



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“EFECTOS DE LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL DE FLUJO APLICADO  
A UN CAMPO ECUATORIANO DURANTE LA INYECCIÓN DE AGUA”**

### **PROYECTO DE GRADO**

Previa a la obtención del Título de:

### **INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentado por:

**FELIPE ANDRÉS ESPAÑA ORDÓÑEZ**

**TOMÁS EDINSON HERNÁNDEZ PAREDES**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**2017**

## DEDICATORIA

A mis padres, la Sra. Mónica Ordóñez y el Sr. Felipe España, por ser mi pilar principal de mi vida, darme todo su apoyo y cariño incondicional.

También a mis amigos más queridos de la carrera, con los que hemos pasado tantas malas noches estudiando, discutiendo, y riendo, ellos son Christopher “Cocacho” Macías, “Jhon” Williams Solano, Álvaro “Piecito” Arreaga y Josué “Hombre G” Uguña. A pesar del poco tiempo que hemos pasado juntos, realmente han influido positivamente en mi vida.

Y a todos mis demás amigos, por siempre tener consideración y aprecio hacia mi persona.

Felipe Andrés España Ordóñez

## DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a mis padres, la Sra. María Paredes y el Sr. Edison Hernández, por ser mis mejores amigos, guías y por sus valiosos consejos que de una u otra forma me han servido en la vida, gracias por eso y mucho más.

A mi hermana Carolina, porque siempre me ha brindado su apoyo incondicional en cada momento hoy, mañana y siempre.

A mi enamorada Katherine Morán, por su paciencia, incentivo y motivación para la culminación de este proyecto.

A mi amigo Fabián García, que considero como mi hermano por los grandes momentos que hemos compartidos durante el transcurso de mi carrera.

Tomás Edinson Hernández Paredes

## **AGRADECIMIENTO**

Primero quiero agradecer a Dios, por darme la sabiduría que he necesitado durante la elección de mis decisiones hasta el momento y que seguiré requiriendo no solo en mi vida profesional, si no durante mi vida personal.

A mí querida Escuela Superior Politécnica del Litoral, por proporcionarme las herramientas necesarias para adquirir los conocimientos que me han permitido llegar a estas instancias de mi vida estudiantil. Además, por permitirme el uso de sus instalaciones, que siempre han estado bien cuidadas e impecables por trabajadoras personas.

A mi tutor del proyecto de proyecto de graduación, el MSc. Romel Erazo por dedicarnos parte de su tiempo durante el desarrollo del presente trabajo y porque sin su premura, un requisito infaltable no se hubiese podido finalizar esta tarea.

También mis más sinceros agradecimientos a la Compañía Halliburton Ecuador y a los ingenieros Laura Rodríguez, Javier Salazar, Diego Torres, Diana Calero, Diego Ponce y Rubys Hernández por posibilitar el uso del Software NETool e instruirme en su manejo.

Finalmente y no menos importante, a mi compañero de graduación Tomás Hernández, por haber estado trabajando lomo a lomo conmigo,

acompañándome y apoyándome durante todos los viajes, consultas y demás peripecias que hemos pasado durante estos seis meses juntos.

A todos, Dios los bendiga y los mantenga siempre en su Gloria divina.

Felipe Andrés España Ordóñez

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por guiarme en el camino correcto de la vida para lograr mis objetivos.

A la empresa Halliburton Ecuador, por facilitarnos la información y herramientas necesarias para el desarrollo de esta investigación.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral y al MSc Romel Erazo, tutor de mi materia integradora, por compartir sus conocimientos, su gran apoyo y motivación para la culminación de nuestros estudios profesionales y para la elaboración de este proyecto.

Tomás Edinson Hernández Paredes

# **TRIBUNAL DE GRADUACIÓN**

---

**MSc. Romel Ángel Erazo Bone  
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA**

---

**MSc. Fabian Vera Rosales-  
MIEMBRO EVALUADOR**

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

---

**Felipe Andrés España Ordóñez**

---

**Tomás Edinson Hernández Paredes**



## RESUMEN

La presente investigación se refiere a los dispositivos de control de flujo (ICD) tipo orificio en donde se analiza la nueva tecnología implementada en un pozo inyector de agua (Waterflood) para la recuperación secundaria en el Campo Parahuacu con la finalidad de conocer la importancia de esta tecnología, usando como herramientas los Software Rubí y NETool y el método teórico propuesto.

En el Capítulo 1 se explica algunos aspectos generales como la descripción del problema y la justificación del proyecto, así como los objetivos propuestos a alcanzar.

En el Capítulo 2 se muestra las características petrofísicas del campo, su ubicación geográfica, su estructura geológica y una breve reseña de la historia del campo.

En el Capítulo 3 se sintetiza la teoría necesaria para el desarrollo del proyecto, tal como la definición de los dispositivos, su clasificación, sus principios matemáticos y también se detalla los modelos que utilizan los Software Rubí y NETool para analizar la inyección de agua (Waterflood) en un proyecto de recuperación secundaria.

En el Capítulo 4 se detalla el desarrollo del proyecto con los métodos propuestos tanto teórico como práctico, también se realiza el análisis de resultados, donde se justifican el uso de los tres modelos utilizados para realizar el análisis del dispositivo ICD.

En el Capítulo 5 se especifican las conclusiones y recomendaciones del presente proyecto.

## ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA .....	II
DEDICATORIA .....	III
AGRADECIMIENTO .....	IV
AGRADECIMIENTO .....	VI
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN .....	VII
DECLARACIÓN EXPRESA .....	VIII
RESUMEN .....	IX
ÍNDICE GENERAL.....	XI
ABREVIATURAS .....	XIII
SIMBOLOGÍA .....	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE TABLAS .....	XXV
CAPITULO 1 .....	28
1. INTRODUCCIÓN.....	29
1.1. Descripción del problema.....	30
1.2. Justificación.....	30
1.3. Propuesta .....	32
1.4. Objetivos .....	33
1.4.1. Objetivo general.....	33
1.4.2. Objetivos específicos .....	34
1.5. Metodología.....	35
CAPÍTULO 2.....	36
2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO .....	31
2.1. Breve reseña histórica.....	31

2.2. Ubicación geográfica.....	31
2.3. Aspectos geológicos .....	32
2.4. Características de la roca y de los fluidos .....	35
2.4.1. Porosidad.....	35
2.4.2. Permeabilidad .....	36
2.4.3. Viscosidad.....	37
2.4.4. Factor volumétrico .....	38
2.4.5. Presión de burbuja.....	39
2.4.6. Saturación de fluidos .....	39
2.4.7. Gravedad específica y API.....	40
2.4.8. Humectabilidad .....	41
CAPÍTULO 3.....	43
3. FUNDAMENTO TEÓRICO DE LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO (ICD) .....	44
3.1. Descripción general del ICD.....	45
3.2. Características generales de los ICDs .....	47
3.3. Principio físico del ICD .....	49
CAPÍTULO 4.....	54
4. DESARROLLO .....	55
4.1. Método teórico.....	55
4.2. Método del programa Rubí.....	66
4.3. Método del programa NETool .....	102
CAPÍTULO 5.....	124
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	125
5.1. Conclusiones.....	125
5.2. Recomendaciones.....	127
BIBLIOGRAFÍA.....	129

## ABREVIATURAS

ICD	Inflow Control Device
ICV	Inflow Control Valve
BFPD	Barriles de fluido por día
BSW	Basic Sediments and Water
API	American Petroleum Institute
LOVICD	Low Velocity Inflow Control Device
HIVICV	High Velocity Inflow Control Device
PRH	Parahuacu
PVT	Pressure – Volume – Temperature
SPE	Society of Petroleum Engineers
II	Index Injectivity
IP	Index Productivity

## SIMBOLOGÍA

$\mu$	Viscosidad
$\Delta P$	Variación de presión
cp	Centipoise
BY	Barriles de Yacimiento
BN	Barriles a condiciones normales
Psi	Pound Square Inch
$S_g$	Saturación de Gas
$r_w$	Radio del pozo
$S_o$	Saturación de Petróleo
$S_w$	Saturación de Agua
A	Área
$C_t$	Compresibilidad total de la formación
Bls	Barriles
$P_i$	Presión Inicial del Yacimiento
$P_b$	Presión de burbuja
$P_{wf}$	Presión de Fondo Fluyente

$P_{ws}$	Presión de estática de fondo
$k$	Permeabilidad Promedio del Yacimiento
$k_s$	Permeabilidad de la zona invadida
$h$	Espesor neto de la formación
$q_o$	Caudal de petróleo
$Q_f$	Caudal total de fluido
$B_o$	Factor Volumétrico del petróleo
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo
$\emptyset$	Porosidad
$S$	Daño de formación
$^{\circ}F$	Grados Fahrenheit
$ft$	Pies
$mD$	milidarcys
$S_{wr}$	Saturación de Agua Residual
$S_{or}$	Saturación de Petróleo Residual
$^{\circ}C$	Grados Celsius
$ppm$	Partes por millón
$P_c$	Presión Capilar

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b> Ruta de investigación para realizar el proyecto .....	35
<b>Figura 2.1</b> Ubicacion del Campo Parahuacu.....	32
<b>Figura 2.2</b> Columna estratigrafica del Campo Parahuacu.....	34
<b>Figura 2.3</b> Curva de permeabilidades relativas en un sistema agua-petróleo .....	37
<b>Figura 2.4</b> Mojabilidad en sistemas roca-sólido .....	42
<b>Figura 3.1</b> Ejemplo de un ICD, Weatherford ResInject .....	45
<b>Figura 2.2</b> Ejemplo de un ICD tipo Helicoidal, Baker Oil Tools Equalizer ....	48
<b>Figura 3.3</b> Ejemplo de un ICD tipo OrificioSchlumberger Resflow .....	48
<b>Figura 3.4</b> Ejemplo de un ICD tipo Tubo, Halliburton Equiflow .....	48
<b>Figura 3.5</b> Ejemplo de un ICD tipo Hibrido, Baker Oil Tools Equalizer.....	49



<b>Figura 4.1</b> Mapa de permeabilidades.....	55
<b>Figura 4.2</b> Gráfica del Índice de Inyectividad .....	60
<b>Figura 4.3</b> Caída de presión del dispositivo de control de flujo .....	62
<b>Figura 4.4</b> Diámetros disponibles para el ICD.....	65
<b>Figura 4.5</b> Arreglos de los pozos PRH 03B & PRH-13.....	66
<b>Figura 4.6:</b> Comportamiento de la producción de petróleo & agua a través del tiempo del pozo PRH-13.....	74
<b>Figura 4.7:</b> Menú de “Field Infos”.....	75
<b>Figura 4.8:</b> Pantalla de inicio.....	76
<b>Figura 4.9:</b> Definición de PVT .....	77
<b>Figura 4.10:</b> Ingreso de datos PVT fase por fase, agua (arriba), gas (arriba) y petróleo (abajo).....	78
<b>Figura 4.11:</b> Mapa del campo .....	79

<b>Figura 4.12:</b> Mida la distancia con el ratón e introduzca la distancia en “Scale” .....	80
<b>Figura 4.13:</b> Contorno del área de drenaje .....	80
<b>Figura 4.14:</b> Menú “Reservoir – Geometry” .....	81
<b>Figura 4.15:</b> Menú del tope (izquierda) y espesor (derecha) de la Arena. ...	82
<b>Figura 4.16:</b> Menú de “Reservoir – properties” .....	83
<b>Figura 4.17:</b> Menú de “Initial State” .....	83
<b>Figura 4.18:</b> Menú de “KrPc” .....	84
<b>Figura 4.19:</b> Contorno del área de drenaje. ....	84
<b>Figura 4.20:</b> Menú de “Reservoir – Wells” .....	85
<b>Figura 4.21:</b> Perforaciones en el Pozo PRH3B en la capa de la Arena .....	86
<b>Figura 4.22:</b> Registro de caudal y presión de inyección.....	87

<b>Figura 4.23:</b> Contactos iniciales del fluido en comparación con las perforaciones PRH3B y PRH13.....	88
<b>Figura 4.24:</b> Menú de “Simulation – grid” .....	89
<b>Figura 4.25:</b> Menú de “Simulation - Run Settings” .....	89
<b>Figura 4.26:</b> Presiones iniciales del campo en Geometría 3D.....	91
<b>Figura 4.27:</b> Saturaciones iniciales del campo en Geometría 3D .....	91
<b>Figura 4.28:</b> Saturaciones iniciales del campo en la gráfica de la sección vertical. ....	92
<b>Figura 4.29:</b> Ventana del estado de la simulación (derecha) y Menú de resultados (Izquierda). ....	93
<b>Figura 4.30:</b> Resultados de Presiones y Caudales .....	94
<b>Figura 4.31:</b> Menú de selección de muestreo de resultados.....	95
<b>Figura 4.32:</b> Ruptura de agua en el pozo PRH-13.....	96
<b>Figura 4.33:</b> Menú de “3D Geometry plot display settings” .....	97

<b>Figura 4.34:</b> Presiones finales del campo a 9488.52 ft. ....	98
<b>Figura 4.35:</b> Curva de producción simulada para el pozo PRH-013 .....	99
<b>Figura 4.36:</b> Factor de recobro del pozo PRH-013 sin el pozo inyector PRH-03B .....	99
<b>Figura 4.37:</b> Curva acumulativa de fluidos del pozo PRH-13.....	99
<b>Figura 4.38:</b> Resultado simulado de la reserva de petróleo recuperable del yacimiento U inferior sin pozo inyector .....	100
<b>Figura 4.39:</b> Incremento del factor de recobro del pozo PRH-013 considerando un pozo inyector .....	101
<b>Figura 4.40:</b> Curva de producción de fluido en superficie donde se muestra el tiempo de ruptura.....	101
<b>Figura 4.41:</b> Avance del agua inyectada con el tiempo.....	101
<b>Figura 4.42:</b> Resultado simulado de la reserva de petróleo recuperable del yacimiento U inferior sin pozo inyector .....	102

<b>Figura 4.43</b> Captura de pantalla de NETool en el menú Global settings General.....	103
<b>Figura 4.44</b> Captura de pantalla de NETool en el menú Global settings: Well target & IPR .....	103
<b>Figura 4.45</b> Captura de pantalla de NETool en el menú Global settings: Inflow & PI.....	104
<b>Figura 4.46</b> Captura de pantalla de NETool en el menú Global settings: Inflow & PI.....	105
<b>Figura 4.47</b> Captura de pantalla de NETool en el menú Fluid properties: PVT properties/general .....	106
<b>Figura 4.48</b> Captura de pantalla de NETool en el menú Fluid properties: PVT properties/Oil PVT.....	106
<b>Figura 4.49</b> Captura de pantalla de NETool en el menú Fluid properties: PVT properties/Gas PVT .....	107
<b>Figura 4.50</b> Captura de pantalla de NETool en el menú Fluid properties: PVT properties/Water PVT .....	107

<b>Figura 4.51</b> Captura de pantalla de NETool en el menú Fluid properties: Rock Fluid Properties.....	108
<b>Figura 4.52</b> Captura de pantalla de NETool para l definición de la trayectoria y elección de un nodo en el pozo PRH-03B .....	109
<b>Figura 4.53</b> Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions .....	110
<b>Figura 4.54</b> Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Wellbore Diameter .....	110
<b>Figura 4.55</b> Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Casing/Liner (ID) .....	111
<b>Figura 4.56</b> Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Perf. Cemented Liner .....	111
<b>Figura 4.57</b> Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Reservoir Parameters .....	112
<b>Figura 4.58</b> Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Reservoir Parameters/ Transmissibility .....	112

<b>Figura 4.59</b> Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Reservoir Parameters/ Permeability.....	113
<b>Figura 4.60</b> Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Reservoir Parameters/ Saturations .....	113
<b>Figura 4.61</b> Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Skin .....	114
<b>Figura 4.62</b> Resultados obtenidos realizada la simulación en NETool para el pozo productor PRH-03B.....	114
<b>Figura 4.63</b> Curva Presión vs Profundidad en el tubing y reservorio, junto al perfil de los disparos del pozo.....	115
<b>Figura 4.64</b> Tasa de influjo vs profundidad de los disparos desde el reservorio hacia el pozo productor PRH-03B.....	116
<b>Figura 4.65</b> Resultados obtenidos realizada la simulación en NETool para el pozo inyector PRH-03B .....	117
<b>Figura 4.66</b> Perfil del caudal de agua inyectado para cada pie de estrato de la arena U inferior .....	118

<b>Figura 4.67</b> Cambios en la completación del pozo inyector, aplicación de los ICD.....	120
<b>Figura 4.68</b> Diámetros internos y externos de los dispositivos ICD en las profundidades 9564' y 9565' .....	120
<b>Figura 4.69</b> Diámetros de la ranura del ICD colocado en la completación puede ser cambiado por el usuario.....	121
<b>Figura 4.70</b> Resultados obtenidos a partir de la simulación en NETool para el pozo PRH-03B con ICD .....	121
<b>Figura 4.71</b> Perfil del caudal de agua inyectado para cada pie de estrato de la arena U inferior mostrando que ha habido una disminución de caudal en los dos primeros estratos debido a la colocación de los ICD en el pozo ....	122
<b>Figura 4.72</b> Comparación de los avances del agua por cada zona, para un pozo inyector con ICD y sin ICD .....	123



## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla I</b> Datos de porosidad del Campo Parahuacu .....	36
<b>Tabla II</b> Datos de viscosidad del petróleo y agua .....	38
<b>Tabla III</b> Datos de factor volumétrico del petróleo y agua.....	38
<b>Tabla IV</b> Datos de presión de burbuja .....	39
<b>Tabla V</b> Datos de saturación de agua .....	40
<b>Tabla VI</b> Datos de gravedad del petróleo .....	40
<b>Tabla VII</b> Datos recopilados para el modelo analítico.....	57
<b>Tabla VIII</b> Resultados de Piny y Qiny usando las ecuaciones 4.2 y 4.3 .....	58
<b>Tabla IX</b> Resultados de índice de inyectividad usando la ecuación 4.4 .....	58
<b>Tabla X</b> Resultados para realizar la gráfica de índice de inyectividad.....	59
<b>Tabla XI</b> Caída de presión necesaria del ICD, $\delta PICD$ .....	63

<b>Tabla XII</b> Valores determinados de factor, $\beta$ .....	64
<b>Tabla XIII</b> Tabla de resultados de diámetro elegido del ICD .....	65
<b>Tabla XIV</b> Datos para realizar la simulación del pozo productor PRH-13 en el software ECRIN-RUBÍ .....	67
<b>Tabla XV</b> Datos considerados en el análisis PVT.....	68
<b>Tabla XVI</b> Datos considerados para la geometría del yacimiento U inferior.	69
<b>Tabla XVII</b> Datos considerados para las propiedades del yacimiento U inferior.....	69
<b>Tabla XVIII</b> Datos considerados para el diseño del pozo Parahuacu 13 .....	70
<b>Tabla XIX</b> Datos para realizar la simulación de un pozo inyector en el software ECRIN-RUBÍ .....	70
<b>Tabla XX</b> Datos considerados en el análisis PVT.....	71
<b>Tabla XXI</b> Datos considerados para la geometría del yacimiento U inferior.	72

<b>Tabla XXII</b> Datos considerados para las propiedades del yacimiento U inferior.....	72
<b>Tabla XXIII</b> Datos considerados para el diseño del pozo .....	73
<b>Tabla XXIV:</b> Resultado determinado analíticamente de la reserva de petróleo recuperable del yacimiento U inferior.....	100
<b>Tabla XXV</b> Datos considerados en el menú de Propiedades de los fluidos	105
<b>Tabla XXVI</b> Prueba de Build-up realizada al pozo PRH-03B.....	115
<b>Tabla XXVII</b> Datos para la simulación del pozo inyector .....	116
<b>Tabla XXVIII</b> Permeabilidades obtenidas a partir de un registro eléctrico y correlación de Coates del pozo PRH-03B .....	119

# **CAPITULO 1**

## 1. INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas que afronta los ingenieros en petróleo cuando realizan proyectos de inyección de agua en donde fracasan y no pasan de los proyectos pilotos y la dificultad radica en las heterogeneidades del yacimiento por lo que dificulta controlar el caudal de inyección provocando una ruptura temprana de agua en el pozo productor.

La característica principal de la tecnología ICD es poder manipular el caudal durante la inyección en las capas de diferentes permeabilidades del yacimiento, y esto nos ayuda a mejorar la eficiencia de barrido, buscando con esto una reducción de los efectos de los dedos viscosos.

El desarrollo de esta investigación se basa en controlar los diferentes caudales de inyección para un pozo considerado para un proyecto de recuperación secundaria. Al controlar los caudales de inyección de agua en las capas de alta permeabilidad por medio de la instalación de dispositivos ICD, podemos extender el tiempo de ruptura para así obtener un frente de avance similar al de un yacimiento homogéneo.

### **1.1. Descripción del problema**

La inyección de agua es una de las técnicas más utilizadas de recuperación secundaria para incrementar la recuperación de crudo, en el cual se realiza un micro-análisis del yacimiento de propiedades como la permeabilidad y porosidad, sin embargo no se han producidos buenos resultados debido a grandes depositaciones de escalas durante la intrusión de agua al yacimiento resultando en una pobre eficiencia de barrido causada por las capas de altas permeabilidades en el yacimiento y/o altas razones de movilidad.

La ruptura de agua puede llevar a un tiempo temprano de abandono del proyecto sin que se barra por completo todas las zonas, dejando una importante cantidad considerable de crudo dentro del yacimiento provocando una gran pérdida de dinero para la compañía operadora del pozo.

### **1.2. Justificación**

El proyecto busca fomentar el uso de esta tecnología en los diferentes campos petroleros del Ecuador, porque al implementar los dispositivos ICD tipo orificio en la completación de un pozo inyector se puede llegar a evitar el efecto de los dedos viscosos y así extender el tiempo de

ruptura, mejorando la eficiencia de barrido, y como resultado final obtener más ganancia para la compañía operadora del pozo.

Además con dicha tecnología se puede controlar el flujo desde la sarta de inyección, debido a que los dispositivos son auto-regulables, ahorrando a la compañía operadora del pozo gastos en operaciones de Workover. En la Cuenca Oriente del Ecuador se ha implementado varios proyectos de recuperación secundaria sin considerar el uso de los ICD, es por esta razón que estos proyectos no han tenido éxitos durante la fase de desarrollo.

La principal desventaja es adquirir el ICD por el alto costo, sin embargo cabe recalcar que es una inversión a largo plazo porque se puede extender el tiempo de ruptura temprano y a la vez obtener en superficie menos producción de agua inyectada, evitando altos costos de tratamiento de agua producida.

Existen otras tecnologías para controlar el flujo tales como las válvulas de control de flujo (ICV), pero su principal desventaja es que debe ser constantemente monitoreada, y además en caso de que sea necesario intervenir el pozo representaría una gran pérdida económica para la compañía, lo que no ocurre con la tecnología ICD.

Para el desarrollo del proyecto se ha escogido la tecnología ICD tipo orificio porque su principio físico de funcionamiento son conocidos y se basan en las teorías de Bernoulli y Darcy, en cambio la tecnología ICD tipo canal su principio físico no se conoce con certeza debido a que las empresas reservan su información evitando que sea pública.

El éxito de este proyecto representa un significativo adelanto en el tema de inyección de agua en pozos productores, sin escatimar la importante fuente de ingresos y trabajo para los moradores del sector.

### **1.3. Propuesta**

Utilizar el software Rubi-Kappa y NETool-Halliburton para establecer un diseño de la tecnología ICD y simular una inyección de agua frontal como un efecto de pistón que evita el efecto de los dedos viscosos.

La inyección de agua se ha utilizado para aumentar la recuperación de petróleo y ha sido ampliamente aplicada en algunos campos petrolíferos en la actualidad. Por esta razón es muy importante el uso de esta tecnología para manejar ciertos parámetros de flujo durante la inyección de agua cuyo principal objetivo es mantener constante el frente de agua en el yacimiento. Los pozos tradicionales de inyección vertical sólo están equipados con un control de arena simple en lugar



de otro tipo de completación, como la implementación de dispositivos de control de influjo, que puede lograr una mayor recuperación de crudo.

Lo novedoso es que se crea una forma más práctica para simular la inyección de frente de agua mediante el uso de este software de gran alcance aplicado a ICD. Existen diversos modelos analíticos para la interpretación de pruebas de presión, sin embargo, se utilizará técnicas computacionales para procesarlas.

#### **1.4. Objetivos**

##### **1.4.1. Objetivo general**

- Implementar los dispositivos de control de influjo en un pozo inyector de agua para evitar el efecto de los dedos viscosos, mejorando la eficiencia de barrido en los yacimientos de petróleo.

### 1.4.2. Objetivos específicos

- Seleccionar el campo petrolero donde se haya realizado un proyecto piloto de recuperación secundaria sin controladores de flujo.
- Recopilar la información de las propiedades petrofísicas, así como los resultados del proyecto piloto de recuperación secundaria que incluyen a la eficiencia de desplazamiento, tiempo de ruptura, petróleo recuperado y factor de recobro.
- Realizar la simulación de un pozo inyector vertical por medio del Software Rubí para comparar sus resultados con los que fueron obtenidos del proyecto piloto del campo propuesto sin los ICD.
- Dimensionar el diámetro de las ranuras de un ICD tipo orificio mediante un método analítico propuesto.
- Desarrollar la simulación de un pozo inyector vertical en conjunto con los ICD con la ayuda del Software NETool.
- Determinar la factibilidad técnica de la inyección de gua conjunta con los ICD.

## 1.5. Metodología

A continuación se detalla la estrategia para el desarrollo de este proyecto.



Figura 1.1 Ruta de investigación para realizar el proyecto  
**Fuente:** España, F., Hernández, P., 2017.

## **CAPÍTULO 2**

## **2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO**

### **2.1. Breve reseña histórica**

El Campo Parahuacu fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf, que perforó el primer pozo exploratorio en 1968, y su etapa de producción inició en 1978, debido que no contaban con suficientes equipos de facilidades de superficie de producción cercanos a la zona. El campo Parahuacu se encuentra operado actualmente por Petroamazonas EP que asumió sus operaciones a partir del 1 de enero de 2013. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)

### **2.2. Ubicación geográfica**

El Campo Parahuacu se encuentra situado en las coordenadas geográficas latitud: 00°03'00" N, longitud: 76°37'00" O, aproximadamente a 30 Km. al Sur-Este de la ciudad Nueva Loja y 24 Km. al Sur-Este de la frontera con Colombia, justo en la Cuenca Oriente del Ecuador, dentro de la provincia de Sucumbíos como se observa en la figura 2.1.

