

**EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ZONA DE NEAR WELLBORE
DE POZOS PRODUCTORES, PARA UN CAMPO COLOMBIANO UBICADO
EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.**

**DIANA CAROLINA BERMÚDEZ FAJARDO
JHONATAN STEVEN MONROY GALLEGOS**

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR DE PROYECTO
CAROLINA LEÓN VANEGAS, M.Sc.**

**CODIRECTOR DE PROYECTO
ADRIANGELA ROMERO SANCHEZ, M.Sc.**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.**

2022

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre
Firma del Director

Nombre
Firma del Presidente Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Bogotá D.C. Marzo 2022

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la universidad y Rector del Claústro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejo institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora académica y de investigación

Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZALES

Vicerrector administrativo y financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMAN

Decano general de la facultad de la facultad de ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del programa de ingeniería de petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado primero que todo a Dios por brindarme la oportunidad de cumplir el sueño de ser una Ingeniera de petróleos. A mis padres **Gloria Stella Fajardo Vergara** y **Pedro José Bermúdez Ferreira** porque sin su amor, apoyo, paciencia y enseñanzas, no hubiera sido posible convertirme en profesional y sobre todo en el ser íntegro que soy. A la memoria de mi abuelita **Magdalena Vergara Cancino** por ser una motivación constante gracias al inmenso amor que me dio en vida. A mi hermano **Camilo Andrés Bermúdez Fajardo** por ser el principal ejemplo a seguir en mi camino como profesional. A **Jose Miguel Barros Segura** por convertirse en símbolo de apoyo incondicional y ánimo para seguir adelante. A mi primo **Andrés Giovanni Ruiz Fajardo** por ser parte importante de este proceso al brindarme su ayuda y compañía en los momentos que más lo necesité. A mi compañero de tesis y amigo **Jhonatan Steven Monroy Gallegos** por darme la oportunidad de trabajar de su mano para sacar adelante esta gran meta. A **Adriana Henao Bejarano** por convertirse de una de las mejores profesoras que he tenido, a una excelente amiga. A mis amigos **Miguel Andrés Álvarez, Juan David Vélez, Daniel Yezid Gutiérrez, Natalia Parada** y a mi segunda familia del **capítulo estudiantil Acipet** por ser parte de la comadrería y alegría de esta etapa de mi vida.

Diana Carolina Bermúdez Fajardo.

DEDICATORIA.

En primer lugar a Dios, que me abrió las puertas para poder estudiar la carrera por medio de una beca y restauró mi salud para que hoy pueda estar optando por el grado de Ingeniero de petróleos, a mis padres **Liliana Gallegos** y **William Monroy**, y mi hermana **Stephanie Monroy**, que estuvieron conmigo en todo momento, apoyándome y brindándome todo su amor, a mi compañera y amiga **Diana Bermúdez** con la que trabajamos muy duro para terminar el proyecto, al Ingeniero y Químico **Cristian Brugos**, que más que un amigo, fue una luz en los momentos más difíciles y con el que viví las experiencias más geniales en mi carrera, y a todos mis amigos con los que pase los mejores años de mi vida.

Jhonatan Steven Monroy Gallegos.

AGRADECIMIENTOS

Nosotros queremos darle nuestro especial agradecimiento a:

Inicialmente a Dios, por darnos las capacidades, la salud y la oportunidad de cumplir nuestro gran sueño de convertirnos en profesionales.

Al Ing. Jorge Eduardo Duarte, al Ing. Richard Disney Zabala y a la Ing. Angie Maldonado por su voto de confianza, paciencia y por el tiempo que nos dedicaron para instruirnos, a fin de poder sacar este proyecto a adelante.

A nuestra orientadora Adriangela Romero Chiquinquirá por brindarnos su asesoría y sus conocimientos con el fin de culminar este trabajo con éxito. De igual manera al profesor Sebastián Gómez por haber sido una guía fundamental al comienzo de la elaboración del proyecto. Y en general queremos agradecer a todos los profesores que hicieron parte de este proceso de aprendizaje durante todos estos años, puesto que, sin ellos, no hubiésemos tenido las habilidades para optar por el título de Ingenieros de Petróleos.

Por último, pero no menos importante, queremos agradecer a nuestras familias y amigos por su acompañamiento a lo largo de esta etapa tan importante de nuestras vidas. Los llevamos en nuestro corazón.

