

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ANÁLISIS TÉCNICO DEL DESARROLLO DE YACIMIENTOS
MEDIANTE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS EN CONJUNTO
EN EL CAMPO ESPOL”**

INFORME DEL PROYECTO INTEGRADOR

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentada por:

Eduardo Marcelo Jaramillo Silva

Jorge Rodrigo Lligüizaca Dávila

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2016

AGRADECIMIENTO

Al Padre Celestial, Dios de amor y bondad.

A mis Padres Jorge Lligüizaca y Teresa Dávila, con su infinito amor, siempre estarán conmigo. A toda mi familia, amigos, a todas aquellas personas que me han ayudado a ser una mejor persona cada día y me han brindado su apoyo incondicional.

Jorge Rodrigo Lligüizaca Dávila

AGRADECIMIENTO

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral y
a todos los profesores que han contribuido en
mi formación académica.

Eduardo Marcelo Jaramillo Silva

DEDICATORIA

A Dios, a mi Padre, que me guía desde el Cielo, eres mi ejemplo a seguir, a mi Amada Madre la bendición más grande que Dios me ha dado, este y todos mis logros son tuyos. A mí querido hermano Cesar, a Jaime Quezada has sido un Padre y Amigo para mí, a mis abuelos que en paz descansan: Roberto Lligüizaca (Papá Roberto), Dolores Crespo (Mamita Lola), Enrique Dávila (Papi Enrique). A mi abuelita Teresa Orozco (Mami Teresita) quien aún me acompaña y pide siempre por su familia en sus oraciones, a mis tíos, a mis primos, a toda mi familia.

Jorge Rodrigo Lligüizaca Dávila

DEDICATORIA

A Dios, a mi familia y todas las personas que formaron parte durante estos cinco años en la universidad.

Eduardo Marcelo Jaramillo Silva

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Kenny Escobar Segovia
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

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

Eduardo Marcelo Jaramillo Silva

Jorge Rodrigo Lligüizaca Dávila

RESUMEN

El presente trabajo detalla un estudio sobre la producción conjunta de yacimientos. El objeto de este estudio es establecer una metodología que permita generar proyectos de explotación de yacimientos bajo este esquema de producción.

Inicialmente se presenta una revisión teórica sobre el esquema de producción propuesto.

Basándose en la bibliografía consultada se propone una metodología para su aplicación en la generación de proyectos de producción en conjunto.

Se establecieron los parámetros de discriminación para la selección de los yacimientos que podrían ser incluidos en una propuesta para un proyecto de producción conjunta, mediante el análisis se verifico que todas las arenas productoras cumplían con los criterios establecidos

Se determinaron los pozos disponibles para el desarrollo de los yacimientos candidatos y se seleccionó al pozo ESPOL 14 para realizar el estudio.

En este pozo se aplicó la metodología propuesta para determinar el comportamiento de influjo (IPR) del conjunto, para la cual se desarrolló una

hoja de cálculo que nos permitió generar esta curva basándose en los IPRs de las arenas individualmente y de ciertas consideraciones para evitar los problemas de Crossflow. Posteriormente se realiza el análisis total para el sistema contrastando la producción sencilla con la producción en conjunto

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	VIII
ÍNDICE GENERAL	X
ABREVIATURAS.....	XIII
SIMBOLOGÍA.....	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XVIII
CAPÍTULO 1	1
1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO ESPOL Y SUS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	1
1.1. Planteamiento del problema	1
1.2. Descripción del campo ESPOL	3
1.3. Caracterización del campo ESPOL	3
CAPÍTULO 2	15
2. FUNDAMENTOS DE LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS EN CONJUNTO	15
2.1. Fundamentos teóricos de producción de pozos de petróleo	15
2.2. Crossflow (Flujo cruzado)	21

2.3. Definición e importancia de la producción de yacimientos en conjunto	22
2.4. Ventajas de la producción conjunta de yacimientos.....	23
2.5. Situaciones adversas a la producción conjunta.....	26
2.6. Clasificación de los sistemas para producción simultánea de yacimientos en conjunto	31
2.7. Regulaciones legales.....	34
2.8. Métodos de completación.....	35
CAPÍTULO 3	39
3. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DESARROLLO DE UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS EN CONJUNTO ...	39
3.1. Análisis individual de comportamiento de yacimientos.....	42
3.2. Construcción de las curvas de comportamiento de flujo individuales	43
3.3. Construcción de la curva IPR en conjunto.....	44
3.4. Análisis Nodal del Sistema.	47
3.5. Descripción del procedimiento para una hoja de cálculo	48
CAPÍTULO 4	53
4. ANÁLISIS DE DEL DESARROLLO DEL YACIMIENTO MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS EN CONJUNTO	53

4.1. Selección de pozos candidatos y sus yacimientos potenciales.....	53
4.2. Comportamiento de producción por yacimiento	55
4.3. Análisis de declinación	59
4.4. Comportamiento de curvas de flujo individuales	62
4.5. Construcción de IPR en conjunto	63
4.6. Determinación de la tasa total y análisis del comportamiento de la arena T inferior y del conjunto	65
4.7. Análisis comparativo del sistema de la arena T inferior y del conjunto 66	
CAPÍTULO 5	68
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
5.1. Conclusiones	68
5.2. Recomendaciones	71

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute
Bbl	Barriles a condiciones de superficie
Bf	Barriles de fluidos
Bfpd	Barriles de fluidos por día
Bpd	Barriles por día
Bppd	Barriles de petróleo por día
Cp	Centipoise
Ft	Pie
G	Gradiente
GE	Gravedad Específica
GOR	Gas Oil Relation
Gx	Gradiente de fluido
IP	Índice de Productividad
IPR	Inflow Performance Relationship
Pb	Punto de burbuja
POES	Petróleo original in situ
Psep	Presión del separador
PSI	Libra por pulgada cuadrada
Pwf	Presión de fondo fluyente
Pwfai	Presión de la arena inferior
Pwfas	Presión de la arena superior
Pws	Presión estática de fondo
Rb	Barriles a condiciones de yacimiento
Re	Radio exterior
Rw	Radio del pozo
Scf	Standar cubic feet
Sg	Saturación de gas
So	Saturación de petróleo
Sw	Saturación de agua
Swi	Saturación de agua inicial
WC	Corte de agua

SIMBOLOGÍA

°F	Grados fahrenheit
K	Permeabilidad
Krg	Permeabilidad relativa del gas
Np	Producción acumulada de petróleo
Ø	Porosidad
Qb	Tasa de producción al punto de burbuja
Qf	Tasa de producción de fluidos
Qip	Tasa determinada mediante ecuación de IP lineal
Qmáx	Tasa de producción máxima
Qo	Tasa de producción de petróleo
Qv	Tasa determinada por la ecuación de Vogel
Qw	Tasa de producción de agua
Bo	Factor volumétrico del petróleo
Boi	Factor volumétrico del petróleo inicial
μ	Viscosidad
μo	Viscosidad de petróleo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Columna estratigráfica del campo ESPOL.....	6
Figura 1.2 Producción anual estimada de petróleo del Campo ESPOL.....	14
Figura 2.1 Componentes y perfil de presiones del sistema de producción..	16
Figura 2.2 Curva IPR obtenida por el método de Vogel.....	19
Figura 2.3 Curva IPR compuesta	21
Figura 2.4 Comparación entre Esquemas de Producción Secuencial y Conjunta	24
Figura 2.5 Completación de doble zona con una sarta	37
Figura 2.6 Completación de tres zonas con dos sarta	38
Figura 3.1 Construcción de la IPR Compuesta	45

Figura 3.2 Gráfico representativo de Pws de arenas y Pwf del pozo	50
Figura 4.1 IPR para la arena T inferior	62
Figura 4.2 IPR para la arena U inferior.....	63
Figura 4.3 IPRs de arenas y del conjunto del pozo 14	64
Figura 4.4 Curvas Inflow – outflow del pozo ESPOL 14 (conjunto Ti – Ui) ..	65
Figura 4.5 Curvas inflow – outflow del pozo ESPOL 14 (arena Ti)	66

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Datos Petrofísicos del Campo ESPOL	9
Tabla II Características de los fluidos del Campo ESPOL.....	11
Tabla III Establecimiento de criterios de selección	41
Tabla IV Parámetros para la construcción de las curvas IPR.....	48
Tabla V Parámetros calculados de IPRs individuales	49
Tabla VI Parámetros calculados de IPR del conjunto.....	50
Tabla VII Selección de yacimientos para el campo ESPOL	54
Tabla VIII Información del pozo ESPOL 14	64

INTRODUCCIÓN

Ante la situación económica actual debido al impacto de la caída de los precios del petróleo, surge la necesidad de encontrar maneras más eficientes de explotar nuestras reservas e incluso hacerlas mayores. En campo ESPOL, ubicado en el cantón Francisco de Orellana, provincia de Orellana, muchas de las reservas que tiene este campo no pueden ser aprovechadas por razones económicas, por lo cual actualmente se enfocan esfuerzos a la búsqueda de soluciones que permitan el aprovechamiento de estos recursos, siendo necesario estudiar la posibilidad de producir bajo esquemas no convencionales yacimientos que no serían comerciales de otra forma.

La producción conjunta se define como la práctica de producir varios intervalos o arenas simultáneamente, donde sus aportes se transportaran a superficie a través de una tubería única donde se mezclan los fluidos.

Mediante el estudio bibliográfico se examinó la factibilidad de establecer un método, cuya aplicación ha sido exitosa en campos de otros países, al permitir que los pozos fluyan a tasas económicas a pesar que cada yacimiento sea incapaz de brindar el fluido necesario por sí sólo y acelerar la recuperación de los hidrocarburos. Este esquema de producción es bastante sensible a las características de los yacimientos y los fluidos a producir. Entre los problemas

que se presentan la producción conjunta son las diferencias de presión entre los yacimientos y la incompatibilidad química de los fluidos a producir.

Los problemas que se puedan presentar en un proyecto de producción conjunta pueden tener solución técnica, pero el incremento en costos que ésta genera tiende a eliminar el atractivo económico del proyecto.

Conociendo los beneficios y las situaciones adversas que se pueden presentar, basados en la revisión bibliográfica se establece una metodología que permite el desarrollo de yacimientos bajo este esquema, mediante el cual surge la posibilidad de generar proyectos de producción en conjunto.

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO ESPOL Y SUS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema

1.1.1. Descripción del problema

En el Campo ESPOL la actividad hidrocarburífera se ha realizado durante más de 15 años por lo cual en los últimos años la producción ha ido declinando debido al depletamiento de sus arenas productoras. La producción en conjunto permite aumentar la producción de un pozo de petróleo sin embargo la misma presenta ciertas limitaciones por los problemas de Crossflow, este efecto limita el correcto manejo de los yacimientos. Por lo tanto el manejo correcto en la producción conjunta de yacimientos de petróleo nos permite aumentar la producción evitando los problemas de flujo cruzado.

1.1.2. Objetivos

1.1.2.1. Objetivo general

- Realizar un Análisis Técnico del Desarrollo de Yacimientos mediante producción de yacimientos en conjunto en el Campo ESPOL, para determinar la factibilidad técnica del esquema de producción propuesto.

1.1.2.2. Objetivos específicos

- Reconocer las situaciones adversas a la producción conjunta de yacimientos en el campo ESPOL.
- Proponer una metodología para el desarrollo de un proyecto de producción de yacimientos en conjunto.
- Seleccionar yacimientos potenciales y pozos candidatos mediante la aplicación de consideraciones técnicas.
- Analizar el comportamiento de producción de los yacimientos potenciales del campo ESPOL hasta el año 2012.
- Determinar los cortes de agua, tasas de producción y producción acumulada de petróleo futuras mediante el análisis de las curvas de declinación de los yacimientos potenciales.
- Elaborar una hoja de cálculo que sirva de soporte para la construcción de la curva de IPR del Conjunto.

- Determinar la factibilidad técnica de la producción conjunta y compararlo con la observada en pozos completados de forma sencilla.

1.2. Descripción del campo ESPOL

1.2.1. Ubicación geográfica

Se localiza en el cantón Francisco de Orellana, provincia de Orellana. El área del bloque es aproximadamente de 14050 Ha (140.5 Km²), hasta el año 2012 se encontraban 11 pozos perforados, de los en dos se realizaron side track (Jara Romero, 2012).

1.3. Caracterización del campo ESPOL

1.3.1. Estratigrafía del campo ESPOL

El campo ESPOL está ubicado en la cuenca sedimentaria que se enmarca en el lineamiento de las cuencas sub-andinas de la cadena montañosa oriental de los Andes, que a la vez corresponden a cuencas sedimentarias del tipo tras-arco que recientemente han sido formadas y estructuradas.

En la columna estratigráfica (ver figura 1.1) se encuentran las principales formaciones petrolíferas existentes en la cuenca Oriente Ecuatoriana, en las

que consecuentemente se encuentran el campo ESPOL. Con referencia a las diferentes formaciones se tiene que:

La formación Hollín (Cretácico Inferior: Albiense, Aptiano) está formada por una serie de areniscas cuarcíticas de tamaño variable que van desde finas a gruesas, blanca, porosa, pobremente estratificada y tiene un espesor de 367 a 375 pies.

La formación Napo (Cretácico: Albiano Inferior a Senoniano) se encuentra sobre la formación Hollín, está formada por lutitas ricas en materia orgánica, calizas bioclásticas y areniscas que han sido depositadas en ambientes fluviales, márgenes marinos y plataformas marino someras durante el cretácico superior (White et al., 1995, 2000). Sin duda es la formación la más importante desde el punto de vista hidrocarburífero para el Ecuador y, a la vez esta formación presenta espesores que varían desde 1224 a 1228 pies.

La formación Tena (Cretácico Superior Maestrichtiense) está formada predominantemente de arcillas, con un número significativo de intercalaciones de areniscas y escasos conglomerados; margas y calizas atenuadas aparecen en menor cantidad. Esta formación resulta de menor importancia petrolera, poca información y por lo tanto muy insegura en las correlaciones. El espesor de esta formación es alrededor de 600 pies.

La formación Tiyuyacu (Paleoceno Superior-Eoceno) es una serie de capas rojas, comprendiendo conglomerados basales gruesos al que sobreyacen areniscas con intercalaciones de lutitas rojas verdosas y grises; cuyo espesor varía de menos 500 pies a más de 1000 pies.

La formación Chalcana comprende una secuencia de capas rojas de una variedad de arcillas rojizas abigarradas con yeso y parece cubrir transversalmente la formación Tiyuyacu. La Ortegua es el equivalente a aguas profundas de la parte inferior de la formación Chalcana (Bristol y Hoffsteter, 1977).

Era	Period	Edad	Grupo	Formación	Miembro	Litología	Descripción Litológica	Producción Petróleo	
MESOZOICO	CRETÁCICO	CENOM. - CAMP. - MAESTRICH.	NAPO	TENA			Arcillas Rojas		
					Arenisca Basal Tena		Arenisca Qz. cem. calcáreo		
					Arenisca "M-1"		Arenisca Qz.		
				Superior	Lut. Napo Sup.		Lutitas grises oscuras y calizas micríticas		
					Caliza "M-1" Marcador L →				
				Medio	Caliza "M-2"				
					Arenisca "M-2"		Arenisca Qz. glauconítica		
					Caliza "A"		Caliza Biomicrítica		
				Inferior	Arenisca "U"	Superior		Arenisca Qz. glauconítica	
						Inferior		Arenisca Qz.	●
					Caliza "B"		Calizas y Lutitas grises oscuras		
				Basal	Arenisca "T"	Superior		Arenisca Qz. glauconítica	
						Inferior		Arenisca Qz. caolinítica	●
					Lut. Napo Basal		Caliza y Lutitas grises oscuras		
					Caliza "C"				
	Areniscas Basales (Hollin Superior)		Arenisca Qz. glauconítica	●					
HOLLIN	Inferior (Principal)		Arenisca Qz.						
PRE-CRETACICO									

Figura 1.1 Columna estratigráfica del campo ESPOL.
Fuente: (Corrales, 2013)

1.3.2. Propiedades petrofísicas

1.3.2.1. Porosidad

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (Zhunio Pacheco, 2014).

Matemáticamente la porosidad expresada en fracción, está dada en la ecuación 1.1.

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} \quad (1.1)$$

La porosidad también puede ser expresada en porcentaje, por ello el resultado de la ecuación 1.1, se debe multiplicar por 100.

1.3.2.2. Permeabilidad

Se define como la capacidad que tiene la roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados (Escobar, 2009).

La permeabilidad del suelo puede aumentar por la existencia de fallas, grietas u otros defectos.

“Para flujo lineal, la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad” (Escobar, 2009, p.27).

Si la roca posee más de un fase (petróleo, agua y gas) en su medio poroso, su capacidad para permitir el flujo de cada una de las mismas a través de dicho medio poroso se define como permeabilidad efectiva. La permeabilidad

efectiva de una fase determinada es menor a la permeabilidad absoluta; y se encuentra en función de la saturación de la misma (Zhunio Pacheco, 2014, p.12).

1.3.2.3. Saturación

La saturación se define como la relación entre el volumen del fluido y el volumen del espacio o medio poroso (Zhunio Pacheco, 2014).

