



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“PRODUCCIÓN CONJUNTA DE DOS O MÁS ARENAS EN
POZOS PETROLEROS CON BAJO POTENCIAL”**

PROYECTO DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

ERIKA LISSETH CASTILLO CASTILLO

GRACE ESTÍBALIZ MARÍN LEÓN

GUAYAQUIL – ECUADOR

2017

DEDICATORIA

A mis padres Luz Marieta y Pío, quienes con su lucha incansable y apoyo incondicional me han permitido culminar con esta etapa.

A mi compañero de sueños Andrés Andrade, quien con su amor, apoyo y confianza me llenó de seguridad para alcanzar mis metas.

A los buenos amigos que conocí en la universidad. De manera especial a Johanna y Manuel con quienes caminé desde el primer día de clases.

Erika Lisseth Castillo Castillo

DEDICATORIA

A mis padres Gray Aracelly y Florentino, mi razón de ser, quienes con su apoyo incondicional, trabajo y sacrificios me han dado uno de los mejores regalos. Con su infinito amor y confianza he podido culminar mi carrera universitaria.

A mi hermanos Félix y Norhelia, mis motores, felicidad y mi motivación constante.

A mis abuelitas España Castro y Mary Capa por su entusiasmo, cariño y preocupación.

Grace Estibaliz Marín León

AGRADECIMIENTO

A Dios omnipotente por ser luz y guía en cada paso a lo largo de nuestra carrera universitaria.

A la Escuela Superior Politécnica de Litoral, por brindarnos la oportunidad de prepararnos profesionalmente, a los profesores que lo hicieron posible, quienes a través de sus enseñanzas y exigencias nos educaron basados en valores morales y éticos.

Al MSc. Romel Erazo por su guía, apoyo invaluable y consejos para el desarrollo del presente proyecto.

Erika Lisseth Castillo Castillo

Grace Estíbaliz Marín León

TRIBUNAL DEL PROYECTO

MSc. Romel Ángel Erazo Bone
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

MSc. Fabián Vera Rosales
MIEMBRO EVALUADOR

MSc. Fidel Chuchuca Aguilar
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Erika Lisseth Castillo Castillo

Grace Estibaliz Marín León

RESUMEN

El presente proyecto analiza los datos de dos pozos petroleros productores del Campo XFICT, los cuales mantienen una producción por debajo del límite económico, cuya finalidad es seleccionar las arenas productoras que nos permitan optimizar y levantar la producción del campo a través de la producción conjunta de dos o más arenas.

En el Capítulo 1 se mencionan todos los conceptos introductorios del proyecto, la justificación, la descripción del problema, los objetivos que definen el alcance del proyecto, la metodología a seguir, se describen aspectos generales del campo, características de los hidrocarburos producidos, estructura geológica y litología.

En el Capítulo 2 se muestra el contenido del marco teórico en el que se sustenta la investigación, de acuerdo a definiciones y estudios realizados. En esta sección se definen conceptos de yacimiento, presiones, mecanismos de empuje, completaciones de fondo y registros de pozos.

En el Capítulo 3 se desarrolla la metodología planteada para el procesamiento de los datos de pozos escogidos, desarrollando un modelo de

análisis y selección de arenas productoras para optimizar la producción de dos pozos.

En el Capítulo 4 se muestran los resultados obtenidos y su respectivo análisis de selección de arenas productoras para la implementación de la producción conjunta de dos o más arenas en un pozo. Adicionalmente, se muestra un análisis económico que contrasta los beneficios de implementar este proyecto en pozos cuya producción se encuentra por debajo del límite económico.

En el Capítulo 5 se resume las conclusiones y recomendaciones de este proyecto

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DEL PROYECTO	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
ABREVIATURAS	XIV
SIMBOLOGÍA	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS	XVIII
ÍNDICE DE TABLAS	XXI
CAPITULO 1	23
INTRODUCCIÓN	23
1.1. Preámbulo	24
1.2. Planteamiento del problema	25
1.2.1. Descripción del problema	25
1.2.2. Justificación	26
1.2.3. Propuesta	27
1.3. Hipótesis	27
1.4. Objetivos	28

1.4.1. Objetivo general	28
1.4.2. Objetivos específicos.....	28
1.5. Metodología.....	29
CAPÍTULO 2.....	31
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	31
2.1. Descripción del Campo.....	32
2.1.1. Antecedentes del campo	32
2.1.2. Estructura Geológica del Campo XFICT	32
2.1.3. Propiedades de los hidrocarburos del Campo XFICT	34
2.2. Fundamentos Teóricos.....	34
2.2.1. Método Volumétrico.....	34
2.2.2. Reservas	35
2.2.3. Reservas Probadas.....	35
2.2.4. Porosidad	35
2.2.5. Saturación	36
2.2.6. Grados API.....	36
2.3. Registros de pozos.....	37
2.3.1. Registros Open Hole	37
2.3.1.1. Registros Gamma Ray	37
2.4. Fundamentos de la producción de yacimientos.....	39
2.4.1. Índice de Productividad (J)	39
2.4.2. Análisis Nodal.....	39

2.4.3.	Inflow Performance Relationship (IPR).....	40
2.4.4.	Presión de Reservorio	40
2.4.5.	Presión de fondo fluuyente (Pwf).....	41
2.5.	Mecanismos de Empuje en el Yacimiento	41
2.5.1.	Empuje por Depleción en el Yacimiento.....	42
2.5.2.	Empuje por Agua.....	43
2.5.3.	Empuje por Compactación	43
2.5.4.	Empuje por Gravedad	44
2.6.	Formaciones Productoras.....	44
2.6.1.	Reservorio Hollín principal.....	44
2.6.2.	Reservorio T superior	45
2.6.3.	Reservorio U inferior.....	45
2.7.	Tipos de Completaciones de Fondo	45
2.7.1.	Completación simple	45
2.7.2.	Completación doble.....	46
2.7.3.	Completación con herramienta Y-tool	46
2.7.4.	Completación inteligente	46
2.8.	Producción conjunta	48
2.8.1.	Escenarios negativos de la producción conjunta.....	48
2.9.	Balance de la materia	52
2.10.	Aspectos Legales	52
2.10.1.	Artículo 30.- Terminación múltiple:	53

2.10.2. Artículo 31.- Equipo de terminación:.....	53
2.10.3. Artículo 32.- Explotación de yacimientos:.....	54
CAPÍTULO 3.....	55
METODOLOGÍA	55
3.1. Selección de yacimientos	57
3.2. Selección de pozos.....	58
3.2.1. Registros de Pozos	59
3.2.2. Interpretación de registros	60
3.2.3. Historial de producción de los pozos	75
3.2.4. Cálculo de índices de productividad.	82
3.3. Construcción de IPR individuales	82
3.4. Construcción de IPR conjunta	84
3.5. Análisis Nodal de los pozos	88
3.6. Implementación de la producción conjunta.....	89
CAPÍTULO 4.....	90
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	90
4.1. Selección de yacimientos	91
4.2. Selección de los pozos	91
4.3. Inflow Performance Relationship.	93
4.3.1. Pozo XFICT-001.....	93
4.3.2. Construcción de la curva IPR del conjunto	95

4.3.3. Pozo XFICT-002.....	97
4.4. Análisis Económico.....	102
CAPÍTULO 5.....	107
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	107
CONCLUSIONES.....	108
RECOMENDACIONES.....	111
ANEXOS.....	112
BIBLIOGRAFÍA.....	127

ABREVIATURAS

POES	Petróleo Original en Sitio
IPR	Inflow Performance Relationship
API	American Petroleum Institute
IP	Índice de productividad
GOR	Gas Oil Relation
mD	Mili Darcys
R_T	Resistividad verdadera
SP	Potencial espontáneo
U_i	U inferior
T_p	T principal
Hs	Hollín superior
BHA	Bottom Hole Asembly
CIBP	Casing Irretrivable Bridge Plug
BHA	Bottom Hole Asembly

BPPD	Barriles de petróleo por día
BS&W	Basic Sediment and Water
BFPD	Barriles de fluido por día
Bbls	Barriles a condiciones de superficie
CBL	Cement Bond Log
VDL	Variable Density Log
HGNS	Hilt Gamma Ray Neutron Sonde
ECS	Elemental Capture Spectroscopy Sonde
GR	Gamma Ray
MD	Profundidad medida
TVD	True Vertical Depth
AOF	Absolute Open Flow

SIMBOLOGÍA

q_o	Grados centígrados
P_R	Presión de reservorio
P_{wf}	Presión de fondo fluvente
J	Índice de productividad
V_R	Volumen de la roca
S_w	Saturación de agua
β_{oi}	Factor Volumétrico
\emptyset	Porosidad
GR_{Log}	Lectura de rayos gamma de la formación
$GR_{Mín}$	Valor mínimo de rayos gamma
$GR_{Máx}$	Valor máximo de rayos gamma
R_{mf}	Resistividad de la formación
R_w	Resistividad del agua
Us/ft	Microsegundos por pie

g/cc	Gramos por centímetros cúbicos
R_t	Resistividad verdadera
Mg/l	Miligramos/litro
n	Exponente de saturación
a	Factor de tortuosidad
ρ_b	Densidad del bulk o densidad de la roca
Δt	Tiempo de viaje
ρ_{matriz}	Densidad de la matriz
ρ_{fluido}	Densidad del fluido
S_o	Saturación de petróleo
S_g	Saturación de gas

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Metodología de trabajo	30
Figura 2.1 Mapa Estructural del campo XFICT	33
Figura 2.2 Completación Doble para un sistema multi zona.	47
Figura 2.3 Completación Simple para un sistema multi zona.....	47
Figura 3.1 Correlación del Registro sónico de porosidad.....	66
Figura 3.2 Registros del Pozo XFICT-001, Arena Ui.....	69
Figura 3.3 Registros del Pozo XFICT-001, Arena Tp.....	69
Figura 3.4 Registros del Pozo XFICT-002, Arena Ui.....	74
Figura 3.5 Registros del Pozo XFICT-002, Arena Tp.....	74
Figura 3.6 Registros del Pozo XFICT-002, Arena Hollín.....	75
Figura 3.7 Historial de producción, Pozo XFICT-001. Arena Ui.	76

Figura 3.8 Historial de producción, Pozo XFICT-001. Arena Tp.	77
Figura 3.9 Historial de producción, Pozo XFICT-002, Arena Ui.	79
Figura 3.10 Historial de producción, Pozo XFICT-002, Arena Tp.	80
Figura 3.11 Historial de producción, Pozo XFICT-002, Arena Hs.	81
Figura 4.1 Curva IPR, Pozo XFICT-001, Arena Ui.	94
Figura 4.2 Curva IPR, Pozo XFICT-001, Arena Tp.	94
Figura 4.3 Curvas IPR individuales y del conjunto, Pozo XFICT-001.	95
Figura 4.4 Curvas IPR individuales y del conjunto, Pozo XFICT-002.	97
Figura 4.5 Curva IPR, Pozo XFICT-001, Arena Ui.	98
Figura 4.6 Curva IPR, Pozo XFICT-001, Arena Tp.	98
Figura 4.7 Curva IPR, Pozo XFICT-001, Arena Hs.	99
Figura 4.8 Curvas IPR individuales y del conjunto, Pozo XFICT-002.	100

Figura 4.9 Curvas inflow y outflow, Pozo XFICT-002..... 101

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Propiedades de los hidrocarburos del campo.....	34
Tabla II. Propiedades de los reservorios Ui, Tp y Hollín.	57
Tabla III. Evaluación cuantitativa de la porosidad.....	58
Tabla IV. Evaluación cuantitativa de la permeabilidad.	59
Tabla V. Herramientas de medición y registros de pozos.	59
Tabla VI. Correlación de los registros sínicos, neutrón y densidad	65
Tabla VII. Parámetros calculados para la construcción de IPR individuales para el pozo XFICT-001.....	83
Tabla VIII. Parámetros calculados para construcción de IPR individuales para el pozo XFICT-002.....	84
Tabla IX Datos para cálculos de IP, IPR individual y del conjunto.....	86

Tabla X Parámetros calculados para la IPR del conjunto..... 87

Tabla XI. Datos de reservorios y POES resultante..... 91

Tabla XII. Características petrofísicas de los pozos XFICT-001 Y XFICT-002
..... 93

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Preámbulo

La producción conjunta es en ocasiones un tópico que se trata con cierta delicadeza debido a que implica extremo control en el área de recursos naturales de cualquier país alrededor del mundo.

Existen antecedentes en la industria petrolera donde algunas regulaciones vigentes impiden la práctica de importantes estrategias de producción. Según el Dr. Martín Essenfeld muchas de estas restricciones están lejos de beneficiar al Estado y van en contra de algunos objetivos entre los cuales se encuentra la explotación eficaz y racional de la mayor cantidad posible de hidrocarburos dentro de un marco operacional que proteja al medio ambiente aplicando técnicas de producción que maximicen el recobro final de los hidrocarburos originalmente en sitio y explotarlos al menor costo.

La explotación conjunta de dos o más yacimientos de forma simultánea puede lograr un recobro económicamente viable y consolidado en comparación con la producción individual de yacimientos por separado. (Essenfeld, 2008)

En el Ecuador mediante el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas se controla la estrategia de producción conjunta,

como práctica común se lo prohíbe debido a que los intereses del Operador se enfrentan a los intereses del Estado. Se busca que las operaciones permitan crear una estrategia donde tanto el Estado como el Operador puedan ganar-ganar y estén dentro del rango de las regulaciones hidrocarburíferas y ambientales.

1.2. Planteamiento del problema

1.2.1. Descripción del problema

Para la industria petrolera abandonar un pozo por baja producción implica destinar gastos para las operaciones de este proceso. Adicionalmente, los costos de abandono y desmantelamiento de un pozo no son recuperables. El bajo potencial de las arenas que operan en algunos de los pozos del Campo XFICT generan poca rentabilidad debido a su producción bajo el límite económico, es decir que los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos de aquellos pozos están por debajo de los costos incurridos en su explotación. Presentándose problemas de sobredimensionamiento del sistema de levantamiento artificial seleccionado y gastos de reacondicionamiento para el mantenimiento de estos pozos.

1.2.2. Justificación

El presente proyecto hace un análisis de los registros de pozos lo cual permite conocer todas las zonas en donde es posible obtener hidrocarburos, el contacto agua-petróleo, espesores de los yacimientos y la profundidad a la que se encuentran. La determinación del potencial de cada zona productora nos ayudará a determinar la rentabilidad de la producción de cada una de ellas, las pruebas de producción permiten determinar las presiones de cada reservorio y denominar cuáles son óptimas para ser producidas con el objetivo de evitar el flujo cruzado. Concluyendo, con la identificación del estado mecánico del pozo, el tipo de levantamiento artificial y las curvas de declinación de la producción conjunta a un tiempo determinado.

Finalmente, este trabajo cumple con los objetivos planteados debido a que permite resolver la problemática mediante un procedimiento general que analiza diferentes parámetros de cada arena productora en pozos de bajo potencial, tomando en cuenta los aspectos operacionales, técnicos, económicos y legales de la producción de pozos petroleros del territorio ecuatoriano.

1.2.3. Propuesta

El presente proyecto propone una investigación que permita definir dos o más arenas productoras en dos pozos con la finalidad de aumentar la producción para mantenerla sobre el límite económico. La disponibilidad de la información para asegurar la calidad y el buen desarrollo del proyecto es obtenida de los datos de producción del Campo XFICT y trabajos científicos debidamente referenciados. Con una duración de 12 semanas se pretende que los datos analizados reflejen una solución para el problema, proponiendo un modelo mecánico de los pozos productores con las nuevas condiciones para la producción conjunta, brindando beneficios técnicos y económicos en pozos cuyas arenas productoras sean de bajo potencial.

1.3. Hipótesis

Se puede producir yacimientos en conjunto de los pozos seleccionados (XFICT-001 y XFICT-002) de campo XFICT mediante el análisis técnico que nos permitirá conocer si los pozos candidatos cumplen las características estipuladas para el desarrollo del proyecto mediante la construcción de curvas IPR individuales y del conjunto.

Además, el análisis económico permitirá conocer la viabilidad del mismo realizando una comparación de la producción individual de las arenas y del conjunto.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Analizar los parámetros petrofísicos y de producción de los pozos que producen bajo el límite económico mediante la interpretación de los registros de pozos y curvas de declinación de la producción, para implementar la producción conjunta de dos o más arenas.

1.4.2. Objetivos específicos

- Calcular el POES de las arenas productoras del campo, mediante el método volumétrico, para contribuir en la selección de los yacimientos del proyecto.
- Seleccionar los pozos candidatos para la implementación del proyecto, mediante la interpretación los registros Gamma Ray, de resistividad, porosidad y saturación.

- Realizar una hoja de cálculo que permita la construcción de las curvas IPR individuales y del conjunto.
- Identificar los cambios necesarios en la completación de los pozos, para ejecutar la producción conjunta de varias arenas.
- Mostrar un análisis económico utilizando datos de curvas de declinación de la producción, para conocer la utilidad de llevar a cabo la producción conjunta, mediante un criterio de comparación.

1.5. Metodología

El presente proyecto de graduación denominado “Producción conjunta de dos o más arenas en pozos petroleros con bajo potencial” por la modalidad corresponde a un proyecto de investigación científica por cuanto está dirigido a resolver un problema práctico de pozos petroleros del territorio ecuatoriano.

Debido a los objetivos de la investigación, este proyecto será un análisis descriptivo, explicativo y evaluativo. Es descriptivo debido a que busca especificar propiedades y características del yacimiento para entrar en un proceso de análisis y observación de nuevas arenas productoras. Es explicativo porque establece una relación de causa y

efecto, estará dirigido a conocer como aumentará la producción de hidrocarburos al abrir nuevas arenas. Con respecto a la fuente, es una investigación de campo y documental, se apoya bajo conceptos y criterios obtenidos de documentos publicados y referenciados. Finalmente, es evaluativo porque analiza el impacto legal, técnico y económico de realizar una producción conjunta de varias arenas.

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

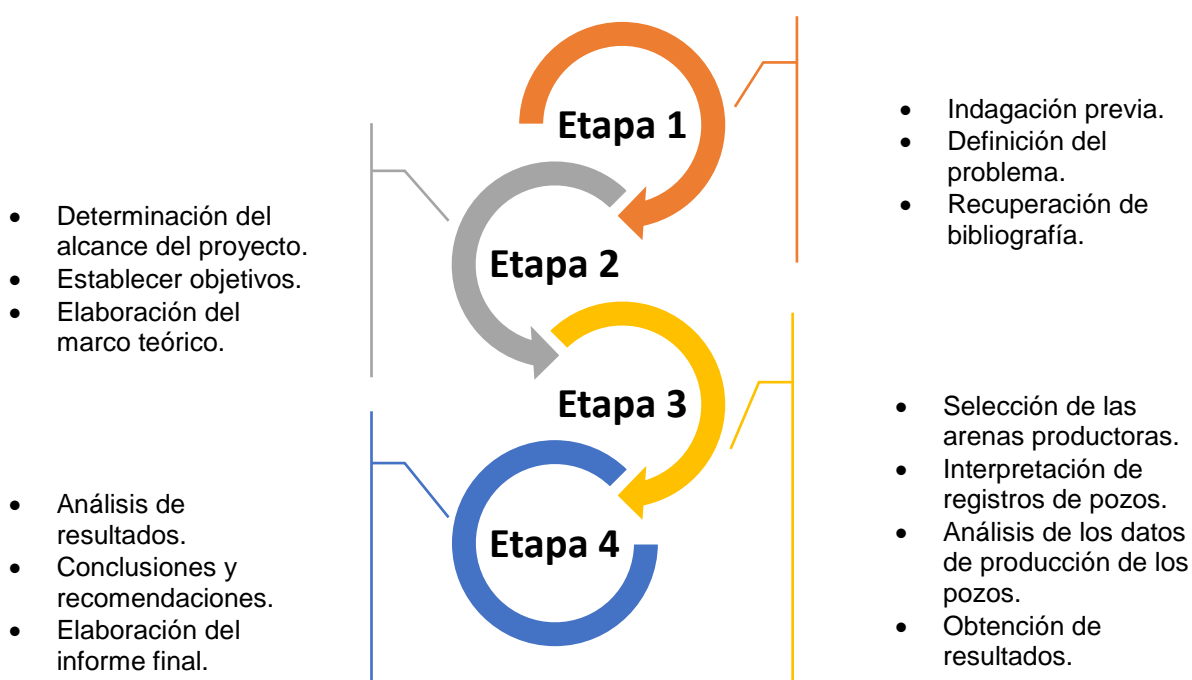


Figura 1.1 Metodología de trabajo
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1. Descripción del Campo

2.1.1. Antecedentes del campo

El Campo XFICT está localizado en el Oriente Ecuatoriano. El primer pozo se perforó en 1985 con el cual se descubrieron acumulaciones de petróleo de 18 y 27 grados API en las areniscas NAPO y 25 grados API de Hollín. Los yacimientos descubiertos en el área son “U” Media, “U” Inferior, “T” Superior, “T” Principal y Hollín, de las cuales “U” Inferior y “T” Principal son las de mayor potencial productivo.