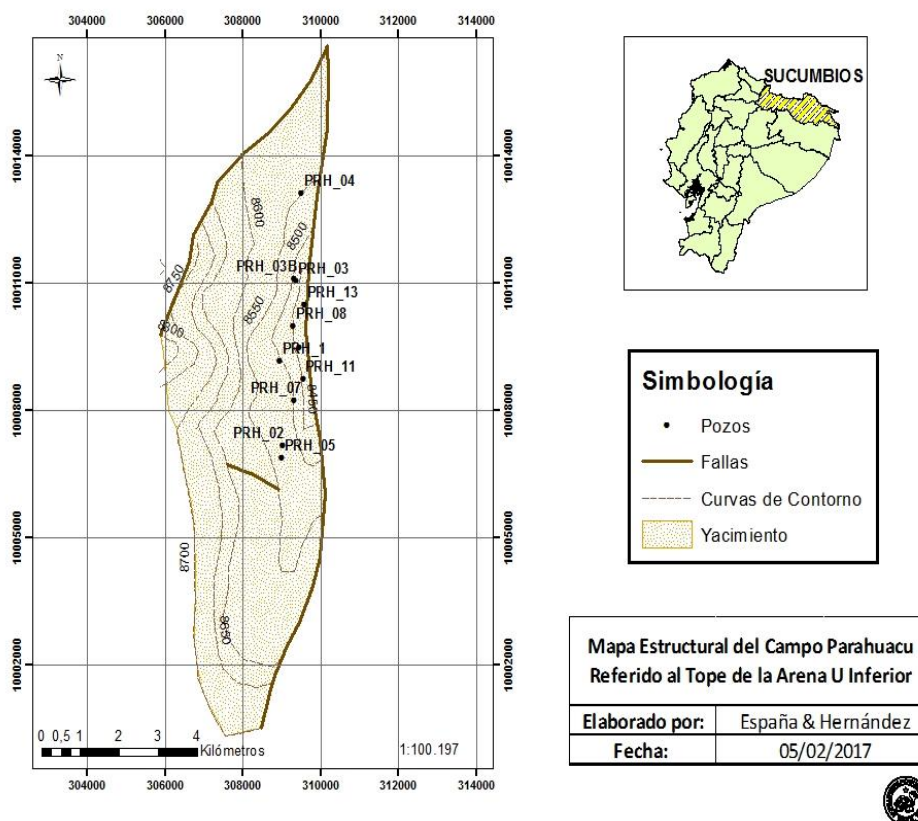


Figura 2.1 Ubicación del Campo Parahuacu  
Fuente: España, F., Hernández, P., 2017

### 2.3. Aspectos geológicos

Hasta la actualidad se han perforado 22 pozos, de los cuales 11 se encuentran en producción, 10 están cerrados y 1 pozo abandonado, dichos pozos producen de la formación Napo y la formación Basal Tena. Gracias a los datos sísmicos existentes nos indica que el Campo Parahuacu es una estructura anticlinal que tiene una extensión de

aproximadamente 15 Km. de Norte a Sur y una ancho de 2.5 Km. de Este a Oeste. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004)

Una de las formaciones más importantes es la formación Napo y está a una profundidad aproximadamente de 9200 pies, que incluye a las areniscas U y T Inferior, a causa de los posibles bancos de petróleo presente en esta zona, también presenta producción en la formación Basal Tena que tiene una profundidad de aproximadamente 7800 pies, también las dos formaciones están dentro de la edad cretácica. (Rea, 2011)

Según los estudios sísmicos actuales respecto a la arena Napo U y T estudios sísmicos han demostrado que el ambiente de depositación predominante es un modelo deltaicos con influencia fluvial y menor influencia mareal, que corresponden a sub-ambientes de canales distributarios y barras de desembocadura con presencia menor de barras de desborde. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004). La arenisca U Inferior está constituido de arenisca de cuarzo, hialina, grano medio a grueso, cemento ligeramente calcáreo, con trazas de glaucomita, saturadas de hidrocarburos, corte rápido, fluorescencia amarilla blanquecina, residuo café claro, mientras que la arenisca T Inferior está constituido por arenisca de cuarzo, grano fino a medio,

cemento silíceo, saturadas de hidrocarburos, fluorescencia natural, amarillo claro, corte rápido residuo, café claro. (Castadeña, 2007)

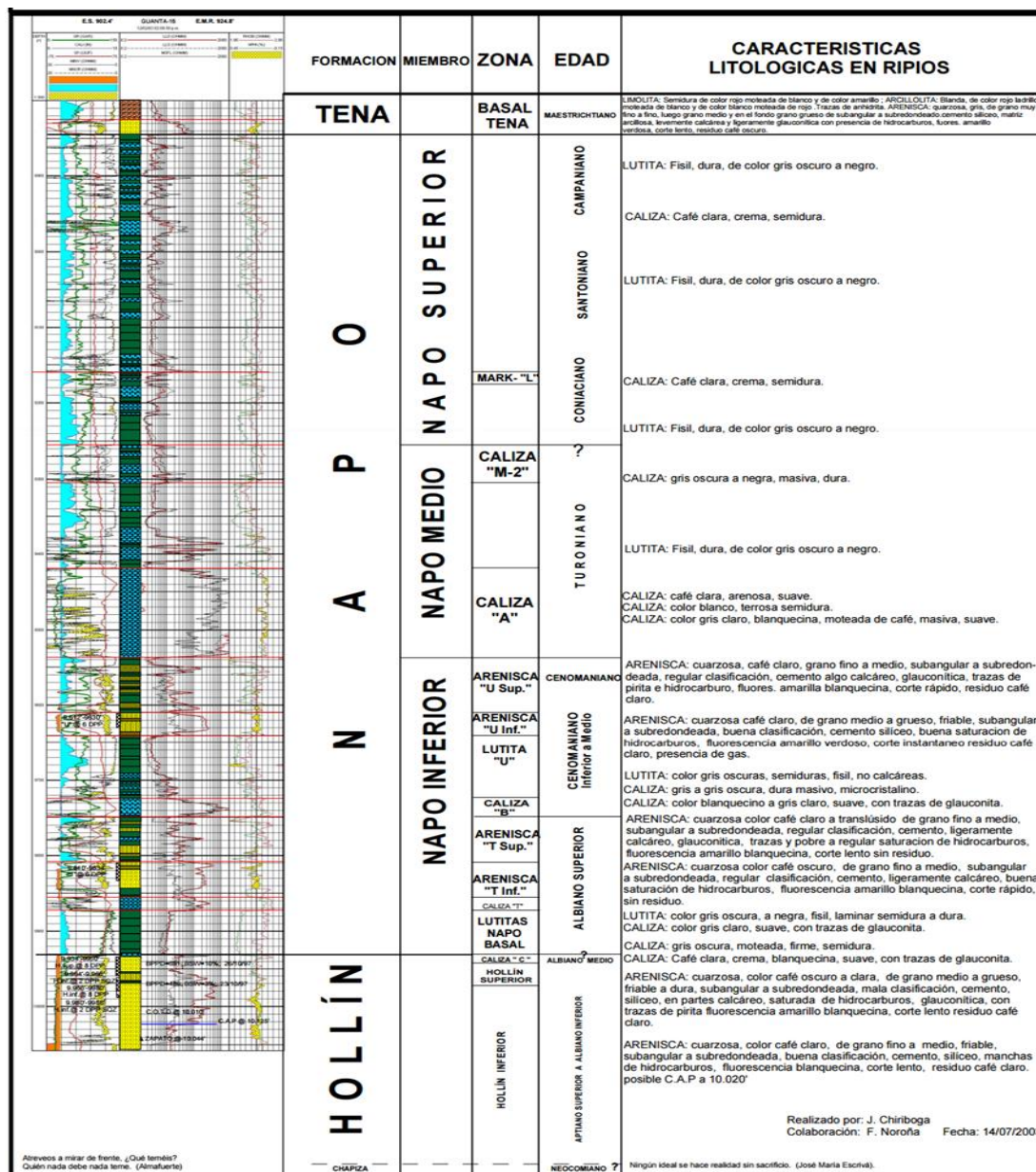


Figura 2.2 Columna estratigrafica del Campo Parahuacu  
 Fuente: Castadeña, 2007



## **2.4. Características de la roca y de los fluidos**

### **2.4.1. Porosidad**

La porosidad en los yacimientos de petróleo, representa el porcentaje del espacio que puede ser ocupado por líquidos o gases. (Pirson, 1965)

La porosidad se puede clasificar en primaria y secundaria, se conoce que en general las arenas tienen porosidad primaria, dicha porosidad es ocasionada por los procesos sedimentarios que crearon el yacimiento, en general las arenas tienen porosidad primaria, mientras que las rocas carbonatitas como las calizas y dolomitas tienen porosidad secundaria, esta porosidad es en cambio provocada por los desplazamientos posteriores de la corteza terrestre o los movimientos de aguas subterráneas. (Bidner, 2001)

Existe otra clasificación de porosidad conocidas como porosidad efectiva que equivale a los poros continuos interconectados y porosidad no efectiva equivale a los poros discontinuos aislados, y la suma de ambas representa a la porosidad total. (Bidner, 2001). Para

nuestro estudio consideraremos la porosidad efectiva, porque es la que permite el desplazamiento de fluidos en la roca y los datos se presentan en la tabla I.

**Tabla I** Datos de porosidad del Campo Parahuacu

<b>Arena</b>	<b>Pozo</b>	<b>Porosidad efectiva</b>
U inferior	Parahuacu-03B	13,3 %
	Parahuacu-13	15,9 %

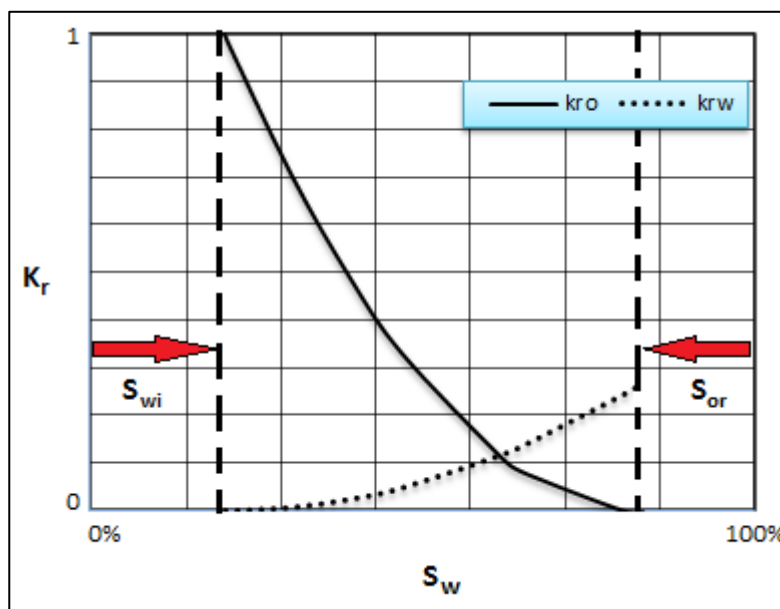
**Fuente:** Coral, 2012

#### **2.4.2. Permeabilidad**

La permeabilidad de una roca se denota por  $k$  y es definida como la capacidad del espacio poroso que permite pasar los fluidos tales como gas, petróleo y/o agua a través de él para poder medir el grado y tamaño en que los espacios porosos están interconectados. (Paris de Ferrer, 2009).

Existen cuatros tipos de permeabilidades que pueden ser absoluta o efectiva, horizontal o vertical; cuando se mide la permeabilidad de una roca y existe un solo fluido que está fluyendo en ella, se considera permeabilidad absoluta, mientras que la permeabilidad efectiva es la

medición de la permeabilidad cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en la roca. (Lake, 2002).



**Figura 2.3** Curva de permeabilidades relativas en un sistema agua-petróleo  
**Fuente:** París de Ferrer, 2001.

### 2.4.3. Viscosidad

La viscosidad de un fluido se la denota  $\mu$  y es la medida de la resistencia interna del fluido a fluir, una disminución de la temperatura hace que la viscosidad de un líquido aumente. (Torsaeter & Abtahi, 2000). Su unidad de medida es en centipoises, cp.

La viscosidad del petróleo depende de la temperatura del yacimiento, la presión, la gravedad del petróleo, y la solubilidad del gas. (Paris de Ferrer, 2009).

**Tabla II** Datos de viscosidad del petróleo y agua

<b>Arena</b>	<b>Pozo</b>	$\mu_{oi}$	$\mu_{ob}$	$\mu_w$
U inferior	Parahuacu-03B	1,34 cp	1,05 cp	0,33 cp
	Parahuacu-13			

**Fuente:** Coral, 2012.

#### 2.4.4. Factor volumétrico

El factor volumétrico del petróleo se lo denota por  $\beta_o$ , y es la relación entre el volumen de petróleo más su gas en solución en las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, y el volumen de petróleo en condiciones normales, por esto, su valor siempre es mayor o igual a la unidad. (Paris de Ferrer, 2009).

**Tabla III** Datos de factor volumétrico del petróleo y agua.

<b>Arena</b>	<b>Pozo</b>	$\beta_{oi}$	$\beta_{ob}$	$\beta_{wi}$
U inferior	Parahuacu-03B	1,206 BY/BN	1,348 BY/BN	1,01 BY/BN
	Parahuacu-13			

**Fuente:** Coral, 2012.

### 2.4.5. Presión de burbuja

La presión de burbuja de un hidrocarburo se la denota por  $P_b$ , y es el punto de presión a condiciones de temperatura por la cual se libera la primera burbuja de gas en solución del petróleo. (Coral, 2012)

Tabla IV Datos de presión de burbuja

Arena	Pozo	Presión de burbuja
U inferior	Parahuacu-03B	1485 psi
	Parahuacu-13	

Fuente: Coral, 2012.

### 2.4.6. Saturación de fluidos

“Los métodos para determinar las saturaciones de fluidos en los yacimientos consisten en analizar los núcleos del yacimiento en su contenido de petróleo y agua; la saturación del gas ( $S_g$ ) se obtiene restando de la unidad la suma de las saturaciones de petróleo ( $S_o$ ) y agua ( $S_w$ )”. (Pirson, 1965)

Tabla V Datos de saturación de agua

<b>Arena</b>	<b>Pozo</b>	<b>Presión de burbuja</b>
U inferior	Parahuacu-03B	19,6 %
	Parahuacu-13	9,3 %

**Fuente:** Coral, 2012.

#### 2.4.7. Gravedad específica y API

La gravedad específica se la denota por GE está definida entre la densidad de un líquido con la densidad del mismo volumen de agua; la gravedad específica de líquido en la industria de petróleo se mide a menudo por algún tipo de hidrómetro que tiene su escala especial, el American Petroleum Institute ha adoptado la escala API. (Torsaeter & Abtahi, 2000)

Tabla VI Datos de gravedad del petróleo

<b>Arena</b>	<b>Pozo</b>	<b>Gravedad del petróleo @ 60°F</b>	<b>Temperatura</b>	<b>Presión inicial</b>
U inferior	Parahuacu-03B	28,2	202 °F	3982 psi
	Parahuacu-13			

**Fuente:** Coral, 2012.

#### 2.4.8. Humectabilidad

La humectabilidad o también conocida como mojabilidad se la define como la habilidad de la fase de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de otra segunda fase inmiscible. París de Ferrer, 2001

Según el ángulo de contacto que tiene los fluidos (agua y petróleo) con la superficie sólida la mojabilidad de la roca puede llegar a ser mojada por agua, por petróleo o intermedia; la primera representa un ángulo de contacto menor a  $90^\circ$  indicando que el líquido más denso (agua) moja preferencialmente la superficie sólida, en cambio la segunda nos indica lo contrario que el líquido menos denso moja preferencialmente la superficie sólida representada por un ángulo de contacto mayor a  $90^\circ$ , mientras que la tercera representa un ángulo de contacto igual a  $90^\circ$  y nos indica que ambas fases tienen igual afinidad por la superficie sólida, en la figura 1.5 se muestra un escenario de los tres tipos de mojabilidad. (París de Ferrer, 2001).

Para diseñar un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua se debe considerar la mojabilidad de la roca, en nuestro caso al resultar la roca mojada por el agua, se favorece el proceso de inyección de agua.

Para realizar un proyecto de recuperación secundaria por medio de inyección de agua el factor de mojabilidad de la roca es muy importante, se requiere que la roca sea preferencialmente mojada por agua esto favorece al proceso de inyección de agua, según Magdalena París de Ferrer (2001) indica que la mayoría de los yacimientos son preferencialmente humectados por agua.

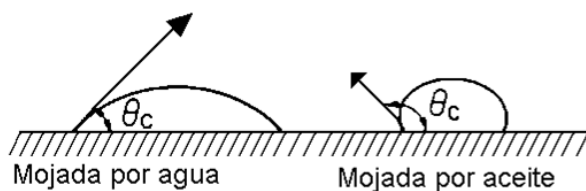


Figura 2.4 Mojabilidad en sistemas roca-sólido

**Fuente:** París de Ferrer, 2001.

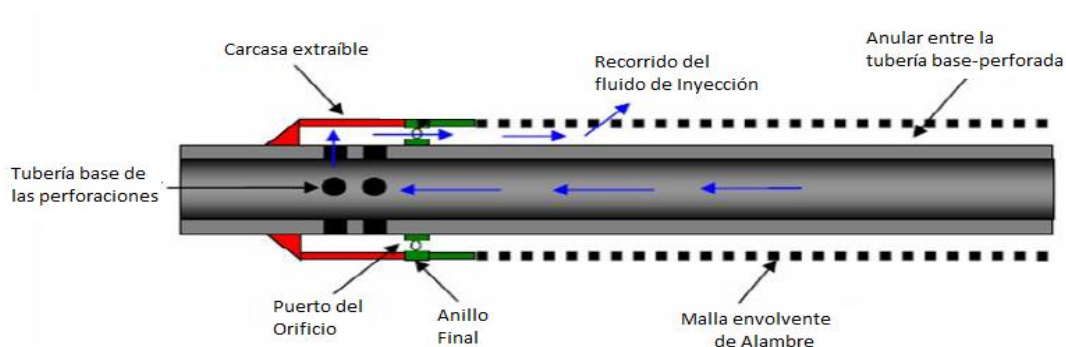


## **CAPÍTULO 3**

### **3. FUNDAMENTO TEÓRICO DE LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL DE INFLUJO (ICD)**

Un dispositivo de control de flujo funciona como un equipo de estrangulamiento que es instalado en la sarta de completación del pozo y es utilizado para igualar el drenaje o el influjo desde el reservorio y dentro del pozo. Este método de control se lo denomina pasivo, ya que carece de partes móviles que puedan ser manipuladas o modificadas para ajustar el flujo que la atraviesa. (García, 2009)

El dispositivo ICD proporciona una caída de presión extra a través de la completación generando un mayor drawdown sobre la formación cambiando el influjo a lo largo del pozo. Debido a que las configuraciones del ICD no pueden ser cambiadas después de que hayan sido instalada, la mayoría de estos dispositivos son auto regulables es decir que el flujo que atraviesa el ICD seguirá una ecuación predeterminada lo que significa, que un cambio en los parámetros del flujo resultará en un cambio de la caída de presión. (García, 2009)



**Figura 3.1** Ejemplo de un ICD, Weatherford ResInject  
**Fuente:** Denney, 2003

Por el contrario, cuando se trata de controladores de flujo a hoyo abierto activos, estos tienen partes que pueden ser cerradas manualmente o parcialmente para reducir o incrementar el flujo. Ambos controladores de flujo tanto activos como pasivos pueden ser utilizados para pozos inyectores donde un patrón de inyección estable es necesario o para la selección de zonas de inyección es crucial. (Haeberle, 2008)

### 3.1. Descripción general del ICD

El equipo de controladores de flujo de fondo está incluido en la zona baja de la completación y opera como parte de la sarta de completación. Los objetivos que se logran con su uso son:

- Mejorar la limpieza del pozo después de que la perforación esté finalizada.
- Perfil de producción del pozo más uniforme.

- Perfil de inyección parejo o matriz de inyección.
- Producir de zonas seleccionadas.
- Prevenir la conificación en el talón de un pozo horizontal.
- Ganar mayor producción del pie del pozo horizontal.
- Retrasar el tiempo de ruptura del gas y/o agua.
- Mejorar el control de arena y productividad para minimizar el flujo anular.
- Prevenir la erosión de la tubería ranurada.

Los beneficios de utilizar dispositivos ICDs en proyectos para pozos de inyección de agua en recuperación secundaria incrementan mientras la exposición al yacimiento incrementa, y la formación sea heterogénea.

En los campos petroleros donde existen proyectos de inyección de agua, los dispositivos de control de flujo pueden ser de mucha utilidad para mantener una inyección óptima de agua en toda la formación y así desplazar más eficientemente los fluidos del yacimiento para los estratos de diferentes permeabilidades, lo cual contribuye a evitar un tiempo de ruptura temprana causado por la heterogeneidad del yacimiento.

Esto pudiera resultar en un mejor perfil de inyección deseado y el agua inyectada tenga mayor posibilidad para apoyar a zonas que requieran más presión de empuje. Ambos, tanto pasivos como activos controladores de flujo pueden ser utilizados en pozos inyectoros. Los controladores de flujo activos son más comúnmente utilizados para direccionar la inyección de agua. (Haeberle, 2008)

### **3.2. Características generales de los ICDs**

Existen algunos tipos de ICDs disponibles. Éstos pueden ser agrupados en cuatro diferentes tipos:

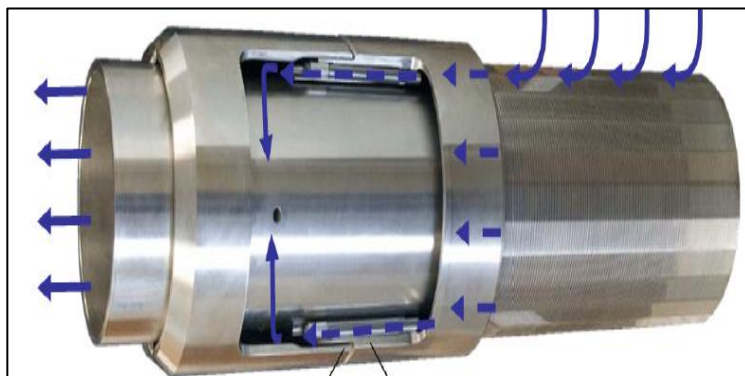
- Tipo Canal Helicoidal
- Tipo Orificio
- Tipo Tubo
- Tipo Híbrido



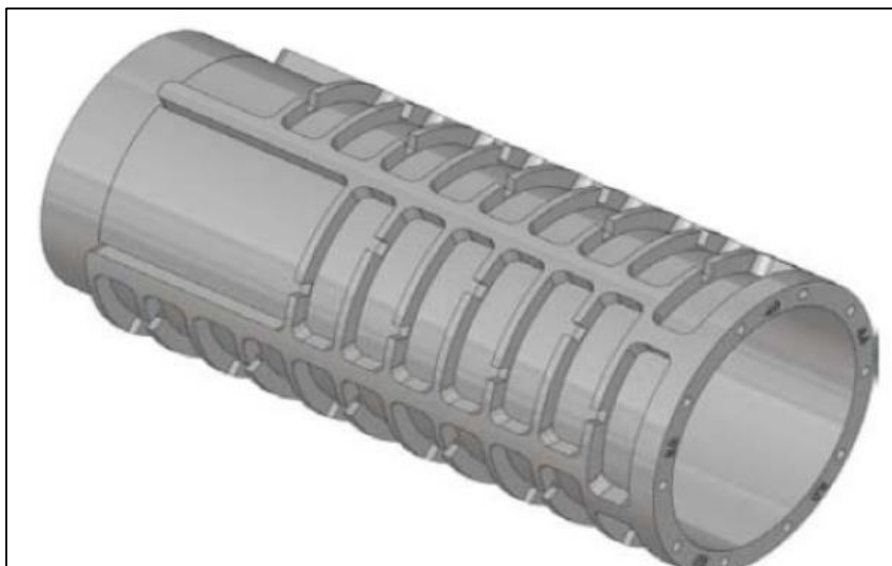
**Figura 2.2** Ejemplo de un ICD tipo Helicoidal, Baker Oil Tools Equalizer  
**Fuente:** Baker & Hughes



**Figura 3.3** Ejemplo de un ICD tipo Orificio Schlumberger Resflow  
**Fuente:** Schlumberger



**Figura 3.4** Ejemplo de un ICD tipo Tubo, Halliburton Equiflow  
**Fuente:** Halliburton



**Figura 3.5** Ejemplo de un ICD tipo Híbrido, Baker Oil Tools Equalizer  
**Fuente:** García, 2009

Estos cuatro tipos de ICD pueden ser divididos dentro de dos principales grupos de acuerdo a la velocidad de flujo que a través el dispositivo. Esto es: LOVICD (Low Velocity Inflow Control Device) y HIVICD (High Velocity Inflow Control Device). La velocidad correspondiente a un LOVICD está por debajo de 50 m/s mientras que para un HIVICD está por encima de 50 m/s.

### 3.3. Principio físico del ICD

La física de los ICDs está relacionada con la generación de la caída de presión sobre el área de flujo disponible. La caída de presión en el HIVICD está basada en la ecuación de Bernoulli. Las ecuaciones para los LOVICDs no han sido publicadas. Existe una correlación genérica

para el cálculo de la caída de presión de todos los tipos de ICDs que también puede demostrar el comportamiento del flujo para los LOVICDs. (García, 2009) & (Gavioli, 2008)

Ya que los HIVICDs se basan en la ecuación de Bernoulli, estos normalmente asumen independencia con la viscosidad a pesar de que en ensayos de laboratorios se ha comprobado un ligero impacto de la viscosidad en los orificios del ICD. Para el presente trabajo se consideró que despreciable el impacto de la viscosidad al equipo. (Slayter, 2010)

Una correlación general para el comportamiento del flujo de todos los ICDs ha sido publicada, esta correlación será utilizada para describir el comportamiento de los LOVICDs. (García, 2009)

$$K_{highR} = a_1 * Re^{b1} \quad (3-1)$$

$$K_{lowR} = a_2 * Re^{b2} \quad (3-2)$$

$$K = K_{lowR} + \frac{(K_{highR} + K_{lowR})}{\left(1 + \left(\frac{Re}{t}\right)^c\right)^d} \quad (3-3)$$

$$\Delta p_{liq} = K \rho_l \left( \frac{v_{liq}^2}{2 * g_c * 144} \right) \quad (3-4)$$



De esta correlación se puede notar que hay siete parámetros controlando el comportamiento del flujo, además del número de Reynolds. Algunos de estos parámetros son específicos para el equipo y no están disponibles debido a la confidencialidad de las empresas. Estos parámetros son  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_1$ ,  $b_2$ ,  $c$ ,  $d$  y  $t$ . Estos parámetros también afectan al coeficiente de flujo así que sin estos valores el flujo no puede ser modelado. Se puede observar de esta correlación que es afectada por el coeficiente de flujo para un bajo y un alto número de Reynolds. Esta dependencia sobre valores bajos nos da una clara idea de que la viscosidad juega un rol importante en el comportamiento del equipo. (Lorgen, 2010)

La ecuación general para los HIVICD según (Kvernstuen, 2008) es:

$$\Delta P = \frac{1}{2} K \rho v^2 = K \frac{\rho Q^2}{2A^2} \quad (3-5)$$

Si un ICD tipo tubo es utilizado se añade otro término para tomar en cuenta la fricción en el tubo. Quedando la ecuación como sigue (Saetre, 2008):

$$\Delta P = \rho g (h_f + h_m) \quad (3-6)$$

$$h_f = f \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} \quad (3-7)$$

$$h_m = \sum K \frac{v^2}{2g} \quad (3-8)$$

$$\Delta P = \rho g \left( f \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} + \sum K \frac{v^2}{2g} \right) = \rho g f \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} + \rho g K \frac{v^2}{2g}$$

$$\Delta P = \rho f \frac{L}{d} \frac{v^2}{2} + \rho K \frac{v^2}{2} = \rho \frac{v^2}{2} \left( f \frac{L}{d} + K \right) \quad (3-9)$$

La caída de presión sobre el orificio no depende de la viscosidad, pero es ampliamente dependiente de la tasa de flujo y del área de flujo. Debido a la dependencia el área de flujo de estos tipos de ICDs son más sensibles a la erosión. Normalmente el material de los orificios/tubo son muy resistentes a la erosión, pero la erosión puede suceder y el efecto de incrementar el área de flujo será mayor. Un material típico para los orificios del ICD es cerámica, los tubos son normalmente contruidos de acero inoxidable. (Kvernstuen, 2008) & (Moen, 2006)

Un incremento del flujo a través de las boquillas debido a la ruptura de gas o agua alterará la caída de presión a través del ICD. De la ecuación 3.5 se puede observar que un incremento de la tasa de flujo puede causar un incremento de la caída de presión significativa. Cambios en la

densidad del fluido del pozo tendrá también un impacto sobre la caída de presión.

El flujo a través de los ICDs no está relacionado 100% a la ecuación de Bernoulli. Las compañías introducen el coeficiente de flujo para reducir estas diferencias, se la denomina K tanto en las ecuaciones 3.5 y 3.6. Este coeficiente es diferente para cada tipo de ICD y fabricante. El coeficiente está normalmente entre 0,6 – 0,97. Para los equipos Resflow por ejemplo el valor de K es de 0,953. Este coeficiente solamente aplica para los tipos HIVICD. (Moen, 2006)

Los tipos HIVICDs son más comunes en campos desarrollados donde el petróleo es muy viscoso y pesado. Pero estos también pueden ser utilizados en reservorios con crudo ligero. Esto solamente debe ser considerado durante el diseño.

Cuando se decide el tipo óptimo de ICD, se debe entender las propiedades del hidrocarburo y a que drawdown se aproxima. También la presión del reservorio y las tasas de flujo deberán ser conocidas.

## **CAPÍTULO 4**

## 4. DESARROLLO

### 4.1. Método teórico

El método analítico se aplica para yacimientos heterogéneos en donde encontramos diferentes permeabilidades para poder ubicar los dispositivos ICD en las zonas de mayor permeabilidad.

**Paso 1:** Se necesita un perfil de permeabilidades que podemos encontrarlo por medio de perfiles eléctricos conjuntamente con fórmulas matemáticas como la ecuación de Coates o por medio de un gráfico de distribución de permeabilidades, como se muestra en la figura 4.1:

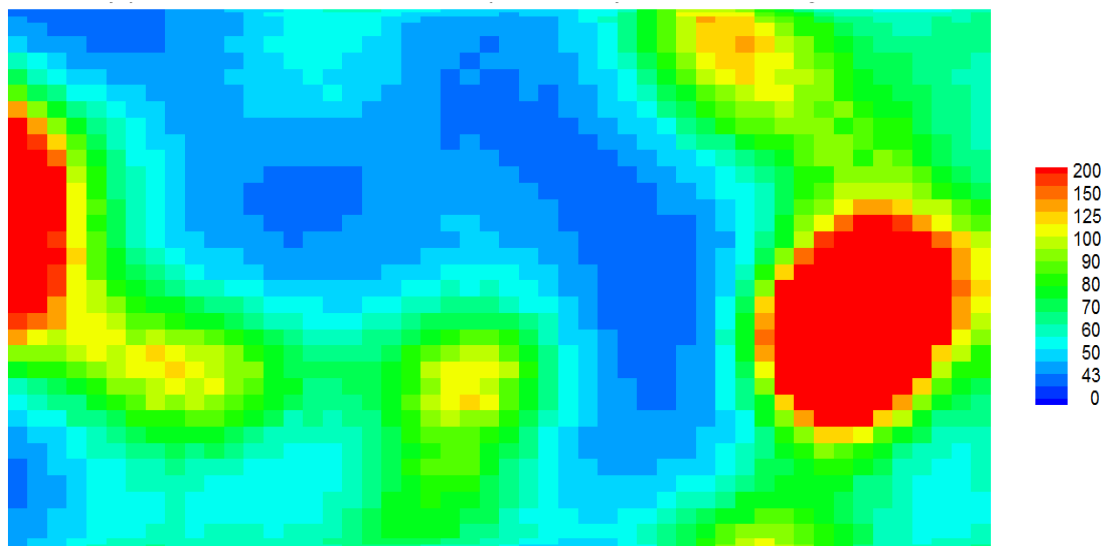


Figura 4.1 Mapa de permeabilidades  
Fuente: Kotlar, 2015

$$k = \left( \frac{100\phi^2(1 - S_{wi})}{S_{wi}} \right)^2 \quad (4-1)$$

Como la formación a inyectar se va asumir con arenas altamente heterogéneas, se espera un índice de inyectividad variable. Si el pozo se completa convencionalmente (sin ICD), esto dará lugar a una inyección desigual y un tiempo de ruptura prematuro de agua. Estas condiciones conducirán en última instancia a un menor porcentaje de recuperación secundaria esperada.

