

Evaluación de las alternativas para la reclasificación a reservas de los recursos contingentes de un campo maduro de la cuenca de los Llanos Orientales.

Adriana Alejandra Vásquez Cabrera

Trabajo de Grado para Optar el título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Helena Margarita Ribón Barrios

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Agradezco primero a Dios por permitirme realizar los estudios de postgrado de la especialización y por mejorar mi salud para poder culminar con esta meta.

A mi mamá, mi papa, mis hermanos Andrés, Karla y Stefania por su apoyo y amor incondicional.

A mi novio Luis por impulsarme siempre, darme su voz de aliento y por recordarme siempre que debo confiar en mí y en mis capacidades.

A mi tío Lizardo (Q.E.P.D), por que siempre me dijo lo orgulloso que estaba de mi y me aconsejó siempre a luchar por lo que quiero.

Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos	18
1.1 Objetivo general	18
1.2 Objetivos específicos	18
2. Campos maduros y estimación de recursos de hidrocarburos	19
2.1 Campos maduros	19
2.2 Clasificación de recursos.....	22
2.4 Métodos de estimación de reservas	27
2.5 Evaluación de recursos y reservas.....	31
3. Caso de estudio	32
3.1 Generalidades	32
3.2 Descripción geológica.....	34
3.2.1 Geología estructural.....	34
3.2.2 Estratigrafía.....	35
3.2.3 Modelo petrofísico.....	37
3.2.4 Correlaciones estructurales.....	39
3.3 Descripción de producción histórica por pozo	40
3.3.1 Pozo A1.....	40

3.3.2 Pozo A2.....	42
3.3.3 Pozo A3.....	43
3.3.4 Pozo A4.....	44
3.3.5 Pozo A5.....	46
3.3.6 Pozo A6.....	48
3.3.7 Pozo A7.....	50
3.3.8 Pozo A8.....	51
3.3.9 Pozo A9.....	52
3.3.10 Pozo A10.....	55
3.3.11 Pozo A11.....	56
3.3.12 Pozo A12.....	58
3.3.13 Pozo A13.....	59
3.3.14 Pozo A18.....	61
3.3.15 Pozo A19.....	63
3.3.11 Pozos inyectores de disposición de agua.....	65
3.4 Ultima prueba de producción por pozo.....	66
3.5 Historia de presión promedio de yacimiento.....	68
3.6 Propiedades de los fluidos de yacimiento.....	69
3.7 Modelo de datos diagnóstico.....	71
4. Determinación de los recursos contingentes del campo objeto de estudio.....	73
4.1 Estimación del aceite original en sitio y factor de recobro actual.....	73
4.2 Evaluación del mecanismo de empuje por yacimiento.....	75
4.3 Estimación de los recursos contingentes y evaluación de oportunidades.....	75

4.3.1 Estimación de recursos contingentes formación carbonera unidad c7	78
4.3.2 Estimación de recursos contingentes formación mirador	80
4.3.4 Estimación de recursos	83
4.3.5 Estimación de recursos contingentes formación une	85
5. Identificación de las contingencias	88
5.1 Flujo de caja negativo (Economía del proyecto).....	88
5.2 Integridad mecánica de los pozos	89
5.3 Disponibilidad de las facilidades	89
6. Evaluación financiera.....	90
7. Metodología	94
8. Conclusiones	96
9. Recomendaciones.....	97
Referencias bibliográficas	98

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Determinación de la madurez de un campo.....	20
<i>Figura 2.</i> Mapa conceptual de las posibles oportunidades en un campo maduro.	21
<i>Figura 3.</i> Definición de IOR y EOR.....	22
<i>Figura 4</i> Marco de Clasificación de Recursos.....	23
<i>Figura 5</i> Subclases basadas en la madurez del Proyecto.....	26
<i>Figura 6</i> Relación agua-petróleo versus producción acumulada de petróleo.....	30
<i>Figura 7.</i> Histórico de producción campo objeto de estudio.....	34
<i>Figura 8</i> Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.....	36
<i>Figura 9</i> Correlación estructural Formación Carbonera C7. Pozos A-5, A-4, A-6, A-11, A-2 y A-1.....	39
<i>Figura 10</i> Correlación estructural Formación Mirador. Pozos A-13, A-4, A-5, A-6, A-11, A-2 y A-1	39
<i>Figura 11</i> Correlación Formación Gacheta y Une. Pozos A-13, A-15, A-8, A-2, A-12, A-10, A-11 y A-9	40
<i>Figura 12</i> Historia de Producción Pozo A1.....	41
<i>Figura 13</i> Historia de Producción Pozo A2.....	43
<i>Figura 14</i> Historia de Producción Pozo A3.....	44
<i>Figura 15</i> Historia de Producción Pozo A4.....	46

<i>Figura 16</i> Historia de Producción Pozo A5.....	47
<i>Figura 17</i> Historia de Producción Pozo A6.....	49
<i>Figura 18</i> Historia de Producción Pozo A7.....	51
<i>Figura 19</i> Historia de Producción Pozo A8.....	52
<i>Figura 20</i> Historia de Producción Pozo A9.....	54
<i>Figura 21</i> Historia de Producción Pozo A10.....	56
<i>Figura 22</i> Historia de Producción Pozo A11.....	58
<i>Figura 23</i> Historia de Producción Pozo A12.....	59
<i>Figura 24</i> Historia de Producción Pozo A13.....	61
<i>Figura 25</i> Historia de Producción Pozo A18	63
<i>Figura 26</i> Historia de Producción Pozo A19.....	65
<i>Figura 27</i> Historia de Inyección Campo Objeto de estudio	66
<i>Figura 28.</i> Mapa estructural al tope de la formación Une. Pozo de desarrollo propuesto	77
<i>Figura 29</i> Curva WOR Vs Np Pozo A-11 Formación Carbonera Unidad C7	79
<i>Figura 30</i> Curva WOR Vs Np Pozo A-6 Formación Carbonera C7 & Mirador (Formaciones simultaneas en producción).....	79
<i>Figura 31</i> Pronóstico de producción de petróleo y cuantificación de recursos contingentes formación Carbonera C7.....	80
<i>Figura 32</i> Curva WOR Vs Np Pozo A-5 Formación Mirador	81
<i>Figura 33</i> Curva WOR Vs Np Pozo A-18 Formación Mirador	81
<i>Figura 34</i> Curva WOR Vs Np Pozo A-1 Formación Mirador	82
<i>Figura 35</i> Pronóstico de producción de petróleo y cuantificación de recursos contingentes formación Mirador	82

<i>Figura 36</i> Curva WOR Vs Np Pozo A-9 Formación Gacheta	83
<i>Figura 37</i> Curva WOR Vs Np Pozo A-8 Formación Gacheta	84
<i>Figura 38</i> Pronóstico de producción de petróleo y cuantificación de recursos contingentes formación Gacheta	84
<i>Figura 39</i> Curva de Producción Pozo C-1 Formación Une.....	86
<i>Figura 40</i> Curva WOR Vs Np Pozo C-1 Formación Une	86
<i>Figura 41</i> Pronóstico de producción de petróleo y cuantificación de recursos contingentes formación Une	87
<i>Figura 42</i> Metodología para la evaluación de las alternativas para la reclasificación a reservas de los recursos contingentes de un campo maduro.....	95

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Acumulado de producción de petróleo y último corte de agua registrado por formación del campo objeto de estudio.....</i>	33
Tabla 2 <i>Descripción de las formaciones de interés</i>	37
Tabla 3 <i>Interpretación Petrofísica por pozo.....</i>	38
Tabla 4 <i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A1</i>	41
Tabla 5 <i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A2</i>	42
Tabla 6 <i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A3</i>	44
Tabla 7 <i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A4</i>	46
Tabla 8 <i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A5</i>	47
Tabla 9 <i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A6</i>	49
Tabla 10 <i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A7</i>	51

Tabla 11	<i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas</i>	
	<i>Pozo A8</i>	52
Tabla 12	<i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas</i>	
	<i>Pozo A9</i>	54
Tabla 13	<i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas</i>	
	<i>Pozo A10</i>	56
Tabla 14	<i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas</i>	
	<i>Pozo A11</i>	57
Tabla 15	<i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas</i>	
	<i>Pozo A12</i>	59
Tabla 16	<i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas</i>	
	<i>Pozo A13</i>	60
Tabla 17	<i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas</i>	
	<i>Pozo A18</i>	62
Tabla 18	<i>Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas</i>	
	<i>Pozo A19</i>	64
Tabla 19	<i>Ultima prueba de producción por pozo y por formación</i>	67
Tabla 20	<i>Historia de presión promedio de yacimiento Formación Carbonera C7.....</i>	68
Tabla 21	<i>Historia de presión promedio de yacimiento Formación Gacheta</i>	68
Tabla 22	<i>Historia de presión promedio de yacimiento Formación Mirador</i>	69
Tabla 23	<i>Historia de presión promedio de yacimiento Formación Une</i>	69
Tabla 24	<i>Propiedades de los fluidos de yacimiento para el campo objeto de estudio</i>	70
Tabla 25	<i>Rangos de aplicación para las correlaciones usada en petróleo negro.....</i>	70

Tabla 26	<i>Estimación de la Presión de Burbuja y Factor volumétrico a partir de la correlación de Vazquez</i>	71
Tabla 27	<i>Modelo de datos diagnóstico</i>	72
Tabla 28	<i>Estimación del Petróleo original en sitio (POES) y del factor de recobro actual para la zona centro.....</i>	73
Tabla 29	<i>Estimación del Petróleo original en sitio (POES) y del factor de recobro actual para la zona norte.....</i>	74
Tabla 30	<i>Estimación del Petróleo original en sitio (POES) y del factor de recobro actual para la zona sur</i>	74
Tabla 31	<i>Resumen de alternativas propuestas para reactivación y cuantificación de recursos contingentes.</i>	76
Tabla 32	<i>Parámetros y Recursos contingentes Formación C7</i>	80
Tabla 33	<i>Parámetros y Recursos contingentes Formación Mirador</i>	83
Tabla 34	<i>Parámetros y Recursos contingentes Formación Gacheta.....</i>	85
Tabla 35	<i>Parámetros y Recursos contingentes Formación Une</i>	87
Tabla 36	<i>Distribución de los recursos de acuerdo con el tipo de contingencias</i>	90
Tabla 37	<i>Inversiones de capital por la ejecución de cada uno de los trabajos propuestos</i>	91
Tabla 38	<i>Evaluación financiera mensual Año 1</i>	92
Tabla 39	<i>Evaluación financiera mensual Año 2</i>	92
Tabla 40	<i>Evaluación financiera mensual Año 3</i>	93
Tabla 41	<i>Evaluación financiera mensual Año 4</i>	93
Tabla 42	<i>Resultados evaluación financiera</i>	94

Resumen

TITULO: EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS PARA LA RECLASIFICACIÓN A RESERVAS DE LOS RECURSOS CONTINGENTES DE UN CAMPO MADURO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES¹.

AUTOR: ADRIANA ALEJANDRA VASQUEZ CABRERA**

PALABRAS CLAVE: CAMPO MADURO, RECURSOS CONTINGENTES, RESERVAS, CONTINGENCIAS

DESCRIPCION:

El campo objeto de estudio se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, y de acuerdo con el comportamiento histórico de producción, ya se denomina campo maduro. Actualmente el campo se encuentra suspendido por varias contingencias, entre las cuales se identificaron: el flujo de caja negativo del proyecto, daños de la integridad mecánica de algunos pozos y desmantelamiento de las facilidades de una zona del campo. Conforme a lo anterior, en el presente estudio se desarrolló un modelo de datos diagnóstico de la información disponible del campo que comprende datos de geología, petrofísica, yacimientos y producción, que permitió proponer las alternativas de reactivación, las cuales incluyen de trabajos de reacondicionamiento, servicios a pozos y la perforación de un pozo de desarrollo. Así mismo, se recomendó el abandono de los pozos que no tienen oportunidad basado en los criterios anteriores.

Con el resultado del análisis de la información recopilada se escogió como método de estimación de los recursos, curvas de declinación usando graficas de la relación agua-aceite (WOR) versus petróleo acumulado (Np) de cada pozo, debido a que se determinó que el mecanismo de producción de los yacimientos es por acción de un acuífero fuertemente activo. Parte de estos recursos fueron clasificados como de desarrollo pendiente, dado que se cuenta con todos los permisos gubernamentales y ambientales, y con las facilidades para producción e inyección, otra parte corresponde a recursos de desarrollo no viable debido a contingencias relacionadas con desmantelamiento de una línea de flujo. Finalmente, con el pronóstico de recursos de desarrollo pendiente, las inversiones de capital de las intervenciones, los costos operativos, impuestos y precios internacionales del petróleo, se elaboró la evaluación financiera que permitió la reclasificación de una parte de los recursos a reservas.

¹ Trabajo de grado

^{**} Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Helena Margarita Ribón Barrios, M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

TITLE: ALTERNATIVES EVALUATION FOR THE RECLASSIFICATION TO RESERVES OF THE CONTINGENT RESOURCES OF A MATURE FIELD OF THE LLANOS ORIENTALES BASIN*.

AUTOR: ADRIANA ALEJANDRA VASQUEZ CABRERA **

PALABRAS CLAVE: MATURE FIELD, CONTINGENT RESOURCES, RESERVES, CONTINGENCIES.

DESCRIPCION:

The field under study is in Llanos Orientales basin, and according to production historical behavior, it is named mature field. Currently, this field is suspended due to several contingencies, among which were identified: negative cash flow of the project, mechanical integrity damage of some wells and facilities dismantling of a field zone. Hence, in the current study a diagnostic data model was developed with the available information of the field, that include geology, petrophysics, reservoir and production data whatever allowed to propose the reactivation alternatives, which include workovers, wells services and a well development drilling. Likewise, the wells that do not have a reactivation opportunity based on previous criteria, were recommended to abandonment.

With the analysis result of collected information declination curves was chosen as a resources estimation method using oil-water relationship (WOR) versus oil cumulative (Np) graphics for each well, owing to the reservoir production mechanism determined was strong water drive. A part of these resources was classified as development pending resources, due to the field has governmental and environmental permissions, and the production and injection facilities area available; other part corresponds to development not viable resources on account of contingencies related to flow line dismantling. Finally, with development pending resources forecast, capital investment of the interventions, operative costs, taxes and international oil prices, the financial evaluation was performed, and this allowed to reclassify an amount of resources to reserves.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Helena Margarita Ribón Barrios, M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos.

Introducción

Se considera un campo maduro en la cuenca de los Llanos Orientales, el cual presenta limitaciones tales como pozos con bajo potencial de producción, cortes de agua del orden del 98% y problemas mecánicos. Dentro de las causas identificadas se encuentran arenas con alta saturación de agua, colapso del revestimiento debido a las altas tasas de producción y obstrucciones en fondo debido a inconvenientes operacionales durante las intervenciones realizadas. Adicionalmente, no hay claridad en la caracterización de cada uno de los yacimientos y en el comportamiento de los fluidos dentro de los mismos, lo que da lugar a la existencia de zonas no drenadas

Por lo anterior, el campo presenta una operación muy fluctuante y ha sido cerrado en varias ocasiones, dado que la baja producción no compensa los costos operativos con los precios actuales del crudo. Adicionalmente, algunos equipos de las facilidades han sido desmantelados reduciendo la posibilidad de reactivación de este.

Una de las grandes necesidades de las empresas de la industria del petróleo y gas en Colombia es incrementar las reservas, sin embargo, debido a que durante los últimos años han disminuido considerablemente los nuevos descubrimientos y el reemplazo de reservas, y a que los que existen requieren un plan de desarrollo e inversiones que se ejecutan con el avance del tiempo, existe un gran reto inmediato de incrementar las reservas con los campos maduros existentes que no han sido completamente desarrollados antes de su abandono.

Por lo general, debido a que estos proyectos no son económicos o tienen diferentes problemas técnicos que impiden su desarrollo, y no tienen un estudio completo que permita establecer la

condición actual, surge la necesidad de determinar si existen posibilidades para aumentar el factor de recobro.

Es de anotar, que al tratarse de campos maduros se tiene la información necesaria disponible para realizar un estudio completo para caracterizar los yacimientos, evaluar los recursos contingentes y/o reservas mediante técnicas de curvas de declinación, tendencia WOR (Relación Agua – petróleo) versus N_p (Petróleo acumulado), cálculos volumétricos y/o balance de materia, y finalmente proponer alternativas que resulten técnica y financieramente viables para la reactivación y desarrollo de este tipo de campos. Finalmente, se espera tener una recomendación que permita establecer si existen opciones de desarrollo y por consiguiente un aumento de las reservas para la empresa y el país, o si el campo debe pasar a su etapa de abandono.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar las alternativas para la reclasificación a reservas de los recursos contingentes de un campo maduro en la cuenca de los Llanos Orientales.

1.2 Objetivos Específicos

- Desarrollar un modelo de datos diagnóstico del campo que incluya datos estáticos y dinámicos requeridos para realizar un estudio integrado del mismo.
- Estimar los recursos contingentes del campo a partir de la identificación de los métodos adecuados para su cuantificación y categorización.
- Identificar las contingencias que originan la no comercialidad de los recursos.
- Evaluar las alternativas técnicas que conviertan en comerciales los recursos estimados, es decir, pasar de recursos a reservas, mediante un análisis financiero.
- Plantear una metodología del proceso para reclasificar los recursos contingentes de un campo maduro a reservas.

2. Campos maduros y estimación de Recursos de Hidrocarburos

2.1 Campos Maduros

Babadagli (2007) indica que los campos de producción de petróleo después de cierto periodo de producción son llamados campos maduros. Propone una segunda definición más específica que corresponde a campos que ya alcanzaron el pico de producción o campos produciendo con declinación constante. Finalmente, una tercera definición podría ser los campos que han alcanzado su límite económico después de su desarrollo primario y secundario.

La **Figura 1** muestra el comportamiento típico de un campo maduro, en la cual, cualquiera de los puntos marcados por un signo de interrogación puede considerarse como el tiempo en donde la madurez es alcanzada. Sin embargo, lo más importante es establecer el periodo de declinación indicado por la flecha, el cual es comúnmente alcanzado después de haber implementado algunas técnicas de recobro secundario. Cabe mencionar, que el incremento en la producción de agua y gas, el depletamiento de la presión y el deterioro de los equipos que constituyen las facilidades de producción también son indicadores de madurez.

Hirschfeldt, Bertomeu, Lobato-Barradas (2017), presentan un mapa conceptual para identificar las oportunidades dentro de un campo maduro. Dada la trayectoria en este tipo de campos, la data de producción histórica puede reinterpretarse para tener un mejor entendimiento del yacimiento. Bajo esta óptica, existe una variedad de estudios disponibles y con la ayuda de nuevas tecnologías se pueden obtener nuevas oportunidades de desarrollo.

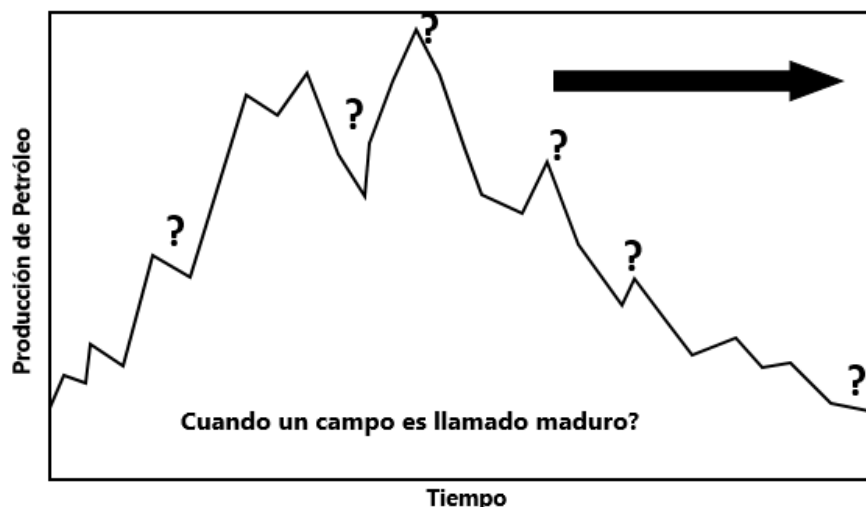


Figura 1. Determinación de la madurez de un campo. BABADAGLI, Tayfun. Development of mature oil fields — A review. Edmonton: Journal Of Petroleum Science And Engineering, 57221-246. doi:10.1016/j.petrol.2006.10.006., 2007, vol 57, p. 221-246.

A lo largo de estos estudios, surgen muchos interrogantes con relación al punto donde el factor de recobro es el máximo posible, en la **Figura 2** se observa el mapa de proceso en el cual se analizan las diferentes oportunidades desde el inicio de la producción de yacimiento, pasando por análisis de datos y finalizando con nuevas propuestas para incrementar el factor de recobro. Dentro de los parámetros importantes que hay que tener en cuenta en la evaluación de un campo maduro, se contempla la estimación del POES (Petróleo Original en Sitio) y la caracterización geológica. Si el trabajo se concentra en incrementar el factor de recobro, este permite mover el riesgo de implementar alguna estrategia hacia una decisión tecnológica y poder lograr el objetivo.

En definitiva, existen una variedad de alternativas posibles para incrementar el factor de recobro de un campo maduro, sin embargo, la viabilidad de estas alternativas está determinada por el tipo de yacimiento, incluyendo los mecanismos de empuje, las características geológicas, la etapa de madurez, el costo de las inversiones y el grado de incertidumbre de las reservas y/o recursos estimados.

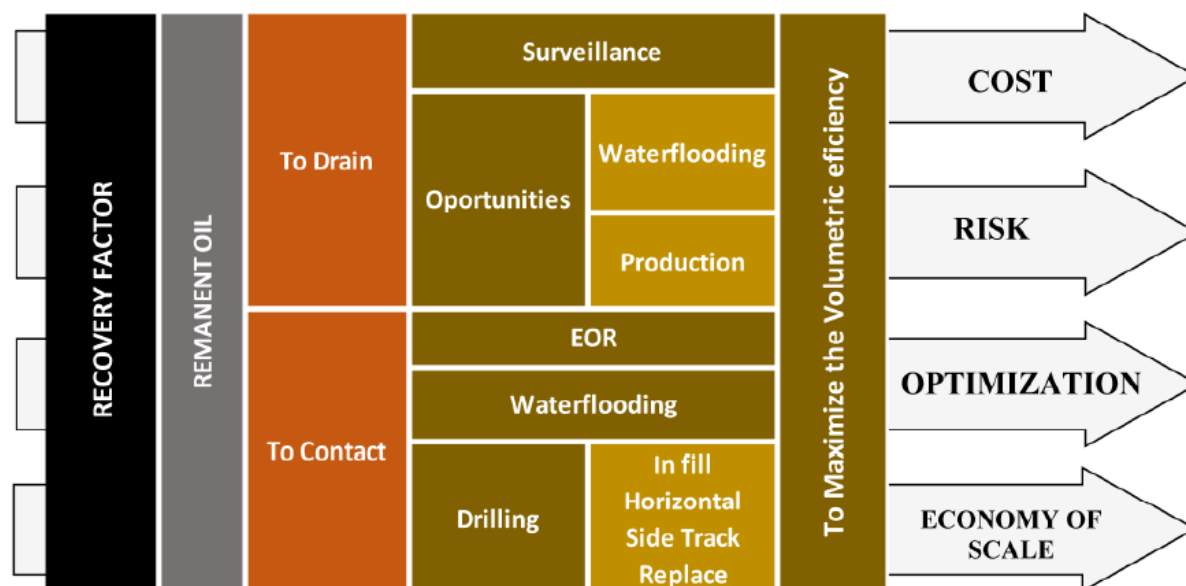


Figura 2. Mapa conceptual de las posibles oportunidades en un campo maduro. Hirschfeldt, Clemente. M., BERTOMEU, Fernando. D., & Lobato-Barradas, Gerardo. Practical Management in Mature Field Operations. Salvador: Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184937-MS, Marzo 2017.

En consecuencia, con la integración de los puntos mencionados anteriormente se puede definir si se puede implementar algún tipo de opción en el escenario de recobro primario, como por ejemplo perforación de nuevos pozos, apertura de arenas con potencial comercial de aceite, aplicación de alguna tecnología para mejorar el rendimiento de los pozos, o si bajo las condiciones identificadas aplica un algún mecanismo de recobro secundario. Finalmente, si ninguna de las opciones anteriormente mencionadas es aplicable por la etapa de madurez, podría aplicar un método de recobro terciario o EOR (Enhanced oil recovery, por sus siglas en inglés). Ver Figura 3.

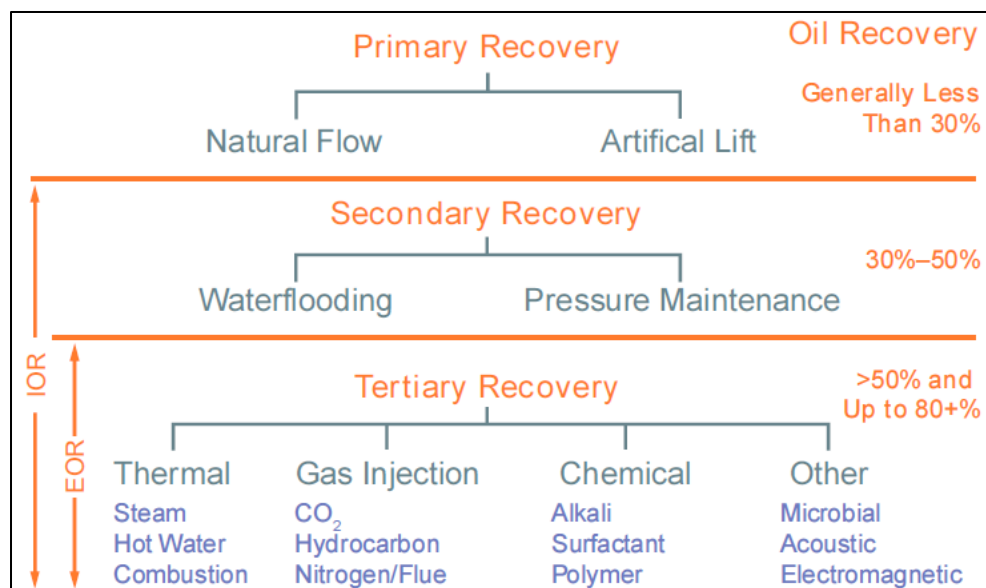


Figura 3. Definición de IOR y EOR. MUNISTERI, Islin, KOTENEV, Maxim. Mature Oil Fields: Preventing Decline. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0313-009-TWA. Octubre 2013.

2.2 Clasificación de Recursos

De acuerdo con los lineamientos establecidos por el Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos (PRMS, por sus siglas en inglés), en la Figura 4 se presenta el esquema de clasificación de recursos. El “Rango de Incertidumbre” refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación por un proyecto, mientras el eje vertical representa la “Oportunidad de Comercialización”, o sea, la oportunidad de que el proyecto se desarrolle y llegue a un estado de producción comercial. Los volúmenes de aceite original en sitio descubiertos, los recursos pueden ser comerciales o sub-comerciales, y por consiguiente se realiza la clasificación como reservas o recursos contingentes.

