

Análisis de la pérdida de productividad de un yacimiento de crudo degradado en la Cuenca de
los Llanos Orientales

Paola Andrea Garzón Zamora

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

Director

Erik Giovany Montes Páez

Msc en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2019

A Dios y la Virgen por guiarme en los momentos difíciles y permitirme alcanzar todas las metas trazadas.

A mis padres Marina y Víctor Manuel, por acompañarme en esta travesía y estar a mi lado viendo la forma en que hago realidad mis sueños, el amor y el apoyo que he recibido de ustedes ha sido mi motor más grande.

A mi hermanito Juan Sebastian, que cada día con sus ocurrencias logra sacarme una sonrisa así sea en los momentos difíciles y por ser el bastón que me ayuda a mantener en pie.

En general a toda mi familia por apoyarme en la consecución de mis sueños y por acompañarme en esta etapa de mi vida y por supuesto a mis amigos que siempre han estado ahí apoyándome en todo.

Al cuerpo docente de la Universidad Industrial de Santander por todo el conocimiento transmitido.

Tabla de Contenido

Introducción	13
1. Objetivos.....	16
1.1 Objetivo General	16
1.2 Objetivos Específicos	16
2. Marco Referencial	17
2.1 Daño De Formación Y Mecanismos De Daño De Formación.....	17
2.2 Generalidades Del Campo De Estudio.....	24
2.2.1 Marco Geológico Regional.	24
2.2.2 Estratigrafía.....	25
2.2.3 Geología Del Petróleo	25
2.2.4 Pozos Existentes.....	30
2.2.4.1 Pozo X1.....	30
2.2.4.2 Pozo X2.....	32
2.2.4.3 Pozo X3.....	32
2.2.4.4 Pozo X4.....	34
3. Caracterización Yacimiento Formación Mirador	35
3.1 Condiciones Iniciales Y Actuales Del Yacimiento	35
3.1.1 Descripción Mineralógica Formación Mirador	36
3.1.2 Propiedades De Los Fluidos Producidos	38
3.1.2.1 Aceite	38
3.1.2.2 Agua	42

3.1.3	Historia De Presiones Del Yacimiento	43
4.	Interacción Roca-Fluido Y Fluido-Fluido	50
4.1	Fluidos Empleados En La Perforación.....	50
4.2	Fluidos Empleados En Las Operaciones De Completamiento Y Reacondicionamiento	
	52	
4.3	Variación De La Permeabilidad	54
4.3.1	Identificación De La Pérdida De Productividad Mediante Modelos De Pozo ...	56
4.3.1.1	Pozo X-1	56
4.3.1.2	Pozo X-3	58
4.4	Seguimiento A Variables De Producción.....	59
5.	Identificación De Oportunidades.....	62
5.1	Daño De Formación: Asfaltenos	62
5.2	Daño De Formación: Depósito De Parafinas	64
5.3	Daño De Formación: Fenómenos En Superficie.....	65
6.	Conclusiones.....	69
7.	Recomendaciones	71
	Referencias Bibliográficas	73

Lista de Tablas

Tabla 1. Resumen Evaluación Petrofísica Formación Mirador	30
Tabla 2. Resumen Prueba Inicial de Producción Formación Mirador, Pozo X1.....	31
Tabla 3. Resumen Prueba Inicial de Producción Formación Mirador, Pozo X3.....	33
Tabla 4. Mineralogía de Rocas. Formación Mirador.....	36
Tabla 5. Mineralogía de Arcillas. Formación Mirador.....	37
Tabla 6. Propiedades PVT Formación Mirador, pozos offset.	39
Tabla 7. Consolidado Análisis Assay Formación Mirador.....	39
Tabla 8. Consolidado Análisis SARA Formación Mirador.....	40
Tabla 9. Consolidado Análisis Fisicoquímico del Agua. Formación Mirador. Parte I.....	42
Tabla 10. Consolidado Análisis Fisicoquímico del Agua. Formación Mirador. Parte II	42
Tabla 11. Consolidado Análisis Fisicoquímico del Agua. Formación Mirador. Parte III	42
Tabla 12. Consolidado Análisis Fisicoquímico del Agua. Formación Mirador. Parte IV	43
Tabla 13. Consolidado Historia de Presiones. Formación Mirador.....	44
Tabla 14. Consolidado Fluido de perforación pozo X-1.....	51
Tabla 15. Consolidado Fluido de perforación pozo X-3.....	52
Tabla 16. Consolidado fluido de completamiento pozo X-1.....	53
Tabla 17. Consolidado fluido de completamiento pozo X-3.....	53
Tabla 18. Consolidado modelos de pozo, Pozo X-1	58

Tabla 19. Consolidado modelos de pozo, Pozo X-3 59

Tabla 20. Consolidado probabilidad de ocurrencia mecanismos de daño de formación 69

Lista de Figuras

Figura 1. Clasificación de los mecanismos de daño de formación.	21
Figura 2. Selección de candidatos y resultados evaluación daño de formación.	22
Figura 3. Problemas en la determinación del factor de daño de la formación.	23
Figura 4. Mapa Estructural a Tope de la Formación Mirador.	28
Figura 5. Correlación estructural Pozos X1, X2 y X3 al Datum de la Formación Mirador. ...	29
Figura 6. Histórico de Producción pozo X1 Formación Mirador.	32
Figura 7. Histórico de Producción pozo X3 Formación Mirador.	34
Figura 8. Histórico de Producción Formación Mirador.	35
Figura 9. Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC). Formación Mirador.	40
Figura 10. Relación Asfaltenos/Resinas. Formación Mirador.	41
Figura 11. Estabilidad de Stankiewics. Formación Mirador.	41
Figura 12. Histórico de Presiones Formación Mirador.	44
Figura 13. Identificación de Interferencia existente pozos X1 y X3.	45
Figura 14. Interferencia X-3 debido a producción de X-1 (agosto 2014).	46
Figura 15. Interferencia X-3 debido a producción de X-1 (febrero 2015).	46
Figura 16. Historia Índice de Productividad y BSW Pozos X1 y X3.	47
Figura 17. Modelo Numérico PBU pozo X-3 incluyendo pozo X1 (sept 2015).	48
Figura 18. Modelo Numérico PBU pozo X-3 sin pozo X1 (sept 2015).	48

Figura 19. Análisis de la productividad pozo X-3.	49
Figura 20. Comparación PBU pozo X-3.	54
Figura 21. Comparación PBU Log-Log plot, pozo X-3. Variación permeabilidad.	55
Figura 22. Modelos de pozo X-1. Pérdida de Productividad.	57
Figura 23. Modelos de pozo X-3. Pérdida de Productividad.	58
Figura 24. Seguimiento variables producción pozo X-1, Formación Mirador.	60
Figura 25. Seguimiento variables producción pozo X-3, Formación Mirador.	61
Figura 26. Árbol de decisión del Diagnóstico de Depositación de Asfaltenos.	63
Figura 27. Árbol de decisión del Diagnóstico de Depositación de Parafinas.	65
Figura 28. Árbol de decisión del Diagnóstico daño por fenómenos en superficie.	66
Figura 29. Comportamiento inyección rompedor directo vs corte de agua.	67
Figura 30. Gravedad API pozos X-1 y X-1, laboratorio externo.	68

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE LA PÉRDIDA DE PRODUCTIVIDAD DE UN YACIMIENTO DE CRUDO DEGRADADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES¹

AUTOR: PAOLA ANDREA GARZÓN ZAMORA²

PALABRAS CLAVE: DAÑO FORMACIÓN, ÍNDICE PRODUCTIVIDAD, PÉRDIDA PRODUCTIVIDAD, DEGRADACIÓN

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo consistió en realizar la caracterización del yacimiento existente en el campo de estudio, Formación Mirador, mediante la definición de las condiciones iniciales y actuales del yacimiento y de los fluidos que este contiene y la tendencia de los fluidos a generar daño de formación. A partir de la descripción de un núcleo de un campo cercano, se identificaron los minerales presentes en la roca y se determinó la interacción de estos con los fluidos empleados en las operaciones de completamiento y trabajos de reacondicionamiento. Adicionalmente, se realizó una revisión de las presiones de yacimiento a partir del cual se identificó la presencia de interferencia entre los dos pozos productores de la Formación Mirador. Con base en los análisis de presión, se observó una disminución de la permeabilidad del yacimiento, lo cual sustenta la hipótesis de que la pérdida de la productividad del yacimiento se origina en el cambio de las permeabilidades relativas. Otro efecto observado con la pérdida de productividad fue la degradación del crudo, el cual a lo largo de la etapa de producción del yacimiento disminuyó su gravedad API en un 44%. Este efecto fue analizado mediante el entendimiento de la geoquímica. Posteriormente, se desarrolló la metodología desarrollada por Ebrahim (2015) a fin de identificar la existencia del mecanismo de daño presente en el yacimiento y así determinar la pertinencia de oportunidades técnicas que permitan incrementar las reservas.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físico-químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Erik Giovany Montes Páez, Ingeniero de petróleos, Msc.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE LOSS OF PRODUCTIVITY OF A RESERVOIR OF CRUDE DEGRADED IN THE LLANOS ORIENTALES BASIN ³

AUTHOR: PAOLA ANDREA GARZÓN ZAMORA⁴

KEYWORDS: FORMATION DAMAGE, PRODUCTIVITY INDEX, LOSS OF PRODUCTIVITY, DEGRADATION

DESCRIPTION:

This work consisted in the characterization of the reservoir existing in the field of study, Mirador Formation, by the definition of the initial and current reservoir conditions and the fluids it contains, and the tendency of the fluids to generate formation damage. From the core description from a near-field, it identified the minerals present in the rock and determined the interaction of these with the fluids employed in the completion and workover operations. In addition, a reservoir pressure review was conducted, as result of this was identified the presence of interference between two wells producing from the Mirador Formation. Based on the pressure analysis, it observed a decrease of the reservoir permeability, which supports the hypothesis that the loss of the productivity of the reservoir originates in the change of the relative permeabilities. Another effect observed with the loss of productivity was the degradation of the crude oil, which along the stage of production of the reservoir decreased its API gravity by 44%. This effect was analyzed by using the understanding of the geochemistry. Subsequently the methodology developed by Ebrahim (2015) was performed in order to identify the existence of a damage mechanism and determine whether there are any technical opportunities to increase reserves.

³ Bachelor Thesis.

⁴ Faculty of Physical-Chemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director, Petroleum Engineer – Msc Erik Giovany Montes Páez.

Introducción

El daño de la formación es un fenómeno definido como la alteración de las condiciones originales de yacimiento, el cual afecta de manera positiva o negativa la productividad de los pozos. El daño de formación es causado por diversos factores que pueden ocurrir desde la perforación del pozo como resultado de la exposición de la formación a los fluidos de perforación; durante la etapa de producción, cuando se realizan intervenciones de reacondicionamiento. De acuerdo con lo anterior, es imperativo adoptar prácticas y tomar las precauciones adecuadas para evitar el daño de formación a lo largo de toda la fase productiva de los pozos. Es importante mencionar, que no todos los tipos de daño de formación requieren un tratamiento de eliminación, dado que algunos serán removidos durante la producción y/o serán eliminados con los cambios en las prácticas operativas.

El presente trabajo consistió en realizar la caracterización del yacimiento mediante la definición de las condiciones iniciales y actuales del yacimiento y de los fluidos producidos, así como de la tendencia de dichos fluidos a generar daño de formación. A partir de la descripción de un núcleo de un campo cercano, se identificaron los minerales presentes en la roca y se determinó la interacción de estos con los fluidos empleados en las operaciones de completamiento y trabajos de reacondicionamiento.

Posteriormente, se realizó una revisión de las presiones de yacimiento a partir de la cual se identificó la interferencia existente entre los dos pozos productores de la Formación Mirador.

Con base en estos análisis de presión, se observó una disminución de la permeabilidad del yacimiento, lo cual permitió sustentar la hipótesis de que la pérdida de la productividad del yacimiento se origina en el cambio de las permeabilidades relativas. Otro efecto observado con la pérdida de productividad fue la degradación del crudo, el cual a lo largo de la etapa de producción del yacimiento disminuyó su gravedad API en un 44%. Este efecto fue analizado mediante el entendimiento de la geoquímica.

Finalmente, se desarrolló la metodología desarrollada por Ebrahim (2015) a fin de identificar la existencia del mecanismo de daño presente en el yacimiento. Dicha metodología comprende el análisis del daño de formación asociado a los depósitos orgánicos y a fenómenos de superficie. Se empleó dicha metodología dado que al revisar las diferentes relaciones referenciadas a las fracciones obtenidas de los análisis SARA, se evidenció que a lo largo de la historia de producción el crudo producido siempre ha presentado inestabilidad en lo concerniente a la depositación de compuestos orgánicos.

A partir del análisis realizado, se identificó que la pérdida drástica en la producción puede explicarse principalmente por los efectos de las permeabilidades relativas. Tan pronto como el frente de agua alcanzó los pozos, la pérdida de productividad fue instantánea y continuó disminuyendo hasta que el pozo alcanzó aproximadamente el 50% de BSW. Una vez se alcanza un BSW por el orden del 80% se observa una estabilización en la productividad de los pozos.

De acuerdo con la metodología desarrollada por Ebrahim, no es concluyente un mecanismo de daño en la formación Mirador. Por lo cual se estima que el fenómeno de la reducción de la

permeabilidad es una de las causas de la pérdida de productividad. Otros mecanismos de daño que podrían haber contribuido a la pérdida de productividad son la migración de finos y / o la hinchazón de arcillas dentro del yacimiento. Adicionalmente la variación de las propiedades de los fluidos producidos sugiere la presencia de daño derivado de bloqueo por emulsión.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar la pérdida de productividad de un yacimiento de crudo degradado en la cuenca de los Llanos Orientales.

1.2 Objetivos Específicos

- Establecer las condiciones iniciales y actuales del yacimiento a partir de la revisión de los antecedentes de producción, historia de presiones, propiedades de la roca y de los fluidos y la interacción de estos.
- Determinar el efecto de la interacción roca-fluido y fluido-fluido sobre la variación de la productividad del yacimiento en el tiempo.
- Determinar la existencia de oportunidades técnicas que permitan incrementar las reservas del yacimiento.

2. Marco Referencial

2.1 Daño de Formación y Mecanismos de Daño de Formación

De acuerdo con Yuan (2018), el daño de la formación se define como la afectación de las propiedades de la roca (matriz, fracturas), a partir del cual se altera la eficiencia de la movilidad de los fluidos multifásicos (petróleo, gas, agua, gotas, espuma y emulsión); así mismo, se entiende como la reducción de la permeabilidad en la región vecina al pozo de una formación prospectiva-productora. El daño de formación es causado por diversos factores que pueden ocurrir desde la perforación, operaciones de completamiento y durante la vida productiva del yacimiento. El daño a la formación es identificado debido a variaciones en el rendimiento de los pozos (productividad-inyectividad) y la recuperación de aceite. De acuerdo con Civan (2007) Los mecanismos de daño se dividen en cuatro tipos: químico, mecánico, térmico y biológico.

El daño de formación puede afectar solamente la región cercana a la cara del pozo, contactando pocos centímetros de la formación, aunque también puede extenderse de forma profunda en la formación. Determinar el daño de formación permite relacionar la permeabilidad de las zonas vírgenes con la afectada de la siguiente forma: skin es igual a cero significa que la zona virgen es igual a la zona afectada, cuando el skin es mayor a cero significa que la zona está afectada por daño, alterando y reduciendo la permeabilidad y cuando el skin es menor a cero significa que la zona ha sido estimulada, siendo esta más permeable y favoreciendo al flujo frente a la zona virgen.

Entre los factores que contribuyen al daño de formación están los altos diferenciales o caídas de presión al momento de producir, incompatibilidad de los fluidos utilizados en las operaciones de perforación, completamiento y reacondicionamiento, cantidad de sólidos presentes e invasión de partículas. Estos factores básicamente componen las fuentes de daño los cuales pueden ser entendidos a partir de técnicas de diagnóstico para su identificación y caracterización.

El daño químico, principalmente está asociado con la incompatibilidad fluido-fluido (depositación de orgánicos, inorgánicos y mixtos, bloqueo por espuma – emulsión y formación de hidratos), incompatibilidad roca-fluido (hinchazón- defloculación de arcilla, alteración de mojabilidad y adsorción iónica-surfactante-polímero) y la alteración de la mojabilidad de la roca en la cercanía del pozo. El daño químico más común es la hinchazón de arcillas, a partir del cual se reduce la permeabilidad de la formación debido a que la arcilla hinchada ocupa las gargantas de poro de la formación. Durante la etapa de la perforación de los pozos, este fenómeno es atacado mediante la utilización de fluidos de perforación con alta salinidad, glicol o con inhibidores químicos que evitan que las arcillas reactivas se hinchen.

El daño mecánico, está asociado principalmente con la migración de finos-arenas o cualquier otro tipo de partículas a través del medio poroso y/o fracturado, atrapamiento de fases debido a las altas fuerzas capilares, compactación de la roca, dilatación de la roca debido a la variación de la presión. La migración de finos ocurre comúnmente en formaciones clásticas debido al alto contenido de material transportable que contiene la roca. Para evitar este fenómeno, es recomendable disminuir las tasas de producción, incrementar el área de flujo mediante la adición de nuevos perforados o completando los intervalos productores en hueco abierto. De igual

forma, se realiza la inyección de estabilizadores químicos que permitan la adherencia de los finos a la superficie de la roca y así reducir la movilidad para mitigar los efectos de la migración. La incompatibilidad de los fluidos originales del yacimiento con aquellos que son bombeados a la formación (fluidos empleados durante la perforación y el completamiento) propicia la creación de emulsiones o lodos que taponan los poros de la roca y afectan la permeabilidad.

El daño asociado a mecanismos térmicos ocurre en las operaciones en las que se manejan temperaturas elevadas, como inyección de vapor y combustión in-situ. Los cambios en la temperatura pueden generar la disolución o transformación de los minerales presentes en la roca; así como la variación de la mojabilidad en función de la temperatura debido a la pérdida del equilibrio térmico. La degradación térmica del aceite y de los compuestos de la roca que contienen sulfatos, ocurren a temperaturas superiores a los 390°F y pueden generar productos indeseables como el dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico.

El daño biológico, está principalmente relacionado con la presencia de bacterias y nutrientes en la formación que pueden ocasionar que el crudo se vuelva agrio (presencia de ácido sulfhídrico, dióxido de carbono o mercaptanos), erosionar los minerales y bloquear las gargantas de poro. El daño a la formación de origen biológico se encuentra principalmente asociado con los procesos de inyección de agua, trabajos de estimulación o con el uso de lodos de perforación base agua. Dentro del daño químico se encuentra el taponamiento, la corrosión y la toxicidad. Ciertas bacterias inducen las reacciones de reducción de hidrógeno, a partir de las cuales se produce corrosión, pitting y fisuras por estrés, tanto en los equipos de subsuelo como en los de superficie.

Los daños a la formación identificados comúnmente durante la vida productiva de un pozo son ocasionados a la migración y taponamiento de finos, precipitación de compuestos inorgánicos (carbonatos, sulfatos) al variar las condiciones de presión y temperatura, precipitación de orgánicos (parafinas, asfaltenos) y producción de arena debido a las altas velocidades del flujo. De acuerdo con esto, se deben adoptar las medidas adecuadas para evitar o mitigar el daño durante todas las fases de la vida productiva del pozo, dado que la presencia del daño de formación afecta directamente la viabilidad económica de los campos.

Un yacimiento estará susceptible al daño por el petróleo contenido, si este presenta las siguientes características: valores de densidad iguales o menores a 22 °API; viscosidad por encima de 100 cP a 38°C; contenido de nitrógeno y sulfuro por debajo de 0.4 y 0.6 % respectivamente; relación parafina/aromáticos por debajo de 2; proporción de asfaltenos mayores a 1%; índice de acidez mayor a 1%; concentraciones de vanadio y níquel por encima de 15 mg/l; polaridad relativa mayor a 450; perfil cromatográfico que muestra alto contenido de naftenos, aromáticos y compuestos cíclicos, como también contenidos considerables de parafina e hidrocarburos ligeros y cualquier grado de degradación de aceite.

En cuanto al agua de formación es indispensable su caracterización para controlar el daño de formación a partir de este fluido al yacimiento. Los siguientes niveles son aceptables a salinidades de 100.000 mg/l. Contenido de hierro menor a 50 mg/l; contenido de bario menor a 100 mg/l, e incluso este valor es alto en caso de haber presencia de sulfatos; contenido de estroncio menor a 300 mg/l; contenido de sulfato menor a 200 mg/l; contenido de carbonatos y bicarbonatos menor a 500 mg/l y 700 mg/l, generando problemas de incrustaciones si hay calcio.

La salinidad total es particularmente importante porque está ligada al control del daño especialmente aquel que se presenta por arcillas. En término de dilución, el agua de formación puede ocasionar fuertes diluciones normalmente asociadas con eventos geológicos, discordancias y trampas estratigráficas. El agua de formación está relacionada con el mecanismo de daño como: precipitación por la interacción con el agua de inyección, precipitación por caídas grandes de presión, formación de emulsión y la entrada de partículas finas.