Matemáticamente la saturación en fracción se expresa como en la ecuación 1.2.

$$S = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen del medio poroso}} \quad (1.2)$$

Además la sumar de todas las saturaciones los fluidos existentes en la roca, el resultado debe ser igual a 1, como en la ecuación 1.3.

$$S = S_g + S_o + S_w = 1 \quad (1.3)$$

Tabla I Datos Petrofísicos del Campo ESPO L

Campo	Arena	Porosidad	Permeabilidad	Saturación
		d	(md)	(Swi)
ESPO L	"U" Inferior	0,17	578,6	0,24
	"T" Inferior	0,16	207,9	0,31
	Hollín Superior	0,15	433,6	0,28

Fuente: Modificado de (Zhunio Pacheco, 2014)

1.3.3. Caracterización de los fluidos

1.3.3.1. Grados API

Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API (Schlumberger, 2016).

La fórmula utilizada para obtener este efecto es como en la ecuación 1.4.

$$GE = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ\text{API}} \quad (1.4)$$

1.3.3.2. Viscosidad

Se define como la propiedad de un fluido que ofrece resistencia al movimiento relativo de sus moléculas. Se denota como μ y es usualmente medida en centipoises, cp, (Zhunio Pacheco, 2014).

Según Zhunio Pacheco (2014), los factores que afectan a la viscosidad del petróleo son:

- La composición del petróleo.
- Temperatura
- El gas disuelto
- Presión

1.3.3.3. Factor volumétrico

Se define como el volumen de petróleo (incluido el gas en solución) en el yacimiento requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie (Zhunio Pacheco, 2014), como en la ecuación 1.5.

$$B_o = \frac{r_b}{B_{bl}} \quad (1.5)$$

Los factores volumétricos del petróleo son casi siempre mayores que 1, debido a que el petróleo de la formación usualmente contiene gas disuelto que sale de la solución en el pozo con la caída de presión.

1.3.3.4. Punto de burbuja

Es llamada también presión de saturación o presión en el punto de burbuja. Es la presión en la que comienza a liberarse la primera burbuja de gas del petróleo. Se denota como P_b (Zhunio Pacheco, 2014).

Tabla II Características de los fluidos del Campo ESPOL

Campo	Arenas Productoras	P_b (PSI)	T (°F)	API	β_{oi} (RB/BF)	μ_o (cp)	GOR (SCF/BF)
ESPOL	"U" Inferior	800	200	18	1,112	7	86
	"T" Inferior	600	210	28	1,298	3	168
	Hollín Superior	200	220	27	1,152	4	50

Fuente: Modificado de (Zhunio Pacheco, 2014)

1.3.4. Descripción de reservas

1.3.4.1. Reservas probadas

Las reservas probadas son las cantidades de hidrocarburos considerados por análisis de datos geológicos, que serán recuperables comercialmente bajo las actuales condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales. “Si se emplea el método probabilístico, debe existir al menos un 90 % de probabilidad de que las cantidades a ser recuperadas serán iguales o superiores al estimado” (Zhunio Pacheco, 2014).

1.3.4.2. Reservas probables

Las reservas probables son los volúmenes de hidrocarburos por análisis de datos geológicos con una menor certeza a las reservas probadas, relacionados a reservorios conocidos; recuperables de una manera comercialmente rentable, considerando las condiciones económicas, operacionales y regulaciones gubernamentales actuales; al utilizar métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50 % de que la cantidad a ser recuperada será igual o superior a la suma de las reservas probadas más las probables (Zhunio Pacheco, 2014).

1.3.4.3. Reservas remanentes

Volumen de hidrocarburos que puede ser recuperado del yacimiento (Zhunio Pacheco, 2014). Ver anexo 1.

1.3.5. Características de producción del campo ESPOL

1.3.5.1. Mecanismos de producción

Jara Romero (2012) en su tesis describe los siguientes mecanismos de producción ajustadas para el campo ESPOL.

Napo U Inferior: “Este yacimiento cuenta con un empuje lateral parcial, proveniente del lado noreste de la estructura, hacia el Campo Yuca” (p.19).

Napo T inferior: “Mayor historial en esta capa, presiones de fondo relativamente bajas, permeabilidades y porosidades medias” (p.19).

Hollín Superior: “Con espesores bajos, afectados por la presencia de arcilla y glauconita que altera su resistividad se presenta como un yacimiento de pobre sostenimiento de presión, bajas permeabilidades y porosidades” (p.19).

1.3.5.2. Producción anual de petróleo del campo ESPOL

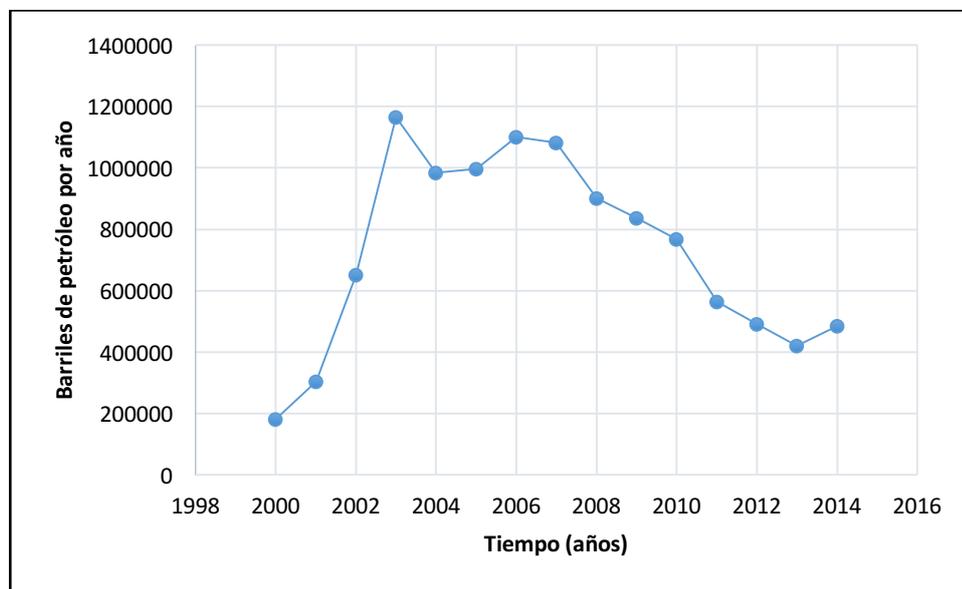


Figura 1.2 Producción anual estimada de petróleo del Campo ESPOL.

Fuente: Modificado de (Zhunio Pacheco, 2014).

En la figura 1.2, se puede apreciar un incremento en la producción desde el año 2000 al 2003, llegando a un punto máximo de 1200000 bbls de petróleo aproximadamente. En el año 2004 declina la producción cerca de los 1000000 bbls de petróleo.

Desde el año 2004 al 2006, la producción de petróleo vuelve a subir alrededor de los 1500000 bbls. A partir del año 2006 hasta el 2013 se observa claramente una disminución en la producción, alcanzando el punto más bajo, alrededor de 400000 bbls de petróleo.

CAPÍTULO 2

2. FUNDAMENTOS DE LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS EN CONJUNTO

2.1. Fundamentos teóricos de producción de pozos de petróleo

2.1.1. Sistema de producción

La producción de un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo, atravesando una serie de componentes, tales como: el pozo y su completación, cabezal del pozo, líneas de flujo, separador, entre otros. Cada uno de estos componentes, forman parte de lo que se conoce como Sistema de Producción (Maggiolo, 2008).

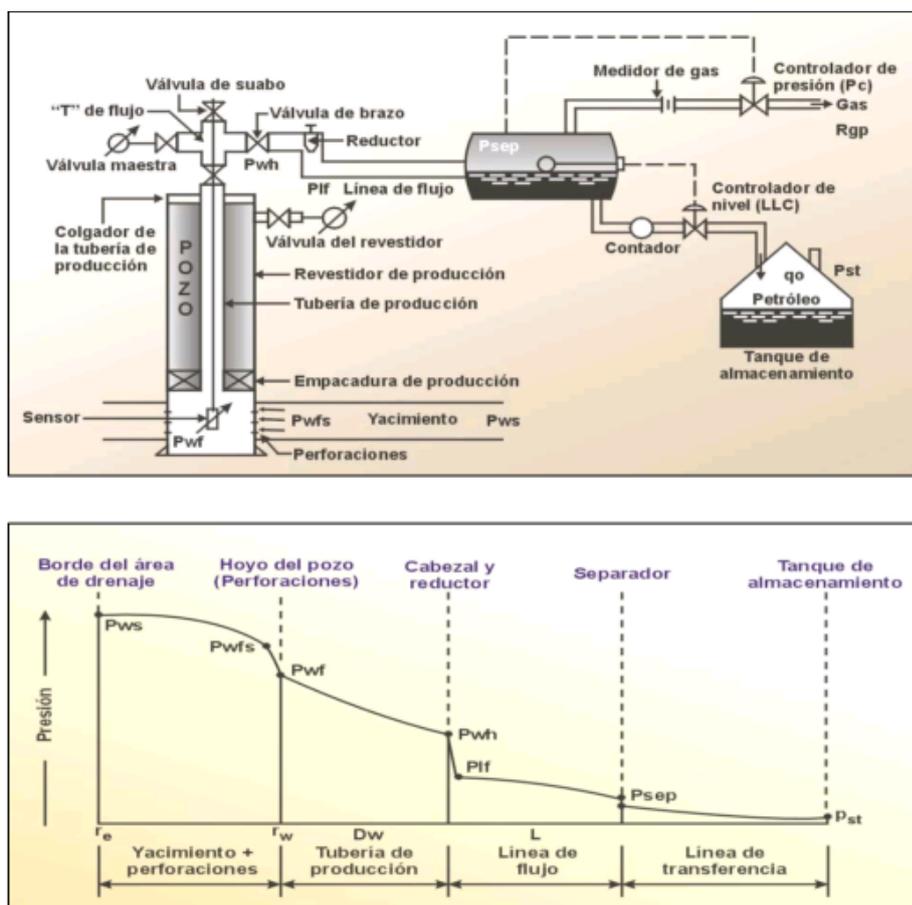


Figura 2.1 Componentes y perfil de presiones del sistema de producción.
Fuente: (Maggiolo, 2008)

Existe una presión inicial de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento, P_{ws} , y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo, P_{sep} . La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del caudal de flujo transportado en el componente, esto puede observarse en la figura 2.1 (Jaramillo Ortiz, 2011).

2.1.2. Análisis nodal

El análisis nodal de un sistema, permite determinar el comportamiento de un pozo productor de hidrocarburos. Consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, caudal de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento (Carvajal Zambrano, Tapia Falconí, & Barragán Chang, 2012).

2.1.3. Curva IPR (Inflow Performance Relationship)

Es la relación entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo (P_{wf}). La IPR representa la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva, dicha capacidad disminuye a través del tiempo por distintos factores como el depletamiento de la presión debido a la producción de fluidos, la reducción de la permeabilidad en la cercanías del pozo y por el aumento de la viscosidad del crudo en la medida en que se vaporizan sus fracciones livianas (Jaramillo Ortiz, 2011).

2.1.4. Índice de productividad

Jaramillo Ortiz (2011) indica en su tesis que el primer intento para construir una curva IPR resultó de la suposición de que esta tenía un comportamiento

lineal, el mismo que se da cuando la presión esta sobre la presión de burbuja o punto de burbuja. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP) y la ecuación que la define es:

$$IP = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.1)$$

2.1.5. Método de Vogel

Vogel, J.V (1968) en su trabajo para estimar curvas IPR para yacimientos saturados (presión por debajo del punto de burbuja) basándose en las ecuaciones presentadas por Weller para yacimientos que producen por gas en solución, obtiene una curva adimensional (ver figura 2.2). Válida para cualquier estado de agotamiento después que el yacimiento se encontraba saturado sin usar información de la saturación de gas y permeabilidad relativa de gas (K_{rg}). Como resultado de su trabajo Vogel publicó la siguiente ecuación considerando flujo bifásico en el yacimiento:

$$\frac{Q}{Q_{\max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.2)$$

La solución encontrada ha sido ampliamente usada en la predicción de curvas IPR cuando existen dos fases (líquido y gas) y trabaja razonablemente según Vogel para pozos con porcentajes de agua hasta 30% (Jaramillo Ortiz, 2011).

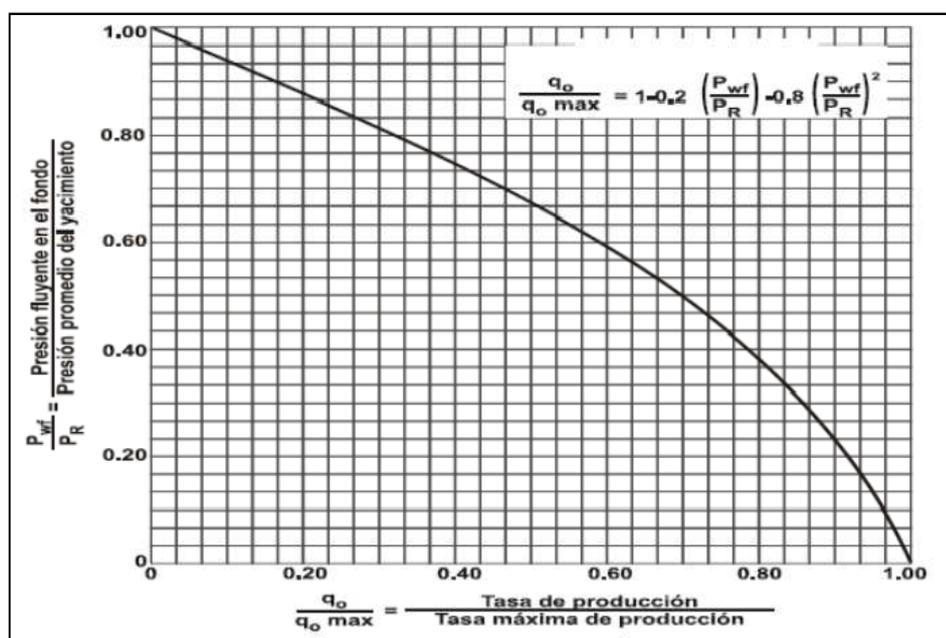


Figura 2.2 Curva IPR obtenida por el método de Vogel.

Fuente: (Maggiolo, 2008)

2.1.6. Curva IPR compuesta

La IPR compuesta, es una combinación de índices de productividad. La cual está basada en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja; y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza el IPR de Vogel (ver figura 2.2). Este método se emplea particularmente cuando la presión de reservorio está por encima de la presión de burbuja y la presión dinámica de fondo está por debajo; para la construcción de la curva IPR se emplea el siguiente método:

- Cuando la presión dinámica de fondo es mayor a la presión de burbuja
Se emplea la ecuación 2.1.
- Cuando la presión dinámica de fondo es menor a la presión de burbuja
se emplea la siguiente ecuación:

$$Q = \left(Q_b + \left(\frac{IP * P_b}{1.8} \right) \right) \left(1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_{ws}} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right) \quad (2.3)$$

Dónde:

$$Q_b = (P_{ws} - P_b) * IP \quad (2.4)$$

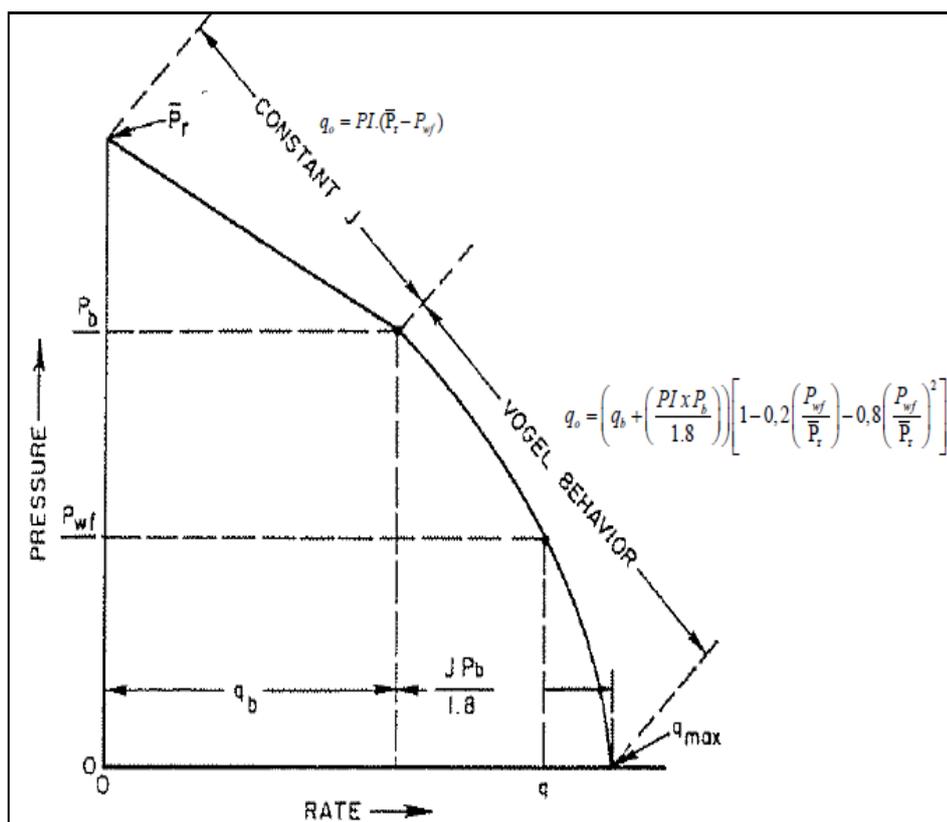


Figura 2.3 Curva IPR compuesta.
Fuente: (Maggiolo, 2008)

2.2. Crossflow (Flujo cruzado)

Se denomina crossflow o flujo cruzado, cuando existen varias zonas productoras que se comunican con el pozo, donde puede suceder que la presión de una de las zonas origine un incremento en la presión de fondo y se

ocasiona un contra flujo en una de las arenas que tengan menor presión (Galavís Borden, 2002).

