

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO  
TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DISEÑO Y EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-  
ECONÓMICA DE UNA METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN  
CON PRODUCCIÓN EN CONJUNTO PARA SER APLICADA EN  
CAMPOS MADUROS UBICADOS EN EL ÁREA DE OFICINA AL  
ORIENTE DE VENEZUELA**

---

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Por los Brs. **Granado Delgado Yennifer De Los Ángeles**

**Guatarasma Maita Emmanuel Alejandro**

Caracas, Octubre 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DISEÑO Y EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-  
ECONÓMICA DE UNA METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN  
CON PRODUCCIÓN EN CONJUNTO PARA SER APLICADA EN  
CAMPOS MADUROS UBICADOS EN EL ÁREA DE OFICINA AL  
ORIENTE DE VENEZUELA**

---

TUTORA ACADÉMICA: Ing. Eliana Alvarado

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Por los Brs. **Granado D. Yennifer D.**

**Guatarasma M. Emmanuel A.**

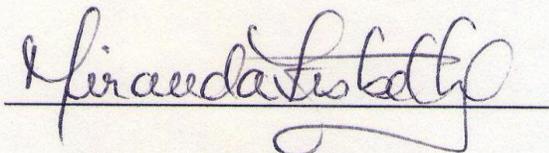
Caracas, Octubre 2017

Caracas, Octubre 2017

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Granado Delgado Yennifer De Los Ángeles y Guatarasma Maita Emmanuel Alejandro, el cual lleva por título:

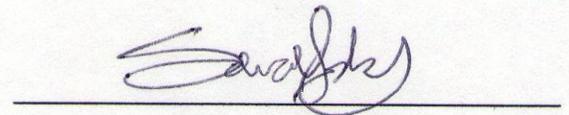
**“DISEÑO Y EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UNA METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN CON PRODUCCIÓN EN CONJUNTO PARA SER APLICADA EN CAMPOS MADUROS UBICADOS EN EL ÁREA DE OFICINA AL ORIENTE DE VENEZUELA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



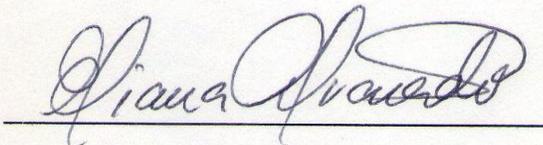
Prof. Lisbeth Miranda

Jurado



Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Profa. Eliana Alvarado

Tutora Académica

## DEDICATORIA

*A Dios todopoderoso, por su infinita bondad y amor. Quien fue él que me dio las fuerzas para lograr este sueño. Quien nunca me abandonó y me llevo de su mano todos estos años. Gracias. Este trabajo es para ti.*

***“El Señor irá delante de ti: El estará contigo, no te dejará ni te desampará; No te acobardes.” Deuteronomio 31:8***

*Yennifer Granado*

*Primeramente a Dios, que a pesar de todas las adversidades presentadas en el camino siempre estuvo conmigo y me permitió lograr esta meta con salud y bienestar.*

*A las mujeres de mi vida, Ninfa, Dominga y Odravanesa, quienes desde siempre han velado por mí y sin ustedes nada de esto hubiese podido ser posible, las amo a las tres y por ello les dedico el fruto de éste esfuerzo.*

*Emmanuel Guatarasma*

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios, quien fue mi fiel compañero durante estos años de carrera, quien vio mis esfuerzos, quien nunca dejo que me rindiera y quien sembró este sueño en mi corazón. GRACIAS.*

*A mí amada Universidad Central de Venezuela, GRACIAS. Gracias por prepararme en tus aulas, gracias por ayudarme a madurar mis pensamientos y a expandir mi manera de ver el mundo. Gracias por permitirme “Vencer las sombras”.*

*A mis padres, Yenny y Ángel. Gracias por apoyarme y motivarme a lograr mi sueño a través de su ejemplo.*

*A mi hermano, Julio Cesar. Gracias por soportar las eternas noches de estudios con la luz del cuarto encendida esperando a que yo terminara de estudiar.*

*A mi abuela Lesbia, gracias por ser un ejemplo de fortaleza, de amor inagotable y de grandeza de corazón. Eres mi mayor inspiración y regalo en la vida.*

*A mis tías, Betzy, Daisy y Edulesby gracias por su amor infinito y por estar siempre a mi lado apoyándome. A mis primos, Juan Pablo, Grecia, Jorge, Santiago, los adoro. Gracias por todo.*

*A mi compañero de tesis Emmanuel. Gracias porque fuiste el mejor compañero y apoyo que pudo regalarme el universo para lograr esta meta. Que los éxitos siempre vayan contigo amigo.*

*A mi novio, Jorge fuiste enviado por Dios a mi vida, de eso estoy completamente segura. Llegaste en el momento idóneo para reorientar la dirección que llevaba. Gracias por todo el enorme apoyo que me brindaste. Este logro tiene mucho que ver contigo. Te Amo.*

*A mis amigos, la vida nos unió por una razón. Aunque no éramos los mejores amigos para estudiar, porque las sesiones en el salón el 111 eran de todo, menos de estudio intenso. Si fuimos los mejores amigos para la vida. Solange y José Alejandro los que me acompañaron desde el día uno y con quienes viví muchos de los mejores momentos de esta etapa. Gracias por esta amistad de tantos años. Eduardo, Mafer, Grisbely, Andrea y Abrahan gracias por su eterno apoyo, por motivarme y por todo su amor. Este éxito se los dedico a todos ustedes, siempre estuvieron conmigo regalándome sonrisas y miles de aprendizajes.*

*A mi mejor amigo Luis Alfredo gracias por demostrarme que cuando uno sueña con pasión, no hay nada que pueda detenerte para lograrlo. Gracias por motivarme y decirme que no me rindiera que sabias que lo iba a lograr. Gracias por aguantarte mis lágrimas y mis ataques de ansiedad mientras estuve transitando este camino. Gracias por tanto.*

*A esos amigos que me regalo esta carrera, Angélica López, Romina Bavaro, Marco Gil y Anais Chacón ustedes más que nadie saben lo difícil que es transitar este camino ya que lo vivieron día a día conmigo. Gracias por su “tranquila que vas a pasar” gracias por apoyarme, por creer en mí y por vivir junto a mi cada trauma y cada alegría. Siempre los llevaré conmigo. Espero que la vida nos regale la oportunidad de estar en contacto a través de los años. Hoy celebro sus éxitos presentes y los que están por venir con toda la emoción del mundo, porque se lo merecen.*

*A Greisy Pérez, mi compañera de trabajo que se convirtió en una amiga en tampoco tiempo, demostrando que la amistad crece no con el tiempo sino con las demostraciones de lealtad, cariño y sinceridad. Gracias por tu apoyo.*

*A todos los profesores de la Escuela de Petróleo que ayudaron a formarme como Ingeniero, gracias por sus enseñanzas y gracias por ayudarme a lograr mi sueño. A los Profesores Lisbeth Miranda, Yujeisly Reina, Sandro Gasbarri, Karmele León gracias por todo.*

*A mi tutora, profesora Eliana Alvarado. No pude pedirle a la vida una mejor tutora que usted. Gracias infinitas, gracias por el apoyo que nos brindó a mi compañero y a mí. Gracias por enseñarnos tanto, en tan poco tiempo. Fue un verdadero honor para mí estar bajo su dirección.*

*A mi profesor y amigo Pedro Díaz. Eres de esos maestros con los cuales la vida te sorprende gratamente. Gracias por enseñarme que: “Tanto si crees que puedes, como si crees que no puedes, estas en lo cierto”. Te llevaré siempre conmigo. Gracias miles.*

*A todos los que me ayudaron directa o indirectamente, les estaré eternamente agradecida.*

***Yennifer De Los Ángeles Granado Delgado***

*A mi abuelita Ninfa Bolaños, que sé que desde donde te encuentres siempre nos cuidas y nos acompañas en todo momento.*

*A mi madre hermosa Dominga Guatarasma por apoyarme incondicionalmente en todo lo que me propongo y por ser mi principal fortaleza que en momentos difíciles siempre supiste que decirme.*

*A mi hermana Odravanesa Goncalves por siempre orientarme y hacerme ver otros puntos de vista ante cualquier situación, para tomar la decisión más acertada.*

*A mi Yiyi, Miriam McGee por estar siempre pendiente de mí y aconsejarme tan sabiamente, además de apoyarme en todo sentido, fuiste una pieza clave desde antes de iniciar a transitar éste camino, sin ti no hubiese podido lograr ésta meta.*

*A la Ilustre Universidad Central de Venezuela no sólo por formarme profesionalmente, sino también por permitirme conocer gente maravillosa y vivir experiencias inolvidables, no existen suficientes palabras para decirte GRACIAS por todo lo que me diste.*

*A mi amiga, compañera de estudio, de tesis, de trabajo, de pasantías y ahora colega Yennifer Granado. De verdad gracias por estar siempre conmigo desde que entramos a la escuela, tú fuiste un gran apoyo en todo sentido durante éste camino. Eres grande amiga y la vida te tiene preparados muchos éxitos como éste que hoy me siento privilegiado de compartir contigo y poder decir que no fallé a la promesa de graduarnos juntos que te hice cuando cursábamos geología petrolera II y aquí estamos.*

*A mi gran amiga Anni Uzcátegui, eres una de las mejores cosas que la UCV me regaló desde el día uno y hoy me siento contento de tenerte en mi vida, te adoro amiga, gracias por estar siempre para mí y ser un apoyo incondicional.*

*A mi mejor amiga Stephany Moneo por ser como eres y en las dificultades que tuve siempre distraerme y regalarme momentos únicos de risas inolvidables, por compartir tantas experiencias, cumpleaños y fechas importantes, te amo mi mugra.*

*A los amigos que me regaló la UCV Emily Rodríguez, Jermehia Rondón, Mairene González, María Antonietta Castillo, Marco Gil, Romina Bavaro, Anaís Chacón y Angélica López que de alguna forma u otra me ayudaron a transitar éste duro camino, les deseo los mejores de los éxitos en todo lo que hagan, todos son excelentes personas y sé que lograrán mucho cada uno a su manera.*

*A mi profesora y maestra de vida Karmele León quien más allá de haber despertado interés en mí por la geología con toda su sabiduría y darme la oportunidad de desarrollarme como su preparador, siempre me orientó en todo momento y sembró en mí tanta bondad, me siento infinitamente agradecido por todo lo que inculcaste en mí para cada día hacerme una mejor persona y ser humano.*

*A mi tutora Eliana Alvarado, GRACIAS por aceptar éste reto conmigo y con Yennifer, habernos apoyado en todo momento con todos sus conocimientos y siempre darnos ánimos cuando más los necesitábamos, no pudimos tener una mejor guía durante el desarrollo de éste proyecto, nos enseñó muchísimas cosas en éste poco tiempo, una vez más infinitas gracias profe.*

*A todos los profesores de la escuela de Petróleo UCV, por formarme como Ingeniero de Petróleo con todos sus conocimientos y experiencias, a todos un millón de gracias por la hermosa labor que desempeñan de cada día preparar a más jóvenes como yo para ser profesionales petroleros.*

*A mi compañera de trabajo y ahora amiga Greisy Pérez quien me demostró que no se necesita mucho tiempo de conocer una persona para siempre dar lo mejor de ti y quien día a día me aconseja a enfrentar las situaciones de la vida con una actitud positiva, para atraer resultados positivos. Agradezco que la vida haya permitido que nuestros caminos se cruzaran.*

*A cualquier otra persona que se me haya escapado de ésta lista pero de alguna u otra forma contribuyó a que pudiera volver realidad éste sueño. Gracias.*

*Y por último, pero no menos importante a Dios nuestro señor por estar conmigo en todo momento y siempre ser tan bueno conmigo de colocar personas maravillosas en mi camino que me han aportado mucho para lograr tantas cosas.*

***Emmanuel Alejandro Guatarasma Maita***

Granado D. Yennifer D. y Guatarasma M. Emmanuel A.

**Diseño y evaluación de factibilidad técnico-económica de una metodología de optimización con producción en conjunto para ser aplicada**

**En campos maduros ubicados en el área de Oficina al Oriente de Venezuela.**

**Tutora Académica:** Ing. Eliana Alvarado.

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de**

**Petróleo. Año 2017, N° de Páginas: 178 p.**

**Palabras Claves:** Producción de Yacimientos-Aspectos Económicos, Yacimientos Saturados, Formación Oficina, Curvas IPR, Producción *Commingled*.

## **RESUMEN**

Un plan de optimización de campos maduros con características del área oriental de Venezuela que contemple la producción en conjunto de dos o más arenas de manera simultánea, se puede lograr siempre y cuando las arenas presenten similitud de presiones y compatibilidad de los fluidos extraídos. Esto es posible siguiendo una buena metodología que permita identificar su factibilidad, aplicabilidad, rentabilidad y sustentabilidad, se puede utilizar la Producción Conjunta, estableciendo condiciones donde se asegure la fiscalización y regalías de cada yacimiento, garantizando en la medida de lo posible la contabilidad de la producción por yacimiento individual, además de evitar el daño a las formaciones. En éste Trabajo Especial de Grado, se presenta el diseño de una metodología, donde se consideran aspectos en diversas áreas, que permiten tanto evaluar desde la caracterización propia del yacimiento hasta los aspectos económicos que le darán rentabilidad al proyecto a aplicar. Dentro de la metodología diseñada resalta el empleo de distintos métodos analíticos para estimar datos que permitirán realizar las predicciones y proyecciones del plan de producción *commingled*, entre los que destacan modelos de declinación exponencial, aplicación de correlaciones para estimación de presiones de burbuja, comportamientos de afluencia en yacimientos saturados y subsaturados, así como la aplicación de modelos económicos sencillos para presentar ganancias estimadas de la implementación de un proyecto piloto, todo esto motivado a la búsqueda de una optimización en la producción de campos marginales. Los resultados obtenidos fueron el reacondicionamiento de 9 pozos y una nueva perforación en los campos A y B, con un rango de potencial real de producción de hidrocarburos de 100-500 bbl/d, para drenar un total de reservas de 3.087.549 bbl, con una factibilidad económica valorada en 31.97 MMUS\$ para el caso simultáneo usando dos taladros de acuerdo a las actividades y 26.62 MMUS\$ para el caso secuencial utilizando un único taladro.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS .....	XIII
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	3
1.1    Objetivos.....	4
1.1.1    Objetivo general .....	4
1.1.2    Objetivos específicos.....	5
CAPÍTULO II .....	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1    Yacimiento .....	8
2.2    Propiedades de los fluidos .....	8
2.3    Solubilidad del gas .....	10
2.4    Mecanismos de producción .....	11
2.5    Aguas de formación.....	12
2.6    Importancia del análisis de aguas de formación.....	13
2.7    Reservas de hidrocarburos.....	13
2.7.1    Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos.....	14
2.8    Estudio integrado de yacimientos.....	16
2.9    Presión de burbujeo (Pb) .....	17
2.9.1    Correlación de Standing .....	17
2.9.2    Correlación de Lasater.....	18
2.9.3    Correlación de Vásquez & Beggs.....	20
2.9.4    Correlación de Glasso.....	21
2.9.5    Correlación de Al-Marhoun .....	22
2.9.6    Correlación de Petrosky .....	23
2.9.7    Correlación de Schmidt & Kartoatmodjo.....	24
2.9.8    Correlación de Meneven & Total .....	25
2.10    Unidades hidráulicas (UH) y de explotación (UE).....	26
2.11    Producción en conjunto (Commingled Production, en inglés).....	27

2.12	Análisis de curvas de declinación.....	29
2.12.1	Curva de declinación exponencial.....	31
2.12.2	Curva de declinación hiperbólica.....	32
2.12.3	Curva de declinación armónica.....	33
2.14	Media armónica.....	34
2.15	Índice de productividad.....	34
2.16	Curva de relación de comportamiento de afluencia (IPR).....	36
2.17	IPR para flujo bifásico.....	37
2.17.1	Tasa Máxima de Flujo (AOF).....	38
2.18	Compatibilidad de fluidos.....	39
2.19	Flujo cruzado (Crossflow, en inglés).....	40
2.20	Pozo.....	42
2.21	Terminación de pozos.....	42
2.22	Bombeo neumático (Gas Lift).....	43
2.24	Reacondicionamiento e intervención de pozos.....	44
2.25	Reparación (Workover, en inglés).....	44
2.26	Indicadores económicos (IE).....	44
2.26.1	Inversión.....	45
2.26.2	Ganancia.....	45
2.26.3	Valor Presente Neto (VPN).....	45
2.26.4	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	45
2.26.5	Tiempo de Retorno (TR).....	46
2.26.6	Relación Beneficio-Costo (B/C).....	46
2.26.7	Tasa Límite Económica.....	46
2.27	Área mayor de oficina.....	47
2.28	Producción conjunta en campos del área de Oficina.....	49
CAPÍTULO III.....		51
MARCO METODOLÓGICO.....		51
3.1	Nivel de la investigación.....	51
3.2	Diseño de la investigación.....	51
3.3	Metodología de la investigación.....	52
3.3.1	Fase I.....	54

3.3.2	Fase II .....	54
3.3.3	Fase III.....	55
3.3.4	Fase IV.....	56
3.4	Descripción de la metodología propuesta para la producción en conjunto de campos maduros .....	57
3.4.1	Selección de los posibles yacimientos candidatos a trabajar bajo un modelo de producción en conjunto .....	57
3.4.2	Identificación a detalles de los yacimientos candidatos .....	58
3.4.3	Selección de pozos candidatos .....	58
3.4.4	Análisis de factores críticos de la producción en conjunto .....	59
3.4.5	Consideración de las regulaciones legales .....	60
3.4.6	Establecimiento de los métodos de estimación .....	61
3.4.7	Construcción de las curvas de comportamiento de afluencia (IPR) ...	62
3.4.8	Establecimiento de cronograma de acondicionamiento mecánico .....	62
3.4.9	Análisis Económico.....	62
3.4.10	Etapas de monitoreo de la producción en conjunto .....	63
3.4.10.1	Distribución aplicando el Método de Transmisibilidad .....	64
3.4.10.2	Distribución aplicando el Método de PLT .....	66
3.4.10.2.1	Ventajas del uso de la herramienta de PLT .....	68
3.4.10.2.2	Desventajas del uso de la herramienta de PLT .....	68
3.4.10.3	Distribución aplicando el Método Geoquímico .....	69
3.4.10.3.1	Ventajas del método geoquímico .....	70
3.4.10.3.2	Desventajas del método geoquímico .....	71
CAPÍTULO IV .....		73
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....		73
4.1	Aplicación de la metodología propuesta para los campos A y B .....	73
4.1.1	Ubicación de los campos .....	73
4.1.2	Selección de los pozos.....	74
4.1.3	Estimación de las curvas de declinación de los campos.....	82
4.1.4	Estimación de las $P_y$ y $P_b$ .....	94
4.1.5	Estimación de las curvas IPR de los campos A y B .....	97
4.1.6	Análisis económico para los campos A y B .....	107

CONCLUSIONES .....	124
RECOMENDACIONES .....	128
REFERENCIAS BIBLOGRÁFICAS .....	129
APÉNDICES Y ANEXOS.....	141
Apéndice A.....	141
Apéndice B.....	143
Apéndice C.....	144
Apéndice D.....	146
Anexo 1 .....	148
Anexo 2 .....	154
Anexo 3 .....	157

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama de fases para fluidos dentro de un yacimiento .....	9
Figura 2 Yacimientos según el punto de burbuja .....	11
Figura 3 Mecanismos de producción.....	12
Figura 4 Curvas de declinación de producción.....	31
Figura 5 Comportamiento curva IPR yacimiento monofásico-subsaturado.....	36
Figura 6 Comportamiento de Curva IPR .....	37
Figura 7 AOF para yacimiento bifásico .....	39
Figura 8 Columna estratigráfica tipo, del área mayor de Oficina .....	48
Figura 9 Metodología establecida para la ejecución del estudio .....	53
Figura 10 Mapa estructural- isópaco del campo A .....	77
Figura 11 Mapa estructural-isópaco para el campo B .....	80
Figura 12 Curvas de declinación para las arenas R .....	84
Figura 13 Tasas estimadas Pozo A-3 con producción en conjunto .....	85
Figura 14 Tasas estimadas pozo A-10 con producción en conjunta .....	87
Figura 15 Declinación del pozo B-516.....	91
Figura 16 Tasa estimada para el pozo B-516 con producción en conjunto .....	91
Figura 17 Curvas de declinación arena T-U .....	92
Figura 18 Comportamiento de afluencia Pozo A-3 .....	99
Figura 19 Comportamiento de afluencia pozo A-7a.....	100
Figura 20 Comportamiento de Afluencia pozo A-8 .....	101
Figura 21 Comportamiento de afluencia pozo A-10.....	103
Figura 22 Comportamiento de afluencia pozo A-10.....	104
Figura 23 Comportamiento de afluencia pozo B-516.....	106
Figura 24 Comportamiento de Afluencia pozo B-89.....	106
Figura 25 Cronogramas de los proyectos simultáneo y secuencial de los campos A-B.....	122
Figura 26 Flujo de caja para los proyectos secuencial y simultáneo.....	123
Figura 27 Producción Histórica del pozo A-3 .....	141
Figura 28 Producción Histórica Pozo A-8.....	142
Figura 29 Producción Histórica pozo B-516 .....	142
Figura 30 Flujograma de la metodología de producción en conjunto .....	143
Figura 31 Historia de pozo A-3, Campo A.....	148
Figura 32 Historia de pozo A-3, Campo A.....	149

Figura 33 Historia de pozo A-3, Campo A.....	150
Figura 34 Historia de pozo A-3, Campo A.....	151
Figura 35 Historia de pozo A-3, Campo A.....	152
Figura 36 Historia de pozo A-3, Campo A.....	153
Figura 37 Registro Eléctrico Pozo A-3 .....	154
Figura 38 Registro Eléctrico pozo A-8.....	155
Figura 39 Registro Eléctrico pozo A-7a.....	155
Figura 40 Registro Eléctrico pozo A-10.....	156
Figura 41 Registro Eléctrico pozo A-11.....	156
Figura 42 Registro Eléctrico Pozo B-516.....	158
Figura 43 Registro Eléctrico Pozo B-23.....	159
Figura 44 Registro Eléctrico Pozo B-89.....	160
Figura 45 Registro Eléctrico Pozo B-19.....	161
Figura 46 Registro Eléctrico Pozo B-11.....	162

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Gravedades API según el Ministerio del Poder Popular de Petróleo .....	9
Tabla 2 Rango de datos para la correlación de Standing .....	18
Tabla 3 Rango de datos para la correlación de Lasater .....	20
Tabla 4 Constantes para la correlación de Vasquez & Beggs.....	21
Tabla 5 Rango de datos para la correlación de Vasquez & Beggs.....	21
Tabla 6 Rango de datos para la correlación de Glasso .....	22
Tabla 7 Rango de datos para la correlación de Al-Marhoun .....	23
Tabla 8 Rango de datos para la correlación de Petrosky .....	24
Tabla 9 Rango de datos para la correlación de Schmidt & Kartoatmodjo .....	25
Tabla 10 Constantes para la correlación de Meneven & Total .....	26
Tabla 11 Correlaciones de Afluencia .....	38
Tabla 12 Características de selección para cada pozo .....	78
Tabla 13 PayCutOff seleccionado para cada pozo .....	80
Tabla 14 Características de selección para cada pozo .....	81
Tabla 15 Tasas estimadas para los pozos del campo A.....	85
Tabla 16 Tasas estimadas para los pozos del campo A.....	87
Tabla 17 Tasas estimadas para los pozos del campo B según el factor de espesor .....	90
Tabla 18 Petróleo producido para cada campo .....	93
Tabla 19 Presiones de burbuja validadas del campo A .....	96
Tabla 20 Presiones de burbuja validadas del campo B .....	96
Tabla 21 Punto de prueba histórico Pozo A-3 .....	98
Tabla 22 Punto de prueba histórico pozo A-10.....	102
Tabla 23 Punto de prueba histórico pozo A-11.....	103
Tabla 24 Cronograma campo A (Proyecto Simultáneo).....	110
Tabla 25 Cronograma Campo B (Proyecto Simultáneo).....	113
Tabla 26 Modelo económico aplicado al Proyecto simultáneo A-B.....	115
Tabla 27 Cronograma campo B (Proyecto Secuencial).....	117
Tabla 28 Cronograma campo A (Proyecto Secuencial) .....	118
Tabla 29 Modelo económico aplicado al Proyecto secuencial A-B.....	121
Tabla 30 Parámetros del yacimiento para realizar las correlaciones.....	144
Tabla 31 Correlaciones para la validación del punto de burbuja .....	145
Tabla 32 Balance General de propiedades del campo B .....	146
Tabla 33 Balance General de propiedades del campo A .....	147

## INTRODUCCIÓN

El petróleo como fuente principal de energía del mundo tiene un alto impacto en lo referente a la economía de un país, específicamente en el caso venezolano donde es la principal fuente de ingreso de divisas, por ende cualquier aporte adicional a la producción de hidrocarburos es gran foco de atención. Actualmente, Venezuela atraviesa una crisis económica, lo que hace resaltar la importancia de procurar ingresos adicionales con los recursos ya disponibles, razón por la cual se impone la necesidad de proponer alternativas dentro del sector hidrocarburos con el objeto de maximizar los ingresos provenientes de la comercialización del mismo y de contribuir a la estabilización de la economía del país. La producción en los últimos tiempos de la industria petrolera nacional ha concentrado la mayor parte de sus esfuerzos en buscar estrategias para la obtención de crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco, dejando rezagados en materia tecnológica a campos con larga historia de producción, lo que evidentemente deriva en mayores costos por mantenimiento de los pozos en dichos campos y en algunos casos, debido al agotamiento progresivo de los yacimientos resulta poco rentable producir de forma individual hidrocarburos de las arenas presentes en los pozos de los campos. Generalmente, en tiempos de crisis es común recurrir a la optimización de producción, costos y recursos en campos maduros como lo son gran parte de los que se encuentran en nuestro país. Sin embargo, el éxito de esta labor requiere de un trabajo arduo, continuo y sistematizado.

Dicho trabajo consiste en la realización de un plan que garantice una mejora en la producción de hidrocarburos en campos maduros y todo lo que ello involucra, debido a esto se puede utilizar en los pozos existentes la producción en conjunto o “commingled”, que consiste en producir simultáneamente de dos o más yacimientos con hidrocarburos a través de un mismo pozo perforado. Sin embargo, para este proceso se requieren una serie de pruebas que permitan demostrar que dicha

producción sea factible, sin atentar contra la normativa legal establecida por el Ministerio de Petróleo. En este sentido, el presente Trabajo Especial de Grado se enfoca principalmente en el diseño y aplicabilidad de un plan piloto de optimización de la producción para campos maduros situados en el Oriente de Venezuela. Este plan será sometido a prueba mediante la aplicación de un instrumento de modelación de yacimientos a través de métodos analíticos como curvas de declinación y comportamiento de curvas IPR-AOF (Inflow Performance Relationship)-(Absolute Open Flow) en conjunto. Con estos instrumentos se pretende visualizar los cambios en el proceso de producción en dichos campos y luego de realizar los respectivos análisis técnico-económicos para: evaluar la implementación del plan de optimización de producción en dichos campos, identificar dificultades en el proceso con el fin de mitigarlas, presentar un diagrama de flujo que permita monitorear la producción y exponer un estimado de los costos asociados a la aplicación como proyecto a ejecutar en un futuro no muy lejano.

# CAPÍTULO I

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La producción de los campos maduros del Oriente de Venezuela se ha dejado de lado por ser la extracción de los hidrocarburos provenientes de la Faja Petrolífera del Orinoco la novedad en la industria petrolera del país, sin embargo, en estos campos de larga data de producción, existe un petróleo remanente, el cual puede ser aun económicamente rentable si se aborda utilizando una estrategia de producción diferente a la actual, considerando la producción conjunta de dos o más yacimientos a través de un mismo pozo perforado, ya que continuar haciéndolo de la manera actual generaría pérdidas económicas derivadas de los altos costos operacionales que esto implica. Rodríguez y Veitía (2003)<sup>[30]</sup> Afirman:

Existen campos en el oriente de Venezuela que están conformados por pequeños y lenticulares yacimientos, los cuales debido a sus pocas reservas y sus bajas presiones no resulta rentable perforarlos o producirlos a partir de ciertas tasas. Por esta razón, se ha empleado en algunos casos la producción en conjunto, para permitir su producción de manera beneficiosa. (pág. I)

La estrategia de producción en conjunto surge como una opción a ser aplicada en yacimientos donde el agotamiento progresivo se ha visto afectado por la explotación del crudo a través de pozos que producen de un solo yacimiento, obligando a buscar alternativas diferentes a los métodos tradicionales de explotación, con la finalidad de extraer parte de las reservas remanentes.

Durante muchos años, la producción en conjunto no ha sido considerada como una alternativa válida para producir en campos marginales. De hecho, las regulaciones petroleras en muchos países no permiten esta técnica porque podría afectar la

recuperación final. Venezuela no es una excepción a esta práctica, sin embargo, algunas nuevas tecnologías están surgiendo para cambiar esta situación y hacer de la producción “commingled” una alternativa válida para mejorar el rendimiento de los campos marginales. La perforación de pozos delgados “Slim Hole” y de relleno donde la producción en conjunto desempeña un papel clave son ejemplos de estas nuevas tecnologías. La producción en campos maduros del Oriente venezolano se realiza generalmente a través de una tubería única de producción. Los resultados, en algunos casos, de estarse produciendo algunas de estas arenas en forma individual son pozos de bajo rendimiento con altos costos operativos sin haberse logrado un rendimiento óptimo, quedando parte de las reservas recuperables sin ser explotadas.

Para la demostración de esta estrategia es fundamental cumplir con una serie de criterios, destacándose como principales, la comunicación hidráulica de los yacimientos (si existe), compatibilidad de los fluidos, similitud en presión y gravedades API, porcentajes de agua y sedimentos, los cuales son requerimientos indispensables para cumplir con la normativa legal vigente.

## **1.1 Objetivos**

### **1.1.1 Objetivo general**

Diseñar un plan de optimización de producción que contemple la producción en conjunto para ser aplicado en campos maduros del Oriente de Venezuela en el área de Oficina.

### 1.1.2 Objetivos específicos

- ◆ Recopilación de información relacionada a conceptos de: yacimientos y propiedades, pozos y recompletación, reservas y clasificación, modelos analíticos de cálculos de comportamientos de afluencia, índices de productividad, producción en conjunto, unidades hidráulicas y de explotación, mecanismos de producción, estudio integrado de yacimientos y evaluación económica.
- ◆ Recopilar información general y datos específicos de los campos en estudio a utilizar.
- ◆ Establecer la fundamentación teórica relacionada con la producción en conjunto de las arenas del área de Oficina.
- ◆ Estudiar las características del yacimiento y composición del crudo para demostrar la factibilidad de realizar la producción “commingled” de hidrocarburos.
- ◆ Elaborar un diagrama de flujo con consideraciones técnicas para monitorear la respuesta y dar seguimiento luego de la implementación de la metodología de optimización en campos maduros.
- ◆ Realizar el modelaje de yacimiento por métodos analíticos para estudiar el comportamiento del mismo con producción individual y producción conjunta.
- ◆ Realizar análisis de comparación de los aspectos técnicos operacionales y tiempos empleados antes y después de la aplicación del plan de optimización.
- ◆ Comparar y evaluar costos de la aplicación del plan vs la producción actual.
- ◆ Exponer los beneficios de aplicar dicho plan de optimización de producción en campos maduros.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

En este capítulo se desarrollan términos claves para un mejor entendimiento del tema en estudio. En el mismo se revisarán conceptos que abarcan desde las propiedades del yacimiento, descripción del área de estudio hasta las características de los pozos. Todos estos conceptos son percibidos desde el punto de vista que contempla la evaluación de la producción en conjunto.

Conforme a la recolección de información para el Trabajo Especial de Grado, utilizando como sustento la literatura disponible, se resumen los aportes de autores que fueron guía para el análisis de este tipo de producción, donde su resultado principal y concreto fue el aumentar la producción del pozo. A continuación se enumeran los siguientes aportes:

1- Tineo, Yorangel (2011)<sup>[33]</sup> Publicó un trabajo donde establece una metodología para evaluar los proyectos de producción conjunta de arenas a través de un mismo tubing, en distintas modalidades: Proyecto Piloto o Masificación, motivada bien por una aceleración de producción o un incremento de producción. En el mismo se ha evaluado la posibilidad de utilizar la producción conjunta, estableciendo las condiciones de evaluación y seguimiento por parte del ente regulador (MPP Petróleo), asegurando la fiscalización y regalías de cada yacimiento, garantizando la contabilidad de la producción por yacimiento individual, además de evitar el daño de los yacimientos.

2- Rondón Hivis (2010)<sup>[31]</sup> Presentó un estudio en el Campo Oritupano “C”, ubicado en la parte Sur de la Sub-Cuenca de Maturín, donde la mayor parte del

campo se ubica en el estado Monagas. Este estudio tuvo como objetivo el diseño de un Plan de Producción en conjunto para ser aplicado en las arenas LM-N del campo. En dicho estudio se analizaron los factores críticos que pueden ser limitantes para la explotación y producción en conjunto de los yacimientos candidatos, como son, la **compatibilidad de los fluidos** y el **flujo cruzado de presiones**. Bajo este esquema se concluye que es factible llevar a cabo la técnica de producción en conjunto en las arenas que presenten similitud de presiones y compatibilidad de los fluidos extraídos, a través de pruebas selectivas.

3- Essenfeld, Martín (2008)<sup>[10]</sup> Describió una metodología clara, en donde se agrupan las bases técnicas para reglamentar adecuadamente y de manera equilibrada la producción conjunta de hidrocarburos que aunque produzcan por un mismo pozo provienen de distintos niveles de acumulaciones. En la referida metodología se incorporaron aspectos necesarios a fin de cumplir con los objetivos y normativas para control y manejo de yacimientos así como revisión fiscal, estableciendo con esto un respaldo para el ente regulador y un conjunto de hidrocarburos se refiere.

4- Rodríguez, I & Veitía, D. (2003)<sup>[30]</sup> Demostraron en su trabajo que si es posible realizar una metodología para la evaluación de las propuestas de producción en conjunto o commingled, en el cual se especifican los datos necesarios y las limitaciones del mismo. También se realizaron pronósticos de producción, bajo el esquema de producción conjunta y sencilla, para así estimar si será beneficioso o no, implantar la producción conjunta. En todo caso concluyeron que efectivamente la producción conjunta no es exitosa en todos los casos, y se debe hacer un estudio cuidadoso antes y durante su implantación para garantizar resultados óptimos.

## **2.1 Yacimiento<sup>[17]</sup>**

Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas formadas por características estructurales, estratigráficas o ambas. Por fortuna, estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos. Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado, en concreto se define como un conjunto de estratos con las mismas capacidades de almacenamiento.

## **2.2 Propiedades de los fluidos<sup>[6]</sup>**

Las propiedades de los fluidos que se encuentran en un yacimiento (petróleo, agua y gas) son bastante variables y están dependientes de la presión y de la temperatura a las cuales se encuentren. Es por ello, que se establece su estudio a través de pruebas de PVT (Presión, Volumen y Temperatura); estas son pruebas que se hacen en laboratorio para determinar las propiedades y su variación con la presión de los fluidos que se encuentran en un yacimiento con la finalidad de conocer el comportamiento del mismo. Adicionalmente dichas pruebas permiten realizar análisis nodales, calcular el petróleo original en sitio (POES) y diseñar esquemas para implementar tecnologías óptimas de producción en pozos a medidas que se explotan los yacimientos. Es importante conocer el tipo de hidrocarburo predominante bajo condiciones específicas para poder entender el régimen de flujo que se presenta en el yacimiento. Con el fin de caracterizar el crudo presente en un yacimiento se usan diagramas de fase, los cuales pueden representar los distintos cambios de estado en las mezclas de hidrocarburos cuando son sometidos a diferentes presiones y temperaturas. En la figura 1 se muestra el diagrama de fases que describen los fluidos dentro de un yacimiento. A través de éste, se puede saber qué tipo de yacimiento se tiene según su composición.

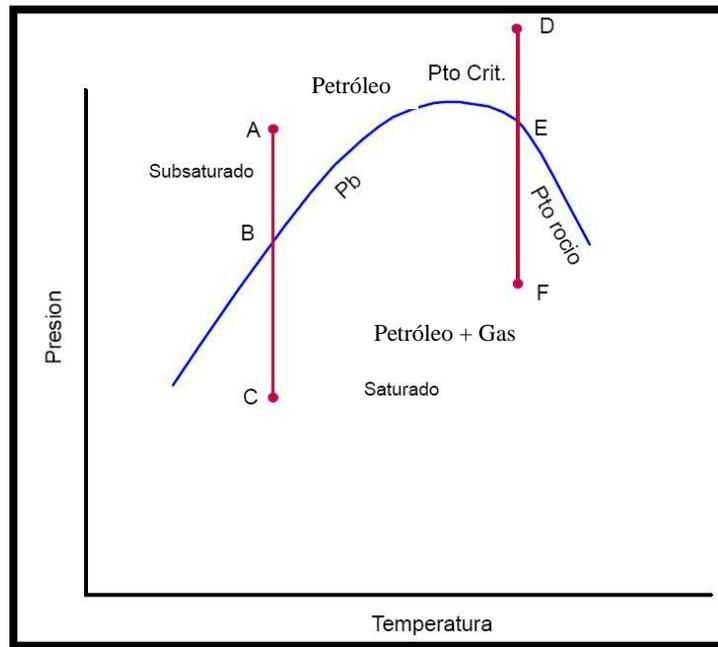


## 2.3 Solubilidad del gas<sup>[6]</sup>

La solubilidad del gas en el petróleo depende de: presión, temperatura y composición del gas y del petróleo. Para un mismo gas y petróleo, a un valor de temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta a medida que se aumenta la presión; y cuando se mantiene la presión constante la cantidad de gas en solución disminuye a medida que la temperatura se incrementa. Entonces se puede definir a la solubilidad del gas como la capacidad del líquido a condiciones de yacimiento de mantener disuelta una fracción de fase gaseosa, la cual sale de solución y pasa a ser fase gaseosa al disminuir la presión del yacimiento. Los yacimientos se clasifican en función del punto de burbuja de la siguiente manera:

- Yacimientos Subsaturados: Estos son yacimientos en los cuales no se libera gas durante la caída de presión hasta su punto de burbuja.
- Yacimientos Saturados: Son yacimientos donde la caída de presión provoca el cruce del punto de burbuja. Estos yacimientos el petróleo tiene en solución todo el gas que acepta bajo condiciones de presión y temperatura de yacimiento. En cuánto empieza a decaer la presión y cruza el punto de burbuja comienza el gas a liberarse y a obtener movilidad dentro del yacimiento. A condiciones iniciales puede o no existir capa de gas en contacto con el crudo.