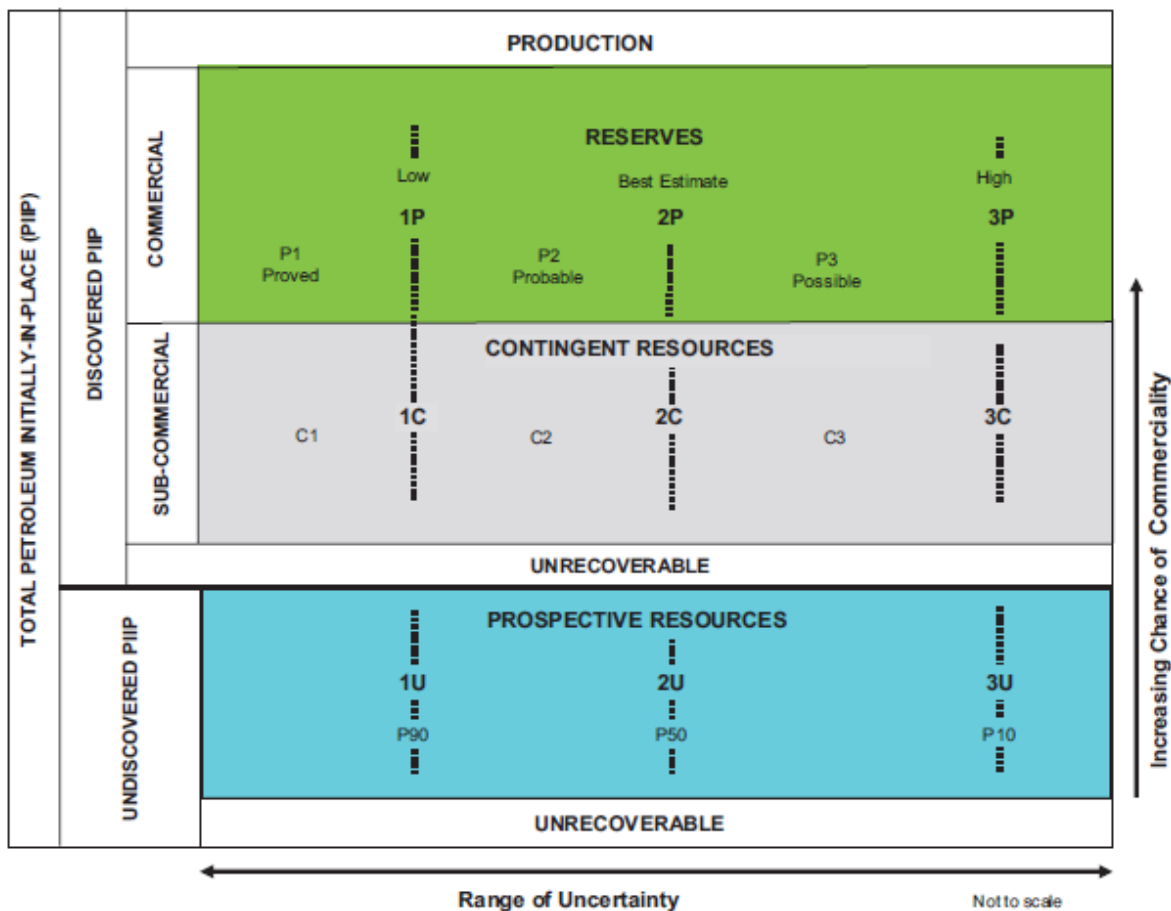


Figura 4 Marco de Clasificación de Recursos. Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), 2018.

Reservas

Volúmenes de petróleo que se estiman como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado

en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción. De acuerdo con el capital de inversión disponible, el estado operacional de los pozos y las instalaciones disponibles para el plan de desarrollo del campo, las reservas se pueden subdividir de la siguiente manera:

- **Reservas Desarrolladas:** volúmenes que esperan ser recuperados de los pozos e instalaciones existentes, a su vez que puede subdividir en:
 - Reservas desarrolladas en producción: volúmenes que se esperan producir de los intervalos que están abiertos y en producción al momento de realizar la estimación.
 - Reservas desarrolladas no produciendo: volúmenes asociados a pozos cerrados o zonas aisladas.
 - Reservas No Desarrolladas: Volúmenes que se espera recuperar a través de inversiones futuras.

A continuación, se presentan las definiciones para cada categoría de Reservas en términos de tanto el enfoque determinista incremental como el enfoque de escenario y también provee los criterios de probabilidad si se aplican métodos probabilísticos.

Reservas Probadas

Son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas. Si se utilizan métodos deterministas, la intención de certeza razonable es de expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.

Reservas Probables

Son aquellas Reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas comparadas a Reservas Probadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparado a las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las Reservas estimadas Comprobadas más Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 50% que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.

Reservas Posibles

Son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Comprobadas más Probables más Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 10% que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

Recursos contingentes

Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el/los proyecto(s) aplicados aún no se consideren suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún en desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para claramente evaluar la

comerciabilidad. Los Recursos Contingentes se categorizan adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificados basado en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

En la **Figura 5** se presenta la sub-clasificación de los volúmenes estimados en un yacimiento de acuerdo con la madurez del campo y/o proyecto.

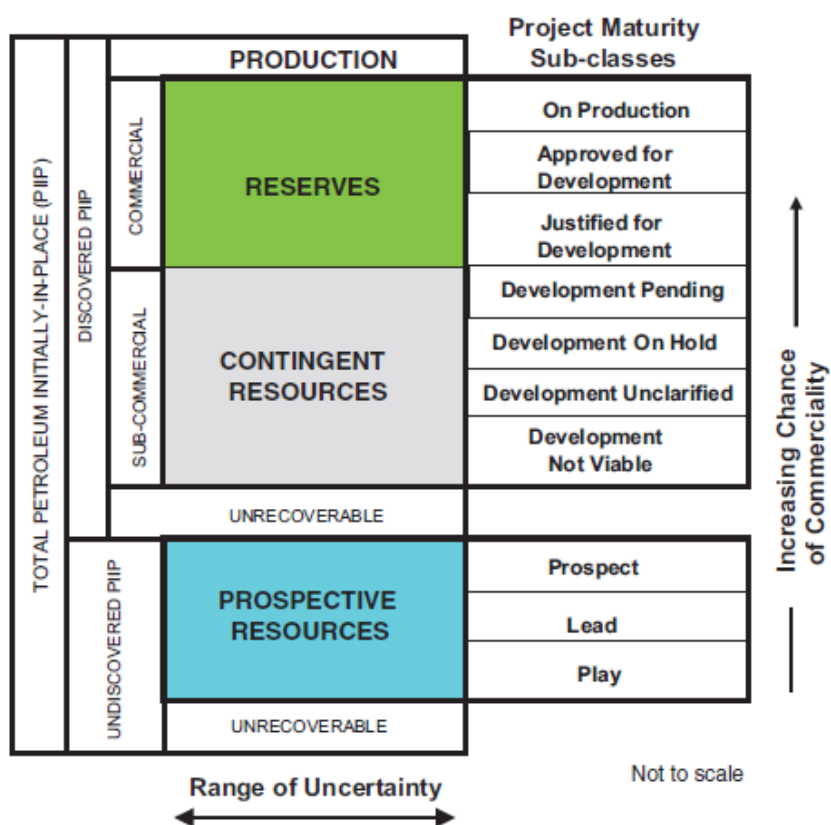


Figura 5 Subclases basadas en la madurez del Proyecto. Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG). 2018.

En conclusión, para determinar la madurez de los proyectos se debe analizar la naturaleza de los volúmenes estimados, es decir, cuáles son las características que debe tener un volumen para

que sea clasificado como recurso o reserva. Es de tener en cuenta que estos criterios de clasificación pueden ser de tipo técnico o de tipo económico.

Los recursos contingentes, se subdividen en tres clases principales: de desarrollo pendiente, de desarrollo no clarificado y desarrollo no viable. Los recursos de desarrollo pendiente corresponden a aquellos proyectos que están sujetos a la perforación de pozos de evaluación o al resultado de estudios detallados que permitan determinar el óptimo escenario de desarrollo.

Los recursos de desarrollo no clarificado corresponden a aquellos proyectos en los cuales no se tienen claridad sobre el potencial de desarrollo, requieren un estudio minucioso y la determinación de la comercialidad tiene un alto grado de incertidumbre.

Aquellos proyectos en los cuales el potencial es muy bajo y no existe opciones para eliminar las contingencias, se denominan recursos de desarrollo no viable. Adicional a las definiciones anteriores los recursos contingentes pueden ser clasificados de acuerdo con el estado financiero del proyecto en marginales y sub-marginales.

Dado que el punto focal está fijado en campos maduros, en este estudio no se incluyen recursos prospectivos.

2.4 Métodos de estimación de Reservas

Dentro de los métodos de estimación de reservas conocidos se tiene, comparación con campos análogos, curvas de declinación, métodos volumétricos, balance de materia y simulación numérica. A continuación, se presentan las definiciones de descritas por Demirmen (2007) de los métodos que podrían ser utilizados en el desarrollo de este trabajo de grado de acuerdo con la información disponible y a la caracterización de cada una de las formaciones:

Método Volumétrico

Las dos aproximaciones volumétricas establecidas son determinísticas y estocásticas. En ambos casos, fórmulas matemáticas son usadas para estimar los volúmenes. Para el petróleo, el recobro último esperado (EUR) es una función del Petróleo Original en sitio (POES) y del factor de recobro (FR), como se muestra en la Ecuación 1.

Ecuación 1. Recobro último esperado

$$EUR = POES * FR$$

Donde,

Ecuación 2. Petróleo Original en sitio

$$POES = A * h * \left(\frac{n}{g} \right) * \Phi_i * S_{oi} * b_{oi}$$

Hay algunas fórmulas comparables para realizar la estimación de gas libre, gas en solución y condensado. El factor de recobro se determina por medio de analogía con campos de similares características, analíticamente o por medio de simulación numérica.

Análisis de Curvas de declinación

Este análisis se refiere a la estimación de reservas basado en un comportamiento bien definido de una característica de rendimiento (e.g. tasa de producción o corte de aceite) como una función del tiempo o de la producción acumulada. Normalmente se usa para el análisis de cada pozo. La tendencia establecida a partir del comportamiento histórico se extrapola hasta alcanzar el límite económico. El supuesto básico es que la tendencia establecida en el pasado continuará en el futuro de una manera uniforme. Hablando estrictamente de estimaciones P50 (i.e., probadas más probables).

Dentro de este tipo de análisis se puede considerar, la tendencia de la relación agua petróleo versus la producción acumulada de petróleo para yacimiento que tienen mecanismo de empuje

hidráulico, como menciona Lingh (2013) et al basado en los estudios de Iraj y Osazuwa (1978 y 1984), los cuales partieron de la teoría de flujo fraccional de Buckley-Leverett (f_w) y en los cuales derivaron la relación entre el factor de recobro (E_R) y el corte de agua, el cual puede ser expresado como:

Ecuación 3. Factor de recobro en función del Flujo fraccional

$$E_R = C_1 \left\{ - \left[\ln \left(\frac{1}{f_w} - 1 \right) - \frac{1}{f_w} \right] \right\} C_2$$

Si se expresa el corte de agua en términos de la relación agua-petróleo (WOR) y el factor de recobro en términos de la producción acumulada y el petróleo original en sitio (POES) se tiene:

Ecuación 4. Petróleo Acumulado en función del WOR

$$N_p = C_1 POES \left[\ln(WOR) + 1 + \frac{1}{WOR} \right] C_2 POES$$

Donde:

$$1 + \frac{1}{WOR} \rightarrow 1 \text{ cuando } WOR \rightarrow \infty$$

Por lo tanto, una gráfica semi-log del WOR versus la producción acumulada de petróleo proporciona una línea recta para altos valores de WOR, y por consiguiente se tiene una poderosa herramienta para pronosticar el comportamiento futuro del yacimiento. Una vez se calcula el WOR y se determina el potencial de líquido, se puede pronosticar la tasa de aceite. La figura 6 representa una curva de WOR versus petróleo acumulado en un yacimiento de empuje hidráulico.

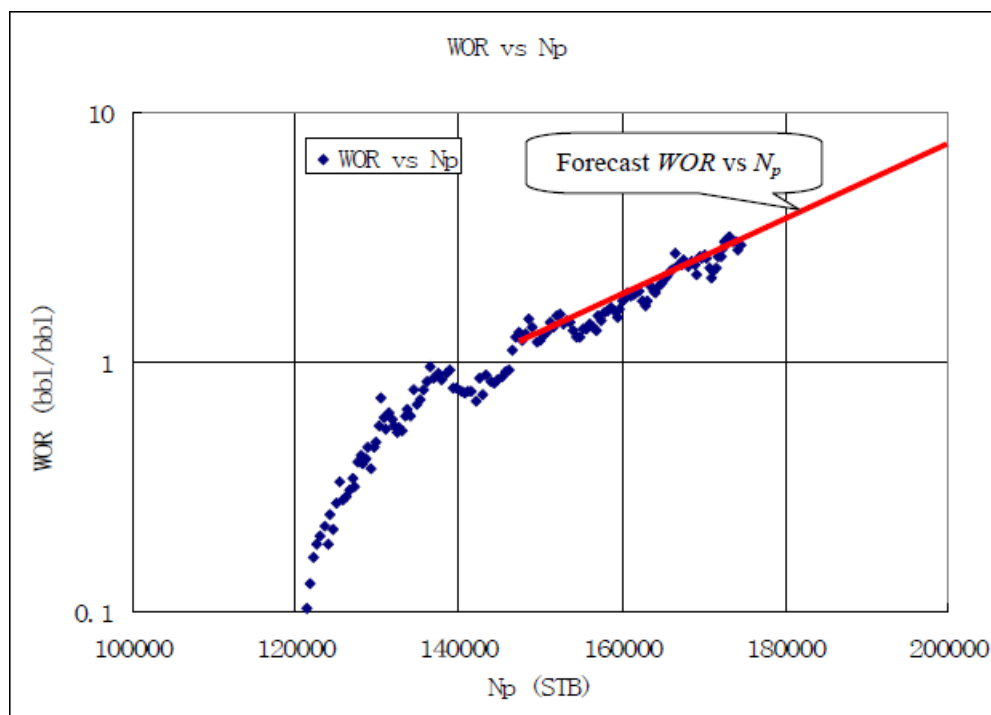


Figura 6 Relación agua-petróleo versus producción acumulada de petróleo. WU, X., He, J., Zhang, H., & Ling, K. (2013, March 23). Tactics and Pitfalls in Production Decline Curve Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/164503-MS.

Balance de Materia

Es una técnica de conservación de la materia a través de la cual se analiza el comportamiento de la presión del yacimiento en respuesta a la producción de fluidos. Las propiedades del fluido y la presión histórica se promedian, tratando el yacimiento como un tanque. Para estimaciones confiables, debe existir suficiente información de presiones y de producción (para todos los fluidos) y datos confiables de PVT (Presión, Volumen, Temperatura), y el yacimiento debe haber alcanzado condiciones de estado pseudoestables.

Demirmen (2007) concluye que, la estimación de reservas es un proceso muy complejo afectado por muchos factores, ya que la incertidumbre y la subjetividad son inherentes al proceso. Sin embargo, éste debe ser respaldado por prácticas usadas en geociencias e ingeniería.

2.5 Evaluación de Recursos y Reservas

La evaluación de la comercialidad de Recursos y Reservas es un proceso en el cual se estima el valor de las inversiones en proyectos de producción de hidrocarburos existentes y futuros, el cual es de vital importancia en la toma de decisiones con relación al tipo de actividades a ejecutar. De acuerdo con las inversiones planteadas se realiza un análisis económico, con el fin de establecer las mejores opciones que representen una mejor relación costo-beneficio.

Evaluaciones comerciales basadas en Flujos de Caja

La decisión de realizar una inversión en un proyecto de producción de petróleo o gas depende de la proyección futura de las condiciones comerciales de desarrollo de un campo, acorde con los pronósticos de producción, y asociado al valor del flujo de caja de los proyectos. Las condiciones comerciales comprenden, costos operativos, inversiones, precios internacionales del petróleo, términos fiscales, impuestos y otros factores tales como acuerdos de venta, aspectos legales, sociales, ambientales y gubernamentales.

Determinación de la Comercialidad

Como se señala en el PRMS, los recursos descubiertos recuperables (Recursos Contingentes), podrían ser comerciales, y por consiguiente Reservas, si hay intención de continuar con el desarrollo de acuerdo con los siguientes criterios:

Evidencia para soportar un plazo razonable de tiempo para el desarrollo.

Una evaluación razonable que la parte económica futura de dichos proyectos de desarrollo podrán satisfacer criterios definidos de inversión y operación.

Una expectativa razonable de que habrá un mercado para todas las cantidades de producción, o por lo menos las cantidades esperadas de ventas, requeridas para justificar el desarrollo.

Evidencia que las instalaciones necesarias de producción y transporte están disponibles o puede llegar a estar disponibles.

Evidencia que asuntos legales, contractuales, ambientales, y otras de índole social y económica permitirán la implementación real del proyecto de recuperación que se evalúa.

3. Caso de estudio

3.1 Generalidades

El campo objeto de estudio está ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales y fue descubierto en el año 2010, con la perforación del Pozo A-1, en consecuencia y ante el éxito del descubrimiento se continuó con la perforación del pozo A-2. Estos pozos encontraron acumulación de hidrocarburos en las formaciones Carbonera unidad C7, Mirador y Gachetá, de las cuales durante el año 2010 solo se probó la formación Mirador.

Posteriormente, en el año 2011 continuando con el plan de desarrollo del campo fueron perforados 6 pozos exploratorios (A-3, A-4, A-6, A-5, A-8 y A-18), 5 pozos de desarrollo (A-10, A-11, A-9, A-7 y A-12) y un pozo de disposición A-17. Todos los pozos de desarrollo y exploratorios fueron probados, estas pruebas se realizaron en las distintas formaciones encontradas

de acuerdo con el análisis de los registros de cada pozo y obteniendo buenos resultados en una formación adicional denominada Une.

En el año 2012, se finalizó la campaña de perforación con los pozos de desarrollo A-13 y A-16, exploratorio A-19 e inyectores A-14 y A-15, siendo el A-16 completado como inyector debido a los resultados de la prueba inicial.

Respecto al comportamiento histórico de producción durante el mes de diciembre del año 2011 alcanzó el pico máximo de aproximadamente 12650 BOPD (Ver Figura 7), sin embargo, debido a que la última producción de aceite registrada fue ~46.5 BOPD (2017), el campo se encuentra temporalmente suspendido. El número total de pozos perforados corresponde a 19, de los cuales 14 fueron completados como productores y los 5 restantes son pozos de disposición de agua.

Las formaciones probadas corresponden a Carbonera unidad C7, Mirador Gachetá y Une. No obstante, se han presentado distintos inconvenientes que han limitado la producción del campo y corresponden a altos cortes de agua, bajos potenciales de producción y problemas de integridad mecánica en algunos pozos. El acumulado de producción de las formaciones productoras del campo objeto de estudio, así como el corte de agua a 31 de diciembre de 2017 se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1

Acumulado de producción de petróleo y último corte de agua registrado por formación del campo objeto de estudio.

Formación	Acumulado de petróleo (Mbls*)	Último corte de agua
Carbonera C7	1.11	98%
Mirador	96	98%
Gacheta	4.21	98%
Une	0.27	0.4%

Nota: *Millones de barriles

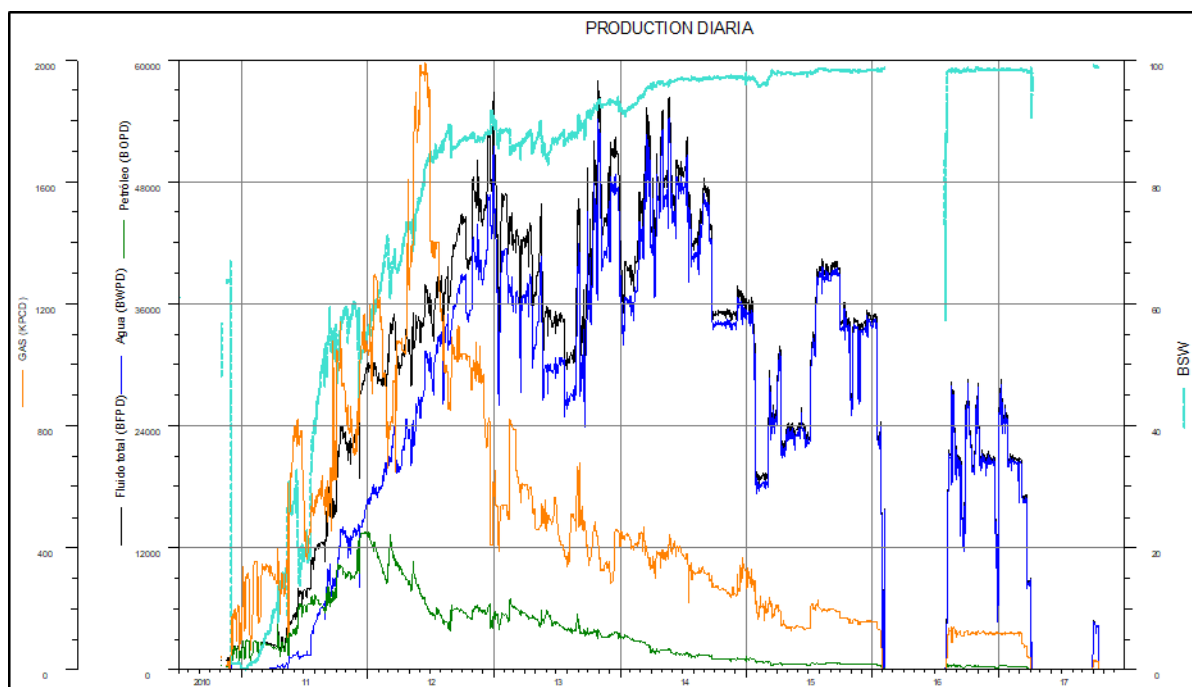


Figura 7. Histórico de producción campo objeto de estudio.

3.2 Descripción Geológica

El campo objeto de estudio se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, al noroeste de Colombia. La cuenca pertenece a una serie de cuencas sub-andinas que se extienden a lo largo del lado oriental de la Cordillera de los Andes, que se levanta desde Argentina hasta Venezuela. La cuenca cubre un área de aproximadamente 225.000 km² y sus límites geomorfológicos son la Cuenca Apure-Barinas; la Serranía de La Maracarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y al Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guayana, al este (ANH 2012 e ICP/Ecopetrol 1991).

3.2.1 Geología Estructural. Por lo general, la exploración en la cuenca se ha concentrado en los cierres estructurales: los cierres triples y cuádruples creados por fallas normales de tipo

antitético, estos constituyen el mecanismo de entrapamiento principal de la cuenca. Debido a que las unidades de reservorio principales se encuentran depositadas en sistemas complejos fluviales a marinos cercanos a la costa, parece ser que existe cierto entrapamiento de componente estratigráfico controlado por la distribución lateral de las facies de los yacimientos y los cambios laterales y verticales en la porosidad y la permeabilidad.

3.2.2 Estratigrafía. La secuencia presente en este sector de la cuenca se compone por meta-sedimentos del Paleozoico, sobre los cuales se encuentra discordante la serie clástica y arcillosa del Cretáceo, la cual se va adelgazando hacia el este y se acuña en el Paleozoico. Luego se encuentra la secuencia Terciaria constituida por unos intervalos de areniscas, arcillas y lutitas. En la Figura 8 se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales:

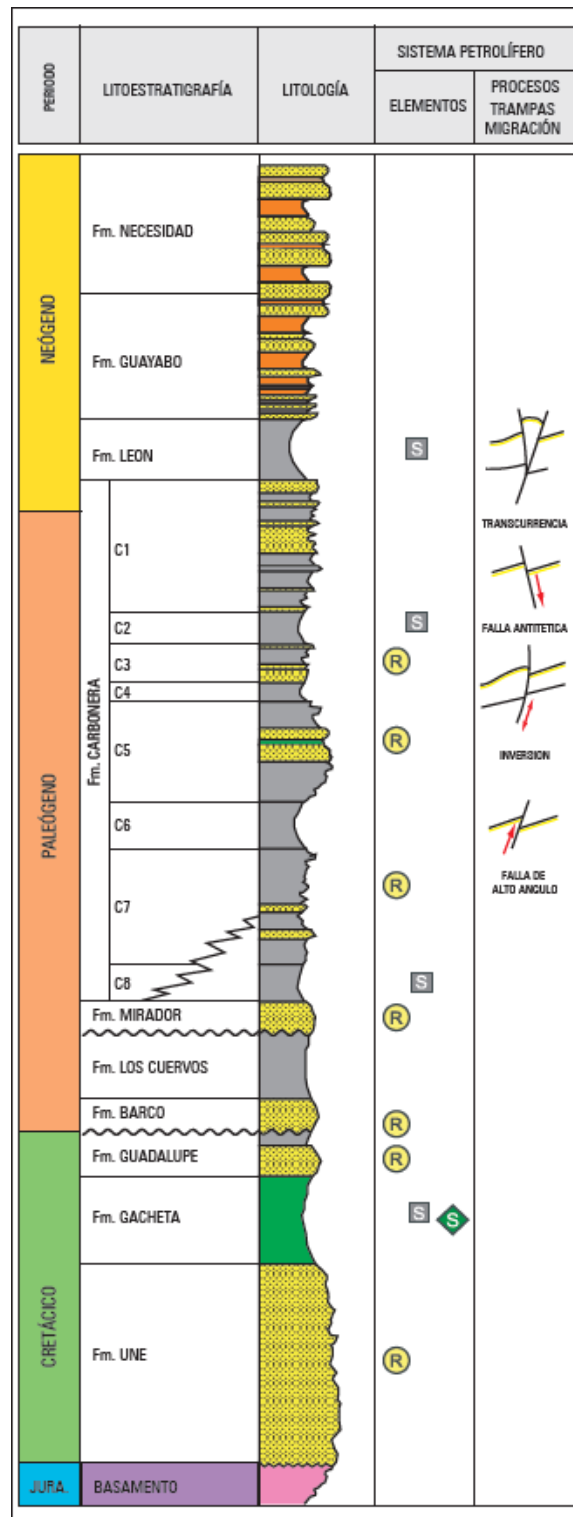


Figura 8 Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales. Open Round Colombia 2010 – Agencia Nacional de Hidrocarburos

Adicionalmente a la columna estratigráfica en la Tabla se presenta una descripción relacionada con el espesor y los contactos de cada una de las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales y que son de interés para este trabajo:

Tabla 2

Descripción de las formaciones de interés

FORMACION/ MIEMBRO	ESPESOR	EDAD	LITOLOGÍA	AMBIENTE
UNE	200'	Albiano	Interposición de intervalos de cuarzo-arenitas con cemento cilicio de grano fino a medio, con arcillolitas de color gris oscuro en capas finas tabulares	Depósitos fluviales de alta energía (deltas)
GACHETA	320'	Cenomaniano	Lutitas gris oscura carbonosas, de color gris oscuro a negro, con algunas intercalaciones de areniscas en el tope. Areniscas cuarzosas con intercalaciones de arcillolitas y lutitas hacia la base.	Depósitos fluviales con influencia marina Evento regresivo
GUADALUPE	650'	Maastrichtiano inferior	Arenas cuarzosas de grano medio, selección buena a moderada y laminación inclinada.	Depósitos litorales de origen deltaico
MIRADOR	290'	Eoceno inferior	Paquete masivo de arenas con algunas intercalaciones menores de limolitas, lutitas y ocasionalmente arcillolitas. tamaño de grano fino a mediano y regular selección,	Litoral con canales
CARBONERA C8	120'	Eoceno superior	Lutitas, Limolitas gris oscuro y en menor cantidad arcillolitas no calcáreas, moderadamente consolidadas.	Litoral-transgresivo
CARBONERA C7	280'	Oligoceno superior	Arenoso con intercalaciones de arcillolitas, lutitas y limolitas en especial hacia la parte basal del intervalo grises oscuras. Presenta abundante carbón Las arenas con buena selección de grano fino.	Canales fluviales o estuarios

Nota: Tomado del informe de recursos y reservas de la empresa para el año 2018

3.2.3 Modelo Petrofísico. Se realizó una revisión petrofísica detallada de los pozos del campo objeto de estudio. El volumen de arcilla se calculó utilizando un registro de rayos gamma y una transformación lineal. La porosidad de las arenas del reservorio se definió utilizando una gráfica cruzada de neutrón-densidad, determinándose que la salinidad del agua de la cuenca es considerada

agua dulce y altamente variable. Una revisión de los pozos y de los datos regionales sugiere que las siguientes resistividades del agua sean consideradas razonables:

- Carbonera C7: 0,5 ohm-m a la temperatura de la formación.
- Mirador: 0,57 ohm-m a la temperatura de la formación.
- Gacheta: 0,49 ohm-m a la temperatura de la formación.

Los valores de saturación del agua se calcularon utilizando la Ecuación Simandoux, considerando las resistividades del agua arriba señaladas. En la Tabla 3 se presenta el resumen de la interpretación petrofísica realizada de acuerdo con el análisis realizado en algunos de los pozos del campo:

Tabla 3

Interpretación Petrofísica por pozo

Pozo	Formación	Arena Petrolífera	Porosidad Total (%)	Porosidad efectiva (%)	Saturación de Aceite (Fracción)
A1	Mirador	48	15	13	0.39
A2	Mirador	44	17	15	0.86
A3	Mirador	40	22	20	0.85
A4	Mirador	31	16	15	0.14
A5	Mirador	27	21	20	0.45
A7	Mirador	12	17	15	0.3
A9	Mirador	25	20	18	0.7
A11	Mirador	15	20	18	0.7
A13	Mirador	15	17	16	0.3
A6	C7	48	23	21	0.18
A2	Gacheta	15	20	18	0.79
A8	Gacheta	10	23	21	0.4
A19	Gacheta		22	11	0.13
A10	Gacheta	10	26	24	0.7
A10	Une	10	14	12	0.6
A12	Une	15	15	12	0.7

3.2.4 Correlaciones estructurales. A partir de los registros eléctricos de pozo, fueron realizadas tres correlaciones estructurales para las formaciones de interés incluyendo los registros Gamma Ray, Resistividad, Densidad y Neutrón, para tener claridad de cada una de las formaciones productoras, y que corresponden a Carbonera C7, Mirador, Gacheta y Une, las cuales fueron probadas en los diferentes pozos del campo, y que son presentadas en las Figuras 9, 10 y 11.