Este fenómeno puede ser ocasionado cuando ambas zonas productoras se conectan por medio de fallas permeables o pozos con cementaciones mal realizadas que permiten el cruce de fluidos entre el cemento y la pared del hoyo.

El crossflow puede ocasionar tasas de producción bajas, debido a que cierta cantidad de fluidos no llega a superficie, sino que se introduce en una arena de baja presión, ocurriendo también pérdida de reservas si ésta arena no es capaz de producirlos nuevamente. Por estos motivos, el crossflow es una condición arriesgada para la producción conjunta de yacimientos, donde se concurre al uso de las mejores técnicas de completación.

2.3. Definición e importancia de la producción de yacimientos en conjunto

Galavís Borden (2002) señala que la producción de yacimientos en conjunto, es la habilidad de producir paralelamente distintas arenas por medio de un solo pozo, implicando la mezcla de diferentes fluidos dentro de la tubería de producción, así como también distintas presiones y mecanismos de producción.

La importancia de poner en práctica la producción conjunta de yacimientos, es la de proporcionar una manera de incrementar la tasa de producción de los campos, además de mantenerse sobre los niveles mínimos económicos recomendables, aun cuando las arenas por separado no sean capaces de suministrar dicha tasa. Así mismo, al producir las arenas en conjunto, se logrará una tasa de producción económicamente viable para la recuperación de reservas.

Se han realizado estudios previos en cuanto a la producción de yacimientos en conjunto. En el libro Principles of Oil Well Production de Nind (1964) trata de yacimientos estratificados, donde el autor pone el ejemplo de tres estratos de diferente permeabilidad, presión y tasas de producción, con el fin de establecer que el IPR compuesto de ese yacimiento es la suma de las tres curvas IPRs de cada uno de los estratos. Cabe recalcar que en este ejemplo, no se considera las distancias de cada estrato ni el crossflow. Por otro lado es su paper de propuso una metodología para generar una curva IPR compuesta, donde se toman en cuenta las caídas de presión.

2.4. Ventajas de la producción conjunta de yacimientos

Las ventajas de la producción conjunta de yacimientos surgen a partir de alargar la vida útil de los pozos al disminuir la tasa de abandono, además de la capacidad de producir tasas rentables con diferenciales de presión bajos.

Otras ventajas de la producción conjunta, se las puede manifestar mediante un caso sintético de la producción de tres yacimientos que Galavís Borden (2002) propone en su trabajo de desarrollo de yacimientos marginales mediante producción conjunta, ese caso representa la producción secuencial de los yacimientos.

En la figura 2.4 , se observa que para la producción secuencial, la curva celeste representa el perfil de la tasa contra el tiempo, mientras que la curva verde representa el perfil de la producción acumulada. La producción en conjunto está figurada por la curva café y negra, que representan el acumulado y la tasa respectivamente. La recta de color rojo, fija un valor de 50 barriles diarios, este representa la tasa mínima económica.

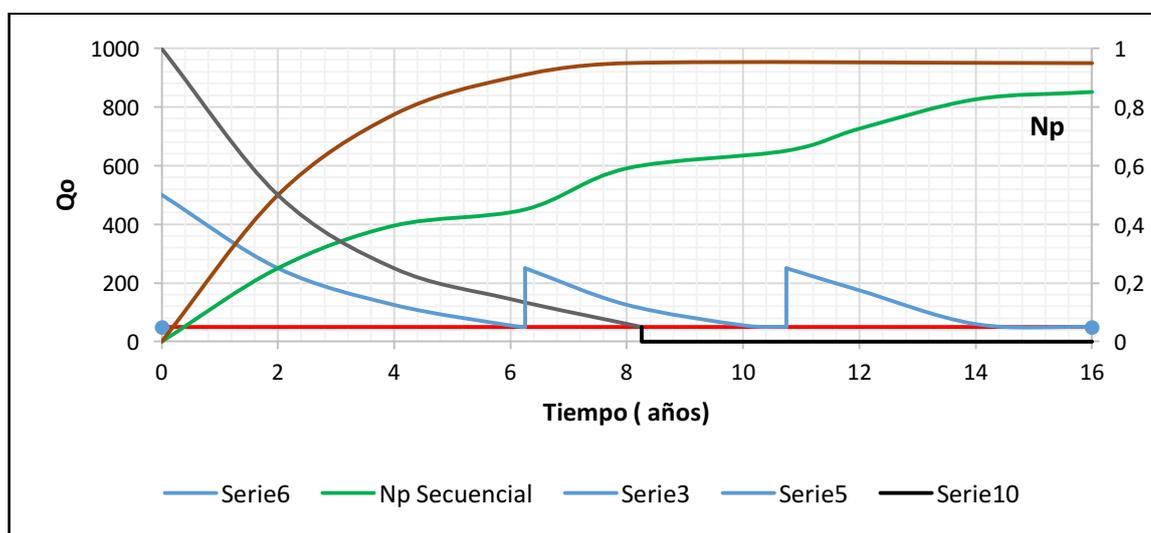


Figura 2.4 Comparación entre Esquemas de Producción Secuencial y Conjunta
Fuente: Modificado de (Galavís Borden, 2002)

Se puede visualizar que mediante la producción conjunta de yacimientos tenemos las siguientes ventajas:

A mayores tasas iniciales, implica el aumento de la productividad del pozo.

En el trazado de producción secuencial se producirían aproximadamente 850 mil barriles en 15 años, mientras que al producir de manera conjunta se podría recuperar alrededor de 950 mil barriles en solo 8 años, es decir, un 11.76% más, esto se traduce en el aumento del valor de petróleo neto.

- Al permitir producir las arenas a menores tasas de abandono, provoca un aumento en las reservas. Galavís Borden (2002) en su trabajo observó que el incremento porcentual en las reservas tiende al infinito conforme las tasas iniciales de las arenas se acercan a la tasa mínima económica.
- Si llegase a suceder un inconveniente que forzase a abandonar el pozo a los 8 años, mediante la producción secuencial solo se hubiese rescatado 575 mil barriles, mientras para la producción conjunta se obtuviese 950 mil barriles, es decir, hubiera una pérdida del 32.4 % de las reservas del caso base. En otras palabras, la producción conjunta de yacimientos mitiga los riesgos de pérdidas de reservas debido a fallas mecánicas gracias a un recobro acelerado.

- Al poseer un diferencial de presión reducido, disminuye los riesgos de producción de arena.
- Mediante la producción de intervalos que posean fluidos más livianos, se puede reducir la presión de fondo fluyente.
- Aumenta el tiempo de invasión del agua y del gas, ya que al producir a tasas muy pequeñas, los frentes de avances tanto del agua como la del gas tienen la posibilidad de equilibrarse, así se impide que se fraccione el frente y se produzcan los llamados “dedos” que pueden taponar la entrada al pozo, al llegar de forma anticipada.

2.5. Situaciones adversas a la producción conjunta

Existen escenarios en la cual la producción de yacimientos en conjunto no es la principal elección. Galavís Borden (2002) describe algunas situaciones adversas, en la cual técnicamente tienen solución, pero los gastos que se producirían serían muy elevados, por ende podría poner en riesgo la viabilidad económica del proyecto.

2.5.1. Sistemas compuestos por yacimientos de fluidos químicamente incompatibles

Si bien los fluidos pueden ser bastantes diferentes, es altamente ansiado que sea compatibles. Ciertas mezclas de fluidos pueden resultar en la precipitación

de asfáltenos o escamas que provocan en la mayoría de veces obstáculos en las tuberías y en las formaciones productoras disminuyendo su permeabilidad, lo que conlleva a la disminución de la producción. Esto puede llevar a la reducción de la vida del pozo y a elevados costos en trabajos de reacondicionamiento.

Es fundamental entonces el análisis de cada uno de los fluidos que van a estar relacionados para garantizar el buen desarrollo del pozo sin necesidad de recurrir a tratamiento químicos.

2.5.2. Producción conjunta de zonas que presenten diferencias de potencial

Para cerciorar que la presión en la formación sea mayor o igual a la presión de la tubería a esa profundidad, las diferencias de presión entre las formaciones tienen que ser analizadas a través de curvas de gradiente fluyente y estático, para así evitar que exista la posibilidad de flujo cruzado.

En caso de que las formaciones no admitan fluido de una manera fácil, en campo se permite una tasa de inyección considerablemente despreciable. Para zonas fracturadas, el flujo cruzado puede ser significativo, para tratar este inconveniente, se lo puede lograr de dos formas:

- Colocar válvulas de un solo sentido, para evitar que el flujo entre a la formación.
- Para un levantamiento artificial, es necesario asegurar que las presiones de fondo fluyente sean menores a las presiones de formación.

2.5.3. Zonas que producen con grandes diferencias en Grado API, GOR y cortes de agua

Grado API

El aumento del peso de la columna pueden ser causados por la agregación de fluidos más pesados, las cuales pueden ser por:

- Crudos con alto grado API.
- Excesiva cantidad de agua en el flujo.
- Producción de zonas con mínimo GOR.

GOR (Gas Oil Relationship)

Considerando que la alta producción de GOR en una zona, provoca que disminuya el peso de la columna de fluidos, pero se debe tomar en cuenta que la diferencia de velocidades entre las fases gaseosas y líquidas puede aumentar las pérdidas de presión ocasionado por fricción, esto conllevaría al incremento de la presión de fondo fluyente. Hay que considerar también que las tasas altas y bajas de producción de GOR , provoca la acumulación de fluidos en el fondo, ya que la densidad del gas es mucho menor que la del petróleo, haciendo que el gas se desplace más rápido y el petróleo se quede en el fondo.

Cortes de agua

Los altos cortes de agua o de GOR pueden derivar en la disminución de la saturación de petróleo, induciendo una caída de permeabilidad efectiva, provocando así una disminución en la producción.

2.5.4. Zonas productoras muy distantes

Es necesario recalcar que las caídas de presión en la tubería son proporcionales a la distancia que circula el fluido, ya que, debido a los efectos gravitacionales, obliga que las presiones en las zonas inferiores deban ser

altas para contribuir fluidos suficientes para el empleo del esquema de la producción de yacimientos conjunta.

Las distancias de las zonas productoras pueden influir en el diseño de los sistemas de levantamientos que se podrían utilizar. Por ejemplo si se diseña un sistema para que la zona superior produzca de una manera eficiente, se podría desprestigiar el diferencial de presión en la zona inferior. Caso contrario, para que la zona inferior pueda ser favorecida por el sistema de levantamiento, la presión de fondo de la zona superior deberá ser baja, por lo que podría causar un avance apresurado de gas o agua, además de problemas de producción de arena.

Las soluciones para tratar de disminuir este problema serían:

- Disminuir la viscosidad para reducir las caídas de presión por fricción, utilizando la inyección de diluentes o vapor.
- Controlar la tasa de producción para evitar las caídas de presión por turbulencia.
- Analizar la capacidad del sistema de levantamiento favorable en el proyecto.

2.6. Clasificación de los sistemas para producción simultánea de yacimientos en conjunto

Galavís Borden (2002) clasifica los sistemas para producción simultánea de yacimientos en conjunto según los componentes del sistema y según su objetivo.

2.6.1. Clasificación según los componentes del sistema

- Zonas con los mismos fluidos (gas, petróleo y agua), presiones y mecanismos de producción, además de las manifestaciones geológicas, debido a su conexión vertical, sea ésta por erosión o coalescencia. En este escenario se deben unificar las arenas como un solo yacimiento, pero no cumpliría con el esquema de una producción de yacimientos conjunta. Sin embargo, cada zona puede comportarse de una manera diferente, ya sea en la producción o inclusive en cortes de agua diferente. En estos casos es vital el control de cada zona, por ello en las completaciones se debe observar el aislamiento de cada zona. Las arenas se producen en conjunto hasta que una de ellas presente una producción de agua superior a la provista, ya que causaría una caída en la producción.
- Zonas independientes mezcladas en la cara de la formación con diferentes presiones, permitiendo el crossflow. En este escenario, se

puede presentar el crossflow durante el tiempo de cierre o durante la producción a ciertas presiones de fondo, de acuerdo a las propiedades de cada arena. El crossflow puede ser considerado insignificante al cambiar las condiciones del pozo, es decir, al abrir la producción o al reducir la presión de fondo si el pozo ya está fluyendo.

- Zonas independientes con mezcla de fluidos en el pozo sin permitir el crossflow. Se hace necesario el control, debido que no se desprecia la tasa de crossflow que podría ocasionar daño en la formación por la precipitación de asfáltenos o escamas. En este escenario se puede requerir el uso de tratamientos químicos inhibidores para tratar los obstáculos que se generen en la tubería.
- Zonas independientes simultáneamente con mezcla de fluidos en la superficie. Este tipo de escenario constituye el uso de completaciones con varias sartas de tubería, como son las completaciones dobles que producen por el anular y el liner. A pesar de que las arenas son producidos simultáneamente por un solo pozo, el uso de dos sartas de tuberías, se podría pensar que se tratara de la producción de dos pozos que se comunican en una sola línea de producción.

2.6.2. Clasificación del sistema según su objetivo

Aceleración de la producción

Mediante la producción de yacimientos conjunta, se busca producir en menor tiempo las reservas. Las zonas independientes con producción simultánea, con mezcla de fluidos en superficie, sería un ejemplo para este objetivo.

Incremento de reservas.

La producción conjunta es aplicable para yacimientos maduros o marginales que tienen un volumen de hidrocarburos no recuperable, por motivos económicos, por ejemplo tasas demasiado bajas para sustentar el pozo. El incremento de reservas se logra:

- Mediante el aumento del factor de recobro, debido a una disminución de la tasa de abandono determinada para cada yacimiento.
- Mediante el retardo del tiempo de irrupción del gas o agua, ya que al producir menos tasas, el barrido se hace más eficiente evitando la conificación.

El sistema para este tipo de objetivo, es aquel, en la que la mezcla ocurre frente la formación.

Disminución de presiones de fondo

Para que este objetivo sea posible, es mediante la producción de yacimientos de gas y petróleo, ya que un flujo controlado de gas disminuya el peso de la columna de fluidos, por lo tanto reduzca el gradiente del pozo.

2.7. Regulaciones legales

Es fundamental conocer las regulaciones legales que impiden o permiten la aplicación de la producción conjunta de yacimientos.

Actualmente la ley vigente que regula todas las actividades hidrocarburíferas en Ecuador, es la Ley de Hidrocarburos, en el cual la Secretaría de Hidrocarburos (SHE) es el ente que se encarga de hacerla cumplir.

La Ley de Hidrocarburos mediante la SHE (2011), expresa en el artículo 30 sobre la terminación múltiple “En caso de haber más de un yacimiento productivo y que sea conveniente explotarlo simultáneamente, los pozos deberán tener terminación múltiple y equiparse de manera que garanticen la producción separada e independiente de los yacimientos, y la realización de trabajos de mantenimiento”. Además en el artículo 32 menciona sobre la explotación de yacimientos “Todo yacimiento de petróleo o gas natural, se explotará individualmente y sus pozos deberán ser terminados, mantenidos y

operados de acuerdo con las características de cada yacimiento en particular”. Entonces según la ley, se impide la producción conjunta de yacimiento, pero esto se puede revertir presentando una justificación técnica para su aprobación, tal como el artículo 32 también lo dice.

En caso de existir dos o más yacimientos con características diferentes y si su explotación separada resulta antieconómica, la Dirección Nacional de Hidrocarburos autorizará su explotación simultánea, para lo cual PETROECUADOR o la contratista, según el caso, presentará los justificativos técnicos y económicos correspondientes.

2.8. Métodos de completación

Los métodos de completación varían de acuerdo:

- A la clasificación del sistema.
- A la complejidad técnica.
- Al costo.

Completación múltiple

El Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED, 1997), en su manual de Completación y Reacondicionamiento de Pozos, define a una completación

múltiple como aquella que tiene como propósito, poner a producir dos o más arenas diferentes en un mismo pozo, sin que se mezclen los fluidos. Además describe estos tipos de completaciones:

Completación de doble zona con una sarta.

Según Galavís Borden (2002), estas completaciones dispone de un juego de empacaduras con el objetivo de aislar el espacio anular, además de una camisa deslizante en cada arena que permite aislar la tubería de producción en caso de presentarse la necesidad de cerrar alguna zona. La arena más baja puede ser aislada mediante un acoplamiento entre un nipple y un tapón. Una desventaja es que esta completación no evita el crossflow cuando las arenas están abiertas, y solo permite cerrar o abrir los horizontes individuales, el cual no brinda el control del flujo de cada intervalo. Esta completación permite el paso de herramientas, aunque el peso de los fluidos puede ocasionar que estas floten y no se pueda realizar una operación.