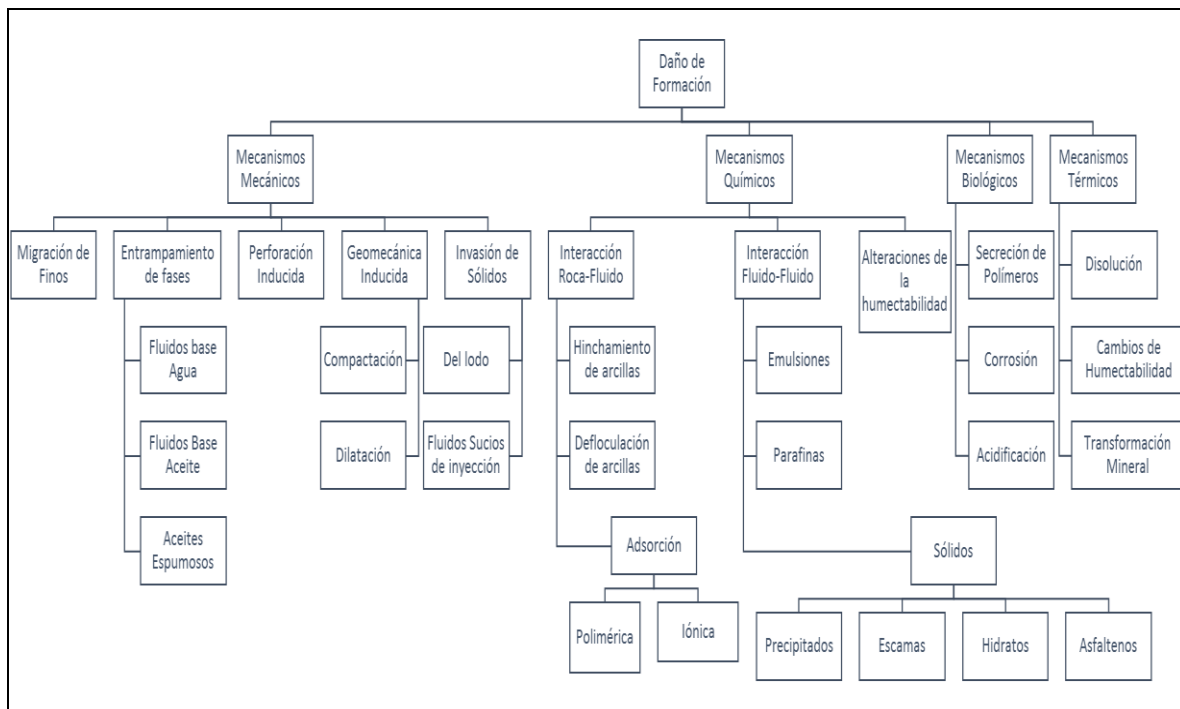


Figura 1. Clasificación de los mecanismos de daño de formación.

Nota: Civan, Faruk. Reservoir Formation Damage. Amsterdam: Gulf Professional Publishing. 2007.

La determinación del depósito de compuestos orgánicos que ocasionan la presencia del daño a la formación de acuerdo a la metodología de diagnóstico propuesta por Ebrahim, Garrouch y Labadibi (2016), se ha realizado en los pozos de los campos West Coalinga en California Ghawar en Arabia Saudita, obteniendo resultados positivos en la identificación del daño de

formación presente, para el caso del campo West Coalinga se determinó la presencia de daño por depositación de asfaltenos y parafinas y cambio en la mojabilidad y fue descartado el daño asociado a problemas de la emulsión.

De acuerdo con la CIED (1996), luego de la identificación de la causa de daño de la formación que ocasiona la disminución de la productividad de un pozo, es posible establecerlo como candidato para la realización de un tratamiento químico. Los problemas que involucran la selección del candidato y los resultados del daño de formación del yacimiento de acuerdo con lo planteado por Civan (2007) se pueden observar de la Figura 2 a la Figura 3.

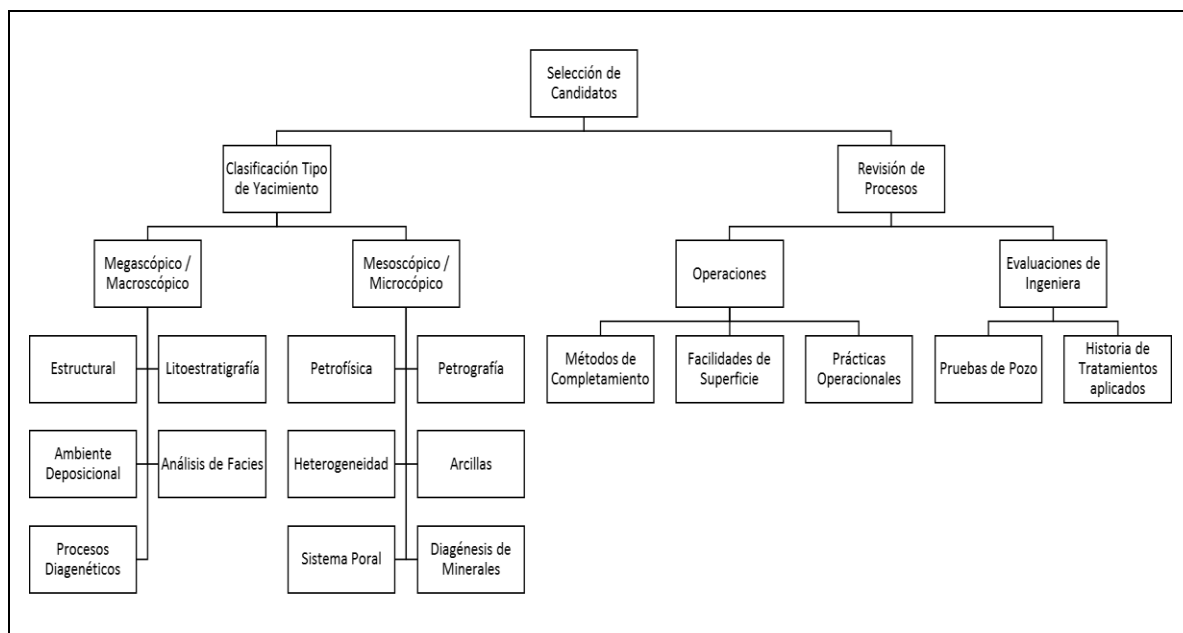


Figura 2. Selección de candidatos y resultados evaluación daño de formación.

Nota: Civan, Faruk. Reservoir Formation Damage. Amsterdam: Gulf Professional Publishing. 2007.

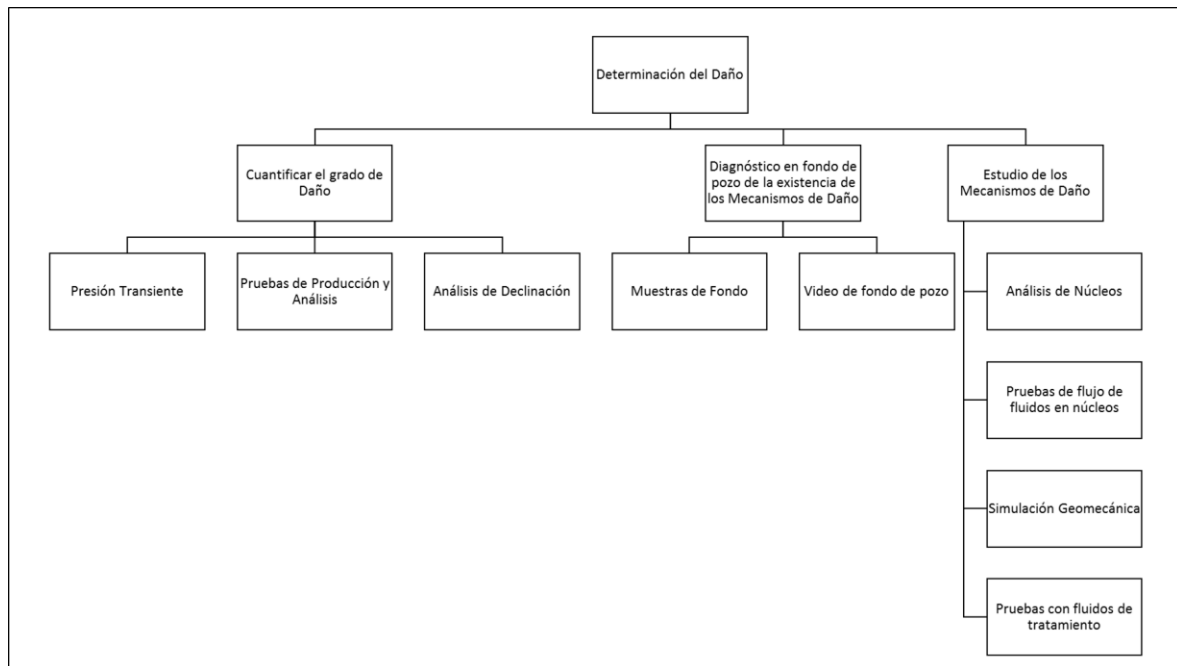


Figura 3. Problemas en la determinación del factor de daño de la formación.

Nota: Civan, Faruk. Reservoir Formation Damage. Amsterdam: Gulf Professional Publishing. 2007.

La identificación del daño puede realizarse a partir de diferentes metodologías de acuerdo con la información disponible del yacimiento. Dichas metodologías comprenden las actividades enunciadas, pero no se limitan solamente a estas: pruebas de restauración de presión, interpretación de los perfiles eléctricos, revisión de la historia de perforación, completamiento, trabajos de reacondicionamiento, historia de producción, análisis de estimulaciones previas, comparación con el comportamiento de pozos vecinos, análisis nodal, registros de producción, pruebas de flujo a través de núcleos y análisis de las muestras de zanja.

Las fuentes de información a las cuales se debe acudir para realizar el análisis y posterior determinación del origen del daño que está presente en el pozo, ocasionando la disminución de su productividad son: reportes diarios de perforación, reportes pruebas de lodo, registros

eléctricos, programas de completamiento, programas de reacondicionamiento, pruebas de producción, reportes de las compañías de servicios que intervienen en las diversas etapas de la vida productiva del pozo, productos químicos, análisis de núcleos (porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, descripción mineralógica, análisis granulométrico de las arenas poco o no consolidadas, difracción de rayos X, distribución del tamaño de poro), caracterización de los fluidos del yacimiento (aceite, agua y gas), pruebas de formación de emulsiones, precipitados, parafinas, asfaltenos, compatibilidad de fluidos y pruebas de mojabilidad. En los diversos análisis de fluido realizados, es necesario entender los sistemas roca-fluido, fluido-fluido y las interacciones entre estos, con el fin de comprender las modificaciones sufridas en el yacimiento a nivel de la roca, de acuerdo con lo referido por Vanorio (2015).

2.2 Generalidades del Campo de Estudio

El campo objeto de estudio, está localizado en el Foreland de la Cuenca de los Llanos Orientales, en el sector central, en el departamento del Casanare a unos 130 kilómetros al Sur de la ciudad capital Yopal, entre los municipios de Maní y Tauramena.

2.2.1 Marco Geológico Regional. La Cuenca de los Llanos Orientales corresponde a una depresión estructural con tendencia noreste (NE), limitada al occidente (W) por la Cordillera Central, al este (E) por el Escudo de la Guayana, al noreste (NE) por el Arco de Arauca que la separa de la Cuenca de Barinas en Venezuela y al sur (S) por la Serranía de la Macarena y el Alto del Vaupés que la separan de la Cuenca del Putumayo. En términos generales la cuenca presenta un basculamiento hacia el oeste (W), dirección en la cual, la columna estratigráfica

aumenta su espesor. El buzamiento regional es hacia el oeste (W) y presenta una inclinación entre 3° y 5°.

Las estructuras están asociadas a fallamiento normal de tipo antitético con fuertes componentes de rumbo; que generalmente forman pequeños anticlinales o monoclinales en los bloques adyacentes. Dichos grupos de fallas tienen una orientación general N10°-30°E, dentro de las cuales también se presentan fallas normales antitéticas con rumbo general N40°E, las cuales generan estructuras prospectivas de interés.

2.2.2 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.

2.2.3 Geología del Petróleo. A continuación, se presentan las generalidades.

- **Migración.** Con la Orogenia Andina de una edad Mioceno Tardío, se considera que rocas principalmente de Edad Cretácea y posiblemente algunas Terciarias, alcanzaron las condiciones para la generación y expulsión de volúmenes importantes de hidrocarburos, los cuales se desplazaron hacia el oriente a través del Basamento, fallas y fracturas e intervalos arenosos de la secuencia sedimentaria. Sin embargo, no se puede descartar la posibilidad de eventos de generación y migración temprana a partir de rocas generadoras Cretáceas, anteriores a la Orogenia Andina, que pudieron alcanzar su madurez por la sobrecarga de los depósitos

terciarios desplazándose hacia el oriente aprovechando el buzamiento regional de la cuenca. La expulsión de dichos hidrocarburos se inició desde finales del Eoceno y posiblemente aún no ha cesado en los sectores más profundos de la cuenca (Rangel et al., 2000).

- **Roca Almacenadora.** La secuencia siliciclástica del tope de la Unidad C7 de la Formación Carbonera y las areniscas de la Formación Mirador, Guadalupe y Une son la principal roca reservorio del área. Los valores de porosidad y permeabilidad varían en el foreland entre 20 y 28% y con permeabilidades mayores a 1 Darcy.

- **Roca Sello.** Se observan varios niveles sellantes en la columna, siendo algunos de estos sellos regionales como las lutitas de la Formación León y otros sellos locales e interformacionales como los niveles pares de la Formación Carbonera. Otro sello lo constituyen las arcillolitas y lutitas de la Unidad C6; aunque también los sellos intraformacionales de la Unidad C7 actúan localmente dentro de cada prospecto. El sello para las arenas de la Formación Mirador lo constituyen los niveles arcillosos de la unidad C8 de la Formación Carbonera. Los shale intra- Gacheta, suministran el sello para las arenas de la Formación Une.

- **Sobrecarga.** Las rocas de sobrecarga la constituyen unidades estratigráficas del Terciario, particularmente en el área de la actual Cordillera Oriental, ayudadas muy probablemente por el cabalgamiento que se presenta en esta zona de los Llanos Orientales.

- **Trampa.** En la cuenca se encuentran trampas asociadas con fallas normales, estructuras de inversión, fallas inversas de alto ángulo y fallas rumbo deslizantes, así como trampas

estratigráficas. En este caso la trampa está dada por una estructura anticlinal con rumbo NE cortado por una falla directa con buzamiento al Este.

En el campo objeto de estudio, se han identificado como productoras las formaciones Mirador, Gacheta y Une; sin embargo, la formación productora objeto de la presente monografía es la Formación Mirador. En la Figura 4 se presenta el mapa estructural a tope de la formación de interés.

A la fecha, se han perforado cuatro (4) pozos en el campo objeto de estudio: X1, X2, X3 y X4 perforados a partir de la plataforma del pozo X1 y X3. En general, los pozos se perforaron buscando una estructura anticlinal en tres direcciones con cierre contra la falla identificada a partir de la sísmica.

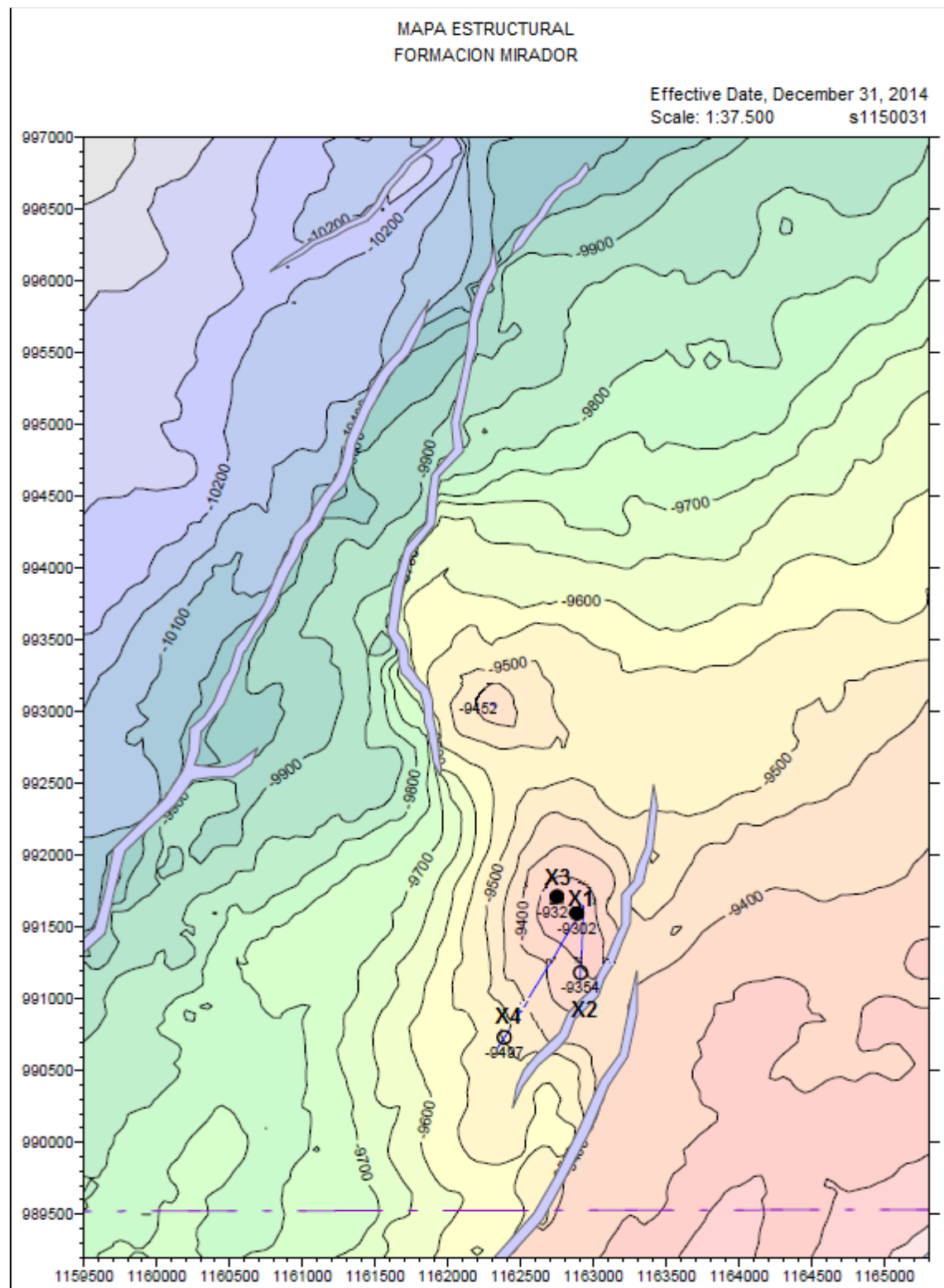


Figura 4. Mapa Estructural a Tope de la Formación Mirador.

Nota: GLJ Petroleum Consultants (2018). Informe Recursos y Reservas Parex Resources Ltda.

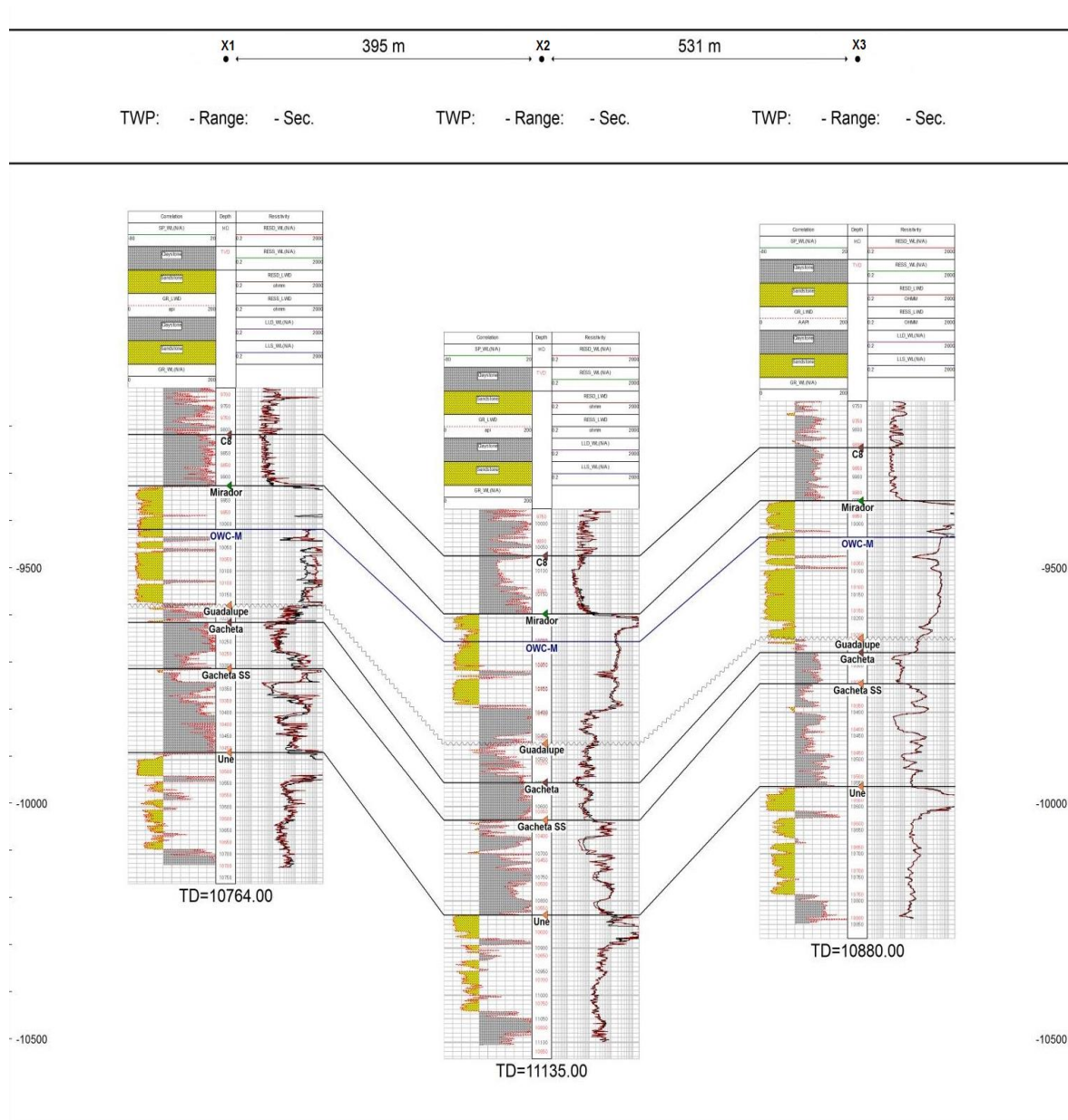


Figura 5. Correlación estructural Pozos X1, X2 y X3 al Datum de la Formación Mirador.
Nota: GLJ Petroleum Consultants (2017). Informe Recursos y Reservas Parex Resources Ltda.