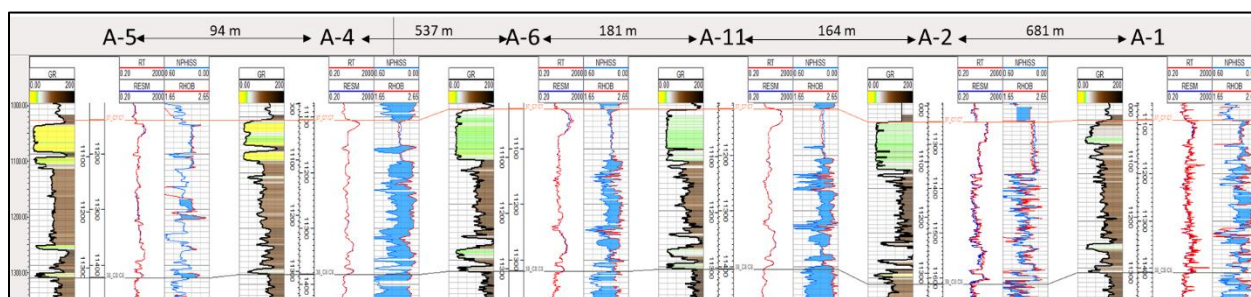


Figura 9 Correlación estructural Formación Carbonera C7. Pozos A-5, A-4, A-6, A-11, A-2 y A-1

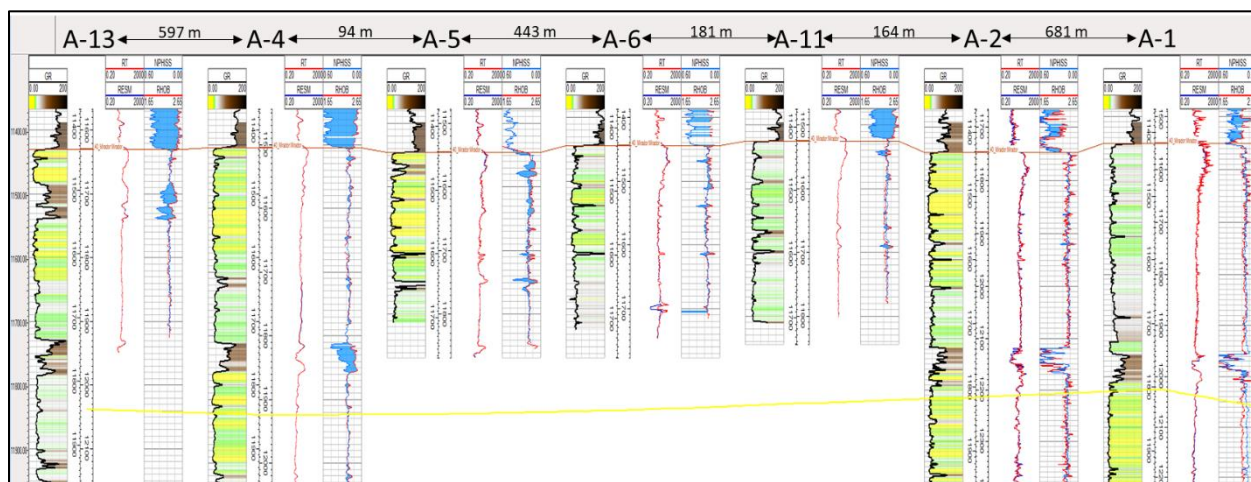


Figura 10 Correlación estructural Formación Mirador. Pozos A-13, A-4, A-5, A-6, A-11, A-2 y A-1

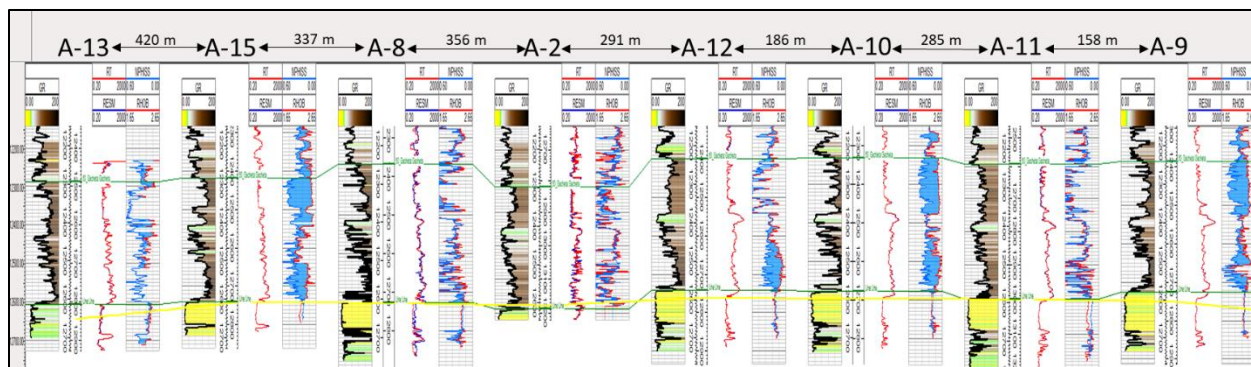


Figura 11 Correlación Formación Gacheta y Une. Pozos A-13, A-15, A-8, A-2, A-12, A-10, A-11 y A-9

3.3 Descripción de producción histórica por pozo

3.3.1 Pozo A1. Las pruebas iniciales de producción se realizaron en junio de 2010, en la formación Mirador (Intervalo 11552.5'-11560.5'). El pozo fluyó naturalmente durante 15 horas, y luego fue suspendido hasta noviembre de 2010, cuando se realizó un procedimiento de cementación remedial y, seguidamente la zona fue nuevamente cañoneada en el intervalo 11557'-11562'.

El pozo produjo mediante flujo natural durante 6 meses, hasta mayo de 2011, mes en el cual se realizó servicio a pozo para instalar sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible (BES). En julio de 2013 se suspendió la producción del pozo por alto corte de agua (98.22%), y por optimización de producción en septiembre se decidió realizar un trabajo de reacondicionamiento para aislar la formación Mirador y probar la formación Carbonera C7, sin embargo, los resultados no fueron satisfactorios en esta formación dado que el corte de agua obtenido fue de 100%. Por consiguiente, en octubre fue puesta nuevamente en producción la formación Mirador mediante sistema de levantamiento artificial de Bombeo electro-sumergible hasta que falló en el mes de julio de 2014.

En la Tabla 4 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A1. En la Figura 12 se muestra la historia de producción.

Tabla 4

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A1

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	07/07/2010	FN	11552,5' -11560,5'	Mirador	15	433.6	681.6	1115.2	46.4	67%	35
WO1	03/12/2010	FN	11557'-11562'	Mirador	13	2205	22	2227	185.45	1%	37.5
WO2	21/05/2011	BES	11557'-11562'	Mirador	24	2014.2	517.3	2531.5	359.6	20%	37.3
WO3	06/10/2013	BES	11117'-11135'	Carbonera C7	39	0.21	5394	5394.21	1.24	99.99%	-
WO4	14/03/2014	BES	11557'-11562'	Mirador	24	83.52	6433.2	6516.72	25.16	98.7%	36.9

Nota: CI Completamiento inicial. WO Trabajo de reacondicionamiento. FN Flujo Natural. BES Bombeo electrosumergible.

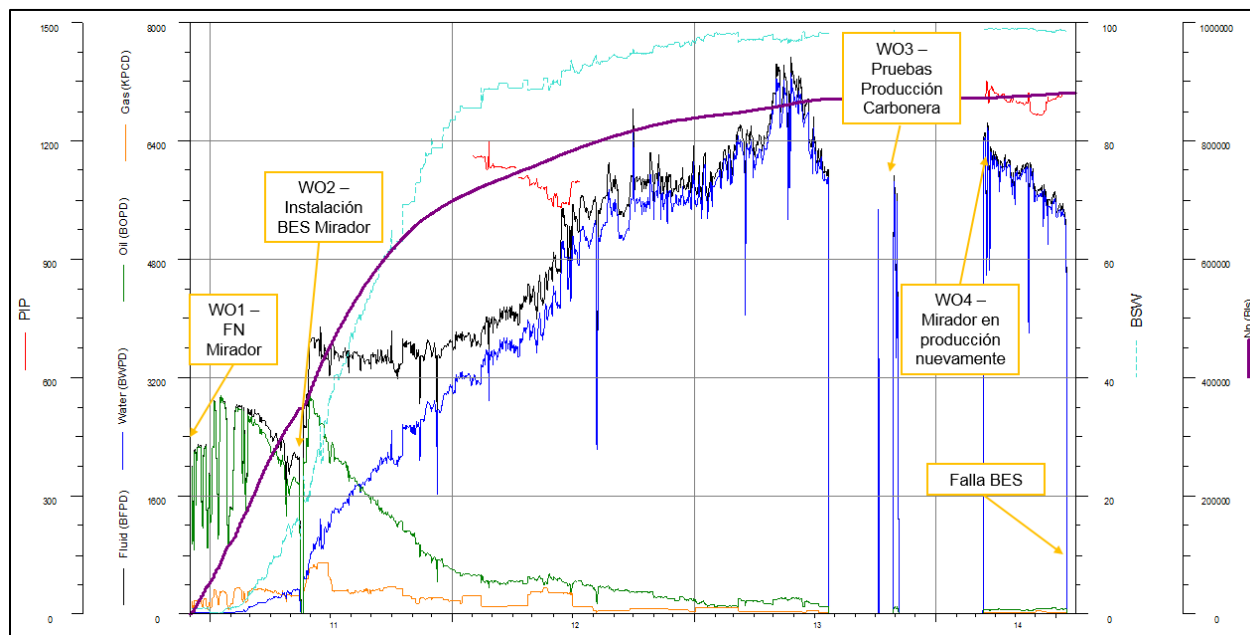


Figura 12 Historia de Producción Pozo A1. *Nota:* Presión a la entrada de la bomba (PIP) y Petróleo acumulado (Np)

3.3.2 Pozo A2. Las pruebas iniciales de producción se realizaron en noviembre de 2010 en la formación Mirador, en el intervalo 11748'-11758'. El pozo produjo 4 días mediante flujo natural, sin embargo, debido al corte de agua observado (62%) y a la revisión de los registros de cementación, se tomó la decisión de realizar un procedimiento de cementación remedial.

En marzo de 2011, se realizó una intervención con el objetivo de probar la formación Gachetá, se cañoneó el intervalo 12935'-12943', y el pozo produjo durante 2.5 meses en flujo natural. En julio de 2011, se realizó una nueva intervención, en la cual se realizó un procedimiento de cementación remedial, re-cañoneo de la formación Gachetá e instalación de sistema de levantamiento artificial de bombeo electro-sumergible. En mayo de 2012 por optimización de producción, debido a que el pozo se encontraba produciendo con un corte de agua del 97.3%, se decidió aislar la formación Gachetá y re-cañonear la formación Mirador en los intervalos 11748'-11757' y 11734'-11740', se instaló sistema de bombeo electro-sumergible y el pozo estuvo en producción hasta enero de 2013, fecha en la cual fue suspendido debido al alto corte de agua (99.98%).

En abril de 2014 se dio apertura al pozo nuevamente, sin embargo, debido al alto corte de agua las pruebas solo duraron tres días, y el pozo fue nuevamente suspendido. En la Tabla 5 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A2. En la Figura 13 se muestra la historia de producción.

Tabla 5

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A2

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	22/11/2010	FN	11748'-11758'	Mirador	24	440	709	1149	24	62%	36.6
WO1	28/04/2011	FN	12935'-12943'	Gacheta	24	992	207	1199	49	17%	31
WO2	23/07/2011	BES	12934'-12944'	Gacheta	23	932.3	2176	3108.3	52.06	70%	31.4
WO3	13/05/2012	BES	11734'-11740' 11748'-11758'	Mirador	24	2134	296.44	2430.44	294	12%	32.2

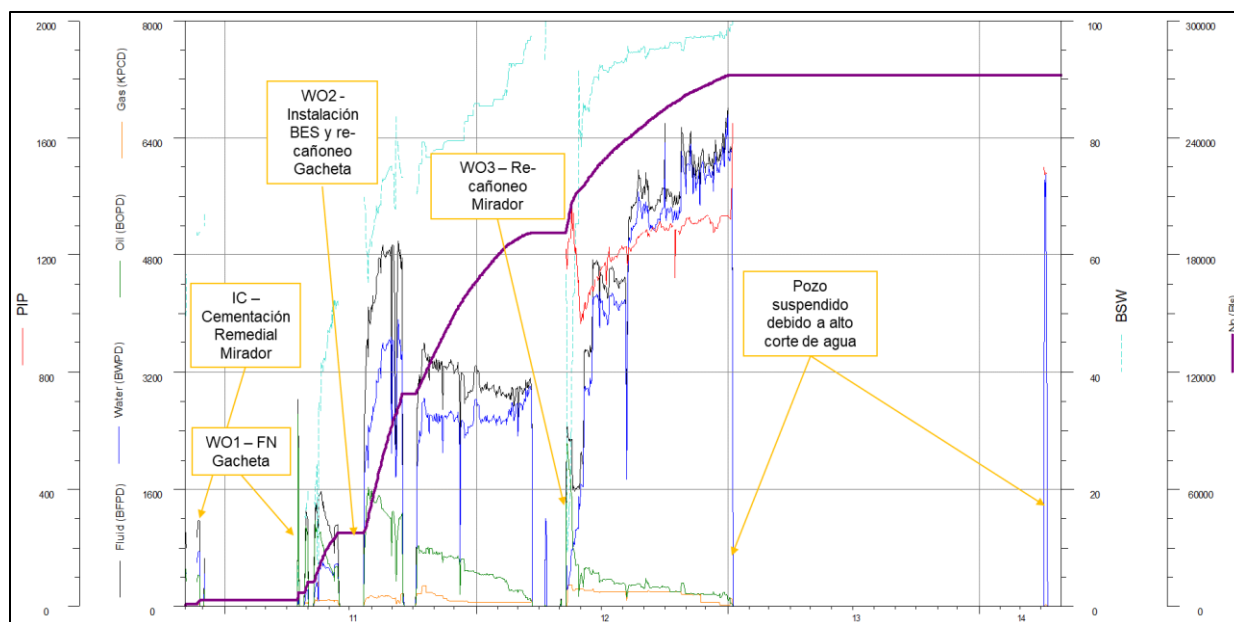


Figura 13 Historia de Producción Pozo A2

3.3.3 Pozo A3. En septiembre de 2011, se realizaron las pruebas iniciales de producción en la formación Mirador en el intervalo 11552'-11566'. Posteriormente, y en consecuencia a que los resultados de la prueba inicial fueron satisfactorios el pozo produjo mediante flujo natural durante 4 meses. En enero de 2012, se realizó una intervención que tenía como objetivo adicionar el intervalo 11580'-11590' de la formación Mirador y cañonear los intervalos 11380'-11388' y 11370'-11376' de la formación Carbonera C7, no obstante, durante las operaciones se presentaron inconvenientes y en el pozo quedó un pescado de 470' de longitud. En mayo de 2012, se realizó un trabajo con el fin de recuperar el pescado y dejar el pozo en producción, y pese a los esfuerzos realizados la operación no tuvo éxito.

En la Tabla 6 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A3. En la Figura 14 se muestra la historia de producción.

Tabla 6

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A3

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	22/09/2011	FN	11552'-11566'	Mirador	20	871.1	121.01	992.11	2335.59	12%	37.8

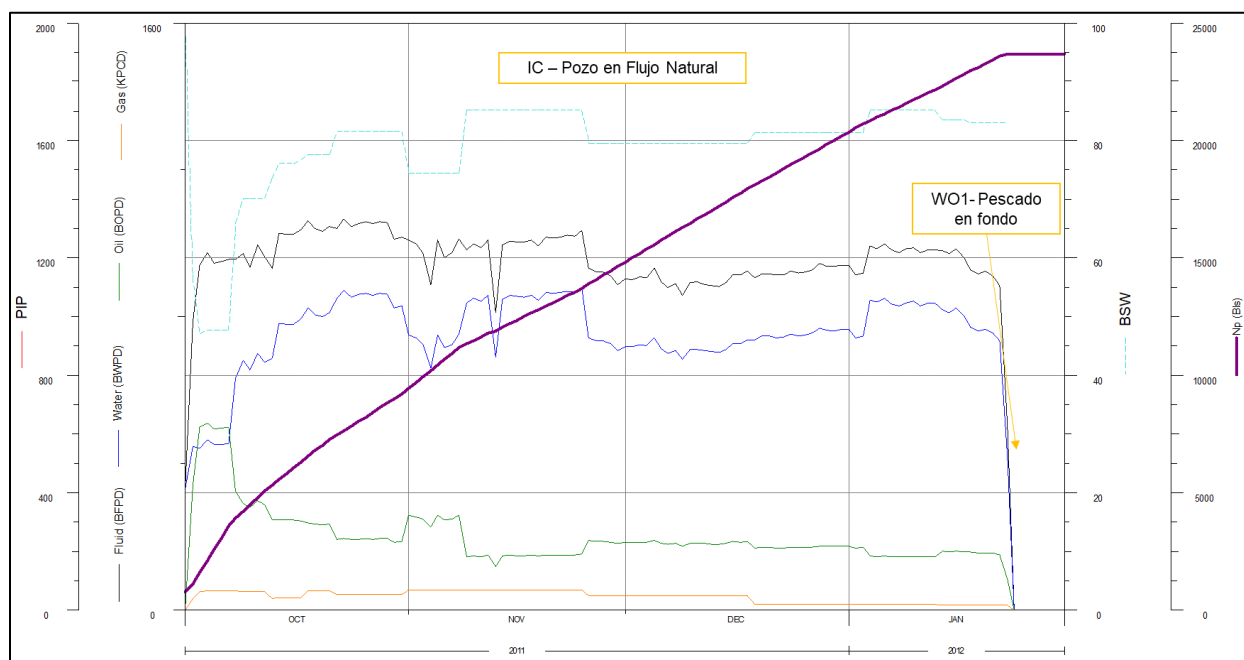


Figura 14 Historia de Producción Pozo A3

3.3.4 Pozo A4. Las pruebas iniciales de producción fueron realizadas en mayo de 2011, en las formaciones Mirador (Intervalo 11502'-11511') y Gacheta (Intervalo 12496'-12507') a través de operaciones de achicamiento (Suabeo), la formación Gacheta produjo con un corte de agua de 100% y la formación Mirador con 7%, y una vez finalizadas las operaciones de suabeo fluyó naturalmente de manera intermitente. Debido a que se observó inconveniente con los cañoneos, se decidió re-cañonear la formación Mirador e iniciar nuevamente las operaciones de suabeo obteniendo un corte de agua de 33%. Finalmente, se dejó en producción la formación Mirador mediante sistema de levantamiento de bombeo electro-sumergible.

En agosto de 2011, se realizó una intervención en la cual se aisló la formación Mirador y se puso en producción la formación Carbonera C7 en el intervalo 11107'-11115'. Un año después, y con el propósito de optimizar la producción de aceite se llevó a cabo una un nuevo trabajo de reacondicionamiento en el cual se adicionó el intervalo 11507'-11517' de la formación Mirador y 11328'-11335' de la formación Carbonera. En definitiva, se dejaron en producción mediante bombeo electro-sumergible, los dos intervalos de la formación Carbonera y el intervalo 11507'-11517' de la formación Mirador.

En febrero de 2013, con un corte de agua del 97.5% se realizó una intervención en la cual se cañoneó un nuevo intervalo de la formación Mirador (11523'-11532'), este fue probado mediante una prueba selectiva mediante operaciones de suabeo, pero las pruebas arrojaron un corte de agua del 100%. En consecuencia, se decidió realizar otra prueba en los intervalos (11502'-11511' y 11507'-11517') de la formación Mirador, sin embargo, estas también evidenciaron 100% de corte de agua. Seguidamente, el pozo quedo suspendido.

En la Tabla 7 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A4. En la Figura 15 se muestra la historia de producción.

Tabla 7

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A4

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	04/05/2011	Suabeo	12496'-12507'	Gacheta	14	0	265.53	265.53	-	100%	-
CI	07/05/2011	Suabeo	11502'-11511'	Mirador	3.2	283.02	0	283.02	-	7%	36.6
CI	11/05/2011	Suabeo	11502'-11511'	Mirador	12	19.64	0	19.64	-	33%	-
CI	13/05/2011	BES	11502'-11511'	Mirador	17	633.92	25.65	659.57	11.19	4%	36.8
WO1	01/09/2011	Suabeo	11107'-11115'	Carbonera C7	11	242	14.2	256.2	No medido	1%	-
WO1	04/09/2011	BES	11107'-11115'	Carbonera C7	23	2059.11	1866.77	3925.88	6.38	48%	29.8
WO2	09/08/2012	Suabeo	11502'-11517'	Mirador	10.25	3.47	28.31	31.78	-	98%	-
WO2	10/08/2012	Suabeo	11328'-11335'	Carbonera C7	25.3	1.88	192.52	194.4	-	99%	-
WO2	15/08/2012	BES	11107'-11115'11328'onera C7 & Mir		24	9.36	620.88	630.24	18.39	99%	30.4
WO3	14/10/2013	Suabeo	11523'-11532'	Mirador	23.75	28.11	338.86	366.97	-	100%	-
WO3	17/10/2013	Suabeo	11502'-11517'	Mirador	28	37.44	309.31	346.75	-	100%	-

Nota: La producción reportada para las pruebas por método de suabeo corresponde a barriles totales recuperados.

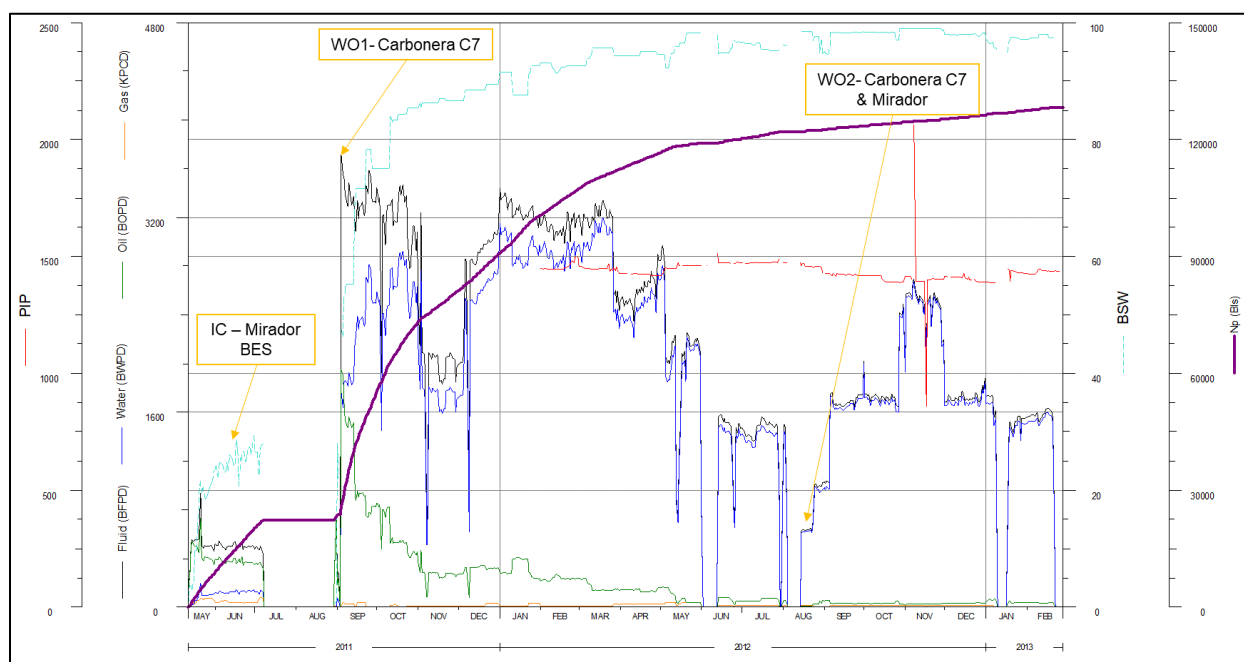


Figura 15 Historia de Producción Pozo A4

3.3.5 Pozo A5. Las pruebas iniciales de producción fueron realizadas en julio de 2011 mediante operaciones de suabeo en la formación Mirador, en el intervalo 11546'-11556' con un corte final

de agua de 0.6%. Luego, se instaló sistema de bombeo electro-sumergible y el pozo produjo de forma continua hasta diciembre de 2012, mes en el cual se realizó una intervención en la cual se re-cañoneo el intervalo existente, se adicionaron 8 ft más y se instaló nuevamente sistema de bombeo electro-sumergible. El pozo fue suspendido en 2017 debido a que no era económico para ese momento dejarlo en producción dado que los costos operativos superaban los ingresos básicamente por los bajos precios internacionales del crudo.

En la Tabla 8 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A5. En la Figura 16 se muestra la historia de producción.

Tabla 8

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A5

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	05/07/2011	Suabeo	11546'-11556'	Mirador	14.7	227.81	0	227.81	-	1%	-
CI	12/07/2011	BES	11546'-11556'	Mirador	23	825	40.9	865.9	23.02	1%	34.04
WO1	16/12/2012	BES	11546'-11564'	Mirador	24	338.88	201.09	539.97	40.2	37%	37.3

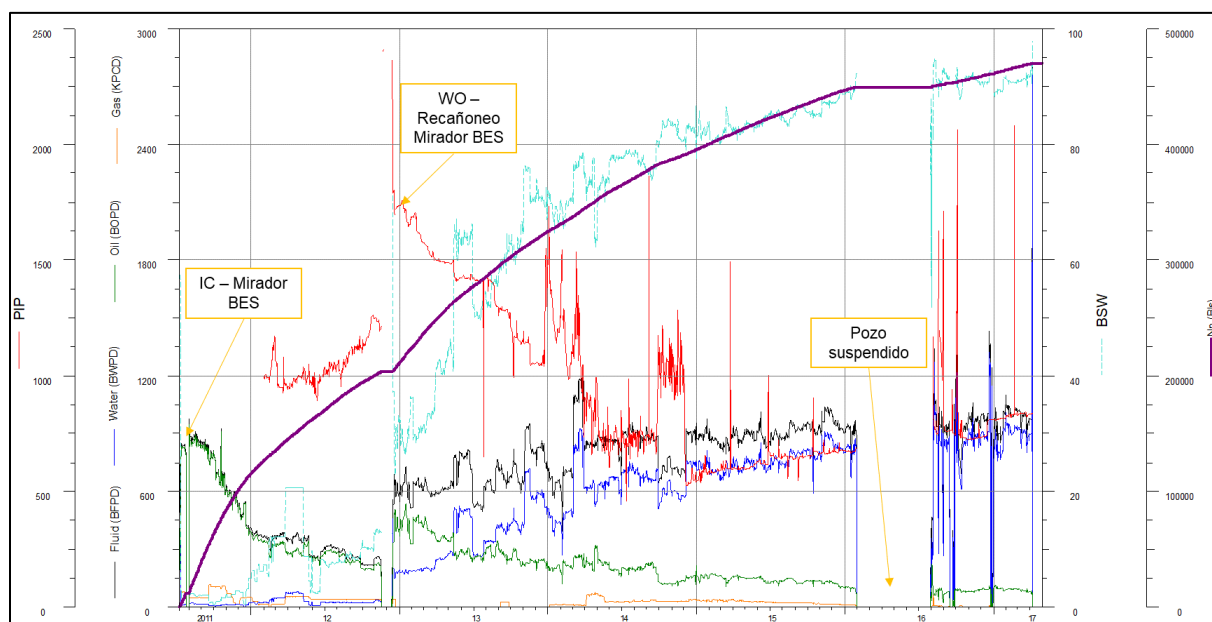


Figura 16 Historia de Producción Pozo A5

3.3.6 Pozo A6. Las pruebas iniciales de producción se realizaron en diferentes intervalos de la formación Carbonera C7 mediante pruebas selectivas. Según los resultados se dejó en producción el intervalo 11043'-11057' con sistema de levantamiento artificial de bombeo electro sumergible.