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	18
INTRODUCCIÓN	19
OBJETIVOS	21
Objetivo general	21
Objetivos específicos	21
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 Generalidades del campo	22
1.2 Historia del campo	23
1.3 Estratigrafía del campo Apiay-Suria	23
1.3.1 <i>Columna estratigráfica de la cuenca Llanos Orientales</i>	23
1.3.2 <i>Formaciones de interés</i>	24
1.3.3 <i>Sistema petrolífero</i>	26
1.4 Historia de producción del campo Apiay-Suria	26
1.5 Fundamentos teóricos de daño de formación	28
1.5.1 <i>Origen de daño de formación</i>	28
1.5.2 <i>Daño de formación natural</i>	29
1.5.3 <i>Daño de formación inducido</i>	32
1.6 Ley Darcy	33
1.7 Ecuaciones de flujo	34
1.7.1 <i>Flujo estable</i>	35
1.7.2 <i>Flujo pseudoestable</i>	36
1.7.3 <i>Flujo inestable</i>	37
1.8 Factor de daño	38

1.9 Identificación del daño de formación	41
1.9.1 <i>Desarrollo de un simulador de daño de formación</i>	42
2. METODOLOGÍA Y DATOS	46
2.1 Diagrama de flujo de la metodología	46
2.2 Selección de pozos	47
2.2.1 <i>Criterios de selección</i>	49
2.2.2 <i>Metodología macro de Excel para ranqueo global de pozos</i>	50
2.3 Reveal	51
2.3.1 <i>Data general para la simulación</i>	52
2.3.2 <i>Información de componentes</i>	53
2.3.3 <i>Selección de la geometría de la malla</i>	53
2.3.4 <i>Información de entrada de la malla</i>	55
2.3.5 <i>Porosidad</i>	57
2.3.6 <i>Permeabilidad</i>	57
2.3.7 <i>Definiciones de tipo de roca</i>	58
2.3.8 <i>Descripción general</i>	59
2.3.9 <i>Compresibilidad de la roca</i>	61
2.3.10 <i>Permeabilidades relativas</i>	61
2.3.11 <i>Sólidos</i>	63
2.3.12 <i>Datos de referencia</i>	65
2.3.13 <i>Producción del pozo</i>	66
2.3.14 <i>Resultados obtenidos de Reveal</i>	67
2.4 Prosper	68
2.4.1 <i>Resumen de opciones</i>	70
2.4.2 <i>PVT</i>	71

2.4.4 <i>Cálculo de las curvas IPR</i>	75
2.5 Hoja de cálculo Reservoir	82
2.5.1 <i>Confirmación y actualización de la información de la hoja de cálculo reservoir</i>	82
2.5.2 <i>Información requerida para el cálculo de la caída de presión por cada tipo de daño de formación a evaluar</i>	84
2.6 Determinación de la caída de presión	89
2.6.1 <i>Determinación de la caída de presión para cada tipo de daño</i>	91
3 ANÁLISIS Y RESULTADOS	93
3.1 Distribución daño de formación Pozo A	93
3.1.1 <i>Distribución daño de formación actual</i>	93
3.1.2 <i>Distribución del daño de formación para el año 2012</i>	95
3.1.3 <i>Análisis de la evolución del daño de formación</i>	96
3.2 Distribución daño de formación Pozo B	97
3.2.1 <i>Distribución daño de formación actual</i>	98
3.2.2 <i>Distribución del daño de formación para el año 2012</i>	99
3.2.3 <i>Análisis de la evolución del daño de formación</i>	101
3.3 Distribución daño de formación Pozo F	102
3.3.1 <i>Distribución daño de formación actual</i>	103
3.3.2 <i>Distribución del daño de formación para el año 2012</i>	104
3.3.3 <i>Análisis de la evolución del daño de formación</i>	106
3.4 Distribución promedio del daño de formación para el campo Apiay-Suria	107
3.5 Daño por depósitos orgánicos	109
3.5.1 <i>Daño por depósitos orgánicos en el año 2012</i>	109
3.5.2 <i>Daño por depósitos orgánicos presentes actualmente</i>	110
3.5.3 <i>Análisis de la evolución del daño de formación por depósitos orgánicos</i>	111

3.6 Evolución del daño inducido	112
3.7 Daño por migración de finos	113
3.7.1 <i>Daño por migración de finos para el año 2012</i>	114
3.7.2 <i>Daño por migración de finos para las condiciones actuales</i>	115
3.7.3 <i>Análisis de la evolución del daño de formación por migración de finos</i>	116
4 CONCLUSIONES	120
BIBLIOGRAFÍA	122
ANEXOS	125

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del campo Apiay	22
Figura 2. Columna estratigráfica cuenca de los Llanos Orientales	24
Figura 3. Formaciones de interés campo Apiay	25
Figura 4. Histograma de producción del campo Apiay	27
Figura 5. Formación depósitos orgánicos e inorgánicos en un pozo	31
Figura 6. Ubicación de algunos tipos de daño de formación	33
Figura 7. Efecto skin en la zona cercana al pozo	38
Figura 8. Representación de los efectos skin negativos y positivos	40
Figura 9. Diagrama de flujo de la metodología para el estudio de daño de formación	47
Figura 10. Peso porcentual de las variables asignadas para la selección de pozos	50
Figura 11. Sección general simulation data en Reveal	52
Figura 12. Sección component information Reveal	53
Figura 13. Malla cartesiana	54
Figura 14. Sección grid geometry selection	55
Figura 15. Sección grid input Reveal	56
Figura 16. Representación gráfica de la malla en Reveal	56
Figura 17. Sección resevoir porosity Reveal	57
Figura 18. Sección permeability data en Reveal	58
Figura 19. Sección rock type definitions	59
Figura 20. Sección general description Reveal (PVT)	60
Figura 21. Cálculos de PVT en Reveal	60