En la figura 2 se muestra la clasificación de los yacimientos, dependiendo del punto de burbuja.



*Figura 2* Yacimientos según el punto de burbuja

Fuente: Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos-Craft B. & Hawkins, M. (Modificada)

## 2.4 Mecanismos de producción<sup>[6]</sup>

Para que los hidrocarburos puedan llegar a la superficie, es necesario que el sistema cuente con una fuente de energía capaz de expulsarlo y llevarlo a superficie. Es así como se definen los siguientes mecanismos de producción:

- Expansión de la roca y de los fluidos.
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje por agua
- Drenaje por gravedad
- Inyección de fluidos

Los primeros cinco renglones corresponden a fuentes naturales de energía, mientras que el último corresponde a formas no naturales de suplementar la energía disponible para producir sistemas de hidrocarburos. En la figura 3 que se presenta a continuación, se observa cómo el mecanismo de producción de un yacimiento es determinante en los factores de recobro de un yacimiento.

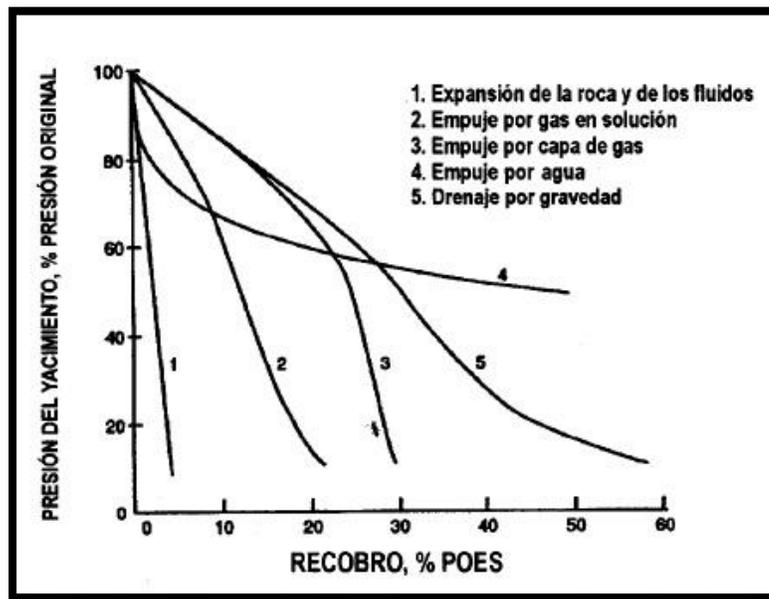


Figura 3 Mecanismos de producción

Fuente: Ingeniera Aplicada de Yacimientos Petrolíferos-Craft B. & Hawkins, M.

## 2.5 Aguas de formación<sup>[26]</sup>

Las aguas de formación son aquellas aguas que están contenidas en los poros de los estratos atravesados por una perforación, y pueden variar apreciablemente según su ubicación geográfica, profundidad y edad geológica.

Los constituyentes principales o iones contenidos en el agua de formación sugeridos por el Instituto Americano de Petróleo (API) para su análisis, son los que se

mencionan a continuación: Sodio (Na<sup>+</sup>), Cloruros (Cl<sup>-</sup>), Magnesio (Mg<sup>++</sup>), Bicarbonatos (HCO<sub>3</sub><sup>=</sup>), Calcio (Ca<sup>++</sup>), Carbonatos (CO<sub>3</sub><sup>=</sup>) y Sulfatos (SO<sub>4</sub><sup>=</sup>). Estos componentes constituyen para cada muestra de agua una “huella” que lo caracteriza.

## **2.6 Importancia del análisis de aguas de formación**<sup>[26]</sup>

La producción del agua asociada a los yacimientos de petróleo, aunque constituye una fuente de energía, da origen a múltiples problemas que inciden significativamente en los esquemas de explotación del mismo. Ocasionando numerosos problemas, entre los más comunes están: desconocimiento del agua producida, declinación de la tasa de producción de petróleo, agotamiento de la energía natural del yacimiento, precipitación de sólidos, presencia de escamas, dificultad en la interpretación de perfiles eléctricos, entre otros. Por ende el conocimiento de la composición química del agua de formación ayuda a minimizar o resolver más rápidamente estos problemas. Por lo tanto, la geoquímica del agua de formación representa una herramienta muy importante en la determinación de datos fisicoquímicos necesarios para resolver problemas de producción, petrofísica y estudios de yacimiento.

## **2.7 Reservas de hidrocarburos**<sup>[2,24]</sup>

Son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

## 2.7.1 Clasificación de las Reservas de Hidrocarburos<sup>[2,24]</sup>

### a- Clasificación de las reservas de acuerdo a la certidumbre de ocurrencia

Según la certidumbre de ocurrencia, las reservas se clasifican en Reservas Probadas, Reservas Probables y Reservas Posibles.

- **Reservas Probadas:** Las Reservas Probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevalecientes. El término "razonable certeza" indica un alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas.
- **Reservas Probables:** Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevalecientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrá recuperar. Estas reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. El Ministerio del Poder Popular de Petróleo ha establecido un sistema de Series Numeradas (Serie 100, Serie 200, Serie 300, Serie 400) para indicar los casos que califican como Reservas Probables, donde se contribuye a identificar con la numeración el riesgo y probabilidad de su existencia.
- **Reservas Posibles:** Son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo las condiciones operacionales y contractuales prevalecientes. Estas

reservas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes a las utilizadas para las reservas probadas. El Ministerio del Poder Popular de Petróleo ha establecido un sistema de Series Numeradas (Serie 600, Serie 700, Serie 800, Serie 900, Serie 1000) para indicar los casos que califican como Reservas Posibles y reflejar distintos grados de expectativas de ocurrencias.

b- Clasificación según disponibilidad de instalaciones de producción

- **Reservas Probadas Desarrolladas:** Están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.
- **Reservas Probadas no Desarrolladas:** Son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles. Incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción (RA/RC) y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento.

c- Clasificación según la aplicación de métodos de recuperación

- **Reservas Primarias:** Son las cantidades de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

- **Reservas Suplementarias:** Son las cantidades adicionales de hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria, tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción del petróleo.

## 2.8 Estudio integrado de yacimientos<sup>[6,17,26]</sup>

Se desarrolla como un análisis interpretativo y multidisciplinario de un yacimiento, este se estudia como una unidad geológica e hidráulicamente integral, con el fin de reseñar su naturaleza y geometría; cuantificar y calificar propiedades de roca fluido y establecer la distribución y los volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando de esta manera aspectos estructurales, estratigráficos, petrofísicos y sedimentológicos, en un modelo único que permita diseñar un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas.

Para lograr ejecutar con éxito un estudio de esta índole es estrictamente necesario el aporte de conocimientos previos y habilidades profesionales de distintas disciplinas, asociadas a la explotación de hidrocarburos, entre las cuales se pueden mencionar: Geología, Geofísica, Petrofísica, Ingeniería de Producción, Ingeniería de Yacimientos, Ingeniería de Perforación, entre otras; teniendo como objetivo primordial usar de manera óptima los recursos disponibles, para maximizar el índice de beneficios que se podrían obtener de las acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo. La meta que se persigue al realizar cualquier estudio integrado de yacimientos es la optimización de la recuperación de petróleo, reduciendo así los costos. Durante el estudio integrado de yacimientos los profesionales de las distintas disciplinas mencionadas anteriormente trabajan en crear y evaluar los modelos dinámicos y estáticos. Dichos modelos se utilizan para la

creación de representaciones integradas del yacimiento, lo cual permite la predicción del comportamiento de producción y presiones. Adicionalmente permite evaluar y realizar comparaciones de diversas opciones de estrategias de producción que mejoren ésta, el recobro y que disminuya el costo de las actividades de recuperación de hidrocarburos.

Para esta investigación se requiere información derivada de un estudio integrado de yacimientos, ejemplo: evaluación de registros de petrofísica, evaluación de formaciones, estudios de tipo de terminación de pozos y otros tópicos de producción como las curvas de IPR, que serán insumo importante para el desarrollo de la propuesta de metodología para implementar la producción conjunta en campos del área mayor de Oficina.

## **2.9 Presión de burbujeo ( $P_b$ )<sup>[3,34,22]</sup>**

Se define como la presión a la cual un sistema pasa de un estado monofásico (líquido) a un estado bifásico (líquido y gas), se dice que a ese valor de presión se forma la primera burbuja de gas en el sistema, donde la fase líquida se encuentra en perfecto equilibrio con la cantidad infinitesimal de gas. Para la estimación de éste parámetro, existen una serie de correlaciones, las cuales son interés para esta investigación las siguientes:

### **2.9.1 Correlación de Standing<sup>[3,34,22]</sup>**

Standing en 1947 encontró una correlación utilizando parámetros del yacimiento a la presión de burbujeo ( $P_b$ ), la cual fue desarrollada a partir de 105 muestras experimentales de 22 mezclas de crudo /gas natural de campos de California. Los

gases presentes en las mezclas se encontraban libres de N<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, pero el CO<sub>2</sub> estaba presente en algunas muestras en concentraciones menores al 1% molar.

$$P_b = 18.2[(R_{sb}/\delta_g)^{0.83} * 10^{((0.00091*T)-0.0125*°API)} - 1.4]$$

Ecuación 1 Correlación de Standing para estimar presión de burbuja

Donde:

P<sub>b</sub> = Presión de Burbuja (lpc).

R<sub>sb</sub> = Relación gas en solución al punto de burbuja (pc/bbl).

δ<sub>g</sub> = Gravedad específica del Gas.

T = Temperatura del yacimiento (°F).

°API = Grados API del crudo (°API).

La tabla 2 describe las variables que considera la correlación de Standing y el rango de valores que esta establece para que pueda ser usada.

Tabla 2 *Rango de datos para la correlación de Standing*

<b>P<sub>b</sub> (lpc)</b>	130-7000
<b>T (°F)</b>	100-258
<b>R<sub>sb</sub> (pc/bbl)</b>	20-1425
<b>°API</b>	16.5-63.8
<b>δ<sub>g</sub></b>	0.59-0.95

### 2.9.2 Correlación de Lasater<sup>[3,34,22]</sup>

En 1958 Lasater encontró una correlación de la presión de burbujeo y la fracción molar del gas en el sistema. Para obtener la correlación se realizó 158 experimentos con 137 sistemas de petróleo independientes, los sistemas fueron tomados de Canadá, Estados Unidos, y América del Sur. Donde se obtuvo un error medio mínimo de 3.8 % y el error máximo de 14.7%.

Si  $y_g > 0.7$ :

$$P_b = \frac{[(8.26 * y_g^{3.56}) + 1.95] * (T + 460)}{\delta_g}$$

Ecuación 2 Presión de Burbuja correlación de Lasater

Si  $y_g \leq 0.7$ :

$$P_b = \frac{[(0.02268 * 10^{(4.258 * y_g)})] * (T + 460)}{\delta_g}$$

Ecuación 3. Presión de Burbuja correlación de Lasater

$$y_g = \frac{(R_{sb}/379.3)}{(R_{sb}/379.3) + (350 * (\delta_o/M_o))}$$

Ecuación 4 Estimación de fracción molar del separador para la correlación de Lasater

Si  $^{\circ}\text{API} \leq 40$ :

$$M_o = 630 - (10 * ^{\circ}\text{API})$$

Si  $^{\circ}\text{API} > 40$ :

$$M_o = 7.3110 * ^{\circ}\text{API}^{-1.562}$$

Ecuaciones 5 y 6 Estimación de peso molecular efectivo del petróleo para la correlación de Lasater

Donde:

Pb = Presión de Burbuja (lpc).

yg = Fracción Molar.

Mo = Peso molecular efectivo del petróleo.

Rsb= Relación gas en solución al punto de burbuja (pc/bbl).

$\delta_g$  = Gravedad específica del Gas.

T = Temperatura del yacimiento (°F).

°API = Grados API del crudo (°API).

La tabla 3 describe las variables que se consideran en la correlación de Lasater y el rango de valores que esta establece para que pueda ser usada.

Tabla 3 *Rango de datos para la correlación de Lasater*

<b>Pb (lpc)</b>	48-5780
<b>T (°F)</b>	82-272
<b>Rsb (pc/bbl)</b>	3-2905
<b>°API</b>	17.9-51.1
<b><math>\delta_g</math></b>	0.574-1.223

### 2.9.3 Correlación de Vásquez & Beggs<sup>[3,34,22]</sup>

En 1980 Vásquez & Beggs para desarrollar su correlación utilizaron un total de 6004 puntos de datos, donde los datos fueron separados en dos grupos debido a la volatilidad de los crudos, el primer grupo con API≤30 y el segundo grupo API>30.

$$Pb = \left[ \frac{Rsb}{(C1 * \delta_g) * \text{EXP}[(C3 * \text{°API}) / (T + 460)]} \right]^{1/C2}$$

Ecuación 7 Correlación de Vásquez & Beggs para estimar presión de burbuja

La tabla 4 muestra las constantes que utiliza Vásquez & Beggs en su correlación.

Tabla 4 Constantes para la correlación de Vasquez & Beggs

	°API≤30	°API>30
<b>C1</b>	0.0362	0.0178
<b>C2</b>	1.0937	11.870
<b>C3</b>	25.724	239.310

Donde:

Pb = Presión de Burbuja (lpc).

Rsb= Relación gas en solución al punto de burbuja (pc/bbl).

$\delta_g$  = Gravedad específica del Gas.

T = Temperatura del yacimiento (°F).

°API = Grados API del crudo (°API).

La tabla 5 describe las variables que considera la correlación de Vasquez & Beggs y el rango de valores que esta establece para que pueda ser usada.

Tabla 5 Rango de datos para la correlación de Vasquez & Beggs

<b>Pb (lpc)</b>	50-5250
<b>T (°F)</b>	70-295
<b>Rsb (pc/bbl)</b>	20-2070
<b>°API</b>	16-58
<b><math>\delta_g</math></b>	0.56-1.18

#### 2.9.4 Correlación de Glasso<sup>[3,34,22]</sup>

En 1980 Glasso, Para la estimación de correlación de presión de burbuja utilizó un total de 45 muestras de crudo provenientes de 26 sistemas de petróleo donde la mayoría de ellos eran de la región del mar del norte. Al final de su estudio Glasso reportó un error promedio de 1,28%.

$$P_b = 10^{[1.7669+(1.744*\log(A))-(0.30218*\log(A)^2)]}$$

$$A = (Rsb/\delta_g)^{0.816} * (T^{0.172}/\text{°API}^{0.989})$$

Ecuaciones 8 y 9 Correlación de Glasso para estimar presión de burbuja

Donde:

Pb = Presión de Burbuja (lpc).

Rsb= Relación gas en solución al punto de burbuja (pc/bbl).

$\delta_g$  = Gravedad específica del Gas.

T = Temperatura del yacimiento (°F).

°API = Grados API del crudo (°API).

La tabla 6 muestra las variables que considera la correlación de Glasso y el rango de valores que esta establece para que pueda ser usada.

Tabla 6 *Rango de datos para la correlación de Glasso*

<b>Pb (lpc)</b>	165-7142
<b>T (°F)</b>	80-280
<b>Rsb (pc/bbl)</b>	90-2637
<b>°API</b>	22.3-48.1
<b><math>\delta_g</math></b>	0.650-1.273

### 2.9.5 Correlación de Al-Marhoun<sup>[3,34,22]</sup>

En 1988 Al- Marhoun, para desarrollar su correlación utilizó un total de 160 puntos de datos determinados experimentalmente de 69 análisis PVT de crudos del Medio Oriente, donde reprobaba un error de 0,03% entre las presiones medidas y las presiones calculadas.

$$Pb = (5.38 * 10^{-3}) * (Rsb^{0.715002}) * (\delta_g^{-1.87784}) * (\delta_o^{3.1437}) * (T + 460)^{1.32567}$$

Ecuación 10 Correlación de Al-Marhoun para estimar presión de burbuja

Donde:

Pb = Presión de Burbuja (lpc).

Rsb= Relación gas en solución al punto de burbuja (pc/bbl).

$\delta_g$  = Gravedad específica del Gas.

$\delta_o$  = Gravedad específica del Petróleo.

T = Temperatura del yacimiento (°F).

°API = Grados API del crudo (°API).

La tabla 7 describe las variables que se consideran en la correlación de Al-Marhoun y el rango de valores que esta establece para que pueda ser usada.

Tabla 7 Rango de datos para la correlación de Al-Marhoun

<b>Pb (lpc)</b>	130-3573
<b>T (°F)</b>	74-240
<b>Rsb (pc/bbl)</b>	26-1602
<b>°API</b>	19.4-44.6
<b>δ<sub>g</sub></b>	0.752-1.367

### 2.9.6 Correlación de Petrosky<sup>[3,34,22]</sup>

Para desarrollar la correlación el autor en 1990 realizó 128 análisis PVT de laboratorio de crudos del golfo de México, donde fue reportado un error promedio de 0,17%, los resultados obtenidos utilizando una regresión no lineal fue la siguiente ecuación:

$$Pb = 112.727 * \left[ \left( (Rsb^{0.5774} / \delta_g^{0.84439}) * 10^F \right) - 12.34 \right]$$

$$F = [(4.561 * 10^{-5}) * (T^{1.3911})] - [(7.916 * 10^{-4}) * (°API^{1.541})]$$

Ecuaciones 11 y 12 Correlación de Petrosky para estimar presión de burbuja

Donde:

Pb = Presión de Burbuja (lpc).

Rsb= Relación gas en solución al punto de burbuja (pc/bbl).

δ<sub>g</sub> = Gravedad específica del Gas.

T = Temperatura del yacimiento (°F).

°API = Grados API del crudo (°API).

La tabla 8 describe las variables que consideran la correlación de Petrosky y el rango de valores que esta establece para que pueda ser usada.

Tabla 8 Rango de datos para la correlación de Petrosky

<b>Pb (lpc)</b>	1574-6523
<b>T (°F)</b>	114-288
<b>Rsb (pc/bbl)</b>	217-1406
<b>°API</b>	16.3-45.0
<b><math>\delta_g</math></b>	0.578-0.851

### 2.9.7 Correlación de Schmidt & Kartoatmodjo<sup>[3,34,22]</sup>

En 1994 Kartoatmodjo & Schimidt desarrollaron una correlación dependiendo de la densidad del gas en el separador y los mismos parámetros de las otras correlaciones (Rsb, T y °API) donde reportaron un error de 4,683% en relación con los datos PVT reales. Ellos utilizaron datos de todas partes del mundo donde su primera base de datos contenía 740 diferentes muestras de crudo y el segundo paquete de datos contenía 998 puntos, de los resultados obtenidos se tiene la siguiente correlación:

$$Pb = \left[ \frac{Rsb}{(0.05958 * \delta_{gs}^{0.7972} * 10^{(13.1405 * \text{°API}) / (T+460)})} \right]$$

$$\delta_{gs} = \delta_g + [1 + (0.1595 * \text{°API}^{0.4078} * T_{sep}^{-0.2466} * \log (P_{sep}/114.7))]$$

Ecuaciones 12 y 13 Correlación de Schmidt & Kartoatmodjo para estimar presión de burbuja

Donde:

Pb = Presión de Burbuja (lpc).

Psep = Presión del Separador (lpc).

Rsb= Relación gas en solución al punto de burbuja (pc/bbl).

$\delta_{gs}$  = Gravedad específica del Gas en el separador.

T = Temperatura del yacimiento (°F).

T = Temperatura del separador (°F).

°API = Grados API del crudo (°API).

La tabla 9 describe las variables que considera la correlación de Schmidt & Kartoatmodjo y el rango de valores que esta establece para que pueda ser usada.

Tabla 9 Rango de datos para la correlación de Schmidt & Kartoatmodjo

<b>Pb (lpc)</b>	15-6054
<b>T (°F)</b>	75-320
<b>Rsb (pc/bbl)</b>	14-2473
<b>°API</b>	14.4-58.9
<b><math>\delta_g</math></b>	0.37-1.71

### 2.9.8 Correlación de Meneven & Total<sup>[3,34,22]</sup>

Esta correlación se obtuvo en el año 1983 a partir de 336 análisis PVT de crudos del Oriente de Venezuela donde el 86,5% de 289 valores Pb calculados con la correlación presentaron errores menores a 20%.

$$Pb = C1(Rsb/\delta_g)^{C2} * 10^{((C3*T)-(C4*\text{°API}))}$$

Ecuación 14 Correlación de Standing para estimar presión de burbuja

Donde:

Pb = Presión de Burbuja (lpc).

Rsb= Relación gas en solución al punto de burbuja (pc/bbl).

$\delta_g$  = Gravedad específica del Gas.

T = Temperatura del yacimiento (°F).

°API = Grados API del crudo (°API).

En la tabla 10 se muestran las constantes para la correlación de Meneven & Total.

Tabla 10 *Constantes para la correlación de Meneven & Total*

	API ≤ 10	10 < API ≤ 35	35 < API ≤ 45
<b>C1</b>	12,847	25,2755	216,4711
<b>C2</b>	0,9636	0,7617	0,6922
<b>C3</b>	0,000993	0,000835	-0,000427
<b>C4</b>	0,03417	0,011292	0,02314

## 2.10 Unidades hidráulicas (UH) y de explotación (UE)<sup>[25]</sup>

A lo largo de la historia de la industria petrolera, el comportamiento y las formas asumidas por los yacimientos petrolíferos siempre han sido motivo de estudio por su extensa complejidad. Los análisis integrados de geología e ingeniería de yacimientos han permitido concluir que, en algunos casos, arenas que en principio fueron consideradas como independientes dentro de un yacimiento, demuestran conexión estratigráfica y/o estructural, razón que las hace foco importante de atención en vista de la posible conexión y/o similitud existente entre estas arenas las vuelve candidatas para aplicar producción en conjunto.

En este sentido, se definen como **unidades hidráulicas** a las arenas con comunicación de fluidos vertical u horizontal, que por ende, poseen características similares en los tipos de fluidos, sus declinaciones de presión y sus comportamientos de producción y se habla de **unidades de explotación** cuando no se determina comunicación hidráulica entre las arenas que conforman el yacimiento, pero se establece compatibilidad en los fluidos, en los comportamientos de presión y producción. En ambos casos el objetivo es optimizar la explotación de los yacimientos, en busca de aumentar el factor de recobro final y por lo tanto aumentar la rentabilidad de los proyectos.

## **2.11 Producción en conjunto (Commingled Production, en inglés)<sup>[12,13]</sup>**

La producción en conjunto o commingled, es la técnica mediante la cual se extraen los hidrocarburos de varias arenas verticalmente no comunicadas, a través de la misma tubería, con la finalidad de adicionar en forma concurrente la productividad de varias zonas para incrementar la tasa de producción de un pozo, lo cual resulta posible si se toman en cuenta condiciones mínimas requeridas que pueden ayudar en la selección de los candidatos a ser productores en conjunto, como la compatibilidad de los fluidos extraídos y de las presiones de los yacimientos. Según esta definición, los intervalos abiertos pueden pertenecer a yacimientos completamente distintos, con presiones, fluidos, y mecanismos de producción diferentes y sin ningún tipo de conexión hidráulica. La producción conjunta generalmente permite un aumento en la vida útil de los pozos, manteniendo la tasa de producción mezclada sobre los niveles mínimos aceptables aun cuando los yacimientos por separado sean incapaces de proporcionar dicha tasa. Adicionalmente, debido a que la tasa y presión de abandono de cada yacimiento disminuye, se incrementa su factor de recobro y generalmente las reservas aumentan. El porcentaje de incremento de reservas depende directamente de la relación entre las tasas de producción de cada yacimiento y el límite económico fijado.

Si los yacimientos por separado producen a tasas muy cercanas al límite económico, el incremento de reservas que se logra por producción conjunta será mayor que la producción secuencial de los yacimientos individuales. Como un ejemplo de lo aquí expresado se tiene lo siguiente: un conjunto de yacimientos que por separado no pueden producir a tasas superiores a la tasa económica, no tienen reservas remanentes producibles. Al producirse en conjunto se obtendrá una tasa económicamente viable que permite la recuperación. Por lo tanto, el nivel de reservas pasó de ser nulo a situarse en un valor específico, lo que representa en todo caso un incremento porcentual cuantificable. En otro caso, si existiesen fluidos con diferentes

características composicionales, resultaría posible que se produjese incompatibilidad de fluidos. Algunas combinaciones de fluidos pueden resultar en la precipitación de asfáltenos, los cuales ocasionan en la mayoría de los casos obstrucciones en las tuberías y taponamiento en las formaciones productoras, causando de inmediato la disminución de producción. Es de recalcar que si ello ocurriere, puede acarrear el cese de producción y la necesidad de incurrir en trabajos de reacondicionamiento.

Se indica que el estudio de cada uno de los fluidos que van a estar involucrados en la producción conjunta, es necesario para asegurar el buen desenvolvimiento del pozo, sin tener que recurrir a tratamientos químicos, pues sin las pruebas directas de laboratorio generalmente no es posible determinar a priori cuales crudos y mezclas presentarán problemas, aunque en algunos casos las dificultades son previsibles.

En lo relativo a las presiones, es aceptable que sean distintas siempre y cuando se pueda estimar que la presión de fondo sea en todo momento (tanto en condiciones de flujo como en condiciones estáticas) menor o igual a la presión estática del yacimiento a esa profundidad. Esta condición es suficiente para evitar el riesgo de que se presente flujo cruzado significativo. Una manera de evitar el flujo cruzado es estar en capacidad de aislar el horizonte problema mientras el desbalance de presiones persista si se prevén problemas de posible daño o pérdida de reservas.

Por otra parte, el riesgo de flujo cruzado y la naturaleza del fluido que una formación podría inyectar a otra, son factores a ser revisados. Resulta beneficioso que los mecanismos de producción de los yacimientos involucrados en la propuesta de producción conjunta sean similares. La migración de fluidos “indeseables” al hoyo (producto de la conificación o de la irrupción del frente de agua) puede ocasionar que disminuya la producción de petróleo debido a un flujo preferencial del fluido no deseado o indeseado (agua).

## **2.12 Análisis de curvas de declinación**<sup>[36]</sup>

Uno de los métodos más antiguos y útiles para evaluar yacimientos es el análisis de curvas de declinación. Para la estimación de las reservas remanentes, la producción acumulada al límite económico, y una apreciación aproximada de la rentabilidad de un proyecto de explotación, es indispensable conocer la relación matemática que gobierna el comportamiento del yacimiento, el cual permite extrapolar los datos de producción al límite económico.

El análisis de las curvas de declinación constituye a diferencia del método de balance de materiales, una técnica simple que da resultados satisfactorios, siempre que no ocurran cambios bruscos de producción. El método de balance de materiales permite determinar con mayor exactitud la producción acumulada al límite económico conocido el valor del petróleo original “In situ”, pero necesita una amplia y variada información la cual en ocasiones se desconoce trayendo como consecuencia una estimación aproximada.

El método de análisis de las curvas de declinación necesita para su aplicación datos pertenecientes a pozos cuya producción decline. En pozos de alta capacidad de producción los cuales están restringidos por medios de reguladores llegará un momento en que ya no son capaces de producir a la tasa máxima establecida, y de allí en adelante su producción declinará.

Un estimado de las reservas remanentes o de la vida productiva remanente, puede obtenerse graficando los valores de la variable dependiente y, continuamente, cambiante en el eje de las ordenadas versus los valores de la variable independiente (producción acumulada o tiempo) en el eje de las abscisas, y extrapolando gráficamente la tendencia aparente hasta alcanzar el punto final conocido. La suposición básica en este procedimiento, es que “lo que haya controlado la tendencia de una curva en el pasado, continuará dominando dicha tendencia en el futuro de una manera uniforme y similar a lo que haya ocurrido en el pasado”.

El procedimiento de extrapolación es de naturaleza estrictamente empírica. Por lo tanto, sólo para determinados casos es posible establecer una expresión matemática para una curva de tendencia basada en consideraciones físicas del yacimiento.

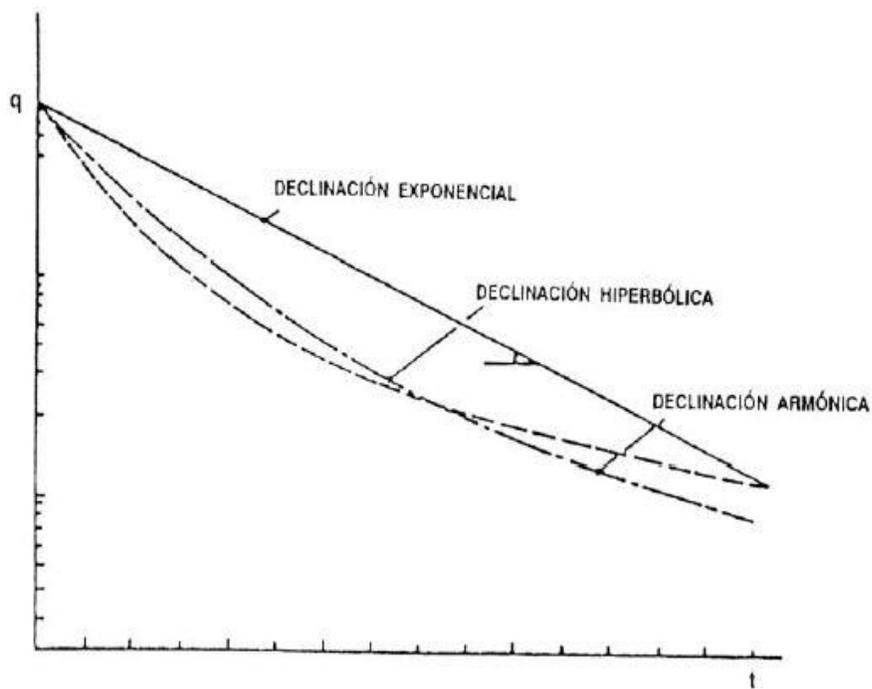
Cuando no existen restricciones en la producción, entre las distintas variables dependientes que pueden ser utilizadas para hacer los estimados basados en tendencias de comportamiento, la más utilizada es la tasa de producción. En tales casos, se hace referencia a curvas de declinación de la tasa de producción. En este procedimiento destacan las curvas tasa/tiempo y tasa/producción acumulada. La tasa de producción de petróleo como variable dependiente tiene las ventajas de estar disponible como dato registrado continuamente y que puede ser medida en forma confiable. El punto final requerido es fácil de hallar, ya que, la estimación o determinación de los costos de operación permiten determinar con confianza la tasa económica límite de petróleo y así, representa el punto final de la curva, bien sea para un pozo o para un grupo de pozos en un área.

Para estimaciones de reservas, debe diferenciarse la declinación de producción causada por condiciones en el yacimiento, de aquella causada por condiciones del hoyo o por fallas del equipo de levantamiento.

Si las condiciones irregulares de producción de un pozo (por razones de yacimiento o mecánicas) no son detectadas o corregidas oportunamente, la primera estimación de reservas realizada a partir de análisis de curvas de declinación estará limitada y no será alcanzable físicamente.

Cuando el equipo de levantamiento opera de manera adecuada y las condiciones del pozo son satisfactorias, una tendencia de la declinación de su producción debería reflejar los cambios en las condiciones del yacimiento, y la extrapolación de tal tendencia debería ser una guía confiable para la predicción de las reservas remanentes recuperables, a menos que se modifiquen en el futuro las condiciones históricas de operación.

Básicamente, se han reconocido tres tipos de curvas de declinación de producción: Exponencial, Hiperbólica y Armónica.



*Figura 4* Curvas de declinación de producción

Fuente: Estudio de la Declinación energética de Producción de crudo en yacimientos de petróleo extrapesado de dos Campos de la Faja petrolífera del Orinoco. Zabala L.

La figura 4 muestra como es el comportamiento de estas declinaciones de producción graficadas en un papel semi-logarítmico (tasa en el eje logarítmico y tiempo en el eje lineal).

### 2.12.1 Curva de declinación exponencial<sup>[36]</sup>

Es la declinación más ampliamente usada, probablemente por ser la más sencilla y de fácil aplicación, aun cuando se acepta que la mayoría de los pozos y yacimientos declinan en forma hiperbólica. Sin embargo, cuando las tasas de declinación son pequeñas, puede que el uso de la declinación hiperbólica no sea muy significativo.

Por otro lado, se tiene que estas curvas de declinación exponencial se emplean para casos de agotamiento natural, en los cuales la reducción de la saturación de petróleo no se ve afectada por la entrada de agua.

$$q = q_i * e^{-bt}$$

Ecuación 15 Declinación exponencial

Donde:

q = Tasa de fluido (BPD).

q<sub>i</sub> = Tasa inicial de Declinación (BPD).

b = Constante de declinación exponencial (1/mes).

t = Tiempo (Meses).

### 2.12.2 Curva de declinación hiperbólica<sup>[36]</sup>

Se ha observado que, en teoría, en un yacimiento homogéneo de petróleo, produciendo por drenaje por gravedad, los pozos que tengan capa de gas exhiben una declinación hiperbólica con  $n = 0,5$  y los que no tengan capa de gas, muestran declinación exponencial ( $n = 0$ ). En investigaciones de yacimientos reales produciendo por drenaje por gravedad se ha observado que los pozos presentan declinación hiperbólica, con  $n$  entre 0,1 y 2,5.

También se ha observado que en teoría, pozos de gas en la etapa temprana de su vida productora y produciendo bajo condiciones de presión terminal constante (y flujo cilíndrico) deben exhibir declinación hiperbólica con  $n$  aproximadamente igual a 0,5. La declinación hiperbólica requiere la determinación de  $n$  en conjunto con la identificación de un punto “inicial” al cual se le pueda aplicar una  $q_i$  y  $b$ .

$$q = q_i * (1 + (n * b * t))^{-1/n}$$

Ecuación 16 Declinación hiperbólica

Donde:

q = Tasa de fluido (BPD).

q<sub>i</sub> = Tasa inicial de Declinación (BPD).

n = constante (1 > n > 0)

b = Constante de declinación inicial (1/mes).

t = Tiempo (Meses).

### 2.12.3 Curva de declinación armónica<sup>[36]</sup>

Se ha observado que después que el agua irrumpe en pozos que han estado produciendo por empuje hidráulico (o en proyectos de inyección de agua), el log q<sub>o</sub> vs N<sub>p</sub> para pozos individuales, tiende a ser aproximadamente lineal, lo cual es una declinación armónica.

$$q = q_i * (1 + (b * t))^{-1}$$

Ecuación 17 Declinación armónica

Donde:

q = Tasa de fluido (BPD).

q<sub>i</sub> = Tasa inicial de Declinación (BPD).

b = Constante de declinación inicial (1/mes).

t = Tiempo (Meses).

### 2.13 Media aritmética<sup>[23]</sup>

En estadística, la media aritmética (también llamada promedio o media) de un conjunto finito de números es el valor característico de una serie de datos

cuantitativos, objeto de estudio que parte del principio de la esperanza matemática o valor esperado, se obtiene a partir de la suma de todos sus valores dividida entre el número de sumandos. Cuando el conjunto es una muestra aleatoria recibe el nombre de media muestral, siendo uno de los principales estadísticos muestrales.

## **2.14 Media armónica**<sup>[23]</sup>

En estadística designada usualmente mediante la letra H de una cantidad finita de números es igual al recíproco, o inverso, de la media aritmética de los recíprocos de dichos valores y es recomendada para promediar velocidades. La media armónica resulta poco influida por la existencia de determinados valores mucho más grandes que el conjunto de los otros, siendo en cambio sensible a valores mucho más pequeños que el conjunto. La media armónica no está definida en el caso de que exista algún valor nulo.

## **2.15 Índice de productividad**<sup>[25]</sup>

Una simple aproximación para describir el comportamiento de afluencia de un pozo petrolero es el uso del concepto de índice de productividad (J). Este fue desarrollado asumiendo la siguiente simplificación:

- Flujo radial alrededor del pozo
- Flujo de una sola fase
- Distribución de la permeabilidad homogénea
- La formación está saturada completamente con el fluido en cuestión

Para estas condiciones, la ecuación de Darcy queda resumida a:

$$q = \frac{7.08 * 10^{-3} * k * h * (P_e - P_{wf})}{\mu_o * \beta_o * \ln (r_e/r_w)}$$

Ecuación 18 Ecuación de Darcy

Donde:

q = Tasa de fluido (BPD).

Pe = Presión Estática (lpc)

k = Permeabilidad (mD)

h = Espesor de la arena (pies)

$\mu_o$  = Viscosidad del crudo (cP)

re = Radio de drenaje (pies)

rw = Radio del pozo (pies)

$\beta_o$  = Factor volumétrico de formación del petróleo (STB/bbl)

Pwf = Presión de fondo fluente (lpc).