Las evaluaciones petrofísicas se desarrollaron a partir de un set de ecuaciones que permitieron el cálculo de los diferentes parámetros requeridos para el desarrollo de los respectivos modelos, identificando los siguientes valores dentro de los más relevantes en las

formaciones de interés (el cálculo de saturación de agua se realizó teniendo en cuenta las propiedades litológicas de las formaciones definiendo como la mejor ecuación para la formación Mirador, la ecuación de Simandoux Modificada), en la Tabla 1 se presenta el resumen de la evaluación petrofísica de la formación Mirador para los pozos X1, X2 y X3.

Tabla 1.
Resumen Evaluación Petrofísica Formación Mirador

	Pozos		
	X1	X2	X3
ARENA PETROLÍFERA (pies)	60	30	40
POROSIDAD TOTAL (%)	18	18	22
POROSIDAD EFECTIVA (%)	13	13	20
So (%)	86	83	77

Nota: GLJ Petroleum Consultants (2018). Informe Recursos y Reservas Parex Resources Ltda.

2.2.4 Pozos existentes. El análisis de la pérdida de la productividad del yacimiento Mirador se realizará a nivel de dos pozos, el pozo X1 y X3. Sin embargo, en el campo adicionalmente se perforaron los pozos X2, productor de gas de la Formación Une y X4 el cual es pozo inyector de agua como disposición en la Formación Carbonera C1.

2.2.4.1 Pozo X1. Fue perforado del 09 al 18 de marzo de 2014, se perforó en sección de 12 ¼” y 8 ¾”, en forma de “S”, con un TD de 10764’ y revestido con casing de 7” hasta la profundidad de 10761’. Durante las operaciones de perforación la Formación Mirador presentó manifestación de aceite para los intervalos de 9923 – 9950 ft; 9955 - 9981 ft; 9987 - 9997 ft; 10001 – 10014 ft; 10039 - 10053 ft; 10062 - 10070 ft y 10070 - 10120 ft. Las operaciones de completamiento se realizaron del 08 de abril al 5 de mayo de 2014, dejando en producción la formación Mirador intervalo (9920’ - 9974’), con sistema de levantamiento artificial ESP. En la

Tabla 2 se presenta el resumen de la prueba de completamiento llevada a cabo el 1 de mayo de 2014.

Tabla 2.

Resumen Prueba Inicial de Producción Formación Mirador, Pozo X1.

Fecha	Intervalo	Tiempo Prueba (hrs)	Chk (/64")	Caudal Fluido (bfpd)	°API	BSW (%)
01/05/2014	9920' - 9974'	8.5	30	3,879	30.1	7.2

Durante octubre de 2015, se observó un incremento acelerado en el corte de agua, a la vez que se observó una fuerte declinación en la producción de aceite; lo que confirma la irrupción de agua proveniente del acuífero activo identificado para la formación Mirador. Debido a la pérdida de productividad y a la disminución en la presión de Intake observada, se programó el cambio y profundización del equipo de bombeo electrosomergible. El trabajo de reacondicionamiento se llevó a cabo del 4 al 9 de diciembre de 2015.

Debido a una falla en los equipos de fondo, el 14 de mayo de 2016, fue suspendida la producción del pozo X1. Posteriormente, el 03 de julio de 2016 el pozo fue intervenido, se recuperó sarta de producción con equipo ESP, se cañonearon dos nuevos intervalos en la formación Mirador (9984'–10002') (10037'-10050') y se realizó prueba de producción selectiva. Posteriormente se decidió aislar el intervalo (9984'-10002') de la formación Mirador, debido a que durante las operaciones de Swabeo luego de 116 corridas, se recuperaron 330 Bbls de agua y 1 barril de aceite. Finalmente, el 15 de julio de 2016 se completó el pozo con nuevo equipo ESP en el intervalo superior e inferior de la formación Mirador (9920'-9974' y 10037'-10050').

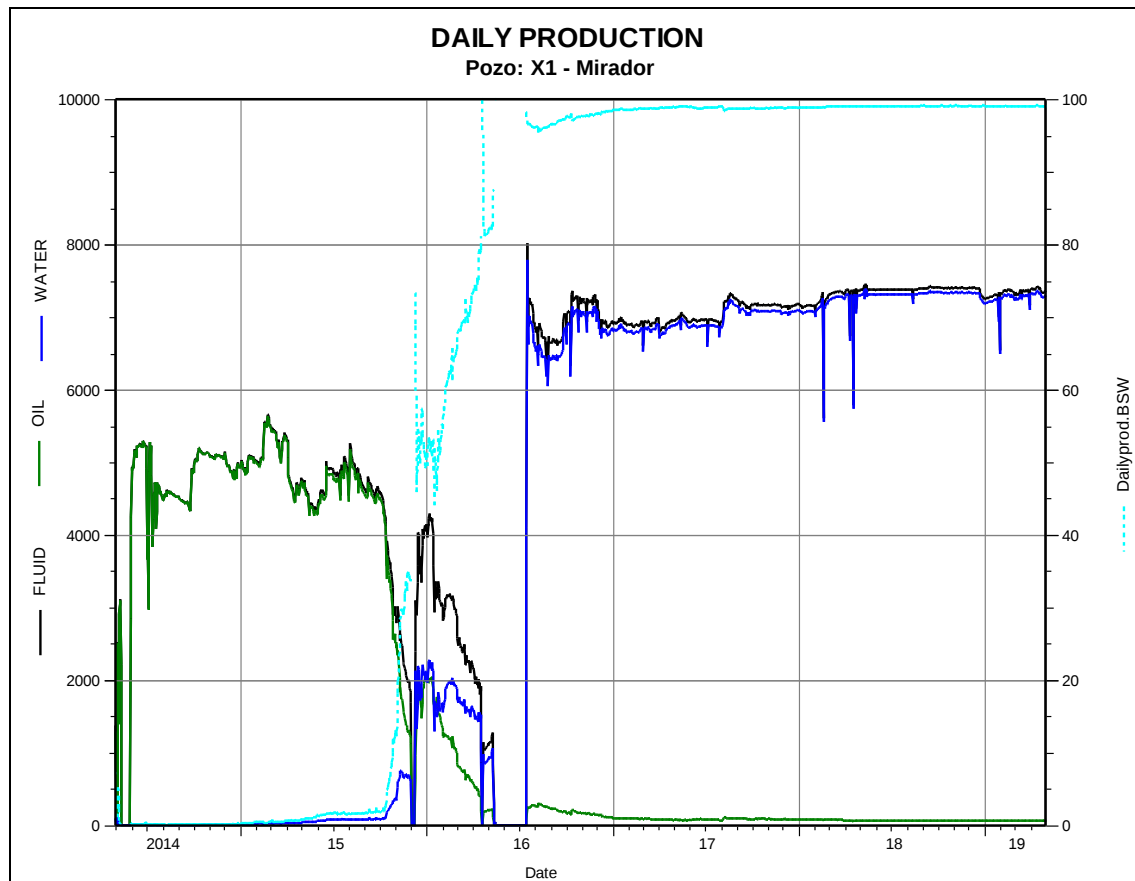


Figura 6. Histórico de Producción pozo X1 Formación Mirador.

2.2.4.2 Pozo X2. Del 15 de mayo al 24 de junio de 2014 se perforó en dos secciones de 12 ¼” y 8 ¾”, en forma de “S” con un TD 11135' MD, 10865.4' TVD y revestido con casing de 7” hasta la profundidad de 11135'. Las operaciones de completamiento fueron realizadas del 7 al 13 de noviembre de 2014. Durante la realización de las pruebas iniciales del pozo X2, se evidenció gran potencial gasífero en la formación Une (10846' – 10851'), formación no objeto de estudio del presente análisis.

2.2.4.3 Pozo X3. Fue perforado del 8 al 20 de Julio de 2014 alcanzando una profundidad total de 10880' MD. Las operaciones de completamiento iniciaron el 20 de Julio del 2014 y

finalizaron el 26 de Julio del mismo año. Durante el completamiento inicial, no se realizaron pruebas de Swabeo. Finalmente, el pozo fue completado con sistema de levantamiento artificial ESP en la formación Mirador, intervalo (9964' – 10012'). El consolidado de la prueba inicial de producción del pozo X3 se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3.

Resumen Prueba Inicial de Producción Formación Mirador, Pozo X3.

Date	Time (horas)	Chk (/64")	BFPD	BOPD	BWPD	%BSW	API @60°F
27/jul/2014	6	128	1636	1553	83	5.07	27.0
28/jul/2014	24	27	944	896	48	5.08	27.0
29/jul/2014	24	27	1020	1000	20	1.96	28.2
30/jul/2014	24	27	1035	1032	3	0.29	28.9
31/jul/2014	24	27	1020	1017	3	0.29	28.7
01/ago/2014	24	27	997	995	2	0.20	28.7
02/ago/2014	24	27	991	989	2	0.20	28.8
Promedio			1091.9	1068.9	23.0	2.1	

Debido a la pérdida de productividad y a la disminución en la presión de Intake, el 11 de diciembre de 2015 el pozo fue intervenido con la finalidad de realizar el cambio y la profundización del nuevo equipo ESP. El trabajo de reacondicionamiento finalizó el 16 de diciembre de 2015. El equipo instalado presentó una falla mecánica prematura, presentando pérdida de carga del motor y pérdida de producción en superficie. De acuerdo con el pulling realizado a la bomba, se observó que la falla se derivó de la ruptura del eje del sello inferior, el cambio de esta bomba electrosumergible se llevó a cabo del 9 al 14 de enero de 2016.

Del 22 al 28 de noviembre de 2016, el pozo fue nuevamente intervenido para realizar el cambio del equipo ESP instalado, en esta ocasión se encontró el motor sin aislamiento y daño

mecánico en las bombas (Upper-Lower), con depositaciones de sólidos. El pozo se encuentra suspendido desde agosto de 2017.

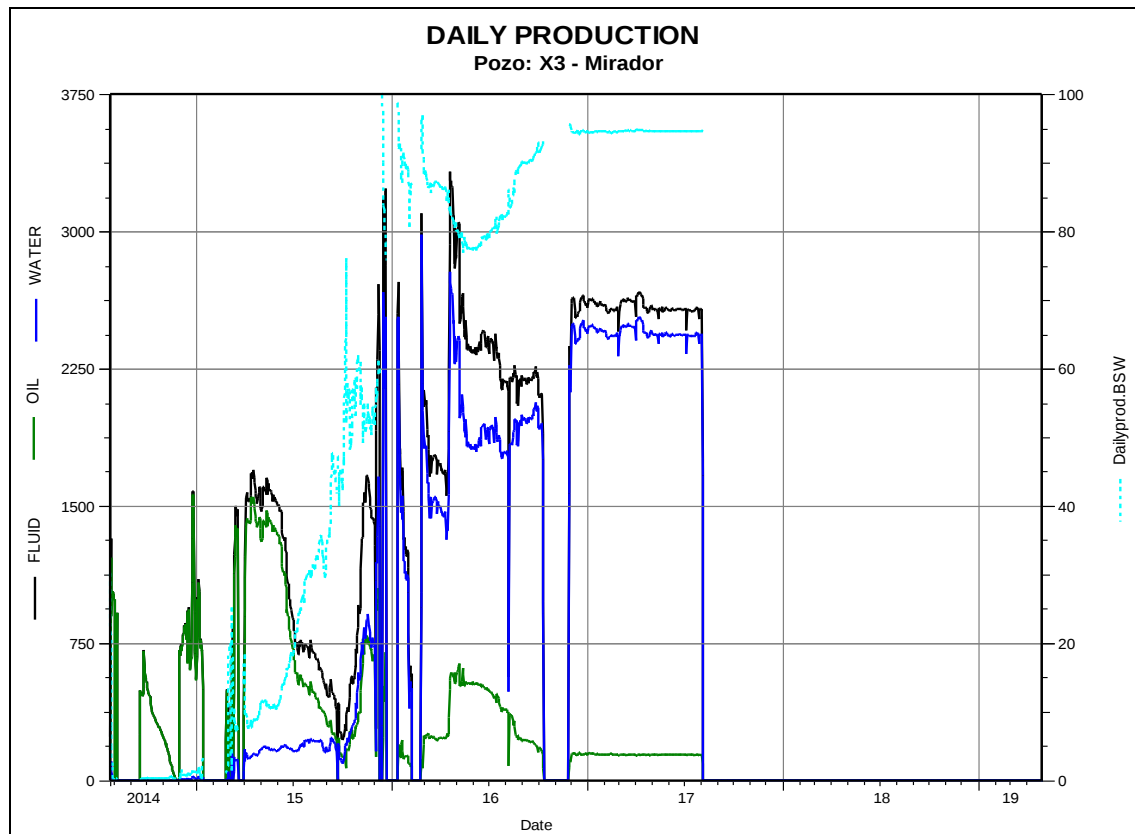


Figura 7. Histórico de Producción pozo X3 Formación Mirador.

2.2.4.4 Pozo X4. La etapa de perforación se llevó a cabo del 28 de julio al 6 de agosto de 2014, alcanzando una profundidad final de 11960' MD. Con la evaluación de los registros eléctricos y las muestras de perforación, se decidió no realizar las pruebas iniciales ya que ninguna de las formaciones presentes en el pozo evidenció presencia de hidrocarburos. A partir de la evaluación petrofísica no se observó Pay de interés en ninguna de las formaciones objetivo y en las que presentó manifestaciones de crudo este dio como resultado la no presencia de crudo

comercial en el pozo X4. Las operaciones de completamiento del pozo X4 fueron realizadas del 14 al 20 de noviembre de 2014, realizando prueba de inyektividad en la Formación Carbonera miembro C1, con el fin de determinar la capacidad de la formación para recibir fluido.

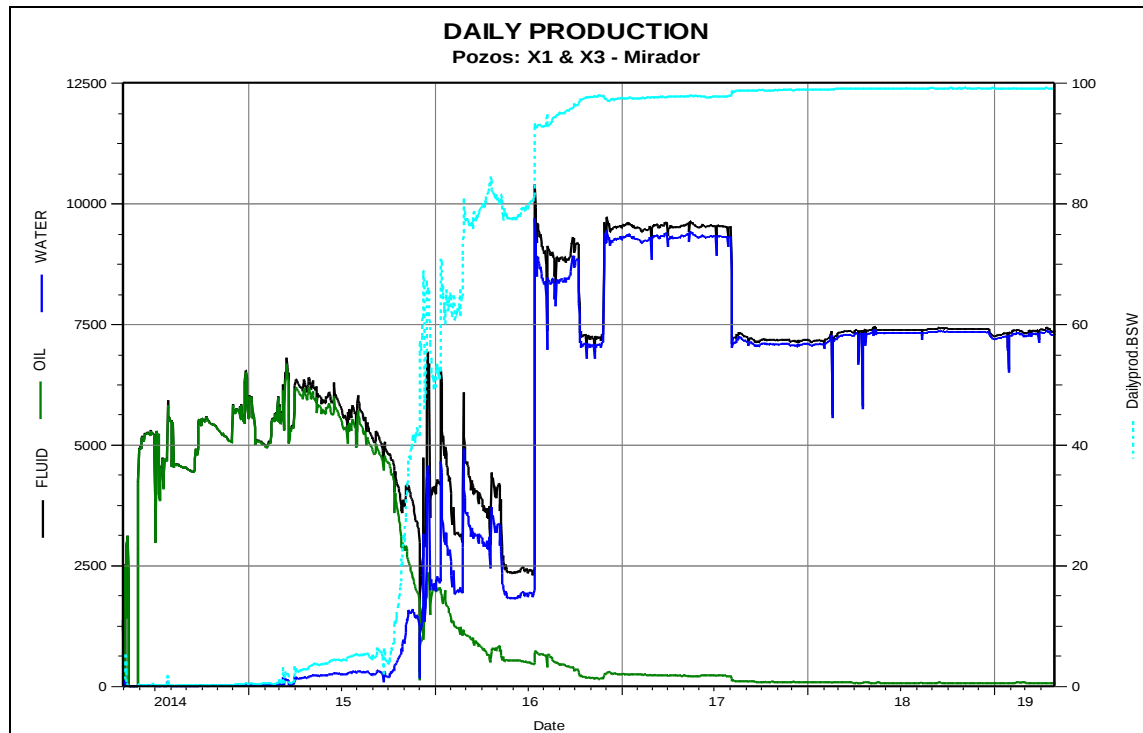


Figura 8. Histórico de Producción Formación Mirador.

3. Caracterización Yacimiento Formación Mirador

3.1 Condiciones Iniciales y actuales del yacimiento

A continuación, se presenta la enumeración de las condiciones del yacimiento (mineralogía) y de los fluidos presentes en el mismo. De igual forma con la información de fluidos adquirida

posteriormente a la etapa de producción del yacimiento, se establecen las condiciones actuales, es decir, cómo ha cambiado el yacimiento luego de producir 3'195.987 barriles de aceite y 8'667.362 barriles de agua, a corte del 30 de abril de 2019.

3.1.1 Descripción mineralógica Formación Mirador. A partir de información disponible de pozos vecinos (pozos offset), en un Contrato E&P donde la empresa facilitadora de la información para el presente trabajo tiene un porcentaje de participación sobre los intereses del 55%, se obtuvo el reporte del estudio SEM (por sus siglas en inglés, microscopía electrónica de barrido) realizado a las muestras de roca de unos de los pozos tomado en la formación de interés, Formación Mirador.

Tabla 4.

Mineralogía de Rocas. Formación Mirador.

Mineralogía Rocas (% peso)								
Profundidad	Cuarzo	Feldespatos	Plagioclasa	Calcita	Dolomita	Siderita	Pirita	Arcillas
9439.30	98.6	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2
9447.50	97.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1
9454.60	95.0	0.0	Tr	0.0	0.5	0.0	0.0	4.5
9464.00	96.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6
9468.80	97.3	0.0	Tr	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7
9493.10	97.8	0.0	Tr	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2
9496.50	96.2	0.0	Tr	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7
9658.50	92.5	0.0	Tr	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4
9668.90	83.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	16.7
9685.60	86.1	0.0	2.2	0.0	Tr	0.0	0.0	11.7
9704.30	87.7	0.0	Tr	0.0	0.0	0.0	0.0	12.3
9717.90	95.5	0.2	0.7	Tr	Tr	0.0	0.0	3.5
9727.30	88.2	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.7
9732.30	98.5	0.0	0.0	Tr	0.0	0.0	0.0	1.4
9739.00	94.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.2

Tr < 0.1% peso

Tabla 5.

Mineralogía de Arcillas. Formación Mirador.