## **Paso 2: Seleccionar los datos y fórmulas adecuadas**

Se debe recopilar cierta información para la utilización del modelo analítico y con el uso de las ecuaciones adecuadas para un sistema de inyección de agua para recuperación secundaria podemos encontrar los parámetros que son necesarios para pasar al paso de la gráfica del índice de inyectividad.

Las ecuaciones aplicadas a un sistema de pozo inyector de agua para recuperación secundaria son las siguientes:

$$Q_{iny} = \frac{0,007078kk_{rw}H_o(P_{iny} - P_r)}{\mu_w\beta_w(\ln(r_e/r_w) + S)} \quad (4-2)$$

$$P_{iny} = P_{wh} + \rho gH + P_f \quad (4-3)$$

$$II = \frac{Q_{iny}}{(P_{iny} - P_r)} \quad (4-4)$$

**Tabla VII** Datos recopilados para el modelo analítico

<b>Datos</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Permeabilidad Relativa del agua, $k_{rw}$	0,27	
Factor volumétrico del agua, $\beta_w$	1,01	BY/BN
Zona de pago, $H_o$	19	Ft
Presión del yacimiento, $P_r$	976	Psi
Daño, S	0	
Profundidad promedio de la zona, H	9564	Ft
Presión de cabeza de pozo, $P_{wh}$	500	Psi
$\ln(r_e/r_w)$	6,83	
Viscosidad del agua, $\mu_w$	0,33	Cp

**Fuente:** Coral, 2012.

Para el caso de la ecuación 4.3 se asumirá que no existen pérdidas por fricción de la tubería por lo tanto  $P_f$ .

### **Paso 3: Resultados de los cálculos realizados con las ecuaciones del paso 2**

Los datos recopilados se los utiliza en los respectivos cálculos de las ecuaciones 4.2, 4.3 y 4.4 del paso 2. A continuación se muestran dichos resultados:

**Tabla VIII** Resultados de Piny y Qiny usando las ecuaciones 4.2 y 4.3

Cálculo 1		Cálculo 2		Cálculo 3		Cálculo 4		Cálculo 5	
K(md)	43	K(md)	50	K(md)	60	K(md)	70	K(md)	80
Piny	Qiny	Piny	Qiny	Piny	Qiny	Piny	Qiny	Piny	Qiny
4644	2516	4644	2926	4644	3511	4644	4096	4644	4681
Cálculo 6		Cálculo 7		Cálculo 8		Cálculo 9		Cálculo 10	
K(md)	90	K(md)	100	K(md)	125	K(md)	150	K(md)	200
Piny	Qiny	Piny	Qiny	Piny	Qiny	Piny	Qiny	Piny	Qiny
4644	5266	4644	5851	4644	7314	4644	8777	4644	11703

Fuente: España, F., Hernández, P., 2017.

**Tabla IX** Resultados de índice de inyektividad usando la ecuación 4.4

Índice de Inyektividad (k=43md)	0,69
Índice de Inyektividad (k=50md)	0,80
Índice de Inyektividad (k=60md)	0,96
Índice de Inyektividad (k=70md)	1,12
Índice de Inyektividad (k=80md)	1,28
Índice de Inyektividad (k=90md)	1,44
Índice de Inyektividad (k=100md)	1,60
Índice de Inyektividad (k=125md)	1,99
Índice de Inyektividad (k=150md)	2,39
Índice de Inyektividad (k=200md)	3,19

Fuente: España, F., Hernández, P., 2017.

#### Paso 4: Graficar el Índice de Inyektividad

Teniendo en cuenta que ya tenemos un punto presión y caudal de inyección (tabla 4.2) y la pendiente índice de inyektividad (tabla 4.3), se escoge el otro punto de la gráfica para una mayor facilidad de cálculo se selecciona cuando el caudal de inyección es cero, ya teniendo dos



puntos se procede a realizar la gráfica del presión de inyección versus caudal de inyección.

Los resultados para graficar presión de inyección versus el caudal de inyección para los diferentes estratos se muestran a continuación:

**Tabla X** Resultados para realizar la gráfica de índice de inyectividad

<b>Gráfica 1</b>		<b>Gráfica 2</b>		<b>Gráfica 3</b>		<b>Gráfica 4</b>		<b>Gráfica 5</b>	
<b>K(md)</b>	43	<b>K(md)</b>	50	<b>K(md)</b>	60	<b>K(md)</b>	70	<b>K(md)</b>	80
<b>Piny</b>	<b>Qiny</b>	<b>Piny</b>	<b>Qiny</b>	<b>Piny</b>	<b>Qiny</b>	<b>Piny</b>	<b>Qiny</b>	<b>Piny</b>	<b>Qiny</b>
976	0	976	0	976	0	976	0	976	0
4644	2516	4644	2926	4644	3511	4644	4096	4644	4681
<b>Gráfica 6</b>		<b>Gráfica 7</b>		<b>Gráfica 8</b>		<b>Gráfica 9</b>		<b>Gráfica 10</b>	
<b>K(md)</b>	90	<b>K(md)</b>	100	<b>K(md)</b>	125	<b>K(md)</b>	150	<b>K(md)</b>	200
<b>Piny</b>	<b>Qiny</b>	<b>Piny</b>	<b>Qiny</b>	<b>Piny</b>	<b>Qiny</b>	<b>Piny</b>	<b>Qiny</b>	<b>Piny</b>	<b>Qiny</b>
976	0	976	0	976	0	976	0	976	0
4644	5266	4644	5851	4644	7314	4644	8777	4644	11703

**Fuente:** España, F., Hernández, P., 2017.

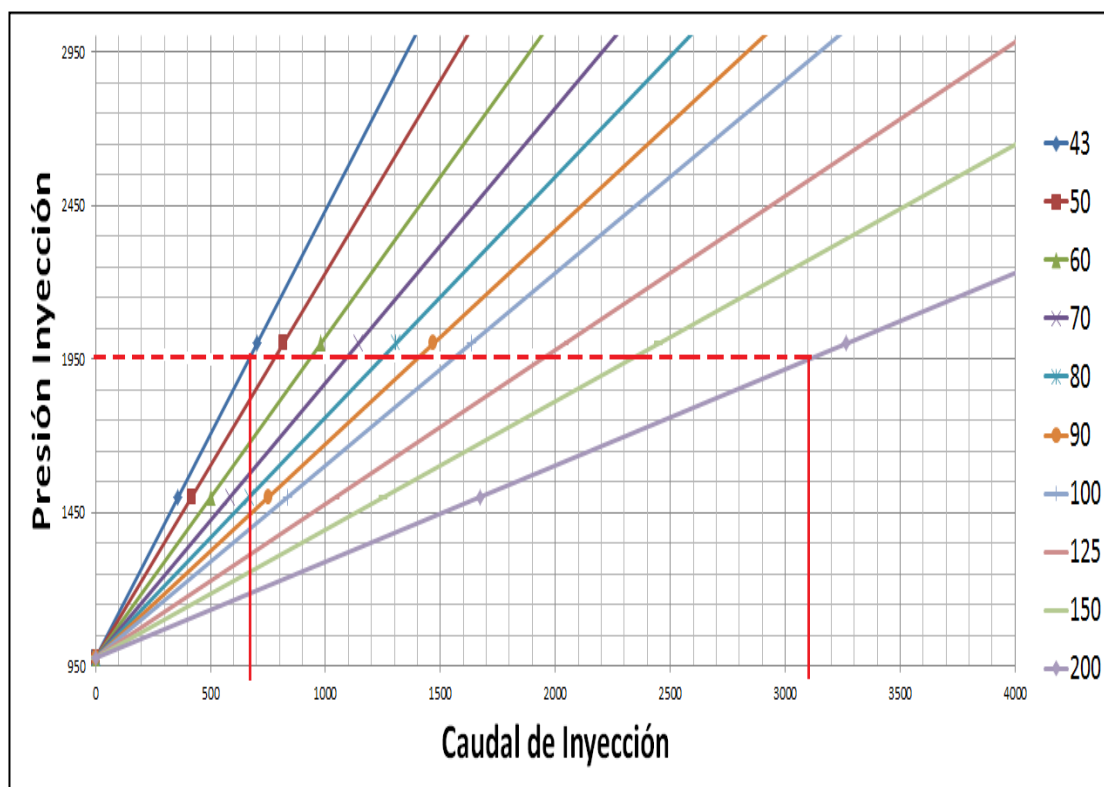


Figura 4.2 Gráfica del Índice de Inyectividad  
Fuente: España, F., Hernández, P., 2017.

Para un  $P_{iny}$  constante, los estratos de permeabilidades altas (~200 mD) se podrá inyectar a una velocidad 4,7 veces más alta que las regiones de baja permeabilidad (~43 mD).

#### Paso 5: Determinar el caudal objetivo del pozo

Se debe determinar el caudal de inyección del pozo tomando el estrato de más baja permeabilidad ( $k=43\text{mD}$ ).

$$Q_{iny,objetivo} = \frac{0,007078kk_{rw}H_o(P_{iny} - P_r)}{\mu_w\beta_w(\ln(r_e/r_w) + S)} = 2514 \text{ bpd}$$

El caudal objetivo de inyección del pozo depende de muchos factores, como la capacidad superficial, el precio del petróleo, etc. Para este pozo particular se seleccionó caudal objetivo de inyección del pozo en 2500 bpd.

### **Paso 6: Determinar el caudal equivalente por zonas**

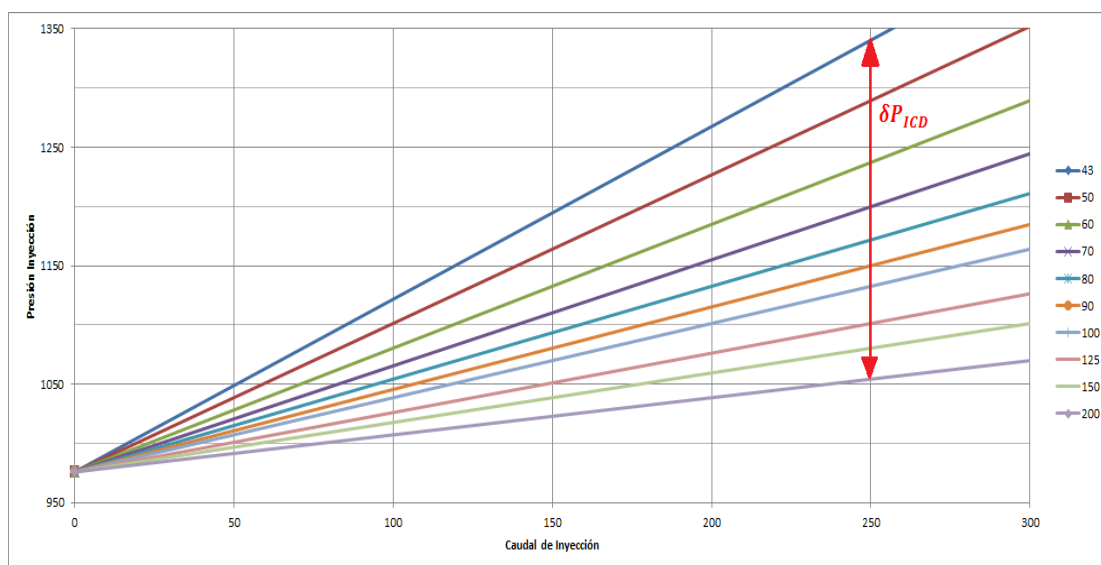
El enfoque utilizado para identificar la caída de presión requerida en las diferentes regiones de los ICD, se debe determinar el caudal equivalente por zona, dado que las zonas de baja permeabilidad se completan con revestimientos pre-perforados, se supondrá una caída de presión insignificante. Por lo tanto, es necesario determinar la tasa de inyección de este segmento, ya que esta será la tasa igualada para todos los segmentos. Entonces, la permeabilidad igualada será:

$$Q_{eq} = \frac{Q_{pozo,objetivo}}{Segmentos} = \frac{2500 \text{ bpd}}{10} = 250 \text{ bpd}$$

Para este pozo particular, se seleccionó una tasa de inyección diaria de 2500 bpd. Por lo tanto, la tasa igualada para cada segmento es de 250 bpd.

### Paso 7: Determinar la caída de presión para cada segmento

Determine la caída de presión necesaria para cada segmento: Basándose en la tasa de inyección equivalente por segmento (250 bpd), la caída de presión del ICD  $\delta P_{ICD}$ , puede determinarse a partir de la diferencia entre la  $P_{iny}$  del estrato de baja permeabilidad y la  $P_{iny}$  de los otros estratos, para producir 250 bpd. Esto se muestra en la Figura 4.3.



**Figura 4.3** Caída de presión del dispositivo de control de flujo  
**Fuente:** España, F., Hernández, P., 2017.

La caída de presión necesaria para cada segmento  $\delta P_{ICD}$ , se presenta en la tabla 4.2.

### Paso 8: Determinar el Coeficiente de descarga “C”.

El coeficiente “C” puede ser determinado con la siguiente ecuación:

$$\delta P_{ICD} = C Q_{ICD}^2 \rho_m \quad (4-5)$$

Los valores de Coeficiente C para cada segmento, se presenta en la tabla 4.5.

**Tabla XI** Caída de presión necesaria del ICD,  $\delta P_{ICD}$

<b>Segmentos</b>	<b>Permeabilidad Absoluta, mD</b>	<b><math>\delta P_{ICD}</math>, psi</b>	<b>C (psi/((lb/ft<sup>3</sup>)*BBL/D)<sup>2</sup>)</b>
<b>1</b>	200	286,092096	4,58E-03
<b>2</b>	150	259,973284	4,16E-03
<b>3</b>	100	207,735662	3,32E-03
<b>4</b>	125	239,078235	3,83E-03
<b>5</b>	70	140,573004	2,25E-03
<b>6</b>	60	103,260417	1,65E-03
<b>7</b>	43	Sin ICD	Sin ICD
<b>8</b>	50	51,0227941	8,16E-04
<b>9</b>	80	168,557445	2,70E-03
<b>10</b>	90	190,323121	3,05E-03

**Fuente:** España, F., Hernández, P., 2017.

### **Paso 9: Determinar el factor “ $\beta$ ”**

El factor “ $\beta$ ” se lo conoce como la relación del diámetro del orificio o garganta del dispositivo control de flujo al diámetro interno del tubo base aguas arriba del dispositivo, y se lo determina mediante la siguiente fórmula:

$$C = 0,9858 - 0,196\beta^{4,5} \quad (4-6)$$

Los valores determinados del factor “ $\beta$ ” se muestran en la tabla 4.6.

**Tabla XII** Valores determinados de factor,  $\beta$

<b>Segmentos</b>	<b>Permeabilidad Absoluta</b>	<b><math>\beta</math></b>
<b>1</b>	200	1,4301
<b>2</b>	150	1,4302
<b>3</b>	100	1,4305
<b>4</b>	125	1,4303
<b>5</b>	70	1,4309
<b>6</b>	60	1,4311
<b>7</b>	43	Sin ICD
<b>8</b>	50	1,4313
<b>9</b>	80	1,4307
<b>10</b>	90	1,4306

**Fuente:** España, F., Hernández, P., 2017.

### **Paso 10: Búsqueda de los ICD**

Basado en los valores de “ $\beta$ ”, propiedades de fluidos e información técnica sobre los ICDs (suministrados por el proveedor), se puede elegir el ICD ideal basado en los resultados obtenidos, y compararlo con los diámetros disponibles.

**Tabla XIII** Tabla de resultados de diámetro elegido del ICD

Segmentos	B	D(Basepipe)	d(ICD)	B nuevo	Longitud ICD (in)	Longitud ICD (ft)
1	1,4301	3,5	4,625	1,32	9	0,75
2	1,4302	3,5	4,625	1,32	9	0,75
3	1,4305	3,5	4,625	1,32	9	0,75
4	1,4303	3,5	4,625	1,32	9	0,75
5	1,4309	3,5	4,625	1,32	9	0,75
6	1,4311	3,5	4,625	1,32	9	0,75
7	Sin ICD	3,5	4,625	1,32	9	0,75
8	1,4313	3,5	4,625	1,32	9	0,75
9	1,4307	3,5	4,625	1,32	9	0,75
10	1,4306	3,5	4,625	1,32	9	0,75

Fuente: España, F., Hernández, P., 2017.

EquiFlow® ICD Technology							
Basepipe OD	3 1/2-in.	4-in.	4 1/2-in.	5-in.	5 1/2-in.	6 5/8-in.	7-in.
ICD OD	4.625-in.	5.125-in.	5.625-in.	6.125-in.	6.625-in.	7.75-in.	8.125-in.
Nozzle ICD Assembly Length	9.00-in.	9.00-in.	9.00-in.	9.00-in.	9.00-in.	9.00-in.	9.00-in.
Standard Metallurgy*	316L	316L	316L	316L	316L	316L	316L
Standard Temperature Rating**	325°F (160°C)	325°F (160°C)	325°F (160°C)	325°F (160°C)	325°F (160°C)	325°F (160°C)	325°F (160°C)
Units Per Well	Simulation used for optimization						
Flow Rate Through Each Unit	Dependent on ICD settings						
Reservoir Pressure	No limitations						

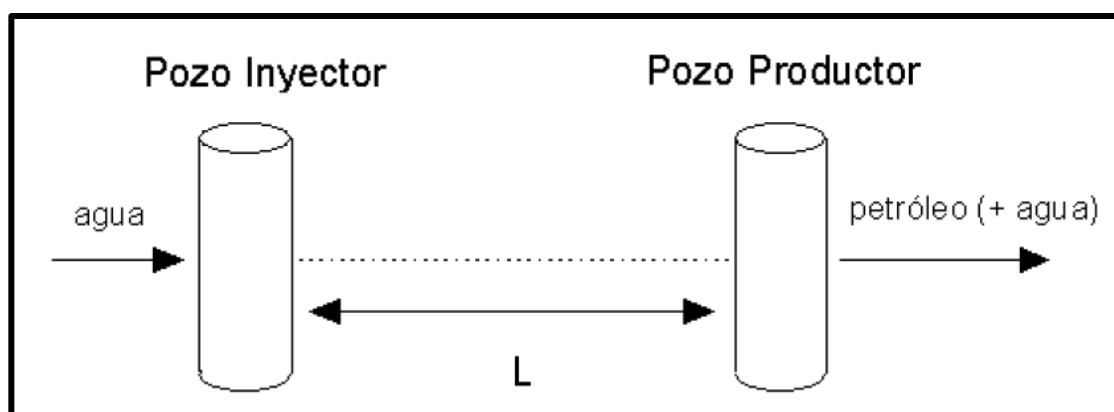
Figura 4.4 Diámetros disponibles para el ICD

Fuente: Halliburton

Se escoge un diámetro externo para nuestro dispositivo ICD de aproximadamente 4,625 in.

## 4.2. Método del programa Rubí

Para este método se asume que nuestro yacimiento es homogéneo y que el pozo PRH-03B es el pozo inyector y el pozo PRH-13 es el pozo productor, para poder realizar la simulación en el programa Rubí, a continuación se detallará los pasos que se siguieron para la respectiva simulación:



**Figura 4.5** Arreglos de los pozos PRH 03B & PRH-13.

**Fuente:** Coral L.

Para esto se consideró la simulación de la producción que tendría el pozo PRH-13 a través del tiempo, para luego tomar en cuenta el incremento de producción luego de poner en marcha un pozo inyector. Los datos a ingresar, están resumidas en las tablas que se muestran a continuación:



**Tabla XIV** Datos para realizar la simulación del pozo productor PRH-13 en el software ECRIN-RUBÍ

<b>POZO PRODUCTOR PARAHUACU 13</b>										
<b>Coordenadas del pozo productor</b>		<b>Ubicación entra la empacadura &amp; cibp</b>		<b>Inicio de la simulación</b>	<b>Fin de la simulación</b>	<b>Caudales</b>			<b>Densidad del petróleo a condiciones estándar</b>	<b>Gravedad específica del gas a condiciones estándar</b>
<b>Este (m)</b>	<b>Norte (m)</b>	<b>Inicial (ft)</b>	<b>Final (ft)</b>	<b>Fecha</b>	<b>Fecha</b>	<b>Qt (BFPD)</b>	<b>Qo (BPPD)</b>	<b>Qw (BAPD)</b>	<b>API</b>	<b>SG @ Aire</b>
309576,42	10010495,38	9101	9600	01/10/2008	01/07/2013	696	341	355	32	0,66
<b>Temperatura del pozo</b>	<b>Disparos en la formación</b>		<b>Presión de reservorio a tiempo "cero"</b>	<b>Presión de fondo fluyente @ disparos</b>	<b>Radio de drenaje</b>	<b>Presión de burbuja</b>	<b>Índice de productividad</b>	<b>Daño total</b>	<b>Corte de agua</b>	<b>Permeabilidad efectiva promedio</b>
<b>T (°F)</b>	<b>Inicio (ft)</b>	<b>Final (ft)</b>	<b>Pr (psi)</b>	<b>pwf (psi)</b>	<b>re (ft)</b>	<b>Pb (psi)</b>	<b>IP (bbl/d/psi)</b>	<b>St</b>	<b>w%</b>	<b>K (md)</b>
202	9512	9524	3982	1713	1117	1485	3,66	1,8	0,51	250
	9529	9534								

Tabla XV Datos considerados en el análisis PVT

POZO PRODUCTOR PARAHUACU 13									
Tipo de Fluido	Temperatura del reservorio	Presión de reservorio	Gravedad específica del agua	Salinidad del agua	Factor volumétrico del agua	Viscosidad del agua	Gravedad específica del gas a condiciones estándar	Densidad del petróleo a condiciones estándar	Presión de burbuja
Agua & Hidrocarburo: Petróleo Saturado al punto de burbuja	Tr (°F)	Pr (psi)	SG	ppm	Bw (bbl/stb) @ Tr	$\mu_w$ (cp) @ Tr	SG @ Aire	API	Pb (psi)
	202	1903	1,04	45000	1,01	0,33	0,66	32	1485
<b>Viscosidad del crudo a presión inicial y de burbuja</b>	<b>Factor volumétrico de petróleo</b>								
$\mu_{oi}$ (cp)	$\mu_{ob}$ (cp)	Boi (bbl/stb)	Bob (bbl/stb)						
1,34	1,05	1,206	1,348						

**Tabla XVI** Datos considerados para la geometría del yacimiento U inferior

<b>POZO PRODUCTOR PARAHUACU 13</b>				
<b>Composición de la arena</b>	<b>Tope (ft)</b>	<b>Base (ft)</b>	<b>Espesor de la arena (ft)</b>	<b>Espesor neto de pago (ft)</b>
Homogénea	9488	9546	58	23,5

**Tabla XVII** Datos considerados para las propiedades del yacimiento U inferior

<b>Permeabilidad efectiva promedio</b>	<b>Porosidad</b>	<b>Compresibilidad de la formación</b>	<b>Contacto Agua - Petróleo</b>	<b>Saturación residual de agua</b>	<b>Permeabilidad relativa del agua al petróleo</b>	<b>Saturación residual de petróleo al agua</b>
K (md)	$\phi$ (%)	cf (psi-1)	WOC (ft)	Swr (%)	Krwo	Sorw (%)
250	16	$3 \cdot 10^{-6}$	9545	0,241	0,27	0,317
<b>Permeabilidad relativa del petróleo al agua</b>	<b>Saturación residual de petróleo al gas</b>	<b>Permeabilidad relativa del petróleo al agua</b>	<b>Saturación residual de gas</b>	<b>Permeabilidad relativa del gas al petróleo</b>	<b>Presión capilar entre al agua y el petróleo (psi)</b>	
Krow	Sorg (%)	Krog	Sgr (%)	Krgo	Pc(Sw) max	Pc(Sw) min
1	0.0641	1	0,1	0,873	5	0
<b>Presión capilar entre al gas y el petróleo (psi)</b>		<b>Saturación de agua promedio</b>				
Pc(Sg) max	Pc(Sg) min	Sw (%)				
100	0	9,3				

Tabla XVIII Datos considerados para el diseño del pozo Parahuacu 13

Radio interno del tubing	Disparos (ft)		Daño total	Rugosidad del tubing (in)	Presión objetivo en cabezal	Efecto de almacenamiento
rw (in)	Perf # 1	Perf # 2	St	E	Pwh (psi)	C (bbl/d)
3,6	9512 - 9524	9529 - 9534	1,8	0,0012	300	0

Tabla XIX Datos para realizar la simulación de un pozo inyector en el software ECRIN-RUBÍ

POZO PRODUCTOR PARAHUACU 03B										
Coordenadas del pozo productor		Ubicación entra la empacadura & cibp		Inicio de la simulación	Fin de la simulación	Caudales			Densidad del petróleo a condiciones estándar	Gravedad específica del gas a condiciones estándar
Este (m)	Norte (m)	Inicial (ft)	Final (ft)	Fecha	Fecha	Qt (BFPD)	Qo (BPPD)	Qw (BAPD)	API	SG @ Aire
309331	10011106	9505	9707	01/07/2002	01/01/2013	504	403	101	27,3	0,66
Temperatura del pozo	Disparos en la formación		Presión de reservorio a tiempo "cero"	Presión de fondo fluyente @ disparos	Radio de drenaje	Presión de burbuja	Índice de productividad	Daño total	Corte de agua	Permeabilidad efectiva promedio
T (°F)	Inicio (ft)	Final (ft)	Pr (psi)	pwf (psi)	re (ft)	Pb (psi)	IP (bbl/d/psi)	St	w%	K (md)
202	9564	9576	3982	882	1117	1485	0,29	2,22	0,20	43

Tabla XX Datos considerados en el análisis PVT

POZO PRODUCTOR PARAHUACU 03B									
Tipo de Fluido	Temperatura del reservorio	Presión de reservorio	Gravedad específica del agua	Salinidad del agua	Factor volumétrico del agua	Viscosidad del agua	Gravedad específica del gas a condiciones estándar	Densidad del petróleo a condiciones estándar	Presión de burbuja
Agua & Hidrocarburo: Petróleo Saturado al punto de burbuja	Tr (°F)	Pr (psi)	SG	ppm	Bw (bbl/stb) @ Tr	$\mu_w$ (cp) @ Tr	SG @ Aire	API	Pb (psi)
	202	2659	1,04	45000	1,01	0,33	0,66	27,3	1485
<b>Viscosidad del crudo a presión inicial y de burbuja</b>	<b>Factor volumétrico de petróleo</b>								
$\mu_{oi}$ (cp)	$\mu_{ob}$ (cp)	Boi (bbl/stb)	Bob (bbl/stb)						
1,34	1,05	1,206	1,348						

**Tabla XXI** Datos considerados para la geometría del yacimiento U inferior

<b>POZO PRODUCTOR PARAHUACU 03B</b>				
<b>Composición de la arena</b>	<b>Tope (ft)</b>	<b>Base (ft)</b>	<b>Espesor de la arena (ft)</b>	<b>Espesor neto de pago (ft)</b>
Homogénea	9537	9605	68	19

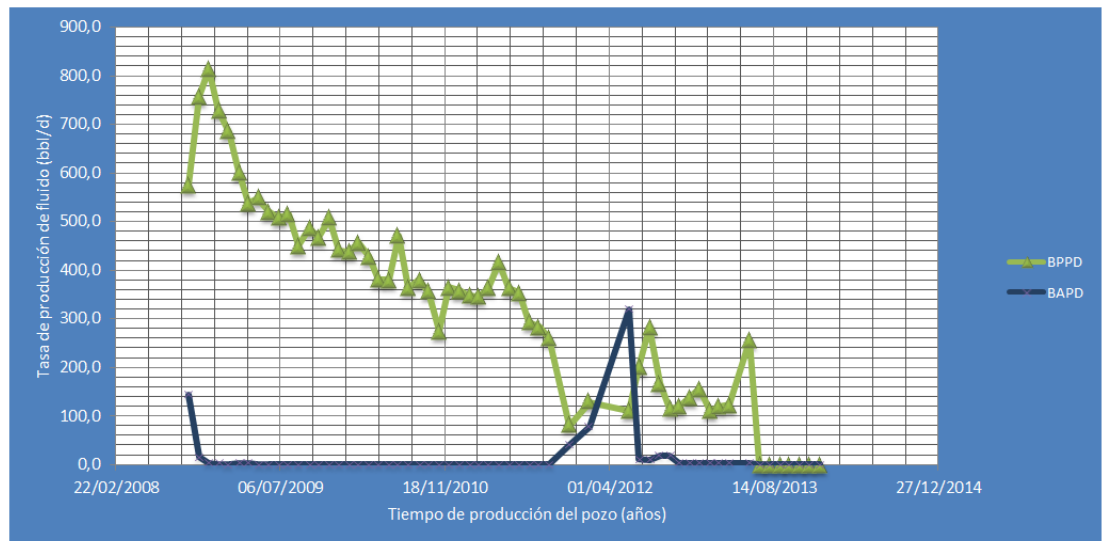
**Tabla XXII** Datos considerados para las propiedades del yacimiento U inferior

<b>Permeabilidad efectiva promedio</b>	<b>Porosidad</b>	<b>Compresibilidad de la formación</b>	<b>Contacto Agua – Petróleo</b>	<b>Saturación residual de agua</b>	<b>Permeabilidad relativa del agua al petróleo</b>	<b>Saturación residual de petróleo al agua</b>	<b>Permeabilidad relativa del petróleo al agua</b>	<b>Saturación residual de petróleo al gas</b>	<b>Permeabilidad relativa del petróleo al agua</b>	<b>Saturación residual de gas</b>
K (md)	$\phi$ (%)	cf (psi-1)	WOC (ft)	Swr (%)	Krwo	Sorw (%)	Krow	Sorg (%)	Krog	Sgr (%)
43	13	$3 \cdot 10^{-6}$	9545	0,241	0,27	0,317	1	0.0641	1	0,1
<b>Permeabilidad relativa del gas al petróleo</b>	<b>Presión capilar entre al agua y el petróleo (psi)</b>		<b>Presión capilar entre al gas y el petróleo (psi)</b>		<b>Saturación de agua promedio</b>	<b>Área</b>	<b>Porosidad</b>			
Krgo	Pc(Sw) max	Pc(Sw) min	Pc(Sg) max	Pc(Sg) min	Sw (%)	A (acres)	$\phi$ (%)			
0,873	5	0	100	0	19,6	95	13,3			

**Tabla XXIII** Datos considerados para el diseño del pozo

<b>POZO PRODUCTOR PARAHUACU 03B</b>						
<b>Radio interno del tubing</b>	<b>Disparos (ft)</b>		<b>Daño total</b>	<b>Rugosidad del tubing (in)</b>	<b>Presión objetivo en cabezal</b>	<b>Efecto de almacenamiento</b>
rw (in)	Perf # 1	Perf # 2	St	E	Pwh (psi)	C (bbl/d)
3,6	9564	9576	2,2	0,0012	300	0

Para comprobar la mejora de la producción del pozo PRH-13 junto a un pozo inyector, se muestra la gráfica de producción de barriles de petróleo y agua a través de los años.