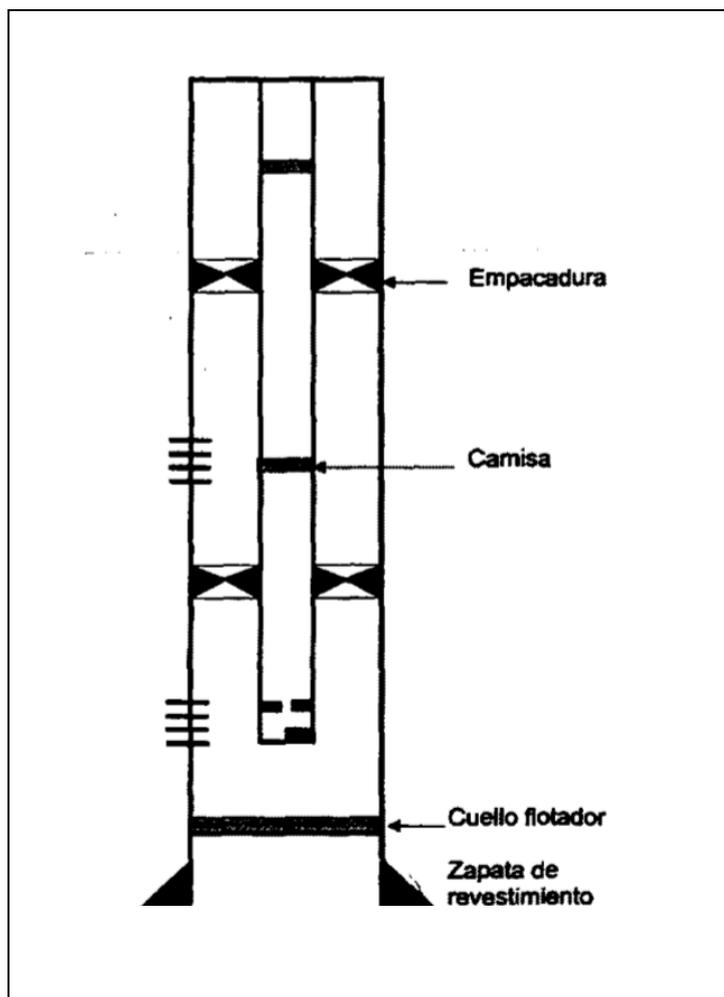


Figura 2.5 Completación de doble zona con una sarta
Fuente: (CIED, 1997)

Completación de dos zonas con dos sargas.

Esta completación usa dos tuberías de producción y dos empacaduras, una simple, que usualmente es de tipo permanente y una dual hidráulica, que puede ser convencional o de asentamiento selectivo. Cualquiera de las zonas puede ser ajustada para producir por levantamiento artificial (CIED, 1997).

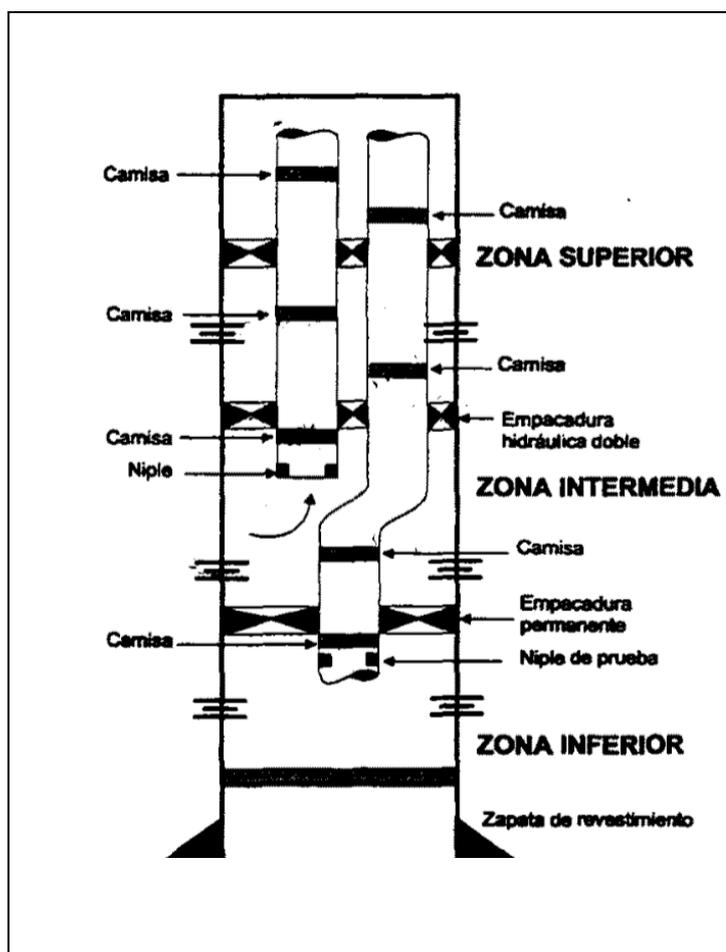


Figura 2.6 Completación de tres zonas con dos sartas
Fuente: (CIED, 1997)

CAPÍTULO 3

3. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DESARROLLO DE UN PROYECTO DE PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS EN CONJUNTO

Para el desarrollo de yacimientos bajo el esquema de producción en conjunto es importante establecer un criterio de selección, es conveniente partir de un criterio de selección de los yacimientos potenciales, en base a esto se podrá proceder a realizar la selección de los pozos candidatos.

Las características de los yacimientos deberán ser las apropiadas para alcanzar los objetivos del proyecto. Por ejemplo, si el objetivo es la recuperación de reservas marginales económicamente, se deben incluir yacimientos que se encuentren muy agotados, o que su nivel de producción se encuentre cerca de los límites económicos establecidos por la operadora, lo que enfoca la búsqueda a yacimientos que contengan pocas reservas o que produzcan a bajas tasas para que sus reservas puedan ser aprovechadas.

Es fundamental el conocimiento sobre la normativa legal bajo la cual se podría desarrollar el proyecto, cada organismo de control se rige bajo su propia normativa la cual puede o no permitir la aplicación del esquema propuesto, por lo cual se debe dar cumplimiento a distintos parámetros para proceder a realizar un proyecto de este tipo.

Se debe establecer los métodos de estimación y predicción para el comportamiento de la Producción y de los índices de productividad, información importante para el estudio de los yacimientos. Para el presente trabajo se presenta de forma general esquematizada de criterios de selección en la tabla 3, el mismo que fue desarrollado por Galavís Borden (2002).

Tabla III Establecimiento de criterios de selección

Objetivos	Producción de zonas marginales	Nivel de reservas
		Permeabilidad
		Corte de agua
		GOR
		Presiones
	Recuperación acelerada	Tiempo de recobro de reservas
	Ahorro de pozos	Zonas geográficas
Incremento de productividad	PI (Selección mediante pozos)	
Regulaciones legales	Condiciones del contrato Regulaciones Estatales	Variadas según país o campo
Métodos de estimación	Análisis de Declinación	Historia de producción
		Historia de pozos
		% de recobro
	Balance de materiales	Historia de presión
		Historia de producción
		Propiedades PVT
		% de recobro > 5
	Simulación numérica	Modelo geológico
		Historia de presión
		Historia de producción
		Propiedades PVT
		Propiedades Roca-Fluido
	Analogía	Yacimientos cercanos conocidos
Construcción de IPR	Ley de Darcy	Data: Pws, T, k, h, S, re, rw
	IP	IP
	Vogel	Pwf, Q@ Pwf
	Fetkovitch	Prueba a tasas múltiples

Fuente: Modificado de (Galavís Borden, 2002)

Posterior a la selección de yacimientos potenciales se determinara los pozos candidatos, se identifica los conjuntos de yacimientos en cada pozo, conjuntos

que representan un potencial sistema de producción conjunta y deben ser analizados para determinar la factibilidad de su desarrollo.

El procedimiento que se presenta a continuación representa la Metodología a seguir una vez que se han identificado los posibles yacimientos del sistema.

3.1. Análisis individual de comportamiento de yacimientos

Para cada yacimiento se realiza el respectivo estudio para predecir el comportamiento de su vida productiva con lo cual se podrá estimar si será posible agregar un determinado yacimiento al conjunto sin causar un impacto negativo en el sistema (en la sección 2.5 se describe las situaciones adversas a la producción en conjunto).

Una herramienta importante es la Simulación de Yacimientos fundamentalmente en aquellos yacimientos de los cuales se tiene suficiente información para la aplicación; sin embargo, generalmente debido a que los yacimientos que se producirían bajo este esquema poseen un bajo nivel de reservas el modelamiento de los mismos suele ser considerado de baja prioridad.

Tomando en cuenta esto, el análisis de comportamiento individual se realiza mediante el análisis de declinación de los pozos de los yacimientos objetos de

estudio. De igual forma se considerara la relación de corte de agua con la producción, de esta manera podremos determinar cuándo puede producirse una intrusión de agua.

El análisis de declinación debe ser complementado, siempre que sea posible, por un estudio de balance de materiales para estimar en el proceso depletamiento del yacimiento la disminución de presión a medida que ha avanzado su producción. Con esta consideración podremos predecir la liberación de gas al llegar a presiones menores al punto de burbuja, o determinar la ocurrencia de crossflow al cambiar los niveles de presión relativos entre los yacimiento del conjunto mediante la estimación de las presiones con la producción acumulada.

3.2. Construcción de las curvas de comportamiento de flujo individuales

Las curvas de comportamiento de flujo (IPRs) nos sirven para determinar la capacidad que posee cada Yacimiento de manera individual en algún periodo determinado de su desarrollo y para un pozo específico.

El procedimiento para la construcción de estas curvas se puede basar en el método que se ajuste a los parámetros según información disponible y las características de la zona estudio. En el Capítulo 2 se presentan distintas

formas de obtener las IPRs de un yacimiento por lo cual el procedimiento puede variar dependiendo las características de la información con la que se desarrolle el estudio. Para el desarrollo de este proyecto se escoge el método de Vogel tomando en cuenta las características del fluido.

3.3. Construcción de la curva IPR en conjunto

Los fundamentos para la construcción de la Curva IPR del conjunto son tomados del trabajo de El-Banbi & Wattenbarger (1996) y del procedimiento propuesto por Ferrer (1998) , el cual consiste en llevar las presiones de fondo requeridas para producir una tasa arbitraria al nivel del yacimiento inmediato superior, utilizando éste como Nivel de referencia para poder sumar las curvas. Las presiones al Nivel de referencia establecido son determinadas mediante el uso del gradiente de fluido para las condiciones del pozo. El procedimiento propuesto para el desarrollo práctico en la construcción de la IPR del conjunto, se puede observar en la figura 3.1.

En ésta aparecen dos gráficos, el primero (lado izquierdo del eje de las ordenadas) es un gráfico de presión de fondo fluyente contra profundidad, mientras que el segundo (área a la derecha del eje de las ordenadas) muestra la presión de fondo fluyente contra la tasa de producción (gráfico de IPR convencional).

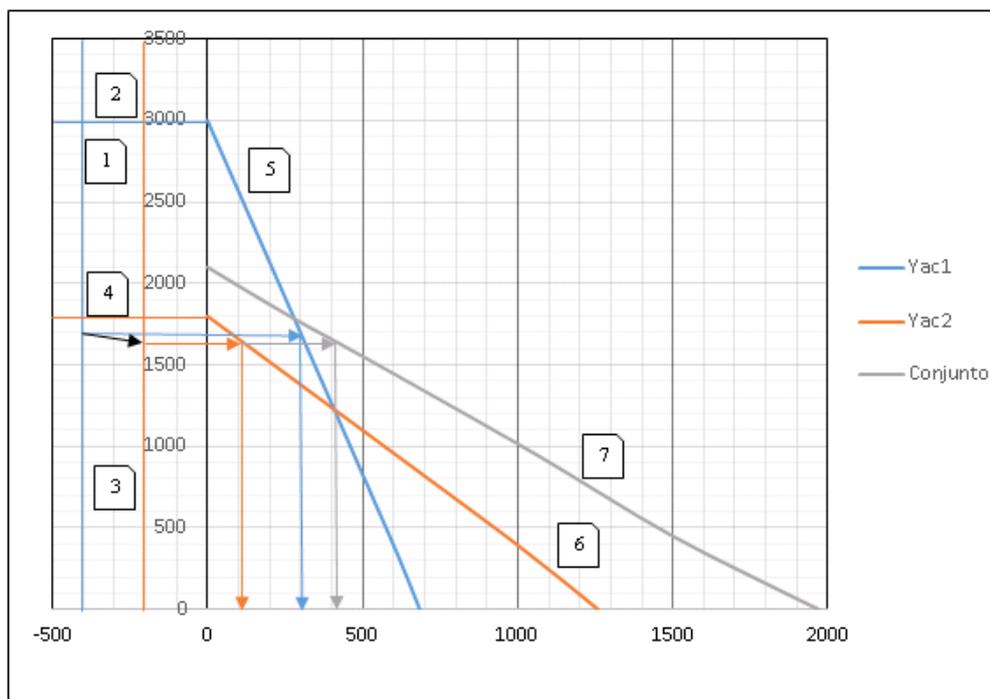


Figura 3.1 Construcción de la IPR Compuesta
Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Lligüizaca

En el primer gráfico aparece la línea 1 que representa la profundidad del yacimiento más bajo, en el ejemplo, éste se encuentra a 9400 pies y la línea 2 que representa la presión estática de yacimiento. La línea 3 indica la profundidad del yacimiento superior, en este caso a 9200 pies, y la línea 4 indica su presión estática.

En el segundo gráfico se observan las IPR para los yacimientos inferior y superior, estas son las curvas 5 y 6 respectivamente. .

Para el procedimiento propuesto se selecciona la presión de fondo en el nivel inferior, y a partir de ésta se obtiene la tasa que proporciona el yacimiento. Una vez que se ha escogido la presión a la que se va a hacer el cálculo (inicio de vector azul que va desde la línea 1), se determina la tasa a la que va a producir ese yacimiento (proyección de vector azul sobre IP Yac. 1). Usando el gradiente del fluido se ajusta la presión de fondo fluyente al nivel del yacimiento inmediato superior (inicio vector naranja desde la línea 3). Con esa presión de fondo se obtiene la tasa que producirá el yacimiento (final de vector naranja). Al sumar las tasas de los dos yacimientos se obtiene la tasa total que produce el conjunto a esa presión de fondo fluyente (final de vector gris).

El proceso se repite para todas las presiones en el rango escogido, de manera que se obtienen varios puntos de tasa-presión con los cuales se traza la curva de influjo del conjunto (curva 7). La modificación procedimiento estableciendo la presión para calcular caudal, se realizó para poder detectar los casos en los cuales las presiones estáticas de los yacimientos sean menores que la presión del pozo para poder identificar la posibilidad de flujo cruzado hacia la zona de menor presión.

Este proceso fue adaptado para simplificar su uso en hojas de cálculo. Para esto, las IPR se trabajan en forma de una función (en este caso hechas con la correlación de Vogel), las cuales calculan las tasas de flujo para un rango de presiones dado. Inicialmente se calcula la tasa que produce el yacimiento más

profundo (yacimiento 1) para cada presión del rango, luego cada presión es llevada al nivel del yacimiento inmediato superior (yacimiento 2) mediante el uso de gradientes fluyentes. Con la presión resultante se calcula la tasa que produce el yacimiento 2 mediante el uso de su función de IPR. Las dos tasas obtenidas para cada presión son sumadas (tasa del conjunto) y se puede obtener una IPR compuesta al graficar las tasas del conjunto con las presiones en cualquiera de los dos niveles.

3.4. Análisis Nodal del Sistema.

Para determinar la tasa de producción del conjunto o determinar la energía necesaria que debe agregarse al sistema para producir a una tasa establecida es necesario realizar un análisis nodal. La curva de IPR del Conjunto indica la energía que es capaz de aportar el yacimiento para levantar el fluido. La energía o la presión necesaria para levantar el fluido hasta superficie será determinada mediante la correlación de Hagedorn & Brown.

Mediante este análisis se puede determinar la presión de fondo fluyente aproximada a la cual fluirá el conjunto y también la tasa con la cual contribuirá cada yacimiento.

3.5. Descripción del procedimiento para una hoja de cálculo

Para realizar este procedimiento servirá de soporte el software Microsoft Excel donde se elaboraran tablas que realizaran los cálculos necesarios para la construcción de las Curvas IPR para cada Arena como para el Conjunto, los parámetros que serán ingresados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla IV Parámetros para la construcción de las curvas IPR

Nombre del pozo	ESPOL 14	
Arenas	Ti	Ui
Pws (PSI)	1600	2800
Pb (PSI)	600	800
Grados API (° API)	28	18
IP fluido (BFPD/PSI)	1,8	0,5
WC (%)	0,8	0,9
Profundidad (ft)	9940	9690

Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Lligüizaca

1. Se realiza una tabla que determine y muestre los datos para la construcción de las IPRs para cada una de las arenas como la que se muestra a continuación:

Tabla V Parámetros calculados de IPRs individuales

Ti		Ui	
Q	Pwf	Q	Pwf
0,00	1600,00	0,00	2800,00
900,00	1100,00	500,00	1800,00
1800,00	600,00	1000,00	800,00
2064,00	450,00	1098,89	600,00
2316,00	300,00	1195,56	400,00
2556,00	150,00	1290,00	200,00
2784,00	0,00	1382,22	0,00

Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Ligüizaca

En las celdas de la columna para determinar el caudal se usa la ecuación de IP lineal (Ec. 2.1) cuando la presión en el fondo del pozo está sobre el punto de burbuja y en el caso de estar por debajo de esta se recomienda el uso de la ecuación de Vogel, sin embargo esta trabaja bien para cortes de agua de hasta 30 %, por lo cual, usaremos una ecuación ponderativa de las mismas:

$$Q = Q_{ip} * WC + Q_v * (1 - WC) \quad (3.1)$$

2. Se realiza una gráfica de Presión vs Profundidad donde se establecen las presiones estáticas de cada una de las arenas para sus respectivas profundidades donde adicionalmente se podrá graficar las presiones de fondo fluyente de cada arena que calcularemos en los siguientes pasos vs la profundidad esto con el fin de monitorear la existencia de flujo cruzado.