Mineralogía Arcillas (% peso)				
Profundidad	Ilita/ Esmectita	Ilita & Mica	Caolinita	Clorita
9439.30	0.0	Tr	1.1	0.1
9447.50	0.0	Tr	2.1	Tr
9454.60	0.0	0.8	3.6	Tr
9464.00	0.0	0.4	2.6	0.5
9468.80	0.0	0.3	2.2	0.2
9493.10	0.0	0.4	1.5	0.2
9496.50	0.0	0.6	2.7	0.3
9658.50	0.0	0.3	6.5	0.6
9668.90	0.0	1.5	13.8	1.4
9685.60	0.0	0.7	10.3	0.7
9704.30	0.0	0.7	10.0	1.5
9717.90	0.0	0.1	3.2	0.2
9727.30	0.0	1.0	9.5	1.2
9732.30	0.0	Tr	1.4	Tr
9739.00	Tr	0.1	4.9	0.2

Tr < 0.1% peso

De acuerdo con la información presentada en la Tabla 4, se observa que los minerales que se encuentran en su mayoría presentes en la roca reservorio son cuarzo, plagioclasa, feldespato y dolomita. Por su parte, en la Tabla 5 se documenta que las arcillas presentes en su mayoría en la formación Mirador son la caolinita, clorita y la ilita; en donde la composición más alta para cada mineral de arcilla es de 13.8%, 1.5% y 1.4% respectivamente,

Así mismo, mediante los análisis XRD (por sus siglas en inglés, difracción de rayos x), se identificó que la porosidad de la formación Mirador es muy buena, constituida por poros intergranulares abiertos y microporosidad menor asociada con las arcillas. Las gargantas de poros se han reducido por crecimientos excesivos de cuarzo y arcillas menores. La conectividad de los poros y la permeabilidad son muy buenas.

3.1.2 Propiedades de los fluidos producidos. Los fluidos existentes en la Formación Mirador del campo de estudio son aceite y agua, hasta la fecha, no se ha tenido producción de gas asociado, evidenciando así que operativamente no se alcanzado la presión de burbuja.

3.1.2.1 Aceite. Para la formación Mirador del campo de estudio, no se cuenta con una prueba PVT (Presión, Volumen, Temperatura). A fin de obtener las propiedades del aceite a la presión de saturación (presión de burbuja) y a condiciones de yacimiento, se acudió a los diferentes análisis PVT con los que cuenta el operador de pozos offset. La presión inicial de la formación Mirador en el campo de estudio es de 4099 psi al Datum -9362 ft TVDss y la temperatura de 220°F; la presión y temperatura del campo tomado como referente son 4250 psi y 213°F. De acuerdo con lo anterior, las principales propiedades PVT del crudo a condiciones de yacimiento se listan en la Tabla 6.

En el caso del campo de estudio se cuenta con diferentes Análisis Assay y SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos) para los pozos X1 y X3, estos se enuncian en la Tabla 7 y Tabla 8. En la Tabla 7, se observa la drástica variación de la gravedad API del crudo producido, disminución del 44.2% de la gravedad inicialmente presentada. Así mismo se presenta el incremento de la viscosidad a una temperatura de 100°F, pasando de valores inicialmente registrados de 7.4 cP hasta alcanzar un valor máximo de 490 cP.

Tabla 6.
Propiedades PVT Formación Mirador, pozos offset.

Propiedad	Magnitud
Gravedad API (°API)	29.21
μ_o @ condiciones yacimiento (cP)	3.31
Presión de saturación /Pb (psi)	68
β_o (RB/STB)	1.077
Rs (SCF/STB)	3.9
Co (psi ⁻¹)	6.38×10^{-6}
ρ (g/cc)	0.8804

Tabla 7.
Consolidado Análisis Assay Formación Mirador.

Pozo	Fecha	Intervalo	API (°)	GE	Asfaltenos (% másico)	Parafinas (% másico)	Visc @ 100 °F (cP)	Visc @ 122 °F (cP)	Visc @ 140 °F (cP)	Visc @ 210 °F (cP)
X1	01-05-14	9920' - 9974'	29.94	0.876			7.4		4.2	
X1	01-06-14	9920' - 9974'	29.50	0.879	0.66	8.4	8.5	5.3	4.3	
X1	03-08-14	9920' - 9974'	29.30	0.880	1.9	6.2	8.2	5.7		2
X3	04-08-14	9964' - 10012'	28.8	0.8827	2.6	6.9	9.5	6.5		2.3
X1	01-11-18	9920' - 9974' 10037'-10050'	16.70	0.955	10.1		490			

El análisis SARA es una prueba composicional, que se desarrolla con base a la polaridad y solubilidad del crudo y normalmente sobre fracciones pesadas, mediante la cual es posible conocer el porcentaje en peso de la cantidad de los compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos presentes en la muestra. Con los resultados obtenidos se puede determinar en cierta forma la naturaleza de la materia orgánica de la roca madre, el grado de madurez del crudo entre otros. Otra de las aplicaciones del análisis es poder inferir si el crudo presenta problemas de inestabilidad de asfaltenos mediante el uso de los datos obtenidos y correlaciones y técnicas desarrolladas.

Tabla 8.

Consolidado Análisis SARA Formación Mirador.

Pozo	Fecha	Intervalo	API (°)	Saturados (%)	Aromáticos (%)	Resinas (%)	Asfaltenos (%)	IIC
X3	20-03-15	9964' - 10012'	27.82	74.75	15.97	3.89	5.39	4.03
X1	13-11-15	9920' - 9974'	27.14	63.23	18.45	14.3	4.02	2.05
X3	13-11-15	9964' - 10012'	26.32	70.45	19.74	6.79	3.02	2.26
X1	28-01-16	9920' - 9974'	25.54	71.31	14.38	7.68	6.63	3.53
X3	28-01-16	9964' - 10012'	26.07	60.61	15.93	16.71	6.75	2.06
X1	25-02-16	9920' - 9974'	25.17	71.83	13.39	8.52	6.26	3.56
X3	07-09-16	9964' - 10012'	23.50	66.00	14.30	14.80	4.90	2.40
X1	01-11-18	9920' - 9974' 10037'-10050'	16.70	47.6	18.2	18.2	16.1	1.7

A partir de diferentes relaciones de las fracciones obtenidas en el análisis SARA es posible determinar la estabilidad de un crudo en términos de los asfaltenos presentes en él. De acuerdo con lo anterior, se analizó la estabilidad del aceite a partir del IIC (índice de inestabilidad coloidal), Relación Asfaltenos/Resinas (A/R) y la Estabilidad Stankiewicz (2002), en donde se evidenció que el aceite de la formación Mirador, a lo largo de la historia de producción, siempre ha presentado inestabilidad en lo concerniente a la depositación de compuestos orgánicos.

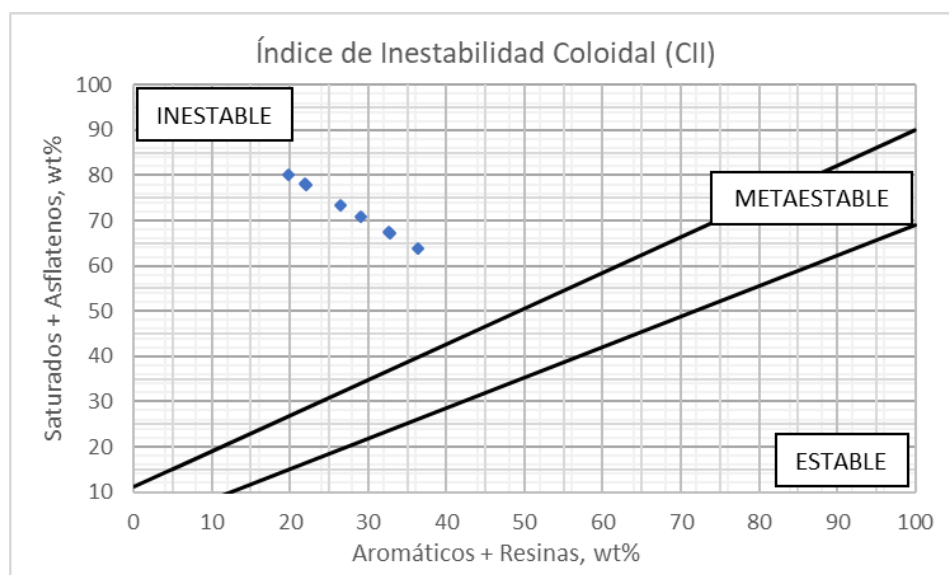


Figura 9. Índice de Inestabilidad Coloidal (IIC). Formación Mirador.

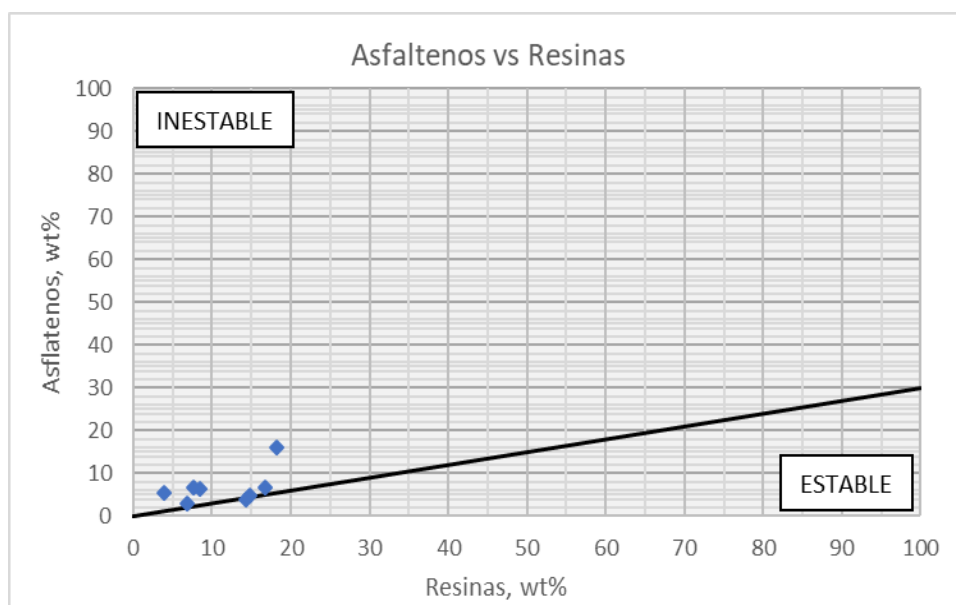


Figura 10. Relación Asfaltenos/Resinas. Formación Mirador.

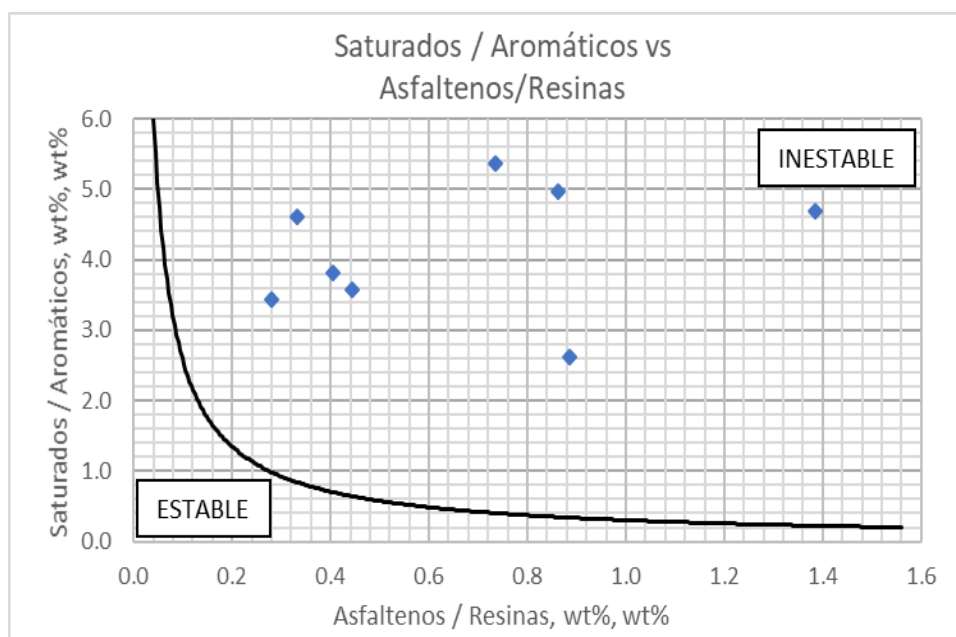


Figura 11. Estabilidad de Stankiewicz. Formación Mirador.

3.1.2.2 Agua. A continuación, de la Tabla 9 a la Tabla 12 se enuncian las propiedades del agua de producción para la formación Mirador, de acuerdo con los análisis fisicoquímicos realizados. En términos del agua de formación no es posible cuantificar la variación de sus propiedades, dado que no se cuenta con análisis de fluido reciente, es decir posterior a la pérdida de productividad.

Tabla 9.

Consolidado Análisis Fisicoquímico del Agua. Formación Mirador. Parte I

Pozo	Intervalo	Fecha	Ph_25°C	Conductividad_25°C_us/cm	Cloruros_mg/l	Sólidos_disueltos_25°C_mg/l	Oxígeno_Disuelto_25°C_mg/L	Turbiedad_NTU	Salinidad_25°C_mg/L
X-3	9964-10012	4/07/2015	7.48	289	19.5	138	3.61	1000	140
X-1	9920-9974	21/11/2015	8.46	708	25.7	345	6.37	1000	340
X-3	9964-10012	21/11/2015	7.85	486	27.3	235	3.4	1000	230
X-1	9920-9974	17/03/2016	7.63	361	18.1	173			
X-3	9964 - 10012	17/03/2016	7.51	305	14.4	146			

Tabla 10.

Consolidado Análisis Fisicoquímico del Agua. Formación Mirador. Parte II

Pozo	Fecha	Resistividad_25°C_ohm, m	Densidad_20°C_g/ml	Gravedad_Específica_20°C	CO2_mg/L	Alcalinidad_Total_mg/L	Dureza_Cálcica_mg/L	Dureza_Magnésica_mg/L
X-3	4/07/2015	34.2	0.997	1	10	100	7.1	2
X-1	21/11/2015	14.1	1	1	10	160	76.6	10
X-3	21/11/2015	20.6	0.997	0.999	10	111	11.7	9.1
X-1	17/03/2016							
X-3	17/03/2016							

Tabla 11.

Consolidado Análisis Fisicoquímico del Agua. Formación Mirador. Parte III

Pozo	Fecha	Dureza_Total_mg/L	Bicarbonatos_mg CaCO3/L	Carbonatos_mg/L	Salinidad_Equivalente_mg/L NaCl Calc rep.	Sulfatos_mg/L	Nitratos_mg/L_N-N03	Sólidos_Suspendidos_Totales_mg/L	Sólidos_Totales_mg/L	Bario_mg/L
X-3	4/07/2015	7.4	100	4	121	13.2	5.12	16	176	0.096
X-1	21/11/2015	86.6	145	15	245	18.2	1.23	480	840	0.096
X-3	21/11/2015	20.8	111	4	152	12.6	0.536	680	915	0.096
X-1	17/03/2016		118	4						
X-3	17/03/2016		99.2	4						

Tabla 12.

Consolidado Análisis Fisicoquímico del Agua. Formación Mirador. Parte IV

Pozo	Fecha	Ca_m g/L	Fe_m g/L	Mg_m g/L	K_mg/ L	Na_mg/L	Si_mg /L	Silico_ mg/L	Índice_ Langelier	Indice_ Rysnar	Índice_ Saturación
X-3	4/07/2015	2.9	0.372	0.08	8	46.4	205	91.2	0.42	6.64	0.11
X-1	21/11/2015	31.5	0.234	2.38	11.4	73.2	75	35	2.82	2.82	2.09
X-3	21/11/2015	4.7	0.524	2.19	16.5	56.5	91.3	42.6	2.24	4.15	1.41
X-1	17/03/2016	2.84		0.1	5.77	73.1	87.5	41.3	0.12	7.39	-1.17
X-3	17/03/2016	0.312		0.087	4.04	63.5	88.3	42.1	-1.02	9.55	-2.3

A partir de la información presentada, se tiene que el agua de formación es un agua básica, pH superior a 7. Adicionalmente, mediante la estimación de los índices de estabilidad de Langelier y de Ryznar, se tiene que el agua de formación tiene una tendencia a generar incrustaciones de CaCO_3 . Así mismo, la última muestra de agua tomada del pozo X3, presenta una tendencia corrosiva, este pozo se encuentra suspendido desde agosto de 2017, cuando el sistema de levantamiento artificial se aterrizó mostrando una alarma de sobrecarga (pulling pendiente, origen de falla por definir).

3.1.3 Historia de Presiones del yacimiento. A partir de las diferentes pruebas de presión realizadas en la formación Mirador en los pozos X1 y X3 se presenta el comportamiento de la presión del yacimiento a lo largo del tiempo y de la producción del yacimiento.

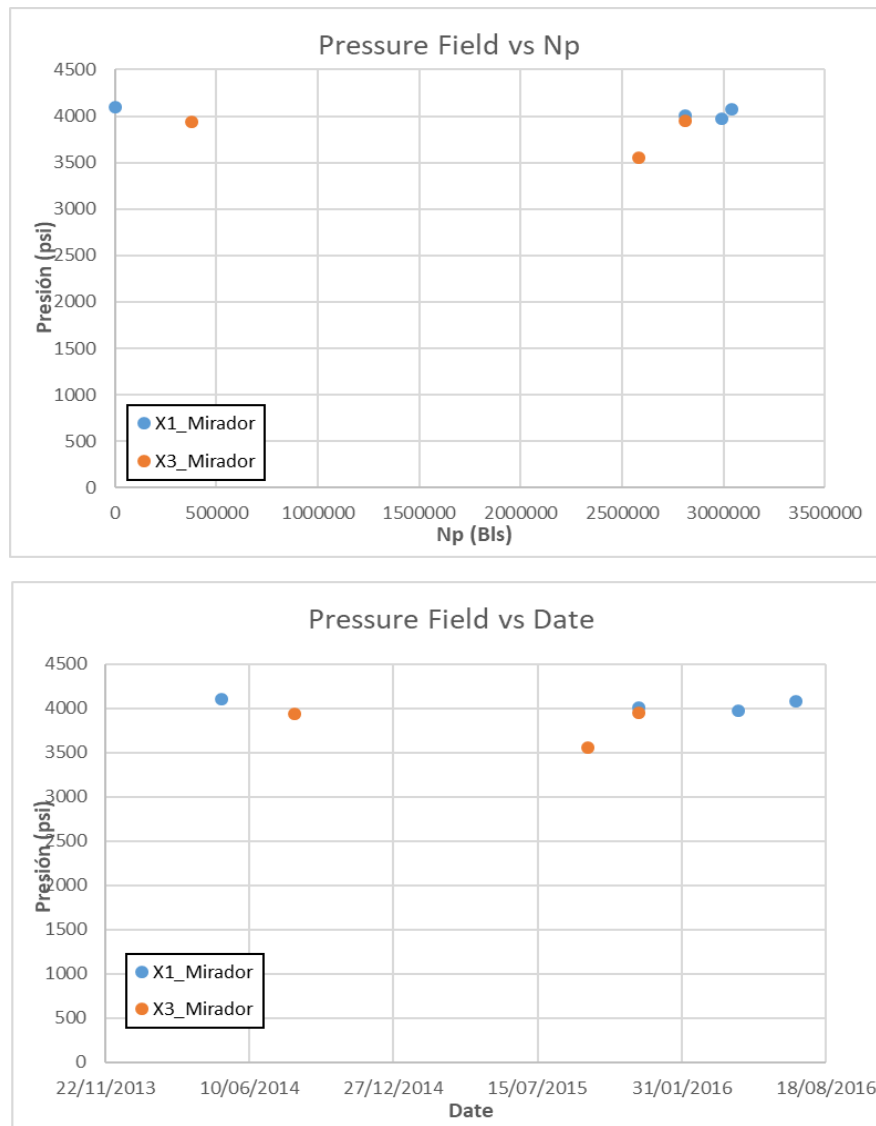


Figura 12. Histórico de Presiones Formación Mirador.

Tabla 13.

Consolidado Historia de Presiones. Formación Mirador.

Pozo	Date	PMP MD (ft)	PMP TVD (ft)	Sensor TVD (ft)	Last B/U Rate (Psi/hr.)	Shut In Time (hrs)	Pressure @ Sensor (Psi)	Gradiente (psi/ft)	Datum TVDs	Pressure @ Datum	Np Field (Bbls)
X1	02/05/2014	9942	9916	9803	0.641	14.0	4041.5	0.3812	9362.0	4099.4	1274.9
X1	03/12/2015	9942	9916	5094	4.940	18.8	2073.4	0.3987	9362.0	4011.6	2809166.8
X1	19/04/2016	9942	9916	8983	22.220	17.6	3557.8	0.4232	9362.0	3969.3	2991123.1
X1	08/07/2016	9985	9959	10024	0.374	15.0	4106.8	0.4321	9362.0	4077.0	3037756.8
X3	11/08/2014	9988	9955	5096	0.000	85.0	2072.1	0.3831	9362.0	3933.7	379691.9
X3	23/09/2015	9988	9955	5096	1.020	24.0	1588.7	0.4038	9362.0	3551.2	2579807.2

A partir de las pruebas de presión realizadas y el análisis de la producción y productividad de los pozos, se observó interferencia entre los pozos X1 y X3.