**Figura 4.6:** Comportamiento de la producción de petróleo & agua a través del tiempo del pozo PRH-13  
**Fuente:** Petroamazonas EP

### **Paso 1: Construcción del modelo (Nuevo documento e ingreso de datos PVT)**

Se abre el software Ecrin, luego se da clic en el icono para activar el módulo de Rubí. La ventana principal del programa se muestra con un panel de control a la izquierda, haga clic en el botón nuevo proyecto y se muestra el cuadro de diálogo para la identificación del nuevo proyecto:



Reservoir - field infos

Title	Content
<b>General</b>	
Name	Parahuacu
Company	Espol S.A.
Country	Ecuador
<b>Time Range</b>	
Reference date	01/04/2002
Default end date	01/02/2013

Main Options


Account for Gravity


Thermal model

Carbon sequestration model

Surface network

Init from Geomodeler

 Contour

 Volumes Properties

Help Cancel OK

**Figura 4.7:** Menú de “Field Infos”.

Acepte todos los valores predeterminados y luego dar clic en la pestaña “2D Map” que se muestra en la barra de herramientas de la parte superior.

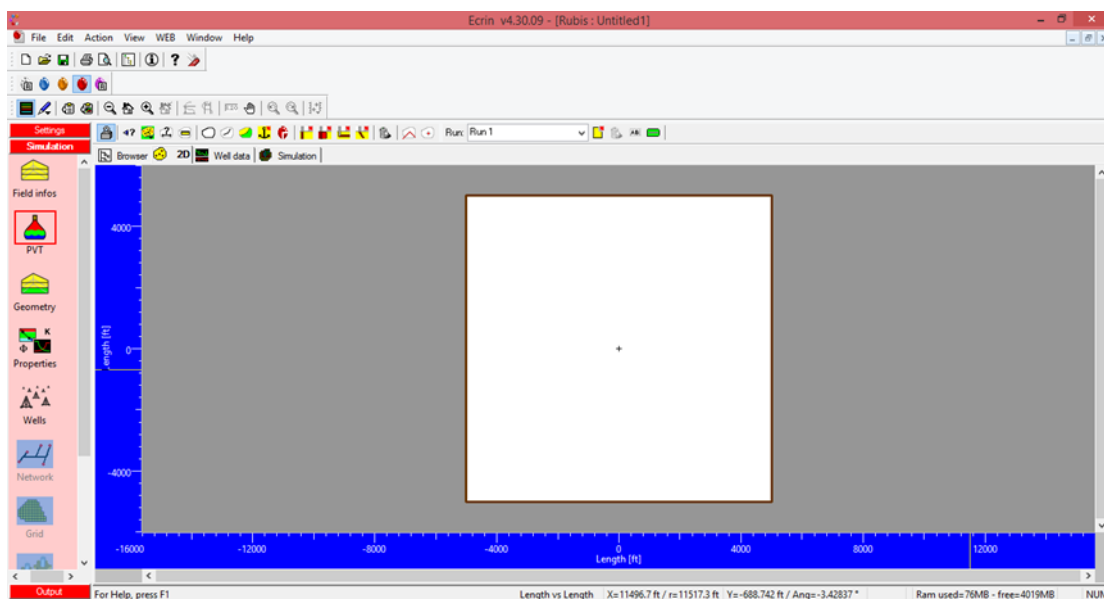


Figura 4.8: Pantalla de inicio

El panel de control contiene 3 páginas diferentes que se pueden activar haciendo clic en los botones correspondientes: **Settings** , **Simulation** y **Output** .


**Nota:** Cuando se mueve el cursor del ratón encima de cualquier barra de herramientas o botón del panel de control, aparece una breve descripción de la opción correspondiente en una ventana emergente y en la barra de estado (la barra de estado es la barra inferior de la pantalla).

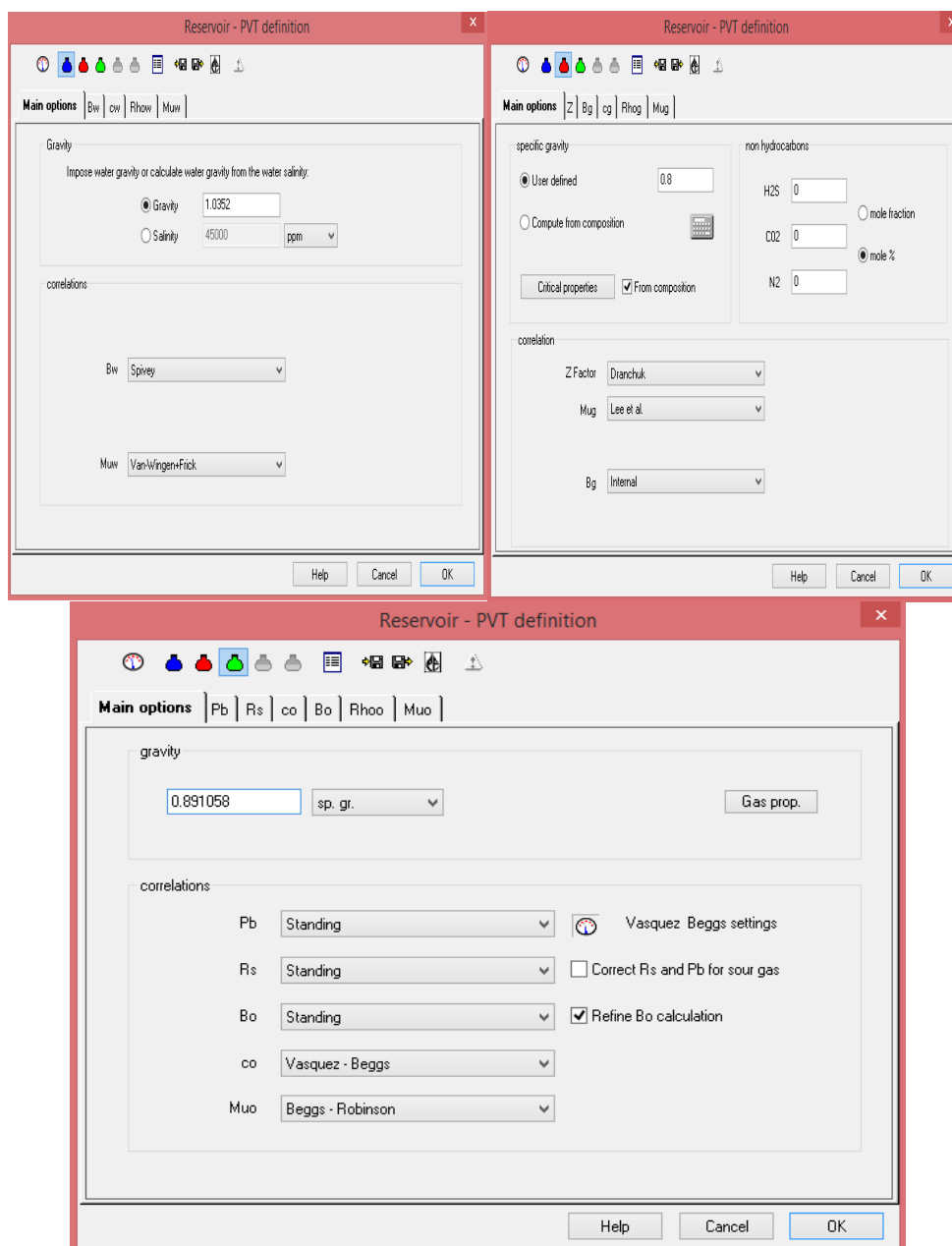
El proyecto ha sido creado, y la página **Simulation** ha sido activada.

Para el ingreso de los datos PVT, haga clic en el ícono 'PVT' que se encuentra en la página 'Simulación' y ajuste los datos correspondientes:

Figura 4.9: Definición de PVT

También los datos de entrada de las correlaciones PVT pueden ser



editadas fase por fase en los botones .



**Figura 4.10:** Ingreso de datos PVT fase por fase, agua (arriba), gas (arriba) y petróleo (abajo).

**Nota:** Al ingresar los datos de PVT se debe tener cuidado porque esta ventana es la base de tener una buena simulación.

## Paso 2: Definir el volumen del yacimiento.

Para definir los contornos y fallas del yacimiento se debe dar clic en el icono  en la pestaña de “2D Map” ( 2D) y así poder cargar la representación del yacimiento.

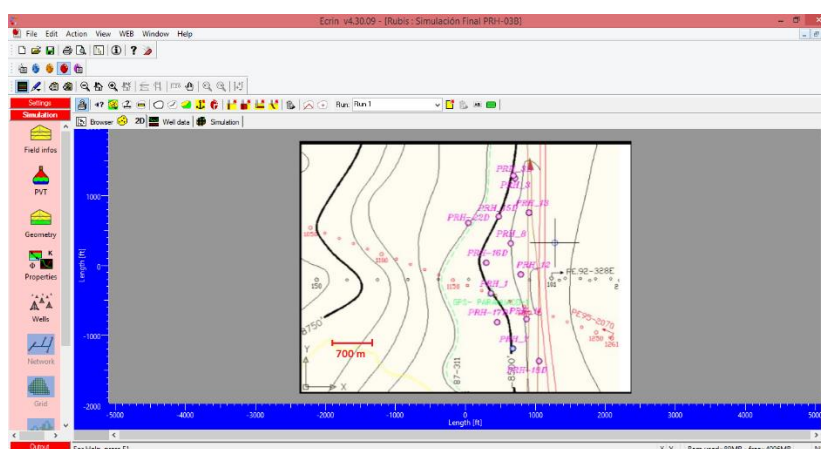


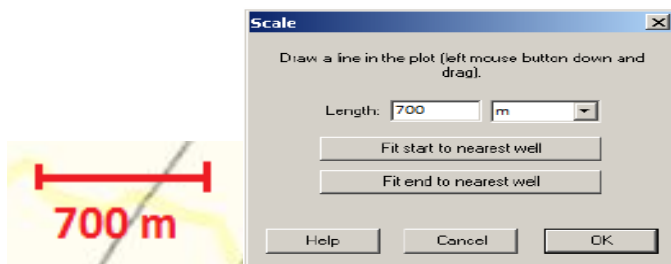



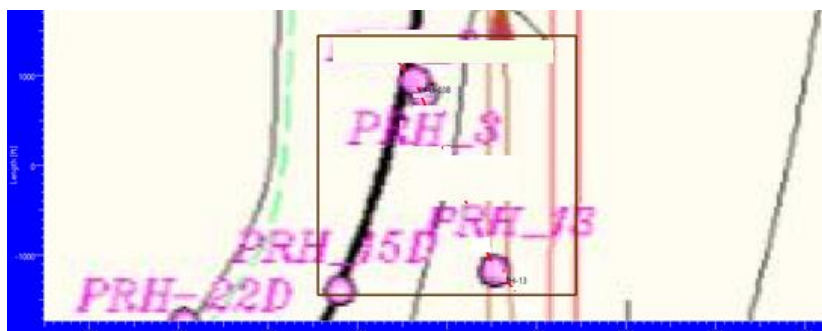
Figura 4.11: Mapa del campo

Hacer zoom en la región del mapa donde se ubica la escala  y clic en ingresar la escala .



**Figura 4.12:** Mida la distancia con el ratón e introduzca la distancia en “Scale”.

Luego se dibuja el contorno para representar el área de drenaje . Comenzando desde cualquier punto del contorno, proceda alrededor del yacimiento moviendo el ratón y haciendo clic hasta que el área correspondiente esté completamente seleccionada. Doble clic para finalizar.



**Figura 4.13:** Contorno del área de drenaje

Para definir las capas del yacimiento se debe dar clic en “Geometry” opción que se encuentra en la página de simulación.

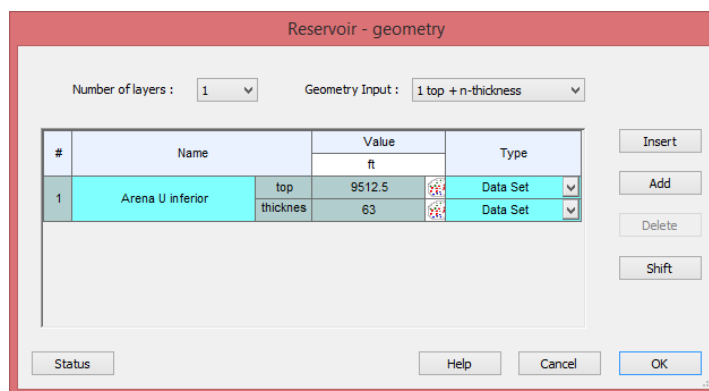

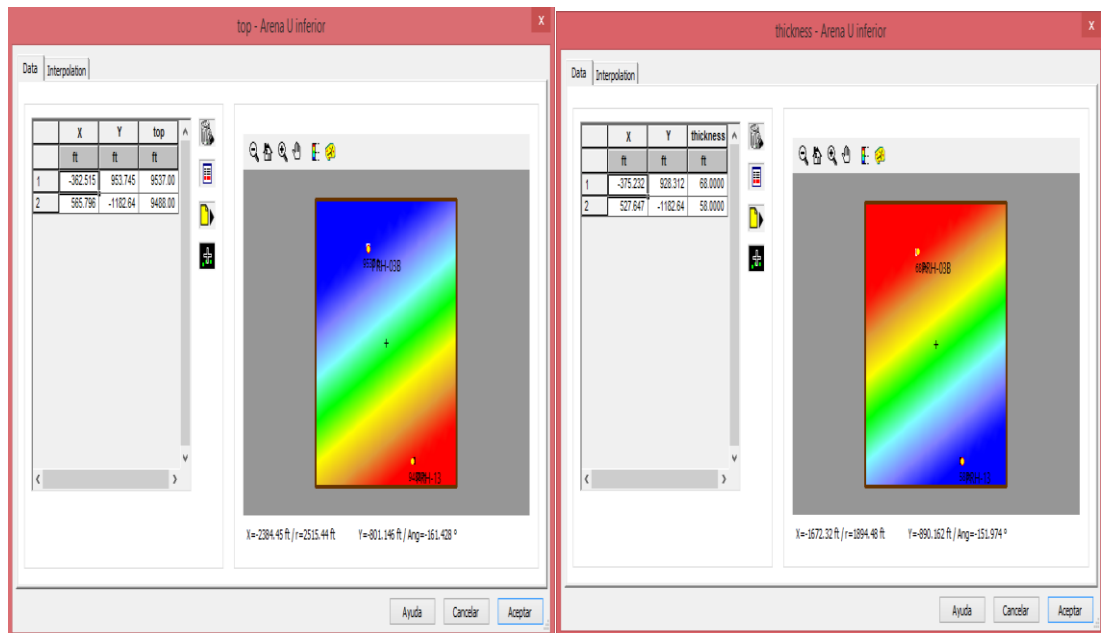


Figura 4.14: Menú “Reservoir – Geometry”

Clic en  para ingresar los puntos del tope y espesor de la arena.



**Figura 4.15:** Menú del tope (izquierda) y espesor (derecha) de la Arena.

### Paso 3: Definición de propiedades petrofísicas.

Clic en el botón “Properties” en la página de “Simulation” para acceder al menú “Reservoir – Properties”.



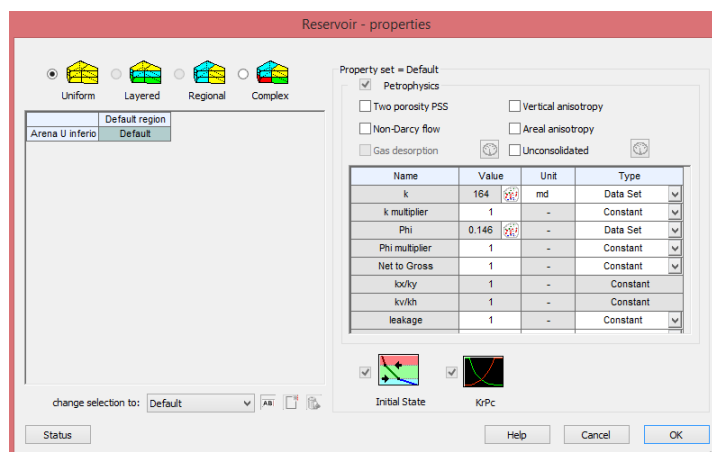


Figura 4.16: Menú de “Reservoir – properties”

Para ubicar el contacto agua-petróleo se debe dar clic en “Initial State”.

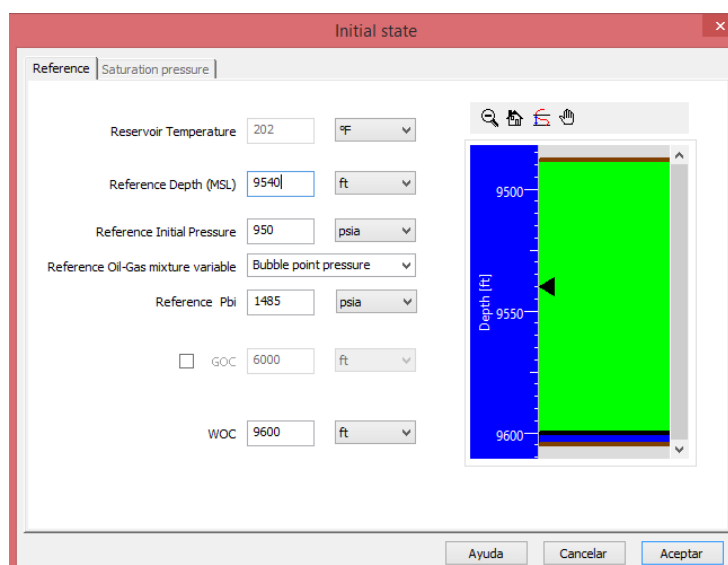


Figura 4.17: Menú de “Initial State”

Para ingresar los datos de permeabilidades relativas del yacimiento se debe dar clic en “KrPc”.

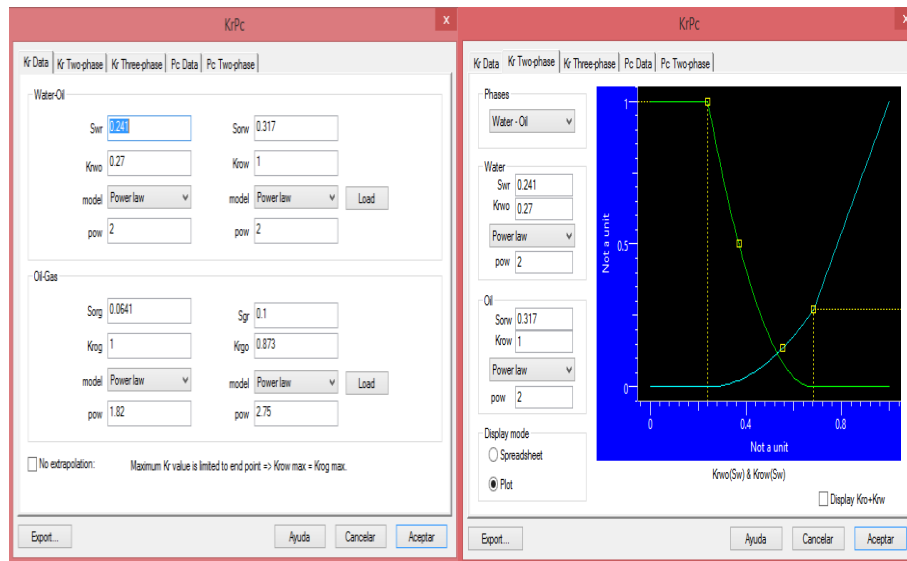



Figura 4.18: Menú de “KrPc”

#### Paso 4: Construcción de los pozos

Clic en  en el “2DMap toolbar” para mostrar el mapa del yacimiento (“Show Bitmap”).

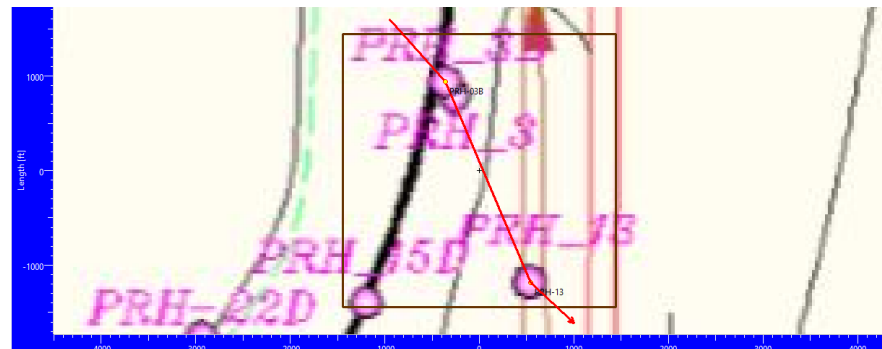




Figura 4.19: Contorno del área de drenaje.

Utilizar el botón “Create vertical well”  en la barra de herramientas para colocar interactivamente el pozo en la parte superior del PRH3B

con un clic del ratón. Proceda de manera similar para crear el segundo pozo vertical en PRH13. Ahora puede hacer doble clic en cualquier pozo en el “2D Map” o seleccionar el botón “Wells”  en la página **Simulation** para acceder al menú “Reservoir - Wells”:

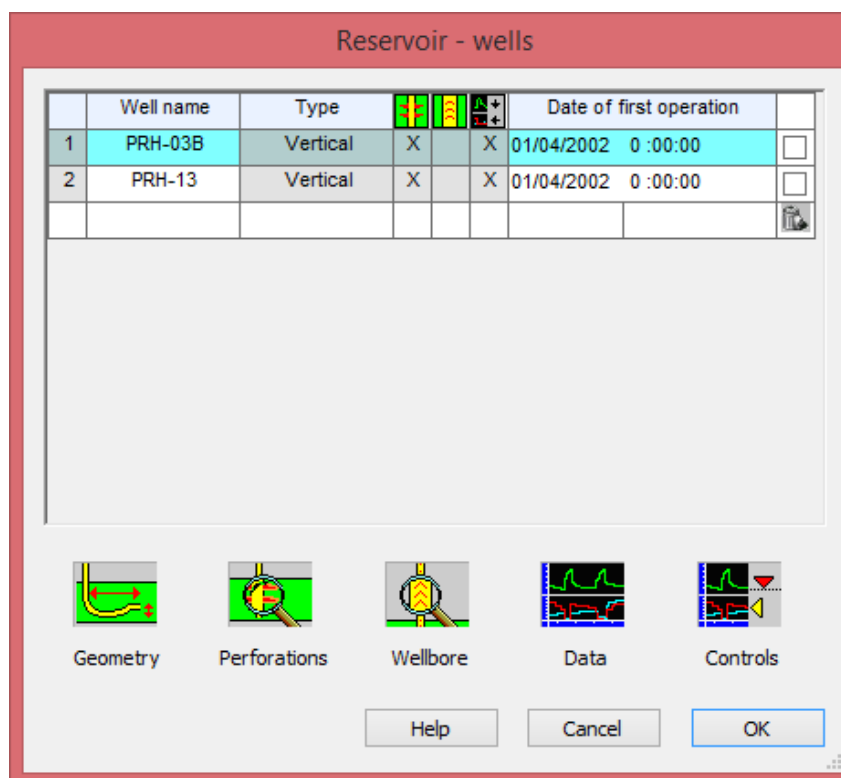

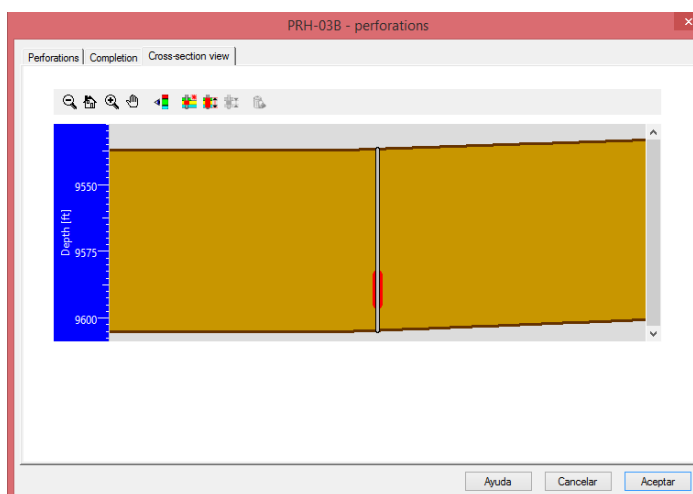


Figura 4.20: Menú de “Reservoir – Wells”


**Nota:** Cambie el nombre de los pozos con los nombres que se muestran en el mapa PRH3B para el pozo inyector y PRH13 para el pozo productor. Puede hacerlo editando directamente el nombre del pozo en la columna de la tabla correspondiente.

Luego haga clic en la primera línea de la tabla para seleccionar el pozo PRH3B (la línea se resaltará en azul) y, a continuación, haga clic en el botón "Perforaciones" .

En el cuadro del siguiente menú, active la pestaña "Cross-Section View", automáticamente la perforación se extiende sobre el espesor completo del depósito. Para reducirlo de forma interactiva a una única perforación situada en la capa superior (Arena), haciendo clic y arrastrando:



**Figura 4.21:** Perforaciones en el Pozo PRH3B en la capa de la Arena


Haga clic en el botón "Controls"  en el menú "Reservoir – Wells" para definir el programa de producción para el pozo PRH3B. El cuadro del siguiente menú muestra todos los controles en este pozo en un

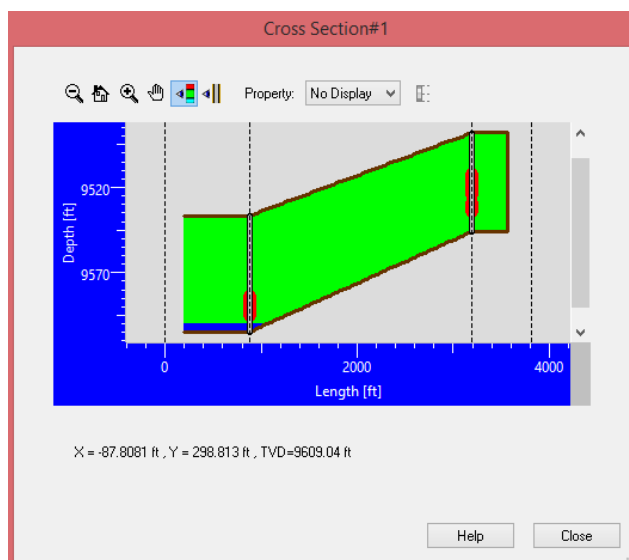
formato tabular, la tabla está vacía cuando se ve por primera vez. Haga clic en “Añadir” para crear un nuevo control para este pozo.

#	t@start			Mode	Target				Constraint		
	Date	Time	hr		Type	Gauge ?	Value	Unit	Type	Value	Unit
1	01/04/2002	0 :00:00	0	injector	P (Surf)		2500	psia	Q Wat (BH)	-50000	B/D

**Figura 4.22:** Registro de caudal y presión de inyección.


De manera similar se realiza los datos de ingreso para el pozo productor PRH13.

Haga doble clic en la sección transversal y seleccione  en el menú siguiente podrá visualizar los contactos iniciales de fluido:



**Figura 4.23:** Contactos iniciales del fluido en comparación con las perforaciones PRH3B y PRH13.

### Paso 5: Construcción de la Malla para la Simulación

Hacer clic en el boton “Grid”  en la página **Simulation** para abrir el menú “Simulation – grid”. Dejar los valores predeterminados y dar clic en “Ok”

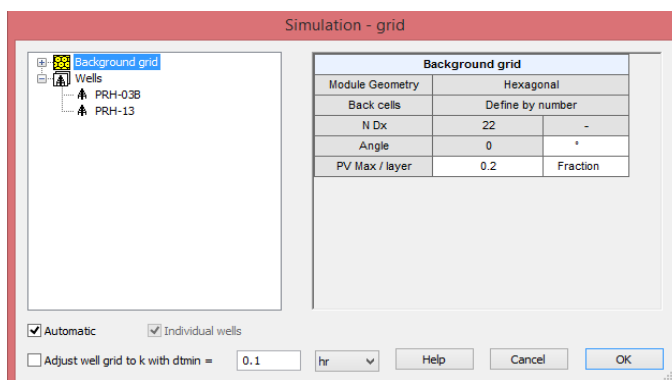



Figura 4.24: Menú de “Simulation – grid”

Ahora necesitamos definir la duración de la simulación y el tipo de resultados que se van a generar. Estas opciones se definen en la sección “Simulation - Run Settings” , de la página **Simulation**.