Posteriormente, en noviembre de 2012 debido a falla del sistema instalado, por oportunidad se realizó una intervención en la cual se adicionaron tres intervalos de la formación Mirador y se realizaron pruebas selectivas mediante suabeo, para estimular la producción de cada uno de los intervalos. De acuerdo con los anteriores resultados se dejó en producción el intervalo 11472'-11479' de la formación Mirador y los intervalos 11043'-11057', 11271'-11278' y 11285'-11299' de la formación Carbonera C7 de forma simultánea, mediante sistema de bombeo electro-sumergible.

Mas adelante, en mayo de 2014 nuevamente se presentó falla del sistema de levantamiento, en esta oportunidad se aisló el intervalo 11043'-11057' de la formación Carbonera C7 y se dejaron en producción los demás intervalos con bombeo electro sumergible. El pozo continuo en producción hasta enero de 2016, fecha en la cual presentó falla el sistema de levantamiento y debido al alto corte de agua (98.6%) no era viable realizar un servicio para cambiar el sistema.

En la Tabla 9 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A6. En la Figura 17 se muestra la historia de producción.

Tabla 9

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A6

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	27/05/2011	Suabeo	11327'-11332'	Carbonera C7	18.5	0.65	253.37	254.02	-	100%	-
CI	29/05/2011	Suabeo	11271'-11278'	Carbonera C7	22.3	204.84	161.86	366.7	-	14%	29.9
CI	03/06/2011	Suabeo	11285'-11299'	Carbonera C7	2.23	110.1	115.83	225.93	-	50%	-
CI	03/06/2011	FN	11285'-11299'	Carbonera C7	13	522.66	115.8	638.46	-	25%	-
CI	09/06/2011	Suabeo	11043'-11057'	Carbonera C7	1.58	5.17	43.3	48.47	-	70%	-
CI	09/06/2011	FN	11043'-11057'	Carbonera C7	11	3029.01	32.07	3061.08	1.22	40%	30.5
WO1	30/11/2012	Suabeo	11472'-11479'	Mirador	3.75	0	69.12	69.12	-	100%	-
WO1	30/11/2012	FN	11472'-11479'	Mirador	16	430	100	530	-	20%	38.5
WO1	01/12/2012	Suabeo	11472'-11479'11457'	Mirador	13.16	67.87	239.23	307.1	-	65%	-
WO1	03/12/2012	Suabeo	11472'-11479'	Mirador	7.16	31.26	110.18	141.44	-	40%	-
WO1	03/12/2012	FN	11472'-11479'	Mirador	8.83	170	50	220	-	30%	-
WO1	04/12/2012	Suabeo	11457'-11464'	Mirador	8	4.25	188.91	193.16	-	90%	-
WO1	08/12/2012	Suabeo	11485'-11492'	Mirador	12.35	3.41	264.84	268.25	-	99%	-
			11472'-11479'								
WO1	14/12/2012	BES	11043'-11057' 11271'-11278' 11285'-11299'	Mirador & Carbonera C7	15	483.87	5406.3	5890.17	59.85	92%	30.7
			11472'-11479'								
WO2	23/05/2014	BES	11271'-11278' 11285'-11299'	Mirador & Carbonera C7	24	161.72	6613.03	6774.75	61.33	98%	30.6

Nota: La producción reportada para las pruebas por método de suabeo corresponde a barriles totales recuperados.

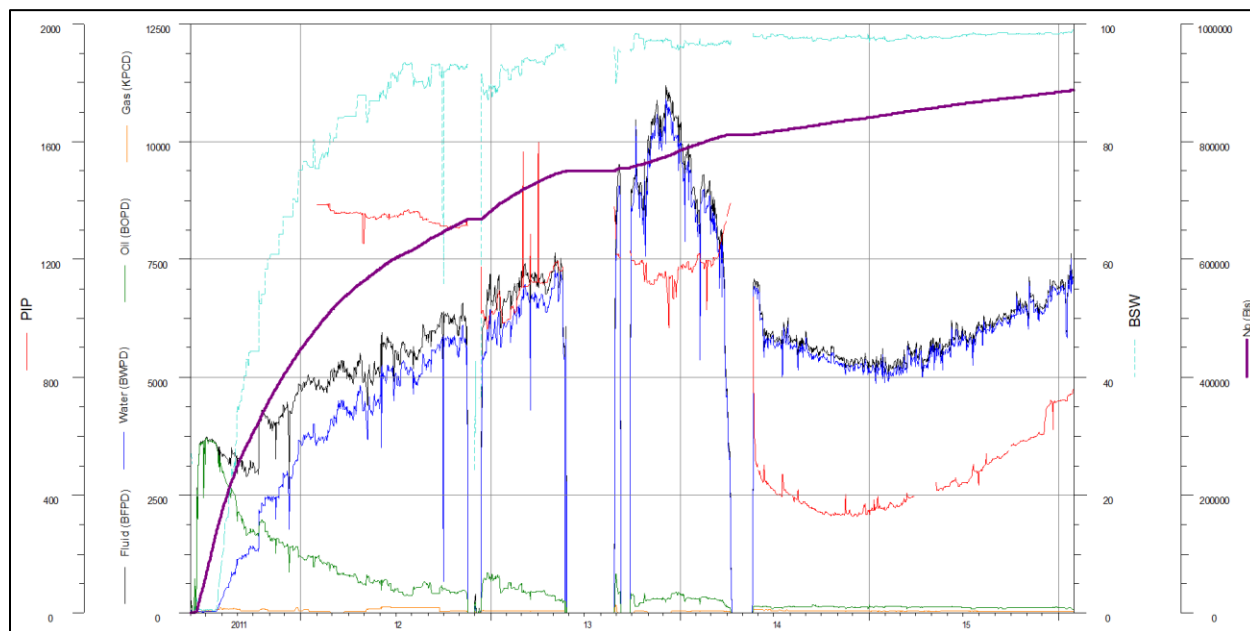


Figura 17 Historia de Producción Pozo A6

3.3.7 Pozo A7. Las pruebas iniciales de producción iniciaron finalizando el año 2011, se cañonearon dos intervalos de la formación Mirador, 11619'-11624' y 11580'-11590' los cuales fueron probados mediante suabeo.

Posteriormente, en el intervalo 11580'-11590' luego de las operaciones de suabeo iniciales se realizó un trabajo de estimulación acida, sin embargo, los resultados no fueron satisfactorios y por lo tanto el pozo se dejó suspendido sin instalar ningún sistema de levantamiento. Luego, en marzo de 2012 se realizó una intervención en la cual se adicionó el intervalo 11176'-11198' de la formación Carbonera C7, y se realizaron pruebas selectivas mediante suabeo a este intervalo y al intervalo 11580'-11590' de la formación Mirador, conforme a lo cual se decidió dejar en producción el intervalo probado de la formación Mirador mediante bombeo electro-sumergible.

El pozo continuó en producción hasta septiembre de 2013 dado que se presentó falla del sistema de levantamiento, por tal razón en noviembre del mismo año se realizó una nueva intervención adicionando 14 pies al intervalo existente de la formación Mirador, pese a esta adición las pruebas iniciales evidenciaron 100% de corte de agua, razón por la cual se determinó dejar el pozo suspendido sin sistema de levantamiento.

En la Tabla 10 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A7. En la Figura 18 se muestra la historia de producción.

Tabla 10

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A7

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	30/12/2011	Suabeo	11619'-11624'	Mirador	12.7	0	133.3	133.3	-	100%	-
CI	02/01/2012	Suabeo	11580'-11590'	Mirador	26.7	288.28	324.98	613.26	-	7%	-
CI	08/01/2012	Suabeo	11580'-11590'	Mirador	29.72	0	413.76	413.76	-	100%	-
CI	12/01/2012	Suabeo	11580'-11590'	Mirador	9.13	0	79.06	79.06	-	100%	-
WO1	27/03/2012	Suabeo	11176'-11198'	Carbonera C7	10.08	0	144.51	144.51	-	100%	-
WO1	02/04/2012	Suabeo	11580'-11590'	Mirador	11.78	33.29	3.59	36.88	-	13%	-
WO1	04/04/2012	Suabeo	11580'-11590'	Mirador	16.78	69.46	22.22	91.68	-	25%	-
WO1	15/04/2012	BES	11580'-11590'	Mirador	24	44.91	163.87	208.78	23.12	78%	30.4
WO2	04/11/2013	Suabeo	11580'-11603'	Mirador	14.17	0	334	334	-	100%	-

Nota: La producción reportada para las pruebas por método de suabeo corresponde a barriles totales recuperados.

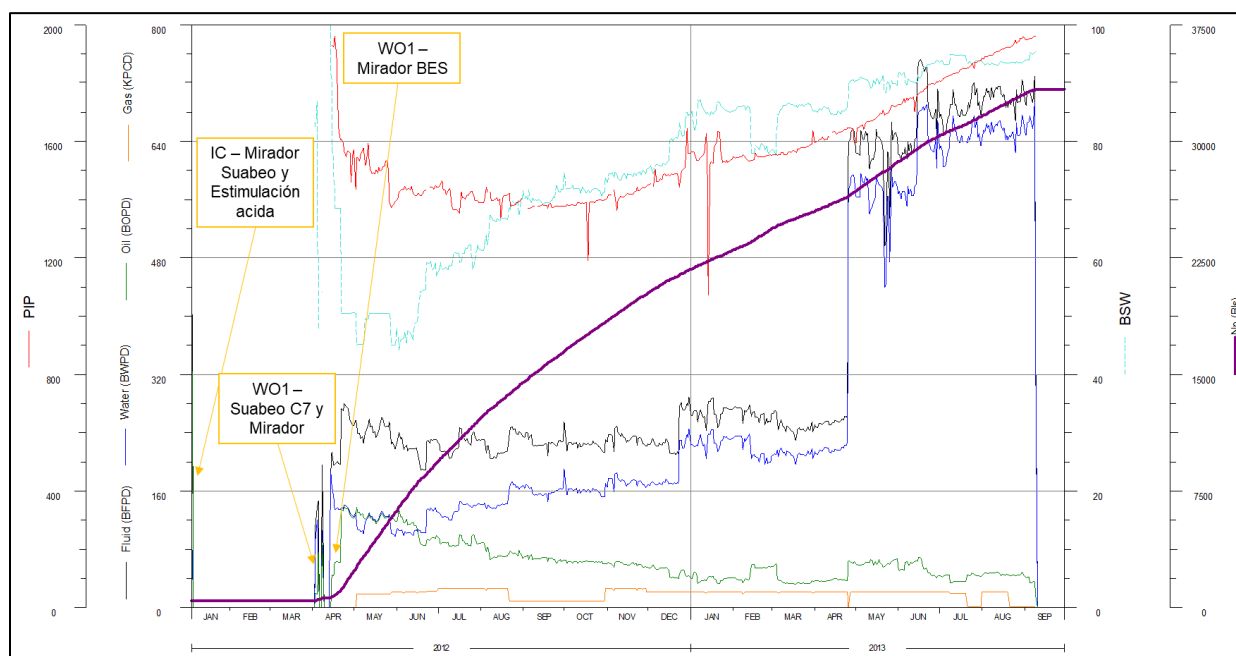


Figura 18 Historia de Producción Pozo A7

3.3.8 Pozo A8. Las pruebas iniciales fueron realizadas en el mes de septiembre de 2011 en la formación Gacheta, probando el intervalo 12528'-12534' inicialmente mediante flujo natural y posteriormente mediante sistema de levantamiento artificial de Bombeo electrosumergible.

El pozo continuo en producción de forma intermitente hasta septiembre de 2014 fecha en la cual se presentó falla del sistema de levantamiento, con un corte de agua del 98.9% según la última prueba registrada.

En la Tabla 11 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A8. En la Figura 19 se muestra la historia de producción.

Tabla 11

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A8

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	08/09/2011	FN	12528'-12534'	Gacheta	88	2161	1203	3364	42.35	37%	30.2
CI	16/09/2011	BES	12528'-12534'	Gacheta	24	1919.57	2183.58	4103.15	31.9	53%	29.8

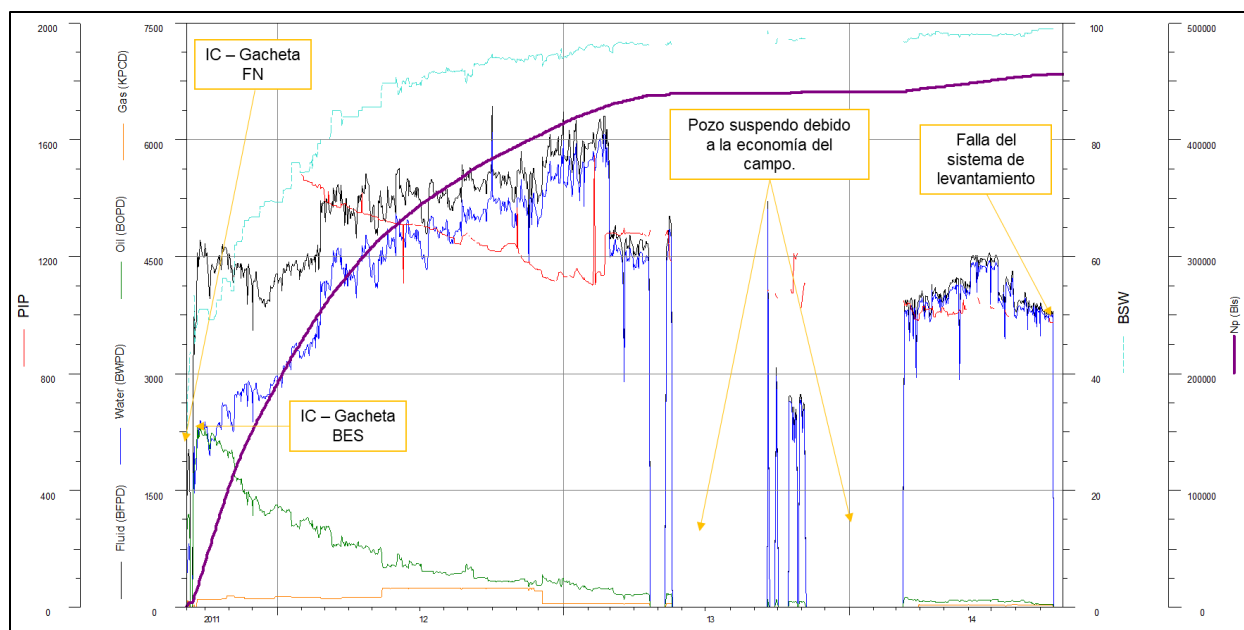


Figura 19 Historia de Producción Pozo A8

3.3.9 Pozo A9. Las pruebas iniciales de producción fueron realizadas en diciembre de 2011 en la formación Gacheta en los intervalos 12540'-12548' inicialmente mediante suabeo, y luego

de tres corridas el pozo flujo naturalmente. Conforme a los resultados obtenidos el pozo fue completado con sistema de bombeo electro-sumergible en estos intervalos. En noviembre de 2012, se realizó una intervención en la cual se adicionaron dos intervalos nuevos de la formación Gacheta, 12591'-12607' y 12615'-12642' y se realizaron pruebas selectivas a través de operaciones de suabeo. Dado que el intervalo inferior evidencio 98% de corte de agua este fue aislado, quedando en producción los intervalos 12540'-12548' y 12591'-12607' mediante sistema de bombeo electro-sumergible.

En noviembre de 2013, se realizó una nueva intervención en la cual se adiciono un nuevo intervalo de la formación Gacheta, 12709'-12725' y se realizaron pruebas selectivas en esta formación, y conforme a los resultados se aisló el intervalo superior de la formación Gacheta. En julio de 2014 se realizó un servicio a pozo debido a fallas del sistema de levantamiento. Finalmente, en junio de 2015 debido a una nueva falla del sistema de levantamiento se intervino el pozo para realizar cambio de empaques y, sin embargo, debido a problemas operativos, no fue posible extraer todos los empaques para realizar el cambio y se dejaron todos los intervalos en producción.

El pozo fue suspendido en octubre de 2017 debido a que no era económico para ese momento dejarlo en producción dado que los costos operativos superaban los ingresos básicamente por los bajos precios internacionales del crudo.

En la Tabla 12 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A9. En la Figura 20 se muestra la historia de producción.

Tabla 12

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A9

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	03/12/2011	NF	12540'-12548'	Gacheta	62	2823	3.6	2826.6	108.12	0%	31.7
CI	09/12/2011	BES	12540'-12548'	Gacheta	24	2854	136.49	2990.49	151.53	5%	31.6
WO1	16/10/2012	Suabeo	12591'-12607'	Gacheta	13.88	591.32	51.38	642.7	No medido	32%	29.77
WO1	27/10/2012	Suabeo	12615'-12642'	Gacheta	24.55	85.24	174.81	260.05	-	98%	-
WO1	01/11/2012	BES	12540'-12548' 12591'-12607' 12591'-12607'	Gacheta	24	480.67	3774.06	4254.73	58.27	8870%	31.4
WO2	20/11/2013	Suabeo	12615'-12642' 12709'-12725'	Gacheta	12.08	62.93	61.71	124.64	-	88%	32
WO2	21/11/2013	Suabeo	12709'-12725' 12591'-12607'	Gacheta	11.92	68.44	63.77	132.21	-	2%	29.6
WO2	28/11/2013	BES	12615'-12642' 12709'-12725' 12540'-12548'	Gacheta	24	138.38	3569	3707.38	1.97	96%	30.4
WO3	07/07/2015	BES	12591'-12607' 12615'-12642' 12709'-12725'	Gacheta	24	306.24	9297	9603.24	83.17	94%	30.3

Nota: La producción reportada para las pruebas por método de suabeo corresponde a barriles totales recuperados.

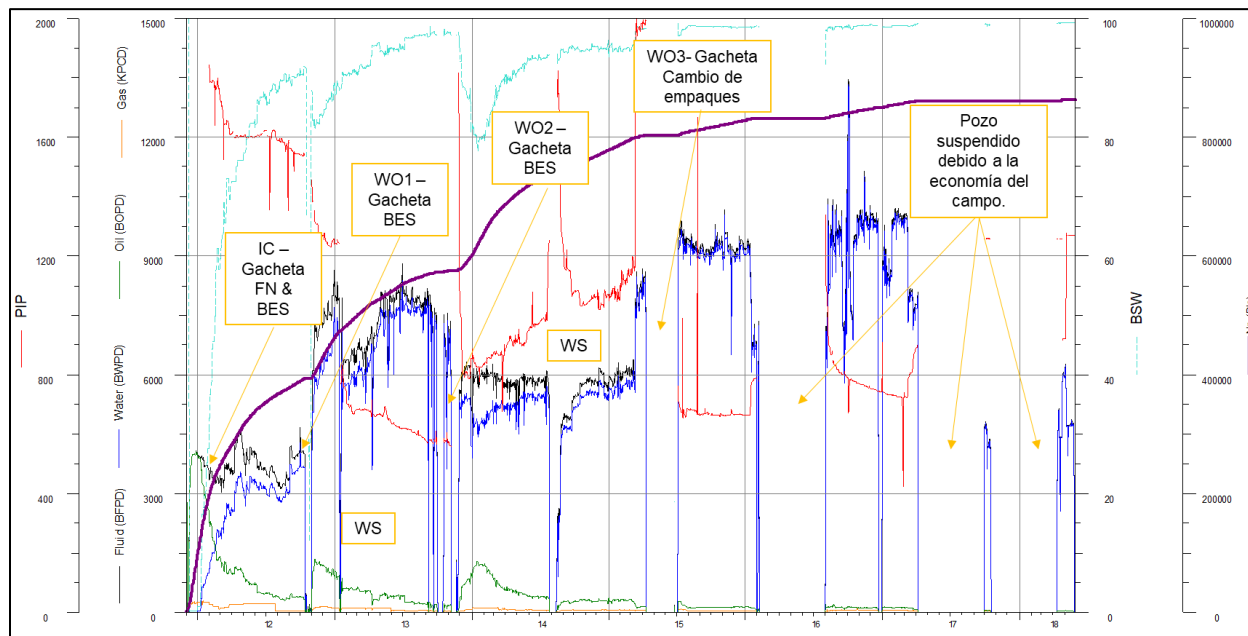


Figura 20 Historia de Producción Pozo A9

3.3.10 Pozo A10. Las pruebas iniciales de producción se realizaron durante los meses de septiembre y octubre de 2011 en las formaciones Gacheta (Intervalo 12477'-12483') y Une (12678'-12684') mediante flujo natural. La formación Une fue aislada y Gacheta se dejó en producción en flujo natural con sistema de levantamiento de bombeo electro-sumergible instalado en el pozo, una vez se requirió aumento de producción se puso en marcha la bomba (34 días después del inicio de producción del pozo).

En agosto de 2012, se adicionó un intervalo de la formación Gacheta (12521'-12540'), y este fue probado de forma individual mediante operaciones de Suabeo. Después de 9 corridas el pozo fluyo naturalmente. Al final de la intervención se dejaron en producción los dos intervalos de la formación Gacheta. Posteriormente, debido a recurrentes fallas se realizaron cuatro intervenciones con el objetivo de cambiar la bomba.

Finalmente, en marzo de 2015 se decidió intervenir el pozo con el propósito de adicionar un intervalo de la formación Gacheta, sin embargo, durante las operaciones de suabeo se dejó una herramienta en fondo, “pescado” de 14.82 ft de longitud, obstruyendo la producción del intervalo 12521'-12540', y por tanto se dejó en producción el intervalo 12477'-12483' mediante sistema de bombeo electro-sumergible. No obstante, después de 17 días de producción el pozo presento falla por colapso del revestimiento.

En la Tabla 13 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A10. En la Figura 21 se muestra la historia de producción.

Tabla 13

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A10

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	25/09/2011	FN	12678'-12684'	Une	21	1760	630	2390	316	26%	28.8
CI	30/09/2011	FN	12477'-12483'	Gacheta	8	2518.92	19.34	2538.26	129.62	1%	32.2
CI	28/11/2011	BES	12477'-12483'	Gacheta	24	3503.28	23.03	3526.31	139.97	1%	31.6
WO1	28/08/2012	FN	12521'-12540'	Gacheta	24	2115.87	27.49	2143.36	-	1%	29.5
WO1	31/08/2012	BES	12477'-12483'12521	Gacheta	24	3302.36	1955.2	5257.56	393.61	37%	29.5
WS	07/03/2015	BES	12477'-12483'	Gacheta	24	180.99	6777.65	6958.64	52.87	97%	31.3

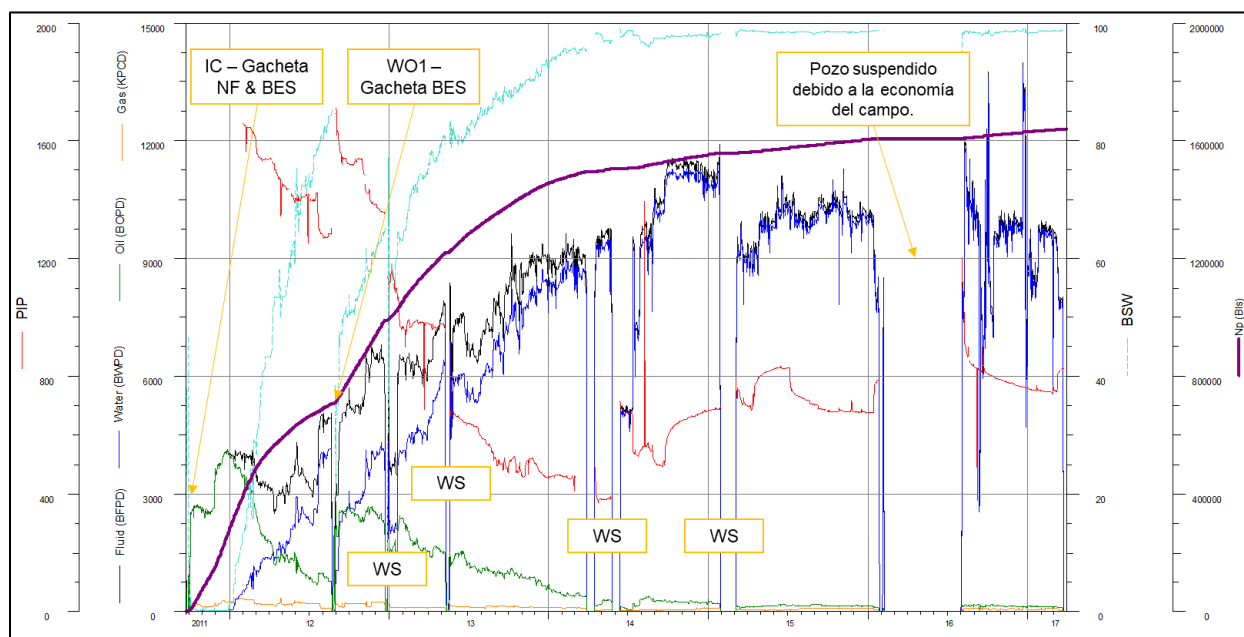


Figura 21 Historia de Producción Pozo A10

3.3.11 Pozo A11. Las pruebas iniciales de producción fueron realizadas en noviembre de 2011, en el intervalo 11534'-11542' de la formación Mirador, inicialmente mediante operaciones de suabeo y posteriormente, a través de sistema de levantamiento artificial ESP, que continuó operando en las pruebas extensas de producción. Posteriormente, en marzo de 2012, se realizó un trabajo de reacondicionamiento en el cual se adicionaron dos nuevos intervalos de la formación Carbonera C7 y se aisló el intervalo de la formación Mirador.

Luego, una nueva intervención fue realizada en julio de 2012, en este trabajo se adicionaron dos nuevos intervalos de la formación Carbonera C7, y se instaló nueva BES. Mas adelante en noviembre de 2012, y conforme al comportamiento observado en la formación Carbonera C7, se realizó otro trabajo en el cual se dejó Carbonera C7 y Mirador en producción simultánea con BES.

En abril de 2014, se realizó una intervención en la cual, se aisló la formación Carbonera C7, y se dejó en producción el intervalo anterior de la formación Mirador junto con dos nuevos intervalos que fueron adicionados, 11534'-11546', 11546'-11555', 11562'-11571', y continuo en producción mediante sistema BES. El sistema BES falló el 25 de noviembre de 2015, y el pozo quedó temporalmente suspendido.

En la Tabla 14 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A11. En la Figura 22 se muestra la historia de producción.