Figura 22.	Sección rock compressibilities en Reveal	61
Figura 23.	Sección relative permeabilities en Reveal	62
Figura 24.	Gráfica de permeabilidades relativas proporcionada por Reveal	63
Figura 25.	Sección de sólidos: asfaltenos en Reveal	64
Figura 26.	Sección de sólidos: Parafinas en Reveal	65
Figura 27.	Sección de datos de referencia en Reveal	66
Figura 28.	Aprobación de la información de las secciones previas en Reveal	67
Figura 29.	Resultados provistos por Reveal	68
Figura 30.	Interfaz de Prosper	70
Figura 31.	Sección system summary en Prosper	71
Figura 32.	Sección PVT-input data de Prosper	72
Figura 33.	Subsección de deviation survey en Prosper	73
Figura 34.	Subsección downhole equipment de Prosper	74
Figura 35.	Subsección geothermal gradient en Prosper	74
Figura 36.	Sección inflow performance relation (IPR) en Prosper	75
Figura 37.	Factor de forma para la configuración del yacimiento	76
Figura 38.	Subsección layer data-Darcy en Prosper	76
Figura 39.	Sección IPR-test data en Prosper	77
Figura 40.	Curva IPR para las condiciones actuales sin daño de formación	77
Figura 41.	Curva IPR para las condiciones actuales con daño de formación	80
Figura 42.	Datos ingresados de tasas de producción en la hoja de cálculo Reservoir	83
Figura 43.	Ingreso de datos de Pwf a la hoja de cálculo Reservoir	84
Figura 44.	Datos de depositación y penetración de escamas minerales por componente	85

Figura 45.	Cantidad total de depositación de escamas minerales por componente	86
Figura 46.	Datos de depositación y penetración de finos por componente	86
Figura 47.	Cantidad total de depositación de finos por componente	86
Figura 48.	Datos de la acumulación de parafinas y asfaltenos en la hoja de cálculo Reservoir	87
Figura 49.	Datos del alcance de penetración de cada uno de los componentes de los depósitos orgánicos en la hoja de cálculo Reservoir	88
Figura 50.	Cantidad total de depositación de depósitos orgánicos por componente	88
Figura 51.	Datos requeridos por la hoja de cálculo Reservoir para cálculo de caída de presión por emulsiones	89
Figura 52.	Análisis nodal obtenido de Prosper sin presencia de daño de formación a las condiciones actuales	90
Figura 53.	Análisis nodal obtenido de Prosper con daño de formación a las condiciones actuales	90
Figura 54.	Gráfica de la distribución del daño de formación actual	94
Figura 55.	Gráfica de la distribución del daño de formación en el año 2012	96
Figura 56.	Gráfica de la distribución del daño de formación actual	99
Figura 57.	Gráfica de la distribución del daño de formación en el año 2012	101
Figura 58.	Gráfica de la distribución del daño de formación actual	104
Figura 59.	Gráfica de la distribución del daño de formación en el año 2012	106
Figura 60.	Gráfica de barras de la acumulación de depósitos orgánicos del año 2012	110
Figura 61.	Gráfica de barras de la acumulación de depósitos orgánicos	

para las condiciones actuales	111
Figura 62. Análisis composicional de arcillas para la formación K1	113
Figura 63. Gráfica de barras para los componentes contenidos en los finos para el año 2012	115
Figura 64. Gráfica de barras para los componentes contenidos en los finos para las condiciones actuales	116
Figura 65. Tasa crítica para el Pozo A	117
Figura 66. Tasa crítica para el Pozo B	118
Figura 67. Tasa crítica para el Pozo F	119

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resumen estudio daño de formación del año 2012	48
Tabla 2. Puntuación global de los pozos	51
Tabla 3. Datos curva IPR sin daño de formación	78
Tabla 4. Datos de curva IPR con daño de formación	81
Tabla 5. Resultados de daño de formación iniciales y actuales	82
Tabla 6. Compuestos asociados al daño de formación	85
Tabla 7. Presión de fondo fluyente junto con resultados de caída de presión para cada pozo	91
Tabla 8. Resultados de distribución de los daños de formación de los pozos candidatos	92
Tabla 9. Distribución daño de formación actual	94
Tabla 10. Distribución daño de formación para el año 2012	95
Tabla 11. Comparación daño de formación actual y previo	97
Tabla 12. Distribución daño de formación actual para el Pozo B	98
Tabla 13. Distribución daño de formación para el año 2012	100
Tabla 14. Comparación daño de formación actual y previo	102
Tabla 15. Distribución daño de formación actual	103
Tabla 16. Distribución daño de formación para el año 2012	105
Tabla 17. Comparación daño de formación actual y previo	107
Tabla 18. Daños de formación promedio en el campo Apiay-Suria	108
Tabla 19. Acumulación de depósitos orgánicos y radio de penetración para el año 2012	109
Tabla 20. Acumulación de depósitos orgánicos y radio de penetración	

para las condiciones actuales	110
Tabla 21. Resultado para daño inducido	112
Tabla 22. Composición de finos junto con su cantidad acumulada para el año 2012	114
Tabla 23. Composición de finos junto con su cantidad acumulada para las condiciones actuales	115