La mayoría de los parámetros a la izquierda son constantes, lo que permite juntarlos en un solo coeficiente llamado Índice de productividad (J) el cual indica la capacidad o habilidad que tiene un pozo para llevar los fluidos hasta la superficie, debido a un diferencial de presión. Para que exista este movimiento de fluidos desde la formación hacia el pozo es necesario que exista mayor presión en la formación que en el fondo del pozo. La presión que existe en el fondo del pozo en producción, se conoce como presión de fondo fluente (Pwf).

$$J = \frac{q_t}{P_e - P_{wf}}$$

Ecuación 19 Índice de productividad

Donde:

qt = Tasa total de fluido (BPD).

Pe = Presión Estática (lpc)

Pwf = Presión de fondo fluente (lpc).

## 2.16 Curva de relación de comportamiento de afluencia (IPR)<sup>[16,32]</sup>

La relación de comportamiento de afluencia “Inflow Performance Relationship” (IPR) es la relación entre la tasa de producción o inyección de flujo del pozo y la presión de fondo fluyente. Ésta depende de los efectos de bordes sobre el área de drenaje. Los valores de IPR pueden ser desarrollados para estado estable, pseudoestable y transitorio, y también para la geometría del pozo (horizontal, vertical).

La misma se representa gráficamente utilizando valores de las tasas de producción del pozo contra la presión de flujo de fondo de pozo (Bottom Hole Pressure- BHP), siendo así una herramienta matemática de la ingeniería de producción para evaluar el rendimiento del pozo. Los datos requeridos para crear la curva de comportamiento del pozo (IPR) se obtienen al medir las tasas de producción bajo diferentes presiones de abatimiento. La composición del fluido de yacimiento y el comportamiento de las fases fluidas en condiciones de flujo determinan la forma de la curva.

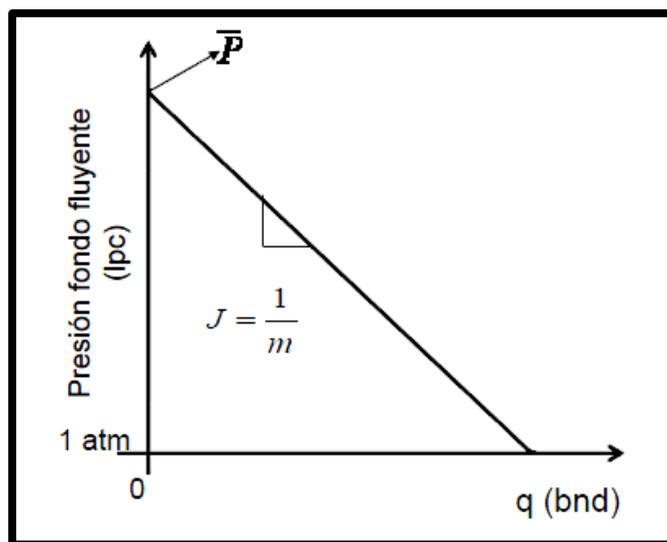


Figura 5 Comportamiento de curva IPR para yacimiento monofásico-sub saturado de estado pseudo estable

Fuente: Well Performance-Golan, M. & Whitson, C.

En la figura 5 se observa la gráfica tipo para un yacimiento monofásico y subsaturado, la cual siempre se presenta como una recta de pendiente negativa, la misma se ajusta también perfectamente al comportamiento del agua en un yacimiento.

## 2.17 IPR para flujo bifásico<sup>[18]</sup>

Durante el agotamiento del yacimiento la presión de este continúa cayendo, y puede mantenerse por la inyección de fluidos en una recuperación asistida. Como consecuencia, durante la depleción la presión dinámica cae por debajo del punto de burbuja, lo cual resulta en la combinación de un flujo monofásico con uno bifásico dentro del yacimiento. Este fenómeno requiere del uso del IPR Combinado.

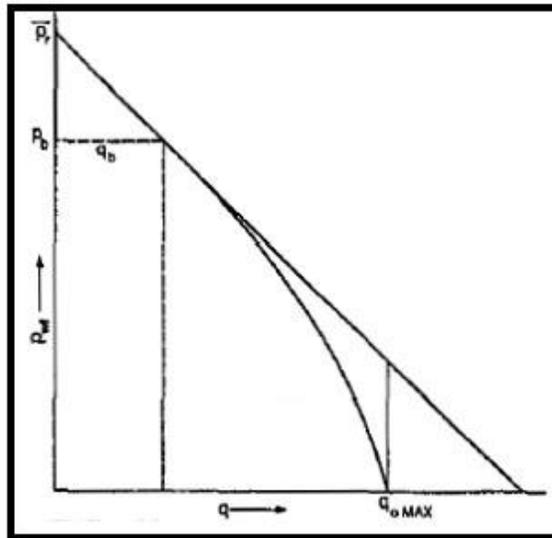


Figura 6 Comportamiento de Curva IPR

Fuente: Conceptos de Well Performance. Nota Técnica-Hirschfeldt, M. & Ruiz, R.

En la Figura 6 se observan los comportamientos correspondientes a flujo monofásico y bifásico, la línea recta de pendiente negativa representa el comportamiento de afluencia para flujo monofásico, definido por la Ley de Darcy mientras que para el flujo bifásico se tiene la recta que luego del punto de burbuja cambia a una curva.

A continuación se presenta en la tabla 11 las correlaciones más utilizadas para modelar el comportamiento de afluencia de un pozo con flujo bifásico.

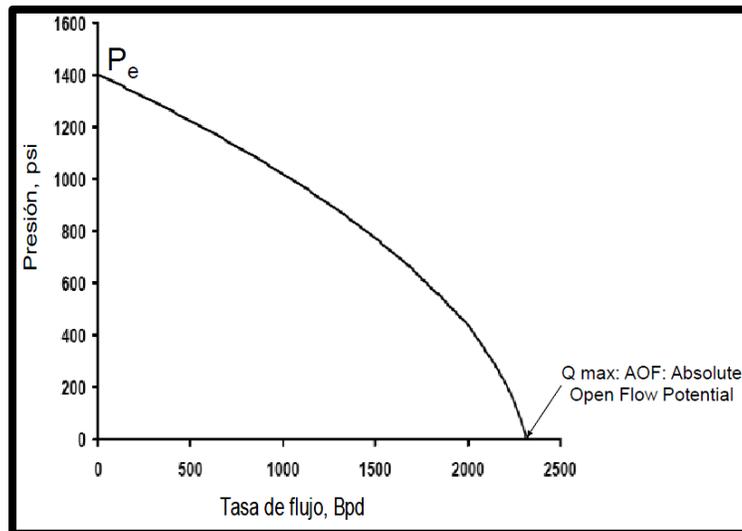
Tabla 11 *Correlaciones de Afluencia*

<b>Correlación</b>	<b>Fórmula</b>
<b>Vogel (1968)</b>	$q/q_{\max} = 1 - 0,2(P_{wf}/P_e) - 0,8(P_{wf}/P_e)^2$
<b>Fetkovich (1973)</b>	$q = C(P_e^2 - P_{wf}^2)^n$
<b>Jones, Blount &amp; Glaze (1976)</b>	$P_e - P_{wf} = aq_L^2 + bq_L$

### 2.17.1 Tasa Máxima de Flujo (AOF)<sup>[16]</sup>

Tasa de flujo máxima que puede entregar, teóricamente, un pozo con presión cero, en medio de los cañoneos. Gráficamente se puede observar con los parámetros  $p_{wf}$  vs  $q$ , cuya forma es una curva donde el intercepto en la vertical es la presión en el borde del área de drenaje (para el caso de Steady State) o la presión promedio (Pseudo Steady State). El intercepto en la horizontal ( $p_{wf}=0$ ) se conoce como el potencial máximo del pozo (“Absolute Open Flow Potential” AOF).

En la figura 7 se puede observar la tasa máxima a una  $p_{wf}=0$  para un yacimiento de flujo bifásico y de estado estable.



*Figura 7* AOF para yacimiento bifásico

Fuente: Well Performance-Golan, M. & Whitson, C.

## 2.18 Compatibilidad de fluidos<sup>[11,20]</sup>

La compatibilidad de fluidos es uno de los aspectos más importante a considerar al momento de producir en conjunto arenas petrolíferas, ya que permitirá establecer el grado de emulsión generado por la combinación de las arenas así como la composición del crudo resultante de la mezcla. Compatibilidad de crudos se puede definir como la capacidad de los crudos provenientes de diferentes arenas de mezclarse en su estado natural sin ningún tratamiento químico previo, y sin generar emulsión. Si se genera emulsión se debe tratar la mezcla con un desmulsificante.

El estudio de la compatibilidad de los fluidos es uno de los factores críticos al momento de aplicarse la técnica de producción en conjunto a cualquier yacimiento, donde éste permite establecer la calidad del crudo extraído. La mezcla de fluidos incompatibles produce precipitados que causan reducción de la permeabilidad en la región cercana al pozo, induciendo daño zonal, cambio de humectabilidad del medio

poroso y taponamiento de las tuberías e instalaciones de superficie. Esta tendencia es independiente del contenido inicial de asfáltenos y se manifiesta con mayor severidad en crudos livianos, que en crudos pesados, ricos componentes asfálténicos.

El primer paso para determinar la posibilidad de depositación de asfáltenos consiste en ejecutar una detallada caracterización del crudo y definir los componentes que promoverían la precipitación de asfáltenos. Se han publicado en la literatura metodologías detalladas para identificar los componentes relevantes en la composición del crudo. Entre estos factores se encuentran la proporción de cada tipo de crudo en la mezcla y los porcentajes de la composición de saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, (análisis SARA) presentes en los crudos.

Para determinar la compatibilidad de los fluidos, se realizan pruebas de laboratorio, las cuales establecen la capacidad de los crudos sin deshidratar y sin ningún tipo de tratamiento químico, de ser compatibles o no con crudos provenientes de diferentes zonas. Existen dos factores para definir si dos crudos son compatibles o incompatibles, ellos son; porcentaje (%) de emulsión (cantidad de emulsión presente en un crudo o una mezcla de crudo extrapesado en porcentajes) y la comparación de propiedades físico-químicas de los crudos.

## **2.19 Flujo cruzado (Crossflow, en inglés)<sup>[10,11,12]</sup>**

Este tipo de flujo ocurre si la presión en la cara de la formación es mayor que la presión estática en la misma. Por ello ocurre flujo desde el pozo a la formación. Cuando este flujo ocurre, se inyecta fluido. Si esta inyección ocurre de forma espontánea, se le llama Reflujo o Contraflujo. Cuando existen varios yacimientos en comunicación con el pozo, puede ocurrir que la presión de uno de los horizontes productores cause un aumento en la presión de fondo y se produzca contraflujo a uno de los yacimientos que poseen menor presión. A esta situación se le denominará flujo

cruzado. Este fenómeno, debe ser prevenido antes de la aplicación de un esquema de producción conjunta, ya que representa uno de los factores críticos a revisarse al momento de considerar la posible aplicación de un esquema de explotación conjunta.

El flujo cruzado también puede ocurrir cuando ambos yacimientos se conectan mediante fallas permeables o a través de pozos mal cementados, que permiten el paso de fluidos entre la pared del hoyo y el cemento. La magnitud del contraflujo se puede estimar como el resultado del diferencial de presión que lo causa por el índice de inyectividad ( $i$ ) de la formación que recibe el fluido. Este índice se puede definir de manera análoga al  $J$  como el volumen de fluido que puede ser introducido en una formación por cada unidad de presión aplicada por encima de la presión del yacimiento. Debido a que la cantidad de fluido que pasa a través de un medio poroso es dependiente de su viscosidad, este índice se mide al inyectar el fluido de interés en la formación. Este índice también puede ser estimado de manera teórica mediante el uso de ecuaciones de flujo en medios porosos como la Ley de Darcy.

En el caso de la producción conjunta de yacimientos, el índice de inyectividad debería ser estimado utilizando los fluidos que provienen de la otra formación (de la cual se espera que provengan los fluidos a inyectar). En un proyecto de producción conjunta se debe evitar el flujo cruzado. No existe tampoco una relación general que permita determinar el índice de inyectividad de una formación a través de su índice de productividad ( $J$ ) debido a que este depende del fluido a inyectar. Así que se debe evaluar caso a caso. Por lo antes expuesto, para evitar la presencia de flujo cruzado en los yacimientos incluidos en la producción conjunta, en líneas generales se ha propuesto que se debe garantizar un diferencial de presiones entre los yacimientos involucrados en el esquema de producción conjunta que no exceda 300 y 500 LPC.

La ocurrencia del flujo cruzado conduce a tasas más bajas debido a que una porción del fluido no llega a la superficie por entrar a la zona de baja presión, o por inhibir su producción aunque no haya inyección. Cuando haya un flujo cruzado importante también se producen errores en la contabilidad de los fluidos provenientes de cada uno de los yacimientos, pues en superficie se medirán tasas deficitarias. Del mismo modo, puede ocurrir la pérdida de reservas si el yacimiento al que entran los fluidos no es capaz de producirlos nuevamente. Es por esto que los pozos de observación y monitoreo deben permitir verificar la información de mediciones, las cuales confirmen la presencia o no de flujo cruzado. En líneas generales flujo cruzado es una condición indeseable en un sistema de producción conjunta y se constituye en uno de los problemas que se deben evitar.

## **2.20 Pozo**<sup>[5,32]</sup>

Se define como el hoyo hecho por la mecha de perforación, el cual puede estar revestido y/o descubierto en parte. El pozo puede ser productor de fluidos (gas, petróleo o agua), un pozo en producción de petróleo como su principal producto comercial, casi siempre produce algún gas y, frecuentemente, produce agua. La mayoría de los pozos de petróleo, a posteriori, producen mayormente gas o agua.

## **2.21 Terminación de pozos**<sup>[5,32]</sup>

Término genérico utilizado para describir los eventos y el equipo necesario para poner en producción el pozo, una vez que han concluido las operaciones de perforación, entre los que se incluyen, entre otros, el conjunto de tuberías del fondo de pozo y el equipo necesario para posibilitar la producción segura y eficiente de un pozo de petróleo o gas.

Específicamente, las actividades y métodos necesarios para preparar un pozo para que produzca petróleo y/o gas; el método por el cual se establece una línea de flujo para los hidrocarburos entre el yacimiento y la superficie. El método de terminación utilizada depende de las características individuales de la formación o formaciones productoras. Tales métodos incluyen terminaciones en agujero descubierto, terminaciones para control de arena, terminaciones sin tubería de producción, terminaciones múltiples y terminaciones miniaturizadas.

## **2.22 Bombeo neumático (Gas Lift)<sup>[4,9]</sup>**

El proceso de elevar el fluido de un pozo mediante la inyección de gas a través de la tubería de producción o del espacio anular de ésta y la tubería de revestimiento. El gas inyectado gasifica al líquido (petróleo o petróleo y agua) para que ejerza una menor presión que la formación; consecuentemente, la presión del yacimiento obliga a salir al fluido del pozo. El gas puede inyectarse continua o intermitentemente, dependiendo de las características de producción del pozo y del arreglo del equipo de bombeo neumático.

## **2.23 Bombeo Electro-Sumergible (BES)<sup>[4,9]</sup>**

El sistema de bombeo a través de una BES se fundamenta en el principio de centrifugación de fluidos donde el principio es transmitir en forma de presión, la energía de un motor eléctrico sumergible al fluido en el pozo. Un rotante gira a alta velocidad y expulsa el fluido hacia la periferia del rotor donde es ingresado en una tubería que lo descarga. Este tipo de bombas tienen diferentes estadios de

centrifugación. Es decir, no es un solo rotor sino que son varios colocados en forma sucesiva uno sobre el otro y alimentándose entre ellos para ganar mayor presión.

## **2.24 Reacondicionamiento e intervención de pozos<sup>[32]</sup>**

Proceso de realización de mantenimiento importante o tratamientos correctivos en un pozo de petróleo o gas. Las operaciones de reacondicionamiento a través de tuberías, con equipos de tubería flexible, entubación bajo presión o de línea de acero, se realizan de manera rutinaria para completar tratamientos o actividades de servicios al pozo que evitan una reparación total en casos en los que se ha retirado la tubería. Esta operación ahorra tiempo y recursos considerables.

## **2.25 Reparación (Workover, en inglés)<sup>[5,25]</sup>**

La ejecución de una o más operaciones en un pozo productor para tratar de incrementar su producción. Ejemplos de trabajos de reparación son profundización, taponamiento, extracción y re-cementación de tuberías cortas de revestimiento, cementaciones forzadas, etc. También se puede definir como un trabajo de reacondicionamiento y/o recompletación de arenas con la utilización de taladro.

## **2.26 Indicadores económicos (IE)<sup>[15,25,26]</sup>**

Para la toma de decisiones sobre un proyecto de producción conjunta debe constar además del estudio técnico, debe llevar un análisis económico, en el cual se decide cuál es la opción que se va a implementar o incluso rechazar el proyecto. Para esta

toma de decisiones y calificación de propuestas de inversión así como su comparación con otras alternativas se requiere la definición de valores únicos, que destaquen las propiedades de la propuesta los cuales se denominan indicadores económicos, los cuales pueden ser:

### **2.26.1 Inversión**<sup>[15,25,26]</sup>

Corresponde a la suma de todas las erogaciones clasificadas como gastos de capital y/o inversiones, la cual incluye: costos de maquinarias, equipo e instalaciones y los gastos capitalizables, de acuerdo a las prácticas contables de la empresa.

### **2.26.2 Ganancia**<sup>[15,25,26]</sup>

Es la suma de todos los ingresos menos todos los egresos imputables a la propuesta bajo evaluación, no toma en cuenta el momento en que ocurren los ingresos y los egresos.

### **2.26.3 Valor Presente Neto (VPN)**<sup>[15,25,26]</sup>

Es la suma de todos los flujos de caja utilizando el concepto del valor del dinero en el tiempo. Cada uno de los flujos de caja es llevado a un tiempo de referencia, mediante la aplicación de una tasa de descuento compuesto por año sobre el capital.

### **2.26.4 Tasa Interna de Retorno (TIR)**<sup>[15,25,26]</sup>

Es la tasa de descuento que hace que el valor presente neto del proyecto sea igual a cero. La TIR representa la tasa de retorno que un inversionista recibe sobre su capital no amortizado al final de cada año, no la tasa a la que la inversión total trabaja. En

líneas generales, es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

#### **2.26.5 Tiempo de Retorno (TR)<sup>[15,25,26]</sup>**

Es el tiempo que tarda un inversionista en recobrar su dinero. Tiempos menores de retorno son deseables. Cuando se utiliza para comparar proyectos, presenta la desventaja de no tomar en cuenta las ganancias globales de cada una de las inversiones. De esta manera, una selección basada únicamente en este parámetro ayudará a disminuir el riesgo de pérdidas por imprevistos, más no a maximizar las ganancias.

#### **2.26.6 Relación Beneficio-Costo (B/C)<sup>[15,25,26]</sup>**

Representa la ganancia real, en unidades recibidas por cada unidad invertida. Se calcula dividiendo la sumatoria de todos los beneficios a recibir durante el proyecto en valor presente entre todos los costos que componen la inversión. Indica la eficiencia de la inversión.

#### **2.26.7 Tasa Límite Económica<sup>[36]</sup>**

Es la tasa de producción mínima requerida para cubrir los gastos de operación de un pozo, tomando en consideración el precio del crudo o gas, impuestos, regalías, aporte a PDVSA, etc. En la determinación del límite económico es aconsejable analizar, detalladamente, los gastos adjudicados a un pozo, así como estipular la cantidad que se economizaría si el pozo se abandona. Este ahorro será la principal consideración en

la selección del límite económico, puesto que ciertos gastos se mantendrían de continuarse la producción de pozos cercanos.

## **2.27 Área Mayor de Oficina<sup>[31]</sup>**

Ubicada en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, es un gran homoclinal de suave buzamiento regional de 2 a 4 grados hacia el norte que aumenta gradualmente hacia el eje de la cuenca. El Área Mayor de Oficina puede considerarse como una gran súper-trampa compuesta, con muchas subdivisiones internas. Entre los factores geológicos en común, que allí parecen favorecer las funciones de entrapamiento, está un porcentaje de arena entre 20% y 50%, que generalmente aumenta con la profundidad, hacia los espesos intervalos de arenas de la Formación Merecure y del Grupo Temblador, infrayacentes. Estos intervalos grandes de arenas funcionan como un importante acuífero regional, capaz de reunir y combinar hidrocarburos y / o sus precursores desde distancias cercanas y lejanas, y entregarlos a las trampas falladas de arenas suprayacentes. El arreglo litológico está bien dispuesto para un sistema de trampa alimentada desde el fondo.

En el Área Mayor de Oficina, las formaciones Freites y Las Piedras, están consideradas como Cobertura (sobrecarga) para los yacimientos de Oficina. La producción de petróleo es principalmente de las arenas deltaicas y marinas transgresivas de la Formación Oficina, con menor producción de la Formación Merecure, que la infrayace. Las profundidades de producción varían de 4.000 a los 7.000 pies, en más de 100 niveles diferentes de arenas productoras (las U de Merecure y las AO-U1 de Oficina). Las trampas en el Área Mayor de Oficina son stratigráficas y estructurales, con acuñamientos de arena en los lados este y oeste de los campos y fallas en el lado sur de cada campo. El crudo del Área Mayor de Oficina es primariamente de base intermedia (parafínico - nafténico). Esto significa

básicamente, que son saturados de cadenas lineales (parafínicos) y cadenas cíclicas (nafténicos). El petróleo de base parafínica, es menos abundante, y está localizado principalmente en las arenas de Oficina Superior, en las partes central y occidental del área.

En la figura 8 se muestra una columna estratigráfica tipo de la cuenca oriental de Venezuela, donde resaltan los campos del área mayor de Oficina.

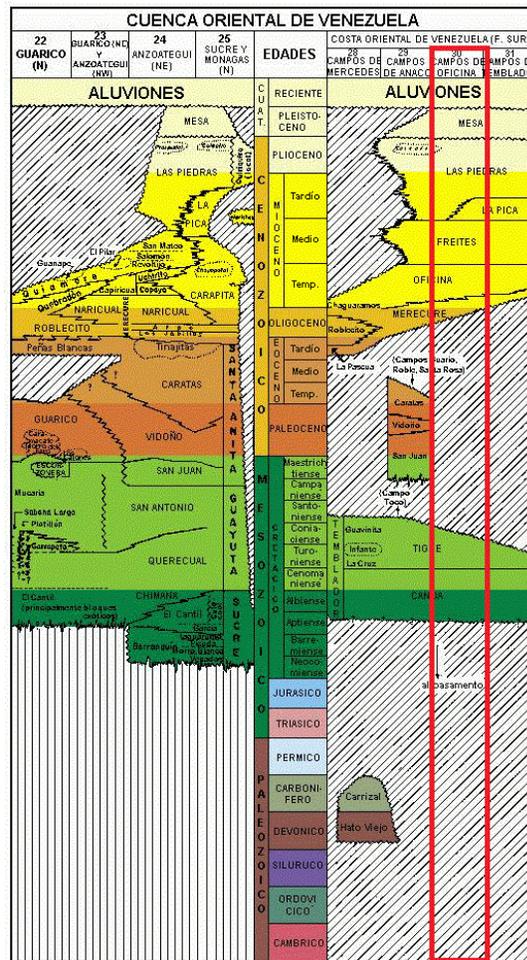


Figura 8 Columna estratigráfica tipo, del área mayor de Oficina

Fuente: Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela. PDVSA

## 2.28 Producción conjunta en campos del área de Oficina<sup>[11,12,15,20,29]</sup>

En el Oriente de Venezuela los esfuerzos se han enfocado hacia la búsqueda de pruebas de la existencia de unidades de flujo que incluyan distintos horizontes para conformar yacimientos estratificados. Uno de los resultados de ese estudio fue la elección del **Campo Acema Casma**, para el cual se realizó una simulación que indicó que la producción conjunta de tres horizontes podía incrementar el valor presente neto del proyecto hasta cuatro veces y media con respecto a su operación individual.

También se realizó el trabajo “Análisis de compatibilidad de fluidos y elaboración de huellas digitales de crudos provenientes del Campo Guara Este” donde el propósito de esta investigación fue el estudio de la compatibilidad de los fluidos mediante la determinación de las huellas digitales de los crudos provenientes de 12 pozos del **Campo Guara Este** de la Unidad de Explotación de Yacimientos (U.E.Y) Liviano San Tomé del estado Anzoátegui, prospectos para la aplicación de la producción en conjunto, favoreciendo el incremento de la productividad y la reactivación de ciertas áreas, las cuales no son rentables producirlas de manera individual.

De igual manera, se realizó un estudio titulado “Proyecto Piloto de Pozos Completados en Unidades Hidráulicas en el Campo Leona” cuyo objetivo fue desarrollar un plan óptimo de explotación del **Campo Leona** orientado a maximizar el recobro final de hidrocarburos. Se apoyó en la ejecución de un estudio geológico y numérico de los yacimientos del campo donde se logró un ajuste histórico de la producción para definir pronósticos de producción de las reservas a desarrollar hasta diciembre del año 2014, ofreciendo guías para la explotación posterior de ciertos campos de manera conjunta aprovechando las reservas pronosticadas.

Por último se tiene el informe técnico titulado “Producción simultánea en las arenas M del campo Dación Este” que tuvo como propósito extender y reactivar la vida productiva de los pozos del **Campo Dación Este**, reducir los costos de completación, incrementar el recobro y aumentar las reservas comerciales asociadas al proyecto.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 Nivel de la investigación**

El estudio sobre la producción en conjunto, requiere de un plan para optimizar la producción y recuperar parte del crudo en aquellos yacimientos que por estar produciendo de forma individual presentan bajo rendimiento, razón por la cual se hace meritorio realizar un análisis bajo el esquema del tipo de investigación proyectiva. Este tipo de investigación según Hurtado, J. (2010)<sup>[19]</sup>, consiste en la elaboración de una propuesta, un plan, un programa o un modelo, como solución a un problema planteado o necesidad de tipo práctico. Para que un proyecto se considere investigación proyectiva, la propuesta debe estar fundamentada en un proceso sistemático de búsqueda e indagación que requiere la descripción, el análisis, la comparación, la explicación y la predicción.

El diseño del plan busca describir los elementos factibles, que permitan determinar a través de una base teórica, la aplicación de una estrategia para que las zonas en estudio puedan ser producidas en conjunto, es decir, hay situaciones que no están marchando como deberían y se desean modificar. Aquí el investigador diagnostica el problema, explica a qué se debe y desarrolla el diseño del plan en base a esa información.

#### **3.2 Diseño de la investigación**

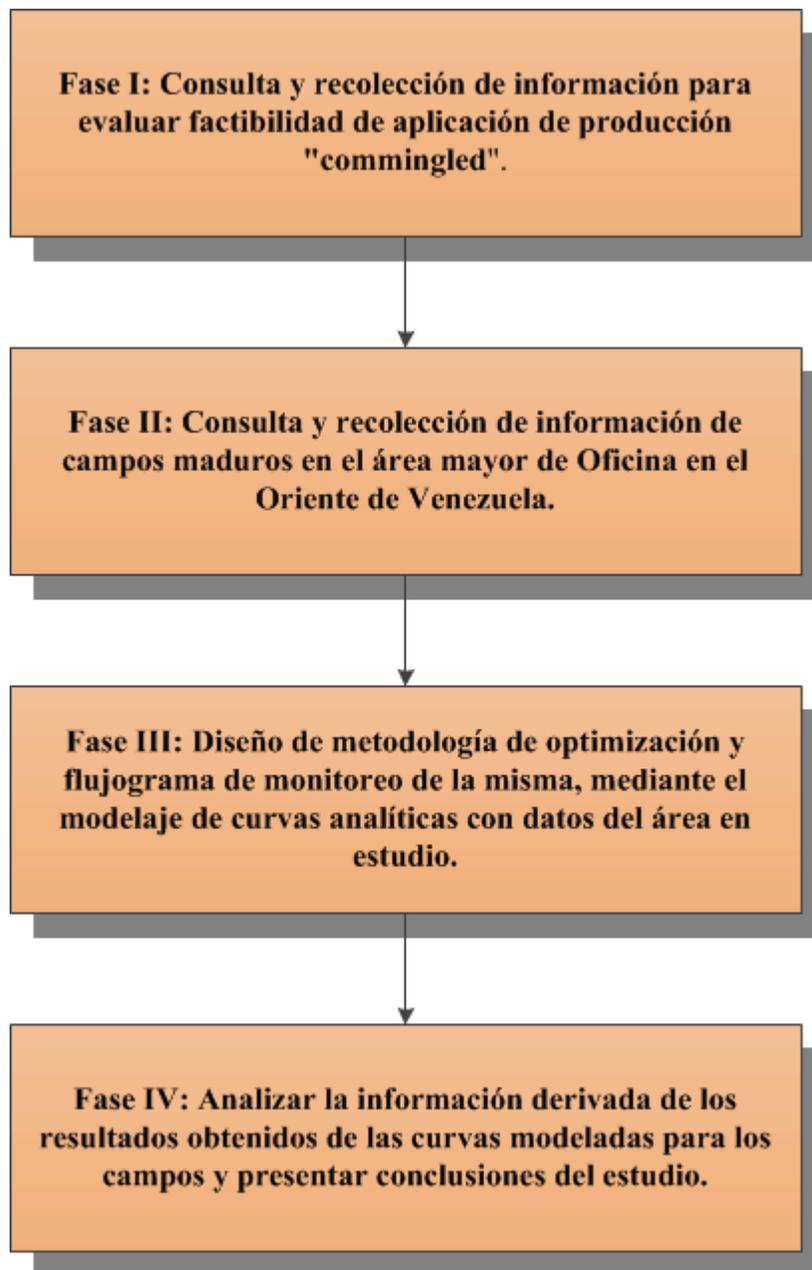
En relación con las características presentes en esta investigación y los objetivos propuestos, el diseño aplicable es de tipo documental, en tal sentido dicha

investigación, según Arias, F. (2012)<sup>[1]</sup>, “es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos”. (pag.27). Lo señalado refiere a un diseño que se caracteriza por la recopilación adecuada de datos que permiten redescubrir hechos, orientar formas que hacen viable la investigación, de cuya elección y aplicación obedece en gran parte el éxito del trabajo investigado.

### **3.3 Metodología de la investigación**

La metodología utilizada en este Trabajo Especial de Grado, está basada en el análisis de elementos que hacen viable el desarrollo de los objetivos planteados a través de la recopilación y validación de información recolectada en bibliografía disponible, que permitirán elaborar el diseño de un plan que contempla la producción en conjunto de arenas en yacimientos con pozos de bajo rendimiento individual en campos maduros del Oriente Venezolano como principal objetivo. Así como un flujograma de monitoreo de respuesta del plan de optimización y finalmente un análisis de los aspectos técnicos y económicos más importantes de toda la propuesta.

En la figura 9 se presenta la metodología utilizada para el desarrollo de éste Trabajo Especial de Grado, la cual se divide en cuatro (4) fases, las primeras dos de recolección de información y las dos siguientes de desarrollo de los estudios y análisis pertinentes en lo que propiamente respecta a la propuesta del plan de optimización para campos maduros.



*Figura 9* Metodología establecida para la ejecución del estudio

### **3.3.1 Fase I: Consulta y recolección de información para evaluar factibilidad de aplicación de producción "commingled"**

Esta fase se basa en la recolección, selección y clasificación del material bibliográfico. Como punto de partida se hizo la revisión de diversos documentos técnicos y trabajos especiales de grado enfocados tanto en el desarrollo de campos maduros como en la aplicación, aplicabilidad y metodologías para producción conjunta de arenas en yacimientos con o sin comunicación entre ellos. Luego de recaudada información de pozos se procedió a elaborar un inventario de los mismos pertenecientes a yacimientos de interés; con el objetivo de ubicar historias de posibles pozos candidatos en los casos en que se tuviesen y registros eléctricos de cada pozo para de esta manera determinar zonas prospectivas para aplicar una metodología de producción en conjunto. Esta fase se encuentra subdividida en tres actividades principales específicas:

- Investigación de antecedentes técnicos y legales de la aplicación de la producción conjunta de arenas.
- Búsqueda de información sobre casos donde se haya aplicado producción en conjunto en Venezuela.
- Consulta bibliográfica de información referente a comunicación hidráulica de dos o más yacimientos, así como yacimientos tratados como unidades de explotación.

### **3.3.2 Fase II: Consulta y recolección de información de campos maduros en el área mayor de Oficina en el Oriente de Venezuela**

Esta etapa está orientada a la obtención de información general del área mayor de Oficina, área donde fundamentalmente está enfocado este estudio, específicamente se busca conocer las características geológicas y petrofísicas de la región para determinar similitudes y si la propuesta del plan de producción conjunta en campos

con características similares o ligeramente similares funciona de igual manera para así masificarlo a todos los campos maduros en la región en un futuro proyecto. Con consideraciones de rentabilidad de proyectos petroleros y observando las zonas con mayores espesores, se seleccionan los pozos a estudiar. Una vez seleccionados los pozos, se recopila toda la información posible de los mismos y se procede a sistematizarla, para un mejor entendimiento y manipulación en las fases posteriores. Las actividades específicas de esta fase son:

- Recolección de información referente a características generales en campos marginales del Oriente de Venezuela.
- Selección y caracterización de los pozos del área para el estudio de campos.

### **3.3.3 Fase III: Diseño de metodología de optimización y flujograma de monitoreo de la misma, mediante el modelaje de curvas analíticas con datos del área en estudio**

Con la información recolectada previamente se procede, en esta fase, al diseño de la propuesta de producción en conjunto para arenas en campos del Oriente venezolano, partiendo de dos campos particulares a los que se denominarán Campo A y Campo B con condiciones ligeramente diferentes y una separación considerable entre ellos, sin embargo ambos se encuentran en el Área mayor de Oficina razón por la cual sus condiciones geológicas son similares, de esta manera con información de los pozos seleccionados tanto de tasas de producción y presiones de fondo fluyente se empieza la construcción de comportamientos de afluencia individuales, para posteriormente realizarlos en conjunto y ver si en efecto hay una mejora en la producción. Cabe acotar que para proponer la producción conjunta se debe realizar un trabajo Workover del pozo puesto que de entrada no tendría las condiciones necesarias para la aplicabilidad de la propuesta. Una vez determinada la recompletación, se realiza el

comportamiento de afluencia para los pozos seleccionados y se observa la respuesta en términos de producción.

Posteriormente al estudio de los resultados obtenidos de la propuesta de optimización, se procede a elaborar una propuesta de flujograma para el monitoreo posterior de la producción luego de implementado el plan, considerando aspectos técnicos y operacionales para que la producción sea lo más eficiente posible en términos de cantidad y de tiempo. Se destacan tres actividades importantes para completar esta fase, las cuales se nombran a continuación:

- Diseño del plan de optimización eficiente considerando posibles mejoras y producción simultánea.
- Realizar el modelaje de las curvas IPR-AOF y declinación de producción correspondientes a la producción actual y al plan de optimización para el campo.
- Elaboración de flujograma para el monitoreo de los pozos del campo y dar seguimiento a la producción con la estrategia de optimización implementada.

#### **3.3.4 Fase IV: Analizar la información derivada de los resultados obtenidos de las curvas modeladas para los campos y presentar conclusiones del estudio**

En esta última etapa se realizan los análisis comparativos de aspectos técnicos, operacionales y de costos en torno a la propuesta para evaluar su factibilidad y aplicabilidad en un futuro como proyecto piloto y finalmente permitirá realizar conclusiones y recomendaciones de todo el estudio partiendo de la generalidad de los aspectos más importantes del proyecto. Las actividades de esta etapa son las que se mencionan a continuación:

- Análisis de comparación de tiempos operacionales y demás aspectos técnicos pertinentes entre la producción actual y la producción con la estrategia implementada.
- Realizar comparaciones de costos antes y después de la implementación del plan de reingeniería.
- Exponer beneficios de la implementación del plan de optimización vs la producción utilizada hasta la fecha.

### **3.4 Descripción de la metodología propuesta para la producción en conjunto de campos maduros**

#### **3.4.1 Selección de los posibles yacimientos candidatos a trabajar bajo un modelo de producción en conjunto**

Para lograr diseñar un modelo de producción en conjunto es necesario partir de la selección de los yacimientos aptos para ser desarrollados en este esquema de explotación. Para desarrollar la selección de los yacimientos candidatos es necesario establecer los criterios de discriminación que van a ser aplicados. Es de suma importancia establecer los objetivos del proyecto pues dependiendo de esto, es que los yacimientos candidatos, deberán reunir ciertas características.

En el caso de este Trabajo Especial de Grado, el objetivo principal fue desarrollar una metodología que contemple la producción en conjunto en campos maduros en el Oriente venezolano. Para ello se seleccionaron campos cuyos yacimientos se encontraban en etapa agotada, estos yacimientos presentaban caudales muy bajos, produciendo cerca del límite económico del operador.

### **3.4.2 Identificación a detalles de los yacimientos candidatos**

En ésta primera sección del proyecto se debe identificar en los yacimientos los detalles geológicos que presentan, su ubicación, extensión de área y todos los detalles estructurales que presenten un factor importante a la hora de realizar el diseño de la explotación conjunta de ellos. También es necesario evaluar las características de la roca y las características de los fluidos presentes en todas las arenas atravesadas por los pozos del proyecto, identificando de ésta manera las razones de compatibilidad de fluidos que exista entre dichas acumulaciones y evaluando muy estrictamente que las características de éstas sean capaces de contemplar la producción en conjunto.