2.1.2. Estructura Geológica del Campo XFICT

El campo XFICT se caracteriza por poseer en su estructura un anticlinal con alargamiento Norte-Sur. Se considera bien definido y presenta una continuidad sísmica buena, en especial, si se hace referencia a la arena U inferior.

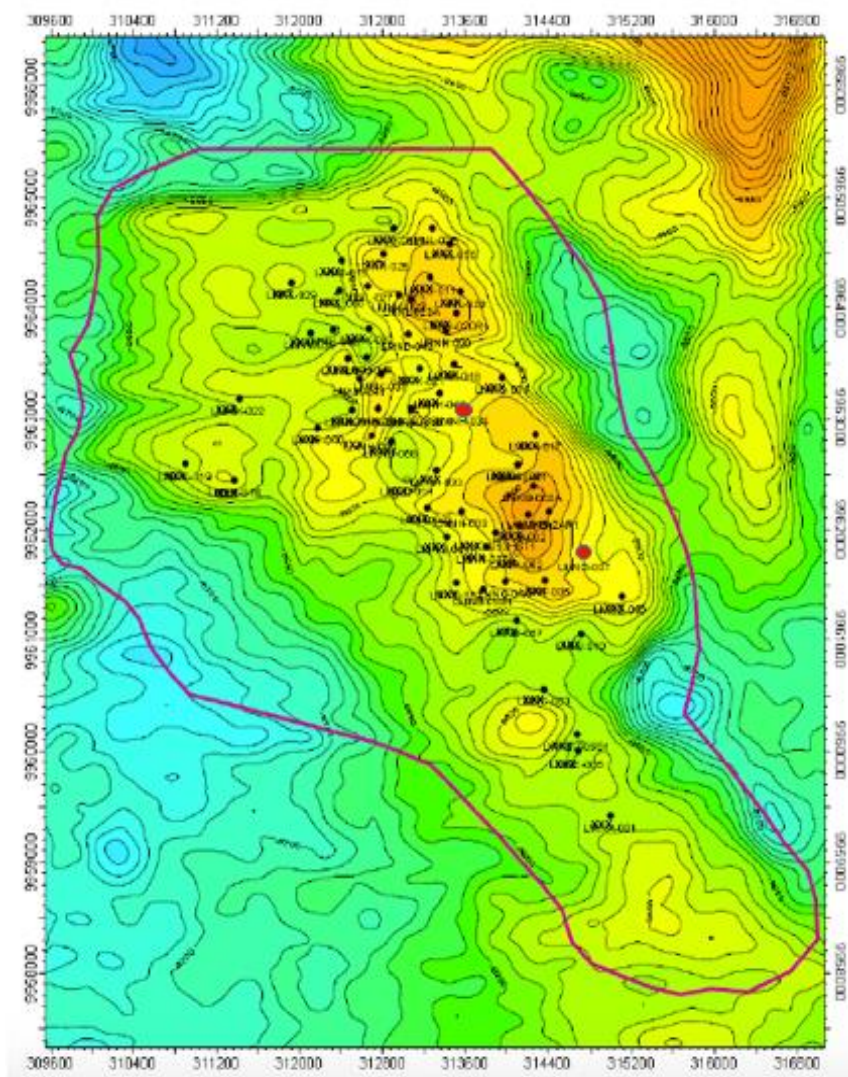


Figura 2.1 Mapa Estructural del campo XFICT.
Fuente: Petroamazonas EP, 2017.

2.1.3. Propiedades de los hidrocarburos del Campo XFICT

Tabla I. Propiedades de los hidrocarburos del campo.

PARAMETROS	UNIDAD	
SODIO (Na)	(mg/l)	26.078
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	432
CALCIO (Ca)	(mg/l)	5.240
BARIO (Ba)	(mg/l)	4
HIERRO (Fe)	(mg/l)	33
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	50.500
SULFATO (SO ₄)	(mg/l)	155
BICARBONATOS (HCO ₃)	(mg/l HCO ₃)	342
SOLIDOS DISUELTOS	(mg/l)	68.190
% CO ₂ (EN GAS)	(%)	8
H ₂ S (EN GAS)	mg/L	15
H ₂ S (EN AGUA)	mg/L	0,000
pH (MEDIDO)	pH	6,40

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

2.2. Fundamentos Teóricos

2.2.1. Método Volumétrico

Método determinístico para la cuantificación de reservas asociado a la determinación de los hidrocarburos originales en sitio (La Comunidad Petrolera).

2.2.2. Reservas

Cantidades de petróleo las cuales son anticipadas, que se conocen que son recuperadas comercialmente a partir de acumulaciones conocidas. Se considera que es el volumen de hidrocarburos que de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible presenta una alta probabilidad de ser recuperada bajo condiciones económicas y de abandono. (Heriot Watt University, 2011)

2.2.3. Reservas Probadas

Son estimaciones de petróleo que por medio de un análisis geológico y datos de ingeniería pueden ser estimadas con una incertidumbre razonable para ser comercializadas a partir de una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas actuales, métodos operacionales y regulaciones del gobierno. (Heriot Watt University, 2011)

2.2.4. Porosidad

Es el volumen de porción no sólida de la roca llena con fluidos.
Es la propiedad de la roca definida expresada en porcentaje,

relaciona el volumen poroso de la roca sobre el volumen total de la misma. (Salazar Barrero, 2016)

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen poroso de la roca}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad \text{(Ec. 1)}$$

2.2.5. Saturación

Se define como la fracción del volumen poroso que ocupa un determinado fluido.

$$\text{Saturación} = \frac{\text{Volumen de fluido}}{\text{Volumen del medio poroso}} \quad \text{(Ec.2)}$$

El volumen poroso puede estar ocupado por los fluidos: petróleo, agua y gas y al sumar las saturaciones de todos los fluidos en el espacio poroso de la roca el resultado es 1. (Artigas, 2010)

$$\text{Saturación} = S_g + S_o + S_w = 1 \quad \text{(Ec.3)}$$

2.2.6. Grados API

La gravedad API desarrollada por el Instituto Estadounidense de Petróleo (American Petroleum Institute) indica la densidad

de un crudo. Es un parámetro medido en grados que varía de forma inversa, mientras más liviano el material más alta es la gravedad API. (Oilfield Glossary)

$$^{\circ}API = \left(\frac{141.5}{GE} \right) - 131.5 \quad (\text{Ec.4})$$

2.3. Registros de pozos

Los registros de pozos son métodos indirectos con los cuales se puede extraer información de las propiedades físicas de un reservorio, parámetros que permiten determinar si un pozo es comercial o no, con lo cual se puede decidir si completar, abandonar un pozo y qué zonas producir (Palacios, 2014). Para nuestro proyecto de investigación usaremos los siguientes registros de pozos:

2.3.1. Registros Open Hole

2.3.1.1. Registros Gamma Ray

Este tipo de registros usan la telemetría y radiación gamma. Cuando ésta pasa a través de la materia, interactúa por absorción fotoeléctrica con la finalidad

de evaluar las arenas y obtener un análisis de los minerales de la formación (Aytekin Timur, 1982).

2.3.1.2. Registros de Resistividad

Estos registros permiten obtener información casi exacta de la resistividad de la formación sin necesidad de gráficos de corrección. Consisten en el viaje del voltaje a través de dos electrodos, uno en fondo y otro en superficie, determinando así la conductividad de los fluidos de la formación (Richard Bateman, 1985).

2.3.1.3. Registros de Cementación

Consisten en una señal acústica que viaja a través de los fluidos del pozo, el casing, el cemento y la formación. La señal es recibida, procesada y mostrada en un registro. La forma de la onda registrada junto con el tiempo de recorrido muestra la amplitud de la señal acústica que ha viajado a través del cuerpo en estudio, mostrando de esta manera la buena o mala adherencia del cemento con el casing

y con la formación. Entre estos registros se encuentran los registros sónicos y de imagen (Gary Frisch, Larry Graham., 1998).

2.4. Fundamentos de la producción de yacimientos

2.4.1. Índice de Productividad (J)

El Índice de Productividad es una propiedad de los pozos que representa las características del yacimiento, la geometría del pozo y las características de los fluidos en el yacimiento, la cual mide el potencial del pozo o su habilidad para producir. Permite comparar que tan productivo es un pozo con respecto a otro dentro de un mismo yacimiento. (Al Gahtani, 2011)

$$J = \frac{q_o}{P_R - P_{wf}} \quad \text{(Ec.5)}$$

2.4.2. Análisis Nodal

El análisis nodal es una herramienta analítica usada para pronosticar el comportamiento de los diferentes elementos que integran el sistema de producción y terminación. Usado para optimizar el diseño de pozo con el objetivo de que se adecúe a

la capacidad productiva del yacimiento. (Oilfield Glossary, 2017)

2.4.3. Inflow Performance Relationship (IPR)

El IPR es la relación entre el caudal (q) y la presión de fondo fluyente (P_{wf}). Hay una relación lineal entre la producción del reservorio en la presión por encima del punto de burbuja. Esta forma lineal de la curva del IPR representa el IP o índice de productividad lo cual es el inverso de la pendiente del IPR.

El IPR es usado para medir la vida y productividad del reservorio, además es muy usada como una herramienta de monitoreo del comportamiento del pozo, en las predicciones de la simulación y para requerimientos en un levantamiento artificial de un número de pozos. El Inflow Performance Relationship es afectado por la presión del reservorio, el fluido del reservorio y el tipo de roca. (Lyons & Plisga, 2005)

2.4.4. Presión de Reservorio

La presión de reservorio es la medida que expresa la presión de fluido en el poro del yacimiento. Esta presión cambia a

medida que se producen los fluidos en el reservorio. Se define como P_R y es conocida como la presión original del yacimiento. Se determina midiendo en el pozo la fuerza por unidad de área ejercida por los fluidos a nivel de la capa productiva. (Bidner, 2001)

2.4.5. Presión de fondo fluyente (Pwf)

Es la presión registrada a la profundidad de los disparos, es la fuerza generada por el peso de los fluidos que llenan la columna del pozo por unidad de área. (Heriot Watt University, 2011)

2.5. Mecanismos de Empuje en el Yacimiento

Es una fuente de energía que nos permite conducir los fluidos de la formación hacia el pozo. No es necesariamente la energía que lleva el fluido a la superficie, aunque en algunos casos lo hace (Heriot Watt University, 2011). Existen varios tipos de mecanismo de empuje, los cuáles son:

2.5.1. Empuje por Depleción en el Yacimiento

Un tipo de yacimiento por depleción es en el cual los hidrocarburos no están en contacto con el cuerpo de la arena o con un acuífero. Está casi totalmente cerrado por el medio poroso y la energía de empuje viene del yacimiento. La energía viene de la expansión de los fluidos en el yacimiento asociado al espacio poroso.

Este tipo de mecanismo de empuje se clasifica en:

Gas en Solución: El yacimiento es sub-saturado, la producción de este es sobre el punto de burbuja y es del resultado de la compresibilidad efectiva del sistema. Como se reduce la presión, el petróleo se expande debido a la compresibilidad y finalmente el gas sale de la solución de petróleo cuando se alcanza la presión del punto de burbuja. La expansión del gas provee la fuerza para empujar el petróleo.

Empuje por capa de gas: Este empuje se produce cuando ya hay gas libre acumulado encima del yacimiento en forma de capa de gas. Este recibe energía de la alta compresibilidad de la capa de gas.

2.5.2. Empuje por Agua

Los hidrocarburos están en contacto con un gran volumen de agua, es decir un acuífero activo. Este tipo de mecanismo se clasifica en:

- Artesian Flow: En este caso existe un afloramiento de la formación del yacimiento la cual es alimentada por agua de mar o lluvia reemplazando el petróleo extraído; esta agua ocupa ese espacio y tiende a empujar el hidrocarburo que está en el yacimiento.
- Yacimiento con empuje de agua de fondo: El yacimiento de hidrocarburo es amplio pero está delimitado por agua.

2.5.3. Empuje por Compactación

Ocurre cuando la formación de hidrocarburos es compactada como resultado del incremento de la presión o esfuerzo de sobrecarga y mientras o durante la producción la porosidad se reduce.

2.5.4. Empuje por Gravedad

El empuje por gravedad se da donde la densidad natural de segregación de las fases es la responsable del movimiento de los fluidos en el poro.

Es donde las fuerzas de densidad relativa asociadas con los fluidos hacen que el petróleo drene hacia el pozo de producción.

2.6. Formaciones Productoras

2.6.1. Reservorio Hollín principal

Compuesta por areniscas continentales provenientes de sistemas fluviales que hacia el techo evolucionan a ambientes con afluencia marina con desarrollo de areniscas que gradualmente son cubiertos por depósitos marinos someros. (Albariño, Mancilla, Meissinger, Rivadeneira, & Sciamanna, 2008)

2.6.2. Reservorio T superior

La arena T superior está integrada por secuencias cíclicas compuestas por arenisca y caliza, pertenece a un arreglo de facies sílico-clásticas continental mixto que progresivamente migran a facies sílicos carbonáticos de ambiente marino somero.

2.6.3. Reservorio U inferior

Se caracteriza por ser una roca sedimentaria clástica con matriz caolinítica y cemento calcáreo.

2.7. Tipos de Completaciones de Fondo

En la industria petrolera un pozo puede producir según sus necesidades y características a través de una las siguientes completaciones (Schlumberger, 2003):

2.7.1. Completación simple

Usa una sola tubería de producción y en el caso de producción multi zona los fluidos se mezclan hasta llegar a superficie, son del tipo más económico en un pozo.

2.7.2. Completación doble

Utilizan dos tuberías de producción con el objetivo de que los fluidos de cada arena no se mezclen y lleguen por separado a superficie. Pueden ser paralelas o concéntricas.

2.7.3. Completación con herramienta Y-tool

Esta completación se utiliza si existen regulaciones gubernamentales en el país donde se encuentre campo y monitoreen el flujo permitido en la producción. En este caso la herramienta Y-tool permite que con procedimientos de slick line y wire line se abran y cierren camisas para producir por separado una de las zonas cañoneadas.

2.7.4. Completación inteligente

Es un tipo de tecnología empleada para obtener el control y monitoreo en tiempo real de la producción, adquiere datos de reservorio y controla el flujo desde la superficie. Su mecanismo de apertura y cierre de camisas se realiza hidráulicamente desde superficie y es una de las completaciones más costosas.

Finalmente, para producir conjuntamente dos o más arenas se puede usar una completación simple, doble o inteligente. El uso de una de ellas básicamente depende de los factores económicos y operacionales de cada pozo.

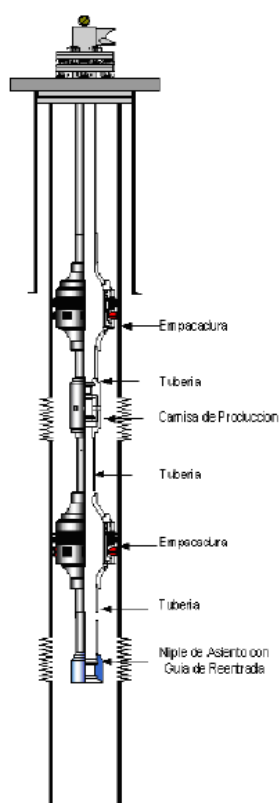


Figura 2.2
Completación Simple para un sistema multi zona.

Fuente: Schlumberger, 2015.

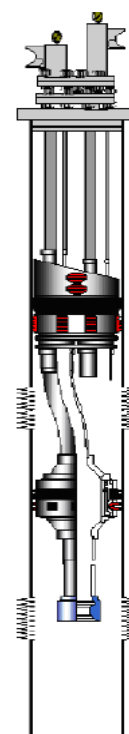


Figura 2.3
Completación Doble para un sistema multi zona.

Fuente: Schlumberger, 2015.

2.8. Producción conjunta

Producción conjunta o en el idioma anglosajón '*commingled production*' es el término usado para referirse a la mezcla de fluidos que se originaron a partir de yacimientos diferentes que son producidos a través de un único conducto. En este caso la producción puede mezclarse en el fondo del pozo o en la superficie. El mezclar la producción de dos o más yacimientos en conjunto se lo realiza para maximizar el total de hidrocarburos recuperables de un pozo, ofreciendo así la oportunidad de producir arenas que pueden ser de forma individual económicamente no rentables, ya sea al inicio de la producción o después de haber disminuido hasta su límite marginal. (Slocumb, 2011)

2.8.1. Escenarios negativos de la producción conjunta

Según lo descrito (Galavis Borden, 2002) existe la posibilidad de que en la producción conjunta se den situaciones desfavorables en las cuales su aplicación no sería una opción conveniente económicamente, ya que si bien es cierto los escenarios que se describen a continuación tienen solución técnica, estos implicarían en costos elevados que pondrían en riesgo la viabilidad del proyecto.

2.8.1.1. Zonas productoras con fluidos químicamente incompatibles

La mezcla de fluidos de diferentes zonas productoras que posean diferentes composiciones puede ocasionar la formación de precipitados. Se puede conocer que tan compatible es un fluido con otro mediante pruebas de laboratorio que indiquen la tendencia de la mezcla en cuanto a precipitados, sin ellas simplemente se podría suponer que crudos con características similares serán compatibles y representan menos problemas de deposición en el entremezclado.

Los sólidos precipitados pueden producir daños en la formación si el flujo de fluidos se mezcla a la salida de las perforaciones y si la velocidad del flujo es menor a la velocidad a la cual se depositan las partículas sólidas. El problema puede empeorar si al momento de producir a altas presiones de fondo o en otro caso a al producir a bajas presiones ocurre flujo cruzado, esto ocasionaría el taponamiento del

espacio poroso minimizando la permeabilidad del área afectada.

2.8.1.2. Zonas productoras en conjunto con diferencia de potencial

Se deben estudiar las diferencias de presión que existen entre las formaciones mediante curvas de gradiente fluyente y estático, asegurando que la presión de yacimiento sea siempre mayor o igual a la presión de la tubería para evitar la posibilidad de flujo cruzado.

2.8.1.3. Yacimientos que producen con grandes diferencias en cortes de agua, GOR y/o grados API

La producción conjunta de zonas con mayores cantidades de agua y/o fluidos con bajos grados API a la larga afecta la vida del proyecto debido al aumento del peso de la columna de fluido, lo que impide la producción eficiente de otras zonas.

Por otro lado, la producción de zonas con alto GOR no aumenta el peso de la columna de fluidos, pero la diferencias de velocidades entre las fases líquida y gaseosa incrementa las pérdidas de presión debido a la fricción incurriendo al incremento de la presión de fondo fluyente. Entre otro de los fenómenos de producir zonas con alto GOR está inferencia que hace en la saturación del petróleo en las cercanías de los perforados disminuyendo la permeabilidad efectiva y por último provoca la acumulación de fluidos en el fondo cuando se produce a bajos caudales.

2.8.1.4. Arenas productoras muy distantes

Debido a que las caídas de presión son proporcionales a la distancia que recorre el fluido, se conoce que los efectos de turbulencia o gravitacionales y pérdidas de energía pueden hacer que las presiones de fondo en las zonas más profundas deban ser mayores para que los intervalos aporten fluidos suficientes para la aplicación del proyecto de producción conjunta.

2.9. Balance de la materia

Es una forma de expresar la conservación de la masa bajo el concepto de que la cantidad de masa de un volumen de control es igual a la cantidad de masa que entra menos la cantidad de masa acumulada en el volumen. Esta ecuación se usa para determinar la cantidad de fluidos presentes en el yacimiento, a través de su vida productiva, predecir el comportamiento futuro y el recobro de los fluidos totales (Ojo & Osisanya, 2006).