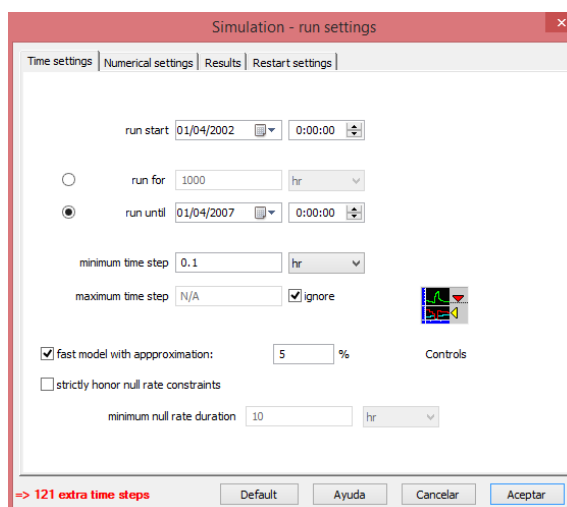


Figura 4.25: Menú de “Simulation - Run Settings”

Este menú contiene 4 pestañas:

La pestaña “Time Settings” controla la duración de la simulación y otros aspectos relacionados,


La pestaña “Numerical Settings” permite afinar los solucionadores numéricos,

La pestaña “Results” permite una selección más fina de la salida deseada (medidores, registros de pozos, campos de salida),

La pestaña “Restart Settings” controla la frecuencia de almacenamiento de los reinicios numéricos.

Una vez realizada las modificaciones de acuerdo a sus datos de simulación, haga clic en Aceptar para validar y continuar con el paso de inicialización.

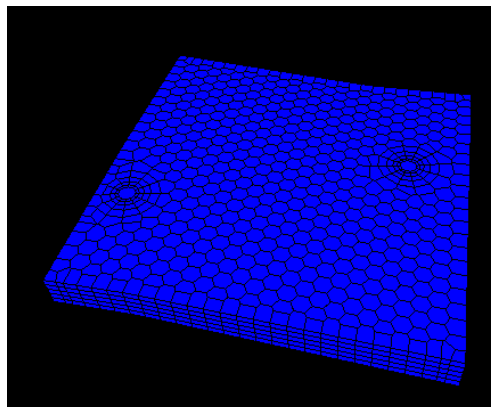
### **Paso 6: Inicialización de la Simulación**

Haga clic en “Initialize”  en la página **Simulation** para iniciar la inicialización del problema: se determina el estado inicial y se realiza un escalado numérico alrededor de todos los pozos; los diferentes pasos se enumeran en el informe de actividad situado en la parte inferior de la pestaña “Simulation”.

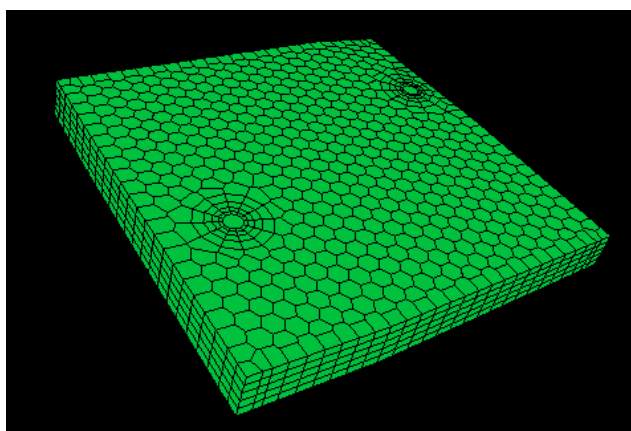
Una vez finalizada la inicialización, maximice el gráfico Geometría 3D para mostrar los campos de presión inicial del yacimiento y de



saturación. Para lograr esto, seleccione a su vez “P” y “saturaciones” como la propiedad que se mostrará en una versión posterior todas las saturaciones se mostrarán usando una escala ternaria de color:



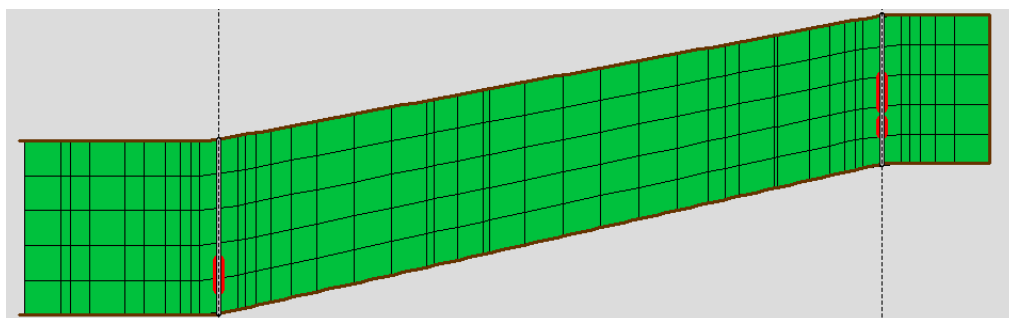
**Figura 4.26:** Presiones iniciales del campo en Geometría 3D




**Figura 4.27:** Saturaciones iniciales del campo en Geometría 3D

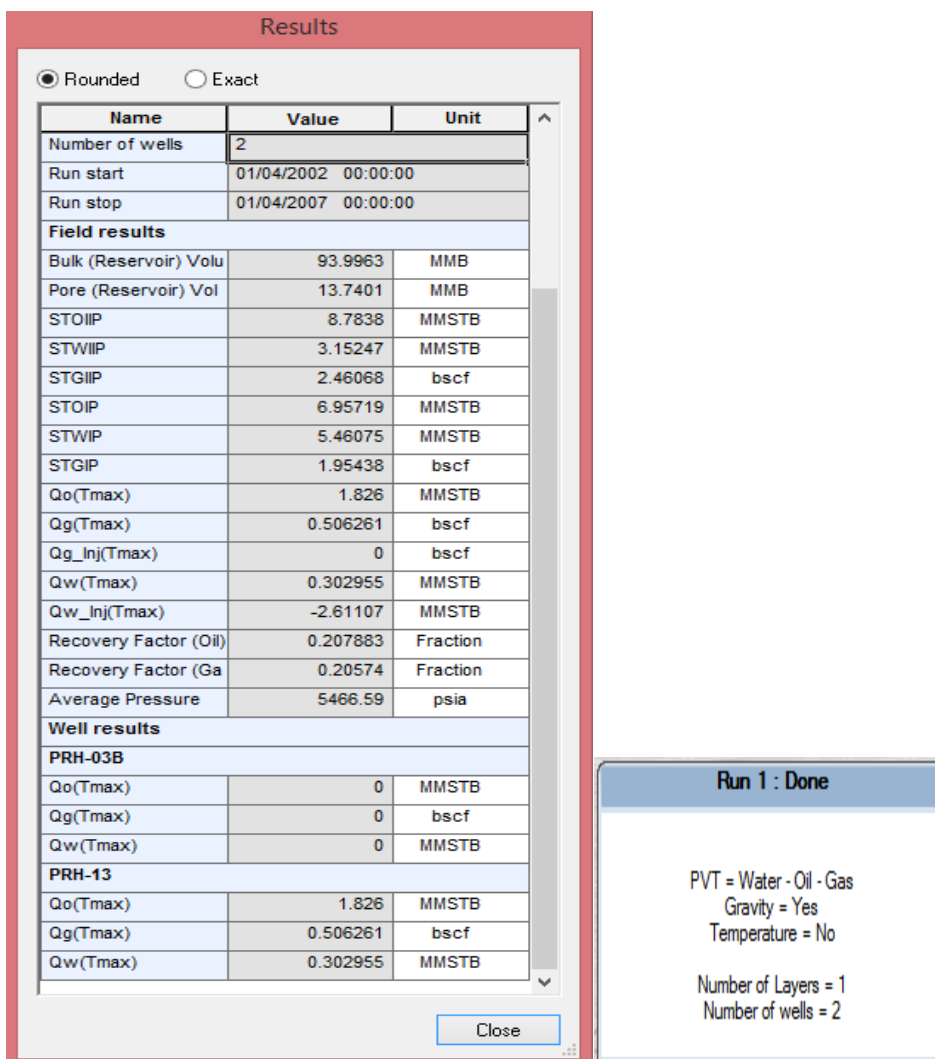
En la pantalla posterior se puede ver claramente que el yacimiento no contiene ningún gas libre inicial.

Esto también se puede comprobar en el diagrama transversal: maximizar este gráfico y seleccionar “saturaciones” como la propiedad que se mostrará:



**Figura 4.28:** Saturaciones iniciales del campo en la gráfica de la sección vertical.

Haga clic en “Simulate”  para iniciar el hilo de la simulación: se inicia la simulación y los resultados se muestran en tiempo real a medida que la ejecución continúa. Tenga en cuenta que es posible realizar cualquier acción en las parcelas de salida (eliminar, crear nuevo, maximizar, acercar, etc.,...) a medida que se ejecuta la simulación. La simulación completa debe realizarse con aproximadamente 250 pasos de tiempo. Se puede obtener un resumen de ejecución y algunos resultados primarios (reservas, producción total acumulada en los pozos, etc.,...) haciendo doble clic en la ventana de estado de Simulación:



**Figura 4.29:** Ventana del estado de la simulación (derecha) y Menú de resultados (Izquierda).

### Paso 7: Revisar los resultados de los pozos

Dos graficas específicas (“Gauges – PRH3B” y “Gauges – PRH-13”) que contienen el desarrollo de la simulación tanto de la presión como los caudales de los pozos. Maximice la gráfica “Gauge – PRH3B”:

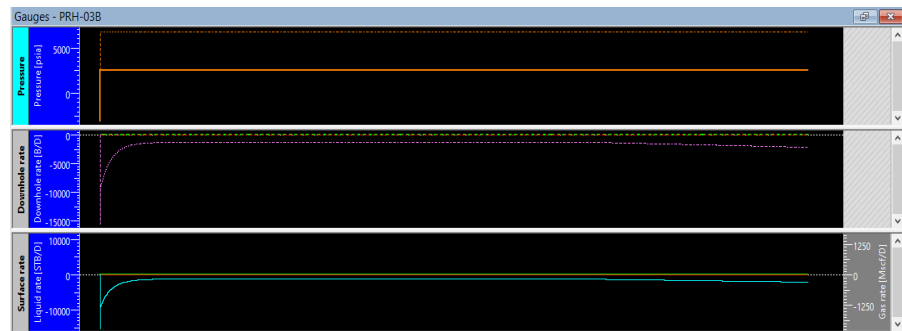

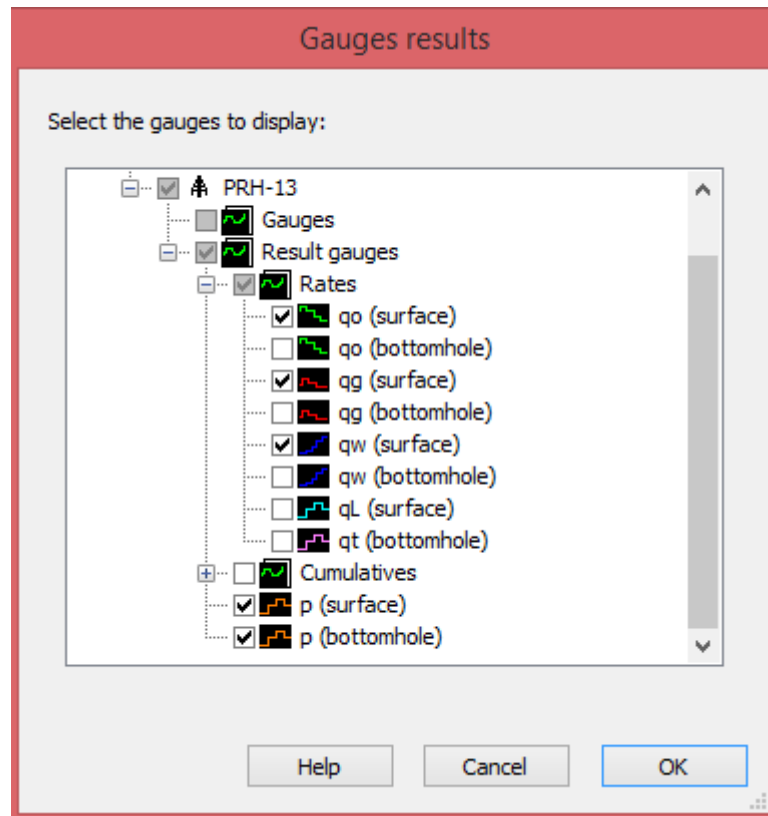


Figura 4.30: Resultados de Presiones y Caudales

Haga clic en  de la barra de herramientas de trazado. En el cuadro del siguiente menú, elija mostrar sólo las tasas de petróleo, agua y gas en la superficie, junto con la presión superficial del pozo productor PRH13:



**Figura 4.31:** Menú de selección de muestreo de resultados

Las curvas que quedan en la pantalla muestran que el agua se rompe en el productor después del día 30 de mayo del 2005:

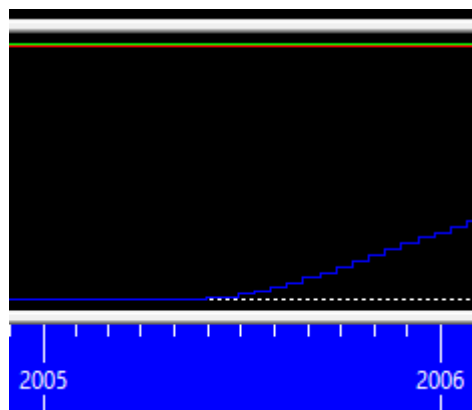


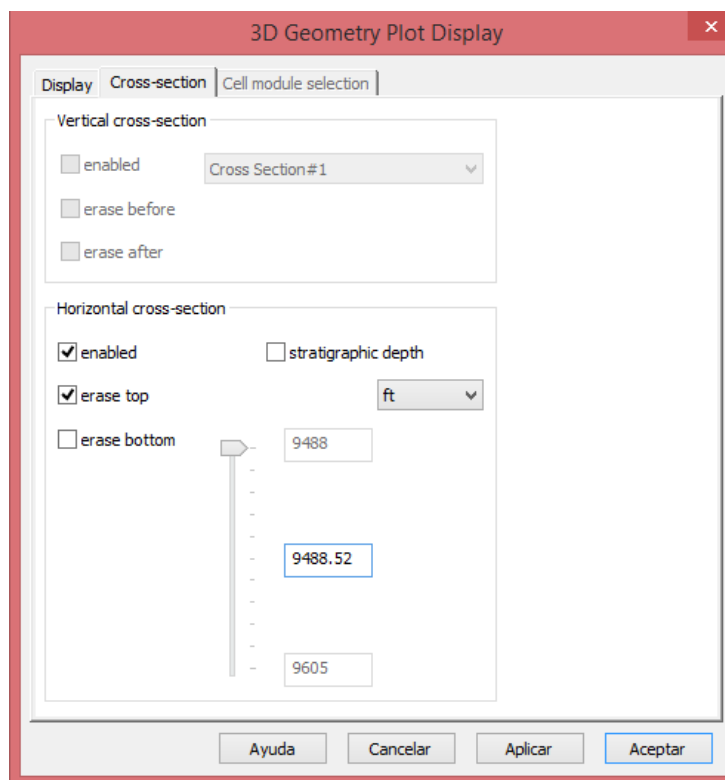





Figura 4.32: Ruptura de agua en el pozo PRH-13

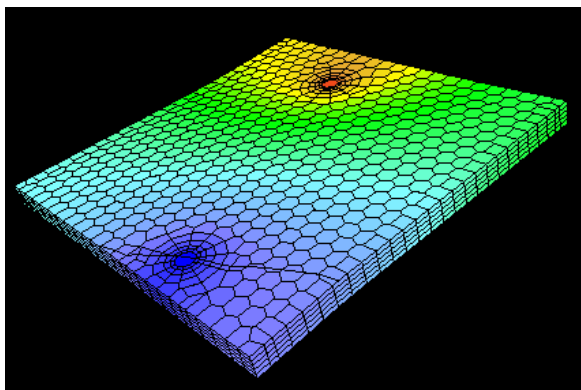
### **Paso 8: Revisar los resultados del yacimiento**

Maximice el gráfico de geometría 3D y muestre el campo de presión inicial seleccionando el primer tiempo de salida (  en la barra de herramientas de trazado). Haga clic en  para acceder a la configuración de visualización de la trama y en la pestaña “Cross-Section” elija cortar el depósito a lo largo de un plano horizontal a una profundidad de 9488.52 pies:



**Figura 4.33:** Menú de “3D Geometry plot display settings”

Haga clic en Aceptar para salir y mostrar el último campo de presión almacenado haciendo clic en . Para restablecer los valores mínimo y máximo de la escala de color, haga clic en  para acceder al cuadro de menú de configuración de visualización del mapa de propiedades y, a continuación , en ese cuadro de diálogo para restablecer los valores de escala de color. El resultado final debe tener el siguiente aspecto:



**Figura 4.34:** Presiones finales del campo a 9488.52 ft.

**Resultados:** Como se puede observar la producción simulada solo para el pozo PRH-013 y sin el pozo inyector PRH-03B es muy parecida a la curva real de producción.



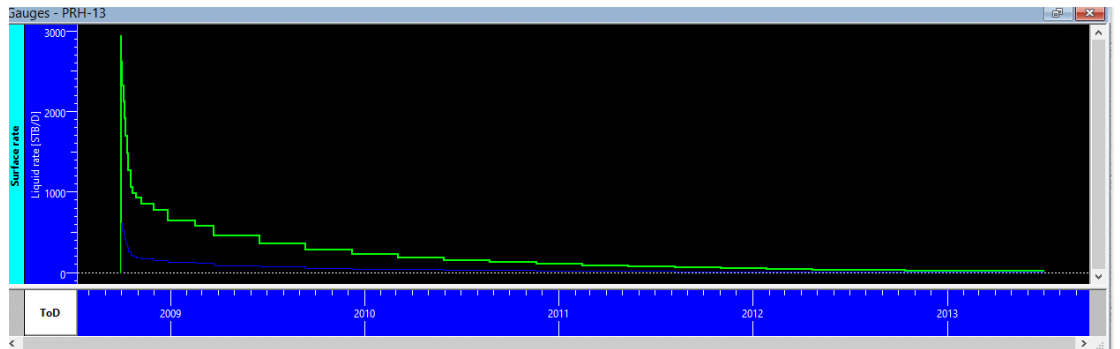


Figura 4.35: Curva de producción simulada para el pozo PRH-013

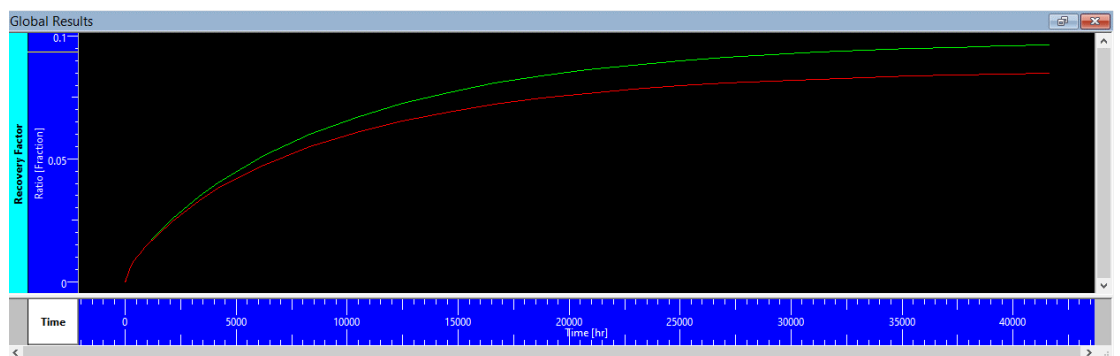


Figura 4.36: Factor de recobro del pozo PRH-013 sin el pozo inyector PRH-03B

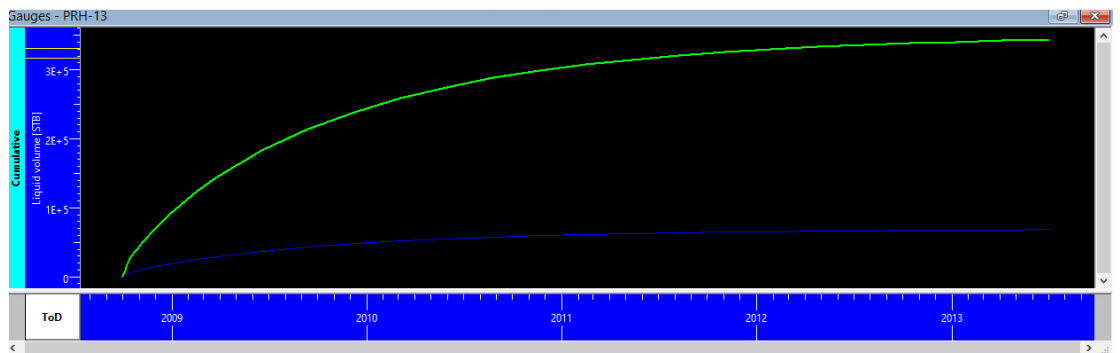


Figura 4.37: Curva acumulativa de fluidos del pozo PRH-13

POZO PRODUCTOR PARAHUACU 13							
Área	Espesor neto de pago	Porosidad	Saturación de agua	Factor volumétrico de petróleo	Petróleo original en sitio	Factor de recobro	Petróleo recuperable
A (acres)	Ho (ft)	$\phi$ (%)	Sw (%)	Boi (bbl/stb)	POIS (stb)	Fr (%)	stb
95	23,5	16,0	9,3	1,206	2.071.087	20	414217,00

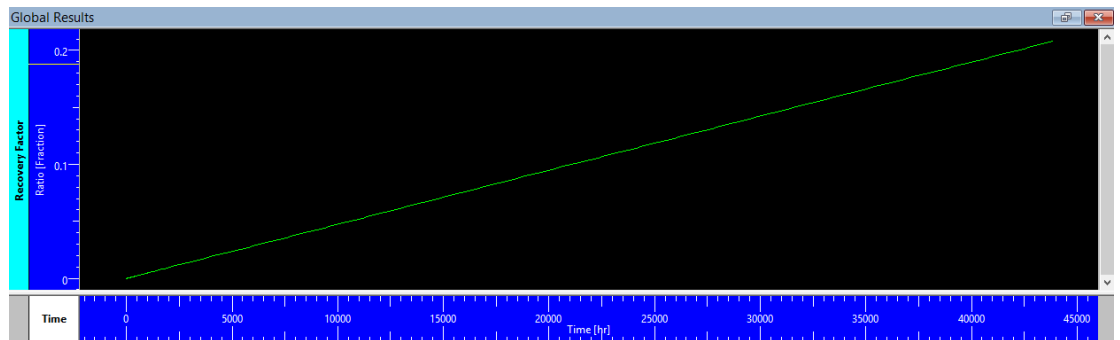
**Tabla XXIV:** Resultado determinado analíticamente de la reserva de petróleo recuperable del yacimiento U inferior

Name	Value	Unit
<b>Main options</b>		
Run start	01/10/2008 00:00:00	
Run stop	01/07/2013 00:00:00	
<b>Field results</b>		
Bulk (Reservoir) Volu	42.7486	MMB
Pore (Reservoir) Vol	6.78173	MMB
STOIP	3.56638	MMSTB
STWIP	2.43079	MMSTB
STGIP	1.05605	bscf
STOP	3.223	MMSTB
STWIP	2.36239	MMSTB
STGIP	0.966574	bscf
Qo(Tmax)	0.343396	MMSTB
Qg(Tmax)	0.0894907	bscf
Qg_Inj(Tmax)	0	bscf
Qw(Tmax)	0.0684196	MMSTB
Qw_Inj(Tmax)	0	MMSTB
Recovery Factor (Oil)	0.0962871	Fraction
Recovery Factor (Ga)	0.0847406	Fraction
Average Pressure	1152.65	psia

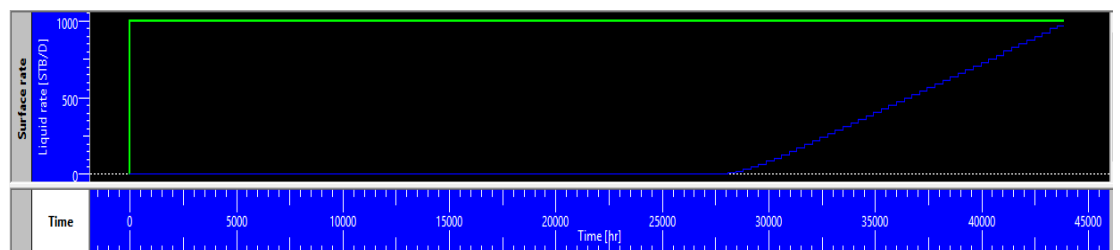
**Figura 4.38:** Resultado simulado de la reserva de petróleo recuperable del yacimiento U inferior sin pozo inyector

Como se muestra en la figura 0.38 y tabla XXIV los resultados simulados y determinados analíticamente son muy similares.

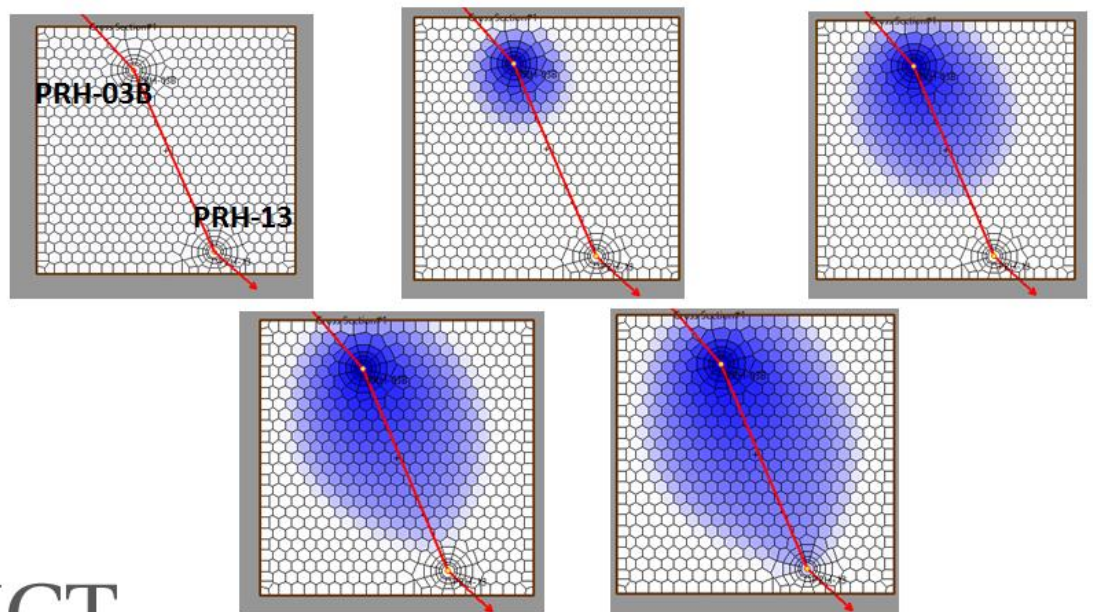
Sin embargo, cuando se implementa un pozo inyector dentro del sistema se puede comprobar que los resultados mejoraron. Como se muestra a continuación:



**Figura 4.39:** Incremento del factor de recobro del pozo PRH-013 considerando un pozo inyector



**Figura 4.40:** Curva de producción de fluido en superficie donde se muestra el tiempo de ruptura.



**Figura 4.41:** Avance del agua inyectada con el tiempo.

Results

Rounded  Exact

Name	Value	Unit
<b>Main options</b>		
Fluid type	Water - Oil - Gas	
Gravity	Yes	
Grid size	3205	
Number of Layers	1	
Number of regions	0	
Number of wells	2	
Run start	01/04/2002 00:00:00	
Run stop	01/04/2007 00:00:00	
<b>Field results</b>		
Bulk (Reservoir) Volu	93.9963	MMB
Pore (Reservoir) Vol	13.7401	MMB
STOIP	8.7838	MMSTB
STWIP	3.15247	MMSTB
STGIP	2.46068	bscf
STOIP	6.95719	MMSTB
STWIP	5.46075	MMSTB
STGIP	1.95438	bscf

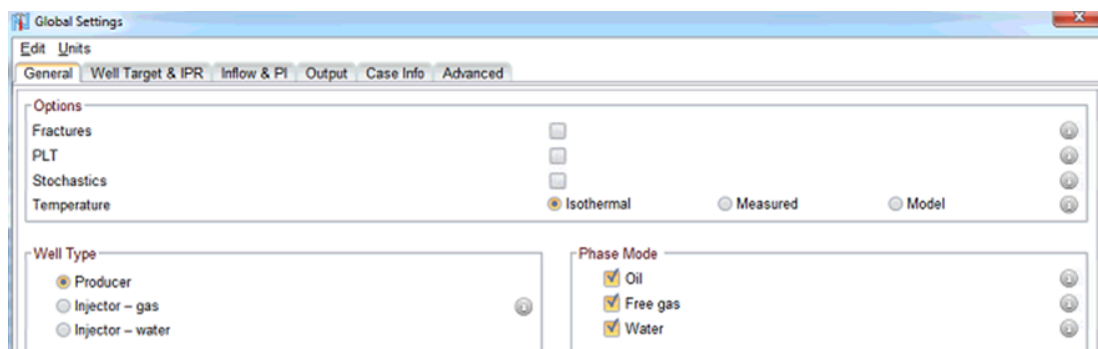
Close

**Figura 4.42:** Resultado simulado de la reserva de petróleo recuperable del yacimiento U inferior sin pozo inyector

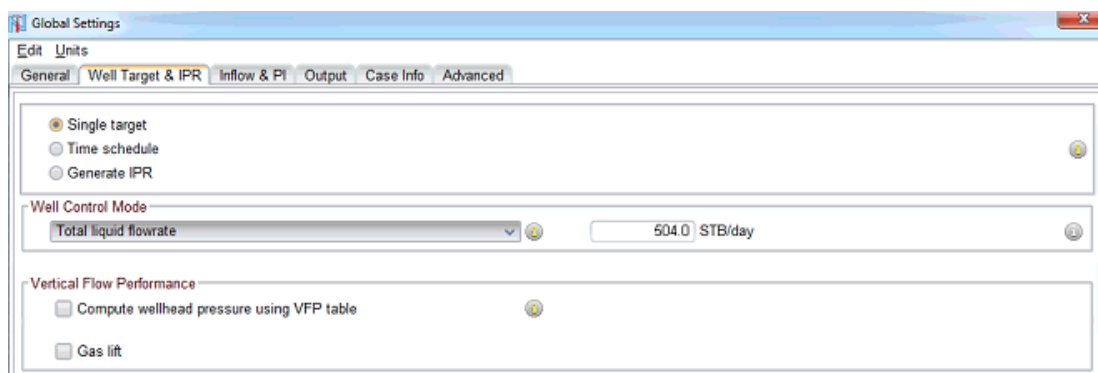
### 4.3. Método del programa NETool

Se requiere la información detallada en la tabla XIX para empezar la simulación en el software NETool.