RESUMEN

El estudio presentado en este documento tuvo como propósito fundamental evaluar el daño de formación en la zona near wellbore de los pozos productores de la formación K1 de la cuenca Llanos Orientales para el área de Apiay-Suria conforme al paso del tiempo en comparación con un estudio previo realizado en el año 2012.

Para el desarrollo del estudio se seleccionaron (3) tres pozos del área en mención con el fin de obtener resultados que representen el daño de formación presente a lo largo de la arena productora K1. La selección de los pozos se realiza mediante un ranqueo en macros diseñados por los ingenieros de yacimientos de la empresa Ecopetrol S.A. que consta de la evaluación de ciertos parámetros que asignan una puntuación a cada pozo para su posterior elección.

Posteriormente se hace uso del software Reveal con la finalidad de obtener una aproximación del comportamiento del yacimiento basándose en el historial de presiones y producción junto con la petrofísica, pruebas PVT y descripción litológica del yacimiento. Continuando con el procedimiento, se usa del software Prosper para establecer curvas IPR que permitan describir el rendimiento de la producción de los pozos en presencia de daño de formación, así mismo en ausencia de este, mediante análisis nodales para las condiciones que se establezcan como actuales.

Una vez se obtienen los resultados por parte de los softwares, se utiliza una hoja de cálculo que permite determinar la proporción de los tipos de daño de formación junto con la caída de presión que estos generan y así poder realizar la comparación entre los resultados actuales con los resultados proporcionados del año 2012.

Los resultados arrojados indican que los principales daños de formación actuales son debido al daño inducido y a la depositación de depósitos orgánicos. En comparación con el estudio de daño de 2012 el daño inducido tuvo un incremento considerable mientras que el resto de las variables varían en menor proporción.

Palabras clave: Daño de formación, Campo Apiay-Suria, Reducción tasas de producción, Prosper, Reveal, Hoja de cálculo Reservoir, Formación K1.

INTRODUCCIÓN

Desde el momento en el que se perfora un yacimiento para dar lugar a un pozo petrolero se está alterando el equilibrio de sus propiedades, especialmente, de la porosidad y la permeabilidad, asimismo la variación de estas continuará a lo largo de todas las operaciones de perforación y producción que se requieran.[1] Las alteraciones de la permeabilidad, generalmente presentadas como reducción en yacimientos que no han sido sometidos a procesos de estimulación, pueden generar a su vez disminución en la productividad del pozo y requerimiento de un mayor diferencial de presión para lograr llevar el hidrocarburo a superficie. Es decir, presencia de daño de formación.[2]

El daño de formación se considera cualquier fenómeno que restrinja el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta las zonas cañoneadas del pozo afectando el rendimiento productivo del mismo.[2] Puede ser generado por causas naturales como lo es el arrastre de material particulado que se atasca en el medio poroso de la roca debido al flujo de fluidos o el hinchamiento de algún componente litológico del yacimiento, por otro lado, también puede ser inducido debido a todas las operaciones intrusivas como la perforación, completamiento, estimulaciones, entre otros, que el pozo necesite causando por ejemplo alteración en la mojabilidad de las rocas de la formación o taponamiento del medio poroso por material particulado inducido en procesos de inyección. Por lo tanto, es necesario realizar estudios periódicos que permitan evaluar la magnitud y el tipo de daño presente con el fin de tomar las medidas pertinentes para mejorar el rendimiento del pozo.[1]

La cuenca de Llanos Orientales cuenta con más de 1500MMBO recuperables, por ello áreas como Apiay, que abarcan parte de la cuenca, son de gran interés para la industria petrolera, sin embargo, se ha visto una reducción en las tasas de producción de los pozos de dicha zona, especialmente aquellos que extraen petróleo de la arena productora llamada K1, por ende, es necesario conocer cuáles son las posibles causas del bajo rendimiento de estos pozos en los últimos años.[3]

De acuerdo con lo anterior se necesita realizar un nuevo estudio de daño de formación que permita evaluar la magnitud del daño comparándolo con el último estudio realizado en el año 2012 para saber de qué manera el daño de formación evoluciona, si se

presenta alguna variación en los tipos de daño de formación debido a que el daño tiende a cambiar con el tiempo, y adicionalmente brindar una nueva perspectiva a la compañía operadora de estos pozos para que determinen cual es la mejor alternativa para prevenir y controlar el daño de formación actual junto con un panorama acerca de la eficiencia de los tratamientos implementados con base en los resultados del estudio de daño de formación realizado en el año 2012.