Volumen inicial = Volumen remanente + Volumen de fluidos producidos

2.10. Aspectos Legales

Para la aplicación de la producción conjunta de arenas es fundamental conocer las regulaciones legales del Reglamento Sustitutivo de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador que pueden permitir o impedir el desarrollo del proyecto. En este reglamento legal se exponen tres artículos que son de interés. En especial, el artículo 32 nos da la pauta para realizar los justificativos técnicos y económicos que hacen viable la producción conjunta de yacimientos. La Secretaría de Hidrocarburos es el ente regulador encargado de hacer cumplir lo siguiente:

2.10.1. Artículo 30.- 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. No obstante, en determinadas circunstancias técnicamente justificadas y solamente con la aprobación previa de la Secretaría de Hidrocarburos, se permitirá la explotación conjunta de dos o más yacimientos, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 32 de este reglamento. (Ministerio de Recursos Naturales No Renovables)

2.10.2. Artículo 31.- Equipo de terminación:

PETROECUADOR o la contratista, según fuere el caso, deberá equipar adecuadamente, los pozos que deben ser terminados como productivos o de inyección, de acuerdo con las prácticas de ingeniería generalmente aceptadas, a fin de:

- a. Controlar eficientemente la producción o inyección de fluidos;
- b. Impedir el escape y el desperdicio de hidrocarburos,

para evitar pérdidas, daños y contaminación; c. Evitar la comunicación de fluidos de un yacimiento a otro; y, d. Tomar registros de temperatura y de presiones, independientemente en los diferentes yacimientos, cada seis meses y efectuar trabajos de reacondicionamiento y controlar la producción individual de cada uno de los yacimientos. (Ministerio de Recursos Naturales No Renovables)

2.10.3. Artículo 32.- 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. En el caso de existir dos o más yacimientos con características diferentes y si su explotación separada resulta antieconómica, la Secretaría de Hidrocarburos autorizará su explotación simultánea, para lo cual PETROECUADOR o la contratista, según el caso, presentará los justificativos técnicos y económicos correspondientes. Cualquier cambio de yacimiento productor de un pozo será autorizado por la Secretaría de Hidrocarburos. (Ministerio de Recursos Naturales No Renovables)

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA

A continuación se presenta la metodología del proyecto, el cual involucra el análisis de dos o más arenas que están bajo el límite marginal, que contienen poca cantidad de reservas para producirlos mediante un solo conducto o pozo. Esto permitirá el desarrollo económicamente viable de reservorios del Campo XFICT tomando en cuenta la normativa legal dispuesta por el Ministerio de Hidrocarburos del Ecuador.

Por lo tanto, continuando con la metodología usada por Galavis Borden, se inició con la selección de los yacimientos posibles para la aplicación del proyecto realizando un análisis de la información petrofísica correspondiente a cada yacimiento.

Para el cumplimiento del objetivo del proyecto, depende de que exista suficiente información de producción, por lo cual consideramos el historial de producción como uno de los criterios de predicción usados para el análisis de declinación de los yacimientos.

De acuerdo a la información del Campo XFICT, encontramos que éste cuenta hasta la fecha con 25 pozos produciendo.

3.1. Selección de yacimientos

Para la selección de los yacimientos se tomaron las premisas descritas por Galavis Borden, las cuales sugieren tres puntos importantes para la óptima selección de arenas:

- Las reservas remanentes deben estar entre 50 y 400 Mbbbls,
- Fluido por arenas debe ser mayor a 17 grados API.
- Poseer un recobro actual que sobrepase el 4%.

El petróleo original en sitio se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{7758 V_R \phi (1-S_w)}{\beta_{oi}} \quad (\text{Ec.6})$$

A partir de los siguientes datos de reservorio:

Tabla II. Propiedades de los reservorios Ui, Tp y Hollín.

Reservorio	Volumen de Roca (V_R)	Porosidad (ϕ)	Saturación de agua (S_w)	Factor Volumétrico (β_{oi})
U inferior	158890,92	16,181	10,260	1,127
T principal	199137,08	16,811	20,151	1,215
Hollín Superior	22476,91	14,673	30,623	1,101

Fuente: Petroamazonas, 2017.

La información de las reservas totales corresponde a los datos de reservorios tomados hasta el 31 de Diciembre del 2016, el factor de recobro es determinado usando la siguiente relación:

$$FR = \frac{Reservas}{POES} \quad (\text{Ec.7})$$

3.2. Selección de pozos

La aplicación de la producción conjunta brinda beneficios relacionados a: Costos, tiempo y optimización de la producción de un campo petrolero, por este motivo, este estudio busca identificar los mejores pozos que cumplan los requerimientos necesarios para la implementación del proyecto. La selección de los pozos para este proyecto se basará en los parámetros establecidos por el departamento de Reservorios de la Empresa Halliburton en Ecuador (Halliburton, 2004), parámetros que se muestran en las siguientes tablas:

Tabla III. Evaluación cuantitativa de la porosidad.

Porosidad ϕ	Evaluación Cuantitativa
$\leq 5\%$	Muy Baja o pobre
$5\% < \phi \leq 10\%$	Baja
$10\% < \phi \leq 20\%$	Razonable
$20\% < \phi \leq 30\%$	Buena
$> 30\%$	Excelente

Fuente: Halliburton, 2010.

Tabla III. Evaluación cuantitativa de la permeabilidad.

Permeabilidad (mD)	Evaluación Cuantitativa
1-10	Regular.
10-100	Bueno.
100-1000	Muy bueno.
> 1 Darcy.	Excelente.

Fuente: Halliburton, 2010.

3.2.1. Registros de Pozos

De manera general, los registros que utilizaremos para la interpretación de las características petrofísicas de los yacimientos se mencionan a continuación.

Tabla V. Herramientas de medición y registros de pozos.

Registros	Herramientas
Correlación	Gamma Ray
	Potencial Espontáneo
Resistividad	RT
Porosidad	Neutrón
	Sónico
	Densidad
Saturación	RT

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

3.2.2. Interpretación de registros

3.2.2.1. Pozo XFICT-001

Registro Gamma Ray

Utilizando el registro Gamma Ray para el pozo XFICT-001 se indican las zonas constituidas por areniscas y por lutitas, esta información al ser correlacionada con el registro de resistividad nos permite conocer el contacto agua-petróleo.

Para la arena U perforada en el intervalo de 9994´a 10032´, de acuerdo a la tendencia del registro Gamma Ray se puede determinar que esta zona está constituida por arenisca, debido a que las areniscas libres de lutitas y los carbonatos tienen concentraciones bajas de material radiactivo, si se observa la curva Gamma Ray en la Figura 3.2 nos da bajas lecturas de rayos de gamma. Cuando el contenido de lutita aumenta, la respuesta del perfil de rayos gamma también aumenta. Es decir, cuando la curva se encuentra en el lado izquierdo del gráfico se

trata de una arenisca y a medida que la curva se aleja hacia la derecha aumenta debido a la concentración de material radiactivo en la lutita.

Para la arena T, el espesor de este yacimiento es pequeño y visualmente no es confiable interpretar el registro. De tal manera que procedemos a realizar los siguientes cálculos.

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{(Ec.8)}$$

Donde:

I_{GR} : Índice de Rayo Gamma

GR_{log} : Lectura de rayos gamma de la formación.

GR_{min} : Valor mínimo de rayos gamma.

GR_{max} : Valor máximo de rayos gamma.

$$I_{GR} = \frac{82 - 40}{120 - 40} = 0,525$$

Re escalando la curva Gamma Ray a una escala que va de cero a cien por ciento, el índice que se obtuvo

con la ecuación indica una roca reservorio de arenisca con contenido de arcilla.

Registro de Potencial Espontáneo (SP)

Con el registro SP indicamos los topes y bases de cada arena, comprobando de esta manera la profundidad a la que se encuentran cada una de ellas, podemos observar capas permeables si los valores del perfil SP de la Figura 3.2 se mueven a la izquierda (desviación negativa; $R_{mf} > R_w$) o la derecha (desviación positiva; $R_{mf} < R_w$) de la línea base de lutitas. Los límites del yacimiento (topes y bases) son determinados a partir del punto de inflexión desde la línea base de las lutitas.

Para la arena U, visualmente podemos determinar el punto de inflexión del perfil SP, ubicándose como tope una profundidad de 9992' y base de 10032'. Para la arena T, a pesar de ser un intervalo pequeño se puede visualizar el punto de inflexión del perfil, ubicándose el tope a los 10247' y la base a los 10316'.

Registro de resistividad

Con este registro se tiene la intención de realizar una correlación con el registro Gamma Ray para conocer el contacto agua petróleo, corroborar que los cañoneos se encuentran en una buena ubicación o se recomienda colocar un tapón para re cañonear la zona. El contacto agua petróleo se determina conociendo que el agua es un buen conductor de flujo de una corriente eléctrica, por lo tanto la resistividad del agua es muy baja y la del aceite es superior a ella dado que la roca y los hidrocarburos son aislantes.

En la arena U, el registro de resistividad indica el contacto agua petróleo a una profundidad de 10022´.

En la arena T, el contacto agua petróleo se encuentra a 10246´.

Registro de Porosidad.

Una vez evaluados los registros de resistividad se pueden identificar zonas potenciales

hidrocarburíferas, pero el volumen de hidrocarburos solo se puede determinar mediante registros de porosidad. Usando un registro sónico e identificando la velocidad a la que viaja el sonido, este viajará más lento a través de la roca que contenga hidrocarburos. De igual manera, podemos identificar la porosidad y volumen de hidrocarburos de las arenas usando un registro de densidad, esta herramienta emite rayos gamma y las formaciones más densas absorben más de estos rayos que formaciones de baja densidad. Según los registros que disponemos para obtener la porosidad, lo haremos con un promedio de la interpretación del registro de porosidad y densidad. Previamente a través del registro Gamma Ray se indicó que los yacimientos son areniscas, la densidad de la arenisca es igual a 2,65 g/cc dato que es corroborado en el perfil de densidad de la Figura 3.2 en una escala de 1,95 a 2,95 g/cc. Richard Bateman a través de datos de reservorios establece la siguiente información indicada en la Tabla VI.

Tabla IVI. Correlación de los registros sínicos, neutrón y densidad

Material	Tiempo de viaje (us/ft)	Velocidad (ft/s)	Densidad (g/cc)
Dolomita	43,5	23000	2,87
Caliza	47,5	21000	2,71
Arenisca	55,6	18000	2,65
Anhidrita	50	20000	2,97
Agua (100000 ppm NaCl)	189	5300	1,06
Agua (200000 ppm NaCl)	176	5700	1,14

Fuente: Richard Bateman, 2017.

De manera gráfica obtenemos la porosidad con ayuda de los datos tomados del registro sínico. Para la arena U inferior $\Delta t=70 \mu\text{s}/\text{ft}$ y para la arena T principal $\Delta t=76,5 \mu\text{s}/\text{ft}$ aproximadamente.

La recta color verde corresponde a $\phi_{Ui}=13\%$ y la de color anaranjado corresponde a $\phi_{Tp}= 19\%$.

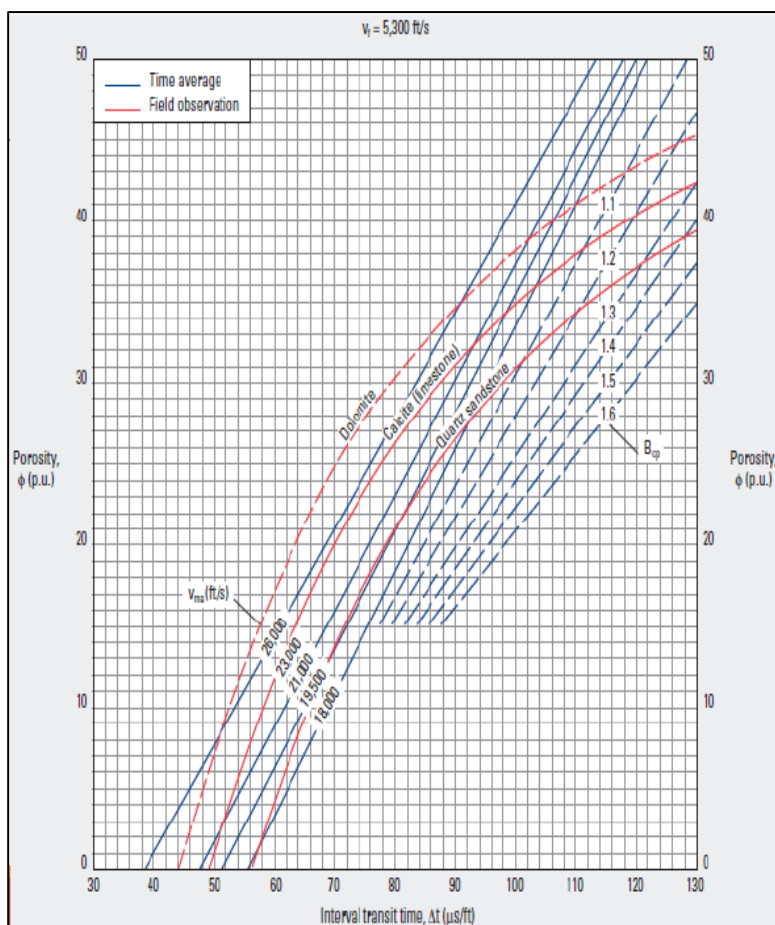


Figura 3.1 Correlación del Registro Sónico de Porosidad.

Fuente: Bateman R., 1998.

Registro de Saturación

Para determinar la saturación de agua a partir de los registros de pozos en formaciones limpias con una porosidad homogénea nos basamos en la ecuación de saturación de Archie.

Archie afirma que cuando las rocas tienen una saturación menor al 100% con una resistividad R_t se aplica la siguiente ecuación:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}} \quad (\text{Ec.9})$$

Donde:

R_w : Resistividad del agua de formación.

R_T : Resistividad verdadera de la formación.

Φ : Porosidad.

n : Exponente de saturación.

m : Factor de cementación.

a : Factor de Tortuosidad (se asume como 1).

Pero de manera frecuente se usan ecuaciones establecidas por Archie, para los yacimientos de los pozos seleccionados estamos en presencia de areniscas, por lo tanto se define la siguiente ecuación:

$$S_w = \left(\frac{0,81 R_w}{\phi^2 * R_t} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \text{(Ec.10)}$$

Con la ayuda de los registros de porosidad y resistividad procedemos a calcular el valor de saturación de agua para cada arena en los pozos seleccionados para el proyecto. El procedimiento es el siguiente:

- a. Con el registro de resistividad procedemos a obtener datos de resistividad verdadera de la formación cada 4 pies desde el tope hasta la base de la arena.
- b. Con cada valor de R_T procedemos a calcular R_w . Por definición $S_w = 100\%$.
- c. Una vez obtenidos los valores promedio de R_T y R_w , podemos despejar S_w de la ecuación 10.

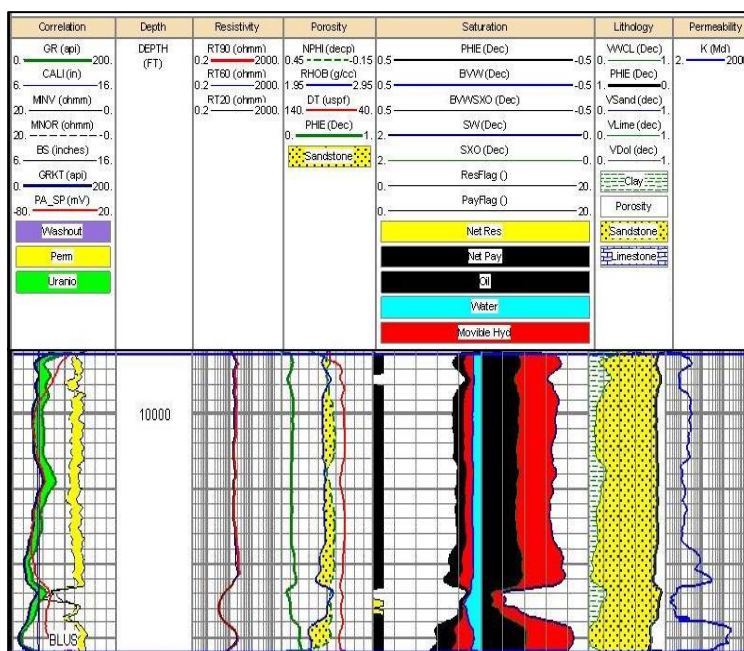


Figura 3.2 Registros del Pozo XFICT-001, Arena Ui.

Fuente: Petroamazonas, 2017.

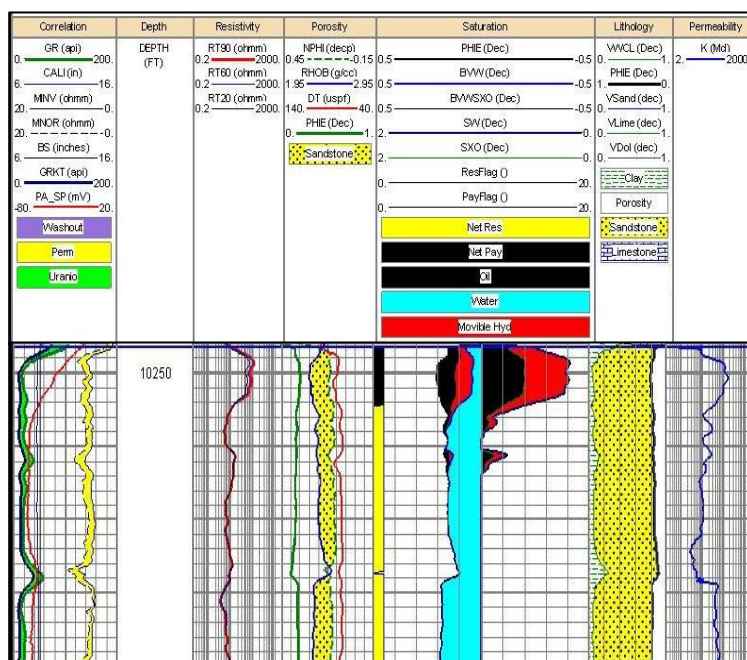


Figura 3.3 Registros del Pozo XFICT-001, Arena Tp.

Fuente: Petroamazonas, 2017.

Registro Gamma Ray

El registro Gamma Ray en la zona de la arena U inferior a la profundidad de los disparos de 10454' a 10480' se puede describir que está conformado por areniscas con pequeñas incrustaciones de arcilla rica en minerales encontrándose la curva en el rango de 10 a 35 °API en una escala de 0 a 200.

En la arena T principal de 10718' a 10732' podemos observar según el registro Gammay Ray que está en el rango 25 a 50 °API que esta sección se encuentra constituida en mayor proporción por areniscas y en menor cantidad aparecen incrustaciones de arcilla.

Analizando la sección de la arenisca Hollín se puede decir que según los rayos gammas enviados a la sección de 10898' a 10917' se encuentra en un rango de 20 a 35 °API lo cual muestra que esta sección describe presencia de areniscas con incrustaciones arcillas.

Registro de Resistividad.

Usamos el registro de resistividad para hacer una correcta correlación con Gamma Ray e indicar el contacto agua-petróleo de las zonas de interés que participan.

Para la zona de la arena U inferior el contacto agua petróleo cercano a la zona de perforados se encuentra a 10495' de profundidad.

En la arena T principal el contacto agua-petróleo se encuentra a los 10744'.

Por último en la sección cercana a la arena Hollín podemos verificar que no existe contacto agua petróleo, debido a que en la región de deflexión hacia la izquierda del Gamma Ray comparada con el registro de resistividad no presenta ningún cambio sustancial para sugerir que hay presencia de un contacto.

Registro de Porosidad.

Después de que la zona de pago es identificada, esta debe ser analizada para determinar la porosidad y la saturación de hidrocarburos. Para evaluar la porosidad (ϕ) desde la ρ_b o medidas Δt , el factor de análisis de registros de densidad debe estar en el intervalo de tiempos de tránsito de la matriz de la roca y el fluido de perforación.

$$\phi_{densidad} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_b}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad \text{(Ec.11)}$$

Para el análisis de la porosidad de las arenas Ui, Tp y Hs consideramos la densidad de la matriz igual a $\rho_{matriz} = 2.65 \text{ g/cc}$ tal como se indica en la Tabla V, dado que los reservorios están conformados por areniscas. La densidad del fluido se la considera $\rho_{fluido} = 1 \text{ g/cc}$ puesto que el fluido filtrado es en base agua.

Para la arena Ui, Tp y Hs la porosidad obtenida a través del registro de densidad es $\rho_b = 2.360.43 \text{ g/}$

$\rho_{cc}, \rho_b = 2.40 \text{ g/cc}$ y $\rho_b = 2.42 \text{ g/cc}$ respectivamente.

Una vez obtenida la porosidad a través del registro de densidad usando la ecuación 11 y la porosidad a través del registro neutrón, obtenemos el promedio de ambos resultados. Por lo tanto, usando la ecuación 11 la porosidad resultante es 17%, 15% y 14% .

Registro de Saturación

Para hallar la saturación de agua S_w en las arenas U inferior, T principal y Hollín usaremos el mismo procedimiento para el pozo XFICT-001.

