

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

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

“Estudios y Utilización del Simulador Eclipse 100 para Nuevas  
Estrategias de Producción en Yacimientos Hidrocarbúrferos del  
Oriente Ecuatoriano”

TESIS DE GRADO

**Previo la obtención del Título de:**

**INGENIERO EN PETRÓLEO**

Presentada por:

Eduardo Enrique Briz Quintero

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2007

## **A G R A D E C I M I E N T O**

**A Dios por absolutamente todo, a mi madre Azucena por darme la vida y dedicarme la suya por completo, a Xavier por ser mi modelo a seguir siempre, a ESPOL por la formación académica y al Sr. Decano FICT Ing. Ricardo Gallegos por su invaluable apoyo.**

# **DEDICATORIA**

**Todo mi esfuerzo:**

**A DIOS**

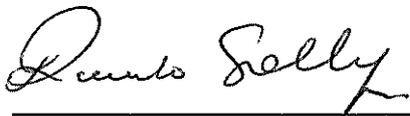
**A MI MADRE**

**A XAVIER**

**A MI FAMILIA**

**A MARY**

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



---

**Ing. Ricardo Gallegos O.  
DECANO DE LA FICT  
DIRECTOR DE TESIS  
PRESIDENTE**

---

**Ing. Kléber Malavé  
VOCAL**

---

**Ing. Héctor Román  
VOCAL**



**BIBLIOTECA FICT  
ESPOL**

## 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”



(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

A handwritten signature in black ink, appearing to read "E. Briz: 2", is written above a horizontal line.

Eduardo Enrique Briz Quintero

## **RESUMEN**

El presente trabajo es un estudio sobre nuevas estrategias que se pueden aplicar a la producción de petróleo en un yacimiento del oriente ecuatoriano.

Para tal efecto se escogieron tres pozos modelos del yacimiento estudiado: pozo "A", pozo "B" y pozo "C" que corresponden a zonas de pago diferentes y crecientes de 45 pies, 53 pies y 60 pies, permitiendo de esta manera realizar el estudio en áreas diferentes; logrando así, una buena representación del comportamiento del yacimiento.

El estudio comprende un análisis exhaustivo de la historia de completación de cada pozo que incluye todos los trabajos de reacondicionamiento que se hayan realizado en ellos, la historia de producción y la de presión de fondo fluyente; que al ser analizados de manera conjunta permiten un entendimiento cabal de la vida productiva del pozo, es decir, una perfecta relación entre el comportamiento de presión y de producción de petróleo y agua.

Para el efecto de la determinación de las mejores estrategias de producción a tomar en cada pozo, se realizó un análisis de presión transiente (PTA, por sus siglas en inglés) que permite obtener una estimación apropiada de los parámetros petrofísicos del yacimiento así como de la ubicación de fronteras.

Luego se construye un modelo del yacimiento para ser utilizado en un simulador de reservorios, que para este caso fue Eclipse 100, que permitirá ajustar los diferentes parámetros que gobiernan el flujo de fluidos en el medio poroso y por ende la producción de petróleo y agua para poder obtener un ajuste histórico entre la historia de presión de fondo fluyente, producción histórica de petróleo y agua, con los respectivos generados por el simulador y el modelo del yacimiento.

Una vez obtenida esta información del yacimiento, éste se encuentra listo para pasar a la siguiente fase del estudio que corresponde a la simulación de la producción del pozo utilizando diferentes estrategias de producción hasta determinada fecha en el futuro, permitiendo escoger la mejor de ellas que resultará en el mayor porcentaje de recobro durante la vida productiva del pozo.

Dentro de estas estrategias tenemos: el incremento del intervalo perforado en la zona de pago, completaciones concéntricas duales con y sin

reinyección de agua, sidetrack o ver la posibilidad de un pozo horizontal desde el inicio de la vida del pozo.

El correspondiente análisis de los resultados de todos los escenarios analizados para el futuro de la producción del pozo permitirá escoger la mejor estrategia que se encuentre dentro de los parámetros permitidos por la ley y de los límites operacionales actuales.

Además, siendo los pozos escogidos de manera que representen al yacimiento, estas estrategias podrían ser usadas de manera que cubran todos los pozos del yacimiento previo a una prueba del método de explotación escogido.

# GENERALIDADES

## 1. Definición del problema

Dentro de la vida productiva de un pozo que produce de un yacimiento con la presencia de un acuífero activo podemos observar diferentes etapas con características marcadas. Luego de un período de producción considerable comenzamos a apreciar un aumento en la producción de agua a través del porcentaje de BSW obtenido en superficie debido al ascenso del contacto agua–petróleo y la correspondiente canalización del agua a través del banco de petróleo hacia las perforaciones en el pozo por el empuje causado por el acuífero inferior.

Cada pozo tiene sus propias características mecánicas, cada yacimiento tiene sus propias características petrofísicas por lo que la estrategia de producción se debe adaptar a ellas para poder optimizar el recobro de petróleo.

Generalmente, para la producción de un pozo, se opta por recurrir a la perforación de los intervalos superiores de la zona de pago y de esta manera poder retrasar la presencia de agua en la producción del pozo. Cuando el nivel de BSW aumenta se realizan reacondicionamientos que contemplan la reperfusión de intervalos y medidas que tienden a disminuir el impacto del acuífero sobre la producción.

El incremento del porcentaje de producción de agua sobre la producción de petróleo disminuye la recuperación última de petróleo luego de la vida productiva del pozo.

Es así que se presenta la necesidad de determinar la mejor estrategia de producción para un pozo, que se adapte a las condiciones reales del yacimiento, para enfrentar los problemas de producción de agua y mejorar el recobro de petróleo.

## **2. Importancia**

Se extrae hidrocarburos del subsuelo por muchas razones como son: el abastecimiento de energía para las diferentes actividades del ser humano en el planeta tierra, su uso como base para la fabricación de diferentes materiales y productos de uso cotidiano y necesario.

Es así que la industria petrolera tiene una vital importancia dentro del mundo que vivimos e involucra la constante modernización y búsqueda de los mejores métodos y tecnologías que permitan extraer de manera eficiente los hidrocarburos del subsuelo del planeta tierra.

Por consiguiente, la inversión que la industria petrolera debe realizar en la actividad de producción de hidrocarburos es elevada comparada con otras actividades debido a las características de la operación en el subsuelo así como de los lugares que se los extrae, desde lugares inhóspitos y de constante peligro por el clima que tienen.

Las grandes compañías transnacionales y nacionales buscan por ende optimizar su producción reduciendo sus costos e incrementando la producción.

Ser eficientes involucra poder extraer la mayor cantidad de petróleo posible de un yacimiento dado. En otras palabras, que el porcentaje de recobro último sea el mayor posible asimismo con los menores costos posibles.

Este recobro eficiente de petróleo se traducirá en mayores ingresos para una determinada compañía.

Es así que, el estudio mediante la construcción de modelos de yacimientos y la ayuda de simuladores de reservorio, con el objetivo de encontrar la mejor estrategia que brindará el mayor recobro se torna en un eje fundamental en la administración de la vida de un yacimiento y de la vida de una empresa hidrocarburífera.

### **3. Objetivos de la tesis**

#### **Objetivos generales**

1. Construir modelos individuales de tres pozos representativos en un simulador de yacimientos.
2. Optimizar el recobro de petróleo del yacimiento mediante el uso de nuevas estrategias de producción.

#### **Objetivos particulares**

1. Realizar un estudio de la historia de completación y producción de cada pozo.
2. Construir un modelo individual de cada pozo en un simulador de reservorios
3. Realizar un ajuste histórico de presión de fondo fluyente, producción de agua y producción de petróleo para cada pozo.

4. Realizar predicciones para cada pozo mediante el uso de nuevas estrategias de producción que permitan la optimización del recobro último de petróleo.
5. Recomendar la manera más eficiente de producir petróleo de cada pozo.
6. Generar datos de las diferentes variables que controlan la producción de petróleo para cada pozo en función del tiempo.
7. Explicar los procesos físicos que se dan dentro del yacimiento durante la producción con las nuevas estrategias.

## ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
GENERALIDADES.....	III
1. Definición del problema	
2. Importancia	
3. Objetivos de la tesis	
ÍNDICE GENERAL.....	IV
ABREVIATURAS.....	V
SIMBOLOGÍA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
INTRODUCCIÓN.....	
<b>CAPÍTULO 1</b>	
1. LA PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO.....	4



BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

Introducción.....	4
1.1 Propiedades del yacimiento.....	5
1.1.1 Componentes de un yacimiento.....	5
1.1.2 Propiedades de la roca.....	7
1.1.2.1 Permeabilidad.....	8
1.1.2.2 Porosidad efectiva y total.....	19
1.1.2.3 Saturación de fluidos.....	21
1.1.2.4 Compresibilidad de la roca.....	23
1.1.2.5 Consideraciones sobre la presión capilar.....	24
1.1.3 Propiedades de los fluidos.....	30
1.1.3.1 Propiedades del petróleo.....	30
1.1.3.2 Propiedades del agua de formación.....	33
1.2 Mecanismos de producción de un yacimiento de petróleo.....	34
1.2.1 Gas en solución.....	35
1.2.2 Capa de gas.....	37
1.2.3 Acuífero.....	39
1.2.4 Drenaje gravitacional.....	43



BIBLIOTECA FIC:  
ESPOL  
39

1.3 Fases en la recuperación de petróleo.....	44
1.3.1 Recuperación primaria.....	44
1.3.2 Recuperación secundaria.....	46
1.3.3 Recuperación terciaria.....	49
1.4 Sistemas de producción de petróleo.....	55
1.4.1 Flujo natural.....	56
1.4.2 Bombeo hidráulico.....	62
1.4.3 Bombeo eléctrico – sumergible.....	70
1.4.4 Levantamiento por inyección de gas.....	75
1.5 Comentario.....	79

## CAPÍTULO 2

2. GENERALIDADES DEL YACIMIENTO.....	79
Introducción.....	79
2.1 Geología del yacimiento.....	80
2.2 Mecanismo de producción del yacimiento.....	85
2.3 Análisis de datos de producción del yacimiento.....	86
2.4 Análisis de los métodos de producción usados.....	90



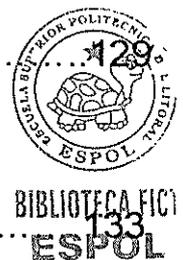
BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

### CAPÍTULO 3

3. ESTRATEGIAS DE PRODUCCIÓN.....	92
Introducción.....	92
3.1 Completación concéntrica dual.....	95
3.2 Incremento del intervalo perforado en la zona de pago.....	105
3.3 Completación concéntrica dual y reinyección de agua producida.....	111
3.4 Sidetrack.....	122
3.5 Pozo horizontal.....	126

### CAPÍTULO 4

4. PROCEDIMIENTO DEL ESTUDIO.....	127
Introducción.....	127
4.1 Historia de la completación del pozo.....	129
4.2 Análisis de datos históricos de presión y producción.....	133
4.3 Propiedades de la roca y fluidos del yacimiento.....	143



4.4 Modelo en Eclipse 100 para simulación del	
yacimiento.....	147
4.4.1 Generalidades del simulador Eclipse 100.....	147
4.4.2 Archivo ".data".....	162
4.4.3 Archivo ".sch".....	171
4.4.4 Archivo de propiedades de la roca y	
fluidos.....	178
4.4.5 Ajuste histórico y propiedades finales del	
yacimiento.....	182
4.4.6 Archivos de predicciones.....	188
4.4.7 Resultados.....	191
4.5 Ajuste histórico en Eclipse 100.....	193
4.6 Estrategias de producción en Eclipse 100 y	
predicciones.....	196

## CAPÍTULO 5

5. ESTUDIO INDIVIDUAL DE LOS POZOS.....	
Introducción.....	
5.1 Pozo "A".....	201



BIBLIOTECA FIC1  
ES200L

5.1.1	Condiciones actuales.....	201
5.1.2	Historia de completación.....	201
5.1.3	Análisis de presión transiente.....	203
5.1.4	Modelo cartesiano (Eclipse 100).....	204
5.1.4.1	Ajuste histórico.....	204
5.1.4.2	Predicciones.....	215
5.1.5	Resultados de la simulación.....	219
5.1.6	Análisis de los resultados.....	224
5.2	Pozo "B".....	233
5.2.1	Condiciones actuales.....	233
5.2.2	Historia de completación.....	233
5.2.3	Análisis de presión transiente.....	234
5.2.4	Modelo cartesiano (Eclipse 100).....	235
5.2.4.1	Ajuste histórico.....	235
5.2.4.2	Predicciones.....	245
5.2.5	Resultados de la simulación.....	249
5.2.6	Análisis de los resultados.....	254
5.3	Pozo "C".....	263
5.3.1	Condiciones actuales.....	263



BIBLIOTECA FIC  
263  
ESPOL

5.3.2 Historia de completación.....	263
5.3.3 Análisis de presión transiente.....	264
5.3.4 Modelo cartesiano (Eclipse 100).....	266
5.3.4.1 Ajuste histórico.....	266
5.3.4.2 Predicciones.....	273
5.3.5 Resultados de la simulación.....	277
5.3.6 Análisis de los resultados.....	282

## **CAPÍTULO 6**

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	291
----------------------------------------	-----

ANEXOS.

BIBLIOGRAFÍA.

## ABREVIATURAS

md	Milidarcies
cmHg	Centímetros de mercurio
Psi	Pound per Square Inch
Psia	Pound per Square Inch Absolute
PVT	Presión-volumen-temperatura
STB	Stoke Tank Barrel
STB/d	Stoke Tank Barrel per day
SCF	Standard Cubil Feet
MSCF	Standard Cubic Feet x 10 <sup>3</sup>
MBO	Barrels of oil x 10 <sup>3</sup>
SCF/STB	Standard Cubic feet per Stoke tank barrel
BBls	Barriles
ft	Pies
'	Pies
BAPD	Barriles de agua por día
BOPD	Barrels of oil per day
BFPD	Barrels of fluid per day
BAID	Barriles de agua inyectada por día
Rb/STB	Barriles de reservorio por Stoke Tank Barrel
cp	Centipoise
API	American Petroleum Institute
GOR	Gas-Oil ratio
OOIP	Original Oil in Place
EOR	Enhanced Oil Recovery
BMC	Bombeo mecánico convencional
BES	Bombeo electrosumergible
BH	Bombeo hidráulico



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

LAG	Levantamiento artificial por gas
RGL	Relación gas – líquido
Min. BHP	Minimal Bottom Hole pressure
Max. BHP	Maximum Bottom Hole pressure
PA	Zona superior perforada
PAA	Zona media o inferior perforada
PAINJ	Zona inferior perforada para reinyección
OWC	Oil-water contact
TVDSS	Total Vertical Depth Sub Sea
LRAT	Liquid Control
MRT	Multivariable reservoir test
PLT	Production Logging Test



BIBLIOTECA FIC  
**ESPOL**

## SIMBOLOGÍA

U	Velocidad del fluido
K	Permeabilidad
$\mu$	Viscosidad del fluido
dp/dL	Gradiente de presión en la dirección de flujo
$K_r$	Permeabilidad relativa
$K_{ro}$	Permeabilidad relativa al petróleo
$K_{rw}$	Permeabilidad relativa al agua
$S_w$	Saturación de agua
$S_o$	Saturación de petróleo
$S_{rg}$	Saturación de gas
VP	Volumen poroso
$S_{wi}$	Saturación de agua irreductible
$\phi$	Porosidad
$c_f$	Compresibilidad de la roca
v	Volumen
p	Presión
$p_c$	Presión capilar
$p_o$	Presión en la fase petróleo
$p_w$	Presión en la fase agua
$R_{so}$	Relación gas en solución – petróleo
$\beta_o$	Factor volumétrico de formación del petróleo
$\beta_t$	Factor volumétrico de formación de dos fases
$\beta_g$	Factor volumétrico de formación del gas
$R_{soi}$	Relación gas en solución-petróleo inicial
$c_o$	Compresibilidad del petróleo
$\mu_o$	Viscosidad del petróleo
$\beta_w$	Factor volumétrico de formación del agua
$R_{sw}$	Relación gas en solución – agua



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

$C_w$	Compresibilidad del agua de formación
$q_o$	Tasa de producción de petróleo
$q_w$	Tasa de producción de agua
$\rho_{OSC}$	Densidad del petróleo a condiciones estándar
$\rho_{GSC}$	Densidad del gas de solución a condiciones estándar
$\rho_{OR}$	Densidad del petróleo a condiciones del reservorio
$G_{FLUIDO}$	Gradiente del fluido a condiciones del reservorio
$G_w$	Gradiente del agua a condiciones estándar
$S.G_{WATERRES}$	Gravedad específica del agua producida
<b>BSW</b>	Porcentaje de agua y sedimentos

.

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1.1 Distribución de fluidos en el reservorio.....	7
Figura 1.2 Permeabilidades relativas al petróleo y al agua versus saturación de agua.....	10
Figura 1.3 Permeabilidades relativas en formaciones mojadas por agua.....	12
Figura 1.4 Permeabilidades relativas en formaciones mojadas por aceite.....	12
Figura 1.5 Efecto de la permeabilidad sobre el flujo agua-aceite, roca mojada por agua.....	16
Figura 1.6 Efecto de la permeabilidad sobre el flujo agua-aceite, roca mojada por aceite.....	16
Figura 1.7 Efecto de swi sobre el flujo agua-aceite, roca mojada por agua.....	18
Figura 1.8 Características de la presión capilar, roca mojada por agua. curva 1-drenaje. curva 2-imbibición.....	27
Figura 1.9 Características de la presión capilar aceite-agua, roca mojada por aceite.....	27
Figura 1.10 Características de la presión capilar durante el drenaje.....	27
Figura 1.11 Sistema clase I. unidad de bombeo convencional.....	58
Figura 1.12 Sistema clase III. Unidad de bombeo balanceada por aire.....	59
Figura 1.13 Sistema clase III. Unidad de bombeo lufkin mark II.....	59
Figura 1.14 Diagrama de sistema de bombeo hidráulico.....	69
Figura 1.15 Diagrama de la carrera ascendente y	



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

	descendente de una bomba tipo pistón.....	69
Figura 1.16	Diagrama de una bomba tipo jet.....	70
Figura 1.17	Partes de una bomba electrosumergible.....	75
Figura 1.18	Diagrama de sistema de levantamiento por gas.....	78
Figura 1.19	Diagrama de completación por gas lift.....	78
Figura 2.1	Agua diaria producida del yacimiento.....	88
Figura 2.2	Petróleo diario producido en el yacimiento.....	89
Figura 2.3	Comportamiento del gas producido en el yacimiento.....	89
Figura 2.4	Competación estándar en los pozos del yacimiento.....	91
Figura 3.1	Diagrama de completación concéntrica dual para dos zonas productoras con doble tubing.....	97
Figura 3.2	Diagrama de completación dual anular-tubing.....	99
Figura 3.3	Diagrama de completación concéntrica dual que muestra el fenómeno de conificación.....	100
Figura 3.4	Diagrama de incremento de intervalo perforado.....	107
Figura 3.5	Diagrama de los intervalos a perforar en la estrategia de reinyección.....	111
Figura 3.6	Diagrama de diferentes tipos de sidetrack.....	123
Figura 4.1	Ajuste del modelo log-log en la parte superior y ajuste de presión en la parte inferior realizado en Saphir.....	
Figura 4.2	Carga de datos de presión en Saphir (parte superior). Ajuste de presión y caudales (parte inferior).....	
Figura 5.1	Gráfico en 3d del grid de simulación construido donde se distingue la zona de pago del acuífero que se encuentra de color celeste.....	206
Figura 5.2	Ajuste histórico de presión para pozo "A".....	213
Figura 5.3	Ajuste histórico de producción de petróleo del pozo "A".....	214
Figura 5.4	Ajuste histórico de producción de agua del pozo "A".....	215
Figura 5.5	Resultados de estrategia de completación	



BIBLIOTECA FICT  
143POL

	concéntrica dual para pozo "A".....	220
Figura 5.6	Resultados de incremento de intervalo perforado en zona de pago para pozo "A".....	221
Figura 5.7	Resultados de completación concéntrica dual y reinyección de agua producida para pozo "A".....	222
Figura 5.8	Resultados de sidetrack y pozo horizontal para pozo "A".....	223
Figura 5.9	Corte de agua para completación concéntrica dual para pozo "A".....	226
Figura 5.10	EUR versus %intervalo perforado para pozo "A"...	227
Figura 5.11	Presión del reservorio para estrategia de reinyección de agua producida para pozo "A".....	231
Figura 5.12	Gráfico en 3d del grid de simulación construido donde se distingue la zona de pago del acuífero que se encuentra de color celeste.....	237
Figura 5.13	Ajuste histórico de presión para el pozo "B".....	244
Figura 5.14	Ajuste histórico de petróleo para pozo "B".....	244
Figura 5.15	Ajuste histórico de agua para pozo "B".....	245
Figura 5.16	Resultados de estrategia de completación concéntrica dual para pozo "B".....	250
Figura 5.17	Resultados de incremento de intervalo perforado en zona de pago para pozo "B".....	251
Figura 5.18	Resultados de completación concéntrica dual y reinyección de agua producida para pozo "B".....	252
Figura 5.19	Resultados de sidetrack y pozo horizontal para pozo "B".....	253
Figura 5.20	Corte de agua para estrategia de completación concéntrica dual para pozo "B".....	256
Figura 5.21	EUR versus % intervalo perforado para pozo "B".....	257
Figura 5.22	Presión del reservorio para estrategia de reinyección de agua producida para pozo "B".....	261
Figura 5.23	Gráfico en 3d del grid de simulación construido donde se distingue la zona de pago del acuífero que se encuentra de color celeste.....	267
Figura 5.24	Ajuste histórico de presión para pozo "C".....	271
Figura 5.25	Ajuste histórico de petróleo para pozo "C".....	272



BIBLIOTECA FICIT  
ESPOL

Figura 5.26	Ajuste histórico de agua para pozo "C".....	272
Figura 5.27	Resultados de estrategia de completación concéntrica dual para pozo "C".....	278
Figura 5.28	Resultados de incremento de intervalo perforado en zona de pago para pozo "C".....	279
Figura 5.29	Resultados de completación concéntrica dual y reinyección de agua producida para pozo "C".....	280
Figura 5.30	Resultados de sidetrack y pozo horizontal para pozo "C".....	281
Figura 5.31	Corte de agua para estrategia de completación concéntrica dual para pozo "C".....	284
Figura 5.32	EUR versus % intervalo perforado para pozo "C".....	285
Figura 5.33	Presión del reservorio para estrategia de reinyección de agua para el pozo "C".....	289
Figura 5.34	Mejores casos para pozo "A".....	293
Figura 5.35	Mejores casos para pozo "B".....	295
Figura 5.36	Mejores casos para pozo "C".....	297

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1 Diferencias en propiedades de flujo según la mojabilidad.....	13
Tabla 2 Características de reservorios de gas disuelto.....	37
Tabla 3 Características de reservorios con acuífero asociado.....	42
Tabla 4 Producción petróleo y agua y gas asociados.....	87
Tabla 5 Condiciones actuales del pozo "A".....	201
Tabla 6 Resultados de Saphir para el pozo "A".....	203
Tabla 7 Asignación de permeabilidad en bloques del modelo del pozo "A".....	209
Tabla 8 Asignación de multiplicadores de permeabilidad.....	210
Tabla 9 Asignación de multiplicadores de transmisibilidades en dirección "X".....	211
Tabla 10 Asignación de multiplicadores de transmisibilidad en la dirección "Z".....	212
Tabla 11 Completación concéntrica dual para pozo "A".....	217
Tabla 12 Incremento del intervalo perforado en la zona de pago para pozo "A".....	218
Tabla 13 Completación concéntrica dual y reinyección de agua producida para pozo "A".....	218
Tabla 14 Sidetrack y pozo horizontal para pozo "A".....	233
Tabla 15 Condiciones actuales del pozo "B".....	234
Tabla 16 Resultados de Saphir para pozo "B".....	234
Tabla 17 Asignación de permeabilidades en bloques del modelo del pozo "B".....	239
Tabla 18 Asignación de multiplicadores de permeabilidad en bloques del modelo para el pozo "B".....	241
Tabla 19 Asignación de multiplicadores de transmisibilidad para bloques del pozo "B" en todas las direcciones.....	242
Tabla 20 Completación concéntrica dual para pozo "B".....	247



Tabla 21	Incremento del intervalo perforado en la zona de pago para pozo "B" .....	247
Tabla 22	Completación concéntrica dual y reinyección de agua producida para pozo "B" .....	248
Tabla 23	Sidetrack y pozo horizontal para pozo "B" .....	248
Tabla 24	Condiciones actuales del pozo "C" .....	263
Tabla 25	Resultados de saphir para pozo "C" .....	265
Tabla 26	Asignación de multiplicadores de transmisibilidad a bloques del modelo del pozo "C" en todas direcciones.....	270
Tabla 27	Completación concéntrica dual para pozo "C" .....	275
Tabla 28	Incremento del intervalo perforado en la zona de pago para pozo "C" .....	275
Tabla 29	Completación concéntrica dual y reinyección de agua producida para pozo "C" .....	276
Tabla 30	Sidetrack y pozo horizontal para pozo "C" .....	276

## **INTRODUCCIÓN**

En las secciones anteriores hemos definido la importancia que tiene en la vida productiva de un pozo el escoger la estrategia de producción que nos de el mayor recobro de petróleo.

El presente trabajo presenta el estudio realizado a tres pozos en el que se construye un modelo individual de cada pozo en un simulador de reservorios y se analizan un sinnúmero de estrategias de producción para determinar la más eficiente.

Para este efecto, se ha dividido la obra en seis capítulos. En el primer capítulo se comienza con una revisión de conceptos fundamentales en la ingeniería de reservorios y en la producción de yacimientos de petróleo y entender la manera en que los diferentes parámetros de la roca del yacimiento y de los fluidos rigen el proceso de movimiento de los fluidos del reservorio al pozo y cómo diferentes sistemas permiten llevar los fluidos

hasta superficie. De esta manera se fundamentan los análisis y estudios que se realizan posteriormente.

Posteriormente, en el capítulo dos se analizarán las principales generalidades del yacimiento en estudio, como lo son: la geología del yacimiento, sus aspectos estructurales, las condiciones del yacimiento, los mecanismos de producción del yacimiento y analizaremos los mecanismos utilizados actualmente para producir hidrocarburos y la vida productiva del yacimiento.

Teniendo en mente los métodos de producción utilizados actualmente y las condiciones del yacimiento, nos adentraremos en el estudio de las nuevas estrategias de producción tales como: la completación concéntrica dual, el incremento del intervalo perforado en la zona de pago y otras más que se detallan en el capítulo tres del presente trabajo.

Parte fundamental del estudio es el procedimiento que se utilizó para realizar un trabajo minucioso de cada pozo. En el capítulo cuatro encontraremos un detalle de cada uno de las diferentes etapas de estudio que permitieron obtener como resultado final, la realización de las diferentes predicciones de estrategias de producción en cada uno de los pozos. Comenzando con el estudio de la historia de la completación de cada pozo, se hace también una

revisión de los principales conceptos y generalidades que el simulador Eclipse 100 utiliza para realizar su análisis del reservorio, pasamos luego por el ajuste de la historia de presión y producción, llegando a la construcción del modelo en el simulador y la correspondiente predicción.

En este punto tenemos: los fundamentos teóricos del estudio, el área de trabajo y el procedimiento utilizado. Es así que, en el capítulo cinco pasamos a revisar de manera detallada cada uno de los estudios realizados a cada pozo. En este capítulo revisamos el análisis previo que consiste en estudiar la historia de completación y producción del pozo, luego se realiza el análisis de presión transiente, definimos los aspectos del modelo de simulación y pasamos al estudio de las estrategias de producción simuladas al futuro.

Luego del análisis de los resultados, se procede a detallar las conclusiones que se tienen sobre el estudio y las recomendaciones relativas a las estrategias de producción más eficientes.

# CAPÍTULO 1

## 1. LA PRODUCCIÓN DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO

### Introducción

La producción de un yacimiento de petróleo es una tarea muy compleja en la que intervienen simultáneamente una serie de parámetros y variables que hacen que el fluido se mueva a través del yacimiento y suba por medio del pozo hacia la superficie.

Para poder definir la mejor manera en que se producirá un pozo es necesario entender las diferentes variables del yacimiento para predecir la mejor técnica de producción.

Propiedades del yacimiento como son: la porosidad, permeabilidades, saturaciones de fluidos, propiedades de los fluidos, distribución de

presiones, presencia de capa de gas o de acuífero, permitirán al ingeniero entender los mecanismos de empuje y el comportamiento en sí del yacimiento en estudio; permitiendo establecer una planificación apropiada de la vida de producción del yacimiento y los métodos a utilizar en cada pozo para llevar los fluidos a superficie.

En este capítulo abordamos entonces, algunos conceptos básicos sobre un yacimiento. Empezamos por el análisis de las propiedades del yacimiento tanto de la roca como de los fluidos. Luego revisaremos como la naturaleza dispone de diferentes mecanismos que permiten el movimiento del fluido a través del yacimiento y cómo el hombre hace subir el petróleo a la superficie. Así mismo revisaremos de manera general las etapas de producción de un yacimiento.

## **1.1 Propiedades del yacimiento**

En este apartado analizaremos las propiedades de los diferentes componentes de un yacimiento.

### **1.1.1 Componentes de un yacimiento**

Luego del proceso de creación de petróleo en la roca fuente y de su posterior migración hacia los lugares que presentan las características apropiadas para entrapar al petróleo (según

la teoría orgánica), podemos de manera general visualizar un reservorio en el que encontramos (un reservorio puede tener un solo fluido, dos o los tres) la presencia de tres zonas claramente diferenciables:

- **Capa de gas**, es gas libre que por su densidad ocupa la parte superior del entrapamiento.
- **Zona de petróleo**, es la zona del reservorio en el que encontramos la saturación más alta de petróleo (además existirá un porcentaje de agua irreductible).
- **Zona de agua (acuífero)**, se encuentra en la parte inferior debido a la densidad más alta comparada a la del gas y petróleo.

También debemos hacer referencia que entre las diferentes zonas existen las denominadas zonas de transición en donde el porcentaje del fluido superior va disminuyendo mientras que el del inferior se incrementa.

En la capa de gas así como en la zona de petróleo es posible encontrar un porcentaje muy reducido de agua de formación que se denomina agua irreductible.

A continuación observamos un gráfico en el que podemos visualizar las tres zonas de fluidos en un reservorio ideal, en el que se presentan todos estos fluidos.

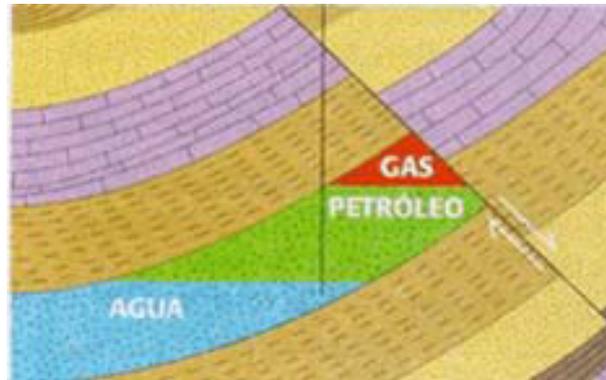


Figura 1.1 Distribución de fluidos en el reservorio.

### 1.1.2 Propiedades de la roca

Dentro de una roca sedimentaria, en donde encontramos mayoritariamente petróleo, tenemos un sistema de espacios vacíos que se interconectan permitiendo así que el petróleo se almacene en estas rocas y pueda moverse a través de aquellos espacios vacíos que están conectados. Estos espacios vacíos se denominan espacio poroso y la facilidad con que un fluido puede pasar a través de estos poros se conoce como permeabilidad.

### 1.1.2.1 Permeabilidad

La permeabilidad se puede definir como la facilidad con la que un fluido puede pasar a través de los poros interconectados de una roca.

Darcy introdujo esta variable dentro de su ecuación de flujo:

$$u = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} \text{ donde,}$$

u: es la velocidad del fluido

k: permeabilidad

$\mu$ : viscosidad del fluido

dp/dL: gradiente de presión en la dirección de flujo

Debemos distinguir entre permeabilidad absoluta, efectiva y relativa.

- **Permeabilidad absoluta:** es la permeabilidad de la roca completamente saturada por un fluido.

- **Permeabilidad efectiva:** es la permeabilidad de la roca a un fluido cuando la roca está saturado sólo parcialmente con ese fluido.
- **Permeabilidad relativa:** es la relación de la permeabilidad efectiva con respecto a algún valor base.

### **Permeabilidad relativa**

Las características de permeabilidad relativa son una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de los poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos y la historia de la saturación.

### **Permeabilidad relativa al petróleo**

Podemos definir como la permeabilidad de la roca al petróleo cuando en el medio se encuentran presentes otros fluidos en diferentes saturaciones. Se la obtiene dividiendo la permeabilidad efectiva al petróleo para

un valor base que puede ser la permeabilidad absoluta. Se le designa por  $K_{ro}$ .

### Permeabilidad relativa al agua

Podemos definir como la permeabilidad de la roca al agua cuando en el medio se encuentran presentes otros fluidos en diferentes saturaciones. Se la obtiene dividiendo la permeabilidad efectiva al agua para un valor base que puede ser la permeabilidad absoluta. Se le designa por  $K_{rw}$ .

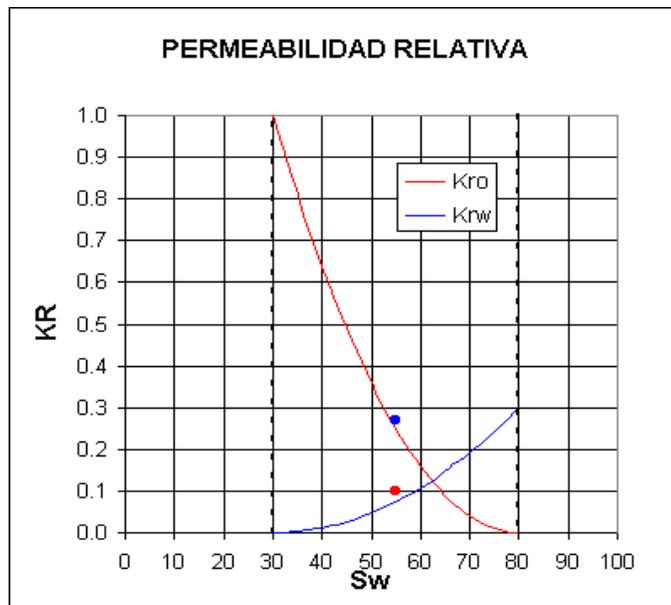


Figura 1.2 Permeabilidades relativas al petróleo y al agua versus saturación de agua.

Es importante introducir el término mojabilidad de la roca.

**Mojabilidad**, se define como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En la aplicación de este término a la ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento: arenisca, caliza o dolomita (y frecuentemente, un material detrítico, un cementante o ambos). Los fluidos que existen en los espacios de los poros de la roca pueden ser petróleo, agua y gas.

A continuación se muestran las figuras 1.3 y 1.4 en el cual se distinguen las características típicas de la permeabilidad relativa agua-aceite respectivamente para las formaciones mojadas por agua y mojadas por aceite; aparecen en coordenadas aritméticas.

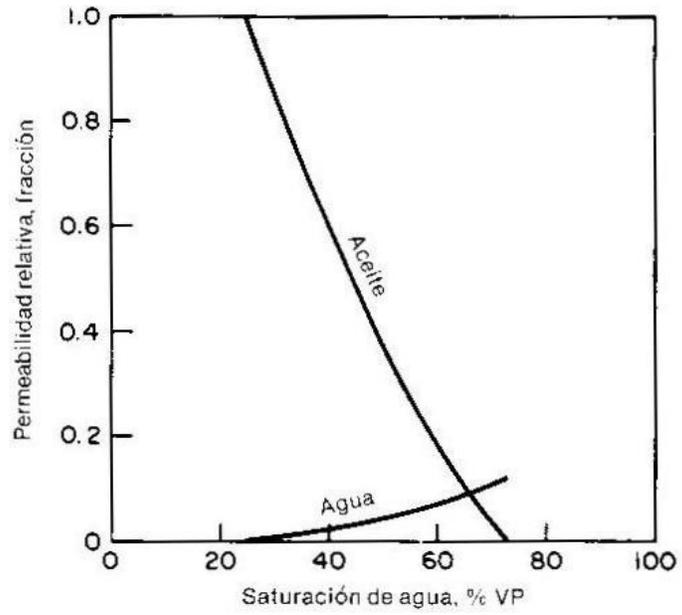


Figura 1.3 Permeabilidades relativas en formaciones mojadas por agua.

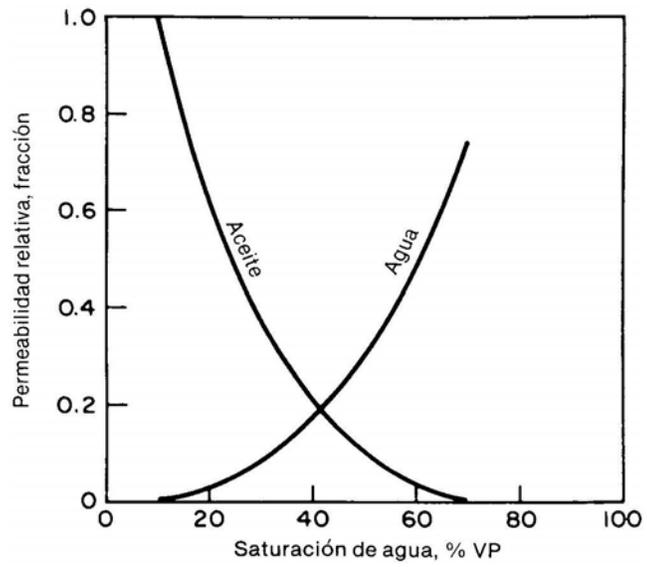


Figura 1.4 Permeabilidades relativas en formaciones mojadas por aceite.

Las diferencias en las propiedades de flujo, que indican las diferentes preferencias de mojabilidad, pueden ilustrarse mediante las siguientes reglas prácticas:

**TABLA 1**

Diferencias en propiedades de flujo según la mojabilidad

	<b>Mojadas por agua</b>	<b>Mojadas por aceite</b>
Saturación de agua congénita	Generalmente mayor de 20 a 25% del volumen poroso	Generalmente menos del 15% volumen poroso; frecuentemente menor del 10%
Saturación a la cual son iguales las permeabilidades relativas al aceite y al agua	Más del 50% de saturación de agua	Menos del 50% de saturación de agua
Permeabilidad relativa al agua a la máxima saturación de agua	Generalmente menos del 30%	Más del 50% acercándose al 100%

Generalmente se ha encontrado que las rocas con mojabilidad intermedia tienen algunas de las características anteriores de ambas formaciones, mojadas por agua y mojadas por aceite. La experiencia de todos los que han medido un cierto número de propiedades de flujo agua-aceite, es en el

sentido de que la mayoría de las formaciones son de mojabilidad intermedia, es decir, sin preferencia marcada por el aceite o por el agua.

### **Consideraciones sobre la permeabilidad relativa**

1. Todo ingeniero de yacimientos activo se ha visto ante un cierto número de características de permeabilidad relativa determinadas en laboratorio, todas ellas diferentes para una sola formación de interés. A veces se encuentra que las propiedades de flujo parecen estar relacionadas con la permeabilidad de la muestra. Las figuras siguientes muestran lo que podría encontrarse respectivamente, para una formación con mojabilidad preferente por aceite y para otra formación con mojabilidad preferente por agua. En este caso, se simplifica el problema del ingeniero. Al interpolar entre estas curvas, puede obtener las características de permeabilidad relativa para la permeabilidad promedio de la formación. Por otra parte, si un estudio de la heterogeneidad del yacimiento indica que éste está compuesto por capas o estratos discretos, cada uno de ellos con una

permeabilidad características, es posible obtener por interpolación las propiedades del flujo agua-aceite para cada capa.

Lo más probable es no poder obtener un arreglo ordenado de las propiedades del flujo agua-aceite ilustradas en las figuras mostradas. Cuando este es el caso y se requiere un promedio de un cierto número de curvas de permeabilidad relativa, se recomienda el procedimiento siguiente:

*Las curvas de permeabilidad relativa se presentan en una gráfica semilogarítmica en lugar de hacerlo en coordenadas cartesianas convencionales (aritméticas). Se determinan aritméticamente los valores de la saturación promedio para valores iguales de permeabilidad relativa y de relación de permeabilidad. Se vuelven a trazar las curvas promedio sobre la base de una porosidad total, utilizando valores promedio para las saturaciones de agua congénita y de aceite residual.*

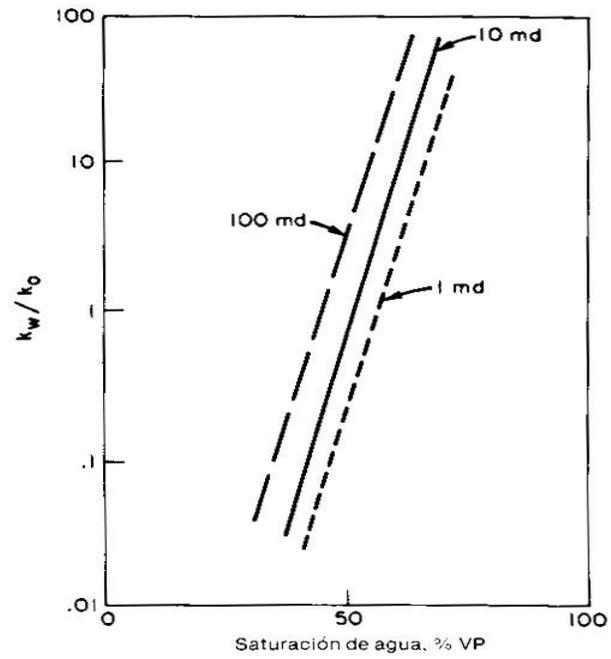


Figura 1.5 Efecto de la permeabilidad sobre el flujo agua-aceite, roca mojada por agua.

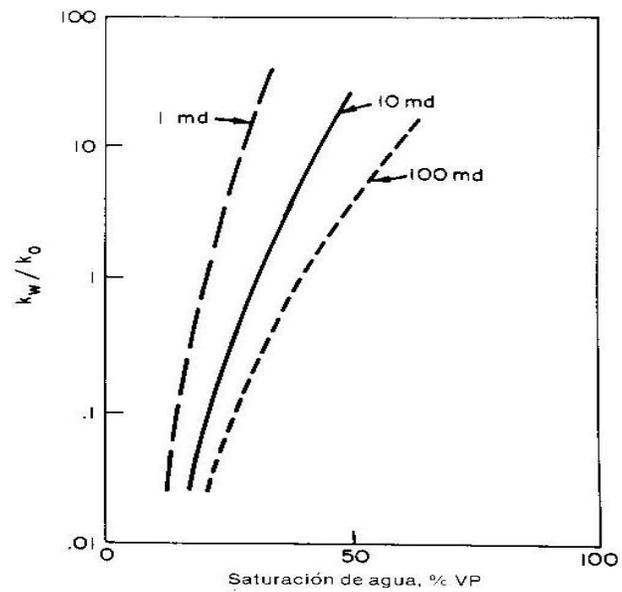


Figura 1.6 Efecto de la permeabilidad sobre el flujo agua-aceite, roca mojada por aceite.

2. Adelantándonos un poco a la siguiente sección sobre saturaciones, explicaremos la saturación de agua congénita y su influencia sobre los gráficos de las curvas de permeabilidad relativa.

La saturación de agua congénita, por definición, es la saturación de agua que existe en el yacimiento en el momento de su descubrimiento. Generalmente, aunque no siempre, es cierto que la saturación de agua congénita es tan baja que no tiene permeabilidad, es decir, el agua no fluye durante la producción. El valor de la saturación de agua congénita determina por diferencia, el volumen de aceite del yacimiento in situ.

Cuando los pozos se perforan utilizando un lodo a base de agua, el filtrado de agua sirve para incrementar la saturación de agua en la formación cercana al agujero y también de cualquier muestra de roca que se extraiga como núcleo. Esto complica la evaluación del agua congénita mediante las técnicas de registro de pozos.

En la realización de pruebas de laboratorio significativas para determinar la permeabilidad relativa, es importante la magnitud de la saturación de agua congénita del yacimiento. La experiencia de laboratorio ha demostrado que la saturación de agua congénita en los núcleos de mojabilidad preferente por aceite, no tiene efecto sobre las permeabilidades relativas, mientras la saturación de agua congénita sea menor de aproximadamente el 20% del volumen poroso. En rocas de mojabilidad preferente por agua, la saturación de agua inicial tiene un efecto definido sobre las características medidas de la permeabilidad relativa agua-aceite.

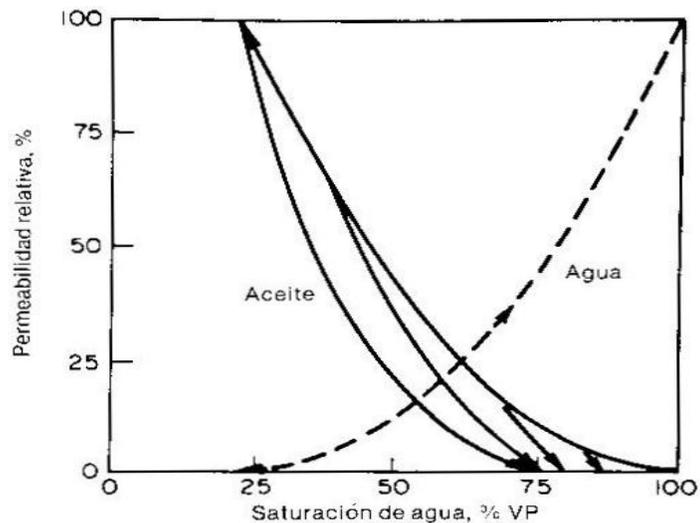


Figura 1.7 Efecto de  $S_{wi}$  sobre el flujo agua-aceite, roca mojada por agua.

Por lo tanto, en estas rocas, la saturación de agua intersticial debe aproximarse estrechamente a la saturación de agua congénita del yacimiento.

#### **1.1.2.2 Porosidad efectiva y total**

Dentro de las propiedades de la roca es necesario introducir el término porosidad que hace alusión a los poros o espacios vacíos existentes en una roca. Estos poros aparecen de la unión no perfecta de los granos de los diferentes materiales que conforman una roca dejando espacios vacíos entre ellos. Es en aquellos espacios donde se almacenan los diferentes fluidos y se llevan a cabo todos los procesos del flujo de medios porosos. Es así, que se definen dos cantidades que tratan de cuantificar la magnitud del espacio poroso respecto del volumen de roca total.

##### **Porosidad total**

Es una cantidad que indica el porcentaje en volumen que ocupan los espacios porosos con respecto del volumen total de la roca. Matemáticamente:

$$\phi = \frac{\text{VolumenPoroso}}{\text{VolumenRoca}}$$
 donde  $\phi$  es el signo que

representa a la porosidad.

Se la puede representar como fracción o como porcentaje.

### **Porosidad efectiva**

Como habíamos indicado anteriormente existen poros que tienen conexiones entre sí y que permiten el flujo de fluidos a través de ellos. Estas conexiones influyen directamente sobre la permeabilidad de la roca a un fluido en particular. El porcentaje de volumen de poros que efectivamente se encuentran conectados respecto del volumen total se denomina porosidad efectiva. Se representa como:

$$\phi = \frac{\text{VolumenPorosoConectado}}{\text{VolumenRoca}}$$
 donde  $\phi$  es el signo que

representa a la porosidad.

Se la puede representar como fracción o como porcentaje.

### **1.1.2.3 Saturación de fluidos**

Dentro de los espacios porosos de una roca reservorio, es posible encontrar diferentes fluidos dependiendo de la historia de migración y de la formación propiamente dicha de los hidrocarburos. Estos fluidos pueden ser diferentes combinaciones como por ejemplo: zona de petróleo – zona de gas libre – zona de agua; zona de petróleo – zona de agua; zona de gas – zona de agua. Dentro de cada una de esas zonas es posible también encontrar diferentes porcentajes de fluidos. En la zona de petróleo es posible encontrar una saturación irreductible de agua que ocupa parte de los espacios porosos así como porcentajes de gas libre (durante la producción del yacimiento). Lo mismo podríamos decir de una zona de gas. En general, en un espacio poroso podremos encontrar a lo largo de la historia de producción un cambio continuo en los porcentajes de los fluidos presentes que nos da una idea de lo que sucede en el yacimiento. Anteriormente ya

mencionamos el concepto de agua irreductible o intersticial.

Es así que necesitamos de una cantidad que nos indique los porcentajes en los que se encuentran presentes ciertos fluidos en el espacio poroso del yacimiento. Esta cantidad se denomina saturación de un fluido.

### **Saturación de petróleo**

Es la fracción que indica el volumen que ocupa el petróleo con respecto al volumen poroso total del yacimiento o volumen de roca en estudio.

Matemáticamente:

$$S_o = \frac{\text{VolumenPetróleo}}{\text{VolumenPoroso}} \text{ donde } S_o \text{ representa la}$$

saturación de petróleo.

### **Saturación de agua**

Es la fracción que indica el volumen que ocupa el agua con respecto al volumen poroso total del

yacimiento o volumen de roca en estudio.

Matemáticamente:

$$S_w = \frac{\text{VolumenAgua}}{\text{VolumenPoroso}} \quad \text{donde } S_w \text{ representa la}$$

saturación de petróleo.

### **Saturación de gas**

Es la fracción que indica el volumen que ocupa el gas con respecto al volumen poroso total del yacimiento o volumen de roca en estudio. Matemáticamente:

$$S_g = \frac{\text{VolumenGas}}{\text{VolumenPoroso}} \quad \text{donde } S_g \text{ representa la}$$

saturación de petróleo.

#### **1.1.2.4 Compresibilidad de la roca**

La compresibilidad isotérmica ( $c_f$ ) se define matemáticamente como:

$$c = -\frac{1}{v} \frac{dv}{dp}$$

Donde,

c = compresibilidad isotérmica

v = volumen

p = presión

Su unidad es presión a la menos uno. La ecuación describe el cambio en el volumen de una sustancia que experimenta durante un cambio en presión mientras la temperatura es mantenida constante. Físicamente, los granos de la roca aumentan su volumen reduciendo la porosidad en un 0.5% a un cambio de 1000 psi. La compresibilidad es afectada por la diferencia entre la presión del fluido y la presión de sobrecarga más no por los valores absolutos.

#### **1.1.2.5 Consideraciones sobre la presión capilar**

El primer contacto de la mayoría de los ingenieros con el concepto de presión capilar, proviene de la observación del experimento físico en el cual se inserta un tubo capilar dentro de un recipiente de agua y el agua sube dentro del tubo.

Se puede definir la presión capilar en los medios porosos simplemente como la diferencia de presión

que existe entre la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca.

Generalmente, la presión capilar se expresa como la presión en la fase que no moja menos la presión de la fase que moja y por lo tanto, comúnmente tiene un valor positivo. Hemos visto que las rocas pueden ser mojadas preferentemente por petróleo (aceite) o preferentemente por agua. Definiremos la presión capilar agua-aceite como la presión en la fase del aceite menos la presión en la fase del agua, o:

$$P_c = P_o - P_w$$

Por lo tanto, la presión capilar puede tener un valor positivo o negativo, dependiendo de la preferencia de mojabilidad. Sabemos que la distribución de los fluidos dentro de los espacios porosos de la roca, de una mojabilidad dada, depende del sentido de la variación de la saturación. Se aplica el término histéresis a la diferencia de las propiedades de la roca con fluidos múltiples, que depende del sentido de la variación de la saturación.

Quizá el estudio más concienzudo de las características de la presión capilar aceite-agua fue el presentado por Killins et al. Las presiones capilares aceite-agua fueron determinadas en areniscas consolidadas, tanto mojadas por agua como mojadas por aceite. Las siguientes figuras muestran algunos de los resultados presentados en su estudio.

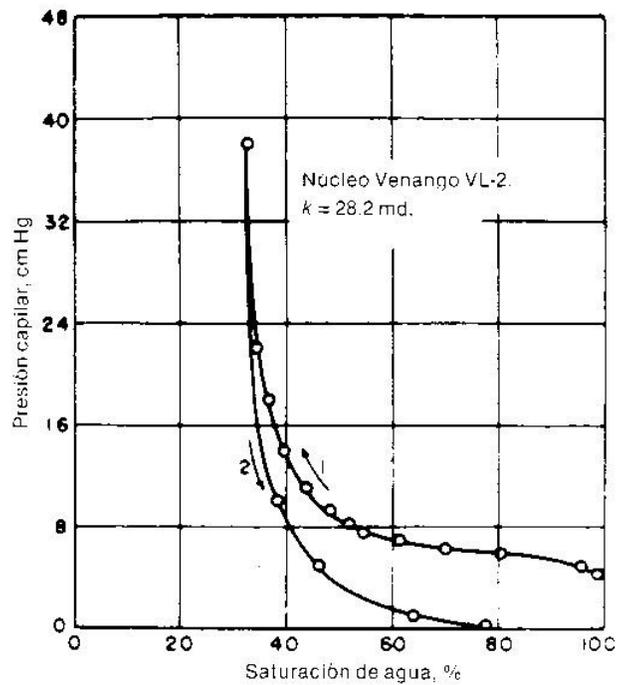


Figura 1.8 Características de la presión capilar, roca mojada por agua. Curva 1-drenaje. Curva 2-imbibición.

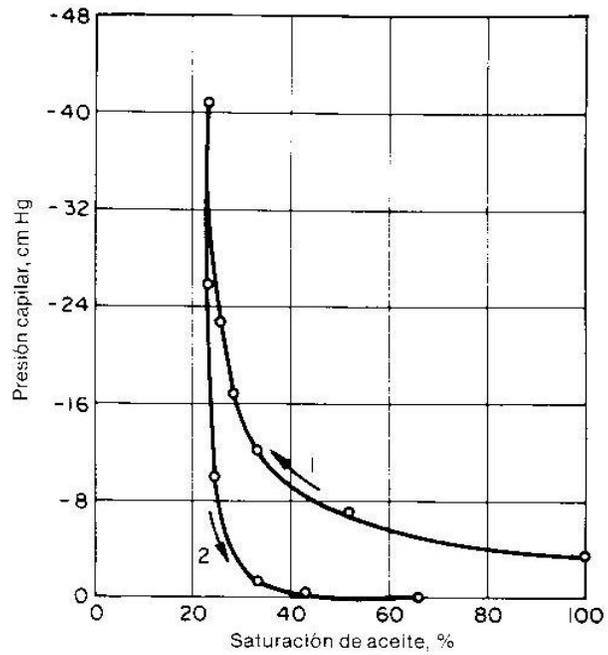


Figura 1.9 Características de la presión capilar aceite-agua, roca mojada por aceite

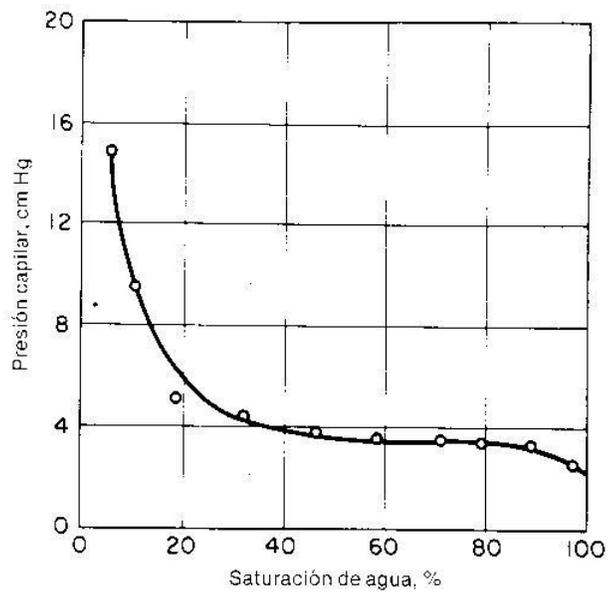


Figura 1.10 Características de la presión capilar durante el drenaje.

La figura 1.8 ilustra las características de presión capilar en drenaje y en imbibición, de una muestra de arenisca de un yacimiento con marcada mojabilidad por agua. Se debe observar que la presión en la fase del aceite debe exceder la de la fase de agua, antes de que el aceite entre en la roca., inicialmente saturada con agua. Esta presión inicial comúnmente se denomina “presión de entrada” o “presión de desplazamiento”. Su valor es una medida del grado de mojabilidad de la roca, de la tensión interfacial aceite-agua y del diámetro del poro mayor en el exterior de la muestra de roca. Una alta presión de desplazamiento indica un marcado grado de mojabilidad, poros pequeños o ambas cosas. La pendiente de la curva de la presión capilar durante el drenaje es una buena medida cualitativa de la gama de la distribución de las dimensiones de los poros. Mientras más se acerque la curva de la presión capilar a la horizontal, o mientras más plana sea, más uniformes serán las dimensiones de los poros dentro de la roca.

Por otro lado, los datos sobre la presión capilar agua-aceite son difíciles de medir y por lo tanto, rara vez se obtienen. Las características de la presión capilar más comúnmente medidas son las del sistema aire-salmuera. En estas mediciones, la muestra de núcleo, limpia de los fluidos del yacimiento, se satura completamente con salmuera y se usa aire para extraer el agua de la roca. Muchos ingenieros utilizan la curva de la presión capilar aire-salmuera para obtener un cálculo estimativo de la saturación de agua congénita del yacimiento. Se apoyan en el razonamiento de que las formaciones petrolíferas estuvieron saturadas inicialmente con agua y que posteriormente el aceite migró hasta desplazarla. Por lo tanto, según siguen razonando, este proceso puede simularse mediante una curva de presión capilar aire-salmuera. La mínima saturación de agua obtenida a partir de la curva de presión capilar, o la saturación a la presión capilar correspondiente a la altura sobre el contacto agua-aceite, se toma como la saturación de agua congénita del yacimiento.

El conocimiento de los datos de presión capilar y el análisis profundo que se haga sobre la distribución de fluidos en el yacimiento, pruebas de laboratorio nos brindará información vital sobre los procesos en los flujos de medios porosos y nos permitirá obtener datos reales que se asemejen a lo que ocurre en el yacimiento.

### **1.1.3 Propiedades de los fluidos**

Dentro del estudio que nos encontramos realizando sobre los conceptos básicos que rigen el flujo en medios porosos ya hemos revisado ciertos principios y propiedades referentes a la roca del yacimiento. A continuación analizaremos las propiedades de los fluidos que pueden estar presentes en un yacimiento hidrocarburífero.

#### **1.1.3.1 Propiedades del petróleo**

##### **Relación gas en solución – petróleo ( $R_{so}$ )**

Expresa la cantidad de gas que existe disuelto en el petróleo a una presión dada, asumiendo que la temperatura es constante. La solubilidad del gas natural

en el petróleo crudo depende de la presión, temperatura y de la composición del gas y del petróleo crudo. Para temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta con la presión. A presión constante, la cantidad de gas en solución disminuye con el aumento en temperatura. Generalmente estos valores son obtenidos en análisis PVT. Las unidades en que se expresa es (SCF/STB).

$$R_{so} = \frac{Vol.gasdisuelto}{1STB}$$

#### **Factor volumétrico de formación ( $\beta_o$ )**

Sus siglas FVF. A cualquier presión, se define como el volumen en barriles que un stock tank barrel ocupa en el yacimiento a la temperatura del yacimiento y con todo el gas que puede mantener el petróleo a esa presión. El factor siempre es mayor a 1. Este valor puede ser hallado de algunas correlaciones o de análisis PVT.

$$\beta_o = \frac{bbls.reservorio}{1STB}$$

Dentro de esta sección podemos introducir también el factor volumétrico de formación de dos fases o total ( $\beta_t$ ) que se define como el volumen en barriles que un stock

tank barrel y su complemento de gas disuelto inicial, ocupan a cualquier presión y temperatura en el reservorio. Matemáticamente, es igual a:

$$\beta_t = \beta_o + \beta_g (R_{soi} - R_{so}), \text{ esto expresado en bbls. res./STB.}$$

### **Compresibilidad ( $c_o$ )**

Describe el cambio de volumen del petróleo correspondiente a un cambio en presión, cuando la temperatura permanece constante. Se define matemáticamente como:

$$c_o = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp}$$

El valor de  $dV/dp$  es negativo por lo que  $c_o$  se hace positivo. El valor de  $c_o$  varía de acuerdo a la presión. Se puede encontrar un  $c_o$  promedio escribiendo la ecuación como:

$$c_o = -\frac{1}{V} \times \frac{(V_1 - V_2)}{(p_1 - p_2)}$$

Además existen correlaciones para encontrar  $c_o$ .

### **Viscosidad ( $\mu_o$ )**

Es una cantidad que contabiliza el grado de resistencia entre las capas que conforman un fluido cuando este se mueve. Mide el grado de fricción en el interior del cuerpo del fluido. Su unidad es el centipoise (cp). Puede ser hallada mediante cartas de correlación para presiones arriba y por debajo del punto de burbuja.

#### **1.1.3.2 Propiedades del agua de formación**

##### **Factor volumétrico de formación ( $\beta_w$ )**

Sus siglas FVF. A cualquier presión, se define como el volumen en barriles que un stock tank barrel ocupa en el yacimiento a la temperatura del yacimiento. El Este valor puede ser hallado de algunas correlaciones o de análisis PVT.

$$\beta_w = \frac{bbls.reservorio}{1STB}$$

##### **Relación gas en solución – agua ( $R_{sw}$ )**

Expresa la cantidad de gas que existe disuelto en el agua de formación a una presión dada, asumiendo que la

temperatura es constante. La solubilidad del gas natural en el agua libre depende de la presión, temperatura y de la composición del gas y de la salinidad del agua. Generalmente estos valores son obtenidos en análisis PVT. Las unidades en que se expresa es (SCF/STB).

### **Compresibilidad ( $C_w$ )**

Es una cantidad que expresa el cambio de volumen del agua de formación correspondiente a un cambio en la presión, bajo temperatura constante.

## **1.2 Mecanismos de producción de un yacimiento de petróleo**

En esta sección realizaremos un breve análisis de los diferentes mecanismos que permiten que los hidrocarburos salgan del yacimiento hacia un pozo de producción. Generalmente estos mecanismos pueden presentarse individualmente o en forma combinada dependiendo de los componentes presentes en el yacimiento, las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento, así como de la etapa de producción en que hagamos el análisis en el cual podremos encontrar varios mecanismos trabajando al mismo tiempo.

### **1.2.1 Gas en solución**

El petróleo posee diferentes componentes de carbono e hidrógeno los cuales a diferentes presiones se volatilizan transformándose ciertas cadenas menos pesadas en gas. Definimos el punto de burbuja como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas mediante la vaporización de ciertos componentes volátiles del petróleo.

Cuando tenemos un yacimiento cuya condición inicial de presión es por encima del punto de burbuja, el petróleo contenido en los espacios porosos se encuentra en estado líquido, es decir, que tanto los compuestos pesados y volátiles se encuentran en esa fase.

A medida que el yacimiento entra en producción la presión del reservorio irá disminuyendo gradualmente y el factor volumétrico de formación del petróleo irá aumentando levemente hasta que la presión llegue al punto de burbuja.

Este aumento del FVF se debe a la expansión del fluido durante este período, que resulta en un aumento del volumen que ocupa el fluido, que trae como consecuencia la expulsión

de fluido del reservorio hacia el pozo de producción. Así mismo, la expansión de la roca y del agua intersticial ayuda al movimiento del petróleo.

Una vez por debajo del punto de burbuja se comienza a producir gas en el yacimiento y la saturación de gas libre empieza a aumentar. Mientras no alcance la saturación de gas crítica, en la que comienza a moverse, ayudará con su expansión a mover más petróleo pero al pasar la saturación crítica el gas empezará a moverse disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo y dejando un recobro ineficiente de petróleo.

La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja esta normalmente en el rango de 3% o menos.

La recuperación de petróleo por debajo del punto de burbuja para este mecanismo usualmente esta en el rango de 5 a 30 % del petróleo original en el sitio. Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación.

Podemos observar algunas características en la siguiente tabla:

**TABLA 2**  
**Características de reservorios de gas disuelto**

<b>RESERVORIOS DE GAS DISUELTO</b>	
<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>TENDENCIA</b>
<b>Presión del Reservorio</b>	Declina rápida y continuamente
<b>GOR de superficie</b>	Primero es bajo, luego se eleva hasta un máximo y después cae
<b>Producción de agua</b>	Ninguna
<b>Comportamiento del pozo</b>	Requiere bombeo desde etapa inicial
<b>Recuperación esperada</b>	5 al 30 % del OOIP

### **1.2.2 Capa de gas**

Existen ciertas clases de yacimientos en los cuales las condiciones de migración, presión y temperatura permitieron la formación de una zona de gas libre que se ubica encima de la zona de petróleo. Para este tipo de reservorios se considera que la presión inicial del reservorio es exactamente igual a la presión del punto de burbuja. Esto ocurre debido a que en el transcurso del tiempo geológico, debe existir el

equilibrio entre el petróleo y el gas. Una capa de gas es un mecanismo de producción de petróleo debido a que actúa como un pistón que barre la zona de petróleo.

En este caso, a medida que se reduce la presión promedio del reservorio, el casquete de gas se expande actuando causando un desplazamiento inmiscible del petróleo como un pistón barredor y ayudando a su movimiento hacia el pozo de producción. Este aumento del volumen del casquete de gas se puede producir por una disminución de la presión del reservorio o también por una salida de masa de gas que se ha infiltrado a través de la zona de petróleo y se encuentra fluyendo hacia el pozo de producción.

Se ha encontrado que cuando se tiene una capa de gas presente en un yacimiento, es más eficiente producir con la menor cantidad de gas posible ayudando de esa manera a mantener una permeabilidad al petróleo alta y haciendo que la expansión de la capa de gas sea eficiente.

Caso contrario, observaríamos gas junto al petróleo producido, ya que la permeabilidad relativa al petróleo

disminuiría y debido a la mayor facilidad de movimiento del gas, éste ganaría en su objetivo de salir por las perforaciones de la cara de la arena.

La eficiencia de recuperación promedio para un reservorio con capa de gas es del orden de 20 a 40 % del petróleo original en sitio.

Las características de reservorio que originan que la expansión de una capa de gas recupere mas petróleo son:

- Baja viscosidad del petróleo.
- Alta gravedad API del petróleo
- Alta permeabilidad de la formación
- Alto relieve estructural.
- Gran diferencia de densidad entre el petróleo y el gas.

### **1.2.3 Acuífero**

En la gran mayoría de yacimientos de petróleo existen grandes acumulaciones de agua, que corresponden a lo que se denominan acuíferos.

Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan:

**Reservorios por empuje de fondo**, en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación puede convertirse en un gran problema.

**Reservorios por empuje lateral**, en la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados.

En el caso de estos yacimientos con acuíferos, la gran masa de agua se convierte en un mecanismo de producción de petróleo. Realmente, es el mejor mecanismo de recobro de petróleo debido a su alta eficiencia.

Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo

originando Intrusión o Influjos lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

La intrusión ocurre debido a:

- Apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.
- El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo está en contacto con agua proveniente de la superficie.

Así como el acuífero ayuda a la producción, también tenemos de los problemas de producción de agua en la producción de petróleo debido a que el agua crea canales por los que se filtra hacia la zona de producción restringiendo el paso del petróleo y aumentando el corte de agua en la producción.

Algunos indicadores para determinar la presencia de un empuje de agua son:

- El hidrocarburo (petróleo o gas) esta rodeado por agua.
- Debe existir suficiente permeabilidad para permitir el movimiento del agua (por lo menos 50 md).
- A medida que el tiempo transcurre, la producción de agua incrementa.
- El método de balance de materiales es el mejor indicador.

Algunas características de este tipo de empuje se muestran en la siguiente tabla:

**TABLA 3**

**Características de reservorios con acuifero asociado**

<b>RESERVORIOS CON ACUÍFERO ASOCIADO</b>	
<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>TENDENCIA</b>
<b>Presión del Reservorio</b>	Permanece alta
<b>GOR de superficie</b>	Permanece bajo.
<b>Producción de agua</b>	Inicia muy temprano e incrementa a cantidades apreciables.
<b>Comportamiento del pozo</b>	Fluye hasta que la producción de agua es excesiva.
<b>Recuperación esperada</b>	10 al 70 % del OOIP

#### **1.2.4 Drenaje gravitacional**

En un reservorio de empuje por drenaje, el gas libre a medida que sale del petróleo se mueve hacia el tope del reservorio, mientras que el petróleo hacia abajo debido a la permeabilidad vertical. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio. Aunque algunos de estos reservorios no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe. Este mecanismo también se presenta cuando el yacimiento tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba, pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento, en vez de ser perpendicular a este.

Si no se considera el aspecto económico, este es el mecanismo de empuje primario más eficiente. Las eficiencias de recuperación están en el rango de 40 a 80 %.

Las características de producción que indican la ocurrencia de un drenaje gravitacional o segregación son las siguientes:

- Variaciones del GOR con la estructura.
- Aparente mejora del comportamiento de la permeabilidad relativas gas/petróleo.
- Aparente tendencia al mantenimiento de presión.

### **1.3 Fases en la recuperación de petróleo**

Ya en la fase de producción de petróleo, es posible identificar ciertas fases que corresponden a los diferentes mecanismos de producción que se utilicen para extraer el crudo del yacimiento.

#### **1.3.1 Recuperación primaria**

La producción inicial de hidrocarburos del yacimiento del subsuelo se realiza mediante el uso de la energía natural del reservorio y es conocida como recuperación primaria.

Tanto el petróleo como el gas (de manera general) son desplazados a los pozos productores mediante:

1. Expansión de los fluidos
2. Desplazamiento de fluidos
3. Drenaje gravitacional

#### 4. Expulsión capilar

Cuando no existe un acuífero asociado y no se inyecta ningún fluido al reservorio, los hidrocarburos son recuperados principalmente por la expansión de los fluidos; sin embargo, en el caso de petróleo este mecanismo puede ser ayudado por el drenaje gravitacional. Cuando existe un influjo de agua de un acuífero la expansión de los fluidos es ayudada por el desplazamiento de fluidos que puede ser mejorado con el drenaje gravitacional y la expulsión capilar.

Generalmente en la recuperación primaria, al salir el petróleo al pozo de producción y al ir disminuyendo su presión, gas comienza a formarse y su expansión permite que el fluido pueda ascender a través del pozo hacia superficie. Un acuífero asociado o una capa de gas permitirán mejorar el movimiento de fluidos hacia el pozo aumentando su energía.

En este tipo de recuperación, el petróleo llega a superficie gracias a mecanismos naturales que provee el yacimiento gracias a la energía almacenada en el reservorio por las altas presiones existentes.

Una vez que la presión del reservorio va declinando, gas libre aparece en el yacimiento restringiendo el paso de petróleo al pozo, así como si existiera un acuífero, el agua comenzará a intruirse hacia el pozo por lo que la columna de fluido será más pesada y el fluido dejará de llegar hasta superficie. Es este el momento de utilizar algún mecanismo artificial para mejorar la recuperación de petróleo.

### **1.3.2 Recuperación secundaria**

Un proceso de recuperación secundaria utiliza una inyección de agua o de gas al yacimiento. El propósito principal del proceso de inyección es la de mantener la presión del reservorio y permitir un desplazamiento inmisible del petróleo a través del barrido del yacimiento.

Los procesos de inyección de agua son los más ampliamente usados actualmente en el mundo. Desde 1880, se ha reportado que la inyección de agua mejora el recobro de petróleo.

Sin embargo, solamente desde los años 30 algunos proyectos se han iniciado y no ha sido hasta los años 50 que comenzó el “boom” de agua.

De manera que la inyección de agua ha sido la responsable de una fracción significativa de recobro de petróleo en el mundo.

Muchos proyectos de recuperación secundaria (EOR- Enhanced Oil Recovery) han sido desarrollados con el esfuerzo de recobrar grandes cantidades de petróleo, debido a la ineficiencia del recobro primario. Algunos de estos procesos recobran más petróleo que la inyección de agua pero en la actualidad ninguno ha tenido más aplicación que este.