Tabla 14

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A11

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
IC	01/11/2011	Suabeo	11534'-11542'	Mirador	8	45.85	25.78	71.63	No medido	22%	-
IC	06/11/2011	BES	11534'-11546'	Mirador	24	1002.8	231.39	1234.19	66	19%	36
WO1	05/03/2012	BES	11129'-11137'	Carbonera C7	18.5	1406	428	1834	37.28	28%	31.25
WO2	11/07/2012	Suabeo FN	11376'-11381'	Carbonera C7	21	241.49	148.77	390.26	No medido	40%	30
WO2	12/07/2012	Suabeo FN	11349'-11356'	Carbonera C7	74	499.95	62.35	562.3	-	0%	29
WO2	18/07/2012	BES	11129'-11137' 11349'-11356' 11376'-11381'	Carbonera C7	24	1348.7	1551.4	2900.1	34.84	52%	30.4
WO3	17/11/2012	BES	11129'-11137' 11376'-11381' 11534'-11542'	Mirador & Carbonera C7	24	492.51	5613.74	6106.25	107.4	92%	30.4
WO4	14/04/2014	BES	11534'-11546' 11546'-11555' 11562'-11571'	Mirador	24	130.34	3825.86	3956.2	22.05	97%	32.7

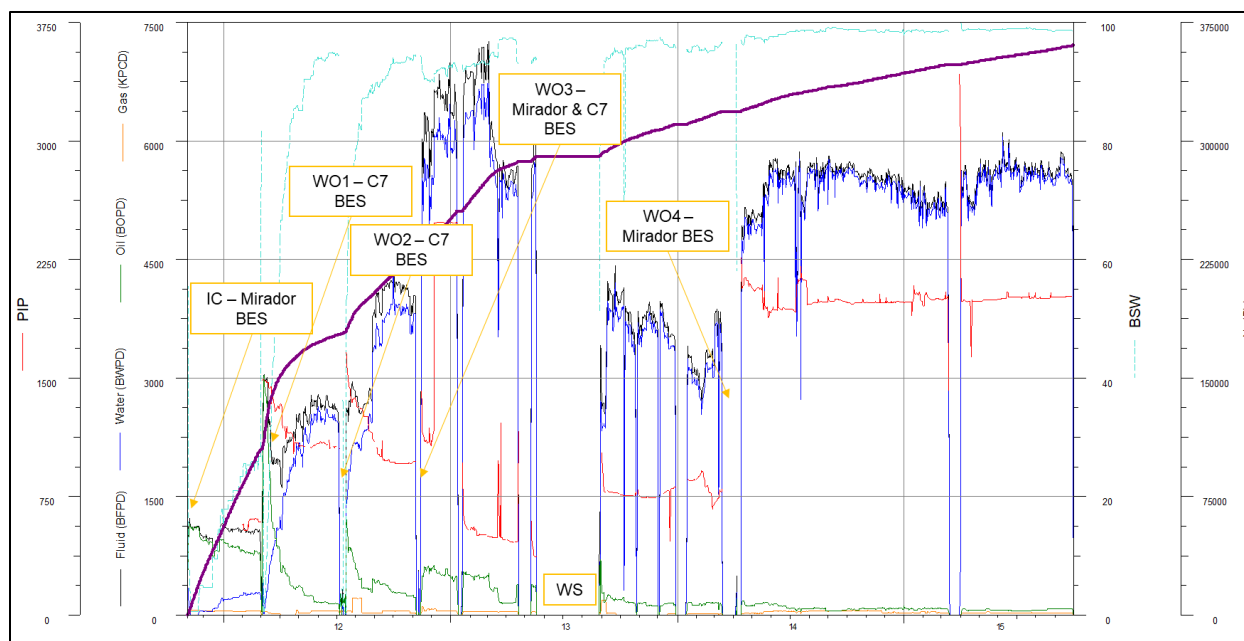


Figura 22 Historia de Producción Pozo A11

3.3.12 Pozo A12. Las pruebas iniciales fueron realizadas en enero de 2012 en el intervalo 12748'-12753' de la formación Une, mediante flujo natural. Sin embargo, por optimización de costos se decide instalar el sistema BES para poder continuar con el pozo en producción una vez el yacimiento se quede sin la energía necesaria para que el pozo fluya naturalmente.

Posteriormente, en marzo de 2012 se decide intervenir el pozo para probar la formación Gacheta, se cañoneo el intervalo 12559' - 12569' de esta formación, se aisló la formación Une y se instaló sistema BES. En febrero de 2013, se realizó un nuevo trabajo de reacondicionamiento, en el cual se cañearon tres nuevos intervalos de la formación Gacheta, 12628'-12634', 12604'-12604', 12595'-12601', se verificó el revestimiento y se instaló sistema BES. Mas adelante, en el mes de septiembre se presentó falla del sistema, y el pozo se dejó suspendido.

En noviembre de 2014, después de realizar un análisis de opciones para intervenir el pozo y optimizar la producción, se determinó sacar la bomba instalada, aislar la formación Gacheta y reanudar la producción de la formación Une, sin embargo, al intentar sacar la bomba esta se

encontró atascada y no fue posible retirarla del pozo. A la fecha se han realizado intentos para sacarla, pero no se ha tenido éxito.

En la Tabla 15 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A12. En la Figura 23 se muestra la historia de producción.

Tabla 15

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A12

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	07/01/2012	FN	12748'-12753'	Une	60	787.25	7.03	794.28	131.19	2%	31.2
WO1	03/03/2012	BES	12559'-12569'	Gacheta	24	3072.79	24.23	3097.02	147.46	1%	31.47
WO2	18/02/2013	BES	12595'-12601'	Gacheta	24	2191.52	293.48	2485	317.2	12%	30.3
			12604'-12620'								
			12628'-12634'								

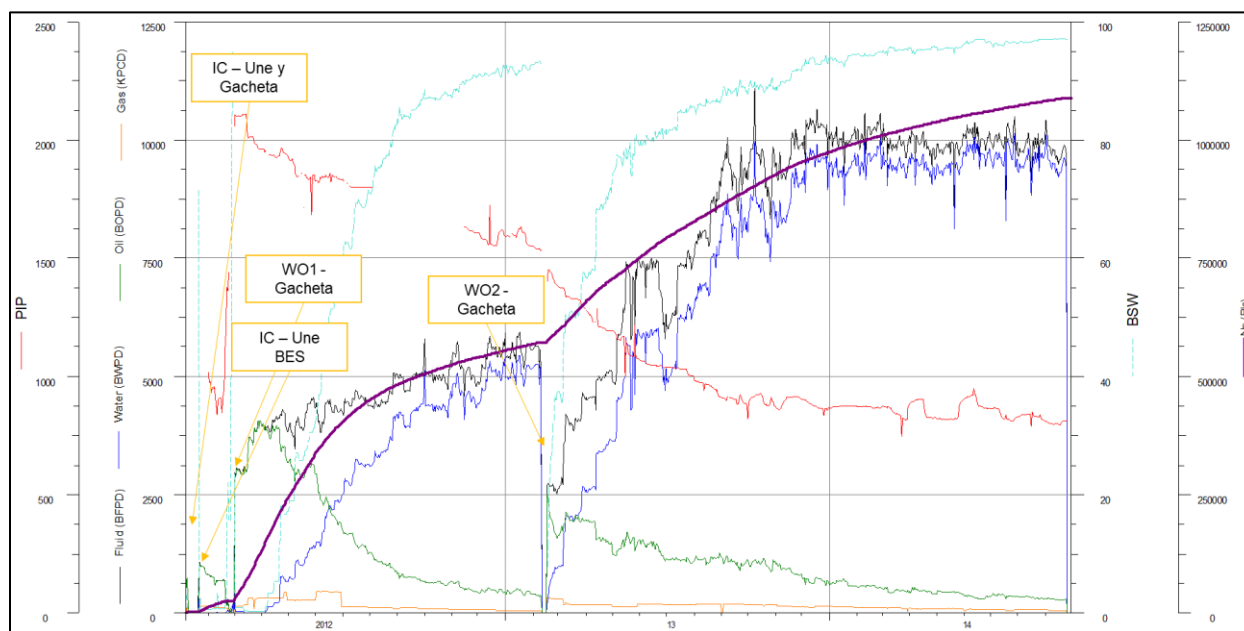


Figura 23 Historia de Producción Pozo A12

3.3.13 Pozo A13. Las pruebas iniciales de producción fueron realizadas en el mes de febrero de 2012 en el intervalo 12641'-12651' de la formación Mirador mediante operaciones de suabeo,

una vez estabilizado el corte de agua de esta formación se decidió cañonear un intervalo adicional, 11646'-11656' e inmediatamente instalar sistema BES, el pozo estuvo en producción continua durante 19 meses.

Posteriormente, en septiembre de 2012 se realizó una intervención en la cual se adiciono un nuevo intervalo en la formación Mirador, 11656'-11667', y se instaló nuevo sistema BES. El sistema BES fue cambiado en dos ocasiones debido a falla de este, a la fecha el pozo se encuentra suspendido debido al alto corte de agua.

En la Tabla 16 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A13. En la Figura 24 se muestra la historia de producción.

Tabla 16

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A13

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	03/02/2012	Suabeo	11641'-11651'	Mirador	11.5	40.66	0	40.66	No medido	1%	-
CI	19/02/2012	BES	11641'-11656'	Mirador	24	381.16	10.41	391.57	No medido	3%	37.1
WO1	19/09/2013	BES	11641'-11656' 11656'-11667'	Mirador	24	529.48	912.46	1441.94	46.46	63%	34.1

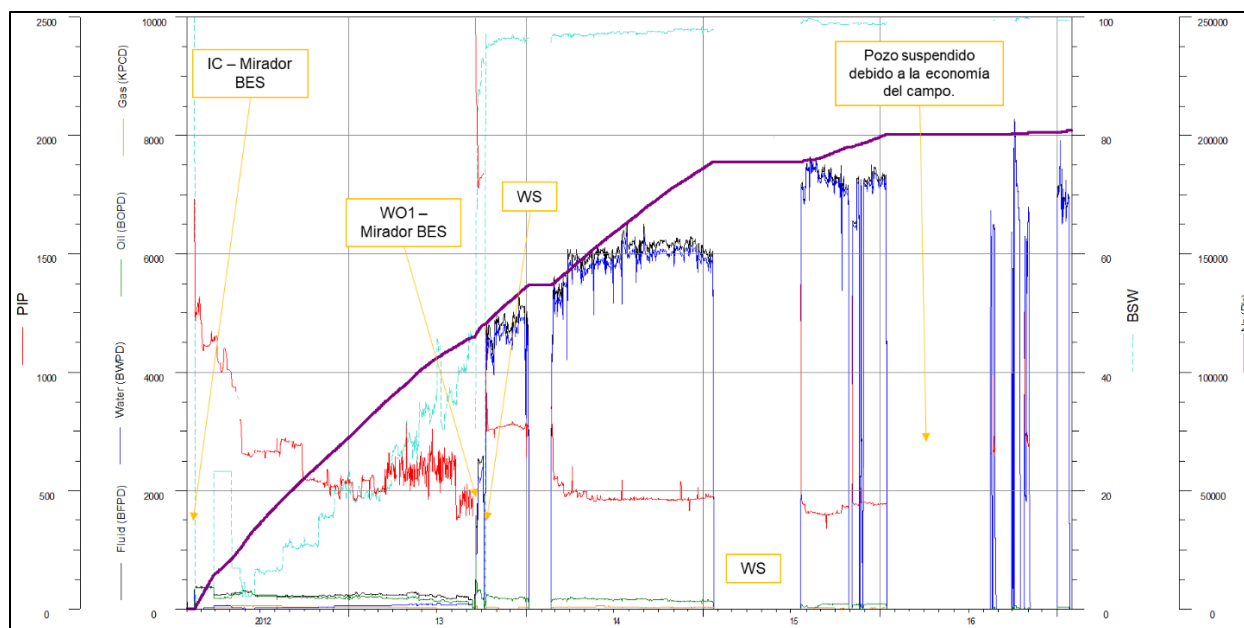


Figura 24 Historia de Producción Pozo A13

3.3.14 Pozo A18. Las pruebas iniciales fueron realizadas en noviembre de 2011, las formaciones probadas corresponden a Guadalupe (12066'-12096', 12210'-12230', 11920'-11940', 11960'-11980' y 11549'-11559'), Gacheta (12241'-12261'), Carbonera C1 (9735'-9795') y Mirador (11549'-11559'). A las formaciones Gacheta, Guadalupe y Carbonera C1 se les realizó prueba de inyectividad y se evidencio que la formación Carbonera C1 tuvo el mejor rendimiento durante las pruebas. Adicionalmente, se realizaron pruebas de suabeo a la formación Mirador, las cuales estabilizaron con 14% de corte de agua. Finalmente, debido a los requerimientos de disposición de agua del campo en ese momento se tomó la decisión de completar el pozo como inyector para disposición de agua.

En febrero de 2013, se realizó una intervención que tuvo como propósito convertir el pozo a productor en la formación Mirador, en este trabajo se cañoneo el intervalo 11536'-11540' y se amplió el intervalo existente re-cañoneando desde 11540' hasta 11560', y el pozo estuvo en producción durante 14 meses en esta formación.

En diciembre de 2014, se cañonearon los intervalos (11334' - 11338', 11356' - 11365', 11374' - 11386' y 11407' - 11417' de la formación Carbonera C7 y se realizó prueba selectiva en esta formación, pero los resultados arrojaron 100% corte de agua, razón por la cual el pozo se completó nuevamente en la formación Mirador con sistema BES. El pozo estuvo en producción hasta junio de 2015, fecha en la cual el sistema presentó falla.

En la Tabla 17 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A18. En la Figura 25 se muestra la historia de producción.

Tabla 17

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A18

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	28/11/2011	Suabeo	11549'-11559'	Mirador	12	495.91	83.97	579.88	-	14%	39.2
CI	20/11/2011	Suabeo	12066'-12096'	Guadalupe & Gacheta	15	0	233.36	233.36	-	100%	-
			12241'-12261'								
WO1	28/02/2013	FN	11536'-11560'	Mirador	21	403.58	161.99	565.57	No medido	29%	34.3
WO1	21/04/2013	BES	11536'-11560'	Mirador	24	730.8	362.61	1093.41	10.62	33%	34.6
			11334'-11338'	Carbonera C7							
			11356'-11365'								
			11374'-11386'								
WO2	25/11/2014	Suabeo	11407'-11417'		24.03	0	354.02	354.02	0	100%	-
WO2	07/12/2014	BES	11536'-11560'	Mirador	24	69.24	1815	1884.24	26.19	96%	34.1

Nota: La producción reportada para las pruebas por método de suabeo corresponde a Bls.

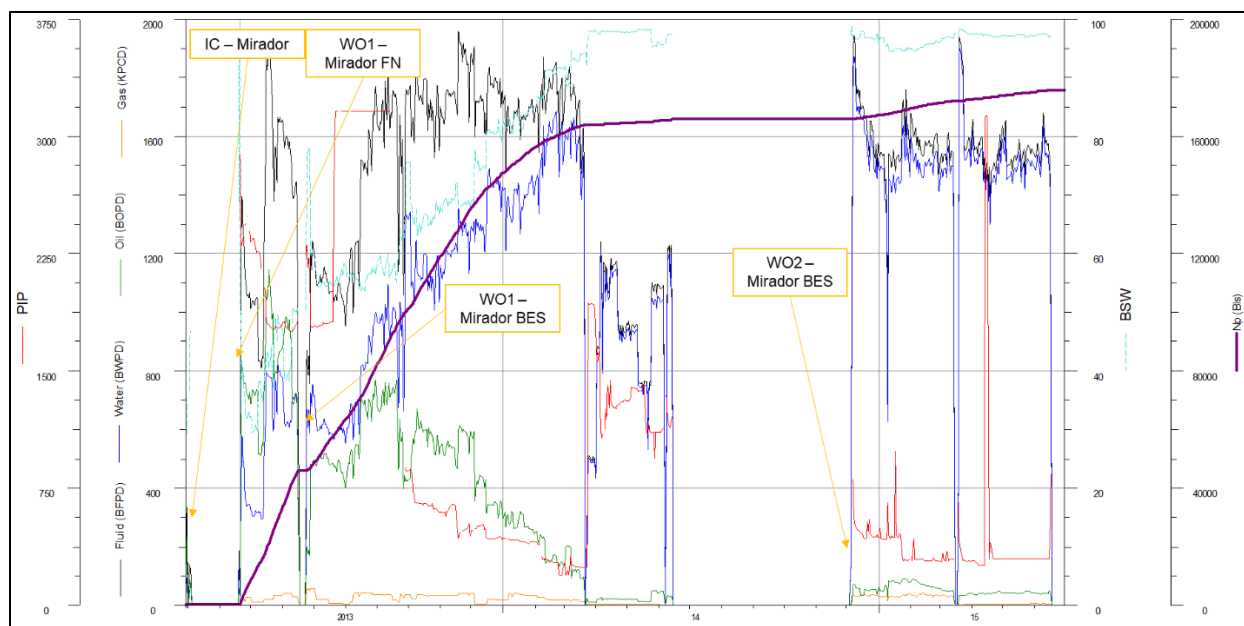


Figura 25 Historia de Producción Pozo A18

3.3.15 Pozo A19. Las pruebas iniciales de producción se realizaron en enero de 2013, se realizaron tres pruebas de producción todas realizadas mediante operación de suabeo; la primera se realizó en el intervalo 12732-12741' de la Formación Gacheta SS (Sandstone), la segunda también se realizó en la Formación Gacheta SS pero en el intervalo 12681-12692' y la última se realizó en los intervalos 11761-11770', 11715-11728' y 11670-11685' de la Formación Mirador, sin embargo una vez finalizadas estas pruebas el pozo fue suspendido sin finalizar el completamiento.

Posteriormente, en mayo del mismo año fueron reactivadas las operaciones de completamiento, es esta intervención se aisló la formación Mirador y se dejó en producción la formación Gacheta SS con sistema BES durante siete meses, fue suspendido en diciembre de 2013, y reactivado en marzo de 2014. No obstante, fue intervenido en abril de 2014 para adicionar dos nuevos intervalos de la formación Gacheta SS (12854'-12912', 12912'-12920'), y se dejaron en producción simultanea las dos formaciones, es decir, Mirador y Gacheta.

Pese a que el objetivo fue optimizar la producción de aceite, debido al alto corte de agua observado de las últimas pruebas de producción, se determinó intervenir el pozo de nuevo para dejar en producción únicamente la formación Gacheta, pero las pruebas de producción evidenciaron 100%, se retiró el sistema de levantamiento y el pozo fue suspendido a finales de mayo de 2014.

En la Tabla 18 se presenta el resumen de los resultados de cada una de las intervenciones realizadas en el pozo A19. En la Figura 26 se muestra la historia de producción.

Tabla 18

Resumen de las pruebas de producción de cada una de las intervenciones realizadas Pozo A19

Tipo de intervención	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Tiempo (horas)	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSPD)	Corte de Agua	°API
CI	27/01/2013	Suabeo	12732'-12741'	Gacheta SS	17.5	27.13	363.18	390.31	-	92%	30.1
CI	29/01/2013	Suabeo	12681'-12692'	Gacheta SS	11	0.37	0	0.37	-	99%	-
CI	01/02/2013	Suabeo	11761'-11770'11715'	Mirador	12	0.63	396.56	397.19	-	100%	-
WO1	26/05/2013	BES	12732'-12741'12681'	Gacheta SS	24	423.33	1814.73	2238.06	8.76	81%	31.5
WO2	23/04/2014	Suabeo	12854'-12912'	Gacheta	8	0	1.2	1.2	-	100%	-
WO2	25/04/2014	Suabeo	12854'-12920'	Gacheta	4.7	0	1.2	1.2	-	100%	-
WO2	29/04/2014	BES	11670'-11685'11715'	Mirador y Gacheta	12	133.2	7421.4	7554.6	14.91	98%	31.4
WO3	28/05/2014	BES	12681'-12692'12732'	Gacheta	24	0.01	5636.98	5636.99	25.52	100%	-

Nota: La producción reportada para las pruebas por método de suabeo corresponde a Bls.

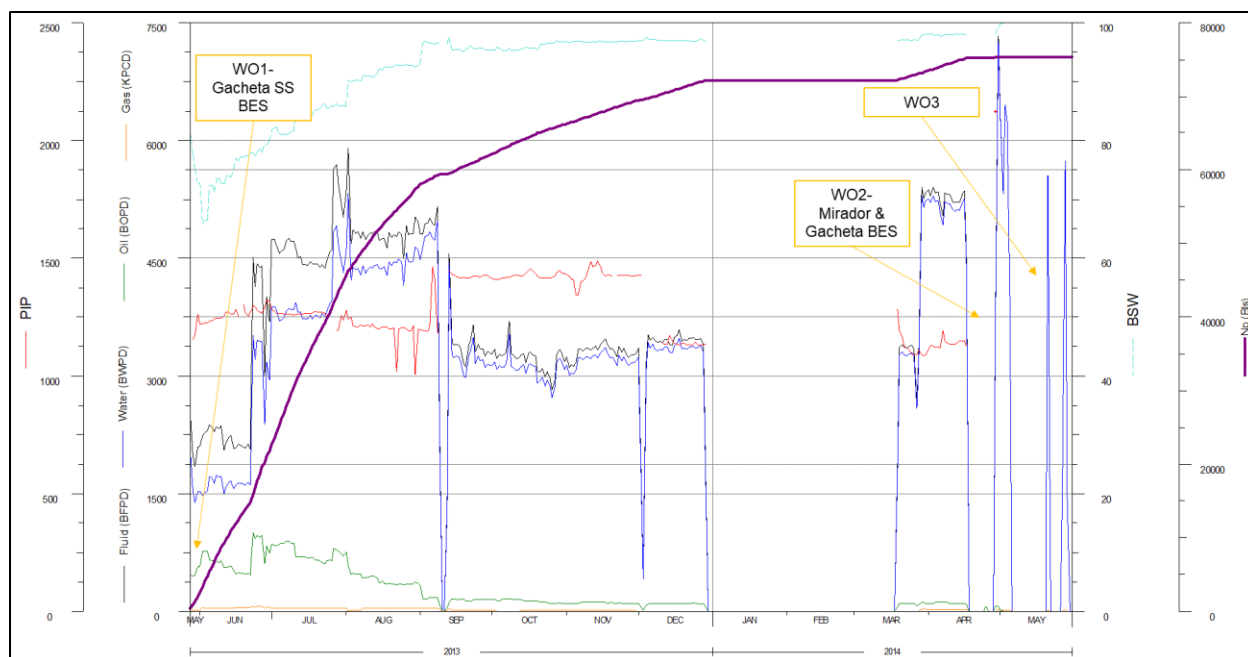


Figura 26 Historia de Producción Pozo A19

3.3.11 Pozos Inyectores de disposición de agua. Debido a los altos cortes de agua observados en el campo se perforaron los pozos A14, A15 y A17, con el objetivo de ser pozos inyectores de disposición de agua en la formación Carbonera C1. El pozo A16 fue perforado con el objetivo de ser probado en la formación Mirador, sin embargo, las pruebas evidenciaron 100% corte de agua, motivo por el cual fue completado como pozo inyector para disposición de agua. En la Figura 27, se presenta la curva de inyección de los cuatro pozos inyectores para disposición de agua a lo largo de la vida productiva del campo:

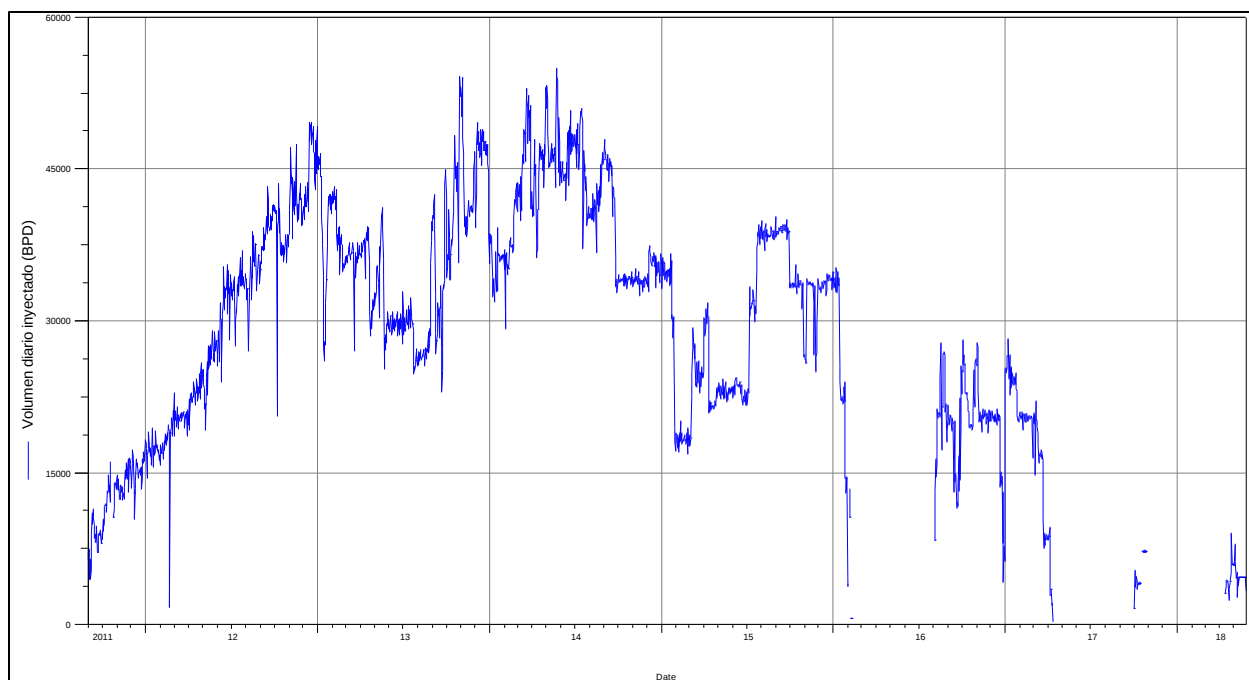


Figura 27 Historia de Inyección Campo Objeto de estudio

La capacidad de inyección de los pozos para disposición de agua es de 50.000 BWPD (Barriles de agua por día). Las fluctuaciones de la curva y la reducción de la inyección de agua corresponden a las variaciones de producción de agua tal como se presenta en la Figura 5, en donde se presenta fallas de pozos, cierres definitivos por daño mecánico y suspensiones del campo por factores económicos debido a los cambios del precio internacional del crudo.

3.4 Última prueba de producción por pozo

Con el objetivo de evaluar la condición de cada pozo activo antes de falla y/o cierre por flujos de caja negativos, en la Tabla 19 se presentan la última prueba de producción por pozo y por formación:

Tabla 19

Ultima prueba de producción por pozo y por formación

Pozo	Fecha	Método	Intervalo	Formación	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Fluido (BFPD)	Gas (KPCSD)	Corte de Agua	°API
A-1	16/07/2014	BES	11557'-11562'	Mirador	79,8	5304,3	5384,1	28,35	98,5%	36,9
A-2	26/01/2012	BES	12934'-12944'	Gacheta	400	2601	3001,0	56,5	86,7%	31,2
A-2	8/04/2014	BES	11734'-11740' 11748'-11758'	Mirador	0,92	5872	5872,9	26,99	100,0%	34,3
A-3	18/01/2012	BES	11552'-11566'	Mirador	158,98	775,5	934,5	12,7	83,0%	36,2
A-4	7/07/2011	BES	11502'-11511'	Mirador	382,47	147,7	530,2	74,94	27,9%	34,98
A-4	16/07/2012	BES	11107'-11115' 11107'-11115'	Carbonera C7	69,8	1439,38	1509,2	17,9	95,4%	30,5
A-4	17/02/2013	BES	11328'-11335' 11502'-11517'	Carbonera & Mirador	38,02	1470,98	1509,0	1,1	97,5%	30,4
A-5	6/04/2017	BES	11546'-11564' 11472'-11479'	Mirador	81,88	899	980,9	0,78	91,7%	33,1
A-6	28/01/2016	BES	11271'-11278' 11285'-11299'	Mirador & Carbonera C7	97,08	6820,76	6917,8	23,29	98,6%	30,5
A-7	21/08/2013	BES	11580'-11590'	Mirador	45,6	628,45	674,1	1,18	93,2%	93,24
A-8	30/08/2014	BES	12528'-12534' 12540'-12548'	Gacheta	40,76	3660,8	3701,6	25,26	98,9%	30,4
A-9	16/10/2017	BES	12591'-12607' 12615'-12642' 12709'-12725'	Gacheta	49,53	4333,72	4383,3	28,1	98,8%	26,6
A-10	26/09/2011	NF	12678'-12684'	Une	1526,6	924,5	2451,1	176,38	37,7%	27,8
A-10	19/03/2017	BES	12477'-12483'	Gacheta	98,2	7414,3	7512,6	38,16	98,7%	26,2
A-11	13/03/2014	BES	11129'-11137' 11376'-11381' 11534'-11542' 11534'-11546'	Mirador & Carbonera C7	119,84	3246	3365,8	15,3	96,4%	32,5
A-11	25/09/2015	BES	11546'-11555' 11562'-11571'	Mirador	78,68	5413,52	5492,2	24,8	98,6%	32,5
A-12	24/02/2012	BES	12748'-12753' 12559'-12569'	Une	96,73	14,6	111,3	42,33	13,1%	31,4
A-12	20/09/2014	BES	12595'-12601' 12604'-12620' 12628'-12634'	Gacheta	299,12	9258,72	9557,8	52,09	96,9%	30,2
A-13	1/01/2017	BES	11641'-11656' 11656'-11667'	Mirador	33,28	7575,4	7608,7	7,23	99,6%	33,3
A-18	16/05/2015	BES	11536'-11560' 12681'-12692'	Mirador	48,4	1447,9	1496,4	5,06	96,8%	34,1
A-19	28/05/2014	BES	12732'-12741' 12854'-12920'	Gacheta	0,0	5637,0	5637,0	25,52	99,9%	-

De acuerdo con la revisión de las últimas pruebas, se observan tres pruebas de producción en los pozos A-2 (Mirador), A-13 (Mirador) y A-19 Gacheta con valores de corte de agua mayores al

99.5%, los cuales ya no tienen potencial de producción de aceite ni volúmenes recuperables. A la vez se observan valores de corte de agua muy bajos en los pozos que se probaron en la formación Une.