### **3.4.3 Selección de pozos candidatos**

En esta sección deben ser evaluados cada uno de los pozos perforados en el área donde se pretende implementar el esquema de producción en conjunto, y establecer los criterios de filtro por el cual pasarán estos pozos para evaluar si son o no candidatos a trabajar bajo este esquema. En ésta parte del proyecto se debe evaluar los tipos de pozos presentes, el tipo de completación y si pueden ser aprovechadas por quienes planean ejecutar el proyecto ya que esto permitiría reducir en la medida de lo posible los costos de producción, bien sea a través de métodos tradicionales, novedosos o de diversas combinaciones. Adicionalmente se debe identificar específicamente si se utilizarán completaciones sencillas selectivas con múltiples zonas que, aunque fluirán conjuntamente, estarán aisladas mecánicamente con camisas y empacaduras.

Se debe incluir los requerimientos de perforaciones adicionales, si se da el caso de que se llegase a necesitar de un trabajo como éste, en última instancia, debido a los altos costos que el mismo implica. De igual manera deberá indicarse si se implementaran pozos “novedosos” para simplificar las operaciones futuras. En ésta sección deberán quedar plasmadas todos y cada uno de los criterios de selección que se usarán para elegir los pozos seleccionados. Ejemplos de estos criterios pueden ser;

espesor de las acumulaciones, la saturación de los fluidos, reservas asociadas a cada acumulación, tipos de completaciones de los pozos, el estado mecánico de estos, características geológicas de la formaciones que atraviesan los pozos y la estructura geológica donde se encuentran completados. La selección de unos u otros queda a la decisión exclusiva del equipo encargado del desarrollo del proyecto de explotación en conjunto.

#### **3.4.4 Análisis de factores críticos de la producción en conjunto**

Dentro de éstos análisis se presentan los factores negativos y los factores positivos a considerar antes de implementar un esquema de producción en conjunto.

Son considerados factores positivos:

- En el análisis de fluidos, cuando hay origen común a estos hidrocarburos, puesto que esto favorece a la compatibilidad de los mismos.
- Ante el uso de algunos pozos con larga historia previa y con tubulares que no estén en buen estado, se deberá prever su pérdida prematura y la sustitución de esos pozos en caso de que ello ocurriere.
- Señalar donde la propuesta reactiva el mayor número de pozos inactivos.
- Verificar pozos que están completados selectivamente en varias arenas, las cuales muestran históricamente una declinación similar de presiones.

Son considerados como factores negativos:

- Presencia de flujo cruzado
- Incompatibilidad de fluidos

### 3.4.5 Consideración de las regulaciones legales<sup>[15]</sup>

En vista que la producción en conjunta no es un esquema de producción tradicional, se debe considerar el marco legal bajo el cual se estará desarrollando dicho plan de explotación. Cada organismo regulador posee diversos reglamentos que pueden permitir o no la actividad y puede incluir restricciones adicionales a las técnicas.

En el caso de Venezuela el ente regulador es el Ministerio del Poder Popular de Petróleo. La ley vigente que regula la actividad petrolera en Venezuela es el decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, promulgada en noviembre 2001, la cual indica en su artículo diecinueve (19):

*“Las personas que realicen las actividades a las cuales se refiere esta ley, deberán hacerlo en forma continua y eficiente, conforme a las normas aplicables y a las mejores prácticas científicas y técnicas disponibles sobre seguridad e higiene, protección ambiental y aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos, la conservación de la energía de los mismos y el máximo recobro final de los yacimientos”*<sup>[8]</sup>

El Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos Gaceta Oficial N° 28.851 de fecha 13 de febrero de 1969 Decreto N° 1.316 indica en su artículo siete (7), el operador debe equipar el pozo de forma tal que sea posible:

- *“Controlar en forma apropiada la producción e inyección de fluidos;*
- *Permitir que las presiones de fondo, tanto en el entubado como en el revestimiento, puedan medirse fácilmente;*
- *Evitar la mezcla de fluidos provenientes de diferentes estratos”.*

Esto indica que debe ser evitado a toda costa el flujo cruzado, convirtiéndose en uno de los aspectos más importantes del diseño de un esquema de producción en conjunto. El Ministerio establece la necesidad de llevar a cabo un monitoreo del comportamiento de las zonas para poder controlar la producción.

En su artículo once (11) también hace referencia a “El operador realizará pruebas de producción en cada pozo al menos una vez al mes, y enviará los resultados de dichas pruebas por escrito al Ministerio.” Esto se refiere solamente a la producción del pozo, pero en realidad la obligación (inclusive por razones técnicas) es de medir la contribución de los yacimientos. Es por ello que uno de los aspectos más relevantes en el diseño de un plan de explotación en conjunto es la capacidad para la distribución correcta de la producción.

#### **3.4.6 Establecimiento de los métodos de estimación**

Estos métodos son de carácter técnico y se refieren a la información que debe ser conocida para poder realizar el estudio del yacimiento. Estos métodos pueden ser, el análisis de la declinación, donde se debería contar con cierta información mínima para poder ejecutarlo, como: historia de producción, historia de pozos, porcentajes de factores de recobro y análisis de fluidos. Otro método de estimación es el de balance de materiales, donde se necesita manejar prácticamente la misma información que el método anterior pero sumándole que el factor de recobro debería estar por encima del 5 %. Y por último y no por menos importante, la simulación numérica, para poder ejecutar este método es necesario conocer el modelo geológico, la historia de producción, la historia de presiones, propiedades PVT y propiedades rocas fluido.

La selección de un método u otro de estimación estaría intrínsecamente relacionada con la información con la que se cuenta al momento de desarrollar el proyecto y con el tiempo que se tenga para la ejecución del mismo.

En el caso de éste Trabajo Especial de Grado, el método seleccionado fue el de análisis de la declinación del campo. Ya que se contaba con la información para realizar este tipo de análisis. Cabe destacar que dentro de ésta carpeta no se encontraba la totalidad de la información necesaria, y es por ello se tuvo que realizar algunas estimaciones y algunas validaciones pertinentes.

### **3.4.7 Construcción de las curvas de comportamiento de afluencia (IPR)**

Cada uno de los yacimientos debe poseer una curva de comportamiento de afluencia que permita establecer la capacidad que posee el yacimiento para aportar una tasa determinada en ese momento de su vida y para un pozo específico. Para lograr la construcción de las curvas de afluencia se debe utilizar el método que más se ajuste a la región en estudio, según la información disponible con la que se cuente al momento. En el capítulo número tres, se mostraron las distintas formas posibles para poder realizar la estimación del comportamiento de afluencia.

### **3.4.8 Establecimiento de cronograma de acondicionamiento mecánico**

Esta sección está orientada a establecer, solo si es necesario el cronograma de acondicionamiento de los pozos seleccionados, siempre y cuando se haya establecido realizar algún trabajo de reparación o reacondicionamiento de los mismos. Aquí se delimitará cuanto es el tiempo estimado de planificación y ejecución de los trabajos de workover, y el costo que esto implicaría. De igual manera establecer las pruebas de producción que se realizaran para probar el funcionamiento del trabajo workover realizado. Y tomar en consideración el tiempo de vestida y desvestida del taladro que realizara los trabajos, así como el tiempo de mudanza y transporte.

### **3.4.9 Análisis Económico**

La toma de decisiones sobre un proyecto consta de dos partes: una parte técnica, en la que se determinan las opciones físicas posibles para llevar a cabo el proyecto y una parte económica, en la cual se decide cual es la opción que se va a implementar o incluso rechazar del proyecto. En esta sección del proyecto se deben evaluar variables económicas tales como: Valor presente neto, tasa interna de retorno, tiempo de retorno, relación costo beneficio, ingresos, ganancias y amortización. Entre otros

indicadores económicos que permitirán evaluar la rentabilidad de la propuesta del proyecto de producción en conjunta.

#### **3.4.10 Etapa de monitoreo de la producción en conjunto**<sup>[15,26,27]</sup>

La etapa de monitoreo de la producción en conjunta es una etapa de cumplimiento estrictamente obligatoria, ya que se realiza para cumplir con las condiciones del Ministerio del Poder Popular de Petróleo en lo que concierne a control de yacimientos y control fiscal. Es necesario que los pozos estén equipados adecuadamente para permitir un control efectivo de la transmisibilidad y de la movilidad a medida que va avanzando la producción.

El programa previo de evaluación y el programa continuo de monitoreo debe evaluar; las arenas individuales y la compatibilidad de los fluidos. El equipo a instalarse y su programa de uso deben permitir valorar para los yacimientos las presiones estáticas y fluyentes antes y después de la producción en conjunto. La toma sistemática de estas presiones estáticas y fluyentes bajo la producción mezclada se utilizara para el monitoreo del índice de productividad “compuesto” correspondiente al sistema del que proviene la producción en conjunto. El programa de monitoreo debe incluir y especificar la frecuencia de mediciones de caída y de restauración de presión, con miras a lograr las condiciones de control de producción de los yacimientos, lo que a su vez permitirá el control fiscal. Existen casos donde se presentan dudas acerca de las características a largo plazo de los fluidos de yacimientos que se van a producir de manera mezclada, para solucionar esto el operador debe indicar si las propiedades PVT se obtendrán utilizando propiedades sintéticas estimadas de muestras de superficie o si se tiene estipulado programar la toma de alguna muestra de fondo y la ejecución de ensayos de laboratorio.

Actualmente existen diversas formas de distribución de la producción de un sistema en conjunto, cada una está asociada a un porcentaje de incertidumbre y los costos son de igual manera muy variables. A continuación se hará mención de tres herramientas

que permiten lograr el monitoreo de un yacimiento bajo el esquema de producción en conjunto.

### 3.4.10.1 Distribución aplicando el Método de Transmisibilidad<sup>[15,26,27]</sup>

Es la forma más sencilla de distribuir la producción en conjunto, consiste en asignar un porcentaje del total a cada arena, basado en la relación de capacidad de flujo del intervalo contra la capacidad de flujo total. Este método supone; flujo incompresible, fluidos de igual composición y en condiciones de presión y temperatura iguales, que las pérdidas de presión en la tubería son despreciables y que el pozo no tiene daño.

Según la ley de Darcy para la tasa de flujo se tiene:

$$q_o = \frac{k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu \beta_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}$$

Ecuación 20 Ley de Darcy

La proporción de aporte de cada yacimiento será igual a la tasa de ese yacimiento dividido entre la tasa total del sistema, tomado como la sumatoria de todas las tasas. Al extraer y anular los factores comunes, queda solo la capacidad de flujo de la arena entre la sumatoria de las capacidades de todos los intervalos produciendo conjuntamente.

$$\%deAporte = \frac{q}{q_t} = \frac{\left\{ \frac{k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu \beta_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right] } \right\}_i}{\sum \left\{ \frac{k_o h (p_e - p_{wf})}{\mu \beta_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right] } \right\}_i}$$

Ecuación 21 % de aporte según Darcy

$$\%deAporte = \frac{Kh}{\sum Kh}$$

Ecuación 21 Ecuación de distribución de aporte

Todo esto bajo la suposición de que el diferencial de presiones (Pe-Pwf) de todas las arenas es idéntico. Al multiplicar la tasa total por la fracción resultante de la operación anterior se obtiene la tasa de cada yacimiento. Este método no genera costos adicionales y no se necesita el uso de herramientas que puedan quedarse en el pozo causando obstrucciones. Sin embargo, posee una alta incertidumbre y por ende debe ser utilizado sólo en aquellos casos en que se produce conjuntamente por error y es necesario distribuir la producción acumulada sin tener más datos.

La certidumbre de este método aumenta si para cada yacimiento se conoce la composición de los fluidos, se toman en cuenta los radios de drenaje en cada yacimiento, y se trabaja en función de los flujos máxicos de cada intervalo, resultado de las caídas de presión de cada yacimiento y las propiedades físicas de cada fluido.

### 3.4.10.2 Distribución aplicando el Método de PLT<sup>[11,12,15,26,27]</sup>

El segundo método de distribución de la producción está basado en los registros de producción PLT (Production Logging Test). Estos registros tienen dos objetivos específicos, diagnóstico de problemas en los pozos y monitoreo del yacimiento. Al igual que todos los registros que son usados en la industria petrolera, los registros PLT constan de un conjunto de herramienta que se usan para lograr las mediciones directas e indirectas que deben ser interpretadas mediante correlaciones. Dichas herramientas se mencionan a continuación:

- La primera categoría la componen las herramientas que miden **tasa de flujo**. En esta categoría entran los medidores de flujo que trabajan mediante hélices (flowmeters) y los trazadores radioactivos (RA tracers). Los “flowmeters” miden la velocidad de giro de las aspas, generado por el paso del fluido a través de ellas, mientras que los “RA tracers” miden la velocidad a la que viaja un fluido marcador a través de una distancia conocida.
- En la segunda categoría de instrumentos se encuentran aquellos utilizados para determinar qué **fluidos** y en qué proporción se encuentran presentes en un determinado punto de la tubería (determinación de “holdups”).
- El primero de estos instrumentos es el gradiomanómetro, el cual mide la diferencia de presión que hay entre una distancia corta definida (dos pies). En un pozo vertical (sin pérdidas significativas por fricción) esta diferencia es directamente proporcional a la densidad de los fluidos.
- El segundo de los instrumentos de esta categoría es un medidor de absorción de rayos gamma. En la base de este instrumento se sitúa una fuente radioactiva, y en el tope se encuentran unos detectores que miden la radioactividad no absorbida a la salida del instrumento. En este caso, el logaritmo de la actividad detectada es inversamente proporcional a la densidad de los fluidos.

- El último instrumento de esta categoría es la hydrotool que es una herramienta que se usa para realizar mediciones de la resistividad de los fluidos en el pozo. Esto permite discernir el porcentaje de agua presente.
- En el caso de crudos pesados, donde no se observa mucha diferencia de densidad entre el crudo y el agua, se recomienda el uso de ésta herramienta. Si además hay gas presente, se debe correr al mismo tiempo el hydrotool y un instrumento que permita determinar la densidad.
- En la tercera categoría entran la clase de instrumentos que permiten determinar las características PVT de los fluidos en el pozo. En esta categoría se incluyen las herramientas de presión y las de temperatura. El registro de temperatura se utiliza adicionalmente para detectar puntos de entrada de fluido al pozo mediante las señales que se presentan durante la entrada de fluidos al hoyo.
- En la cuarta categoría se encuentran un grupo de registros. Estos son un conjunto de herramientas auxiliares como cámaras de video, detectores de ruido y registros C/O (carbono oxígeno) que sirven para detectar las condiciones de los tubulares (video, ruido), detectar movimiento detrás de los revestidores (ruido) y generar perfiles de saturación de fluidos en las formaciones (C/O). Estos registros se corren en conjunto cada cierto tiempo y luego, según los resultados, se distribuye la producción para cada yacimiento. La principal desventaja de estos registros es su costo (depende de los registros corridos), lo que obliga a correrlos muy esporádicamente, disminuyendo la precisión de la distribución.

#### 3.4.10.2.1 Ventajas del uso de la herramienta de PLT<sup>[11,12,15,26,27]</sup>

- **Tiempo de respuesta:** El tiempo de respuesta de los PLT es menor que el tiempo empleado mediante el uso de geoquímica orgánica. La razón de ello es que estas herramientas llegan a las zonas cañoneadas, miden el flujo de fluidos y generan la respuesta, mientras que en el caso del monitoreo geoquímico, las muestras son tomadas, trasladadas a los respectivos laboratorios, se determina si los crudos puros son diferentes y en caso de serlo se realiza el estudio para determinar el aporte de cada arena que está bajo producción en conjunta.
- **Dependencia de la composición del crudo:** La composición de los crudos puros no interfiere en los resultados obtenidos mediante el uso de las herramientas PLT, puesto que ellas se basan en medidas directas de flujo sobre las zonas cañoneadas, lo cual permite conocer el aporte de cada arena en el momento de la medición, independientemente de la composición química de los crudos que se encuentran produciendo.

#### 3.4.10.2.2 Desventajas del uso de la herramienta de PLT<sup>[11,12,15,26,27]</sup>

- **Alto costo:** El costo de un estudio utilizando estas técnicas es comparativamente mayor que el de los métodos geoquímicos.
- **Daño o pérdida:** Para poder monitorear el aporte de cada arena en una completación conjunta, se deben introducir en repetidas oportunidades las herramientas en el pozo, lo que algunas veces puede resultar en daños a la completación o pérdidas de equipos en el hoyo, lo que por supuesto aumenta los costos de producción del pozo en estudio.

- **Obstrucción mecánica:** Debido a que estas técnicas necesitan de la colocación de una herramienta en la(s) zona(s) cañoneada(s), no se puede emplear cuando existe una obstrucción mecánica en el pozo.
- **Inexactitud de las interpretaciones:** Al realizar la interpretación de los datos obtenidos mediante el uso de la herramienta PLT se puede incurrir en inexactitud en la interpretación, especialmente con los yacimientos trifásicos (crudo, agua y gas).

#### 3.4.10.3 Distribución aplicando el Método Geoquímico<sup>[21,34]</sup>

Otra manera de adjudicar entre los yacimientos individuales la Producción en Conjunto, es mediante métodos geoquímicos (cromatografías). Estos se basan en que crudos de diferentes yacimientos que tienen diferentes composiciones y distintas huellas geoquímicas.

Esto puede ser debido a que:

- Los procesos que afectan la composición una vez que el fluido entra al yacimiento (biodegradación o fraccionamiento evaporativo) no actúan de igual manera en cada yacimiento.
- Diferentes tipos de roca madre, unos de origen continental, deltaico y otros de origen marino.
- El crudo generado en un momento dado por una determinada roca madre difiere ligeramente del petróleo generado en tiempos anteriores y posteriores, debido a cambios en la madurez de la roca y al estar ésta situada en distintos sitios de la ventana de presión y temperatura. Así, el crudo difiere aunque sea generado en una misma roca.

- Puede haber más de una roca madre que contribuya al llenado del yacimiento.

Las diferencias composicionales pueden ser utilizadas para diferenciar la proporción de fluido aportado por cada yacimiento. El procedimiento consiste en la toma preliminar de muestras separadas de cada fluido a ser producido. Estas muestras se denominan miembros finales. Las muestras se analizan para determinar la composición de cada fluido.

Debido a que la composición de las mezclas será una combinación lineal de los miembros finales, se pueden trazar “curvas de mezcla” para cada componente sobre las cuales se debe ubicar el resultado del análisis de composición realizado a las mezclas.

Para corroborar la aplicabilidad de las curvas se mezclan diversas proporciones de cada fluido puro, se realiza el análisis composicional de cada una de las mezclas y se comparan los porcentajes obtenidos mediante la utilización de las curvas con las proporciones para las que se realizó la mezcla. Con los resultados de una prueba posterior que se realice al fluido del sistema, se podrá identificar en qué relación se encuentra presente cada crudo en la mezcla, utilizando las curvas de mezcla.

#### **3.4.10.3.1 Ventajas del método geoquímico**<sup>[21,34]</sup>

- Menor costo que los registros de producción (aproximadamente en una relación de 1:40), lo que permite una mayor frecuencia de pruebas y una distribución basada en datos menos espaciados en el tiempo.
- No interrumpe la producción.
- Puede ser usado en cualquier tipo de pozo, con cualquier método de bombeo.

- Es un proceso rápido en todos sus elementos (muestreo, análisis de resultados).
- No requiere el uso de herramientas en el fondo del pozo, evitando el riesgo de la pérdida de alguna de estas.

#### **3.4.10.3.2 Desventajas del método geoquímico<sup>[21,34]</sup>**

- Producción intermitente: la producción intermitente de los pozos puede limitar la aplicabilidad de la metodología, puesto que puede fraccionar la composición de la fracción liviana (C15-) y por lo tanto el cálculo del aporte de cada arena sería erróneo. La manera de corregir este problema sería tomar muestras en diferentes momentos de la producción del pozo y calcular el aporte de cada arena utilizando para ello un promedio de todas las muestras tomadas. Para ello, se debería realizar un estudio que determine cuantas muestras son necesarias para establecer con exactitud el aporte de cada arena en una Producción en Conjunto e intermitente.
- Requiere el análisis del gas de inyección para ser utilizado en pozos con levantamiento por gas y es sensible a los cambios en la composición del gas utilizado.
- No toma en cuenta los cambios de composición que ocurren en el yacimiento durante la producción. Para atenuar el efecto de este problema, usualmente se trabaja con las fracciones más pesadas del crudo.
- Similitud de los crudos: Si los crudos puros son composicionalmente semejantes no se puede aplicar esta técnica para determinar el aporte de cada arena a la Producción en Conjunto.

Todos los procesos descritos en esta última sección se presentan en un flujograma de trabajo y monitoreo para la elaboración de un proyecto con producción conjunta que se muestra a detalle en el apéndice B.

## **CAPÍTULO IV**

### **RESULTADOS Y ANÁLISIS**

#### **4.1 Aplicación de la metodología propuesta para los campos A y B**

##### **4.1.1 Ubicación de los campos**

En este Trabajo Especial de Grado se trabajó con dos campos petrolíferos ubicados en el área mayor de Oficina en la cuenca oriental, estos campos fueron denominados “Campo A” y “Campo B”.

El campo A se encuentra ubicado en el Oriente de Venezuela, al suroeste de la ciudad de Maturín y a la ciudad del Tigre. Se extiende por los estados Monagas y Anzoátegui, respectivamente. La explotación del área comenzó en el año 1954. Éste proyecto estuvo enfocado en la reactivación de varios pozos, donde su producción estaba ligada específicamente a determinadas arenas, que más adelante se explicará a detalle cuales arenas fueron y porque fueron seleccionadas. Como dato resaltante y de interés, se tiene que la mayoría de éstas arenas fueron producidas como unidades de explotación. Cuando se habla de unidades de explotación es porque no se determina comunicación hidráulica entre las arenas que conforman el yacimiento, pero se establece compatibilidad en los fluidos, en los comportamientos de presión y producción. Para la mayoría de los pozos seleccionados en el campo A fueron producidos como zonas independientes simultáneamente con mezcla de fluidos en superficie. Este esquema entra en la categoría de producción en conjunto en su forma más amplia, pues aunque los yacimientos son producidos simultáneamente por un solo pozo, el uso de dos sartas de producción podría hacer pensar que se trata de la producción de dos pozos que comparten la línea de producción. Es importante resaltar

que no todas las arenas de este campo fueron o son producidas bajo este esquema sino que existen sus excepciones.

El campo B se encuentra ubicado en lo que se conoce como el Área Mayor de Anaco. Específicamente en la provincia geológica de la Cuenca Oriental de Venezuela (Subcuenca de Maturín) y ocupa parte de los estados de Anzoátegui y Monagas. Iniciando la producción de este campo en 1971. Éste proyecto se enfocó en el estudio de las arenas T y U, que juntas conforman una unidad hidráulica.

Con la información disponible se identificaron doce unidades de flujo. Estas unidades de flujo están formadas por paquetes de arenas que presentan diferentes grados de comunicación hidráulica entre sí. La comunicación entre ellas es a través de la zona de petróleo y/o el acuífero. La comunicación hidráulica presente en este campo, tiene dos orígenes, estructural y estratigráfico. El primero se debe a las fallas secundarias que debido a su bajo rechazo y a que no son sellantes, conectan arenas entre sí. Las conexiones del tipo estratigráfico se deben a canales que atraviesan distintas arenas depositadas bajo el ambiente de barras. Las unidades hidráulicas se definen como arenas con comunicación de fluidos vertical u horizontal, que por ende, poseen características similares en los tipos de fluidos, sus declinaciones de presión y sus comportamientos de producción.

#### **4.1.2 Selección de los pozos**

A continuación se detallan los criterios que fueron evaluados y las características que predominaron en cada uno de los campos para seleccionar los pozos que representaban un potencial prospectivo para colocar en marcha éste proyecto.

## **CAMPO A**

En cuanto a la selección de los pozos a trabajar en el campo A se revisó la carpeta con la historia de pozos suministrada, que contenía información de cuando fueron los pozos perforados por primera vez, la profundidad objetivo de los mismos, los registros eléctricos que se corrieron y cada una de las pruebas de presión y de producción que se realizaron. Una vez analizada esta información, de los once pozos que estaban en la carpeta se evaluó cuáles de estos no presentaban problemas operacionales severos y que contaban con una historia de producción buena. Estos pozos sumándole la revisión de la carpeta de registros eléctricos que se poseía en el momento, se estableció la selección de aquellos que poseían espesores de arena atractivos económicamente rentables.

En una primera revisión de estos once pozos, se seleccionaron cuatro de ellos para el campo A (A-3, A-5, A-7 y A-8) siendo estos los que presentaban buenos datos de producción, con un crudo de buena calidad y un buen potencial de producción. A partir de allí se prosiguió a realizar una revisión más detallada y exhaustiva, encontrándose un mapa estructural e isópaco donde estaba la ubicación exacta de los pozos. Ahí se pudo constatar que en el pozo A-5 había un alto riesgo geológico, ya que se encontraba en una rampa estructural. Son conocidas como rampas estructurales o rampas de paso aquellos tipos de estructuras de transferencia de desplazamiento entre segmentos de una falla superpuestos. Éstas pueden ser estructuras importantes para un yacimiento de petróleo. Desde el punto de vista exploratorio, las rampas pueden causar la comunicación (migración de fluidos). Y formar una trampa para fluidos siempre y cuando que la falla a la cual estén asociadas sea del tipo sellante. Por su capacidad de ser medio de transferencia, durante la etapa de producción pueden ser un camino abierto para la producción de agua y de los demás fluidos que se encuentren dentro del yacimiento. Éstas a su vez pueden

contener innumerables estructuras subsísmicas que según su porcentaje de madurez pueden causar problemas a los pozos colocados cerca o en ésta misma estructura.<sup>[14]</sup>

La rampa estructural al momento de que el pozo fue completado, no pudo ser interpretada, puesto que no se contaba con la tecnología necesaria para detectar esta característica geológica y según lo que se pudo observar en el mapa se evidenció la presencia de una falla continua que colocaba a este pozo dentro de ésta misma estructura. Con una sísmica que se realizó y que estaba añadida en la carpeta de pozos se observó que el A-5 estaba ubicado totalmente dentro de la rampa del lado deprimido a la estructura principal, que abarcaban los demás pozos, estando éste por debajo del contacto agua petróleo, pudiendo esto abrirle el camino para que el pozo se disparará con producción de agua. Por supuesto no se puede ignorar que estando el pozo justamente en la rampa y sumándole todas las estructuras subsísmicas, esto aumentaba el riesgo operacional y se decide no proponer una reactivación de ese pozo. Por consiguiente la propuesta de reactivación se cambió al pozo A-11, ya que este estaba mejor posicionado estructuralmente.

Seguidamente se encontró que el A-7 presentó un colapso de revestidor en la última intervención que se hizo, esto significa nuevamente un alto riesgo operacional, ya que los trabajos para solventar los colapsos de revestidor son en la mayoría de los casos infructuosos. Pudiendo tener como posibles causas; una mala cementación y esto ocasiona un respaldo incorrecto del revestidor, o también pudo haber una falla realizando el diseño de los revestidores, o finalmente que se haya dado un uso distinto al pozo, para el cual éste fue diseñado. Y las operaciones que implican solventar un problema de revestidor colapsado son prácticamente ineficaces, al sacar el revestidor el pozo se derrumba. Es por ello se propone perforar un nuevo pozo A-7a cerca del pozo A-3, estructuralmente hacia arriba y en la misma profundidad donde se conoce que se encuentra las arenas objetivo, buscando que éste nuevo pozo muestre un comportamiento similar a este último mencionado.

También se consideró estos pozos debido al número de reservas recuperables con que contaban. Se evaluó también el pozo A-10 a través de su registro eléctrico observando que sus espesores competían con los demás pozos seleccionados y que estos podrían representar un potencial económicamente bastante atractivo. Es por ello que la selección final de los pozos a trabajar en el campo A quedó de la siguiente manera: Fueron seleccionados los pozos A-3, A-7a, A-8, A-10 y A-11 para el plan de reactivación.

En la figura 10 se muestra la ubicación de los pozos seleccionados en el mapa estructural isópaco del campo A.

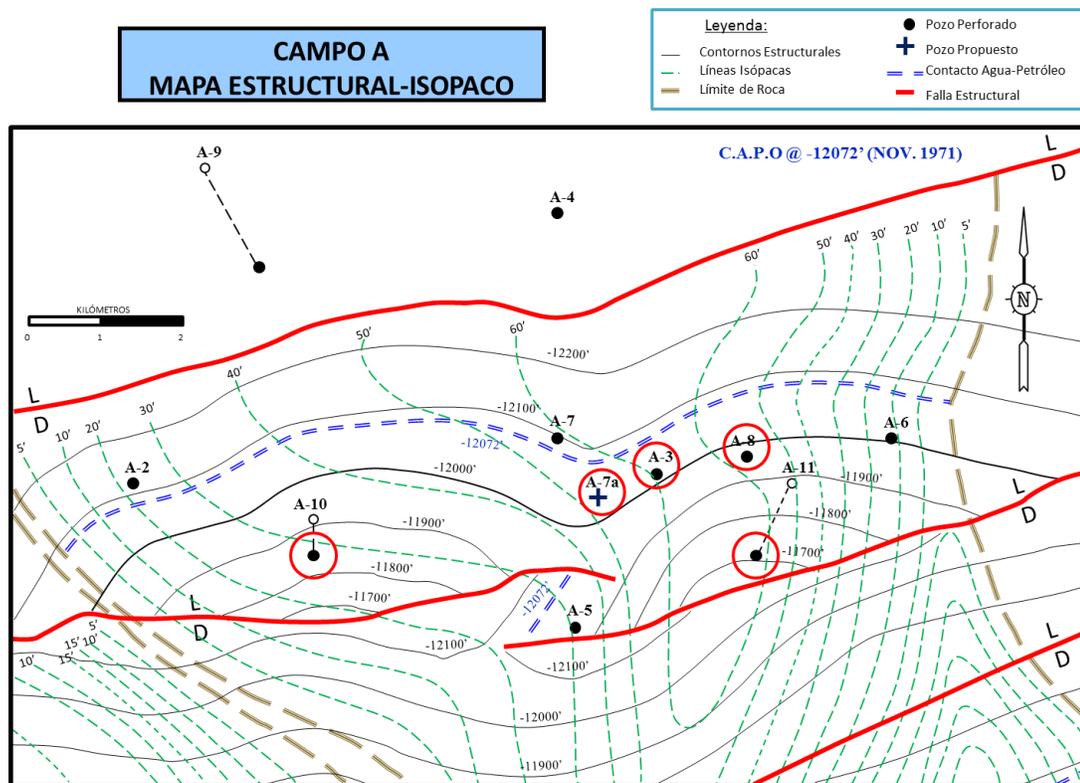


Figura 10 Mapa estructural- isópaco del campo A

La tabla 12, muestra las reservas remanentes por pozo – arena, establecidas por la operadora hasta el año 2010.

Tabla 12 *Características de selección para cada pozo*

<b>POZO</b>	<b>ARENA</b>	<b>Espesor (pies)</b>	<b>Reservas (MBIs)</b>
<b>A-7</b>	R1	40	8391
	R3-R2	130	1513
<b>A-3</b>	R0-R1	50	13984
	R3-R2	17	1513
<b>A-7a</b>	R1	45	8391
	R3-R2	73,5	1513
<b>A-8</b>	R1	19	8391
	R3-R2	78	1513
<b>A-10</b>	R4L-S1	28	11384
	TL	8	2441
<b>A-11</b>	S4	30	1407
	TU	48	
	TL	30	

Es importante señalar que según la información que se tenía en la carpeta de pozos para éste campo mostraba que estos pozos, tanto el pozo A-3, A-7 y A-8 fueron producidos una vez que se agotó la energía natural del yacimiento, a través de un levantamiento artificial por Gas Lift. Dicho LAG se consideró para la propuesta de perforación del nuevo pozo A-7a mientras que los pozos A-10 y A11 estaban siendo producidos a través del levantamiento artificial por Bombeo Electro-Sumergible.

Dichos esquemas de drenaje se decidieron mantener para las propuestas de workover que serán planteadas en éste proyecto de producción en conjunto.

## **CAMPO B**

En el caso del campo B no se contó con la historia de pozos, sino solamente con la carpeta de registros eléctricos en la que existían cincuenta y dos registros para cincuenta y dos pozos distintos. Aquí la selección de los pozos se basó estrictamente en el pay-cutoff, que es el rango de valores mínimos para que un proyecto pudiera ser rentable. En este rango de valores mínimos se evaluó el espesor, la porosidad efectiva, la saturación de agua y el porcentaje de arcillas. En base a esto se seleccionaron los pozos con mayor potencial prospectivos para el proyecto.

Los pozos seleccionados bajo las condiciones antes expuestas fueron seis (B-11, B-19, B-23, B-89, B-516 y B-517) a partir de ahí se empezó a evaluar y a estudiar más a fondo cada una de las características que hacían a estos pozos candidatos protagonistas para plantear alrededor de ellos un proyecto de producción en commingled.

Se revisó la historia de producción de cada uno de los pozos seleccionados y se pudo verificar que para el pozo B-517 no se disponía de ésta información, investigando más a fondo se encontró que este pozo era relativamente nuevo y que por motivos que se desconocen no se poseía la historia de producción, por lo que inmediatamente fue descartado del proyecto, quedando finalmente cinco pozos para proponer su reactivación. Los pozos B-11, B-23, B-19, B-89 y B-516.

En la figura 11 se muestra la ubicación de los pozos seleccionados en el mapa estructural isópaco del campo B.

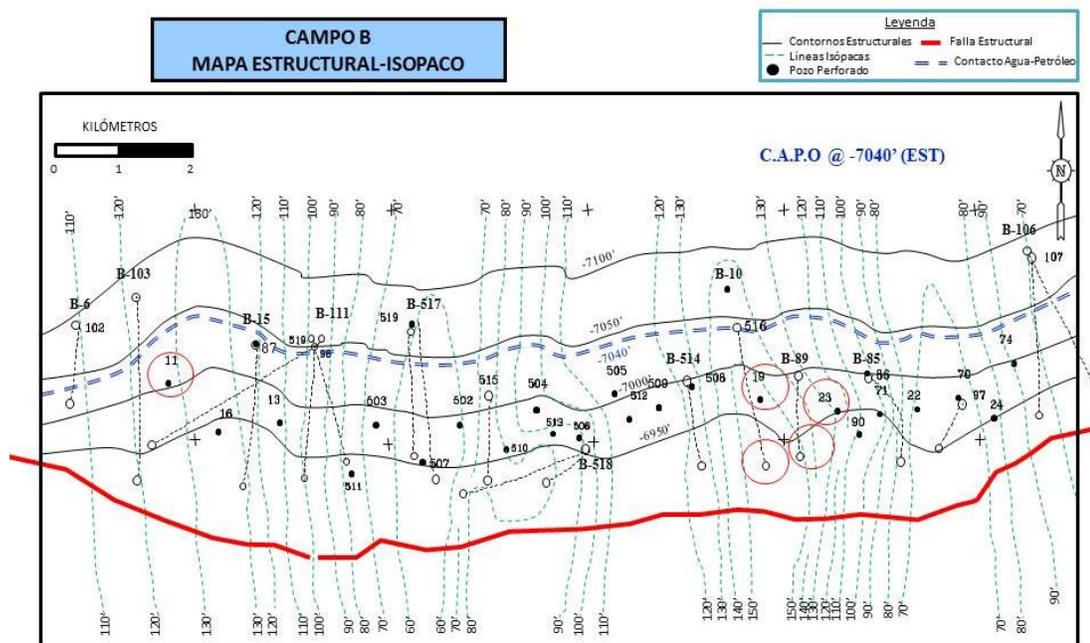


Figura 11 Mapa estructural-isópaco para el campo B

Se consideraron un grupo de criterios en cuanto a porosidad efectiva, saturación de agua y porcentaje de arcilla para la selección de cada pozo candidato, todos estos fueron establecidos por la empresa operadora considerando la rentabilidad del proyecto, los cuales se muestran a continuación en la tabla 13.

Tabla 13 *PayCutOff* seleccionado para cada pozo

PayCuttOff	Porosidad Efectiva Phie (%)	Saturación de Agua Sw (%)	Porcentaje de Arcilla Vcl (%)
Pozos	$\geq 15\%$	$\leq 48\%$	$\leq 34\%$

En la tabla 14 se presentan los seis (6) pozos seleccionados del grupo de cincuenta y dos (52) pozos suministrados, considerando los criterios establecidos en la tabla 13, que los hacen candidatos a la aplicación del proyecto de optimización con commingled, en ésta tabla se presenta el espesor de la arena objetivo así como su porosidad efectiva, saturación de agua y porcentaje de arcilla.

Tabla 14 *Características de selección para cada pozo*

<b>POZO</b>	<b>ARENAS</b>	<b>H (pies)</b>	<b>Sw (%)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Vcl (%)</b>
<b>B-516</b>	T-U	111	0,08	24,5	0,04
<b>B-89</b>	T-U	106	10	22,3	0,01
<b>B-23</b>	T-U	74	16,4	19,8	0,06
<b>B-11</b>	T-U	32	24,5	20,6	0,1
<b>B-19</b>	T-U	64	19,5	20,9	0,05

Una característica importante a resaltar es que se pudo corroborar que no existía la posibilidad de flujo cruzado en las arenas de ninguno de los dos campos, ya que el diferencial de presión en ambos casos era menor al 100 lpc. Recordando que para que pueda existir un flujo de este tipo el diferencial de presión debería ser mayor a 500 lpc.

Por último, que según la información que se poseía para éste campo en cuanto a su forma de completación, encontró que los cinco pozos seleccionados venían siendo

producidos una vez que se agotó la energía natural del yacimiento, a través de un levantamiento artificial por Bombeo Electro-Sumergible.