Las principales razones por que la inyección de agua ha sido exitosa, es la siguiente:

1. Disponibilidad de agua
2. Costo bajo relativo
3. Fácil inyección de agua en el yacimiento

#### 4. Alta eficiencia de desplazamiento

Para poder realizar un proyecto de inyección debemos estudiar parámetros del yacimiento como:

- Muestreo adecuado de fluidos y roca de yacimiento
- Estudios geológicos detallados
- Continuidad en la zona de pago
- Tendencias de la permeabilidad o fracturas
- Capacidad de flujo estimada
- Compatibilidad del agua o gas de inyección con los fluidos de la formación.
- Tipo de arreglo a utilizar para los pozos inyectoros
- Pruebas piloto

El recobro de petróleo debido a la inyección de agua puede ser definido a cualquier tiempo del proyecto si los siguientes factores son conocidos:

- Petróleo original in situ: una inyección exitosa requiere de suficiente petróleo en el yacimiento para que se forme el banco de petróleo, mientras el agua se mueve

a través de la formación. Un buen comportamiento puede realizarse solamente si existe un buen estimado del petróleo original.

- Eficiencia de desplazamiento
- Eficiencia areal de barrido
- Eficiencia vertical de barrido

Existen varios métodos que usan estos factores para predecir el recobro de petróleo por inyección de gas o agua. Antes de iniciar un proyecto de recuperación secundaria es necesario realizar un completo estudio de la factibilidad de realizar la inyección de fluidos, recobro esperado y contrastarlo mediante un análisis económico.

### **1.3.3 Recuperación terciaria**

La recuperación terciaria es otro proceso de desplazamiento que ha sido desarrollado para aplicaciones en situaciones en las que el proceso de recuperación secundaria es ineficiente. Sin embargo, este proceso también debe ser considerado en aplicaciones para reservorios en los que las técnicas de recobro secundaria no son usados por un potencial bajo de recobro.

La recuperación terciaria busca un recobro de petróleo basado en la transferencia de calor hacia el yacimiento permitiendo que la temperatura de los fluidos aumenten, se reduzca su velocidad, en ciertos casos que se lleve a cabo un proceso de destilación, y con esto que el movimiento de los fluidos mejoren hacia el pozo de producción.

Como fluidos de inyección se pueden utilizar por ejemplo:

- Agua caliente
- Vapor de manera cíclica
- Vapor de manera continua
- Combustión in situ

A continuación analizaremos brevemente cada mecanismo y su forma de ayudar a mejorar el recobro de hidrocarburo.

### **Inyección de agua caliente**

Se utilizan arreglos de pozos tal como se lo hace en una recuperación de agua (waterflooding) y se inyecta agua a altas temperaturas y presiones.

El efecto del agua caliente es dual. Permite una transferencia

de calor a los fluidos del yacimiento así como efectúa un desplazamiento inmiscible de los fluidos del yacimiento mejorando de esta manera el recobro de hidrocarburos.

El recobro de petróleo se mejorará debido a:

- Reducción de la viscosidad del fluido debido a aumento de la temperatura lo que trae como consecuencia una disminución en el flujo fraccional de agua y por ende mayor recobro.
- La transferencia de calor al fluido produce una expansión térmica que trae consigo un mayor recobro.
- Se ha comprobado experimentalmente que el incremento de temperatura trae consigo un cambio en las permeabilidades relativas al petróleo y al agua traduciéndose en menor flujo fraccional y mayor recobro.

### **Inyección cíclica de vapor**

Este proceso es recomendable para yacimientos de crudos pesados de entre 8 y 15 grados API que tengan bajas presiones de reservorio.

La técnica consiste en inyectar el vapor a altas temperaturas de 1 a 3 semanas, luego cerrar los pozos de inyección de 3 a 5 días y producir después de este período por 4 a 6 meses. Luego de esto se puede repetir el proceso hasta un determinado número de veces luego del cual el proceso se vuelve ineficiente.

Se ha determinado de la práctica que la tasa de producción de petróleo se incrementa más no se ha comprobado que se tenga un mayor recobro último.

El aumento de temperatura del petróleo por la transferencia de calor que hace el vapor permite un aumento de la viscosidad del petróleo que resulta en una mayor movilidad del fluido.

Los mecanismos de producción que intervienen son:

- Presión del yacimiento
- Drenaje gravitacional
- Compactación de la roca del yacimiento
- Expansión térmica del petróleo

- Cambio de permeabilidades relativas al petróleo y al agua

Este proceso de inyección no mejora sustancialmente el recobro último (EUR) y existe un remanente de agua (resultado de la condensación del vapor) que se queda en el yacimiento dificultando el movimiento de fluidos en lo posterior.

### **Inyección continua de vapor**

Este mecanismo de recuperación terciaria inyecta vapor a altas temperaturas y presión al yacimiento de manera continua, como si se tratara de un “waterflooding”.

El efecto de la inyección de vapor es la creación de diferentes zonas cada una de las cuales aporta al recobro de petróleo.

Estas zonas son:

- **Zona de vapor**, en donde se realiza la vaporización de los compuestos livianos del petróleo los cuales son transportados por el vapor a una zona posterior

permitiendo su flujo. Esta zona aporta con el 20% del recobro.

- **Zona de agua caliente**, esta zona transfiere calor al petróleo permitiendo su expansión térmica y reducción de viscosidad lo que termina por un mejor flujo del hidrocarburo. Esta zona aporta del 3 al 5% del recobro total.
- **Zona de agua fría**, este frente de agua actúa como un pistón de desplazamiento tal como lo sería en un proceso de recuperación secundaria.

### **Combustión in situ**

Este proceso, como su nombre lo indica, permite que los crudos de alta viscosidad prácticamente efectúen un proceso de combustión con lo cual se realiza la evaporación de los compuestos livianos los cuales avanzan en un frente por el yacimiento. Los residuos de la combustión actúan como la mecha de la combustión.

#### **1.4 Sistemas de producción de petróleo**

Cuando la energía natural de un yacimiento es suficiente para promover el desplazamiento de los fluidos desde su interior hasta el fondo del pozo, y de allí hasta la superficie, se dice que el pozo fluye “naturalmente”. Es decir, el fluido se desplaza como consecuencia del diferencial de presión entre la formación y el fondo del pozo. Posteriormente como producto de la explotación del yacimiento la presión de éste disminuye, esto implica que la producción de fluidos baja hasta el momento en el cual, el pozo deja de producir por sí mismo. De allí que surja la necesidad de extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas o energías ajenas al pozo, a este proceso se le denomina levantamiento artificial.

Existen diversos métodos de levantamiento artificial entre los cuales se encuentran los siguientes: bombeo mecánico convencional (BMC), bombeo electrosumergible (BES), bombeo hidráulico (BH) y levantamiento artificial por gas (LAG).

A continuación se describen brevemente los métodos de levantamiento artificial mencionados anteriormente:

### **1.4.1 Flujo natural**

Este método de producción se da cuando el reservorio tiene la energía suficiente para mover los fluidos del yacimiento al pozo y además es capaz de levantar la columna de fluido del pozo hasta llevarlo a superficie. Este proceso se da en yacimientos con altos valores de presión de reservorio que permiten este tipo de flujo al natural.

Este tipo de mecanismo no necesita de completaciones muy complejas sino más bien sólo de los elementos regulares y convencionales para llevar el fluido a superficie.

Dentro de esta sección nos adentraremos en la revisión del bombeo mecánico.

### **Bombeo mecánico convencional**

Este método consiste fundamentalmente en una bomba de subsuelo de acción recíproca, abastecida con energía suministrada a través de una sarta de cabillas. La energía proviene de un motor eléctrico, o de combustión interna, la cual moviliza una unidad de superficie mediante un sistema

de engranajes y correas. El bombeo mecánico convencional tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. No se recomienda en pozos desviados, y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas – líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba.

Una unidad típica de bombeo mecánico consiste de cinco componentes básicos:

- a) El movimiento primario, el cual suministra la potencia del sistema.
- b) La unidad de transmisión de potencia o caja reductora de velocidades.
- c) El equipo de bombeo en superficie, el cual se encarga de transformar el movimiento rotatorio (primario) en movimiento linealmente oscilatorio.
- d) La sarta de cabillas, la cual transmite el movimiento y la potencia a la bomba de subsuelo. Aquí también puede

incluirse la sarta de revestimiento y la de tubería de producción.

e) La bomba de subsuelo.

### La unidad de bombeo en superficie.

Según la geometría de la Unidad, éstas pueden clasificarse como:

- **Clase I:** comúnmente denominados como Unidad Convencional de Bombeo. Este tipo de unidad se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra en la figura 1.12.



Fig. 1.12 Sistema Clase I. Unidad de Bombeo Convencional.

- **Clase III:** la geometría de este tipo de unidades se caracteriza por tener un punto de apoyo al final de la

viga viajera, es decir, lejos de la cabeza del balancín. Dentro de esta clase se ubican las unidades balanceadas por aire y las conocidas como Lufkin Mark II. Estas unidades están representadas en las figuras 1.13 y 1.14.

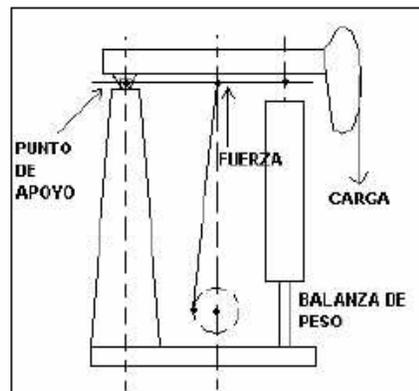


Figura 1.13. Sistema Clase III. Unidad de Bombeo Balanceada por Aire.

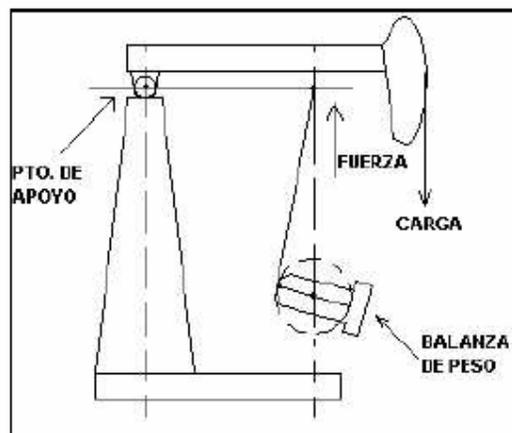


Fig. 1.14. Sistema Clase III. Unidad de Bombeo Lufkin Mark II.

### **La sarta de cabillas**

La sarta de cabillas es el sistema que se encarga de transmitir la energía desde el equipo de superficie, hasta la bomba de subsuelo. La selección, el número de cabillas y el diámetro de éstas dependen de la profundidad a la que se desea colocar la bomba de subsuelo y de las condiciones operativas. Por ejemplo, para pozos de profundidad mayor a 3500 pies es común utilizar una sarta compuesta de diferentes diámetros de cabillas.

Las cabillas de diámetro menor son colocadas en la parte inferior de la sarta, ya que allí la carga de esfuerzos generados es mínima; asimismo las cabillas de mayor diámetro se colocan en la parte superior de la sarta porque allí es donde se genera la máxima cantidad de esfuerzos. Por lo tanto, las cargas máximas y mínimas de esfuerzos esperados durante el ciclo de bombeo deben ser calculados lo más preciso posible, para asegurar que no ocurran fallas en el sistema durante su operación.

Para evitar que ocurran los problemas mencionados anteriormente con la Sarta de Cabillas, el diseño de la misma se realiza generalmente siguiendo la Norma API-RP-11L .

### **La bomba de subsuelo**

La bomba de subsuelo está compuesta por los siguientes elementos:

- a) Cilindro o barril.
- b) Pistón o émbolo.
- c) Válvula fija o válvula de entrada.
- d) Válvula viajera o válvula de descarga.

La bomba actúa según el movimiento de la sarta de cabillas y de la unidad de bombeo en superficie. Las bombas de subsuelo se clasifican en tres tipos:

- a) Bombas tipo tubería.
- b) Bombas tipo inserta.
- c) Bombas tipo casing (se consideran como una versión de las bombas tipo inserta, pero de mayor tamaño).

La diferencia básica entre una bomba tipo tubería y una tipo inserta es la forma en la cual el cilindro o barril es instalado en el pozo. En el caso de las bombas tipo tubería el cilindro es conectado a la parte inferior de la sarta de la tubería de producción, para luego ser introducido en el pozo. Por el contrario, en el caso de las bombas tipo inserta el cilindro forma parte del ensamblaje de la bomba de subsuelo, y es colocado dentro del pozo a través de la sarta de cabillas.

#### **1.4.2 Bombeo hidráulico**

Los sistemas de bombeo hidráulico transmiten su potencia mediante el uso de un fluido presurizado que es inyectado a través de la tubería. Este fluido conocido como fluido de potencia o fluido motor, es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia más utilizados son agua y crudos livianos que pueden provenir del mismo pozo.

Los equipos de superficie comprenden:

**a) Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores:** cuando se utiliza petróleo como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia, bien sea agua o petróleo es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos, estos equipos operan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción.

**b) Bomba multiplex o triplex:** son bombas de acción recíproca y constan de un terminal de potencia y un terminal de fluido. El terminal de potencia comprende entre otras partes el cigüeñal, la biela y los engranajes. El terminal de fluido está formado por pistones individuales, con válvulas de retención a la entrada y a la descarga.

**c) Válvulas de control:** en general se usan varios tipos de válvulas de control para regular y/o distribuir el suministro de fluido de potencia a uno o más pozos.

**d) Múltiples de control:** se utilizan para dirigir los fluidos directamente a cada uno de los pozos. Una válvula de control de presión constante, regula la presión del flujo y la cantidad de fluido de potencia que se requiere en cada pozo, cuando se usa una bomba reciprocante.

**e) Lubricador:** es una pieza de tubería extendida con una línea lateral para desviar el flujo de fluido cuando se baja o se extrae la bomba del pozo. También se utiliza para controlar la presencia de gases corrosivos que pueden obstaculizar la bajada de la bomba o su remoción del pozo.

### **Bombeo hidráulico tipo pistón.**

En el caso de bombeo hidráulico tipo pistón, el equipo de subsuelo está formado básicamente por los siguientes componentes:

**a) Arreglo de tubería:** permite clasificar los diferentes tipos de instalaciones del sistema, tales como: tipo insertable fijo, entubado fijo, bomba libre tipo paralelo y tipo entubado.

**b) Bomba hidráulica de succión:** el principio de operación es similar al de las bombas del bombeo mecánico, sólo que en una instalación de bombeo hidráulico tipo pistón, la cabilla se encuentra en el interior de la bomba. Las bombas hidráulicas se clasifican en bombas de acción sencilla y las de doble acción. Las de acción sencilla desplazan fluido a la superficie en un solo sentido, es decir, en el movimiento de ascenso o descenso. Las de doble acción desplazan fluido hasta la superficie en ambos recorridos, ya que poseen válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón que combinan acciones de apertura y cierre de las válvulas de succión y descarga del mismo.

### **Bombeo hidráulico tipo jet.**

En el caso de bombeo hidráulico tipo jet, el método de levantamiento artificial es similar al de bombeo hidráulico tipo pistón en cuanto al principio de funcionamiento. En cuanto a las instalaciones y equipos de superficie para ambos métodos de levantamiento artificial son iguales, la diferencia principal es la bomba de subsuelo.

Los principales componentes de la bomba jet son la boquilla, la garganta y el difusor. El fluido motor entra a la bomba por la parte superior de la misma, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual se encuentra conectada con la formación. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba. La mezcla de los fluidos se logra completamente en los límites de la garganta, debido a que su diámetro es siempre mayor al de la boquilla. En este instante el fluido de potencia realiza una transferencia de energía al fluido de producción.

La mezcla que sale de la garganta posee el potencial necesario para fluir contra el gradiente de la columna de fluido de producción. Gran parte de ese potencial se mantiene constante como energía cinética, y es por eso que la mezcla se hace pasar por una sección final de operación, formada por un difusor diseñado para proporcionar un área de expansión y así convertir la energía cinética restante en una presión estática mayor que la presión de la columna de fluido de producción, permitiéndole a la mezcla, llegar hasta superficie.

Este tipo de levantamiento artificial (bombeo hidráulico tipo jet) puede manejar grandes cantidades de arena y partículas sólidas, además puede ser instalado a grandes profundidades (hasta 18000pies). También es capaz de manejar crudos de alta viscosidad, siempre que se esté utilizando crudo como fluido de potencia.

### **Fluido motor o de potencia.**

Los fluidos empleados con más frecuencia son agua o crudos livianos provenientes del pozo, pero todo depende de las condiciones del mismo. Por condiciones ambientales y de

seguridad es preferible utilizar agua. Sin embargo, cuando se usan crudos livianos, es posible diluir los crudos pesados y extrapesados del fondo del pozo, disminuyendo su viscosidad. Cuando existe el riesgo de producirse problemas de corrosión, deposición de asfaltenos, parafinas y la formación de emulsiones, es posible añadir químicos para prevenir este tipo de problemas si el fluido de potencia es crudo. La inyección del fluido de potencia requiere de un sistema hidráulico instalado en superficie, que posee un equipo de tratamiento para eliminar el gas y los sólidos indeseados que se encuentren en el fluido a ser inyectado.

A continuación se muestra un diagrama de un sistema de bombeo hidráulico general en el que se pueden observar los diferentes componentes que se necesitan para el bombeo hidráulico. Más adelante observamos una bomba tipo jet y una bomba tipo pistón.

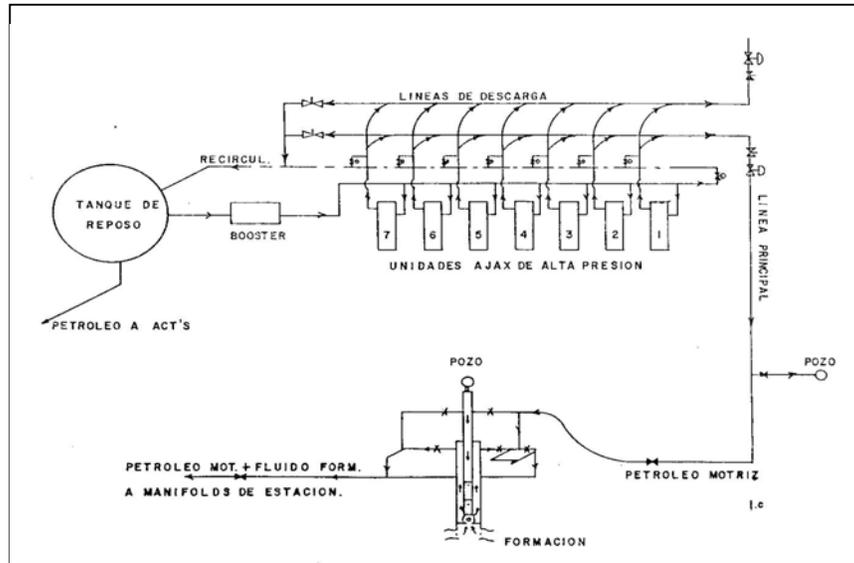


Figura 1.15 Diagrama de sistema de bombeo hidráulico.

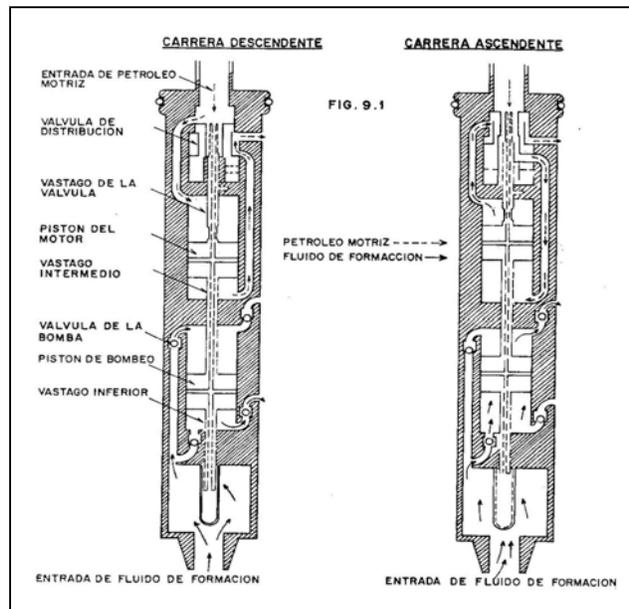


Figura 1.16 Diagrama de la carrera ascendente y descendente de una bomba tipo pistón.

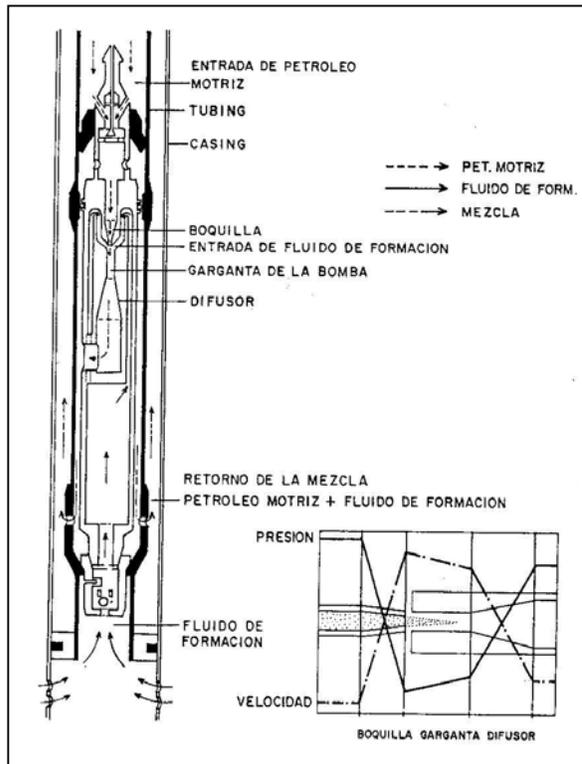


Figura 1.17 Diagrama de una bomba tipo jet.

### 1.4.3 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Este método de levantamiento artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales.

Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario producido son también elevados, especialmente en crudos

viscosos. Una instalación de este tipo puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios adecuados para cada caso.

El equipo de superficie de este sistema de levantamiento artificial cuenta con los siguientes elementos:

- a) **Banco de transformación eléctrica:** constituido por transformadores que cambian el voltaje primario de la línea eléctrica por el voltaje requerido por el motor.
- b) **Tablero de control:** su función es controlar las operaciones en el pozo.
- c) **Variador de frecuencia:** permite arrancar los motores a bajas velocidades reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba, protege el equipo de variaciones eléctricas.
- d) **Caja de venteo:** está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del

motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control.

Los principales componentes del equipo de subsuelo son los siguientes:

- a) **Motor eléctrico:** es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. Se recomienda colocarlo por encima de las perforaciones.
- b) **Protector o sello:** se encuentra entre el motor y la bomba, permite conectar el eje de la bomba al eje del motor. Además absorbe las cargas axiales de la bomba y compensa la expansión o contracción del motor, no permite la entrada de fluidos al motor.
- c) **Sección de succión:** está constituida por la válvula de retención y la válvula de drenaje. La primera de ellas disminuye la presión hidrostática sobre los componentes de la bomba, y la segunda se utiliza

como factor de seguridad para circular el pozo de revestidor a tubería de producción o viceversa.

**d) Separador de gas:** está ubicado entre el protector y la bomba, reduce la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba. Su uso es opcional y se emplea cuando se prevé alta relación gas – petróleo (RGP).

**e) Bomba electrosumergible:** es de tipo centrífugo– multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello. El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera dirección y sentido del movimiento.

**f) Cables trifásicos:** suministran la potencia al motor eléctrico, y deben cumplir con los requerimientos de

energía del mismo. Están aislados externamente con un protector de bronce o aluminio, en la parte media un aislante y cada cable está internamente aislado con plástico de alta densidad.

Es posible la aplicación de bombeo electrosumergible en pozos que se encuentren bajo las siguientes condiciones: altas tasas de producción, alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua – petróleo, y baja relación gas – líquido (RGL). En caso de alta RGL, se puede emplear este método utilizando un separador de gas.

A continuación observamos los diferentes dispositivos que constan en una bomba electro sumergible.

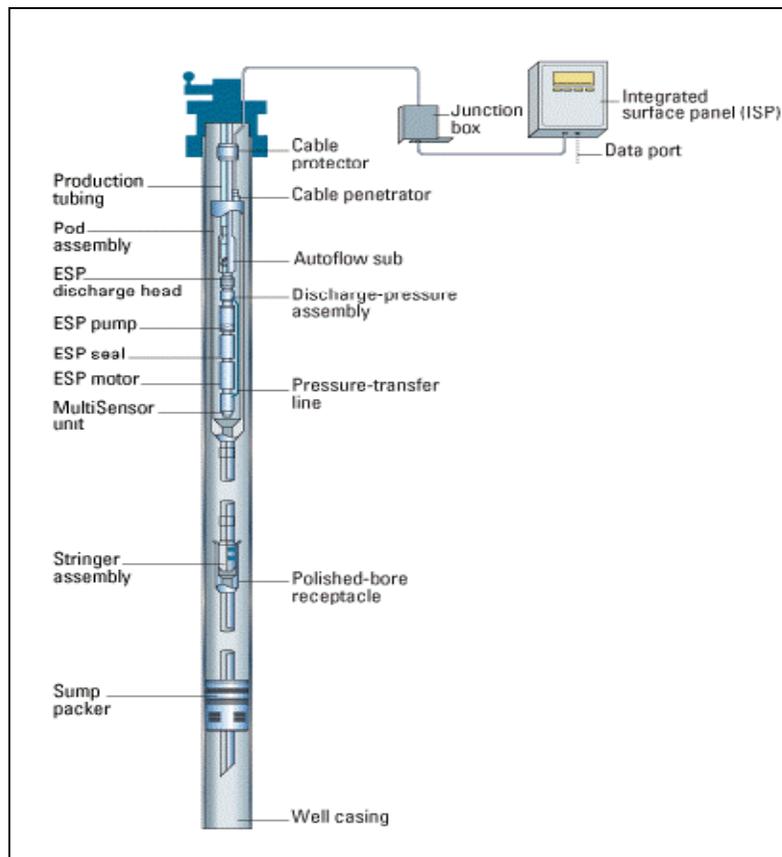


Figura 1.18 Partes de una bomba electrosomergible.

#### 1.4.4 Levantamiento artificial por gas (LAG)

Este método de levantamiento artificial opera mediante la inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos de producción (Flujo continuo), con el objeto de disminuir la densidad del fluido producido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el pozo fluya adecuadamente. El gas también puede inyectarse a intervalos regulares para desplazar los

fluidos hacia la superficie en forma de tapones de líquido (flujo intermitente). Como variantes de estos métodos, también se han desarrollado otros como la cámara de acumulación, el pistón metálico y el flujo pistón.

Una instalación de LAG consta básicamente de: la sarta de producción y el equipo asociado, la línea de flujo, el separador, los equipos de medición y control, la planta compresora o fuente de gas de levantamiento de alta presión y las líneas de distribución del gas. El equipo de producción consiste en una o varias piezas tubulares denominadas mandriles, los cuales se insertan o enroscan a una válvula de levantamiento, a través de la cual pasa el gas destinado a levantar el fluido de producción.

El equipo de subsuelo representa la base para el funcionamiento del LAG y está constituido principalmente por las válvulas de LAG y los mandriles. Las válvulas de LAG tienen como función permitir la inyección, a alta presión del gas que se encuentra en el espacio anular. De acuerdo a su mecanismo de operación existen distintos tipos de válvulas tales como: las cargadas con nitrógeno, las accionadas por

resorte, aquellas operadas por la presión del gas inyectado, las operadas por la presión de los fluidos de producción, las balanceadas y las no balanceadas.

El mandril es una sección tubular que permite colocar la válvula a la profundidad deseada y permite el paso del gas, desde el espacio anular hacia la válvula LAG. Se instala con la tubería de producción, puede ser de tipo convencional, donde la válvula va enroscada externamente con un protector superior, para recuperar dicha válvula es necesario sacar la sarta de producción. Las instalaciones de LAG pueden ser: cerradas, semicerradas y abiertas. Las cerradas son aquellas provistas de empacadura y válvula fija de retención de líquido, las semicerradas poseen empacaduras, pero sin válvula fija; y las abiertas no utilizan empacaduras, ni válvula fija. Las instalaciones cerradas y semicerradas se usan para flujo por la tubería de producción o por el anular.

Este tipo de método de levantamiento artificial permite manejar grandes volúmenes de producción, incluyendo la producción de agua y sedimentos. Además cuenta con la flexibilidad de distribuir gas a varios pozos con una sola planta

de compresión, y de recuperar las válvulas con guaya fina o tubería.

A continuación observamos un diagrama del sistema por levantamiento artificial y una completación de gas lift.

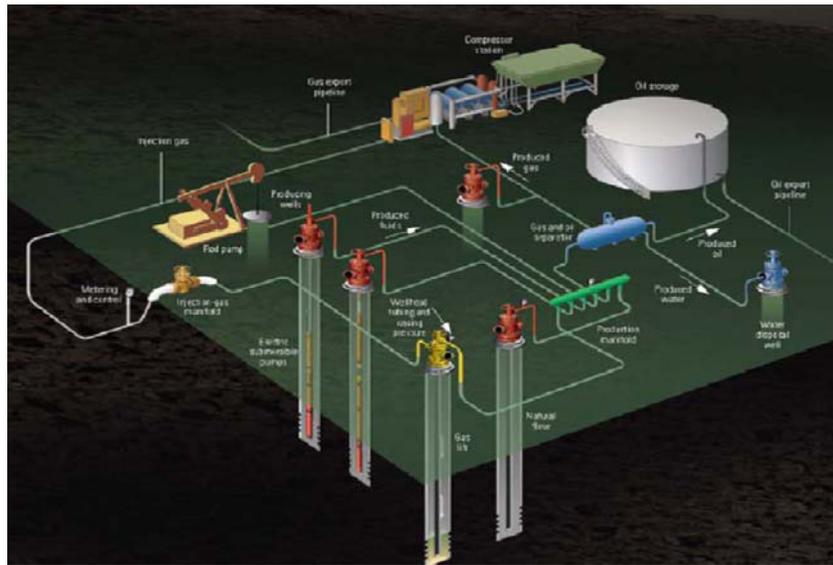


Figura 1.19 Diagrama de sistema de levantamiento por gas.

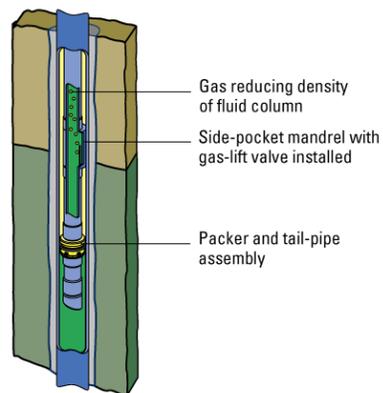


Figura 1.20 Diagrama de completación por gas lift.

# CAPÍTULO 2

## 2. GENERALIDADES DEL YACIMIENTO

### Introducción

En el presente capítulo revisaremos las diferentes características del yacimiento en estudio. Es necesario realizar un análisis de factores que posteriormente van a influir en el estudio de simulación.

Dentro del estudio de simulación que en capítulos posteriores analizaremos, se tendrán que construir modelos del reservorio para diferentes pozos. Estos modelos necesitarán de información geológica tales como: presencia de fallas, forma del reservorio, espesores de zonas de pago y otros. Asimismo es importante conocer datos de diferentes parámetros petrofísicos los cuales cambian con el tipo de litología del yacimiento por lo que un estudio de los agrupamientos de los diferentes tipos de roca en el reservorio es primordial para establecer conclusiones realistas.

Por otro lado, en el presente capítulo revisaremos información que tiene que ver con los diferentes mecanismos de producción que este yacimiento en particular posee que nos permitirá tener referencia para las futuras simulaciones.

La parte de producción desempeña un papel fundamental en el presente trabajo. Analizaremos datos de producción del yacimiento así como los diferentes métodos que se utilizan actualmente. De esa manera tendremos una visión correcta del actual desempeño del campo tanto en su interior como en los procesos que permiten llevar el petróleo a superficie.

## **2.1 Geología del yacimiento**

### **Tipo de roca**

De acuerdo a diferentes estudios basados en la permeabilidad, se ha podido correlacionar la existencia de diferentes tipos de roca agrupados en diferentes sectores del yacimiento.

En el área en particular que nos interesa donde se encuentran localizados los tres pozos a estudiar, el yacimiento presenta una

arenisca de grano fino que al realizar estudios microscópicos se encontraron intercalaciones de granos de lutita y un porcentaje alto de feldespatos que crea una microporosidad que hace que la saturación de agua se incremente respecto de la presión capilar.

De la misma manera, a través de las fotografías fue posible identificar granos de cuarzo y de kaolinita entre los diferentes poros de la roca.

### **Zona de pago**

El reservorio en análisis forma un anticlinal y podemos observar que existe una variación en el espesor de la zona de pago de nuestra arena productora.

Podemos visualizar un espesor máximo de aproximadamente 60 pies que se observa en la región cercana al pozo C. Existe un decrecimiento gradual observable en la región cercana al pozo B donde el espesor ha disminuido a 53 pies mientras que en la región cercana al pozo A el espesor es de 45 pies.

### **Intercalación de lutitas**

Como se describió anteriormente, a través de fotografías microscópicas fue posible encontrar la presencia de granos de lutitas en los espacios porosos.

Por otro lado es posible encontrar zonas de permeabilidad muy reducida que actúan como barreras impermeables al flujo de los fluidos a través de los medios porosos (baffles). Estas barreras son zonas de lutitas en las que la permeabilidad es tan reducida (cercana a cero) que no permiten el paso de los fluidos.

Estas barreras no son intercalaciones continuas de lutitas a través del yacimiento sino más bien parecen entrapamientos de baja permeabilidad pero de longitud reducida. Es importante conocer su posible ubicación a través de los registros corridos con anterioridad para establecer su presencia en los modelos geológicos de la simulación del reservorio.

La presencia de estas barreras constituyen un comportamiento diferente del flujo de petróleo. En algunas ocasiones el fluido llega a la barrera, sigue a través de su longitud para luego pasarla y seguir su movimiento vertical. Esto lo hace tanto el petróleo como el agua.

## **Porosidad y permeabilidad**

El reservorio presenta una variación vertical alta en las variables petrofísicas tanto de porosidad como de permeabilidad.

En las regiones cercanas al pozo A es posible encontrar una permeabilidad máxima de 4643 md así como cambios verticales que llevan la permeabilidad a valores de 100 md o 500 md. Por otro lado, la porosidad adopta valores entre el 20 y el 24% cayendo en ciertos niveles al 18%. Estos datos son obtenidos de registros tomados en el pozo A.

En las regiones cercanas al pozo B es posible encontrar una permeabilidad máxima de 7470 md así como cambios verticales que llevan la permeabilidad a valores de 100 md o 500 md. En la zona de pago la permeabilidad se mantiene en rangos de 2000 a 5000 md mientras que en la región del acuífero la permeabilidad se mantiene en rangos menores a 1000 md en su gran parte. Por otro lado, la porosidad adopta valores entre el 20 y el 24% cayendo en ciertos niveles al 18%. En la región del acuífero es posible corroborar la permeabilidad menor con niveles de porosidad que van entre el 15 y 20%. Estos datos son obtenidos de registros tomados en el pozo B.

En las regiones cercanas al pozo C es posible encontrar una permeabilidad máxima de 10953 md así como cambios verticales que llevan la permeabilidad a valores de 100 md o 500 md. Por otro lado, la porosidad adopta valores entre el 20 y el 25% cayendo en ciertos niveles al 17%. Cabe anotar que en esta región es posible encontrar los valores más altos de permeabilidad comparado a las otras dos regiones de análisis. Asimismo la región del acuífero presenta valores promedios menores de permeabilidad y de porosidad que la respectiva zona de pago. Estos datos son obtenidos de registros tomados en el pozo C.

## **2.2 Mecanismo de producción del yacimiento**

El yacimiento en estudio presenta un punto de burbuja del petróleo bastante bajo de 710 psi. Por lo que uno de los mecanismos de producción del yacimiento es el de gas de solución. La disminución continua y gradual de la presión del reservorio provoca una expansión de los fluidos, tanto del petróleo como del agua intersticial, así como de la roca del yacimiento que provoca un empuje del fluido a través del yacimiento.

Por otro lado, el reservorio posee un acuífero que permite un segundo mecanismo de producción como ya fue explicado

anteriormente por medio del empuje de agua. Es así que la presión del reservorio se mantiene en niveles altos y su reducción es muy pequeña con el paso del tiempo.

Este gran acuífero de fondo permite mantener la presión del reservorio así como brinda un empuje adicional a los fluidos. Empero, ejerce también el efecto de influjo del agua a la zona de petróleo y su posterior producción a través del pozo que origina problemas de alto corte de agua.

Este problema se observa en muchos de los pozos del área por lo que se toman procedimientos de remediación para restringir la producción de agua y retrasar su influjo.

### **2.3 Análisis de datos de producción del yacimiento**

A continuación se muestra los datos correspondientes a la producción de petróleo, agua y gas durante los días de un mes completo. Estos datos corresponden al último mes previo al inicio del estudio.

**TABLA 4**

**Producción petróleo y agua y gas asociados**

DIA	PETRÓLEO	AGUA	FLUIDO	GAS	API	BSW	CUM. OIL	CUM. WATER	CUM. GAS
	BLS	BLS	BFPD	MSCF	60 F	%	BPD	BAD	MSCF
1	74192,34	168999	243191,34	7864	19,9	69,5	74192,34	168999	7864
2	73435,10	170511	243946,10	7817	19,7	69,9	147627,44	339510	15681
3	73888,82	172851	246739,82	8330	19,9	70,1	221516,26	512361	24011
4	73315,29	171543	244858,29	7898	19,9	70,1	294831,55	683904	31909
5	72694,21	170177	242871,21	7891	19,9	70,1	367525,76	854081	39800
6	72819,15	169889	242708,15	7979	19,7	70,0	440344,91	1023970	47779
7	71342,12	165117	236459,12	7781	19,7	69,8	511687,03	1189087	55560
8	70904,86	161535	232439,86	7733	19,7	69,5	582591,89	1350622	63293
9	71027,36	163318	234345,36	7761	19,7	69,7	653619,25	1513940	71054
10	71248,53	162124	233372,53	7953	19,7	69,5	724867,78	1676064	79007
11	70734,85	161608	232342,85	7792	19,8	69,6	795602,63	1837672	86799
12	70531,12	162555	233086,12	7774	19,8	69,7	866133,75	2000227	94573
13	70617,89	161147	231764,89	7583	19,8	69,5	936751,64	2161374	102156
14	70627,91	163189	233816,91	7763	19,8	69,8	1007379,55	2324563	109919
15	70760,91	162770	233530,91	7663	19,8	69,7	1078140,46	2487333	117582
16	70873,61	164206	235079,61	7750	19,8	69,9	1149014,07	2651539	125332
17	70426,22	164989	235415,22	7564	19,7	70,1	1219440,29	2816528	132896
18	68023,08	158177	226200,08	7838	19,9	69,9	1287463,37	2974705	140734
19	71260,56	166024	237284,56	8241	19,7	70,0	1358723,93	3140729	148975
20	73895,64	164691	238586,64	8935	19,9	69,0	1432619,57	3305420	157910
21	73659,16	163248	236907,16	8710	19,9	68,9	1506278,73	3468668	166620
22	73133,22	160782	233915,22	8390	19,8	68,7	1579411,95	3629450	175010
23	73316,15	164342	237658,15	8336	19,8	69,2	1652728,10	3793792	183346
24	73317,55	164930	238247,55	8197	19,9	69,2	1726045,65	3958722	191543
25	73485,36	165532	239017,36	8638	19,8	69,3	1799531,01	4124254	200181
26	73335,22	166329	239664,22	8158	19,8	69,4	1872866,23	4290583	208339
27	72570,81	168761	241331,81	8094	19,8	69,9	1945437,04	4459344	216433
28	72598,72	170994	243592,72	8242	19,9	70,2	2018035,76	4630338	224675
29	73090,39	176917	250007,39	8103	19,9	70,8	2091126,15	4807255	232778
30	72856,70	176992	249848,70	8103	19,9	70,8	2163982,85	4984247	240881
31	71837,84	177813	249650,84	8085	19,8	71,2	2235820,69	5162060	248966

En el gráfico inferior observamos la tasa de agua producida así como las tasas de inyección durante el mes considerado.

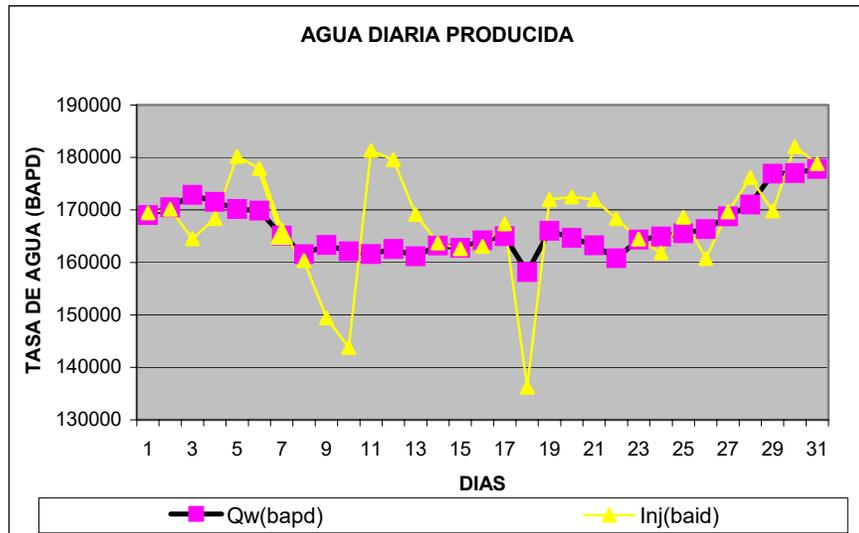


Figura 2.1 Agua diaria producida del yacimiento.

Como podemos observar son altas tasas de inyección debido a los altos cortes de agua que se observan en los pozos. En algunos de ellos los valores pueden ser del 80 al 90% de agua.

En el gráfico observamos la tasa de producción de petróleo durante el mes considerado.

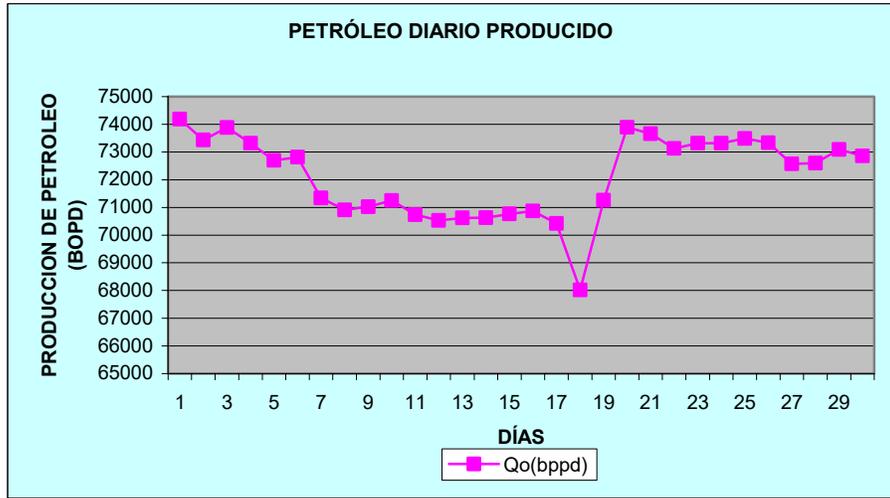


Figura 2.2 Petr6leo diario producido en el yacimiento

A continuaci6n observamos el comportamiento de gas durante el mes de estudio que corresponde al gas producido, gas consumido y gas quemado.

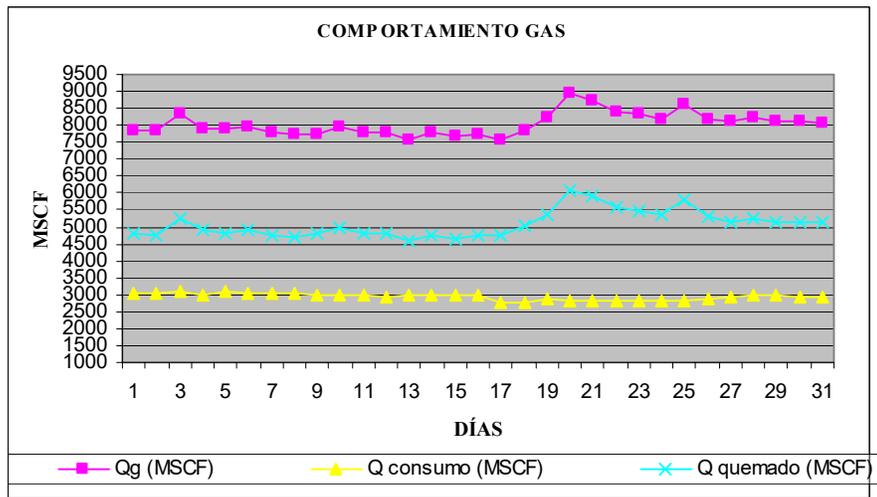


Figura 2.3 Comportamiento del gas producido en el yacimiento

## **2.4 Análisis de los métodos de producción usados**

El reservorio en estudio no posee la energía suficiente para llevar el fluido a superficie. Por esta razón todos los pozos que recién entran a producir, lo hacen mediante un sistema de bombeo que utiliza bombas electro-sumergibles.

El agua producida es direccionada a los pozos de reinyección con lo cual el agua de formación no es desechada al medio ambiente.

A continuación mostramos una completación estándar que se utiliza en los pozos de este reservorio.

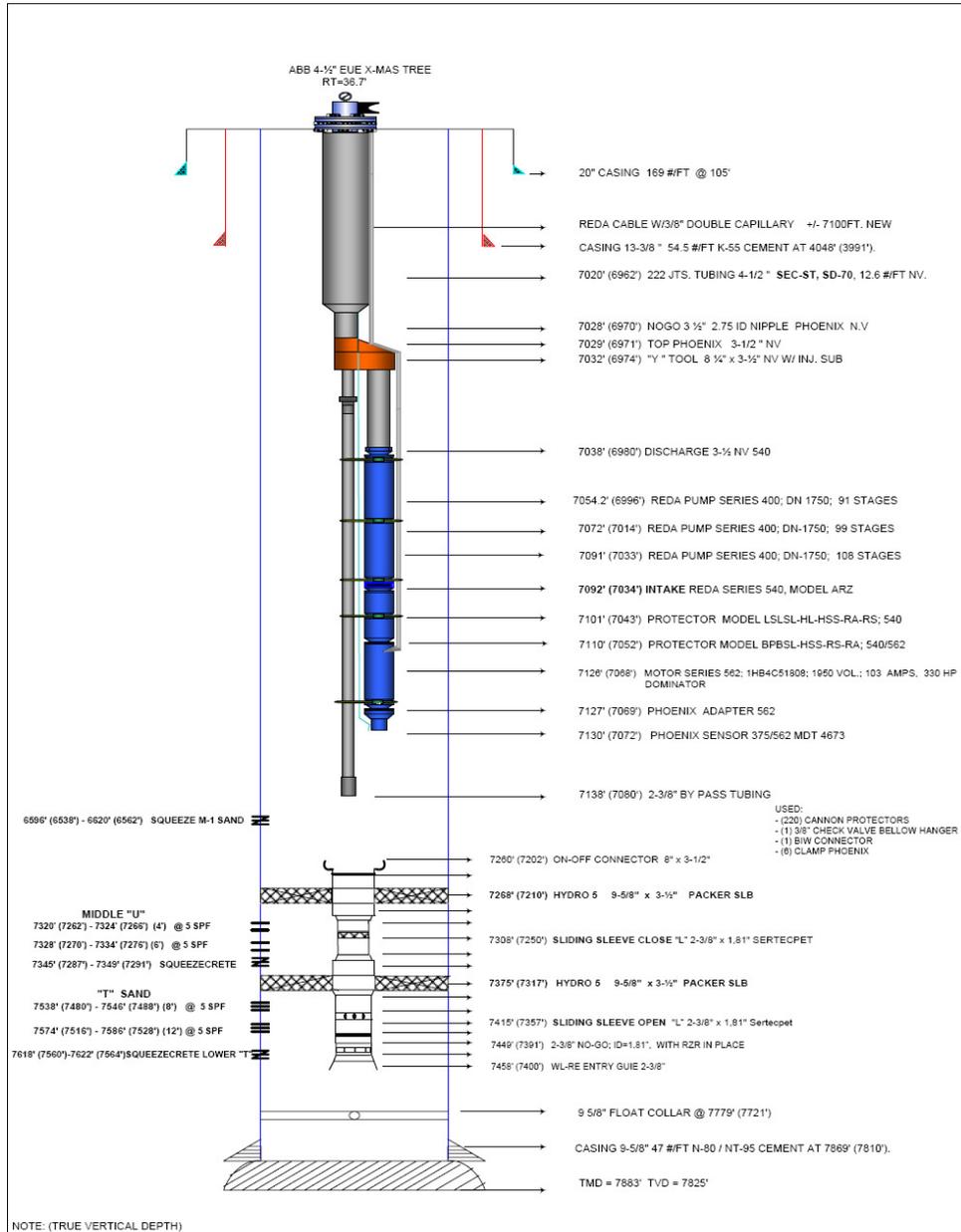


Figura 2.4 Competación estándar en los pozos del yacimiento

# CAPÍTULO 3

## 3. ESTRATEGIAS DE PRODUCCIÓN

### Introducción

En el presente capítulo analizaremos en qué consisten las diferentes estrategias de producción que serán simuladas en cada uno de los pozos.

Con ello se pretende revisar qué intervalos de la zona de pago se perforarán en cada estrategia y cómo se afecta al reservorio.

Dentro de estas estrategias tenemos:

- Completación concéntrica dual
- Incremento del intervalo perforado en la zona de pago
- Completación concéntrica dual y reinyección de agua producida

- Sidetrack
- Pozo horizontal

Cabe anotar que la revisión no corresponde al diseño de completación de cada una de las estrategias sino más bien al aspecto del reservorio. En las tres primeras estrategias mencionadas se pretende establecer un fenómeno de conificación inversa que más adelante estudiaremos. Las dos últimas que tienen que ver con el sidetrack y el pozo horizontal son estudiadas como medios para confrontar las nuevas estrategias abordadas con éstas que son utilizadas frecuentemente.

Además, en cada una de las tres primeras estrategias existirán ciertas variaciones que permitirán el estudio sensitivo de las predicciones. Cabe anotar que las predicciones serán simuladas hasta el año 2019. Eso lo estudiaremos en el presente capítulo.

En el presente capítulo se utilizarán algunas expresiones y abreviaturas cuyos significados son:

**Control líquido:** se refiere a la producción de petróleo y agua de una zona.

**Min. BHP:** se refiere a la presión de fondo fluyente (bottom hole pressure) mínima que se produce una zona.

**Max. BHP:** se refiere a la presión de fondo fluyente (bottom hole pressure) máxima que se produce una zona.

**PA:** zona superior perforada

**PAA:** zona media o inferior perforada

**PAINJ:** zona inferior perforada para reinyección

**Stb/d:** Stock Tank Barrel per day

**OWC:** Oil-water contact

**BES:** Bombeo eléctrico-sumergible

**TVDSS:** Total Vertical Depth Sub Sea

**Consideraciones:** En el presente capítulo se detallarán cada una de las predicciones que serán simuladas en el Eclipse 100. Es importante que se considere una predicción en especial que se denominará “Caso base” que corresponde a la producción con las características actuales en que produce el pozo, es decir con la misma BHP y con la misma tasa de producción de fluido. Es así que tenemos que esas condiciones para el caso base para cada uno de los pozos son:

**Pozo "A"**

BHP = 2245 psi

$q_o = 427$  stb/d

$q_w = 2400$  stb/d

**Pozo "B"**

BHP = 2580 psi

$q_o = 400$  stb/d

$q_w = 2900$  stb/d

**Pozo "C"**

BHP = 2684 psi

$q_o = 336$  stb/d

$q_w = 1664$  stb/d

**3.1 Completación concéntrica dual**

La completación concéntrica dual consiste en producir al mismo tiempo de dos zonas diferentes llevando el fluido de cada una de ellas por medios separados y aislados el uno con el otro hasta superficie.

Este método de completación es utilizado generalmente cuando se tienen dos arenas productoras cercanas la una con la otra.

Para tal efecto se pueden utilizar diferentes configuraciones de completación, pero mencionaremos el caso de dos de ellas que son las que generalmente se utilizan en la industria.

### **Completación dual con doble tubing**

Esta completación dual utiliza dos sartas de tubería de producción para producir de dos zonas diferentes. La limitante de esta completación será el diámetro interno del casing de producción que definirá el diámetro de las tuberías de producción a utilizarse.

La completación con doble tubing hace uso de aisladores especiales que serán los packers que permitirán separar las dos zonas que estamos produciendo. Estos packers deberán tener la capacidad de que sean atravesados por dos sartas de tubing. De la misma manera en superficie tendremos que utilizar un cabezal especial para las dos sartas de tubing que vienen desde el fondo.

A continuación se muestra un gráfico en el que se puede apreciar la completación concéntrica dual para el caso de dos zonas productoras con doble tubing.

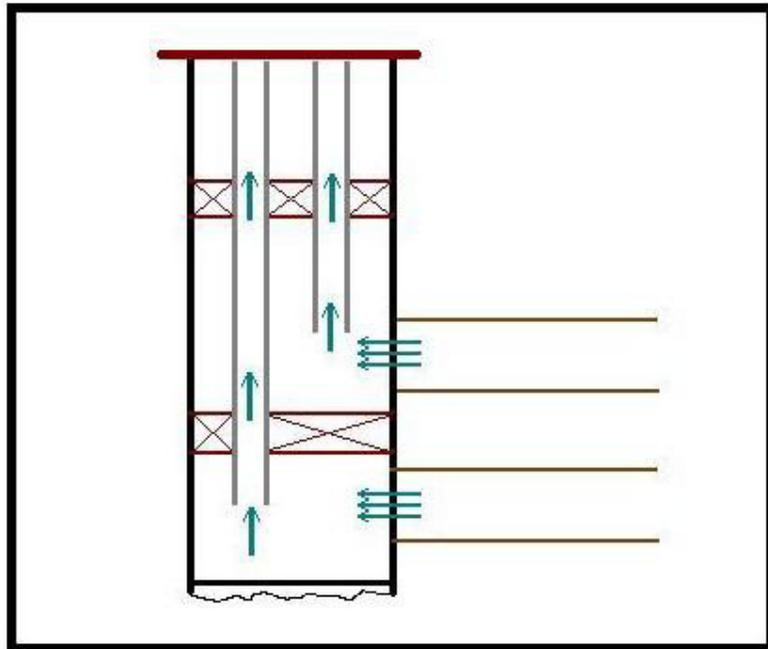


Figura 3.1 Diagrama de completación concéntrica dual para dos zonas productoras con doble tubing.

En el gráfico podemos observar el uso de dos sartas de tubería de producción que van dentro del pozo así como de dos packers que separan las zonas.

### **Completación dual anular – tubing**

Este tipo de diseño de completación dual permite producir de dos zonas al mismo tiempo pero sin la necesidad de bajar doble sarta de tubería de producción sino más bien hace uso del anular y de la tubería de producción única como medios para la producción de las zonas.

La zona superior produce por el anular mientras que la inferior producirá por la tubería de producción.

El cabezal de superficie deberá disponer de dos salidas para el fluido que va por el anular y el fluido de la tubería de producción.

De la misma manera para separar las zonas se hace uso de packers.

A continuación observamos un gráfico para una completación que produce de dos zonas por medio del anular y del tubing. En ella podemos ubicar las dos zonas A y B de producción y los packers de separación. Este es un diagrama esquemático de la completación siendo en la práctica más complejo debido a los diferentes elementos mecánicos que deben ser utilizados.

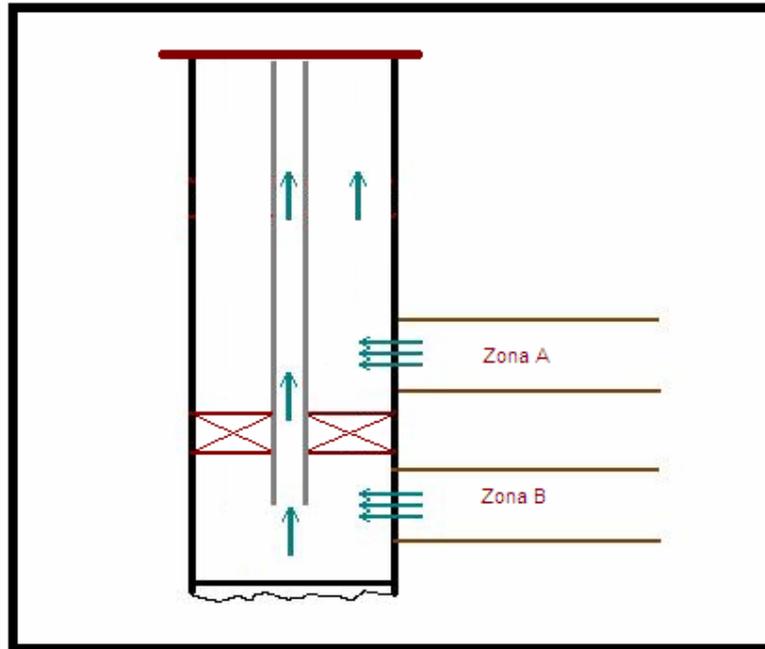


Figura 3.2 Diagrama de completación dual anular-tubing.

Luego que hemos revisado dos de las posibles configuraciones para una completación dual revisaremos esta estrategia aplicada al caso que nos interesa que es la producción de nuestro yacimiento en estudio.

Nos ayudaremos del gráfico inferior para explicar las zonas de producción de nuestro caso.

Sin importar el diseño de la completación dual, sea con doble tubing o anular – tubing, las zonas productoras perforadas corresponden:

1. Parte superior de la zona de pago
2. Arriba o abajo del contacto agua - petróleo (OWC)

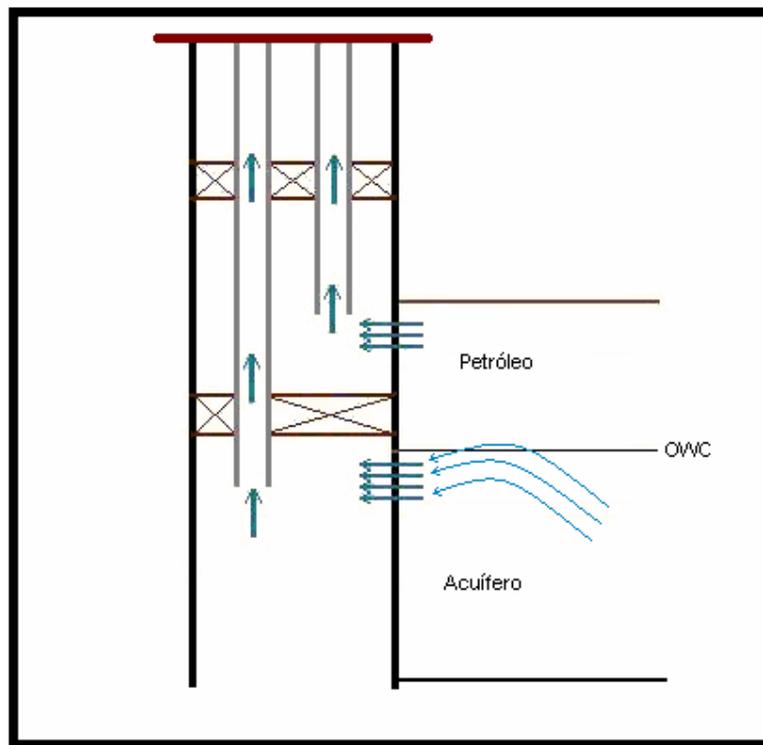


Figura 3.3 Diagrama de completación concéntrica dual que muestra el fenómeno de conificación.

El objetivo que se persigue con la perforación de un intervalo inferior justo por encima del OWC o justo debajo de él es el de ocasionar un fenómeno de conificación inversa. La conificación inversa como

vemos en la figura permite que el agua proveniente del acuífero inferior sea canalizada hacia las perforaciones inferiores de tal manera que el flujo de agua disminuya hacia el intervalo superior perforado en la zona de pago permitiendo así que el corte de agua permanezca en niveles no tan altos.

A continuación se detallará las diferentes sensibilidades en las estrategias, que se tomarán en cuenta en el momento de las predicciones para cada uno de los pozos.

En cada una de ellas podremos observar que se producirá de dos zonas diferentes, además que se variarán las tasas de producción de fluido así como el intervalo perforado para poder obtener una visualización de diferentes variaciones de la estrategia.

## **Pozo "A"**

### **Caso 1**

- El intervalo superior PA está perforado tal como en el caso base (condiciones actuales) y producirá a una tasa de 5000 stb/d (control líquido).
- El intervalo inferior PAA está perforado 10 pies por encima del OWC y producirá a una tasa de 8000 stb/d.

## **Caso 2**

- El intervalo superior PA está perforado tal como en el caso base (condiciones actuales) y producirá a una tasa de 5000 stb/d (control líquido).
- El intervalo inferior PAA está perforado 10 pies por encima del OWC y producirá a una tasa de 8000 stb/d por tres años, 10000 stb/d por los siguientes tres años, 15000 stb/d por los siguientes tres años y 18000 stb/d para los últimos tres años.

## **Caso 3**

- El intervalo superior PA está perforado 17' que representa el 38% de la zona de pago y producirá con una BHP de 1200 psi que es el límite mínimo legal.
- El intervalo inferior PAA está perforado 10 pies por encima del OWC y producirá a una tasa de 8000 stb/d.

## **Caso 4**

- El intervalo superior PA está perforado 17' que representa el 38% de la zona de pago y producirá con una BHP de 1200 psi que es el límite mínimo legal.

- El intervalo inferior PAA está perforado 10 pies por encima del OWC y producirá a una tasa de 8000 stb/d por tres años, 10000 stb/d por los siguientes tres años, 15000 stb/d por los siguientes tres años y 18000 stb/d para los últimos tres años.

### **Pozo "B"**

Para el caso de este pozo se redujeron el número de predicciones debido a que se escogieron las más atractivas de las realizadas en el pozo "A".

### **Caso 1**

- El intervalo superior PB está perforado tal como en el caso base (condiciones actuales) y producirá a una tasa de 5000 stb/d (control líquido).
- El intervalo inferior PBB está perforado 10 pies por encima del OWC y producirá a una tasa de 8000 stb/d (control líquido)

### **Caso 2**

- El intervalo superior PB está perforado 25' que representa el 41% de la zona de pago y producirá con una BHP de 1200 psi que es el límite mínimo legal.

- El intervalo inferior PBB está perforado 10 pies por encima del OWC y producirá a una tasa de 8000 stb/d.

### **Pozo "C"**

#### **Caso 1**

- El intervalo superior PC está perforado tal como en el caso base (condiciones actuales) y producirá a una tasa de 5000 stb/d (control líquido).
- El intervalo inferior PCC está perforado 5 pies por debajo del OWC y producirá a una tasa de 8000 stb/d (control líquido)

#### **Caso 2**

- El intervalo superior PC está perforado 24' que representa el 75% de la zona de pago y producirá con una BHP de 1200 psi que es el límite mínimo legal.
- El intervalo inferior PCC está perforado 10 pies por debajo del OWC y producirá a una tasa de 8000 stb/d.

### **3.2 Incremento del intervalo perforado en la zona de pago**

Luego de haber perforado un pozo, se comienza la etapa de completación que se inicia con la perforación de un intervalo de la arena productora que será el medio por el cual el fluido del yacimiento pase al pozo.

El lugar en el que se perfora la zona de pago influirá de manera drástica en el régimen de flujo que se observará en el yacimiento dando origen a diferentes patrones de flujo ya sea si perforamos en la parte superior, en el medio o en la parte inferior.

Generalmente se ha acostumbrado a perforar la parte superior de la zona de pago para evitar, como ya expusimos anteriormente, el aumento y producción de agua.

Como estrategia se pretende analizar lo que sucedería con la producción de un pozo si incrementamos el porcentaje perforado en la zona de pago.

De esa manera para el caso de este estudio realizamos predicciones contemplando el incremento de los pies perforados en la arena productora. Con esto se busca aumentar la capacidad del

yacimiento, aumentando el espesor de la arena que produce. Asimismo esperamos que se aumente la producción de agua. La simulación nos permitirá observar qué resultados se obtendrían.

Asimismo nos adentraremos en el estudio de lo que sucedería si perforáramos toda la zona de pago de petróleo e inclusive si perforamos parte del acuífero.

Como consideración especial, debemos acotar que en cada una de las sensibilidades en las predicciones para este caso se asumirá que el yacimiento produce a una presión de fondo fluyente de 1200 psi (BHP) que es el límite máximo que permiten las regulaciones nacionales. De esta manera permitimos que el yacimiento produzca lo máximo posible para el intervalo perforado dado y veremos el potencial máximo del pozo.

En el siguiente gráfico podemos observar el incremento gradual en el intervalo perforado que se espera simular y analizar los diferentes resultados que brinde el estudio.

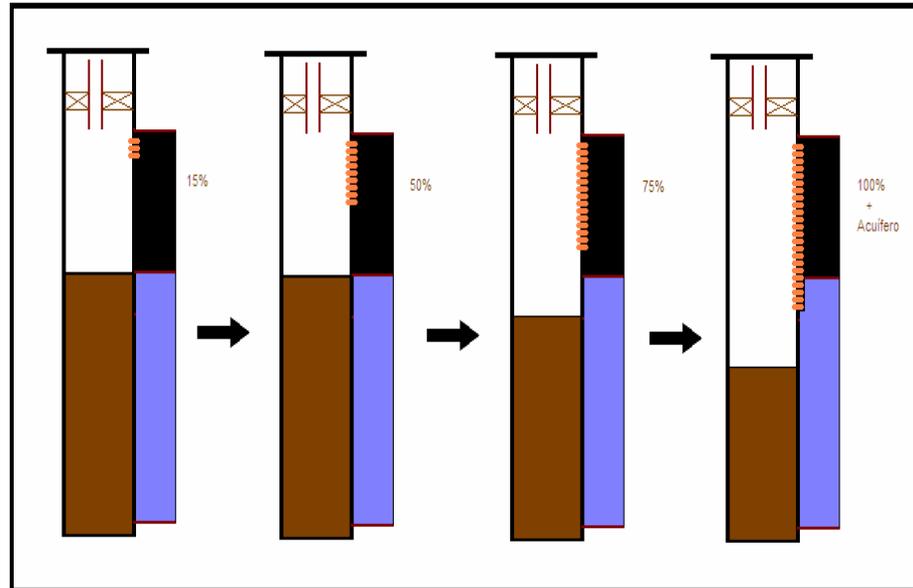


Figura 3.4 Diagrama de incremento de intervalo perforado.

A continuación revisaremos las diferentes predicciones que se realizarán en cada uno de los pozos a analizar:

### Pozo "A"

#### Caso 1

Se produce de un intervalo perforado de 17' que representa el 38% de la zona de pago. Se produce a una BHP = 1200 psi.

### **Caso 2**

Se produce de un intervalo perforado de 23' que representa el 51% de la zona de pago. Se produce a una BHP = 1200 psi.

### **Caso 3**

Se produce de un intervalo perforado de 35' que representa el 78% de la zona de pago. Se produce a una BHP = 1200 psi.

### **Caso 4**

Se produce de un intervalo perforado de 45' que representa el 100% de la zona de pago. Además se produce de 10 pies por debajo del contacto agua-petróleo. Es decir, se produce de un intervalo de 55 pies que corresponden al 100% de la zona de pago y 10 pies del acuífero. Se produce a una BHP = 1200 psi.

### **Pozo "B"**

#### **Caso 1**

Se produce de un intervalo perforado de 25' que representa el 41% de la zona de pago. Se produce a una BHP = 1200 psi.

#### **Caso 2**

Se produce de un intervalo perforado de 32' que representa el 52% de la zona de pago. Se produce a una BHP = 1200 psi.

### **Caso 3**

Se produce de un intervalo perforado de 47' que representa el 77% de la zona de pago. Se produce a una BHP = 1200 psi.

### **Caso 4**

Se produce de un intervalo perforado de 53' que representa el 100% de la zona de pago. Además se produce de 10 pies por debajo del contacto agua-petróleo. Es decir, se produce de un intervalo de 63 pies que corresponden al 100% de la zona de pago y 10 pies del acuífero. Se produce a una BHP = 1200 psi.

### **Pozo "C"**

#### **Caso 1**

Se produce de un intervalo perforado de 16' que representa el 50% de la zona de pago. Se produce a una BHP = 1200 psi.

#### **Caso 2**

Se produce de un intervalo perforado de 19' que representa el 59% de la zona de pago. Se produce a una BHP = 1200 psi. Este

intervalo perforado corresponde a las condiciones actuales de producción.

### **Caso 3**

Se produce de un intervalo perforado de 24' que representa el 75% de la zona de pago. Se produce a una BHP = 1200 psi.

### **Caso 4**

Se produce de un intervalo perforado de 39' que representa el 91% de la zona de pago. Se produce a una BHP = 1200 psi.

### **Caso 5**

Se produce de un intervalo perforado de 60' que representa el 100% de la zona de pago. Además se produce de 10 pies por debajo del contacto agua-petróleo. Es decir, se produce de un intervalo de 70 pies que corresponden al 100% de la zona de pago y 10 pies del acuífero. Se produce a una BHP = 1200 psi.

### 3.3 Completación concéntrica dual y reinyección de agua producida

La completación concéntrica dual y reinyección de agua producida se asemeja a la presentada en el punto uno del presente capítulo con una variación que es la perforación de un intervalo en la base del acuífero que permita reinyectar el agua que se produce del intervalo perforado justo encima o justo debajo del acuífero.

A continuación se presentan los intervalos que deben perforarse en esta estrategia de producción y un gráfico que nos permite visualizarlo:

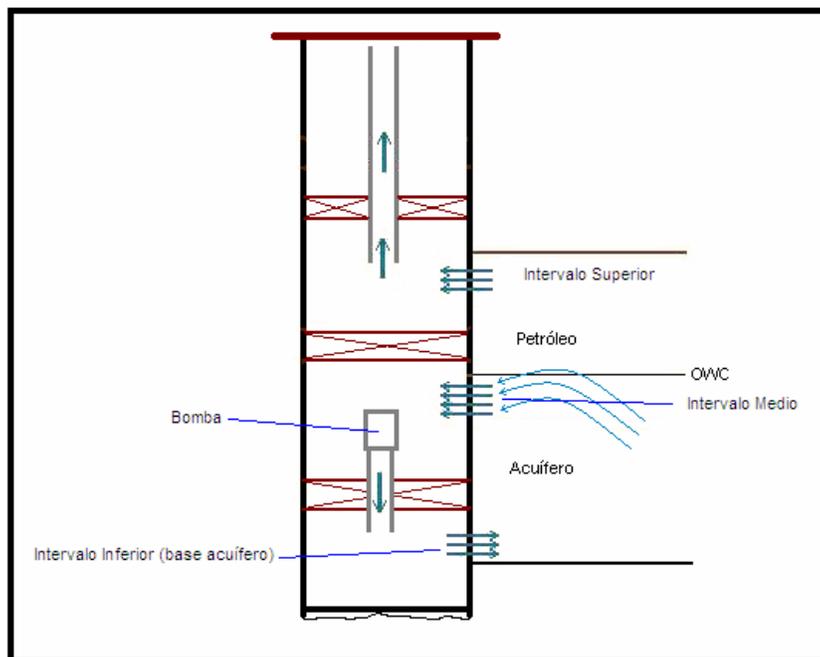


Figura 3.5 Diagrama de los intervalos a perforar en la estrategia de reinyección.

## **1. Intervalo superior**

Corresponde a la perforación de un intervalo en la parte superior de la zona de pago. Este intervalo puede aumentar como variación a la sensibilidad de la predicción. A excepción de eso, la producción se hará a un BHP de 1200 psi que es la mínima permitida.