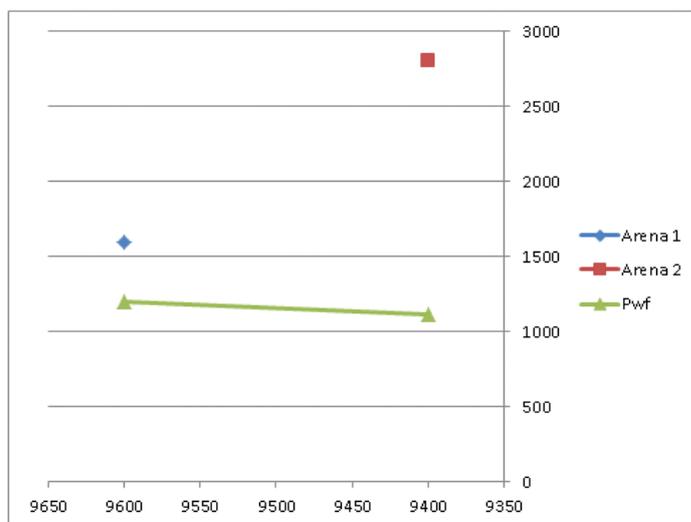


Figura 3.2 Gráfico representativo de Pws de arenas y Pwf del pozo
Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Lligüizaca

- Se realiza una tabla auxiliar para determinar el IP del conjunto, en la cual los datos que se calculan irán ordenados desde la arena inferior hacia la arena superior.

Tabla VI Parámetros calculados de IPR del conjunto

Arena	Pws	Pwf	Profundidad	API	WC	Gx	Q	Gmezclas
Ti	1600	1600	9940	28	0,8	0,42322696	0	0,42322696
Ui	2800	1494,19326	9690	18	0,9	0,43068294	652,90337	0,43068294
Q total =							652,90337	

Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Lligüizaca

- A la primera celda de la columna Pwf será asignada la menor presión estática, comparando las Pws de las arenas, establecida esta presión en la celda de la columna para Q se introduce la ecuación para determinar el caudal que aportara esta arena, se usaran la ecuación

respectiva a esta arena de la tabla para la construcción de las IPRs individuales.

5. En la celdas correspondiente la columna Gx donde se calculara el Gradiente de fluido que aporta cada arena ingresaremos la siguiente ecuación:

$$G_x = \left(\frac{141,5}{131,5 + \text{°API}} \right) * 0,433 \quad (3.2)$$

6. En la siguiente celda de la columna para Pwf se ingresa la ecuación para determinar la presión en la arena inmediatamente superior, usando el gradiente del fluido que produce nuestra arena que se encuentra a mayor profundidad y las distancias entre las arenas mencionadas.

$$P_{wfas} = P_{wfai} - G_x (H_{\text{arena inferior}} - H_{\text{arena superior}}) \quad (3.3)$$

7. Con esta el valor calculado anteriormente de Pwf se determinara el Caudal de aporte de esta arena en la columna de Q (Q2), ingresando la ecuación para el cálculo del caudal de la IPR de la respectiva arena.
8. Se calcula el Gradiente de la mezcla de los crudos que aporta cada arena mediante la siguiente ecuación:

$$G_{\text{mezcla}} = \frac{Q_{\text{arena1}} * G_{x1} + \dots + Q_{\text{arenaN}} * G_{xn}}{Q_{\text{arena1}} + \dots + Q_{\text{arenaN}}} \quad (3.4)$$

9. Si se posee más de 2 yacimientos o para determinar la presión a la entrada de la bomba, se utilizara el gradiente de la mezcla anterior a esta arena o nivel y se repiten los pasos 6,7 y 8.
10. Una vez que tenemos realizadas todas estas tablas y procedimientos en nuestro documento de Microsoft Excel iremos variando la presión de referencia para la arena más baja, tomaremos el valor de la P_{wf} a un nivel establecido y la suma de los Caudales aportados por cada arena para construir la IPR para la producción conjunta.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS DE DEL DESARROLLO DEL YACIMIENTO MEDIANTE LA PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS EN CONJUNTO

4.1. Selección de pozos candidatos y sus yacimientos potenciales

Para la selección de posibles yacimientos potenciales, Galavís Borden (2002) propone que éstos deberán cumplir primeramente con tres condiciones:

- Presentar reservas remantes en un rango de 50 y 400 Mbbl.
- Tener fluidos con gravedades mayores a 17° API,
- Poseer un recobro actual superior al 4%.

Adaptando estos requerimientos en nuestro proyecto, establecemos los siguientes criterios para cada parámetro. Efectivamente mantener un rango de reservas remanentes entre 50 y 400 Mbbl, debido a que hay yacimientos que no se le ha planeado trabajos de recobro por su baja rentabilidad para posibles proyectos. Además, en el caso de existir yacimientos con reservas remantes

menores a 50 Mbbl, esto podría ocasionar inconvenientes en la producción conjunta, debido a que los yacimientos podrían encontrarse en un estado de depletación y por lo tanto la existencia de presiones bajas que podría provocar crossflow o también podría darse el caso de que se haya inconvenientes con altos cortes de agua.

Tomando en cuenta que la calidad del crudo que entregan los campos es de mínimo 20° API, la producción conjunta de dos o más yacimientos deberá cumplir con este promedio, por lo cual tomando como referencia que la mayoría de los yacimientos productores tienen en promedio de alrededor de 24°API, el grado API mínimo que deberán las arenas será de 16°.

En cuanto al factor de recobro, se coincide con (Galavís Borden, 2002), donde asumiendo que el POES de los yacimientos con menores a un millón, entonces el 4% de recobro representaría menos de 40000 barriles

Tabla VII Selección de yacimientos para el campo ESPOL

Campo	Arena	Reservas Remanentes (RB)	Grado API	Fracción Actual (%)
ESPOL	"U" Inferior	508070	18	0,17
	"T" Inferior	1219422	28	0,3
	Hollín Superior	312906	27	0,15

Fuente: Modificado de (Zhunio Pacheco, 2014)

Una vez revisado todos los criterios para la selección de yacimientos, en nuestro proyecto todas las arenas cumplen lo requerido como se ilustra en la tabla 7.

En el anexo 2 se encuentran los pozos del campo ESPOL perforados hasta el año 2012, tomados de Jara Romero (2012) y Zhunio Pacheco (2014).

En este Campo existen pozos produciendo mediante el esquema de producción conjunta: ESPOL 1 y ESPOL 4. Dichos pozos cumplen los criterios descritos anteriormente. Además se propone la producción conjunta para el pozo ESPOL 14.

4.2. Comportamiento de producción por yacimiento

4.2.1. Yacimiento U inferior

La arena U inferior inicia su producción mediante el pozo ESPOL 1 en el año 1979 con un aporte de 1330 barriles de petróleo, a partir del año 2000 inicia la perforación y posteriormente la producción de 5 nuevos pozos (Zhunio Pacheco, 2014).

El anexo 3 nos muestra la producción de la arena desde diciembre de 1999 hasta diciembre del 2012.

En Noviembre del 2000 se reinicia la producción de la arena U con el pozo ESPOL 2, a la fecha se registró un valor de 1'636875 barriles de petróleo acumulados. En Junio del 2001 el pozo ESPOL 2 dejó de producir, posteriormente los pozos ESPOL 13 y 11 empiezan su producción en Septiembre de 2002 y Mayo de 2003 respectivamente. En Agosto del 2004 el pozo ESPOL 15 empieza a producir de esta arena, finalmente el pozo ESPOL 4 comienza su producción en Noviembre del 2006. Hasta Diciembre del 2012, los pozos ESPOL 1 y 4 se encontraban en producción, mientras que los pozos ESPOL 13 y ESPOL 15 fueron abandonados, los pozos ESPOL 2 y ESPOL 11 fueron cerrados.

Con respecto a la producción de agua (ver anexo 4), se observa que va aumentando con la adicción de nuevos pozos y por el depletamiento natural de la arena. A Diciembre del 2012 la producción de petróleo tiende a estabilizarse de 4000 a 5000 barriles de petróleo por mes, además se ha acumulado un total de 3'549342 barriles de crudo.

4.2.2. Yacimiento T inferior

La producción de la arena T inferior empieza en Agosto de 1999 con el pozo ESPOL 2, además éste pozo fue cerrado y reabierto en el año 2000 y 2001 respectivamente. En año 2001 fueron perforados los pozos ESPOL 4, ESPOL 11 y ESPOL13 pero aun no fueron puestos en producción. Para el año 2002

aparece el pozo ESPOL 12 y en el 2003 recién fueron puestos en producción los pozos ESPOL 4, ESPOL 14 y ESPOL 11, éste último cerrado de manera temprana. En el año 2004 comienza a producir el pozo ESPOL 13, pero así mismo fue cerrado de manera prematura. En Noviembre del 2005 se pone en producción el pozo ESPOL 10, este pozo se asume que es parte del mismo yacimiento del campo ESPOL en la arena T inferior. Para el año 2006 aparece el ESPOL 19 y en el año 2008 el ESPOL 15, nuevos pozos puestos en producción, para en el año 2008 se dejó de producir el ESPOL 2 ya que fue intervenido para realizarle estudios correspondientes. En el año 2010 se cierra el ESPOL 15 y para el 2011 se le realizó un side track pero se tuvo buenos resultados por lo que fue abandonado posteriormente, en el mismo año se realizó un side track al pozo ESPOL 11.

Como se ilustra en el anexo 5, entre los años 1999 y 2001 la producción de petróleo rodeaba entre 5000 y 10000 barriles al mes, pero a partir del año 2002, la producción comienza a subir notablemente alcanzado valores entre 45000 y 55000 barriles de petróleo mensuales, pero así mismo la producción de agua también empieza a elevarse, llegándose a producir entre 10000 y 40000 barriles de agua al mes hasta el año 2010. En los dos últimos años, la producción de petróleo tiende ya a disminuir y la del agua a elevarse mucho más (ver anexo 6).

4.2.1. Yacimiento Hollín superior

La producción de la arena Hollín se estima inicio en Marzo de 1998 con el punzonamiento de esta arena cuyas pruebas iniciales fueron de 315 BPD, posteriormente la perforación y producción de 4 pozos aumentaron el aporte de esta arena.

En Noviembre de 1999 empieza a producir el pozo ESPOL 1, posteriormente entran en producción los pozos ESPOL 4 y ESPOL 5 en Mayo del 2001, el pozo ESPOL 11 en septiembre de 2001 se abre la arena en el pozo ESPOL 11y el pozo ESPOL 15 en Mayo de 2003. El pozo ESPOL 1 que fue cerrado en septiembre de 2001 vuelve a producir en agosto del 2004 siendo el único pozo que aporta de esta arena hasta diciembre de 2012.

La producción de petróleo se puede observar que va en aumento a partir de la producción de nuevos pozos en el 2001, en junio del 2001 se registra la tasa de producción más alta, un valor de 32871 barriles de petróleo al mes. La producción va declinando hasta en abril de 2003 donde todos los pozos cesaron su producción en esta arena, posteriormente la producción volvió a aumentar con el desarrollo de un nuevo pozo llegando a aportar entre 20000 a 19000 barriles por mes luego esta tasa va disminuyendo con el tiempo; mientras tanto el corte de agua va en aumento. La gráfica adquiere una tendencia notable a partir de agosto de 2004 debido a que el pozo ESPOL 1

era el único en producción por lo tanto los valores de la gráfica hacen referencia al comportamiento del reservorio en este pozo, el cual en diciembre de 2012 tiene una tendencia a producir 3000 barriles de petróleo al mes, un corte de agua promedio de 95% y 1388579 barriles de petróleo acumulados.

4.3. Análisis de declinación

Es substancial determinar la declinación de la producción en los yacimientos en función del tiempo y con respecto a la producción acumulada, hasta alcanzar el límite económico en la cual es rentable para la empresa operadora. Para ello se analiza los gráficos $\text{Log } Q_o \text{ vs } t$, $Q_o \text{ vs } N_p$ y el porcentaje del $WTC \text{ vs } N_p$, para cada arena.

Se toma un valor de 75 BPPD como la tasa al límite económico y el intervalo a analizar la producción será entre Agosto de 1999 hasta Diciembre del 2012; así mismo se toma como dato la fecha de culminación del contrato de la empresa a cargo del campo ESPOL, la cual es programada para el 31 de Agosto del 2019. De esta forma se tendrá una proyección de la producción hasta esa fecha (Corrales, 2013).

4.3.1. Yacimiento U inferior

En el anexo 9, se muestra que la declinación para la arena U inferior es de tipo exponencial. Para Agosto del 2019 se presume que se obtendrá un total de aproximadamente 3000 barriles de petróleo, es decir alrededor de 96,77 barriles de petróleo diarios; superando así el límite económico de 75 BPPD.

En el anexo 10, se ilustra que para 3000 barriles de petróleo al mes Agosto del 2019 se obtendría un valor de más 3`500000 de petróleo acumulado.

En el anexo 11, se observa que el corte de agua para la fecha de culminación del contrato es de el 93%.

4.3.2. Yacimiento T inferior

En el anexo 12, se observa que la declinación para la arena T inferior es de tipo exponencial. Para Agosto del 2019 se prevé que se alcanzará un valor cerca de los 22000 barriles de petróleo, es decir aproximadamente 709,68 barriles de petróleo diarios; superando la producción de la arena U inferior y el límite económico de 75 BPPD.

En el anexo 13, se muestra que para 22000 barriles de petróleo al mes Agosto del 2019 se obtendría un valor de alrededor de 8'250000 de petróleo acumulado.

En el anexo 14, se ilustra que el corte de agua Agosto del 2019 será de alrededor 75%.

4.3.3. Yacimiento Hollín superior

En el anexo 15, se ilustra que la declinación para la arena Hollín inferior es de tipo exponencial. Para Agosto del 2019 se pronostica que se conseguirá alrededor de 2500 barriles de petróleo, es decir un valor cerca de los 80,64 barriles de petróleo diarios; menor a la producción de la arena U y T inferior, pero más que el límite económico de 75 BPPD.

En el anexo 16, se observa que para 2500 barriles de petróleo al mes Agosto del 2019 se obtendría alrededor de 1'400000 de petróleo acumulado.

En el anexo 17, se ilustra que el corte de agua Agosto del 2019 será de alrededor 95%.

4.4. Comportamiento de curvas de influjo individuales

Con el IP determinado para la arena T en el pozo ESPOL 14 se procede a construir la curva de comportamiento de afluencia utilizando la hoja de cálculo que fue construida usando el procedimiento descrito en la sección 3.6.

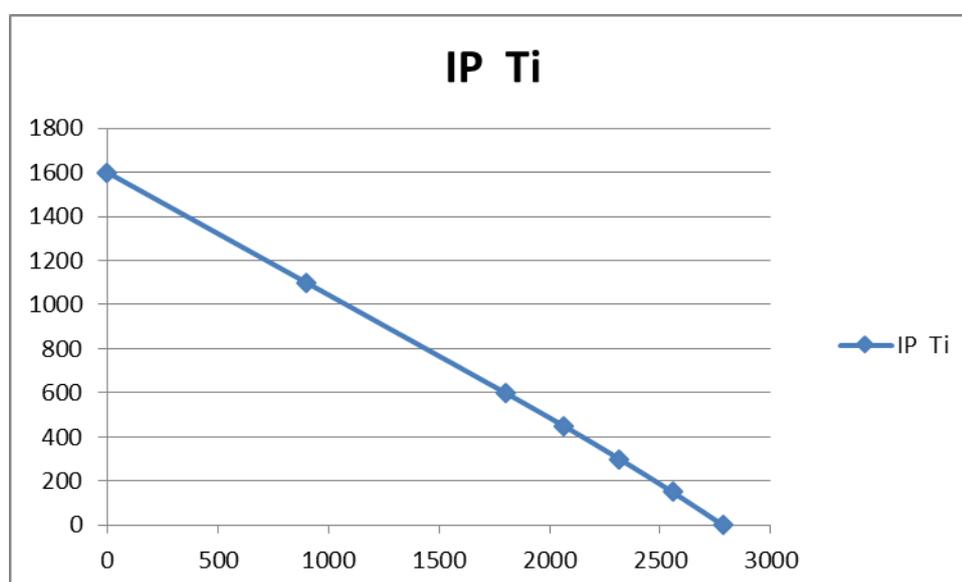


Figura 4.1 IPR para la arena T inferior
Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Lligüizaca

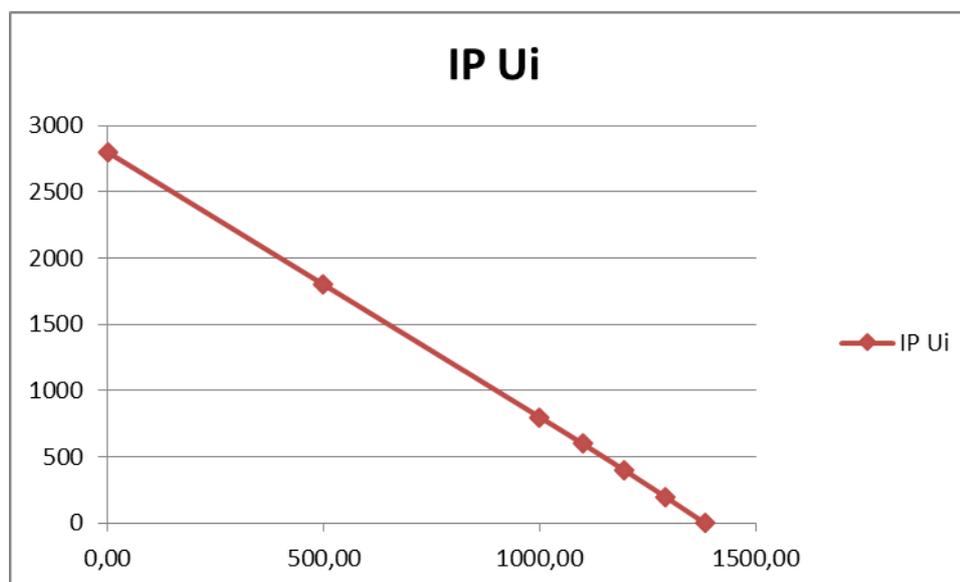


Figura 4.2 IPR para la arena U inferior
Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Ligüizaca

La figura 4.1 y 4.2 nos muestran las curvas IPR para las Arenas Ti y Ui, de las cuales sus AOF (Tasa de flujo máxima para una presión de fondo igual a cero) son 2784 BF y 1382 BF respectivamente.