**Paso 1:** En el menú principal de NETool, seleccionamos el campo de configuraciones globales e ingresamos los parámetros que se encuentran en la tabla de datos, como se muestra a continuación:



**Figura 4.43** Captura de pantalla de NETool en el menú Global settings General

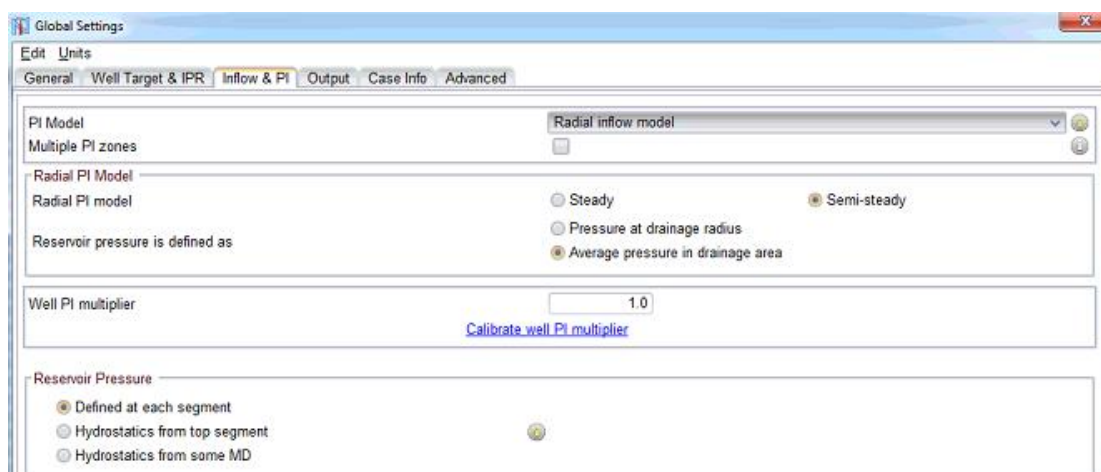


**Figura 4.44** Captura de pantalla de NETool en el menú Global settings: Well target & IPR

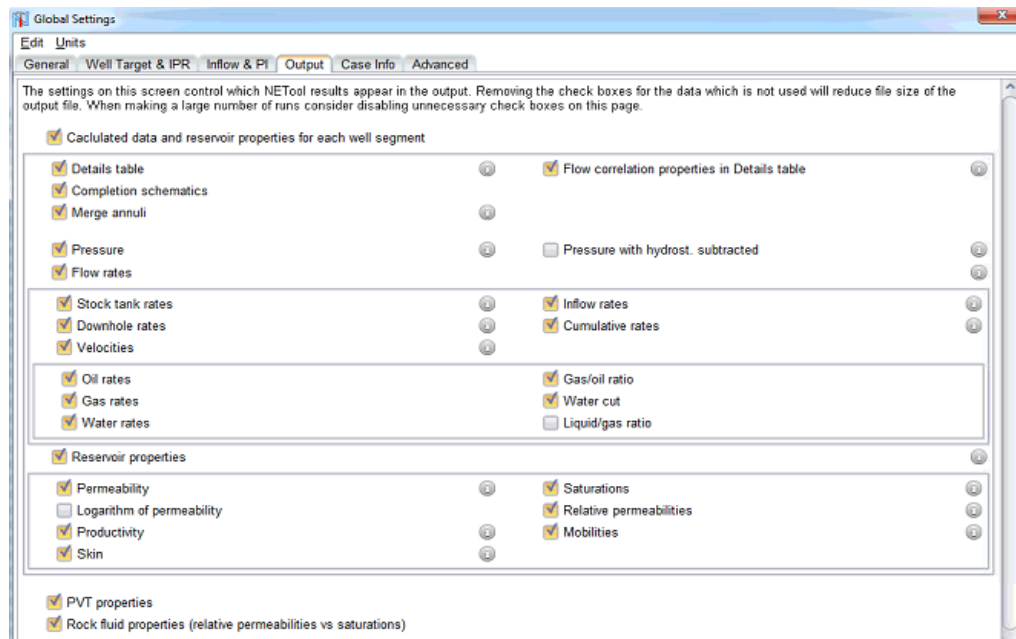
Hay que tomar en cuenta que se realiza la simulación considerando al pozo Parahuacu 03B como un pozo productor, para más tarde cambiar su completación a un pozo inyector. Este paso se realiza con la finalidad de estudiar el comportamiento del pozo produciendo previo a la inyección.

En la figura 4.44 hay que notar, el ingreso único del caudal que se quiere obtener. Además, el objetivo puede ser cambiado, es decir, en lugar de del caudal se puede ingresar la presión de fondo que requiera el usuario.

Otros parámetros ingresados son:



**Figura 4.45** Captura de pantalla de NETool en el menú Global settings: Inflow & PI



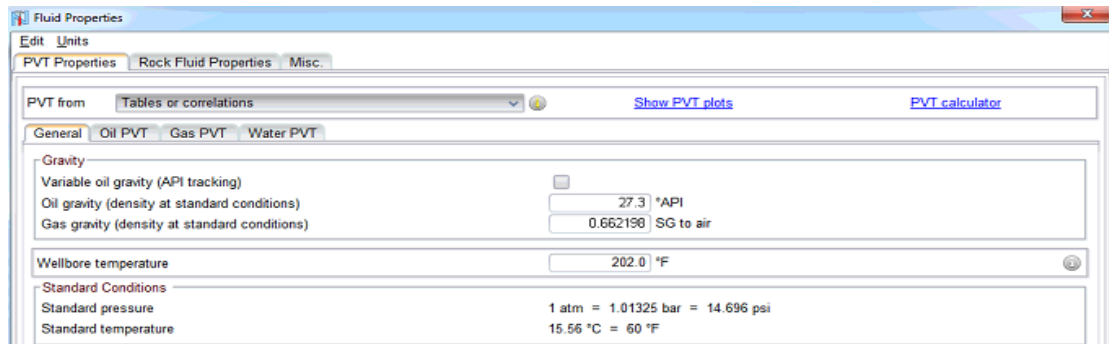
**Figura 4.46** Captura de pantalla de NETool en el menú Global settings: Inflow & PI

**Paso 2:** Las propiedades de los fluidos que se deben ingresar se encuentran en las tablas XX y XXII. Además a continuación también se presentan datos que son necesarios.

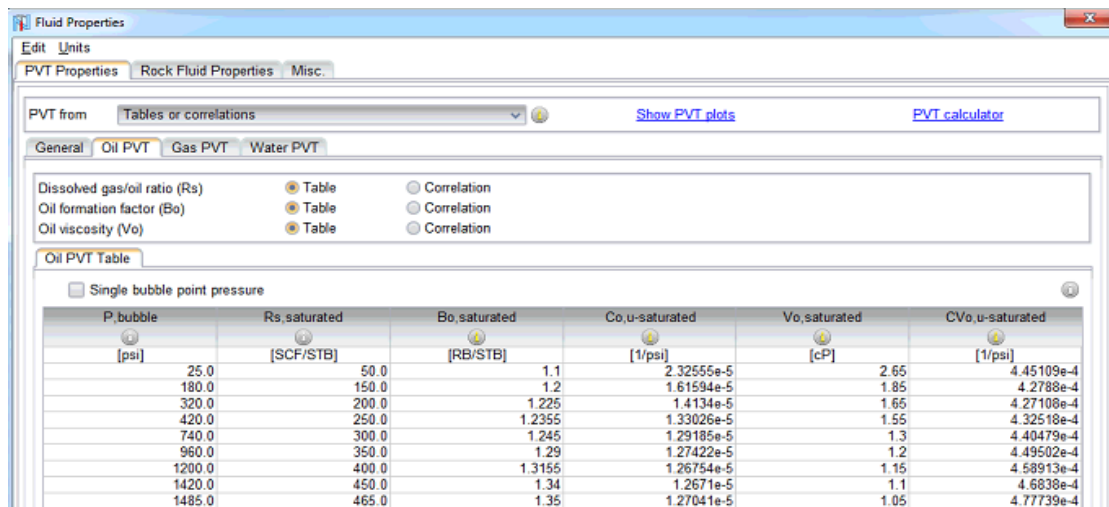
**Tabla XXV** Datos considerados en el menú de Propiedades de los fluidos

TABLAS PVT CON LÍMITE A LA PRESIÓN DE BURBUJA									
Rs (scf/stb)	Presión (psi)	Bo (rb/stb)	Presión (psi)	$\mu_o$ (cp)	Presión (psi)	Bg (rcf/scf)	Presión (psi)	$\mu_g$ (cp)	Presión (psi)
50	25	1,1	25	2,65	25	0,11063	150	0,0115	150
150	180	1,2	180	1,85	180	0,05659	300	0,0122	300
200	320	1,225	320	1,65	320	0,03357	500	0,0129	500
250	420	1,2355	420	1,55	420	0,0236	700	0,0135	700
300	740	1,245	740	1,3	740	0,01807	900	0,0141	900
350	960	1,29	960	1,2	960	0,01456	1100	0,0147	1100
400	1200	1,3155	1200	1,15	1200	0,0122	1300	0,0153	1300
450	1420	1,34	1420	1,1	1420	-----	-----	-----	-----
465	1485	1,35	1485	1,05	1485	-----	-----	-----	-----

El campo propiedades de los fluidos está conformado por las propiedades PVT y propiedades de la roca y fluido. Estas opciones se muestran a continuación:

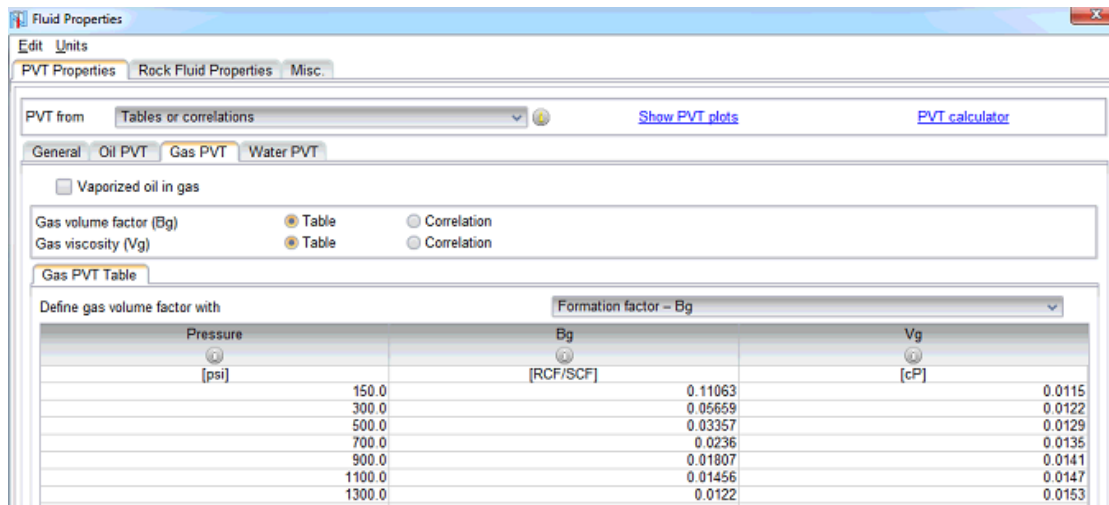


**Figura 4.47** Captura de pantalla de NETool en el menú Fluid properties: PVT properties/general

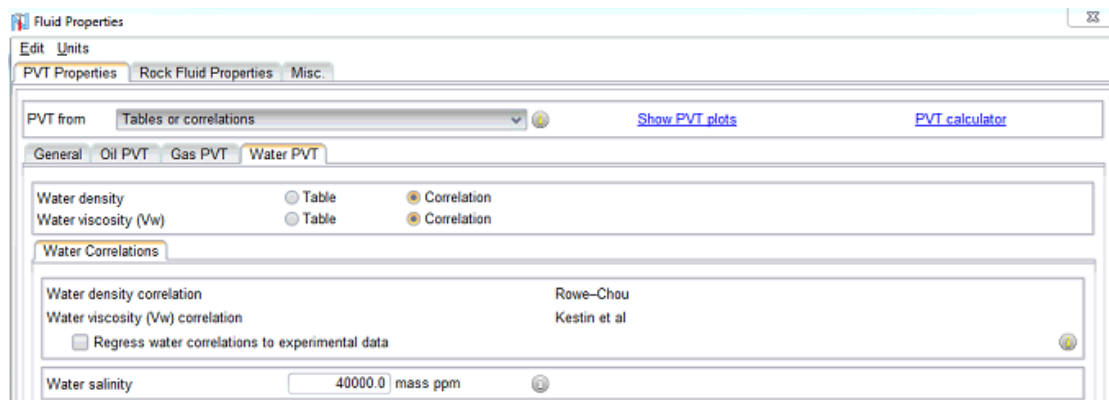


**Figura 4.48** Captura de pantalla de NETool en el menú Fluid properties: PVT properties/Oil PVT





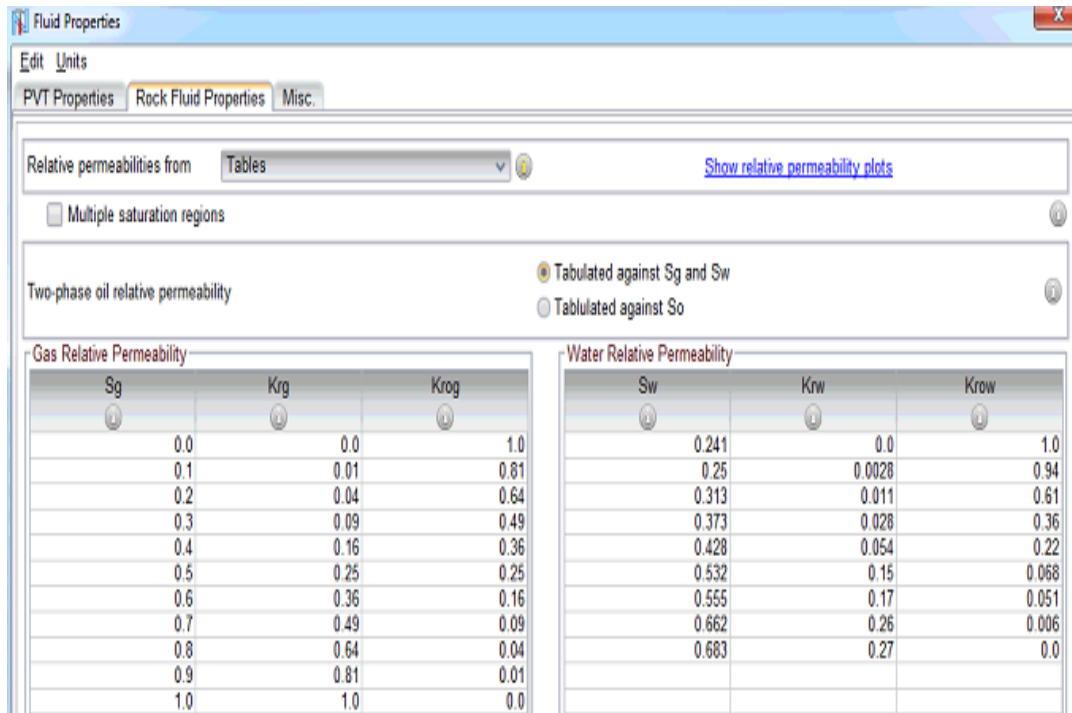
**Figura 4.49** Captura de pantalla de NETool en el menú Fluid properties: PVT properties/Gas PVT



**Figura 4.50** Captura de pantalla de NETool en el menú Fluid properties: PVT properties/Water PVT

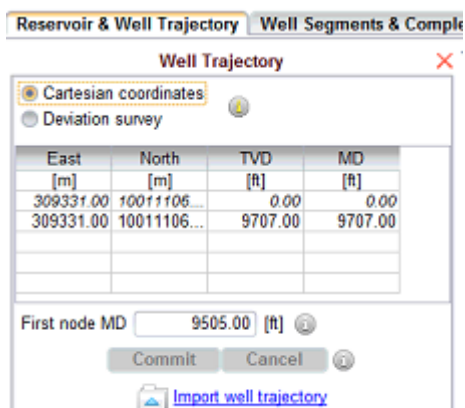
Todas las tablas que se muestran en las capturas de pantalla desde las figuras 4.48 hasta la 4.50, son resultados PVT reales del yacimiento. Esta información es confidencial, pero ha sido proporcionada para el desarrollo de este trabajo.

La siguiente opción encontrada en el campo de propiedades de los fluidos, es propiedades de la roca. Esta se muestra a continuación:



**Figura 4.51** Captura de pantalla de NETool en el menú Fluid properties: Rock Fluid Properties

**Paso 3:** Una vez que se han ingresado todos los datos, se procede a definir la trayectoria del pozo. En esta opción, al ser considerado el pozo PRH-03B como vertical, se debe tener a la mano las coordenadas en la dirección “Este” y “Norte”, la profundidad de la perforación y definir un nodo a la profundidad que desee el usuario.



**Figura 4.52** Captura de pantalla de NETool para la definición de la trayectoria y elección de un nodo en el pozo PRH-03B

**Paso 4:** A partir de la profundidad en la que se ubicó el primer nodo y considerando la profundidad final del pozo, se procede a segmentar el pozo para ubicar en cada longitud de segmento herramientas de la completación. Como se indica en la figura 4.53, en la pestaña Well Segments & Completions se pueden seleccionar opciones como Hole & Completions en los que se pueden alterar los diámetros internos y externos del hoyo del pozo y de los arreglos que lo acompañan (Casing/Liner, Sand Control, Inflow Control, Stinger y Tubing). También parámetros del reservorio como permeabilidades en la zona cercana al hoyo, presión de reservorio y saturaciones de los fluidos.

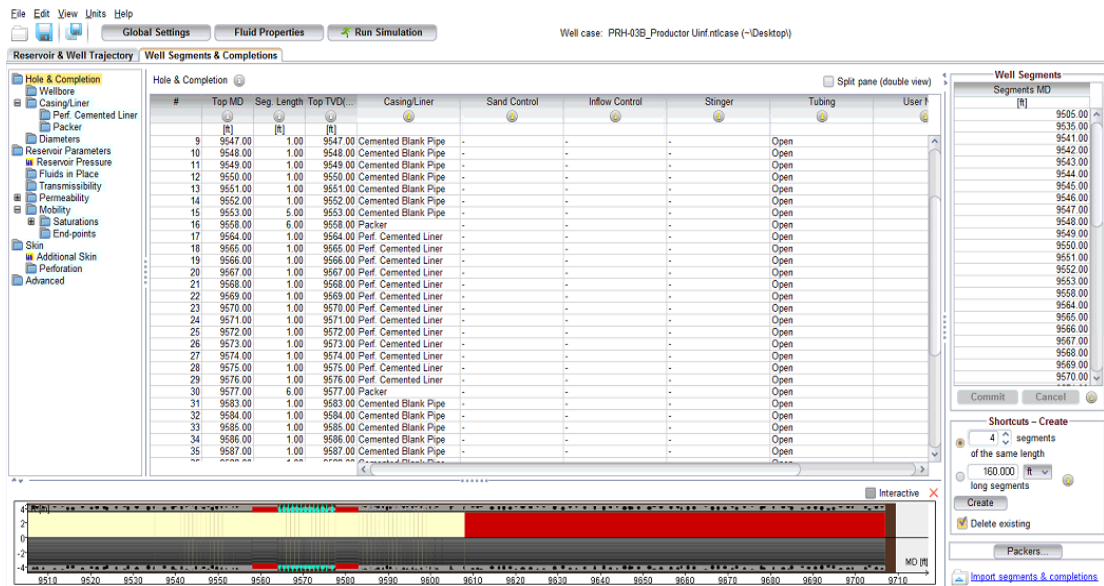


Figura 4.53 Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions

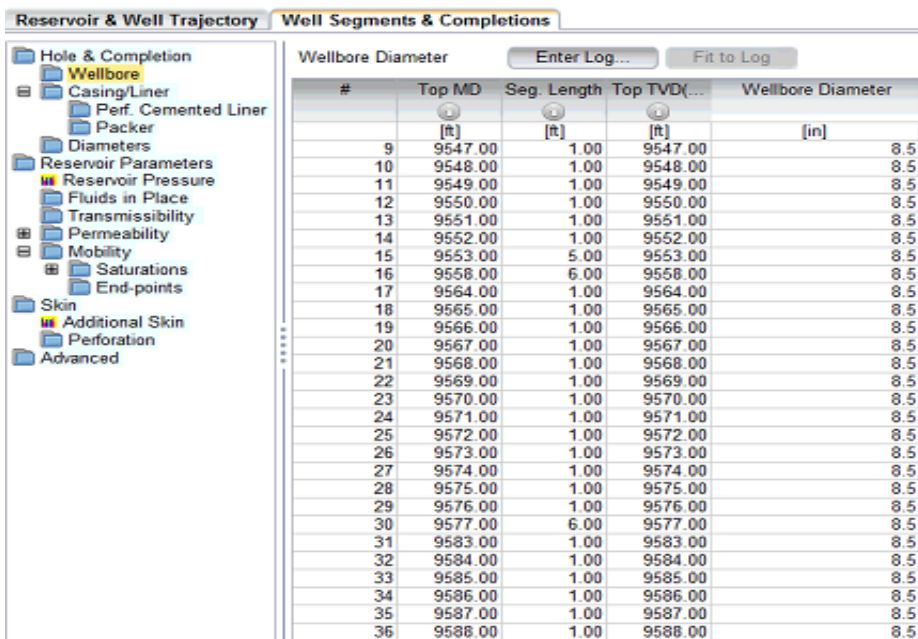


Figura 4.54 Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Wellbore Diameter

Reservoir & Well Trajectory | Well Segments & Completions

Hole & Completion  
Wellbore  
Casing/Liner  
Perf. Cemented Liner  
Packer  
Diameters  
Reservoir Parameters  
Reservoir Pressure  
Fluids in Place  
Transmissibility  
Permeability  
Mobility  
Saturations  
End-points  
Skin  
Additional Skin  
Perforation  
Advanced

Casing/Liner

#	Top MD [ft]	Seg. Length [ft]	Top TVD(...) [ft]	Casing/Liner ID [in]	Pipe Roughness [μin]
9	9547.00	1.00	9547.00	7.0	590.551
10	9548.00	1.00	9548.00	7.0	590.551
11	9549.00	1.00	9549.00	7.0	590.551
12	9550.00	1.00	9550.00	7.0	590.551
13	9551.00	1.00	9551.00	7.0	590.551
14	9552.00	1.00	9552.00	7.0	590.551
15	9553.00	5.00	9553.00	7.0	590.551
16	9558.00	6.00	9558.00	7.0	590.551
17	9564.00	1.00	9564.00	7.0	590.551
18	9565.00	1.00	9565.00	7.0	590.551
19	9566.00	1.00	9566.00	7.0	590.551
20	9567.00	1.00	9567.00	7.0	590.551
21	9568.00	1.00	9568.00	7.0	590.551
22	9569.00	1.00	9569.00	7.0	590.551
23	9570.00	1.00	9570.00	7.0	590.551
24	9571.00	1.00	9571.00	7.0	590.551
25	9572.00	1.00	9572.00	7.0	590.551
26	9573.00	1.00	9573.00	7.0	590.551
27	9574.00	1.00	9574.00	7.0	590.551
28	9575.00	1.00	9575.00	7.0	590.551
29	9576.00	1.00	9576.00	7.0	590.551
30	9577.00	6.00	9577.00	7.0	590.551
31	9583.00	1.00	9583.00	7.0	590.551
32	9584.00	1.00	9584.00	7.0	590.551
33	9585.00	1.00	9585.00	7.0	590.551
34	9586.00	1.00	9586.00	7.0	590.551
35	9587.00	1.00	9587.00	7.0	590.551
36	9588.00	1.00	9588.00	7.0	590.551

Figura 4.55 Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Casing/Liner (ID)

Reservoir & Well Trajectory | Well Segments & Completions

Hole & Completion  
Wellbore  
Casing/Liner  
Perf. Cemented Liner  
Packer  
Diameters  
Reservoir Parameters  
Reservoir Pressure  
Fluids in Place  
Transmissibility  
Permeability  
Mobility  
Saturations  
End-points  
Skin  
Additional Skin  
Perforation  
Advanced

Perf. Cemented Liner

#	Top MD [ft]	Seg. Length [ft]	Top TVD(...) [ft]	Hole Diameter [in]	Shots Density [1/ft]	Length of Perforations [in]
9	9547.00	1.00	9547.00	-	-	-
10	9548.00	1.00	9548.00	-	-	-
11	9549.00	1.00	9549.00	-	-	-
12	9550.00	1.00	9550.00	-	-	-
13	9551.00	1.00	9551.00	-	-	-
14	9552.00	1.00	9552.00	-	-	-
15	9553.00	5.00	9553.00	-	-	-
16	9558.00	6.00	9558.00	-	-	-
17	9564.00	1.00	9564.00	0.511811	11.7043	27.5591
18	9565.00	1.00	9565.00	0.511811	11.7043	27.5591
19	9566.00	1.00	9566.00	0.511811	11.7043	27.5591
20	9567.00	1.00	9567.00	0.511811	11.7043	27.5591
21	9568.00	1.00	9568.00	0.511811	11.7043	27.5591
22	9569.00	1.00	9569.00	0.511811	11.7043	27.5591
23	9570.00	1.00	9570.00	0.511811	11.7043	27.5591
24	9571.00	1.00	9571.00	0.511811	11.7043	27.5591
25	9572.00	1.00	9572.00	0.511811	11.7043	27.5591
26	9573.00	1.00	9573.00	0.511811	11.7043	27.5591
27	9574.00	1.00	9574.00	0.511811	11.7043	27.5591
28	9575.00	1.00	9575.00	0.511811	11.7043	27.5591
29	9576.00	1.00	9576.00	0.511811	11.7043	27.5591
30	9577.00	6.00	9577.00	-	-	-
31	9583.00	1.00	9583.00	-	-	-
32	9584.00	1.00	9584.00	-	-	-
33	9585.00	1.00	9585.00	-	-	-
34	9586.00	1.00	9586.00	-	-	-
35	9587.00	1.00	9587.00	-	-	-
36	9588.00	1.00	9588.00	-	-	-

Figura 4.56 Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Perf. Cemented Liner

Reservoir & Well Trajectory | Well Segments & Completions

Reservoir Pressure | Enter Log... | Fit to Log

#	Top MD [ft]	Seg. Length [ft]	Top TVD(...) [ft]	Connected to Reservoir	Reservoir Pressure [psi]
9	9547.00	1.00	9547.00	-	-
10	9548.00	1.00	9548.00	-	-
11	9549.00	1.00	9549.00	-	-
12	9550.00	1.00	9550.00	-	-
13	9551.00	1.00	9551.00	-	-
14	9552.00	1.00	9552.00	-	-
15	9553.00	5.00	9553.00	-	-
16	9558.00	6.00	9558.00	-	-
17	9564.00	1.00	9564.00	☑	2659.0
18	9565.00	1.00	9565.00	☑	2659.0
19	9566.00	1.00	9566.00	☑	2659.0
20	9567.00	1.00	9567.00	☑	2659.0
21	9568.00	1.00	9568.00	☑	2659.0
22	9569.00	1.00	9569.00	☑	2659.0
23	9570.00	1.00	9570.00	☑	2659.0
24	9571.00	1.00	9571.00	☑	2659.0
25	9572.00	1.00	9572.00	☑	2659.0
26	9573.00	1.00	9573.00	☑	2659.0
27	9574.00	1.00	9574.00	☑	2659.0
28	9575.00	1.00	9575.00	☑	2659.0
29	9576.00	1.00	9576.00	☑	2659.0