## **2. Intervalo medio**

Corresponde a la perforación de un intervalo de diez pies justo debajo del contacto agua-petróleo (OWC). Es de esperar que el corte de agua correspondiente a este intervalo sea del cien por ciento por lo que este fluido es el que se reinyecta en el intervalo inferior. Como se verá más adelante se trabajó en las predicciones con dos tasas de producción (control líquido) de 8000 stb/d y de 20000 stb/d en los tres pozos. Antes de iniciar las predicciones para esta estrategia se realizaron simulaciones para encontrar la tasa de producción y reinyección máximas (tanto la tasa de producción y reinyección serán iguales debido a que el objetivo es que la producción del intervalo medio completamente sea reinyectada en el intervalo inferior) que se podría lograr en este yacimiento. Se inició con una tasa de 8000 stb/d y luego se fue incrementando a 10000 stb/d, 15000 stb/d,

20000 stb/d, 25000 stb/d y 30000 stb/d. En cada uno se observaba un incremento de producción de petróleo a una fecha determinada en el futuro hasta que a la tasa de 25000 stb/d se observó una disminución en la producción de petróleo y por ende un aumento de la producción de agua del intervalo superior lo cual ya no sería eficiente. Asimismo operando a una tasa de 25000 stb/d se presentaba en el intervalo superior (que es el que produce petróleo) un cambio en el simulador a control por BHP que indica que el simulador cambia la BHP a la mínima posible para tratar de producir los 25000 stb/d de fluido por lo que en la interpretación nos quiere decir que el yacimiento no puede aportar más fluido. El mismo resultado se observó a los 30000 stb/d además de que el intervalo medio también cambió su control a BHP.

De esa manera la tasa máxima de reinyección se ubicó en los 20000 stb/d.

### **3. Intervalo inferior**

Corresponde a la perforación de un intervalo de diez pies en la base del acuífero. Se escogerá un intervalo de alta permeabilidad que facilite la entrada del agua al acuífero.

Por otro lado, en esta estrategia resulta ser muy importante determinar la presión de inyección a la cara de la arena debido a que no se debe sobrepasar la presión de fractura del yacimiento para no causar daño. Es así que se determinó una presión de inyección de 5700 psi de estudios petrofísicos disponibles para el tipo de roca del yacimiento en estudio.

Asimismo, de lo expuesto en los párrafos anteriores, la tasa de reinyección máxima utilizada fue de 20000 stb/d.

En el caso de esta estrategia de producción, es posible utilizar un sistema de bombeo eléctrico sumergible invertido que permita la reinyección del fluido a la base del acuífero. Recordemos que la presión del fluido que se produce del intervalo medio deberá ser incrementada hasta 5700 psi que será la presión de inyección en la base del acuífero. La ubicación de un sistema BES si es posible debido a que se realizó un análisis de distancias entre el intervalo medio e inferior resultando en longitudes aceptables para ubicar un sistema BES.

A continuación se detallan las diferentes sensibilidades de esta estrategia de producción que serán simuladas posteriormente en las predicciones correspondientes:

## **Pozo "A"**

### **Caso 1**

- El intervalo superior PA produce de un intervalo de 17 pies que corresponden al 38% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.
- El intervalo medio PAA produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 8000 stb/d.
- El intervalo inferior PAINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6610' a 6620' TVDSS (TVDSS: total vertical depth sub sea). Admite a una tasa de 8000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

### **Caso 2**

- El intervalo superior PA produce de un intervalo de 17 pies que corresponden al 38% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.

- El intervalo medio PAA produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 20000 stb/d.
- El intervalo inferior PAINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6610' a 6620' TVDSS (TVDSS: total vertical depth sub sea). Admite a una tasa de 20000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

### **Caso 3**

- El intervalo superior PA produce de un intervalo de 23 pies que corresponden al 51% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.
- El intervalo medio PAA produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 20000 stb/d.
- El intervalo inferior PAINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6610' a 6620' TVDSS (TVDSS: total vertical depth sub sea). Admite a una tasa de 20000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

#### **Caso 4**

- El intervalo superior PA produce de un intervalo de 35 pies que corresponden al 78% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.
- El intervalo medio PAA produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 20000 stb/d.
- El intervalo inferior PAINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6610' a 6620' TVDSS (TVDSS: total vertical depth sub sea). Admite a una tasa de 20000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

#### **Pozo "B"**

##### **Caso 1**

- El intervalo superior PB produce de un intervalo de 16 pies que corresponden al 50% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.
- El intervalo medio PBB produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 8000 stb/d.
- El intervalo inferior PBINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6679' a 6689' TVDSS (TVDSS: total vertical

depth sub sea). Admite a una tasa de 8000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

### **Caso 2**

- El intervalo superior PB produce de un intervalo de 16 pies que corresponden al 50% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.
- El intervalo medio PBB produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 20000 stb/d.
- El intervalo inferior PBINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6679' a 6689' TVDSS (TVDSS: total vertical depth sub sea). Admite a una tasa de 20000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

### **Caso 3**

- El intervalo superior PB produce de un intervalo de 24 pies que corresponden al 75% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.
- El intervalo medio PBB produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 20000 stb/d.

- El intervalo inferior PBINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6679' a 6689' TVDSS (TVDSS: total vertical depth sub sea). Admite a una tasa de 20000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

#### **Caso 4**

- El intervalo superior PB produce de un intervalo de 47 pies que corresponden al 100% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.
- El intervalo medio PBB produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 20000 stb/d.
- El intervalo inferior PBINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6679' a 6689' TVDSS (TVDSS: total vertical depth sub sea). Admite a una tasa de 20000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

#### **Pozo "C"**

##### **Caso 1**

- El intervalo superior PC produce de un intervalo de 25 pies que corresponden al 41% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.

- El intervalo medio PCC produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 8000 stb/d.
- El intervalo inferior PCINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6614' a 6624' TVDSS (TVDSS: total vertical depth sub sea). Admite a una tasa de 8000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

## **Caso 2**

- El intervalo superior PC produce de un intervalo de 25 pies que corresponden al 41% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.
- El intervalo medio PCC produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 20000 stb/d.
- El intervalo inferior PCINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6614' a 6624' TVDSS (TVDSS: total vertical depth sub sea). Admite a una tasa de 20000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

### **Caso 3**

- El intervalo superior PC produce de un intervalo de 32 pies que corresponden al 52% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.
- El intervalo medio PCC produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 20000 stb/d.
- El intervalo inferior PCINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6614' a 6624' TVDSS (TVDSS: total vertical depth sub sea). Admite a una tasa de 20000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

### **Caso 4**

- El intervalo superior PC produce de un intervalo de 47 pies que corresponden al 77% de la zona de pago. Produce a una min. BHP de 1200 psi.
- El intervalo medio PCC produce de un intervalo de 10 pies perforados justo debajo del contacto agua-petróleo con un control líquido de 20000 stb/d.
- El intervalo inferior PCINJ admite agua mediante un intervalo de diez pies ubicados de 6614' a 6624' TVDSS (TVDSS: total vertical

depth sub sea). Admite a una tasa de 20000 stb/d (control líquido) y a una BHP de inyección de 5700 psi.

### **3.4 Sidetrack**

Un sidetrack es una operación de reperforación que se efectúa sobre un pozo vertical u direccional con el objetivo de transformarlo a un pozo horizontal que permita optimizar la producción.

La operación de diseño del sidetrack involucra la elección de la longitud del pozo horizontal así como la profundidad a la que debe realizarse la perforación horizontal.

El proceso requiere de un proceso de perforación por lo que el pozo debe cerrarse y las ganancias por la producción cesarán, además de que la perforación y posterior completación requiere de una inversión adicional.

El sidetrack ha sido una alternativa de optimización de recuperación de petróleo debido a las ventajas que presenta la producción a través de un pozo horizontal pero asimismo la inversión es un factor

limitante frente a los resultados que no serán cien por ciento efectivos para todos los casos.

Como podemos observar en la figura, tenemos el pozo direccional y la operación de reperforación para obtener así un pozo horizontal que atraviese la zona de pago.

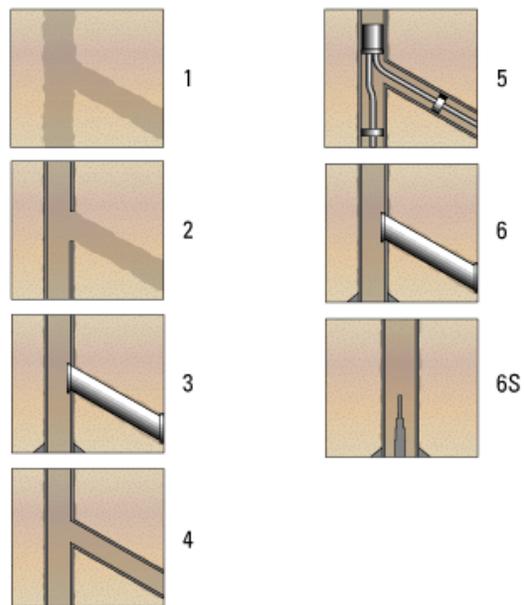


Figura 3.6 Diagrama de diferentes tipos de sidetrack.

En nuestro caso se simulará un sidetrack que permita obtener un pozo horizontal de 360 pies de longitud y a una profundidad que deberá ser elegida en función de la que presente la mejor permeabilidad, por lo que variará de pozo a pozo. La elección de la

profundidad ideal dentro de la zona de pago permitirá crear un canal de buena permeabilidad para así optimizar la producción y el flujo cercano al pozo.

Asimismo es posible determinar una tasa de líquido a la que se producirá de manera constante durante la predicción. Debido a la no existencia de estudios previos se escogió un valor aproximado que corresponde al doble de la tasa de producción actual.

A continuación se presentan las características de las predicciones da cada uno de los pozos:

### **Pozo “A”**

- La longitud del pozo horizontal es de 360 pies ubicado a una profundidad de 6521 pies (TVDSS) que presenta una permeabilidad de 4643 md. Este análisis de permeabilidad se lo hizo de los registros eléctricos digitales que permiten obtener valores de permeabilidad con una sensibilidad de un pie. El pozo horizontal estará ubicado en la zona de pago. El pozo producirá a una tasa de 4000 stb/d de fluido (control líquido) que corresponde aproximadamente a el doble de la tasa actual.

### **Pozo “B”**

- La longitud del pozo horizontal es de 360 pies ubicado a una profundidad de 6536 pies (TVDSS) que presenta una permeabilidad de 11500 md. Este análisis de permeabilidad se lo hizo de los registros eléctricos digitales que permiten obtener valores de permeabilidad con una sensibilidad de un pie. El pozo horizontal estará ubicado en la zona de pago. El pozo producirá a una tasa de 4000 stb/d de fluido (control líquido) que corresponde aproximadamente al doble de la tasa actual.

### **Pozo “C”**

- La longitud del pozo horizontal es de 360 pies ubicado a una profundidad de 6519 pies (TVDSS) que presenta una permeabilidad de 9147 md. Este análisis de permeabilidad se lo hizo de los registros eléctricos digitales que permiten obtener valores de permeabilidad con una sensibilidad de un pie. El pozo horizontal estará ubicado en la zona de pago. El pozo producirá a una tasa de 4000 stb/d de fluido (control líquido) que corresponde aproximadamente al doble de la tasa actual.

### **3.5 Pozo horizontal**

En el punto 3.4 analizamos la producción mediante un pozo horizontal, pero realizado a partir de una fecha posterior a la completación inicial, que involucra un proceso de reperforación.

En este punto se analiza cuál sería el resultado sobre la recuperación última de petróleo si el pozo hubiera producido a través de un pozo horizontal desde el inicio de su vida productiva, es decir, que haya sido un pozo horizontal desde su completación inicial.

De esta manera, luego de analizar los resultados de esta estrategia en capítulos posteriores estaríamos en condiciones de establecer la factibilidad de emplear pozos horizontales como estrategia para optimizar la producción de petróleo desde el inicio de la vida productiva frente a otras alternativas que se tomarían ya iniciada la producción del pozo.

Para el caso del pozo horizontal, se escogió una longitud de la sección horizontal de 618 pies y una producción de 8000 stb/d de fluido para las predicciones en el caso de los tres pozos.

# CAPÍTULO 4

## 4. PROCEDIMIENTO DE ESTUDIO

### **Introducción**

El objetivo del presente trabajo es determinar mediante un estudio individual de diferentes estrategias de producción en diferentes pozos de un yacimiento, aquella que permita obtener una mayor recuperación de petróleo.

Este objetivo a alcanzar, requiere de un análisis muy detallado de los diferentes aspectos y variables que intervienen en la producción de un pozo a través del tiempo, que así permitirán obtener un buen modelo del volumen que drena el pozo en el yacimiento.

Es así, que antes de comenzar con la simulación de las diferentes predicciones de cada pozo es necesario realizar un análisis que requiere

de diferentes fases de estudio e instancias de análisis de información para determinar las propiedades a utilizar en el modelo de simulación.

Las diferentes fases involucran un análisis de la historia de completación del pozo, es decir, de los diferentes trabajos de reacondicionamiento que se hayan realizado para poder entender el estado actual y a través del tiempo de las condiciones mecánicas del pozo, así como de los métodos usados para producir el pozo como por ejemplo, los intervalos perforados para producir. Asimismo, un análisis de datos de presión y producción son necesarios para realizar un ajuste entre los cambios en la presión de fondo con la producción de agua y petróleo. Se desprende de este análisis la determinación de las diferentes pruebas de pozo (build up) o MRT (Multivariable reservoir test) que se hayan realizado.

Luego, con información preeliminar de la vida del pozo, análisis de build up y otras pruebas, tenemos una visión general del estado del pozo y su volumen de drenaje. Es así que se analizan los datos que corresponden a propiedades de fluido y de la roca que serán utilizados en el modelo de simulación. Estas propiedades incluyen: viscosidad, punto de burbuja, factor volumétrico de formación, compresibilidad del fluido, factor de solubilidad del petróleo entre otros. Asimismo: porosidad, permeabilidades relativas a los fluidos, compresibilidad de la roca, etc.

Realizado el modelo se empieza el ajuste histórico y luego las diferentes predicciones que nos darán los resultados que se buscan.

El presente capítulo nos permitirá entender y analizar los diferentes detalles de cada una de las fases que involucró el estudio de esta tesis. Asimismo realizaremos una revisión de las generalidades del simulador Eclipse 100.

#### **4.1 Historia de la completación del pozo**

El objetivo de esta etapa es la de estudiar en detalle los aspectos que tienen que ver con la completación del pozo y sus variaciones con los diversos reacondicionamientos que se hayan dado. Asimismo se pretende determinar los diferentes trabajos o pruebas que se hayan realizado.

Podemos resumir los objetivos en:

- **Estudio de trabajos de reacondicionamiento**

Que involucra la fecha exacta de inicio y finalización del trabajo y el objetivo del reacondicionamiento del pozo.

Pueden ser:

- **Cambio de BES**, debido a que los pozos del yacimiento producen por el sistema de bombeo eléctrico-sumergible. Determinar el tipo de bomba que se baja, la profundidad de asentamiento nos permitirá corregir exactamente los datos de presión que nos da el sensor a la profundidad de las perforaciones. También, es importante determinar la frecuencia a la que está funcionando la bomba.
- **Cambio en la completación de fondo**, nos permitirá entender si existió algún daño en las condiciones mecánicas del pozo.
- **Cambio del intervalo de producción**, algunos de los pozos que se estudia pueden producir de dos arenas por lo que en determinadas ocasiones se prueban una arena y luego otra o se produce de una zona por un tiempo y luego se cambia a la otra. Saber las fechas de cambios nos permite efectuar un ajuste histórico más exacto.
- **Trabajos de estimulación**, indican que el yacimiento ha presentado ciertos daños que se han intentado remediar con los trabajos de estimulación. Esto nos permitirá entender cambios en las tasas de producción así como introducir la variable de daño en los trabajos de simulación.
- **Trabajos de squeeze y reperforación**, en muchos de los pozos se presenta un aumento gradual del corte de agua en la producción.

El trabajo que generalmente se realiza es el de la cementación forzada de las perforaciones del intervalo productor y la reperforación de un intervalo ubicado una cantidad de pies más arriba que la anterior y así retrasar la producción excesiva de agua. Esto nos permitirá determinar las nuevas profundidades de los intervalos de producción así como será un referente para ajustar la producción de agua que generalmente disminuye luego de este tipo de trabajos.

#### - **Pruebas de reservorio**

Dentro de la vida productiva de un pozo es aconsejable realizar diferentes pruebas de restauración de presión, MRT (multivariable rate test), pruebas de drawdown, que permitirán obtener datos, para mediante modelos deducir ciertas propiedades del yacimiento así como los diferentes tipos de fronteras como fallas, acuífero activo y otros. Es decir, un estudio del yacimiento.

Al estudiar la historia de completación es posible determinar qué tipo de prueba se realizó y el objetivo de ella. Es importante analizar la prueba de MRT que generalmente se realiza al inicio de producción del pozo.

- **Pruebas de producción**

En los pozos analizados es posible encontrar diferentes pruebas de producción que incluye la corrida de un registro llamado PLT (Production Logging Test) que permite determinar los porcentajes de producción de petróleo o agua de las perforaciones en los intervalos de producción así como determinar por registros de temperatura los lugares en donde se produce sólo agua y así se determina si existe canalización de agua del acuífero a través del cemento producto de una mala cementación.

El análisis conjunto de cada uno de estos aspectos nos brindará una visión general y acertada de las condiciones del pozo actuales y a través del tiempo de tal manera que se tendrá un mejor criterio en el momento de realizar el ajuste histórico y predicciones en el proceso de simulación.

El estudio de los objetivos de cada uno de los trabajos nos da las pautas para entender los diferentes problemas que ha tenido el pozo dentro de su vida productiva ya sea de origen mecánico en la completación del pozo como daños en el yacimiento.

Por otro lado nos brinda información valiosa que será utilizada en los análisis posteriores como lo son:

- Profundidad de asentamiento de la BES.
- Profundidades de los intervalos productores.
- Cambio de intervalo productor (cambio de arena).
- Fechas y horas exactas de inicio y finalización de trabajos de reacondicionamiento y pruebas de pozos y de producción en los cuales las tasas de producción cambian o son llevadas a cero.

#### **4.2 Análisis de datos históricos de presión y producción**

Los tres pozos analizados producen por medio de bombas eléctricas sumergibles. Dentro de los dispositivos que se bajan a profundidad encontramos el sensor que registra datos de presión y de temperatura. Estos datos son transmitidos a superficie y almacenados mediante archivos electrónicos que en el caso que nos compete se lo hacía en hojas electrónicas.

Es así que mediante el uso de la herramienta Saphyr es posible cargar todos estos datos de presión de fondo para su posterior análisis.

De la misma manera, los sistemas de producción que controlan a los pozos permiten registrar las tasas de producción de petróleo y agua en tiempo real, por día o mes de manera que podemos cargarlos también en el programa Saphyr.

El programa Saphyr es una herramienta que nos permita realizar análisis de presión, que consiste en cargar los datos de presión versus tiempo, ajustarlos con la producción y luego analizar las diferentes pruebas de drawdown y de restauración que se hayan llevado a cabo en el pozo para así obtener datos preeliminares de los parámetros del yacimiento. Todo esto se realiza en la herramienta mencionada.

A continuación se detalla el procedimiento seguido en esta etapa del estudio.

1. Solicitar los datos de presión de fondo tomados por el sensor de la bomba electro-sumergible. Estos valores de presión vienen dados en unidades de presión “psi” y con referencia a la profundidad de ubicación del sensor de la bomba.
2. Los datos de presión vienen almacenados en archivos de hojas electrónicas. Además, generalmente existen ciertos errores en el

almacenamiento de las presiones de fondo que radican en un error del sensor, de la transmisión de datos o de manejo del operador que los almacena. Estos errores pueden ser:

- Los datos de presión son almacenados con la respectiva fecha y hora en que fueron tomados. El sensor los toma generalmente cada cierta cantidad de segundos o minutos. Por lo que se presentan errores al tomar un valor de presión varias veces para una misma fecha y hora. En el momento de cargar estos datos al Saphyr se presentará un error por superposición de fechas. La solución a este inconveniente es observar los datos de presión alrededor de esa fecha y hora, y estimar un valor conveniente o escoger el más acertado de los valores que presenta el sensor.
- Por otro lado, cada fecha y hora es convertida a un formato establecido de mm/dd/yy hh:mm:ss (mes/día/año hora:minutos:segundos) por lo que en ciertas ocasiones se presentan errores en cuanto al formato en que se encuentra la fecha por lo que es necesario utilizar filtros para analizar los miles de datos y determinar aquellos que deben ser cambiados para obtener una serie de datos de presión

ordenados y en formato determinado. Cabe anotar que todo esto es realizado en la Hoja Electrónica.

3. Una vez obtenidos un conjunto de datos de presión ordenados de acuerdo al tiempo, se procede a cargarlos en el programa Saphyr para el análisis correspondiente. Es necesario recalcar que para cada pozo se obtenían aproximadamente 600000 datos de presión y que la depuración de los datos es un proceso largo y tedioso. Es así que se cargan los datos en el programa de análisis. Los datos cargados son desplegados en pantalla mediante un gráfico que permite observar los datos de presión en “psi” en el eje de las ordenadas y el tiempo (fecha) en el eje de las abscisas.
  
4. Una vez cargados todos los datos de presión disponibles se verifica las fechas a las cuales no existen datos de presión. En los datos entregados por el sensor existen ciertos intervalos de tiempo en los cuales no se generan datos de presión o al momento de almacenamiento estos fueron perdidos. Es así que se hace necesario ubicar valores de presión y tiempo en aquellos intervalos sin datos. La manera de hacerlo es recurrir a los datos que se entregan en tiempo real en los que se puede obtener

valores de presión promedio diarias para aquellas fechas sin información de presión. Estos datos son agregados al archivo que se ha iniciado en el Saphyr.

5. Una vez cargados todos los datos de presión se procede a corregir dichos valores a la profundidad de las perforaciones. El proceso de corrección se basa en:

Un balance de masa: la masa del crudo muerto de superficie más la masa del gas asociado liberado por este barril de crudo muerto deberá ser igual a la masa del volumen que ocupa un barril estándar a condiciones del reservorio.

Matemáticamente:

$$1STB \times \rho_{OSC} \times 5,615 + R_s \times \rho_{GSC} = \beta_o \times \rho_{OR} \times 5,615$$

De donde,

$$\rho_{OR} = \frac{\rho_{OSC} \times 5,615 + R_s \times \rho_{GSC}}{\beta_o \times 5,615}$$

En la que:

$\rho_{OSC}$ : densidad del petróleo a condiciones estándar de 14,7 psia y 60°F en lb/ft<sup>3</sup>

$\rho_{GSC}$ : densidad del gas de solución liberado del petróleo a condiciones estándar de 14,7 psia y 60°F en lb/ft<sup>3</sup>

$\rho_{OR}$ : densidad del petróleo a condiciones del reservorio en lb/ft<sup>3</sup>

$\beta_o$ : Factor Volumétrico de formación del petróleo en rb/STB (reservoir barrels per Stoke Tank Barrel).

$R_s$ : Factor de solubilidad del petróleo (razón gas en solución-petróleo) en SCF/STB (Standard Cubic Feet per Stoke Tank Barrel).

El valor 5,615 es un factor de conversión para llevar los pies cúbicos a barriles.

Los valores de densidad de petróleo a condiciones estándar, densidad del gas a condiciones estándar, Factor volumétrico de formación del petróleo, factor de solubilidad son obtenidas de datos y análisis anteriores.

Una vez obtenida la densidad del petróleo a condiciones del reservorio, se determina el gradiente del fluido a condiciones del reservorio.

$$G_{FLUIDO} = \frac{[G_W \times \rho_{OR} \times (1 - BSW)] + [G_W \times S.G_{WATERRES} \times BSW]}{62,4}$$

Donde,

$G_{FLUIDO}$ : gradiente del fluido a condiciones del reservorio en psi/pie.

$G_W$ : gradiente del agua a condiciones estándar en psi/pie que se escoge igual a 0,433 psi/pie.

$S.G_{WATERRES}$ : Gravedad específica del agua producida con el petróleo.

BSW: porcentaje de agua y sedimentos en el petróleo producido en fracción.

El valor de 62,4 corresponde a la densidad del agua en libras/pie cúbico y divide a la densidad del petróleo a condiciones de reservorio para obtener la gravedad específica del petróleo a condiciones del reservorio.

Una vez obtenido el gradiente del fluido a condiciones del reservorio, se multiplica este valor por la longitud en pies que existe entre la profundidad del sensor de la bomba y la profundidad de las perforaciones, obteniendo así la cantidad de psi que se debe agregar a los datos proporcionados por el sensor para obtener el valor corregido a la profundidad de análisis que es la de las perforaciones.

Cabe anotar que se debe tomar en cuenta todos los trabajos de reacondicionamiento que involucren cambios de la bomba electro-sumergible o cambio de intervalo productor. Es así que la corrección de presión se debe dar por intervalos para ir cambiando los valores de profundidad de bomba o de perforaciones conforme los trabajos de reacondicionamiento del pozo.

6. En esta fase del análisis es necesario cargar los datos de tasas de producción de petróleo y agua según el tiempo. Estos datos fueron cargados día a día en una unidad de STB.
  
7. Se debe tener en cuenta que los datos de presión cargados están casi su mayoría tomados cada cierta cantidad de segundos y que

las tasas de producción son valores promedios diarios por lo que se debe hacer ajustes manuales entre aumentos y disminuciones de presión con tasas. Asimismo, se debe ajustar que las tasas de producción sean cero justo en la fecha y hora donde se realizaron los trabajos de reacondicionamiento que requirieron cerrar el pozo.

8. Hasta este punto tenemos datos de presión y tasas de producción que se encuentran ajustadas a sus respectivos cambios y de manera ordenada. En este momento se escogen aquellas pruebas de restauración que se hayan efectuado para su análisis. Una prueba adicional que se analiza es el MRT que se efectúa al inicio de producción del pozo. En cada pozo se pueden encontrar de seis a diez pruebas de restauración que coinciden con los trabajos de reacondicionamiento y que pueden ser analizadas. Pero no todas las pruebas permitirán obtener datos confiables ya que muchas veces el pozo no fue cerrado por motivo de una prueba sino por trabajos en el pozo por lo que el tiempo de cierre no es el suficiente para encontrar datos de permeabilidad y fronteras.

9. Se realiza un análisis preliminar en todos los intervalos de restauración y se eligen aquellos que muestran un mejor gráfico logarítmico y de la derivada.

Aquellos que sean seleccionados, se les realiza un análisis utilizando los modelos de la derivada y logarítmico. El programa permite variar todas las propiedades del yacimiento hasta obtener un ajuste entre la curva originada con los datos de campo y la curva generada con los datos escogidos para el análisis. El momento que se obtiene un ajuste moderado se pueden generar datos de:

- Permeabilidad
- Longitud de la arena productora
- Longitud de la frontera
- Daño
- Coeficiente de almacenamiento y otros más.

Asimismo se pueden variar los modelos desde modelos simples hasta modelos que involucran una frontera con presión variable, de dos estratificaciones, fronteras en las que existen fallas y otros.

Es así que se obtienen datos preliminares de nuestro yacimiento que permiten tener una visualización de lo que sucede en el yacimiento, el tipo de frontera que tiene el volumen de drenaje y otros aspectos necesarios en un análisis previo a la simulación.

A continuación podemos observar ciertos gráficos que ilustran el trabajo realizado en el programa.



Figura 3.7 Ajuste del modelo log-log en la parte superior y ajuste de presión en la parte inferior realizado en Saphir.

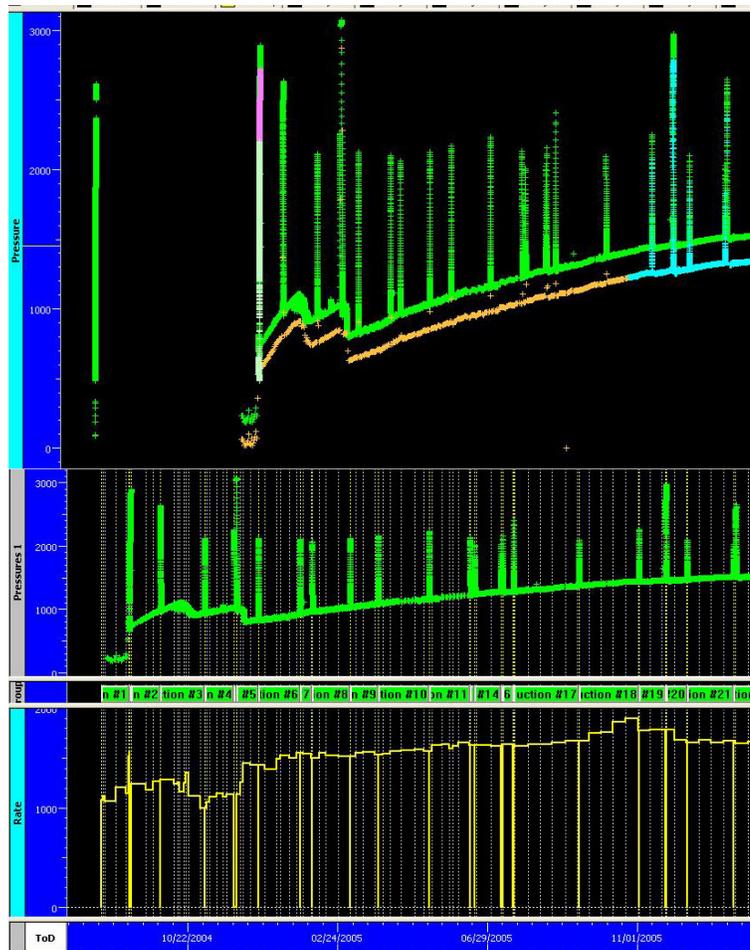


Figura 3.8 Carga de datos de presión en Saphir (parte superior). Ajuste de presión y caudales (parte inferior).

### 4.3 Propiedades de la roca y fluidos del yacimiento

Como paso previo a la construcción del modelo en el simulador Eclipse 100 es necesario reunir cierta información importante y esencial que serán utilizados por la herramienta para los cálculos correspondientes al momento de realizar el ajuste histórico de presión y producción, así como las predicciones.

Esta información tiene que ver con las propiedades de la roca y de los fluidos del yacimiento.

A continuación veremos la información que debe ser requerida para los sucesivos pasos del estudio.

### **Propiedades de la roca**

Dentro de las propiedades de la roca del yacimiento es necesaria la siguiente información:

1. Compresibilidad de la roca en  $\text{psi}^{-1}$  a una presión de referencia (psi).
2. Al momento de construir el modelo en el simulador, éste se encuentra basado en unidades denominadas celdas que forman un cuerpo que representa el volumen de drenaje del pozo. Es así que es necesario asignar un valor de porosidad y de permeabilidad a cada una de estas celdas. La manera que se trabajó en el presente estudio fue el de usar la información de los registros tomados en el pozo en el cual se obtienen valores de porosidad y permeabilidad para diferentes profundidades con una sensibilidad de un pie por intervalo por lo que es posible asignar

esos valores para todas las celdas que se encuentran a una profundidad dada.

3. Permeabilidades relativas al petróleo y al agua con respecto a la saturación de agua. Se utilizan los estudios petrofísicos realizados a diferentes núcleos.
4. Permeabilidad de la roca al agua en el acuífero de fondo.
5. Porosidad de la roca en el acuífero de fondo.
6. Compresibilidad total (roca + agua) del acuífero.

### **Propiedades de los fluidos**

Se necesitan ciertas propiedades del petróleo y del agua que se produce junto al crudo:

1. Factor volumétrico de formación del petróleo muerto para diferentes valores de presión.
2. Viscosidad del crudo muerto para diferentes valores de presión.
3. Densidad del petróleo muerto a condiciones estándar.
4. Densidad del agua a condiciones estándar
5. Factor volumétrico de formación y la viscosidad del agua a una presión de referencia.
6. Compresibilidad del agua

7. Densidad del gas producido (gas de solución) a condiciones estándar.

Por otro lado, para determinar las distribuciones de saturaciones iniciales de los fluidos en el yacimiento así como para las diferentes ecuaciones de flujo es necesario los datos de presión capilar para diferentes valores de presión.

Cada una de las propiedades especificadas fueron tomadas de diferentes estudios petrofísicos de núcleos del yacimiento así como de análisis PVT realizados a los fluidos del yacimiento en estudio.

#### **4.4 Modelo en Eclipse 100 para simulación del yacimiento**

A continuación revisaremos las generalidades del simulador Eclipse 100 así como de la estructura e información necesaria para construir el modelo que será simulado en Eclipse 100.

##### **4.4.1 Generalidades del simulador Eclipse 100**

Eclipse 100 es un simulador de “black oil” con opciones para gas condensado para tres fases, tres dimensiones y propósitos generales que utiliza un método implícito completo.

El programa ha sido escrito en FORTRAN77 y opera en cualquier computadora que tenga un compilador ANSI Standard FORTRAN77 así como suficiente almacenamiento virtual o real.

El programa Eclipse 100 incluye además programas auxiliares que son:

- GRAF: Post-procesador de gráficos independiente.
- PSEUDO: Generador tri-dimensional de pseudos-funciones.
- FILL: Un pre-procesador de geometrías punto-esquina.
- VFPI: Programa interactivo para cálculos hidráulicos en el pozo.
- EDIT: Editor de pantalla especialmente diseñado para la preparación de datos en ECLIPSE.

A continuación revisaremos algunas de las características que ofrece ECLIPSE 100.

### **Formato de entrada libre**

Los datos de entrada para Eclipse pueden ser preparados en un formato libre, utilizando un sistema de palabras claves que en el

lenguaje que se utilizara en adelante se denominan “keywords”. Podríamos pensar que se elabora un código de programación basado en los keywords.

Otra manera de ingresar la información a Eclipse que prácticamente es la construcción del modelo, así como la información del ajuste histórico y predicciones es usando el programa auxiliar EDIT que permite el ingreso de datos en un ambiente de Windows.

En el caso del presente estudio se utilizó el sistema de keywords elaborando un código mediante el programa “Bloc de notas” que posteriormente es leído por el simulador. El formato de entrada es el elemento fundamental en el proceso de simulación porque es este archivo de entrada el que le da al simulador toda la información sobre:

- Dimensiones del grid de simulación (representación del yacimiento mediante celdas).
- Propiedades petrofísicas de cada una de las celdas del gris.
- Propiedades de los fluidos según presión.

- Datos del acuífero
- Comandos de simulación, métodos matemáticos a utilizar, forma de presentación de los resultados, métodos de ajuste históricos, tipos de modelos de acuífero a usar, fases de los fluidos y muchas otras variables que deben ser enunciadas en este archivo de entrada que prácticamente le dice al simulador qué debe calcular y cuáles son los datos del yacimiento de manera detallada.

### **Opciones de Fase**

Eclipse 100 puede ser usado para simular 1, 2 o 3 sistemas de fases. Las opciones de dos fases (petróleo/agua, petróleo/gas, gas/agua) son resueltas como sistemas de dos componentes ahorrando tanto capacidad de almacenamiento del computador así como tiempo.

### **Opciones de Geometría**

En Eclipse 100 se encuentran disponibles las opciones de geometría del “punto esquina” y de “geometría de centro de bloque” para 1, 2 o 3 dimensiones. Asimismo se encuentra disponible un modelo radial de tres dimensiones que permita al flujo tomar lugar a través de los 360 grados de interface.

La opción de geometría de “punto esquina” permite construir geometrías extremadamente complejas para dar una representación más confiable de la geología del reservorio. Esta opción es de especial uso para reservorios altamente fallados. El grid puede ser distorsionado arealmente para calzar a través de las líneas de falla y ser desplazado verticalmente para modelar fallas complejas.

### **Métodos matemáticos de resolución**

#### **Tecnología completamente implícita**

Eclipse usa el método completamente implícito para proveer estabilidad en problemas con períodos de tiempo largos. Se presta mucho cuidado para que las ecuaciones no lineales completamente implícitas sean resueltas de manera precisa, reduciendo todos los residuos a tolerancias muy pequeñas. Los errores en los balances de materia (sumas residuales) son extremadamente pequeñas. Se utiliza el método de Newton para resolver las ecuaciones no lineales. La matriz Jacobiana se expande completamente en todas las variables para asegurar una rápida convergencia cuadrática. Además, para acelerar la convergencia en problemas altamente no lineales se utilizan varios métodos especiales. Las ecuaciones lineales que

aparecen en cada iteración de Newton son resueltas simultáneamente por la Factorización de Nested acelerado por el Ortonomio.

Tradicionalmente, las técnicas completamente implícitas se reservan para estudios pequeños de conificación, donde algunas celdas de volúmenes porosos de fluido pueden pasar a través de pequeñas celdas cercanas al pozo durante un intervalo de tiempo. Es así, que los métodos IMPES (IMplicit Pressure Explicit Saturation) y semi-implícitos no pueden ser usados en esa clase de problemas a menos que los intervalos de tiempo sean reducidos a valores tan pequeños que no son prácticos. Cuando se usa el método completamente implícito, las ecuaciones lineales resultantes están fuertemente acopladas y pueden ser resueltas eficientemente sólo por métodos simultáneos y por métodos secuenciales simples. Los problemas pequeños de este tipo pueden ser resueltos eficientemente por métodos directos como el de eliminación Gaussiana D4. Los métodos iterativos como SIP y LSOR, que son requeridos para problemas largos, fallan en la convergencia.

Es así, que la mayoría de simuladores no pueden aplicar métodos completamente implícitos a problemas largos. Eclipse, deja a un lado esta restricción con el uso de la Factorización de Nested, la cual resuelve eficientemente y de manera confiable los problemas largos.

### **IMPES**

A pesar que el método completamente implícito es el procedimiento estándar de solución usado por Eclipse, algunas veces es más ventajoso usar el método IMPES (IMplicit Pressure Explicit Saturation) que también se encuentra disponible en Eclipse. El método IMPES es potencialmente inestable y debe ser usado solamente en estudios con sistemas regulares de grid (no celdas pequeñas) e intervalos de tiempo pequeños como en un ajuste histórico (history match). En Eclipse se pueden usar ambos métodos en una misma corrida de simulación.

### **Factorización de Nested**

Las ecuaciones lineales que aparecen en cada iteración de Newton son resueltas usando la Factorización de Nested acelerado por el Ortonomio. Esta es la técnica iterativa más rápida para la solución de conjuntos largos de ecuaciones

lineales dispersas. La técnica conserva material precisamente en cada iteración. De aquí que, los errores del balance de materia pueden aparecer solamente como resultado de no linealidad.

En cada iteración, la Factorización de Nested realiza una nueva “dirección de búsqueda”. El procedimiento del Ortonomio, el cual minimiza la suma de los cuadrados de los residuos (errores), requiere cada nueva búsqueda para ser ortogonalizada a la dirección de búsqueda previa.

### **PVT y datos de la roca**

Eclipse da cuidado especial al uso de las funciones de presión y saturación que especifica el usuario. No sigue la práctica de suavizar los datos por interpolación de un número fijo de intervalos de saturación igualmente espaciados.

Se puede usar diferentes números de tablas de datos para diferentes partes del reservorio, de aquí que, por ejemplo, para cada tipo de roca diferente se puede ingresar una tabla separada de saturación.

### **Control individual de los pozos**

Eclipse posee un conjunto de opciones para el control individual de los pozos.

Los pozos productores pueden operar a un valor específico de tasa de petróleo, tasa de agua, tasa de líquido, tasa de gas, tasa de drenaje del fluido del reservorio, presión de fondo fluyente y presión de cabeza de tubing. El ingeniero provee un valor que es el objetivo para una de estas cantidades, y limita los valores para cualquiera de las cantidades restantes. El pozo operará a los valores objetivos especificados mientras que ninguno de los límites sean violados. Si un límite va a ser violado, el pozo automáticamente cambiará su modo de control para mantenerse operando dentro de los valores permitidos. Las tasas de presión y de flujo serán calculadas para el pozo bajo condiciones normales de flujo, pero el flujo acumulado será reducido acorde al factor de eficiencia.

Los pozos inyectoros tienen un conjunto de controles similares. Valores límites u objetivos se pueden ajustar para las tasas de inyección a condiciones de superficie, a condiciones de

reservorio, la presión de fondo fluyente y la presión de cabeza de tubing.

Para ayudar al proceso de ajuste histórico, los pozos productores pueden ser puestos bajo un tipo de control adicional. Se ingresa las tasas de petróleo, agua y gas observadas y el pozo puede ser puesto a producir a la tasa equivalente de líquido o líquido del reservorio. Así, la tasa de declinación de presión deberá ser aproximadamente correcta a pesar de que el corte de agua y la razón gas-petróleo no se hayan ajustado exactamente. Tanto las tasas de flujo observadas como las calculadas pueden ser escritas al archivo sumario para las comparaciones gráficas.

Los pozos productores también pueden ser sujetos a una clase adicional de limitaciones económicas. Un pozo se cerrará o será re-completado si es que las tasas de petróleo, agua o gas caen por debajo de un límite económico. Si es que el corte de agua, razón gas-petróleo, razón agua-gas excede los valores limitantes superiores, el pozo será re-acondicionado o cerrado. Los límites superiores pueden ser aplicados a conexiones individuales en cada pozo los cuales serán cerrados si se exceden en algún valor.

## **Acuíferos**

Los acuíferos pueden ser representados eligiendo entre dos modelos analíticos, un modelo de flujo constante o un modelo numérico. Los modelos analíticos son: Acuífero de Fetkovich y el Acuífero de Carter-Tracy. El modelo de flujo constante permite al usuario especificar el flujo por unidad de área a cualquier tiempo durante la simulación. El modelo numérico consiste en una secuencia de celdas del acuífero conectadas entre sí en una dimensión. La celda más interna de todas en el acuífero numérico puede ser conectada a cualquier número de celdas del reservorio.

Cada una de las propiedades de las celdas del acuífero como: profundidad, dimensiones, porosidad, permeabilidad, etc., pueden ser especificadas separadamente, permitiendo al usuario completa flexibilidad en la definición de cada acuífero.

## **Revisión del archivo de datos**

El archivo de datos de entrada de Eclipse, en el cual se declaran las características del modelo y de la simulación, se divide en secciones, y cada una de ellas es formada por los “keywords”.

A continuación revisaremos cada una de las secciones y el contenido de información que abarcan:

Junto al nombre de la sección se definirá si el archivo debe siempre constar en el archivo de datos de entrada o es opcional.

**RUNSPEC (Requerido siempre)**

Se detallan: título, dimensiones del problema, fases presentes y en general se delinea el modelo.

**GRID (Requerido siempre)**

Se detallan las especificaciones de la geometría del grid computacional (ubicación de las esquinas de los bloques del grid), así como las propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad absoluta, etc.) en cada uno de los bloques del grid.

**EDIT (Opcional)**

Se declaran si se requiere hacer modificaciones a los volúmenes porosos calculados, las profundidades de los centros de los bloques del grid y las transmisibilidades.

### **PROPS (Requerido siempre)**

Se detallan las tablas de propiedades de los fluidos del reservorio así como de la roca como funciones de la presión de los fluidos, tablas de saturaciones y composiciones (densidad, viscosidad, permeabilidad relativa, presión capilar, etc.)

### **REGIONS (Opcional)**

Divide al grid computacional en regiones para el cálculo de:

- Propiedades PVT (Densidades y viscosidades de los fluidos)
- Propiedades de saturación (Permeabilidades relativas y presiones capilares).
- Condiciones iniciales (Presiones y saturaciones de equilibrio).
- Fluido en sitio (Fluido en sitio y flujo entre regiones).

### **SOLUTION (Requerido siempre)**

Se especifica las condiciones iniciales del reservorio ya sea:

- Con cálculos usando profundidades específicas de los contactos de los fluidos para dar equilibrio potencial.
- Leyendo un archivo de reinicio construido por una corrida anterior.

- Por especificación del usuario para cada uno de los bloques del grid.

### **SUMMARY (Opcional)**

Se especifica la información que será escrita en los archivos sumario después de cada intervalo de tiempo. Es necesario esta sección si vamos a generar ciertos tipos de gráfico luego de la finalización de la corrida de simulación. Si se omite esta sección no se creará ningún archivo sumario.

### **SCHEDULE (Requerido siempre)**

Se especifica las operaciones que serán simuladas (controles de producción y de inyección y limitaciones) y los tiempos en los cuales los reportes de resultados son requeridos por el usuario.

En la última sección hemos revisado cada una de las secciones que forman parte del archivo de datos de entrada que requiere Eclipse 100 para un proceso de simulación.

El objetivo de estas secciones es el de entregar al simulador toda la información necesaria que requiere para efectuar su trabajo. Dicha información comprende datos del yacimiento como

profundidades, longitudes, tamaño del grid, tipo de modelo (cartesiano en 2D o 3D, radial, etc.); propiedades de los fluidos y de la roca como viscosidades, densidades, permeabilidades relativas, factores volumétricos de formación en función de presiones de los fluidos; datos sobre los métodos matemáticos a utilizarse; datos sobre el acuífero; datos sobre las tasas de producción observadas así como de la presión de fondo fluente históricas; datos sobre los controles de producción que queremos sobre nuestro pozo a simular; tipos de resultados que queremos obtener; intervalos de tiempo a los cuales realizar los cálculos y mucha más información que nos permitirán construir un modelo del yacimiento en el simulador lo más cercano y real posible así como enunciar cada uno de los requerimientos y resultados que deseamos obtener con el proceso de simulación.

Eclipse 100 basará su simulación en base al archivo de entrada que le entregamos por lo que es de vital importancia su comprensión y definición acertada que nos permitirá obtener resultados confiables.

A continuación analizaremos de manera más detallada el archivo de entrada cuya extensión en el sistema informático es “.data”.

#### **4.4.2 Archivo “.data”**

En nuestro estudio se realizará un proceso de simulación en Eclipse 100. El simulador requiere de un archivo de datos de entrada como ya hemos señalado anteriormente. En nuestro caso este archivo tiene la extensión “.data” y es escrito en el bloc de notas como un código de programación basado en la estructura de los keywords de Eclipse 100.

A continuación revisaremos cada una de las secciones que se usaron para nuestro estudio, los keywords y la información que ellos representan.

#### **Sección RUNSPEC**

##### **TITLE**

Definición del nombre del archivo e información de fecha de comienzo. Se puede poner cualquier nombre.

##### **DIMENS**

Definición del número de bloques en el eje “x”, “y” y “z” que conformarán el grid de simulación. Al definir el número de bloques en los tres ejes, el simulador entiende que se trata de un modelo tridimensional.

## **NONNC**

Se define que no se usará el sistema de conexiones no vecinas.

Es decir que cada bloque tendrá seis conexiones de flujo.

## **OIL**

Especifica que en la corrida de simulación estará presente la fase petróleo.

## **WATER**

Especifica que en la corrida de simulación estará presente la fase agua.

## **FIELD**

Especifica que el modelo usará unidades de campo para todas las variables involucradas en la simulación, tanto para los datos de entrada como para los datos generados en los resultados.

## **EQLDIMS**

Se especifican los tamaños o dimensiones de las tablas de datos de diferentes propiedades versus profundidades así como del número de filas en cada una de las tablas que generará el

simulador para los cálculos de equilibrio de presiones versus profundidades.

### **TABDIMS**

Se especifican datos que describen los tamaños de las tablas de saturación y datos PVT que serán utilizadas en la corrida, así como del número de regiones en que se ha dividido el volumen a simular. En nuestro caso se toma el volumen drenado como una sola región a simular.

### **WELLDIMS**

Se especifican datos sobre las dimensiones del pozo como son: máximo número de pozos en el modelo, el número máximo de conexiones entre los bloques del yacimiento y el pozo (que serían las perforaciones del intervalo productor).

### **AQUDIMS**

Se especifican datos sobre el modelo del acuífero: el máximo número de tablas de influencia que utiliza el modelo de Carter-Tracy (que es el que se utilizará), el número de columnas de las tablas de influencia, el número máximo de bloques del grid que se conectarán al acuífero analítico.

## **START**

Se especifica la fecha de inicio de la simulación que corresponde a la fecha de acuerdo a la vida del pozo desde donde se desea empezar la simulación.

## **NSTACK**

Se especifica la longitud del apilamiento de las direcciones de búsqueda usadas por el método de resolución de Eclipse (completamente implícita más Factorización de Nested y acelerado por el Ortonomio).

## **BIGMODEL**

Especifica que el modelo contendrá un número muy grande de bloques en el grid.

## **PARALLEL**

Especifica el número de procesadores que usará la corrida de simulación. En el caso de nuestro estudio se utilizaba entre 2 y 8 procesadores dependiendo de la complejidad de la simulación o predicción a realizarse. La manera de hacerlo era mediante el uso de los recursos de un servidor a través del sistema UNIX.

## **Sección GRID**

### **INIT**

Produce un archivo inicial para ser visualizado en la herramienta GRAF.

### **OLDTRAN**

Especifica que se debe utilizar el sistema de asignación de datos al centro del bloque para el cálculo de las transmisibilidades.

### **DXV**

Se asignan las longitudes en pies que tendrá cada uno de los bloques que conforman el grid en el eje "x".

### **DYV**

Se asignan las longitudes en pies que tendrá cada uno de los bloques que conforman el grid en el eje "y".

### **DZ**

Se asignan las longitudes en pies que tendrá cada uno de los bloques que conforman el grid en el eje "z". Es decir, el espesor de cada bloque.

### **PERMX**

Por medio de este keyword se asignan los valores de permeabilidad en la dirección “x” a cada uno de los bloques que conforman el grid.

### **PERMY**

Por medio de este keyword se asignan los valores de permeabilidad en la dirección “y” a cada uno de los bloques que conforman el grid.

### **PERMZ**

Por medio de este keyword se asignan los valores de permeabilidad en la dirección “z” a cada uno de los bloques que conforman el grid.

Estos valores de permeabilidad fueron asignados según los valores obtenidos en los registros de pozos, por medio de los cuales es posible obtener valores de permeabilidad por cada pie de profundidad. En el caso del estudio, para un a profundidad dada, se asigna ese valor de permeabilidad a todos los bloques que se encuentran en ese plano horizontal a esa profundidad. Tanto la permeabilidad en “x”, “y” y “z” se consideran iguales en

un comienzo para luego según el ajuste histórico encontrar sus variaciones.

### **PORO**

Se asignan los valores de porosidad a cada uno de los bloques que conforman el grid. Estos valores fueron asignados según los valores obtenidos en los registros eléctricos dando un mismo valor de porosidad a todos los bloques que se encuentran en el mismo plano horizontal a una profundidad dada debido a que los registros nos dan valores de porosidad por cada pie.

### **TOPS**

Se asignan los valores de profundidad para los bloques que se encuentran en la parte superior del modelo. En nuestro caso todos los bloques se encuentran a la misma profundidad. Es decir, el modelo es un paralelepípedo.

### **Sección SOLUTION**

#### **EQUIL**

Se especifica información sobre profundidades de los fluidos y otros para calcular las condiciones de equilibrio. Así tenemos:

Datum de referencia, presión al datum, profundidad del contacto agua-petróleo, presión capilar al contacto agua-petróleo.

### **AQUCT**

Se especifica información sobre el acuífero a utilizar: Presión del acuífero a un valor de profundidad referencial (datum), permeabilidad del acuífero (un valor promedio para todos los bloques que conforman el acuífero), porosidad del acuífero (un valor promedio para todo el acuífero), compresibilidad total (agua+roca) del acuífero, radio externo del reservorio o radio interno del acuífero, espesor del acuífero, ángulo de influencia del acuífero (ángulo subtendido por la frontera entre el reservorio y el acuífero), tabla de propiedades de presión del agua señaladas en el keyword PVTW (más adelante se revisará), número de tabla para el uso de las tablas de influencia del modelo de acuífero de Carter-Tracy (en nuestro caso se utilizan los valores que Eclipse tiene por default).

### **AQUANCON**

Se especifican las conexiones entre el acuífero analítico y el reservorio. La manera de conectar el acuífero es señalando las

ubicaciones en los ejes de los bloques que se desea estén conectados al acuífero .

### **Sección SUMMARY**

En esta sección se especifican las variables que se desea sean escritas en los archivos de sumario que Eclipse crea después de cada intervalo de tiempo (timestep).

En nuestro caso entre las variables que el simulador presentaba al final de cada timestep tenemos:

- Tasa de producción de gas del campo
- Producción total de gas del campo
- Tasa de producción de líquido del campo
- Tasa histórica de producción de líquido del campo
- Producción total de líquido del campo
- Producción histórica total de líquido del campo
- Valor de densidad promedio del petróleo del reservorio
- Fracción de recobro
- Tasa de producción de petróleo del campo
- Tasa de producción histórica de petróleo del campo
- Producción total de petróleo del campo

- Producción histórica total de petróleo del campo
- Valor promedio de viscosidad del petróleo
- Presión del reservorio
- Corte de agua
- Corte de agua histórico
- Tasa de producción del agua
- Tasa de producción histórica de agua
- Producción de agua total
- Producción histórica total de agua

Todas las variables que se han mencionado representan valores para un campo completo, asimismo se especifican los mismos valores para un pozo en particular.

#### **4.4.3 Archivo “.sch”**

En la sección anterior se revisó la estructura del archivo de datos de entrada (.data) pero se dejó algunas secciones para su análisis por separado. Ese es el caso de la sección SCHEDULE que se encuentra conformado por algunos keywords así como de un archivo que es elaborado de manera separada e incluido en el código de entrada para ser leído.

En esta sección se especifica las operaciones que serán simuladas tanto de producción como de inyección y las limitantes que tendrá la operación. Asimismo se especifican los tiempos a los cuales el simulador elaborará los reportes de resultados de las variables especificadas en la sección SUMMARY.

La sección SCHEDULE también abarca la declaración del pozo, su nombre, su completación. Además, se especifican los valores de las tasas de producción históricas de petróleo y agua en el caso de realizar un history match.

A continuación revisaremos los keywords utilizados en esta sección así como el archivo “.sch”.

## **MESSAGES**

Cuando Eclipse se encuentra simulando es posible observar el proceso mediante la generación de ciertos valores y las fechas correspondientes. Eclipse también genera mensajes que advierten al usuario sobre posibles errores en el código de entrada, errores en la simulación debido a incongruencias en los datos de entrada, advertencias debido a problemas en la

resolución de las ecuaciones lineales, comentarios sobre acciones a seguir y otros más.

Eclipse posee diferentes niveles de mensajes como son: mensaje, comentario, advertencia, problema y error. Es posible determinar el número de mensajes máximo que deseamos que Eclipse genere luego del cual no aparecerán más mensajes. Se puede determinar el número de problemas que Eclipse pueda encontrar antes de terminar la simulación por haber alcanzado un número de problemas límite.

### **TUNING**

Se especifican los parámetros de control que tendrá Eclipse sobre el proceso de simulación. Factores que involucran número de reducciones en los intervalos de tiempo hasta que se alcance la convergencia de las ecuaciones, número de iteraciones máxima por cada timestep y otros parámetros más que Eclipse los mantiene como default en sus simulaciones.

### **RPTRST**

Eclipse ofrece la facilidad de crear un archivo de reinicio (restart file) que contiene toda la información generada por un proceso de

simulación hasta un tiempo límite. Dentro de nuestro estudio realizaremos un proceso de simulación hasta alcanzar el ajuste histórico de tasas de producción de agua y petróleo así como de la presión de fondo fluyente. Luego de ese proceso y teniendo las propiedades del yacimiento que permitan ese ajuste histórico se realizan las predicciones hasta determinada fecha en el futuro. Si realizáramos las predicciones sin el uso del archivo de reinicio el simulador realizará nuevamente la simulación desde el ajuste histórico por lo que se gastan recursos y tiempo. Por eso, en este keyword se especifican los parámetros que controlan la información que Eclipse escribirá en este archivo de reinicio que nos permitirá realizar las predicciones desde el momento en que se terminó el ajuste histórico.

### **ARCHIVO “.SCH”**

Es un archivo que contiene dos clases de información para la simulación:

- Los datos sobre la completación del pozo.
- Los datos de tasas de producción de agua y petróleo históricas así como los controles y límites que se tendrán en el pozo.

Este archivo se lo construye a partir de una herramienta del Eclipse denominada SCHEDULE que permite generar un archivo con un código que posee las fechas y sus correspondientes tasas de producción de petróleo y de agua. De esa manera le dice a Eclipse los tiempos a los cuales debe generar los resultados (timestep).

Además se declaran las características del pozo a través de:

### **WELSPECS**

Se especifican los siguientes datos sobre el pozo:

- Nombre del pozo
- Ubicación en el plano horizontal de la entrada del pozo (cabezal del pozo o donde comienza el pozo).
- Datum para la presión de fondo fluyente
- Fase del líquido para el pozo (en nuestro caso el petróleo).

### **COMPDAT**

Se especifican los datos de la completación del pozo:

- Nombre del pozo

- Ubicación en los tres ejes de los bloques del grid que estarán conectados al pozo (corresponden a las profundidades de los intervalos productores).
- Se declara si aquellas conexiones estarán abiertas al flujo.
- Diámetro interno del pozo a la profundidad de las conexiones.
- Dirección en que el pozo atraviesa los bloques (en nuestro caso a través del eje "z").
- Factor de daño

### **WCONHIST**

Este keyword nos permite declarar las tasas de producción históricas de agua y petróleo así como establecer que el pozo produzca a una determinada tasa de líquido que será igual a la suma de las tasas de petróleo y agua históricas. En otras palabras, nuestro pozo simulado producirá la misma cantidad de fluido pero las tasas de agua y petróleo variarán hasta ajustarse por medio del ajuste histórico.

### **DATES**

Se declaran las fechas de cada timestep. Un timestep es el intervalo de tiempo a los cuales el simulador calculará todas las

variables que se le han requerido. Cada timestep va acompañado de su respectivo WCONHIST.

En este archivo debemos declarar los keywords de una manera ordenada y que siga la historia de producción del pozo.

Esto nos lleva a que en determinados puntos del archivo debemos cambiar la completación del pozo a través del keyword COMPDAT debido a algún trabajo de reacondicionamiento que ha cambiado los intervalos de producción.

De la misma manera, en ciertos tiempos el pozo es cerrado para pruebas o trabajos por lo que las tasas de producción son cero. Manualmente debemos intercalar estos keywords que permitan establecer que se ha cerrado el pozo para que el simulador produzca resultados muy realistas.

Elaborar este archivo es muy tedioso ya que involucra acoplar en el tiempo las tasas de producción inclusive respetando horas minutos y segundos en los cuales se cerró el pozo. Asimismo, en los intervalos en los que se cierra el pozo se restaura la presión por lo que los intervalos de tiempo son acortados a timestep de

20 minutos para dar una mejor resolución de los resultados y poder visualizar la recuperación de presión de nuestro pozo simulado con la presión de fondo observada; esta recuperación tiene que ver con el radio de drenaje de nuestro pozo.

Cuando se pasan estos intervalos de cierre los intervalos de tiempo son cambiados a timestep de cinco o diez días dependiendo de la resolución que se quiera tener y variará de pozo a pozo analizado.

De aquí que la construcción de este archivo es un eje fundamental del proceso de simulación ya que influirá directamente en los resultados que se obtenga.

Este archivo “.sch” es incluido en el archivo de datos de entrada a través del keyword INCLUDE.

#### **4.4.4 Archivo de propiedades de la roca y fluidos**

Existe una sección dentro del archivo de datos de entrada que permite ingresar los datos relacionados a las propiedades de la roca y fluidos del yacimiento.

Los datos que se ingresan son:

- Factor volumétrico de formación y viscosidad del petróleo a diferentes valores de presión de la fase petróleo.
- Densidad del petróleo, agua y gas producidos a condiciones de superficie.
- Compresibilidad de la roca a una presión de referencia.
- Factor volumétrico de formación y viscosidad del agua a diferentes valores de presión de la fase agua.
- Compresibilidad del agua y viscosidad del agua.
- Permeabilidades relativas al agua y presión capilar petróleo-agua en función de saturación de agua.
- Permeabilidades relativas al petróleo en función de saturación de petróleo.

Cada una de estas propiedades se ingresa por medio de diferentes keywords creando varios archivos que los detallamos a continuación:

### **Archivo de propiedades I**

En este archivo se ingresan:

### **PVDO**

Se detallan los valores de factor volumétrico de formación del petróleo y de viscosidad del petróleo en función de valores de presión decrecientes que van desde los 200 psi a los 6000 psi.

### **DENSITY**

Se detallan los valores de densidad del petróleo, agua y gas a condiciones de superficie de 14,7 psia y 60°F.

### **ROCK**

Se detalla la compresibilidad de la roca a una presión de referencia.

### **PVTW**

Se detallan el factor volumétrico de formación del agua, viscosidad del agua a un valor referencial de presión. Además se especifica el valor de compresibilidad del agua y el de viscosibilidad.

## **Archivo de propiedades II**

Se detallan las siguientes propiedades:

### **SWFN**

Se detallan las permeabilidades relativas al agua así como los valores de presión capilar petróleo-agua con respecto a valores de saturación de agua.

## **Archivo de propiedades III**

### **SOF2**

A través de este keyword se detallan los valores de permeabilidad relativa al petróleo en función de valores de saturación de petróleo.

Cada uno de estos archivos de propiedades que se crean (archivo de propiedades 1, 2 y 3) son declarados en el archivo de datos de entrada en la sección PROPS mediante el keyword INCLUDE que permite que a medida que el simulador lee los datos de entrada, al encontrar la

declaración INCLUDE busca en la carpeta de simulación los archivos a los que se hace referencia y lee los datos contenidos en ellos.

Asimismo existen algunas otras propiedades del yacimiento que son ingresadas en otras secciones y a través de diferentes keyword como lo son:

- Los valores de porosidad y permeabilidad absoluta para cada uno de los bloques del grid son ingresados en la sección GRID a través de los keywords PORO y PERMX, PERMY y PERMZ.
- Propiedades referentes al acuífero como son: presión del acuífero a un datum determinado, permeabilidad absoluta promedio del acuífero, porosidad promedio, compresibilidad de la roca y agua.

#### **4.4.5 Ajuste histórico y propiedades finales del yacimiento**

En este punto del procedimiento tenemos listo el archivo de datos de entrada que contiene toda la información sobre el yacimiento (propiedades de la roca y fluidos), geometría del yacimiento, se le ha especificado que límites de producción va a utilizar así como la manera cómo producirá (tasas de fluido diarias), hemos

especificado todos los cambios que el pozo a sufrido en el tiempo a causa de los reacondicionamientos, etc. Entonces estamos listos para que el simulador empiece su proceso.

Como revisamos anteriormente, en el archivo “.sch” se han detallado cada uno de los intervalos de tiempo en los cuales el simulador deberá generar los valores correspondientes a todas las variables que especificamos en la sección SUMMARY del archivo de datos de entrada. Por otro lado, también hemos ingresado en cada uno de los timestep los valores históricos de producción de petróleo y agua y le hemos ordenado al simulador que produzca la misma cantidad de fluido diaria de acuerdo a esos valores históricos (que no implica que las tasas de petróleo y agua sean también iguales a las históricas).

De esa manera se empieza la simulación. Luego de una corrida, que comprende desde la fecha de inicio que se detalla hasta una fecha final, es posible revisar tres parámetros fundamentales que nos permitirán comprobar si los resultados de la simulación concuerdan con los datos históricos. Estos son:

- Presión de fondo fluyente a la cara de la arena

- Tasa de producción de petróleo
- Tasa de producción de agua.

Para ello se recurre al uso del visualizador de resultados de Eclipse 100 en el cual podemos graficar las diferentes variables en un plano cartesiano. En el caso que nos compete, graficamos la presión de fondo fluyente, tasa de producción de petróleo y agua en función del tiempo.

El objetivo del ajuste histórico es que, los valores que resultan de la simulación (cabe anotar que son valores que resultan del funcionamiento de un pozo y yacimiento construido en un modelo) deben ser iguales o cercanos a los valores históricos. En el ajuste histórico se busca que ambos conjuntos de valores de diferente procedencia tengan la misma tendencia, los mismos cambios en función del tiempo.

Por ejemplo, históricamente puede resultar que en un intervalo de tres días se cerró el pozo para realizar trabajos de reacondicionamiento en el que se cementó el intervalo perforado y se perforó un nuevo intervalo más arriba de la anterior para retardar la producción masiva de agua. La consecuencia del

cierre del pozo será la observación de una restauración de presión hasta la presión promedio del yacimiento en ese instante determinado. Este valor se encuentra registrado en los valores de presión de fondo histórico. Al realizar el ajuste histórico, le hemos señalado al simulador que en nuestro modelo también se cierra el pozo en ese intervalos de tiempo por lo que los valores de simulación de la presión de fondo fluyente también registrarán una restauración hasta un determinado valor. Buscamos que este valor máximo de restauración sea igual o muy cercano. En el caso que luego de simular estas restauraciones no alcancen los valores históricos debemos revisar el modelo, y cambiar ciertas propiedades del yacimiento que para el caso de mayor restauración implica un mayor área de drenaje que permita una mayor restauración en el yacimiento.

Así mismo, en el caso de las tasas de producción de petróleo, nos encontraremos con casos en el que la tasa de producción simulada es distinta a la real, ya sea por que se encuentra aumentada o disminuida con respecto al valor histórico. En ese caso, debemos cambiar las permeabilidades absolutas en las diferentes direcciones ("X", "Y", "Z") y también los valores de transmisibilidad (producto de la permeabilidad por el espesor

dividido para la viscosidad). Así mismo, debemos tener en cuenta que en el yacimiento existen pequeños estratos en los cuales la permeabilidad se reduce a cero o en los que la permeabilidad es muy reducida. Estas intercalaciones de lutitas generalmente tienen radios definidos que no abarcan todo el radio de drenaje por lo que es necesario introducir estas intercalaciones e ir variando su radio en el modelo hasta obtener un ajuste de todos los parámetros.

Otra variable que entra en juego son las del acuífero que influyen en la tasa de producción de agua. Debemos variar el contacto agua- petróleo en unos pocos pies hasta encontrar un buen ajuste de las diferentes variables.

Por lo que podemos ver, realizar el ajuste histórico es un proceso de ensayo y error que toma mucho tiempo y en el cual debemos tratar de entender el comportamiento de nuestro yacimiento, poder ir variando las diferentes propiedades hasta entender su efecto sobre la producción y presión. De esa manera, podremos encontrar un buen ajuste entre los valores simulados y los valores históricos.

Por lo tanto, en el proceso de ajuste histórico debemos variar:

- Valores de permeabilidad absoluta en las diferentes direcciones de nuestro grid de simulación.
- Establecer las regiones de cero permeabilidad así como su radio de influencia.
- Determinar los valores de transmisibilidad en las diferentes direcciones del grid de simulación.
- Variar la profundidad del contacto agua-petróleo.
- Variar el radio de drenaje del modelo.

Muchas veces es necesario asignar multiplicadores de permeabilidad y transmisibilidad a cada uno de los bloques del modelo por lo que el proceso se hace muy detallado hasta encontrar un buen ajuste.

El manejo correcto de los valores de las diferentes propiedades, así como una buena construcción del modelo que involucre las diferentes intercalaciones y variaciones de permeabilidad en las diferentes direcciones permitirán obtener una simulación que se ajuste a los valores históricos y nos permitan obtener un modelo correcto que representa en un alto porcentaje el funcionamiento

real del yacimiento y que nos permita realizar ahora predicciones al futuro.

#### **4.4.6 Archivo de predicciones**

Luego de haber realizado el ajuste histórico, el siguiente paso es realizar cada una de las predicciones utilizando las diferentes estrategias estudiadas anteriormente.

Para realizar las predicciones, es necesario realizar ciertos cambios en el archivo de datos de entrada. Los detallaremos a continuación:

- Al realizar la predicción, ya no es necesario que se simule desde la fecha de inicio sino más bien que empiece en la fecha final del ajuste histórico y de allí vaya hasta determinada fecha en el futuro. Esto permite el ahorro de tiempo y de recursos. La manera de hacerlo es incluir en el archivo de entrada un keyword que permite que el simulador lea un archivo de reinicio que contiene toda la información del modelo durante el ajuste histórico y le permitirá comenzar a simular al final de ese período de ajuste.

Este archivo de reinicio se incluye mediante el keyword “RESTART” en el que se declara el nombre del archivo de reinicio que la simulación de ajuste histórico creó. Este keyword va en la sección SOLUTION del archivo de datos de entrada.

- De la misma manera que en la simulación del ajuste histórico, debemos decirle al simulador cuáles son los límites y controles que usará en la simulación de predicción. Se utilizan los siguientes keywords que van en la sección SCHEDULE:

- **WELSPECS**

Se especifica el nombre del pozo o de los pozos así como la ubicación de la entrada del pozo.

- **COMPDAT**

Nos permite establecer la ubicación de cada una de las conexiones entre el yacimiento y el pozo (intervalos perforados en la zona de pago).

- **WELOPEN**

Nos permite cerrar la producción de un pozo. A continuación de este keyword es necesario especificar cuáles serán las nuevas conexiones de producción del pozo.

- **WCONPROD**

Permite establecer los controles de producción para la simulación que incluyen la posibilidad del control por medio de la producción de líquido o por medio de la presión de fondo fluyente.

- **WECON**

Permite establecer los límites en la producción tales como el valor límite de corte de agua que se puede tener en una conexión dada, el valor mínimo de producción de barriles de petróleo por día por debajo del cual ya no es una producción rentable.

- **TSTEP**

Nos permite establecer diferentes intervalos de tiempo en los cuales se generarán los valores de todas las variables detalladas en la sección SUMMARY.

El manejo de cada uno de estos keyword nos permitirá lograr que cada una de las estrategias analizadas en el capítulo tres puedan ser simuladas de una manera fiel.

#### **4.4.7 Resultados**

El proceso de simulación de cada una de las predicciones genera una enorme cantidad de datos que tienen que ver con cada una de las variables que intervienen en la producción del yacimiento.

De esa manera, es importante el manejo de la información para poder tener una visualización clara de los resultados que nos permita tomar las mejores decisiones.

En el caso de nuestro estudio, se generaron los siguientes gráficos para cada una de las simulaciones de predicción que se detallaron en el capítulo tres y para cada pozo por separado:

- Tasa de producción de petróleo versus tiempo.

- Tasa de producción de agua versus tiempo.
- Corte de agua versus tiempo.
- Presión de fondo fluyente versus tiempo.
- Recuperación última de petróleo (EUR: Estimated ultimate recovery) versus tiempo.
- Presión del reservorio versus tiempo.

Estos gráficos permiten un análisis del comportamiento del yacimiento y de la respuesta de las diferentes variables a cada estrategia en particular.

Asimismo, se generaron diagramas que muestran la recuperación última de petróleo para cada una de las sensibilidades de cada grupo de estrategia de producción:

- Completación concentración dual.
- Completación concéntrica dual y reinyección de agua.
- Incremento del intervalo perforado en la zona de pago.
- Sidetrack y pozo horizontal.

Cada grupo comprende algunas sensibilidades y permiten observar la recuperación de petróleo así como la producción de agua.

A más de la generación de gráficos y diagramas que permiten un análisis de los resultados es necesario realizar un estudio pormenorizado de las variaciones de las variables de producción en cada timestep así como en cada pie de intervalo perforado que permitirán descubrir si el proceso de conificación inversa resulta.

#### **4.5 Ajuste histórico**

El proceso de ajuste histórico es uno de ensayo y error que conlleva una gran cantidad de tiempo de trabajo como generación y creación de archivos para poder simular.

El proceso de ajuste histórico se lo puede resumir en los siguientes pasos:

1. Creación del archivo de datos de entrada
2. Comienzo de la simulación

3. Graficación de los resultados
4. Análisis de los resultados en cada timestep
5. Variación de los parámetros de permeabilidad, transmisibilidad, porosidad, etc en el modelo.
6. Se repite desde el paso 2.

Cabe anotar que llegar a un ajuste histórico bueno en un pozo es un proceso que lleva a simular unas 25 veces, es decir que se deben generar 25 archivos de datos de entrada así como se debe analizar los resultados esa misma cantidad de veces.

En el proceso de ajuste histórico también se debe lidiar con problemas de convergencia en las ecuaciones por lo que se debe variar el keyword tuning que se encuentra en la sección SCHEDULE del archivo de datos de entrada.

En el proceso de ajuste histórico se debe hacer uso de los siguientes keywords:

- **EQUALS**

Permite asignar un valor de permeabilidad o porosidad a determinados bloques del grid de simulación.

- **MULTIPLY**

Permite multiplicar los valores de permeabilidad o porosidad previamente asignados por el keyword PORO o PERM, por un factor determinado por el usuario a cada uno de los bloques del grid por separado.