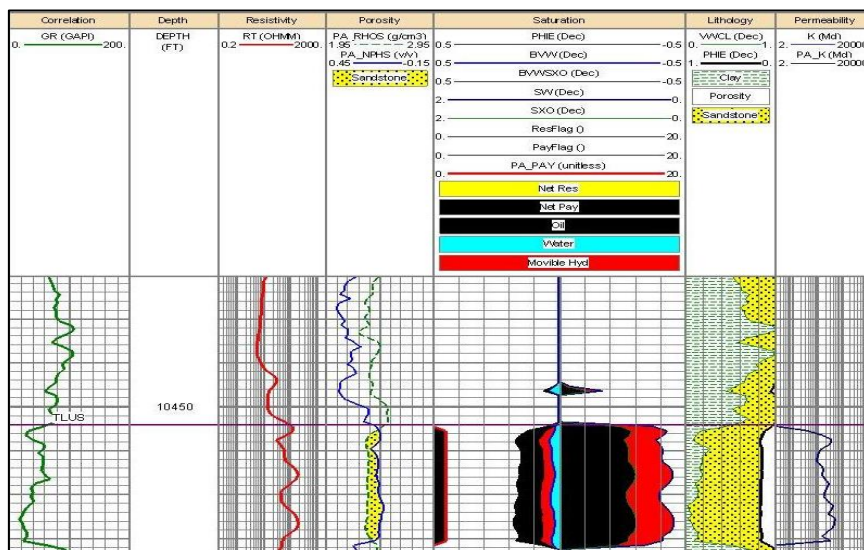


Figura 3.4 Registros del Pozo XFICT-002, Arena Ui.

Fuente: Petroamazonas, 2017.

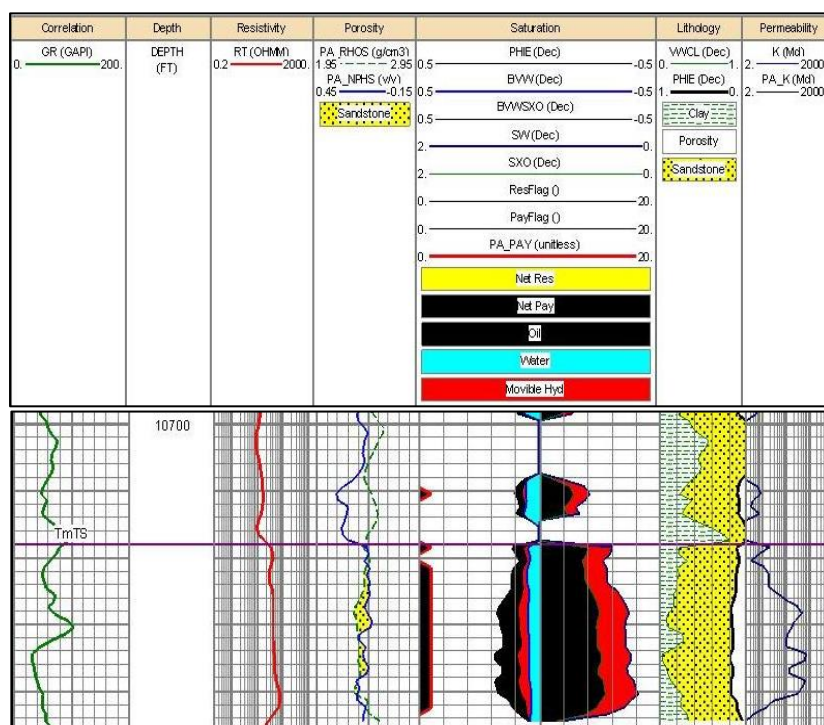


Figura 3.5 Registros del Pozo XFICT-002, Arena Tp.

Fuente: Petroamazonas, 2017.

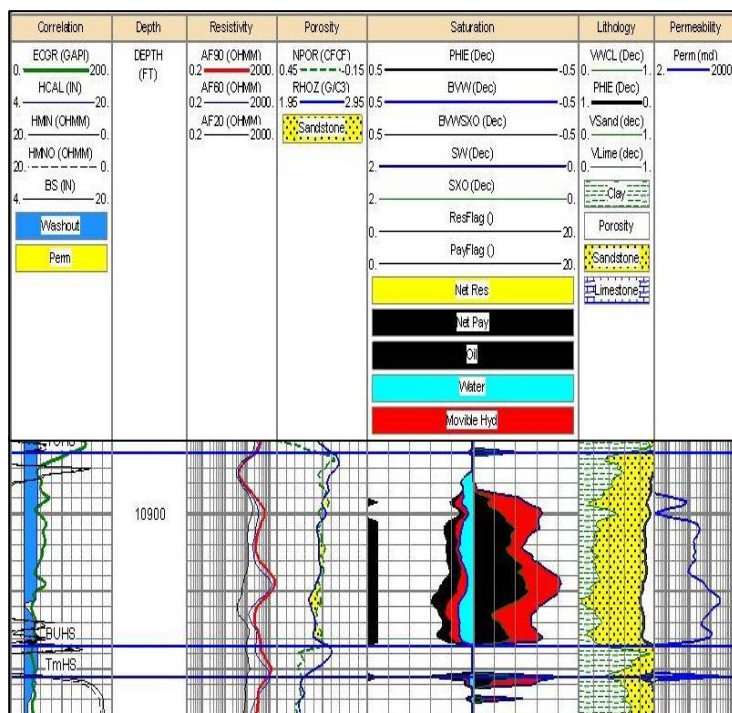


Figura 3.6 Registros del Pozo XFICT-002, Arena Hollín.

Fuente: Petroamazonas, 2017.

3.2.3. Historial de producción de los pozos

3.2.3.1. Pozo XFICT-001

Yacimiento U inferior

Se inicia producción del reservorio U inferior mediante Bomba Electro Sumergible en junio del

2011 con un caudal de petróleo de 249 BPPD con 26% de corte de agua, se continúa produciendo con una declinación propia del reservorio debido al incremento del corte de agua, posteriormente se apaga el pozo por problemas de bomba eléctrica, en junio del 2014, su última prueba reportada es caudal de petróleo de 48 BPPD con un corte de agua de 91% y teniendo un acumulado de petróleo de 137.093 barriles.

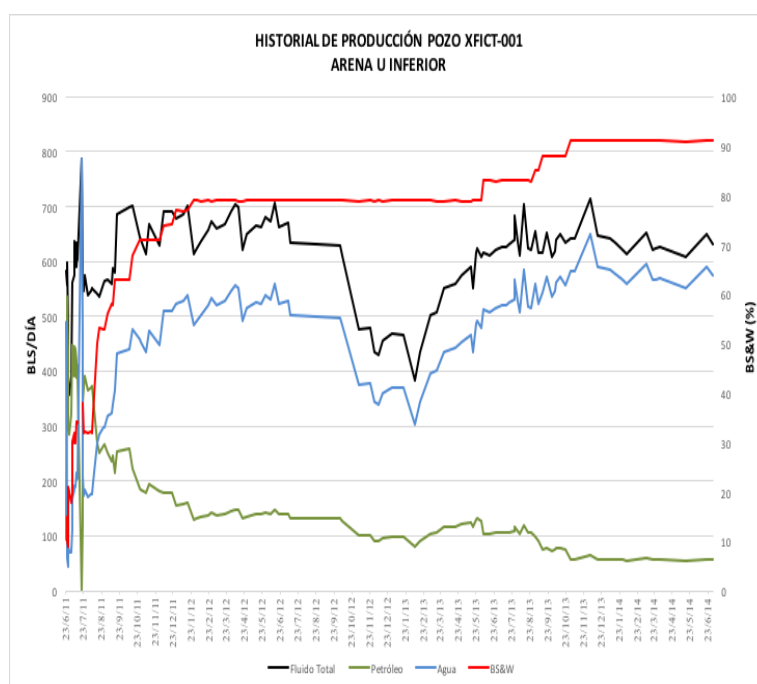


Figura 3.7 Historial de producción, Pozo XFICT-001. Arena Ui.

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

Yacimiento T principal

El reservorio T principal inicia su producción en el mes de diciembre del 2009 con un caudal promedio de petróleo de 733 BPPD con un corte de agua de 44%, presenta una producción continua con una declinación propia del reservorio hasta el 2011. Presenta problemas eléctricos en la bomba electro sumergible. La última prueba de producción reportó 140 BPPD con un 86% de corte de agua.

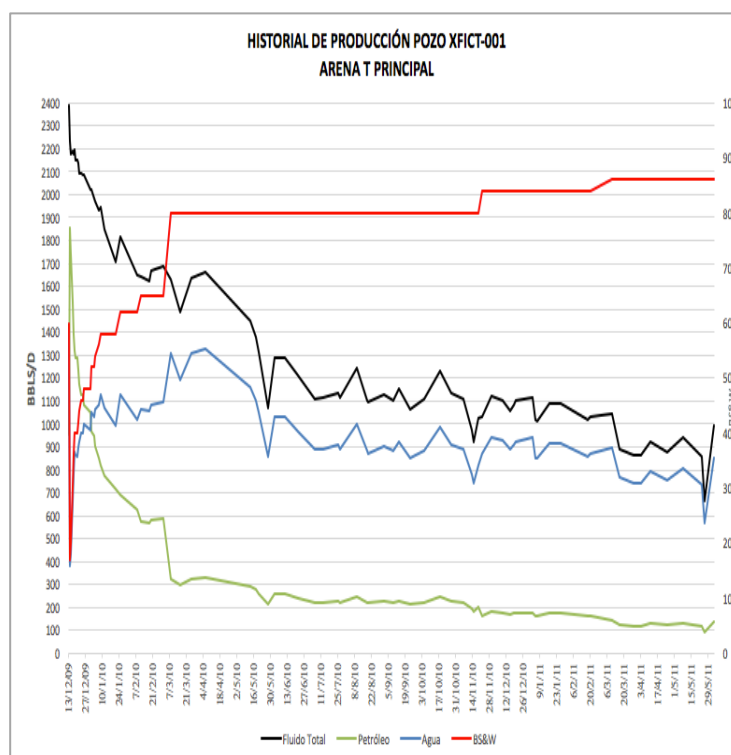


Figura 3.8 Historial de producción, Pozo XFICT-001. Arena Tp.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

3.2.3.2. Pozo XFICT-002.

Yacimiento U inferior.

Inicia la producción mediante una bomba electrosumergible en abril de 2009 con un caudal de 765 BPPD con un valor ínfimo de corte de agua de 0.03%. Por cerca de dos años su producción continuó y a medida que fue incrementando el corte de agua fue declinando su producción. Se realiza su primer reacondicionamiento el 23 de noviembre de 2010 con el cual se reportó un caudal de petróleo de 144 BPPD con un corte de agua de 74%.

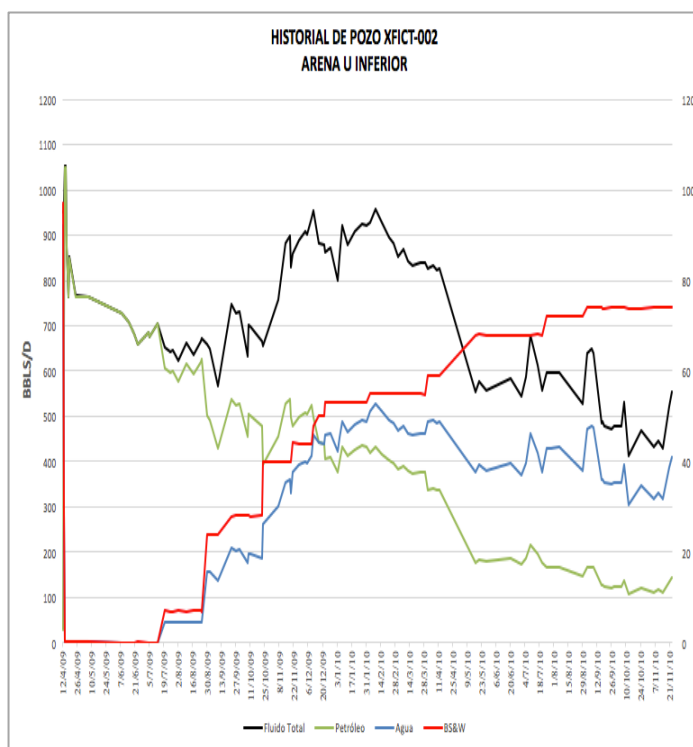


Figura 3.9 Historial de producción, Pozo XFICT-002, Arena Ui.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

Yacimiento T principal.

La arena T principal inició su producción en octubre de 2011 con un caudal promedio de petróleo de 207 BPPD con un corte de agua de 40% hasta octubre de 2012. Posteriormente, por bajo aporte se realizó un reacondicionamiento retomando la producción con un caudal de petróleo de 64 BPPD con un 79% de corte

de agua. La última prueba reportada fue de 29 BPPD con un 80% de corte de agua.

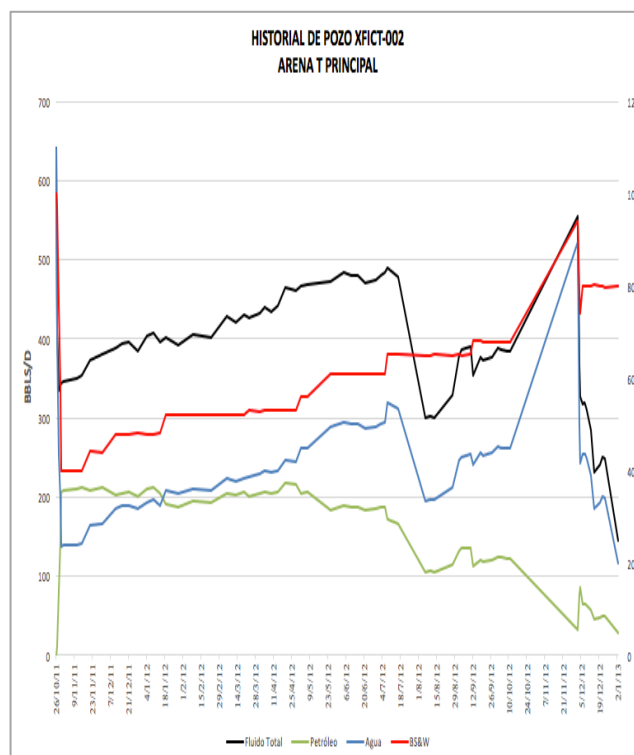


Figura 3.10 Historial de producción, Pozo XFICT-002, Arena Tp.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

Yacimiento Hollín.

Inicia la producción en el mes de diciembre de 2010 con un caudal promedio de petróleo de 550 BPPD y un corte de agua de 10%. Se produce de forma

continua hasta octubre del 2011 dado que se presenta un aumento de corte de agua en un periodo de tiempo corto. La última prueba de producción reportó 44 BPPD con 90% de BS&W.

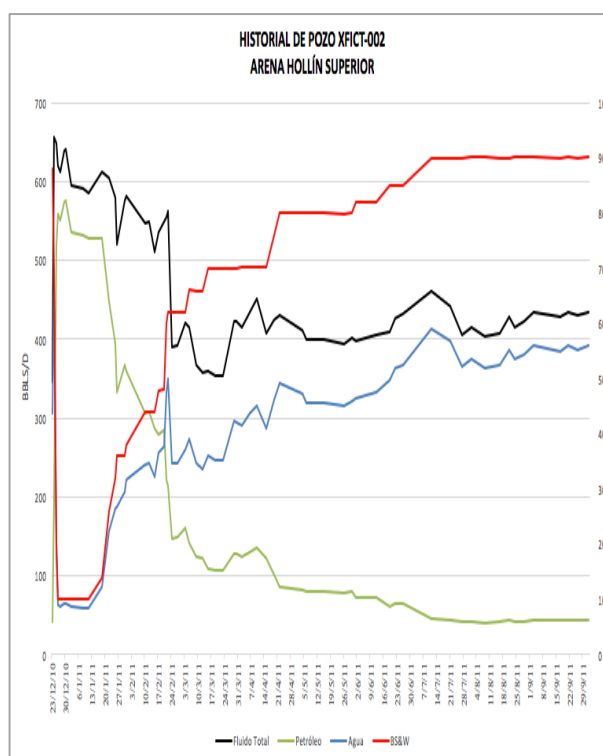


Figura 3.11 Historial de producción, Pozo XFICT-002, Arena Hs.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

3.2.4. Cálculo de índices de productividad.

Mediante los datos de pruebas estabilizadas se calcula el IP de cada una de las formaciones correspondientes a cada uno de los pozos. La prueba estabilizada proporciona el caudal en barriles por día a una presión de fondo fluyente. Para ello, también se tiene como dato de referencia la presión estática de cada uno de los reservorios.

3.3. Construcción de IPR individuales

Se realiza la tabla IX la cual muestra los datos y parámetros que se usarán en el procedimiento de construcción de IPRs individuales. Dado que en el presente caso se está trabajando con cortes de agua mayores al 30%, se usará la ecuación 13, conocida como ponderativa de la ecuación de IP lineal y de la ecuación de Vogel para el cálculo del caudal a dichas presiones de abatimiento. (Jaramillo & Lliguizaca, 2016)

$$Q = Q_{IP} * WC + Q_{Voguel}(1 - WC) \quad (\text{Ec.13})$$

Donde:

$$Q_{IP} = IP(P_r - P_{wf}) \quad \text{(Ec.14)}$$

$$Q_{Voguel} = Q_{ob} + \frac{J^*P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad \text{(Ec.15)}$$

Con ayuda de una hoja de cálculo se va variando la presión P_{wf} y a un nivel establecido se van sumando los caudales aportados para cada arena. Obteniendo los datos mostrados en las tablas VII y VIII.

Tabla V. Parámetros calculados para la construcción de IPR individuales para el pozo XFICT-001.

XFICT-001			
Ui		Tp	
Pwf	QT	Pwf	QT
3000	0	3290	0
2500	445	3000	493
2000	890	2500	1343
1500	1335	2000	2193
1000	1780	1500	3043
500	2220,008576	1000	3893
300	2390,517391	500	4718,3659
0	2639,9536	0	5489,6551

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

Tabla VI. Parámetros calculados para construcción de IPR individuales para el pozo XFICT-002.

XFICT-001					
U _i		T _p		H _s	
Pwf	QT	Pwf	QT	Pwf	QT
3300	0	3400	0	4300	0
3000	69	3000	84	3500	160
2000	299	2000	294	2000	460
1000	529	1000	504	1000	660
800	574,953104	800	545,580997	800	700
500	641,133514	500	605,956965	500	760
300	682,831461	300	644,870182	300	800
0	741,744889	0	701,233867	0	858,13333

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

3.4. Construcción de IPR conjunta

La metodología de construcción de IPR conjunta actual es más precisa que el procedimiento normal usado en la industria que simplemente suma la productividad de las zonas individuales.

Los resultados de la prueba piloto que realizada por Fernando Ferrer en su trabajo de investigación muestran que la metodología usada para estimar la IPR compuesta es aplicable para predecir el comportamiento de un pozo con producción conjunta de zonas si las curvas IPR de cada arena son conocidas.

Para estimar la composición de la curva IPR conjunta es necesario tomar en cuenta la distancia entre las zonas, el tamaño de tubing y

cualquier otra condición que pueda tener un efecto en el gradiente de presión fluyente a lo largo del tubing.

Para lo mencionado anteriormente la data disponible se detalla a continuación:

- Diagramas de completación de pozos.
- Intervalos de producción.
- IPR individuales.
- Características de los fluidos (°API, SG, GLR, Corte de agua, etc)

Para la construcción de la Curva IPR del conjunto tomamos en cuenta el 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

Para realizar los cálculos nos apoyaremos en una hoja de cálculo con la herramienta digital Microsoft Excel donde se elaborarán las operaciones matemáticas para la construcción de las Curvas IPR para

el conjunto, los parámetros ingresados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla VII. Datos para cálculos de IP, IPR individual y del conjunto.

Pozo	XFICT-001		XFICT-002		
Arena	Ui	Tp	Ui	Tp	Hollín
Pr	3000	3290	3300	3400	4300
Pb	844	977	844	977	150
API	18	26,7	18	26,7	26,7
BS&W	0,91	0,86	0,91	0,86	0,86
Profundidad Promedio de los disparos	10013	10250.5	10467	10725	10907.5
Prueba estabilizada	678@ Pwf=2235	596@ Pwf=1015	447@ Pwf=1235,95	384@ Pwf=1576,78	830@ Pwf=2160,5

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

- a) Se ordenan los datos empezando la secuencia desde la arena más profunda, para el pozo XFICT-002 se empieza por la arena Hollín. Por consiguiente, en primera celda de P_{wf} se coloca el valor de la menor presión estática comparando con las arenas que son parte del pozo. En la celda de Q_v se usa la ecuación 15 y en la celda de Q_{ip} se usa la ecuación 14. Para obtener el Q_t se realiza el cálculo usando la ecuación ponderativa. (Jaramillo & Lliguizaca, 2016)

Tabla VIII. Parámetros calculados para la IPR del conjunto.