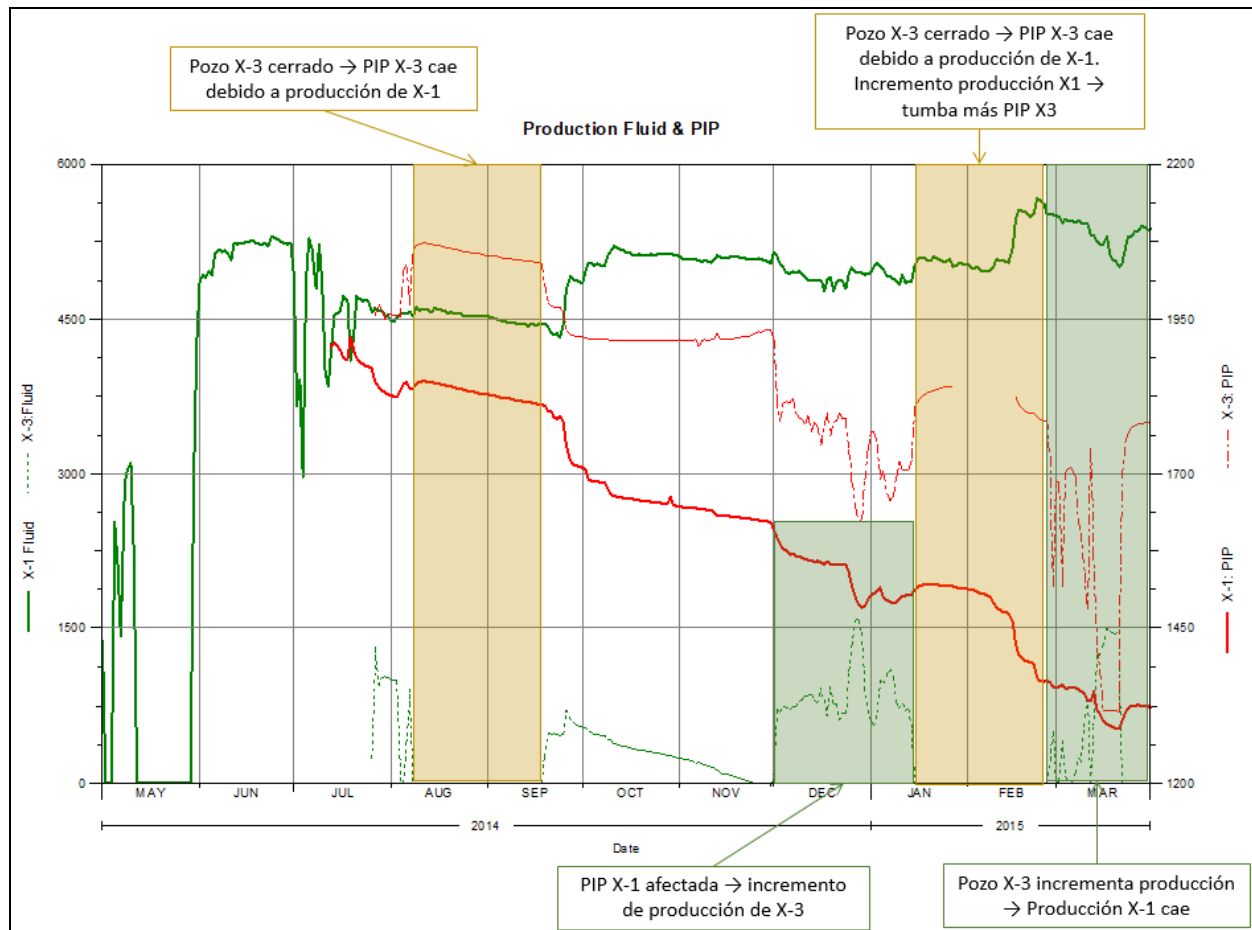


Figura 13. Identificación de Interferencia existente pozos X1 y X3.

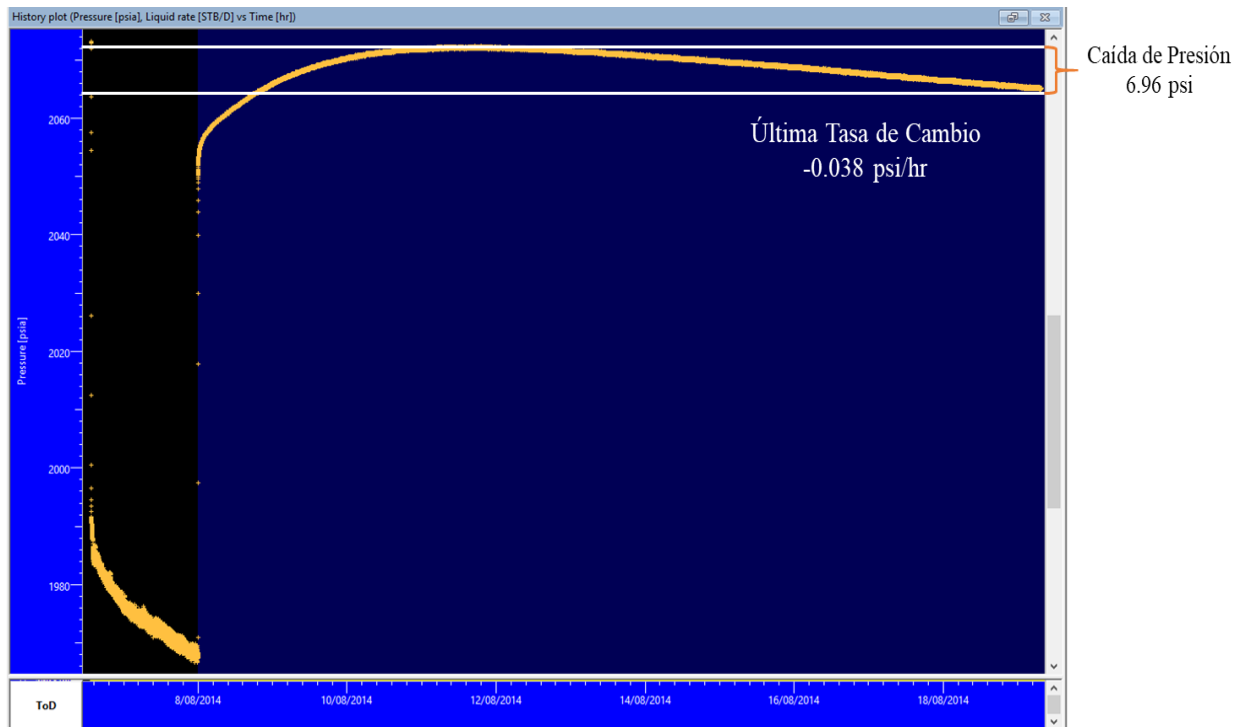


Figura 14. Interferencia X-3 debido a producción de X-1 (agosto 2014).

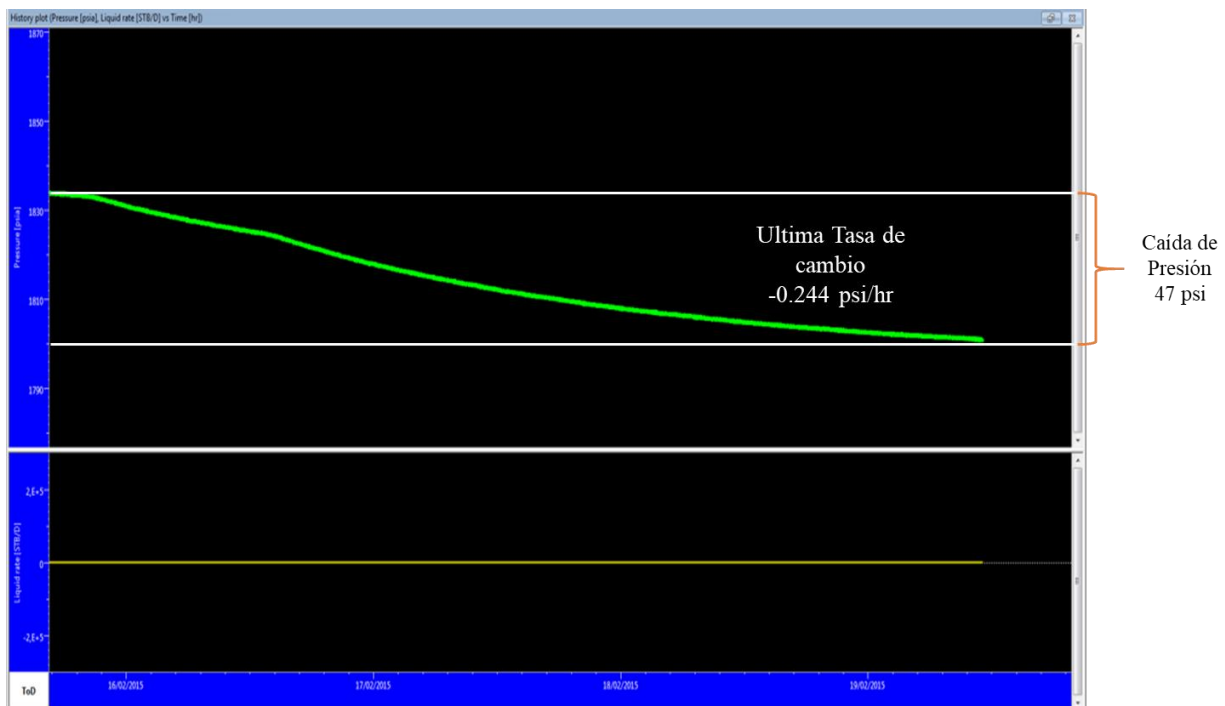


Figura 15. Interferencia X-3 debido a producción de X-1 (febrero 2015).

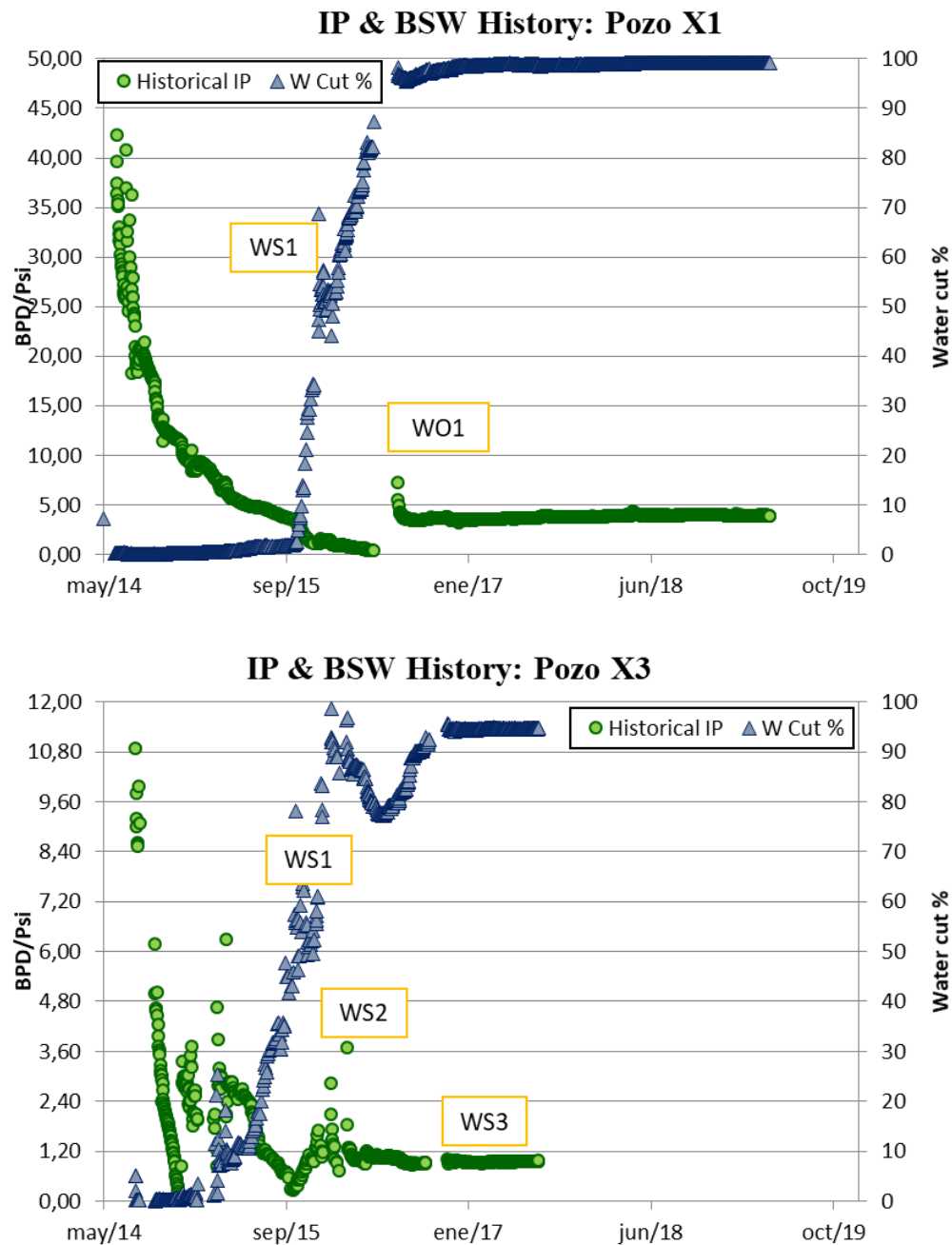


Figura 16. Historia Índice de Productividad y BSW Pozos X1 y X3.

A continuación, se presenta el análisis de la pérdida de productividad del pozo X-3 con base en el análisis de presión de la prueba de restauración de presión llevada a cabo en septiembre de 2015, empleando el software Sapphire.

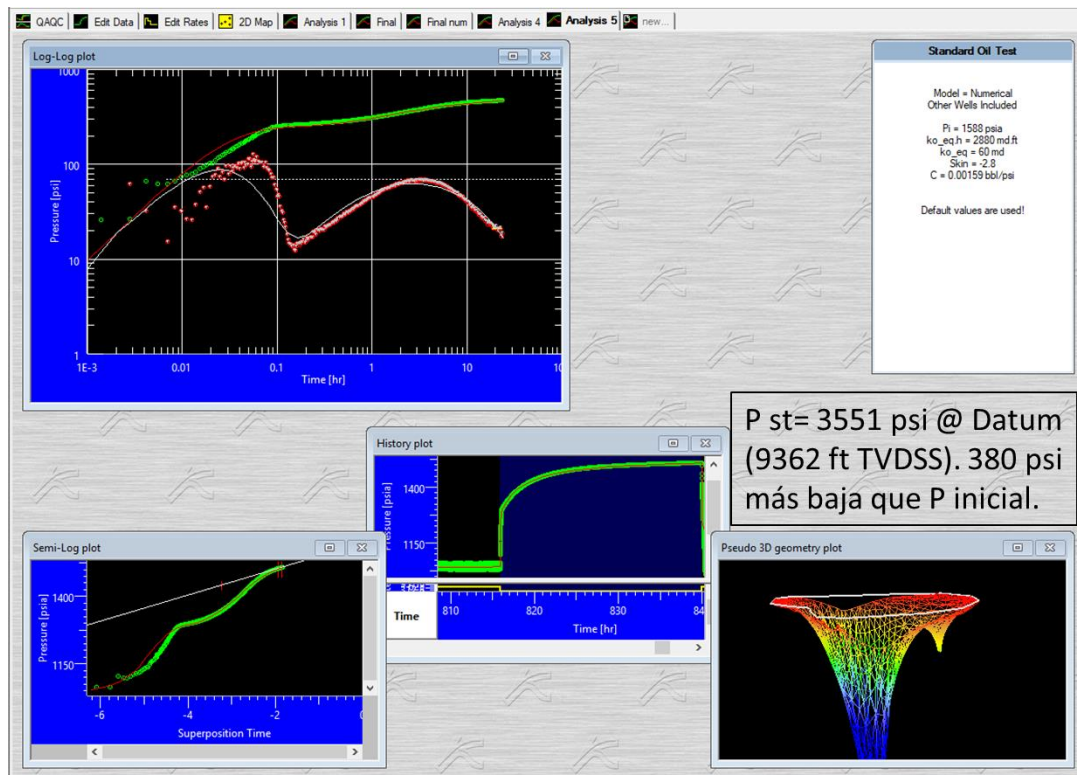


Figura 17. Modelo Numérico PBU pozo X-3 incluyendo pozo X1 (sept 2015).

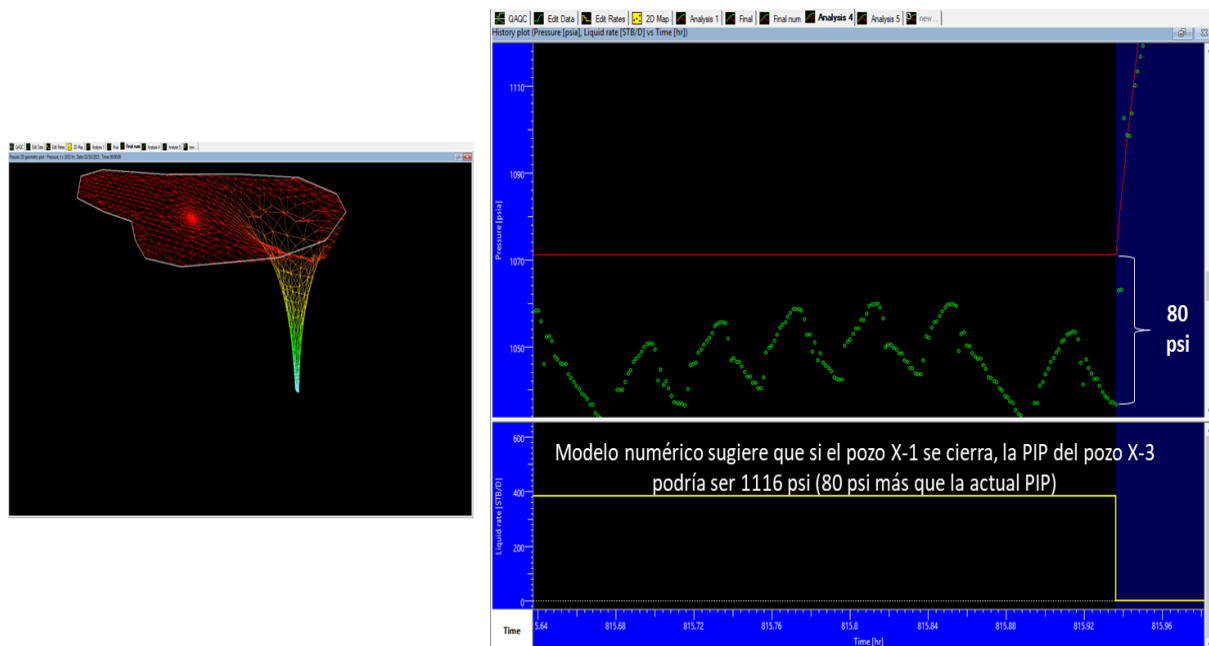


Figura 18. Modelo Numérico PBU pozo X-3 sin pozo X1 (sept 2015).

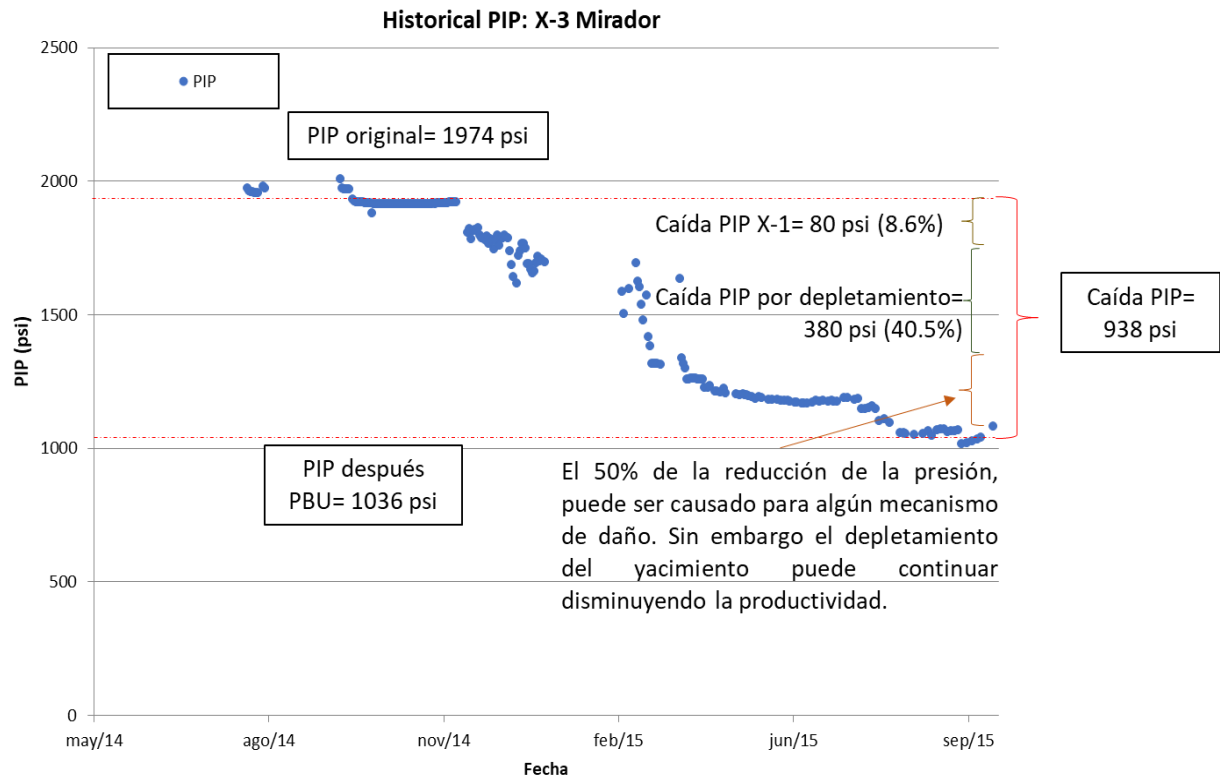


Figura 19. Análisis de la productividad pozo X-3.