3.5 Historia de Presión promedio de Yacimiento

Durante el periodo de producción del campo se realizaron diferentes mediciones de presión promedio de yacimiento a través de pruebas de restauración de presión y medición de presión estática con memorias, lo cual permitió realizar seguimiento al comportamiento de la presión de cada uno de los yacimientos. En las Tablas de la 20, 21 y 22 se presentan los valores de presión de yacimiento medidos en diferentes pozos y como es su comportamiento con el tiempo:

Tabla 20

Historia de presión promedio de yacimiento Formación Carbonera C7

Pozo	Formación	Tipo de registro	Fecha	Última tasa de cambio (Psi/hr)	Tiempo de cierre (hrs)	Datum ft TVDss	Presión (Psia) @ Datum	Temp °F @ Datum
A6	Carbonera C7	PBU	4/06/2011	1,250	8,19	10453	4436	225
A4	Carbonera C7	Presión Estática	31/08/2011	0,000	8	10453	4480	234

Tabla 21

Historia de presión promedio de yacimiento Formación Gacheta

Pozo	Formación	Tipo de registro	Fecha	Última tasa de cambio (Psi/hr)	Tiempo de cierre (hrs)	Datum ft TVDss	Presión (Psia) @ Datum	Temp °F @ Datum
A2	Gacheta	Presión Estática	27/04/2011	0,009	-	11743	5119	240
A2	Gacheta	PBU	11/05/2011	0,01	201,5	11743	5095	240
A8	Gacheta	PBU	9/09/2011	2,67	5,89	11743	4943	236
A10	Gacheta	Presión Estática	1/10/2011	0,713	12,3	11743	5027	240
A10	Gacheta	PBU	29/08/2012	5,23	7,5	11743	4980	241
A9	Gacheta	PBU	18/10/2012	4,79	2,69	11743	4918	238
A19 (Zona Sur)	Gacheta	PBU	28/01/2013	0,24	12	11743	4599	240

Tabla 22

Historia de presión promedio de yacimiento Formación Mirador

Pozo	Formación	Tipo de registro	Fecha	Última tasa de cambio (Psi/hr)	Tiempo de cierre (hrs)	Datum ft TVDss	Presión (Psia) @ Datum	Temp °F @ Datum
A2	Mirador	PBU	5/11/2010	0,03	70	10794	4719	226
A1	Mirador	PBU	6/12/2010	0,25	23,89	10794	4725	228
A4	Mirador	PBU	7/07/2011	0	56	10794	4377	
A3	Mirador	PBU	28/09/2011	0	8	10794	4567	229
A6	Mirador	PBU	4/12/2012	2,64	3,87	10794	4446	231
A6	Mirador	PBU	4/12/2012	1,4	4	10794	4459	232
A19 (Zona Sur)	Mirador	Presión Estática	1/02/2013	0,075	-	10785	4718	231
A18 (Zona Norte)	Mirador	PBU	1/03/2013	2,04	16,9	10794	4926	238
A4	Mirador	PBU	15/10/2013	0	12,16	10794	4318	232

Tabla 23

Historia de presión promedio de yacimiento Formación Une

Pozo	Formación	Tipo de registro	Fecha	Última tasa de cambio (Psi/hr)	Tiempo de cierre (hrs)	Datum ft TVDss	Presión (Psia) @ Datum	Temp °F @ Datum
A10	Une	PBU	27/09/2011	0,0100	12	11917	5131	241
A12	Une	PBU	9/01/2012	11,5	12	11917	5012	238

El seguimiento de presión de cada uno de los yacimientos permite evidenciar que no existe depletamiento en ninguna de las formaciones. Lo anterior aunado a los altos corte de agua evidenciado en los pozos del campo, permite inferir que el mecanismo de empuje es por acción de un acuífero activo fuerte.

3.6 Propiedades de los fluidos de yacimiento

Al campo objeto de estudio no se le han realizado análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura), sin embargo, con las propiedades medidas del crudo se pueden estimar algunas propiedades importantes que permitan caracterizar el fluido en cada uno de los yacimientos. Ver Tabla 24.

Tabla 24

Propiedades de los fluidos de yacimiento para el campo objeto de estudio

Yacimiento	Gravedad °API	Presión Inicial (Psia)	Rs (SCF/STB)	Temperatura de yacimiento (°F)	Viscosidad @ 14,7 Psi			Presión en el separador	Temperatura del separador (°F)	Gravedad específica del gas	CO2 %	H2S %	N2 %
					100°F	122°F	210°F				Molar	Molar	Molar
Carbonera C7	34.2	4480	80	226	5.1	3.5	1.35	65	84	0.6745	5.18	0	3.39
Mirador	28.9	4722	100	228	10.4	7.2	2.499	65	84	0.9846	2.57	0	6.84
Gacheta	29.5	5107	60	240	8.76	5.86	2	65	84	0.7943	3.48	0	1.74
Une	28.39	5131	160	241	8.17	6.13		62	70	0.9835	5.59	0	0.68

De acuerdo con la gravedad API medida para cada uno de los yacimientos y a la relación gas/aceite, se determina que el crudo corresponde a Petróleo Negro para todas las formaciones. En la Tabla 25 se presentan los rangos de aplicación de las correlaciones más usadas para petróleo negro

Tabla 25

Rangos de aplicación para las correlaciones usada en petróleo negro

Table 1—Ranges of data used in black oil correlations							
Correlation	Glaso	Standing	Vazquez	Lasater	Petrosky	Marhoun	
BubblePoint, Psia	165-7142	130-7000	15-6055	48-5780	1574-6523	130-3570	
Temperature, °F	80-280	100-258	162-180	82-272	114-288	74-240	
FVF, bbl/stb	1.025-2.59	1.024-2.15	1.028-2.23	NA	1.118-1.623	1.032-1.997	
GOR, scf/stb	90-2637	20-1425	0-2199	3-2905	217-1406	26-1602	
Oil Gravity, °API	22.3-48.1	16.5-63.8	15.3-59.5	17.9-51.1	16.3-45	19.4-44.6	
Gas Gravity	0.65-1.276	0.59-0.95	0.511-1.35	0.574-1.22	0.578-0.852	0.752-1.367	
Sep.Pres., Psia	415	265-465	60-565	15-605	NA	NA	
Sep. Temp., °F	125	100	76-150	36-106	NA	NA	

NA – Not Available

Nota: Tomado de Kanu, A. U., & Ikiensikimama, S. S. (2014, August 5). Globalization of Black Oil PVT Correlations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/172494-MS

Conforme a los valores de presentados en la Tabla 24 y de acuerdo con los rangos de aplicación de cada una de las correlaciones presentadas en la Tabla 25, la correlación que aplica para estimación de algunos parámetros corresponde a la correlación de Vazquez. En la Tabla 26 se

presentan los valores obtenidos de presión de burbuja y factor volumétrico del petróleo a condiciones de yacimiento.

Tabla 26

Estimación de la Presión de Burbuja y Factor volumétrico a partir de la correlación de Vazquez

Formación	Carbonera C7	Mirador	Gacheta	Une
Criterio °API	API > 30°	API < 30°	API < 30°	API < 30°
Ygc	0.6462	0.9497	0.7656	0.9526
Pb (Psia)	631.31	546.90	415.98	868.43
Bo (RB/STB)	1.1331	1.1354	1.1486	1.1677

3.7 Modelo de datos diagnóstico

En la Tabla 27 se presenta el modelo de datos diagnóstico que resume toda la información requerida para el estudio y cual se encontró disponible, para los análisis que conllevan a la estimación de los recursos del campo objeto de estudio.

Tabla 27

Modelo de datos diagnóstico

Area	Tipo de información	Disponibilidad
Geología	Sísmica (Perfiles, mapas estructurales)	Si
	Modelo Estático	No
Petrofísica	Corazones	No
	Registros de pozo	Si
	Curvas de permeabilidad relativa	No
	Curvas de presión capilar	No
	Análisis PVT	No
Fluidos	Assay de Petróleo	Si
	Cromatografía de gases	Si
	Análisis Fisicoquímico Agua de Formación	Si
	Pruebas de Presión - Historia de presión	Si
Yacimientos	Modelo Dinámico	No
	Pruebas producción (PLT) e inyección en fondo de pozo (ILT)	No
	Puntos de presión (MDT, MFT o XPT)	No
	Pruebas de Producción (Pruebas iniciales o selectivas)	Si
Producción	Producción diaria (Gas, Petróleo y Agua)	Si
	Seguimiento Parametros de Producción	Si
	Estado mecánico de cada pozo	Si
	Historia de intervenciones a pozo	Si
	Disponibilidad de facilidades de superficie	Si
Facilidades	Permisos contractuales	Si
	Permisos ambientales	Si

Conforme a la información disponible, se establece como primer paso para la estimación de los recursos que estos no pueden ser evaluados a través de un modelo dinámico de simulación, debido a que no se cuenta con el modelo estático que es la base para la construcción del modelo dinámico de fluidos. Adicionalmente, pese a que no se cuenta con análisis PVT, se estimaron los parámetros necesarios para este estudio con información concerniente a Assy de Petróleo, cromatografía de gases, datos de presión y parámetros de producción inicial.

4. Determinación de los recursos contingentes del campo objeto de estudio

4.1 Estimación del Aceite Original en sitio y Factor de recobro actual

Como primer paso para estimación es necesario cuantificar el petróleo original en sitio (POES) del campo objeto de estudio en cada una de las formaciones productoras identificadas. Adicionalmente, y conforme a los acumulados de producción de cada una de las formaciones se estima el factor de recobro con el propósito de establecer el punto de partida. En las Tablas 28, 29 y 30 se presentan los resultados de estas estimaciones.

Tabla 28

Estimación del Petróleo original en sitio (POES) y del factor de recobro actual para la zona centro

Formación	Area (Acres)	Espesor Neto (ft)	Porosidad %	Saturación de agua (%)	Bo (STB/R B)	POES (STB)	Producción Acumulada (STB)	Factor de Recobro (%)
Carbonera C7	478	30,3	19,58	35,5	1,13305	12.533.155	1.107.584	9
Mirador	450	24	17	37	1,13536	7.903.701	1.963.592	25
Gacheta	308	20,2	24	26	1,14855	7.463.527	4.209.466	56
Une	251	11,6	15,6	31	1,16772	2.082.171	27.122	1

Nota: Valores de área, espesor, porosidad y saturación tomados de las estimaciones realizadas por el auditor GLJ Petroleum Consultants para la empresa.

Tabla 29

Estimación del Petróleo original en sitio (POES) y del factor de recobro actual para la zona norte

Formación	Area (Acre)	Espesor Neto (ft)	Porosidad %	Saturación de agua (%)	Bo (STB/R B)	POES (STB)	Producción Acumulada (STB)	Factor de Recobro (%)
Mirador	126	8,8	16,00	45	1,13536	666.735	175.956	26

Nota: Valores de área, espesor, porosidad y saturación tomados de las estimaciones realizadas por el auditor GLJ Petroleum Consultants para la empresa

Tabla 30

Estimación del Petróleo original en sitio (POES) y del factor de recobro actual para la zona sur

Formación	Area (Acre)	Espesor Neto (ft)	Porosidad %	Saturación de agua (%)	Bo (STB/R B)	POES (STB)	Producción Acumulada (STB)	Factor de Recobro (%)
Gacheta	40	3,5	24,00	24	1,14855	172.485	75.512	44

Nota: Valores de área, espesor, porosidad y saturación tomados de las estimaciones realizadas por el auditor GLJ Petroleum Consultants para la empresa

La formación con mayor factor de recobro presentado corresponde a la formación Gacheta. Dados los inconvenientes operativos no ha sido posible poner en producción la formación Une. Adicionalmente, se observa un factor de recobro muy bajo en la formación Carbonera C7, no obstante, la irrupción de agua en esta formación ha sido muy acelerada.

4.2 Evaluación del mecanismo de empuje por yacimiento

Formaciones Carbonera C7, Mirador, Gacheta: En cada uno de los pozos que produjeron de estas formaciones se identificó un aumento gradual del corte de agua, a la vez, que el registro de presión promedio de yacimiento evidenció que no hubo depleción de la presión, por lo tanto, se determinó que el mecanismo de empuje es por efecto de un acuífero activo.

Formación Une: La formación Une solo fue probada en solo dos de los pozos del campo con una historia de producción muy corta, sin embargo, la experiencia en campos aledaños que tienen características similares de gravedad API y relación gas/aceite, permiten establecer que el mecanismo de producción de esta formación para el campo objeto de estudio es por efecto de acuífero activo.

4.3 Estimación de los recursos contingentes y evaluación de oportunidades

Para realizar la evaluación de alternativas de reclasificación de recursos a reservas es necesario cuantificar los volúmenes recuperables y/o recursos contingentes del campo. Para realizar esta cuantificación se realizó una integración de la información disponible de cada uno de los yacimientos identificados, primero se utilizaron las correlaciones realizadas (Ver Figuras 9, 10 y 11) para caracterizar las arenas que han sido probadas junto con el resultado de la última prueba y verificar si existen arenas que no han sido probadas.

Integrando la anterior información y utilizando la historia de producción de cada uno de los pozos se estableció el mejor método de estimación para cada formación, por lo tanto, dado que el mecanismo de empuje para las formaciones Carbonera C7, Mirador, Gacheta y Une (información

campo análogo) es por efecto de un acuífero activo, WOR vs Np, resulta como el método óptimo de determinación de los recursos.

Aunado a lo anterior, conforme a la revisión de las correlaciones de cada uno de los yacimientos evaluados (Carbonera C7, Mirador, Gacheta y Une), la revisión de la posición estructural de los pozos (Mapas estructurales), el último corte de agua de cada pozo en cada una de las formaciones y estado de integridad de los pozos, en la Tabla 31 presentan la conclusión del análisis por cada pozo y la recomendación del trabajo a realizar.

Tabla 31

Resumen de alternativas propuestas para reactivación y cuantificación de recursos contingentes.

Pozo	Formaciones	Conclusion	Recomendación	Recursos Contingentes
A-1	Mirador y Carbonera C7	Servicio a pozo para producir Mirador.	Servicio a pozo (WS)	Mirador
A-2	Mirador y Gacheta	Pozo se ubica mas bajo estructuralmente que los pozos Kona-8, Kona-9 y Kona-10. Por tanto se considera que los recursos serán estimados para los demas pozos.	Abandono	No
A-3	Mirador	Pobre integridad mecanica debido a pescado en fondo. Pozo ubicado mas bajo estructuralmente que el pozo Kona-1, luego las reservas son drenadas por este pozo.	Abandono	No
A-4	Mirador, C7 y Gacheta	Posible de aceite en la formación Carbonea C7 Intervalo 11107-11115', sin embargo se ubicas bajo estructuralmente que los pozos Kona-6 y Kona-11 que han continuado produccion en esta arena.	Abandono	No
A-5	Mirador	Optimización del sistema de levantamiento para producción a maximo potencial.	Servicio a pozo (WS)	Mirador
A-6	Mirador y Carbonera C7	Servicio a pozo para reactivar la producción en estas dos formaciones produciendo el pozo al maximo potencial.	Servicio a pozo (WS)	Mirador y Carbonera C7
A-7	Carbonera C7 y Mirador	Pozo ubicado mas bajo en la estructura por lo tanto no se contemplan recursos asociados a este pozo.	Abandono	No
A-8	Gacheta	Servicio a pozo para reactivar la producción en esta formación produciendo el pozo al maximo potencial.	Servicio a pozo (WS)	Gacheta
A-9	Gacheta	Optimización del sistema de levantamiento para producción a maximo potencial.	Servicio a pozo (WS)	Gacheta
A-11	Mirador y Carbonera C7	Operaciones de reacondicionamiento para abrir a producción C7 & C7A	Reacondicionamiento (WO)	Carbonera C7
A-12	Gacheta y Une	Pobre integridad mecánica debido a pescado en fondo.	Abandono. Perforación de un pozo de desarrollo que drene las reservas de estos dos pozos en la formación Une.	Une
A-10	Gacheta y Une	Pobre integridad mecánica debido a pescado en fondo.		
A-13	Mirador	Pobre potencial de aceite. Corte de agua mayor al 99.5% en las formaciones productoras evaluadas. No se observa oportunidad en otras formaciones.	Abandono	No
A-18	Mirador	La línea de flujo que direcciona los fluidos a la facilidad central y los equipos instalación en la locación del pozo fueron desmantelados.	Abandono	Mirador
A-19	Gacheta SS y Mirador	Pobre potencial de aceite. Corte de agua mayor al 99.5% en las formaciones productoras evaluadas.	Abandono	No
A-17	C1	Las facilidades de inyección fueron desmanteladas en la locación en cual se encuentra ubicado este pozo.	Abandono	No

En la Figura 27 se presenta el mapa estructural al tope de la formación Une, en el cual se marca con una estrella la ubicación propuesta del pozo de desarrollo a perforar en medio de los dos pozos A-10 y A-12, buscando la parte más alta de la estructura.

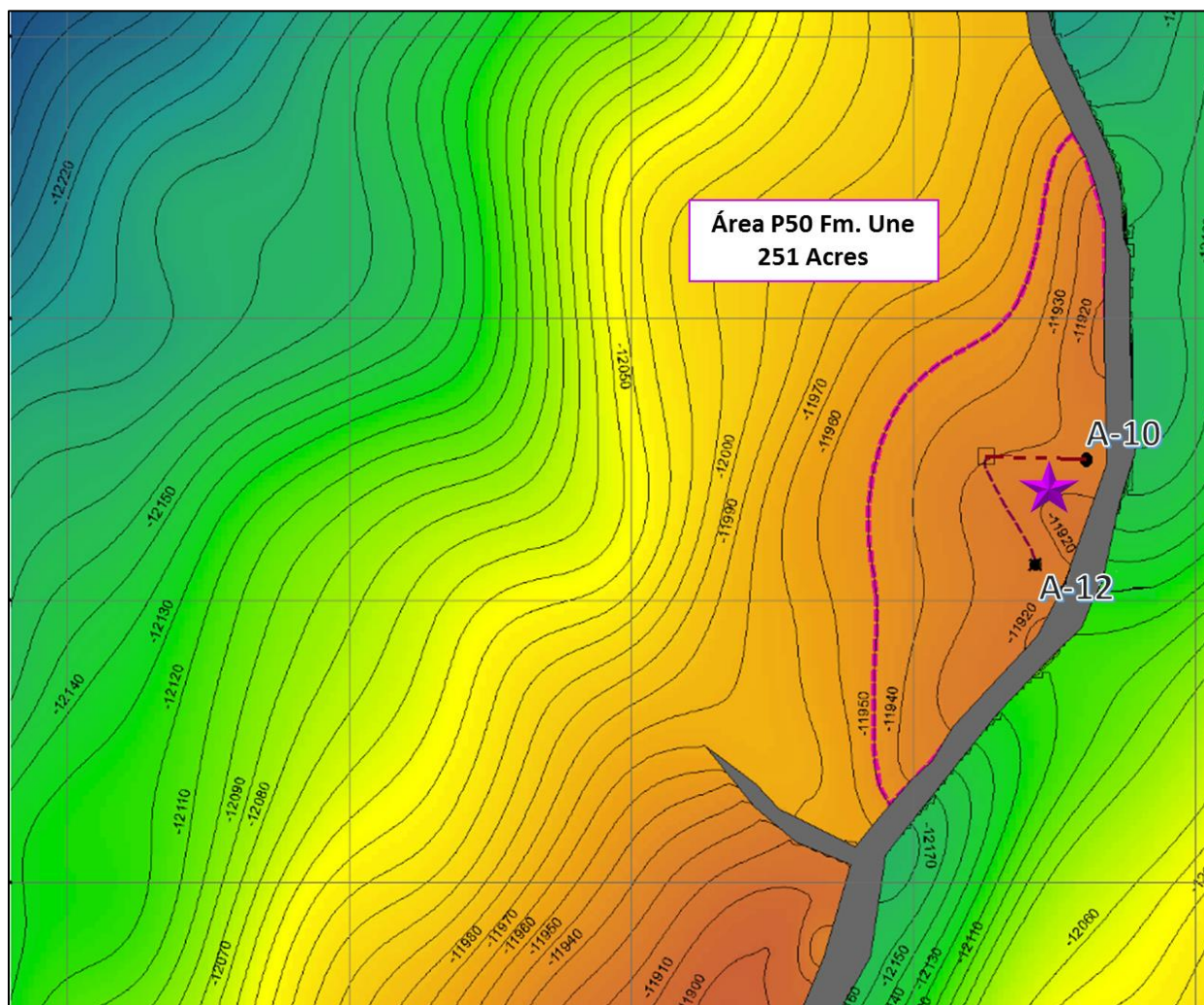


Figura 28. Mapa estructural al tope de la formación Une. Pozo de desarrollo propuesto

Para cada uno de los casos evaluados con oportunidad de reactivación, se construyeron las curvas de la tendencia de WOR (Relación de la producción de agua/petróleo) versus el petróleo acumulado de cada uno de los pozos, y se corrieron los pronósticos con el potencial máximo de

fluido a producir por pozo de acuerdo con los índices de productividad de cada pozo y por consiguiente la cuantificación de los recursos. Como límite para la evaluación de los recursos se usaron como parámetros, un corte de agua máximo de 99.5% y una tasa mínima de producción de aceite de 5 BOPD.

Debido a que los cortes de agua son bastante altos (>95%) en la mayoría de los pozos y a que con la historia de producción se tiene certeza del potencial de producción máximo de fluido, solo se estimaron los recursos para el escenario 2C, que corresponde al mejor escenario. En el caso de la formación Une, los recursos fueron estimados a partir de una curva análoga y debido al bajo corte de agua inicial se estimaron tres escenarios, que corresponden a 1C, 2C y 3C.

4.3.1 Estimación de Recursos Contingentes Formación Carbonera unidad C7. De acuerdo con las gráficas de WOR Vs Np para los pozos A-11 y A-6, específicamente a la tendencia resaltada en rojo (Ver figuras 29 y 30), la ecuación que representa dicha tendencia, y definiendo el potencial máximo de fluido para cada pozo se estimaron los recursos contingentes de la formación Carbonera en un valor de 136.683 Bls de petróleo (Ver Tabla 32 y Figura 31).

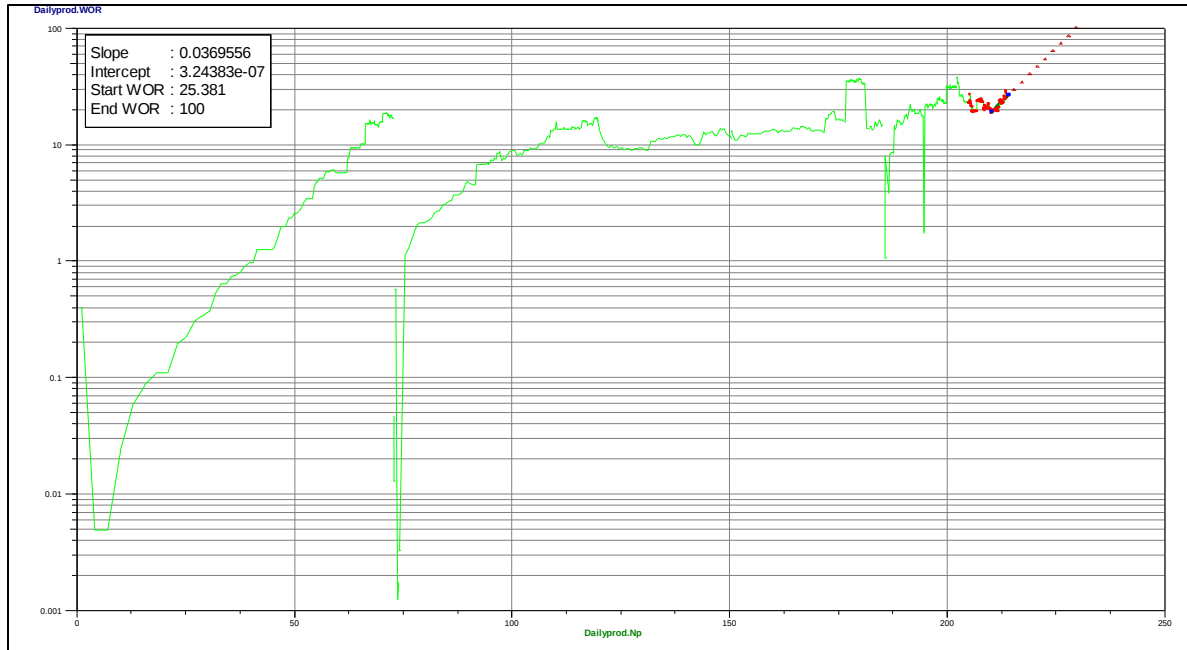


Figura 29 Curva WOR Vs Np Pozo A-11 Formación Carbonera Unidad C7

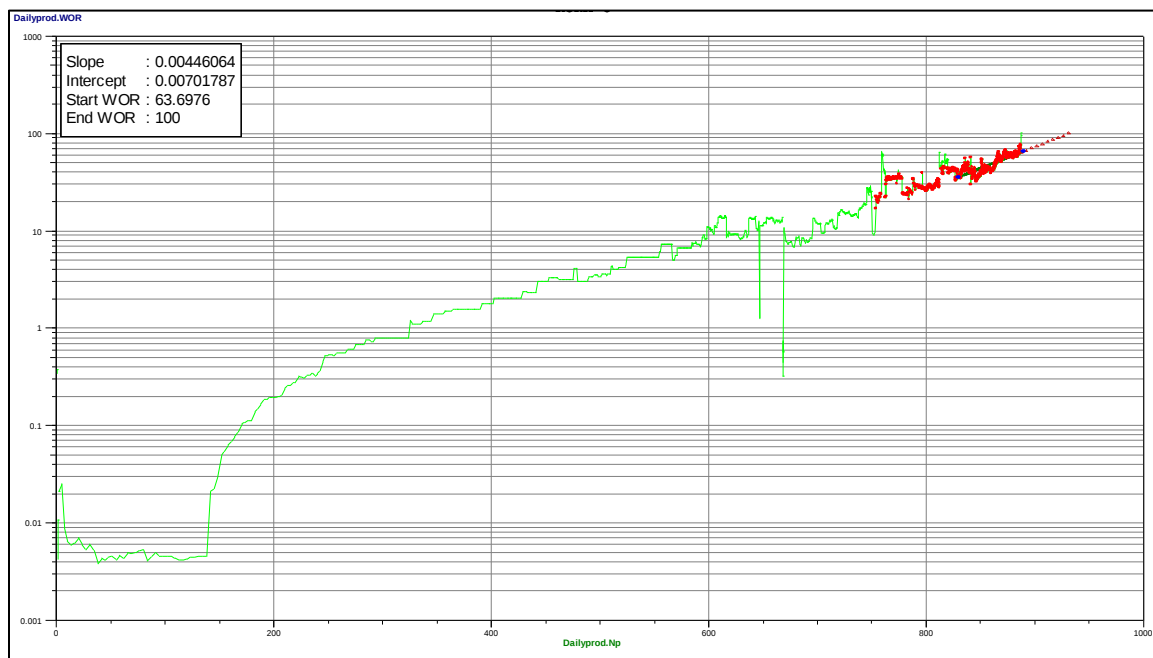


Figura 30 Curva WOR Vs Np Pozo A-6 Formación Carbonera C7 & Mirador (Formaciones simultaneas en producción)

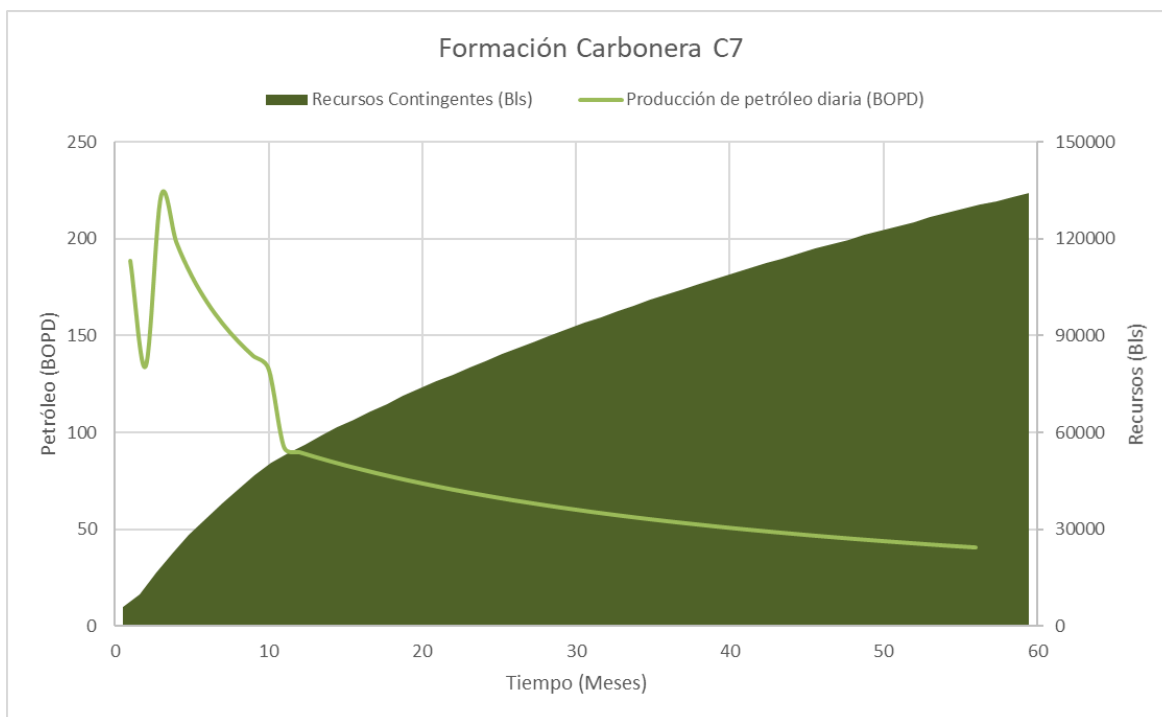


Figura 31 Pronóstico de producción de petróleo y cuantificación de recursos contingentes formación Carbonera C7

Tabla 32

Parámetros y Recursos contingentes Formación C7

Pozo	Capacidad máxima de fluido (BFPD)	Np (Bls)	Ecuación	Recursos contingentes (Bls)
A11	8000	213523	$\log(WOR) = 0.0369556 * Np - 6.48894$	2C: 24858
A6	6000	887398	$\log(WOR) = 0.00446064 * Np - 2.15379$	2C: 111825

4.3.2 Estimación de Recursos Contingentes Formación Mirador. De acuerdo con las gráficas de WOR Vs Np para los pozos A-5, A-18 y A-1, específicamente a la tendencia resaltada en rojo (Ver figuras 32, 33 y 34), la ecuación que representa dicha tendencia, y definiendo el

potencial máximo de fluido para cada pozo se estimaron los recursos contingentes de la formación Mirador en un valor de 231723 Bls de petróleo (Ver Tabla 33 y Figura 35).