Arena	Pr	Pwf	Prof	API	WC	Gx	Qv	Qip	Qt
HS	430 0	3300	1090 7	25,3	0,39	0,3907493	200	200	200
TP	340 0	3228,8 3	1072 5	25,3	0,58	0,3907493	35,9457	35,945 7	35,945 7
UI	330 0	3128,2 1	1046 7	18,7	0,68	0,4079194	39,5117	39,511 7	39,511 7

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

- b) En las celdas correspondientes al gradiente de fluido G_x se usa la ecuación siguiente para calcular el gradiente de cada arena:

$$G_x = \left(\frac{141.5}{131.5 + \text{API}} \right) * 0.433 \quad \text{(Ec.16)}$$

- c) Para la arena siguiente el cálculo de P_{wf} toma en cuenta las profundidades a la cual se encuentra cada arena y el gradiente de fluido de la arena más profunda.

$$P_{wf(\text{arena SUP.})} = P_{wf(\text{arena INF.})} - G_x (H_{\text{arena Inferior}} - H_{\text{arena Superior}})$$

(Ec.17)

- d) El valor del caudal será calculado con la P_{wf} obtenida con la ecuación 17.
- e) Luego, se obtiene el resultado de gradiente de fluido de la mezcla a través de la siguiente expresión:

$$G_{\text{mezcla}} = \frac{Q_{\text{arena1}} * G_{x1} + \dots + Q_{\text{arena N}} * G_{xN}}{Q_{\text{arena1}} + \dots + Q_{\text{arena N}}} \quad \text{(Ec.18)}$$

En este caso se tienen tres yacimientos, por lo tanto es necesario calcular el gradiente de la mezcla anterior y repetir los pasos c), d) y e).

Una vez hecho este procedimiento en la hoja de cálculo, se va variando la presión de referencia para la arena más profunda y se toma el valor de la P_{wf} a nivel que se establece. Para la construcción de la curva conjunta, los caudales aportados se suman.

3.5. Análisis Nodal de los pozos

Con el objetivo de producir dos arenas o más arenas, y determinar la energía necesaria que debe sumarse al sistema para producir un caudal establecido es necesario realizar un análisis nodal. La curva de IPR de los fluidos en conjunto indica la energía que es capaz de aportar los yacimientos para levantar el fluido. Las curvas IPR corresponden a la oferta mientras que la curva P_{wh} versus Caudal corresponde a la demanda del análisis y será realizada mediante la correlación de Hagedorn & Brown. Finalmente, la intersección de las curvas de oferta y demanda serán el punto de equilibrio o capacidad de producción del sistema.

3.6. Implementación de la producción conjunta

Para la implementación de la producción conjunta se realizarán trabajos de reacondicionamiento en los pozos XFICT-001 y XFICT-002 sin variar la completación de fondo de tipo simple, cumpliendo los siguientes parámetros.

Para el pozo XFICT-001 se propone realizar:

- Pulling de equipo BES.
- Armar y bajar Drill Pipe de 3-1/2" con BHA de molienda.
- Re-disparar y limpiar intervalo Tp.
- Bajar equipo BES para producir en conjunto Ui + Tp.

Para el pozo XFICT-002 se propone realizar:

- Pulling de equipo BES.
- Bajar 3-1/2" DP y moler CIBP @ 10843'.
- Re-disparar y limpiar intervalos de arena Hs, Tp y Ui.
- Bajar equipo BES para producir en conjunto Ui + Tp + Hs.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. Selección de yacimientos

Para la selección de yacimientos se realizaron los cálculos correspondientes para determinar los factores que deben cumplir con las premisas que expone Galavis Borden mencionadas en la sección 3.1. En la siguiente tabla se detallan las arenas con su correspondiente Petróleo Original en Sitio (POES), reservas totales y el factor de recobro actual.

Tabla IX. Datos de reservorios y POES resultante.

Campo	Reservorio	POES (bbls)	Reservas Totales (bbls)	API	Factor de Recobro actual (%)
XFICT	U inferior	158824085	49786288	18	31
	T principal	170682268,90	30492927	27	17
	Hollín Superior	16122541,24	2365848	25	15

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

4.2. Selección de los pozos

Se seleccionaron los pozos de acuerdo a la información obtenida de la interpretación de registros, los análisis físico-químicos del laboratorio y datos del departamento de reservorios.

Los pozos seleccionados para la aplicación de la producción simultánea son: XFICT-001 y XFICT-002.

El pozo direccional XFICT-001 se escogió debido a que, en comparación con pozos vecinos cuenta con las condiciones

mecánicas necesarias que lo hacen atractivo para la aplicación del proyecto. Fue perforado en noviembre del 2009 alcanzando una profundidad verdadera de 10375', se corren registros eléctricos de 10302' a 9502', posterior a ello deciden cañonear la arena T de 10247' a 10254'. Un año seis meses después se cañonea la arena U para producir del intervalo de 9994' a 10032'.

El pozo XFICT-002 fue seleccionado para la implementación del proyecto de producción conjunta debido a las condiciones que se muestran en su historial. Este pozo direccional fue perforado en el año 2009 alcanzó una TD de 11010', después de la interpretación de los registros de pozos CBL-VDL-HGNS-ECS-GR se decide cañonear la arena Ui. Consecuentemente, un año siete meses después se realiza un programa alterno de perforación y completación para cañonear la arena Hollín superior: 10898'- 10917'. En el primer reacondicionamiento del pozo se coloca un tapón CIBP @ 10843' para aislar a Hollín y disparar un intervalo en la arena T principal. Finalmente, la selección de este pozo se sustenta en los trabajos mecánicos existentes en él y el potencial de sus arenas cañoneadas.

En la siguiente tabla se muestran las características petrofísicas por las cuales se escogieron los pozos XFICT001 y XFICT-002.

Tabla XI. Características petrofísicas de los pozos XFICT-001 Y XFICT-002

Pozo	Arena	Tope (MD)	Base (MD)	Porosidad (%)	CAP (ft)	Saturación Sw (%)	Permeabilidad K (mD)
XFICT-001	Ui	9992	10032	13	10022	31	65
	Tp	10247	10316	19	10246	73	824
XFICT-002	Ui	10454	10508	17	10495	22	234
	Tp	10718	10755	15	10744	29	217
	Hs	10892	10917	14	-	37	131

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

De acuerdo a los parámetros establecidos por el departamento de Reservorios de la Empresa Halliburton en Ecuador, los pozos seleccionados tienen buenas condiciones cualitativas y cuantitativas para la implementación del proyecto. Condiciones como valores de porosidad razonables según la Tabla III y valores de permeabilidad muy buenos según la Tabla IV.

4.3. Inflow Performance Relationship.

4.3.1. Pozo XFICT-001.

Con el IP determinado para la arena U inferior y T principal del pozo XFICT-001 el cual resultó ser igual a 0,89 bbls/día-psi y 1,7 bbls/día-psi respectivamente se procede a construir la curva de acuerdo al procedimiento establecido en la sección 3.5 usando una hoja de cálculo en Excel.

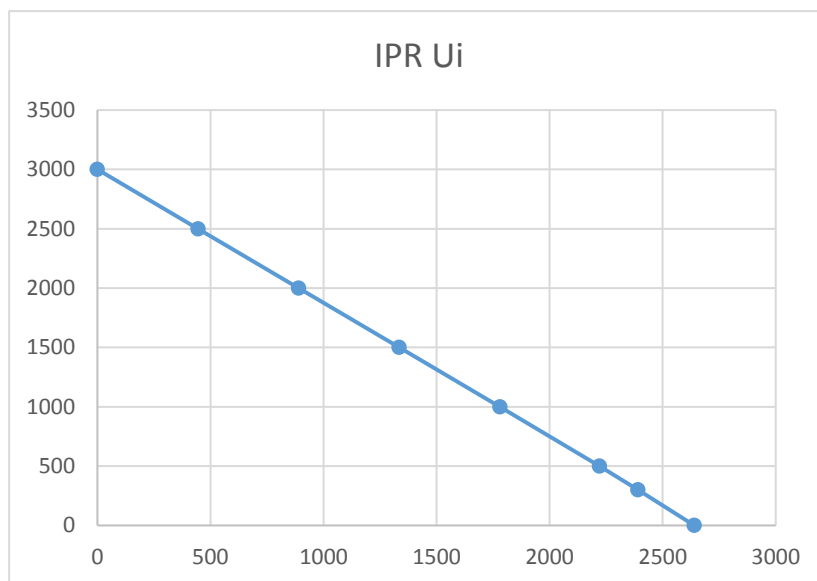


Figura 4.1 Curva IPR, Pozo XFICT-001, Arena Ui.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

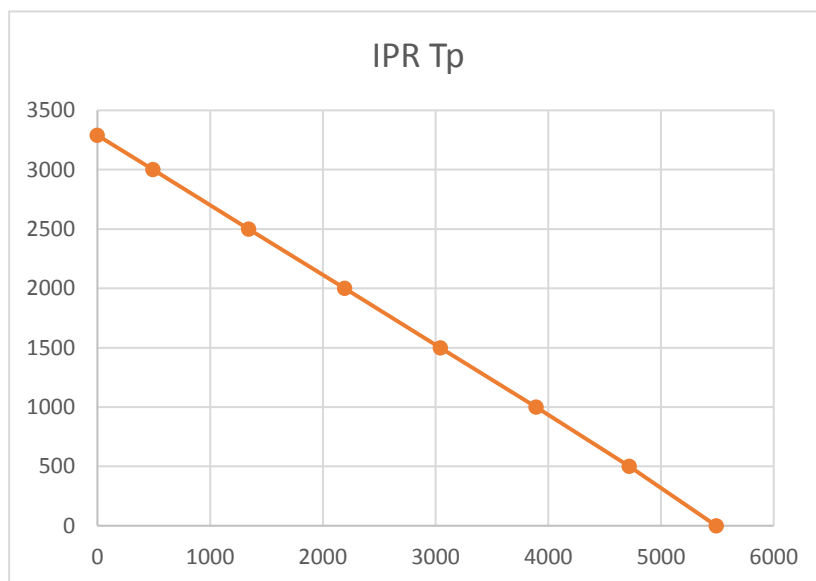


Figura 4.2 Curva IPR, Pozo XFICT-001, Arena Tp.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

Las figuras 4.1 y 4.2 nos muestran las curvas IPR de las arenas Ui y Tp en las cuales podemos observar que el AOF

(Caudal de flujo máximo a una presión igual a 0) son 2639.95 y 5489,65 BFPD respectivamente.

4.3.2. Construcción de la curva IPR del conjunto

La figura 4.3 nos muestra las IPRs de cada una de las arenas y del conjunto, para ello la curva del conjunto fue llevada a un mismo nivel de referencia el cual fue ubicado a la profundidad de la arena U_i a 10013 pies.

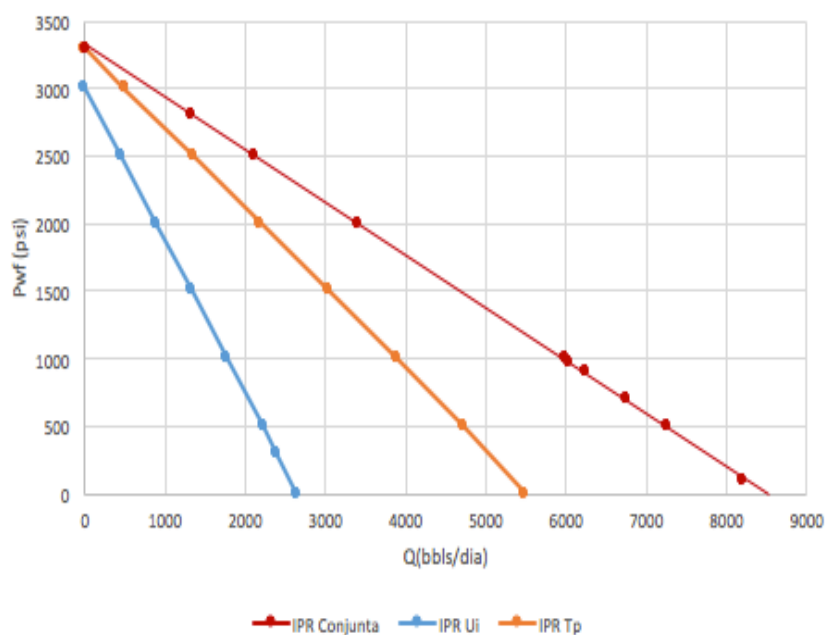


Figura 4.3 Curvas IPR individuales y del conjunto, Pozo XFICT-001.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017

Se puede observar que el AOF para el conjunto es igual a 8400 BFPD.

Determinación de la tasa total y análisis del comportamiento de la arena U inferior, T principal y del conjunto.

Para resolver este análisis es necesario establecer una presión de fondo para la producción del pozo XFICT-001, la cual será de 1650 psi.

Se determina la presión del sistema requerida, para producir a la tasa establecida, aportada por un sistema de levantamiento artificial. Se deja claro que el diseño del tipo de levantamiento no es objeto de estudio del proyecto.

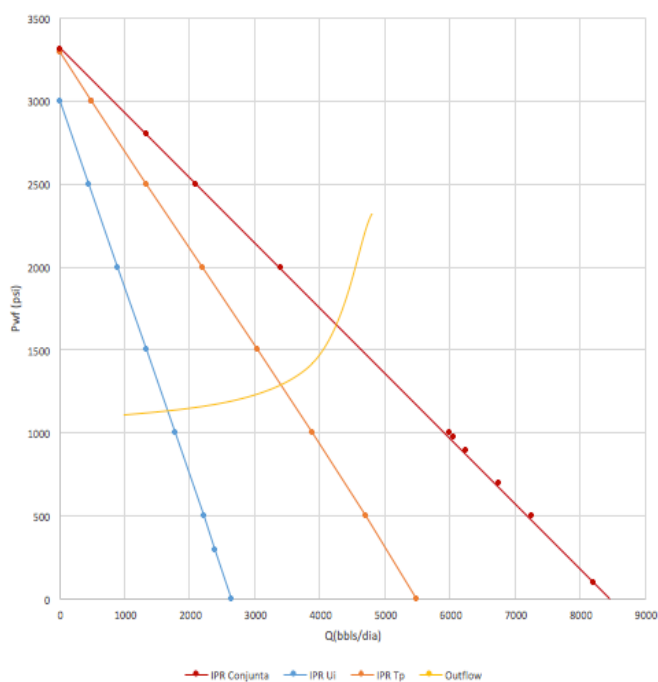


Figura 4.4 Curvas IPR individuales y del conjunto, Pozo XFICT-002.

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017

Para la presión de 1650 PSI, el aporte del pozo será de 4248 BFPD, el corte de agua será de aproximadamente 88,5 %. Se estima que la tasa de petróleo a producir será de 461,97 BBL.

4.3.3. Pozo XFICT-002.

Con el IP determinado para la arena U inferior, T principal y H superior del pozo XFICT-001 el cual resultó ser igual a 0,23 bbls/día-psi, 0,21 bbls/día-psi y 0,2 bbls/día-psi

respectivamente, se procede a construir la curva de acuerdo al procedimiento establecido en la sección 3.6 usando una hoja de cálculo en Excel.

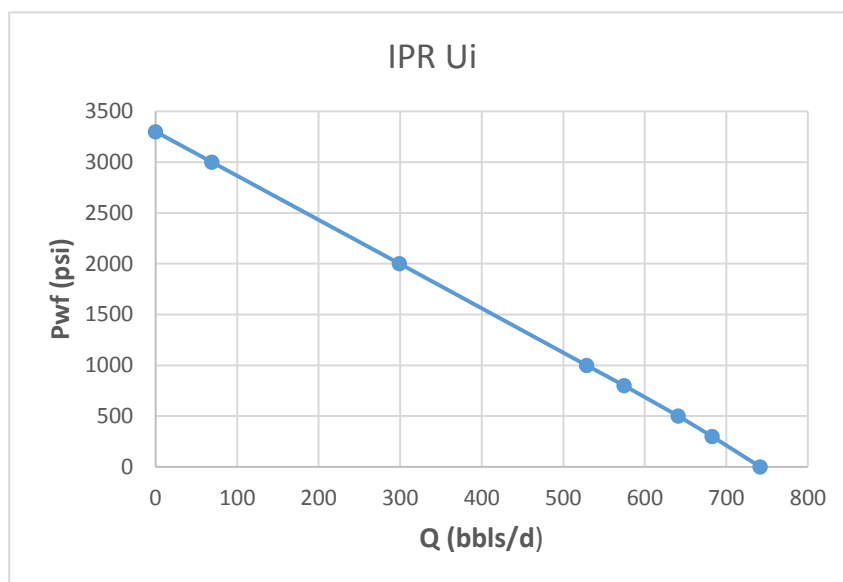


Figura 4.5 Curva IPR, Pozo XFICT-001, Arena Ui.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

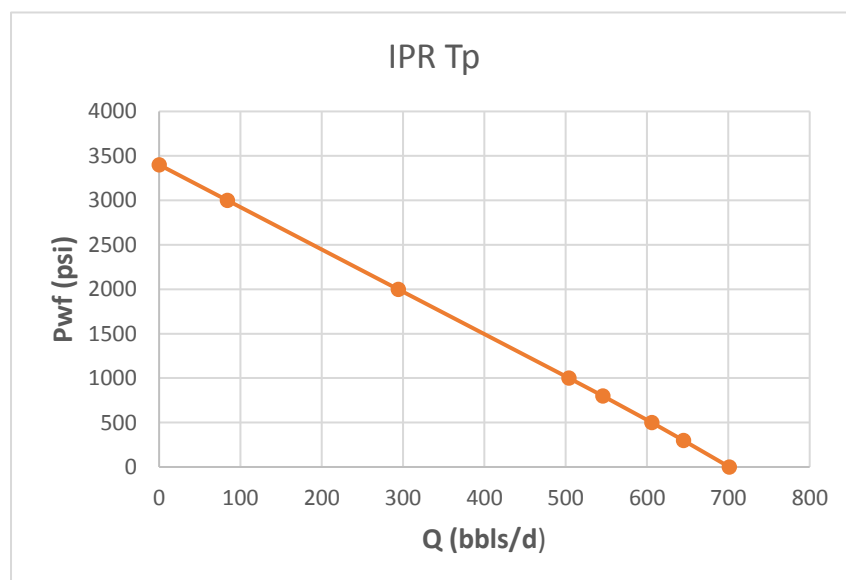


Figura 4.6 Curva IPR, Pozo XFICT-001, Arena Tp.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

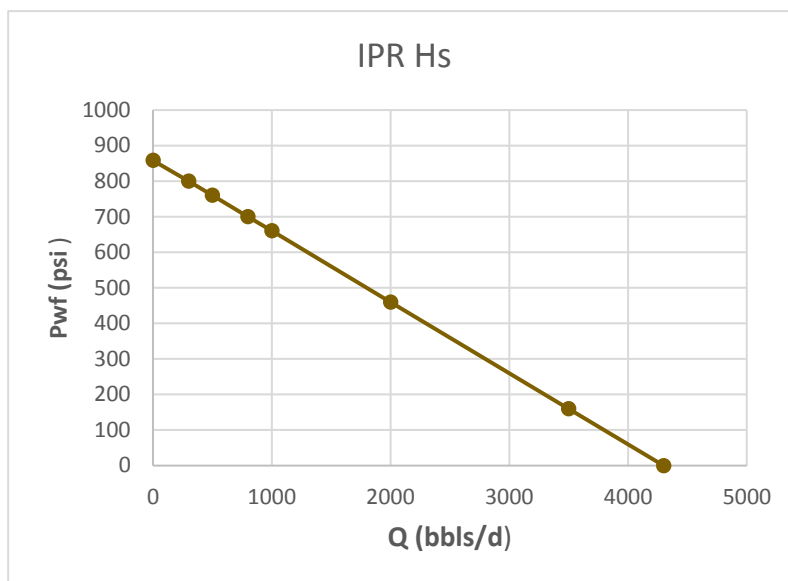


Figura 4.7 Curva IPR, Pozo XFICT-001, Arena Hs.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

Las figuras 4.5, 4.6 y 4.7 nos muestran las curvas IPR de las arenas U_i , T_p y H_s en las cuales podemos observar que el AOF (Caudal de flujo máximo a una presión igual a 0) son 741.74, 701.23 y 858.13 BFPD respectivamente.

Determinación de la IPR conjunta pozo XFICT-002.

La construcción de las curvas IPR del conjunto $U_i+T_p+Hollín$ se realizó a través del método de Ferrer modificado.