### **4.1.3 Estimación de las curvas de declinación de los campos**

Las curvas de declinación de producción son usadas ampliamente en todas las zonas productoras de la industria petrolera para evaluar cada pozo en forma individual, estudiar el comportamiento actual del campo y predecir el futuro. Para estimar la declinación de los campos que se trabajan en éste proyecto se usó la declinación exponencial, usando el índice efectivo,  $b$ , el cual se define como la diferencia en la tasa de producción en un período de tiempo específico entre la tasa inicial de ese período. Usualmente se refiere a un año o a un mes. Con este índice se estableció el comportamiento de declinación para el campo en general y para el estudio individual de los pozos. Se utilizó un modelo de declinación exponencial pues es el modelo más conservador de los tres expuestos en el capítulo número dos, no se utilizó el que teóricamente mejor ajusta (declinación hiperbólica) pues se debe conocer muy bien las características de la declinación y tiende a ser asintótica al final aportando un mayor número de reservas en el comportamiento lo que se traduce en un criterio muy optimista en términos de la declinación.

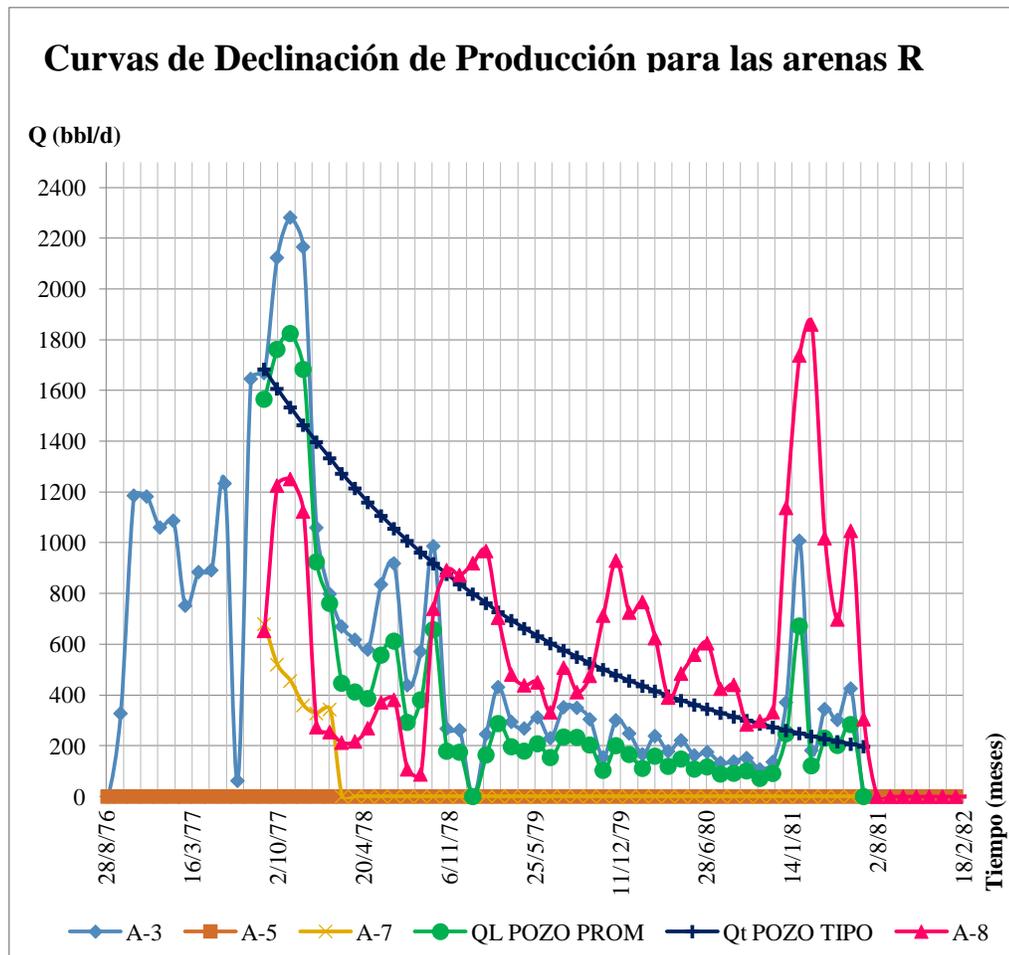
Para cada campo, tanto el campo A como el campo B se realizaron curvas de declinación de producción, para estudiar su comportamiento, y predecir la tasa a la cual declinarían a medida que se drenará el mismo y la presión fuese decreciendo. Adicionalmente, para cada pozo se estimó como período representativo, aquel que no estuviera afectado por cierres de producción del pozo, es decir, que estuviera afectado por declinación mecánica y haya evidenciado la declinación del yacimiento. Éstas curvas fueron diseñadas para obtener una declinación promedio de un pozo “tipo” que describía como se iba a comportar el campo a futuro.

## **Campo A**

Para el campo A se decidió trabajar con el paquete de arenas R ya que éstas eran unas de las que presentaban mayor potencial de producción y de las cuales se tenía muchísima más información en cuanto a la historia de producción. Seguidamente se tomó en consideración la tasa de producción de líquido de las arenas R0, R1, R3-2, en vista de que al momento de realizar la estimación de curva de afluencia es necesario conocer obligatoriamente el aporte de líquido. Por ello se consideró la producción líquida o total (petróleo - agua).

Como referencia se tomaron los datos históricos que estaban contenidos en la carpeta de información con la cual se contaba. El histórico de producción comprendía desde el año 1974 hasta el año 2001 específicamente para el pozo A-3. Dichos datos fueron graficados aplicándoles un modelo exponencial para predecir el comportamiento futuro que tendría este pozo en el proyecto que se propone en éste Trabajo Especial de Grado.

Finalmente se obtuvo la modelación de la declinación exponencial y se cotejó que mostraba un comportamiento similar de la producción en el intervalo seleccionado. A continuación se muestra en la figura 12 la declinación de producción para los pozos A-3, A-7 y A-8 los cuales produjeron del paquete de arenas R.



*Figura 12* Curvas de declinación para las arenas R

Para realizar la estimación del caudal máximo de estas arenas, las cuales a travesaban los pozos A-3, A-7, A-8, se identificaron de la historia de producción, la tasa inicial al momento de poner en producción el pozo, la tasa de cada intervalo donde se abrió nuevamente a producción y la tasa cúspide donde iniciaba la declinación en éste intervalo. Cabe resaltar que la producción en estos pozos no fue continua sino que por el contrario fue intermitente, es por ello, que se decidió tomar la tasa máxima en estos intervalos. Finalmente, quedaron seis caudales con lo que posteriormente se aplicó una media armónica siendo esta según la literatura la que mejor se ajusta a promedios de caudales. En conclusión quedó establecida la tasa máxima para éste pozo y de la misma manera se estableció para los demás pozos.

En la Tabla 15 se muestran las tasas máximas estimadas para cada uno de los pozos involucrados en esta sección del proyecto.

Tabla 15 *Tasas estimadas para los pozos del campo A*

POZO	Qo (Bbl/d)	Qliq (Bbl/d)
A-3	328	585
A-7a	370	658
A-8	206	568

En la figura 13 que se muestra a continuación la curva de declinación del pozo A-3, para el proyecto que se sugiere en éste trabajo. Ésta tiene como tasa inicial la que fue estimada a través de la declinación exponencial, realizada para cada pozo. Esta grafica es tomando en cuenta las proyecciones que se supusieron para los cuatros años que se pretende que dure este proyecto de optimización.

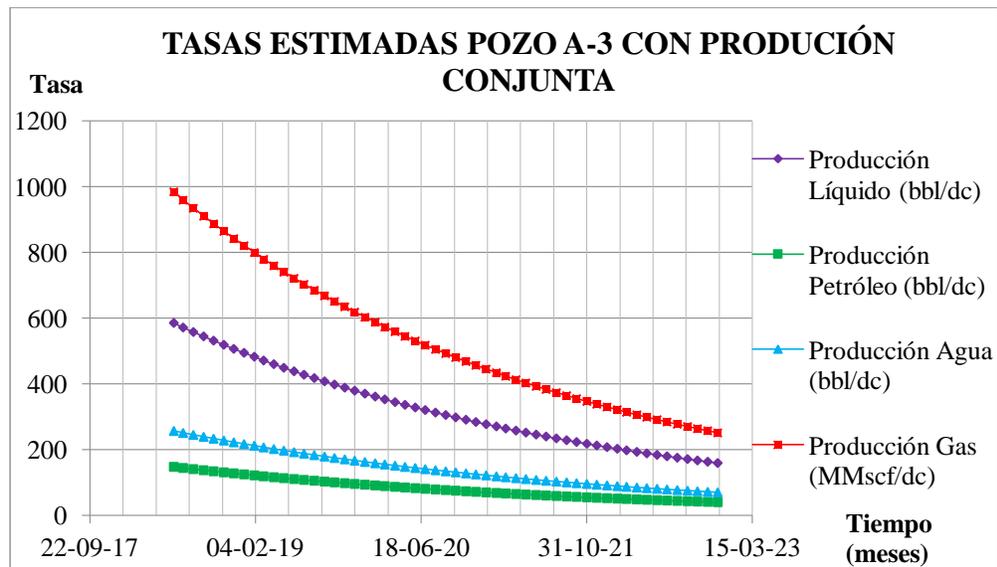


Figura 13 Tasas estimadas Pozo A-3 con producción en conjunto

Adicionalmente se consideraron las tasas de producción de agua, gas y petróleo para en efecto cotejar cuál de los pozos tendría el mayor aporte de agua, petróleo y gas, a fin de que en el momento de diseñar en el proyecto, se conozca de antemano, cuál de estos tendría irrupción más temprana de algunos de estos tres fluidos y de ésta manera poder conocer de cada una de ellas el aporte que esta ofrecería. Dichos comportamientos se muestran en la sección de apéndices A.

Se tuvo un caso especial en pozos A-10 y A-11 ya que estos no produjeron de las arenas R, y por ello se buscó asignarles una producción. Para esto se realizó una declinación de un pozo tipo, considerando los pozos A-3, A-7 y A-8 que si contaban con un histórico de producción en estas arenas. Sin embargo, al realizar un estudio más exhaustivo de la carpeta de pozos se encontró que la arena R1 en ambos pozos irrumpió con una producción de gas bastante considerable, es por ello que se decidió nuevamente recurrir al registro eléctrico que se había corrido anteriormente y realizar una vez más el análisis de la arena, reportando que en esta arena solo había presencia de gas por lo cual se decidió descartarla del proyecto.

Por esta razón se decidió cambiar el horizonte en estos dos pozos y se decidió modificar a las arenas que ya históricamente tenían producción en ambos pozos. Se realizó un cambio entonces para el pozo A-10 a las arenas TL- R4-S1, debido al gran potencial prospectivo que se vio en el registro eléctrico, y para el pozo A11 se decidió mantener el esquema de producción que trataba a las arenas TU-TL-S4 como unidades hidráulicas ya que en estudios previos se había demostrado que existe comunicación hidráulica entre estas tres arenas, encontrándose prácticamente suprayacente una de la otra.

En la Tabla 16 se muestran las tasas máximas estimadas para cada uno de los pozos involucrados en esta sección del proyecto: pozos A-10 y A-11.

Tabla 16 Tasas estimadas para los pozos del campo A

POZO	Qo(Bbl/d)	Qliq(Bbl/d)
A-10	373	698
A-11	489	1680

En la figura 14 se muestra el comportamiento de las tasas estimadas de producción para los diferentes fluidos que están dentro del yacimiento. La tasa de líquido se mantiene constante ya que este pozo estará produciendo con BES, durante el proyecto de producción en conjunto.

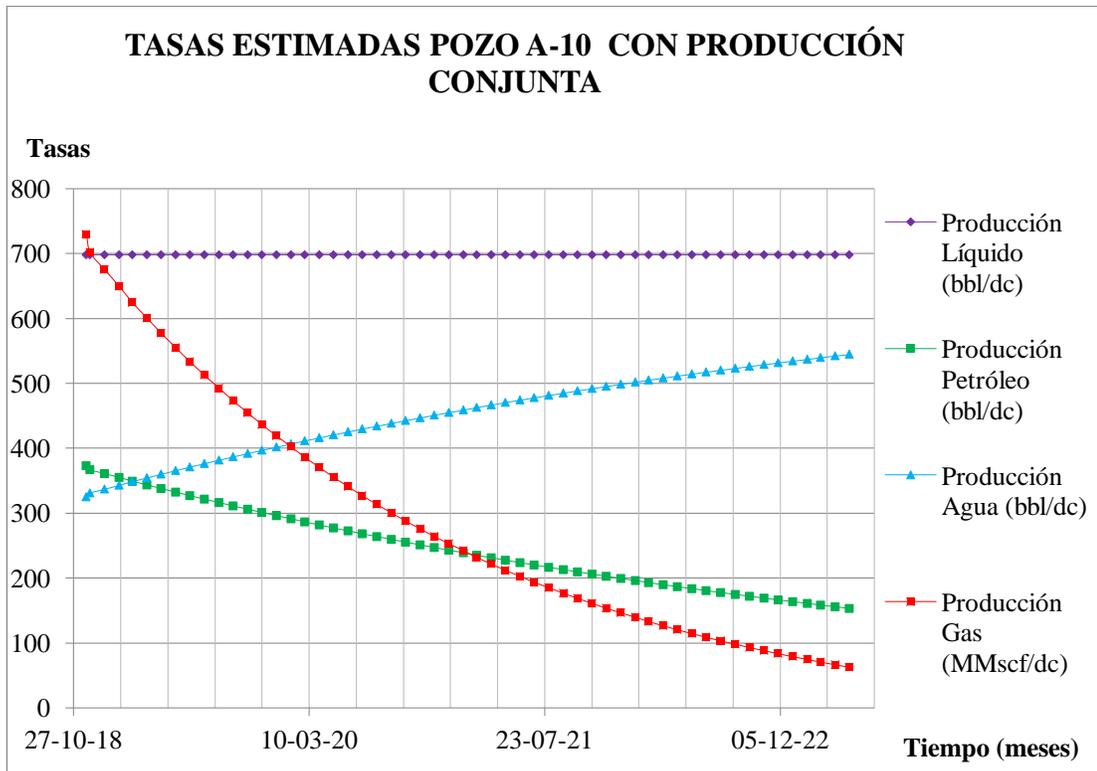


Figura 14 Tasas estimadas pozo A-10 con producción en conjunta

Para calcular el aporte de fluidos, se tomó los intervalos, en el caso del pozo A-3 donde las arenas R1 y R3 producían simultáneamente. En base a eso se tomó el aporte individual de cada arena y se dividió entre la producción total, que fue la suma de las dos producciones de cada arena y se multiplicó por 100, para así encontrar un porcentaje de aporte. Finalmente, se obtuvo un promedio para verificar cuál de ellas tendría el mayor aporte de las dos arenas. Esto permitió establecer el aporte con el cual contribuirían éstas arenas al momento de diseñar el posible comportamiento de los pozos durante la ejecución del proyecto. En el apéndice A se muestran las gráficas de aporte histórico de agua, gas y petróleo para los pozos (A-3 y A-8) seleccionados en éste campo.

## **Campo B**

En cuanto al campo B se tuvo que el único pozo que produjo anteriormente de la unidad hidráulica TU fue el pozo B-516, en base a éste, por ser el pozo modelo y con las mejores características petrofísicas y de producción se estimaron tasas de producción de petróleo para los demás pozos restantes, ya que estos aunque tenía una larga historia de producción, esta no era de la unidad hidráulica TU sino por el contrario de otras unidades hidráulicas. Trabajar en base al pozo B-516 permitió conocer su comportamiento de producción y establecer una relación de producción con los demás pozos. Cabe destacar que estos pozos se encuentran perforados y completados muy cerca unos de otros, con una distancia entre ellos de no más de un kilómetro. Con excepción del pozo B-11 que se encuentra un poco más retirado de este paquete de pozos.

Una vez establecida la tasa máxima de producción del pozo B-516 se procedió a calcular un factor que permitió a estimar la tasa de producción de los pozos restantes seleccionados.

Esta tasa máxima del pozo B-516 se estimó de la siguiente manera: Se tomó el caudal inicial al momento de abrir la arena a producción por primera vez. Se dio el caso de que el pozo fue cerrado en varias ocasiones para realizar pruebas de presiones, luego de esos cierres y aperturas se tomó la tasa máxima de estos intervalos. Una vez totalizadas todas esas tasas para cada uno de esos intervalos de tiempo se procedió a realizar el mismo procedimiento que se efectuó para el campo A. Se calculó una estadística (media armónica) con dichos valores. Se utilizó la media armónica puesto que según la literatura esta es utilizada preferiblemente para estimar caudales/velocidades. Una vez obtenida esta media se logró obtener un valor definitivo para caudal que aportaba el pozo modelo B-516. Dicho valor posteriormente fue analizado y se concluyó que era un valor totalmente acorde con el comportamiento de producción histórico de este pozo.

Partiendo de esto con la tasa máxima de producción del pozo se prosiguió a calcular las tasas restantes para los pozos vecinos que aún faltaban por asignarles un caudal. Para ello, según el conocimiento geológico que se tenía, a través del mapa estructural donde se podía observar la ubicación de cada uno de los pozos, con sus respectivas profundidades asignadas, se constató que el pozo B-516 se encontraba a una profundidad más somera que sus demás pozos vecinos (exceptuando al pozo B-11 ya que se encuentra mucho más retirado de las inmediaciones del B-516, es por ello que las estimaciones con éste pozo presentan mayor grado de incertidumbre, pero aun así no se descartó del proyecto ya que este presenta muy buen potencial de producción). Se estableció como premisa que por estar este en un alto estructural que tendría un aporte mayor de producción. Partiendo de ésta premisa se estableció que los demás pozos vecinos contribuirían con un potencial menor al pozo B-516. Para estimar el factor que permitiría establecer un caudal para estos pozos se usó una de las características geológicas más resaltantes y determinantes con las que se contaba, como lo fue el espesor.

Ya que se estableció que los pozos restantes tendrían un menor potencial al del pozos B-516, éste factor se calculó dividiendo cada uno de los espesores de la arena de los pozos entre el espesor del pozo B-516 que cabe destacar era el de mayor magnitud de los cinco pozos. Luego de calculado este valor se multiplico por el caudal máximo del pozo B-516 y se obtuvieron los caudales estimados para cada uno de esos pozos vecinos.

En la tabla 17 se muestran las tasas máximas estimadas para cada pozo, según el factor de espesor considerado.

*Tabla 17 Tasas estimadas para los pozos del campo B según el factor de espesor*

<b>Pozo</b>	<b>H(pies)</b>	<b>Factor de espesor</b>	<b>Qo (Bbl/d)</b>	<b>Qliq (Bbl/d)</b>
B-516	111	-	388	2643
B-89	106	0.9549	371	2524
B-23	74	0.6666	259	1762
B-19	64	0.5765	224	1524
B-11	32	0.2882	112	762

En la figura 15 se muestra la declinación total para el pozo B-516 justamente en el intervalo de tiempo cuando la unidad hidráulica T-U estaba abierta a producción.

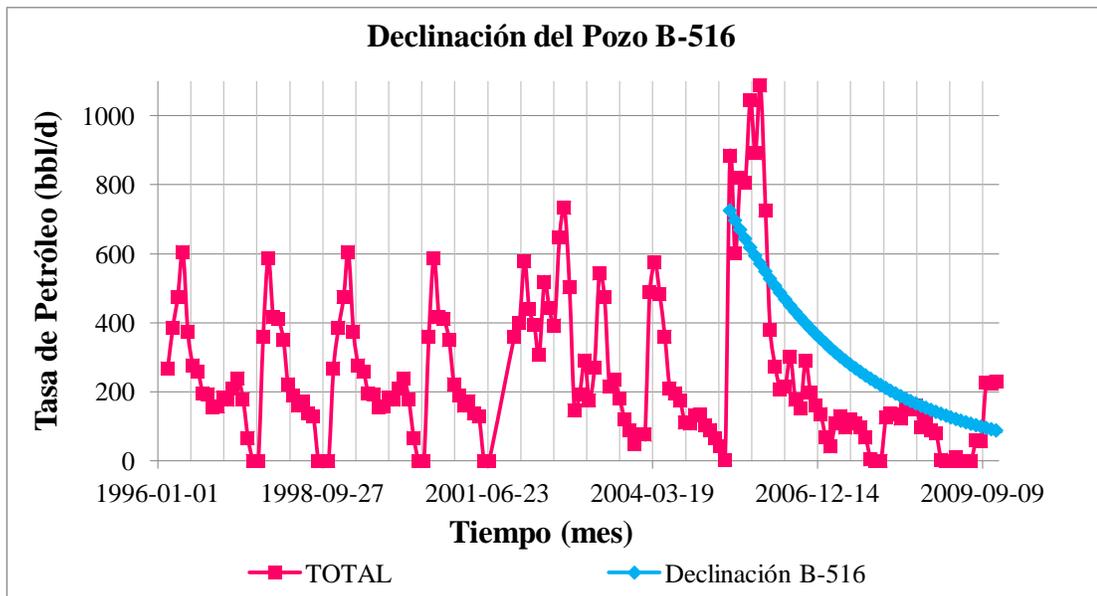


Figura 15 Declinación del pozo B-516

En la figura 16 se muestra el comportamiento las tasas estimadas de la producción para los diferentes fluidos que están dentro del yacimiento. Se observa como la tasa de líquido se mantiene relativamente constante ya que este pozo estará produciendo con BES. Es por ello, que se fija un caudal constante de líquido para éste fluido en el proyecto de producción en conjunto.

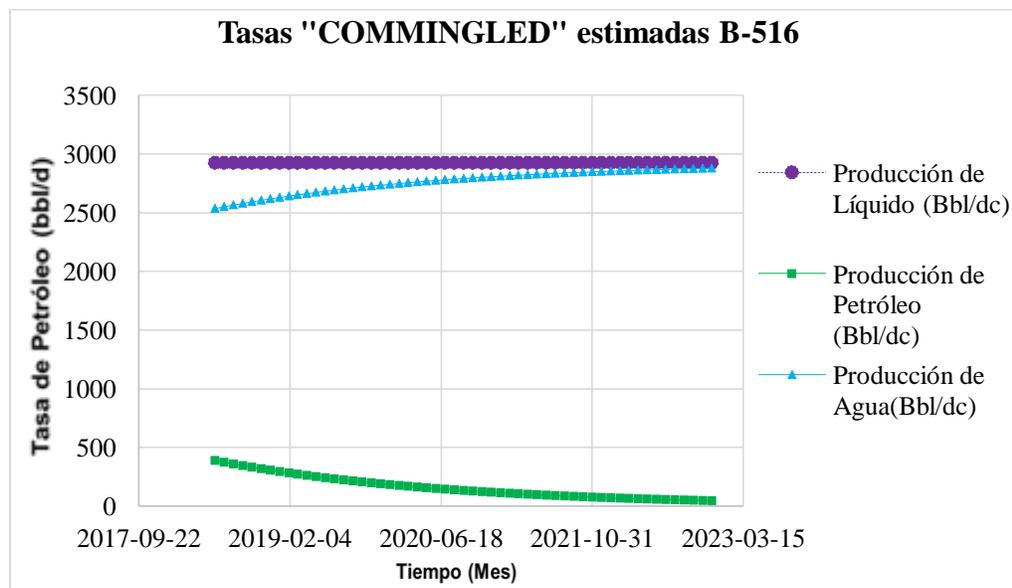


Figura 16 Tasa estimada para el pozo B-516 con producción en conjunto

Para realizar la declinación de producción de los pozos B-11, B-23, B-89, B-19 se creó la curva de un pozo tipo, con las producciones de aquellos pozos que si produjeron de la unidad hidráulica T-U, partiendo de esto con la declinación establecida para este pozo tipo, se tomó dicha declinación para hacer una estimación del conjunto de pozos seleccionados. Conjuntamente con ésta declinación y con la tasa que se había estimado a través del factor de espesor, se obtuvo finalmente el pronóstico de declinación de producción para el paquete de pozos seleccionados en éste proyecto.

En la figura 17, se muestra la declinación de producción en las arenas T-U.

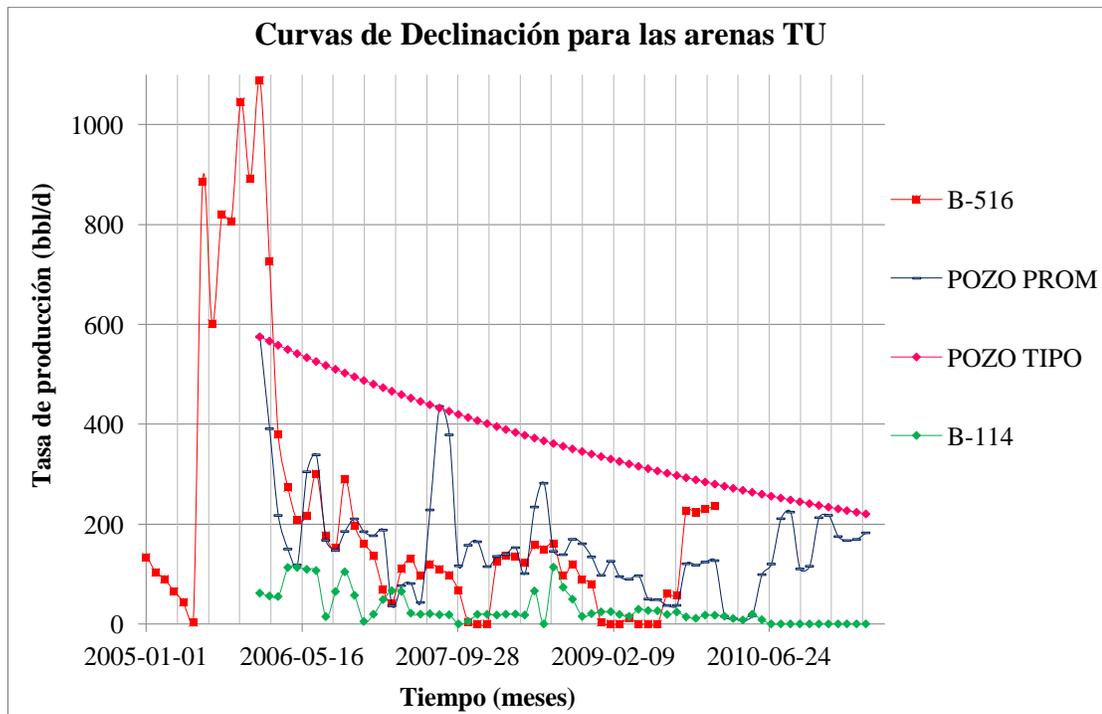


Figura 17 Curvas de declinación arena T-U

Luego de realizar todas las curvas de declinación de producción se obtuvo para cada uno de los campos el total de petróleo producido que podrían aportar estos trabajando bajo el esquema de producción en conjunto.

En la tabla 18 se muestra un resumen de dichos valores de petróleo producido para cada campo y detallados para los pozos que fueron seleccionados.

Tabla 18 *Petróleo producido para cada campo*

<b>POZO</b>	<b>Petróleo Producido Np (MBbl)</b>
<b>A-3</b>	304.06
<b>A-7a</b>	224.44
<b>A-8</b>	175.71
<b>A-10</b>	407.67
<b>A-11</b>	572.25
<b>Total Np Campo A</b>	<b>1684.13</b>
<b>B-516</b>	264.92
<b>B-89</b>	419.44
<b>B-23</b>	292.82
<b>B-19</b>	253.25
<b>B-11</b>	126.62
<b>Total Np Campo B</b>	<b>1357.05</b>

Las reservas con las cuales se trabajó en esta investigación son del tipo probadas no desarrolladas, ya que necesitaron de la implementación de métodos de RA/RC para poder ser producidas. En el caso del campo A, la determinación del petróleo producido por pozo, puede ser debidamente controlada ya que se conoce el porcentaje de aporte de cada arena, según el análisis de producción que se le realizó a este campo, permitiendo esto fiscalizar la producción de los pozos una vez que este el fluido en superficie. Todo esto está establecido para los pozos A-8, A-3, A-7a y A-10, que producen bajo el esquema de unidades de explotación. En cuanto al pozo A-11 donde se produjo a través de unidades hidráulicas y que no se conoce si está registrado en el libro de reservas del Ministerio como unidad hidráulica, se sugiere en cuanto a la regulaciones, que se presente un mapa donde se encuentren unificadas las arenas que atraviesa éste pozo, con soporte de registros eléctricos y la verificación de la conexión hidráulica para someterlo a la aprobación por parte del Ministerio. Para el caso del campo B, la unidad hidráulica T-U ya está establecida en el libro de reservas del Ministerio, permitiendo esto que todo el petróleo producido en este campo sea descontado directamente de este libro en cuanto a las reservas remanentes registradas.

#### **4.1.4 Estimación de las presiones de yacimiento y las presiones de burbuja<sup>[3,34,22]</sup>**

Es de suma importancia conocer la presión estática inicial y la presión de burbuja de éste, para saber el tipo de yacimiento con que se está trabajando.

De acuerdo a la presión estática al momento y a la presión de burbuja según sus características, un yacimiento puede ser saturado o subsaturado. Finalmente, es indispensable conocer la clasificación entre estos dos tipos de yacimiento se encuentra el yacimiento en estudio, porque a la hora de estimar las curvas de afluencia para los pozos éste factor es de suma preponderancia y de carácter

obligatorio. Es por ello, que en éste Trabajo Especial de Grado se tuvo que recopilar la información pertinente a estas dos importantes variables.

En cuánto a la presión estática inicial se contó con el dato verificado ya que estaba en el paquete de datos de ambos campos que se tenía a la hora de iniciar la evaluación y diseño del proyecto. En el caso de la presión de burbuja no se contaba con el dato verificado, existía un valor de presión de burbuja para cada campo respectivamente pero no se conocía si era totalmente veraz, por lo cual se procedió a iniciar un proceso de validación del mismo. Estas propiedades normalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo del pozo o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie.

Es por ello, que para realizar la validación de la presión de burbuja se utilizaron ocho correlaciones, las mismas para cada uno de los campos. (Correlación de Standing, Lasater, Vásquez & Beggs, Glasso, Al-Marhoun, Petrosky, Schmidt & Kartoatmodjo y Meneven & Total) Con éstas correlaciones y la data PVT disponible, se realizaron los cálculos pertinentes arrojando una conclusión positiva ya que se lograron validar los datos.

Para el campo A las correlaciones que más se ajustaron, presentando un error de desviación de un 2,08% fue la de Petrosky para las arenas R, aunque las correlaciones de Vásquez & Beggs y Standing presentaron un excelente ajuste con un 4.00% y 6.38% de error de desviación respectivamente. En caso de las arenas S y T la correlación que más ajustó fue la de Schmidt & Kartoatmodjo con un error de desviación de 0.09%. Quedando así el valor de presión de burbuja validado. Permitiendo así concluir que se está en presencia de un yacimiento saturado, puesto que la presión de burbuja es mayor que la presión estática inicial. Esto se corroboró para el paquete de arenas R, sin embargo para los pozos A-10 y A-11 donde el

horizonte es distinto, las arenas TL-R4-S1 y TL-TU-S4 presentaron unas presiones estáticas muchos mayores a las presiones de burbuja, lo que hace inferir que en estos dos pozos el yacimiento continúa estando en estado sub-saturado. En la tabla 19 se resumen los valores de presión de burbuja validados y se comparan con los valores de presiones estáticas actuales para identificar el tipo de yacimiento en estudio.

Tabla 19 *Presiones de burbuja validadas del campo A*

<b>Campo A</b>			
<b>ARENAS</b>	<b>Pe Actual (lpc)</b>	<b>Pb Validada (lpc)</b>	<b>Estado Yacimiento</b>
R	2506	3600	Saturado
S-T	5089	4300	Subsaturado

Para el campo B, la correlación que más se ajustó arrojando un error de desviación de un 0,9% fue la de Schmidt & Kartoatmodjo, aunque las correlaciones de Vazquez & Beggs y Al-Marhoun también presentaron un muy buen ajuste con un 1,52% y un 8,43% de error de desviación. Dándole total validez al dato de presión de burbuja. Permitiendo concluir de esa manera que se tenía el caso de un yacimiento en estado sub-saturado ya que la presión de burbuja aún continuaba siendo menor a la presión estática inicial. La tabla con el resumen de las correlaciones y los datos de yacimiento para estimarlas se presentan en el apéndice C. En la tabla 20 se presentan la presión estática actual junto con la presión de burbuja del campo B donde se identifica que el yacimiento se encuentra en estado subsaturado.

Tabla 20 *Presiones de burbuja validadas del campo B*

<b>Campo B</b>			
<b>ARENAS</b>	<b>Pe Actual (lpc)</b>	<b>Pb Validada (lpc)</b>	<b>Estado Yacimiento</b>
T-U	3160	2134	Subsaturado

#### **4.1.5 Estimación de las curvas de relación de afluencia (IPR) de los pozos de los campos A y B**

Una vez validados los datos de presión de burbuja suministrados, los cuales fueron 3600 lpc para las arenas R del campo A, 4300 lpc para las arenas S y T del campo A y 2134 lpc para las arenas TU del campo B, se procedió a comparar con la presión estática de las arenas objetivo de cada pozo seleccionado según sea el caso, para identificar la etapa que se encuentra el yacimiento, ya sea saturado o sub-saturado, así como identificar el número de fases en cada pozo (monofásico o bifásico), posterior a éste análisis justo con el modelo de mejor ajuste de afluencia del pozo se procedió a realizar las estimaciones correspondientes para observar el comportamiento de la curva validando las tasas máximas estimadas y adicionalmente presentar un rango de actuación en términos de tasa máxima que el yacimiento pudiese aportar una vez ejecutado el proyecto de optimización.

##### **Campo A**

Para el campo A las arenas seleccionadas fueron; R0-1, R1 y R3-2, con pozos propuestos para la producción de éstas; son los pozos A-3, A-7a, A-8, y cuyas presiones estáticas son 2496 lpc, 2510 lpc y 2510 lpc respectivamente. Todas ellas se encuentran por debajo del valor de presión de burbuja de 3600 lpc, de manera que ya el yacimiento se encuentra en etapa saturada y se tendría un flujo bifásico, indicando que para modelar la curva se debe utilizar los modelos de Fetkovich, Jones, Blount & Glaze (JB&G) o Vogel, pero en vista de que en la información suministrada sólo existe un único punto histórico de prueba solo para el pozo A-3, se utilizará el modelo de Vogel debido a que para los modelos de Fetkovich y JB&G se requiere una prueba multitasa, que queda como recomendación para una posterior evaluación del modelo de afluencia que mejor ajuste a este tipo de pozos.

Para las arenas R4-S1, S4, TU y TL que se producen por los pozos A-10 y A-11 del campo sus presiones estáticas son de 5104 lpc y 5080 lpc respectivamente, ambas por encima de la presión de burbuja de 4300 lpc, indican que el yacimiento presenta un flujo en estado monofásico, de manera que su afluencia viene dada por una línea recta capaz de ser modelada por la ecuación de índice de productividad o la Ley de Darcy.

### Comportamiento de Afluencia del Pozo A-3

De acuerdo al punto de prueba que se presenta a continuación en la tabla 21, se realizó la estimación del AOF utilizando la ecuación de Vogel saturado para éste pozo y se comparó con el valor estimado del histórico de producción, que en vista que no se tiene una prueba dinámica de presión que corrobore esta afirmación se establece como condición; que justamente esta tasa derivada del histórico de producción de 585 Bbl/d, será la máxima que el pozo puede dar a esas condiciones, lo que implica que ocurrirá para un valor de presión de fondo fluyente igual a cero lpc.

Tabla 21 *Punto de prueba histórico Pozo A-3*

Punto de Prueba			Vogel	Histórico	
Fecha	Pwf (lpc)	QL (Bbl/d)	AOF (Bbl/d)	AOF (Bbl/d)	$\Delta QL_{max}$ (Bbl/d)
24-05-2002	1809	279	636	585	51

Siendo la diferencia entre ambos valores de AOF ( $\Delta QL_{max}$ ) según las condiciones actuales del yacimiento de 51 Bbl/d, éste valor será utilizado para dar un rango de una curva mínima y máxima, adicionalmente a la propuesta para establecer un rango de tasa máxima esperada, en vista a la incertidumbre asociada a las estimaciones y datos utilizados.

Para la estimación de las presiones de fondo fluyente (Pwf) que permitieron construir el gráfico de comportamiento de afluencia, se utilizó la ecuación de Vogel con la AOF propuesta del histórico de producción y las respectivas tasas de declinación a lo largo del proyecto de producción conjunta asociada a la tasa máxima.

Posteriormente utilizando estas presiones estimadas y con la ecuación de Vogel, nuevamente se calculó el resto de las tasas en cada paso para los casos máximo y mínimo de afluencia expuestos en la figura 18 corresponden a los colores rojo y amarillo respectivamente. Adicionalmente con la curva propuesta cuyo color es la curva azul, quedando un rango máximo de AOF para este pozo de 534-636 Bbl/d.