De acuerdo con el análisis presentado anteriormente, se identificó que el agotamiento de presión del yacimiento es el responsable de la pérdida de la productividad del yacimiento por el orden del 40%. Así mismo, se identificó que la interferencia existente entre los pozos X-1 y X-3 no es tan significativa (orden de 80 psi aproximadamente 8.6%). De acuerdo con el ajuste del modelo obtenido con la herramienta Sapphire, sugiere dado el valor negativo del Skin, que el pozo está estimulado, diversos mecanismos de daño pueden estar reduciendo la productividad del pozo en un 50%.

Al incluir el punto de drenaje pozo X-1 ubicado a tan solo 180 metros del pozo X-3, se observa que el cono de presión ocasionado por este pozo luego de una producción acumulada de 2.34 MBbl, dentro del modelo numérico generado juega un papel importante, desviando el ajuste de la permeabilidad y del daño. Básicamente, dentro del modelo generado los pozos X-1 y X-3 actúan como un solo pozo en comparación con el tamaño de la estructura.

4. Interacción Roca-Fluido y Fluido-Fluido

En este capítulo se describe la revisión de los antecedentes de los fluidos empleados en las operaciones de perforación y completamiento, para verificar el impacto de estos sobre la roca y los fluidos contenidos en el yacimiento.

4.1 Fluidos empleados en la perforación

Durante las operaciones de perforación del pozo X-1, el lodo de perforación empleado se resume en la Tabla 14. De las lecciones aprendidas y/o recomendaciones que se presentaron durante la perforación del pozo, se recomienda que, para no inducir pérdidas en la formación por incrementos de la ECD, se realice una adecuada limpieza del hueco, esto es decir con una tasa de penetración de la formación baja y caudales medios-altos. Por otra parte, durante la corrida del revestimiento de 7" se presentaron ciertas pérdidas del fluido a la formación y se incrementó la invasión del lodo a la formación, producto de haber rotado el revestimiento, ya que esta práctica removió el revoque de lodo previamente formado por el fluido de perforación.

Tabla 14.

Consolidado Fluido de perforación pozo X-1.

Profundidad	Tipo de Fluido	Peso de Lodo (MW)	
		Min	Máx.
Superficie - 1386'	Spud Mud	8.6	8.9
1386' - 5848'	Polímero Relajado	8.6	9.2
5848' - 10766'	Polímero Clayseal	9.2	9.4

Durante la perforación, dado el contenido de minerales de arcillas apreciados en las muestras de zanja, el pH del sistema fue mantenido entre 8.5 y 9.0 a fin de no ocasionar reactividad en las arcillas perforadas, para no ocasionar su hinchamiento. Durante la perforación no se presentaron pérdidas de lodo hacia la formación, estas ocurrieron a nivel de los equipos de superficie del control de sólidos.

De acuerdo con el desempeño del fluido de perforación empleado en el pozo X-1 y a que no se evidenciaron cambios morfológicos significativos ni cambios anormales en el tamaño o cantidad de los cortes durante la perforación, lo cual es un indicativo de la estabilidad de las paredes del pozo, se considera que no se generó un daño de formación durante las operaciones de perforación.

En la Tabla 15 se presenta el consolidado del fluido de perforación empleado en el pozo X-3. De las lecciones aprendidas y/o recomendaciones que se presentaron durante la perforación del pozo, pese a que la formación Guayabo en su mayoría está compuesta por arcilla, con el inhibidor de arcillas empleado, no se presentó taponamiento de las líneas de flujo y equipos de superficie. No se presentaron problemas durante la perforación del pozo ya que el nitrato de calcio, presente en el fluido de perforación, neutralizó la acción de las arcillas reactivas de la

formación Guayabo. El control de filtrado en el pozo X-3 con la generación del revoque necesario para evitar el filtrado invasivo del lodo hacia la formación, minimizó o anuló el daño de formación generado por el filtrado de lodo. Adicionalmente, de la lección aprendida de la corrida de revestimiento de 7" del pozo X-1, no se rotó el revestimiento a fin de no retirar de la pared del pozo el revoque ya generado.

Tabla 15.

Consolidado Fluido de perforación pozo X-3.

Profundidad	Tipo de Fluido	Peso de Lodo (MW)	
		Min	Máx.
Superficie - 995'	Natural Gel	8.6	8.8
995' – 5864'	Natural Gel	8.8	9.0
5864' - 10880'	Q-MaxDrill	9.8	9.8

4.2 Fluidos empleados en las operaciones de completamiento y reacondicionamiento

A continuación, se listan los diferentes fluidos de control utilizados durante el completamiento inicial y las intervenciones realizadas en los pozos X-1 y X-3. El mecanismo de control de pozo empleado por la compañía operadora, es el Método del Perforador, el cual teóricamente no genera daño de formación, como lo es la inyección forzada del influjo hacia la formación. De acuerdo con la revisión realizada a los antecedentes de los completamientos iniciales y los trabajos de reacondicionamiento se evidenció que solamente en los completamientos iniciales fue empleado un fluido de control como el formiato de sodio, en las demás intervenciones, el fluido de control consistía básicamente en agua tratada en concentraciones mínimas, lo cual como se evidencia en las tablas siguientes, no genera un incremento en el peso del fluido de control, el cual corresponde al peso del agua.

Tabla 16.

Consolidado fluido de completamiento pozo X-1.

Fecha	Trabajo	Fluido de Control	Peso (ppg)	Volumen Circulado (Bbl)
04/04/2014	IC	Formiato de Sodio	9.2	2583
10/12/2015	WS1	Agua Tratada con surfactante no iónico soluble + bactericida	8.33	657
15/07/2016	WO1	Agua Tratada con surfactante no iónico soluble	8.33	215

Tabla 17.

Consolidado fluido de completamiento pozo X-3.

Fecha	Trabajo	Fluido de Control	Peso (ppg)	Volumen Circulado (Bbl)
26/07/2014	IC	Formiato de Sodio	8.5	400
16/12/2015	WS1	Agua Tratada con surfactante no iónico soluble + bactericida	8.33	238
14/01/2016	WS2	Agua Tratada con surfactante no iónico soluble + bactericida	8.33	110
28/11/2016	WS3	Agua Tratada con surfactante no iónico soluble + bactericida	8.33	95

De acuerdo con la literatura, los fluidos de completamiento a base de Formiato de Potasio y Sodio son fluidos limpios, libres de sólidos que no generan daño a la formación y que presentan un comportamiento bueno en cuanto a las pruebas de filtrado a nivel del laboratorio. Adicionalmente, cuando su peso supera las 9 libras por galón, se comportan como inhibidoras de arcillas y minimizan la migración de finos a través de la formación. Adicionalmente no contienen agentes humectantes que puedan inducir cambios en la mojabilidad. De acuerdo con lo anterior, durante las operaciones de completamiento inicial de los pozos y los posteriores trabajos de reacondicionamiento, no se relaciona o evidencia una tendencia del fluido a generar daño de formación.

4.3 Variación de la permeabilidad

Al realizar una comparación en los análisis PBU del pozo X-3 realizados en agosto de 2014 y diciembre de 2015, se observa cambios en la permeabilidad. De la Figura 20 se tiene que, a mayor permeabilidad, el cambio de la presión será rápido, significa valores pequeños en la derivada de la presión. Básicamente, cuanto más permeable sea la formación, más rápido reaccionará el fluido a una perturbación en la presión. La permeabilidad estimada con el PBU de 2014 fue de 1981 mD y la permeabilidad obtenida del PBU del 2015 fue de 45 mD.

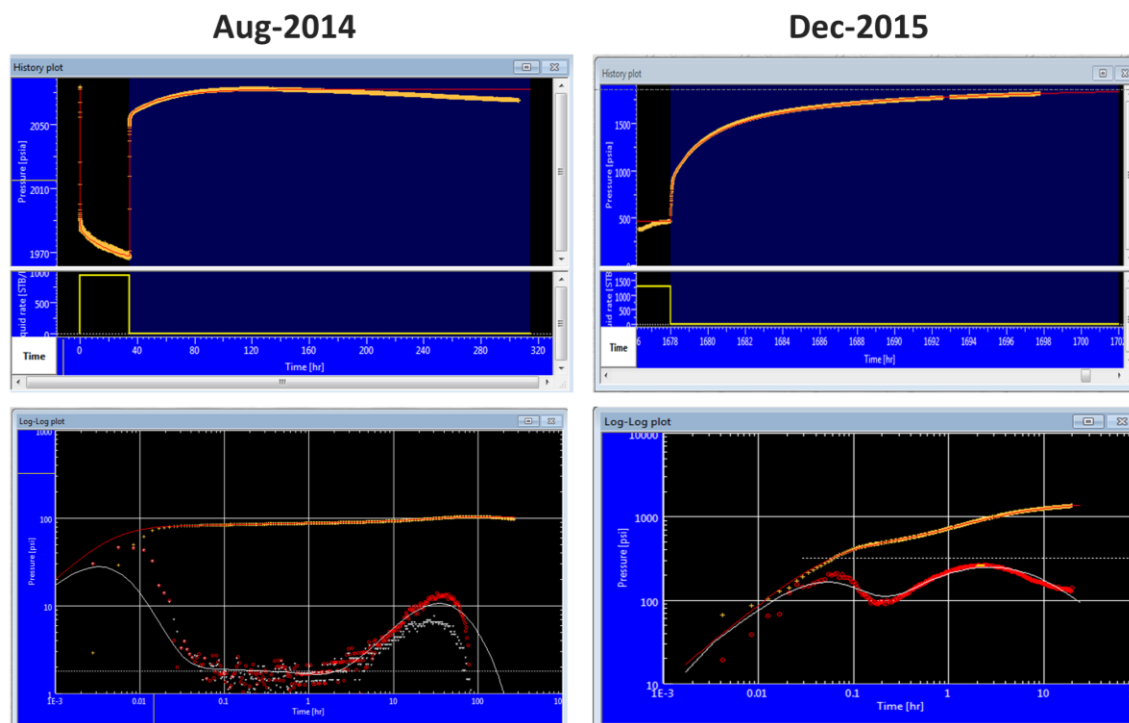


Figura 20. Comparación PBU pozo X-3.

Al superponer las derivadas de la presión para ambas pruebas de restauración de presión en un mismo gráfico Log-log, se observa el cambio en la permeabilidad con el desplazamiento que tiene la curva.

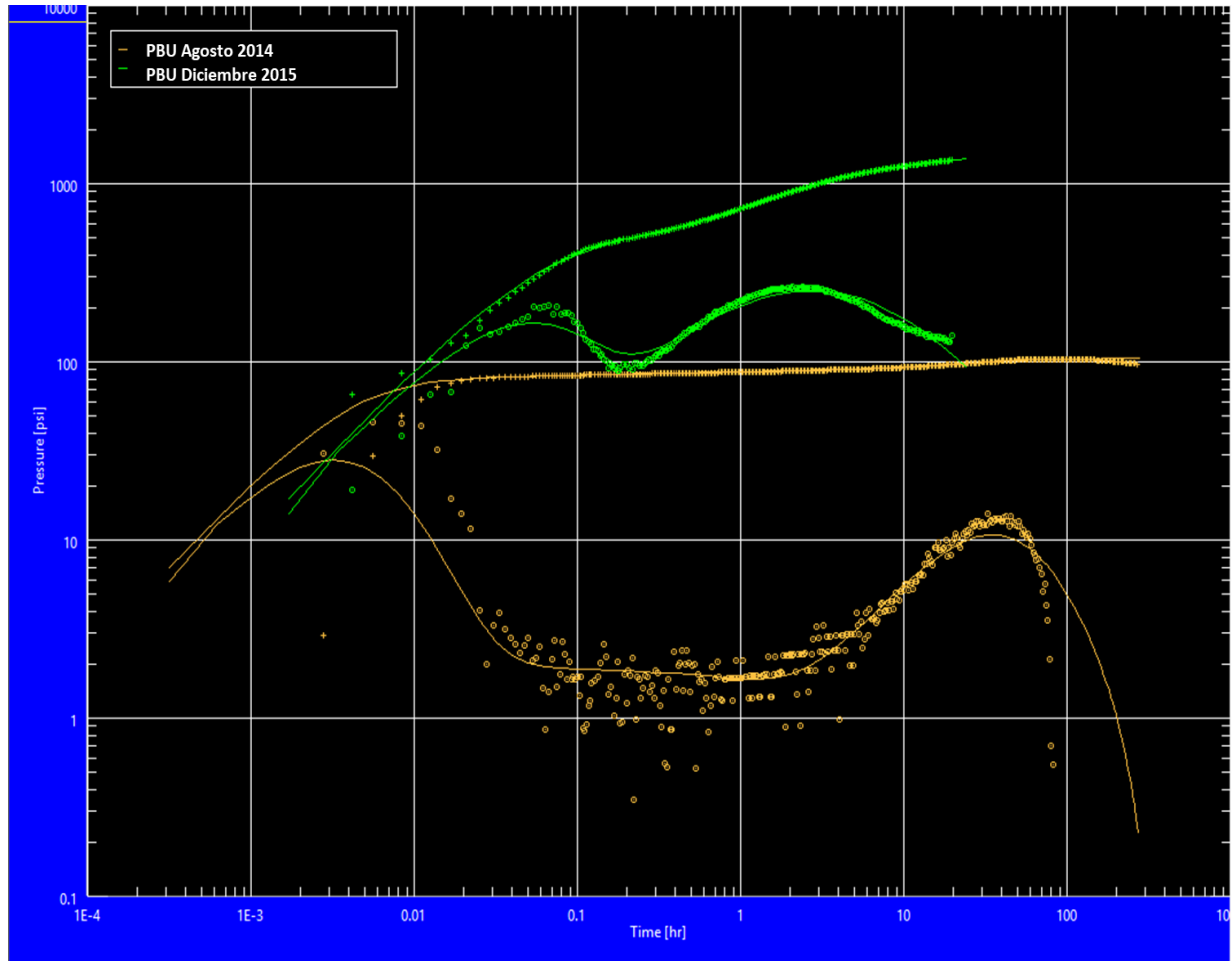


Figura 21. Comparación PBU Log-Log plot, pozo X-3. Variación permeabilidad.

4.3.1 Identificación de la pérdida de productividad mediante modelos de pozo.

A continuación, se presentan los modelos de pozos, modelos de análisis nodal, desarrollados mediante la herramienta Petroleum Experts PROSPER, a partir de la cual se observa el potencial de producción de los pozos X-1 y X-3.

4.3.1.1 Pozo X-1. Para el pozo X-1, se desarrollaron a lo largo de la vida productiva cuatro (4) modelos de pozo, i) a la condición inicial, ii) previo al trabajo de Workover en donde se adicionó un intervalo de la formación Mirador, iii) posterior al trabajo de reacondicionamiento y iv) la condición actual de producción.

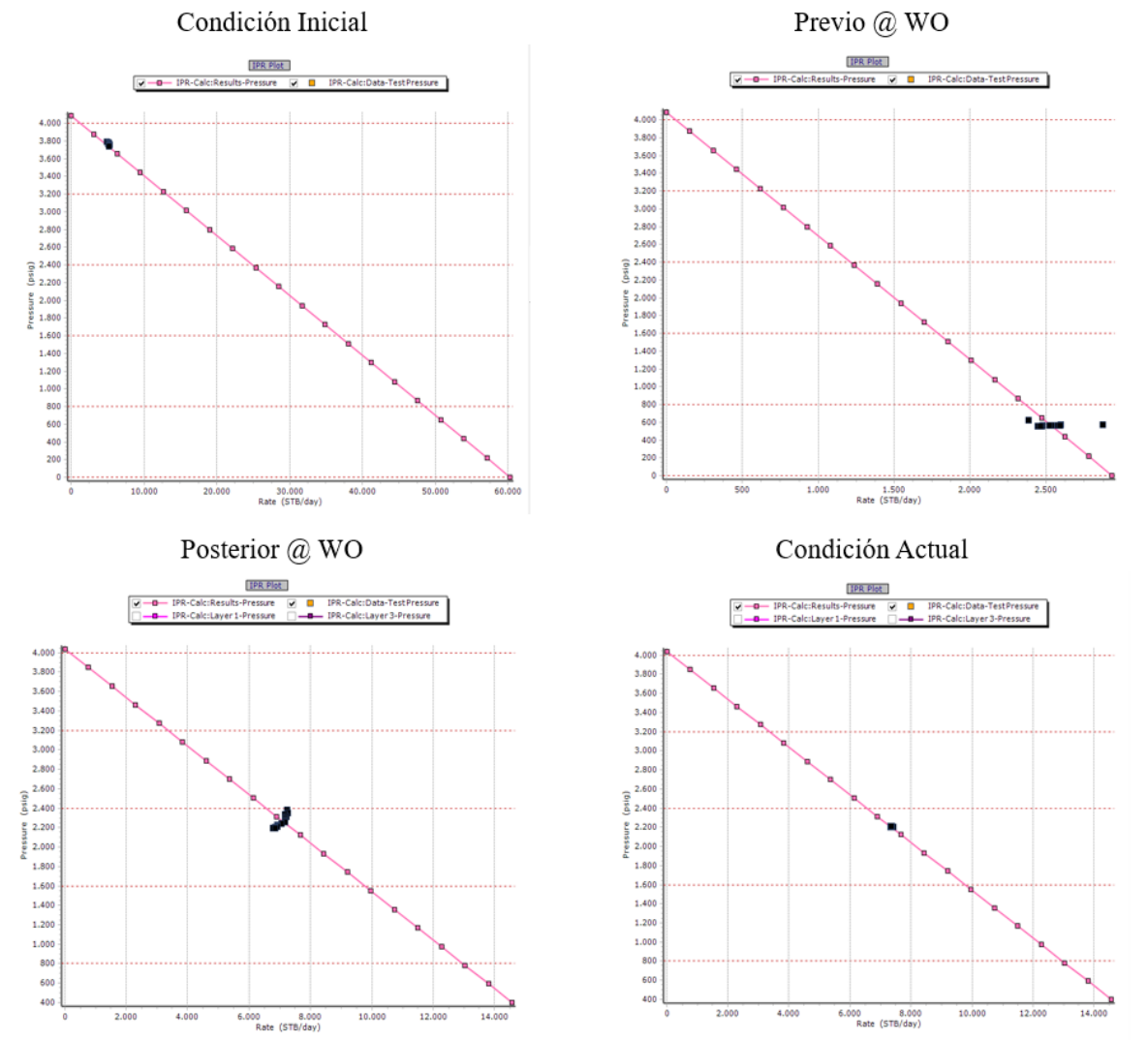


Figura 22. Modelos de pozo X-1. Pérdida de Productividad

En la Tabla 18 se resumen los parámetros principales empleados en cada uno de los modelos desarrollados, en donde la información de entrada se tomó de los resultados de la interpretación de las pruebas de restauración de presión realizadas. De acuerdo con la información presentada, se observa que el AOF del potencial ha disminuido por el orden del 76% y el índice de productividad el 73%.

Tabla 18.

Consolidado modelos de pozo, Pozo X-1

Modelo	Permeabilidad (mD)	Daño	AOF (BFPD)	IP (BFPD/psi)
Condición Inicial	1430	9.46	60248	14.78
Previo @ WO	113	20.4	2935	0.72
Posterior @ WO	113	20.4	14560	4.01
Condición Actual	113	20.4	14560	4.01

4.3.1.2 Pozo X-3. Para el pozo X-3, se desarrollaron a lo largo de la vida productiva dos (2) modelos de pozo, i) a la condición inicial y ii) condición actual, la cual se mantuvo constante hasta que falló la última bomba electrosumergible y desde antes de la primera profundización del sistema de levantamiento artificial, donde se observó la disminución de la productividad.