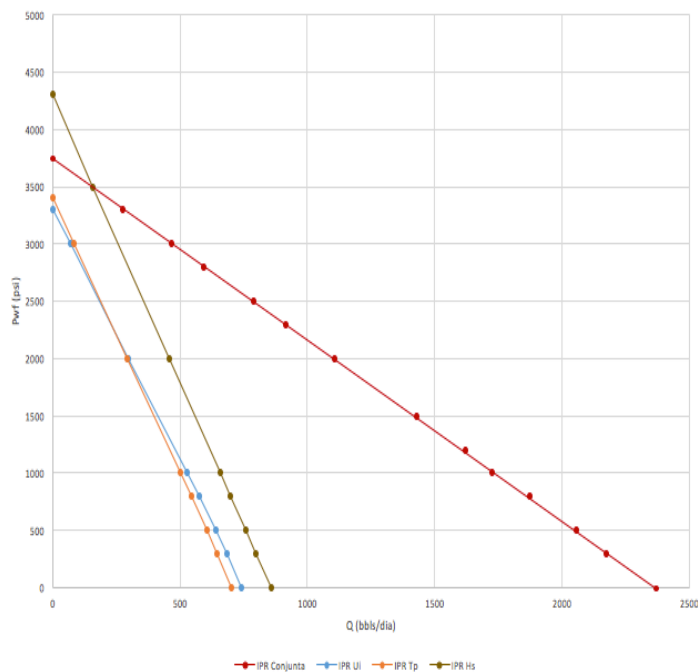


Figura 4.8 Curvas IPR individuales y del conjunto, Pozo XFICT-002.
Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

Determinación de la tasa total y análisis del comportamiento de la arena U inferior, T principal, H superior y del conjunto.

Para resolver este análisis es necesario establecer una presión de fondo para la producción del pozo XFICT-002, la cual será de 1300 psi.

Se determina la presión del sistema requerida, para producir a la tasa establecida, aportada por un sistema de levantamiento

artificial. Se deja claro que el diseño del tipo de levantamiento no es objeto de estudio del proyecto.

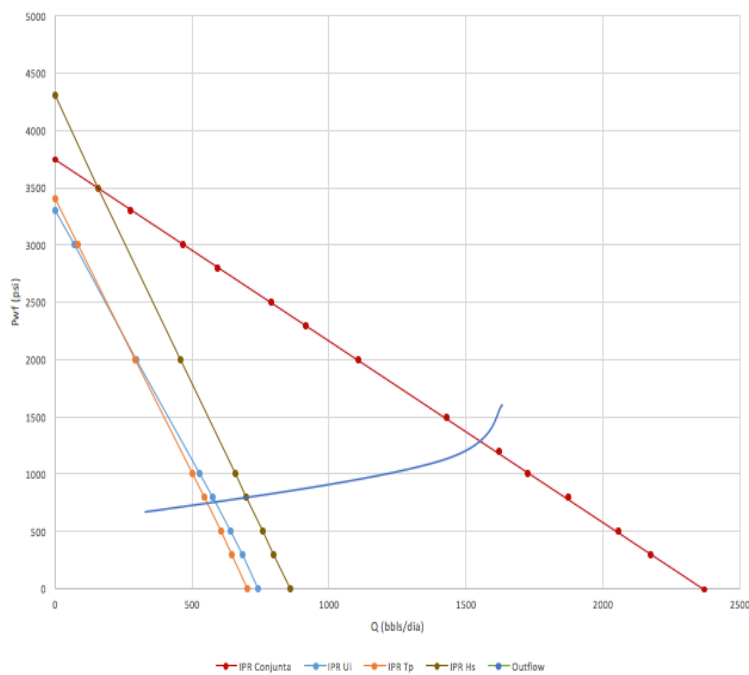


Figura 4.9 Curvas inflow y outflow, Pozo XFICT-002

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

En la figura 4.9 se establece que la presión es de 1300 psi, a esta presión de fondo el pozo simultáneamente aportará 1550 BF. El aporte de las arenas será de 461 BF, 482 BF, 607 BF para las arenas Ui, Tp y Hollín respectivamente. El corte de agua será aproximadamente 87,67 % con lo cual se estima un caudal de petróleo de 191,11 BBL.

4.4. Análisis Económico

Pozo XFICT-001

Con los datos de los perfiles de declinación de la producción para los reservorios U Inferior y T Principal, se observa que las reservas remanentes para cada arena son menores a cien mil barriles, por lo cual la producción conjunta sería una opción recomendable en este pozo.

Se ha efectuado un análisis económico con el objetivo de evaluar si es viable la producción individual de “T” Principal o la producción conjunta entre “T” Principal y “U” Inferior. Para ello se ha empleado los siguientes datos:

- Costo por barril (Mayo, 2017): \$6,82.
- Tasa de actualización: 12% anual (1% mensual)
- Precio del barril de petróleo: \$43,24
- Periodo de evaluación: 24 meses
- Costo estimado del Reacondicionamiento es de 325 mil dólares para producir en conjunto los dos reservorios o producir de un solo reservorio.

Al realizar el análisis económico considerando que se produce únicamente del reservorio “U” Inferior, el Valor Actual Neto (VAN) es de 1151672,86 dólares y la inversión se recuperará a los 3 meses como se observa en la tabla del anexo H. Por otro lado, del análisis económico realizado en el caso que se produzca únicamente del reservorio “T” Principal, el Valor Actual Neto (VAN) es de 1162757,29 dólares, y la inversión se recuperara a los 4 meses esto se observa en la tabla del anexo I.

Finalmente, en la tabla del anexo J, se muestra los resultados del análisis económico realizado considerando la producción conjunta entre los reservorios “U” Inferior y “T” Principal, se consideró la ejecución del reacondicionamiento. Finalmente, el Valor Actual Neto (VAN) es de dos millones seiscientos treinta y nueve mil dólares, con un acumulado de producción de 90.2 mil barriles de petróleo durante los dos años, y un Tasa Interna de Retorno de 72%. La inversión se recupera en 2 meses.

Meses	Producción mensual (bbls)	Ingresos (DÓLARES)	Egresos (DÓLARES)	Flujo de caja (DOLARES)	Ingresos actualizados (DÓLARES)	Egresos actualizados (DÓLARES)	Flujo de caja actualizado (DÓLARES)
0	0	0	325000	-325000	0	325000	-325000

1	6981	301858,44	47610,42	254248,02	298839,8556	47134,3158	251705,5398
2	6563	283784,12	44759,66	239024,46	280946,2788	44312,0634	236634,2154
3	6172	266877,28	42093,04	224784,24	264208,5072	41672,1096	222536,3976
4	5807	251094,68	39603,74	211490,94	248583,7332	39207,7026	209376,0306
5	5465	236306,6	37271,3	199035,3	233943,534	36898,587	197044,947
6	5146	222513,04	35095,72	187417,32	220287,9096	34744,7628	185543,1468
7	4847	209584,28	33056,54	176527,74	207488,4372	32725,9746	174762,4626
8	4568	197520,32	31153,76	166366,56	195545,1168	30842,2224	164702,8944
9	4306	186191,44	29366,92	156824,52	184329,5256	29073,2508	155256,2748
10	4061	175597,64	27696,02	147901,62	173841,6636	27419,0598	146422,6038
11	3831	165652,44	26127,42	139525,02	163995,9156	25866,1458	138129,7698
12	3616	156355,84	24661,12	131694,72	154792,2816	24414,5088	130377,7728
13	3414	147621,36	23283,48	124337,88	146145,1464	23050,6452	123094,5012
14	3225	139449	21994,5	117454,5	138054,51	21774,555	116279,955
15	3047	131752,28	20780,54	110971,74	130434,7572	20572,7346	109862,0226
16	2881	124574,44	19648,42	104926,02	123328,6956	19451,9358	103876,7598
17	2724	117785,76	18577,68	99208,08	116607,9024	18391,9032	98215,9992
18	2577	111429,48	17575,14	93854,34	110315,1852	17399,3886	92915,7966
19	2439	105462,36	16633,98	88828,38	104407,7364	16467,6402	87940,0962
20	2309	99841,16	15747,38	84093,78	98842,7484	15589,9062	83252,8422
21	2187	94565,88	14915,34	79650,54	93620,2212	14766,1866	78854,0346
22	2073	89636,52	14137,86	75498,66	88740,1548	13996,4814	74743,6734
23	1964	84923,36	13394,48	71528,88	84074,1264	13260,5352	70813,5912
					VALOR ACTUAL NETO		
					TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL		

Pozo XFICT-002

Para el pozo XFICT-002, analizamos los perfiles de declinación para los reservorios U Inferior, T Principal y Hollín, se ha efectuado un

análisis económico con el objetivo de evaluar al pozo tanto si se continua con la producción individual de “T” Principal, o se implementa la producción conjunta entre “T” Principal, “U” Inferior y Hollín. Para ello se ha empleado los siguientes datos:

- Costo por barril (Mayo, 2017): \$6,82.
- Tasa de actualización: 12% anual (1% mensual)
- Precio del barril de petróleo: \$43,24
- Periodo de evaluación: 24 meses
- Costo estimado de Reacondicionamiento es de 346000,91 dólares para producir en conjunto o producir de un solo reservorio.

Al realizar el análisis económico considerando que se produce únicamente del reservorio “U” Inferior, el Valor Actual Neto (VAN) es de \$827855,35 y la inversión se recuperará a los 3 meses, esto se observa en el anexo K. Por otro lado, del análisis económico realizado en el caso que se produzca únicamente del reservorio “T” Principal, el Valor Actual Neto (VAN) es de \$681784,68 y la inversión se recuperará a los 5 meses como se observa en la tabla del anexo L. Adicionalmente, del análisis económico realizado en el caso que se produzca únicamente del reservorio “Hollín”, el Valor Actual Neto (VAN) es de -29570,64 dólares, y la inversión no se recupera al

intervenir el pozo para este reservorio, esto se observa en la tabla del anexo M.

Finalmente, se muestra los resultados del análisis económico realizado considerando la producción conjunta entre los reservorios “U” Inferior, “T” Principal y “H” Superior, se consideró la ejecución del reacondicionamiento, teniendo Valor Actual Neto (VAN) de dos millones ciento setenta y un mil dólares, y un Tasa Interna de Retorno del 72%.

Tabla X. VAN, TIR y retorno de la inversión por arena y del conjunto.

POZO	ARENA	VAN (\$)	TIR (%)	RETORNO DE LA INVERSIÓN (meses)
XFICT-001	Ui	1.151.672,86	37	3
	Tp	1.162.757,29	29	4
	Ui + Tp	2.639.311,63	72	2
XFICT-002	Ui	827.855,35	29	3
	Tp	681.784,68	19	5
	Hollín	-29.570,64	-1	-
	Ui+Tp+H	2.171.978,11	72	2

Fuente: Castillo, E., Marín, G., 2017.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

La producción conjunta es una alternativa válida para aumentar el índice de productividad y consecuentemente el caudal de producción del pozo bajo ciertos criterios de selección.

Los yacimientos seleccionados exhiben características petrofísicas que los hacen los mejores candidatos para el desarrollo del proyecto ya que la densidad del crudo en las arenas Ui, Tp y Hollín es de 18, 27 y 25 grados API, respectivamente. Para el cálculo del factor de recobro se determinó previamente el POES a través del método volumétrico obteniendo valores tales como: 158'824.085 bbls, 1706'822.668,90 bbls y 16'122.541,24 bbls en Ui, Tp y Hs. Resultando un recobro actual de 31%, 17% y 15% para cada una de las arenas mencionadas.

Para la selección de los pozos candidatos se analizaron los registros de pozos determinando así que los pozos XFICT-001 Y XFICT-002 exhiben características cualitativas y cuantitativas para la producción simultánea de yacimientos. Los parámetros analizados fueron: porosidad, saturación de agua, contacto agua-petróleo, topes y bases. Con ello, se obtuvieron porosidades en un rango del 13% al 19%, considerados como valores razonables para el desarrollo del proyecto.

Mediante el uso de una hoja de cálculo se realizó la construcción de las curvas IPR individuales y del conjunto basados en la metodología

seleccionada que sirvió para hacer un análisis comparativo del mejoramiento del potencial de cada pozo produciendo de forma separada y en conjunto.

Basados en el artículo número 32 del Reglamento Sustitutivo de Operaciones Hidrocarburíferas, habiendo cumplido con el análisis técnico, el proyecto de producción conjunta incrementará las reservas para extender la vida económica de los pozos XFICT-001 Y XFICT-002.

La producción conjunta de los pozos del campo XFICT reducirá el riesgo de perder reservas debido a fallas mecánicas por el acelerado recobro de reservas remanentes. Además, se propone una completación simple que evitará costos mayores de reacondicionamiento.

En los pozos XFICT-001 y el XFICT-002, al producir de manera simultánea los dos y tres reservorios respectivamente, el Flujo de Caja mejora de forma significativa, cosa que no ocurre al mantenerse produciendo mediante un solo reservorio. Para las arenas Ui y Tp del pozo XFICT-001 la inversión será recuperada en el tercer y cuarto mes. A diferencia de producir en conjunto, la inversión será recuperada en el segundo mes. Las arenas Ui y Tp del pozo XFICT-002 generan un flujo de caja positivo a partir del tercer y cuarto mes respectivamente, la arena Hs no es económicamente viable para producir de forma individual puesto que, siempre genera un flujo de caja negativo en el periodo de tiempo establecido. Para la producción conjunta, la inversión será recuperada a partir del segundo mes.

Considerando el precio actual del petróleo y la inestabilidad del mismo, un proyecto para producir en conjunto dos o tres reservorios incrementaría los ingresos, y se recuperarían mayores reservas.

RECOMENDACIONES

Actualmente, los pozos XFICT-001 y XFICT-002 se encuentran fuera de producción, por lo tanto el reacondicionamiento se debe efectuar sea para producir de un solo reservorio o en conjunto. Por lo tanto, la inversión requiere de trabajos de reacondicionamiento que deben ser realizados obligatoriamente. Por esta razón, la producción conjunta sería la mejor opción ya que se recuperaría mayor cantidad de reservas.

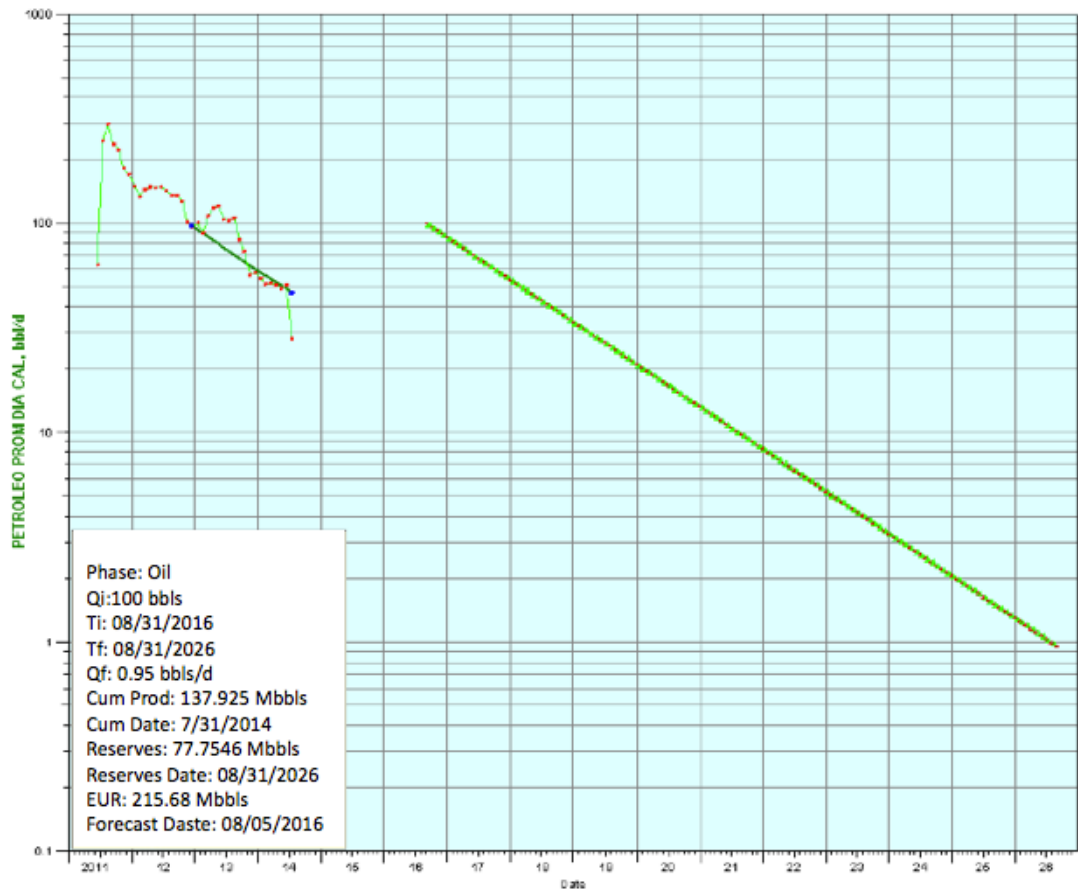
Para evaluar la contribución de cada zona, se sugiere utilizar una herramienta que permitan conocer las presiones y el aporte de cada arena para evitar problemas de flujo cruzado, los registros de producción PLT, son una técnica confiable que se recomienda ser usada al menos una vez al año para controlar la producción, teniendo en cuenta el incremento de costos que significaría implementar la misma.

La data pertinente en cuanto a diagramas de completación de pozos, intervalos de producción, características petrofísicas y de los fluidos debe estar disponible para el desarrollo del proyecto.

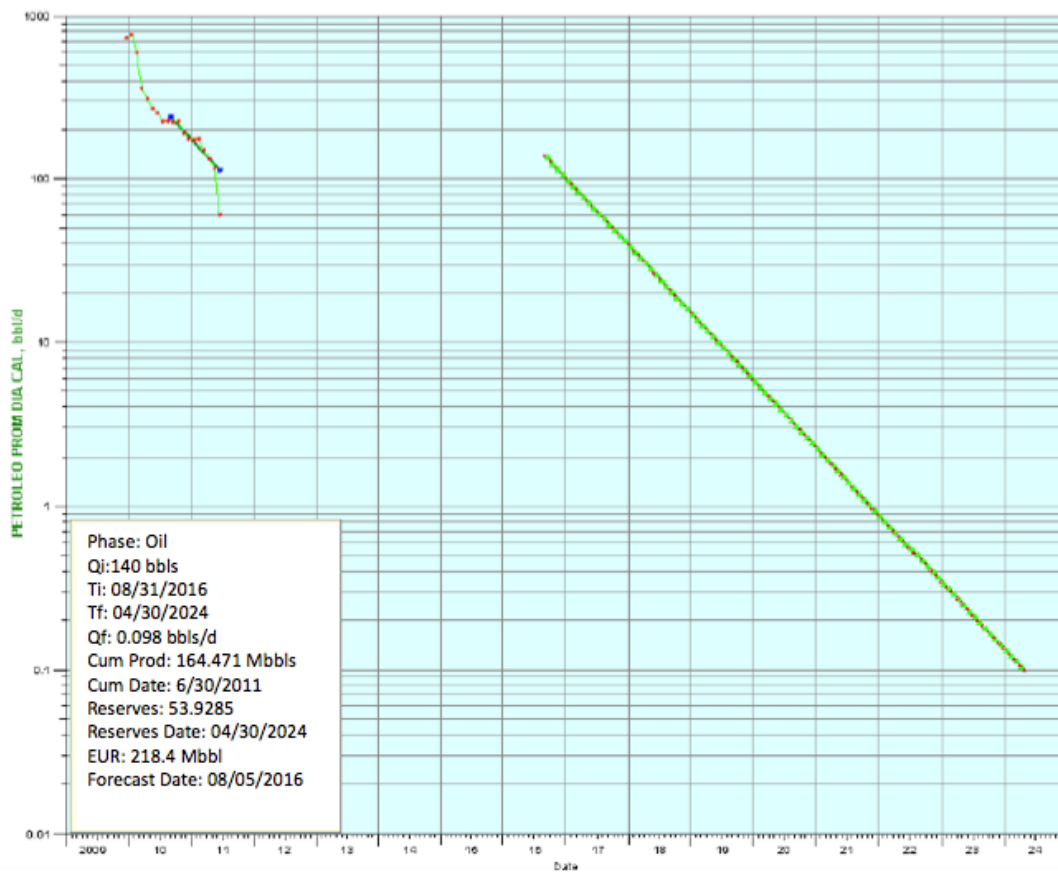
Realizar continuamente análisis de API y salinidad de la mezcla para determinar el porcentaje de aporte individual que realiza cada zona productora.

ANEXOS

ANEXO A CURVAS DE DECLINACIÓN POZO XFICT-001 ARENA UI.