4.5. Construcción de IPR en conjunto

Esta curva se construyó con el soporte de la hoja de cálculo desarrollada para determinar la IPR del conjunto usando los parámetros mostrados en la Tabla 8, la cual fue elaborada mediante el procedimiento descrito en la sección 3.6.

Tabla VIII Información del pozo ESPOL 14

Nombre del pozo	ESPOL 14	
Arenas	Ti	Ui
Pws (PSI)	1600	2800
Pb (PSI)	600	800
°API	28	18
IP fluido (BBL/PSI*d)	1,8	0,5
Corte de agua (%)	0,8	0,9
Profundidad (ft)	9940	9690

Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Lligüizaca

La figura 4.3 nos muestra las IPRs del conjunto y de cada arena. Las curvas han sido llevadas a un mismo nivel de referencia, para este caso será la profundidad de la arena superior del conjunto, es decir a 9690 de profundidad.

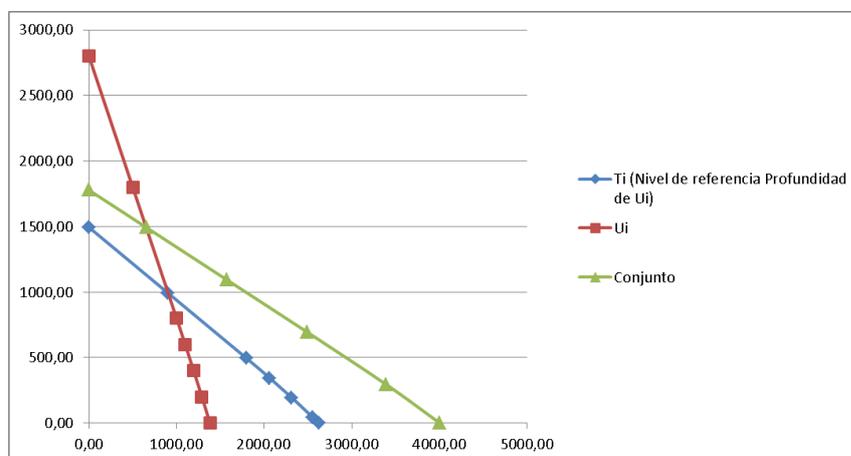


Figura 4.3 IPRs de arenas y del conjunto del pozo 14

Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Lligüizaca

En la figura se puede observar el aporte por cada arena a la tasa total trazando una línea horizontal al nivel de una determinada presión de fondo.

4.6. Determinación de la tasa total y análisis del comportamiento de la arena T inferior y del conjunto

Para realizar este análisis es necesario establecer una presión de fondo para producción para el pozo ESPOL 14, la cual será 1322 PSI.

Se determinara la presión del sistema requerida, para producir a la tasa establecida, aportada por un sistema de levantamiento artificial. El diseño del Sistema de Levantamiento no es objeto de estudio del trabajo.

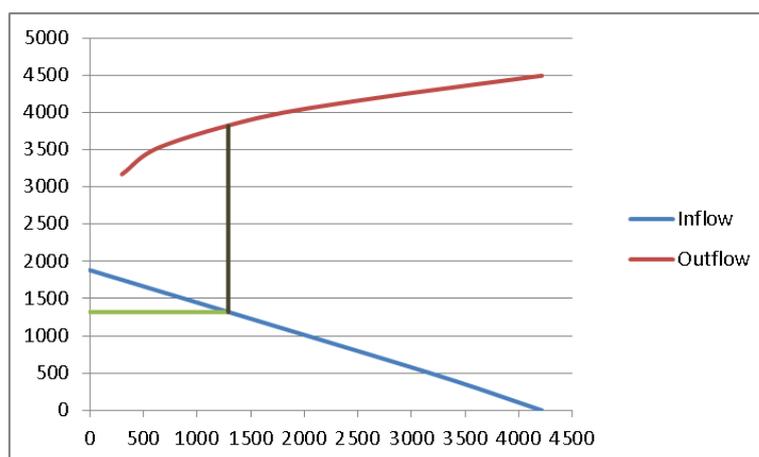


Figura 4.4 Curvas Inflow – outflow del pozo ESPOL 14 (conjunto Ti – Ui)
Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Lligüizaca

En la figura 4.4 se establece que la presión de fondo sea de 1322 PSI, a esta presión de fondo el pozo aportara 1292 BF para los cuales se requiere 2498 PSI adicionales para llevar a superficie. El aporte de las arenas será de 500 BF de la arena Ti y 792 BF de la arena Ui, el corte de agua será de

aproximadamente 86,1% con lo cual se estima que la tasa de petróleo a producir será de 180 BBL.

4.7. Análisis comparativo del sistema de la arena T inferior y del conjunto

Estableciendo una presión de fondo para esquema de producción actual se determina el caudal a producir y la presión de sistema requerida. Para realizar el análisis comparativo con el esquema conjunto, se determinara el aporte del conjunto manteniendo la presión del sistema requerida para la producción de Ti y el aporte para una presión de fondo igual a la del esquema de producción individual de la arena T inferior.

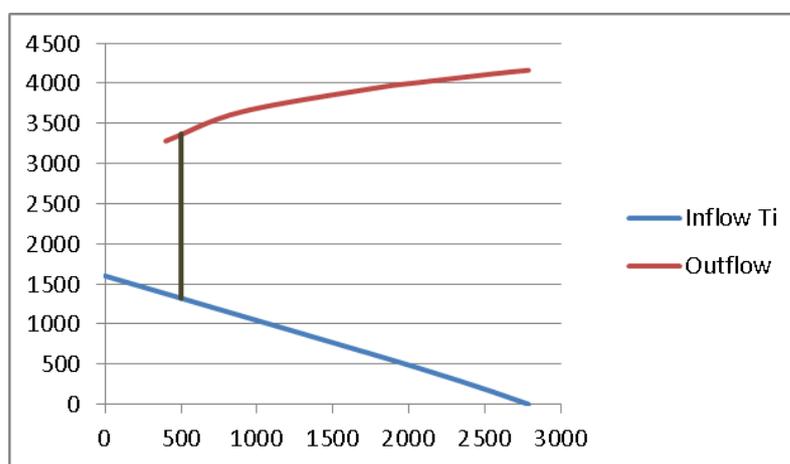


Figura 4.5 Curvas inflow – outflow del pozo ESPOL 14 (arena Ti)
Elaborado por: Eduardo Jaramillo, Jorge Ligüizaca

De la figura 4.5 se puede observar las curvas Inflow y Outflow para la producción de la arena Ti en el Pozo ESPOL 14, se ha determinado que para

una presión de fondo de 1322 PSI, el sistema requiere de 2048 PSI para producir una tasa de 500 BF a un corte de agua del 80% por lo tanto se obtendrá una tasa de 100 BLS de petróleo. Comparando con el sistema en conjunto si se mantiene la misma tasa de producción para Ti se obtendrán 80 barriles petróleo adicionales de la arena Ui sin embargo la presión del sistema será de 2498 PSI como se describe en la sección anterior lo que significa que se requieren 450 adicionales comparado con lo requerido en el esquema individual.

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

1. La principal situación adversa que se presentaría en la producción conjunta de yacimiento para el campo ESPOL, sería las altas tasas de producción de agua. Se observa que para la arena Ui y Hs se tiene cortes de agua del 93% y 95% respectivamente.
2. Mediante la metodología propuesta se determinaron las siguientes fases para desarrollar un proyecto de producción de yacimientos en conjunto: Selección de pozos candidatos y sus yacimientos potenciales, Descripción del Comportamiento de la Producción por Yacimiento, Análisis de declinación de los Yacimientos, Construcción de curvas individuales y del conjunto, análisis comparativo de la producción sencilla (una sola arena) y la del conjunto.
3. En base a las consideraciones propuestas en la metodología (Grado API, Factor actual de recobro, Nivel de Reservas) se determinó que

todas las Arenas productoras del Campo ESPOL cumplen con estos parámetros, además existen cuatro pozos candidatos para ser producidos bajo el esquema propuesto de los cuales se seleccionó al pozo ESPOL 14.

4. El comportamiento de producción de petróleo de la arena U inferior hasta Diciembre del 2012 ha ido disminuyendo, alcanzando una producción mensual entre 4000 a 5000 bbls. La producción acumulada para esa fecha fue aproximadamente 3'549342 barriles de crudo. Con respecto a la producción de agua, se observa que va aumentando con la adición de nuevos pozos y por el depletamiento natural de la arena, alcanzando un 93% de corte de agua.
5. En cuanto al comportamiento de producción de petróleo de la arena T inferior hasta Diciembre del 2012 ha ido en decaimiento, llegando a una producción mensual entre los 35000 a 30000 bbls, a pesar de la disminución esta arena es la que más aporta al campo ESPOL. La producción acumulada para esa fecha fue aproximadamente 7'621391 barriles de petróleo. Como la arena Ui, la producción de agua va aumentando, alcanzando un 65% de corte de agua.

6. Para diciembre de 2012, la arena Hollín superior tiene una tendencia a producir 3000 barriles de petróleo al mes, un corte de agua promedio de 95% y 1388579 barriles de petróleo acumulados.
7. La declinación para la arena U inferior es de tipo exponencial. Para Agosto del 2019 se presume que se obtendrá un total de aproximadamente 3000 barriles de petróleo, es decir alrededor de 96,77 barriles de petróleo diarios; superando así el límite económico de 75 BPPD, además se obtendría un valor de más 3`500000 de petróleo acumulado, alcanzando un 93% de corte de agua.
8. La declinación para la arena T inferior es de tipo exponencial. Para Agosto del 2019 se prevé que se alcanzará un valor cerca de los 22000 barriles de petróleo, es decir aproximadamente 709,68 barriles de petróleo diarios; superando la producción de la arena U inferior y el límite económico de 75 BPPD, además se obtendría un valor de alrededor de 8`250000 de petróleo acumulado, llegando a un 75% de corte de agua.
9. La declinación para la arena Hollín superior es de tipo exponencial. Para Agosto del 2019 se pronostica que se conseguirá alrededor de 2500 barriles de petróleo, es decir un valor cerca de los 80,64 barriles de petróleo diarios; menor a la producción de la arena U y T inferior, pero

más que el límite económico de 75 BPPD, además se obtendría alrededor de 1'400000 de petróleo acumulado, alcanzado un 95% de corte de agua.

10. Se desarrolló e utilizó una hoja de cálculo capaz de determinar los valores necesarios para la construcción de la Curva IPR Individuales y del Conjunto.
11. Mediante la producción conjunta para los parámetros establecidos en el desarrollo del pozo ESPOL 14 es posible aumentar en un 80% la producción de petróleo aumentando en un 21,97% el aporte energía sistema de levantamiento.

5.2. Recomendaciones

1. Realizar una estricta recopilación y validación de datos, a fin de contar con la información necesaria para realizar un correcto análisis de producción yacimientos en conjunto.
2. Llevar a cabo estudios de cromatografía de gas ("fingerprints") en todo el campo para identificar las zonas en las cuales es posible la aplicación de esta técnica para distribuir la producción de las arenas desarrolladas en conjunto.

3. El presente estudio muestra una metodología enfocada en evitar los problemas de Crossflow; sin embargo, es necesario el uso de una herramienta que permita monitorear los aportes y presiones de las arenas para prevenir problemas relacionados con este fenómeno por cualquier contingencia.
4. Analizar la factibilidad de la producción conjunta en otros pozos del campo para incrementar la producción y de esta manera la representatividad del esquema propuesto para el desarrollo de los yacimientos del campo.
5. Efectuar el análisis económico, una vez verificada la factibilidad técnica de la producción en conjunto, a fin de determinar la rentabilidad de la misma.

ANEXOS

ANEXO 1: RESERVAS DEL CAMPO ESPOL

Campo	Arena	POES (BLS)	Fracción Inicial (%)	Reservas Probadas (BLS)	Producción Acumulada (BLS)	Fracción Actual (%)	Reservas Remanentes (BLS)
ESPOL	"U" Inferior	21099078	0,19	4057173	3549103	0,17	508070
	"T" Inferior	24324014	0,35	8512701	7293279	0,3	1219422
	Hollín Superior	9566103	0,18	1701508	1388602	0,15	312906

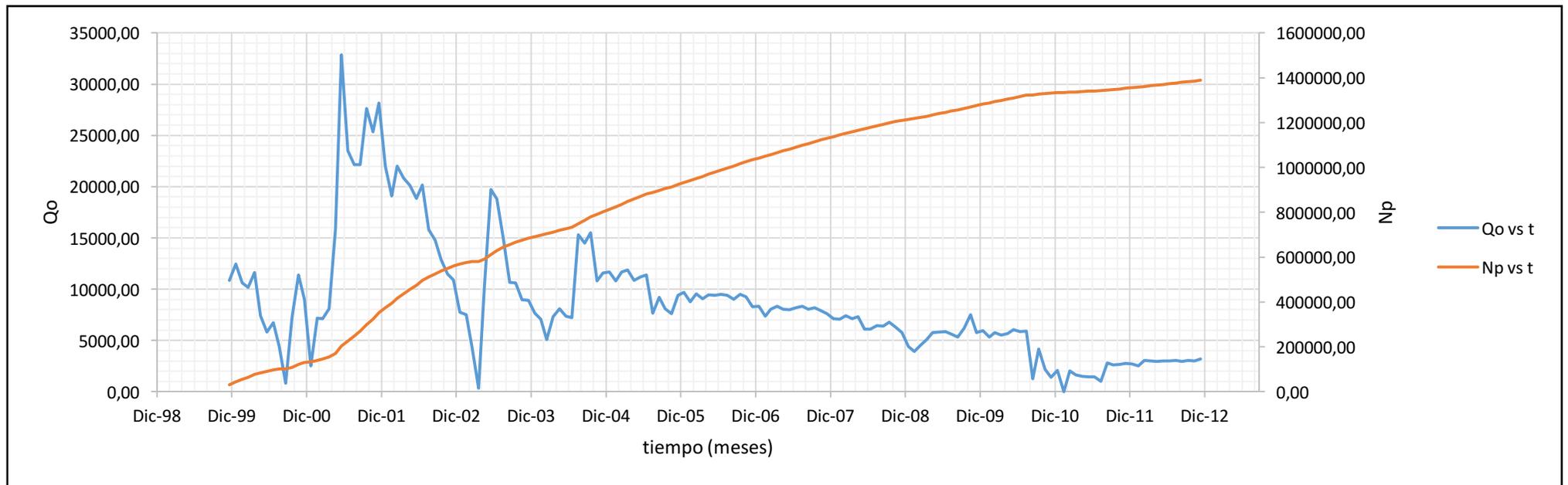
Fuente: Modificado de (Zhunio Pacheco, 2014)

ANEXO 2: POZOS DEL CAMPO ESPOL

Pozo	Arena					
	Basal Tena	"U" Superior	"U" Inferior	"T" Inferior	Hollín Superior	Hollín Inferior
ESPOL 1						
ESPOL 2	REINYECTOR					
ESPOL 4						
ESPOL 5	ABANDONADO					
ESPOL 11	CERRADO					
ESPOL 12						
ESPOL 13	ABANDONADO					
ESPOL 14						
ESPOL 15	ABANDONADO					
ESPOL 19						
ESPOL 10						

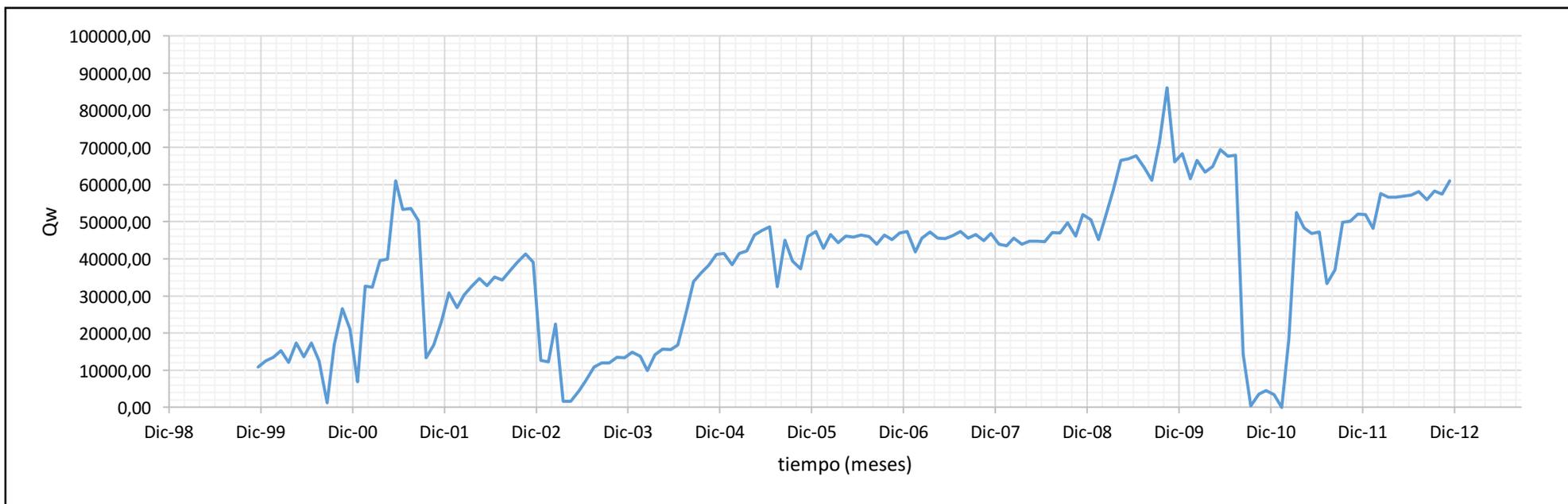
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 3: CAUDAL Y PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO CON RESPECTO AL TIEMPO DE LA ARENA Uj