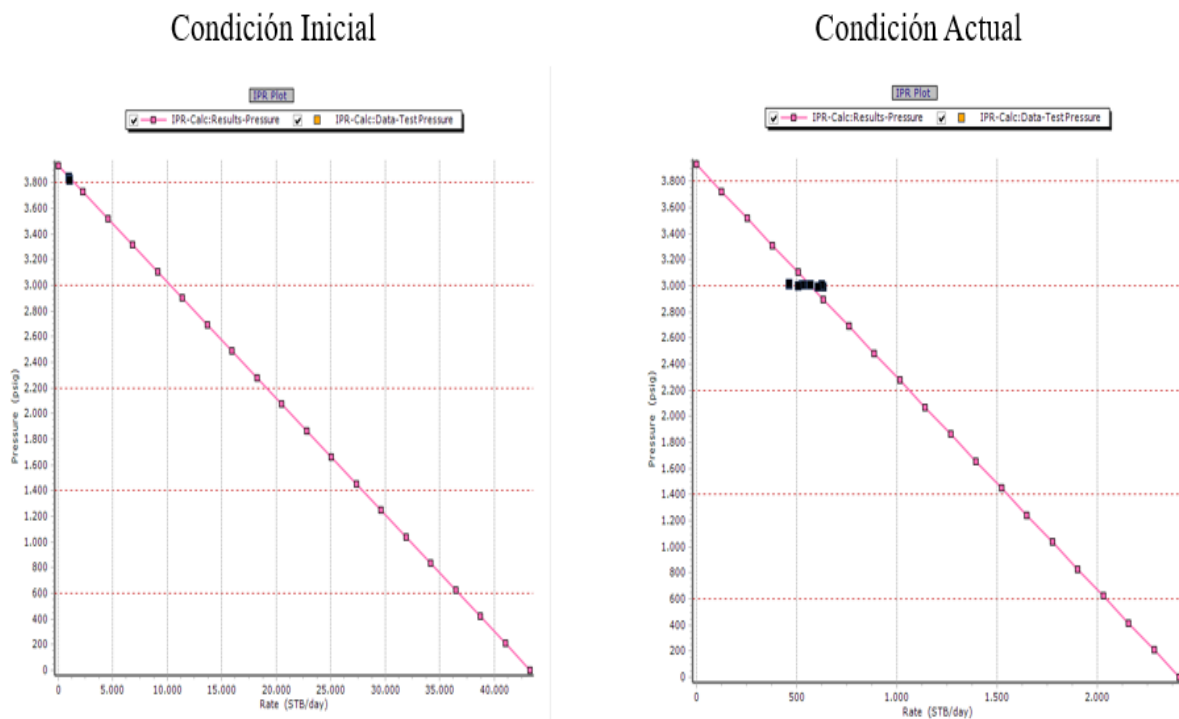


Figura 23. Modelos de pozo X-3. Pérdida de Productividad

En la Tabla 19 se resumen los parámetros principales empleados en cada uno de los modelos desarrollados, en donde la información de entrada se tomó de los resultados de la interpretación de las pruebas de restauración de presión realizadas. De acuerdo con la información presentada, se observa que el AOF del pozo ha disminuido por el orden del 94% y el índice de productividad el 95%.

Tabla 19.
Consolidado modelos de pozo, Pozo X-3

Modelo	Permeabilidad (mD)	Daño	AOF (BFPD)	IP (BFPD/psi)
Condición Inicial	1980	17	43268	11.02
Condición Actual	110	17	2490	0.61

4.4 Seguimiento a variables de producción

Al revisar las variables de producción de los pozos X-1 y X-3 se observa que con el incremento en el corte de agua se hace evidente la caída en la productividad de los pozos. Al observar el comportamiento del índice de productividad del pozo X-3 se aprecia que cuando el corte de agua se estabiliza (último período de producción antes de la falla del sistema de levantamiento artificial), el índice de productividad también muestra una tendencia estable. El mismo efecto es observado en el pozo X-1, después del trabajo de Workover, en donde con la estabilización del corte del agua, se observa estabilidad en el índice de productividad.

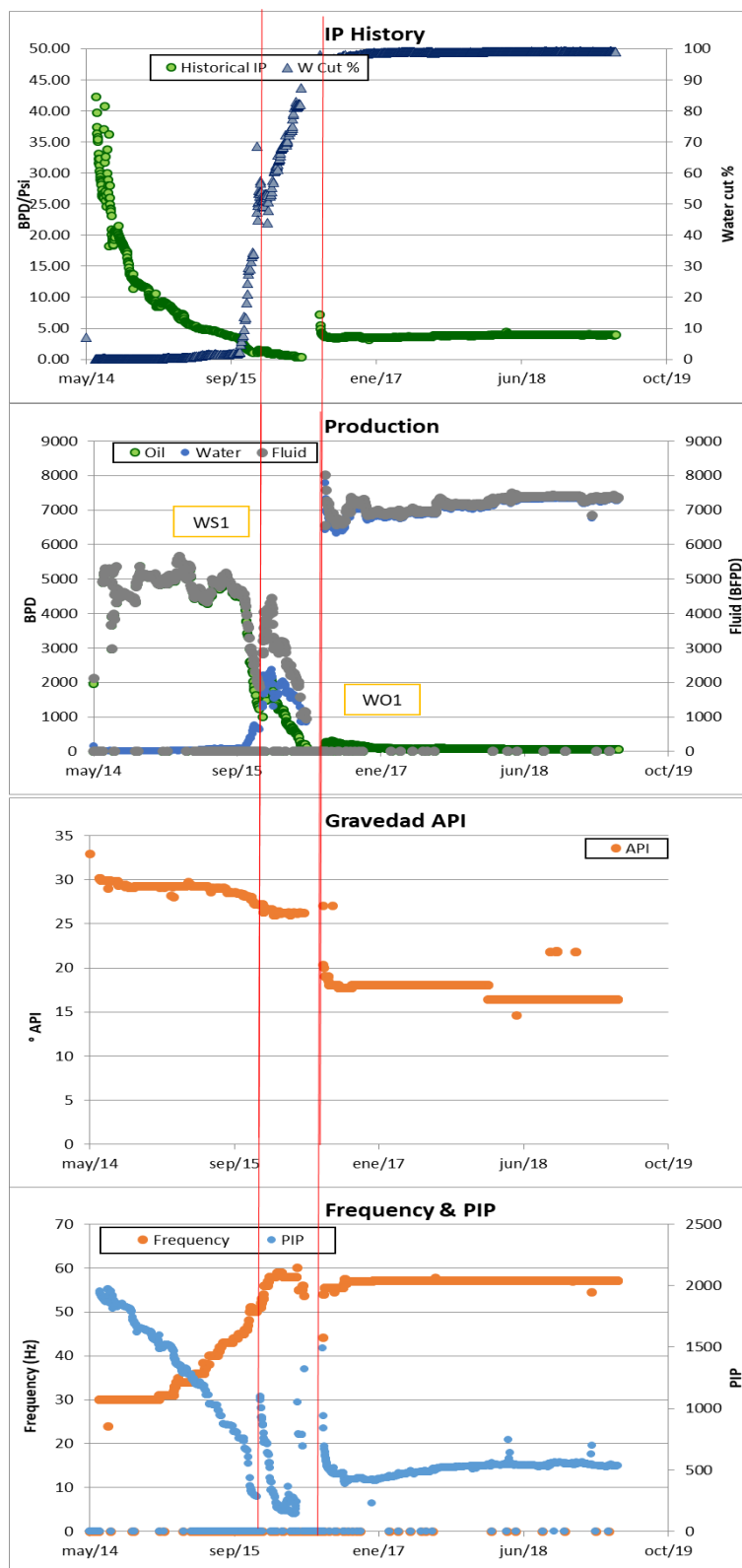


Figura 24. Seguimiento variables producción pozo X-1, Formación Mirador.

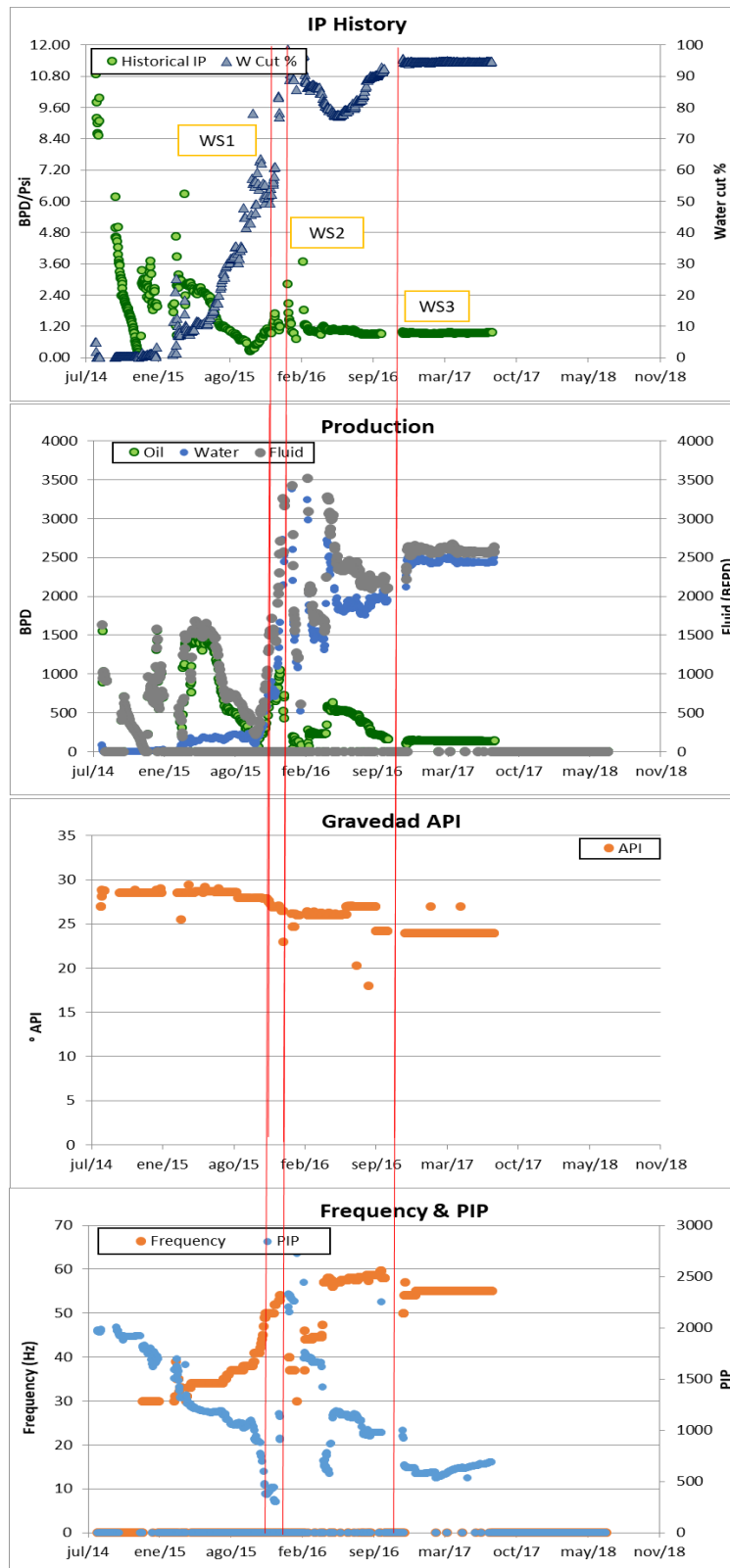


Figura 25. Seguimiento variables producción pozo X-3, Formación Mirador.

5. Identificación de Oportunidades

A fin de identificar las oportunidades técnicas que conduzcan al incremento de las reservas del caso de estudio, se procedió a realizar el diagnóstico del daño de formación, presente en la formación Mirador del campo de estudio, mediante la implementación de la metodología desarrollada por Ebrahim (2015) dada la inestabilidad identificada en términos de contenido orgánico, en el crudo que se produce de la Formación Mirador, en donde se propuso un enfoque estructurado para diagnosticar los daños a la formación causados por depósitos orgánicos y agentes de superficie. El diagnóstico fue organizado en árboles de decisión que forman la estructura central de un proceso de diagnóstico para identificar los tipos de daño de formación. Esta metodología fue desarrollada en campos de California y Arabia Saudita, donde en ambos casos se obtuvo como resultado la identificación del mecanismo de daño a partir de las observaciones de campo.

5.1 Daño de Formación: Asfaltenos

A continuación, se presenta el árbol de decisión seguido para determinar si la depositación de asfaltenos es probable en la formación Mirador, objeto de estudio del presente trabajo. Para entrar a este árbol de decisión es necesario conocer si estamos en presencia de un yacimiento saturado o subsaturado. De acuerdo con la información presentada a lo largo del documento se establece que la presión actual de la formación Mirador es de 4077 psi y la presión de burbuja tomada del análisis PVT de un pozo vecino es de 68 psi, por lo cual estamos en presencia de un

yacimiento subsaturado ($P_r \geq P_b$). Adicionalmente en el yacimiento no hay inyección de HCl y el API inicial de la formación es superior a 27°API, sin embargo, de acuerdo con los análisis SARA el contenido de asfaltenos es superior al 3% en peso, pero su concentración no está muy desviada de dicho valor, excepto en el último análisis SARA realizado. Dando continuidad al árbol de decisión se observa que en el yacimiento no hay inyección ni de CO₂ ni de Gas natural o Solventes, razón por la cual, el árbol de decisión conlleva a que la precipitación de asfaltenos no es probable en este yacimiento.

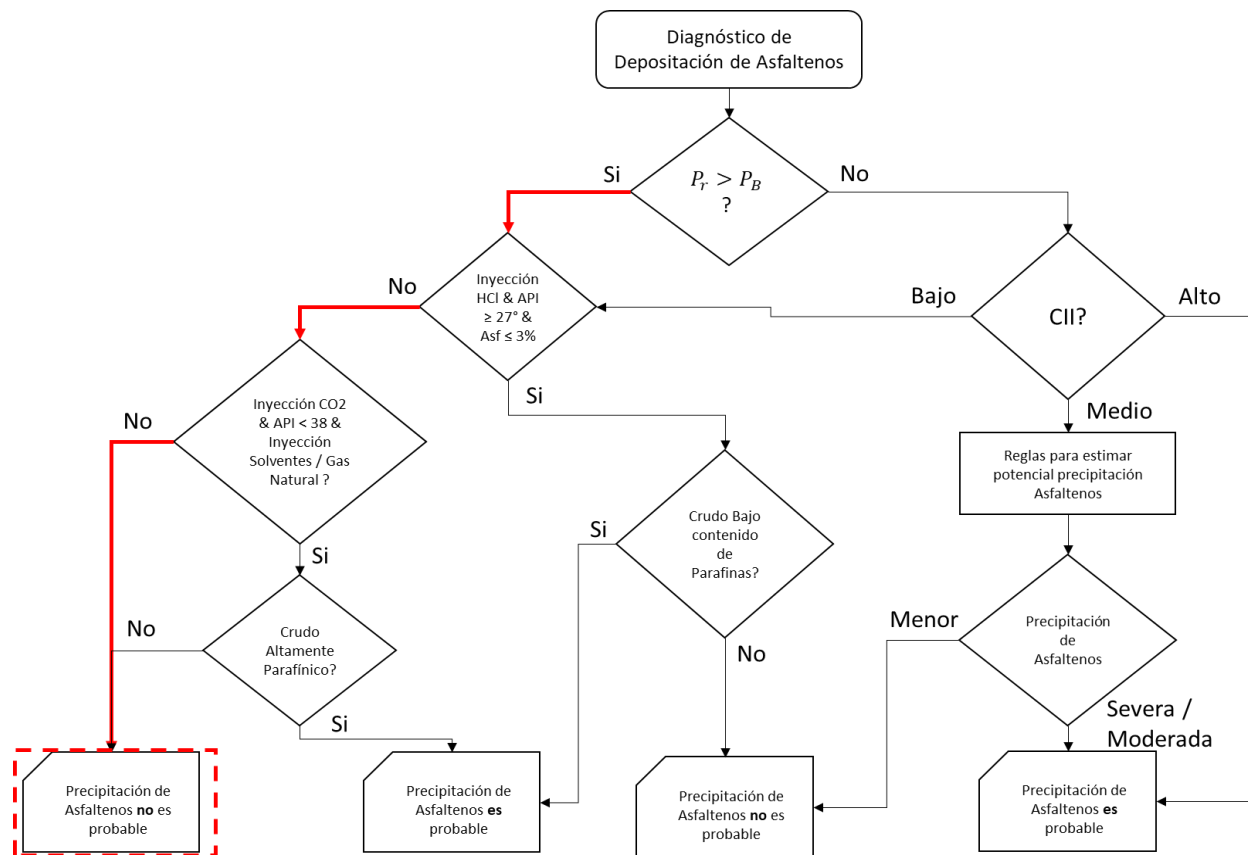


Figura 26. Árbol de decisión del Diagnóstico de Depositación de Asfaltenos.

Nota: Ebrahim, A. S., Garrouh, A. A., & Lababidi, H. M. S. (2016). A structured approach to the diagnosis of formation damage caused by organic scale deposits and surface active agents, Part I: Development of a Diagnostic Process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 138, 234–244.

5.2 Daño de Formación: Depósito de Parafinas

A continuación, se presenta el árbol de decisión seguido para determinar si la depositación de parafinas es probable en la formación Mirador, objeto de estudio del presente trabajo. Para entrar a este árbol de decisión se debe acudir a la observación presentada en las facilidades de superficie, en donde se requiere conocer si el aceite es calentado en los tanques de almacenamiento y conocer el contenido de parafinas del crudo. Adicionalmente, es necesario conocer la temperatura del fondo del pozo, y de acuerdo con lo referenciado anteriormente es de 220°F y la temperatura de aparición de la parafina (WAT por sus siglas en ingles Wax appearance temperature). Adicionalmente se tiene que el pour point que corresponde a la temperatura más baja a la cual el petróleo fluiría, para el presente caso es de 24°F. Así mismo, la afectación de los depósitos de parafinas viene dada si se produce y/o inyecta gas a la formación y de si el yacimiento está depletado o si se inyecta agua fría, ácido o se ha realizado fracturamiento hidráulico. Al seguir el árbol de decisión, se obtiene que los depósitos de parafinas no son probables en el yacimiento de estudio.

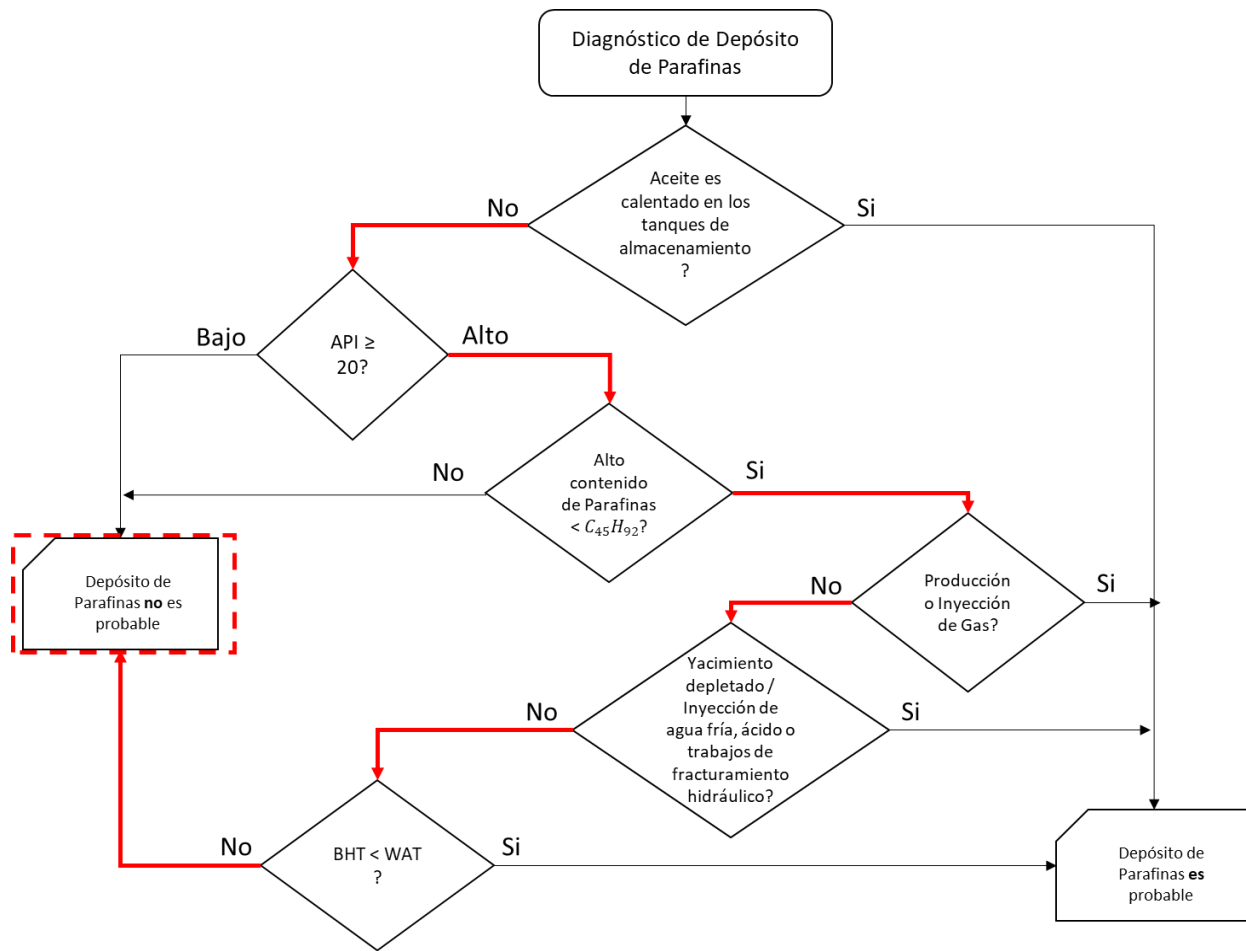


Figura 27. Árbol de decisión del Diagnóstico de Depositación de Parafinas.

Nota: Ebrahim, A. S., Garrouch, A. A., & Lababidi, H. M. S. (2016). A structured approach to the diagnosis of formation damage caused by organic scale deposits and surface active agents, Part I: Development of a Diagnostic Process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 138, 234–244.