OBJETIVOS

En este capítulo se presenta el objetivo general y los objetivos específicos establecidos para dar cumplimiento al estudio realizado.

Objetivo general

Evaluar el daño de formación en la zona de near wellbore de pozos productores, para un campo colombiano ubicado en la cuenca de los llanos orientales de Colombia.

Objetivos específicos

- Seleccionar pozos candidatos para evaluación de daño de formación mediante ranqueo.
- Determinar los valores de daño iniciales y actuales en los pozos candidatos (Skin), mediante análisis nodal.
- Evaluar la evolución del daño en el tiempo para cada formación productora a partir de la información de los pozos seleccionados, mediante el uso de software de yacimientos.
- Cuantificar el daño en las formaciones y pozos productores seleccionados.
- Realizar validación del daño de formación con los datos de producción obtenidos en el Campo de interés.

1. MARCO TEÓRICO

Para un mejor entendimiento de la zona de estudio, en este capítulo se describe el campo Apiay-Suria, tratando generalidades, un poco de su historia y la presentación de su estratigrafía junto con las formaciones de interés en las cuales se desarrollará el estudio de daño de formación.

Posteriormente se especifican los fundamentos teóricos sobre daño de formación con el fin de comprender apropiadamente la metodología usada en el desarrollo del estudio.

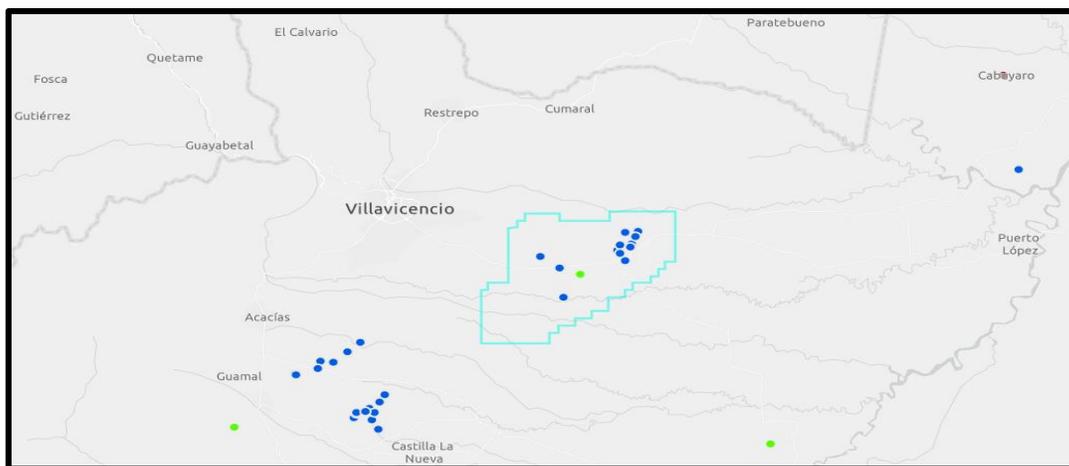
1.1 Generalidades del campo

El campo Apiay-Suria es uno de los campos productores más importantes bajo el dominio de Ecopetrol. Se descubrió en el año 1982 y originalmente contaba con una reserva de 50.000 barriles de petróleo y 15 millones de ft³ de gas natural. [4]

Cuenta con un área aproximada de 15.000 Km² situado en la subcuenca de Apiay-Ariari localizada en el sector suroccidental de la cuenca de Llanos Orientales a 32 Km al sureste de la ciudad de Villavicencio en el departamento del Meta. [5]

Figura 1.

Ubicación geográfica del campo Apiay



Nota. Ilustración de las coordenadas geográficas en las que se ubica el campo Apiay-Suria.

Tomado de: Servicio Geológico Colombiano, "BIP." http://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/Geovisor_BIP/ (accessed Nov. 13, 2021).

1.2 Historia del campo

La historia del campo Apiay-Suria se remonta a 1930 cuando la compañía Standar Oil empieza a realizar operaciones de exploración, sin embargo, no es hasta que la empresa Engineering & Exporting Company, años después, afirma la existencia de petróleo en, para ese entonces, la denominada Intendencia del Meta en la zona conocida como Apiay, una vereda muy cerca de Villavicencio[6].