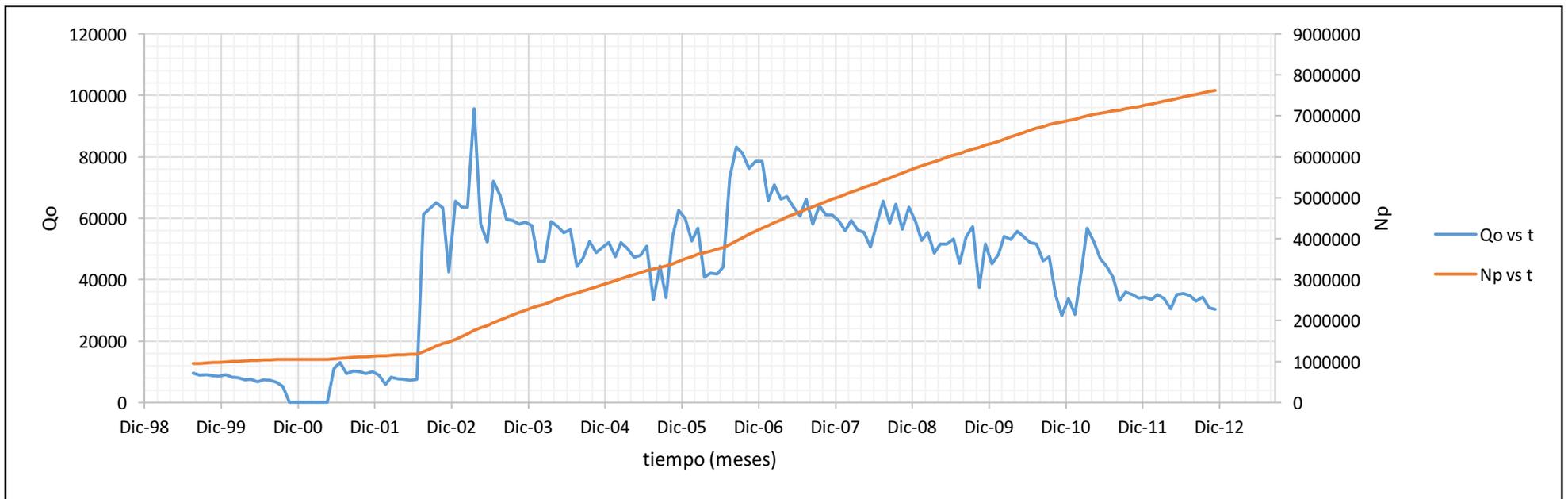
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 4: PRODUCCIÓN DE AGUA CON RESPECTO AL TIEMPO DE LA ARENA U INFERIOR



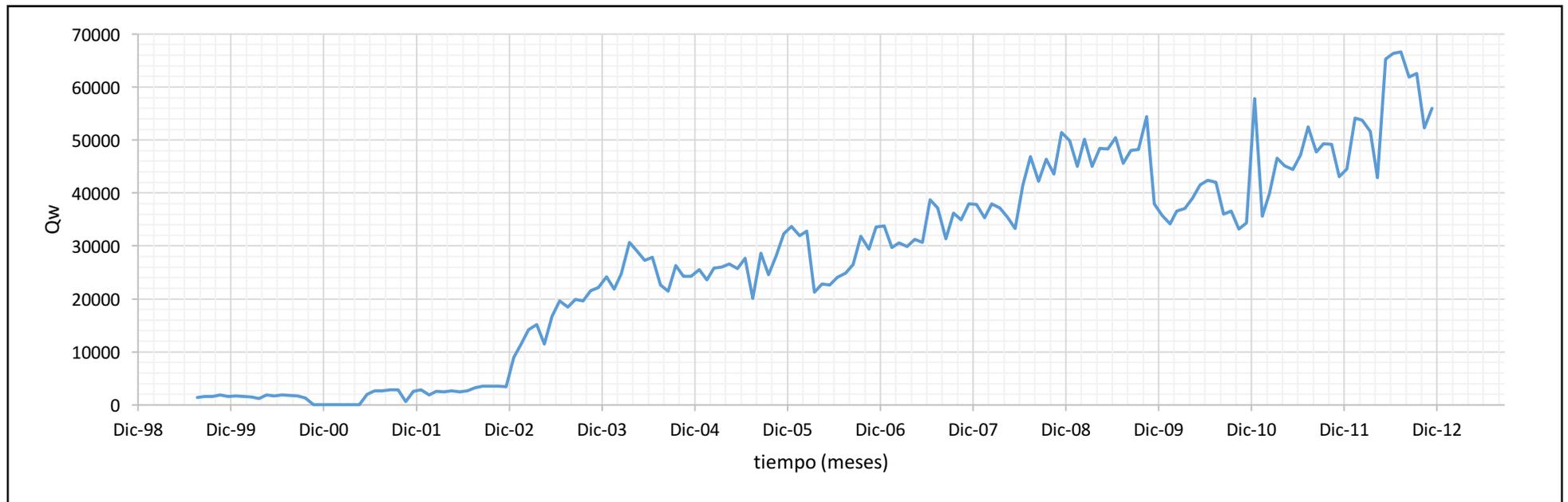
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 5: CAUDAL Y PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO CON RESPECTO AL TIEMPO DE LA ARENA TI



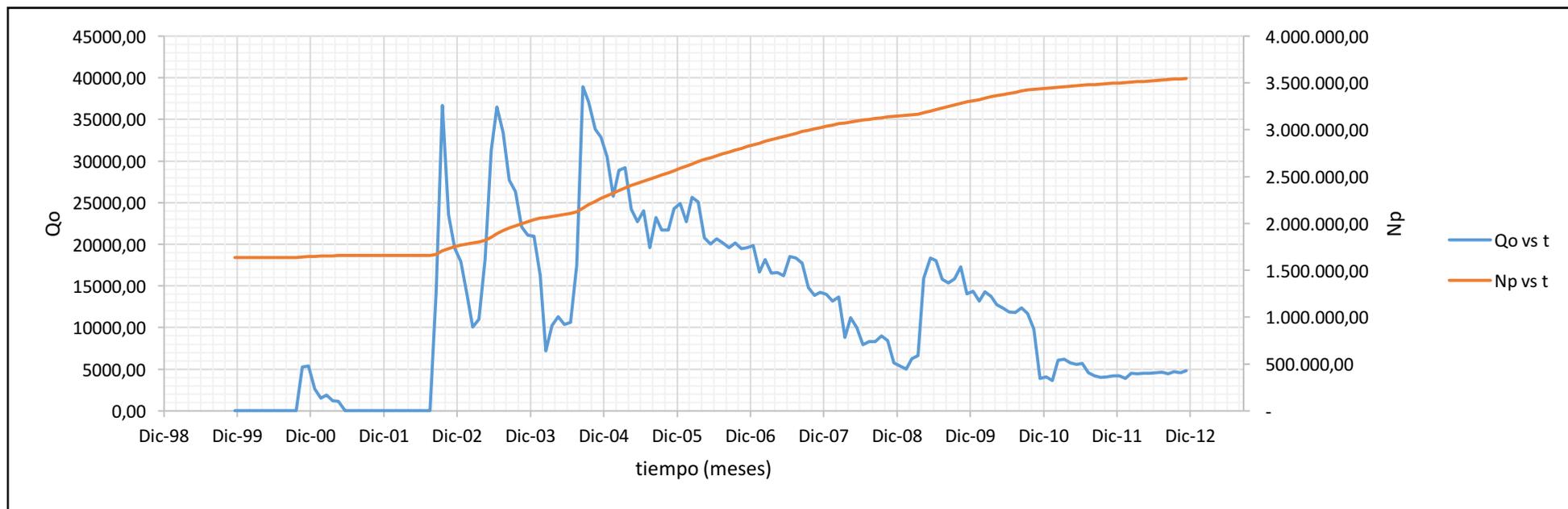
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 6: PRODUCCIÓN DE AGUA CON RESPECTO AL TIEMPO DE LA ARENA T INFERIOR



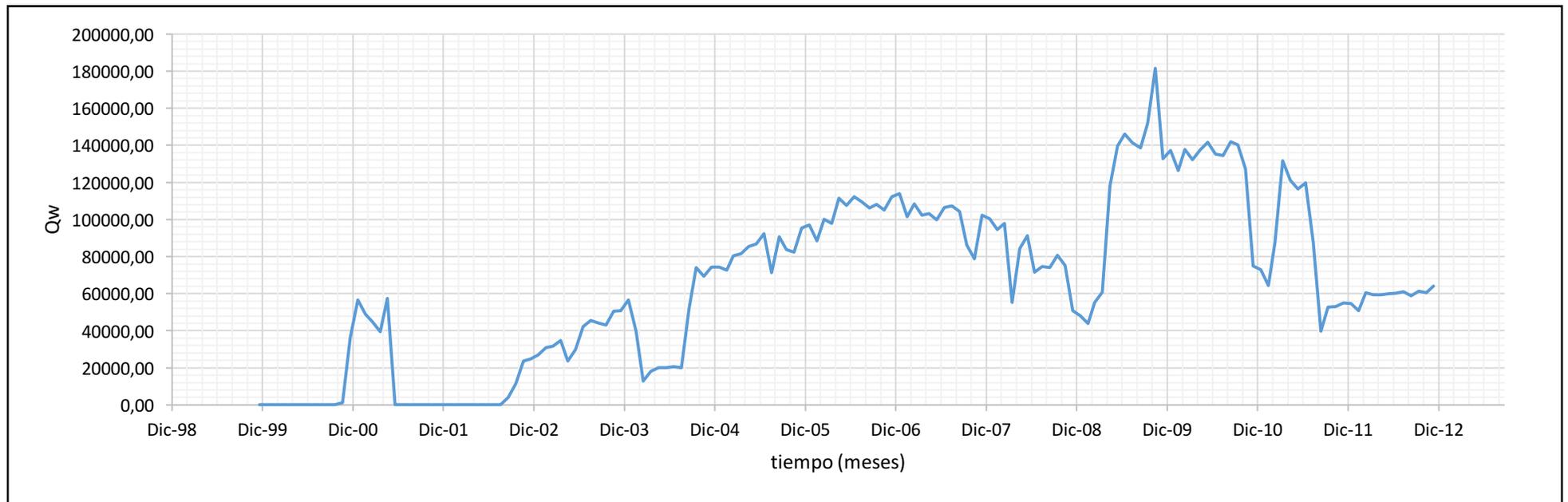
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 7: CAUDAL Y PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO CON RESPECTO AL TIEMPO DE LA ARENA HS



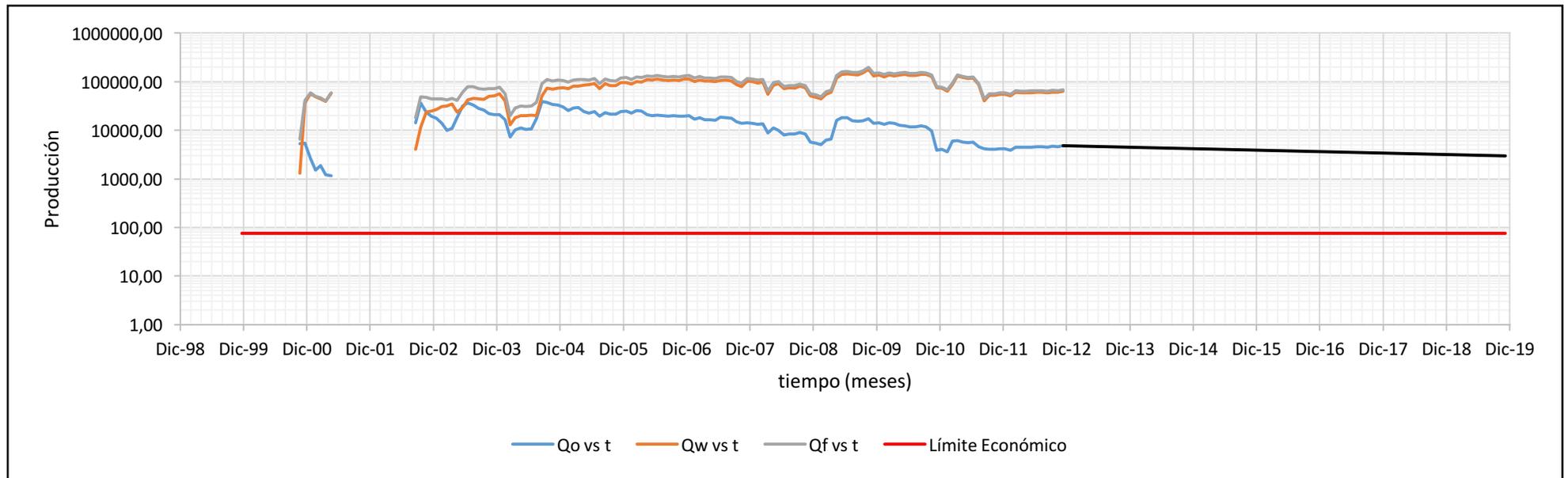
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 8: PRODUCCIÓN DE AGUA CON RESPECTO AL TIEMPO DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR



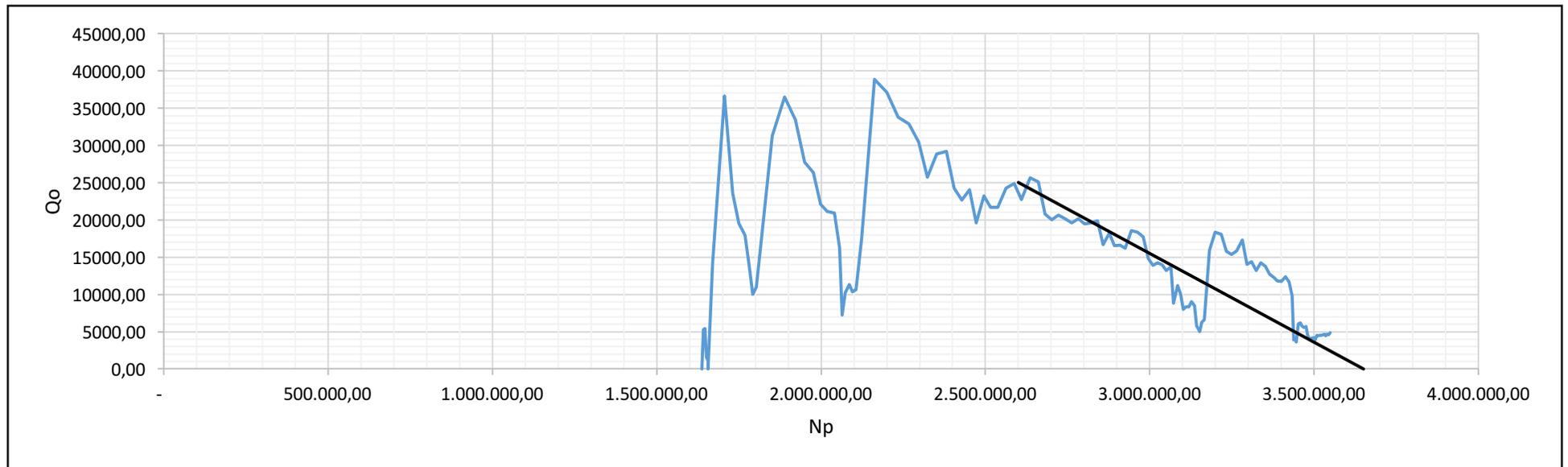
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 9: DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON RESPETO AL TIEMPO DE LA ARENA U INFERIOR



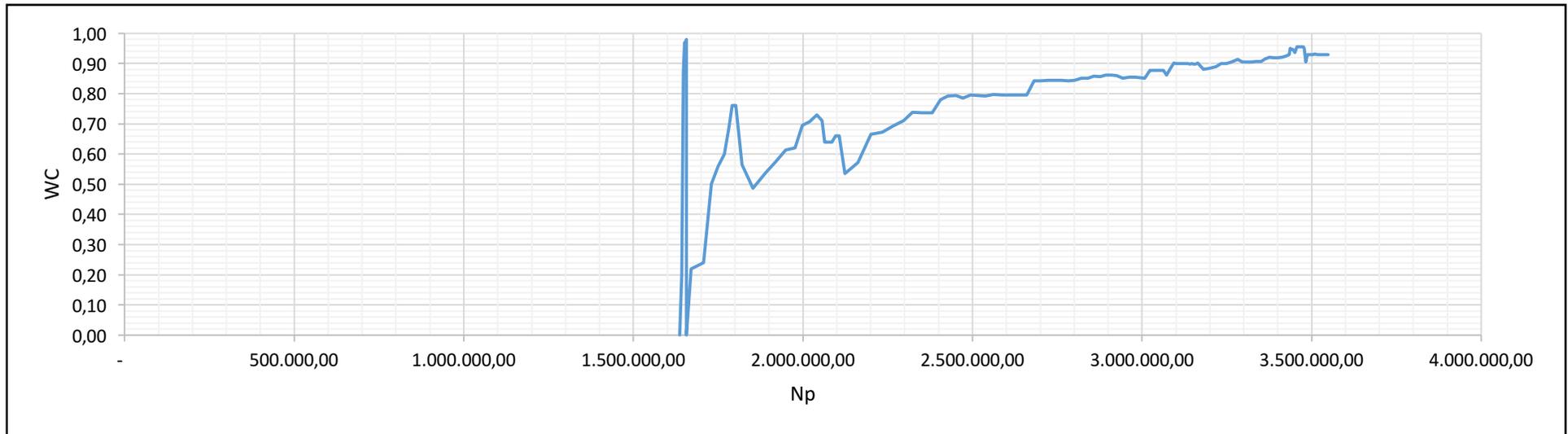
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 10: CAUDAL DE PETRÓLEO CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LA ARENA Ui