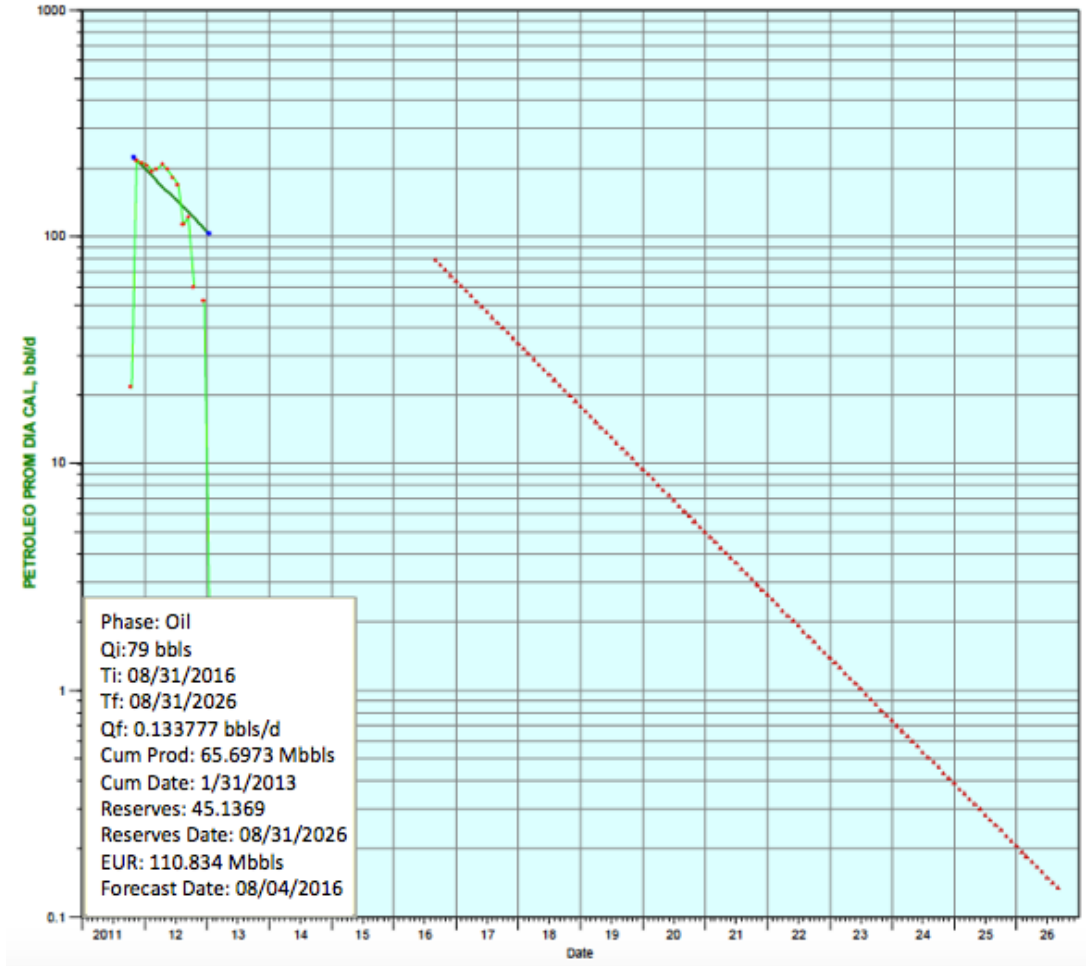


ANEXO B CURVAS DE DECLINACIÓN POZO XFICT-001 ARENA TP

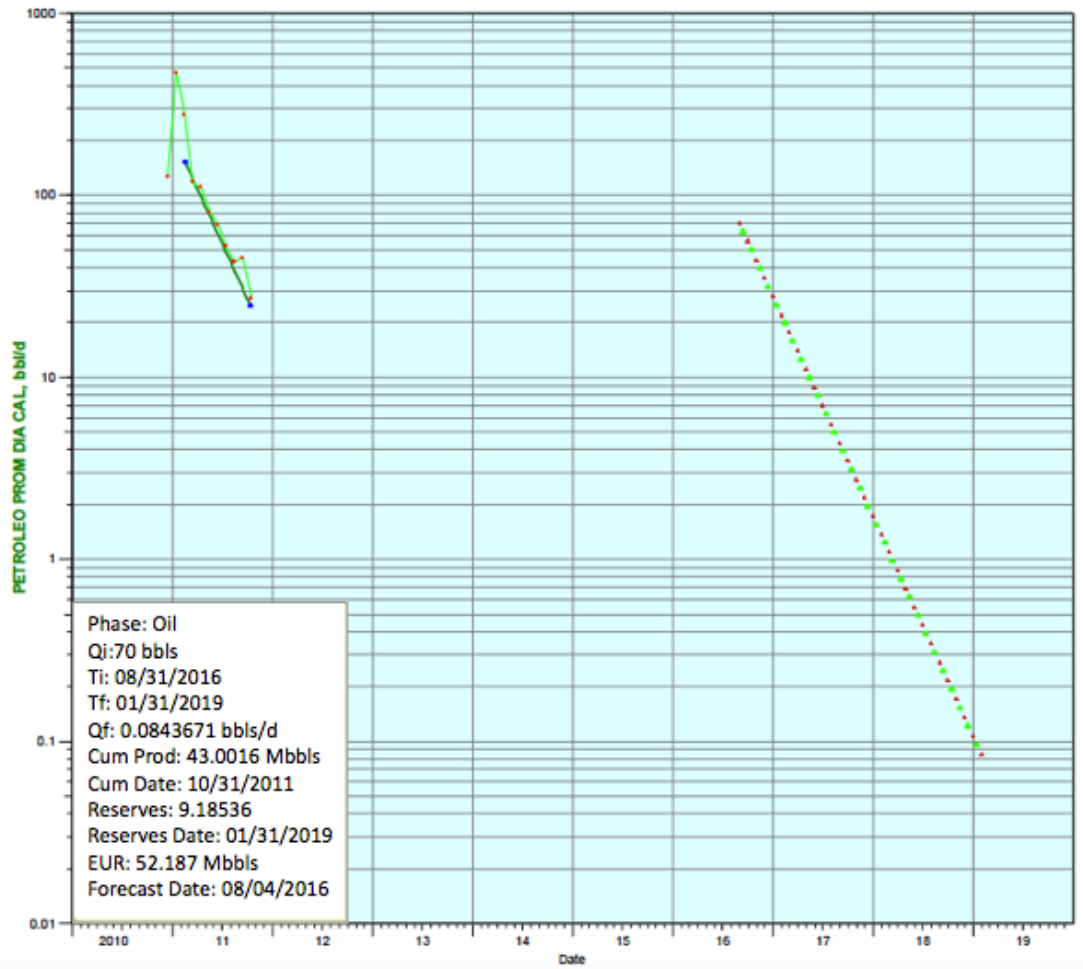


ANEXO C

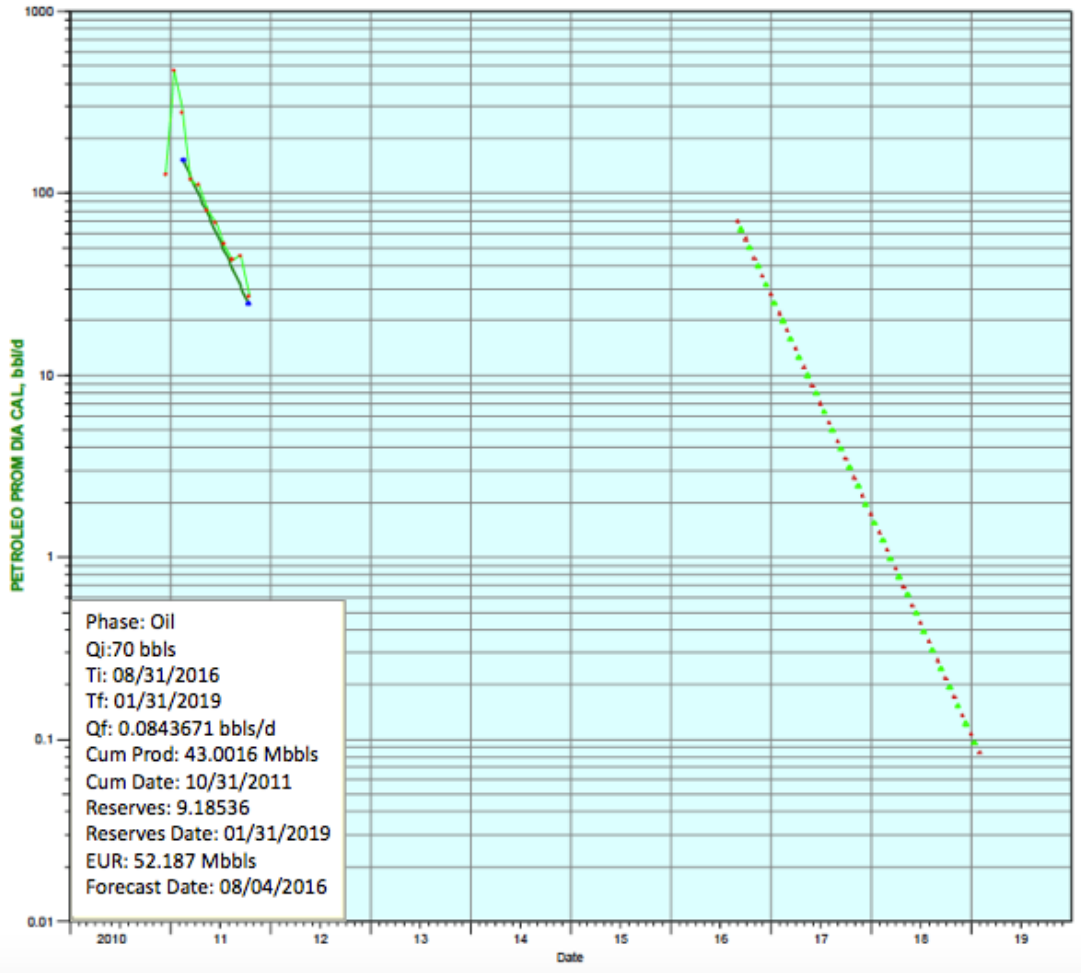
CURVAS DE DECLINACIÓN POZO XFICT-002 ARENA UI



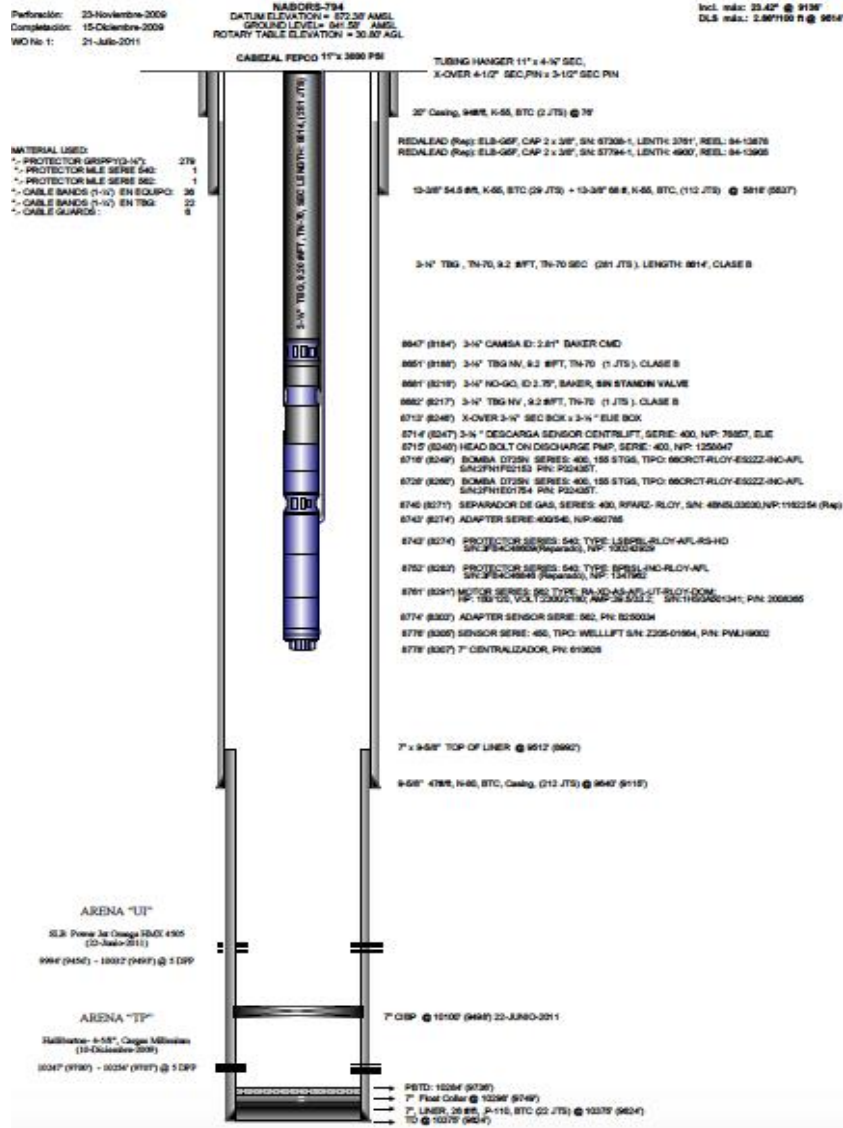
ANEXO D CURVAS DE DECLINACIÓN POZO XFICT-002 ARENA TP



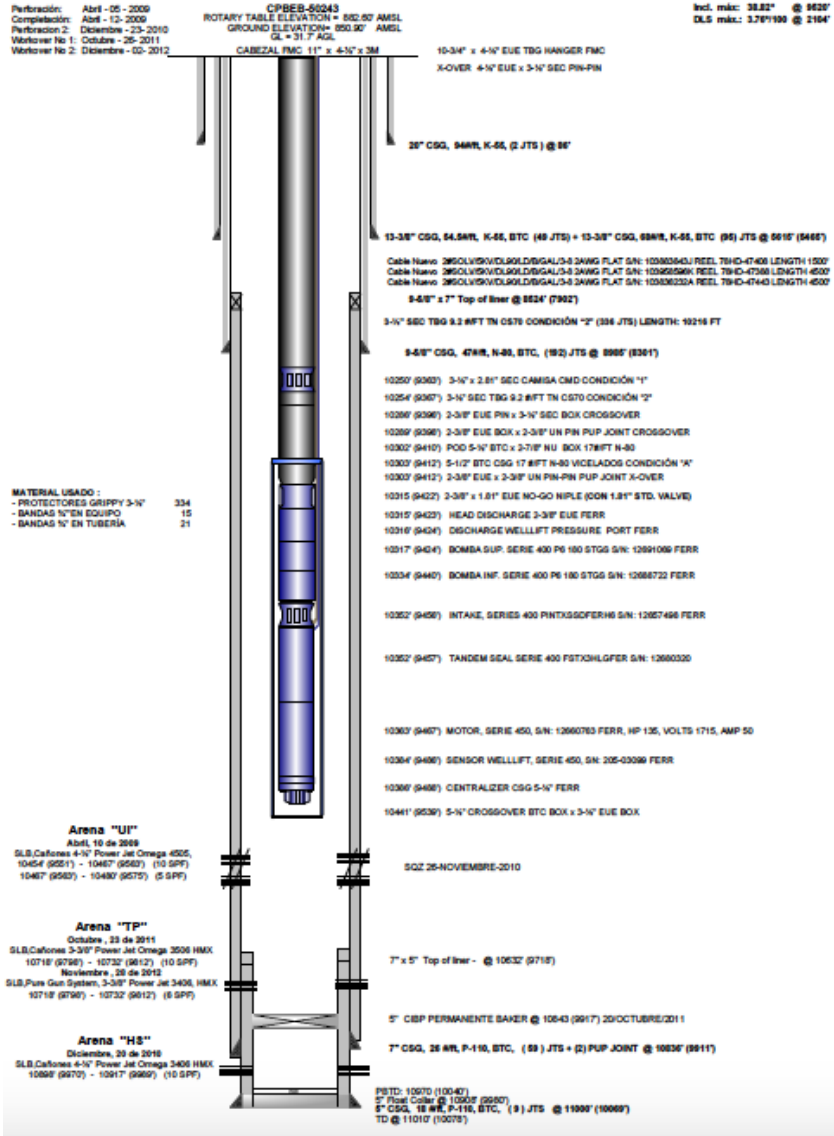
ANEXO E CURVAS DE DECLINACIÓN POZO XFICT-002 ARENA HOLLÍN.



ANEXO F COMPLETACIÓN ACTUAL POZO XFICT-001



ANEXO G COMPLETACIÓN ACTUAL POZO XFICT-002



ANEXO H
FLUJO DE CAJA PARA LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA UI.

Meses	Producción mensual (bbbs)	Ingresos (DÓLARES)	Egresos (DÓLARES)	Flujo de caja (DOLARES)	Ingresos actualizados (DÓLARES)	Egresos actualizados (DÓLARES)	Flujo de caja actualizado (DÓLARES)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado (DOLARES)
0	0	0	325000	-325000	0	325000	-325000	-325000,00
1	4039	174646,36	27545,98	147100,38	172899,8964	27270,5202	145629,3762	-179370,62
2	3732	161371,68	25452,24	135919,44	159757,9632	25197,7176	134560,2456	-44810,38
3	3449	149134,76	23522,18	125612,58	147643,4124	23286,9582	124356,4542	79546,08
4	3188	137849,12	21742,16	116106,96	136470,6288	21524,7384	114945,8904	194491,97
5	2946	127385,04	20091,72	107293,32	126111,1896	19890,8028	106220,3868	300712,35
6	2723	117742,52	18570,86	99171,66	116565,0948	18385,1514	98179,9434	398892,30
7	2516	108791,84	17159,12	91632,72	107703,9216	16987,5288	90716,3928	489608,69
8	2326	100576,24	15863,32	84712,92	99570,4776	15704,6868	83865,7908	573474,48
9	2149	92922,76	14656,18	78266,58	91993,5324	14509,6182	77483,9142	650958,39
10	1986	85874,64	13544,52	72330,12	85015,8936	13409,0748	71606,8188	722565,21
11	1836	79388,64	12521,52	66867,12	78594,7536	12396,3048	66198,4488	788763,66
12	1697	73378,28	11573,54	61804,74	72644,4972	11457,8046	61186,6926	849950,35
13	1568	67800,32	10693,76	57106,56	67122,3168	10586,8224	56535,4944	906485,85
14	1449	62654,76	9882,18	52772,58	62028,2124	9783,3582	52244,8542	958730,70
15	1339	57898,36	9131,98	48766,38	57319,3764	9040,6602	48278,7162	1007009,42
16	1238	53531,12	8443,16	45087,96	52995,8088	8358,7284	44637,0804	1051646,50
17	1144	49466,56	7802,08	41664,48	48971,8944	7724,0592	41247,8352	1092894,34
18	1057	45704,68	7208,74	38495,94	45247,6332	7136,6526	38110,9806	1131005,32
19	977	42245,48	6663,14	35582,34	41823,0252	6596,5086	35226,5166	1166231,83
20	903	39045,72	6158,46	32887,26	38655,2628	6096,8754	32558,3874	1198790,22
21	834	36062,16	5687,88	30374,28	35701,5384	5631,0012	30070,5372	1228860,76
22	771	33338,04	5258,22	28079,82	33004,6596	5205,6378	27799,0218	1256659,78
23	713	30830,12	4862,66	25967,46	30521,8188	4814,0334	25707,7854	1282367,56
VALOR ACTUAL NETO								\$ 1.151.672,86
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL								37%

ANEXO I
FLUJO DE CAJA PARA LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA TP,
POZO XFICT-001.

Meses	Producción mensual (bbbs)	Ingresos (DÓLARES)	Egresos (DÓLARES)	Flujo de caja (DOLARES)	Ingresos actualizados (DÓLARES)	Egresos actualizados (DÓLARES)	Flujo de caja actualizado (DÓLARES)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado (DOLARES)
0	0	0	325000	-325000	0	325000	-325000	-325000,00
1	2942	127212,08	20064,44	107147,64	125939,9592	19863,7956	106076,1636	-218923,84
2	2831	122412,44	19307,42	103105,02	121188,3156	19114,3458	102073,9698	-116849,87
3	2723	117742,52	18570,86	99171,66	116565,0948	18385,1514	98179,9434	-18669,92
4	2619	113245,56	17861,58	95383,98	112113,1044	17682,9642	94430,1402	75760,22
5	2519	108921,56	17179,58	91741,98	107832,3444	17007,7842	90824,5602	166584,78
6	2423	104770,52	16524,86	88245,66	103722,8148	16359,6114	87363,2034	253947,98
7	2331	100792,44	15897,42	84895,02	99784,5156	15738,4458	84046,0698	337994,05
8	2242	96944,08	15290,44	81653,64	95974,6392	15137,5356	80837,1036	418831,15
9	2157	93268,68	14710,74	78557,94	92335,9932	14563,6326	77772,3606	496603,51
10	2075	89723	14151,5	75571,5	88825,77	14009,985	74815,785	571419,30
11	1995	86263,8	13605,9	72657,9	85401,162	13469,841	71931,321	643350,62
12	1919	82977,56	13087,58	69889,98	82147,7844	12956,7042	69191,0802	712541,70
13	1846	79821,04	12589,72	67231,32	79022,8296	12463,8228	66559,0068	779100,71
14	1776	76794,24	12112,32	64681,92	76026,2976	11991,1968	64035,1008	843135,81
15	1708	73853,92	11648,56	62205,36	73115,3808	11532,0744	61583,3064	904719,11
16	1643	71043,32	11205,26	59838,06	70332,8868	11093,2074	59239,6794	963958,79
17	1581	68362,44	10782,42	57580,02	67678,8156	10674,5958	57004,2198	1020963,01
18	1520	65724,8	10366,4	55358,4	65067,552	10262,736	54804,816	1075767,83
19	1463	63260,12	9977,66	53282,46	62627,5188	9877,8834	52749,6354	1128517,47
20	1407	60838,68	9595,74	51242,94	60230,2932	9499,7826	50730,5106	1179247,98
21	1353	58503,72	9227,46	49276,26	57918,6828	9135,1854	48783,4974	1228031,47
22	1302	56298,48	8879,64	47418,84	55735,4952	8790,8436	46944,6516	1274976,13
23	1252	54136,48	8538,64	45597,84	53595,1152	8453,2536	45141,8616	1320117,99
VALOR ACTUAL NETO								\$ 1.162.757,29
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL								29%

ANEXO J
FLUJO DE CAJA PARA LA PRODUCCIÓN DE LAS ARENAS EN
CONJUNTO, POZO XFICT-001.