Los valores de permeabilidad en las diferentes direcciones así como los valores de porosidad que se deseen variar por medio de un factor multiplicador o de una nueva asignación de valor mediante los keywords MULTIPLY o EQUALS se lo debe hacer dentro de la sección GRID.

Por otro lado, los valores de transmisibilidad también pueden ser modificados por la multiplicación por un determinado factor a través del keyword MULTIPLY en la sección EDIT del archivo de datos de entrada.

Es necesario recordar que esta asignación o multiplicación de valores a cada uno de los bloques no se lo hace a su totalidad sino que se escogen los bloques de acuerdo a un análisis de los

resultados que permitan concluir el lugar donde deben hacerse los cambios respectivos.

#### **4.6 Estrategias de producción en Eclipse 100 y predicciones**

En el capítulo tres se ha revisado el objetivo de cada una de las estrategias de producción que se desean estudiar mediante su simulación a futuro. Cada estrategia puede sufrir un sinnúmero de pequeños cambios que han sido tomados en cuenta mediante las diferentes sensibilidades detalladas anteriormente para cada grupo de estrategias.

Un punto es enunciar la estrategia, mientras que es un desafío representar a carta cabal dicha estrategia en un modelo de simulación mediante el uso de los keywords y funciones existentes en Eclipse 100.

A continuación revisaremos la manera en que cada estrategia fue plasmada en el código de simulación.

##### **Completación concéntrica dual**

Como habíamos visto anteriormente, esta estrategia necesita de dos intervalos perforados. La manera de plasmarlo en el código es mediante la creación de dos pozos en la misma ubicación del grid de simulación

variando las conexiones entre el pozo y el yacimiento. Esto se realiza a través del keyword WELSPECS en donde declaramos la naturaleza de cada pozo y a través del keyword COMPDAT en el que detallamos la completación de cada pozo.

Asimismo el control en este tipo de estrategia es a través de la tasa de producción de líquido que lo señalamos en el keyword WCONPROD.

### **Incremento del intervalo perforado en la zona de pago**

Esta estrategia no necesita de la creación de varios pozos en la misma ubicación sino de una reperforación de los intervalos.

Se declara el pozo y se lo completa de la misma manera que se lo ha hecho en la vida real durante el ajuste histórico. Una vez terminado procedemos a cerrar el pozo mediante el keyword WELOPEN y lo volvemos a completar con la nueva ubicación de las perforaciones en la zona de pago, es decir, aumentamos la zona perforada. Para ello debemos hacer un análisis minucioso del grid de simulación para que las profundidades concuerden exactamente con las profundidades del grid y de cada uno de los bloques de él.

El control en esta estrategia va a ser regido por la presión de fondo fluyente, la cual es llevada a su límite mínimo de 1200 psi mediante el keyword WCONPROD.

### **Completación concéntrica dual y reinyección de agua producida.**

La estrategia de completación concéntrica dual y reinyección de agua producida necesita de tres intervalos perforados:

- Superior, para la producción de petróleo.
- Debajo del contacto agua-petróleo, para la producción de agua.
- Inferior, en la base del acuífero para reinyectar el fluido.

Para ello, se crean tres pozos en el keyword WELSPECS para cada uno de los intervalos y se declara que uno de ellos es de naturaleza de inyección.

Además se controla cada uno de ellos mediante el keyword WCONPROD en el caso de los dos primeros y a través del keyword WCONINJ para el pozo de inyección.

### **Sidetrack y pozo horizontal**

Para este caso se trabaja con un pozo vertical y en el intervalo productor se completa el pozo de manera horizontal, es decir, que en el keyword COMPDAT se ubican las conexiones haciendo variar la coordenada en el plano horizontal manteniendo la coordenada vertical constante. De esa manera se construye el intervalo productor de manera horizontal.

# CAPÍTULO 5

## 5. ESTUDIO INDIVIDUAL DE LOS POZOS

### Introducción

En el presente capítulo revisaremos cada uno de los pasos del procedimiento de estudio, que se detalló en el capítulo anterior, para cada uno de los pozos.

La revisión incluye la presentación de los parámetros de entrada ingresados en los archivos de datos de entrada al simulador, así como todos los detalles e información necesaria para poder construir el modelo de simulación.

Por último, se presenta la información relacionada a los resultados y son analizados para poder definir el comportamiento del yacimiento a cada

una de las diferentes estrategias propuestas y estudiadas a través de la simulación de las diferentes predicciones.

Revisaremos cada pozo individualmente.

## 5.1 POZO "A"

Nombre del pozo: Pozo "A"

### 5.1.1 Condiciones actuales:

A abril 12 de 2006.

**TABLA 5**  
**Condiciones actuales del pozo "A"**

<b>Tasa de fluido</b>	2700 stb/d
<b>Tasa de petróleo</b>	216 stb/d
<b>Tasa de agua</b>	2484 stb/d
<b>Presión de fondo fluyente (BHP)</b>	2358 psi
<b>BSW</b>	92%

### 5.1.2 Historia de completación.

Este pozo comenzó a producir en noviembre 2 del 2002 del yacimiento en estudio con dos bombas GN-7000 de 99 etapas de un intervalo ubicado entre los 6518' – 6544' (TVDSS).

Se realizó un workover el 7 de julio del 2004 para perforar otra arena y probar dicho intervalo.

Produjo de la arena perforada en el workover desde el 21 de junio de 2004 hasta septiembre 7 de 2004.

Se realiza un segundo workover con el objetivo de cambiar la bomba electro-sumergible (BES), reperforar la arena del yacimiento BrizCo. y cambiar la completación de fondo. Comienza a producir otra vez el 1 de octubre de 2004 de un intervalo ubicado de 6518' – 6531' con una bomba BES SN 8500 de 53 etapas.

Se realiza un tercer workover el 2 de febrero de 2005 por motivo de una alta producción de agua. Se realiza un trabajo de squeeze al intervalo en producción y se reperfora la arena en el intervalo de 6517' – 6524'. Se reinicia la producción e día 13 de febrero de 2005 con una bomba BES SN 3600 de 52 etapas.

El día 2 de marzo de 2006 se realiza un cuarto workover para ejecutar un trabajo de squeeze en el intervalo abierto a la producción y reperforar la arena en el intervalo de 6517' – 6524'. El pozo inicia nuevamente su producción del día 10 de marzo de 2006 con una bomba BES SN 3600 de 89 etapas.

### 5.1.3 Análisis de presión transiente

Se realizó un análisis de presión transiente (PTA) usando la herramienta Saphyr. Se ingresó toda la información sobre la presión de fondo fluyente así como las tasas de producción. Además, fue analizado el MRT (multi rate test) y algunos de los build up más representativos. El modelo usado en el programa Saphyr para el análisis fue el de un reservorio de dos capas con almacenamiento, daño y presión constante en la frontera.

Los resultados preeliminares obtenidos de este análisis fueron:

**TABLA 6**  
**Resultados de Saphir para el pozo "A"**

<b>C</b>	0.0601 bbl/psi
<b>Skin 1</b>	-2.77
<b>Skin 2</b>	6.34
<b>Pi</b>	3030 psia
<b>K.h</b>	4550 md.ft
<b>K</b>	650 md
<b>Ko (Perrine)</b>	585 md
<b>Kw (Perrine)</b>	65 md
<b>Omega</b>	0.0755
<b>Lambda</b>	3.4E-8
<b>Kappa</b>	0.967
<b>Distancia a la frontera (Presión constante)</b>	180 ft

Estos resultados corresponden a un build up realizado después del tercer workover (es decir después del 13 de febrero de 2005).

Cabe anotar, que este análisis de presión transiente fue realizado a varios build up pero en el estudio se muestra el más representativo. Los resultados correspondientes a las otras pruebas son valores muy cercanos a los mostrados en esta sección.

#### **5.1.4 Modelo Cartesiano**

##### **5.1.4.1 Ajuste histórico**

Todas las profundidades se encuentran en TVDSS (total vertical depth sub sea).

##### **Definición del grid de simulación:**

- Existen 49 divisiones (que corresponden a 49 bloques) en la dirección "x" que cubren una longitud de 6000 pies. La longitud de cada bloque es en orden:

1 bloque de 171' – 1\*180' – 22\*120' – 1\*18' – 22\*120' – 1\*180' – 1\*171'.

- Existen 49 divisiones (que corresponden a 49 bloques) en la dirección “y” que cubren una longitud de 6000 pies. La longitud de cada bloque es en orden:  
  
1 bloque de 171’ – 1\*180’ – 22\*120’ – 1\*18’ – 22\*120’ – 1\*180’ – 1\*171’.
- Existen 87 divisiones en la dirección vertical (eje “z”) que cubren una longitud de 117 pies. Los primeros 57 bloques tienen una longitud de 1 pie mientras que el resto (30 bloques) son de 2 pies medidos en la dirección “z”.
- Número total de bloques en el grid de simulación: 208887.
- Radio interno del pozo: 0,5041 pies.
- Existe una zona de muy baja permeabilidad (se podría asumir que de cero) ubicada 12 pies arriba del contacto agua – petróleo con una extensión radial de 9 pies aproximadamente, que corresponde al intervalo en profundidad de 6546’ a 6550’. Se definió esta zona para ajustar la información de los registros y la producción histórica.

- Tope superior del grid del modelo: 6505 pies.
- La zona de pago se extiende desde 6518' a 6562'.
- El acuífero se extiende desde 6562' a 6622'.

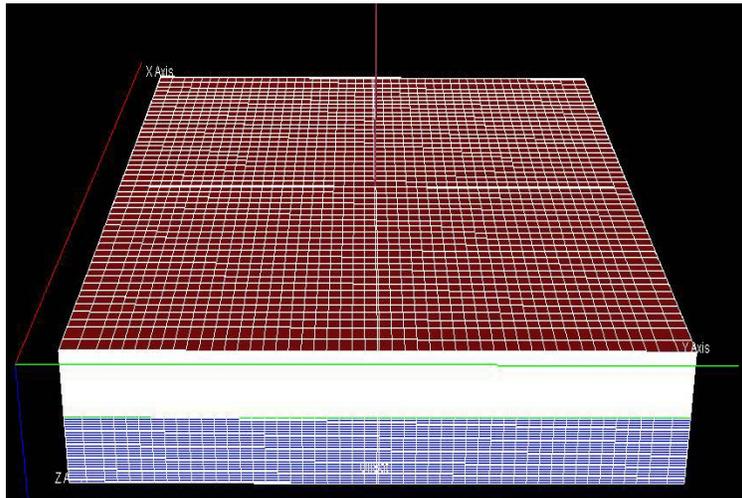


Figura 5.1 Gráfico en 3D del grid de simulación construido donde se distingue la zona de pago del acuífero que se encuentra de color celeste.

- Presión inicial del reservorio: 3080 psia.
- Fases de los fluidos: petróleo y agua.
- Datum para presiones: 6545 pies

#### **Datos del acuífero**

- Datum: 6545'
- Presión inicial: 3080 psia.

- Permeabilidad: 1800 md.
- Porosidad: 0,18
- Compresibilidad total:  $1,07 \times 10^{-5}$  psi-1
- Contacto agua-petróleo: 6565'
- Espesor del acuífero: 60'
- Conexiones de los bloques del acuífero con el grid:  
Desde el bloque 95 al 127 (tomando como referencia la dirección vertical).
- Radio externo del reservorio: 14000'
- Ángulo de influencia: 360 grados.
- Tipo de acuífero: Acuífero de fondo modelo por Carter-Tracy.

**Intervalos perforados:**

- Noviembre 2 de 2002: desde 6518' a 6544'  
(Corresponden a los bloques 14 al 39 en la dirección vertical).
- Octubre 1 de 2004: desde 6518' a 6531'  
(Corresponden a los bloques 14 al 26 en la dirección vertical).

- Febrero 13 de 2005: desde 6517' a 6524'  
(Corresponden a los bloques 13 al 19 en la dirección vertical).
- Marzo 10 de 2006: desde 6517' a 6524'  
(Corresponden a los bloques 13 al 19 en la dirección vertical).

Para poder realizar un ajuste de las tasas de producción de agua, se debieron abrir intervalos en las cercanías del contacto agua-petróleo debido a problemas de producción por detrás del casing que no pueden ser simulados por el modelo. Estos intervalos fueron:

- Desde Junio 29 del 2003 a Febrero 27 del 2004: se abre un intervalo de 20 pies de 6556' a 6576' que corresponden a 6 pies arriba del contacto agua-petróleo y a 14 pies del acuífero.
- Desde Octubre 5 de 2004 a Febrero 15 de 2005: se abre un intervalo de 11 pies de 6556' a 6576' que corresponden a 1 pies arriba del contacto agua-petróleo y a 10 pies del acuífero.

## Variación de parámetros para el ajuste histórico

### - Permeabilidad

En la zona de “baja permeabilidad”, descrita anteriormente, la permeabilidad se llevó a 1000 md y a la porosidad se le asignó el valor de 0,17. Esto fue realizado en los siguientes bloques que se los ubica de acuerdo al lugar que ocupa en cada dirección.

**TABLA 7**  
**Asignación de permeabilidad en bloques del modelo del pozo “A”**

Baffle zone	“X”	“X”	“Y”	“Y”	“Z”	“Z”
	inicial	final	inicial	final	inicial	final
	1	24	1	49	42	45
	25	25	1	24	42	45
	25	25	26	49	42	45
	26	49	1	49	42	45

A los valores de permeabilidad asignados en el código de archivo de entrada se les realizó algunos cambios haciendo uso de los multiplicadores:

- Multiplicador de permeabilidad en la dirección "x":  
0.7
- Multiplicador de la permeabilidad vertical (eje "z"):  
0.175 de la permeabilidad en "x".
- Permeabilidad en la dirección "y" es igual a permeabilidad en dirección "x" (luego de realizados los cambios en la dirección "x").

Estos multiplicadores fueron asignados a aquellos bloques cuya permeabilidad era mayor a 0.001 md que son los siguientes:

**TABLA 8**

**Asignación de multiplicadores de permeabilidad**

Multiplicador	"X"		"Y"		"Z"	
	inicial	final	inicial	final	inicial	final
0.7	1	49	1	49	1	1
0.7	1	49	1	49	3	4
0.7	1	49	1	49	13	41
0.7	1	24	1	49	42	45
0.7	25	25	1	24	42	45
0.7	25	25	26	49	42	45
0.7	26	49	1	49	42	45
0.7	1	49	1	49	46	87

- **Transmisibilidades**

A continuación se muestran los multiplicadores de transmisibilidad utilizados en la dirección “x” y sus respectivos bloques donde fueron asignados.

**TABLA 9**  
**Asignación de multiplicadores de transmisibilidades en dirección “X”**

Multiplicador	“X”		“Y”		“Z”	
	inicial	final	inicial	final	inicial	final
0.3	1	49	1	49	1	1
0.3	1	49	1	49	3	4
0.3	1	49	1	49	13	41
1.5	1	24	1	49	42	45
1.5	25	25	1	24	42	45
1.5	25	25	26	49	42	45
1.5	26	49	1	49	42	45
1.7	1	49	1	49	46	87

A continuación se muestran los multiplicadores de transmisibilidad utilizados en la dirección “z” y sus respectivos bloques donde fueron asignados.

**TABLA 10**  
**Asignación de multiplicadores de**  
**transmisibilidad en la dirección “Z”**

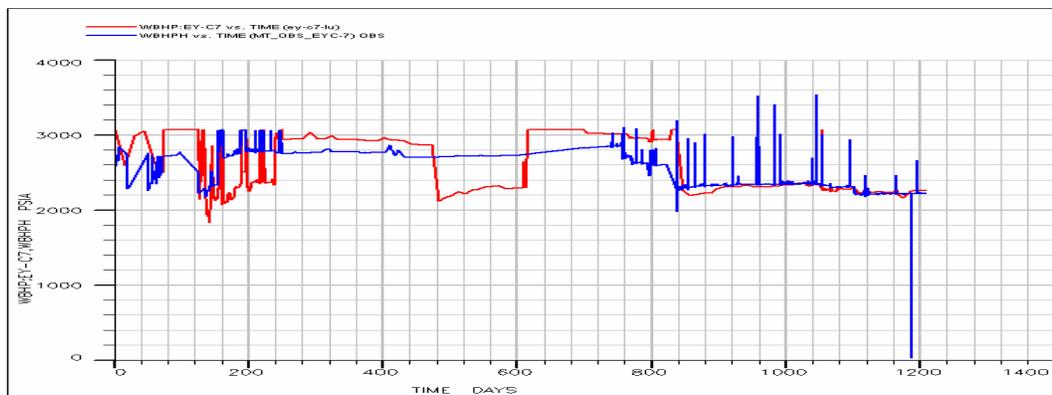
Multiplicador	“X”		“Y”		“Z”	
	inicial	final	inicial	final	inicial	final
2.2	1	49	1	49	1	1
2.2	1	49	1	49	3	4
2.2	1	49	1	49	13	41
1.9	1	24	1	49	42	45
1.9	25	25	1	24	42	45
1.9	25	25	26	49	42	45
1.9	26	49	1	49	42	45
1.9	1	49	1	49	46	87

- **Control del pozo durante el ajuste histórico:** se lo hace respecto de la tasa total de líquido producido (LRAT) que debe ser igual al valor histórico.
- **Inicio de la simulación:** Noviembre 2 de 2004.
- **Fin de la simulación (Ajuste histórico):** Febrero 21 de 2006.

## Ajuste histórico de presión de fondo fluyente, producción de petróleo y producción de agua

Los siguientes gráficos muestran el ajuste histórico realizado a la presión de fondo fluyente, tasa de producción de petróleo y tasa de producción de agua.

El siguiente gráfico muestra la presión de fondo fluyente del pozo (WBHP well bottom hole pressure) en el eje vertical en unidades psi y el tiempo de ajuste histórico en días.



**Azul: Presión histórica**

**Rojo: Presión simulada**

Figura 5.2 Ajuste histórico de presión para pozo "A"

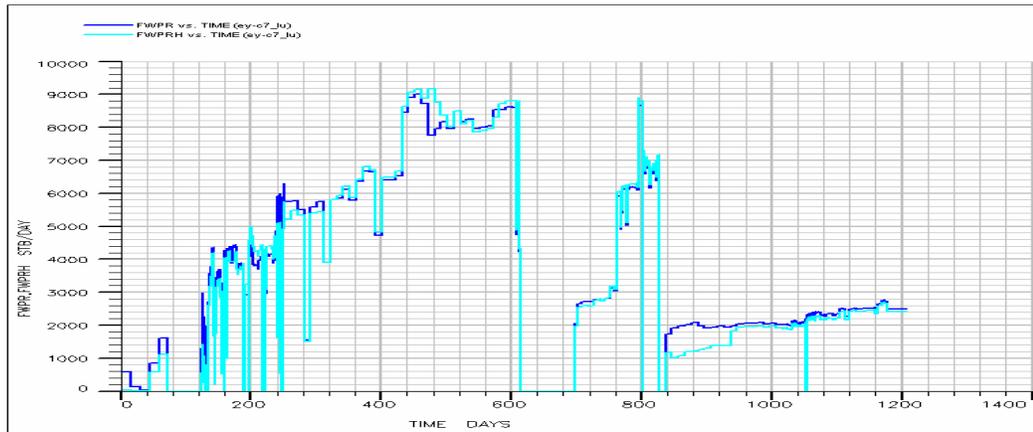
A continuación se muestra el ajuste histórico de petróleo y agua. En el eje vertical tenemos la tasa de producción del fluido en stb/d y en el eje horizontal tenemos el tiempo de ajuste en días.



**Verde: Tasa  
histórica**

**Rojo: Tasa  
simulada**

Figura 5.3 Ajuste histórico de producción de petróleo del pozo "A"



**Azul: Tasa  
histórica**

**Celeste: Tasa  
simulada**

Figura 5.4 Ajuste histórico de producción de agua del pozo "A"

#### 5.1.4.2 Predicciones

Se realizaron algunas sensibilidades en las predicciones cuyo objetivo es poder observar las diferencias entre las diferentes estrategias. Estas predicciones fueron realizadas hasta agosto de 2019. Los diferentes escenarios, de manera general, estudiados fueron:

- Caso base (que corresponde a las condiciones actuales de producción).
- Completación concéntrica dual:

- Perforaciones superiores en la zona de pago.  
Una variación es incrementar el intervalo perforado.
- Perforaciones inferiores arriba del contacto agua-petróleo. Una variación es variar las tasas de producción de este intervalo.
- Incremento del intervalo perforado en la zona de pago.
- Completación concéntrica dual y reinyección de agua en el acuífero.
- Sidetrack y pozo horizontal.

La siguiente tabla muestra todas las sensibilidades de cada uno de los grupos de estrategias que corresponden a las predicciones. Podemos observar el detalle técnico de cada sensibilidad, así como los resultados obtenidos visualizados a través de la recuperación última de petróleo, la producción acumulada de agua así como el corte de agua al inicio de la predicción y al final de la misma.

**TABLA 11**  
**COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL PARA POZO “A”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR (MBO)	WAT. CUM.(MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PA	Caso base (BHP=2245#, qo=427 stb/d, qw=2400 stb/d)	1947	16117	85	92
1	PA	Control líquido=5000 stb/d	4503	64322	79	91
	PAA	Control líquido=8000 stb/d (perforado 10' arriba del OWC)			100	100
2	PA	Control líquido=5000 stb/d	5178	78061	0,819	0,84
	PAA	Control líquido=8000 stb/d, 10000,15000,18000 por tres años cada uno (perforado 10' arriba del OWC)			100	100
3	PA	Perforado el 38% del intervalo de la zona de pago (17'), Min. BHP=1200#	6645	106219	88	93
	PAA	Control líquido=8000 stb/d (perforado 10' arriba del OWC)			100	100
4	PA	Perforado el 38% del intervalo de la zona de pago (17'), Min. BHP=1200#	7152	117932	88	92
	PAA	Control líquido=8000 stb/d, 10000,15000,18000 por tres años cada uno (perforado 10' arriba del OWC)			100	100

**TABLA 12**  
**INCREMENTO DEL INTERVALO PERFORADO EN LA ZONA DE PAGO PARA POZO “A”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR(MBO)	WAT.CUM.(MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PA	Perforado el 38% del intervalo de la zona de pago (17'), Min. BHP=1200#	5409	78858	87	97
2	PA	Perforado el 51% del intervalo de la zona de pago (23'), Min. BHP=1200#	5876	88361	91,4	95,2
3	PA	Perforado el 78% del intervalo de la zona de pago (35'), Min. BHP=1200#	6230	95783	91,7	95,3
4	PA	Perforado el 100% del intervalo de la zona de pago (45') y 10' debajo del OWC. Min. BHP=1200#	9894	184366	93,6	96,2

**TABLA 13**

**COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL Y REINYECCIÓN DE AGUA PRODUCIDA PARA POZO “A”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR (MBO)	WAT. CUM.(MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PA	Perforado el 38% del intervalo de la zona de pago (17'), Min. BHP=1200#	5400	74771	90	95
	PAA	Control líquido=8000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		37853		
	PAINJ	Perforado 10' en la zona del acuífero (6610'-6620'TVDSS),Control líquido=8000 stb/d, Max. BHP=5700#		37856		
2	PA	Perforado el 38% del intervalo de la zona de pago (17'), Min. BHP=1200#	5682	75020	88,2	94,9
	PAA	Control líquido=20000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		97897		
	PAINJ	Perforado 10' en la zona del acuífero (6610'-6620'TVDSS),Control líquido=20000 stb/d, Max. BHP=5700#		97900		
3	PA	Perforado el 51% del intervalo de la zona de pago (23'), Min. BHP=1200#	6115	84472	89	95,1
	PAA	Control líquido=20000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		97896		
	PAINJ	Perforado 10' en la zona del acuífero (6610'-6620'TVDSS),Control líquido=20000 stb/d, Max. BHP=5700#		97900		
4	PA	Perforado el 78% del intervalo de la zona de pago (35'), Min. BHP=1200#	6434	91657	89,5	95,2
	PAA	Control líquido=20000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		97898		
	PAINJ	Perforado 10' en la zona del acuífero (6610'-6620'TVDSS),Control líquido=20000 stb/d, Max. BHP=5700#		97900		

**TABLA 14**

**SIDETRACK Y POZO HORIZONTAL PARA POZO “A”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR (MBO)	WAT. CUM.(MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PA	Sidetrack de 360' de longitud a 6521' (TVDSS), Control líquido=4000 stb/d	2369	22401	87	94
2	PAA	Pozo horizontal de 618' de longitud desde el comienzo de la producción a 6521' (TVDSS). Control líquido =8000 stb/d	3679	44673	84	96

***Cada una de las predicciones toma en cuenta un límite mínimo económico en la tasa de producción de petróleo de 100 BOPD y un máximo porcentaje de BSW de 98%.***

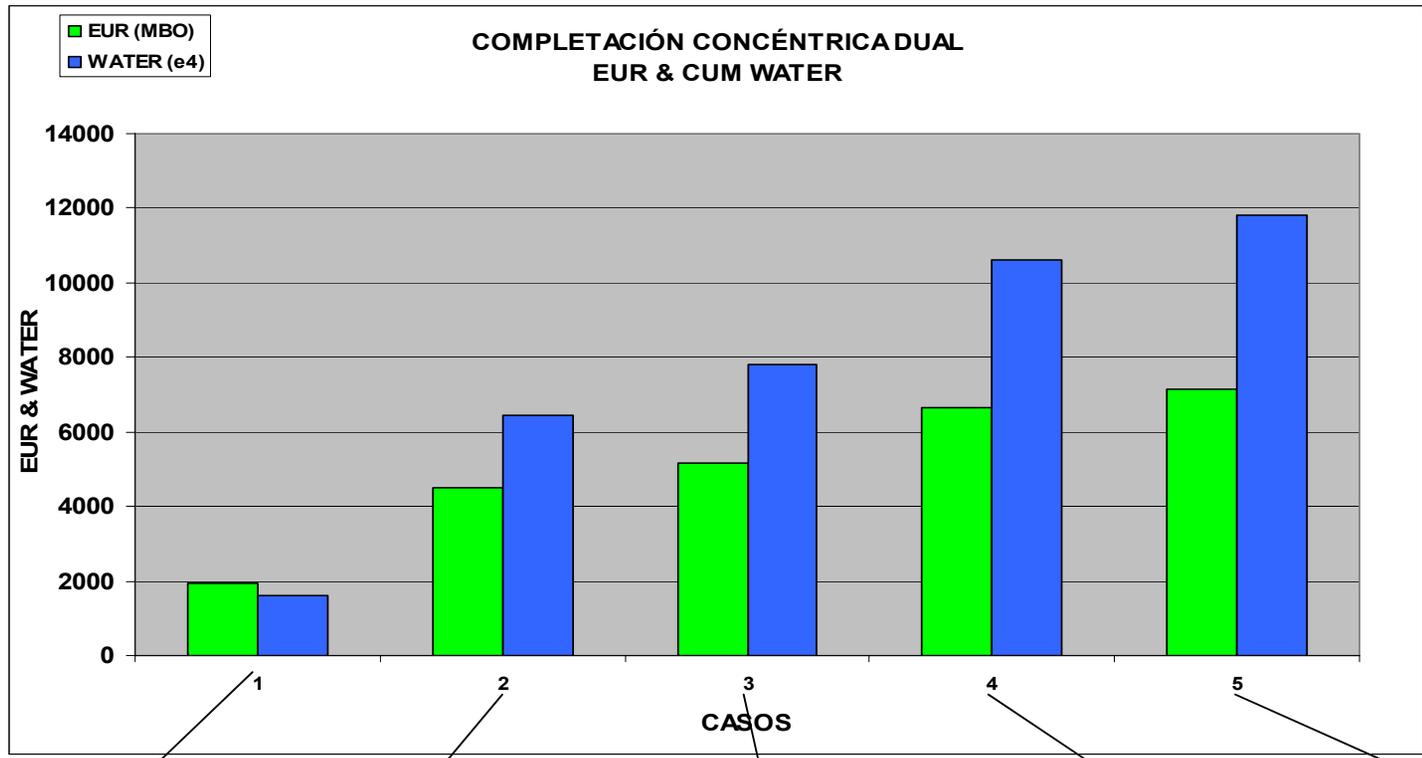
***El último workover realizado al pozo "A" (cuarto) fue tomado en cuenta en la completación usada en todas las predicciones.***

#### **5.1.5 Resultados de la simulación**

Luego de modificar las propiedades del yacimiento, se realizó el ajuste histórico correspondiente que se mostró anteriormente.

De esa manera, luego de realizar las simulaciones correspondientes a las predicciones y tabular la información es posible mostrar los siguientes resultados:

- Figura 5.5: Resultados de estrategia de completación concéntrica dual para pozo "A".
- Figura 5.6: Resultados de incremento de intervalo perforado en zona de pago para pozo "A".
- Figura 5.7: Resultados de completación concéntrica dual y reinyección de agua producida para pozo "A".
- Figura 5.8: Resultados de sidetrack y pozo horizontal para pozo "A".



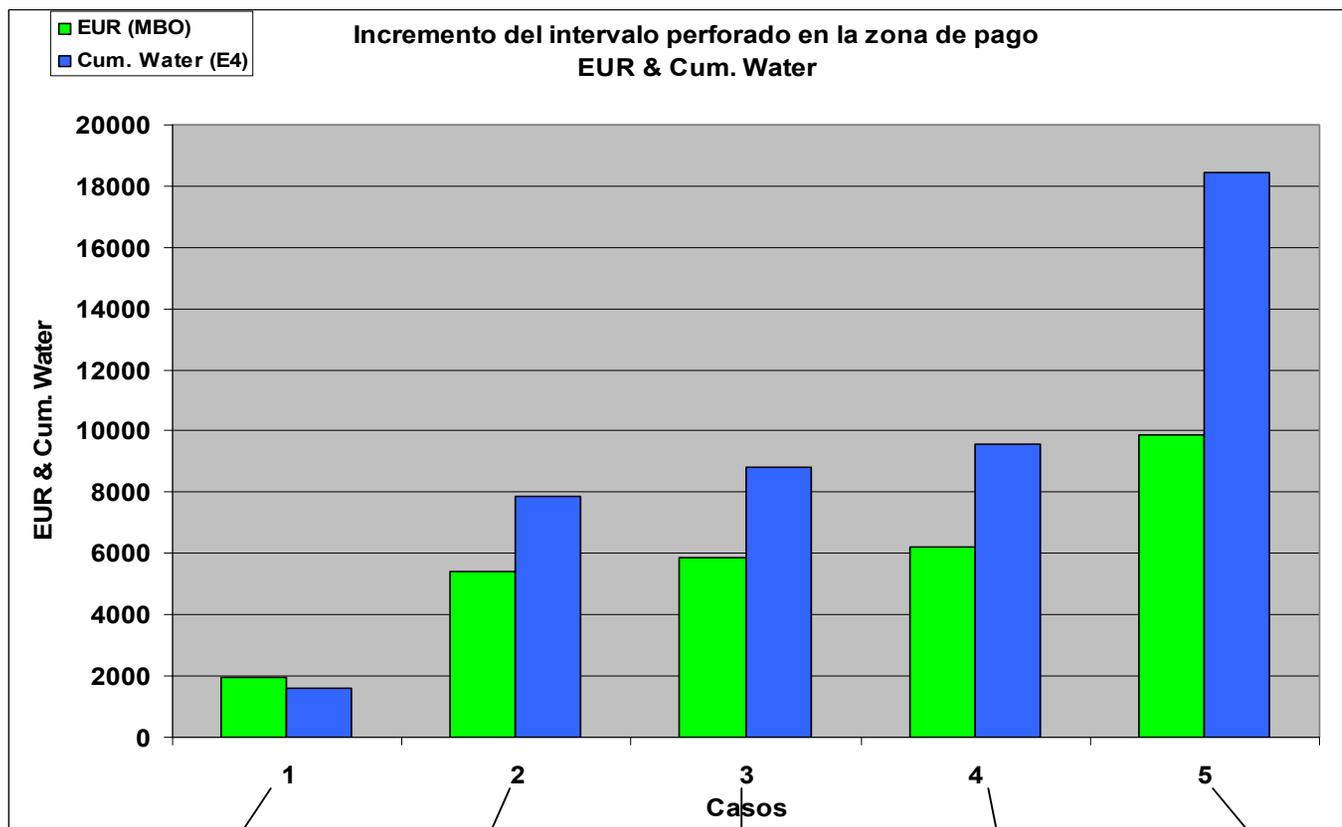
**Caso base**  
 BHP=2245#,  
 qo=427 stb/d,  
 qw=2400 stb/d

**PA**  
 LRAT= 5000bpd  
**PAA**  
 LRAT= 8000  
 stb/d (perforado  
 10' arriba OWC)

**PA**  
 LRAT= 5000bpd  
**PAA**  
 LRAT=8000,10000,  
 15000,18000 stb/d por  
 tres años cada uno,  
 (perforado 10' arriba  
 OWC)

**PA**  
 Perforado el 38%  
 de la zona de pago  
 (17')  
 MinBHP=1200#  
**PAA**  
 LRAT= 8000 stb/d  
 (perforado 10' arriba  
 OWC)

**PA**  
 Perforado el 38% de la  
 zona de pago (17')  
 MinBHP=1200#  
**PAA**  
 LRAT=8000,10000,  
 15000,18000 stb/d por  
 tres años cada uno,  
 (perforado 10' arriba  
 OWC)



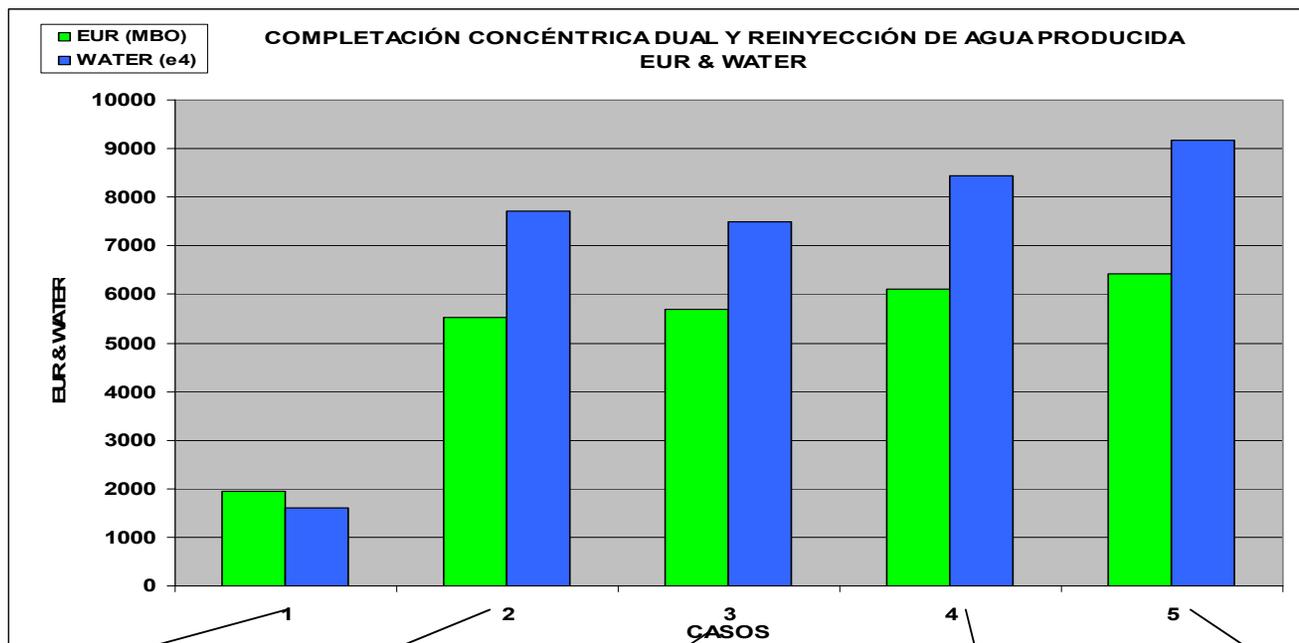
Caso base  
BHP=2245#,  
qo=427 stb/d,  
qw=2400 stb/d

Perforado el 38%  
de la zona de  
pago (17')  
MinBHP=1200#

Perforado el 51%  
de la zona de  
pago (23'),  
MinBHP=1200#

Perforado el 78%  
de la zona de  
pago (35'),  
MinBHP=1200#

Perforado el  
100% de la  
zona de pago y  
10' debajo del  
OWC  
MinBHP=1200  
..



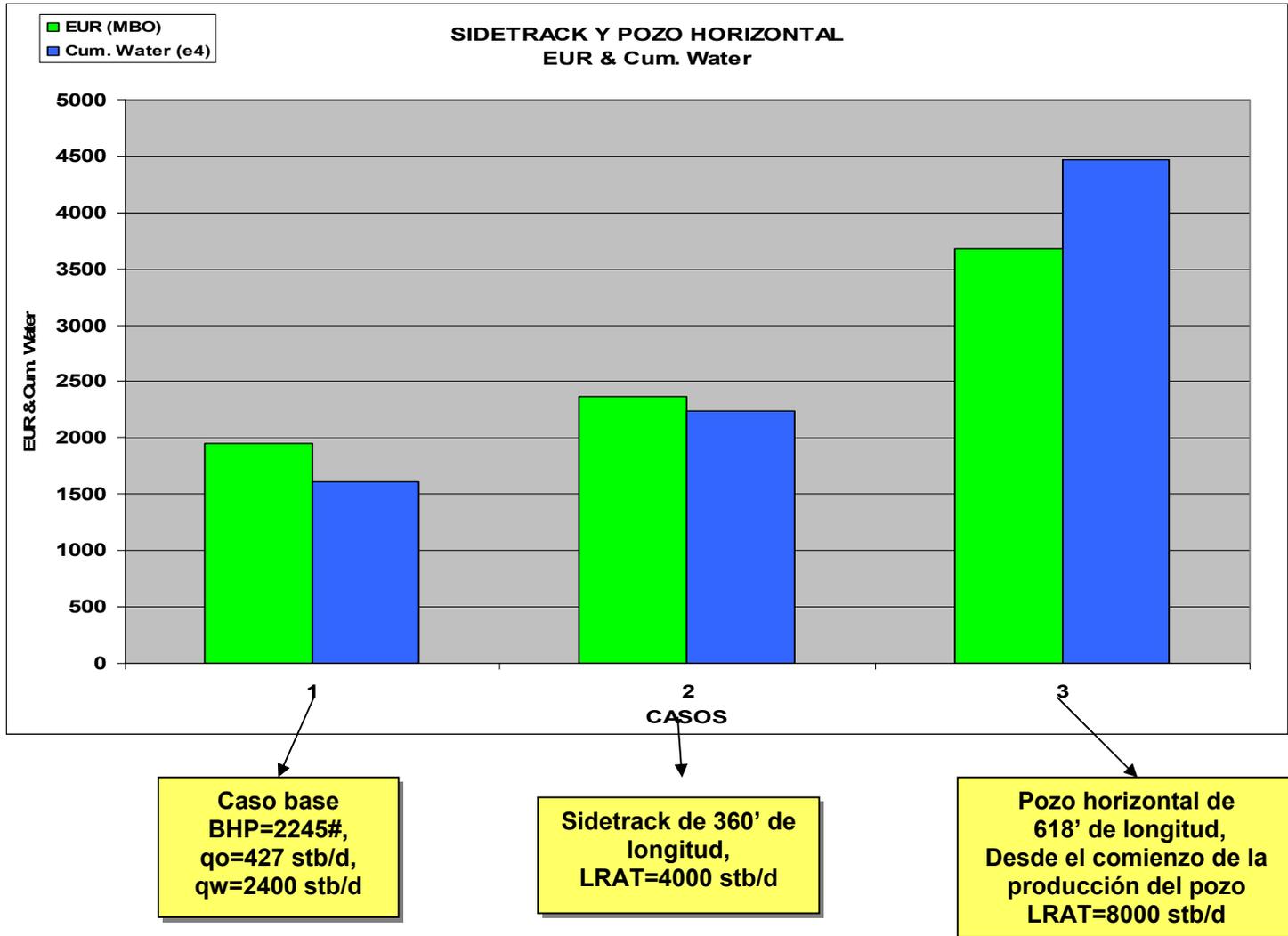
**Caso base**  
BHP=2245#,  
qo=427 stb/d,  
qw=2400 stb/d

**PA**  
Perforado 38% de zona de pago (17') MinBHP=1200#  
**PAA**  
LRAT= 8000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PAINJ**  
LRAT=8000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero

**PA**  
Perforado 38% de zona de pago (17') MinBHP=1200#  
**PAA**  
LRAT= 20000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PAINJ**  
LRAT=20000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero

**PA**  
Perforado 51% de zona de pago (23') MinBHP=1200#  
**PAA**  
LRAT= 20000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PAINJ**  
LRAT=20000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero

**PA**  
Perforado 78% de zona de pago (35') MinBHP=1200#  
**PAA**  
LRAT= 20000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PAINJ**  
LRAT=20000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero



### **5.1.6 Análisis de los resultados**

A continuación analizaremos los resultados obtenidos en cada uno de las diferentes estrategias de producción simuladas que se presentaron en secciones anteriores.

#### **Caso 1: Completación concéntrica dual**

En el caso de la completación concéntrica dual podemos observar lo siguiente:

- En los casos 1 y 2, podemos observar que al inicio de la simulación de predicción, el corte de agua del intervalo productor de petróleo (superior) disminuye de 85% (caso base) a 79% y 81,9% respectivamente en cada caso. Este resultado significa que la cantidad de agua proveniente del acuífero que se estaba intruyendo hacia la zona de pago disminuye y ahora se está canalizando hacia el intervalo inferior perforado. Esto permite una mayor producción de petróleo. Podríamos visualizar esto como una conificación inversa en la que el agua del acuífero tiene mayor facilidad en fluir hacia las perforaciones inferiores que se encuentran más cercanas. Cabe anotar y tener en cuenta

que el intervalo superior abierto es exactamente el mismo que el caso base.

- En los casos 3 y 4 no se puede observar una reducción en el corte de agua al abrir el intervalo inferior, más bien el corte de agua se incrementa al inicio de las predicciones. Esto se debe a que el intervalo superior que se encuentra abierto es mayor a los casos 1 y 2 permitiendo un mayor flujo de fluido, tanto agua como petróleo debido a una mayor capacidad del yacimiento. Es lógico pensar que el corte de agua sería mucho mayor si no existiera el intervalo inferior productor de agua que permite canalizar agua por ese intervalo y disminuir la que va al intervalo superior. También se debe anotar, que los intervalos productores, a más de ser mas grandes, están produciendo a la mínima presión de fondo fluyente permitida de 1200 psi., por lo que el fluido que se produce es lo máximo que el yacimiento puede producir para ese espesor de intervalo perforado.
- El corte de agua de los intervalos inferiores es del 100%. Sólo se produce agua del acuífero.

A continuación observamos un gráfico del corte de agua del intervalo superior para cada caso de esta estrategia de producción. Las líneas punteadas corresponden al caso base. Podemos observar como en el caso 1 y 2 el corte de agua se reduce mientras que en los otros aumenta debido a una mayor capacidad del yacimiento.

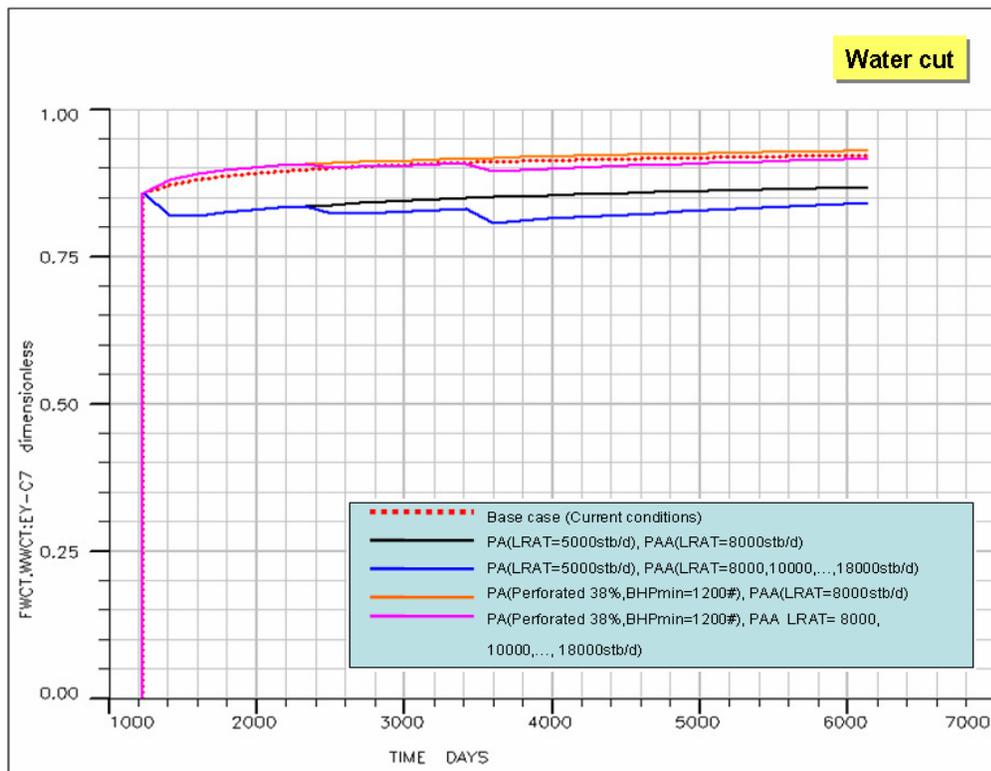


Figura 5.9 Corte de agua para completación concéntrica dual para pozo "A".

## Caso 2: Incremento del intervalo perforado en la zona de pago

A continuación podemos observar un gráfico en el que se muestra el recobro de petróleo al final de la vida de producción proyectada (EUR) en función del porcentaje de intervalo perforado en la zona de pago.

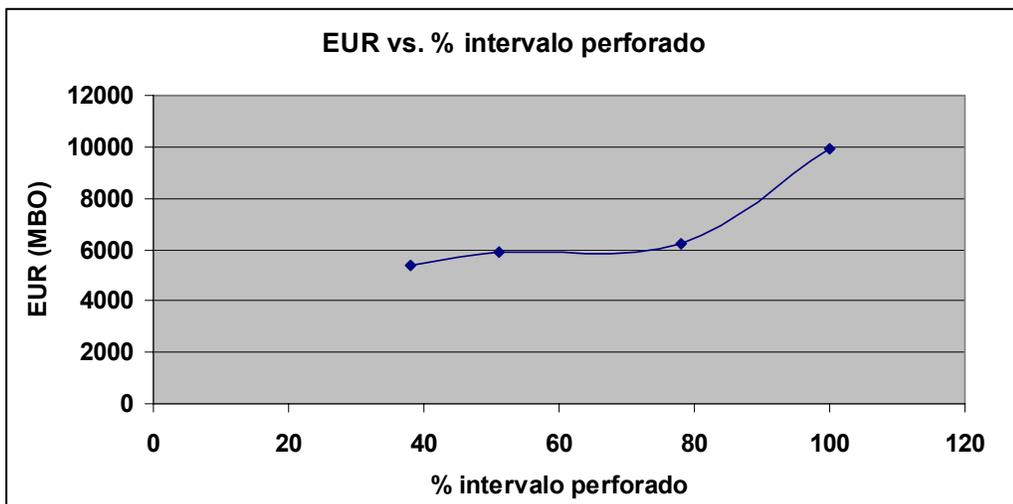


Figura 5.10 EUR versus % intervalo perforado para pozo "A"

Como se puede apreciar, existe un incremento considerable cuando se aumenta la zona de producción a aproximadamente el 38%, luego del cual el recobro tiende a estabilizarse mientras se llega al 80% de intervalo perforado. La estabilización se produce

con un incremento de la cantidad de agua producida producto de una mayor capacidad del yacimiento para producir (mayor espesor de pago). A pesar que producimos más fluido, el porcentaje de agua se incrementa con lo que el aumento de producción de petróleo no es considerable. Al aumentar el intervalo productor nos acercamos más al contacto agua-petróleo con lo que es más fácil para el agua del acuífero acceder a las perforaciones inferiores y de ahí ir subiendo.

Pero existe una diferencia, como podemos apreciar en el gráfico, al llegar al 100% de la zona de pago perforada que corresponde a la estrategia de producción en la cual se perfora también un porcentaje del acuífero, observamos una subida dramática del EUR. El análisis detallado de la producción de petróleo y agua que se da en cada una de las celdas en particular del modelo de simulación permite observar que el corte de agua en cada perforación es de aproximadamente el 100% hasta cierto nivel que corresponde a la parte superior del intervalo en donde existe un cambio de corte de agua a 85% aproximadamente. De este punto hacia arriba del intervalo productor el corte de agua se mantiene constante en 85% (en promedio) durante toda la predicción. Es este sector de la zona de pago, de corte de agua

constante, que permite producir petróleo de manera constante durante la vida de producción y hace que el EUR para este caso sea el mayor de todos a pesar de tener todo el intervalo abierto a producción. La causa de este comportamiento diferente se debe a que el agua del acuífero es “llamada” a producir en el intervalo abierto en el acuífero. De esa manera se restringe que el agua invada todo el intervalo correspondiente a la parte superior. Este es el comportamiento que muestra el pozo a la estrategia de producción.

### **Caso 3: Completación concéntrica dual y reinyección del agua producida**

En cada uno de los casos simulados se obtienen incrementos de EUR significativos con respecto al caso base.

Podemos observar de los resultados mostrados en la sección anterior, que el nivel de recuperación es aproximadamente el mismo que los obtenidos en los casos de completación concéntrica dual con la diferencia que la cantidad de agua producida a superficie es mucho menor que en aquellos casos debido a que estamos reinyectando agua en la base del acuífero

a la misma tasa que produce el intervalo medio perforado 10 pies por debajo del contacto agua-petróleo.

Comparando esta estrategia y la primera mostrada (caso 1) es posible darse cuenta que la perforación de un intervalo ya sea sobre o debajo del contacto agua-petróleo permite optimizar la producción de petróleo en el tiempo. La estrategia de reinyección permite una mayor eficiencia a este método disminuyendo la producción de agua en superficie y los correspondientes gastos para su tratamiento ya que el agua que sale del acuífero es desviada in situ a la base del acuífero.

Podríamos pensar en algún fenómeno de represurización del yacimiento pero al observar los valores de presión del reservorio en el tiempo que se muestra a continuación descartamos ese proceso. Más aún, los valores de presión del reservorio caen más que en el caso base. Esto se debe a que existe mayor intervalo abierto a la producción y un mayor flujo de fluido al pozo.

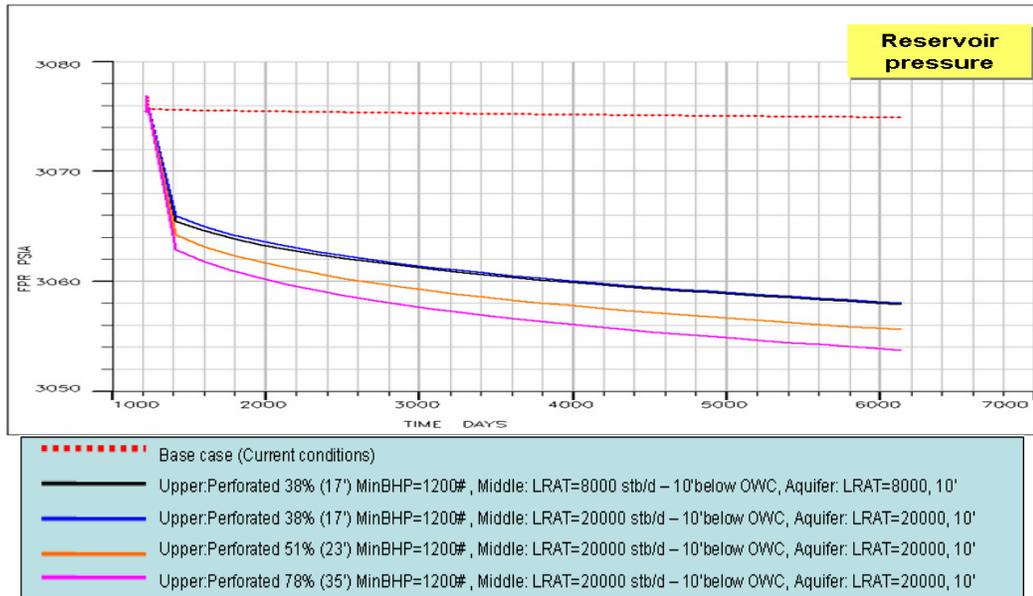


Figura 5.11 Presión del reservorio para estrategia de reinyección de agua producida para pozo “A”.

#### Caso 4: Sidetrack y pozo horizontal

Los resultados obtenidos en el caso del sidetrack no son tan satisfactorios como los del pozo horizontal.

Realizar un sidetrack nos permite aumentar el EUR pero no de manera significativa mientras que un pozo horizontal desde el inicio de la vida productiva del pozo eleva los niveles de EUR de manera más significativa.

Al comparar estas estrategias con las mostradas anteriormente es posible darse cuenta de la mayor efectividad de las otras estrategias frente a éstas.

El tener un pozo horizontal en la zona de pago, si bien es cierto, y podemos corroborarlo con los resultados obtenidos, aumenta la producción con respecto a un pozo vertical o desviado en la zona de pago, no lo hace en los niveles que hemos revisado en los otros casos anteriores.

El incremento de producción de petróleo se debe a una mayor cantidad de intervalo perforado en contacto con la zona de petróleo (300 y 600 pies aproximadamente en cada caso) lo que permite un mayor flujo de hidrocarburo hacia el pozo.

## 5.2 Pozo “B”

Nombre del pozo: Pozo “B”

### 5.2.1 Condiciones actuales:

A abril 16 de 2006

**TABLA 15**  
**Condiciones actuales del pozo “B”**

<b>Tasa de fluido</b>	4114 stb/d
<b>Tasa de petróleo</b>	288 stb/d
<b>Tasa de agua</b>	3826 stb/d
<b>Presión de fondo fluyente (BHP)</b>	2739 psi
<b>BSW</b>	93%

### 5.2.2 Historia de completación:

Este pozo comenzó a producir en febrero 4 del 2005 del yacimiento en estudio de un intervalo ubicado entre los 6508' – 6516' (TVDSS) y 6530' – 6542'.

El 27 de febrero de 2006 se perforan nuevos intervalos: 6530' – 6545' y 6547' – 6551' y se reperfora el intervalo 6504' – 6516'

Desde el comienzo de la producción se utiliza la misma bomba electrosumergible.

### 5.2.3 Análisis de presión transiente

Se realizó un análisis de presión transiente (PTA) usando la herramienta Saphyr. Se ingresó toda la información sobre la presión de fondo fluyente así como las tasas de producción. Además, fue analizado el MRT (multi rate test) y algunos de los build up más representativos. El modelo usado en el programa Saphyr para el análisis fue el de un reservorio de dos capas con almacenamiento variable, daño y presión constante en la frontera.

Los resultados preeliminares obtenidos de este análisis fueron:

**TABLA 16**  
**Resultados de Saphir para pozo "B".**

<b>C</b>	0.05 bbl/psi
<b>Skin 1</b>	-1.7
<b>Pi</b>	3060 psia
<b>K.h</b>	21500 md.ft
<b>K</b>	645 md
<b>Ko (Perrine)</b>	530 md
<b>Kw (Perrine)</b>	80 md
<b>Ci/Cf</b>	11.4
<b>Alpha</b>	286
<b>Distancia a la frontera (Presión constante)</b>	89 ft

Cabe anotar, que este análisis de presión transiente fue realizado a varios build up pero en el estudio se muestra el más representativo. Los resultados correspondientes a las otras pruebas son valores muy cercanos a los mostrados en esta sección.

#### **5.2.4 Modelo Cartesiano**

##### **5.2.4.1 Ajuste histórico**

Todas las profundidades se encuentran en TVDSS (total vertical depth sub sea).

##### **Definición del grid de simulación:**

- Existen 49 divisiones (que corresponden a 49 bloques) en la dirección “x” que cubren una longitud de 6000 pies. La longitud de cada bloque es en orden:  
1 bloque de 171’ – 1\*180’ – 22\*120’ – 1\*18’ – 22\*120’ – 1\*180’ – 1\*171’.
- Existen 49 divisiones (que corresponden a 49 bloques) en la dirección “y” que cubren una longitud de 6000 pies. La longitud de cada bloque es en orden:

1 bloque de 171' – 1\*180' – 22\*120' – 1\*18' – 22\*120' – 1\*180' – 1\*171'.

- Existen 117 divisiones en la dirección vertical (eje “z”) que cubren una longitud de 122 pies. Los primeros 72 bloques tienen una longitud de 1 pie mientras que el resto (36 bloques) son de 3 pies medidos en la dirección “z”.
- Número total de bloques en el grid de simulación: 280917.
- Radio interno del pozo: 0,5041 pies.
- Existe una zona de muy baja permeabilidad (se podría asumir que de cero) ubicada entre 6516'-6530', 6658'-6661' y 6503'-6508' con una extensión radial de aproximadamente 9 pies. Se definió esta zona para ajustar la información de los registros y la producción histórica.
- Existe una sección de permeabilidad cero que se extiende parcialmente con un radio de 9 pies aproximadamente y se encuentra ubicada entre 6631'-6634' y 6676'-6679'. Se definió esta zona para ajustar la información de los registros y la producción histórica.
- Tope superior del grid del modelo: 6503 pies.
- La zona de pago se extiende desde 6508'-6516' y 6530'-6562'.
- El acuífero se extiende desde 6562' a 6692'.

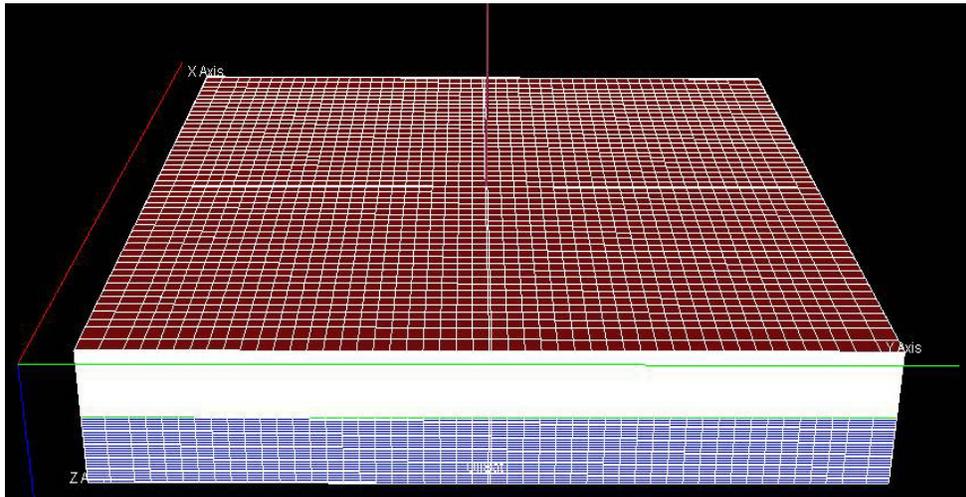


Figura 5.12 Gráfico en 3D del grid de simulación construido donde se distingue la zona de pago del acuífero que se encuentra de color celeste.

- Presión inicial del reservorio: 3080 psia.
- Fases de los fluidos: petróleo y agua.
- Datum para presiones: 6545 pies

#### **Datos del acuífero**

- Datum: 6545'
- Presión inicial: 3080 psia.
- Permeabilidad: 2000 md.
- Porosidad: 0,20
- Compresibilidad total:  $1,05 \times 10^{-5}$  psi<sup>-1</sup>
- Contacto agua-petróleo: 6562'
- Espesor del acuífero: 60'

- Conexiones de los bloques del acuífero con el grid: Desde el bloque 60 al 117 (tomando como referencia la dirección vertical).
- Radio externo del reservorio: 15000'
- Ángulo de influencia: 360 grados.
- Tipo de acuífero: Acuífero de fondo modelo por Carter-Tracy.

#### **Intervalos perforados:**

- Febrero 4 de 2005: desde 6508' a 6516' (corresponden a los bloques 6 al 13 en la dirección vertical) y de 6530' a 6542' (corresponden a los bloques 28 al 39).
- Febrero 27 de 2006: desde 6530' a 6545, 6547' a 6551' y de 6504' a 6516' (corresponden a los bloques 2 al 13, 28 al 42 y 45 al 48 en la dirección vertical).

#### **Variación de parámetros para el ajuste histórico**

- **Permeabilidad**

Las zonas de baja permeabilidad y de permeabilidad cero se las establecieron como zonas parciales que se extendían un radio de 9 pies desde el centro del pozo. Para establecer esta geometría fue necesario asignar valores de permeabilidad a las porciones restantes en cada uno de los intervalos de permeabilidades bajas o

cero. Se asignó un valor de permeabilidad en “X” de 1000 md y una porosidad de 0.18 para los siguientes bloques del modelo:

**TABLA 17**  
**Asignación de permeabilidades en bloques del modelo del pozo “B”**

“X” inicial	“X” final	“Y” inicial	“Y” final	“Z” inicial	“Z” final
1	49	1	24	1	5
1	49	26	49	1	5
1	24	25	25	1	5
26	49	25	25	1	5
1	49	1	24	14	27
1	49	26	49	14	27
1	24	25	25	14	27
26	49	25	25	14	27
1	49	1	24	97	97
1	49	26	49	97	97
1	24	25	25	97	97
26	49	25	25	97	97
1	49	1	24	106	106
1	49	26	49	106	106
1	24	25	25	106	106
26	49	25	25	106	106
1	49	1	24	112	112
1	49	26	49	112	112
1	24	25	25	112	112
26	49	25	25	112	112

Una vez definidas las zonas de baja permeabilidad como parciales, es decir, a las profundidades que se presentan estas zonas, se dejó a los bloques del modelo con valores de permeabilidad y porosidad cercanos a cero sólo hasta nueve pies alejándonos

radialmente del pozo. A las demás celdas se les asignaron una permeabilidad de 1000 md y porosidad de 0.18.

A los valores de permeabilidad asignados en el código de archivo de entrada se les realizó algunos cambios haciendo uso de los multiplicadores:

- Multiplicador de permeabilidad en la dirección "x": 0.75
- Multiplicador de la permeabilidad vertical (eje "z"): 0.70.
- Permeabilidad en la dirección "y" es igual a permeabilidad en dirección "x" (luego de realizados los cambios en la dirección "x").

Estos multiplicadores fueron asignados a los siguientes bloques del modelo:

**TABLA 18**

**Asignación de multiplicadores de permeabilidad en bloques  
del modelo para el pozo "B".**

"X" inicial	"X" final	"Y" inicial	"Y" final	"Z" inicial	"Z" final
1	49	1	24	1	5
1	49	26	49	1	5
1	24	25	25	1	5
26	49	25	25	1	5
1	49	1	49	6	13
1	49	1	24	14	27
1	49	26	49	14	27
1	24	25	25	14	27
26	49	25	25	14	27
1	49	1	49	28	96
1	49	1	24	97	97
1	49	26	49	97	97
1	24	25	25	97	97
26	49	25	25	97	97
1	49	1	49	98	105
1	49	1	24	106	106
1	49	26	49	106	106
1	24	25	25	106	106
26	49	25	25	106	106
1	49	1	49	107	111
1	49	1	24	112	112
1	49	26	49	112	112
1	24	25	25	112	112
26	49	25	25	112	112
1	49	1	49	113	117

**- Transmisibilidades**

Los multiplicadores utilizados en las diferentes direcciones fueron los siguientes:

- Multiplicador de transmisibilidad en dirección "X": 0.3.
- Multiplicador de transmisibilidad en dirección "Y": 0.3
- Multiplicador de transmisibilidad en dirección "Z": 1.5

Los multiplicadores de transmisibilidad fueron aplicados a las siguientes celdas:

**TABLA 19**  
**Asignación de multiplicadores de transmisibilidad para bloques del pozo "B" en todas las direcciones.**

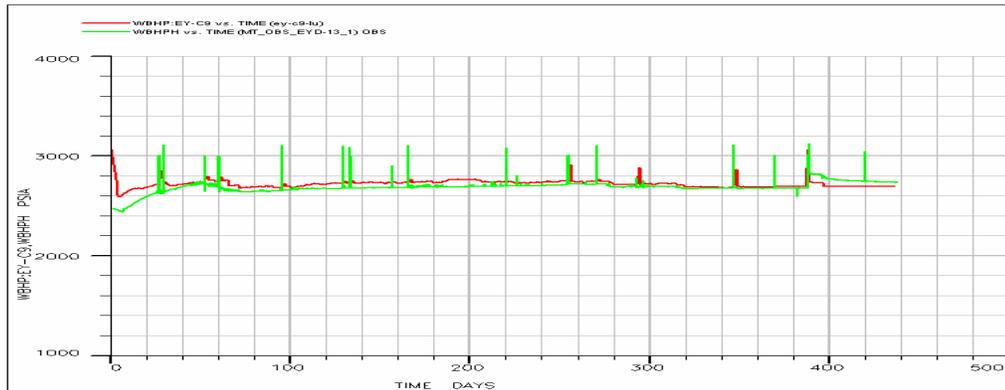
"X" inicial	"X" final	"Y" inicial	"Y" final	"Z" inicial	"Z" final
1	49	1	24	1	5
1	49	26	49	1	5
1	24	25	25	1	5
26	49	25	25	1	5
1	49	1	49	6	13
1	49	1	24	14	27
1	49	26	49	14	27
1	24	25	25	14	27
26	49	25	25	14	27
1	49	1	49	28	96
1	49	1	24	97	97
1	49	26	49	97	97
1	24	25	25	97	97
26	49	25	25	97	97
1	49	1	49	98	105
1	49	1	24	106	106
1	49	26	49	106	106
1	24	25	25	106	106
26	49	25	25	106	106
1	49	1	49	107	111
1	49	1	24	112	112
1	49	26	49	112	112
1	24	25	25	112	112
26	49	25	25	112	112
1	49	1	49	113	117

- Control del pozo durante el ajuste histórico: se lo hace respecto de la tasa total de líquido producido (LRAT) que debe ser igual al valor histórico.
- Inicio de la simulación: Febrero 4 de 2005.
- Fin de la simulación (Ajuste histórico): Abril 16 de 2006.

### **Ajuste histórico de presión de fondo fluyente, producción de petróleo y producción de agua.**

Los siguientes gráficos muestran el ajuste histórico realizado a la presión de fondo fluyente, tasa de producción de petróleo y tasa de producción de agua.

El siguiente gráfico muestra la presión de fondo fluyente del pozo (WBHP well bottom hole pressure) en el eje vertical en unidades psi y el tiempo de ajuste histórico en días.

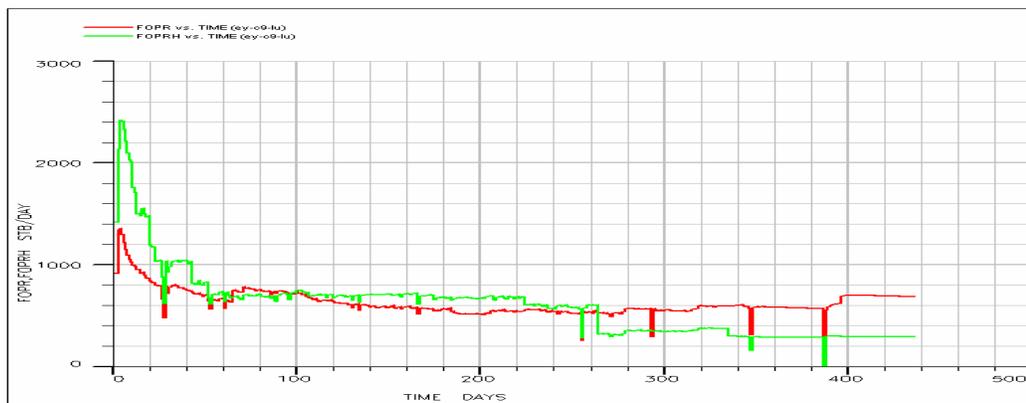


**Verde: Presión histórica**

**Rojo: Presión simulada**

**Figura 5.13 Ajuste histórico de presión para el pozo “B”.**

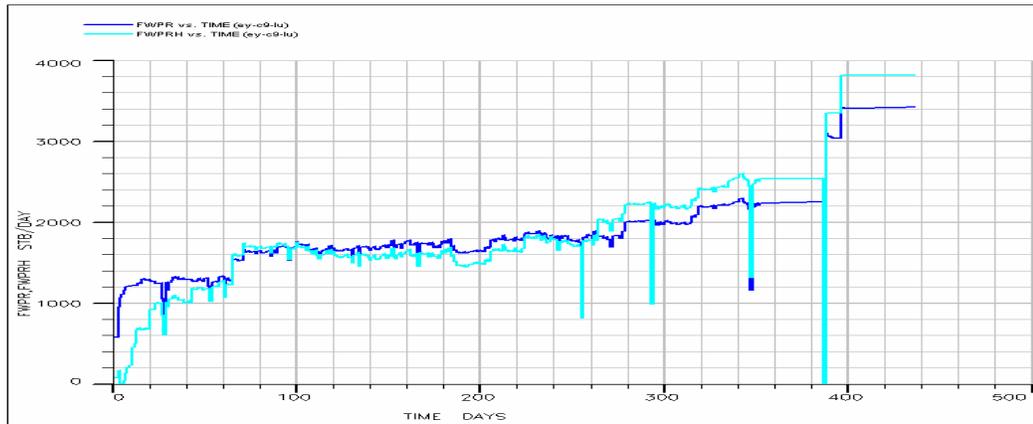
A continuación se muestra el ajuste histórico de petróleo y agua. En el eje vertical tenemos la tasa de producción del fluido en stb/d y en el eje horizontal tenemos el tiempo de ajuste en días.



**Verde: Tasa histórica**

**Rojo: Tasa simulada**

**Figura 5.14 Ajuste histórico de petróleo para pozo “B”.**



Azul: tasa  
histórica

Celeste: tasa  
simulada

**Figura 5.15 Ajuste histórico de agua para pozo “B”.**

#### 5.2.4.2 PREDICCIONES

Se realizaron algunas sensibilidades en las predicciones cuyo objetivo es poder observar las diferencias entre las diferentes estrategias. Estas predicciones fueron realizadas hasta agosto de 2019. Los diferentes escenarios, de manera general, estudiados fueron:

- Caso base (que corresponde a las condiciones actuales de producción).
- Completación concéntrica dual:
  - o Perforaciones superiores en la zona de pago. Una variación es incrementar el intervalo perforado.

- Perforaciones inferiores arriba del contacto agua-petróleo. Una variación es variar las tasas de producción de este intervalo.
- Incremento del intervalo perforado en la zona de pago.
- Completación concéntrica dual y reinyección de agua en el acuífero.
- Sidetrack y pozo horizontal.

La siguiente tabla muestra todas las sensibilidades de cada uno de los grupos de estrategias que corresponden a las predicciones. Podemos observar el detalle técnico de cada sensibilidad, así como los resultados obtenidos visualizados a través de la recuperación última de petróleo, la producción acumulada de agua así como el corte de agua al inicio de la predicción y al final de la misma.