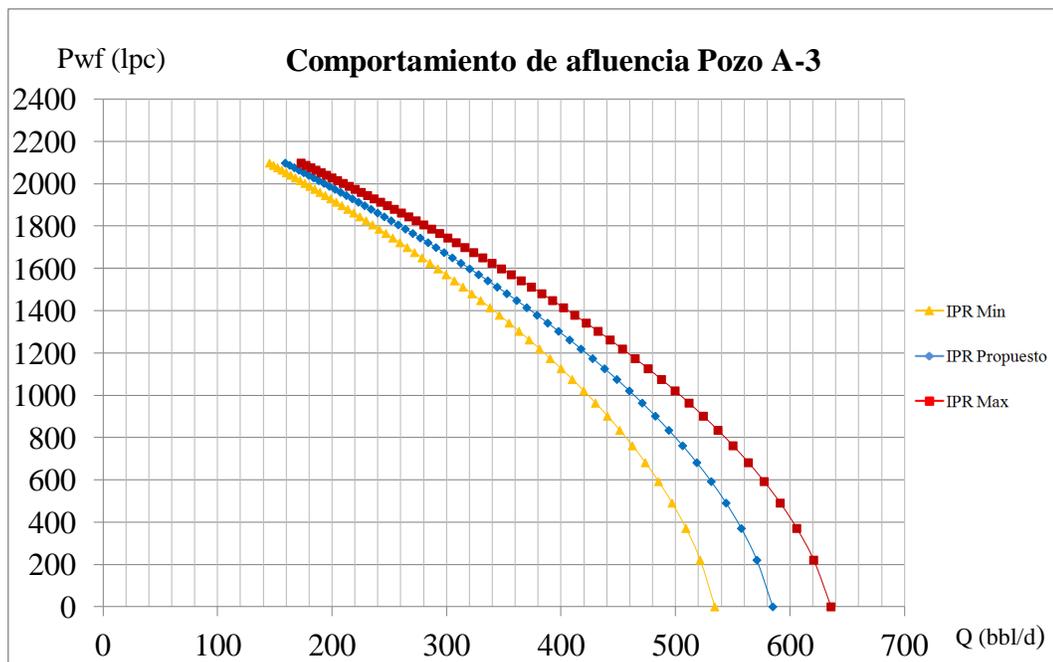
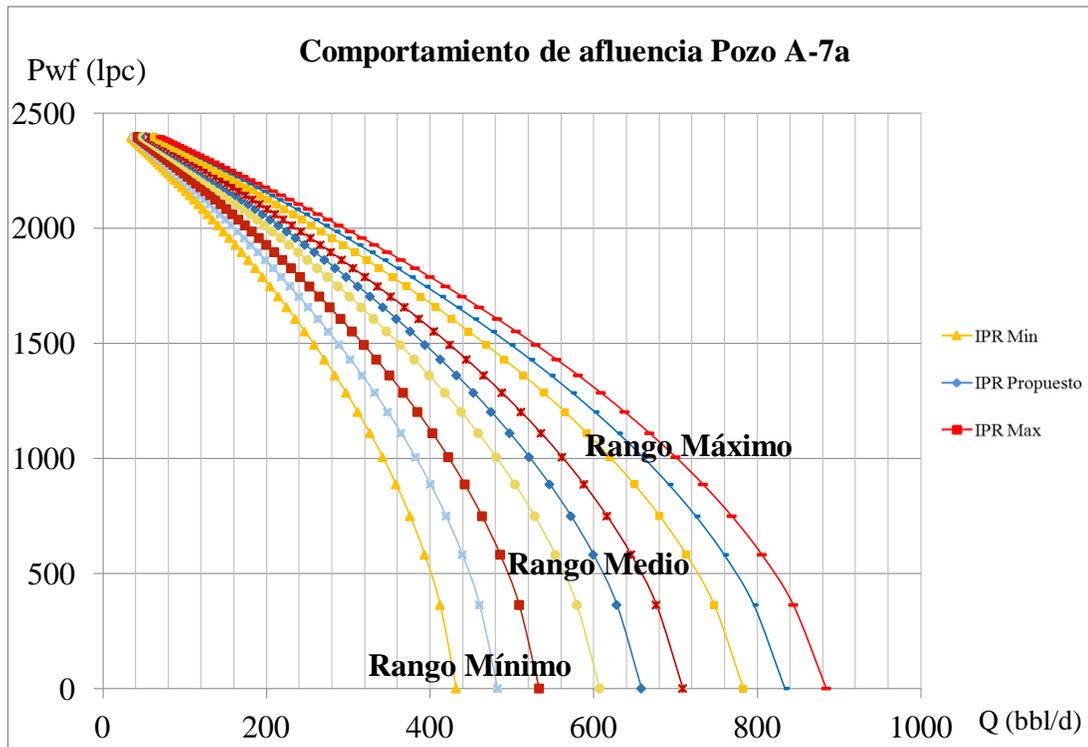


Figura 18 Comportamiento de afluencia Pozo A-3

### Comportamiento de Afluencia del Pozo A-7a

Para representar el comportamiento de afluencia del pozo A-7a, cuyas tasas son probabilísticas ya que este pozo está proyectado a perforarse y por ende no se tiene

información certera del mismo en cuanto a su tasa de producción. Se utilizaron las tres curvas de declinación probabilísticas estimadas anteriormente y se realizó el mismo estudio que para el pozo A-3, manteniendo el  $\Delta QL_{max}$  quedando así nueve curvas con tres rangos de tasas máximas como se muestra en la figura 19, donde las curvas rojas en sus distintas tonalidades representan los máximos de cada rango, las curvas amarillas los mínimos y las curvas azules los propuestos.



*Figura 19* Comportamiento de afluencia pozo A-7a

- Rango Mínimo de AOF: 432-534 Bbl/d
- Rango Medio de AOF: 607-709 Bbl/d
- Rango Máximo de AOF: 783-885 Bbl/d

Cabe destacar que para los cálculos económicos de este pozo se tomó el criterio conservador, tomando la curva media propuesta, cuya AOF corresponde al valor de 658 Bbl/d.

## Comportamiento de Afluencia del Pozo A-8

Para el cálculo de las curvas de afluencia de este pozo, se tomaron las mismas consideraciones que para los dos anteriores. De manera que su comportamiento se muestra en la figura 20.

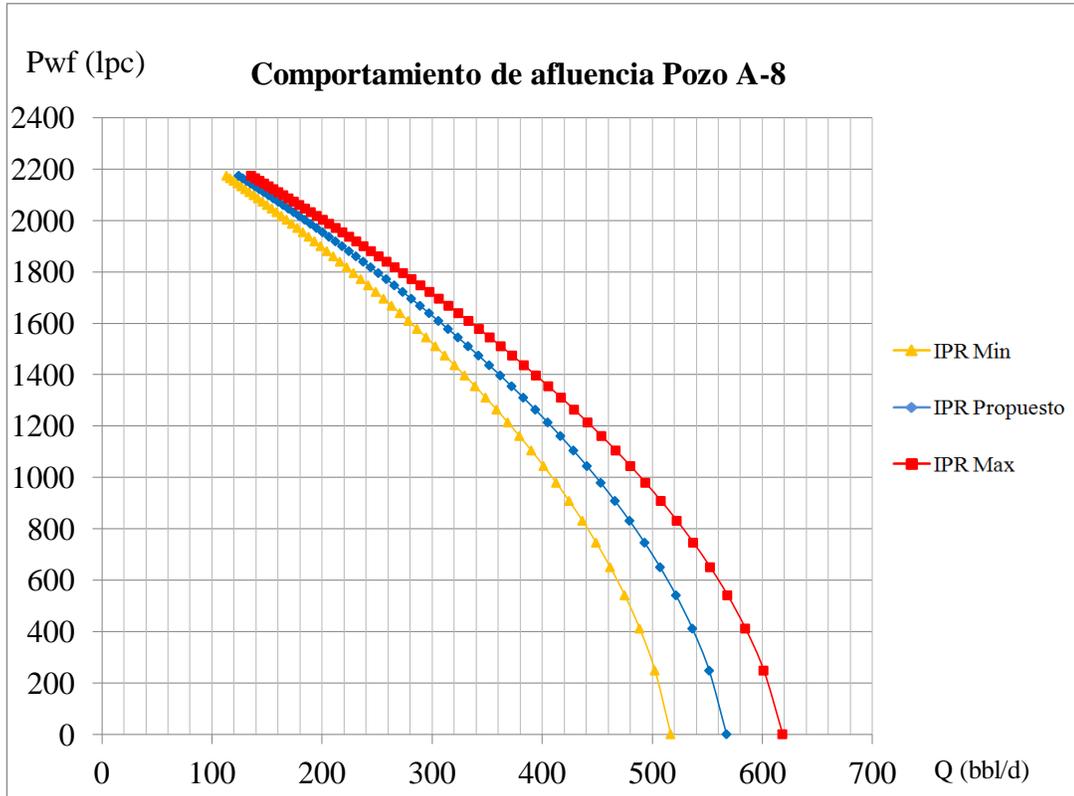


Figura 20 Comportamiento de Afluencia pozo A-8

Quedando un rango de AOF para el pozo A-8 de 517-618 Bbl/d.

## Comportamiento de Afluencia del Pozo A-10

Para modelar el comportamiento de éste pozo se utilizó la ecuación de índice de productividad, en conjunto con la prueba de producción suministrada que se presenta en la Tabla 22, a continuación.

Tabla 22 *Punto de prueba histórico pozo A-10*

<b>Punto de Prueba</b>				
Fecha	Pwf (lpc)	QL (Bbl/d)	Pe (lpc)	J (Bbl/d/lpc)
22-11-2001	2988	2296	5672	0.8553

En la tabla 22, se muestra la tasa de líquido máxima, según la prueba de producción que se la había realizado al pozo. Sin embargo la misma en toda la historia de producción del pozo no fue alcanzada. De manera que para efectos de los cálculos no fue tomada en consideración y en vista de que la propuesta de producción para este pozo es con Bombeo Electro-sumergible (BES), su caudal se mantendrá constante a una tasa de 698 Bbl/d debido a la bomba, por ende se realizó el cálculo de la curva de afluencia para el fluido de interés, es decir, petróleo, utilizando el valor de J que finalmente es la pendiente constante de la recta que modela el comportamiento de afluencia de este pozo. La misma se muestra en la figura 21 donde las Pwf fueron estimadas con la ecuación de índice de productividad usando en cada paso las tasas estimadas de los análisis previos de declinación de producción.

Para éste caso no se estimó un valor de tasa máxima debido a que ésta dependerá directamente del caudal de líquido controlado por la bomba, tampoco se estimó un rango de tasas máximas puesto que como se mencionó anteriormente, el dato de tasa de líquido para la prueba nunca fue alcanzado durante la historia de producción del pozo y por tal razón no se realizó el cálculo de tasa máxima considerando éstos valores de caudal y presión de fondo fluyente, por lo que no existía una tasa máxima

de comparación para aportar el rango de AOF. En la figura 21 se muestra el comportamiento de afluencia que tuvo el pozo A-10.

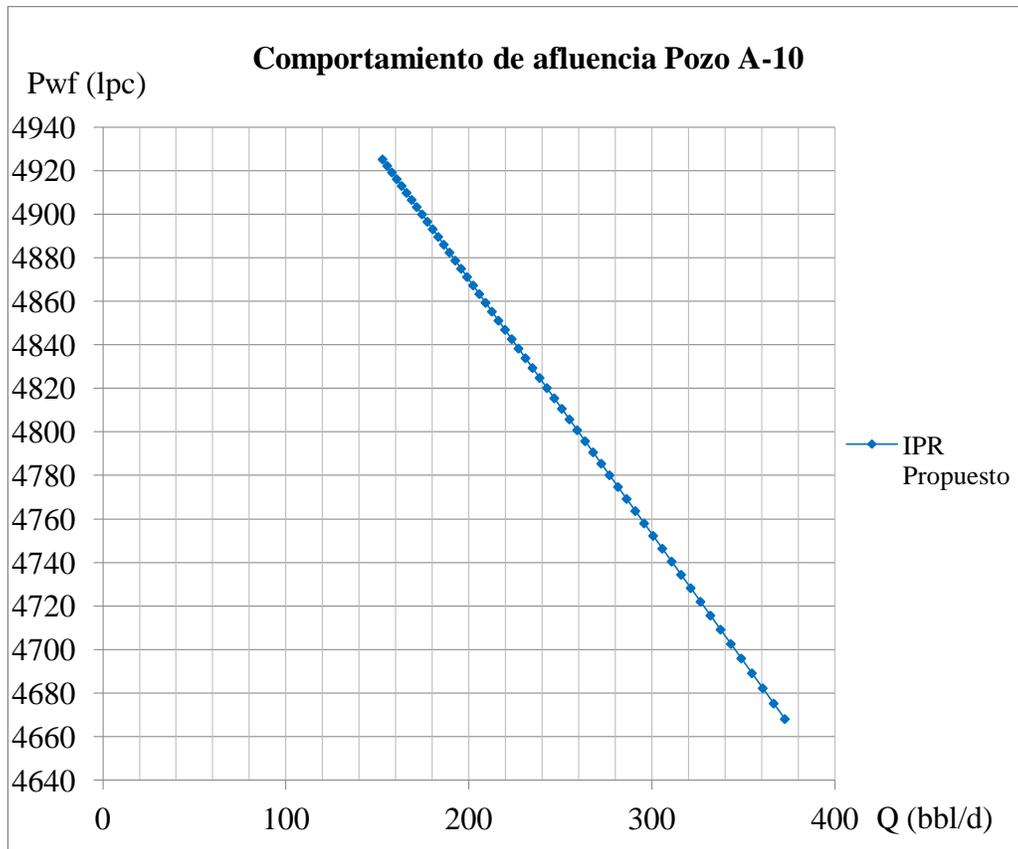


Figura 21 Comportamiento de afluencia pozo A-10

### Comportamiento de Afluencia del Pozo A-11

Al Pozo A-11 se le aplicó el mismo procedimiento que al pozo A-10, donde se obtuvo un comportamiento similar. Donde en la tabla 23 se muestra las condiciones obtenidas del punto de prueba para el pozo A-11.

Tabla 23 Punto de prueba histórico pozo A-11

Punto de Prueba				
Fecha	Pwf (lpc)	QL (Bbl/d)	Pe (lpc)	J (bbl/d/lpc)
2003-03-27	3848	2723	5799	1.3954

En la figura 22 se puede observar el comportamiento de afluencia propuesto para el pozo A-11 dentro del proyecto de optimización, cuyo objetivo fue la unidad hidráulica TL-TU-S4.

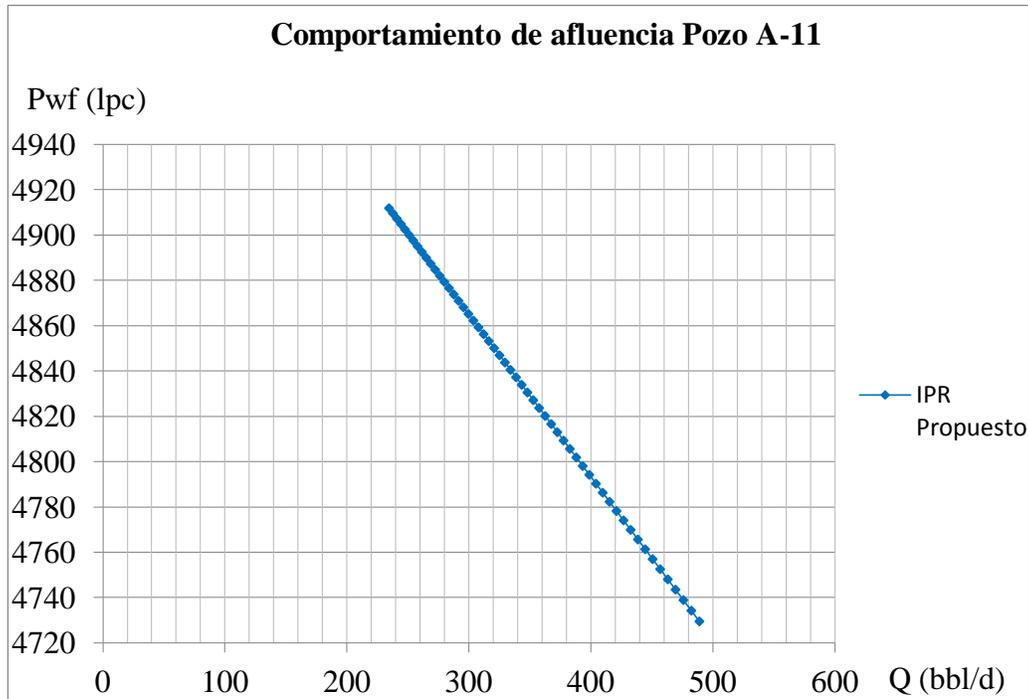


Figura 22 Comportamiento de afluencia pozo A-10

### Campo B

Para el campo B como se explicó anteriormente, fueron seleccionados cinco pozos para realizar en ellos el plan de optimización a través de la producción en conjunto. Este campo contaba con una presión inicial promedio de yacimiento de 3159 lpc según la última prueba de presión reportada. Los pozos seleccionados fueron el B-516, B-23, B-19, B-89 y B-11, dichos pozos poseían una presión inicial de 3176, 3086, 3199, 3226 y 3110 lpc respectivamente. Estando la presión de burbuja del campo a 2134 lpc, permitiendo esto establecer que el yacimiento estaba en estado sub-saturado, presentando un flujo monofásico, donde aún el gas en solución no había

sido liberado. Una vez establecido el estado en el cual se encontraba el yacimiento, se procedió a la selección del método de estimación de las curvas de comportamiento de afluencia. Cuando el yacimiento presenta un comportamiento monofásico las curvas de IPR describen un comportamiento lineal y pueden ser estimadas a través del uso de la ecuación de Darcy.

Todos los pozos del campo B han sido producidos a través de la implementación de un método de levantamiento artificial usando Bombas Electro Sumergible. La tasa de líquido para estos, se mantuvo constante porque fue el parámetro que se le fijó a la bomba. Por consecuencia el comportamiento de afluencia fue modelado con el caudal de aporte de petróleo. Según la declinación de producción que se estimó anteriormente arrojó que el pozo B-516 estaba en la capacidad de aportar 388 Bbl/d de crudo. Con las tasas de declinación que ya se habían estimado para el desarrollo del proyecto, conjuntamente con las presiones de fondo fluyente estimadas por Darcy se modeló la curva de comportamiento de afluencia no sólo del pozo B-516 sino de todos los pozos seleccionados de este campo. Luego de modelar, para el caso del pozo B-516 se pronosticó que este podría dar un aporte de 2227 Bbl/d, siendo la tasa que se había propuesto inicialmente totalmente factible. En la figura 23 se muestra el comportamiento de afluencia para el pozo B-516.

### Comportamiento de Afluencia para el pozo B-516

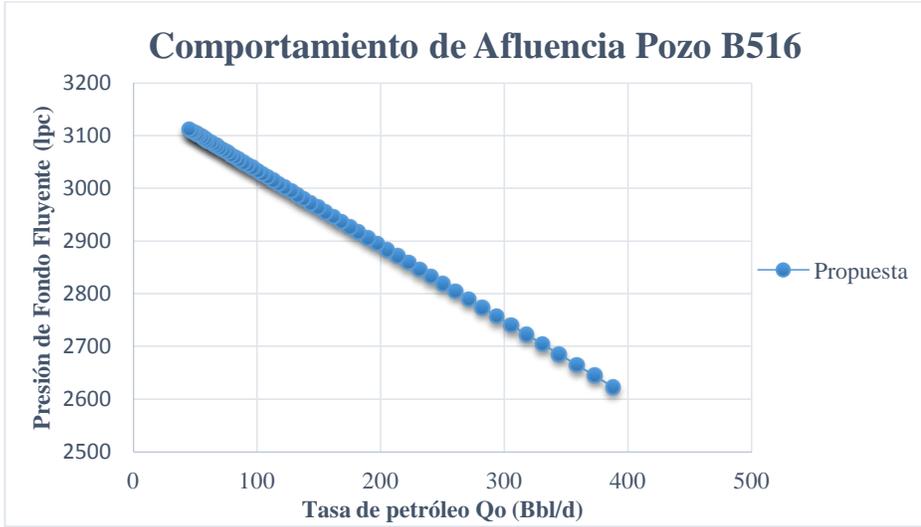


Figura 23 Comportamiento de afluencia pozo B-516

En la figura 24 se muestra el comportamiento de afluencia para el pozo B-89.

### Comportamiento de Afluencia para el pozo B-89

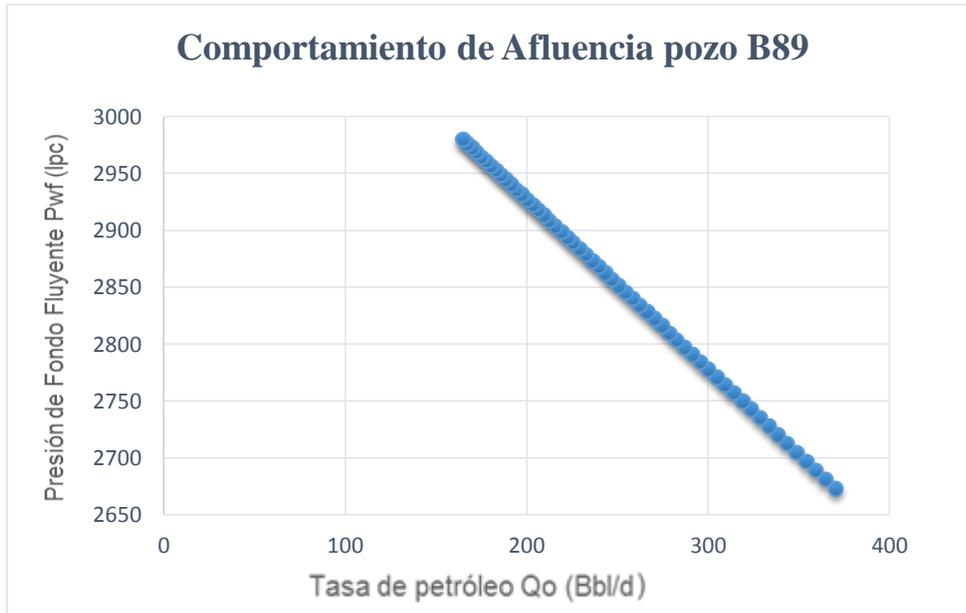


Figura 24 Comportamiento de Afluencia pozo B-89

Al pozo B-89 se le estimó una tasa de producción de 371 Bbl/d a través del análisis de curva de declinación, el aporte arrojado para el modelaje de curvas de afluencia fue de 2160 Bbl/d. Demostrando que la tasa estimada es nuevamente factible.

Finalmente quedaron establecidos los caudales de aporte máximo para cada uno de los pozos a través del modelaje de comportamiento de afluencia. Demostrando que cada una de las tasas estimadas a través de la declinación de producción son totalmente factibles y admitidas por pozos donde en línea general los aportes máximos para ambos campos oscilan entre valores mayores a 600 bbl/d y menores a 2000 bbl/d aproximadamente, lo cual demuestra que como valor de tasa inicial para arranque de los proyectos es una tasa que permitiría rentabilidad del proyecto sin embargo, se debe realizar el estudio económico correspondiente para validar ésta afirmación.

#### **4.1.6 Análisis económico para los campos A y B**

En esta última etapa se realizaron los cálculos correspondientes a la economía asociada al proyecto de optimización con producción en conjunto campos maduros al oriente de Venezuela utilizando un modelo económico sencillo donde se presentan costos estimados tomando como referencia precios internacionales, de acuerdo a los trabajos de acondicionamiento propuestos para llevar a cabo la realización de este proyecto.

Para hacer una estimación del costo total del proyecto se debe establecer un cronograma de actividades a realizar de acuerdo a la disponibilidad de los taladros disponibles. Para ello, se plantean dos casos a los que se les denominaron Proyecto Simultáneo A-B y Proyecto Secuencial B-A.

## **Costos Operativos**

En ambos casos los costos operacionales asociados al mantenimiento de los pozos de los campos se estimaron tomando en consideración los siguientes parámetros:

- Reparaciones: Se incluyen actividades como cambios de zona productora, re-completaciones, re-cementación, cambio de sistemas LAG, etc.
- Consumo de energía: Se incluye electricidad y gas de consumo.
- Costo del Personal: Se incluyen los salarios del personal que labora en las instalaciones del campo.
- Ambiental: Emisiones de gases a la atmósfera, contaminación de los acuíferos de consumo humano, planes de remediación a causa de derrames y/o filtraciones de hidrocarburos en el suelo.
- Materiales: Se incluyen equipos de LAG, tuberías, etc.
- Contratos especiales: Se incluyen compresión de gas de Alta, químicos, etc.
- Contratistas: Se incluyen las cuadrillas de medición de pozos, limpiezas de pozos, etc.
- Otros gastos: Se incluyen cualquier otro concepto de interés económico para la operadora.

Considerando todos estos factores el valor estimado de costo operativo fue estimado en **20 US\$/Bbl** para efectos de los cálculos posteriores de evaluación económica.

## **Workovers**

En cuánto a la estimación en materia de costos de los trabajos asociados a los dos levantamientos artificiales presentes en los campos se tiene lo siguiente:

Para trabajos con Levantamiento Artificial con Gas Lift (LAGL):

- Costo de Mandril de bolsillo y válvula  $\approx$  3000 US\$.

- Costo de empacaduras  $\approx$  7.000 US\$
- Costo otras tuberías  $\approx$  50.000 US\$

Para trabajos que involucren BES:

- Bomba de capacidad 1500 bbl/d
  - Variador de frecuencia
  - Cable
  - Separador de gas
  - Unidad de sello
  - Motor
  - Sensores de fondo
  - Capilar para inyección química
- $\approx$  75.000 US\$

Para los costos de los taladros se tiene:

- Taladro 1500 HP  $\approx$  15.000 US\$/d
- Taladro 700 HP  $\approx$  7.000 US\$/d

### **Proyecto Simultáneo A-B**

Para ésta propuesta de proyecto se consideró la disponibilidad de dos taladros utilizando para el Campo A un taladro de 1500 HP, para trabajos de workover y que pudiera perforar, principalmente por la perforación del pozo A-7a, mientras que para el Campo B se utilizará uno de 700 HP ya que los trabajos no implican perforación de algún pozo nuevo y las profundidades del campo en comparación con el campo A son más someras. Los pozos del campo A, se estiman a una profundidad de trabajo a 12500 pies y los pozos del campo B a una profundidad de 7000 pies.

En la tabla 24 se presenta el cronograma de actividades en simultáneo del campo A empezando a partir del 01 de enero del año 2018, especificando días por trabajo y

días totales por pozo, partiendo de estimaciones tomando como referencia los tiempos según el trabajo a realizar, incluyendo mudanzas y pruebas de producción.

Tabla 24 Cronograma campo A (Proyecto Simultáneo)

ACTIVIDAD	Desde- Hasta	N° Días	Total	Pozo
WO Pozo A-11: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)	01/01/2018 - 28/01/2018	28	36	A-11
Pruebas de Producción	29/01/2018 - 03/02/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	04/02/2018 - 06/02/2018	3		
WO Pozo A-8: Operaciones de pesca, aislamiento de Arena infrayacente S1 con forzamiento de cemento y mejora extractiva con Gas Lift	07/02/2018 - 02/04/2018	56	64	A-8
Pruebas de Producción	03/04/2018 - 07/04/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	08/04/2018 - 10/04/2018	3		
WO Pozo A-3: Re-cañoneo de Arena R3,2 y acondicionamiento de Sistema LA: Gas Lift	11/04/2018 - 28/05/2018	48	54	A-3
Pruebas de Producción	29/05/2018 - 03/06/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	04/06/2018 - 05/05/20218	1		
PERF Pozo A-7a: Operaciones de pesca y Aislamiento de Arena infrayacente S1 con forzamiento de cemento	05/06/2018 - 04/10/2018	120	136	A-7a
Pruebas de Producción	05/06/2018 - 15/10/2018	10		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	16/10/2018 - 21/11/2018	6		
WO Pozo A-10: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)	22/10/2018 - 18/11/2018	28	33	A-10
Pruebas de Producción	19/11/2018 - 23/11/2018	5		

En línea general los tiempos estimados de cada trabajo varían de acuerdo a su complejidad, siendo en algunos casos hasta cuatro (4) meses de duración aproximadamente como es el caso de la perforación del pozo A-7a. El total de días para este cronograma es de 323 días para cumplir los trabajos del campo A en su

totalidad. Es por ello, que en el cronograma del campo A, los trabajos más largos se dejaron al final o los que implicaran un tiempo de mudanza mayor como es el caso del pozo A-10 según su ubicación en el mapa, es decir, el orden de secuencia se estableció de acuerdo a la ubicación de los pozos en el campo y al trabajo a realizar en el mismo.

La inversión total para éste campo se calculó de la siguiente manera:

**Costo Pozo A-11** = taladro + materiales + equipos BES + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro =  $(28 \text{ días} * 15.000 \text{ US\$/d}) = 420.000 \text{ US\$}$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" = 210.000 US\$

**Total Pozo A-11 = 705.000 US\$**

**Costo Pozo A-8** = taladro + materiales + equipos LAG + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro =  $(56 \text{ días} * 15.000 \text{ US\$/d}) = 840.000 \text{ US\$}$
- materiales + equipos LAG + tuberías =  $(8 \text{ válvulas} * 3.000 \text{ US\$}) + 7.000 \text{ US\$} + 50.000 \text{ US\$} = 81.000 \text{ US\$}$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" = 210.000 US\$

**Total Pozo A-8 = 1.131.000 US\$**

**Costo Pozo A- 3** = taladro + materiales + equipos LAG + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro =  $(48 \text{ días} * 15.000 \text{ US\$/d}) = 720.000 \text{ US\$}$
- materiales + equipos LAG + tuberías =  $(8 \text{ válvulas} * 3.000 \text{ US\$}) + 7.000 \text{ US\$} + 50.000 \text{ US\$} = 81.000 \text{ US\$}$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" = 210.000 US\$

**Total Pozo A-3 = 1.011.000 US\$**

**Costo Pozo A- 7a** = taladro + materiales + equipos LAG + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro = (120 días\*15.000 US\$/d) = 1.800.000 US\$
- materiales + equipos LAG + tuberías = (8 válvulas\*3.000 US\$) + 7.000US\$ + 50.000US\$ = 81.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" =2500000 US\$

**Total Pozo A-7a = 4.381.000 US\$**

**Costo Pozo A- 10** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro = (28 días\*15000 US\$/d) = 420.000 US\$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" =210.000 US\$

**Total Pozo A-10 = 705.000 US\$**

Siendo una inversión total para el campo A de **7.933.000 US\$** para el primer año.

En la tabla 25 se presenta el cronograma de actividades en simultáneo correspondiente al campo B empezando a partir del 01 de enero del año 2018, especificando días por trabajo y días totales por pozo, partiendo de estimaciones tomando como referencia los tiempos según el trabajo a realizar, incluyendo mudanzas y pruebas de producción.

Tabla 25 Cronograma Campo B (Proyecto Simultáneo)

ACTIVIDAD	Desde- Hasta	N° Días	Total	Pozo
WO Pozo B-516: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)	01/01/2018 - 28/01/2018	28	36	B-516
Pruebas de Producción	29/01/2018 - 03/02/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	04/02/2018 - 06/02/2018	3		
WO Pozo B-89: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)-Aislamiento de antiguas zonas de producción y cañoneo en las arenas T y U.	07/02/2018 - 09/03/2018	33	41	B-89
Pruebas de Producción	10/03/2018 - 14/03/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	15/03/2018 - 17/03/2018	3		
WO Pozo B-23: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)-Aislamiento de antiguas zonas de producción y cañoneo en las arenas T y U.	18/03/2018 - 20/04/2018	33	41	B-23
Pruebas de Producción	21/04/2018 - 25/04/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	26/04/2018 - 28/04/2018	3		
WO Pozo B-19: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)- Aislamiento de antiguas zonas de producción y cañoneo en las arenas T y U.	29/04/2018 - 02/06/2018	34	47	B-19
Pruebas de Producción	03/06/2018 - 07/06/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	08/06/2018 - 15/06/2018	8		
WO Pozo B-11: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)- Aislamiento de antiguas zonas de producción y cañoneo en las arenas T y U.	16/06/2018 - 17/07/2018	32	37	B-11
Pruebas de Producción	18/07/2018 - 22/07/2018	5		

Para éste caso los trabajos propuestos no son tan complejos como los del Campo A y sus tiempos estimados son menores, adicionalmente los pozos del Campo B son más someros lo que disminuye el tiempo de trabajo. Se pudo observar en la tabla 25, que

al igual que en el campo A los tiempos varían en cada pozo, sin embargo el total de días de trabajo fue de 202 días para cubrir el campo B en su totalidad es por ello que en el cronograma del campo se estableció la secuencia de trabajo considerando el tiempo de mudanza y la ubicación de los pozos en el campo.

La inversión total para este campo se calculó de la siguiente manera:

**Costo Pozo B- 516** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro =  $(28 \text{ días} * 7000 \text{ US\$/d}) = 420.000 \text{ US\$}$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" = 210.000 US\$

**Total Pozo B-516 = 481.000 US\$**

**Costo Pozo B- 89** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro =  $(33 \text{ días} * 7.000 \text{ US\$/d}) = 231.000 \text{ US\$}$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" = 210000 US\$

**Total Pozo B-89 = 516.000 US\$**

**Costo Pozo B- 23** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro =  $(33 \text{ días} * 7.000 \text{ US\$/d}) = 231.000 \text{ US\$}$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" = 210000 US\$

**Total Pozo B-23 = 516.000 US\$**

**Costo Pozo B- 19** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro =  $(34 \text{ días} * 7.000 \text{ US\$/d}) = 238.000 \text{ US\$}$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$

- fluidos de completación + "tipo de trabajo" =210.000 US\$

**Total Pozo B-19 = 523.000 US\$**

**Costo Pozo B- 11** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro = (32 días\*7.000 US\$/d) = 224.000 US\$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" =210.000 US\$

**Total Pozo B-11 = 509.000 US\$**

Siendo una inversión total para el campo B de **2.545.000 US\$** para el primer año, donde finalmente como inversión total del proyecto simultaneo A-B serán **10.478.000 US\$**.

En la tabla 26 se muestran los cálculos respectivos a los ingresos por concepto de producción anualizada en millones de dólares con los precios estimados considerando una tendencia a incrementar y estabilizarse en los próximos años, así como las consideraciones de costos operativos e impuestos (30% para regalías y 50% para ISLR) contemplados en la ley que al final se totalizan como egresos para la operadora, al totalizar ingresos más egresos se obtiene el valor de ingresos netos del proyecto.

Tabla 26 *Modelo económico aplicado al Proyecto simultáneo A-B*

Precio (US\$/bbl)	Años	Ingresos (MMUS\$)	Costos Operativos (MMUS\$)	Regalías (MMUS\$)	Inversión (MMUS\$)	ISLR (MMUS\$)	Total Egresos (MMUS\$)	Ingresos Netos (MMUS\$)
57	1	43.25	-15.18	-12.98	10.48	-6.26	-34.41	8.84
60	2	50.12	-16.71	-15.04		-7.77	-39.52	10.61
60	3	38.74	-12.91	-11.62		-6.01	-30.54	8.20
70	4	35.48	-10.14	-10.64		-6.49	-27.27	8.21
70	5	22.32	-6.38	-6.70		-4.08	-17.15	5.16
70	6	1.54	-0.44	-0.46		-0.28	-1.18	0.36

Al realizar la sumar de ingresos y egresos se obtiene un valor de ingresos netos anualizados, que en la tabla 26 se puede observar como un flujo siempre positivo lo cual indica que el proyecto es **económicamente rentable** en el tiempo, ya que su tasa interna de retorno (TIR) es >> 100% aportando al ejecutor del proyecto un valor presente neto (VPN) de **31.974.114 US\$**.

### **Proyecto Secuencial B-A**

En el caso de ésta propuesta de proyecto se consideró la disponibilidad de un único taladro para realizar los workovers de ambos campos de manera secuencial, el taladro a utilizar será un taladro de 1500 HP, principalmente por la perforación del pozo A-7a en el campo A que será una de las últimas actividades a realizar.

En la tabla 27 se observa el cronograma de actividades en modalidad secuencial correspondiente al campo B empezando a partir del 01 de enero del año 2018, especificando días por trabajo y días totales por pozo, partiendo de estimaciones tomando como referencia los tiempos según el trabajo a realizar, incluyendo mudanzas y pruebas de producción.

Tabla 27 Cronograma campo B (Proyecto Secuencial)

ACTIVIDAD	Desde- Hasta	N° Días	Total	Pozo
WO Pozo B-516: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)	01/01/2018 - 28/01/2018	28	36	B-516
Pruebas de Producción	29/01/2018 - 03/02/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	04/02/2018 - 06/02/2018	3		
WO Pozo B-89: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)-Aislamiento de antiguas zonas de producción y cañoneo en las arenas T y U.	07/02/2018 - 09/03/2018	33	41	B-89
Pruebas de Producción	10/03/2018 - 14/03/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	15/03/2018 - 17/03/2018	3		
WO Pozo B-23: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)-Aislamiento de antiguas zonas de producción y cañoneo en las arenas T y U.	18/03/2018 - 20/04/2018	33	41	B-23
Pruebas de Producción	21/04/2018 - 25/04/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	26/04/2018 - 28/04/2018	3		
WO Pozo B-19: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)- Aislamiento de antiguas zonas de producción y cañoneo en las arenas T y U.	29/04/2018 - 02/06/2018	34	47	B-19
Pruebas de Producción	03/06/2018 - 07/06/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	08/06/2018 - 15/06/2018	8		
WO Pozo B-11: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)- Aislamiento de antiguas zonas de producción y cañoneo en las arenas T y U.	16/06/2018 - 17/07/2018	32	57	B-11
Pruebas de Producción	18/07/2018 - 22/07/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	23/07/2018 - 12/08/2018	20		

En la tabla 28 se aprecia el cronograma de actividades en modalidad secuencial correspondiente al campo A empezando a partir del 13 de agosto del año 2018, donde

para esta fecha las actividades propuestas para el campo B ya fueron completadas en su totalidad para este punto, en la tabla se especifican días por trabajo y días totales por pozo, partiendo de estimaciones tomando como referencia los tiempos según el trabajo a realizar, incluyendo mudanzas y pruebas de producción.