Debido a la reversión de la concesión de Mares al Estado, se crea la empresa estatal de petróleos colombiana Ecopetrol, la cual en el año 1951 realiza los primeros estudios con la intención de obtener petróleo en la zona de la vereda de Apiay. Pero no es sino hasta 1989 que Ecopetrol asume total control sobre dicha zona. Para el año 1981 se perfora el pozo Apiay 1, el cual, en 1982, da inicio a la vida productiva del campo. En 1985 se descubre el potencial hidrocarburífero de la zona Suria y en 1987 se descubre el potencial de la zona de Reforma – Libertad.[3]

1.3 Estratigrafía del campo Apiay-Suria

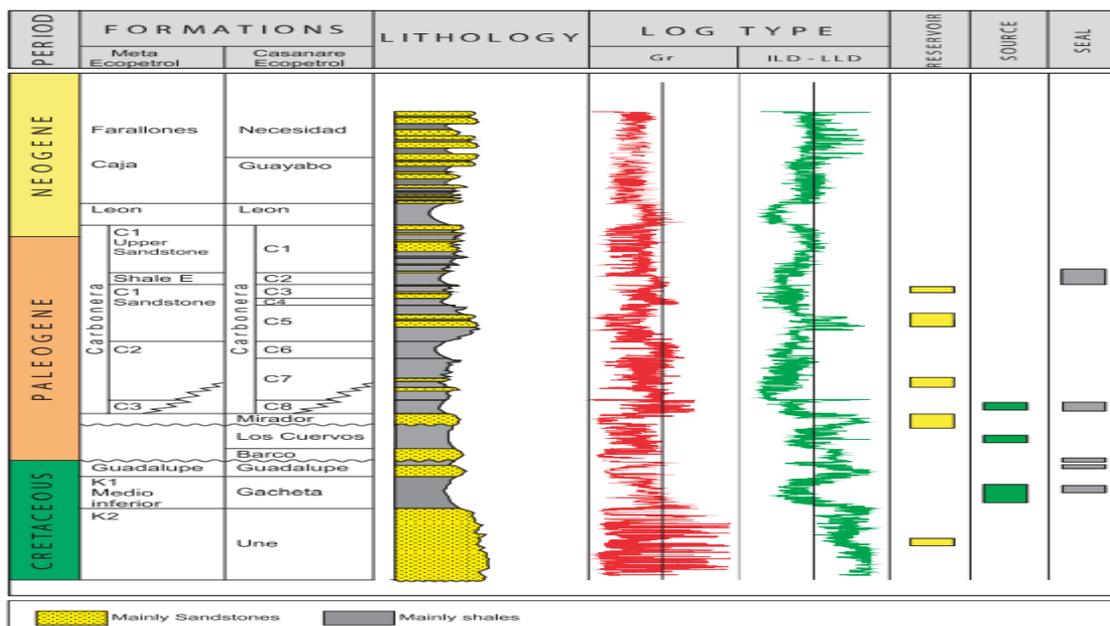
El campo Apiay-Suria se encuentra posicionado sobre la cuenca Llanos Orientales, por lo tanto, la estratigrafía correspondiente al campo de estudio es la de la cuenca en mención.

1.3.1 Columna estratigráfica de la cuenca Llanos Orientales

La cuenca Llanos Orientales es una superposición de cuencas de diferentes edades. Su columna sedimentaria inicia desde el Paleozoico con rocas depositadas sobre un basamento ígneo-metamórfico suprayacidas por sedimentos de detritos finos y gruesos del Cretáceo y rocas del Cenozoico, representadas principalmente por rocas del Terciario y Cuaternario. Ver Figura 2. [7]

Figura 2.

Columna estratigráfica cuenca de los Llanos Orientales.



Nota. Representación visual de las formaciones presentes en la cuenca de Llanos Orientales en Colombia. Tomado de: J. E. Cortes, J. E. Niño, J. A. Polo, A. G. Tobo, C. Gonzalez, and S. C. Siachoque, "Molecular organic geochemistry of the Apiay field in the Llanos basin, Colombia," *J. South Am. Earth Sci.*, vol. 47, pp. 168, 2013, doi: 10.1016/j.jsames.2013.07.007.

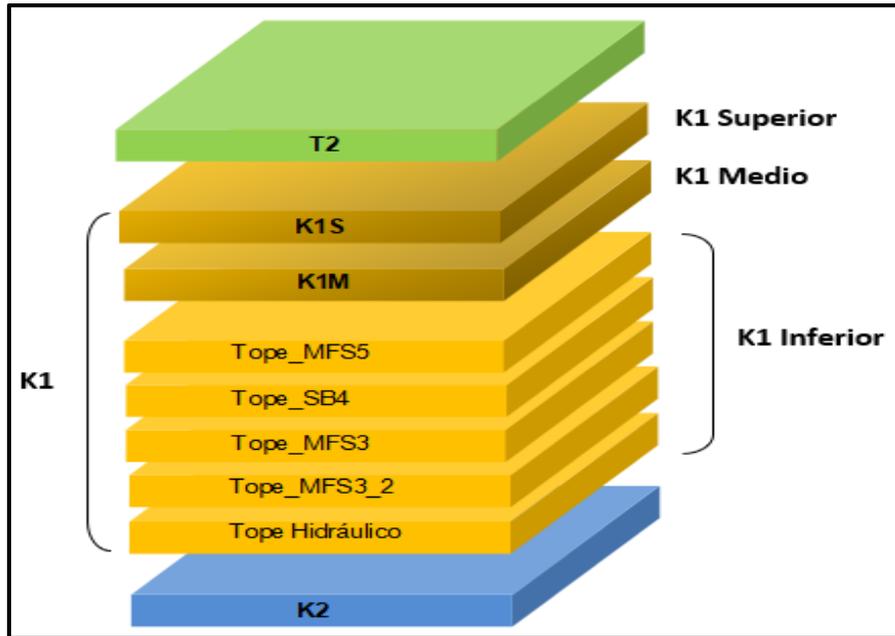
En la cuenca Llanos Orientales se documentó que más de 1500 MMBO pueden ser recuperados, principalmente en los campos de Caño Limon y Castilla, sin embargo, gran potencial recuperable se considera en los campos de Rubiales, Apiay y Complejo de Tame.[3]