**TABLA 20**  
**COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL PARA POZO “B”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR(MBO)	WAT.CUM. (MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PB	Caso base, perforado el 59% de la zona de pago. (BHP=2684#, qo=336 stb/d, qw=1664 stb/d)	1433	9467	83	91
1	PB	Control líquido=5000 stb/d	4490	99415	70	87
	PBB	Control líquido=8000 stb/d (perforado 5' debajo del OWC)			100	100
2	PB	Perforado el 75% del intervalo de la zona de pago (24'), Min. BHP=1200#	8394	145250	86	95
	PBB	Control líquido=8000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)			100	100

**TABLA 21**  
**INCREMENTO DEL INTERVALO PERFORADO EN LA ZONA DE PAGO PARA POZO “B”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR(MBO)	WAT.CUM.(MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PB	Perforado el 50% de la zona de pago (16'), Min. BHP=1200#	7132	113984	89	96
2	PB	Perforado el 59% de la zona de pago (19'), Min. BHP=1200#	7403	120619	90	96
3	PB	Perforado el 75% de la zona de pago (24'), Min. BHP=1200#	7757	129335	90	96
4	PB	Perforado el 91% de la zona de pago (39'), Min. BHP=1200#	8387	145021	90	96
5	PB	Perforated 100% de la zona de pagoy diez pies debajo del OWC, Min. BHP=1200#	9201	165831	91	96

**TABLA 22**

**COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL Y REINYECCIÓN DE AGUA PRODUCIDA PARA POZO “B”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR(MBO)	WAT.CUM. (MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PB	Perforado el 50% de la zona de pago (16'), Min. BHP=1200#	6776	98932	87	95
	PBB	Control líquido=8000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		39160		
	PBINJ	Perforado 10' en la base del acuífero (6679'-6689'TVDSS), Control líquido=8000 stb/d, Max. BHP=5700#		39160		
2	PB	Perforado el 50% de la zona de pago (16'), Min. BHP=1200#	6253	76113	83	95
	PBB	Control líquido=20000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		97900		
	PBINJ	Perforado 10' en la base del acuífero (6679'-6689'TVDSS), Control líquido=20000 stb/d, Max. BHP=5700#		97900		
3	PB	Perforado el 75% de la zona de pago (24'), Min. BHP=1200#	6447	85218	84	95
	PBB	Control líquido=20000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		93991		
	PBINJ	Perforado 10' en la base del acuífero (6679'-6689'TVDSS), Control líquido=20000 stb/d, Max. BHP=5700#		97900		
4	PB	Perforado el 100% de la zona de pago (47'), Min. BHP=1200#	6494	95777	86	96
	PBB	Control líquido=20000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		84655		
	PBINJ	Perforado 10' en la base del acuífero (6679'-6689'TVDSS), Control líquido=20000 stb/d, Max. BHP=5700#		97900		

**TABLA 23**

**SIDETRACK Y POZO HORIZONTAL PARA POZO “B”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR (MBO)	WAT.CUM. (MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PB	Sidetrack de 360' de longitud a 6536' (TVDSS), Control líquido=4000 stb/d	2010	18680	87	93
2	PB	Pozo horizontal de 618' de longitud desde el comienzo de la producción a 6536' (TVDSS). Control líquido =8000 stb/d	3323	39000	89	94

***Cada una de las predicciones toma en cuenta un límite mínimo económico en la tasa de producción de petróleo de 100 BOPD y un máximo porcentaje de BSW de 98%.***

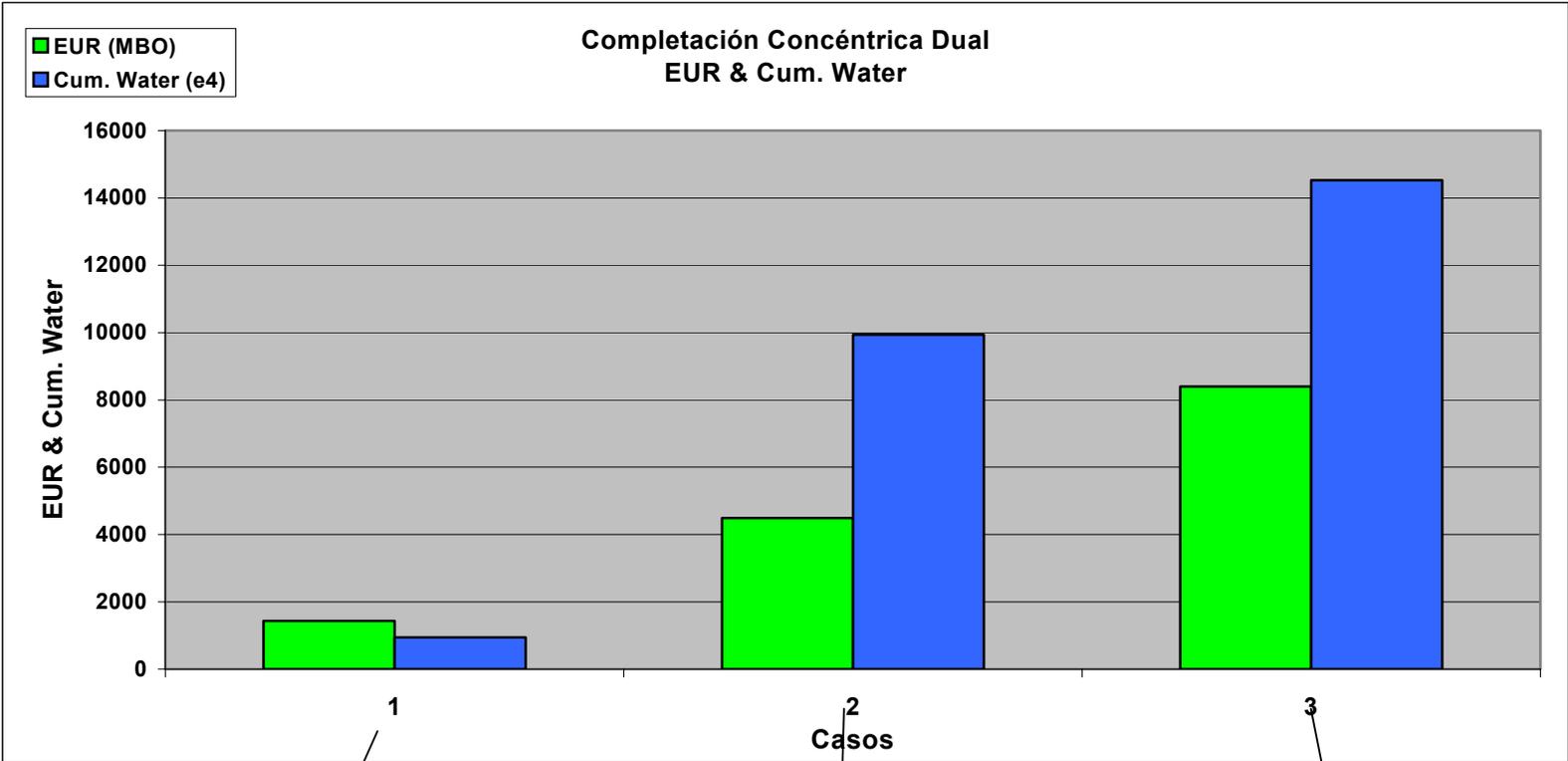
#### **5.2.5 Resultados de la simulación**

Luego de modificar las propiedades del yacimiento, se realizó el ajuste histórico correspondiente que se mostró anteriormente.

De esa manera, luego de realizar las simulaciones correspondientes a las predicciones y tabular la información es posible mostrar los siguientes resultados:

- Figura 5.16: Resultados de estrategia de completación concéntrica dual para pozo “B”.
- Figura 5.17: Resultados de incremento de intervalo perforado en zona de pago para pozo “B”.
- Figura 5.18: Resultados de completación concéntrica dual y reinyección de agua producida para pozo “B”.
- Figura 5.19: Resultados de sidetrack y pozo horizontal para pozo “B”.





1  
↙

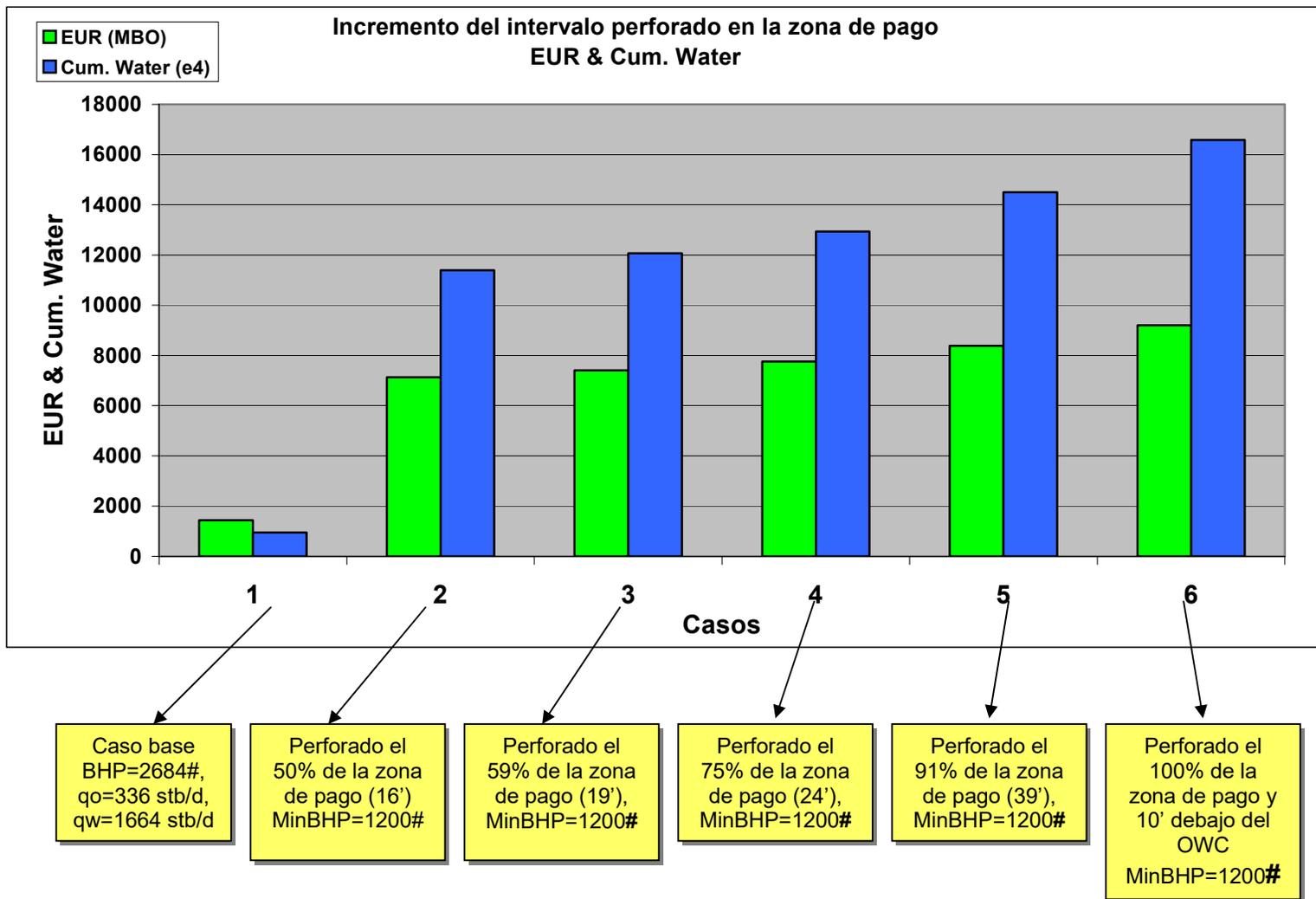
Caso base  
BHP=2684#,  $q_o=336$   
stb/d,  $q_w=1664$  stb/d

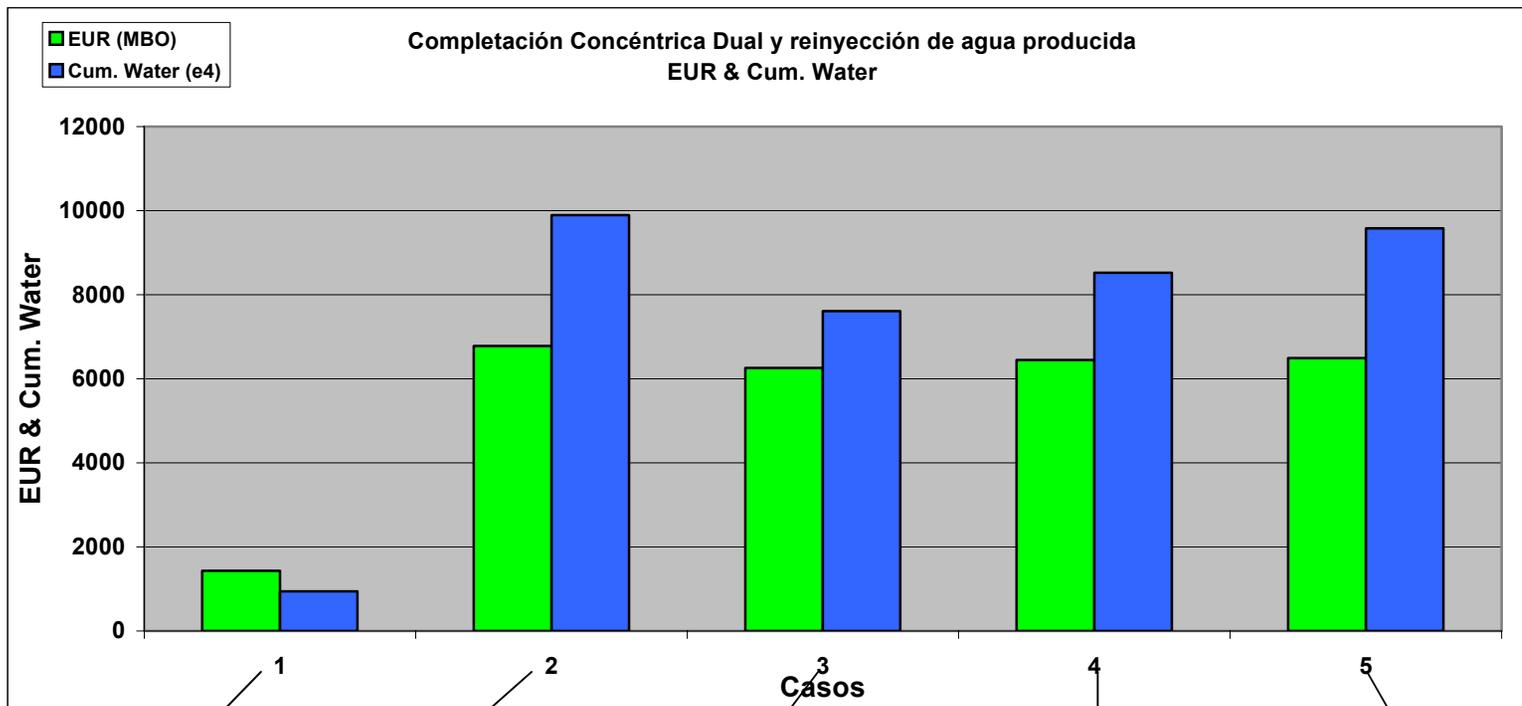
2  
↓

PB  
LRAT= 5000bpd  
PBB  
LRAT= 8000  
stb/d (perforado 5'  
debajo del OWC)

3  
↘

PB  
Perforado el 75% de la zona  
de pago (24') MinBHP=1200#  
PBB  
LRAT= 8000 stb/d (perforado  
10' debajo del OWC)





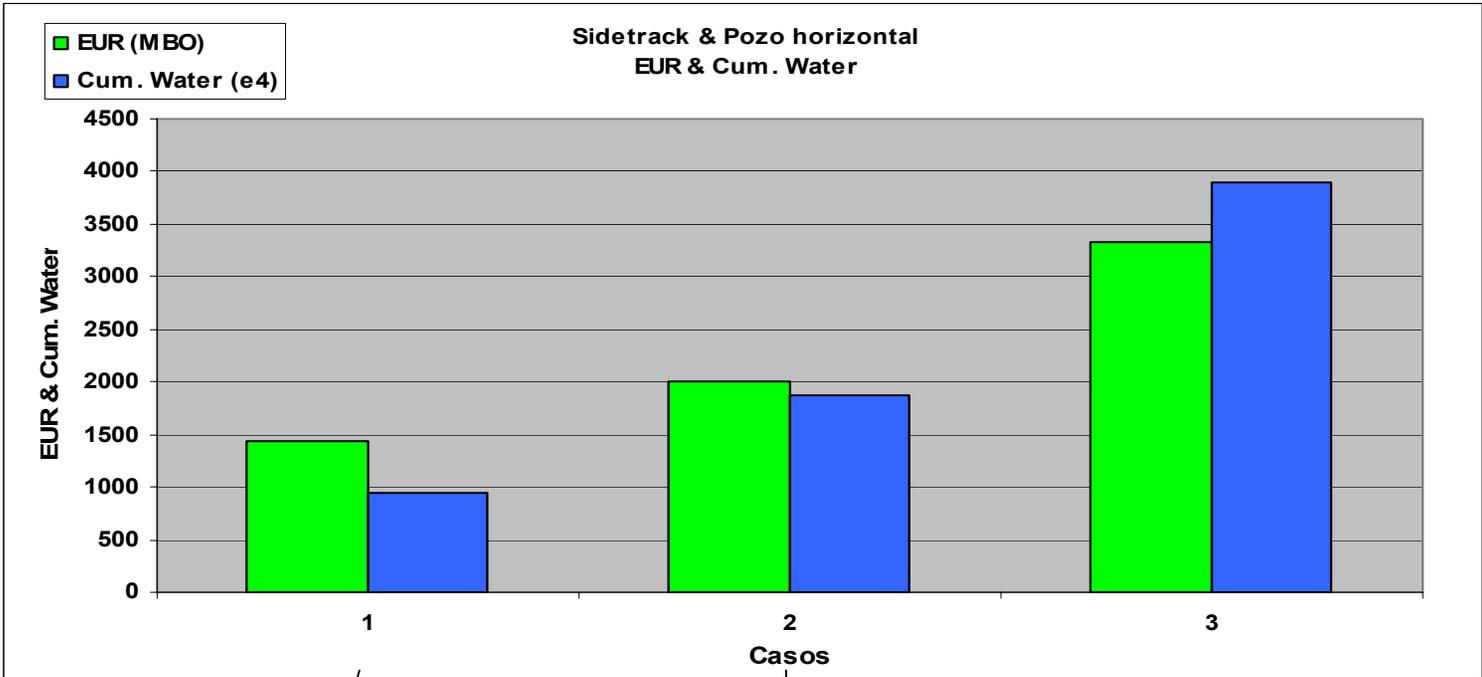
**Caso base**  
BHP=2684#,  
qo=336 stb/d,  
qw=1664 stb/d

**PB**  
Perforado 50% de zona de pago (16') MinBHP=1200#  
**PBB**  
LRAT= 8000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PBINJ**  
LRAT=8000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero

**PB**  
Perforado 50% de zona de pago (16') MinBHP=1200#  
**PBB**  
LRAT= 20000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PBINJ**  
LRAT=20000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero

**PB**  
Perforado 75% de zona de pago (24') MinBHP=1200#  
**PBB**  
LRAT= 20000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PBINJ**  
LRAT=20000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero

**PB**  
Perforado 100% de zona de pago (47')  
MinBHP=1200#  
**PBB**  
LRAT= 20000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PBINJ**  
LRAT=20000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero



**Caso base  
BHP=2684#,  
qo=336 stb/d,  
qw=1664 stb/d**

**Sidetrack de 360' de  
longitud,  
LRAT=4000 stb/d**

**Pozo horizontal de  
618' de longitud,  
Desde el comienzo de la  
producción del pozo  
LRAT=8000 stb/d**

### **5.2.6 Análisis de los resultados**

A continuación analizaremos los resultados obtenidos en cada uno de las diferentes estrategias de producción simuladas que se presentaron en secciones anteriores.

#### **Caso 1: Completación concéntrica dual**

En el caso de la completación concéntrica dual podemos observar lo siguiente:

- En el caso 1, podemos observar que al inicio de la simulación de predicción, el corte de agua del intervalo productor de petróleo (superior) disminuye de 83% (caso base) a 70%. Este resultado significa que la cantidad de agua proveniente del acuífero que se estaba intruyendo hacia la zona de pago disminuye y ahora se está canalizando hacia el intervalo inferior perforado. Esto permite una mayor producción de petróleo. Podríamos visualizar esto como una conificación inversa en la que el agua del acuífero tiene mayor facilidad en fluir hacia las perforaciones inferiores que se encuentran más cercanas. Cabe anotar y tener en cuenta que el intervalo superior abierto es exactamente el mismo que el caso base en el caso 1 pero a diferencia del pozo anterior sólo se abren cinco pies por debajo del contacto agua-petróleo debido a que a

mayor intervalo abierto se registra una producción de petróleo por debajo del límite económico impuesto, consecuencia de una gran afluencia de agua del acuífero por el intervalo inferior.

- En el caso 1 se observa una disminución muy significativa del corte de agua dado por la producción del agua del acuífero por el intervalo inferior. Por otro lado, el caso 2 registra un leve aumento en el corte de agua al inicio de la predicción, con respecto al caso base, es decir, de 83% (caso base) pasa a un 86%. Asimismo al final de la simulación los cortes de agua son de 91% y 95% respectivamente para el caso base y la estrategia de producción. Este incremento del corte de agua viene dado por el aumento del intervalo de producción superior al 75% lo que permite, si bien es cierto un incremento significativo de EUR, también un aumento del agua producida por este intervalo.
- El corte de agua de los intervalos inferiores es del 100%. Sólo se produce agua del acuífero.

A continuación observamos un gráfico del corte de agua del intervalo superior para cada caso de esta estrategia de producción. Las líneas punteadas corresponden al caso base.

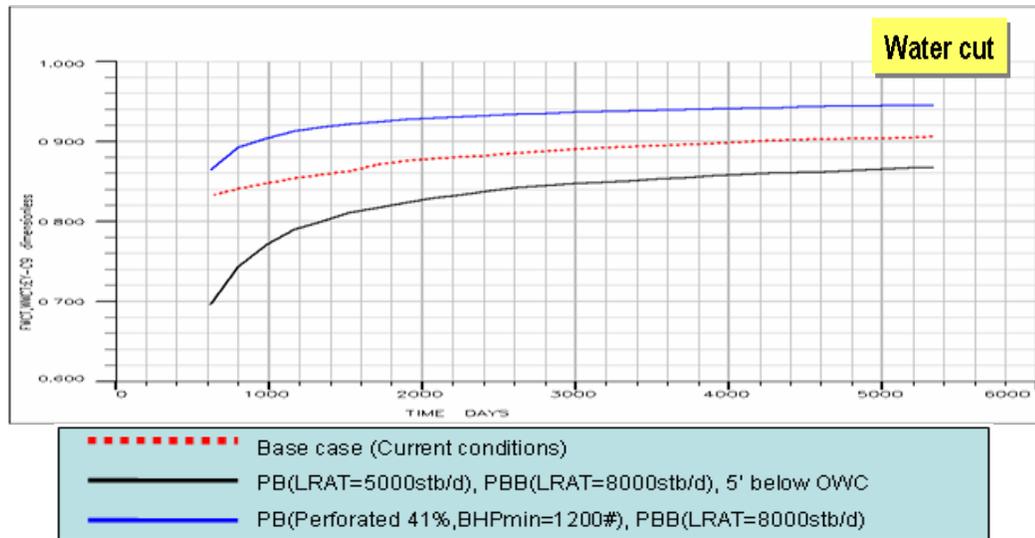


Figura 5.20 Corte de agua para estrategia de completación concéntrica dual para pozo “B”.

### Caso 2: Incremento del intervalo perforado en la zona de pago

A continuación podemos observar un gráfico en el que se muestra el recobro de petróleo al final de la vida de producción proyectada (EUR) en función del porcentaje de intervalo perforado en la zona de pago.

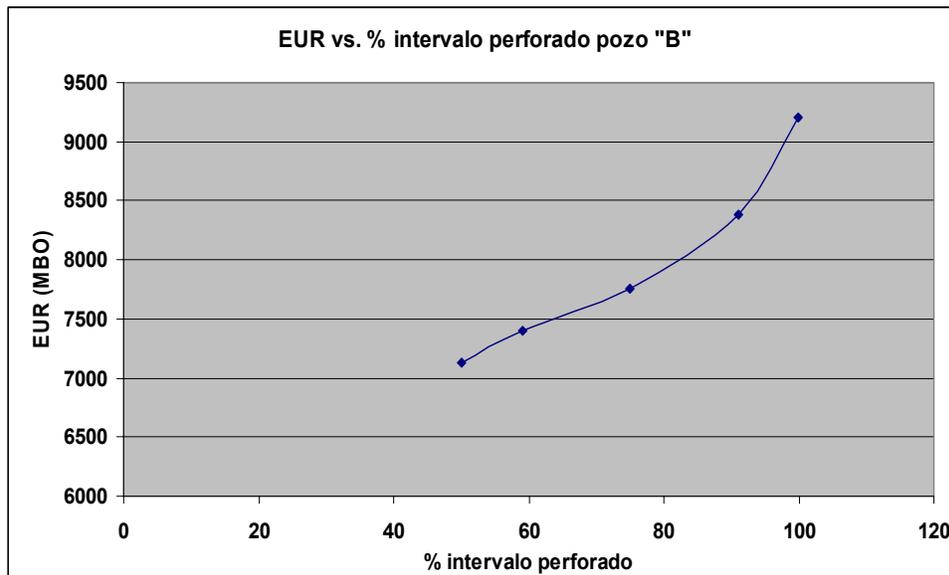


Figura 5.21 EUR versus % intervalo perforado para pozo "B".

Como se puede apreciar, existe un incremento considerable cuando se aumenta la zona de producción a aproximadamente el 50%, luego del cual el recobro tiende a estabilizarse mientras se llega al 91% de intervalo perforado. La estabilización se produce con un incremento de la cantidad de agua producida producto de una mayor capacidad del yacimiento para producir (mayor espesor de pago). A pesar que producimos más fluido, el porcentaje de agua se incrementa con lo que el aumento de producción de petróleo no es considerable. Al aumentar el intervalo productor nos acercamos más al contacto agua-petróleo con lo que es más fácil para el agua del acuífero acceder a las perforaciones inferiores y de ahí ir subiendo.

En este pozo podemos observar el proceso en dos etapas. La primera en la que se da una inflexión que hace que el EUR se estabilice luego del 50% de intervalo abierto y luego del 91% se da un incremento un poco más significativo del EUR lo que nos permite distinguir un punto crítico luego del cual aparece el fenómeno de producción a corte de agua constante de la parte superior del intervalo productor. En el caso del este pozo, este punto en el cual se da un incremento significativo del EUR en comparación al incremento de la zona estabilizada se da en un porcentaje superior (91% aproximadamente) y concuerda con el espesor de la zona de pago que es más reducido que los otros pozos. Podemos ver que al aumentar del 59% al 75% de intervalo perforado tenemos un aumento que se duplica cuando aumentamos de 91% al 100% más 10 pies del acuífero. Es aquí donde se da este punto de maximización del EUR.

Al llegar al 100% de la zona de pago perforada que corresponde a la estrategia de producción en la cual se perfora también un porcentaje del acuífero, observamos una subida del EUR. El análisis detallado de la producción de petróleo y agua que se da en cada una de las celdas en particular del modelo de simulación permite observar que el corte de agua en cada perforación es de aproximadamente el 100% hasta cierto

nivel que corresponde a la parte superior del intervalo en donde existe un cambio de corte de agua a 85% aproximadamente. De este punto hacia arriba del intervalo productor el corte de agua se mantiene constante en 85% (en promedio) durante toda la predicción. Es este sector de la zona de pago, de corte de agua constante, que permite producir petróleo de manera constante durante la vida de producción y hace que el EUR para este caso sea el mayor de todos a pesar de tener todo el intervalo abierto a producción. La causa de este comportamiento diferente se debe a que el agua del acuífero es “llamada” a producir en el intervalo abierto en el acuífero. De esa manera se restringe que el agua invada todo el intervalo correspondiente a la parte superior. Este es el comportamiento que muestra el pozo a la estrategia de producción.

### **Caso 3: Completación concéntrica dual y reinyección del agua producida**

En cada uno de los casos simulados se obtienen incrementos de EUR significativos con respecto al caso base.

Podemos observar que en el caso 1 de esta estrategia tenemos la mayor recuperación de petróleo con un 50% del intervalo productor abierto y sólo una tasa de producción de 8000 stb/d del intervalo medio.

En los siguientes casos tenemos una disminución del EUR que se presenta al aumentar el intervalo abierto en la zona de pago así como la tasa a 20000 stb/d en los intervalos medio e inferior (producción y reinyección). Al parecer abrir más intervalo no es lo más eficiente si se acompaña de la reinyección ya que en la estrategia anterior (caso2) se puede observar que al abrir más obtenemos más EUR.

Estos resultados se podrían explicar debido a una conexión entre el agua reinyectada en el acuífero que proporcionaría un mayor empuje hacia la zona abierta en el intervalo productor haciendo que al aumentar la zona abierta no se produzca un aumento significativo del EUR debido a mayores producciones de agua.

También es posible ver que en el caso 1 de esta estrategia se produce aproximadamente 7 millones de barriles de petróleo que al compararlo con resultados similares de la estrategia uno y dos podemos darnos cuenta de la diferencia en producción de agua debido a que en este caso se reinyecta.

Como podemos observar en el siguiente gráfico, la presión del reservorio cae más que en el caso base (líneas punteadas) en cada uno de los casos debido a que el intervalo productor es mayor que en el

caso base permitiendo un mayor flujo así también existe flujo a nivel del contacto agua-petróleo.

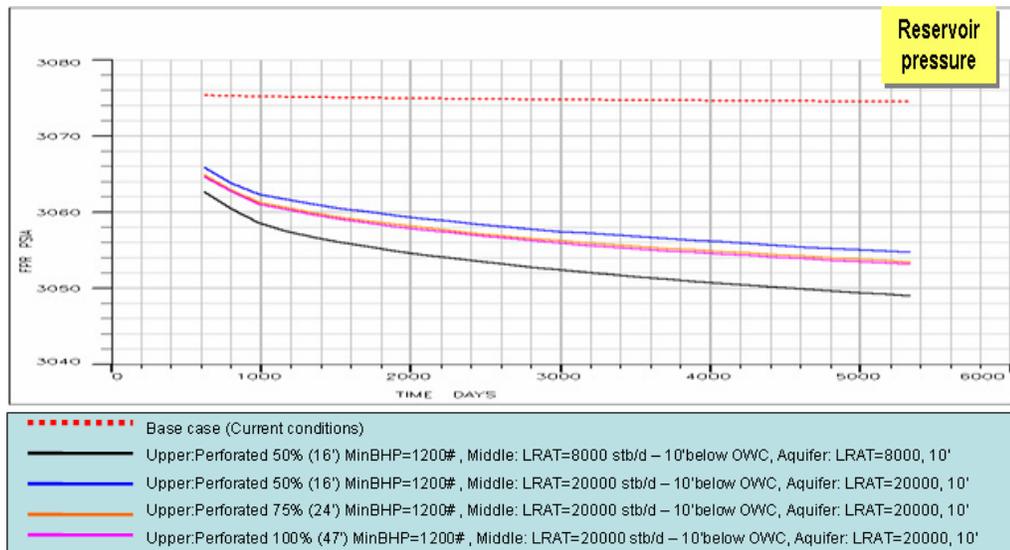


Figura 5.22 Presión del reservorio para estrategia de reinyección de agua producida para pozo "B".

#### CASO 4: SIDETRACK Y POZO HORIZONTAL

Los resultados obtenidos en el caso del sidetrack no son tan satisfactorios como los del pozo horizontal.

Realizar un sidetrack nos permite aumentar el EUR pero no de manera significativa mientras que un pozo horizontal desde el inicio de la vida productiva del pozo eleva los niveles de EUR de manera más significativa.

Al comparar estas estrategias con las mostradas anteriormente es posible darse cuenta de la mayor efectividad de las otras estrategias frente a éstas.

El tener un pozo horizontal en la zona de pago, si bien es cierto, y podemos corroborarlo con los resultados obtenidos, aumenta la producción con respecto a un pozo vertical o desviado en la zona de pago, no lo hace en los niveles que hemos revisado en los otros casos anteriores.

El incremento de producción de petróleo se debe a una mayor cantidad de intervalo perforado en contacto con la zona de petróleo (300 y 600 pies aproximadamente en cada caso) lo que permite un mayor flujo de hidrocarburo hacia el pozo.

### 5.3 POZO “C”

Nombre del pozo: Pozo “B”

#### 5.3.1 Condiciones actuales:

A abril 15 de 2006

**TABLA 24**

**Condiciones actuales del pozo “C”**

<b>Tasa de fluido</b>	3360 stb/d
<b>Tasa de petróleo</b>	400 stb/d
<b>Tasa de agua</b>	2960 stb/d
<b>Presión de fondo fluyente (BHP)</b>	2560 psi
<b>BSW</b>	88%

#### 5.3.2 Historia de completación:

Este pozo comenzó a producir en febrero 12 del 2003 del yacimiento en estudio con una bomba JN-10000 de 38 etapas de un intervalo ubicado entre los 6513' – 6547' (TVDSS).

Se inicia un workover el 22 de diciembre de 2003 que finaliza el 28 de diciembre de 2003. El objetivo fue cambiar la bomba electrosumergible, cerrar la arena productora y abrir una adyacente

para probarla desde enero 3 del 2004 hasta enero 16 cuando esta arena es cerrada y se retorna a producir de la arena en estudio desde el mismo intervalo y con la misma bomba.

Se realiza un segundo workover que comienza el 22 de julio del 2005. Se hizo un trabajo de squeeze al intervalo entre los 6566' y 6570' y se reperforó el intervalo de 6513' – 6528'. El workover termina el 5 de agosto de 2005 y el pozo reinicia su producción con una bomba GN-4000 de 52 etapas.

En noviembre 5 de 2005 se corrió un registro de PLT (production logging tool).

### **5.3.3 Análisis de presión transiente**

Se realizó un análisis de presión transiente (PTA) usando la herramienta Saphyr. Se ingresó toda la información sobre la presión de fondo fluyente así como las tasas de producción. Además, fue analizado el MRT (multi rate test) y algunos de los build up más representativos. El modelo usado en el programa Saphyr para el análisis fue el de un reservorio de dos capas con almacenamiento variable, daño y presión constante en la frontera.

Los resultados preliminares obtenidos de este análisis fueron:

**TABLA 25**  
**Resultados de saphir para pozo "C"**

<b>C</b>	0.01 bbl/psi
<b>Skin 1</b>	-1.2
<b>Pi</b>	3068 psia
<b>K.h</b>	24500 md.ft
<b>K</b>	700 md
<b>Ko (Perrine)</b>	630 md
<b>Kw (Perrine)</b>	70 md
<b>Ci/Cf</b>	13.7
<b>Alpha</b>	383
<b>Distancia a la frontera (Presión constante)</b>	30 ft

Estos resultados corresponden a un build up realizado antes del segundo workover (antes del 22 de julio de 2005).

Cabe anotar, que este análisis de presión transiente fue realizado a varios build up pero en el estudio se muestra el más representativo. Los resultados correspondientes a las otras pruebas son valores muy cercanos a los mostrados en esta sección.

### 5.3.4 Modelo Cartesiano

#### 5.3.4.1 Ajuste histórico

Todas las profundidades se encuentran en TVDSS (total vertical depth sub sea).

#### Definición del grid de simulación:

- Existen 49 divisiones (que corresponden a 49 bloques) en la dirección “x” que cubren una longitud de 6000 pies. La longitud de cada bloque es en orden:  
1 bloque de 171’ – 1\*180’ – 22\*120’ – 1\*18’ – 22\*120’ – 1\*180’ – 1\*171’.
- Existen 49 divisiones (que corresponden a 49 bloques) en la dirección “y” que cubren una longitud de 6000 pies. La longitud de cada bloque es en orden:  
1 bloque de 171’ – 1\*180’ – 22\*120’ – 1\*18’ – 22\*120’ – 1\*180’ – 1\*171’.
- Existen 97 divisiones en la dirección vertical (eje “z”) que cubren una longitud de 122 pies. Los primeros 72 bloques tienen una longitud de 1 pie mientras que el resto (25 bloques) son de 2 pies medidos en la dirección “z”.
- Número total de bloques en el grid de simulación: 232897.
- Radio interno del pozo: 0,5041 pies.

- Existe una zona de muy baja permeabilidad (se podría asumir que de cero) ubicada 12 pies arriba del contacto agua – petróleo con una extensión radial de 9 pies aproximadamente, que corresponde al intervalo en profundidad de 6546’ a 6550’. Se definió esta zona para ajustar la información de los registros y la producción histórica.
- Tope superior del grid del modelo: 6502 pies.
- La zona de pago se extiende desde 6513’ a 6574’.
- El acuífero se extiende desde 6574’ a 6624’.

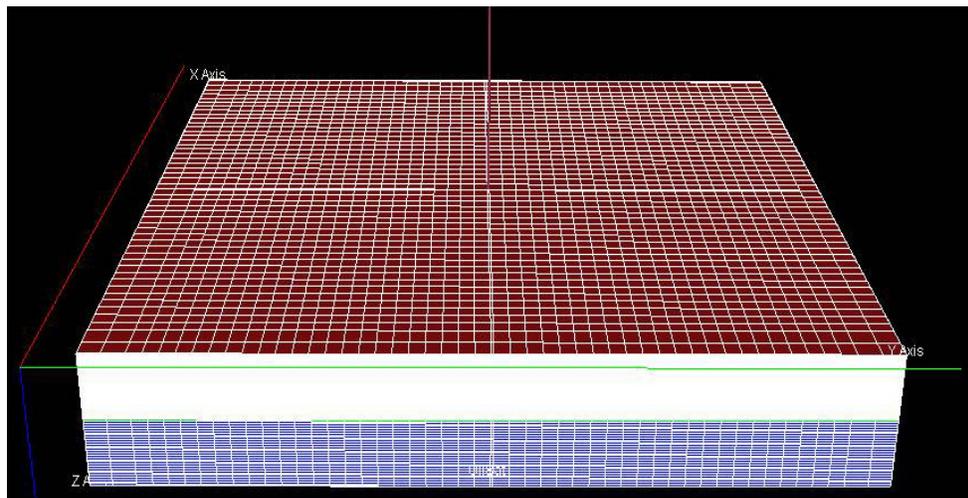


Figura 5.23 Gráfico en 3D del grid de simulación construido donde se distingue la zona de pago del acuífero que se encuentra de color celeste.

- Presión inicial del reservorio: 3080 psia.
- Fases de los fluidos: petróleo y agua.

- Datum para presiones: 6545 pies

### **Datos del acuífero**

- Datum: 6545'
- Presión inicial: 3080 psia.
- Permeabilidad: 2000 md.
- Porosidad: 0,20
- Compresibilidad total:  $1,05 \times 10^{-5}$  psi<sup>-1</sup>
- Contacto agua-petróleo: 6574'
- Espesor del acuífero: 60'
- Conexiones de los bloques del acuífero con el grid: Desde el bloque 73 al 97 (tomando como referencia la dirección vertical).
- Radio externo del reservorio: 15000'
- Ángulo de influencia: 360 grados.
- Tipo de acuífero: Acuífero de fondo modelo por Carter-Tracy.

### **Intervalos perforados:**

- Febrero 12 de 2003: desde 6513' a 6547' (Corresponden a los bloques 12 al 45 en la dirección vertical).
- Agosto 5 de 2005: desde 6513' a 6528' (Corresponden a los bloques 12 al 26 en la dirección vertical).

## **Variación de parámetros para el ajuste histórico**

### **- Permeabilidad**

A los valores de permeabilidad asignados en el código de archivo de entrada se les realizó algunos cambios haciendo uso de los multiplicadores:

- Multiplicador de permeabilidad en la dirección "x": 0.45
- Multiplicador de la permeabilidad vertical (eje "z"): 0.75 de la permeabilidad en "x".
- Permeabilidad en la dirección "y" es igual a permeabilidad en dirección "x" (luego de realizados los cambios en la dirección "x").

Estos multiplicadores fueron asignados a todos los bloques del modelo de simulación.

### **- Transmisibilidades**

Los multiplicadores utilizados en las diferentes direcciones fueron los siguientes:

- Multiplicador de transmisibilidad en dirección "X": 0.5.

- Multiplicador de transmisibilidad en dirección “Y”: 0.5
- Multiplicador de transmisibilidad en dirección “Z”: 2

Los multiplicadores de transmisibilidad fueron aplicados a las siguientes celdas:

**TABLA 26**  
**Asignación de multiplicadores de transmisibilidad a bloques del modelo del pozo “C” en todas direcciones.**

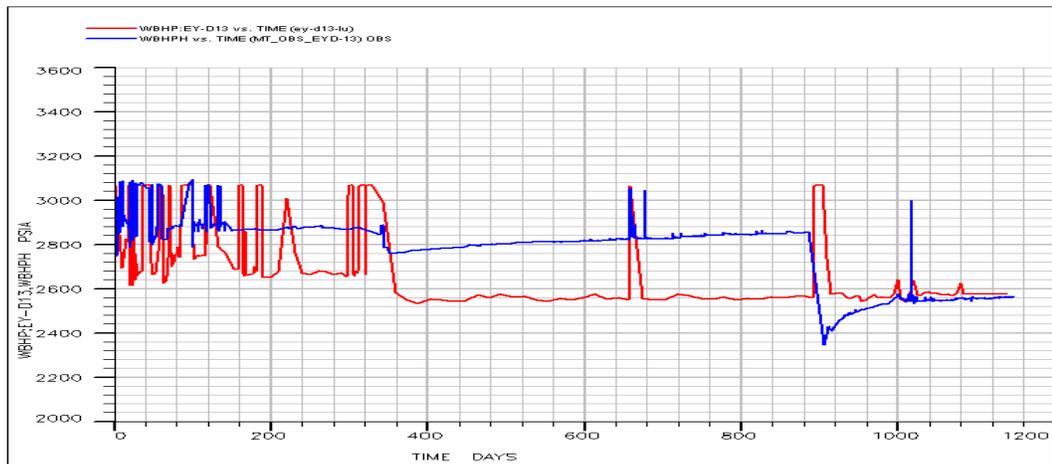
“X” inicial	“X” final	“Y” inicial	“Y” final	“Z” inicial	“Z” final
1	49	1	49	12	97

- Control del pozo durante el ajuste histórico: se lo hace respecto de la tasa total de líquido producido (LRAT) que debe ser igual al valor histórico.
- Inicio de la simulación: Febrero 12 de 2003.
- Fin de la simulación (Ajuste histórico): Marzo 26 de 2006.

## Ajuste histórico de presión de fondo fluyente, producción de petróleo y producción de agua

Los siguientes gráficos muestran el ajuste histórico realizado a la presión de fondo fluyente, tasa de producción de petróleo y tasa de producción de agua.

El siguiente gráfico muestra la presión de fondo fluyente del pozo (WBHP well bottom hole pressure) en el eje vertical en unidades psi y el tiempo de ajuste histórico en días.

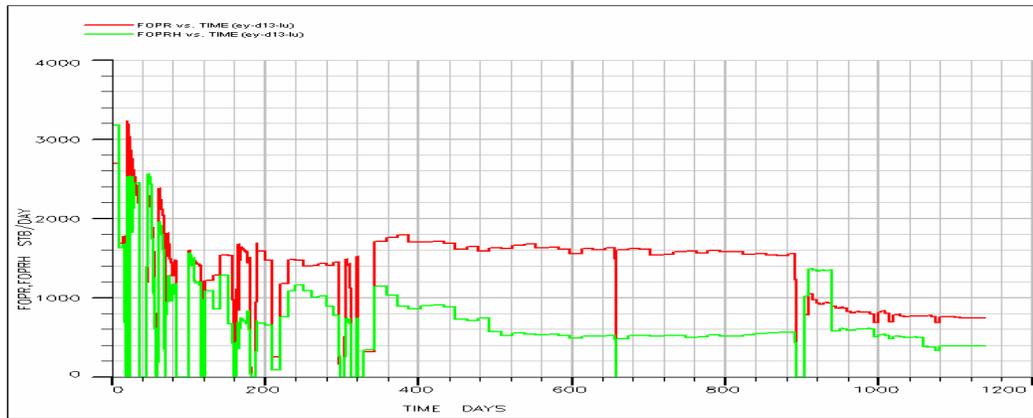


**Azul: Presión histórica**

**Rojo: Presión simulada**

Figura 5.24 Ajuste histórico de presión para pozo "C"

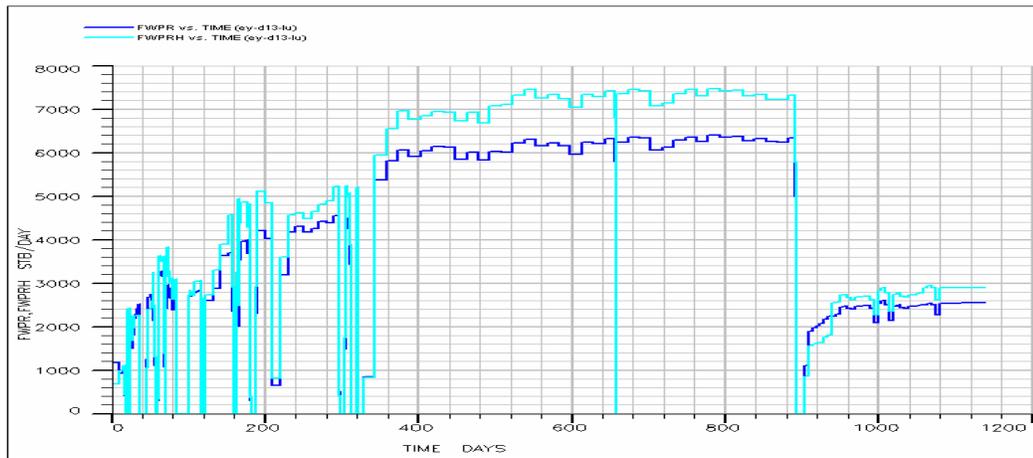
A continuación se muestra el ajuste histórico de petróleo y agua.  
En el eje vertical tenemos la tasa de producción del fluido en stb/d  
y en el eje horizontal tenemos el tiempo de ajuste en días.



**Verde: Tasa histórica**

**Rojo: Tasa simulada**

Figura 5.25 Ajuste histórico de petróleo para pozo “C”



**Azul: tasa histórica**

**Celeste: tasa simulada**

Figura 5.26 Ajuste histórico de agua para pozo “C”

#### 5.3.4.2 PREDICCIONES

Se realizaron algunas sensibilidades en las predicciones cuyo objetivo es poder observar las diferencias entre las diferentes estrategias. Estas predicciones fueron realizadas hasta agosto de 2019. Los diferentes escenarios, de manera general, estudiados fueron:

- Caso base (que corresponde a las condiciones actuales de producción).
- Completación concéntrica dual:
  - o Perforaciones superiores en la zona de pago. Una variación es incrementar el intervalo perforado.
  - o Perforaciones inferiores arriba del contacto agua-petróleo. Una variación es variar las tasas de producción de este intervalo.
- Incremento del intervalo perforado en la zona de pago.
- Completación concéntrica dual y reinyección de agua en el acuífero.
- Sidetrack y pozo horizontal.

Las siguientes tablas muestran todas las sensibilidades de cada uno de los grupos de estrategias que corresponden a las predicciones. Podemos observar el detalle técnico de cada sensibilidad, así como los resultados obtenidos visualizados a través de la recuperación última de petróleo, la producción acumulada de agua así como el corte de agua al inicio de la predicción y al final de la misma.

**TABLA 27**  
**COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL PARA POZO “C”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR(MBO)	WAT.CUM.(MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PC	Caso Base (BHP=2580#, qo=400 stb/d, qw=2900 stb/d)	3166	10895	75	80
1	PC	Control líquido=5000 stb/d	10973	58891	53	68
	PCC	Control líquido=8000 stb/d (perforado 10' arriba del OWC)			100	100
2	PC	Perforado el 41% del intervalo de la zona de pago (25'), Min. BHP=1200#	18698	130028	74	89
	PCC	Control líquido=8000 stb/d (perforado 10' arriba del OWC)			100	100

**TABLA 28**  
**INCREMENTO DEL INTERVALO PERFORADO EN LA ZONA DE PAGO PARA POZO “C”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR(MBO)	WAT.CUM. (MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PC	Perforado el 41% del intervalo de la zona de pago (25'), Min. BHP=1200#	16103	102632	82	91
2	PC	Perforado el 52% del intervalo de la zona de pago (32'), Min. BHP=1200#	19419	138148	82	92
3	PC	Perforado el 77% del intervalo de la zona de pago (47'), Min. BHP=1200#	25416	220827	82	94
4	PC	Perforado el 100% del intervalo de la zona de pago (60') y 10' debajo del OWC. Min. BHP=1200#	32053	364417	83	97

**TABLA 29**

**COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL Y REINYECCIÓN DE AGUA PRODUCIDA PARA POZO “C”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR(MBO)	WAT.CUM. (MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PC	Perforado el 41% del intervalo de la zona de pago (25'), Min. BHP=1200#	16126	102598	82	91
	PCC	Control líquido=8000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		39160		
	PCINJ	Perforado 10' en la zona del acuífero (6614'-6624'TVDSS),Control líquido=8000 stb/d, Max. BHP=5700#		39160		
2	PC	Perforado el 41% del intervalo de la zona de pago (25'), Min. BHP=1200#	16156	102488	82	91
	PCC	Control líquido=20000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		97900		
	PCINJ	Perforado 10' en la zona del acuífero (6614'-6624'TVDSS),Control líquido=20000 stb/d, Max. BHP=5700#		97900		
3	PC	Perforado el 52% del intervalo de la zona de pago (32'), Min. BHP=1200#	19249	135588	82	92
	PCC	Control líquido=20000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		97900		
	PCINJ	Perforado 10' en la zona del acuífero (6614'-6624'TVDSS),Control líquido=20000 stb/d, Max. BHP=5700#		97900		
4	PC	Perforado el 77% del intervalo de la zona de pago (47'), Min. BHP=1200#	24617	207343	82	94
	PCC	Control líquido=20000 stb/d (perforado 10' debajo del OWC)		97900		
	PCINJ	Perforado 10' en la zona del acuífero (6614'-6624'TVDSS),Control líquido=20000 stb/d, Max. BHP=5700#		97900		

**TABLA 30**

**SIDETRACK Y POZO HORIZONTAL PARA POZO “C”**

CASO	POZO	CARACTERÍSTICAS	EUR (MBO)	WAT.CUM. (MBW)	CORTE AGUA (%)	
					Inicial	Final
1	PC	Sidetrack de 360' de longitud a 6519' (TVDSS), Control líquido=4000 stb/d	5100	20709	78	84
2	PCC	Pozo horizontal de 618' de longitud desde el comienzo de la producción a 6519' (TVDSS). Control líquido =8000 stb/d	5489	42863	xxx	91

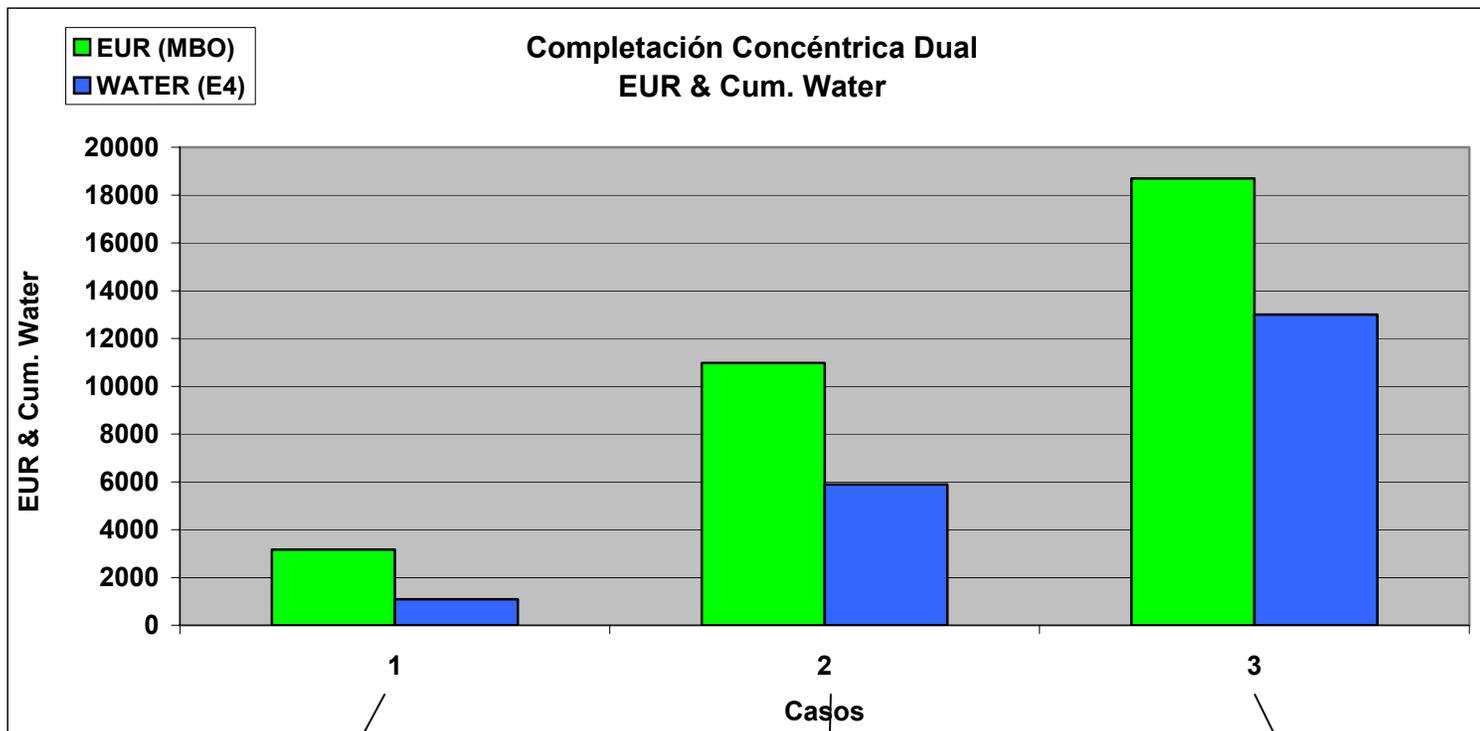
***Cada una de las predicciones toma un cuenta un límite mínimo económico en la tasa de producción de petróleo de 100 BOPD y un máximo porcentaje de BSW de 98%.***

### **5.3.5 Resultados de la simulación**

Luego de modificar las propiedades del yacimiento, se realizó el ajuste histórico correspondiente que se mostró anteriormente.

De esa manera, luego de realizar las simulaciones correspondientes a las predicciones y tabular la información es posible mostrar los siguientes resultados.

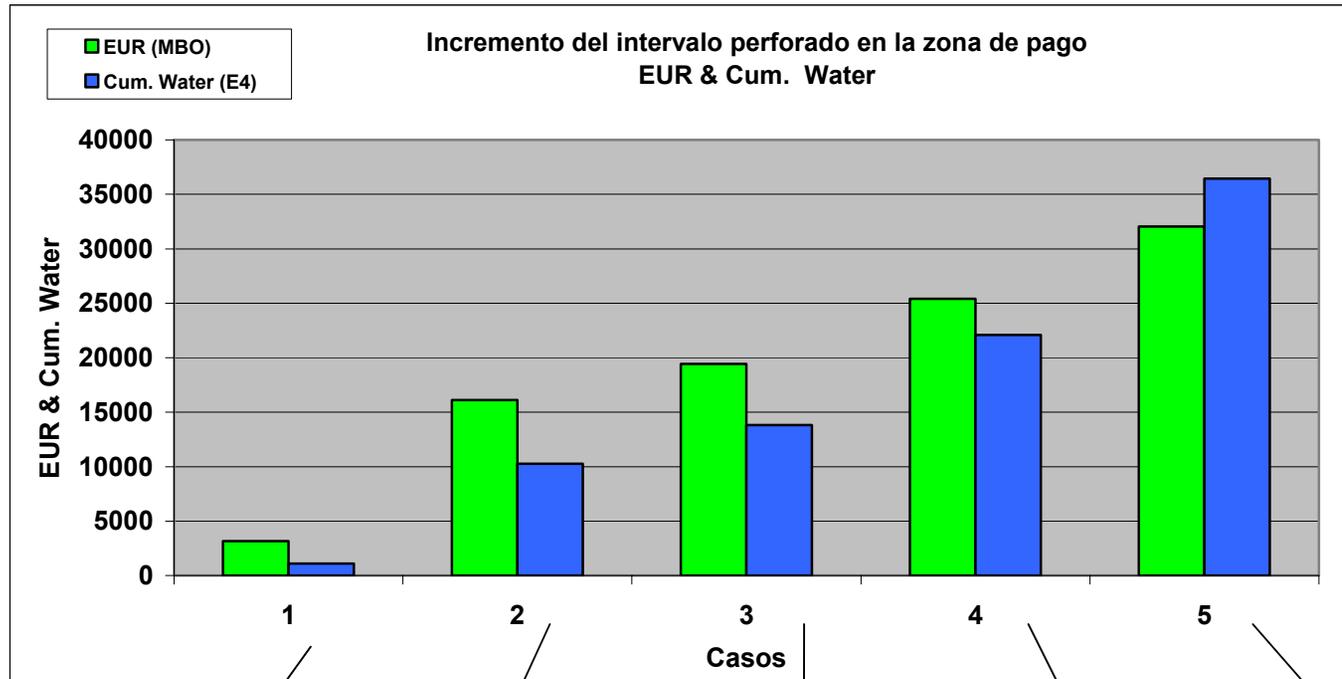
- Figura 5.27: Resultados de estrategia de completación concéntrica dual para pozo "C".
- Figura 5.28: Resultados de incremento de intervalo perforado en zona de pago para pozo "C".
- Figura 5.29: Resultados de completación concéntrica dual y reinyección de agua producida para pozo "C".
- Figura 5.30: Resultados de sidetrack y pozo horizontal para pozo "C".



Caso base  
 BHP=2580#, qo=400  
 stb/d, qw=2900 stb/d

PC  
 LRAT= 5000bpd  
 PCC  
 LRAT= 8000  
 stb/d (perforado  
 10' arriba OWC)

PC  
 Perforado el 41% de la zona  
 de pago (25') MinBHP=1200#  
 PCC  
 LRAT= 8000 stb/d (perforado  
 10' arriba OWC)



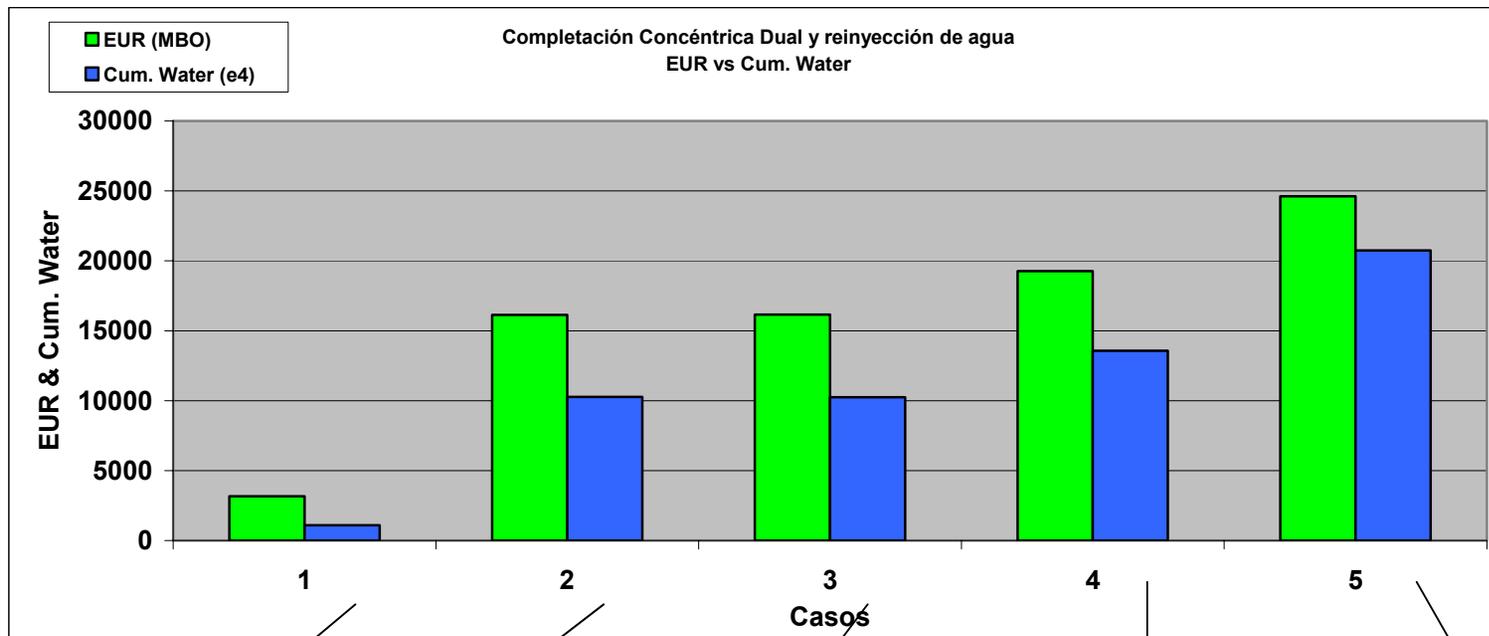
Caso base  
BHP=2580#,  
qo=400 stb/d,  
qw=2900 stb/d

Perforado el 41%  
de la zona de  
pago (25')  
MinBHP=1200#

Perforado el 52%  
de la zona de  
pago (32'),  
MinBHP=1200#

Perforado el 77%  
de la zona de  
pago (47'),  
MinBHP=1200#

Perforado el  
100% de la  
zona de pago y  
10' debajo del  
OWC  
MinBHP=1200  
..



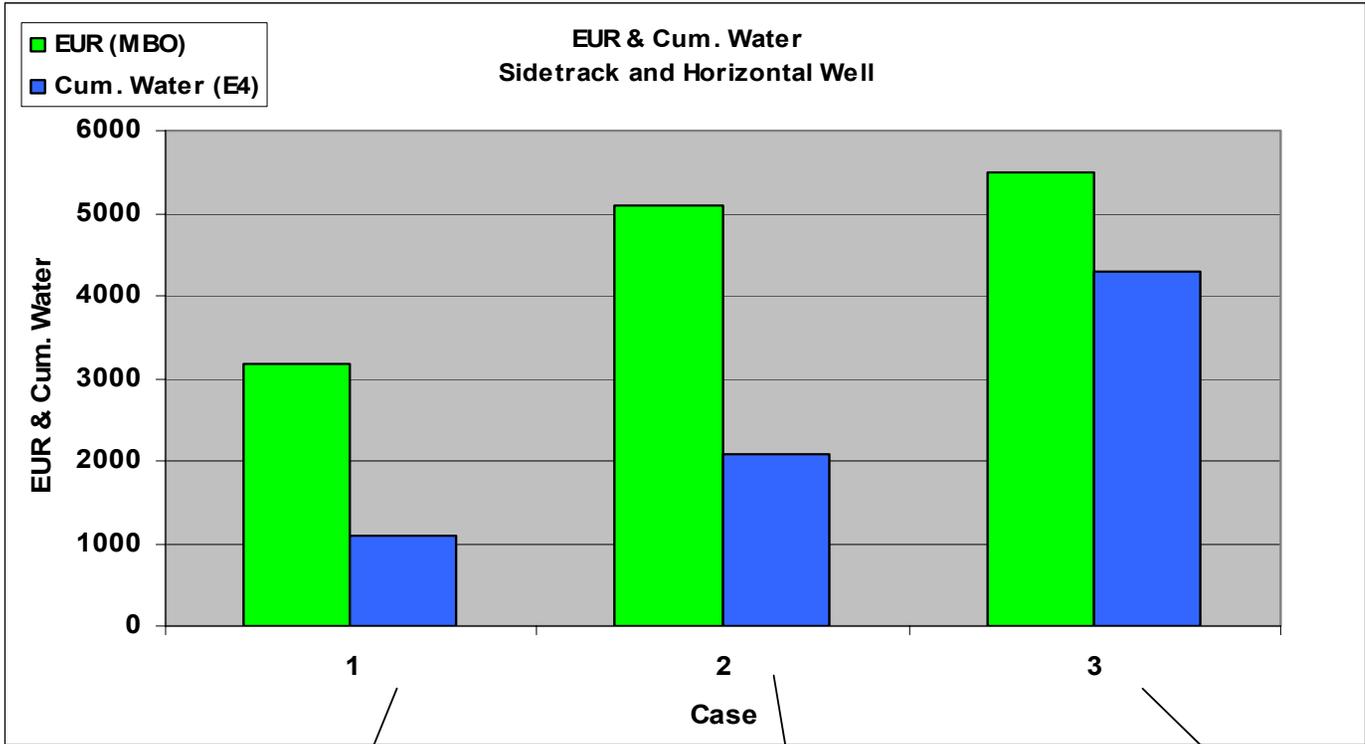
**Caso base**  
BHP=2580#,  
qo=400 stb/d,  
qw=2900 stb/d

**PC**  
Perforado 41% de zona de pago (25') MinBHP=1200#  
**PCC**  
LRAT= 8000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PCINJ**  
LRAT=8000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero

**PC**  
Perforado 41% de zona de pago (25') MinBHP=1200#  
**PCC**  
LRAT= 20000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PCINJ**  
LRAT=20000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero

**PC**  
Perforado 52% de zona de pago (32') MinBHP=1200#  
**PCC**  
LRAT= 20000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PCINJ**  
LRAT=20000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero

**PC**  
Perforado 77% de zona de pago (47') MinBHP=1200#  
**PCC**  
LRAT= 20000 stb/d  
(perforado 10' debajo de OWC)  
**PCINJ**  
LRAT=20000 stb/d,  
MaxBHP=5700#, 10' en la base del acuífero



**Caso base  
BHP=2580#,  
qo=400 stb/d,  
qw=2900 stb/d**

**Sidetrack de 360' de  
longitud,  
LRAT=4000 stb/d**

**Pozo horizontal de  
618' de longitud,  
Desde el comienzo de la  
producción del pozo  
LRAT=8000 stb/d**

### **5.3.6 Análisis de los resultados**

A continuación analizaremos los resultados obtenidos en cada uno de las diferentes estrategias de producción simuladas que se presentaron en secciones anteriores.

#### **Caso 1: Completación concéntrica dual**

En el caso de la completación concéntrica dual podemos observar lo siguiente:

- En los casos 1 y 2, podemos observar que al inicio de la simulación de predicción, el corte de agua del intervalo productor de petróleo (superior) disminuye de 75% (caso base) a 53% y 74% respectivamente en cada caso. Este resultado significa que la cantidad de agua proveniente del acuífero que se estaba intruyendo hacia la zona de pago disminuye y ahora se está canalizando hacia el intervalo inferior perforado. Esto permite una mayor producción de petróleo. Podríamos visualizar esto como una conificación inversa en la que el agua del acuífero tiene mayor facilidad en fluir hacia las perforaciones inferiores que se encuentran más cercanas. Cabe anotar y tener en cuenta que el

intervalo superior abierto es exactamente el mismo que el caso base en el caso 1.

- En el caso 1 se observa una disminución muy significativa del corte de agua dado por la producción del agua del acuífero por el intervalo inferior. Asimismo, en el caso 2 se da una disminución del corte de agua a pesar que existe una mayor capacidad de producción del yacimiento ya que se produce desde un mayor espesor. Esto permite aumentar de gran manera el EUR al final de la vida productiva del pozo.
- El corte de agua de los intervalos inferiores es del 100%. Sólo se produce agua del acuífero.

A continuación observamos un gráfico del corte de agua del intervalo superior para cada caso de esta estrategia de producción. Las líneas punteadas corresponden al caso base.

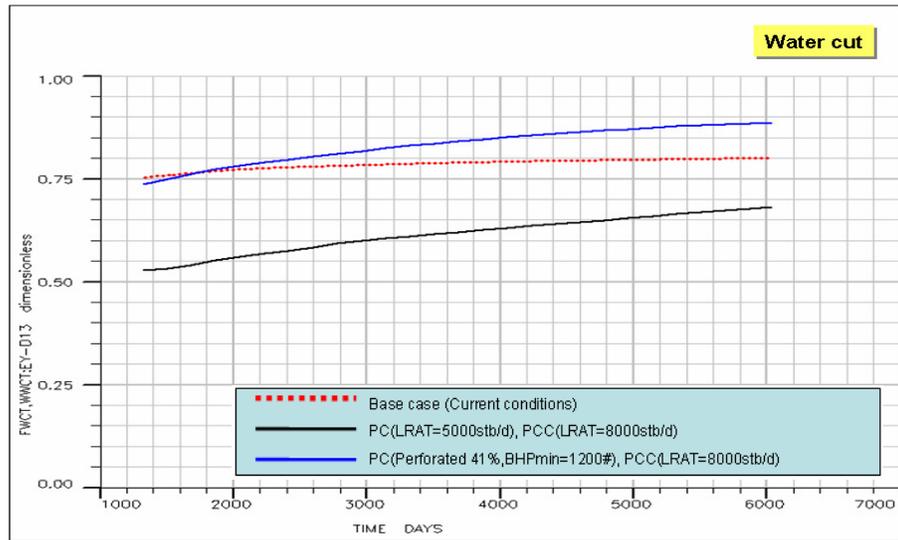


Figura 5.31 Corte de agua para estrategia de completación concéntrica dual para pozo “C”.

### Caso 2: Incremento del intervalo perforado en la zona de pago

A continuación podemos observar un gráfico en el que se muestra el recobro de petróleo al final de la vida de producción proyectada (EUR) en función del porcentaje de intervalo perforado en la zona de pago.

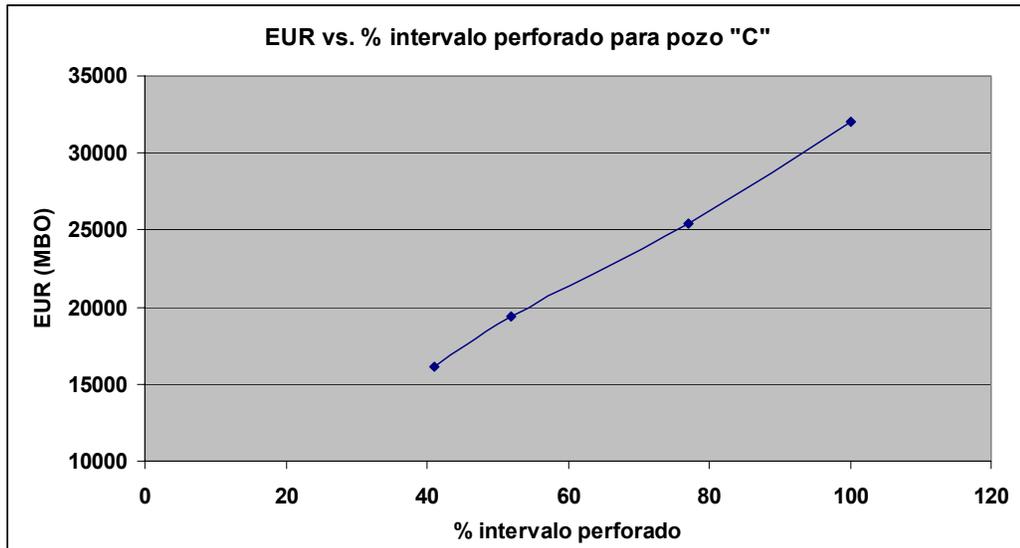


Figura 5.32 EUR versus % intervalo perforado para pozo "C".

Como se puede apreciar, existe un incremento considerable cuando se aumenta la zona de producción a aproximadamente el 40%, luego del cual el recobro tiende a estabilizarse mientras se llega al 55% de intervalo perforado. La estabilización se produce con un incremento de la cantidad de agua producida producto de una mayor capacidad del yacimiento para producir (mayor espesor de pago). A pesar que producimos más fluido, el porcentaje de agua se incrementa con lo que el aumento de producción de petróleo no es considerable. Al aumentar el intervalo productor nos acercamos más al contacto agua-petróleo con lo que es más fácil para el agua del acuífero acceder a las perforaciones inferiores y de ahí ir subiendo.

En este pozo podemos observar el proceso en dos etapas. La primera en la que se da una inflexión que hace que el EUR se estabilice luego del 40% de intervalo abierto y luego del 55% se da un incremento significativo del EUR lo que nos permite distinguir un punto crítico luego del cual aparece el fenómeno de producción a corte de agua constante de la parte superior del intervalo productor. En el caso del pozo C, se presenta en un porcentaje mucho menor que los otros dos casos debido a que la zona de pago es mayor que en esos casos.