Tabla 28 Cronograma campo A (Proyecto Secuencial)

ACTIVIDAD	Desde- Hasta	Nº Días	Total	Pozo
WO Pozo A-11: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)	13/08/2018 - 10/09/2018	28	36	A-11
Pruebas de Producción	11/09/2018 - 15/09/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	16/09/2018 - 18/09/2018	3		
WO Pozo A-8: Operaciones de pesca, aislamiento de Arena infrayacente S1 con forzamiento de cemento y mejora extractiva con Gas Lift	19/09/2018 - 14/11/2018	56	64	A-8
Pruebas de Producción	15/11/2018 - 19/11/2018	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	20/11/2018 - 22/11/2018	3		
WO Pozo A-3: Recañoneo de Arena R3,2 y acondicionamiento de Sistema LA: Gas Lift	23/11/2018 - 10/01/2019	48	54	A-3
Pruebas de Producción	11/01/2019 - 15/01/2019	5		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	16/01/2019 - 17/01/2019	1		
PERF Pozo A-7a: Operaciones de pesca y Aislamiento de Arena infrayacente S1 con forzamiento de cemento	17/01/2019 - 16/05/2019	120	136	A-7a
Pruebas de Producción	17/05/2019 - 26/05/2019	10		
Vestida, desvestida de taladro, mudanza y transporte	27/05/2019 - 02/06/2019	6		
WO Pozo A-10: Cambio de Bomba Electro-Sumergible y Reajuste del Caudal (Pulling)	03/06/2019 - 30/06/2019	28	33	A-10
Pruebas de Producción	01/07/2019 - 05/07/2019	5		

Ésta propuesta se inicia con el campo B, ya que es el campo más al oriente y adicionalmente es el campo que según los workovers programados reintegrarían la inversión más rápido, a diferencia del campo A. Debido a que los trabajos a realizar

son de menor duración, dejando los trabajos que conllevan más tiempo al final, en caso de cualquier eventualidad.

De las tabla 27 y 28, presentada se puede observar que el total de días para realizar todos los trabajos en ambos campos se estima en 545 días, donde se mantuvo las secuencias para cada campo de la misma manera que la propuesta anterior donde los criterios para priorizar el orden de los trabajos fueron complejidad de trabajo, ubicación en el mapa y duración del trabajo.

**Como inversión para este proyecto se tiene lo siguiente:**

A diferencia de la propuesta anterior para el campo B se utilizará un taladro de 1500 HP en vez de uno de 700 HP lo que varía sus costos en términos del taladro utilizando quedando sus costos por pozo distribuidos de la siguiente forma:

**Costo Pozo B- 516** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro =  $(28 \text{ días} * 15.000 \text{ US\$/d}) = 420.000 \text{ US\$}$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" = 210.000 US\$

**Total Pozo B-516 = 705.000 US\$**

**Costo Pozo B- 89** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro =  $(33 \text{ días} * 15.000 \text{ US\$/d}) = 495.000 \text{ US\$}$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" = 210.000 US\$

**Total Pozo B-89 = 780.000 US\$**

**Costo Pozo B- 23** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro = (33 días\*15.000 US\$/d) = 495.000 US\$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" =210.000 US\$

**Total Pozo B-23 = 780.000 US\$**

**Costo Pozo B- 19** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro = (34 días\*15.000 US\$/d) = 510.000 US\$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" =210.000 US\$

**Total Pozo B-19 = 795.000 US\$**

**Costo Pozo B- 11** = taladro + materiales + equipos BES + tuberías + fluidos de completación + "tipo de trabajo"

- taladro = (32 días\*15.000 US\$/d) = 510.000 US\$
- materiales + equipos BES = 75.000 US\$
- fluidos de completación + "tipo de trabajo" =210.000 US\$

**Total Pozo B-11 = 765.000 US\$**

Quedando una inversión total para el campo B de **3.825.000 US\$**.

Mientras que para el campo A se mantienen los costos exactamente igual que en la propuesta anterior:

Total Pozo A-10 = **705.000 US\$**

Total Pozo A-7a = **4.381.000 US\$**

Total Pozo A-3 = **1.011.000 US\$**

Total Pozo A-8 = **1.131.000 US\$**

Total Pozo A-11 = **705.000 US\$**

TOTAL CAMPO A = **7.933.000 US\$**

Cabe destacar que para los cálculos de evaluación económica de ésta propuesta la inversión estará dividida por años, ya que los trabajos programados según esta modalidad se encuentran en entre los años 2018-2019, de manera que la inversión quedaría distribuida de la siguiente forma:

- 5.661.000 US\$ para el año 2018, donde se incluye todos los trabajos del Campo B y los dos primeros del Campo A que corresponden a los pozos A-11 y A-8.
- 6.097.000 US\$ programados como inversión para el año 2019 donde se desarrollarán el resto de los trabajos de los pozos del Campo A.

En la tabla 29 se muestran los cálculos respectivos a los ingresos por concepto de producción anualizada en millones de dólares con los mismos precios estimados que en la propuesta anterior, así como las consideraciones de costos operativos e impuestos contemplados en la ley, al igual que las dos inversiones realizadas los dos primeros años, los cuales se totalizan como egresos para la operadora, siendo la suma de todos éstos parámetros el valor de ingresos netos totales de la propuesta.

Tabla 29 *Modelo económico aplicado al Proyecto secuencial A-B*

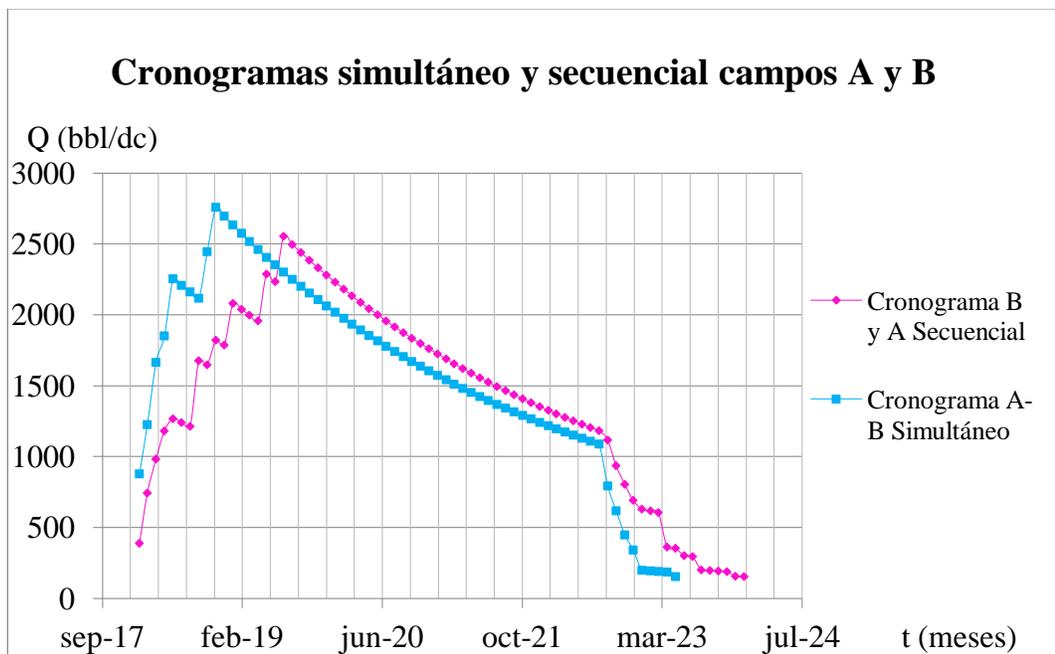
Precio (US\$/bbl)	Años	Ingresos (MMUS\$)	Costos Operativos (MMUS\$)	Regalías (MMUS\$)	Inversión (MMUS\$)	ISLR (MMUS\$)	Total Egresos (MMUS\$)	Ingresos Netos (MMUS\$)
57	1	27.84	-9.77	-8.35	5.66	-5.31	-23.43	4.41
60	2	49.80	-16.60	-14.94	6.10	-10.71	-42.25	7.55
60	3	42.63	-14.21	-12.79		-9.17	-36.17	6.46
70	4	38.76	-11.08	-11.63		-6.98	-29.68	9.08
70	5	27.62	-7.89	-8.29		-4.97	-21.15	6.47
70	6	7.72	-2.20	-2.32		-0.91	-5.43	2.29

Una vez totalizado el valor de ingresos netos se observa que al final de cada año es un flujo de valor positivo lo que indica que el proyecto en ésta modalidad también es

**económicamente rentable** en el tiempo, pues su Tasa interna de retorno se mantiene muy por encima del 100% aportando al ejecutor del proyecto un Valor Presente Neto de **26.622.718 US\$**.

Comparando los dos proyectos propuestos a continuación se muestra una figura con las tasas de ambos proyectos, en los años que dichos proyectos duran en ejecución.

En la figura 25 se describe el cronograma del proyecto tanto para el caso donde los trabajos de reparación se harán en simultáneo y donde se harán en secuencial.



*Figura 25 Cronogramas de los proyectos simultáneo y secuencial de los campos A-B*

En términos de tasas cabe destacar que a pesar que el proyecto secuencial tenga una duración ligeramente mayor a la simultánea, aporta menor flujo de hidrocarburos recuperado, sin embargo ambos proyectos aportan una ganancia atractiva en terminos económicos de tasa de producción de petróleo.

Como comparación económica final en la figura 26 se puede observar el flujo de caja en MMUS\$ de ambos proyectos cada año, donde resalta que en el caso simultáneo se observan las mayores ganancias entre los primeros cuatro (4) años mientras que en el secuencial se mantiene un flujo de dinero con sus mayores ganancias hacia los años medios específicamente en los años 2, 3, 4 y 5. En ambos casos los proyectos son recomendados, pues económicamente presentan rentabilidad y ambos siempre arrojan un flujo de dinero positivo y una tasa interna de retorno mucho mayor al 100%, el cual como indicador económico implica alta rentabilidad de un proyecto.

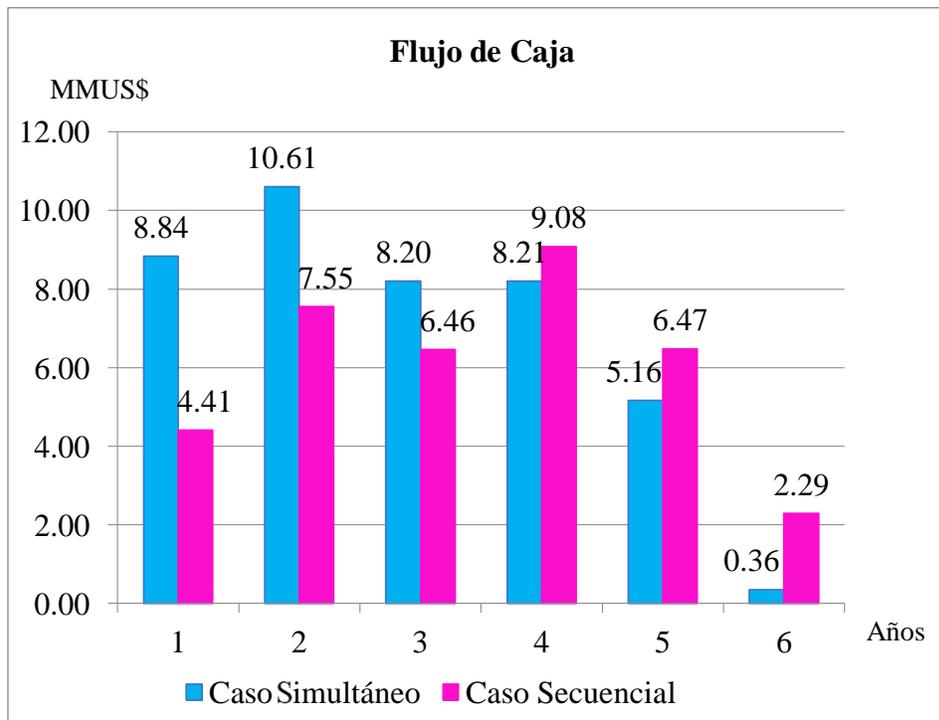


Figura 26 Flujo de caja para los proyectos secuencial y simultáneo

## CONCLUSIONES

- De la metodología planteada, es importante que la información que se posea de el/los campos, sea verificada y se encuentre completamente clara para efectos de un mejor entendimiento. En el caso específico de éste trabajo, se presentó que no toda la información suministrada estaba validada y en otros caso no estaba completa, lo que induce a un alto grado de riesgo e incertidumbre para los resultados obtenidos.
- El éxito fundamental de la reactivación de un campo maduro, a través de un esquema de producción commingled, viene intrínsecamente relacionado con la detallada y clara caracterización del yacimiento, esto depende de la calidad y cantidad de la información, también de la tecnología para la captura de ésta y de su buena interpretación. Tal como se estableció en la metodología y su flujograma a seguir, cuando se quiera someter a estudio un proyecto que contemple la producción commingled.
- De acuerdo con la información de las presiones estáticas de cada arena, se determinó que los campos no presentaban riesgos de flujo cruzado, ya que estas presiones eran bastantes similares. Obteniéndose un diferencial promedio de presión para el campo A de 86 lpc y para el campo B de 75 lpc aproximadamente.
- Los métodos analíticos requerían información de presiones de burbuja donde la misma se validó a través de correlaciones, las cuales presentaron un menor error de desviación. Para el campo A en las arenas R la correlación de Petrosky presentó 2.08% y en las arenas S y T Schmidt & Kartoatmodjo un

error de 0.09% mientras que para el campo B la correlación de Schmidt & Kartoatmodjo obtuvo 0.91% de error.

- Aplicar un esquema de producción en conjunto es factible para los dos campos que estudiados en el proyecto. De los once (11) pozos que estaban completados en el campo A y de los cuales fue suministrada toda la información referente al histórico de producción, solo cinco (5) pasaron todos los filtros a los cuales fueron sometidos para elegir finalmente los candidatos a aplicar bajo producción en conjunta, estos serán producidos 4 como unidades de explotación y uno como unidad hidráulica, mientras que para el campo B, de cincuenta y dos (52) pozos que se tenían, fueron seleccionados cinco (5). Y estos los cinco en su totalidad serán producidos como unidades hidráulicas.
- A través de la obtención de las curvas de comportamiento de afluencia se determinaron para cada uno de los pozos el aporte máximo que estaban en la capacidad de ofrecer. Para el caso del campo B el máximo aporte estuvo entre 600- 2200 Bbl/d, mientras que para el campo A estuvo entre 500-7000 Bbl/d.
- Para los pozos A-3, A-8, A-7a, se realizaron tres escenarios de rangos de AOF, un mínimo, un máximo y un medio, debido a la incertidumbre asociada a la historia de producción que presentaron estos tres pozos en cuanto a continuidad de la misma se refiere. Siendo el valor medio el más conservador y el que para efectos de éste trabajo se tomó en consideración. Donde específicamente los rangos de manera general para el campo A fue entre 500-7000 Bbl/d mientras que para el campo B las AOF se encuentran entre 600-2200 Bbl/d.

- Tanto para el campo A como en el campo B, las reservas recuperables estimadas del proyecto se encontraron dentro del valor de las reservas remanentes de los yacimientos siendo para el Campo A, 1.712.151 Bbls y para el campo B, 1.375.398 Bbls, de manera que no se están aportando nuevas reservas al campo sino que se encuentran dentro de los límites esperados.
- No se pudo realizar un análisis comparativo de los aspectos técnicos operacionales y de tiempo para los esquemas anteriores a este proyecto, puesto que no se contaba con esa información histórica. El análisis que se presenta es con los datos que se estimaron para el diseño de este proyecto.
- En cuánto a las regulaciones legales se tiene que, al quedar demostrada la factibilidad de aplicar una metodología de explotación bajo producción commingled y su fiscalización de reservas sea mediante la cuantificación del aporte de cada arena, se puede trabajar con un campo bajo éste esquema sin comprometer ni la recuperación final ni la fiscalización por arena, tal cómo se observó en ésta investigación.
- El resultado del análisis económico indicó que en un escenario de reparación/reacondicionamiento simultáneo para ambos campos las mayores ganancias se mostraban en los primeros cuatro años mientras que en un caso secuencial presentaba sus mayores flujos de ganancia en los años dos, tres, cuatro y cinco. En ambos casos se demostró que los proyectos son económicamente rentables arrojando ganancias mayores a 20.000.000 US\$.
- El riesgo económico intrínseco que se presenta a la hora de definir escenarios y aplicación de estrategias de producción en reservas probadas, en pozos que

ya están perforados, en yacimientos donde ya se conoce su comportamiento en el tiempo, con la finalidad de lograr rejuvenecer un campo maduro, es mucho menor al riesgo económico asociado a la perforación de prospectos exploratorios. Tal como lo evidencia los dos casos de workovers propuestos en éste trabajo. Donde ambos casos se muestra un proyecto totalmente rentable.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda revisar cuidadosamente los estudios que fueron realizados en el pasado para el campo, antes de llevar a cabo un plan integral de desarrollo sea commingled o cualquier otro plan que contemple la reactivación de un campo maduro, para conocer las causas y consecuencias de las fortalezas y debilidades que se puedan presentar.
- Se sugiere realizar estudios dentro de modelos estáticos y dinámicos de los campos, para caracterizar mejor el área y facilitar el desarrollo de la metodología, como por ejemplo, incluir mapas estructurales e isópacos detallados para cada arena, datos dinámicos de presiones, datos de PVT, curvas de permeabilidades relativas, distribuciones de porosidades y permeabilidades.
- Realizar estudios pertinentes de captura de información certera de producción y laboratorio para validar los resultados presentados en éste trabajo e identificar nuevas zonas aplicando la metodología propuesta.
- De la revision bibliográfica se tiene que los métodos que ofrecen la mayor certeza para la distribución de los hidrocarburos y el monitoreo de la producción, son los que se realizan con registros PLT y tambien a través de los métodos geoquímicos. El método de transmisibilidad es el más recomendado ya que ofrece menor costo pero mayor incertidumbre.
- Se recomienda seguir el plan de fiscalización de reservas y evaluar si el Ministerio del Poder Popular de Petróleo requiere más información se debe garantizar la presentación de la misma.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Arias, F. (2012) **El Proyecto de Investigación: Introducción a la metodología científica**. Caracas, Venezuela. Editorial Episteme.
2. Barberii, E. & Essensfeld, M. (2006) **Yacimientos de Hidrocarburos**. Caracas, Venezuela. Fundación Juan Jones Parra.
3. Beggs Dale “**Oil System correlations**” Petroleum Engineering handbook.
4. Bizzotto Pablo, Dalle Rodrigo y De Marzio Luciana. “**Producción simultanea de gas y petróleo en reservorios multicapas del yacimiento Cerro Dragón**”
5. Colegio de Ingenieros de México. (1990) **Glosario Inglés-Español de Términos Petroleros**. Naucalpan, México.
6. Craft, B. & Hawkins, M. (1968) **Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos**. Madrid, España. Editoriales Tecnos.
7. Da Prat G. (2003) **Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión**. USA.

8. Decreto del 24 de mayo 2006 con fuerza de **Ley Orgánica de Hidrocarburos**. De las actividades relativas a los hidrocarburos.
9. Escalante Sharon (2015) “**Bombeo Electro-Sumergible BES**” Venezuela.
10. Essenfeld M. (2008) Producción **Conjunta: El Operador Contra el Estado o El operador Junto al Estado**. Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat.
11. Farías, L. (2002) **Producción Simultánea en las Arenas M. Informe Técnico**. Caracas, Venezuela.
12. Ferrer, F. & Valdez, L. (1996) **Prueba piloto de Producción Conjunta de Yacimientos. Informe Técnico**. Maraven, Gerencia de Exploración y Producción.
13. Ferrer, F. (1994) **Producción Conjunta de Yacimientos**. Maraven, Gerencia de Exploración y Producción.
14. Fossen, Haakon (2016) “**Structural Geology**” University of Bergen. Bergen-Noruega.

15. Galavís, A. (2002). “**Desarrollo de Yacimientos Marginales Mediante Producción en Conjunto. Caso: Área Oeste, Campo Dación**”. (Universidad Central de Venezuela). Caracas, Venezuela.
16. Golan, M. & Whitson, C. (1995) **Well Performance**. Trondheim, Noruega. Editorial Prentice Hall Inc.
17. Halliburton. Recopilación Técnica. **Ingeniería de Yacimientos**.
18. Hirschfeldt, M. & Ruiz, R. (2008) **Conceptos de Well Performance. Nota Técnica**. (Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco). Comodoro Rivadavia, Argentina.
19. Hurtado, J. (2010) Guía **para la comprensión holística de la ciencia. Unidad III**. Caracas, Venezuela. Fundación Sypal.
20. Jacotte, C. (2003) “**Análisis de Compatibilidad de Fluidos y elaboración de huellas digitales de crudos provenientes del Campo Guara Este**”. (Universidad Rafael Urdaneta). Maracaibo, Venezuela.
21. Kaufman, RL, Ahmed, AS and Elsinger, RJ. (1990) “**Gas chromatography as a development and Production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: Application in the Gulf of Mexico.**”

22. Martínez, G. Martínez, A. Gelvez, D (2014) “**Correlaciones**” (Universidad industrial de Santander) Bucaramanga- Colombia.
23. Pliego M. y López F. (2007) “**Diccionario Estadístico – Divestadística- Introducción a la Estadística Económica y Empresarial. Teoría y Práctica.**” Madrid, España (Editorial Thomson)
24. Ministerio del Poder Popular de Petróleo. (2005). **Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos.** Caracas, Venezuela.
25. Moreira, G. (2003) “**Metodología de Explotación de Yacimientos bajo el concepto de Unidades Hidráulicas. Caso: área Mata- zonas Zorro y Mata 3**”. (Universidad Central de Venezuela). Caracas, Venezuela.
26. Perozo, A. (2010). **Foro de Gerencia de Ingeniería de Yacimientos.** (Universidad del Zulia). Maracaibo, Venezuela.
27. Perozo, A. (2010). **Seminario de Análisis de Presión.** (Universidad del Zulia. Zulia) Maracaibo, Venezuela.
28. Petróleos de Venezuela S.A. Intranet (2002). **Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela.**
29. Prabowo, H. & Rinadi, M. “**Production Allocation Method for Commingled Gas Completions**”, SPE-29913-MS (1995)

30. Rodríguez, I & Veitía, D. (2003) **“Análisis comparativo de producción sencilla y Conjunta en el área mayor de Socororo”**. (Universidad Central de Venezuela). Caracas, Venezuela.
31. Rondón H. (2010) **“Diseño de un Plan de Producción en Conjunto para ser Aplicado en las Arenas L-M-N del Campo Oritupano “C”, Ubicado en el área Mayor de Oficina entre los Estados Anzoátegui y Monagas”**. (Universidad de Oriente). Ciudad Bolívar, Venezuela.
32. Schlumberger. (1998) **Oilfield Glossary en Español**.
33. Tineo, Y. (2011) **“Producción Conjunta: Metodología para su evaluación”**. (Universidad Central de Venezuela). Caracas, Venezuela.
34. Toro, A. **Metodología química para cuantificar porcentajes de crudo en producción combinada. Informe Técnico**.
35. Velarde, J. (1996). **“Correlation of black oil properties at pressure below the bubble point”** Texas University. Texas. U.S.A
36. Zabala, L. (2012) **“Estudio de la Declinación energética de Producción de crudo en yacimientos de petróleo extrapesado de dos Campos de la Faja petrolífera del Orinoco”** (Universidad Central de Venezuela). Caracas, Venezuela.

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

- ✓ **A.P.I:** American Petroleum Institute, fundada para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial.
- ✓ **Área:** División geográfica de mayor escala, donde se realizan operaciones de exploración y/o producción.
- ✓ **Arena:** Material compuesto de partículas cuyo tamaño varía entre 0,063 y 2 milímetros.
- ✓ **Bombeo Electro-Sumergible:** Método de levantamiento artificial es aplicable cuando se desea producir grandes volúmenes de fluido, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. Una instalación de este tipo puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios adecuados para cada caso.
- ✓ **Campo:** Proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.
- ✓ **Campos maduros:** Son aquellos que han alcanzado el pico máximo de su producción y han entrado en una etapa de declinación.
- ✓ **Cañoneo:** Método que consiste en perforar la tubería de revestimiento para hacer fluir gas natural y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo.
- ✓ **Capa de gas:** Se produce cuando el gas acumulado que se encuentra por encima del petróleo e inmediatamente debajo del techo de la trampa genera un empuje sobre el petróleo hacia los pozos.
- ✓ **Caudal:** Es la cantidad de fluido que circula a través de una sección del ducto por unidad de tiempo
- ✓ **Completación dual:** Se realiza cuando el pozo es completado con dos sargas de producción paralelas.
- ✓ **Completación sencilla:** Es cuando el pozo es completado con una sola sarga de producción.
- ✓ **Completación:** Es la preparación de un pozo para colocarlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte

productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo.

✓ **Condensación:** Cambio de estado de la materia que se encuentra en forma gaseosa a forma líquida.

✓ **Correlación:** Conjunto de estratos que constituyen una unidad, compuesto predominantemente de cierto tipo litológico o de una combinación de tipos litológicos, o características litológicas importantes en común.

✓ **Corte de agua:** Representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

✓ **Crudo:** Es el fluido (petróleo, agua, gas y sedimentos) que se producen de una formación, a través de un pozo o grupo de pozos, sin recibir ningún tipo de tratamiento.

✓ **Cuenca:** Son zonas que han sido geológicamente favorables para la formación y acumulación de hidrocarburos. En ellas se encuentran grandes yacimientos de petróleo.

✓ **Curvas de declinación de producción:** Describen el descenso de la capacidad de producción de un yacimiento, se origina como consecuencia de una disminución de la presión interna de este, lo que conlleva a una reducción de los niveles energéticos del mismo.

✓ **Densidad:** Masa de una sustancia por unidad de volumen.

✓ **Diferencia de presión (Drawdown):** Es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior del área de drenaje de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo.

✓ **Edad geológica:** Es una unidad geocronológica formal de la escala temporal geológica que representa el tiempo correspondiente a la duración de un piso.

✓ **Empacadura:** Es una herramienta de subsuelo usada en pozos petroleros para sostener la tubería de producción y para aislar zonas de producción.

✓ **Fallas:** Es una fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual se mueven los bloques rocosos que son separados por ella.

- ✓ **Fluidos incompatibles:** Todos aquellos fluidos que al mezclarse producen precipitados.
- ✓ **Flujo cruzado:** Ocurre si la presión en la cara de la formación es mayor que la presión estática en la misma. Por ello ocurre flujo desde el pozo a la formación.
- ✓ **Gradiente de presión:** El cambio producido en la presión por unidad de profundidad, expresado normalmente en unidades de psi/pie o kPa/m.
- ✓ **Gravedad API:** Escala empírica basada en la gravedad específica para crudos y los productos líquidos del petróleo, adoptada por el American Petroleum Institute.
- ✓ **Gravedad específica:** Es la relación del peso de un volumen dado del material a la temperatura de 60 °F, al peso de un volumen igual de agua destilada a la misma temperatura.
- ✓ **Índice de productividad:** Indica la capacidad o habilidad que tiene un pozo para llevar los fluidos hasta la superficie, debido a un diferencial de presión.
- ✓ **Levantamiento artificial por gas:** Método de levantamiento que consiste en producir crudos luego de que el flujo natural de un pozo cesa o para suplir el flujo natural por medio de gas a altas presiones usada para desplazar o airear el fluido desde el punto de inyección de gas hasta la superficie.
- ✓ **Migración:** es el movimiento del petróleo y el gas de la roca madre a una capa más permeable, o roca transportadora, generalmente una arenisca o caliza. En la segunda etapa de la migración, el petróleo y el gas se mueven a través de las capas transportadoras para acumularse en una trampa.
- ✓ **Permeabilidad:** Propiedad de la roca que describe su capacidad para permitir que los fluidos se muevan a través de sus poros interconectados.
- ✓ **Petróleo:** Mezcla de hidrocarburos naturales de amplio rango de ebullición que generalmente se presenta en estado líquido en la naturaleza
- ✓ **Porcentaje de agua y sedimento:** Es la cantidad de agua y sedimentos que están contenidos en una muestra de crudo.
- ✓ **Porosidad:** Porcentaje del volumen total de la roca que corresponde al volumen poroso o, lo que es lo mismo, capacidad de almacenamiento de fluido que posee una roca.

- ✓ **Pozo:** Hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.
- ✓ **Presión de burbuja:** La Presión de burbujeo también conocida como presión de saturación es la presión a la cual el crudo líquido libera la primera burbuja de gas.
- ✓ **Presión de colapso:** Presión a la cual una tubería, o recipiente, se deformaría de manera catastrófica como resultado de la presión diferencial que actúa desde fuera hacia dentro del recipiente o tubería.
- ✓ **Presión de yacimiento:** La presión de los fluidos en los poros de un yacimiento, normalmente la presión hidrostática, o la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad de la formación hasta el nivel del mar. Dado que la presión de yacimiento cambia a medida que se producen los fluidos de un yacimiento, debería describirse como un valor medido en un momento específico, tal como la presión de yacimiento inicial.
- ✓ **Producción en conjunto:** Técnica mediante la cual se extraen los hidrocarburos de varias arenas verticalmente no comunicadas, a través de la misma tubería, con la finalidad de adicionar en forma concurrente la productividad de varias zonas para incrementar la tasa de producción de un pozo.
- ✓ **Producción:** Es la manera como las fuerzas materiales latentes permiten el flujo del petróleo desde las rocas que lo contienen al hoyo del pozo (tubería de producción). Es la cantidad de un producto que se obtiene por determinado proceso y se expresa como un porcentaje de la alimentación de la carga.
- ✓ **Punto de rocío:** Presión a la cual sale el primer líquido condensado de la solución en un condensado de gas.
- ✓ **Rehabilitación de Pozos (RA/RC):** Operación programada que se realiza con fines de reestablecer y/o mejorar la capacidad del intervalo productor de un pozo, o de cambiar el horizonte de producción por otro ubicado a mayor o menor profundidad; a su vez representa el esfuerzo requerido para ejecutar trabajos de estimulaciones, reparaciones, recañoneo y/o terminación a pozos.

- ✓ **Reparación:** Trabajos que se hacen únicamente en las instalaciones de superficie o de subsuelo de los pozos con fines de corregir inconvenientes o desperfectos mecánicos que disminuyan o impidan la producción de pozos.
- ✓ **Reserva:** Son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.
- ✓ **Reservorio:** Es una acumulación de hidrocarburos atrapados en estratos permeables y porosos, principalmente arenas, areniscas, calizas y dolomitas.
- ✓ **Revestidor:** Es una tubería especial que se introduce en el hoyo perforado luego estas son cementadas, para proteger al hoyo y lograr que los fluidos suban desde el yacimiento a la superficie.
- ✓ **RFT:** (Repeat Formation Testers): Mide un número ilimitado de puntos de presión en un sólo viaje al pozo, a través de secciones en el yacimiento durante el desarrollo del programa de perforación esta herramienta también revela el grado de comunicación areal y vertical.
- ✓ **Viscosidad:** Resistencia interna a nivel molecular de los líquidos al flujo.
- ✓ **Workover:** La ejecución de una o más operaciones en un pozo productor para tratar de incrementar su producción.
- ✓ **Yacimiento:** Es un reservorio con factibilidad económica rentable para el desarrollo de la explotación y producción de un crudo.

## LISTA DE ABREVIATURAS

**%AyS:** Porcentaje de agua y sedimento

**API:** American Petroleum Institute

**Bbl/d:** Barriles –días

**Bbl/dc:** Barriles –días calendario

**Bbl:** Barriles

**Bo:** Factor volumétrico de petróleo

**Cp:** Centipoise

**Ft:** Pies

**H:** Espesor

**IP:** Índice de productividad

**IPR:** Curva de comportamiento de influjo (Inflow Performance Relationship)

**K:** Permeabilidad

**Km:** Kilómetros

**LPC:** Libra por pulgada cuadrada

**M:** Miles

**Md:** Milidarcy

**MM:** Millones

**Np:** Producción acumulada de petróleo.

**PCN:** Pies cúbicos normales

**PLT:** Registros de producción (Production Logging Tool).

**POES:** Petróleo original en sitio

**PVT:** Presión-Volumen-Temperatura

**Qliq:** Caudal de líquido

**Qo:** Caudal de petróleo

**Qw:** Caudal de agua

**RFT:** Repeat Formation Testers

**RGP:** Relación gas petróleo

**Sw:** Saturación de agua

**TIR:** Tasa interna de retorno

**Vcl:** Porcentaje de arcilla

**VPN:** Valor presente neto

**$\mu$ :** Viscosidad

# APÉNDICES Y ANEXOS

## Apéndice A

Se muestra la producción histórica de agua, gas y petróleo para los pozos más representativos del campo A y del campo B.

En el caso de la Figura 27 se muestra el histórico del pozo A-3.

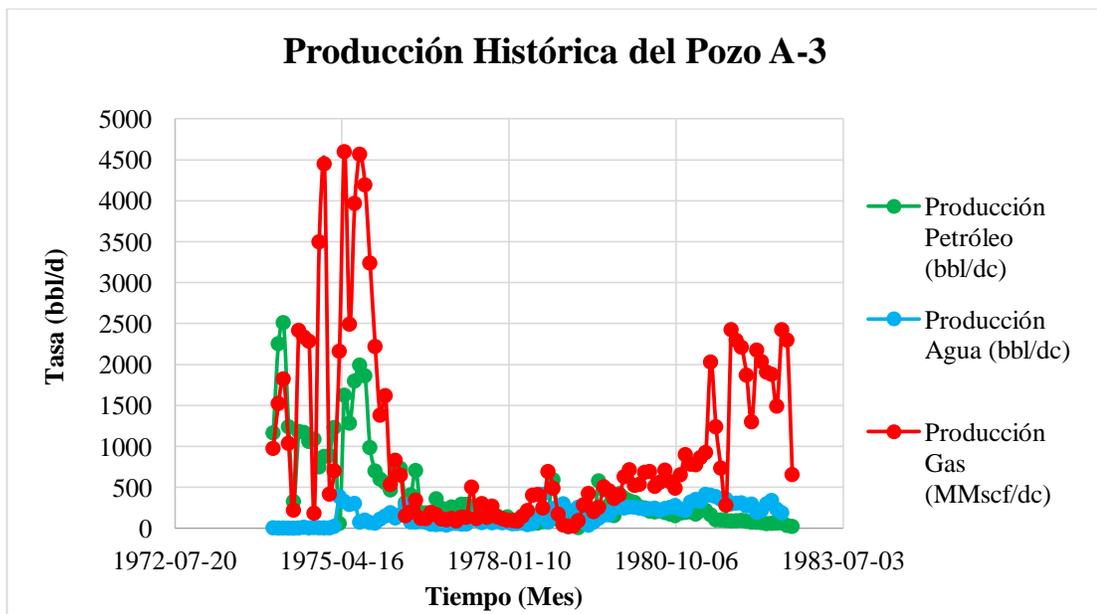


Figura 27 Producción Histórica del pozo A-3

Para el caso de la Figura 28 se muestra el histórico del pozo A-8.

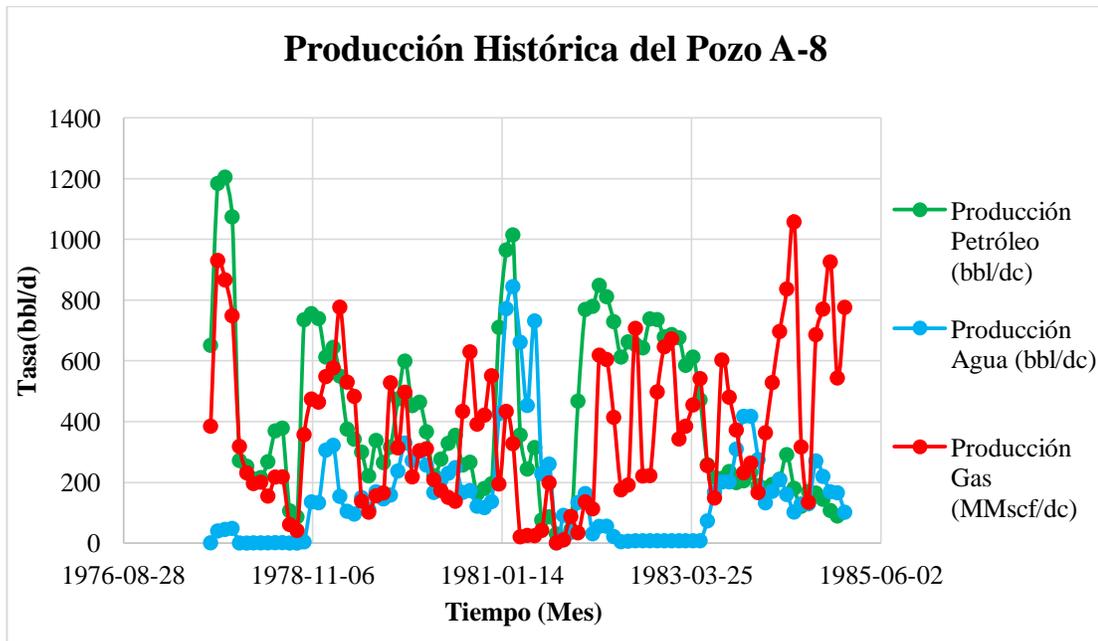


Figura 28 Producción Histórica Pozo A-8

Para el caso de la Figura 29 se muestra el histórico del pozo B-516 para el campo B.