1.3.2 Formaciones de interés

Desde 1999 el yacimiento de mayor importancia a nivel de producción de petróleo fue la formación Guadalupe K2 debido a que la mayoría de los pozos completados estaban en dicha formación. Hoy en día la formación K2 cuenta con un factor de recobro por encima del 55% debido a su cercanía con la formación Chipaque (K1) y la formación San Fernando (T2) puestas en producción. [7]

Figura 3.

Formaciones de interés campo Apiay.



Nota. División de las diferentes formaciones objetivo para el estudio de daño de formación en el campo Apiay-Suria. Tomado de: A. Mendoza, C. Arias, and J. Durán, "ANÁLISIS DE DAÑO A LA FORMACIÓN CAMPO APIAY." p. 10, 2010.

- Formación K2: Actualmente se encuentra altamente drenada. Está constituida por areniscas de grano medio a grueso asociadas a depósitos fluviales. Su contenido arcilloso es casi nulo, sin embargo, se observan poros rellenos de caolinita, ilinita y clorita. El material cementante es sílice.[8]
- Formación K1: Se correlaciona a la formación Chipaque. Sus rocas fueron constituidas por depósitos deltaicos los cuales fueron cubiertos por sedimentos arcillosos.[8]
- Formación T2: Se constituye por areniscas de grano fino a grueso con niveles de conglomerados e intercalaciones de limosas y arcillosas que sólo han sido probadas en el pozo Guayuriba 1.[8]

1.3.3 Sistema petrolífero

- Roca generadora: Consta de una mezcla de lutitas tanto marinas como continentales de la formación de Gachetá con un kerógeno tipo II y III con un TOC de 1 a 3%. [9]
- Roca reservorio: Las areniscas de las unidades Carbonera C-3, C-5 y C-7 y la unidad Mirador son excelentes rocas almacenadoras junto con los intervalos de arenas encontradas en la secuencia cretácea. [9]
- Migración: Dos etapas de migración se documentaron. La primera durante la etapa superior del eoceno-oligoceno y la segunda comenzó en el mioceno y persiste hasta la actualidad. [9]
- Roca Sello: En esta cuenca la unidad León se considera el sello regional. Sin embargo, las unidades C2, C4, C6 y C8 de la formación Carbonera se consideran sellos locales. Las lutitas de las formaciones Gacheta y Guadalupe actúan como sellos entre formaciones. [10]
- Trampa: Se han encontrado trampas asociadas a fallas normales, estructuras de inversión, fallas inversas del alto ángulo y fallas rumbo deslizantes. [10]

1.4 Historia de producción del campo Apiay-Suria

Las operaciones de perforación en lo que hoy se conoce como el campo Apiay-Suria comenzaron en los años setenta, pero no fue hasta el año 1982 que el campo comienza la extracción de crudo gracias al pozo Apiay 1 el cual produjo 1,500 barriles de petróleo diarios.

En 1996 Apiay se declara distrito petrolero debido a que en esa época era considerado como el campo con mayor producción explotado directamente por Ecopetrol con una producción aproximada de 50,000 barriles de crudo. En ese mismo año Ecopetrol incidió un proyecto para que el campo Apiay-Suria produjera 36 millones de barriles. [11]

En 1997 debido a la aplicación de nuevas tecnologías se dictaminó que con la perforación de un pozo horizontal se puede obtener mayor factor de recobro que con un pozo vertical estableciendo una producción aproximada de 16,000 barriles de petróleo aumentando significativamente la producción de Apiay. [12]