5.3 Daño de Formación: Fenómenos en superficie

De acuerdo con Kokal et al. (2003), se conoce que diversos fenómenos relacionados con la superficie pueden provocar disminución en la productividad del pozo. Entre estos problemas, se encuentra la formación de emulsiones rígidas y bloqueo de agua, los cuales se han identificado a nivel mundial como las principales causas de la pérdida de productividad de los pozos. La ruta

dentro del árbol de decisión en este caso se torna bastante rápida, dado que el crudo producido tiene un porcentaje en peso de asfaltenos superior o igual al 4% y gravedad API menor o igual a 22°, lo que desencadena en un problema de generación de emulsiones rígidas. La viscosidad de la emulsión del pozo X-1 a 40, 50 y 110°C es de 195, 197 y 82.7 cP respectivamente.

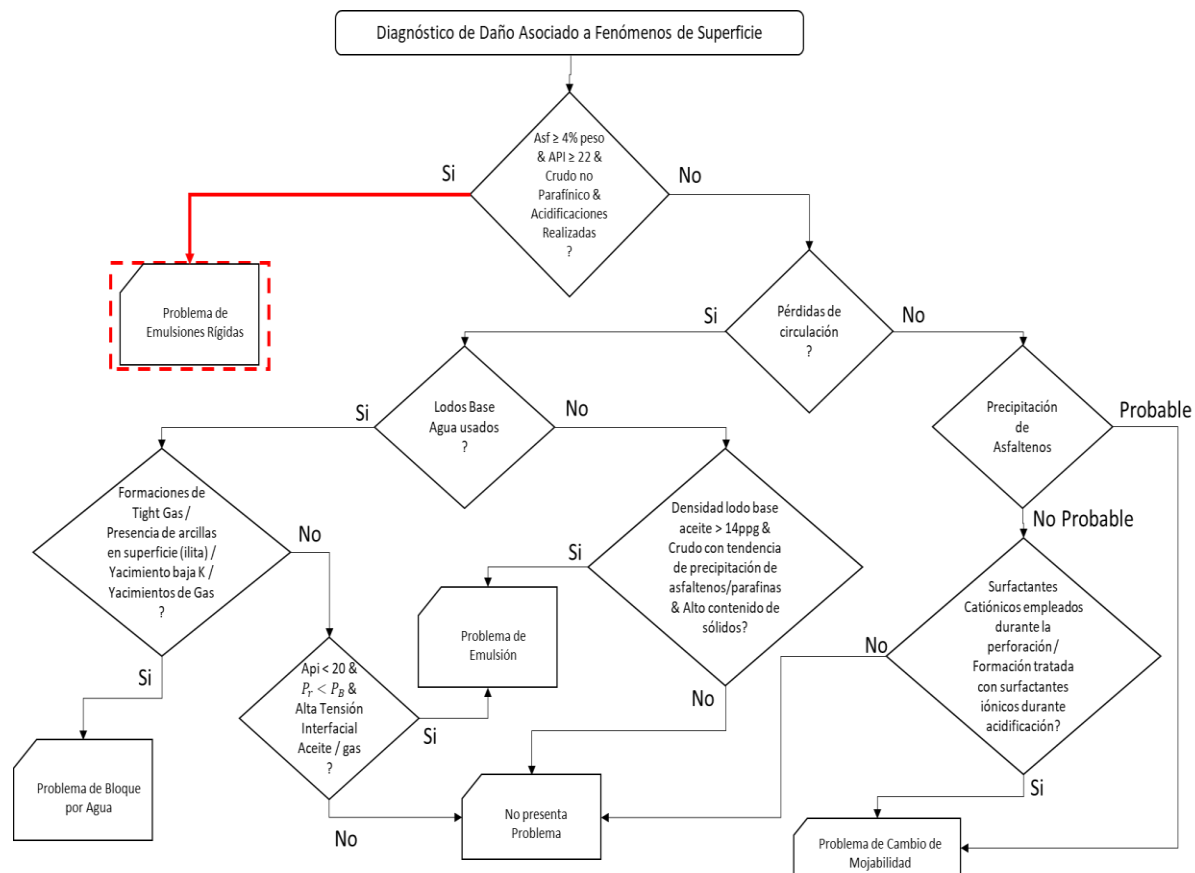


Figura 28. Árbol de decisión del Diagnóstico daño por fenómenos en superficie.

Nota: Ebrahim, A. S., Garrouh, A. A., & Lababidi, H. M. S. (2016). A structured approach to the diagnosis of formation damage caused by organic scale deposits and surface active agents, Part I: Development of a Diagnostic Process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 138, 234–244.

Considerando los mecanismos revisados por daño de acuerdo con los fluidos y las evidencias encontradas en superficie se puede concluir que: Existe una relación entre la aparición de emulsiones fuertes y el porcentaje de agua el cuál se estima en $\sim 10\%$, estas emulsiones de acuerdo con la observación hecha con el pozo X-3 va hasta $BSW > 90\%$. Se ha determinado una presión de burbuja por debajo de las condiciones actuales de trabajo, sin embargo, este estimado tiene varios factores de incertidumbre considerando que no se tienen mediciones de gas.

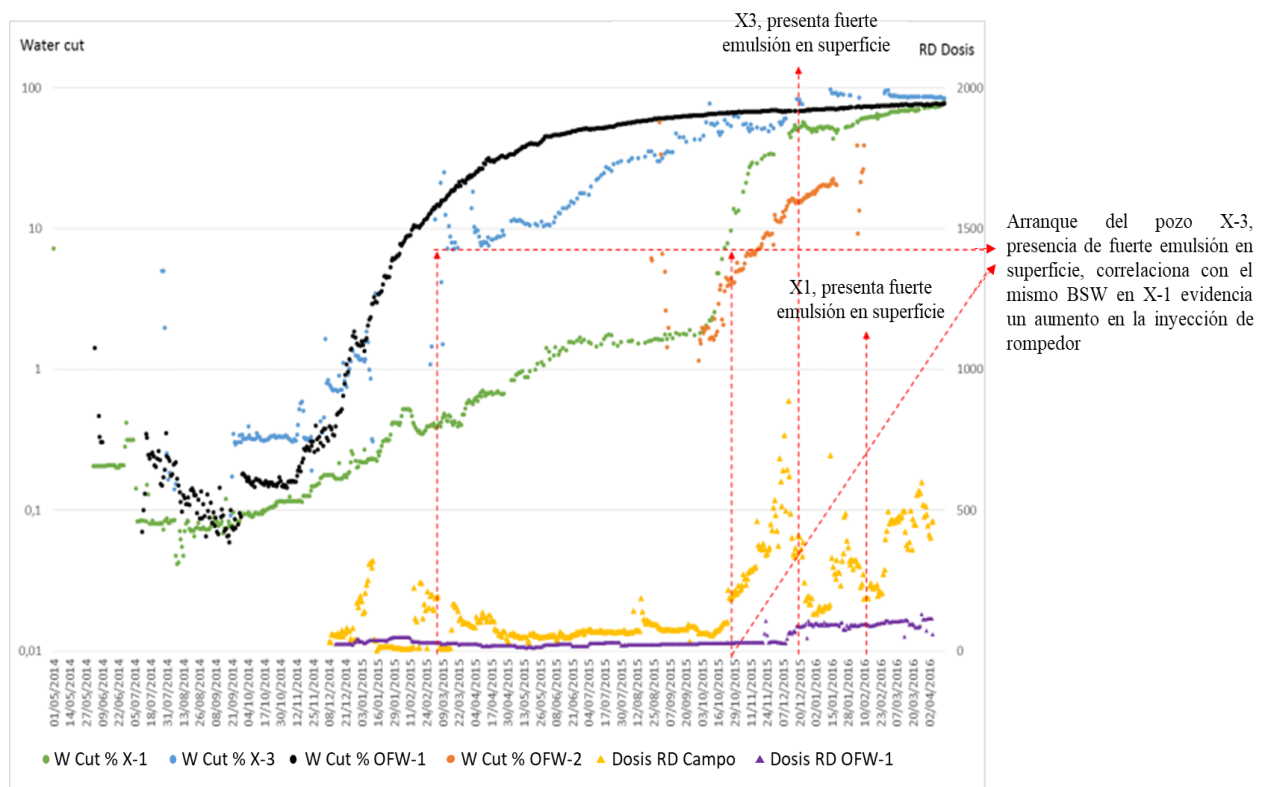


Figura 29. Comportamiento inyección rompedor directo vs corte de agua.

A pesar de que conforme con el criterio y las evidencias físicas (trabajos de Workover y equipos de producción sin depósitos) no se concluye como probable una precipitación de

asfaltenos, las observaciones permiten concluir que el crudo está generando una tendencia a características de pesado aumentando su concentración de asfaltenos y estabilizando las emulsiones. Esto se ve reflejado en la drástica caída de la gravedad API del crudo producido.

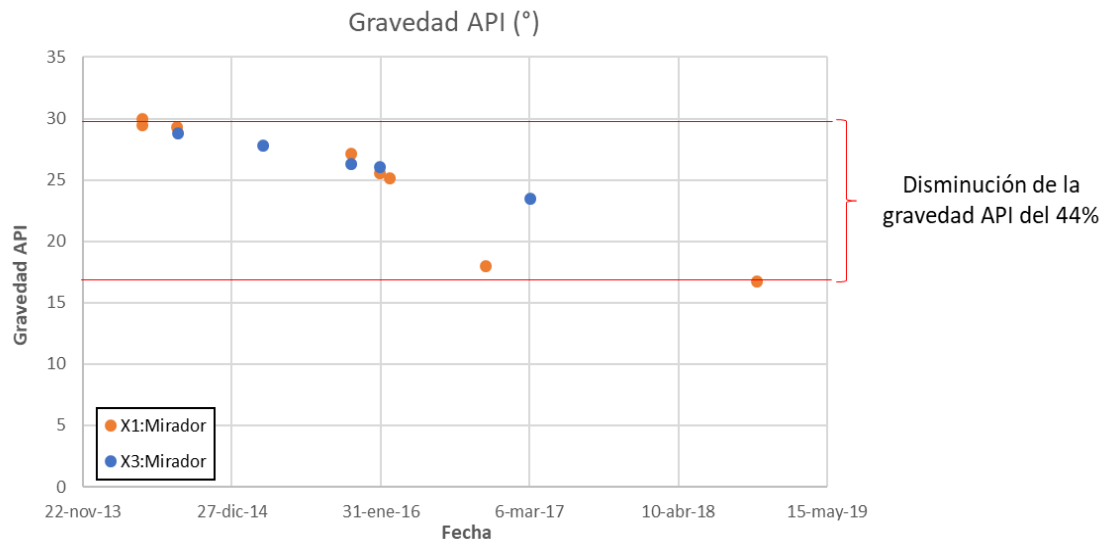


Figura 30. Gravedad API pozos X-1 y X-1, laboratorio externo

A partir de los diferentes mecanismos de daño de evaluados y la revisión del historial de los fluidos empleados en las operaciones de perforación, completamiento y operaciones de reacondicionamiento, en la Tabla 20 se resume la probabilidad de afectación de los mecanismos de daño en la pérdida de productividad del yacimiento de la Formación Mirador del campo de estudio.

Tabla 20.

Consolidado probabilidad de ocurrencia mecanismos de daño de formación

Mecanismo	Consideración	Probabilidad de ocurrencia
Cambio permeabilidad relativa	Análisis de datos realizado sugiere que es el principal mecanismo.	Probable
Bloqueo por emulsión	Análisis basado en el cambio en las propiedades de los fluidos lo considera un mecanismo dominante	Probable
Depósitos de parafina o asfaltenos	El análisis realizado sobre las variables sugiere posible precipitación de asfaltenos	Posible
Hinchamiento de arcillas	Mecanismo secundario propuesto en análisis de	Posible
Migración de finos	cambio de permeabilidad	Posible
Incrustaciones inorgánicas	El agua producida no tiene tendencia	Poco probable
Invasión sólidos	Fenómenos asociados a los fluidos de WO/Perforación. Se debe considerar que la pérdida de productividad ha sido paulatina.	Poco probable
Shock de la salinidad del agua		Poco probable

6. Conclusiones

La pérdida drástica en la producción puede explicarse principalmente por los efectos de las permeabilidades relativas. Tan pronto como el frente de agua alcanzó los pozos, la pérdida de productividad fue instantánea y continuó disminuyendo hasta que el pozo alcanzó aproximadamente el 50% de BSW. Una vez se alcanza un BSW por el orden del 80% se observa una estabilización en la productividad de los pozos.

De acuerdo con la metodología desarrollada por Ebrahim, no es concluyente un mecanismo de daño en la formación Mirador. Por lo cual se estima que el fenómeno de la reducción de la permeabilidad es una de las causas de la pérdida de productividad. Otros mecanismos de daño que podrían haber contribuido a la pérdida de productividad son la migración de finos y / o la hinchazón de arcillas dentro del yacimiento debido a la presencia de arcilla en el análisis SEM

estudiado. Adicionalmente la variación de las propiedades de los fluidos producidos sugiere la presencia de daño derivado de bloqueo por emulsión.

La migración de finos puede ser ocasionada por el acuífero de agua dulce que pasa a través de los poros, cambiando las condiciones de garganta de poro y está invadiendo la roca con un fluido que no ha estado allí durante millones de años. Esto puede hacer que las partículas (arcillas, ilita y caolinita) se separen de las gargantas de poros y migren hacia otros poros y los bloqueen, lo que restringe el flujo. EL hinchamiento de la arcilla ocurre a medida que el agua dulce pasa sobre los minerales de arcilla presentes (caolinita, clorita e ilita) en el yacimiento y cerca del pozo, las hincha y estrecha o bloquea las gargantas de poros; restringiendo así el acceso al flujo.

La reducción en el potencial de producción es del 76% y el 94% en los pozos X-1 y X-3 respectivamente. Así mismo la disminución del índice de productividad a lo largo de la vida productiva de los pozos es de 73% y 95% en los pozos X-1 y X-3 respectivamente.

Debido a que por la metodología desarrollada no se determinó cual es el mecanismo de daño existente a nivel de fluidos, no es conveniente realizar un trabajo de estimulación para la remoción del daño ya que, al intentar atacar un determinado mecanismo, se podría incurrir en una afectación adicional a la formación debido a la incertidumbre existente en la identificación del daño existente. Sin embargo, se recomienda tener acercamientos con diferentes empresas que proveen tratamientos matriciales, a fin de realizar un screening del fluido producido y las condiciones de yacimiento existentes, para así obtener sugerencias y recomendaciones del

tratamiento enfocado en la limpieza de los depósitos orgánicos tipo asfaltenos, ya que parcialmente se reconoce este mecanismo como el detonante en la pérdida de la productividad.

7. Recomendaciones

Si se asume que la pérdida de productividad está asociada a un problema de emulsión, y que, la alternativa de remediación sería la inyección de solventes se debe plantear un esquema que permita una penetración adecuada en la formación. Sin embargo, el radio de penetración de esta se desconoce, puesto que se tiene incertidumbre si la emulsión se está creando en la cara de la formación o cuál es su radio de afectación a nivel del yacimiento. Al tratarse de un yacimiento de areniscas, se podría considerar un trabajo de disolución en donde se emplee un tratamiento constituido por compuestos químicos de alta aromaticidad para el tratamiento de disolución de depósitos orgánicos, considerando un radio de penetración en la formación sea de 1 a 3 pies conforme a lo sugerido por la literatura.

Se identificó que el agotamiento de presión del yacimiento es el responsable de la pérdida de la productividad por el orden del 40% en el pozo X-3. Así mismo, se identificó que la interferencia existente entre los pozos X-1 y X-3 no es tan significativa (orden de 80 psi aproximadamente 8.6%). Dado lo anterior, se recomienda producir los pozos X-1 y X-3 de forma simultánea a mínima PIP, es decir generando el mayor drawdown al yacimiento, a fin de maximizar la recuperación de hidrocarburos. Si bien, el BSW del pozo X-1 es del 99.1% y el pozo X-3 cuando falló presentaba un BSW del 94% y es más bajo estructuralmente, se esperaría

que el corte de agua tras la reactivación de este último pozo esté por el orden del 97% debido al avance del frente de agua proveniente del acuífero; adicionalmente el pozo X-1 desde la falla del pozo X-3 produjo a corte 30 de abril de 2019, un total de 45.870 barriles de aceite. Así las cosas, el ganancial en producción del pozo X-3 sería aproximadamente de 130 barriles de aceite.

La empresa facilitadora de la información ha llevado a cabo la inyección de solventes como el xileno y el tolueno durante trabajos de estimulación orgánica mediante la operación de bullheading (forzamiento del fluido hacia la formación) en campos cercanos al campo de estudio y ha observado un incremento en el índice de productividad del 12% y una disminución del corte de agua de 4 puntos porcentuales. Sin embargo, de acuerdo con las lecciones aprendidas, sugiere realizar este tipo de operaciones con coiled tubing debido a que el tratamiento se posicionaría en la cara de los perforados, mediante lo cual se obtendrían mejores resultados.

Dado que el pozo X-1 produce de dos intervalos de la formación Mirador y tiene un corte de agua tan alto, se recomienda realizar un registro PLT a fin de identificar cual es la arena que aporta el agua y así proceder a aislar dicho intervalo, correlacionando la arena productora de agua con el paquete de arenas presente en el pozo X-3 a fin de decidir si es conveniente o no la reactivación de dicho pozo.

Dada la disminución de la gravedad API observada en el crudo proveniente de la formación Mirador, se recomienda realizar estudios de geoquímica en donde se permita identificar si esta disminución está asociada a la biodegradación o si el crudo fue lavado por aguas.

Se recomienda para futuras perforaciones de pozos en el campo o en la formación de interés, la adquisición de corazones, tanto de la roca generadora como de la roca almacén, a fin de poder realizar estudios de pirólisis que permitan caracterizar y evaluar la roca madre, para así determinar el tipo de hidrocarburo que se generó en ésta y el tipo de materia orgánica del cual provienen. Así mismo determinar el grado de madurez térmica de la roca para identificar si se encuentran en la ventana de generación de petróleo o de gas.

A partir de estudios de geoquímica de rocas, es posible determinar o establecer si la roca madre expulsó a la roca almacén diferentes tipos de crudo, basados en la calidad de la materia orgánica, derivado del tipo de kerógeno existente en la roca madre. De acuerdo con esto, es posible identificar si en la etapa temprana del yacimiento se produjo un tipo de crudo, proveniente de una migración primaria y actualmente estar produciendo otro tipo de crudo asociado a una migración secundaria y/o terciaria.

Referencias Bibliográficas

- Civan, F. (2000). Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment and Mitigation. Faruk Civan. Houston, TX.: Gulf Publishing Company, c2000.
- Civan, F. (2007). Reservoir Formation Damage (Vol. 2nd ed). Amsterdam: Gulf Professional Publishing.

- Ebrahim, A. S., Garrouch, A. A., & Lababidi, H. M. S. (2016). A structured approach to the diagnosis of formation damage caused by organic scale deposits and surface active agents, Part I: Development of a Diagnostic Process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 138, 234–244.
- Ebrahim, A. S., Garrouch, A. A., & Lababidi, H. M. S. (2016). A structured approach for the diagnosis of formation damage caused by organic scale deposits and surface active agents, Part II: Expert system development. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 138, 245–252.
- Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. (1994). *Petroleum Production Systems* / Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides. Upper Saddle River, NJ.: Prentice Hall PTR, c1994.
- GLJ Petroleum Consultants (2017). Informe Recursos y Reservas Parex Resources Ltda.
- GLJ Petroleum Consultants (2018). Informe Recursos y Reservas Parex Resources Ltda.
- Kokal, S., Dawood, N., Fontanilla, J., Al-Ghamdi, A., Nasr-El-Din, H., & Al-Rufaie, Y. (2002, January 1). Productivity Decline in Oil Wells Related to Asphaltene Precipitation and Emulsion Blocks. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/77767-MS

- Lorenzo García, E. (n.d.). Geoquímica orgánica del petróleo en la región sureste de la cuenca del lago de Maracaibo (Venezuela). Universidad de Huelva.
- Rangel, A., Parra, P., & Nino, C. (2000). The La Luna Formation; chemostratigraphy and organic facies in the Middle Magdalena Basin. *Organic Geochemistry*, 31(12), 1267–1284.
- Stankiewicz, A.B., M.D. Flannery, N.A. Fuex, G. Broze, J.L. Couch, S.T. Dubey, S.D. Iyer, J. Ratulowski, and J.T. Westerich (2002). Prediction of asphaltene deposition risk in E&P operations. In: *Proceeding of 3rd International Symposium on Mechanisms and Mitigation of Fouling in Petroleum and Natural Gas Production*, AIChE 2002 Spring National Meeting, New Orleans, USA, March 10–14, paper 47C, pp. 410–416
- Vanorio, T. (2015). Recent advances in time-lapse, laboratory rock physics for the characterization and monitoring of fluid-rock interactions. *Geophysics*, 80(2), WA49-WA59.
- Yuan, B., & Wood, D. A. (2018). A comprehensive review of formation damage during enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 167, 287–299.