Figura 4.57 Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Reservoir Parameters

Reservoir & Well Trajectory | Well Segments & Completions

Transmissibility

#	Top MD [ft]	Seg. Length [ft]	Top TVD(...) [ft]	Transmissibility from	Drainage Radius [ft]	Transmissibility Multiplier
9	9547.00	1.00	9547.00	-	-	-
10	9548.00	1.00	9548.00	-	-	-
11	9549.00	1.00	9549.00	-	-	-
12	9550.00	1.00	9550.00	-	-	-
13	9551.00	1.00	9551.00	-	-	-
14	9552.00	1.00	9552.00	-	-	-
15	9553.00	5.00	9553.00	-	-	-
16	9558.00	6.00	9558.00	-	-	-
17	9564.00	1.00	9564.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
18	9565.00	1.00	9565.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
19	9566.00	1.00	9566.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
20	9567.00	1.00	9567.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
21	9568.00	1.00	9568.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
22	9569.00	1.00	9569.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
23	9570.00	1.00	9570.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
24	9571.00	1.00	9571.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
25	9572.00	1.00	9572.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
26	9573.00	1.00	9573.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
27	9574.00	1.00	9574.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
28	9575.00	1.00	9575.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0
29	9576.00	1.00	9576.00	From PI model/permea...	1117.0	1.0

Figura 4.58 Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Reservoir Parameters/ Transmissibility

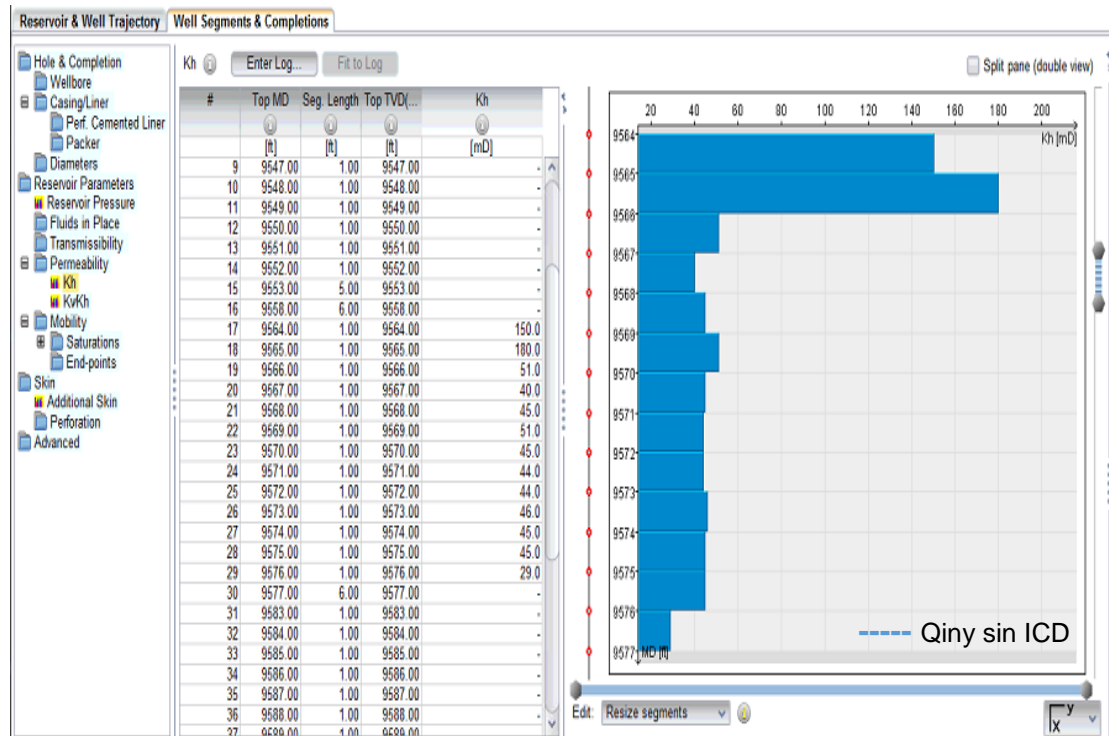


Figura 4.59 Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Reservoir Parameters/ Permeability

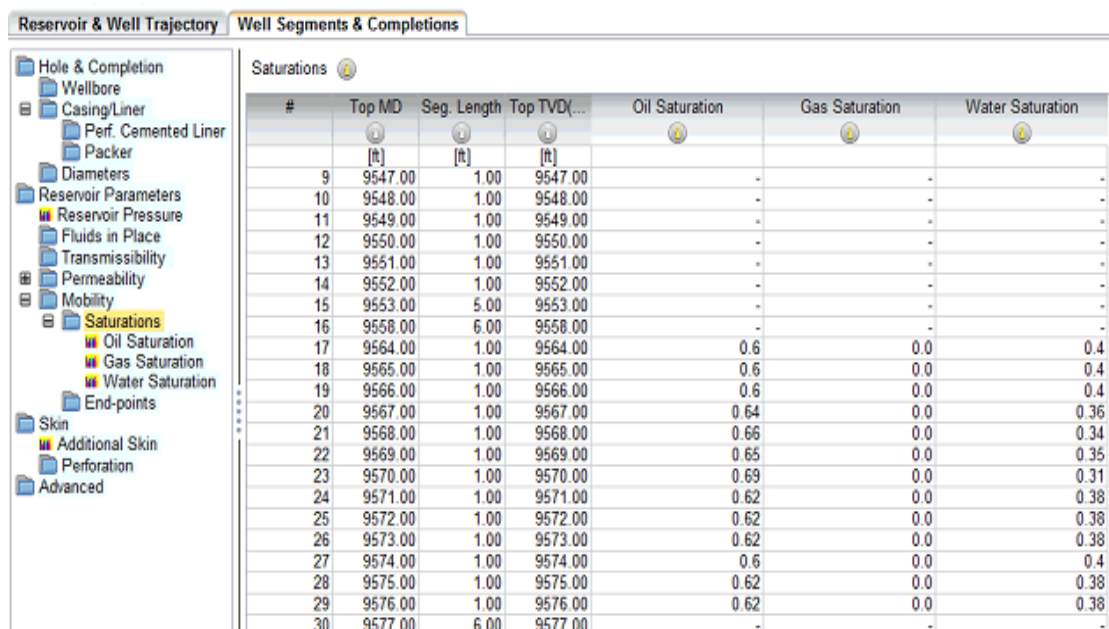


Figura 4.60 Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Reservoir Parameters/ Saturations

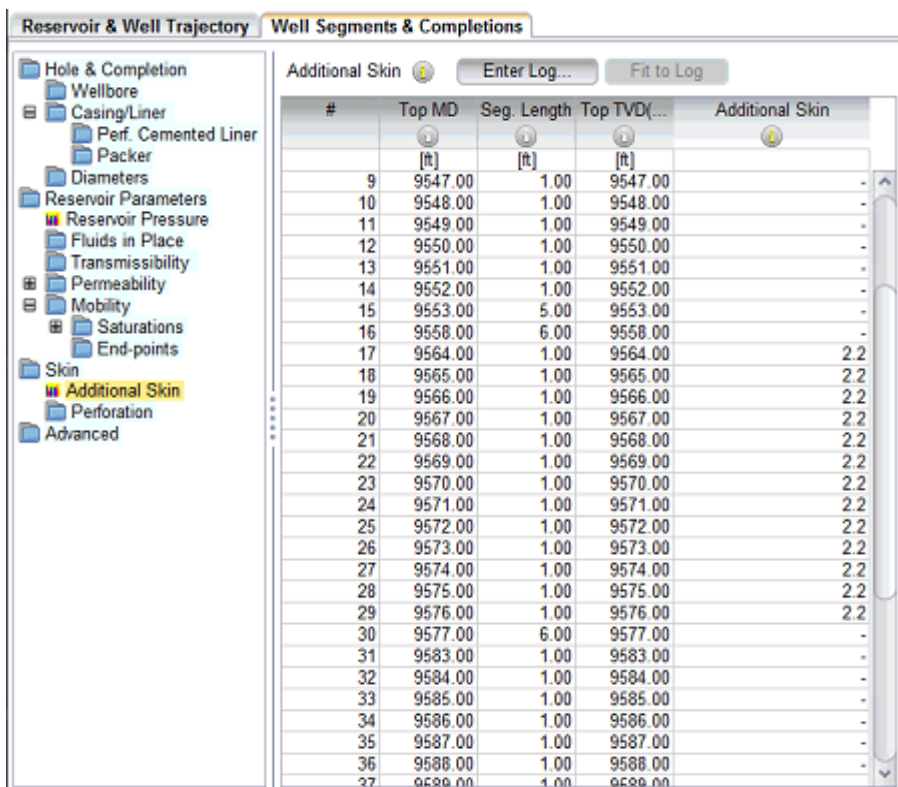


Figura 4.61 Captura de pantalla de NETool en la pestaña Well Segments & Completions/Skin

**Paso 5:** Ya ingresados los parámetros, se selecciona la opción “Run Simulation” obteniéndose los siguientes resultados mostrados en la siguiente figura.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
Pressure at first node	Oil rate	Gas rate	Water rate	Liquid rate	Gas/oil ratio	Oil/gas ratio	Water cut	Downhole rate	Well P.I. Oil	Well P.I. Gas	Well P.I. Water
[psi]	[STB/day]	[MMSCF/day]	[STB/day]	[STB/day]	[SCF/STB]	[STB/MMSCF]	[%]	[RB/day]	[STB/day/psi]	[MMSCF/day/psi]	[STB/day/psi]
1152.29	404.327	0.297553	99.6732	504.0	735.923	1358.84	19.7764	978.329	0.272881	2.0082e-4	0.0672578

Figura 4.62 Resultados obtenidos realizada la simulación en NETool para el pozo productor PRH-03B

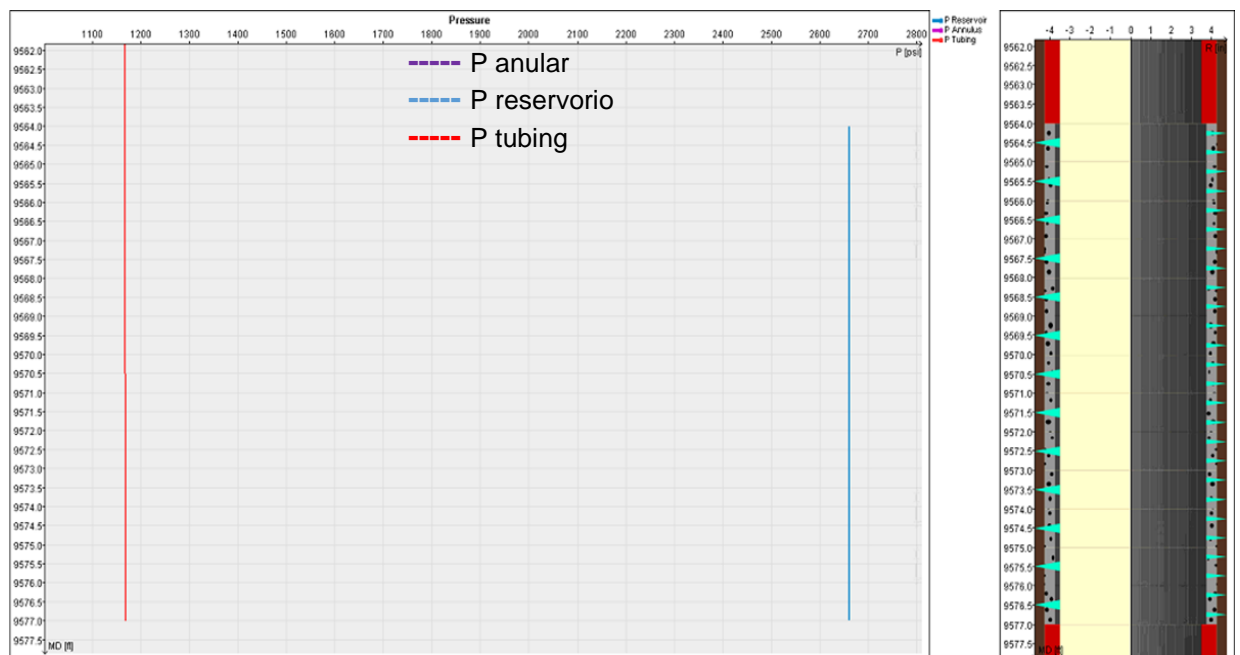


Si comparamos estos resultados con la prueba de Build-Up realizada al pozo PRH-03B, podemos ver que se han obtenido resultados similares al de la simulación.

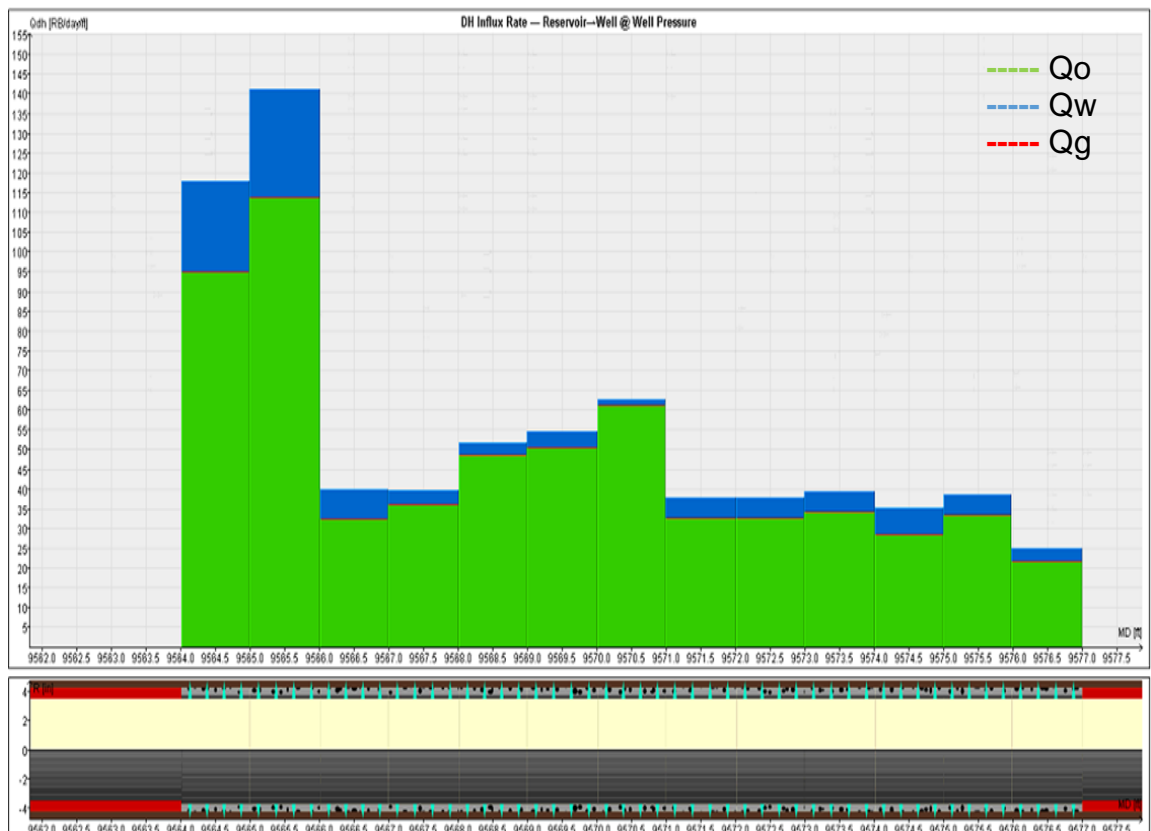
**Tabla XXVI** Prueba de Build-up realizada al pozo PRH-03B

Pozo	Zona	Fecha	Qt (BFPD)	Qo (BPPD)
PRH-03B	Ui	01-jul-02	504	403
Qw (BAPD)	Pwf (psi)	Pr (psi)	St (Daño)	IPA (TOT.LIQ.ACTUAL)
101	882	2659	2,22	0,29

Algunas gráficas que pueden ser obtenidas como resultado de la simulación son:



**Figura 4.63** Curva Presión vs Profundidad en el tubing y reservorio, junto al perfil de los disparos del pozo



**Figura 4.64** Tasa de influjo vs profundidad de los disparos desde el reservorio hacia el pozo productor PRH-03B

**Paso 6:** Cuando la simulación del pozo como productor PRH-03B haya finalizado, se procede a cambiar el tipo de pozo a uno pozo inyector de agua, primero sin dispositivos de control de flujo (ICD) y luego con los ICD y comparar los resultados obtenidos. Los datos considerados para realizar esta simulación son:

**Tabla XXVII** Datos para la simulación del pozo inyector

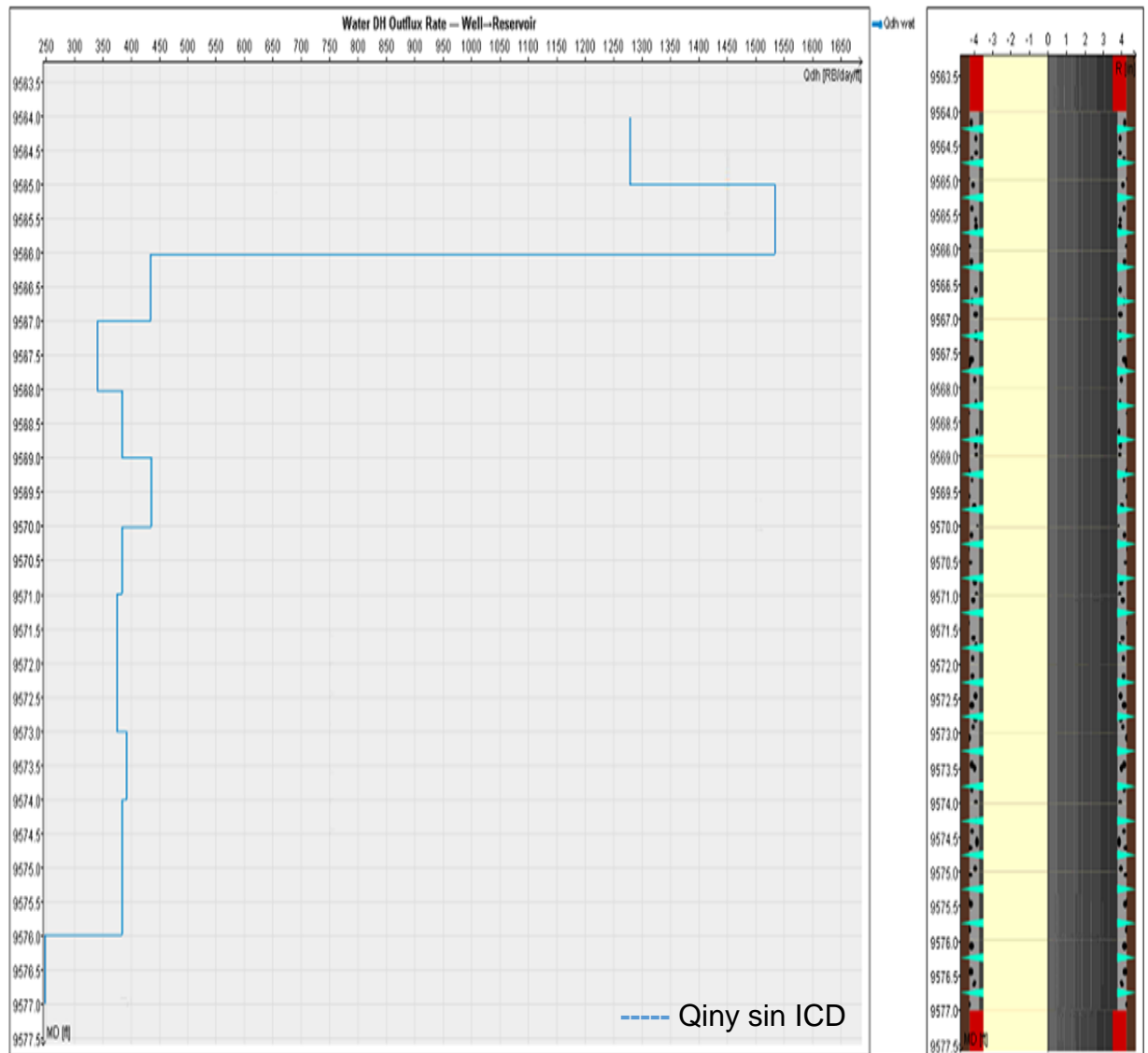
Pr actual (psi)	Pwh (psi)	Piny (psi)
976	500	4644

Como se puede notar, la presión de reservorio ha disminuido, como resultado de los años en que ha sido puesto en producción. Ya que el software realiza la simulación solo para sistemas estacionarios, se consideró al pozo en la última etapa como pozo productor para pasar a ser inyector. Obteniéndose los siguientes resultados:

A	B	C	D	E
Pressure at first node [psi]	Pressure at reference MD [psi]	Water rate [STB/day]	Downhole rate [RB/day]	Well I.I. Water [STB/day/psi]
4611.72	4640.0	6790.28	6946.51	1.87803

**Figura 4.65** Resultados obtenidos realizada la simulación en NETool para el pozo inyector PRH-03B

La figura 4.65, señala en azul la presión seteada por el usuario a una profundidad dada previo a un análisis nodal y muestra además la tasa a la que se debe inyectar diariamente agua junto al índice de inyectividad.



**Figura 4.66** Perfil del caudal de agua inyectado para cada pie de estrato de la arena U inferior

En la figura 4.66, se muestra una clara preferencia del agua por ingresar por los primeros dos estratos de la arena U inferior debido a la alta permeabilidad que existe en ambas zonas. Esto puede ser percibido en la siguiente tabla:

**Tabla XXVIII** Permeabilidades obtenidas a partir de un registro eléctrico y correlación de Coates del pozo PRH-03B

<b>Perfil de permeabilidades</b>	
<b>K (md)</b>	<b>Prof. (ft)</b>
150	9564
180	9565
51	9566
40	9567
45	9568
51	9569
45	9570
44	9571
44	9572
46	9573
45	9574
45	9575
29	9576

**Paso 7:** Para evitar la preferencia del agua por zonas en la que existe altas permeabilidades, se ha colocado dispositivos de control de flujo (ICD) en estas zonas, con solo cambiar el tipo de completación en la pestaña Well Segments & Completions/Hole & Completion. El siguiente recuadro muestra la configuración nueva del pozo inyector.

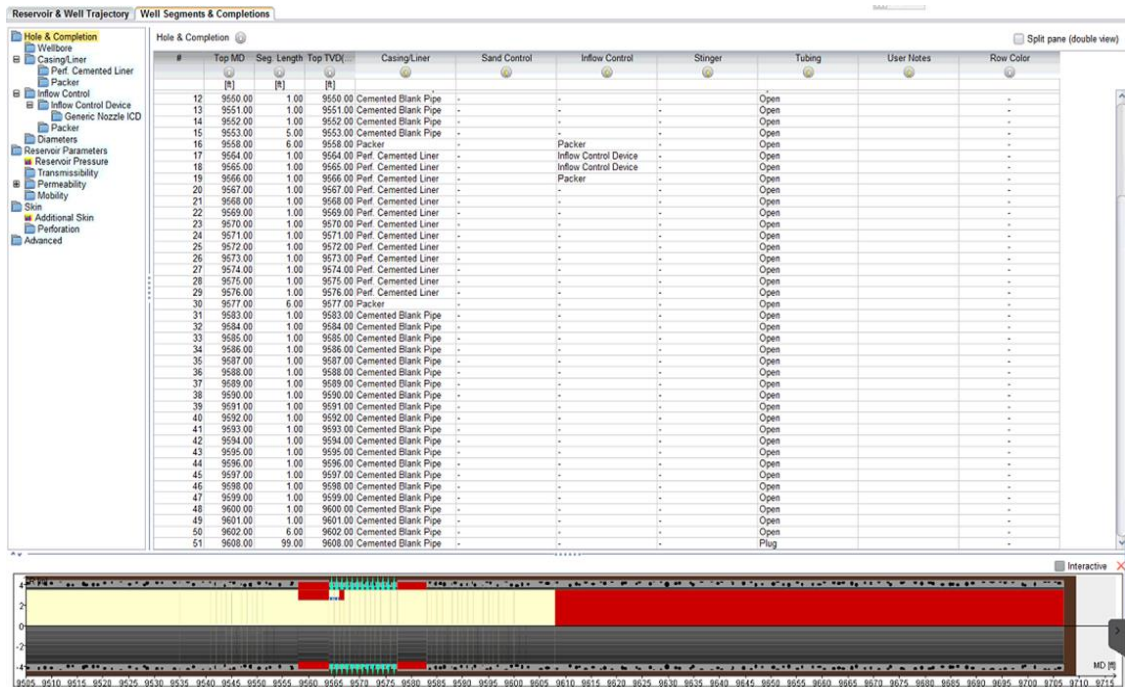


Figura 4.67 Cambios en la completación del pozo inyector, aplicación de los ICD

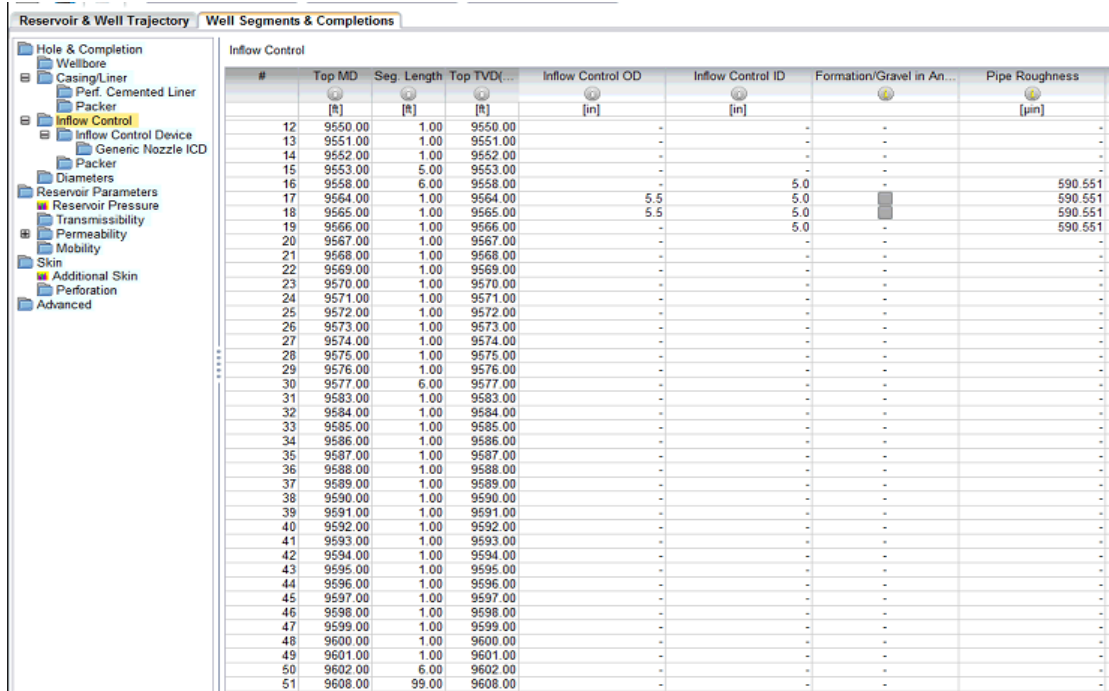


Figura 4.68 Diámetros internos y externos de los dispositivos ICD en las profundidades 9564' y 9565'

Reservoir & Well Trajectory | Well Segments & Completions

Generic Nozzle ICD

#	Top MD	Seg Length	Top TVD	Nozzle Diameter	N Parallel Nozzles	Use Discharge or Loss	Discharge Depends on	Discharge Coefficient
	[ft]	[ft]	[ft]	[in]				
12	9550.00	1.00	9550.00	-	-	-	-	-
13	9551.00	1.00	9551.00	-	-	-	-	-
14	9552.00	1.00	9552.00	-	-	-	-	-
15	9553.00	5.00	9553.00	-	-	-	-	-
16	9558.00	6.00	9558.00	-	-	-	-	-
17	9564.00	1.00	9564.00	0.52	1	Use discharge coeff.		0.790569
18	9565.00	1.00	9565.00	0.52	1	Use discharge coeff.		0.790569
19	9566.00	1.00	9566.00	-	-	-	-	-
20	9567.00	1.00	9567.00	-	-	-	-	-
21	9568.00	1.00	9568.00	-	-	-	-	-
22	9569.00	1.00	9569.00	-	-	-	-	-
23	9570.00	1.00	9570.00	-	-	-	-	-
24	9571.00	1.00	9571.00	-	-	-	-	-
25	9572.00	1.00	9572.00	-	-	-	-	-
26	9573.00	1.00	9573.00	-	-	-	-	-