Al llegar al 100% de la zona de pago perforada que corresponde a la estrategia de producción en la cual se perfora también un porcentaje del acuífero, observamos una subida dramática del EUR. El análisis detallado de la producción de petróleo y agua que se da en cada una de las celdas en particular del modelo de simulación permite observar que el corte de agua en cada perforación es de aproximadamente el 100% hasta cierto nivel que corresponde a la parte superior del intervalo en donde existe un cambio de corte de agua a 85% aproximadamente. De este punto hacia arriba del intervalo productor el corte de agua se mantiene constante en 85% (en promedio) durante toda la predicción. Es

este sector de la zona de pago, de corte de agua constante, que permite producir petróleo de manera constante durante la vida de producción y hace que el EUR para este caso sea el mayor de todos a pesar de tener todo el intervalo abierto a producción. La causa de este comportamiento diferente se debe a que el agua del acuífero es “llamada” a producir en el intervalo abierto en el acuífero. De esa manera se restringe que el agua invada todo el intervalo correspondiente a la parte superior. Este es el comportamiento que muestra el pozo a la estrategia de producción.

### **Caso 3: Completación concéntrica dual y reinyección del agua producida**

En cada uno de los casos simulados se obtienen incrementos de EUR significativos con respecto al caso base.

Podemos observar de los resultados mostrados en la sección anterior, que el nivel de recuperación es diferente a los obtenidos en los casos de completación concéntrica dual a diferencia del caso del pozo A. Esto responde a un aumento del intervalo del cual se produce en el caso del pozo C que hace que se obtenga un

mayor EUR con su correspondiente aumento en la producción de agua.

Comparando esta estrategia y la primera mostrada (caso 1) es posible darse cuenta que la perforación de un intervalo ya sea sobre o debajo del contacto agua-petróleo permite optimizar la producción de petróleo en el tiempo. La estrategia de reinyección permite una mayor eficiencia a este método disminuyendo la producción de agua en superficie y los correspondientes gastos para su tratamiento ya que el agua que sale del acuífero es desviada in situ a la base del acuífero.

Podríamos pensar en algún fenómeno de represurización del yacimiento pero al observar los valores de presión del reservorio en el tiempo que se muestra a continuación descartamos ese proceso. Más aún, los valores de presión del reservorio caen más que en el caso base. Esto se debe a que existe mayor intervalo abierto a la producción y un mayor flujo de fluido al pozo.

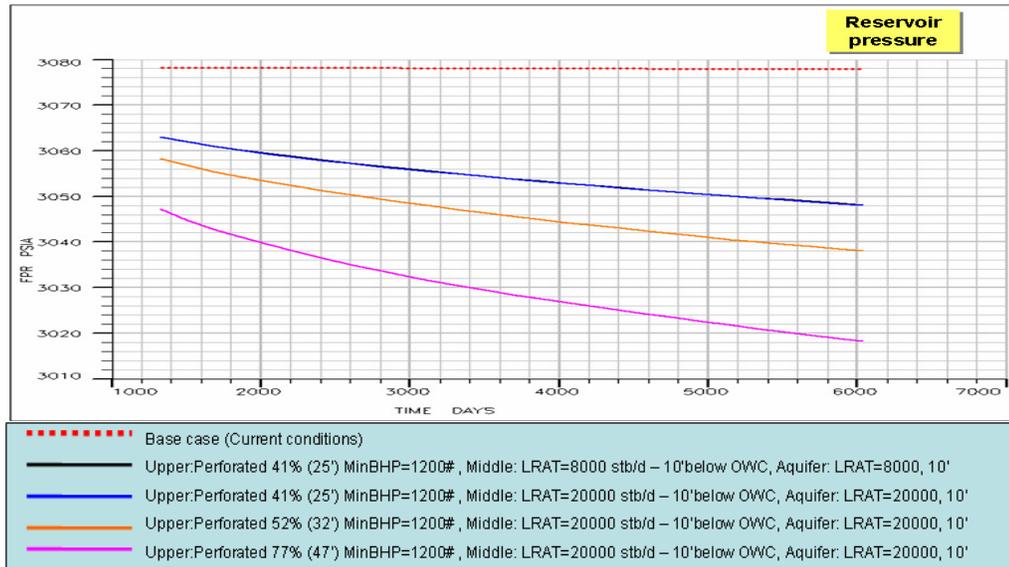


Figura 5.33 Presión del reservorio para estrategia de reinyección de agua para el pozo “C”.

#### Caso 4: Sidetrack y pozo horizontal

Los resultados obtenidos en el caso del sidetrack no son tan satisfactorios como los del pozo horizontal.

Realizar un sidetrack nos permite aumentar el EUR pero no de manera significativa mientras que un pozo horizontal desde el inicio de la vida productiva del pozo eleva los niveles de EUR de manera más significativa.

Al comparar estas estrategias con las mostradas anteriormente es posible darse cuenta de la mayor efectividad de las otras estrategias frente a éstas.

El tener un pozo horizontal en la zona de pago, si bien es cierto, y podemos corroborarlo con los resultados obtenidos, aumenta la producción con respecto a un pozo vertical o desviado en la zona de pago, no lo hace en los niveles que hemos revisado en los otros casos anteriores.

El incremento de producción de petróleo se debe a una mayor cantidad de intervalo perforado en contacto con la zona de petróleo (300 y 600 pies aproximadamente en cada caso) lo que permite un mayor flujo de hidrocarburo hacia el pozo.

# CAPÍTULO 6

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de haber realizado la construcción de un modelo de simulación que explique la producción histórica de los pozos y de simular diferentes escenarios para la producción futura de cada uno de ellos, es posible llegar a ciertas conclusiones y recomendaciones basado en el análisis de los resultados obtenidos anteriormente.

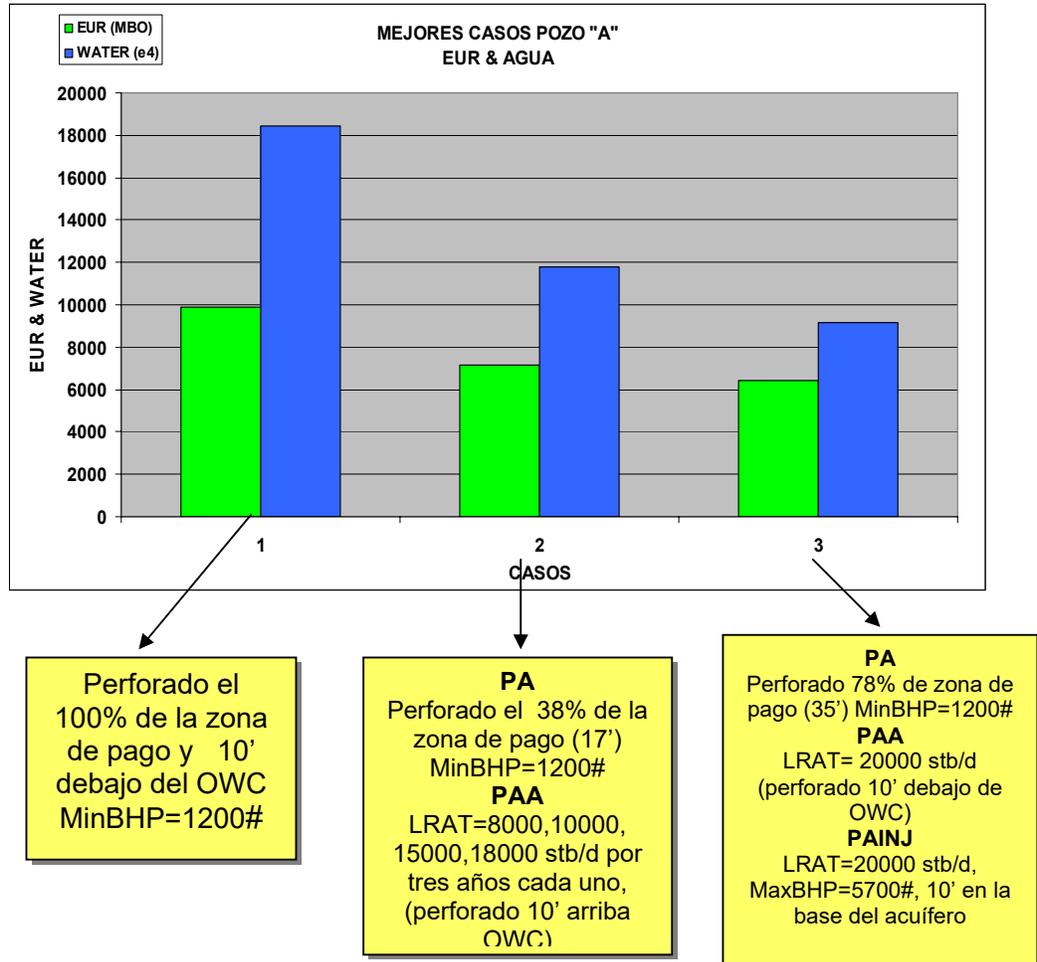
### **Conclusiones**

1. Para el caso del pozo A, se encontró que las mejores estrategias de producción que permiten la mayor optimización de recuperación de petróleo son:
  - Incrementar el intervalo de producción en la zona de pago al 100% que corresponde a 45 pies y perforar diez pies por debajo del

contacto agua-petróleo. Producir a una presión de fondo fluyente de 1200 psi.

- Producir mediante una completación concéntrica dual a través de dos intervalos. Uno superior que cubra el 38% de la zona de pago, que serían 17 pies, a una presión de fondo fluyente de 1200 psi. El intervalo inferior cubriría diez pies por arriba del contacto agua-petróleo y produciría a tasas variables de 8000, 10000, 15000, 18000 stb/d cada uno por tres años.
- Producir mediante una completación concéntrica dual y reinyección del agua producida in situ. El intervalo productor de petróleo cubriría el 78% de la zona de pago, es decir 35 pies, a una presión de fondo fluyente de 1200 psi. El intervalo medio productor de agua del acuífero cubriría diez pies justo debajo del contacto agua-petróleo y produciría a una tasa de 20000 stb/d (tasa óptima encontrada). El intervalo inferior, que es por donde se reinyectaría el agua, cubriría diez pies entre los 6610'-6620' (TVDSS) y admitiría agua a una tasa de 20000 stb/d a una presión de inyección de 5700 psi.

A continuación podemos observar los valores de EUR y producción de agua generados por la simulación para los mejores casos del pozo "A".



**Figura 5.34 Mejores casos para pozo "A"**

2. Para el caso del pozo B, se encontró que las mejores estrategias de producción que permiten la mayor optimización de recuperación de petróleo son:

- Incrementar el intervalo de producción en la zona de pago al 100% que corresponde a 53 pies y perforar diez pies por debajo del contacto agua-petróleo. Producir a una presión de fondo fluyente de 1200 psi.
- Incrementar el intervalo de producción en la zona de pago al 91% que corresponde a 39 pies y perforar diez pies por debajo del contacto agua-petróleo. Producir a una presión de fondo fluyente de 1200 psi.
- Producir mediante una completación concéntrica dual a través de dos intervalos. Uno superior que cubra el 75% de la zona de pago, que serían 24 pies, a una presión de fondo fluyente de 1200 psi. El intervalo inferior cubriría diez pies por debajo del contacto agua-petróleo y produciría a una tasa constante de 8000 stb/d.

A continuación podemos observar los valores de EUR y producción de agua generados por la simulación para los mejores casos del pozo "B".

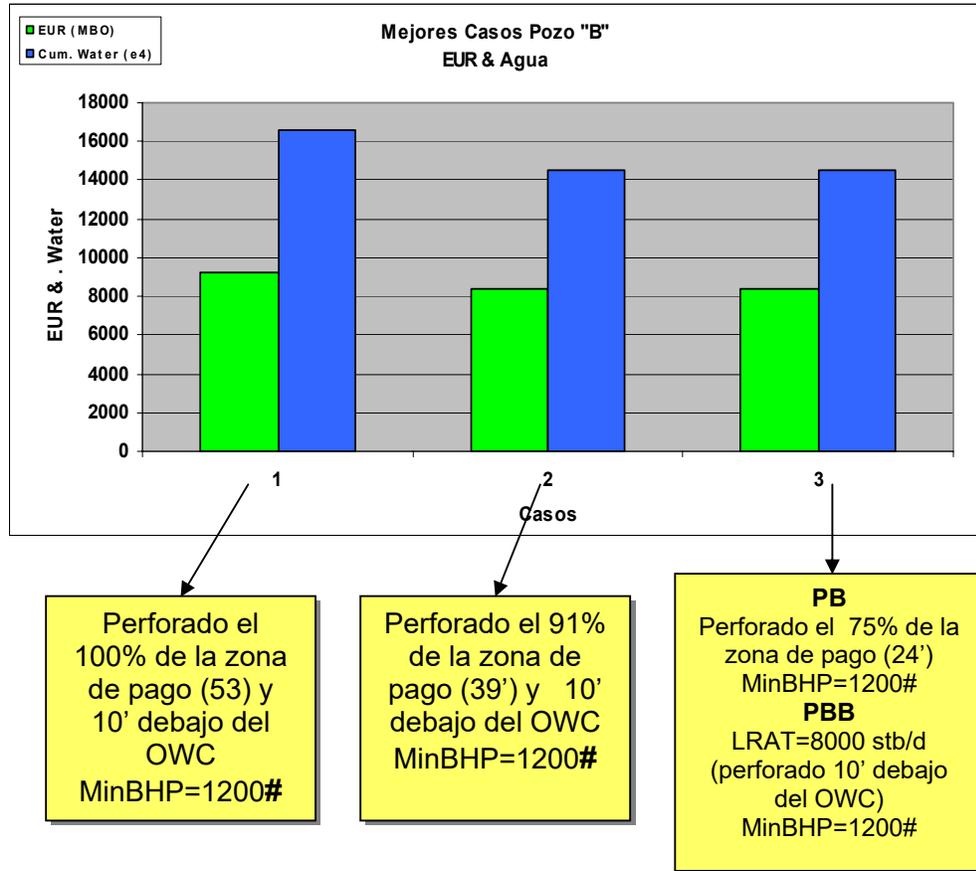


Figura 5.35 Mejores casos para pozo "B"

3. Para el caso del pozo C, se encontró que las mejores estrategias de producción que permiten la mayor optimización de recuperación de petróleo son:

- Incrementar el intervalo de producción en la zona de pago al 100% que corresponde a 60 pies y perforar diez pies por debajo del contacto agua-petróleo. Producir a una presión de fondo fluyente de 1200 psi.
- Incrementar el intervalo de producción en la zona de pago al 77% que corresponde a 47 pies y perforar diez pies por debajo del contacto agua-petróleo. Producir a una presión de fondo fluyente de 1200 psi.
- Producir mediante una completación concéntrica dual y reinyección del agua producida in situ. El intervalo productor de petróleo cubriría el 77% de la zona de pago, es decir 47 pies, a una presión de fondo fluyente de 1200 psi. El intervalo medio productor de agua del acuífero cubriría diez pies justo debajo del contacto agua-petróleo y produciría a una tasa de 20000 stb/d (tasa óptima encontrada). El intervalo inferior, que es por donde se reinyectaría el agua, cubriría diez pies entre los 6614'-6624' (TVDSS) y

admitiría agua a una tasa de 20000 stb/d a una presión de inyección de 5700 psi.

A continuación podemos observar los valores de EUR y producción de agua generados por la simulación para los mejores casos del pozo "C".

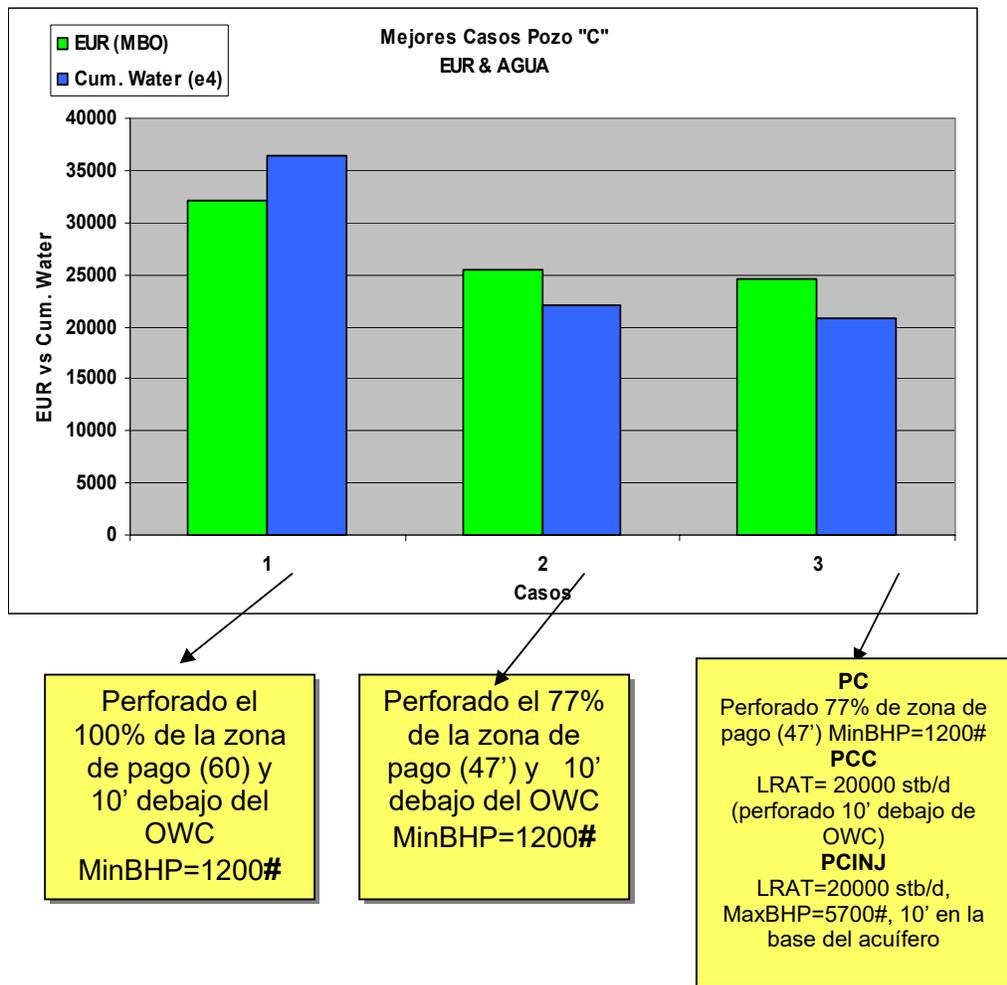


Figura 5.36 Mejores Casos para pozo "C".

4. Producir mediante dos intervalos: uno superior ubicado en la zona de pago y uno inferior ubicado debajo del contacto agua-petróleo resulta en un significativo incremento del petróleo recuperado durante la vida del pozo así como en una disminución del corte de agua de las perforaciones de la zona de pago durante la vida del pozo debido a la aparición del fenómeno de conificación inversa mediante la cual se disminuye la intrusión de agua del acuífero en la zona de petróleo desviándose por el intervalo inferior.
  
5. Reinyectar agua en el mismo pozo de donde se produce, sin llegar a superficie, mediante un intervalo ubicado en la base del acuífero no resulta en un comportamiento de represurización del yacimiento.
  
6. El incremento de la capacidad del yacimiento (incremento del intervalo perforado en la zona de pago) a un porcentaje crítico o superior a éste, permite un aumento muy significativo del petróleo recuperado debido a la aparición de dos zonas: una con corte de agua del 100% que ocupa el 80% de la zona perforada aproximadamente y otra con un corte de agua del 80% en promedio que ocupa el otro 20% de la zona perforada que permite producir petróleo a un nivel constante durante la vida del pozo. Este porcentaje crítico es un nivel luego del cual existe un incremento significativamente mayor del EUR con

respecto a un incremento del porcentaje de intervalo perforado en la zona de pago que es de alrededor del 50% en pozos con zona de pago de 60 pies y del 80% para pozos con zona de pago de entre 45 y 50 pies.

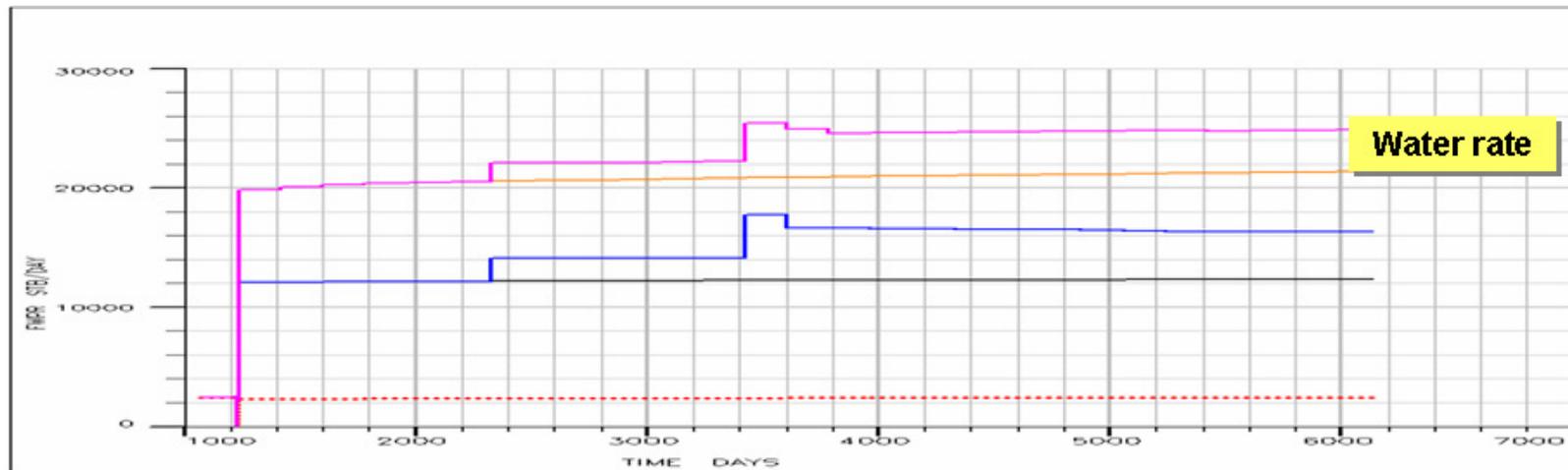
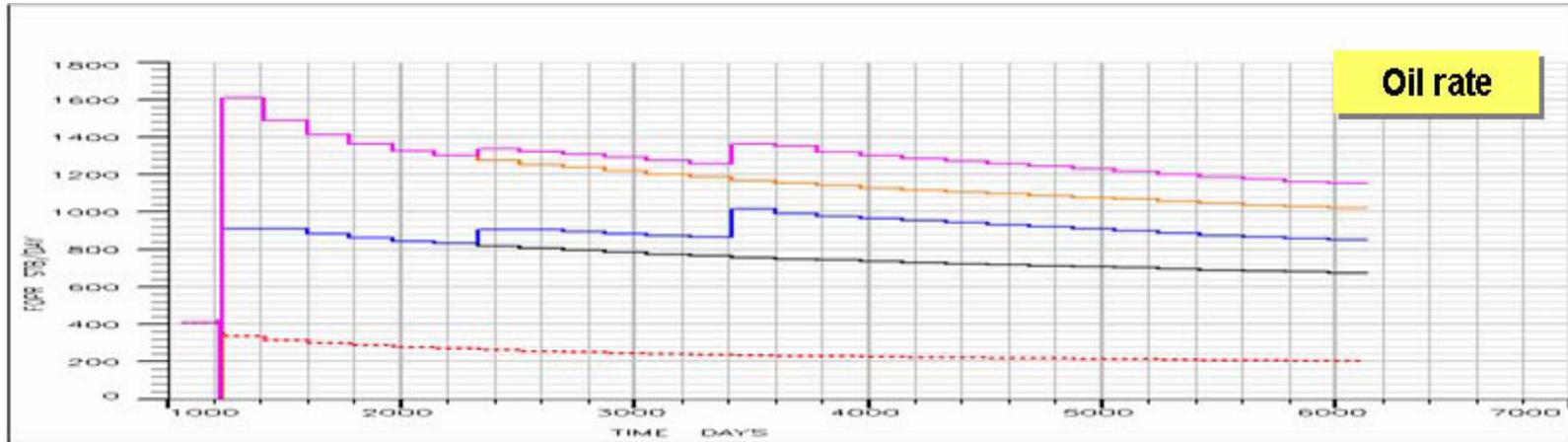
7. Producir mediante un pozo horizontal o realizar un sidetrack es mucho menos atractivo que cualquiera de las estrategias de: producción mediante dos intervalos (completación concéntrica dual con o sin reinyección) o el incremento del intervalo perforado.
8. Se recomienda realizar un estudio económico de los mejores casos de estrategias de producción de cada pozo para poder determinar los casos óptimos desde el punto de vista económico.
9. Se recomienda realizar estudios individuales para cada pozo más complejos y detallados que permitan considerar diferentes factores como la interferencia de pozos cercanos así como variaciones en la estrategia de sidetrack o pozo horizontal en la determinación de ángulo de desviación y longitud horizontal óptimas.

10. Se recomienda aplicar la estrategia de incremento del intervalo perforado en la zona de pago en el pozo "C" para de esta manera poder observar el comportamiento real del pozo ante esta estrategia.

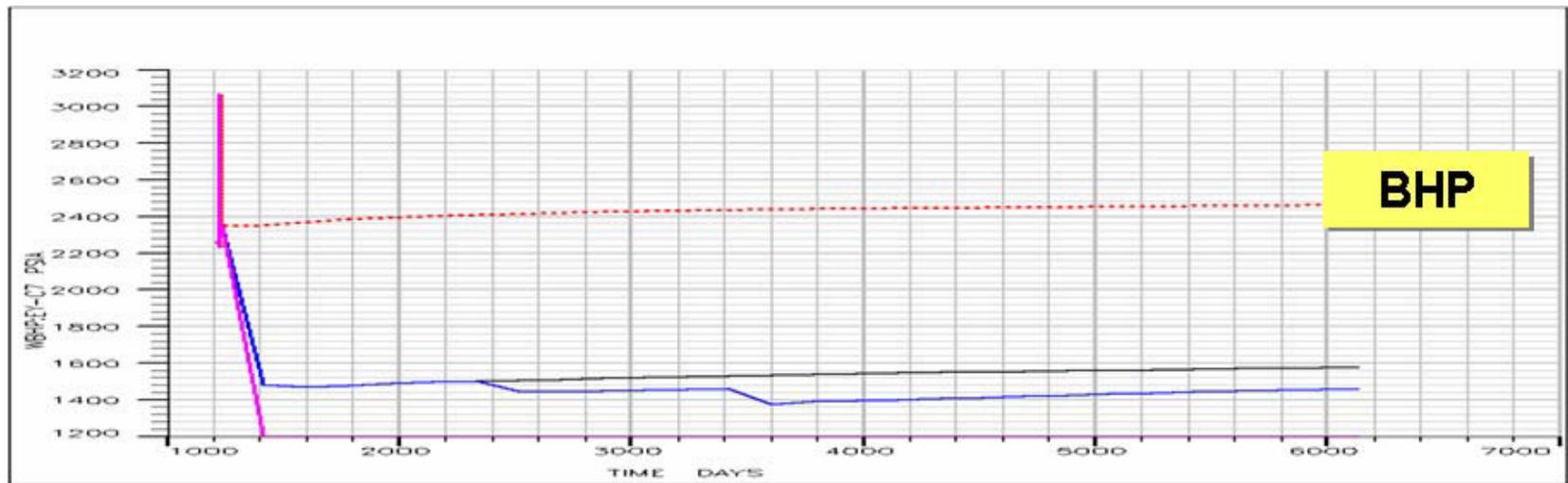
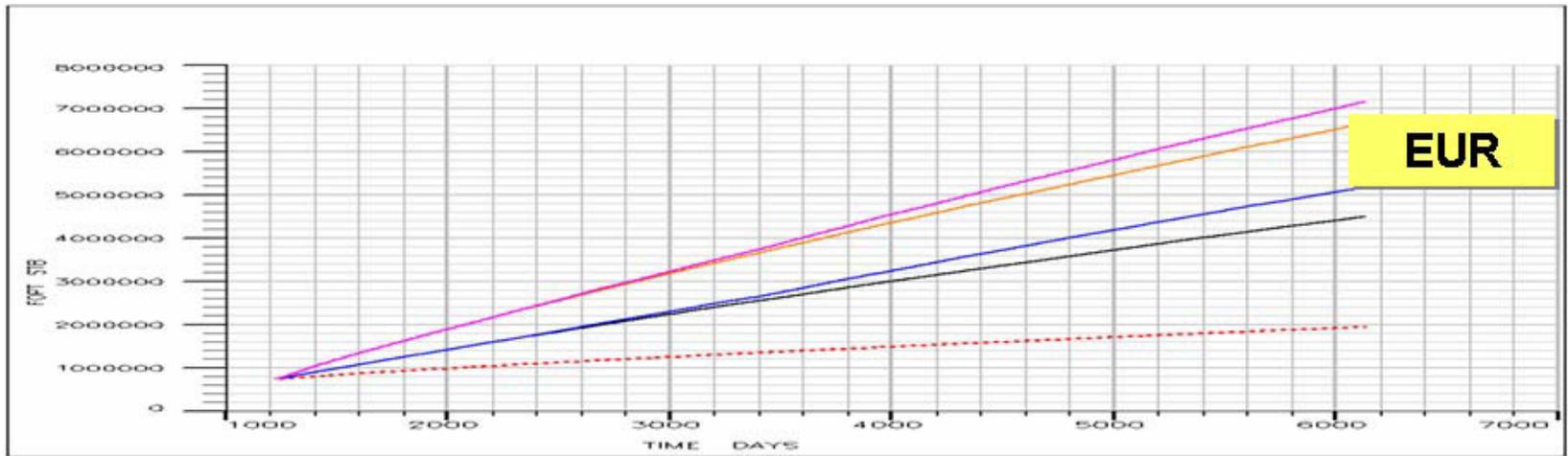
# **ANEXO 1**

**GRÁFICOS DE EUR - BHP – CORTE DE AGUA – TASA DE PETRÓLEO – TASA  
DE AGUA – PRESIÓN DE RESERVORIO VERSUS TIEMPO  
PARA LA ESTRATEGIA DE COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL  
POZO A – B – C**

## COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL POZO "A"

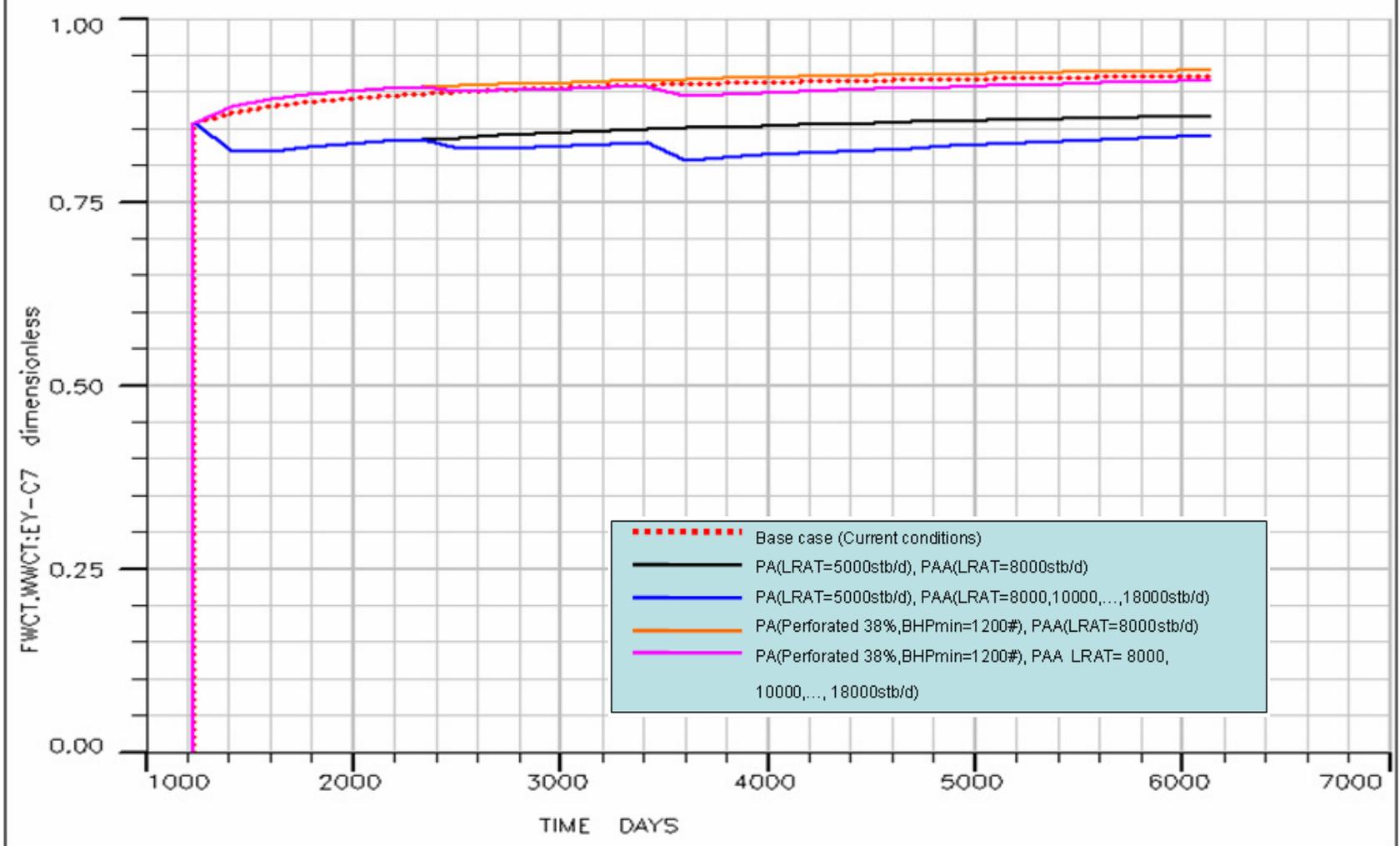


- ..... Base case (Current conditions)
- PA(LRAT=5000stb/d), PAA(LRAT=8000stb/d)
- PA(LRAT=5000stb/d), PAA(LRAT=8000,10000,...,18000stb/d)
- PA(Perforated 38%,BHPmin=1200#), PAA(LRAT=8000stb/d)
- PA(Perforated 38%,BHPmin=1200#), PAA LRAT= 8000, 10000,..., 18000stb/d)

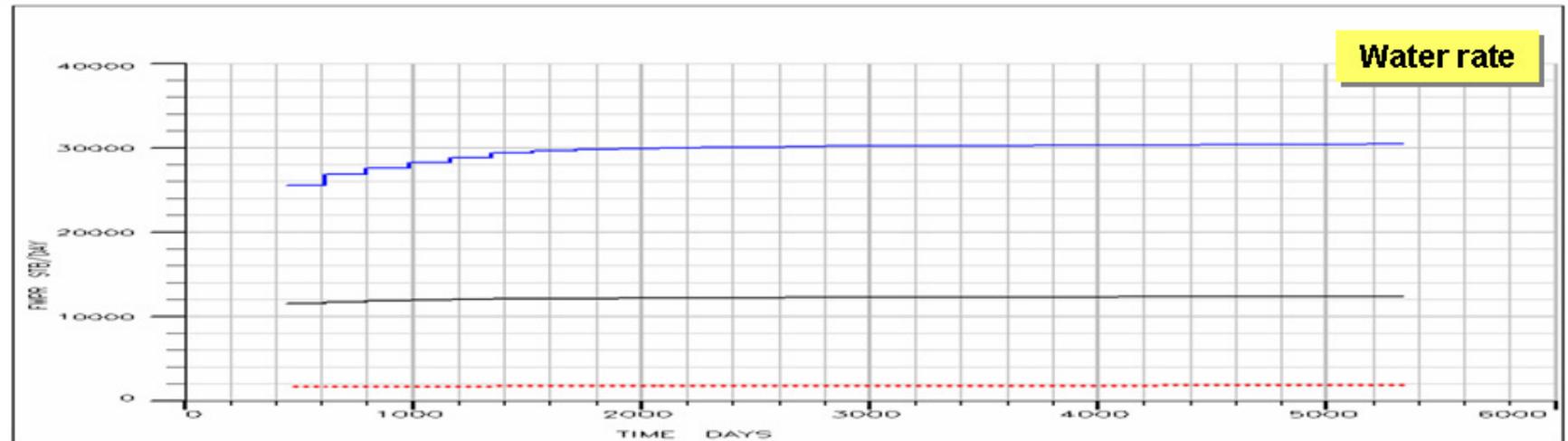
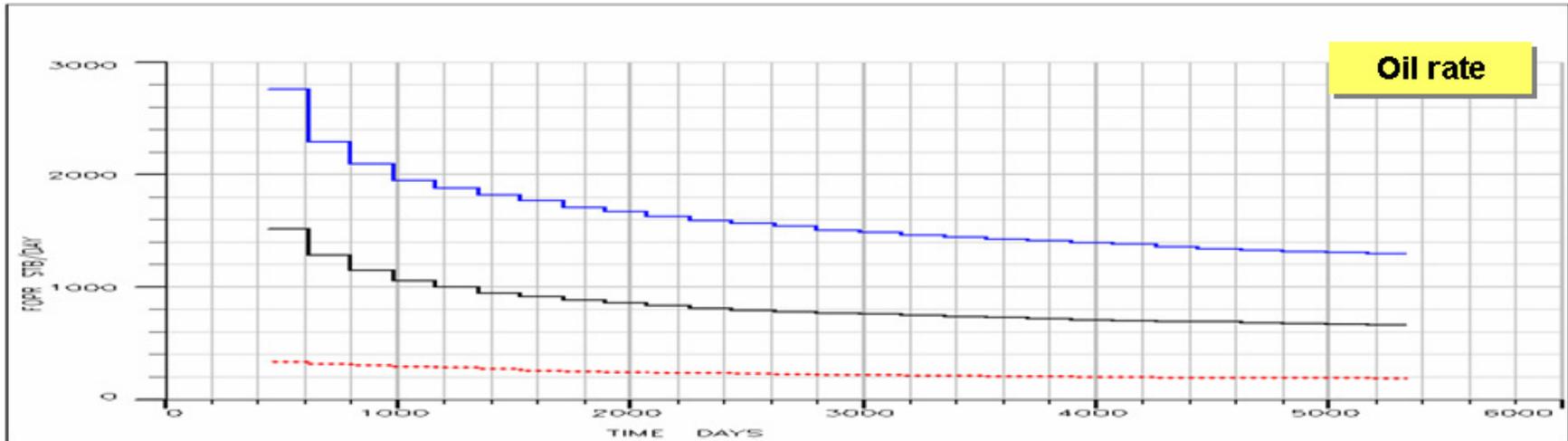


- ..... Base case (Current conditions)
- PA(LRAT=5000stb/d), PAA(LRAT=8000stb/d)
- PA(LRAT=5000stb/d), PAA(LRAT=8000,10000,...,18000stb/d)
- PA(Perforated 38%,BHPmin=1200#), PAA(LRAT=8000stb/d)
- PA(Perforated 38%,BHPmin=1200#), PAA LRAT= 8000, 10000,..., 18000stb/d)

# Water cut

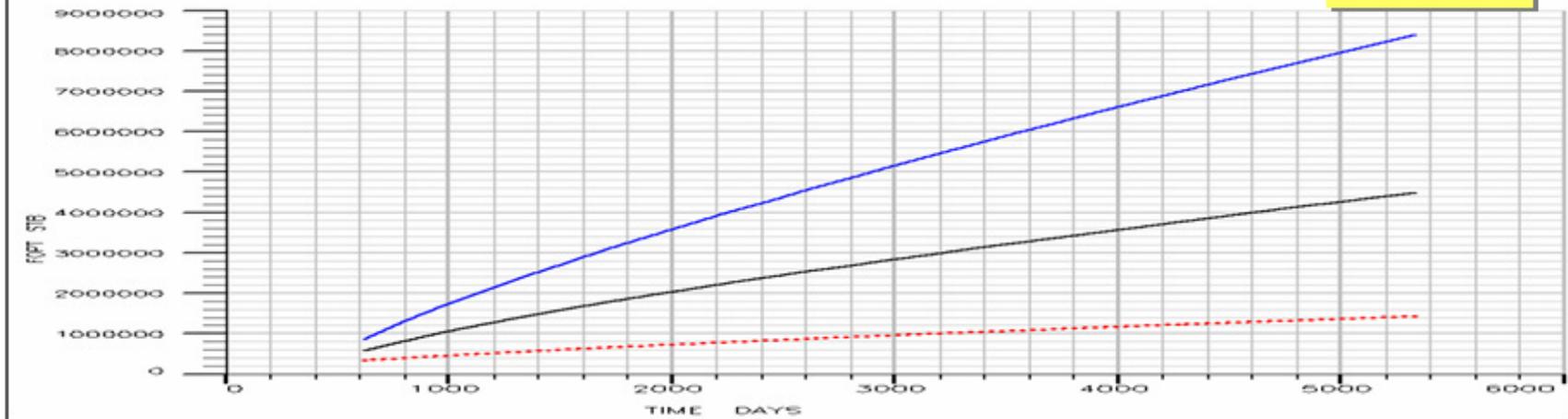


## COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL POZO "B"

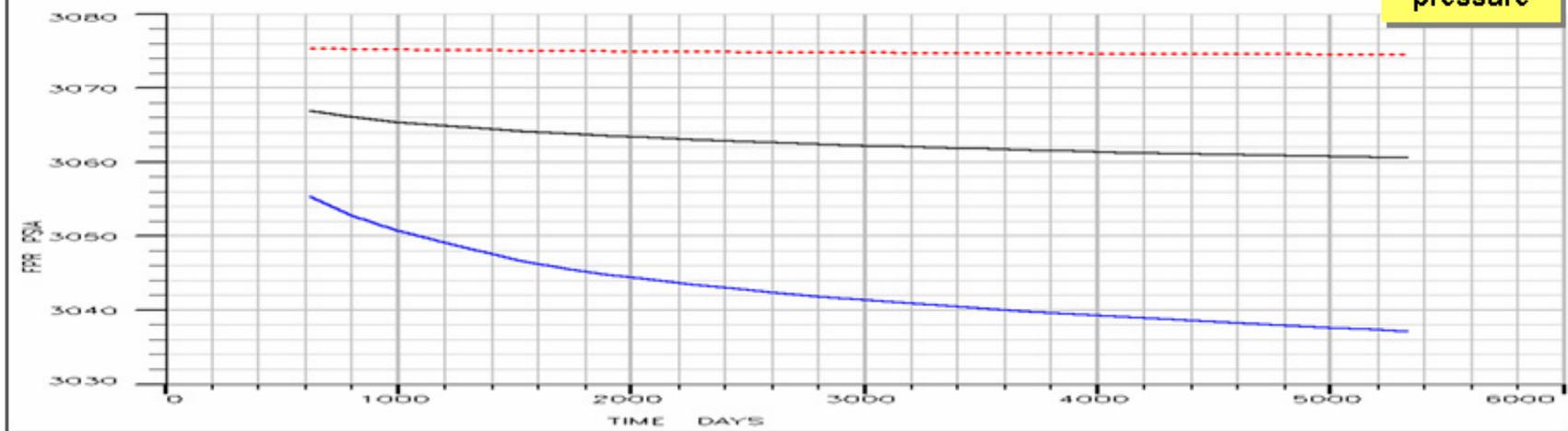


- - - - - Base case (Current conditions)
- PB(LRAT=5000stb/d), PBB(LRAT=8000stb/d), 5' below OWC
- PB(Perforated 41%, BHPmin=1200#), PBB(LRAT=8000stb/d)

**EUR**

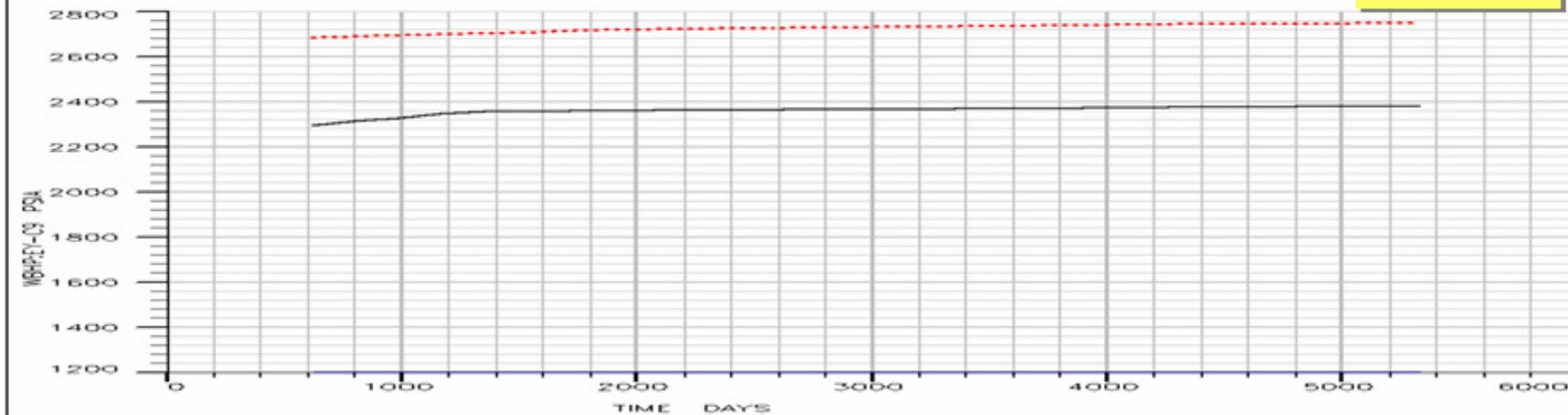


**Reservoir pressure**

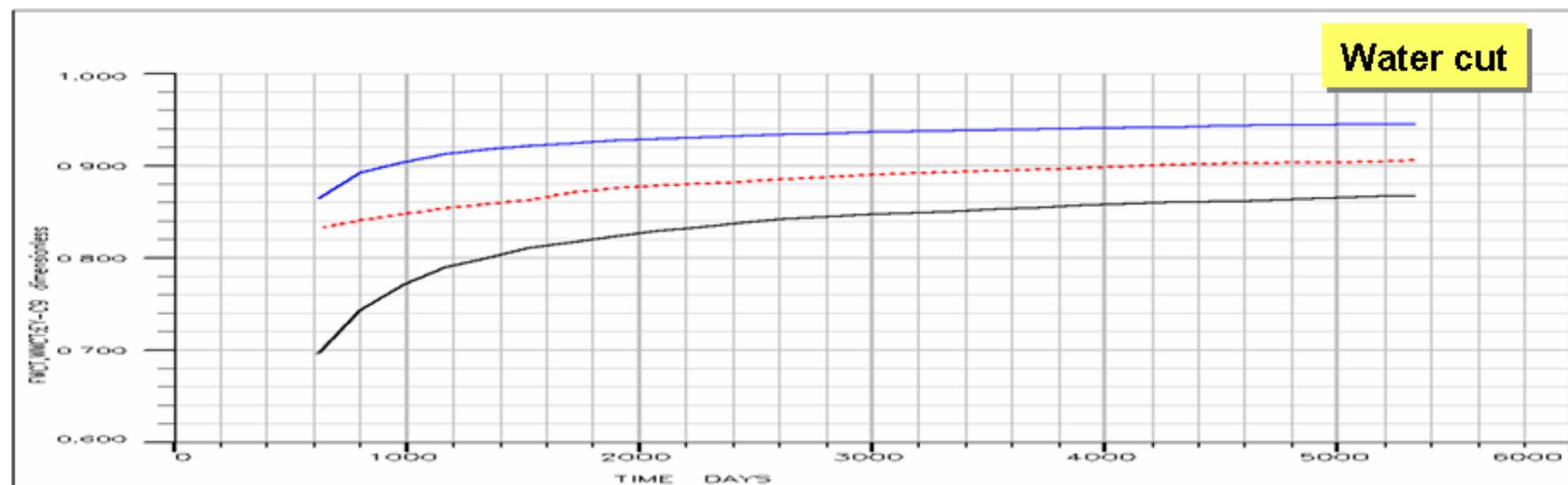


- Base case (Current conditions)
- PB(LRAT=5000stb/d), PBB(LRAT=8000stb/d), 5' below OWC
- PB(Perforated 41%, BHPmin=1200#), PBB(LRAT=8000stb/d)

# BHP

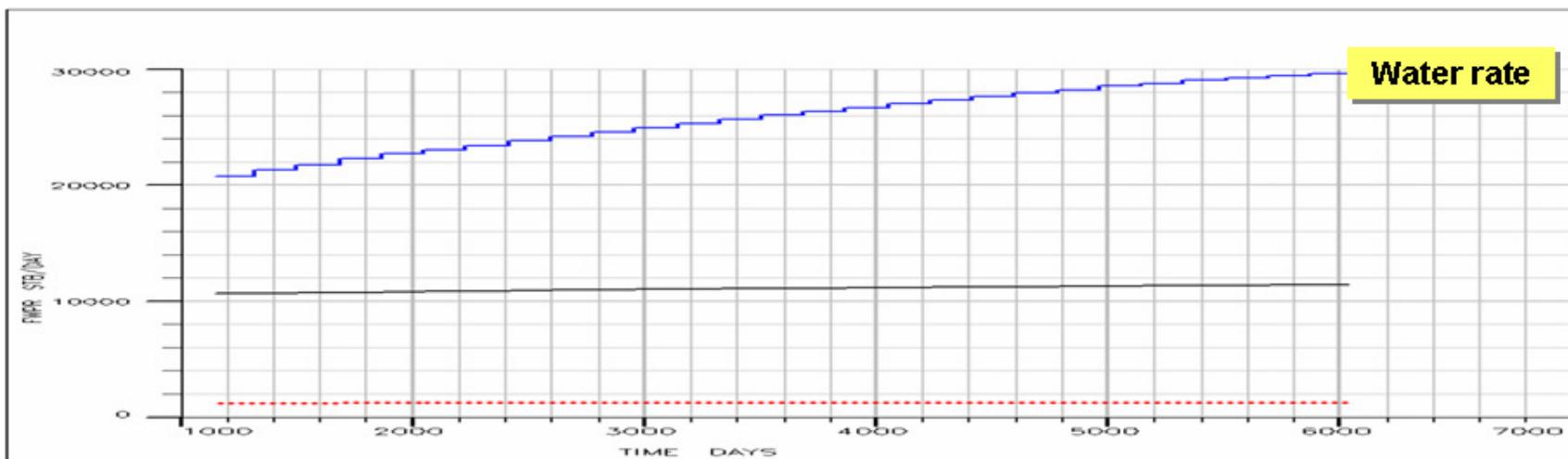
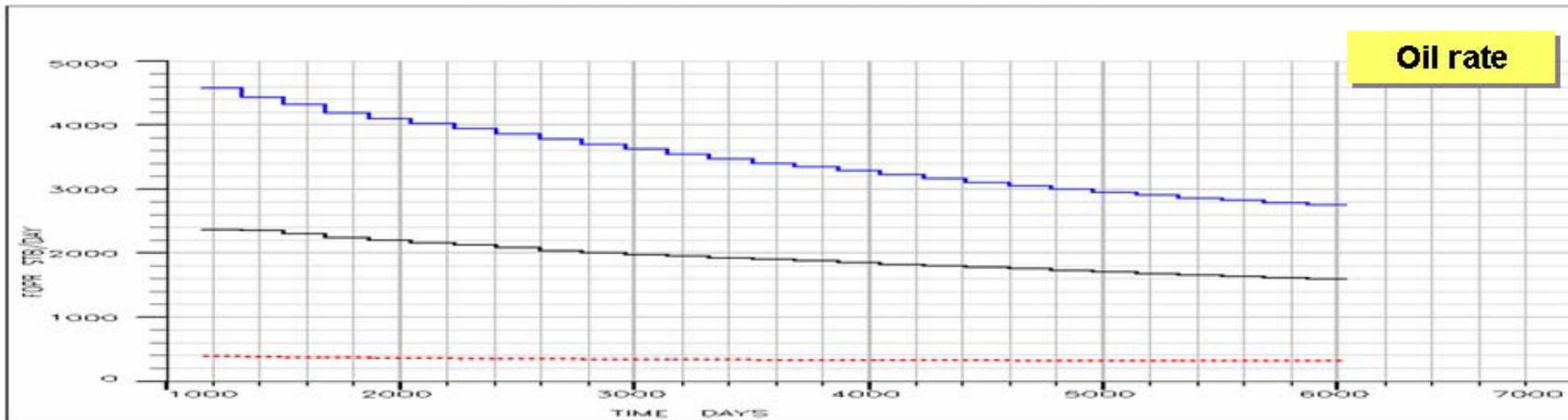


# Water cut

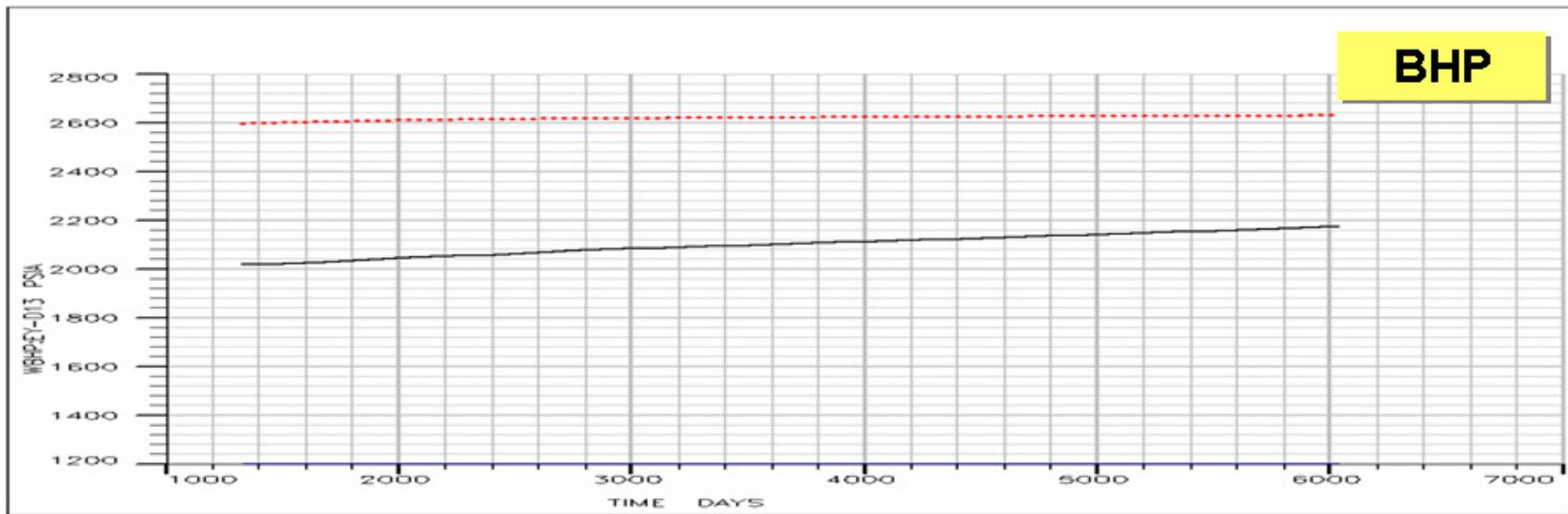
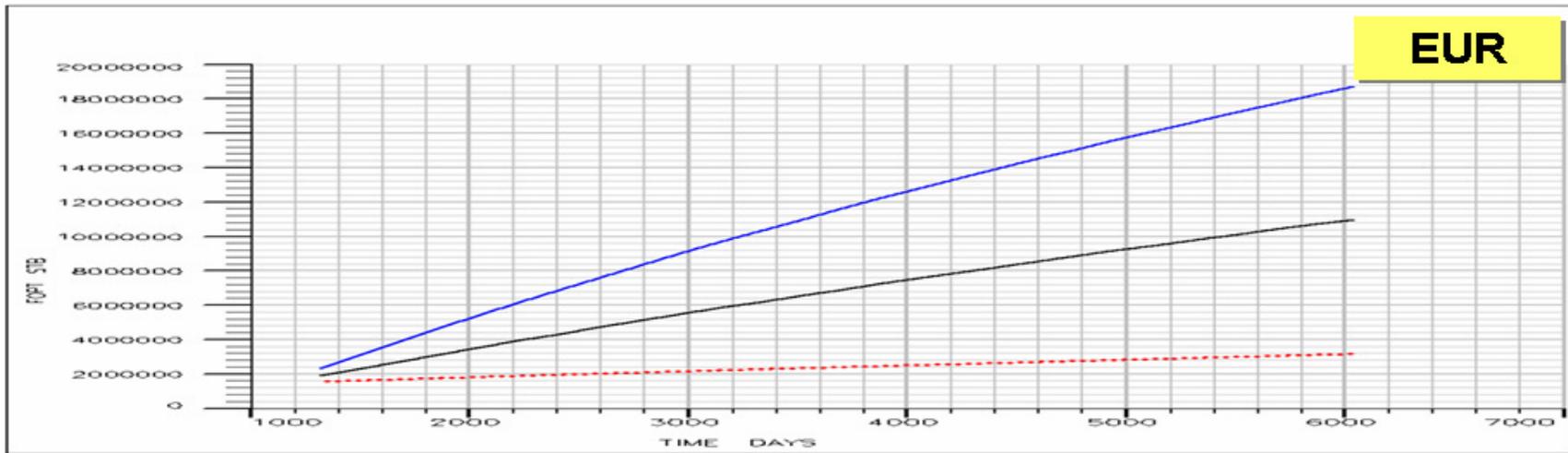


- Base case (Current conditions)
- PB(LRAT=5000stb/d), PBB(LRAT=8000stb/d), 5' below OWC
- PB(Perforated 41%, BHPmin=1200#), PBB(LRAT=8000stb/d)

### COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL POZO "C"

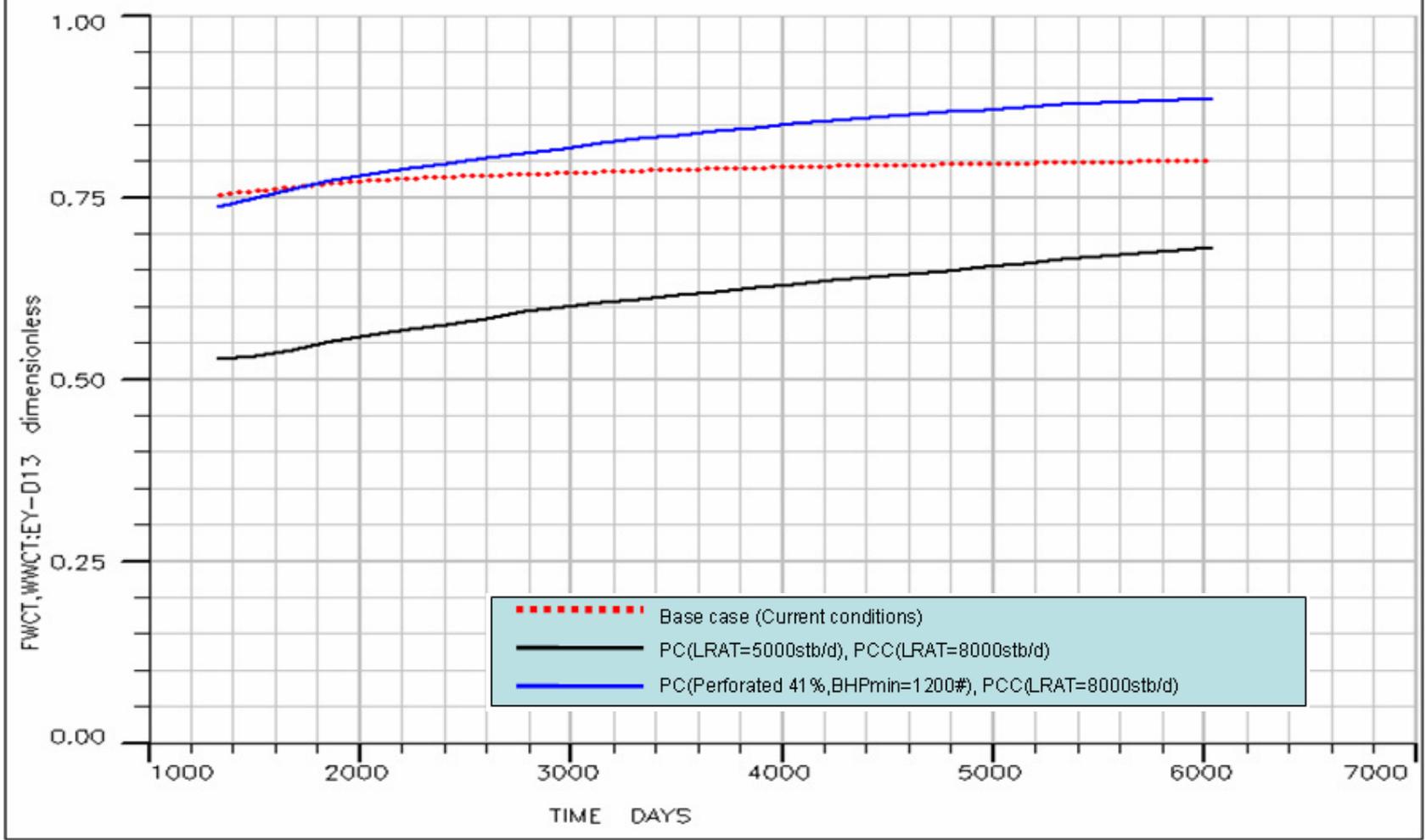


- Base case (Current conditions)
- PC(LRAT=5000stb/d), PCC(LRAT=8000stb/d)
- PC(Perforated 41%, BHPmin=1200#), PCC(LRAT=8000stb/d)



- Base case (Current conditions)
- PC(LRAT=5000stb/d), PCC(LRAT=8000stb/d)
- PC(Perforated 41%, BHPmin=1200#), PCC(LRAT=8000stb/d)

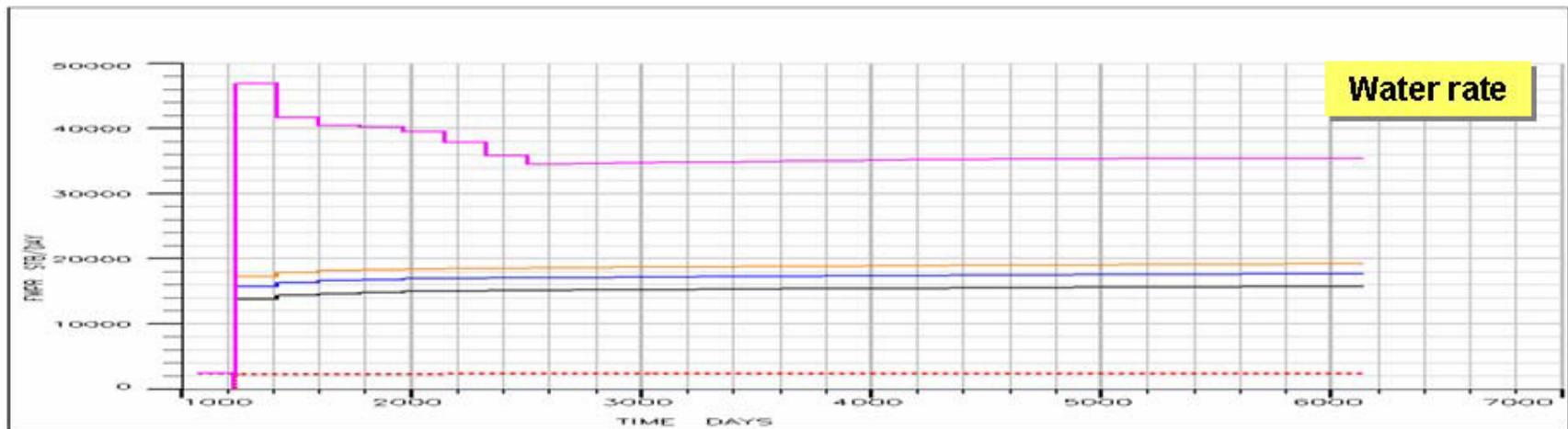
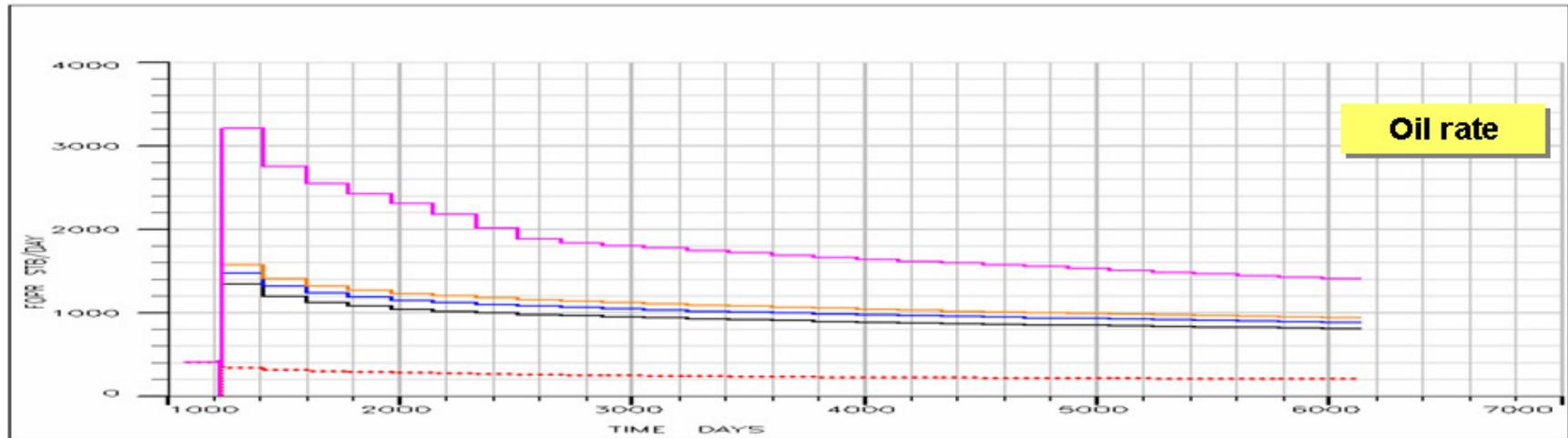
# Water cut



## **ANEXO 2**

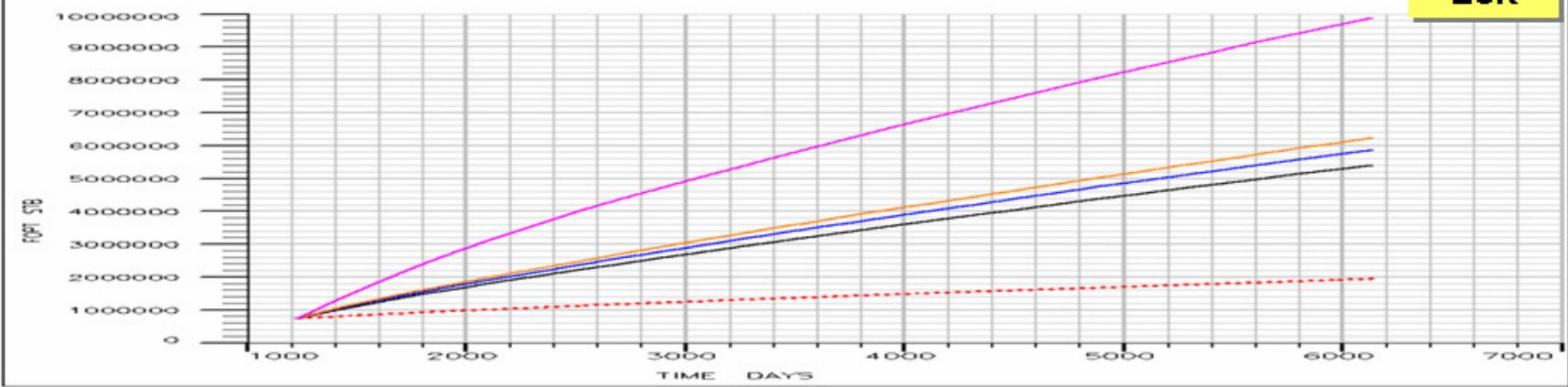
**GRÁFICOS DE EUR - BHP – CORTE DE AGUA – TASA DE PETRÓLEO – TASA DE AGUA –  
PRESIÓN DE RESERVORIO VERSUS TIEMPO  
PARA LA ESTRATEGIA DE INCREMENTO DEL INTERVALO PERFORADO EN LA ZONA DE  
PAGO PARA POZO A – B – C**

## INCREMENTO DEL INTERVALO EN LA ZONA DE PAGO POZO "A"

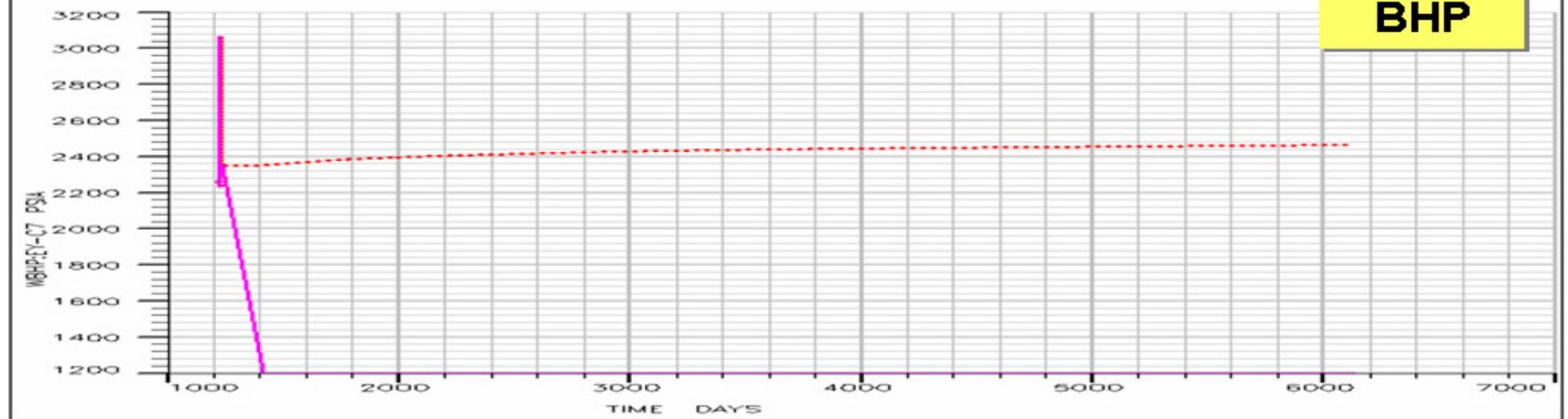


- - - - - Base case (Current conditions)
- Perforated 38% (17') MinBHP=1200#
- Perforated 51% (23') MinBHP=1200#
- Perforated 78% (35') MinBHP=1200#
- Perforated 100% and 10' below OWC MinBHP=1200#