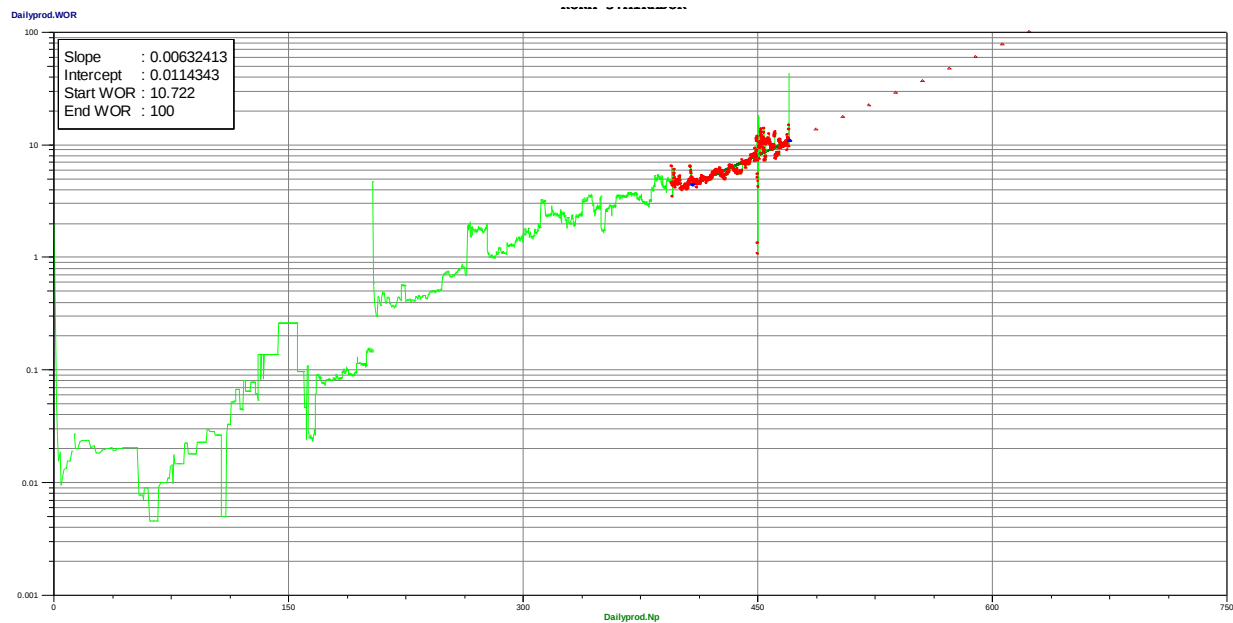


Figura 32 Curva WOR Vs Np Pozo A-5 Formación Mirador

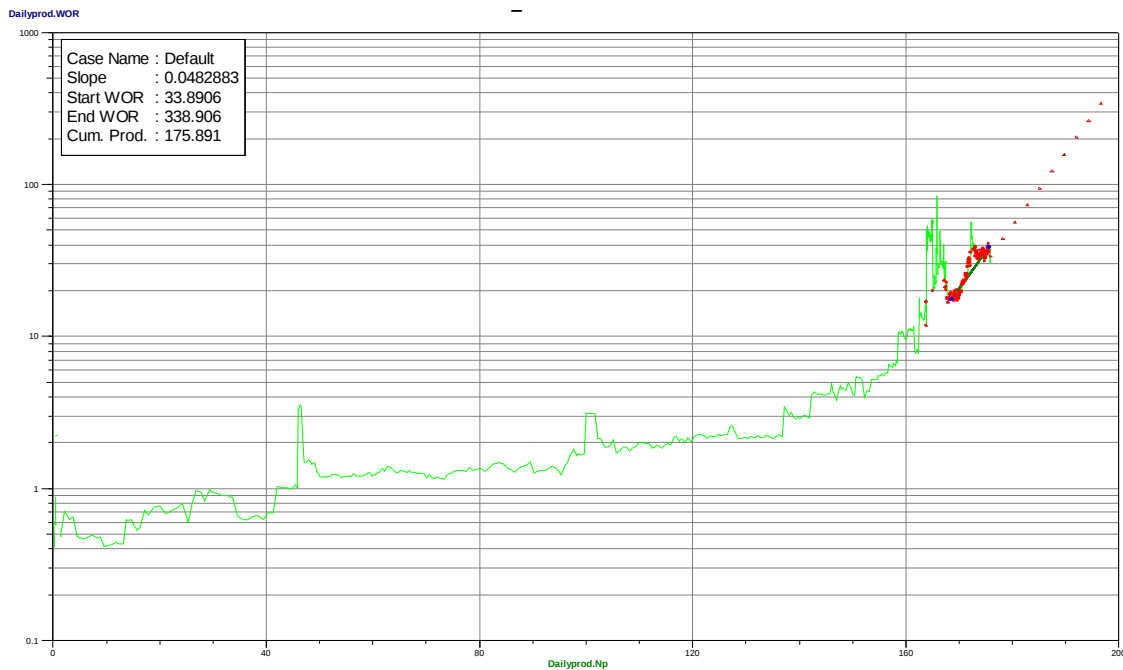


Figura 33 Curva WOR Vs Np Pozo A-18 Formación Mirador

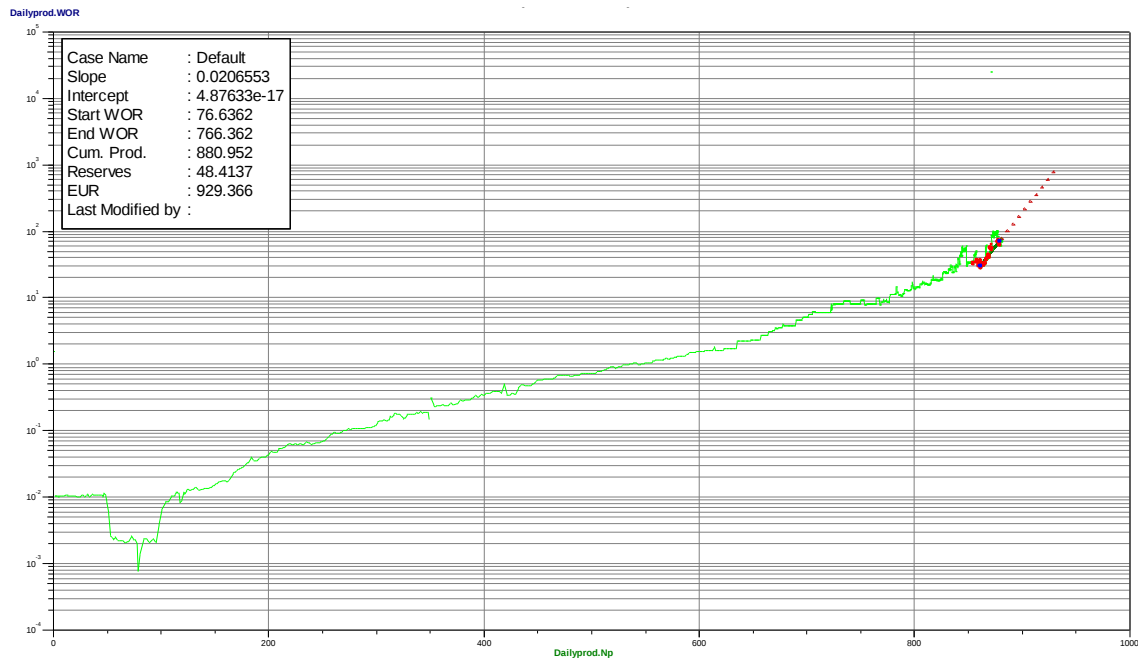


Figura 34 Curva WOR Vs Np Pozo A-1 Formación Mirador

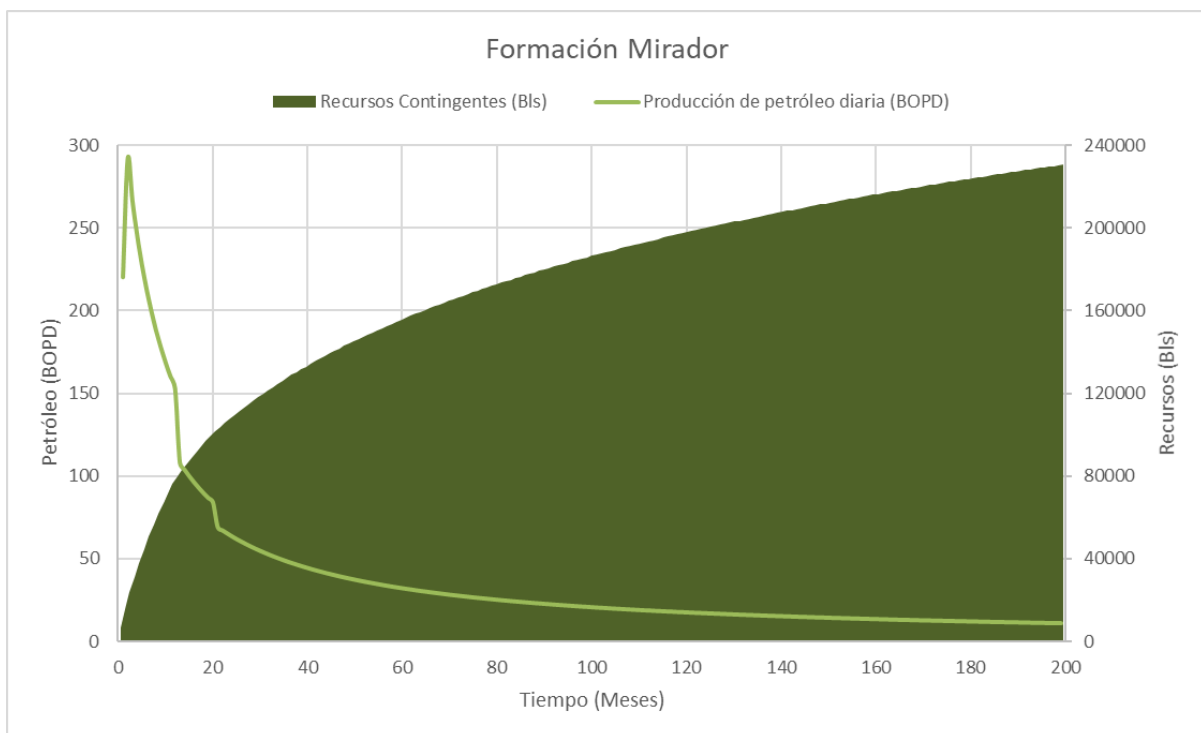


Figura 35 Pronóstico de producción de petróleo y cuantificación de recursos contingentes formación Mirador

Tabla 33

Parámetros y Recursos contingentes Formación Mirador

Pozo	Capacidad máxima de fluido (BFPD)	Np (Bls)	Ecuación	Recursos contingentes (Bls)
A5	2000	470037	$\log(WOR) = 0.00632413 * Np - 1.94179$	2C: 194711
A18	2600	175956	$\log(WOR) = 0.0482883 * Np - 6.96339$	2C: 15932
A1	8000	880952	$\log(WOR) = 0.0206553 * Np - 16.3119$	2C: 21080

4.3.4 Estimación de Recursos Contingentes Formación Gacheta. De acuerdo con las gráficas de WOR Vs Np para los pozos A-8 y A-9, específicamente a la tendencia resaltada en rojo (Ver figuras 36 y 37), la ecuación que representa dicha tendencia, y definiendo el potencial máximo de fluido para cada pozo se estimaron los recursos contingentes de la formación Gacheta en un valor de 118036 Bls de petróleo (Ver Tabla 34 y Figura 38).

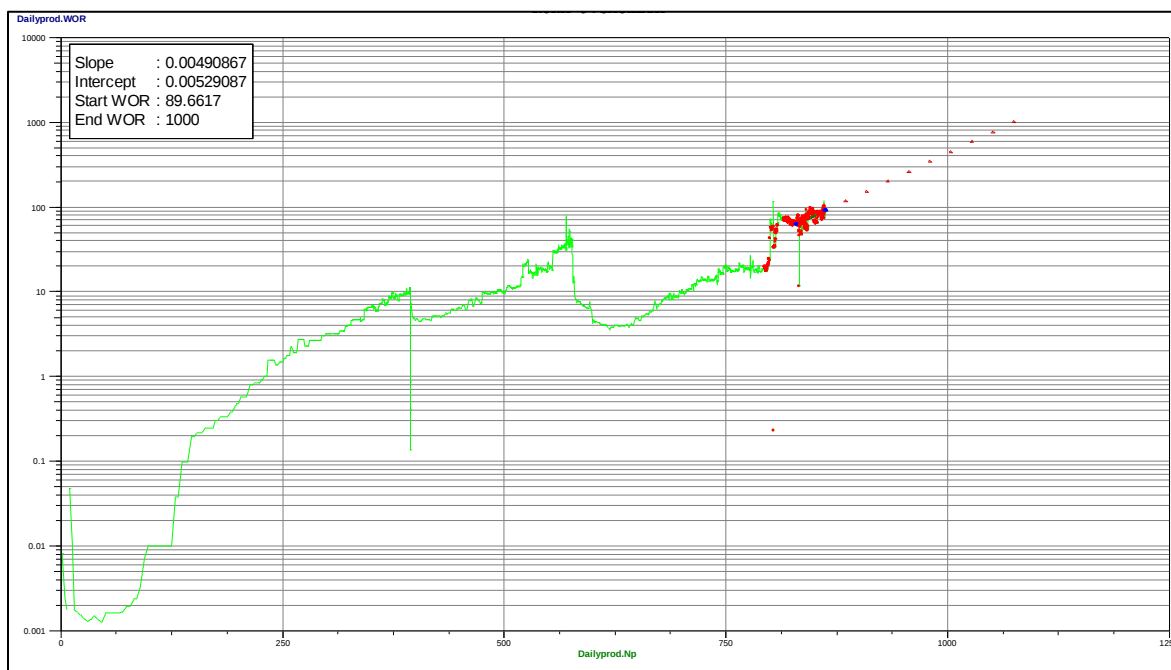


Figura 36 Curva WOR Vs Np Pozo A-9 Formación Gacheta

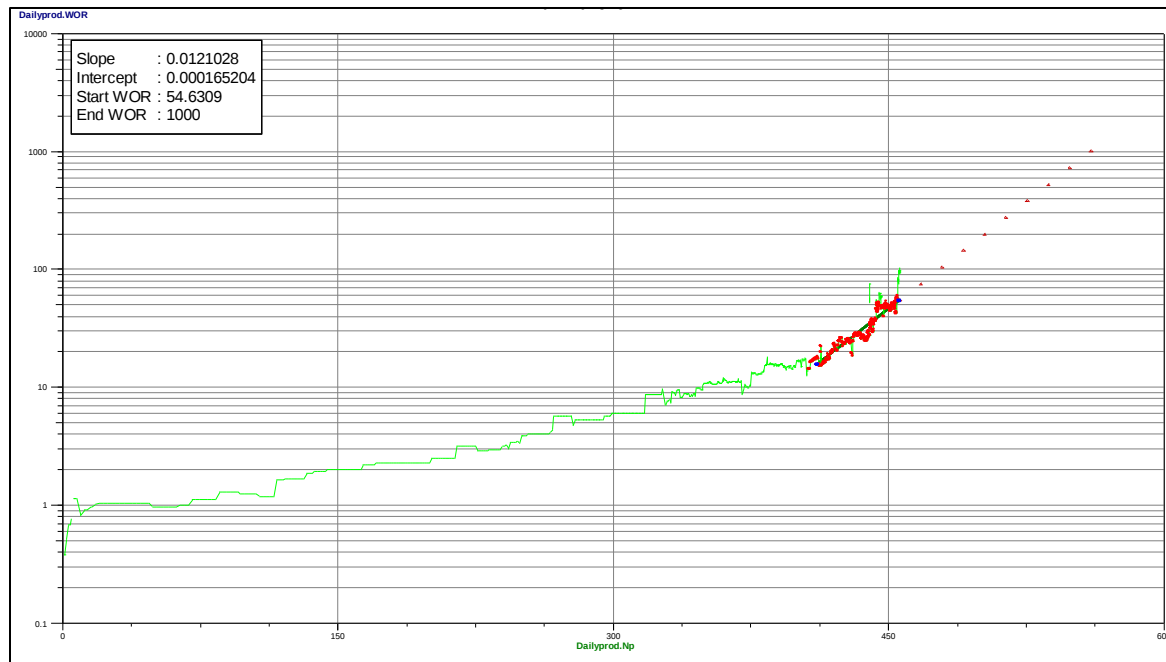


Figura 37 Curva WOR Vs Np Pozo A-8 Formación Gacheta

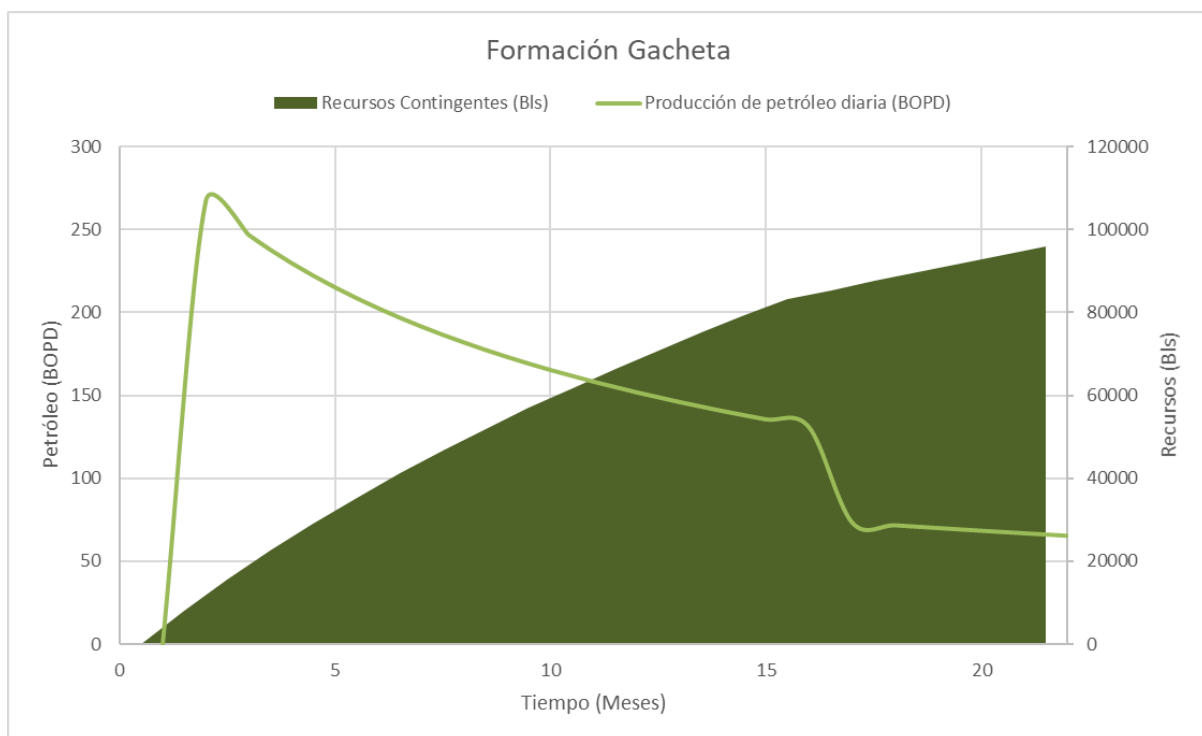


Figura 38 Pronóstico de producción de petróleo y cuantificación de recursos contingentes formación Gacheta

Tabla 34

Parámetros y Recursos contingentes Formación Gacheta

Pozo	Capacidad máxima de fluido (BFPD)	Np (Bls)	Ecuación	Recursos contingentes (Bls)
A9	11000	861552	$\log(WOR) = 0.00490867 * Np - 2.27647$	2C: 71311
A8	9500	456119	$\log(WOR) = 0.0121028 * Np - 3.78198$	2C: 46725

4.3.5 Estimación de Recursos Contingentes Formación Une. Para la estimación de los recursos contingentes de la formación Une se tomó como referencia la curva de un pozo productor en un campo análogo de la misma formación dado que la producción en Une del campo objeto de estudio fue muy corta. El potencial estimado del pozo en la formación Une corresponde a 2300 BFPD, sin embargo, debido a que se trata de una formación que tiene un acumulado de producción de 27000 Bls de aceite, se estimaron tres escenarios correspondientes a recursos 1C, 2C y 3C, variando el potencial de fluido.

En la Figura 39 se presenta la producción histórica del pozo C-1 y en la Figura 40 se presenta la curva de WOR versus Np, que fue utilizada para la estimación del pronóstico de producción, y por consiguiente los recursos. Así mismo en la Tabla 35 y en la Figura 41 se presentan los resultados evaluados para cada uno de los escenarios.

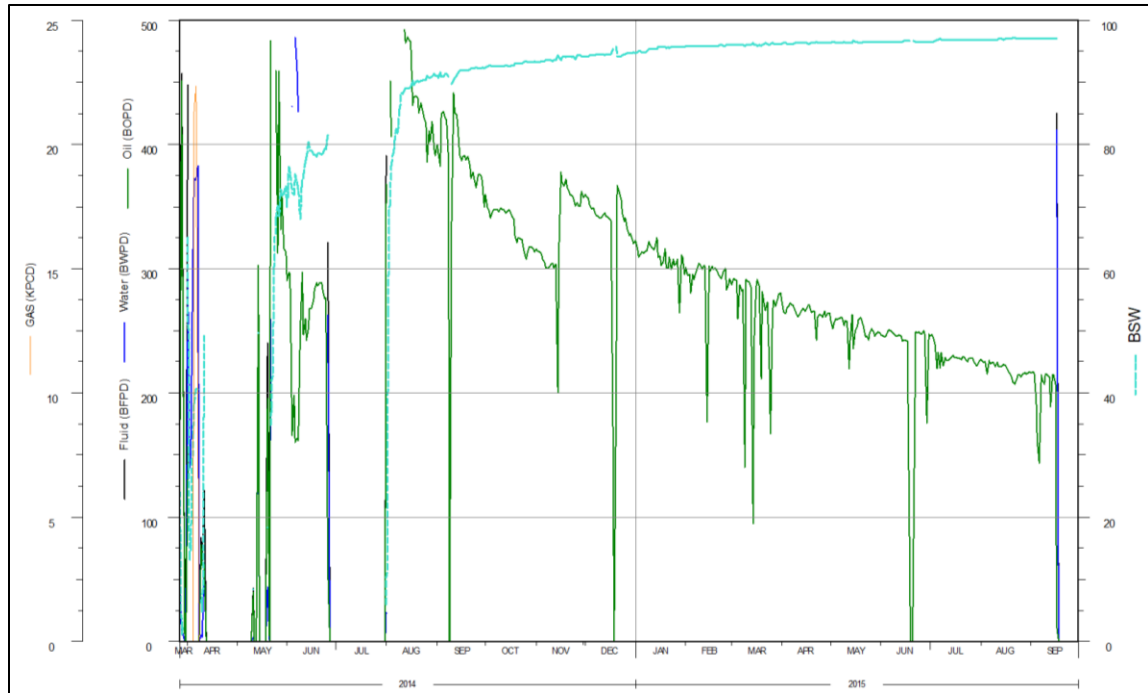


Figura 39 Curva de Producción Pozo C-1 Formación Une

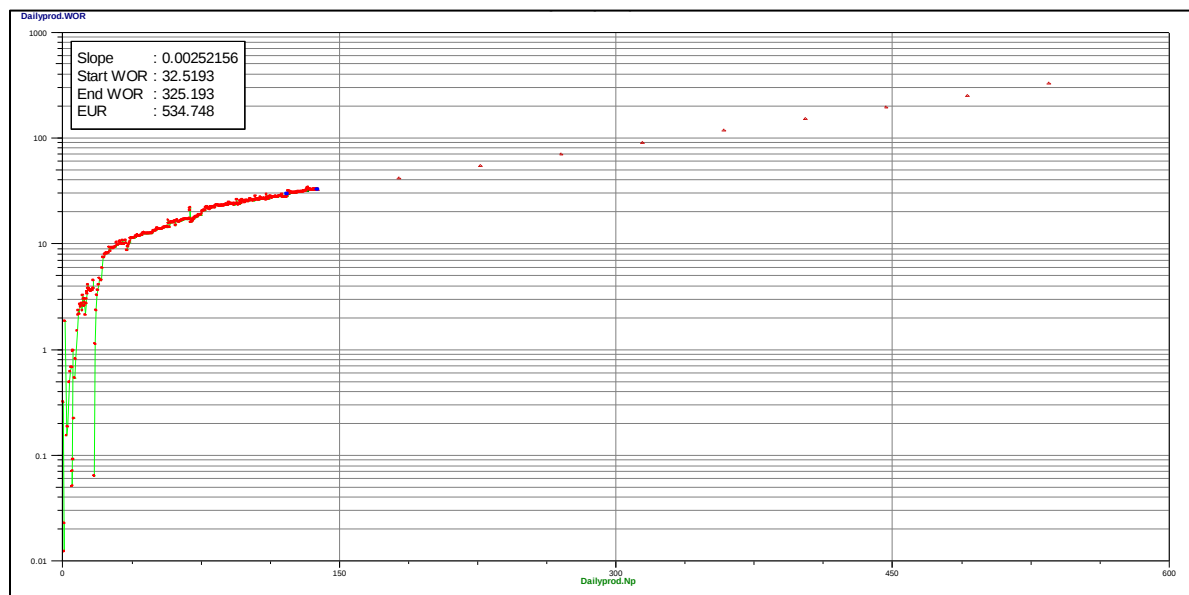


Figura 40 Curva WOR Vs Np Pozo C-1 Formación Une

Tabla 35

Parámetros y Recursos contingentes Formación Une

Pozo	Capacidad máxima de fluido (BFPD)	Np (Bls)	Ecuación	Recursos contingentes (Bls)
A20	800	27000	Curva analoga de producción Pozo C1	1C: 170771
	2300		$\log(WOR) = 0.00293248 * Np - 1.10696$	2C: 525731
	4000			3C: 913272

Los recursos contingentes estimados para la formación Une corresponden a un valor de 525.731 Bls de petróleo. Con la producción de estos recursos se incrementaría el factor de recobro de la formación Une del 1% al 26%.

