcanzando una producción acumulada de petróleo 8.026 MBLS, pero sobre todo la producción de agua disminuyó drásticamente comenzando con un corte de agua de 2.9 % y luego de 1 año de producción se alcanza un corte de agua de 15% con un acumulado de producción de agua de 0.528 MBLS. A medida que pasaba el tiempo esta producción fue decreciendo. Este resultado arroja un escenario más optimista al momento de evaluar la perforación de este pozo, debido a que, el volumen de agua producida en comparación con el primer caso disminuyó de 2.295 MBLS a 0.528 MBLS con un corte de agua del 60 %, mientras que en este caso optimizado se tuvo un corte de agua del 15%, es decir, se disminuyó en 45 puntos porcentuales la producción de agua.

El valor de la producción de gas en el caso optimizado es bastante alta con un valor de 1, 041,241 Mscf/d, este valor de producción de gas no es tan crítico, debido a que, no afecta en gran medida a la producción de petróleo e incluso puede tener un efecto de alivianamiento de la columna de fluido en la tubería de producción, por lo que, el petróleo podrá llegar a superficie de una manera más fácil, debido a las propiedades químicas y físicas del gas como su baja densidad.

Si se desea una producción mayor de petróleo se debería abrir mucho más la última válvula hasta que esté completamente abierta, en el caso optimizado se abrió la válvula en la con una apertura de 7, pero si el dueño del campo ESPOL decide aumentar la producción de petróleo tendrá que abrir la válvula con un valor de 10, pero es necesario tener en cuenta las implicaciones que esto generaría, ya sea económica y técnicamente, podría provocar un aumento significativo en la producción del agua y gas es decir que no solo ingresará petróleo, si no también , agua y gas.

El propietario del campo ESPOL se podría beneficiar con la implementación de estas herramientas, debido a que, se disminuiría el volumen de agua producida a nivel de

campo y se disminuiría el gasto en operaciones de reinyección e inyección para deshacerse de los volúmenes de agua. Un punto a resaltar es que las operaciones de cierre y apertura de válvulas puede ser controlado desde superficie, lo que otorga al operador la facilidad de cerrar o abrir las 2 primeras válvulas o abrir un poco más la última válvula si quisiera tener un mayor volumen de petróleo, estas válvulas de control de flujo cuentan con un sistema de control desde superficie en el cual se las puede modificar la posición de las válvulas de acuerdo a los requerimientos de los pozos.

Se tuvo una utilidad de \$144.003 con la implementación de la completación inteligente utilizando las valvulas ICV mientras que en el caso sin completación inteligente se tuvo una utilidad de \$18.224.

En este trabajo se concluye que la mejor opción de completación del pozo HW_OH-BASE es el caso optimizado con la completación inteligente con el uso de las válvulas de control de flujo ICV, no solo por tener mayor control en el pozo, si no también, una relación de costo-beneficio, es decir, se deberá invertir inicialmente en la completación, adquiriendo las tuberías, las válvulas de control de flujo y las empacaduras, pero a corto y largo plazo se tendrá beneficios palpables en la disminución de la producción de agua, porque al instalar estas herramientas en fondo del pozo, evitaremos problemas asociados a la excesiva producción de agua, que obligatoriamente se tendrá que tratar para su disposición final o realizar un gasto bastante alto en la realización de operaciones de reinyección e inyección. Además con la instalación de las empacaduras tendremos un mayor control en el tubing y aislamiento de los intervalos de producción.

4.2. Recomendaciones

- El presente proyecto servirá para futuros trabajos, como una guía para la realización de una simulación en el software Nexus y Netool, incorporando por ejemplo: la realización de una simulación de reservorio con pozos con levantamiento artificial, implementando un levantamiento de bomba electrosumergible en los softwares de simulación de reservorios existentes en el mercado. Los datos obtenidos podrían ser importados al software Netool para la simulación en la completación con el levantamiento electrosumergible y a su vez exportar los datos al software Nexus para la simulación de todo el reservorio, es decir, a nivel de campo y ser capaz de evaluar como varia la producción de los fluidos a medida que pasa el tiempo, a su vez verificar si la producción de petróleo se incrementa en una forma eficiente y mitigar la producción excesiva de agua.
- Utilizar el presente proyecto como base para evaluar un modelo de simulación de reservorios que incluya dispositivos de con control de arena, en donde se puede utilizar el software Netool para el diseño y modelado de las tuberías ranuradas o también los inflow control device (ICD) con la finalidad de observar como varia la producción de arena y petróleo durante la simulación de reservorios en el software Nexus.

BIBLIOGRAFÍA

- Clara, C., Sherief, M., Sin Chong, T., Abdou, M., & Brock, N. (2013). Stacked reservoirs development optimization based on a fully implicit surface-subsurface nexus modelling - A case study from the UAE. *Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, RCSC 2013: New Approaches in Characterisation AndModelling of Complex Reservoirs*. <https://doi.org/10.2118/166050-ms>
- Dmitriy Sleptsov, RITEK; Ivan Ishimov, Yury Golovatskiy, and Natalia Mezhnova, B. H. (2019). Implementation the Multilateral Wells With ICDs for Development of Formations With High Viscosity Oil and Underlying Water Zone. *SPE-196748-MS*.
- Ferrer, M. P. de. (2010). *Fundamentos de yacimientos*.
- Ghani, M. A., Ayache, S. V., Batôt, G., & Delamaide, | Eric. (2019). *Improvement of the SAGD Process by Use of Steam-Foam: Design and Assessment of a Pilot Through Reservoir Simulation*.
- Halliburton. (2015a). *NeTool™ Software*.
- Halliburton. (2015b). *Nexus® Reservoir Simulation Software*.
- Halliburton. (2019). Interval Control Valves. Retrieved from <https://www.halliburton.com/en-US/ps/well-dynamics/well-completions/intelligent-completions/interval-control-valves.html>
- Jairo, S., & Escobar, F. (2005). *SIMULACION DEYACIMIENTOS: Principios, Conceptos y Construcción deMallas*.
- Polina Minulina, Shahin Al-Sharif, George Andrews Zeito, M. J. B. (2012). *The Design, Implementation and Use of Inflow Control Devices for Improving the Production Performance of Horizontal Wells*. <https://doi.org/SPE-157453-MS>
- Porges, F. (2006). Reservoir Engineering Handbook. In *Reservoir Engineering Handbook*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7972-5.X5000-5>
- Rahimah Abd Karim, Kim Fah Gordon Goh, Mohd Azrul Nuriyadi, Nur Asyikin, Ahmad

Edmund Leung, J. A. M. (2010). *Horizontal Well Optimization With Inflow Control Devices (ICDs) Application in Heterogeneous and Dipping Gas-Capped Oil Reservoirs*.

Zhou, X., & Kamal, M. S. (2019). *The Interrelationship of Carbonate Reservoir Quality and Dynamic Characterization of Chemical Solutions for Potential of Enhanced Oil Recovery*.