Meses	Producción mensual (bbls)	Ingresos (DÓLARES)	Egresos (DÓLARES)	Flujo de caja (DOLARES)	Ingresos actualizados (DÓLARES)	Egresos actualizados (DÓLARES)	Flujo de caja actualizado (DÓLARES)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado (DOLARES)
0	0	0	325000	-325000	0	325000	-325000	-325000,00
1	6981	301858,44	47610,42	254248,02	298839,8556	47134,3158	251705,5398	-73294,46
2	6563	283784,12	44759,66	239024,46	280946,2788	44312,0634	236634,2154	163339,76
3	6172	266877,28	42093,04	224784,24	264208,5072	41672,1096	222536,3976	385876,15
4	5807	251094,68	39603,74	211490,94	248583,7332	39207,7026	209376,0306	595252,18
5	5465	236306,6	37271,3	199035,3	233943,534	36898,587	197044,947	792297,13
6	5146	222513,04	35095,72	187417,32	220287,9096	34744,7628	185543,1468	977840,28
7	4847	209584,28	33056,54	176527,74	207488,4372	32725,9746	174762,4626	1152602,74
8	4568	197520,32	31153,76	166366,56	195545,1168	30842,2224	164702,8944	1317305,63
9	4306	186191,44	29366,92	156824,52	184329,5256	29073,2508	155256,2748	1472561,91
10	4061	175597,64	27696,02	147901,62	173841,6636	27419,0598	146422,6038	1618984,51
11	3831	165652,44	26127,42	139525,02	163995,9156	25866,1458	138129,7698	1757114,28
12	3616	156355,84	24661,12	131694,72	154792,2816	24414,5088	130377,7728	1887492,06
13	3414	147621,36	23283,48	124337,88	146145,1464	23050,6452	123094,5012	2010586,56
14	3225	139449	21994,5	117454,5	138054,51	21774,555	116279,955	2126866,51
15	3047	131752,28	20780,54	110971,74	130434,7572	20572,7346	109862,0226	2236728,53
16	2881	124574,44	19648,42	104926,02	123328,6956	19451,9358	103876,7598	2340605,29
17	2724	117785,76	18577,68	99208,08	116607,9024	18391,9032	98215,9992	2438821,29
18	2577	111429,48	17575,14	93854,34	110315,1852	17399,3886	92915,7966	2531737,09
19	2439	105462,36	16633,98	88828,38	104407,7364	16467,6402	87940,0962	2619677,19
20	2309	99841,16	15747,38	84093,78	98842,7484	15589,9062	83252,8422	2702930,03
21	2187	94565,88	14915,34	79650,54	93620,2212	14766,1866	78854,0346	2781784,06
22	2073	89636,52	14137,86	75498,66	88740,1548	13996,4814	74743,6734	2856527,74
23	1964	84923,36	13394,48	71528,88	84074,1264	13260,5352	70813,5912	2927341,33
VALOR ACTUAL NETO								\$ 2.639.311,63
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL								72%

ANEXO K
FLUJO DE CAJA PARA LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA UI,
POZO XFICT-002.

Meses	Producción mensual (bbis)	Ingresos (DÓLARES)	Egresos (DÓLARES)	Flujo de caja (DOLARES)	Ingresos actualizados (DÓLARES)	Egresos actualizados (DÓLARES)	Flujo de caja actualizado (DÓLARES)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado (DOLARES)
0	0	0	346000,91	-346000,91	0	346000,91	-346000,91	-346000,91
1	3712	160506,88	25315,84	135191,04	158901,8112	25062,6816	133839,1296	-212161,78
2	3360	145286,4	22915,2	122371,2	143833,536	22686,048	121147,488	-91014,29
3	3041	131492,84	20739,62	110753,22	130177,9116	20532,2238	109645,6878	18631,40
4	2753	119039,72	18775,46	100264,26	117849,3228	18587,7054	99261,6174	117893,01
5	2492	107754,08	16995,44	90758,64	106676,5392	16825,4856	89851,0536	207744,07
6	2255	97506,2	15379,1	82127,1	96531,138	15225,309	81305,829	289049,90
7	2041	88252,84	13919,62	74333,22	87370,3116	13780,4238	73589,8878	362639,78
8	1848	79907,52	12603,36	67304,16	79108,4448	12477,3264	66631,1184	429270,90
9	1673	72340,52	11409,86	60930,66	71617,1148	11295,7614	60321,3534	489592,26
10	1514	65465,36	10325,48	55139,88	64810,7064	10222,2252	54588,4812	544180,74
11	1370	59238,8	9343,4	49895,4	58646,412	9249,966	49396,446	593577,18
12	1240	53617,6	8456,8	45160,8	53081,424	8372,232	44709,192	638286,37
13	1123	48558,52	7658,86	40899,66	48072,9348	7582,2714	40490,6634	678777,04
14	1016	43931,84	6929,12	37002,72	43492,5216	6859,8288	36632,6928	715409,73
15	920	39780,8	6274,4	33506,4	39382,992	6211,656	33171,336	748581,07
16	833	36018,92	5681,06	30337,86	35658,7308	5624,2494	30034,4814	778615,55
17	753	32559,72	5135,46	27424,26	32234,1228	5084,1054	27150,0174	805765,57
18	682	29489,68	4651,24	24838,44	29194,7832	4604,7276	24590,0556	830355,62
19	617	26679,08	4207,94	22471,14	26412,2892	4165,8606	22246,4286	852602,05
20	559	24171,16	3812,38	20358,78	23929,4484	3774,2562	20155,1922	872757,24
21	506	21879,44	3450,92	18428,52	21660,6456	3416,4108	18244,2348	891001,48
22	458	19803,92	3123,56	16680,36	19605,8808	3092,3244	16513,5564	907515,03
23	414	17901,36	2823,48	15077,88	17722,3464	2795,2452	14927,1012	922442,13
VALOR ACTUAL NETO								\$ 827.855,35
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL								29%

ANEXO L
FLUJO DE CAJA PARA LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA TP,
POZO XFICT-002.

Meses	Producción mensual (bbls)	Ingresos (DÓLARES)	Egresos (DÓLARES)	Flujo de caja (DOLARES)	Ingresos actualizados (DÓLARES)	Egresos actualizados (DÓLARES)	Flujo de caja actualizado (DÓLARES)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado (DOLARES)
0	0	0	346000,91	-346000,91	0	346000,91	-346000,91	-346000,91
1	2304	99624,96	15713,28	83911,68	98628,7104	15556,1472	83072,5632	-262928,35
2	2183	94392,92	14888,06	79504,86	93448,9908	14739,1794	78709,8114	-184218,54
3	2069	89463,56	14110,58	75352,98	88568,9244	13969,4742	74599,4502	-109619,09
4	1961	84793,64	13374,02	71419,62	83945,7036	13240,2798	70705,4238	-38913,66
5	1862	80512,88	12698,84	67814,04	79707,7512	12571,8516	67135,8996	28222,24
6	1767	76405,08	12050,94	64354,14	75641,0292	11930,4306	63710,5986	91932,84
7	1678	72556,72	11443,96	61112,76	71831,1528	11329,5204	60501,6324	152434,47
8	1589	68708,36	10836,98	57871,38	68021,2764	10728,6102	57292,6662	209727,14
9	1506	65119,44	10270,92	54848,52	64468,2456	10168,2108	54300,0348	264027,17
10	1427	61703,48	9732,14	51971,34	61086,4452	9634,8186	51451,6266	315478,80
11	1352	58460,48	9220,64	49239,84	57875,8752	9128,4336	48747,4416	364226,24
12	1280	55347,2	8729,6	46617,6	54793,728	8642,304	46151,424	410377,66
13	1213	52450,12	8272,66	44177,46	51925,6188	8189,9334	43735,6854	454113,35
14	1150	49726	7843	41883	49228,74	7764,57	41464,17	495577,52
15	1089	47088,36	7426,98	39661,38	46617,4764	7352,7102	39264,7662	534842,28
16	1032	44623,68	7038,24	37585,44	44177,4432	6967,8576	37209,5856	572051,87
17	977	42245,48	6663,14	35582,34	41823,0252	6596,5086	35226,5166	607278,39
18	928	40126,72	6328,96	33797,76	39725,4528	6265,6704	33459,7824	640738,17
19	881	38094,44	6008,42	32086,02	37713,4956	5948,3358	31765,1598	672503,33
20	834	36062,16	5687,88	30374,28	35701,5384	5631,0012	30070,5372	702573,87
21	791	34202,84	5394,62	28808,22	33860,8116	5340,6738	28520,1378	731094,00
22	749	32386,76	5108,18	27278,58	32062,8924	5057,0982	27005,7942	758099,80
23	710	30700,4	4842,2	25858,2	30393,396	4793,778	25599,618	783699,42
VALOR ACTUAL NETO								\$ 681.784,68
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL								19%

ANEXO M
FLUJO DE CAJA PARA LA PRODUCCIÓN DE LA ARENA HS,
POZO XFICT-002.

Meses	Producción mensual (bbls)	Ingresos (DÓLARES)	Egresos (DÓLARES)	Flujo de caja (DOLARES)	Ingresos actualizados (DÓLARES)	Egresos actualizados (DÓLARES)	Flujo de caja actualizado (DÓLARES)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado (DOLARES)
0	0	0	346000,91	-346000,91	0	346000,91	-346000,91	-346000,91
1	1880	81291,2	12821,6	68469,6	80478,288	12693,384	67784,904	-278216,01
2	1501	64903,24	10236,82	54666,42	64254,2076	10134,4518	54119,7558	-224096,25
3	1198	51801,52	8170,36	43631,16	51283,5048	8088,6564	43194,8484	-180901,40
4	956	41337,44	6519,92	34817,52	40924,0656	6454,7208	34469,3448	-146432,06
5	763	32992,12	5203,66	27788,46	32662,1988	5151,6234	27510,5754	-118921,48
6	609	26333,16	4153,38	22179,78	26069,8284	4111,8462	21957,9822	-96963,50
7	486	21014,64	3314,52	17700,12	20804,4936	3281,3748	17523,1188	-79440,38
8	388	16777,12	2646,16	14130,96	16609,3488	2619,6984	13989,6504	-65450,73
9	310	13404,4	2114,2	11290,2	13270,356	2093,058	11177,298	-54273,43
10	247	10680,28	1684,54	8995,74	10573,4772	1667,6946	8905,7826	-45367,65
11	197	8518,28	1343,54	7174,74	8433,0972	1330,1046	7102,9926	-38264,66
12	158	6831,92	1077,56	5754,36	6763,6008	1066,7844	5696,8164	-32567,84
13	126	5448,24	859,32	4588,92	5393,7576	850,7268	4543,0308	-28024,81
14	101	4367,24	688,82	3678,42	4323,5676	681,9318	3641,6358	-24383,17
15	80	3459,2	545,6	2913,6	3424,608	540,144	2884,464	-21498,71
16	64	2767,36	436,48	2330,88	2739,6864	432,1152	2307,5712	-19191,14
17	51	2205,24	347,82	1857,42	2183,1876	344,3418	1838,8458	-17352,29
18	41	1772,84	279,62	1493,22	1755,1116	276,8238	1478,2878	-15874,01
19	33	1426,92	225,06	1201,86	1412,6508	222,8094	1189,8414	-14684,16
20	0	0	0	0	0	0	0	-14684,16
21	0	0	0	0	0	0	0	-14684,16
22	0	0	0	0	0	0	0	-14684,16
23	0	0	0	0	0	0	0	-14684,16
VALOR ACTUAL NETO								(\$ 29.570,64)
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL								-1%

ANEXO N
FLUJO DE CAJA PARA LA PRODUCCIÓN DE LAS ARENAS EN
CONJUNTO, POZO XFICT-002.

Meses	Producción mensual (bbbs)	Ingresos (DÓLARES)	Egresos (DÓLARES)	Flujo de caja (DOLARES)	Ingresos actualizados (DÓLARES)	Egresos actualizados (DÓLARES)	Flujo de caja actualizado (DÓLARES)	Sumatorio de flujo neto de caja actualizado (DOLARES)
0	0	0	346000,91	-346000,91	0	346000,91	-346000,91	-346000,91
1	7896	341423,04	53850,72	287572,32	338008,8096	53312,2128	284696,5968	-61304,31
2	7044	304582,56	48040,08	256542,48	301536,7344	47559,6792	253977,0552	192672,74
3	6308	272757,92	43020,56	229737,36	270030,3408	42590,3544	227439,9864	420112,73
4	5669	245127,56	38662,58	206464,98	242676,2844	38275,9542	204400,3302	624513,06
5	5117	221259,08	34897,94	186361,14	219046,4892	34548,9606	184497,5286	809010,59
6	4631	200244,44	31583,42	168661,02	198241,9956	31267,5858	166974,4098	975985,00
7	4205	181824,2	28678,1	153146,1	180005,958	28391,319	151614,639	1127599,64
8	3825	165393	26086,5	139306,5	163739,07	25825,635	137913,435	1265513,07
9	3489	150864,36	23794,98	127069,38	149355,7164	23557,0302	125798,6862	1391311,76
10	3188	137849,12	21742,16	116106,96	136470,6288	21524,7384	114945,8904	1506257,65
11	2920	126260,8	19914,4	106346,4	124998,192	19715,256	105282,936	1611540,58
12	2678	115796,72	18263,96	97532,76	114638,7528	18081,3204	96557,4324	1708098,02
13	2462	106456,88	16790,84	89666,04	105392,3112	16622,9316	88769,3796	1796867,40
14	2266	97981,84	15454,12	82527,72	97002,0216	15299,5788	81702,4428	1878569,84
15	2089	90328,36	14246,98	76081,38	89425,0764	14104,5102	75320,5662	1953890,40
16	1929	83409,96	13155,78	70254,18	82575,8604	13024,2222	69551,6382	2023442,04
17	1781	77010,44	12146,42	64864,02	76240,3356	12024,9558	64215,3798	2087657,42
18	1650	71346	11253	60093	70632,54	11140,47	59492,07	2147149,49
19	1531	66200,44	10441,42	55759,02	65538,4356	10337,0058	55201,4298	2202350,92
20	1393	60233,32	9500,26	50733,06	59630,9868	9405,2574	50225,7294	2252576,65
21	1296	56039,04	8838,72	47200,32	55478,6496	8750,3328	46728,3168	2299304,97
22	1207	52190,68	8231,74	43958,94	51668,7732	8149,4226	43519,3506	2342824,32
23	1124	48601,76	7665,68	40936,08	48115,7424	7589,0232	40526,7192	2383351,04
VALOR ACTUAL NETO								\$ 2.171.978,11
TASA INTERNA DE RETORNO MENSUAL								72%

BIBLIOGRAFÍA

(n.d.). Retrieved from Oilfield Glossary:

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pressure_gradient.aspx

Al Gahtani, A. M. (2011). (S. o. Engineers, Editor) Retrieved from <http://dx.doi.org/10.2118/141984-MS>

Albariño, L., Mancilla, O., Meissinger, V., Rivadeneira, M., & Sciamanna, S. (2008, Octubre). *Sistemas Petroleros de la Cuenca Oriente*, Ecuador. Ecuador.

Artigas, M. (2010). *Reservorios, Perforación y Terminación de Pozos*.

Aytekin Timur. (1982). *Open Hole Well Logging, SPE-10037-MS*. Beijing, China: Society of Petroleum Engineers, International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, 17-24 March.

Bateman, R. M. (1985). *Open Hole Log Analysis and Formation Evaluation*. Boston.

Bidner, M. S. (2001). *Propiedades de la roca y los fluidos en Reservorios de Petróleo* (Primera ed.). Argentina: Universitaria de Buenos Aires .

Bielenis Villanueva-Triana, F. C. (2013). *Rigorous Simulation of Production from Commingled Multilayer Reservoirs under Various Crossflow and Boundary Conditions*. . Oklahoma: SPE, The University of Oklahoma. doi:<https://doi.org/10.2118/164501-MS>

Brown, K. E. (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Oklahoma: Volumen 1.

Castillo Castillo, D. E. (2005). *Análisis General para la Aplicación de la Completación Inteligente en un pozo del Oriente Ecuatoriano*. Guayaquil, Guayas, Ecuador.

Da Silva, A. (n.d.). Retrieved from <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/indice-de-productividad.html>

Essenfeld, D. (2008). *Producción Conjunta El Operador contra el Estado o El Operador junto al Estado*. 41. (U. C. Venezuela, Ed.) Venezuela.

Ferrer, F. (1998). *Commingled Production Wells: Experiences in Lake Maracaibo*, Venezuela.

Galavis Borden, A. (2002, Noviembre). *Desarrollo de Yacimientos Marginales mediante Producción en Conjunto*. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.

Gary Frisch, Larry Graham. (1998). *Economic Evaluation of the Use of Well Logs for Diagnosing Conformance Problems, SPE 40036*. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers. doi:<http://dx.doi.org/10.2118/40036-MS>

Glossary Oilfield Schlumberger. (n.d.). Retrieved from <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/ipr.aspx>

Gonzalez Macas, A. (2016). *Métodos de Levantamiento Artificial*. (A. Gonzalez Macas, Ed.)

Halliburton. (2004). *Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos*. Retrieved from https://www.academia.edu/11555122/MANUAL_DE_YACIMIENTO_halliburton_175pg

Heriot Watt University. (2011). *Reservoir Engineering*.

Heriot Watt University. (2011). *Reservoir Engineering*. (H. W. Engineering, Ed.)

Jaramillo , E., & Lliguizaca, J. (2016). Análisis Técnico del Desarrollo de Yacimientos mediante Producción Conjunta en el Campo Espol . 112.

La Comunidad Petrolera. (n.d.). Retrieved from <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/mtodo-volumetrico-para-el-clculo-del.html>

Lyons, W., & Plisga, G. (2005). *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering* (Segunda Edición ed.). (Elsevier, Ed.)

Ministerio de Energía y Minas. (2012, abril 3). *Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas*. Retrieved from <http://www.hidrocarburos.gob.ec/>

Ministerio de Recursos Naturales No Renovables. (n.d.). *Normativa Hidrocarburífera*. (S. d. hidrocarburos, Ed.) Ecuador.

Oilfield Glossary . (n.d.). Grados API. (Schlumberger, Ed.)

Oilfield Glossary. (2017). Análisis Nodal.

Ojo, K., & Osisanya, U. (2006). *Material Balanced Revisted*. Abuja, Nigeria: SPE.

Palacios, C. (2014). *Shaly Sand Anaysis YNNA-004*. Halliburton.

Richard Bateman. (1985). *Open Hole Log Analysis and Formation Evaluation*. Boston. Retrieved from <http://www.halliburton.com/public/lp/contents/Brochures/web/h07244%20open%20hole%20logging.pdf>

Salazar Barrero, G. (2016). *Construcción del Modelo de Saturación de Agua*. (U. N. Colombia, Ed.) Colombia.

Schlumberger. (2003). *Manual de Completación*. Retrieved from https://es.slideshare.net/georgehsterling/manual-de-completacin?from_action=save

Slocomb, R. (2011, Julio 8). Summary Information: Commingled Production. BC Oil & Gas Commission.

Villanueva Triana, B., & Civan, F. (2013). Rigorous Simulation Of Production from Commingled Multilayer Reservoirs under Various Crossflow and boundary Conditions. *SPE 164501*, 21. (SPE, Compiler).