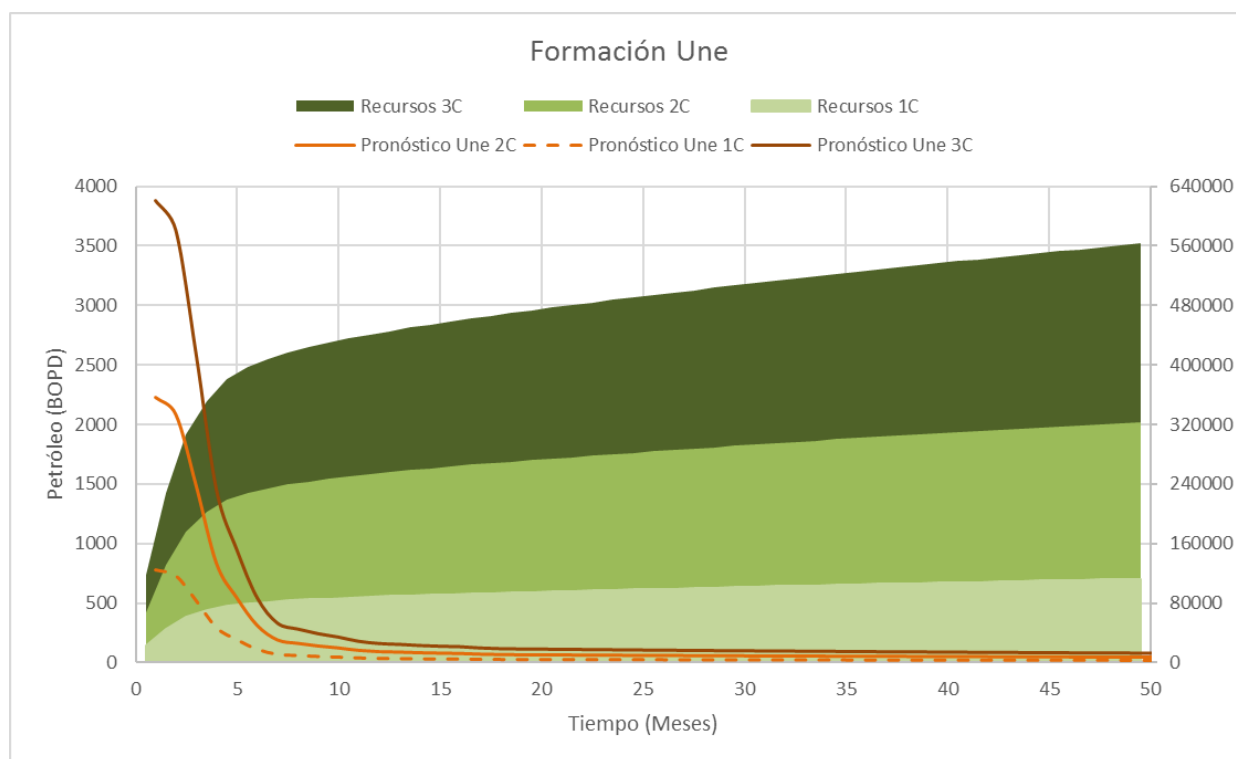


Figura 41 Pronóstico de producción de petróleo y cuantificación de recursos contingentes formación Une

5. Identificación de las contingencias

Con la realización del estudio se identificaron tres contingencias que causaron la suspensión del campo, las cuales corresponden a Flujos de caja negativo los cuales generaron que el proyecto no fuera económico, integridad mecánica de algunos pozos que imposibilitaron la producción de algunos volúmenes y desmantelamiento de las facilidades de una locación del campo que no permitieron la reactivación de un pozo.

5.1 Flujo de caja negativo (Economía del proyecto)

La primera contingencia identificada corresponde a la variación de los precios internacionales del petróleo, clasificada como económica, debido a que a medida que iba aumentando la producción de agua, declinaba la producción de petróleo e iban fallando los pozos, los ingresos por las ventas de petróleo empezaron a ser menores que los costos operativos del campo, y por tal razón este fue suspendido. Al mismo tiempo las intervenciones en los pozos fallados no resultaban viables dado que la promesa de ingresos no suplía la inversión o gasto en las intervenciones, y por tal razón la mejor decisión era dejar los pozos suspendidos. Una actualización de la evaluación financiera con los actuales precios internacionales del petróleo permitirá establecer si se satisfacen los criterios de capitales de inversión y costos operativos para la comercialidad del campo.

5.2 Integridad mecánica de los pozos

Tres de los pozos presentan obstrucción por presencia de pescados en fondo A-3, A-10 y A-12, y pese a los distintos procedimientos implementados para recuperar las herramientas atascadas en fondo no fue posible reestablecer la operación de los pozos. Respecto al pozo A-3 las reservas fueron drenadas por pozos aledaños, sin embargo, los dos pozos con opción de drenar los recursos de la formación Une corresponden a los pozos A-10 y A-12. La comercialidad de estos recursos depende de si en los resultados de la evaluación financiera se compensan los costos de inversión para la perforación de un pozo de desarrollo.

5.3 Disponibilidad de las facilidades

Luego de la falla del pozo productor de la locación de la zona norte del campo, la línea de flujo que direccionaba los fluidos a la facilidad central fue desmantelada a la vez que los equipos instalados en la locación. Por lo tanto, la reactivación de este pozo no solo depende de una posible intervención sino además de la instalación de una línea de flujo para producir los fluidos, y de los equipos de superficie necesarios para producción del pozo. Dada la condición de la locación norte los recursos estimados del pozo A-18 no se incluyen dentro de la evaluación financiera dado que no se contempla la reinstalación de la línea de flujo por las implicaciones sociales y económicas, y por tanto los recursos estimados para ese pozo se denominan de desarrollo no viable. Respecto a las facilidades centrales del campo, se cuenta con la disponibilidad de estas para la reactivación de la producción del campo.

De acuerdo a las contingencias identificadas, en la Tabla 36 se presentan los recursos totalizados 2C que corresponden al escenario de mejor estimación de acuerdo a la Figura 4, en la clasificación de recursos de desarrollo pendiente y desarrollo no viable conforme a lo descrito en la Figura 5.

Tabla 36

Distribución de los recursos de acuerdo con el tipo de contingencias

Clasificación	Recursos contingentes (Bls)
Desarrollo pendiente	975161
Desarrollo no viable	15932

6. Evaluación financiera

Como parte de la evaluación de las alternativas para la reclasificación de recursos contingentes a reservas, se realizó una evaluación financiera que permitiera establecer cuáles de los recursos contingentes pueden ser convertidos a reservas. Los parámetros para la evaluación financiera se presentan a continuación y la estimación de las inversiones de capital por cada trabajo propuesto se presentan en la Tabla 37.

Precio del petróleo Brent (USD/Bl) periodo del 1 de abril al 30 de mayo de 2019: 71.05 USD/Bl

Ajuste del precio del petróleo por calidad del crudo (información proporcionada por la empresa): -1.05 USD/Bl

Costo de levantamiento (Incluye costos de generación por producción y tratamiento de crudo):

20 USD/Bl

Costo por tratamiento y disposición de agua: 0.5 USD/Bl

Tasa de impuestos: 33%

Tasa de descuento (TIO): 10%

Máxima capacidad de inyección de agua: 50.000 BWPD

Tabla 37

Inversiones de capital por la ejecución de cada uno de los trabajos propuestos

Pozo	Inversión	Tipo de trabajo
A-11	\$ 450.000	WO
A-8	\$ 450.000	WS
A-1	\$ 400.000	WS
A-5	\$ 300.000	WS
A-9	\$ 350.000	WS
A-6	\$ 350.000	WS
A-20	\$ 3.800.000	Perforación

En las Tablas 38, 39, 40 y 41 se presenta la evaluación financiera basada en el pronóstico de recursos e incluyendo los parámetros anteriormente presentados, se realizó la evaluación mensual para establecer con exactitud a partir de que mes los recursos contingentes no pueden ser reclasificados a reservas.

EVALUACION FINANCIERA														
FECHA DE LA CORRIDA	30/05/2019													
VERSION	1													
MODELO	DETERMINISTICO													
MONEDA	USD													
		Año 2												
FLUJO DE CAJA	Mes	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
		31	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	
INGRESOS														
	PRODUCCION BOPD	414	398	384	372	304	294	287	281	275	269	199	195	
%Factor Regalias + Derechos de producción 1% ANH	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	
	Producción Regalias BOPD	37	36	35	33	27	26	25	25	25	24	18	18	
	Producción Neta BOPD	377	362	349	339	277	268	261	256	250	245	181	178	
	PRODUCCION MENSUAL BRUTA BIs	12,833	12,327	11,517	11,534	9,118	9,121	8,899	7,865	8,517	8,067	6,179	5,860	
	PRODUCCION MENSUAL NETA BIs	11,678	11,218	10,481	10,406	8,298	8,300	8,098	7,157	7,751	7,341	5,623	5,332	
	Ingresos Netos \$ USD	\$ 818,022	\$ 785,812	\$ 734,163	\$ 735,234	\$ 581,244	\$ 581,428	\$ 567,271	\$ 501,330	\$ 542,931	\$ 514,220	\$ 393,892	\$ 373,521	
EGRESOS														
	PRODUCCION DE AGUA BWPD	32386	32402	32416	32428	22996	23006	23013	23019	23025	23031	12101	12105	
	PRODUCCION MENSUAL DE AGUA BIs	1,003,967	1,004,473	972,483	1,005,266	689,882	713,179	713,401	644,535	713,783	690,933	375,121	363,140	
	Opex \$ USD	\$ 758,636	\$ 748,783	\$ 716,583	\$ 733,311	\$ 527,305	\$ 539,011	\$ 534,681	\$ 479,559	\$ 527,235	\$ 506,802	\$ 311,143	\$ 298,761	
	Inversion SUSD													
	Egresos Netos \$ USD	\$ 758,636	\$ 748,783	\$ 716,583	\$ 733,311	\$ 527,305	\$ 539,011	\$ 534,681	\$ 479,559	\$ 527,235	\$ 506,802	\$ 311,143	\$ 298,761	
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS														
		\$ 59,386	\$ 37,029	\$ 17,580	\$ 1,923	\$ 53,939	\$ 42,417	\$ 32,591	\$ 21,771	\$ 15,696	\$ 7,418	\$ 82,749	\$ 74,759	
	IMPUESTOS	\$ 19,597	\$ 12,220	\$ 5,801	\$ 635	\$ 17,800	\$ 13,998	\$ 10,755	\$ 7,184	\$ 5,180	\$ 2,448	\$ 27,307	\$ 24,671	
UTILIDAD DESPUES IMPUESTOS														
		\$ 39,789	\$ 24,809	\$ 11,779	\$ 1,288	\$ 36,139	\$ 28,419	\$ 21,836	\$ 14,586	\$ 10,516	\$ 4,970	\$ 55,442	\$ 50,089	
FLUJO NETO DE CAJA														
FNC		- \$ 6,100,000	\$ 39,789	\$ 24,809	\$ 11,779	\$ 1,288	\$ 36,139	\$ 28,419	\$ 21,836	\$ 14,586	\$ 10,516	\$ 4,970	\$ 55,442	\$ 50,089
	Flujo de caja acumulado	- \$ 6,100,000	\$ 3,731,926	\$ 3,756,735	\$ 3,768,513	\$ 3,769,802	\$ 3,805,941	\$ 3,834,361	\$ 3,856,197	\$ 3,870,783	\$ 3,881,299	\$ 3,886,270	\$ 3,941,711	\$ 3,991,800

Tabla 40

Evaluación financiera mensual Año 3

EVALUACION FINANCIERA													
FECHA DE LA CORRIDA		30/05/2019											
VERSION		1											
MODELO		DETERMINISTICO											
MONEDA		USD											
		Año 3											
FLUJO DE CAJA	Mes	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
		31	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30
INGRESOS													
	PRODUCCION BOPD	191.48	187.79	184.26	180.86	177.59	174.44	171.41	168.49	165.67	162.94	160.31	157.77
%Factor Regalias + Derechos de producción 1% ANH		9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%
	Producción Regalias BOPD	17	17	17	16	16	16	15	15	15	15	14	14
	Produccion Neta BOPD	174	171	168	165	162	159	156	153	151	148	146	144
	PRODUCCION MENSUAL BRUTA Bis	5,936	5,822	5,528	5,607	5,328	5,408	5,314	4,718	5,136	4,888	4,970	4,733
	PRODUCCION MENSUAL NETA Bis	5,402	5,298	5,030	5,102	4,848	4,921	4,835	4,293	4,673	4,448	4,522	4,307
	Ingresos Netos \$ USD	\$ 378,382	\$ 371,102	\$ 352,368	\$ 357,397	\$ 339,614	\$ 344,717	\$ 338,724	\$ 300,729	\$ 327,375	\$ 311,606	\$ 316,793	\$ 301,710
EGRESOS													
	PRODUCCION DE AGUA BWPD	12109	12112	12116	12119	12122	12126	12129	12132	12134	12137	12140	12142
	PRODUCCION MENSUAL DE AGUA Bis	375,364	375,478	363,472	375,693	363,672	375,892	375,986	339,682	376,164	364,112	376,330	364,267
	Opex \$ USD	\$ 306,398	\$ 304,172	\$ 292,291	\$ 299,979	\$ 288,389	\$ 296,100	\$ 294,267	\$ 264,194	\$ 290,795	\$ 279,821	\$ 287,558	\$ 276,794
	Inversion \$USD												
	Egresos Netos \$ USD	\$ 306,398	\$ 304,172	\$ 292,291	\$ 299,979	\$ 288,389	\$ 296,100	\$ 294,267	\$ 264,194	\$ 290,795	\$ 279,821	\$ 287,558	\$ 276,794
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS													
		\$ 71,983	\$ 66,931	\$ 60,077	\$ 57,418	\$ 51,225	\$ 48,617	\$ 44,457	\$ 36,535	\$ 36,580	\$ 31,784	\$ 29,235	\$ 24,916
	IMPUESTOS	\$ 23,754	\$ 22,087	\$ 19,825	\$ 18,948	\$ 16,904	\$ 16,044	\$ 14,671	\$ 12,056	\$ 12,071	\$ 10,489	\$ 9,648	\$ 8,222
UTILIDAD DESPUES IMPUESTOS													
		\$ 48,229	\$ 44,844	\$ 40,252	\$ 38,470	\$ 34,321	\$ 32,573	\$ 29,786	\$ 24,478	\$ 24,508	\$ 21,296	\$ 19,587	\$ 16,694
FLUJO NETO DE CAJA													
	FNC	-\$ 6,100,000	\$ 48,229	\$ 44,844	\$ 40,252	\$ 38,470	\$ 34,321	\$ 32,573	\$ 29,786	\$ 24,478	\$ 24,508	\$ 21,296	\$ 19,587
	Flujo de caja acumulado	-\$ 6,100,000	\$ 4,040,029	\$ 4,084,872	\$ 4,125,124	\$ 4,163,594	\$ 4,197,914	\$ 4,230,488	\$ 4,260,274	\$ 4,284,752	\$ 4,309,260	\$ 4,330,556	\$ 4,350,143
													\$ 4,366,837

Tabla 41

Evaluación financiera mensual Año 4

EVALUACION FINANCIERA													
FECHA DE LA CORRIDA		30/05/2019											
VERSION		1											
MODELO		DETERMINISTICO											
MONEDA		USD											
		Año 4											
FLUJO DE CAJA	Mes	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
INGRESOS													
	PRODUCCION BOPD	155.31	152.92	150.62	148.38	146.21	144.11	142.07	140.09	138.16	136.29	134.47	132.70
%Factor Regalias + Derechos de producción 1% ANH		9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%
	Producción Regalias BOPD	14	14	14	13	13	13	13	13	12	12	12	12
	Produccion Neta BOPD	141	139	137	135	133	131	129	127	126	124	122	121
	PRODUCCION MENSUAL BRUTA Bis	4,814	4,741	4,518	4,600	4,386	4,467	4,404	3,922	4,283	4,089	4,169	3,981
	PRODUCCION MENSUAL NETA Bis	4,381	4,314	4,112	4,186	3,992	4,065	4,008	3,569	3,897	3,721	3,793	3,623
	Ingresos Netos \$ USD	\$ 306,901	\$ 302,194	\$ 288,033	\$ 293,216	\$ 279,611	\$ 284,774	\$ 280,741	\$ 250,035	\$ 273,018	\$ 260,632	\$ 265,724	\$ 253,765
EGRESOS													
	PRODUCCION DE AGUA BWPD	12145	12147	12149	12152	12154	12156	12158	12160	12162	12164	12166	12167
	PRODUCCION MENSUAL DE AGUA Bis	376,486	376,559	364,482	376,700	364,614	376,833	376,896	340,478	377,017	364,911	377,131	365,019
	Opex \$ USD	\$ 284,532	\$ 283,092	\$ 272,611	\$ 280,346	\$ 270,034	\$ 277,763	\$ 276,530	\$ 248,687	\$ 274,167	\$ 264,228	\$ 271,936	\$ 262,128
	Inversion \$USD												
	Egresos Netos \$ USD	\$ 284,532	\$ 283,092	\$ 272,611	\$ 280,346	\$ 270,034	\$ 277,763	\$ 276,530	\$ 248,687	\$ 274,167	\$ 264,228	\$ 271,936	\$ 262,128
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS													
		\$ 22,369	\$ 19,102	\$ 15,423	\$ 12,870	\$ 9,577	\$ 7,010	\$ 4,211	\$ 1,348	-\$ 1,149	-\$ 3,597	-\$ 6,212	-\$ 8,363
	IMPUESTOS	\$ 7,382	\$ 6,304	\$ 5,090	\$ 4,247	\$ 3,160	\$ 2,313	\$ 1,390	\$ 445	-\$ 379	-\$ 1,187	-\$ 2,050	-\$ 2,760
UTILIDAD DESPUES IMPUESTOS													
		\$ 14,987	\$ 12,798	\$ 10,333	\$ 8,623	\$ 6,416	\$ 4,697	\$ 2,822	\$ 903	-\$ 770	-\$ 2,410	-\$ 4,162	-\$ 5,603
FLUJO NETO DE CAJA													
	FNC	-\$ 6,100,000	\$ 14,987	\$ 12,798	\$ 10,333	\$ 8,623	\$ 6,416	\$ 4,697	\$ 2,822	\$ 903	-\$ 770	-\$ 2,410	-\$ 4,162
	Flujo de caja acumulado	-\$ 6,100,000	\$ 4,381,824	\$ 4,394,622	\$ 4,404,956	\$ 4,413,578	\$ 4,419,995	\$ 4,424,692	\$ 4,427,513	\$ 4,428,417	\$ 4,427,647	\$ 4,425,237	\$ 4,421,075
													\$ 4,415,472

Nota: En el cuarto año se observan flujos de caja negativos a partir del noveno mes.

De acuerdo con la evaluación financiera se determina que se tienen reservas hasta el mes 44, es decir, 3.6 años de producción con la realización de los trabajos recomendados. Así mismo, se reclasifican a reservas 653.672 bls de petróleo debido a que durante el periodo de producción evaluado una vez recuperada la inversión (2 meses después) se tiene un flujo de caja positivo hasta el mes 44, y una estimación de valor presente neto positivo correspondiente a \$1.8 MUSD (Ver Tabla 41)

Tabla 42

Resultados evaluación financiera

VPN (\$ USD)	TIR (Tasa interna de retorno)	B/C (Relación costo beneficio)	Tiempo de retomo de la inversión
\$ 1.826.094	24%	\$ 0,89	2 meses

Sumado a lo anterior, cabe mencionar que la empresa cuenta con los permisos gubernamentales, ambientales y los contratos para venta de hidrocarburos que dan vía libre a la reactivación del campo y por lo tanto se establece que es un campo comercial.

7. Metodología

En la Figura 42 se presenta la metodología propuesta para el desarrollo de la estimación de los recursos contingentes de un campo maduro y su reclasificación a reservas, basado en el trabajo desarrollado en este documento:

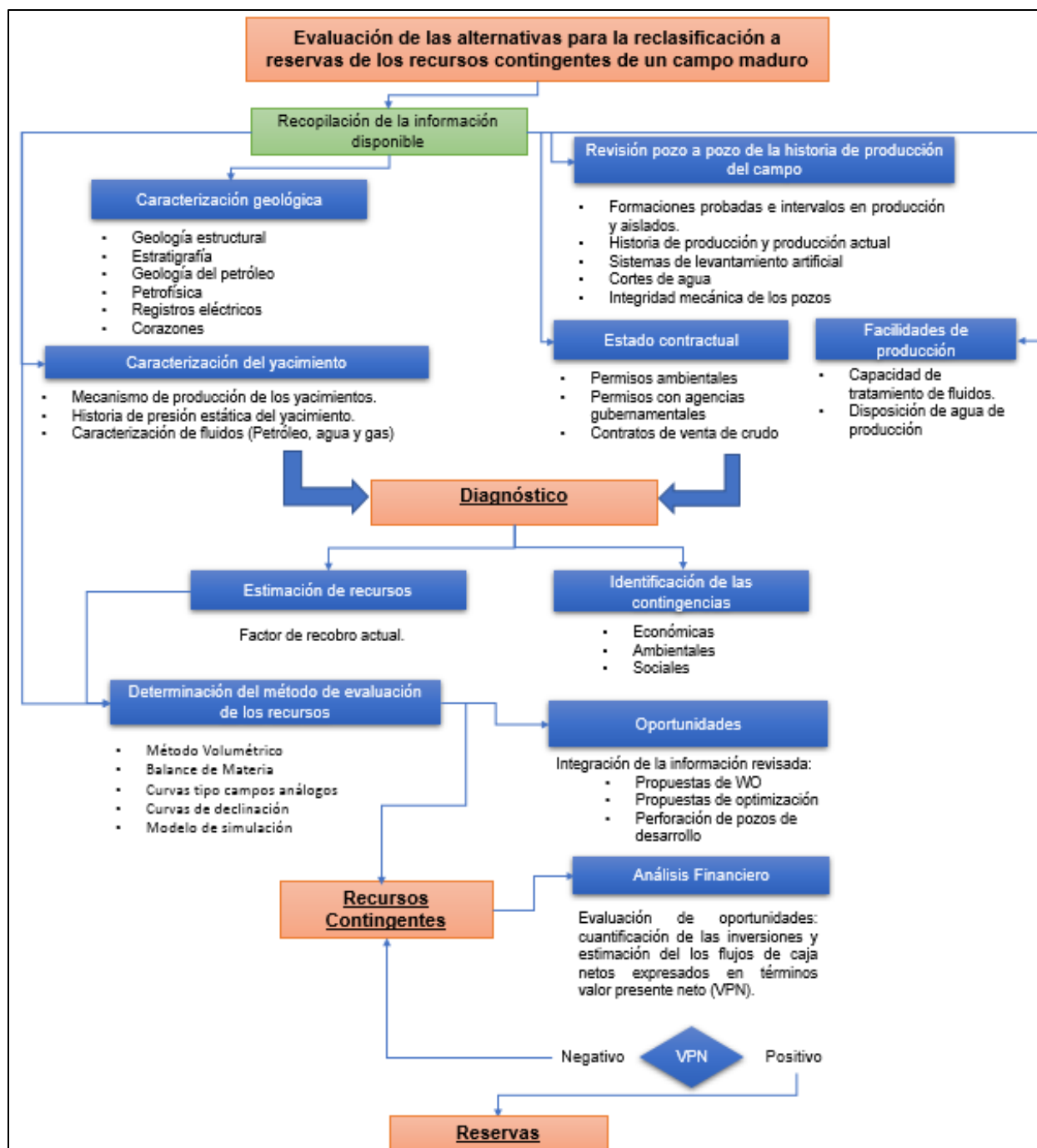


Figura 42 Metodología para la evaluación de las alternativas para la reclasificación a reservas de los recursos contingentes de un campo maduro

8. Conclusiones

El estudio integrado del campo objeto de estudio, permitió establecer que, pese a que se cuenta con información geológica y petrofísica, no se cuenta con modelo de simulación estático y por consiguiente dinámico. Luego de la revisión de esta información se propusieron las alternativas de reactivación, las cuales incluyen trabajos de reacondicionamiento, servicios a pozos y la perforación de un pozo de desarrollo. Así mismo, se recomendó el abandono de los pozos que no tienen oportunidad de reactivación.

La historia de producción y la revisión de la información disponible de cada uno de los pozos fue una herramienta importante para la estimación de los recursos contingentes del campo, debido que al verificar que el mecanismo de empuje es por acción de un acuífero activo, se usó la metodología de las curvas de declinación de la relación agua-petróleo versus petróleo acumulado para la estimación de los recursos en los pozos identificados con oportunidad de reactivación.

Los recursos contingentes estimados corresponden a un total de 991.093 Bls de petróleo, de los cuales 975.161 Bls fueron clasificados como de desarrollo pendiente y los 15.932 Bls restantes como de desarrollo no viable, de acuerdo con las contingencias identificadas, todos dentro del escenario 2C que corresponden al mejor escenario de probabilidad.

La primera contingencia identificada, corresponde a la económica, ya que el campo fue suspendido debido a que los precios internacionales del crudo hicieron que el flujo de caja fuera negativo. Sin embargo, con la revisión de cada uno de los pozos se identificaron dos contingencias adicionales que tienen un peso muy importante en el desarrollo posible de los recursos, y que

corresponden a la integridad mecánica de tres de los pozos del campo y al desmantelamiento de las facilidades de una de las plataformas; esta última generó que se tuvieran recursos contingentes de desarrollo no viable.

El análisis financiero permitió establecer que 653.672 bls de los recursos contingentes pueden ser reclasificados como reservas, dado que la empresa cuenta con los contratos de venta de crudo, los permisos gubernamentales y ambientales, y los flujos de caja dieron positivos hasta el 4 cuarto año, recuperando la inversión 2 meses después de iniciar la reactivación del campo, y con un valor presente neto positivo.

Se estructuró una metodología generalizada para aplicar en los campos maduros que se encuentren suspendidos por una o varias contingencias, la cual permite evaluar las oportunidades de reactivación teniendo en cuenta los diferentes aspectos que influyen en la evaluación de un proyecto, tales como información geológica, de producción, de yacimientos y estado contractual.

9. Recomendaciones

En la Tabla 31 se presentan los pozos que no tienen ninguna oportunidad de reactivación, por lo tanto, la recomendación es realizar el abandono de estos pozos para dar cumplimiento a la normatividad legal y ambiental.

Referencias Bibliográficas

- Babadagli, Tayfun. Development of mature oil fields — A review. Edmonton: Journal Of Petroleum Science And Engineering, 57221-246. doi:10.1016/j.petrol.2006.10.006., 2007, vol 57, p. 221-246.
- Demirmen, Ferruh. Reserves Estimation: The Challenge for the Industry. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/103434-JPT. Mayo, 2007. p. 80-89.
- Hirschfeldt, Clemente. M., BERTOMEU, Fernando. D., & Lobato-Barradas, Gerardo. Practical Management in Mature Field Operations. Salvador: Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/184937-MS, Marzo 2017.
- Investing. Futuros Petróleo Brent. 30 de mayo de 2019. Recuperado de: <https://es.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>.
- Kanu, A. U., & Ikiensikimama, S. S. (2014, August 5). Globalization of Black Oil PVT Correlations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/172494-MS
- Manapov, T. F., et al. Improvement of the efficiency of remaining oil reserves recovery at mature field. Moscú: Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/161968-MS. Enero 2012.
- Munisteri, Islin, Kotenev, Maxim. Mature Oil Fields: Preventing Decline. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0313-009-TWA. Octubre 2013.
- Schlumberger. Oil Field Manager 2018. [Software licenciado por la Empresa]. Base de Datos. Bogotá D.C. 2019.
- Society Of Petroleum Engineers (SPE), American Association Of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society Of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE). Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos. [En línea]. Marzo 2007. (Recuperado en 4 de abril de 2018). Disponible en: http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf

Society Of Petroleum Engineers (SPE), American Association Of Petroleum Geologists (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society Of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society Of Exploration Geophysicists (SEG). Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. [En línea]. Noviembre 2011. (Recuperado en 17 de junio de 2018). Disponible en: http://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf

WU, X., He, J., Zhang, H., & Ling, K. (2013, March 23). Tactics and Pitfalls in Production Decline Curve Analysis. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/164503-MS.