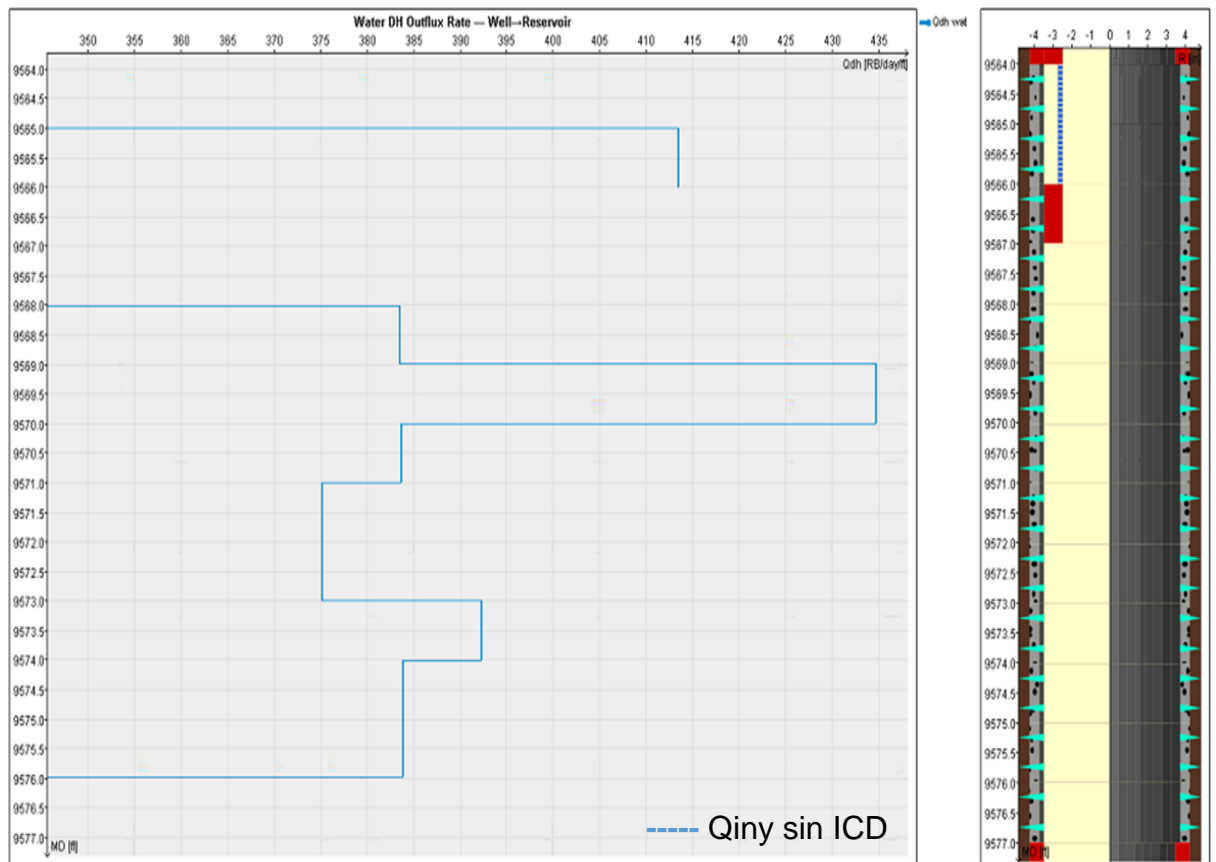
**Figura 4.69** Diámetros de la ranura del ICD colocado en la completación puede ser cambiado por el usuario

**Paso 8:** Ya completado el pozo con los ICD, seleccionamos la opción “Run Simulation” y obtenemos los resultados.

A	B	C	D	E
Pressure at first node	Pressure at reference MD	Water rate	Downhole rate	Well I.I. Water
[psi]	[psi]	[STB/day]	[RB/day]	[STB/day/psi]
4611.71	4640.0	4351.24	4451.35	1.11703

**Figura 4.70** Resultados obtenidos a partir de la simulación en NETool para el pozo PRH-03B con ICD

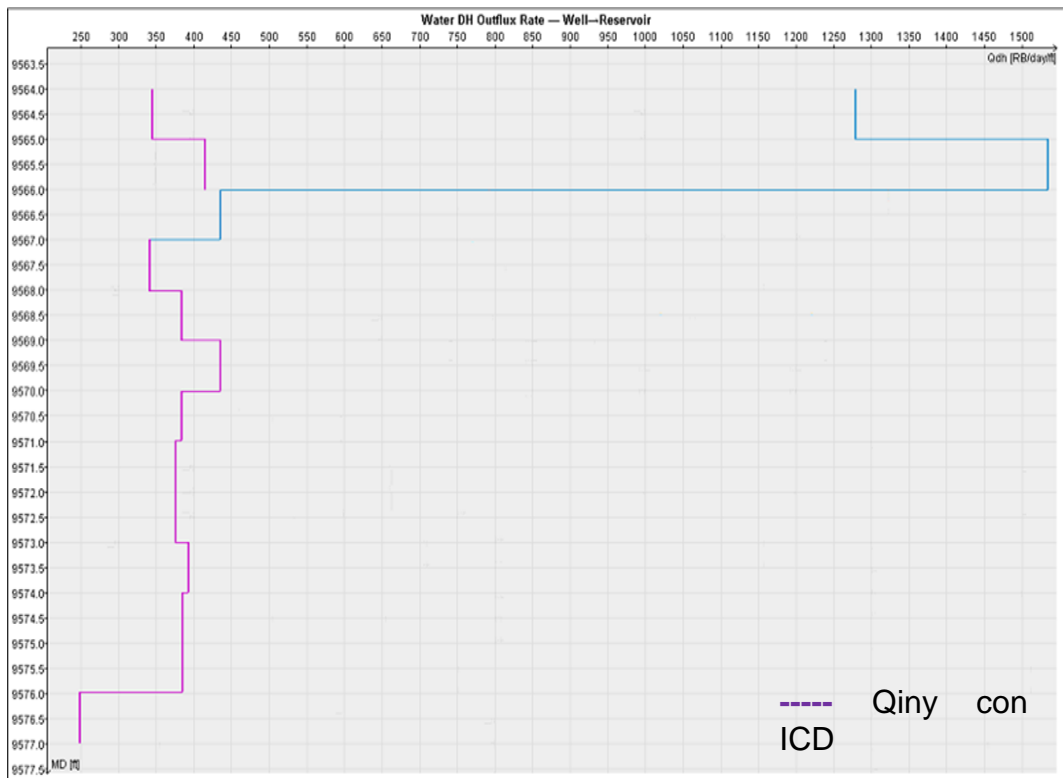
Lo que se ha obtenido principalmente en esta tabla de resultados, es la tasa a la cual debe ser inyectada el agua en la formación U inferior. Así también el perfil de avance del agua desde el pozo hacia el reservorio:



**Figura 4.71** Perfil del caudal de agua inyectado para cada pie de estrato de la arena U inferior mostrando que ha habido una disminución de caudal en los dos primeros estratos debido a la colocación de los ICD en el pozo

**Paso 9:** Finalmente, se realizó una comparación entre la inyección del pozo inyector con y sin dispositivos de control de flujo.





**Figura 4.72** Comparación de los avances del agua por cada zona, para un pozo inyector con ICD y sin ICD

# **CAPÍTULO 5**

## **5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **5.1. Conclusiones**

Se apreció respecto al método analítico, que si la permeabilidad absoluta del estrato aumenta, también debe aumentar la caída de presión ( $\Delta P_{icd}$ ), para igualar la presión y pueda equilibrarse el mismo caudal equivalente en todos los ICD.

Para el método analítico, con la ayuda de los ICD, todos los estratos de diferentes permeabilidades fueron inyectados a la misma tasa para poder alcanzar un mejor perfil del frente de avance del agua.

Respecto a la simulación del pozo productor PRH-13, el comportamiento de la curva de producción de crudo es similar a la mostrada en la realidad, e inclusive su tiempo del cierre del pozo.

El factor de recobro incrementó en un 10%, durante la aplicación del pozo inyector (PRH-03B) al sistema del pozo PRH-13, como se pudo observar en la tabla de resultados y gráficamente por medio de las curvas de petróleo acumulado en superficie.

Respecto a la simulación realizada en NETool, el perfil de caudales que se forma a partir de la inyección de agua tiene preferencia para las zonas de alta permeabilidad, sin embargo la preferencia disminuyó al colocar ICD. El frente de agua inyectada, es sensible a los cambios en las ranuras de los ICD.

## **5.2. Recomendaciones**

Aplicar la inyección de agua con un pozo horizontal, así se puede tener un mayor contacto con el yacimiento y se podrá visualizar mejor la utilidad de los ICD.

Para estratos verticales, considerar pequeños segmentos para la obtención de las propiedades de la roca a partir de los registros eléctricos del pozo. Y obtener resultados más precisos en el diseño de los ICD.

Los ICD, deben ser colocados durante la completación de un pozo recién perforado ya que ahorra costos, a diferencia de ser implementados en un pozo ya perforado y puesto en producción.

Durante la creación de la simulación de un yacimiento con los pozos perforados y puestos en producción, se recomienda tener datos precisos como análisis PVT, perfiles de permeabilidades y porosidades, y Build up de los pozos.

Se recomienda realizar un análisis de sensibilidad, alterando el tipo de ICD, para mejorar el perfil de inyección y recursos en superficie.

Estimar un costo aproximado de la implementación de ICD, aplicado a un campo Ecuatoriano, ya sea para un pozo productor o inyector.

# **BIBLIOGRAFÍA**

Alain C. Gringarten. (2012). *Well Test Analysis in Practice*. Imperial College London.

Alvarado Douglas. (2004). *Análisis de Pruebas de Presión*. ESP Oil Training Group. Venezuela.

Badr M. Al-Harbi, Saud A. BinAkresh, Abdulaziz A. Al-Ajaji, y Edgar J. Pinilla Forero. *Pressure Transient Analysis: Characterizing the Reservoir and Much More*. Society of Petroleum Engineer.

CIED – PDVSA. (1997). *Prueba de Pozos*. Venezuela.

Escobar Freddy, P. (2009). *Análisis Moderno de Pruebas de Presión*. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana, 2da Edición.

Olivier Houzé, Didier Viturat y Ole S. Fjaere. *Dinamic Data Analysis*. Francia: KAPPA (Ecrin v5.10.01., 2016).

Schlumberger (Well & Testing). (1998). *Introduction to Well Testing*. Inglaterra.

Stewart, G. y Jamiolahmady, M. (2012). *Well Test Complete*. Inglaterra: Heriot Watt University.



Halliburton. (2014). Inflow Control Devices. Obtenido de [http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Data\\_Sheets/web/H/H010897.pdf](http://www.halliburton.com/public/cps/contents/Data_Sheets/web/H/H010897.pdf)

Kotlar, N. (2015). Using ICD for production control and optimization. Buenos Aires: Kappa.

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). La Cuenca Oriente Geología y Petróleo. Quito - Ecuador: Cámara Ecuatoriana del Libro - Núcleo de Pichincha.

Coral, L. (2012). ESTUDIO PARA PROYECTO PILOTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA. Buenos Aires: UBA.

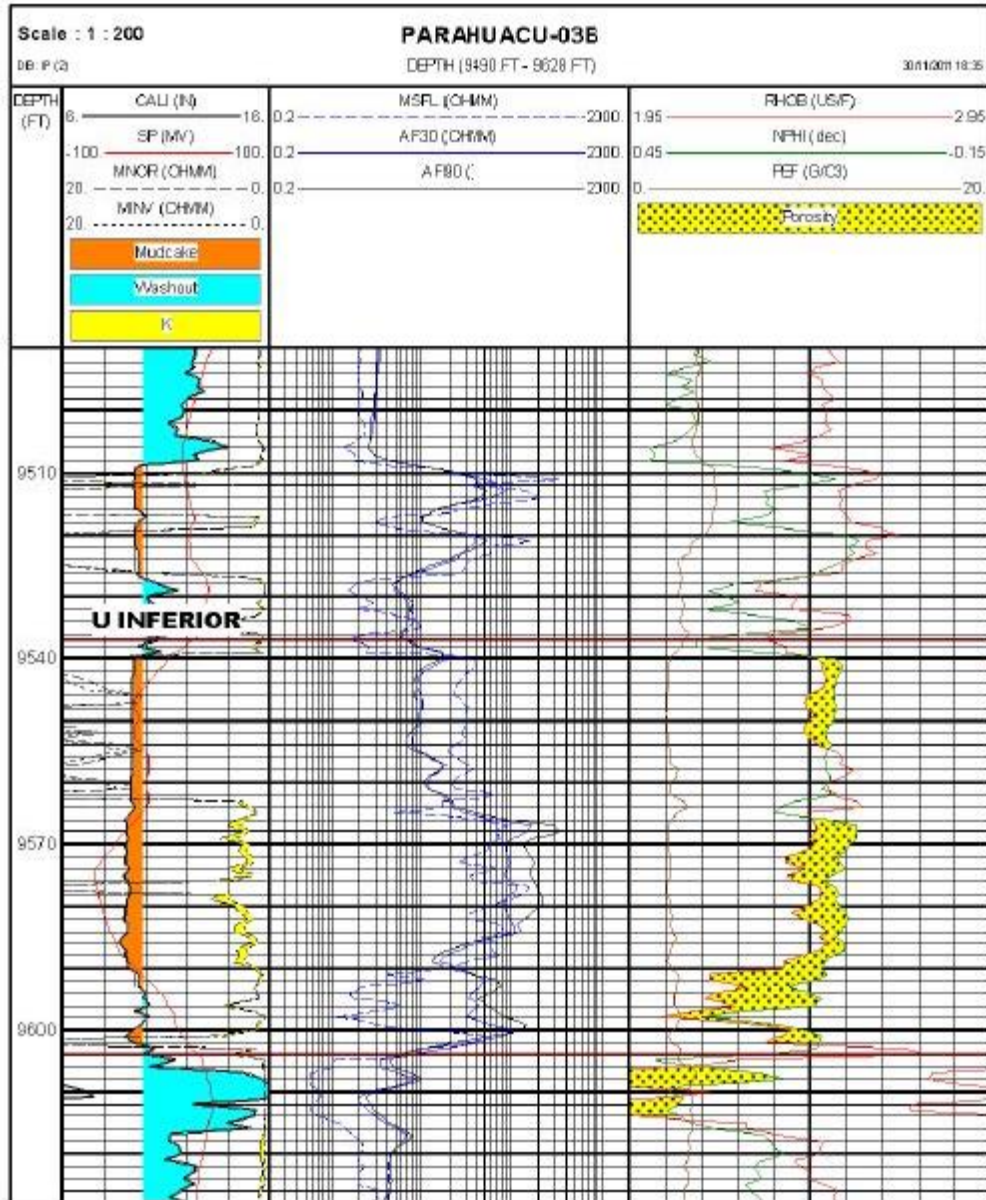
París de Ferrer, M. (2001). Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Astro Data.

Pirson, S. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Barcelona - España: Omega.

Raffn, Hundnes, & Moen. (2007). ICD Screen Technology Used to Optimize Waterflooding in Injector Well. SPE.

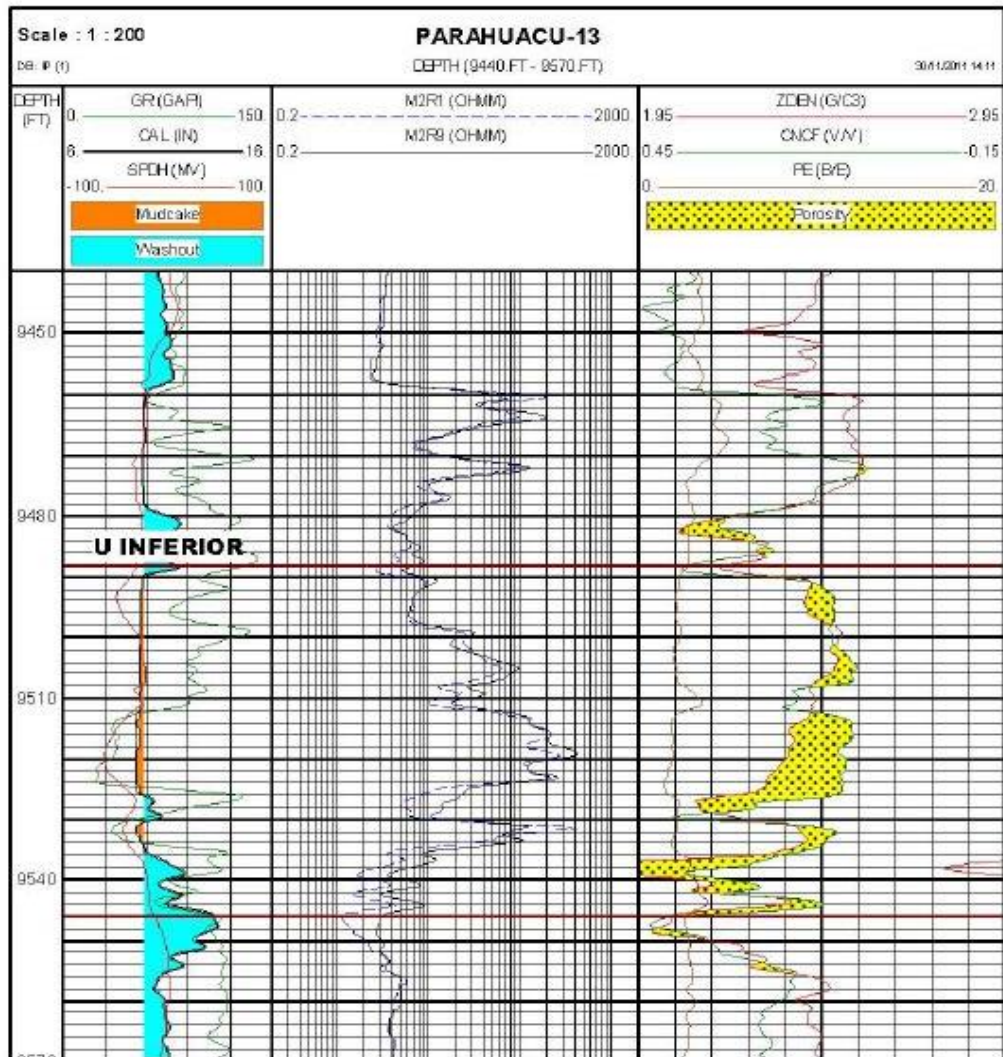
# **ANEXOS**

## REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO PARAHUACU-03B, YACIMIENTO U INFERIOR

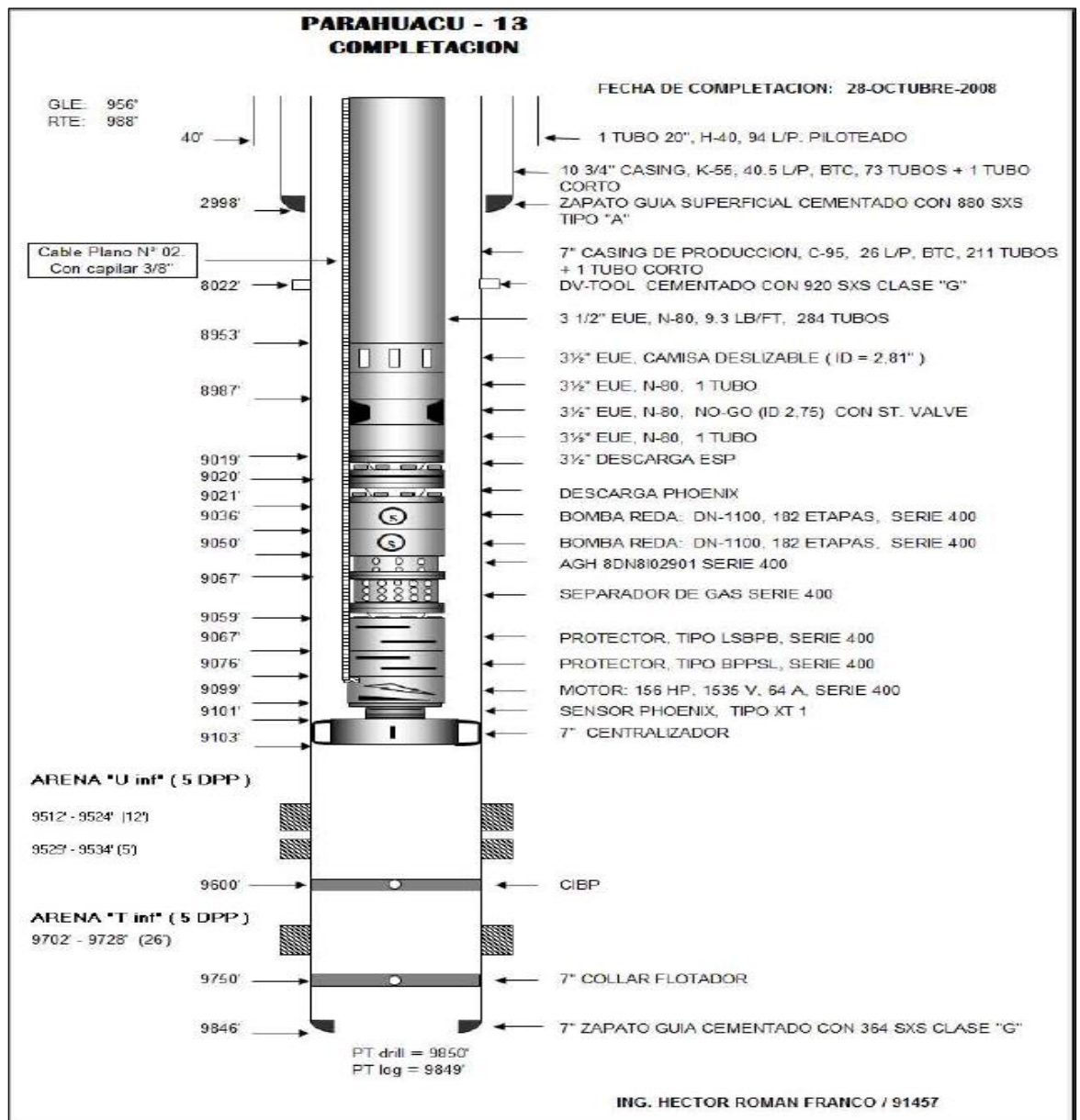


**Anexo 1** Registro electrico del pozo Parahuacu -03B  
**Fuente:** Coral, 2012

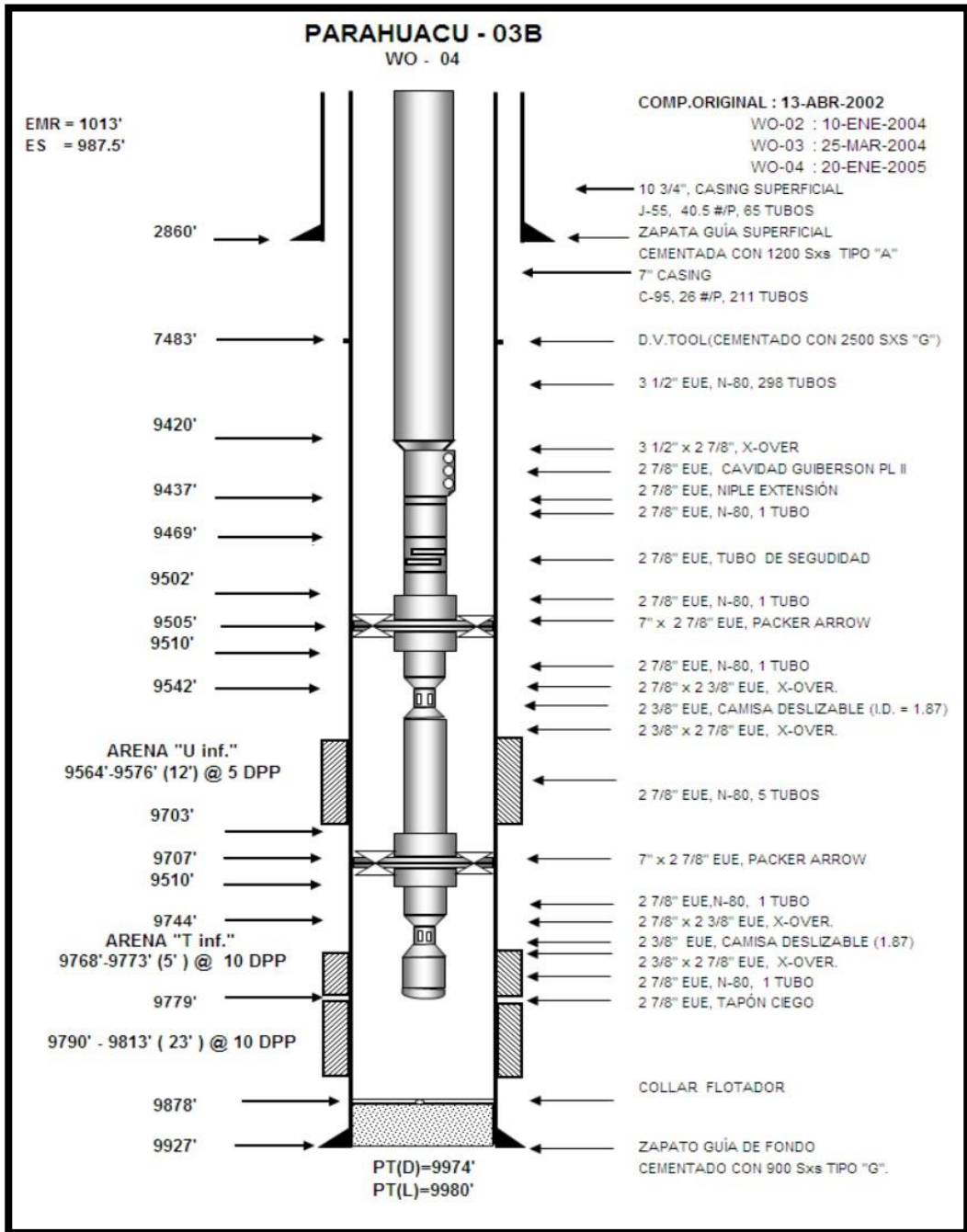
**REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO PARAHUACU-13,  
YACIMIENTO U INFERIOR**



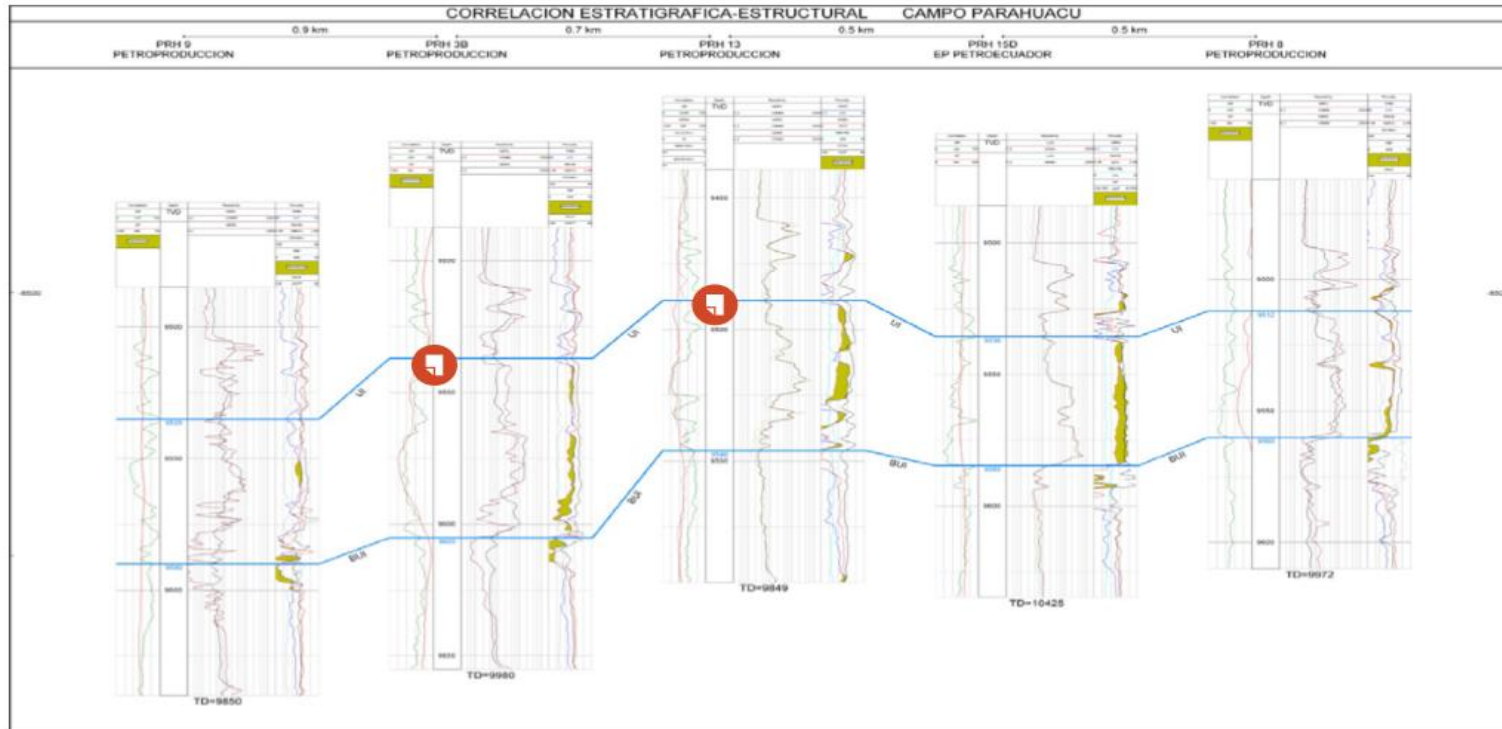
**Anexo 2** Registro electrico del pozo Parahuacu-13  
**Fuente:** Coral, 2012



**Anexo 3** Completacion de fondo del pozo del pozo Parahuacu-13  
**Fuente:** Coral, 2012



**Anexo 4** Completacion de fondo del pozo del pozo Parahuacu-3B  
Fuente: Coral, 2012



**Anexo 5** Correlacion estratigrafica del Campo Parahuacu  
**Fuente:** Coral, 2012