**EUR**

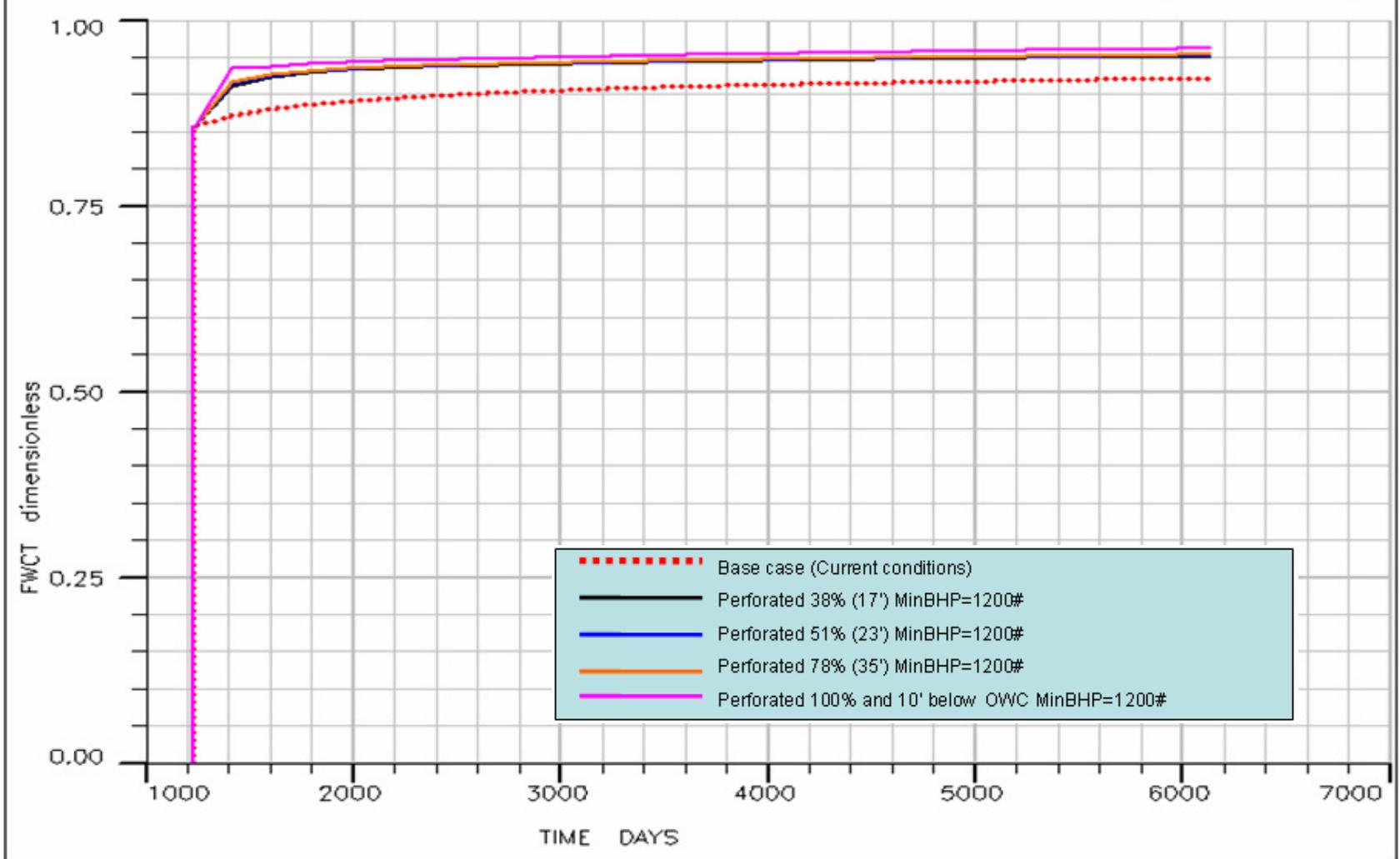


**BHP**

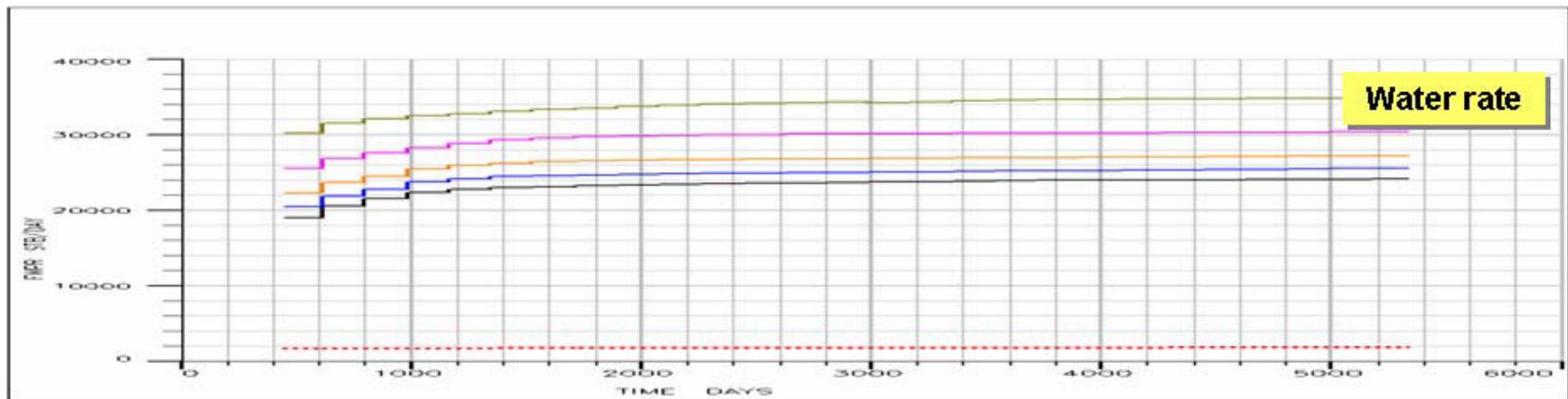
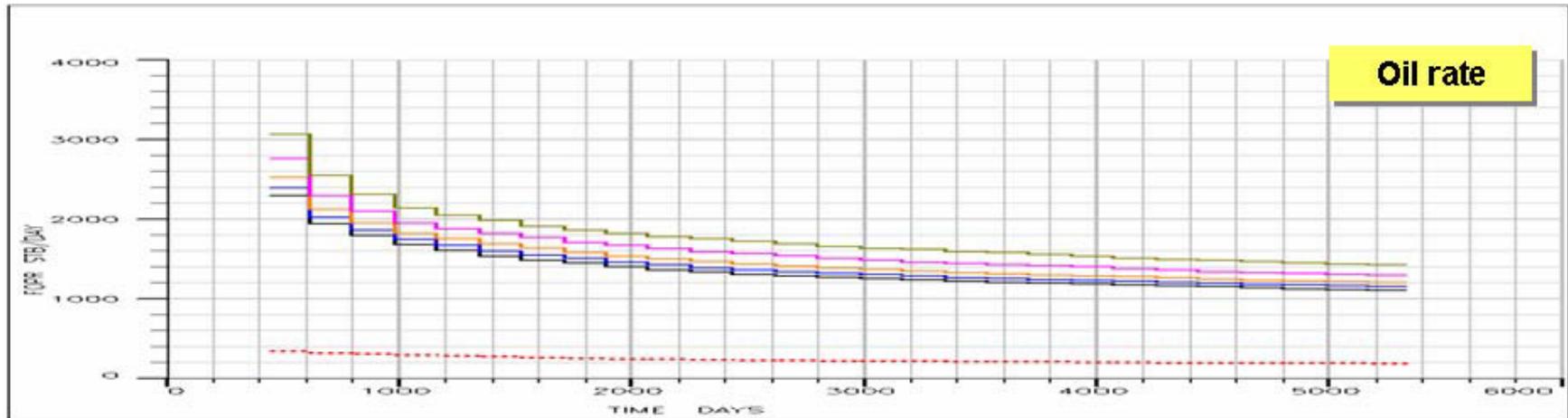


- Base case (Current conditions)
- Perforated 38% (17') MinBHP=1200#
- Perforated 51% (23') MinBHP=1200#
- Perforated 78% (35') MinBHP=1200#
- Perforated 100% and 10' below OWC MinBHP=1200#

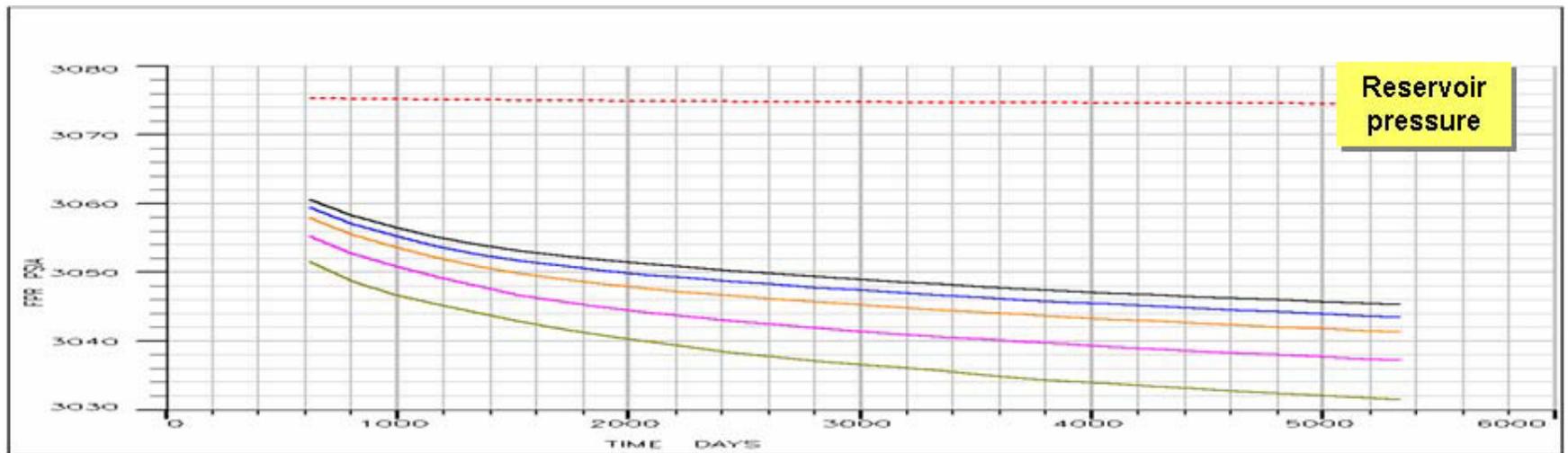
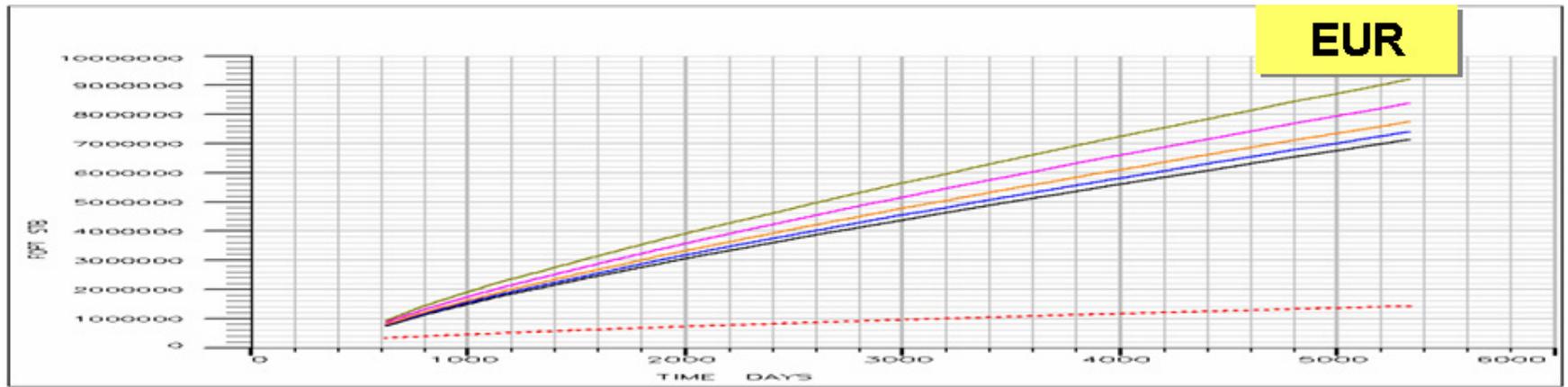
# Water cut



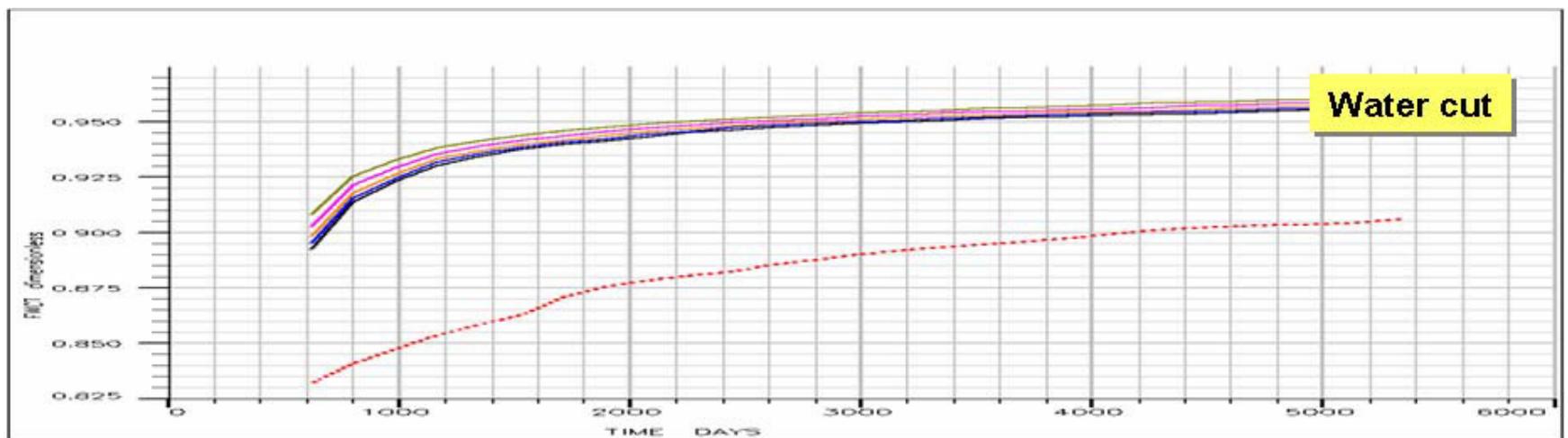
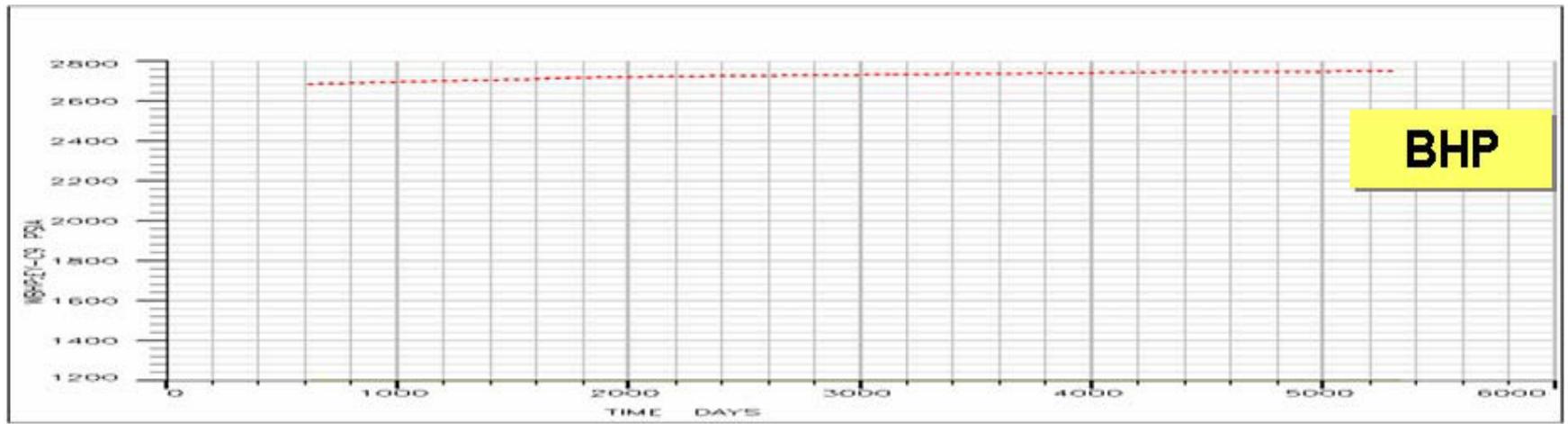
## INCREMENTO DEL INTERVALO EN LA ZONA DE PAGO POZO "B"



- - - - - Base case (Current conditions)
- Perforated 50% (16') MinBHP=1200#
- Perforated 59% (19') MinBHP=1200#
- Perforated 75% (24') MinBHP=1200#
- Perforated 91% (39') MinBHP=1200#
- Perforated 100% and 10' below OWC MinBHP=1200#

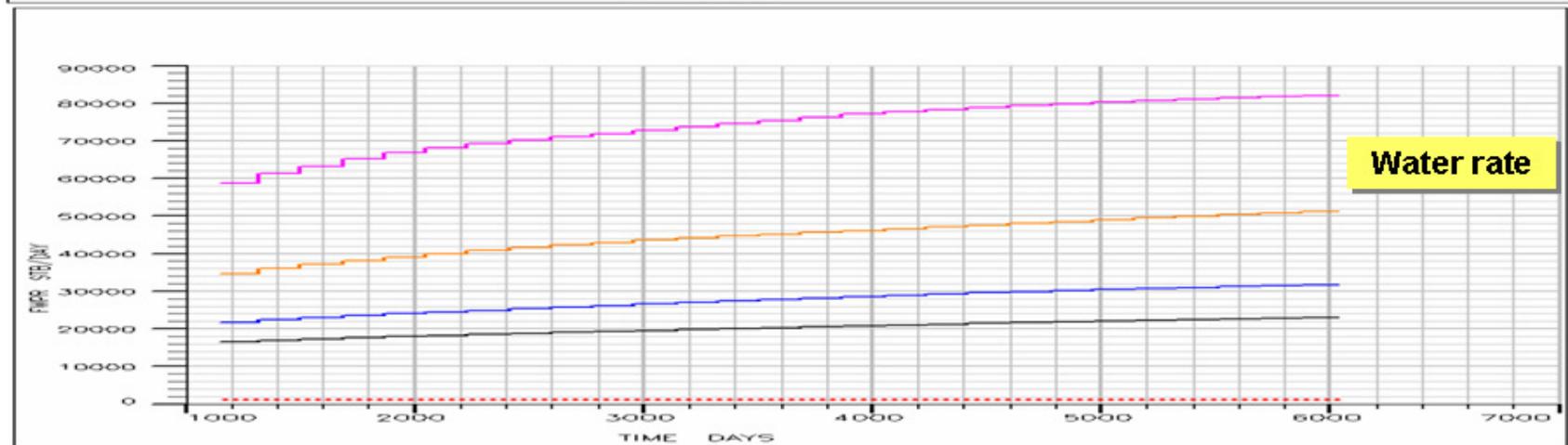
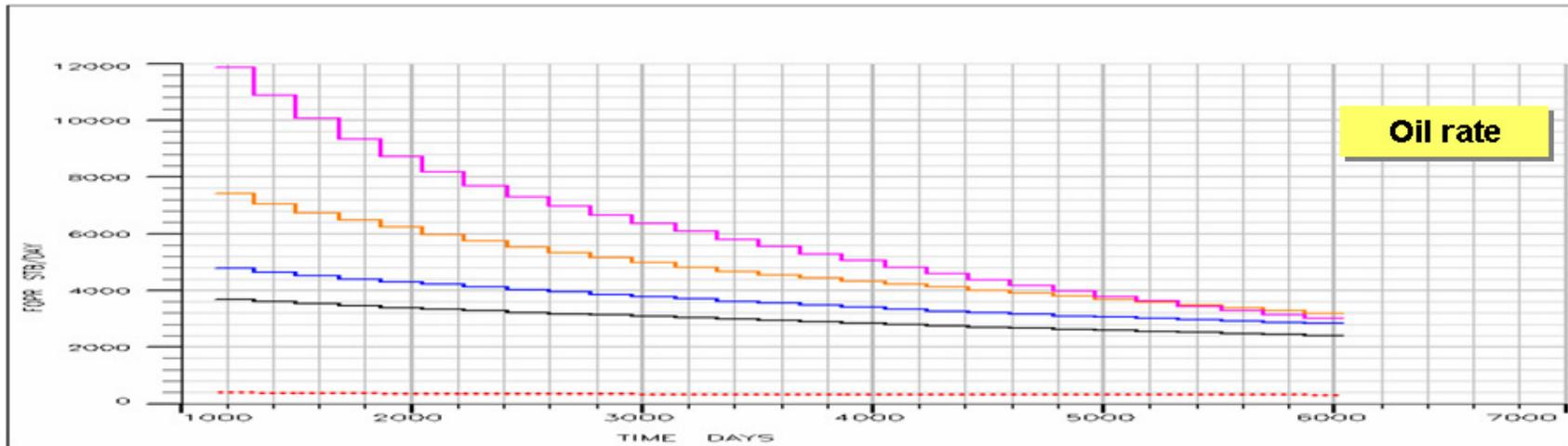


- Base case (Current conditions)
- Perforated 50% (16') MinBHP=1200#
- Perforated 59% (19') MinBHP=1200#
- Perforated 75% (24') MinBHP=1200#
- Perforated 91% (39') MinBHP=1200#
- Perforated 100% and 10' below OWC MinBHP=1200#

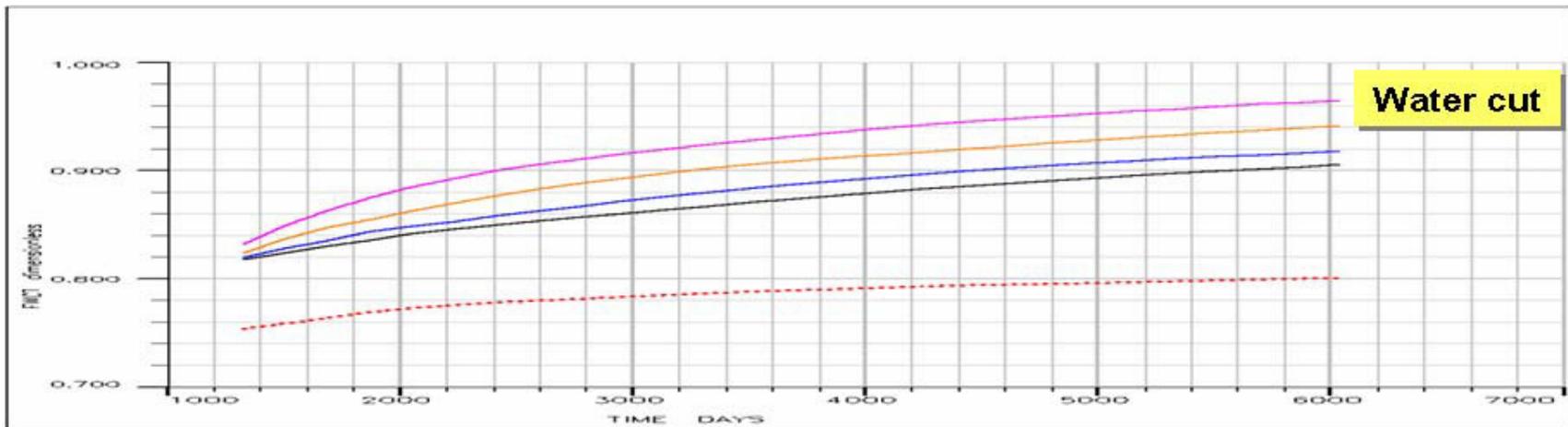
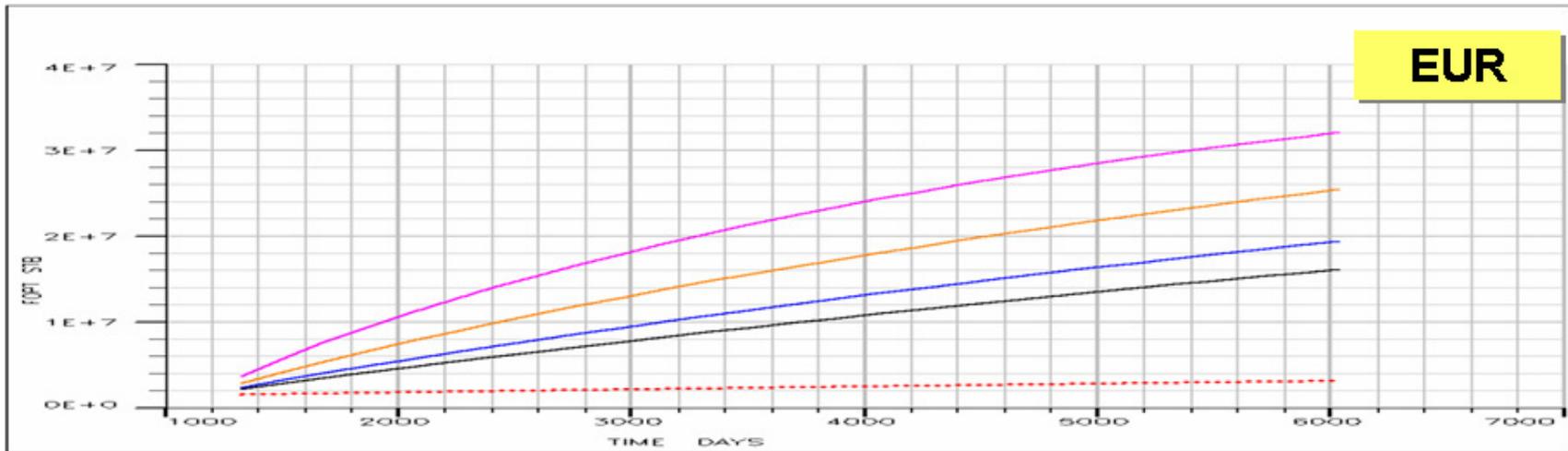


- Base case (Current conditions)
- Perforated 50% (16') MinBHP=1200#
- Perforated 59% (19') MinBHP=1200#
- Perforated 75% (24') MinBHP=1200#
- Perforated 91% (39') MinBHP=1200#
- Perforated 100% and 10' below OWC MinBHP=1200#

## INCREMENTO DEL INTERVALO EN LA ZONA DE PAGO POZO "C"



- - - - - Base case (Current conditions)
- Perforated 41% (25') MinBHP=1200#
- Perforated 52% (32') MinBHP=1200#
- Perforated 77% (47') MinBHP=1200#
- Perforated 100% and 10' below OWC MinBHP=1200#

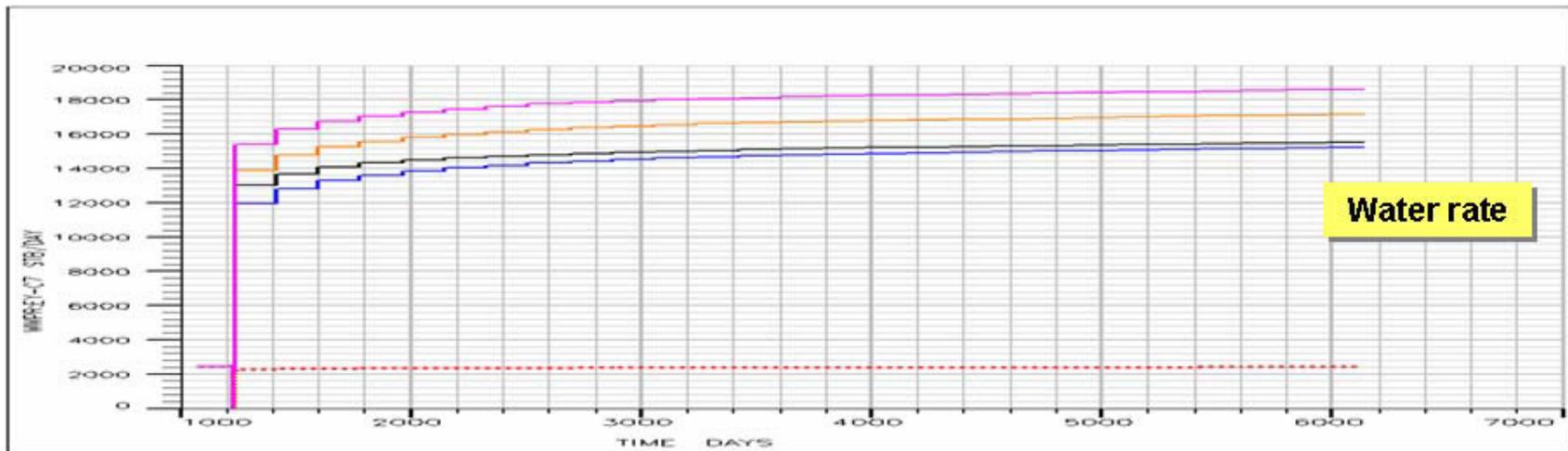
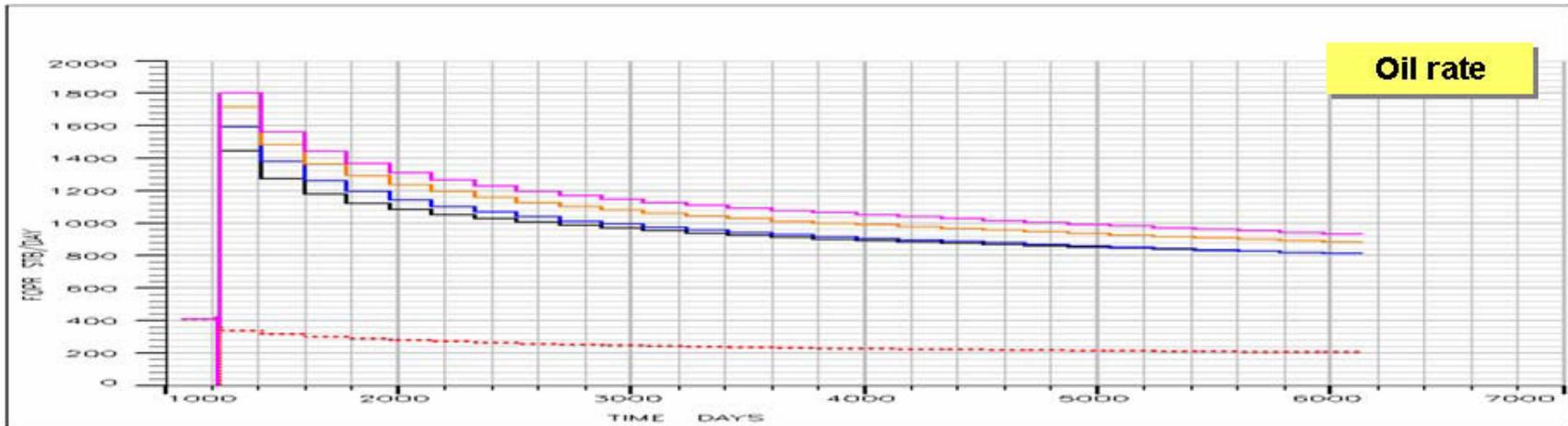


- Base case (Current conditions)
- Perforated 41% (25') MinBHP=1200#
- Perforated 52% (32') MinBHP=1200#
- Perforated 77% (47') MinBHP=1200#
- Perforated 100% and 10' below OWC MinBHP=1200#

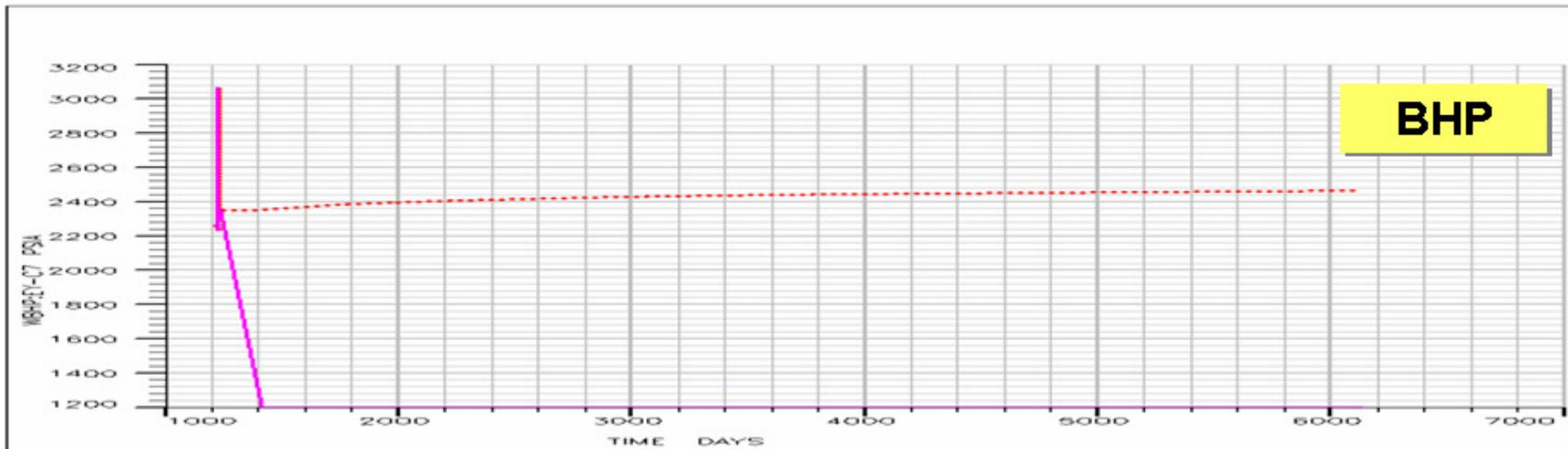
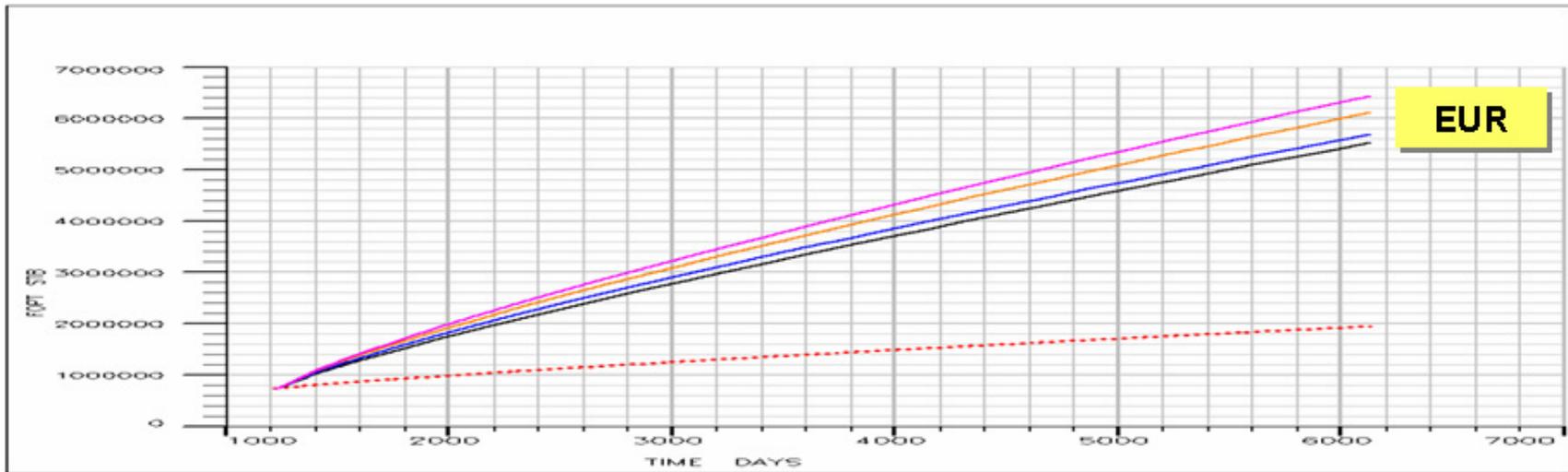
## **ANEXO 3**

**GRÁFICOS DE EUR - BHP – CORTE DE AGUA – TASA DE PETRÓLEO – TASA DE AGUA –  
PRESIÓN DE RESERVORIO VERSUS TIEMPO  
PARA LA ESTRATEGIA DE COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL Y REINYECCIÓN DE  
AGUA PRODUCIDA  
POZO A – B – C**

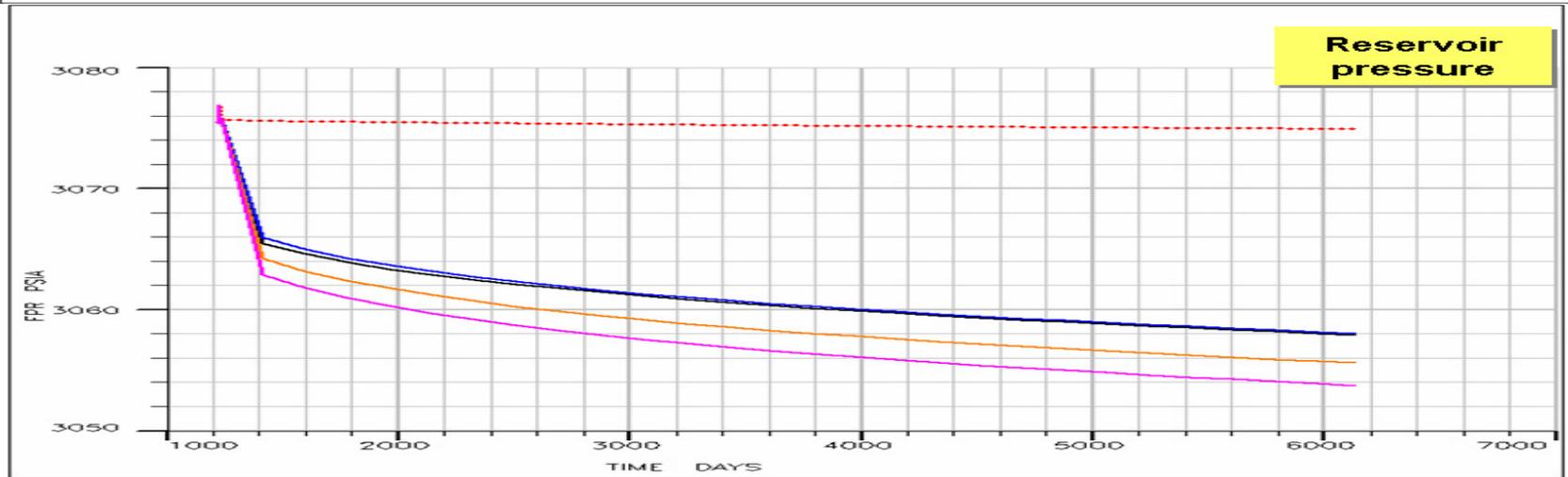
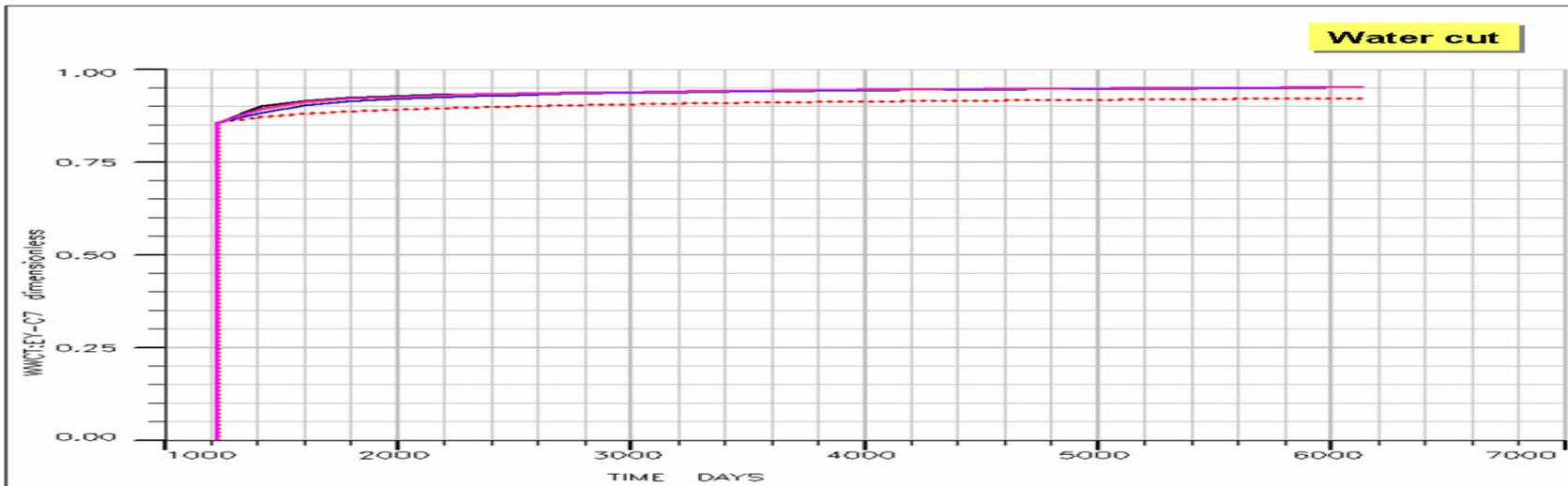
## COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL Y REINYECCIÓN DE AGUA PRODUCIDA POZO "A"



- - - - - Base case (Current conditions)
- Upper: Perforated 38% (17') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=8000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=8000, 10'
- Upper: Perforated 38% (17') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 51% (23') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 78% (35') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

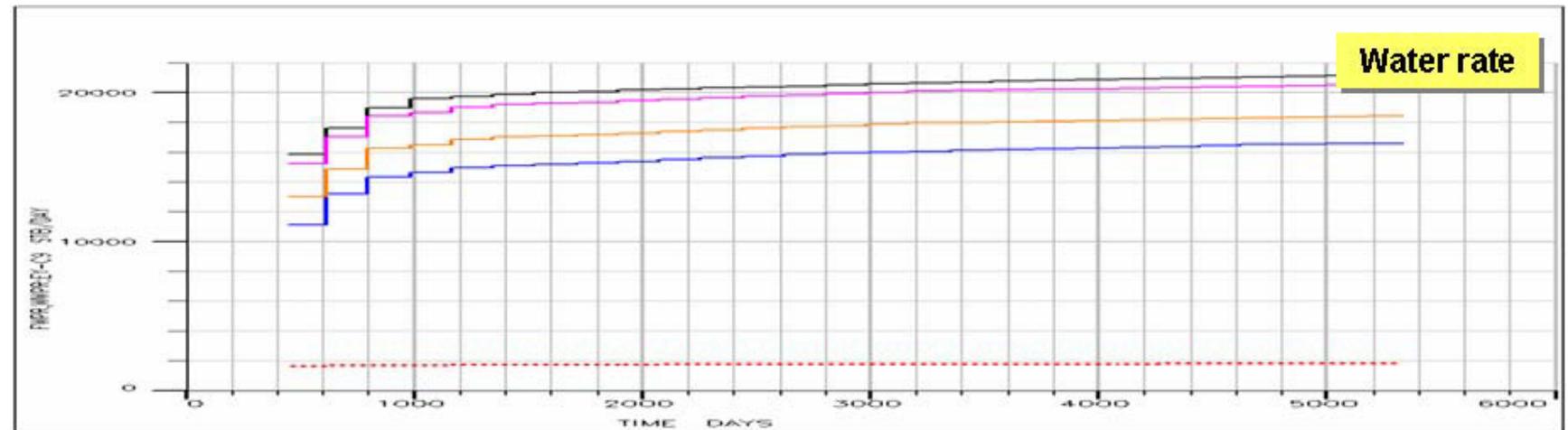
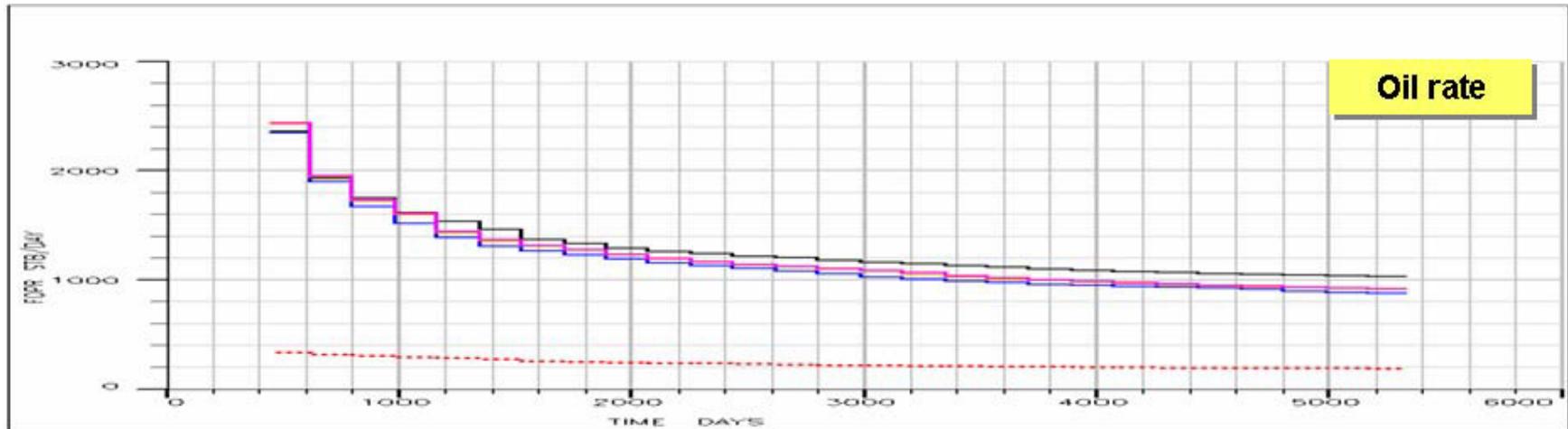


- Base case (Current conditions)
- Upper: Perforated 38% (17') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=8000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=8000, 10'
- Upper: Perforated 38% (17') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 51% (23') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 78% (35') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'



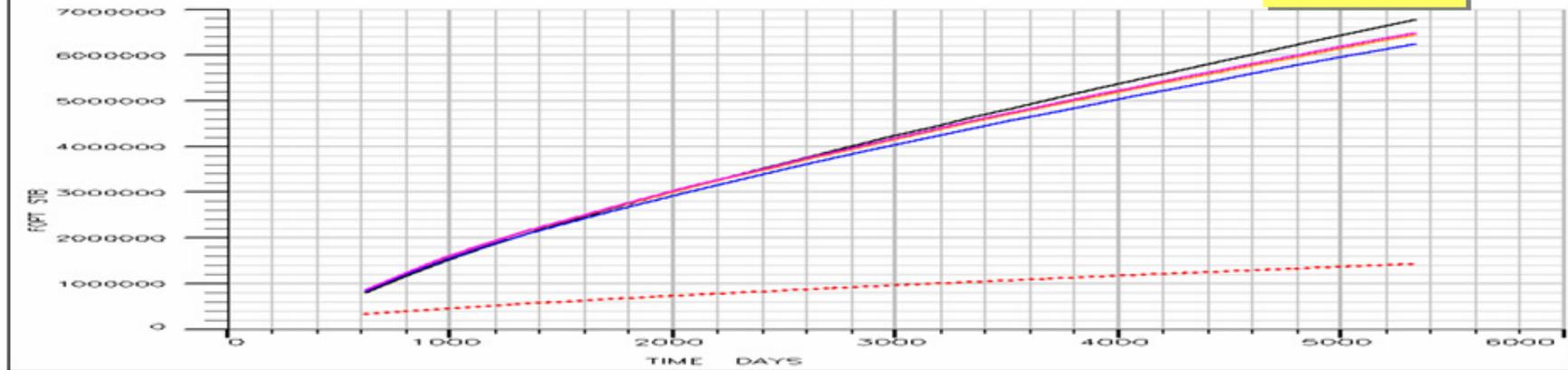
- ..... Base case (Current conditions)
- Upper: Perforated 38% (17') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=8000 stb/d – 10' below OWC, Aquifer: LRAT=8000, 10'
- Upper: Perforated 38% (17') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10' below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 51% (23') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10' below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 78% (35') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10' below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

## COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL Y REINYECCIÓN DE AGUA PRODUCIDA POZO "B"

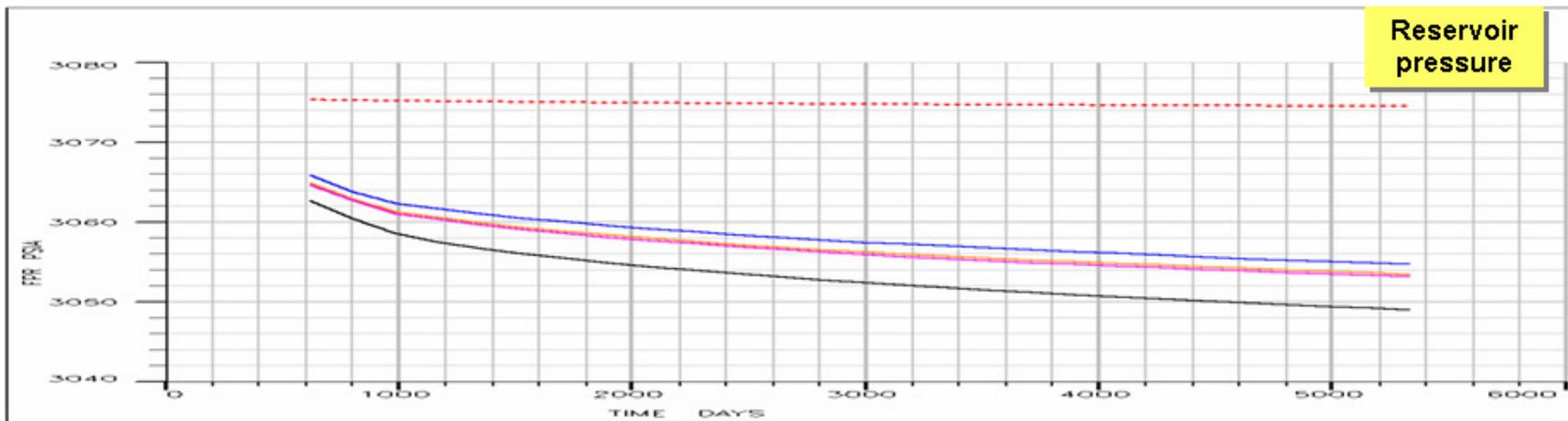


- ..... Base case (Current conditions)
- Upper: Perforated 50% (16') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=8000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=8000, 10'
- Upper: Perforated 50% (16') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 75% (24') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 100% (47') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

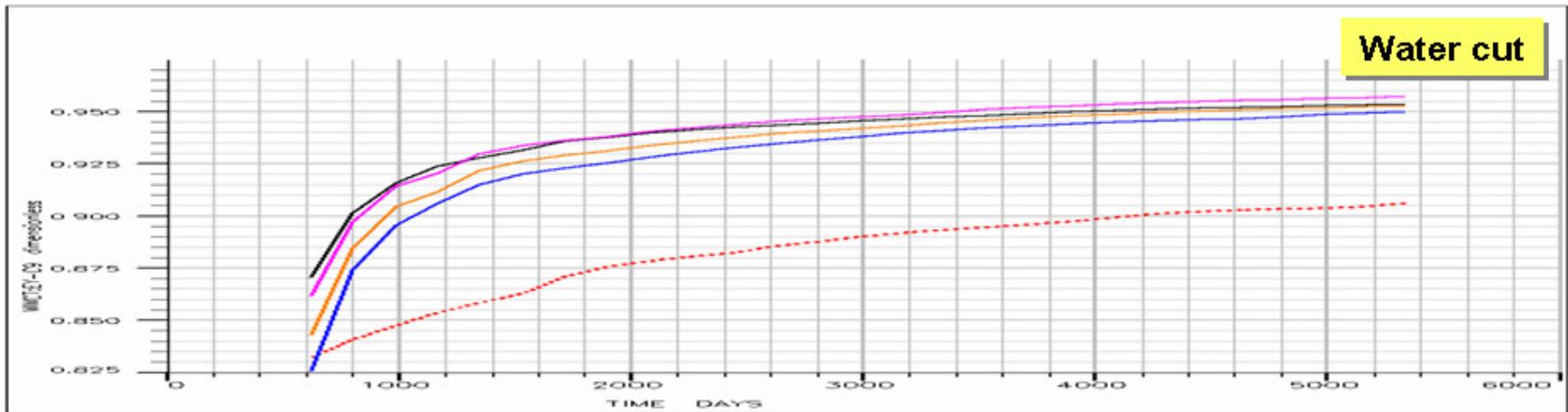
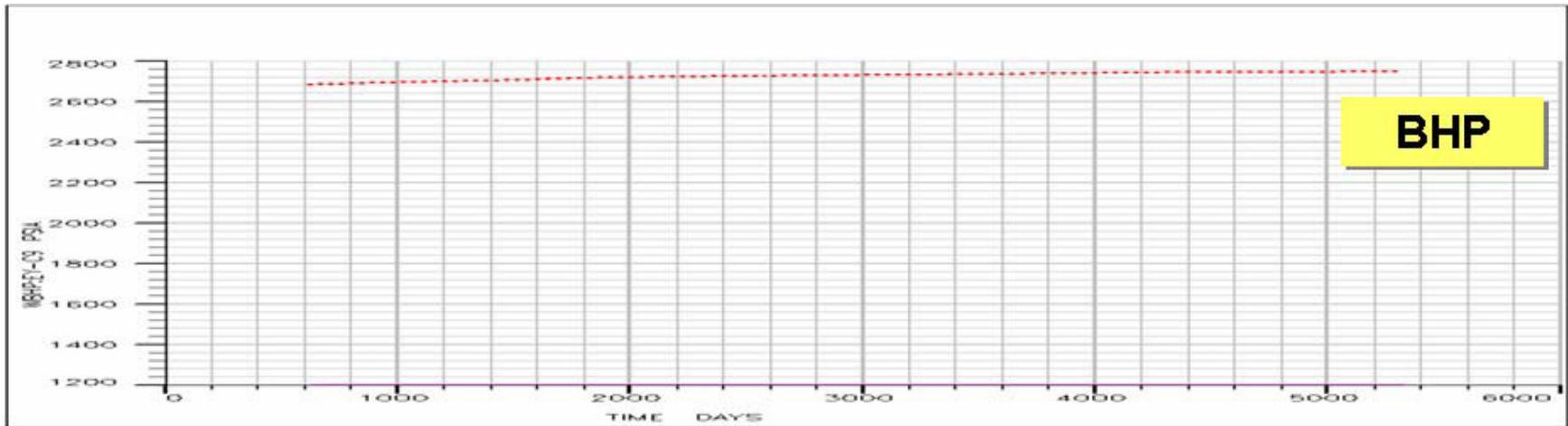
EUR



Reservoir pressure

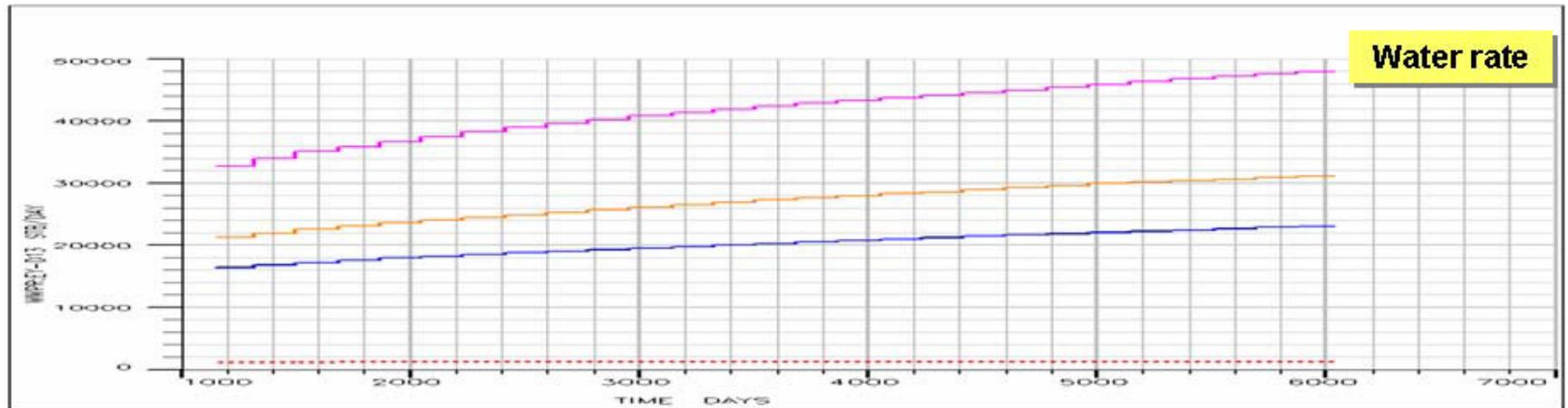
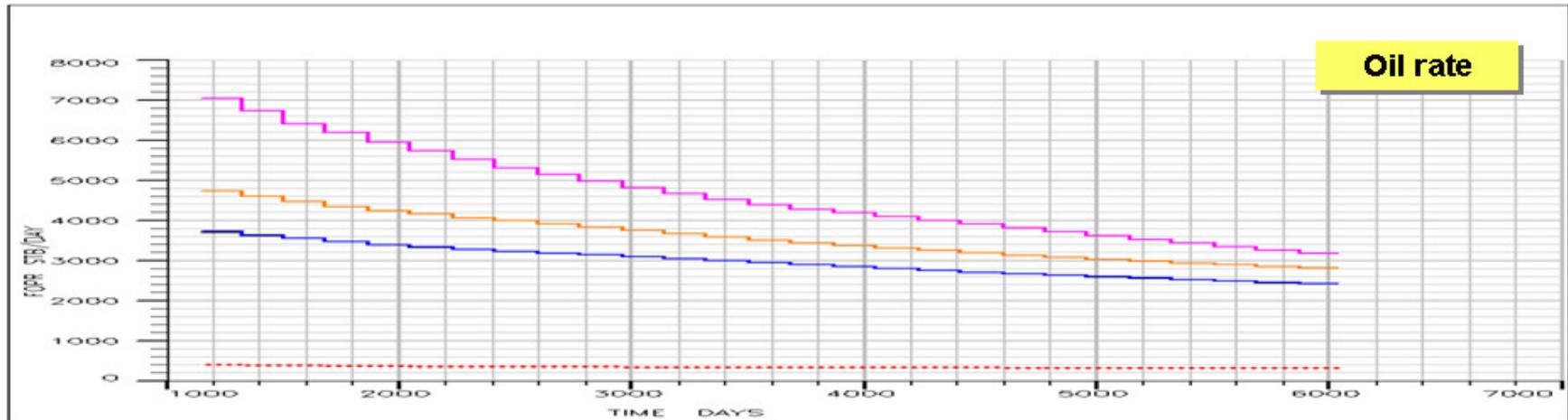


- Base case (Current conditions)
- Upper:Perforated 50% (16') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=8000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=8000, 10'
- Upper:Perforated 50% (16') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper:Perforated 75% (24') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper:Perforated 100% (47') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

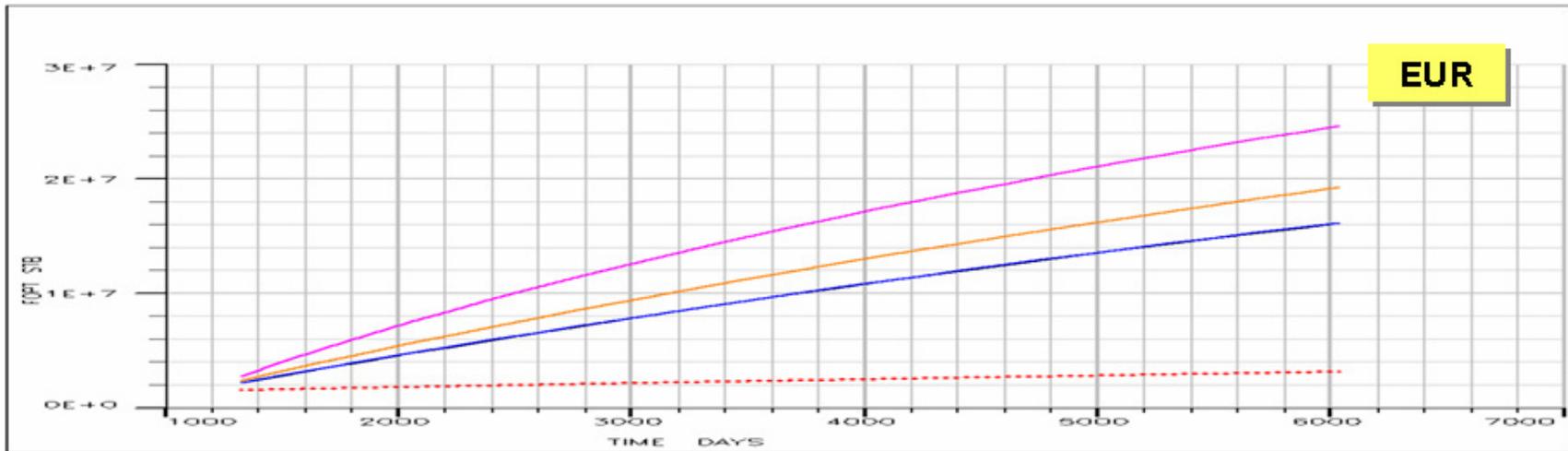


- Base case (Current conditions)
- Upper:Perforated 50% (16') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=8000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=8000, 10'
- Upper:Perforated 50% (16') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper:Perforated 75% (24') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper:Perforated 100% (47') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

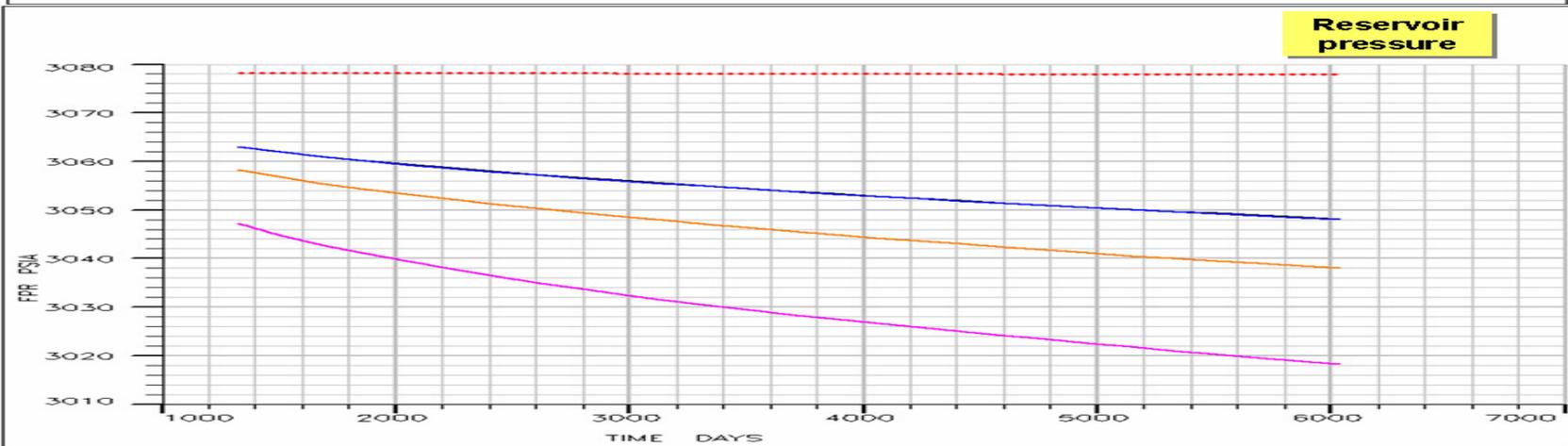
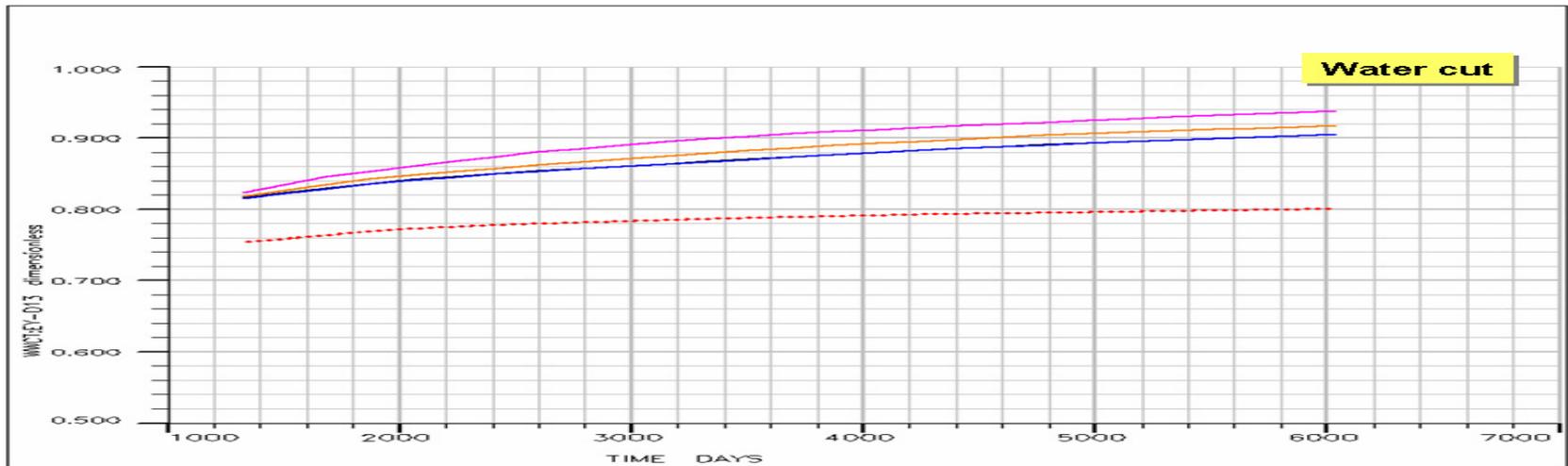
## COMPLETACIÓN CONCÉNTRICA DUAL Y REINYECCIÓN DE AGUA PRODUCIDA POZO "C"



- Base case (Current conditions)
- Upper: Perforated 41% (25') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=8000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=8000, 10'
- Upper: Perforated 41% (25') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 52% (32') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 77% (47') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'



- Base case (Current conditions)
- Upper: Perforated 41% (25') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=8000 stb/d – 10' below OWC, Aquifer: LRAT=8000, 10'
- Upper: Perforated 41% (25') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10' below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 52% (32') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10' below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 77% (47') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10' below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

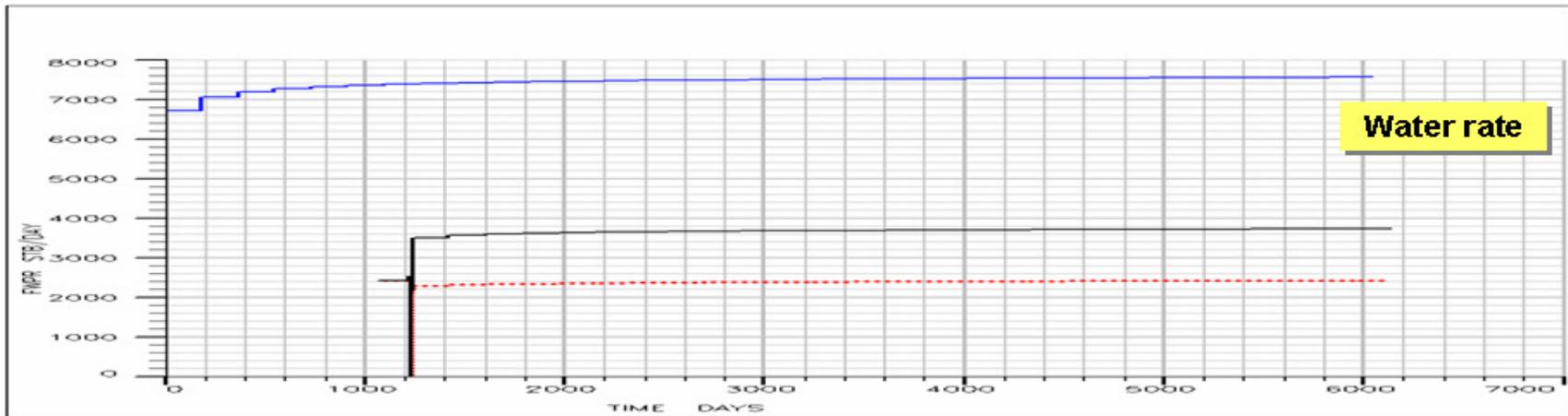
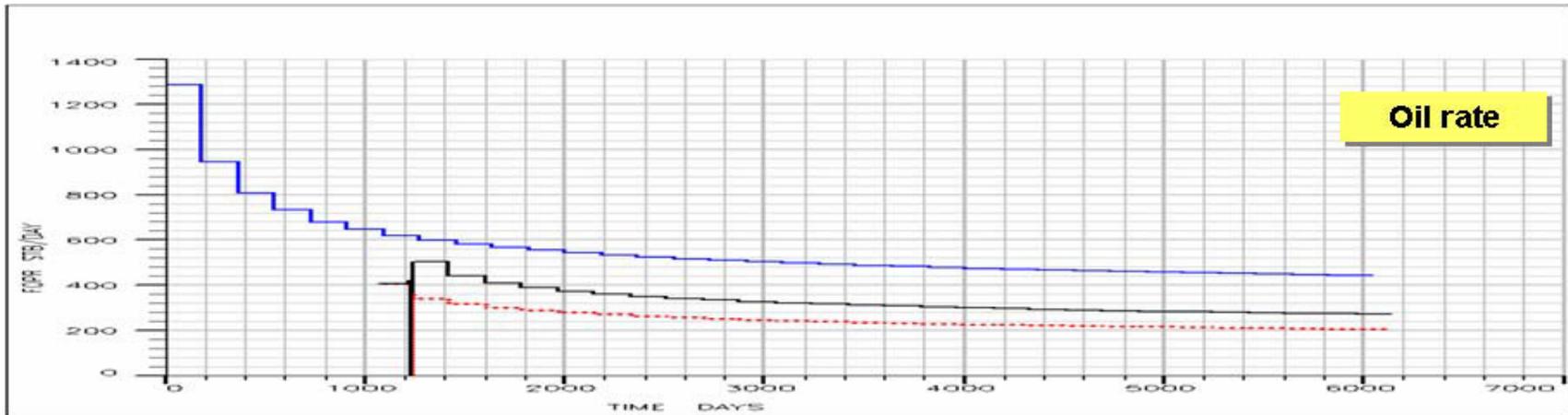


- Base case (Current conditions)
- Upper: Perforated 41% (25') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=8000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=8000, 10'
- Upper: Perforated 41% (25') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 52% (32') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'
- Upper: Perforated 77% (47') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

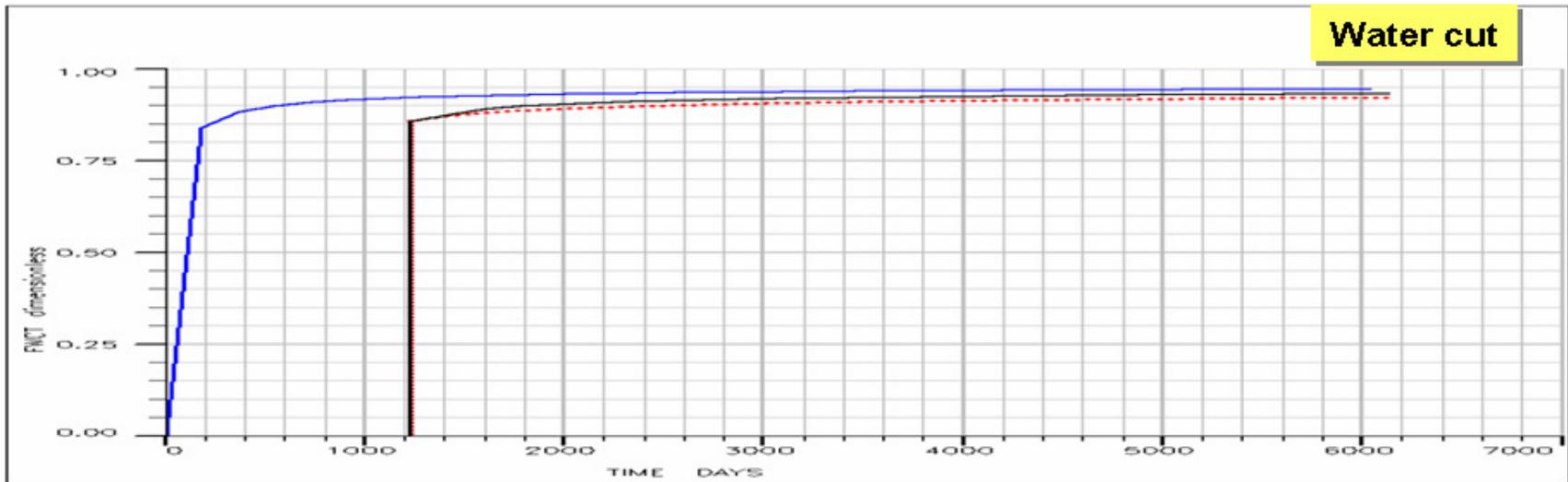
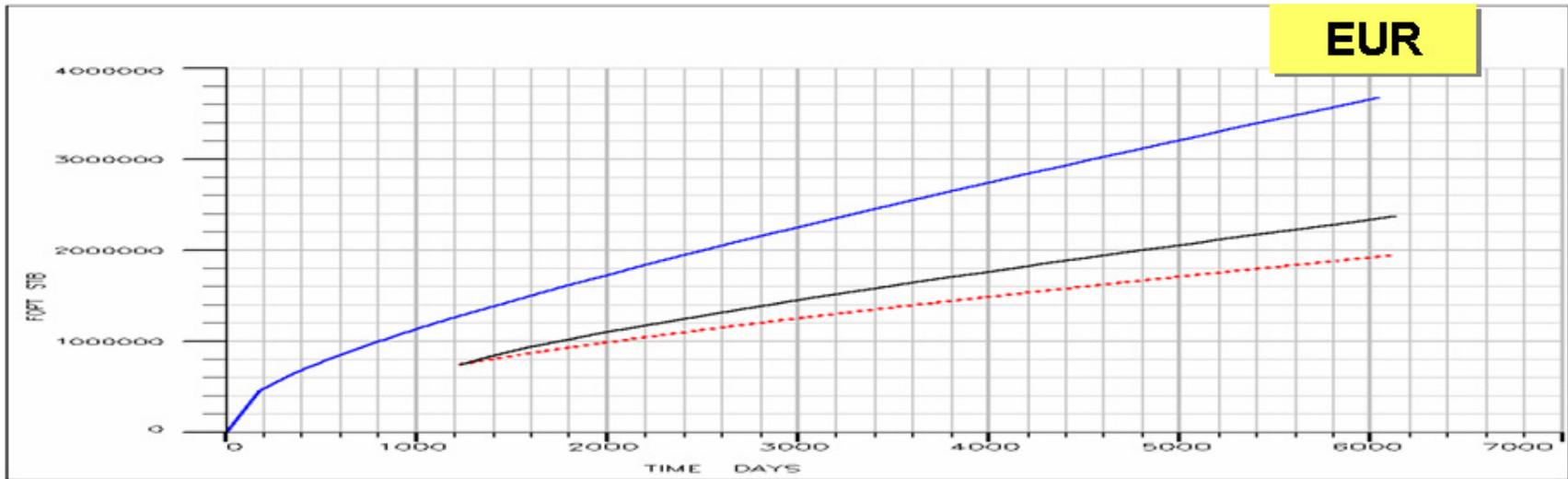
## **ANEXO 4**