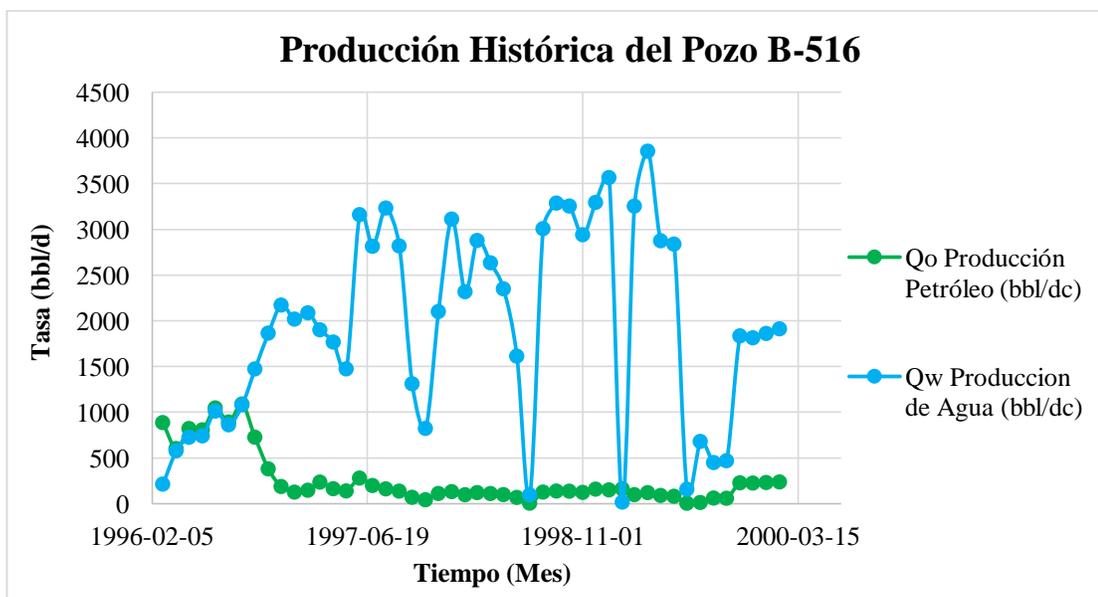


Figura 29 Producción Histórica pozo B-516

## Apéndice B

En esta sección se muestra el flujograma de la metodología propuesta para la producción en conjunto.

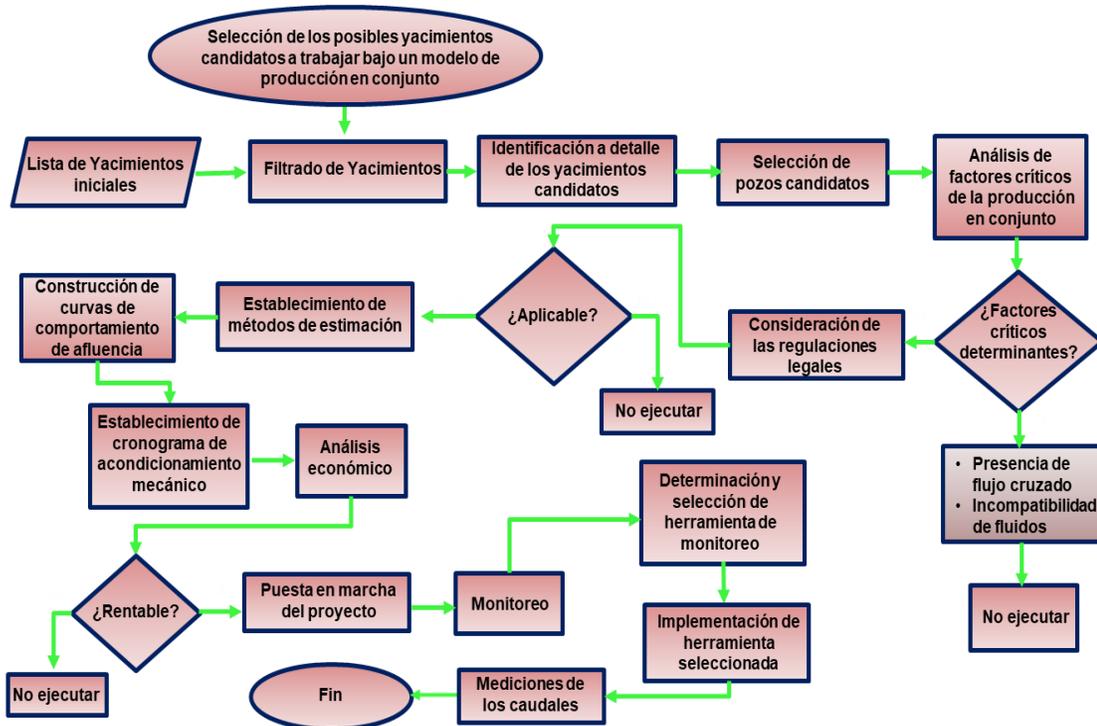


Figura 30 Flujograma de la metodología de producción en conjunto

## Apéndice C

Se presentan la tabla de correlaciones que se usaron para validar el dato de presión de burbuja y los datos de yacimiento que permitieron estimarla. Se realizó el mismo procedimiento tanto para el campo A como para el campo B. A continuación se muestra un ejemplo tipo del campo B. En la Tabla 30, se muestran todas las variables del yacimiento que tuvieron que ser evaluadas para lograr validar el dato de presión de burbuja a través de las correlaciones.

Tabla 30 *Parámetros del yacimiento para realizar las correlaciones*

<b>CAMPO B</b>		
Presión de interés (Pyac)	3159	lpc
(Ty) Temperatura del yacimiento	210	°F
(Ty) Temperatura del yacimiento	670	°R
(Pb) Presión de burbujeo	2134	psi
(°API) Gravedad API del petróleo:	10	°API
(GEg) Gravedad específica del gas	0,731465615	-
(Rsi) Gas en solución inicial	150	pc/bl
(Rsg) Gas en solución @ burbujeo	150	pc/bl
(yg) Fracción Molar del gas (Standing)	0,0661	-
(GEo) Gravedad Específica del Petróleo	1	-
(Mo) Peso Molecular Efectivo	530	-
(yg) Fracción Molar del gas (Lasater)	0,374549481	-
Temperatura separador	100	°F
Temperatura separador	560	°R
Presión del separador	50	lpc
C1 (V&B) °API≤30	0,0362	-
C2 (V&B) °API≤30	1,0937	-
C3 (V&B) °API≤30	25,724	-
(C3*°API/T)	0,383940299	-
(F) Número de correlación	19,81207445	-
(F) Número de correlación	0,050024313	-
(yg) Gravedad Esp del gas en el sep	0,696905721	-
C1 (M&T) °API≤10	12,847	-
C2 (M&T) °API≤10	0,9636	-
C3 (M&T) °API≤10	0,000993	-
C4 (M&T) °API≤10	0,03417	-

En la tabla 31 se muestran las ocho correlaciones que se usaron para lograr darle validez al dato de presión de burbuja del yacimiento. De la misma manera se muestra el error de desviación que se tuvo, y se señala cuales presentaron el menor porcentaje de error.

Tabla 31 *Correlaciones para la validación del punto de burbuja*

<b>(Pb) Presión de Burbuja (lpc)</b>	<b>Error (%)</b>	
<b>Standing</b>	1733	18,80
<b>Lasater</b>	1466	31,30
<b>Vasquez &amp; Beggs</b>	2167	1,523
<b>Glasso</b>	3322	55,66
<b>Al-Marhoun</b>	1954	8,43
<b>Petrosky</b>	1582	25,88
<b>Schmidt &amp; Kartoatmodjo</b>	2115	0,91
<b>Meneven &amp; Total</b>	1597	25,15

## Apéndice D

En el apéndice D se muestra un balance general que se realizó para cada uno de los campos que comprendieron este proyecto. Resaltando los parámetros principales con los que se debe contar a la hora de colocar en ejecución un proyecto de esta magnitud.

La tabla 32 especifica los parámetros antes mencionados para el campo B.

*Tabla 32 Balance General de propiedades del campo B*

POZO	ARENA	h (ft)	Prof. Base (ft)	Grad. Presión (lpc/ft)	°API	%AyS	Presión estática (lpc)	Qo (bbl/d)	Forma de Producción	POES Probado de la UH-TU (MMbbls)
B516	T-U	111	7998	0,397	10	89	3176	388	Unidad Hidráulica	86,4
B89	T-U	106	7669	0,418		69,8	3226	371		
B23	T-U	74	7383	0,418		79,65	3086	259		
B11	T-U	32	7477	0,416		79,48	3110	112		
B19	T-U	64	7420	0,431		79,48	3199	224		

La tabla 33 especifica los parámetros antes mencionados para el campo A.

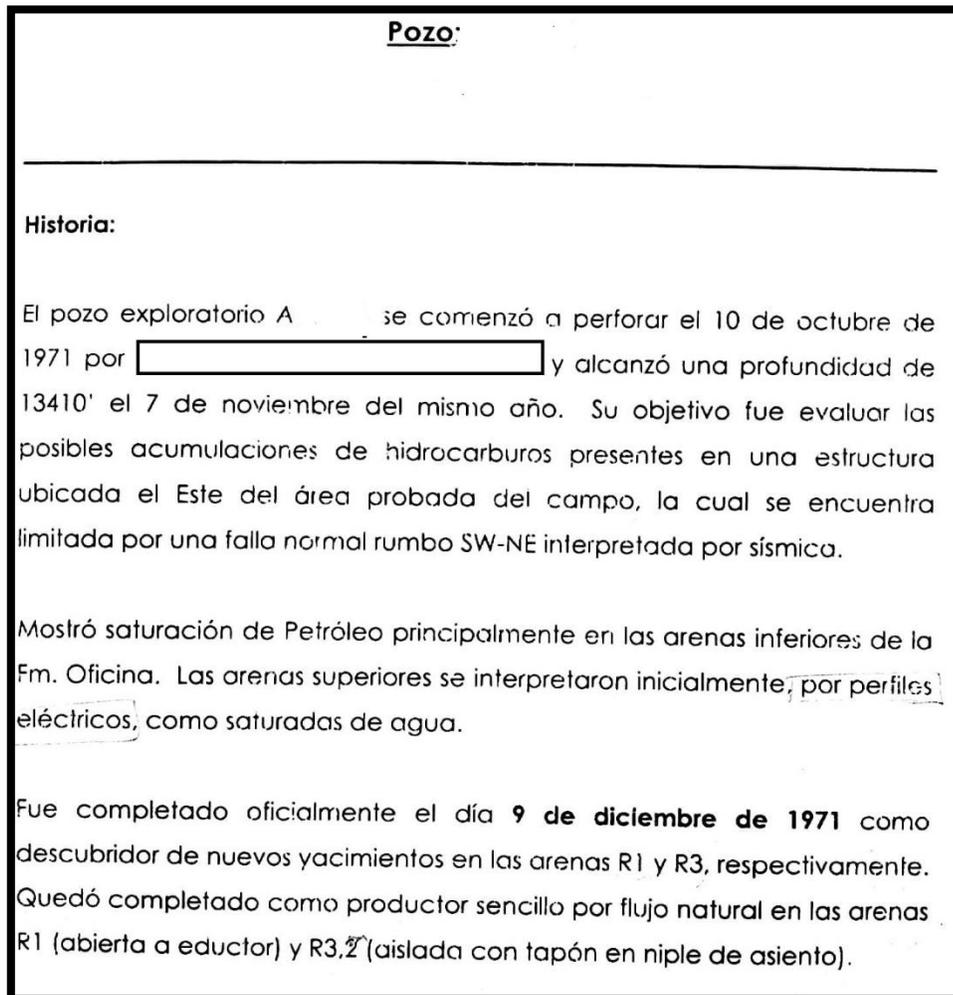
Tabla 33 *Balance General de propiedades del campo A*

<b>POZO</b>	<b>ARENA</b>	<b>h (ft)</b>	<b>Prof. Base (ft)</b>	<b>Grad. Presión (lpc/ft)</b>	<b>°API</b>	<b>%AyS</b>	<b>Presión estática (lpc)</b>	<b>Qo (bbl/d)</b>	<b>POES (Mbls)</b>	<b>Forma de Producción</b>
A-7	R1	40	12510	0,1999	24,9	100	2500	293	15017	Monocapa
	R3-R2	130	12640	0,1999	21,6	82	2526	138	48353	Monocapa
A-3	R0-R1	50	12504	0,2088	24	40	2611	329	21110	Unidades de Explotación
	R3-R2	17	12569	0,1909	21,5	89	2400		48353	
A-7a	R1	45	12507	0,1999	24,45	70	2500	271- 468	15017	Unidades de Explotación
	R3-R2	73, 5	12605	0,1999	21,55	85,5	2519		48353	
A-8	R1	19	12450	0,1999	25,2	53	2489	206	15017	Unidades de Explotación
	R3-R2	78	12528	0,1999	20,8	75	2504		48353	
A-10	R4-S1	28	12688	0,3977	26	30	5046	373	11840	Unidades de Explotación
	TL	8	12842	0,4019	24,5	90	5161		2770	
A-11	S4	30	12810	0,3934	13	38	5039	489	2121	Unidades Hidráulicas
	TU	48	12868	0,4010	22,5		5161			
	TL	30	12898	0,3908	10		5040			

## Anexo 1

En esta sección se presenta un ejemplo, de una de las historias de pozos con que se contó a la hora de hacer el análisis del proyecto bajo el esquema de producción en conjunto solo para el campo A, porque se recuerda que para el campo B sólo se poseían los registros eléctricos.

En el siguiente paquete de figuras (de la 31 a la 36) se muestra la historia del pozo A-3 para el campo A.



*Figura 31* Historia de pozo A-3, Campo A

Los resultados de las pruebas se presentan en la siguiente tabla:

Arena	Interv.	Fecha	Qo	° API	Red. (")	P Cab (lpc)	Qg (MPC/d)	RGP (PC/BN)	%AyS
R3,2	12557'- 569'	19/11/71	390	21.6	3/16	1180	312	800	0.6
		23/11/71	615	-	¼	1150	305	496	-
		24/11/71	914	-	5/16	1080	626	685	-
		26/11/71	1044	-	3/8	1000	737	706	0.5
R1	12475'-83' 12493'-504'	02/12/71	325	-	3/16	950	267	822	-
		03/12/71	470	-	¼	900	284	604	-
		09/12/71	891	24.8	3/8	800	584	655	0.6

En los resultados anteriormente expuestos se observa que ambas arenas se diferencian entre sí por la gravedad API, y la presión en el cabezal (Arena R3.2 con menos ° API y mayor presión).

**Completación Oficial:**

Arena	Interv.	Fecha	Qo	°API	Red.	Pcab.	Qg.	RGP	%AyS
R3,2	12557'-569'	26/11/71	1044	21.4	3/8	1000	737	706	0.5
R1	12475'-483' 12493'-504'	09/12/71	891	24.8	3/8	800	584	655	0.6

**Prueba de Presión (29/11/71):** Arena R1, se corrió Build up obteniéndose presión estática y temperatura de fondo @ 12350', después de cerrado el pozo por 3 días, de +/- 5035 lpc y de 280 °F, respectivamente.

**Prueba de Presión (13/12/71):** Arena R3,2, se corrió build up. El pozo fue cerrado por 72 horas, obteniéndose presión estática de 5080 lpc. En datos

Figura 32 Historia de pozo A-3, Campo A



Luego en enero de 1977 se analizó una muestra de crudo producido obteniéndose 26.9 °API. En junio de 1977 se abrieron a producción ambas arenas, ya que no se estaba seguro de la arena que producía por el tubing. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

Arena	Qo	°API	Red.	P cab.	RGP	% AyS
R3,2	828	22.9	3/8	1090	621	0.3
(Anular)	840	22.9	3/8	-	-	5.4
R1	838	25.9	3/8	860	3839	0.3
(Tubing)	960	25.8	3/8	-	-	0.2

Debido al tipo de crudo y la presión en el cabezal se concluyó que la arena en producción, desde la apertura en octubre de 1976, era la arena R1 y la que se dejó produciendo por el anular, después de Junio de 1977, fue la arena R3,2. Esto también se demostró cuando se realizaron los análisis de crudo de ambas arenas: R1 gravedad de 26.9 °API y R3,2 de 21 °API. En el web file del pozo se menciona que las producciones acumuladas fueron corregidas.

**Servicio No 6 (22/05/78):** Arena R1, se tocó nivel inicial a 2400', después de 24 corridas reventó con 30 Lbs en tres oportunidades, pero murió posteriormente. Luego, se tocó nivel inicial a 2770', después de nueve corridas reventó con 40lbs (sin reductor). Pozo quedó fluyendo.

El pozo produjo de la arena R1 hasta Agosto de 1978, fecha en la cual fue cerrada. Reportando como últimas pruebas:

Arena	Fecha	Qo	°API	Red.	Pcab.	RGP	%AyS
R1	03/78	594	26.3	3/8	1030	2906	1.0
	04/78	452	26.3	3/8	960	2931	0.8
	08/78	308	24.8	3/8	375	1473	3.0

Figura 34 Historia de pozo A-3, Campo A

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en las pruebas de pozos a la arena R3,2, abierta a producción en Junio de 1977.

Arena	Fecha	Qo	°API	Red.	Pcab.	RGP	%AyS
R3,2	01/80	127	13.1	3/8	190	269	68.0
	02/80	95	12.7	3/8	170	2842	70.0
	03/80	121	12.2	3/8	190	1149	60.0
	06/80	105	10.7	½	150	1629	70.0
	07/81	-	-	-	-	-	-

La prueba realizada en agosto de 1997 la arena R3,2 reportó 247 Bbls/d de petróleo con 40% Agua y 3004 PCN/BN de RGP.

**Estimulación No 1 (10/12/86):** Arena R3,2. se bombearon 60 Bbls de gas-oil y 6 tambores de surfactantes no iónico. Durante el bombeo la presión de inyección alcanzó 5000 lpc, por lo cual se suspendió el trabajo. Según el reporte, la arena a la que se realizó la estimulación era la R1, pero para ese momento, según orden cronológico de la historia, debería ser la arena R3,2 ya que había sido abierta a mediados de Junio de 1986. La arena R1 debería permanecer cerrada.

**Servicio No 7 (16/02/91):** se bajó cortador de 2 9/32" hasta 12300', luego se realizó registro de BHP y BHT con dos elementos de presión de máxima capacidad (4400 lpc). Para el momento de la prueba el pozo se encontraba cerrado, y se corrió un gradiente estático, obteniéndose valores de presión y temperatura @ 12300' de 3838 lpc y 300 °F, respectivamente. Nivel de fluido 2600'.

*Figura 35 Historia de pozo A-3, Campo A*

**Servicio No 8 (02/10/91):** se chequeó presión de tubing (0 lpc). Nivel inicial 6600'. El nivel fue bajando hasta corrida N°6 a 8800'. No se observó recuperación de fluido.

**Servicio No 9 (15/07/96):** se chequeó niple sin tapón con camarita de 1 27/32", arena R3,2-abierta. Las camisas @ 12398' y 12389' no se pudieron chequear porque compañía de guaya no poseía las herramientas para ese tipo de camisas. Según historia deberían encontrarse cerradas.

**Servicio No 10 (13/08/96):** se chequeó presión de tubing (0 lpc). Nivel inicial 5000' (petróleo) en corrida N°4 se recuperó 100% agua. Se bajó suabo, en corrida N° 5 y 6, a 8200' y no se recuperó fluido. Se supone que la arena abierta al tubing es la R3,2.

Según 1997, la arena R1 se encuentra cerrada desde el año 1978, mientras que los últimos trabajos de guaya realizados reportan la arena R3,2, aparentemente abierta.

**Servicio No 11 (26/01/98):** se realizó con la finalidad de verificar condición mecánica del pozo. Durante el trabajo, se chequeó nivel de fluido @ 7730', camisas cerradas @ 12398' y 12389' y niple "R" @ 12529' con tapón (Arena R3,2 cerrada). Todo el sistema cerrado. No se tiene información de que el trabajo en el cual se haya asentado tapón en niple "R".

*Figura 36 Historia de pozo A-3, Campo A*

## Anexo 2

En esta sección se muestran los registros eléctricos de los pozos seleccionados para realizar el proyecto de producción en conjunto del campo A. Los registros que se muestran a continuación, poseen tres pistas. En la primera se muestra la curva del registro gamma ray, mostrando el tipo de litología presente en las acumulaciones. También se muestra el lugar donde anteriormente fue cañoneado el pozo y muestra la curva de registro caliper. En la segunda pista se exhibe la curva del registro de resistividad, permitiendo inferir el tipo de fluido que preserva esa acumulación. Y por último la tercera pista presenta la profundidad a las cuales están los cuerpos de arena.

En las siguientes figuras (de la 37 a la 41) se puede observar las pistas de los registros eléctricos en los pozos A-3, A-8, A-7a, A-10, A-11 del campo A.

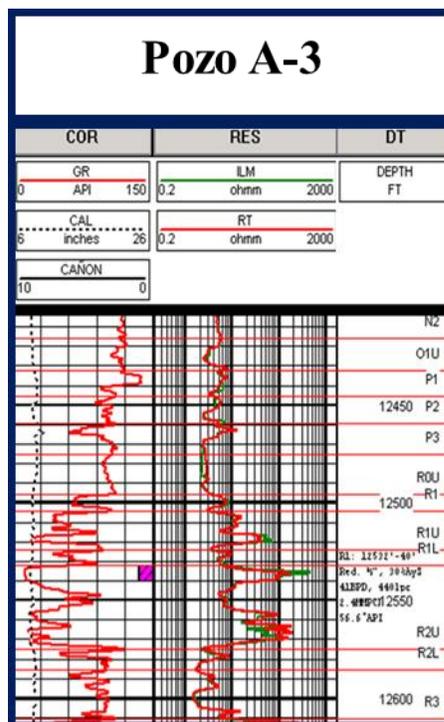


Figura 37 Registro Eléctrico Pozo A-3

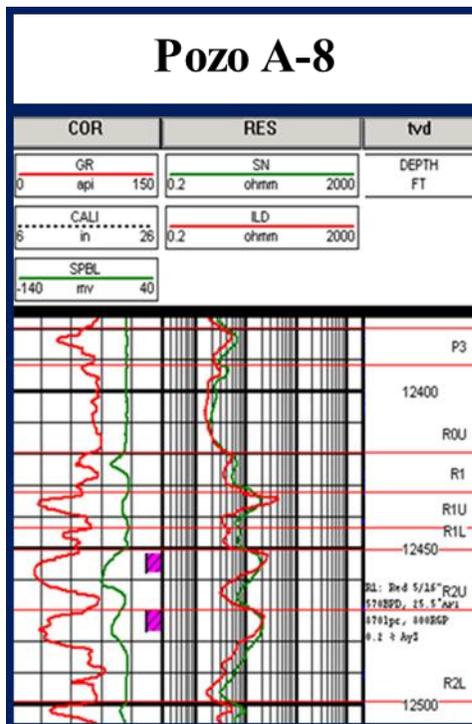


Figura 38 Registro Eléctrico pozo A-8

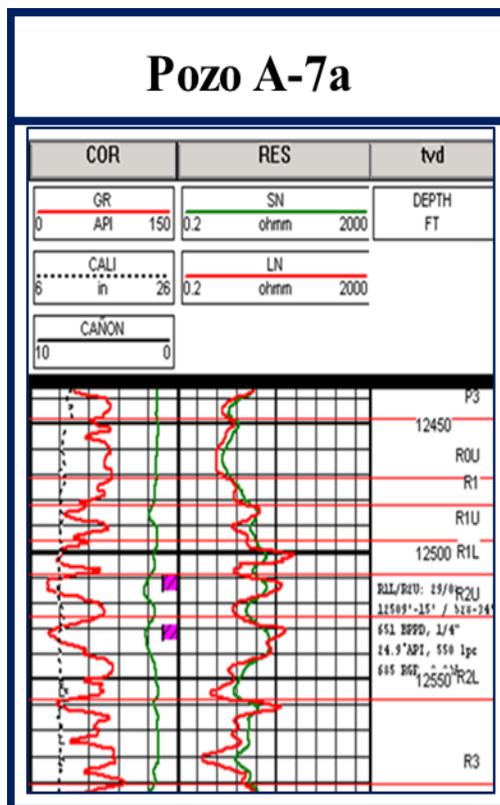


Figura 39 Registro Eléctrico pozo A-7a

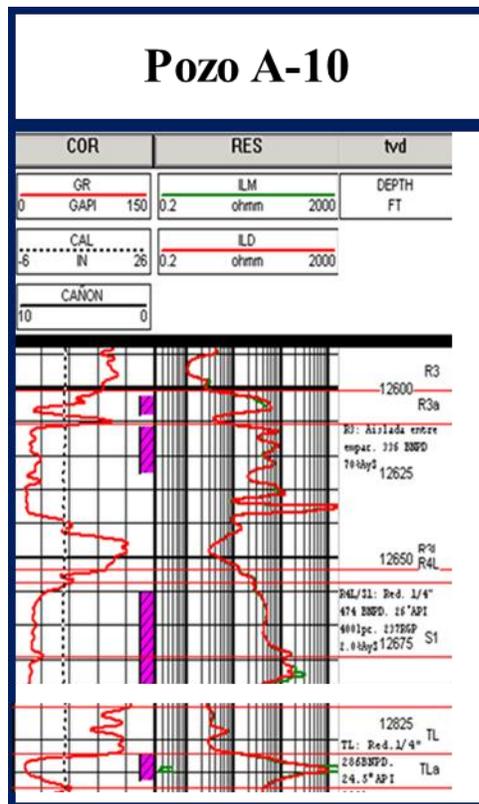


Figura 40 Registro Eléctrico pozo A-10

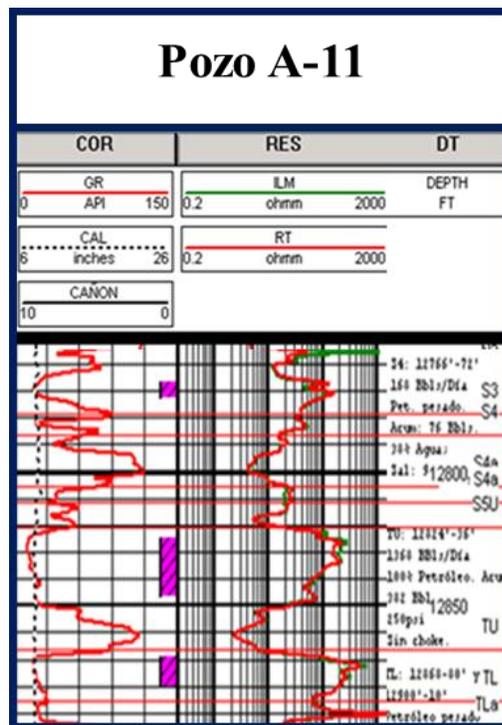


Figura 41 Registro Eléctrico pozo A-11

### Anexo 3

En ésta sección se muestran los registros eléctricos de los pozos seleccionados para realizar el proyecto de producción en conjunto del campo B.

Los registros eléctricos que se presentan a continuación poseen cuatro pistas. La primera donde se muestra la profundidad vertical verdadera e indica donde está el paquete de arena T-U. La segunda pista describe el registro caliper que muestra el tamaño aproximado del hoyo. La tercera pista exhibe las curvas de registro que se corrieron, la curva de color verde describe el comportamiento que arrojó el registro gamma ray y la curva de color azul muestra el comportamiento que arrojó el registro SP. Ambos registros muestran el tipo de litología que está presente en los yacimientos que el pozo atraviesa .Por último la cuarta pista muestra el comportamiento de la curva color rojo de resistividad que permite inferir que tipo de fluidos se encuentra presente en los cuerpos de arena.

En las siguientes figuras (de la 42 a la 46) se puede observar las pistas de los registros eléctricos en los pozos B-516, B-89, B-23, B-19 y B-11 del campo B.

# Pozo B-516

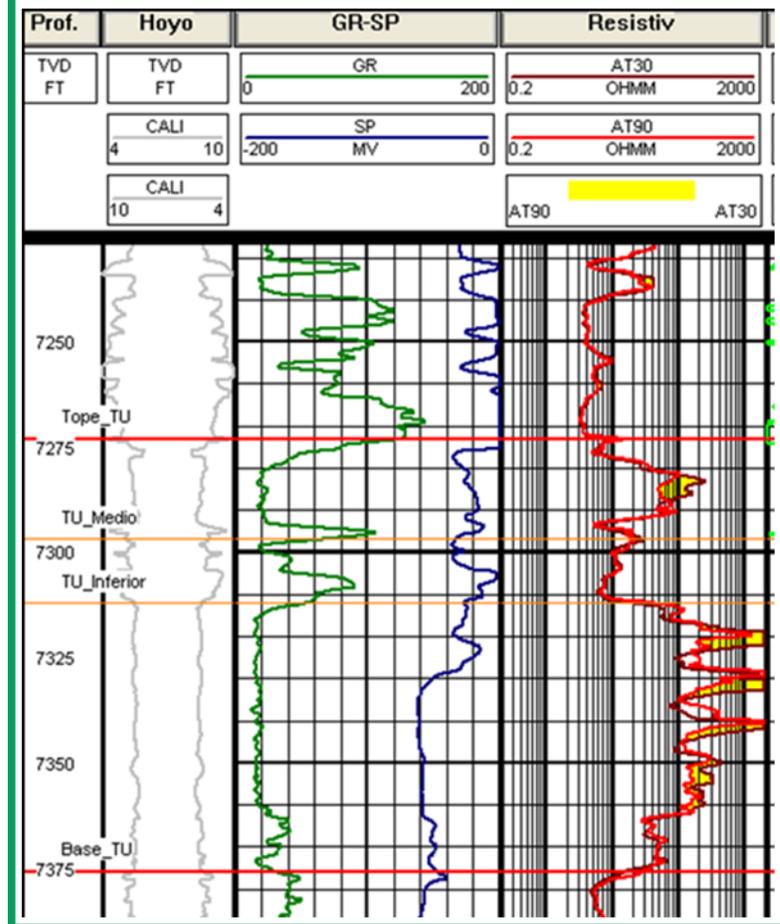


Figura 42 Registro Eléctrico Pozo B-516

## Pozo B-23

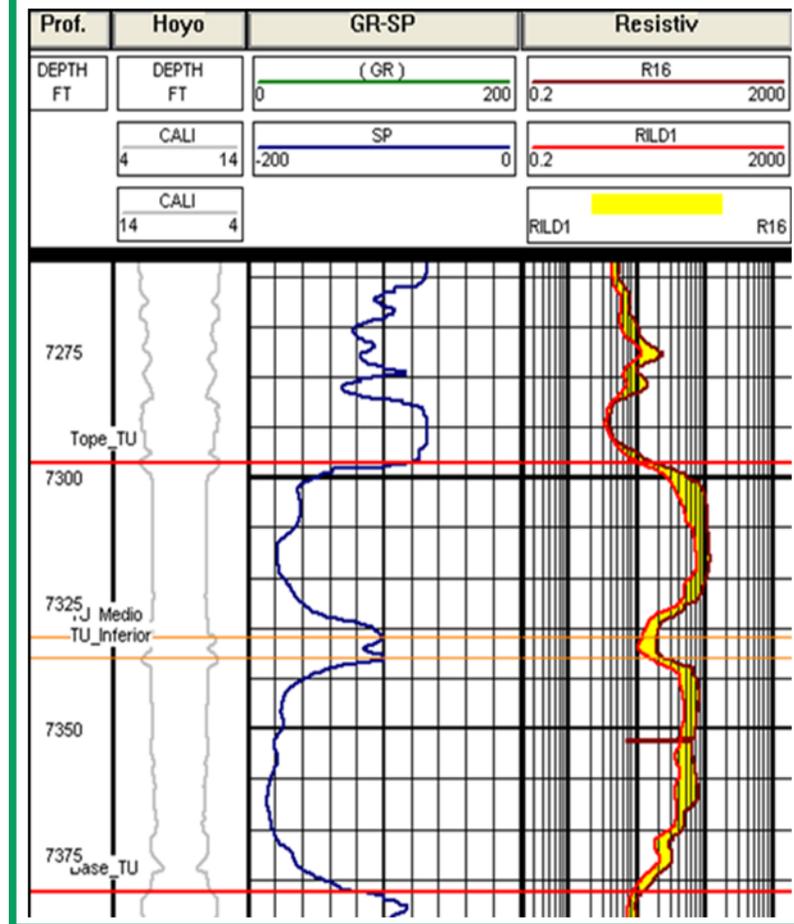


Figura 43 Registro Eléctrico Pozo B-23

# Pozo B-89

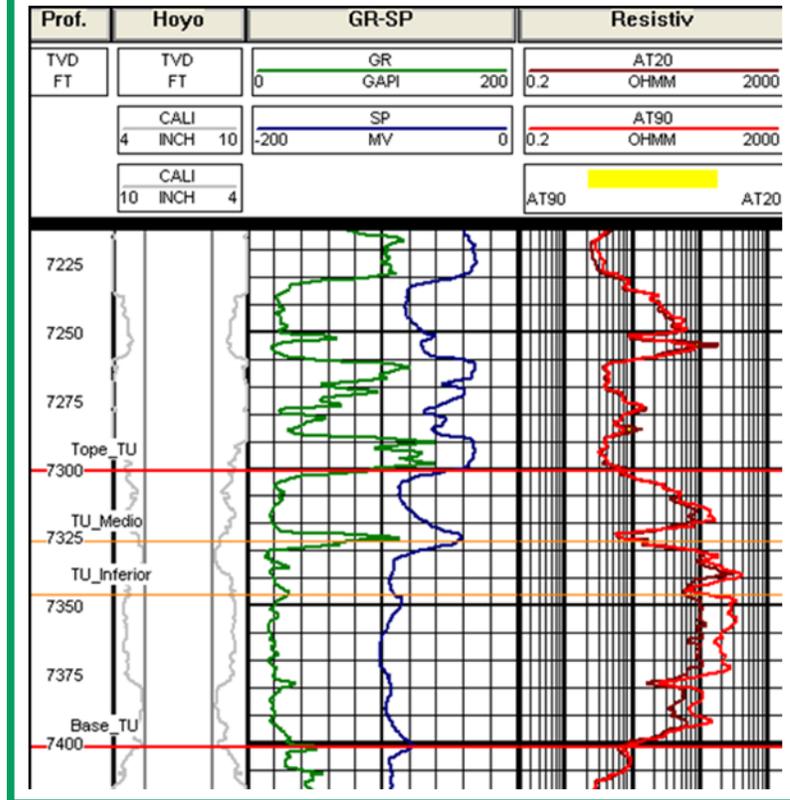


Figura 44 Registro Eléctrico Pozo B-89

# Pozo B-19

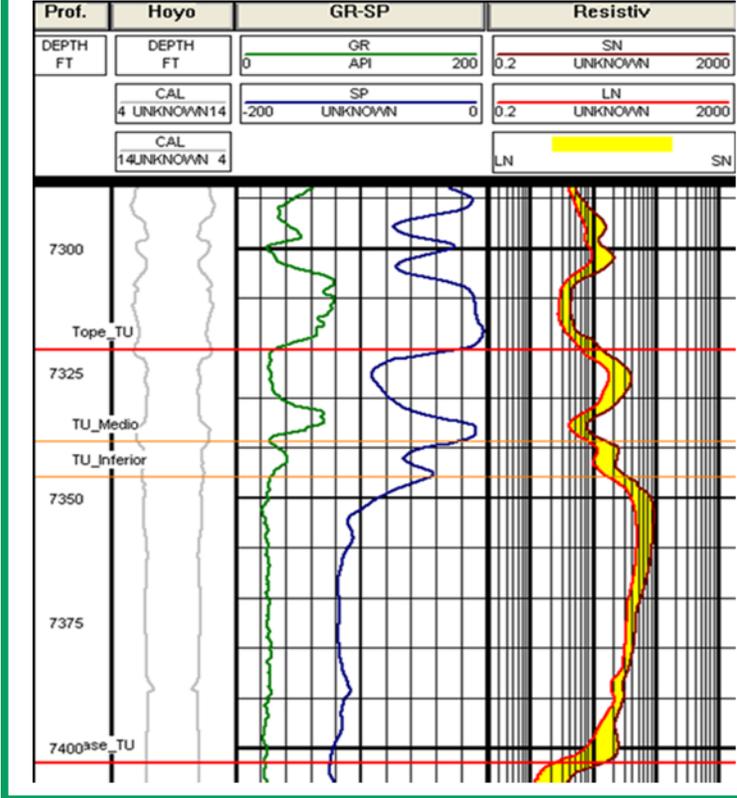


Figura 45 Registro Eléctrico Pozo B-19

# Pozo B-11

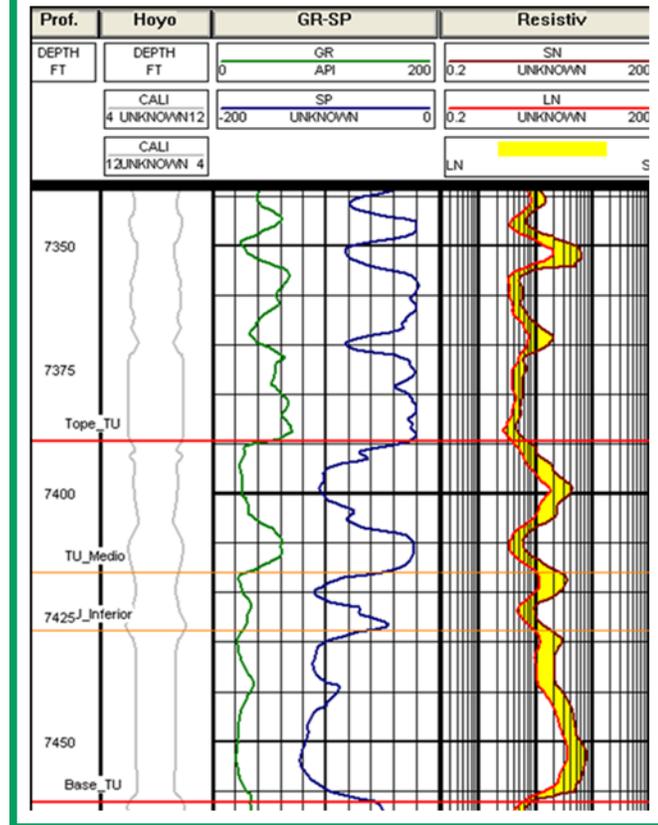


Figura 46 Registro Eléctrico Pozo B-11