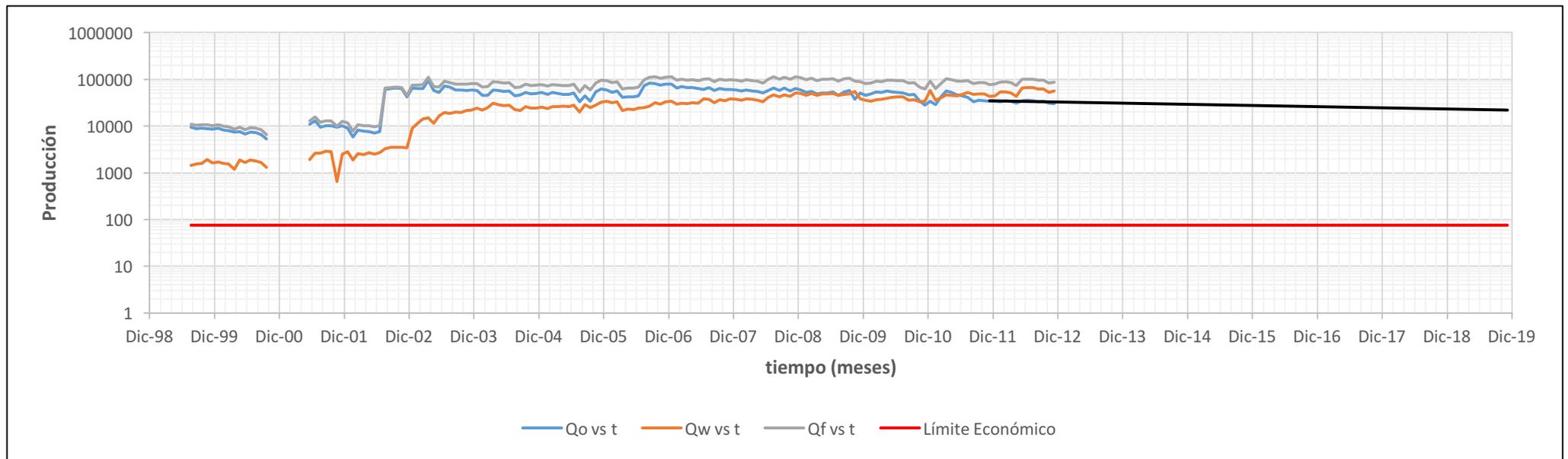
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 11: CORTE DE AGUA CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO DE LA ARENA U INFERIOR



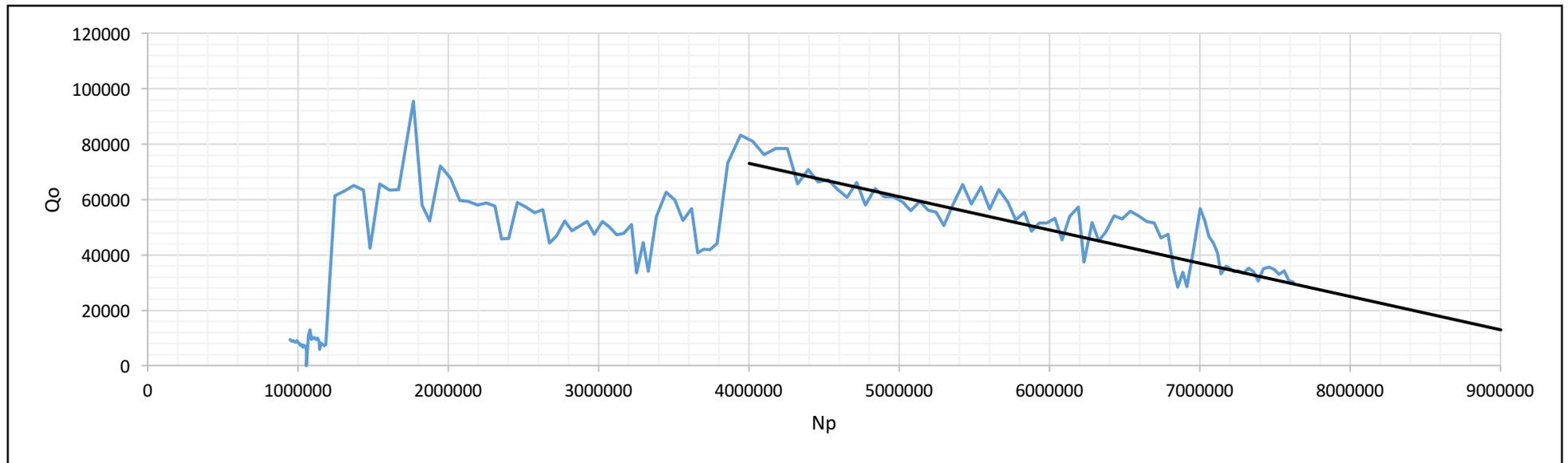
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 12: DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON RESPETO AL TIEMPO DE LA ARENA T INFERIOR



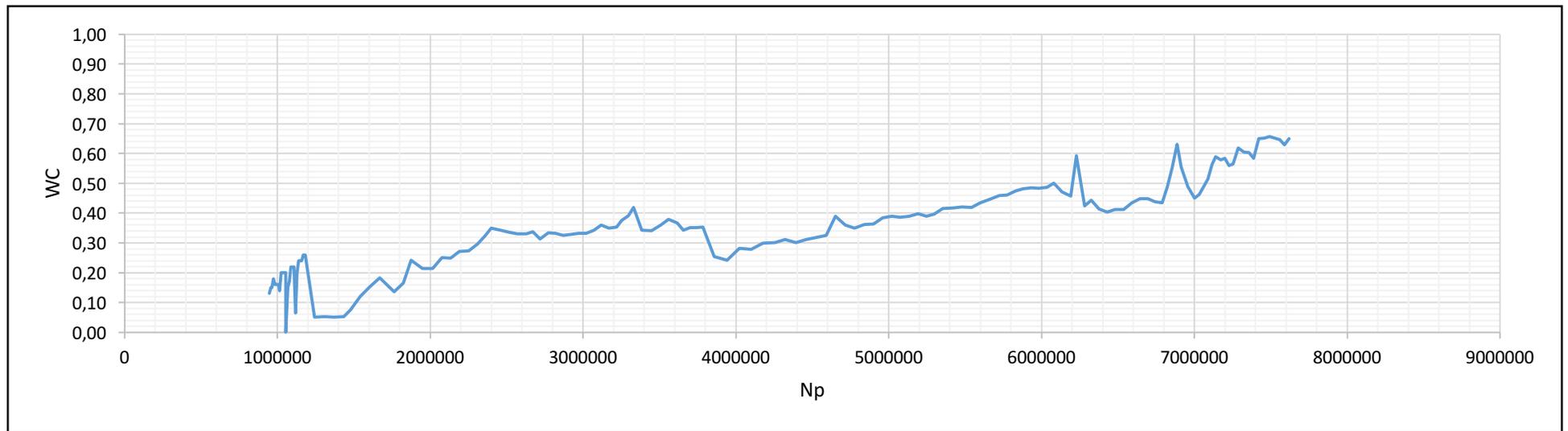
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 13: CAUDAL DE PETRÓLEO CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LA ARENA Ti



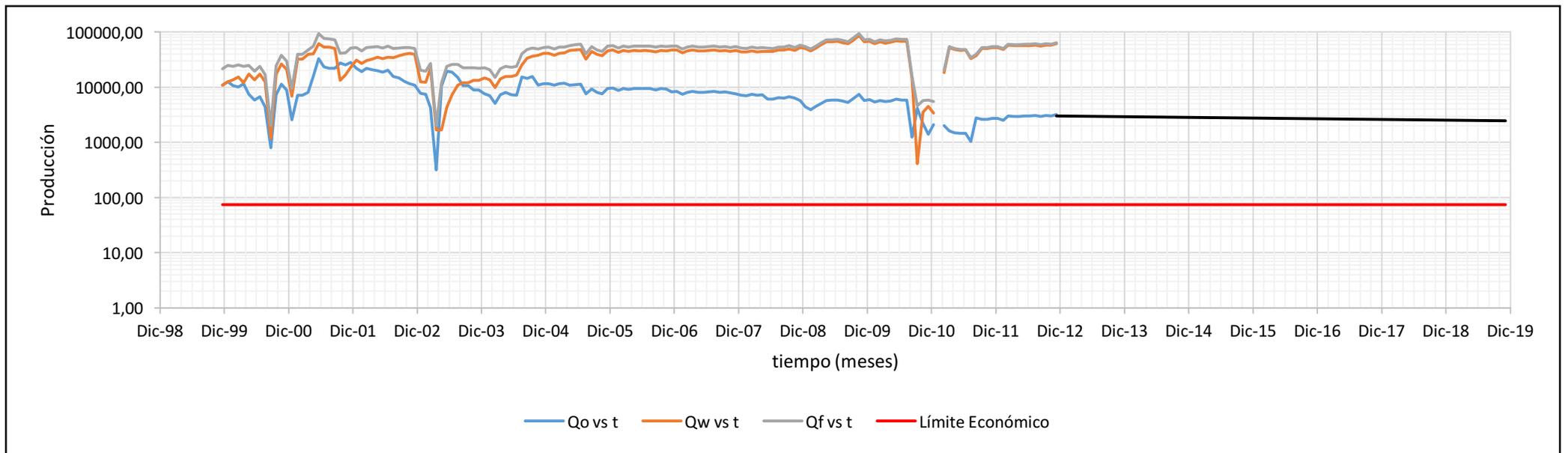
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 14: CORTE DE AGUA CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO DE LA ARENA T INFERIOR



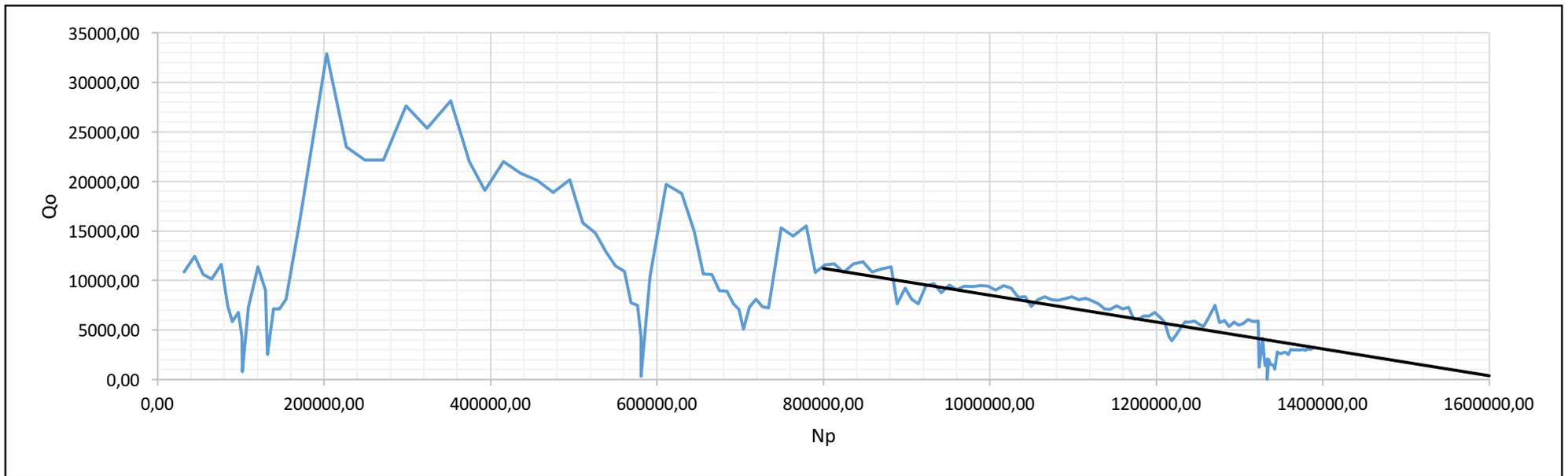
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 15: DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN CON RESPETO AL TIEMPO DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR



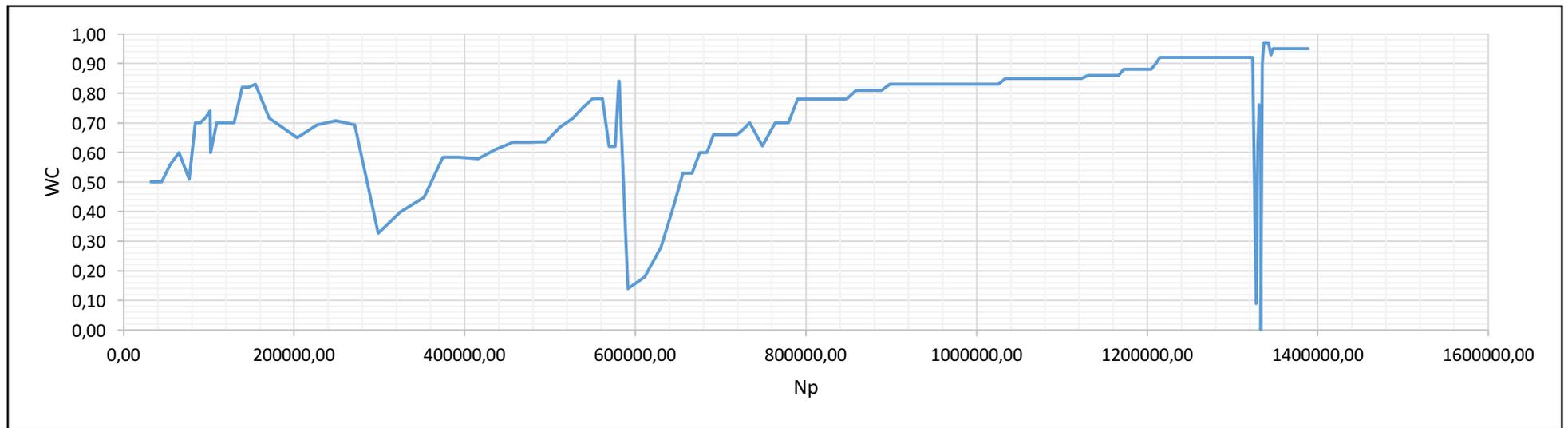
Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 16: CAUDAL DE PETRÓLEO CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE LA ARENA HOLLÍN SUPERIOR



Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

ANEXO 17: CORTE DE AGUA CON RESPECTO A LA PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO DE LA ARENA HOLLÍN



Fuente: Modificado de (Jara Romero, 2012)

BIBLIOGRAFÍA

1. Carvajal Zambrano, H., Tapia Falconí, D., & Barragán Chang, E. (2012). *Optimización de la Producción Utilizando Análisis Nodal en el Campo Fanny 18B Operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd.*
2. CIED, C. I. de E. y D. (1997). *Completación y Reacondicionamiento de Pozos.* (E. Ríos, P. Américo, & G. González, Eds.).
3. Corrales, A. (2013). *APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO PALANDA - YUCA SUR.* Universidad Central del Ecuador.
<http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
4. El-Banbi, A., & Wattenbarger, R. (1996). Analysis of Commingled Tight Gas Reservoirs. *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* <http://doi.org/10.2523/36736-MS>
5. Escobar, F. H. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*, 588.

6. Ferrer, F. (1998). *Commingled Production Wells: Experiences in Lake Maracaibo, Venezuela*.
7. Galavís Borden, A. S. (2002). *TRABAJO ESPECIAL DE GRADO CASO: ÁREA OESTE , CAMPO DACIÓN*. Universidad Central de Venezuela.
8. Jara Romero, I. G. (2012). *UNIVERSIDAD CENTRAL DEL FACULTAD DE INGENIERÍA EN EVALUACIÓN TÉCNICA- LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA-*. Universidad Central del Ecuador.
9. Jaramillo Ortiz, J. S. (2011). *ESTUDIO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO PARAHUACU PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN*. Escuela Politecnica Nacional.
10. Maggiolo, R. (2008). Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal, 60–63.
11. Nind, T. E. W. (1964). *Principles of oil well production* (McGraw - H).
12. Schlumberger. (2016). gravedad API - Schlumberger Oilfield Glossary. Retrieved from <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/>

13. SHE. Ley de hidrocarburos, Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (2011). Ecuador. Retrieved from http://biblioteca.unmsm.edu.pe/redlieds/Recursos/archivos/Legislacion/Bolivia/ley1689_hidrocarburos.pdf
14. Vogel, J. V. (1968). Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Wells.
15. Zhunio Pacheco, J. L. (2014). *ANÁLISIS DE LAS TÉCNICAS DE CAÑONEO EN LOS POZOS DE LOS CAMPOS PINDO Y PALANDA YUCA SUR. EVALUACIÓN DE RECAÑONEO Y AMPLIACIÓN*. Escuela Politécnica Nacional.