**GRÁFICOS DE EUR - BHP – CORTE DE AGUA – TASA DE PETRÓLEO – TASA DE AGUA –  
PRESIÓN DE RESERVORIO VERSUS TIEMPO  
PARA LA ESTRATEGIA DE SIDETRACK Y POZO HORIZONTAL  
POZO A – B – C**

## SIDETRACK Y POZO HORIZONTAL POZO "A"

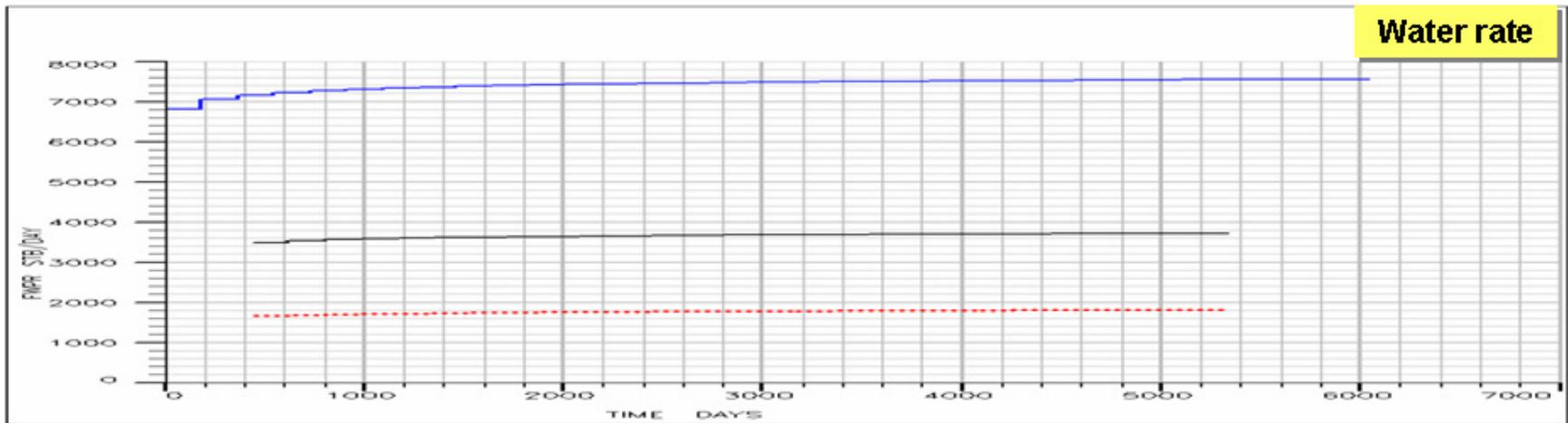
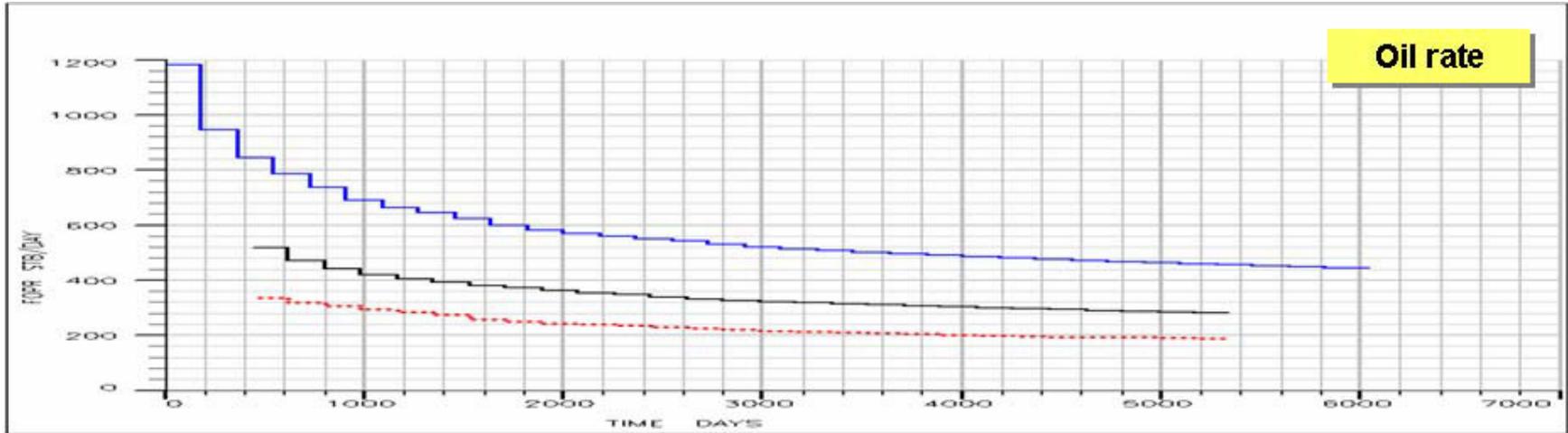


- Base case (Current conditions)
- Sidetrack of 360' length, LRAT= 4000 stb/d
- Horizontal well of 618' length since the beginning of production, LRAT=8000 stb/d



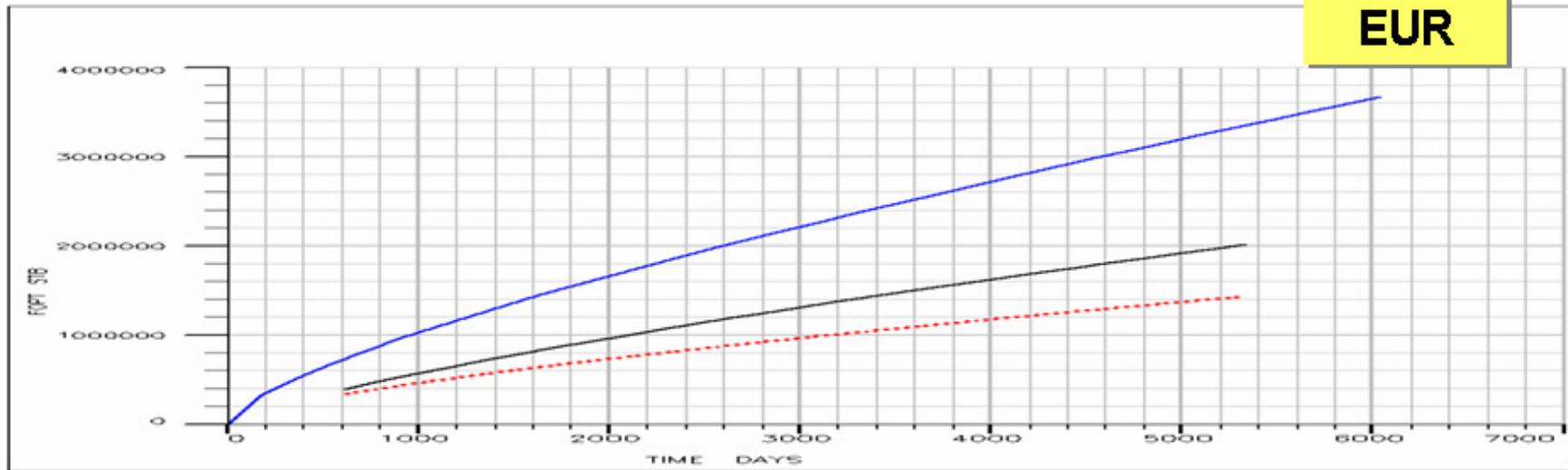
- ..... Base case (Current conditions)
- Sidetrack of 360' length, LRAT= 4000 stb/d
- Horizontal well of 618' length since the beginning of production, LRAT=8000 stb/d

## SIDETRACK Y POZO HORIZONTAL POZO "B"

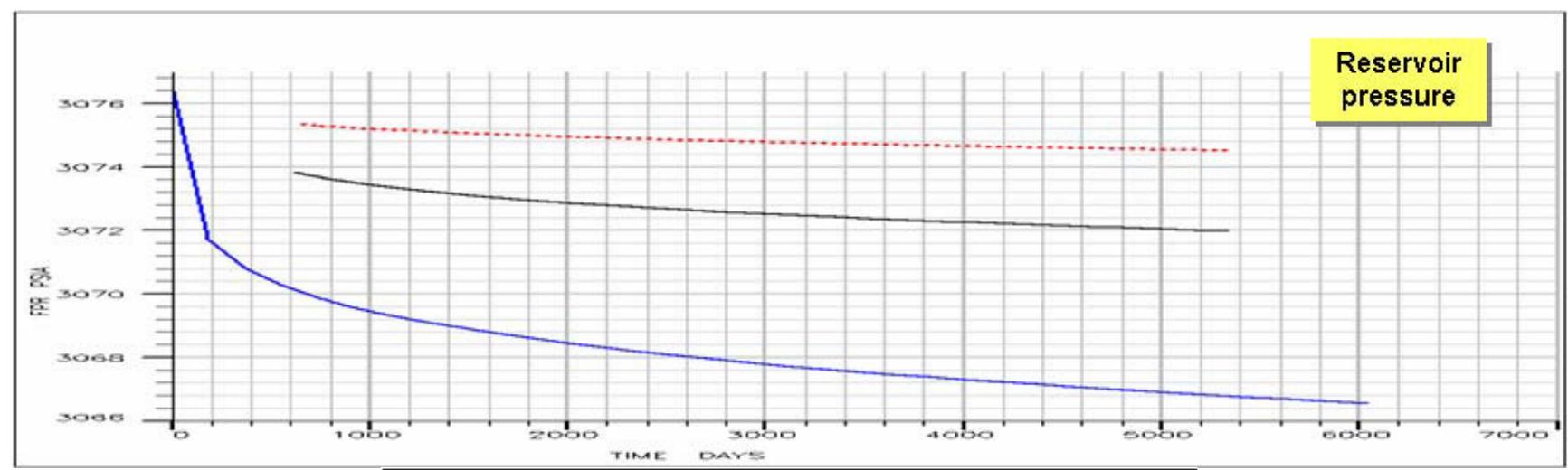


- - - - - Base case (Current conditions)
- Sidetrack of 360' length, LRAT= 4000 stb/d
- Horizontal well of 618' length since the beginning of production, LRAT=8000 stb/d

# EUR

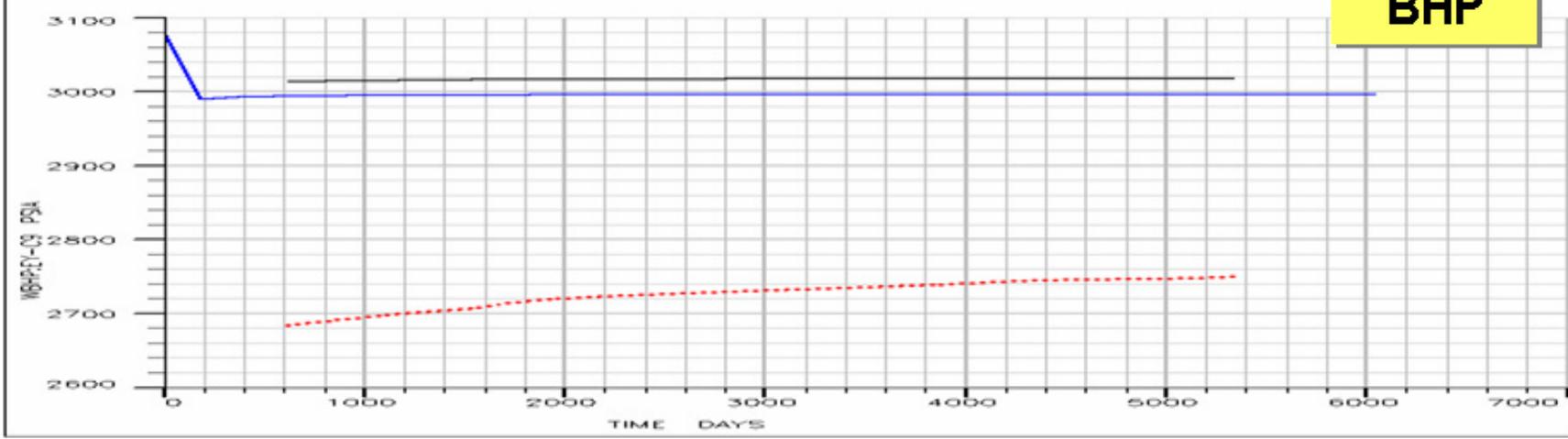


# Reservoir pressure

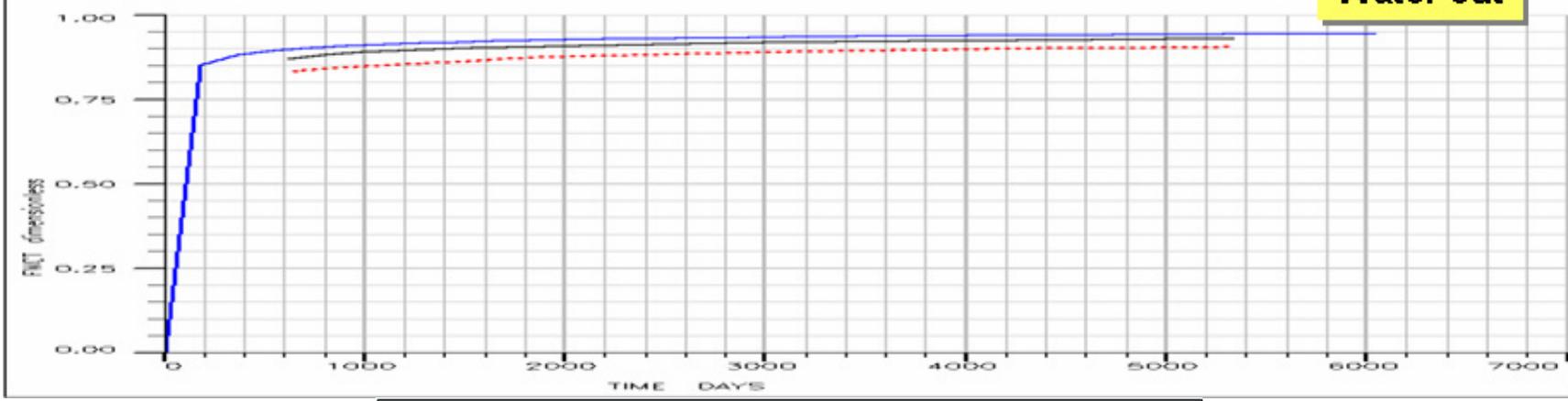


- Base case (Current conditions)
- Sidetrack of 360' length, LRAT= 4000 stb/d
- Horizontal well of 618' length since the beginning of production, LRAT=8000 stb/d

# BHP

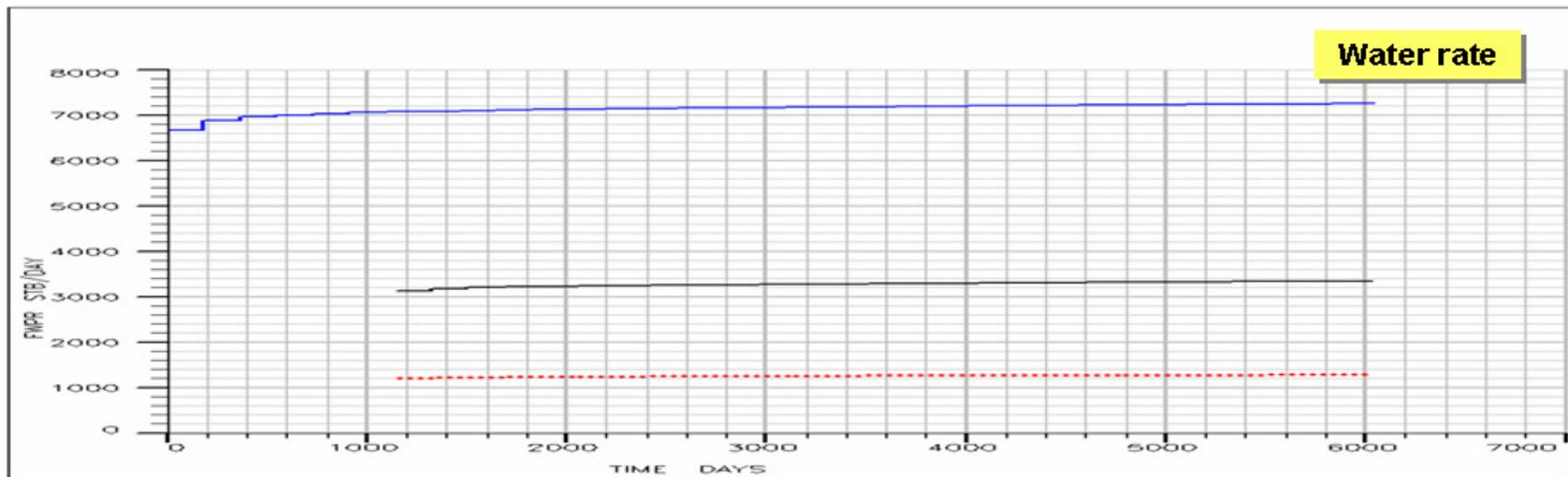
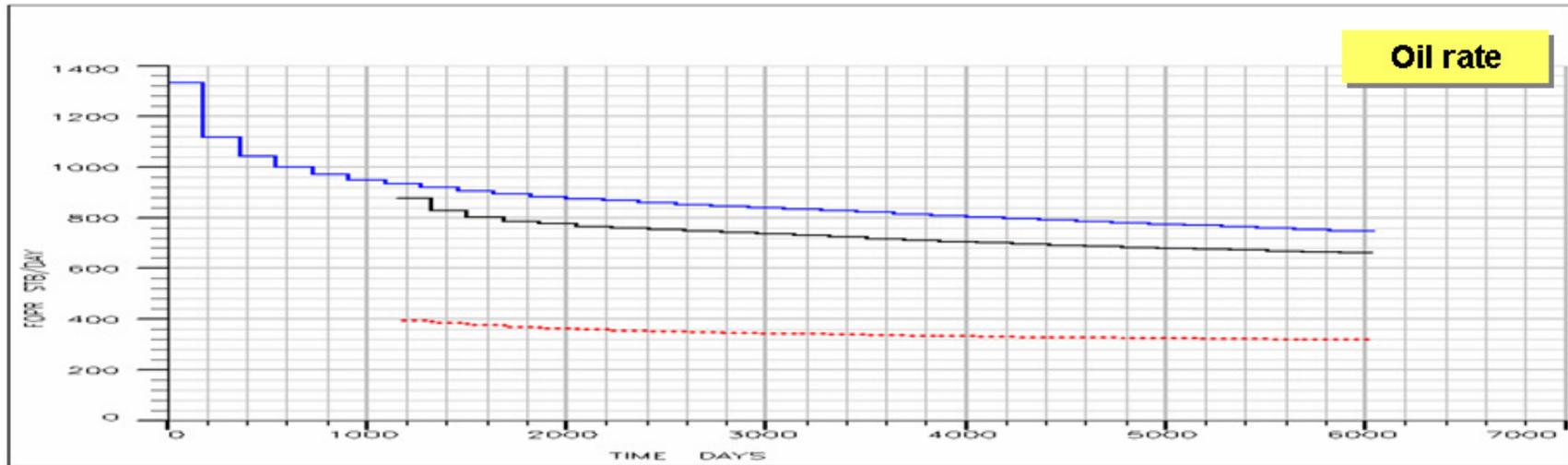


# Water cut

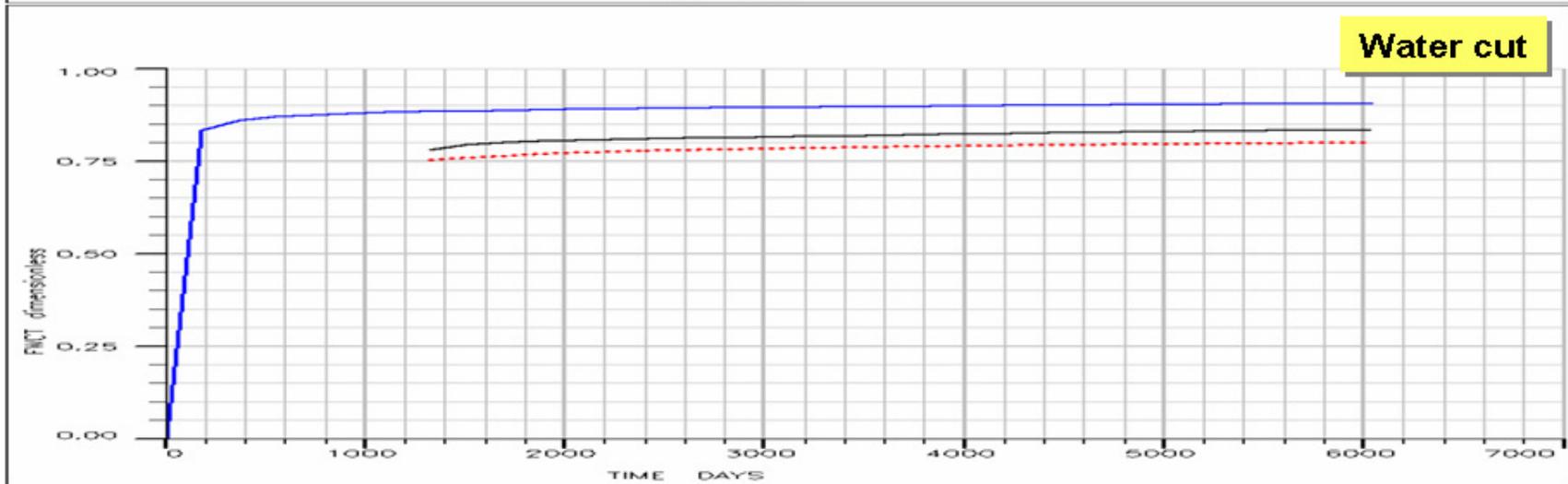
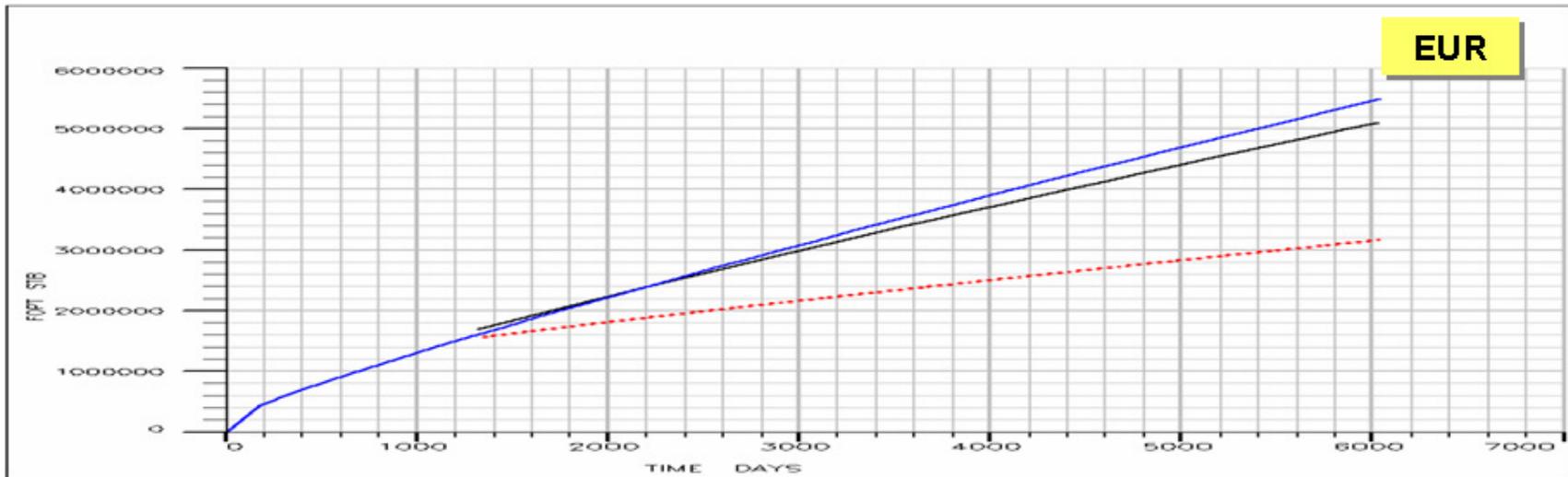


- Base case (Current conditions)
- Sidetrack of 360' length, LRAT= 4000 stb/d
- Horizontal well of 618' length since the beginning of production, LRAT=8000 stb/d

## SIDETRACK Y POZO HORIZONTAL POZO "C"



- Base case (Current conditions)
- Sidetrack of 360' length, LRAT= 4000 stb/d
- Horizontal well of 618' length since the beginning of production, LRAT=8000 stb/d

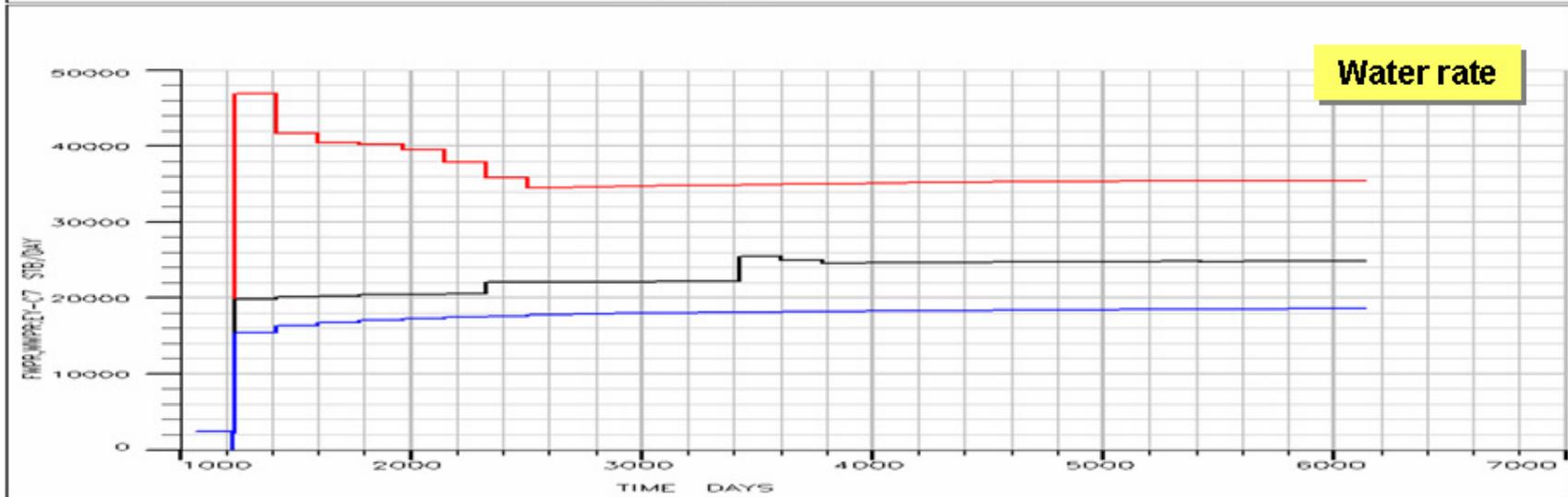
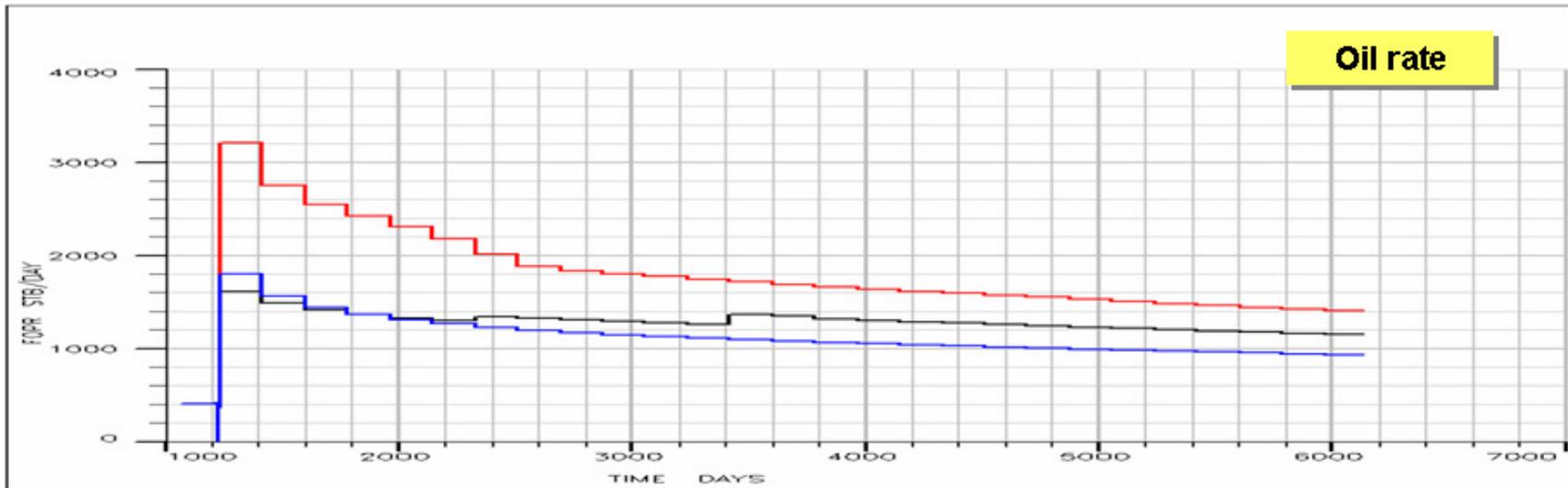


- Base case (Current conditions)
- Sidetrack of 360' length, LRAT= 4000 stb/d
- Horizontal well of 618' length since the beginning of production, LRAT=8000 stb/d

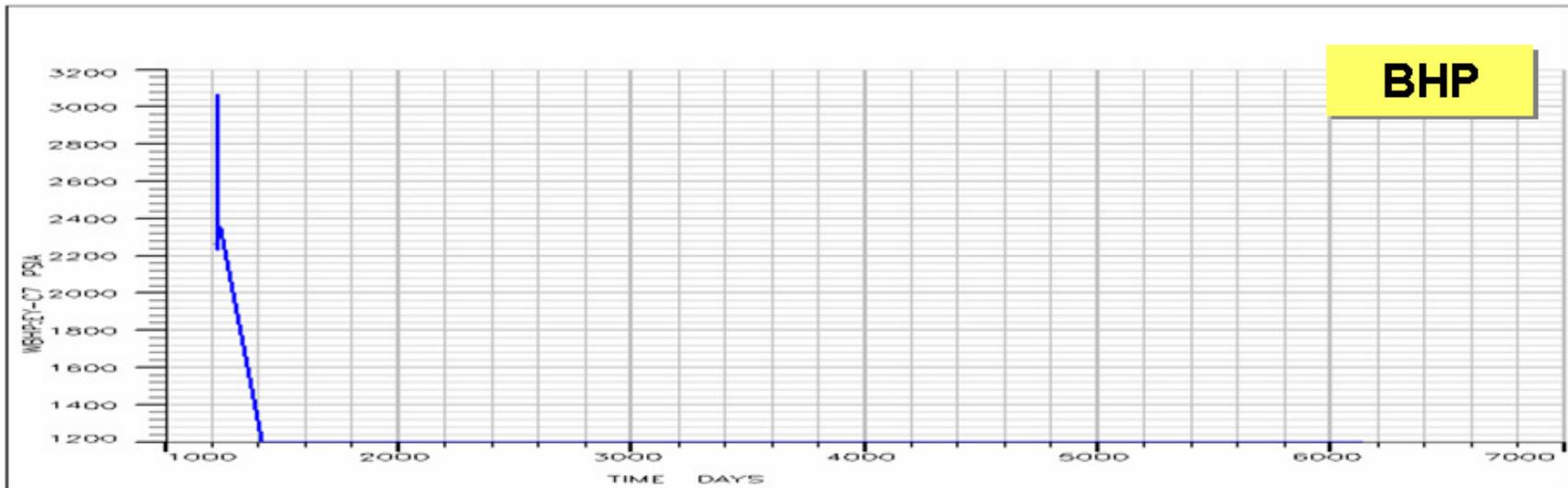
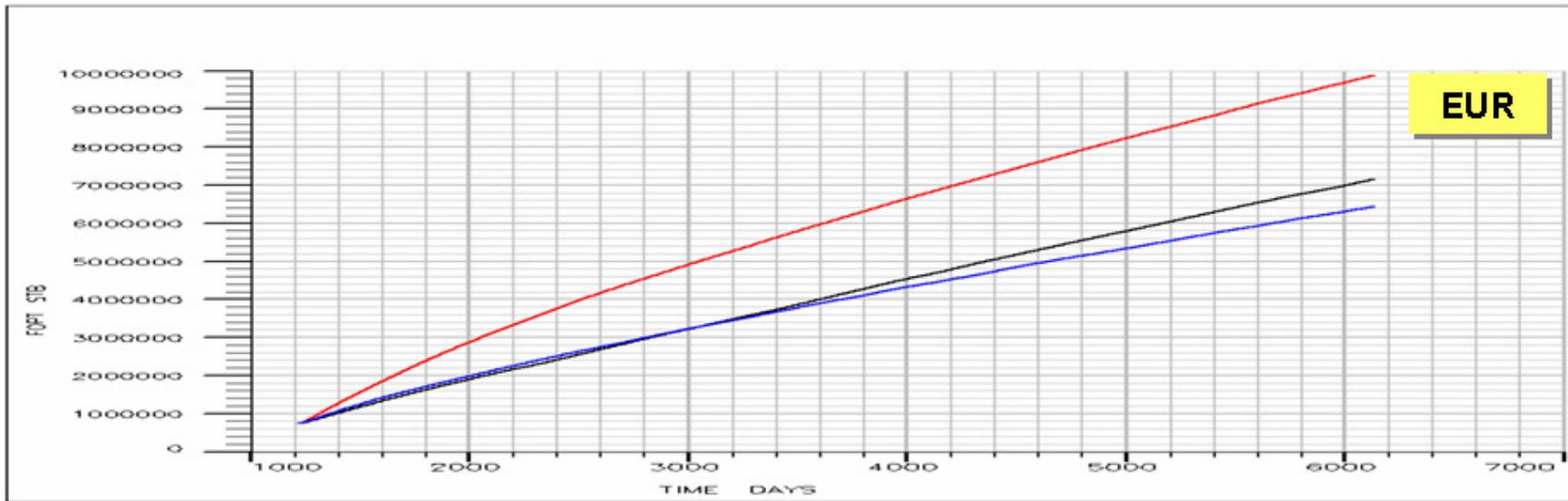
## **ANEXO 5**

**GRÁFICOS DE EUR - BHP – CORTE DE AGUA – TASA DE PETRÓLEO – TASA DE AGUA –  
PRESIÓN DE RESERVORIO VERSUS TIEMPO  
PARA LOS MEJORES CASOS OBTENIDOS PARA LOS  
POZOS A – B – C**

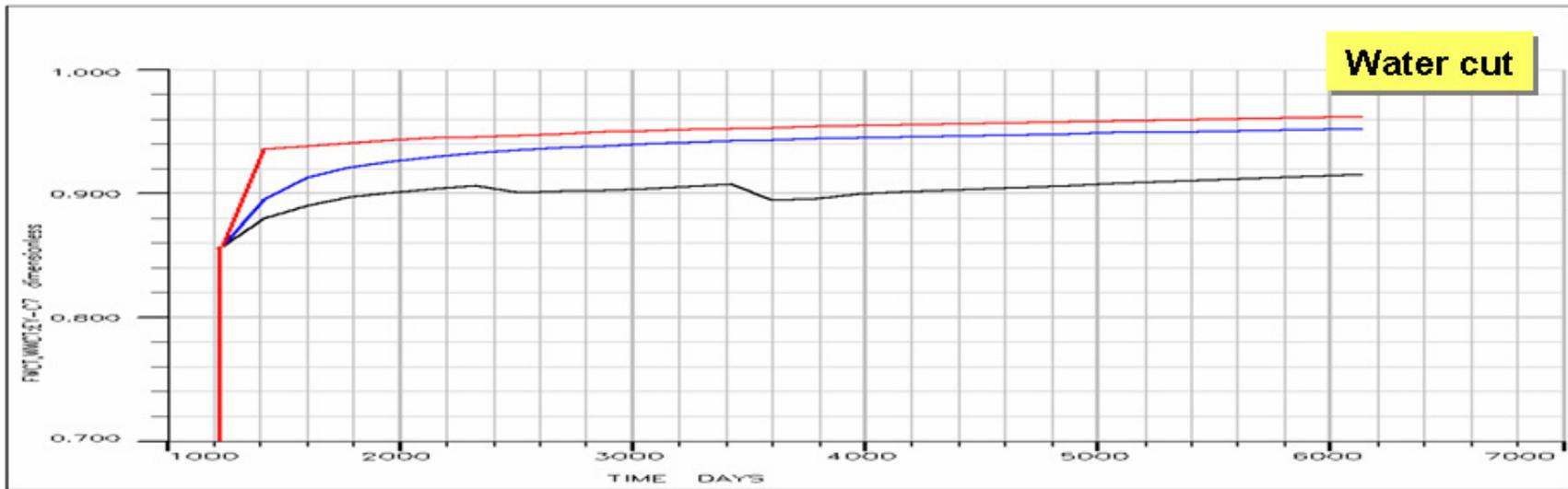
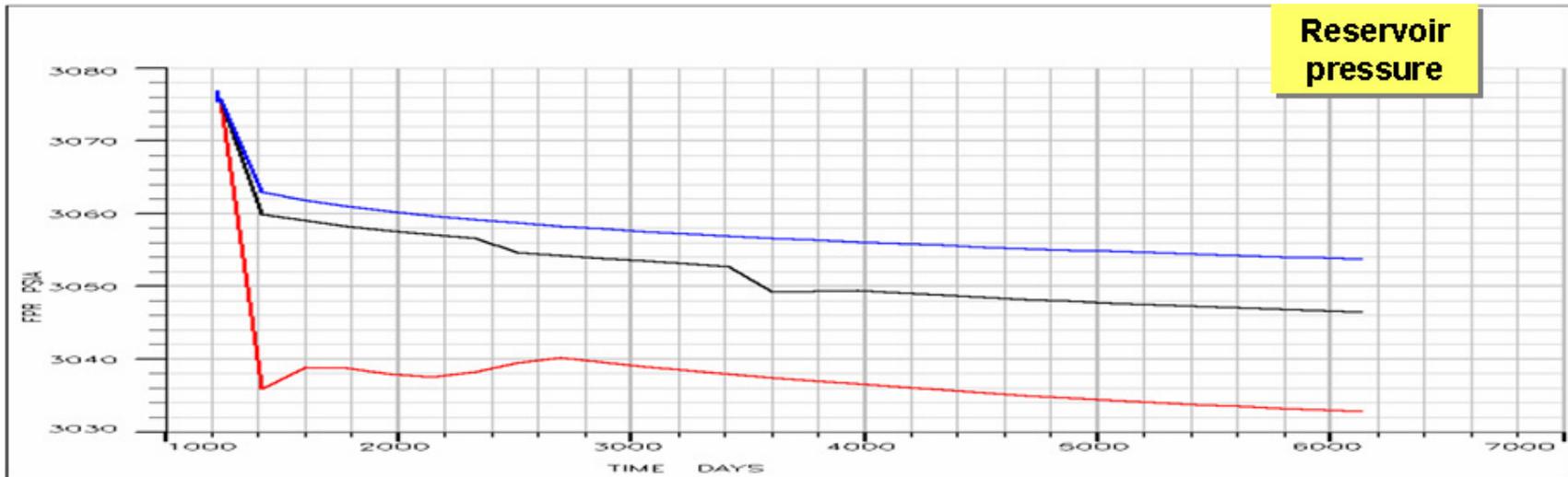
## MEJORES CASOS POZO "A"



- Perforated 100% interval of pay zone and 10' below OWC, MinBHP=1200#
- PA(Perforated 38%,BHPmin=1200#), PAA (LRAT= 8000,10000,..., 18000stb/d)
- Upper:Perforated 78% (35') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

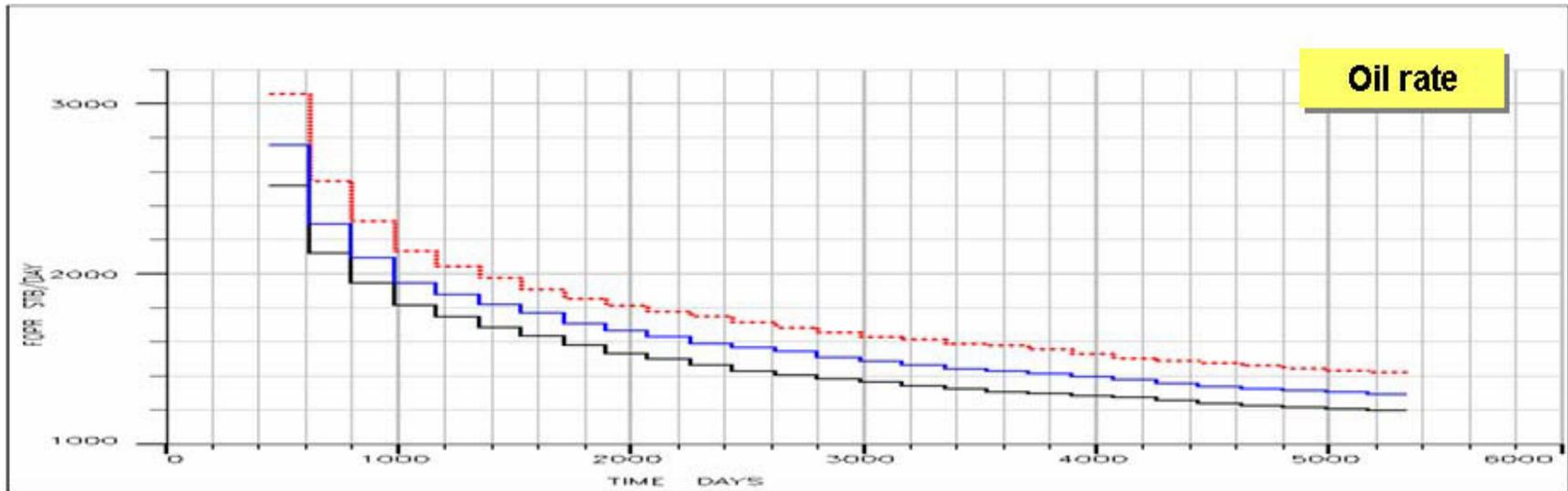


- Perforated 100% interval of pay zone and 10' below OWC, MinBHP=1200#
- PA(Perforated 38%,BHPmin=1200#), PAA (LRAT= 8000,10000,..., 18000stb/d)
- Upper:Perforated 78% (35') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

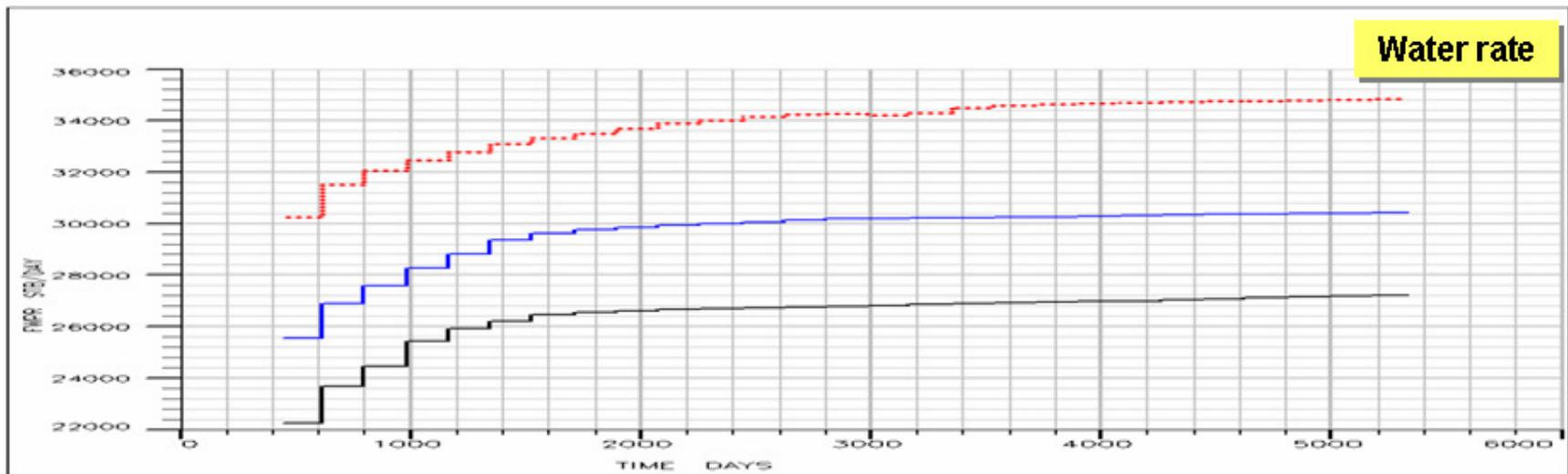


- Perforated 100% interval of pay zone and 10' below OWC, MinBHP=1200#
- PA(Perforated 38%,BHPmin=1200#), PAA ( LRAT= 8000,10000,..., 18000stb/d)
- Upper:Perforated 78% (35') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=20000 stb/d – 10'below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

## MEJORES CASOS POZO "B"



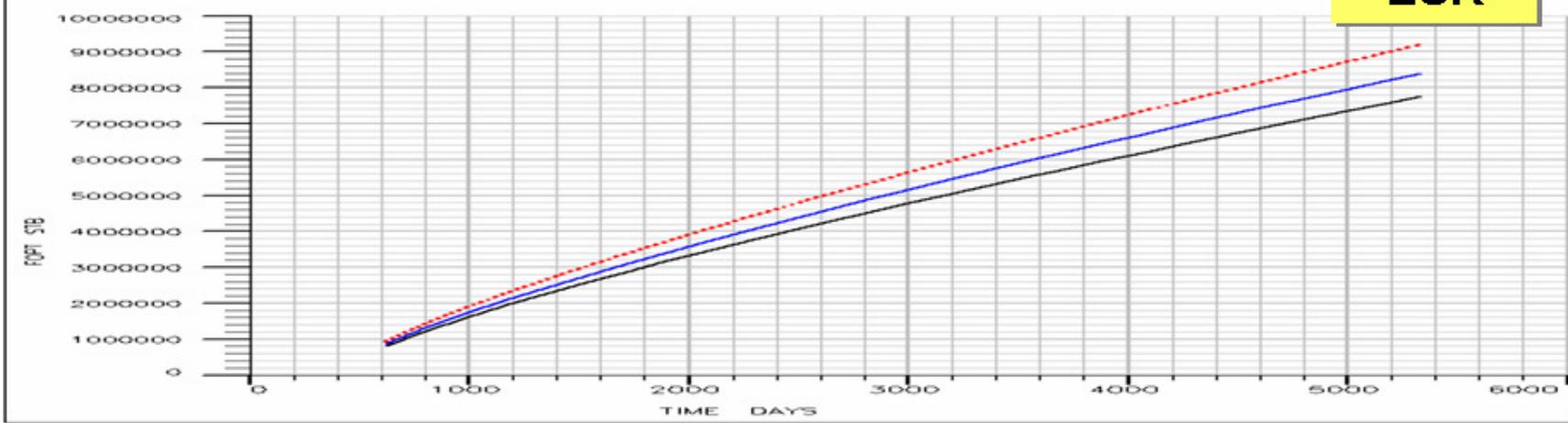
Oil rate



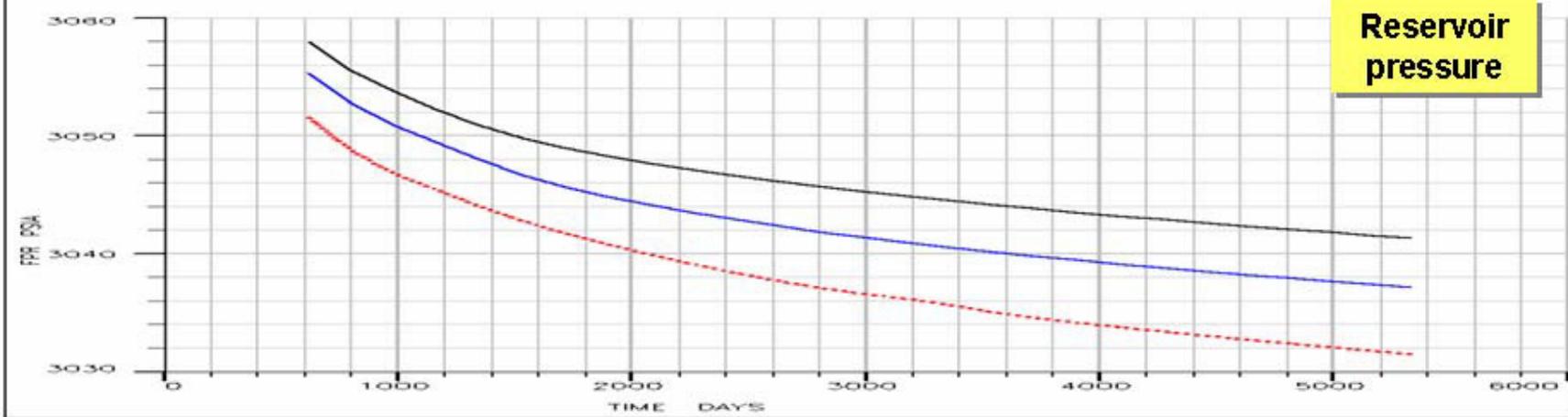
Water rate

- Perforated 100% interval of pay zone (47') and 10' below OWC, MinBHP=1200#
- Perforated 91% interval of pay zone (39'), MinBHP=1200#
- PB(Perforated 75%,BHPmin=1200#), PBB(LRAT=8000stb/d, 10' below OWC)

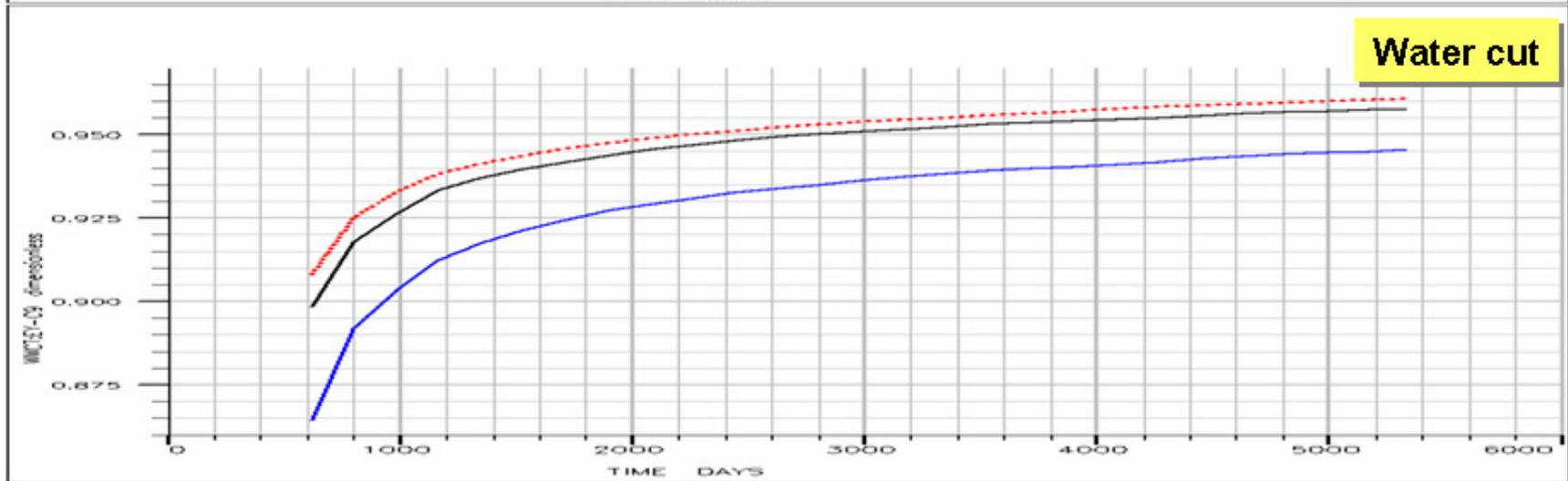
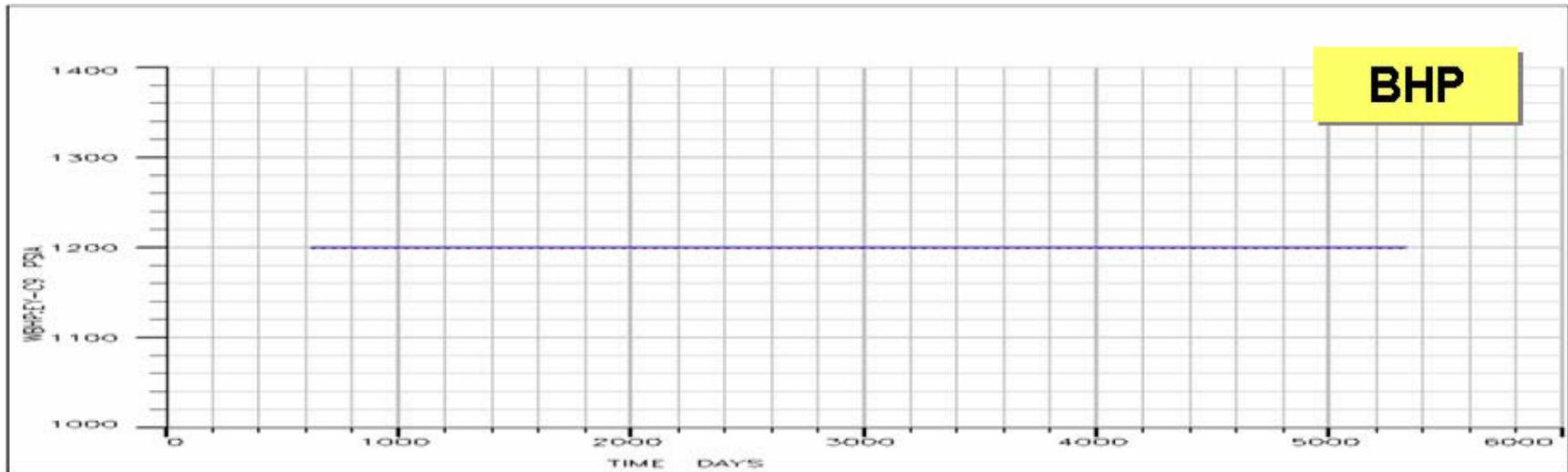
EUR



Reservoir pressure

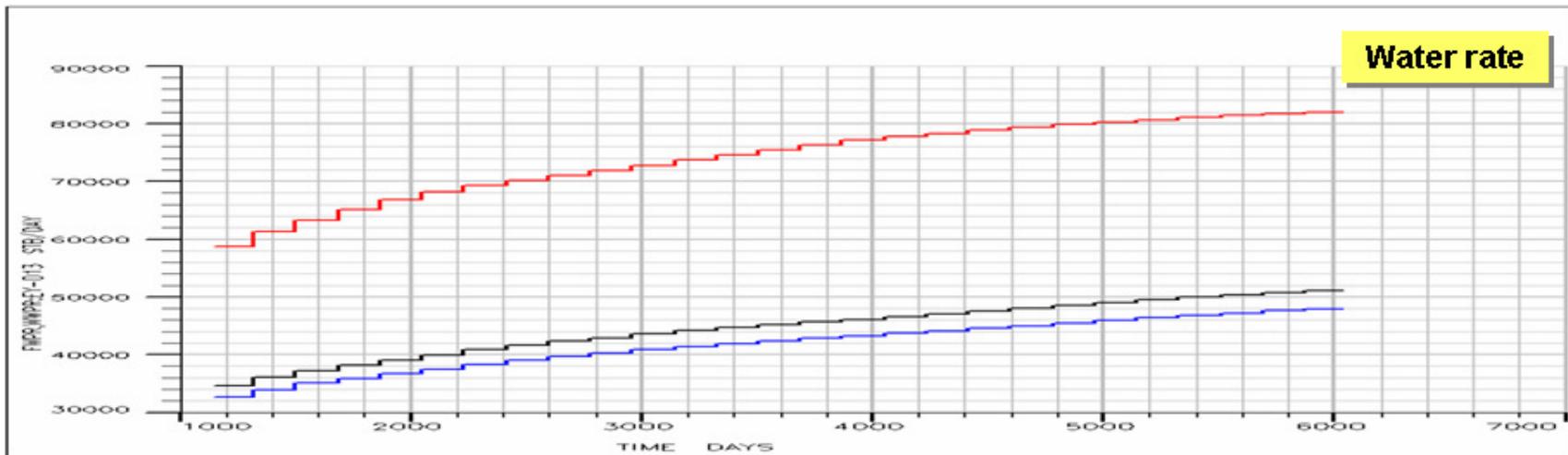
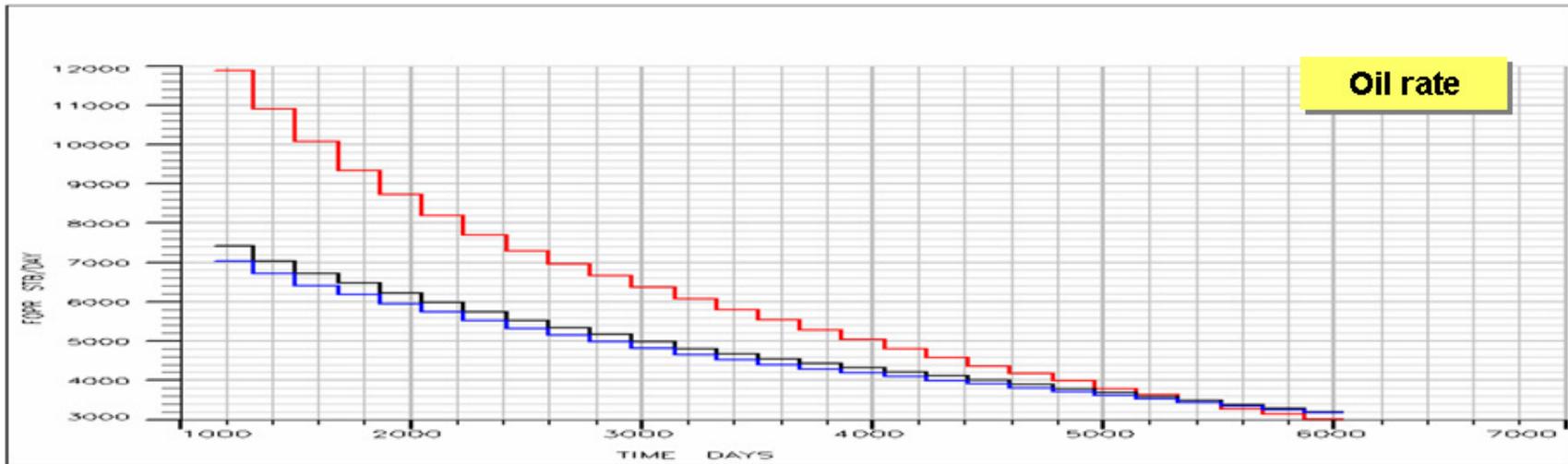


- Perforated 100% interval of pay zone (47') and 10' below OWC, MinBHP=1200#
- Perforated 91% interval of pay zone (39'), MinBHP=1200#
- PB(Perforated 75%,BHPmin=1200#), PBB(LRAT=8000stb/d, 10' below OWC)

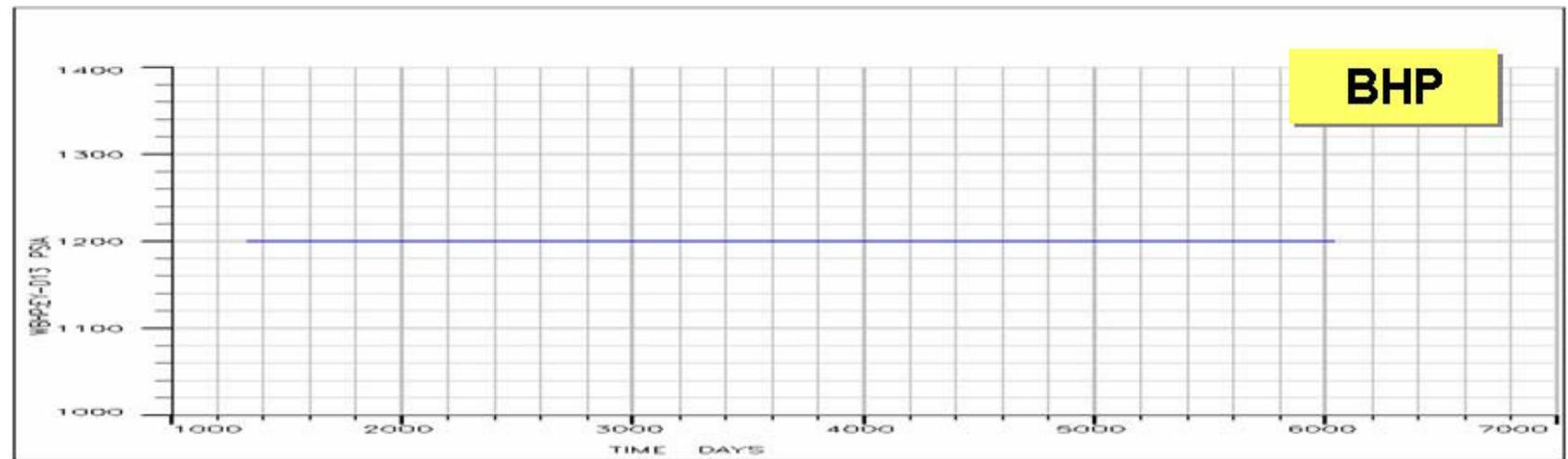
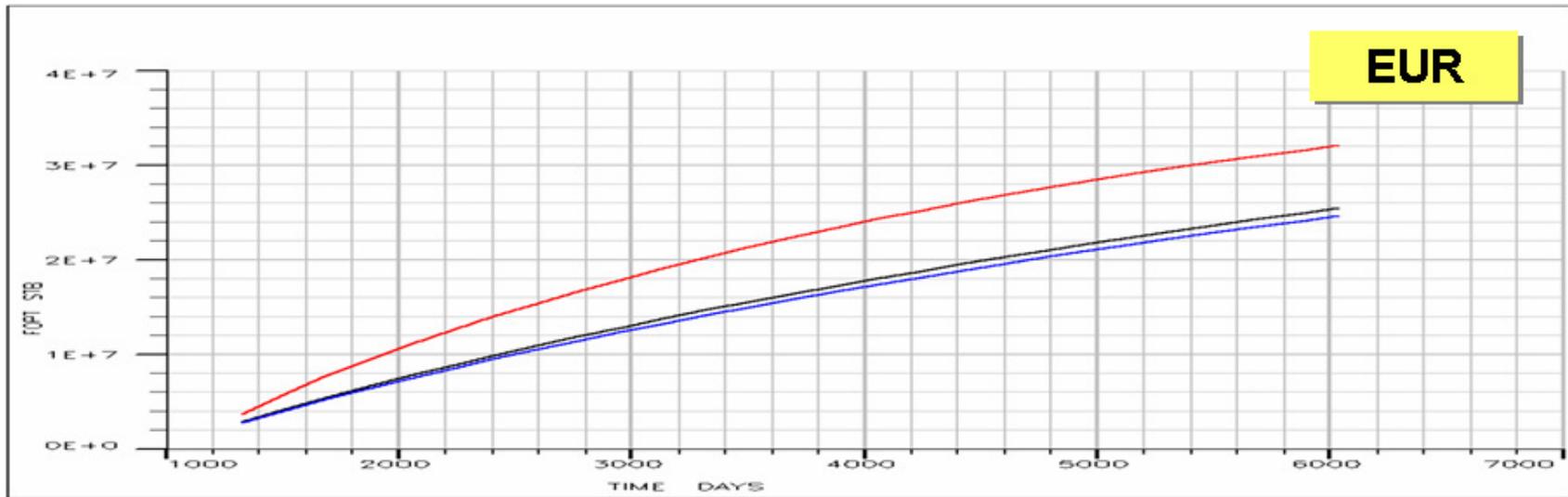


- Perforated 100% interval of pay zone (47') and 10' below OWC, MinBHP=1200#
- Perforated 91% interval of pay zone (39'), MinBHP=1200#
- PB(Perforated 75%,BHPmin=1200#), PBB(LRAT=8000stb/d, 10' below OWC)

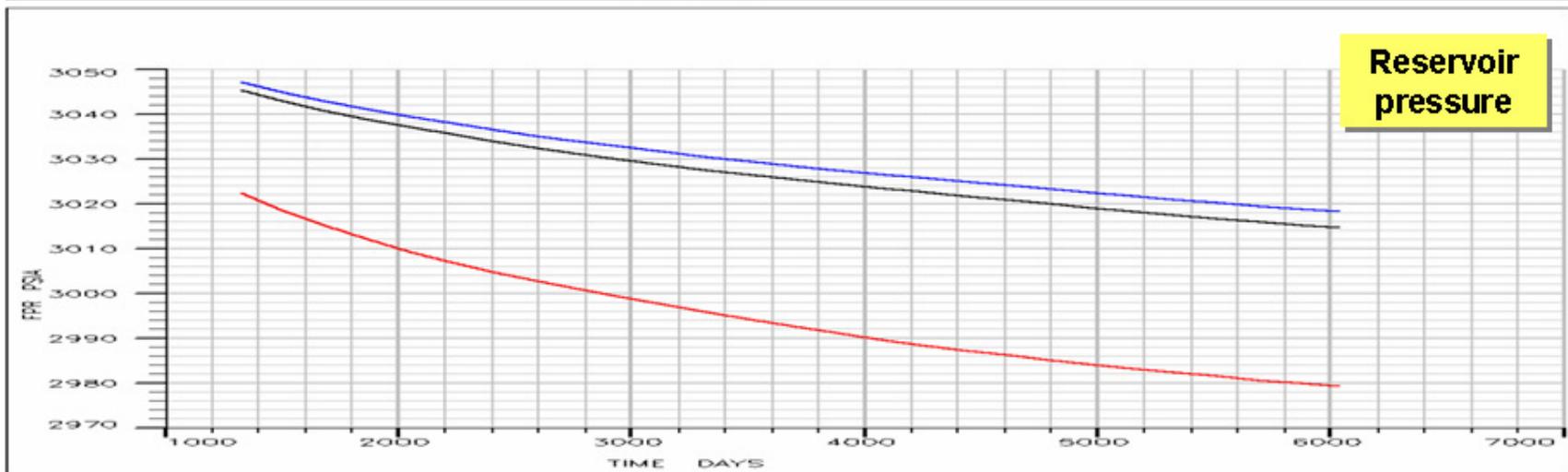
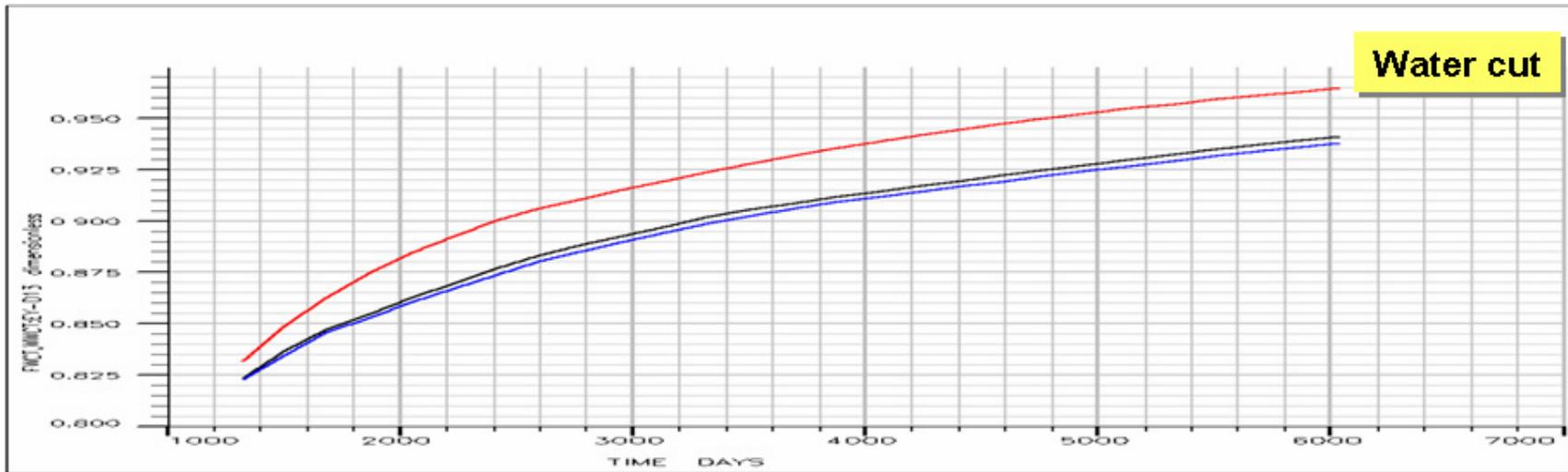
## MEJORES CASOS POZO "C"



- Perforated 100% interval of pay zone and 10' below OWC, MinBHP=1200#
- Perforated 77% interval of pay zone, MinBHP=1200#
- Upper: Perforated 77% (47') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=20000 stb/d – 10' below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'



- Perforated 100% interval of pay zone and 10' below OWC, MinBHP=1200#
- Perforated 77% interval of pay zone, MinBHP=1200#
- Upper: Perforated 77% (47') MinBHP=1200#, Middle: LRAT=20000 stb/d – 10' below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'



- Perforated 100% interval of pay zone and 10' below OWC, MinBHP=1200#
- Perforated 77% interval of pay zone, MinBHP=1200#
- Upper: Perforated 77% (47') MinBHP=1200# , Middle: LRAT=20000 stb/d - 10' below OWC, Aquifer: LRAT=20000, 10'

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. CRAFT B. C & HAWKINS F., Applied petroleum reservoir engineering, Prentice Hall, 1959.
2. HORNE R., Modern Well Test Analysis, Second Edition, Petroway, 2000.
3. DYKE K., Fundamentals of Petroleum, Fourth Edition, University of Texas at Austin, 1997.
4. DRESSER ATLAS, Well Logging and Interpretation Techniques, Dresser Industries, 1982.

5. BAKER R., A Primer of Oilwell Drilling, Fourth Edition, University of Texas at Austin, 1979.
6. DOHERTY H., The Design Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Volume 11, SPE, 1999.
7. CRAIG F. JR., Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua, Monografía Volumen 3, SPE, 1982.
8. SALAS G., Equipos de Producción de Petróleo, Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela, 1965.
9. SCHLUMBERGER GEOQUEST, Eclipse 100 Reference Manual 98.
10. MALAVÉ K., Apuntes de Producción III, ESPOL, 2006.
11. ROMÁN H., Apuntes de Facilidades de Superficie, ESPOL, 2005.