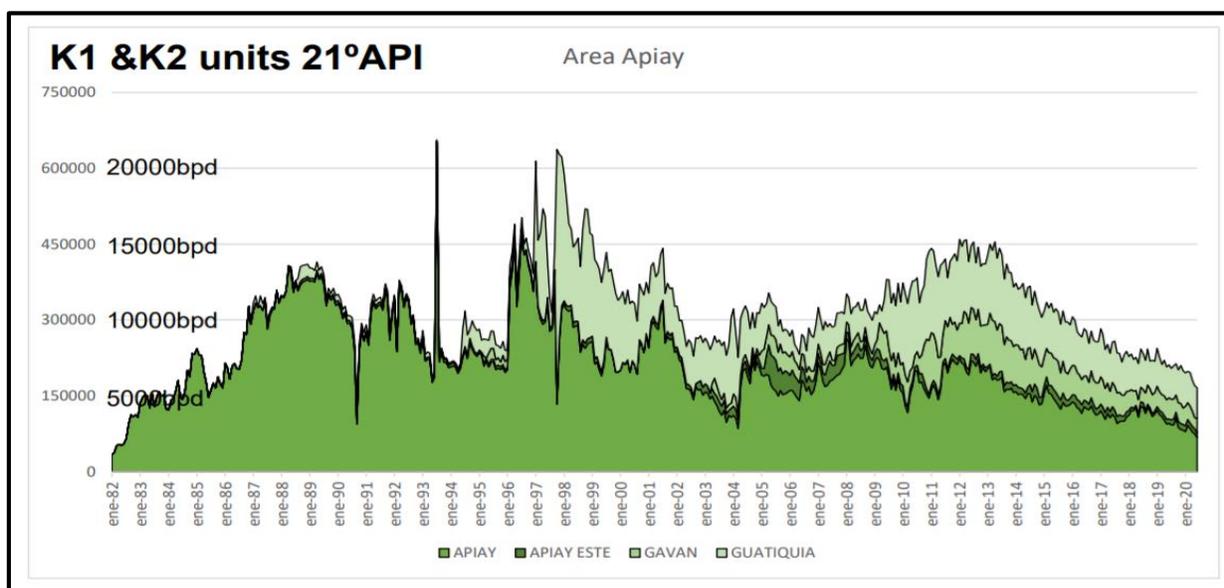
En 2004 el campo cuenta con una producción de 10,000 barriles por día, sin embargo, se perforan tres pozos nuevos con el fin de incrementar la producción total del campo.[13]

En el año 2007, el campo Apiay-Suria contó con una producción de 7000 barriles de petróleo por día y para el año 2010 contó con una producción promedio de 10,000 barriles mensuales de crudo.[14]

En 2019, a manera de reactivación debido a la pandemia de Covid-19, se perforó el pozo Saurio 2, el cual amplió la frontera estructural del yacimiento, incrementando los barriles de las reservas del campo. Adicionalmente se implementaron trabajos de workover con el fin de mejorar la tasa de producción de los pozos existentes debido a la rápida declinación de esta.[15]

Figura 4.

Histograma de producción del campo Apiay



Nota. Histograma de producción en barriles por día de petróleo hasta el año 2020 en el campo Apiay. Tomado de: ANH, “Producción Fiscalizada Crudo 2021,” 2021.

Actualmente el campo Apiay-Suria cuenta con una producción aproximada de 9300 barriles de petróleo por día, bajo el control de Ecopetrol S.A.[16]

1.5 Fundamentos teóricos de daño de formación

De acuerdo con Civan (2005) el daño de formación es el deterioro de la permeabilidad en las formaciones productoras de petróleo desencadenado durante cualquiera de las fases de extracción de petróleo y gas.[2]

Según Porter (1989) el daño de formación no es del todo reversible debido a que las partículas que ingresan en los poros de la formación no necesariamente salen de estos, este fenómeno se llama el efecto del embudo invertido, por lo tanto, es mejor prevenir el daño que intentar erradicarlo de la formación.[2]

El principal indicador de la presencia de daño de formación es la disminución del desempeño del pozo, lo que hace referencia a la reducción de la productividad de petróleo y gas.[2]

1.5.1 Origen de daño de formación

Como se mencionó anteriormente, el daño de formación se genera durante las operaciones de perforación, cementación, estimulación, producción e inyección de agua, descritas brevemente a continuación.

- **Perforación:** De acuerdo con Sanchez et al (2003) las operaciones de perforación son de especial cuidado debido a que es la primera interacción con el yacimiento generando que el equilibrio natural de la formación se rompa, bien sea por el contacto del material de la sarta o por los componentes del fluido de perforación. Sin embargo, el factor más relevante es el fluido que se ingresa a la formación puesto que estos normalmente contienen viscosificadores, reductores de pérdidas de fluido, sales y partículas de carbonato de calcio que pueden provocar fenómenos como atrapamiento de agua, absorción y retención de polímeros y taponamiento de partículas, entre otros. [17]
- **Cementación:** La filtración de cemento puede dañar la permeabilidad de la formación de dos maneras, la primera es la deposición en espacios porosos de partículas cristalizadas de cemento con cal y la formación de silicato de calcio hidratado debido a la reacción de cal con sílice posteriormente filtrada en la formación. Argumenta Krueger (1988). [18]

- Estimulación: De acuerdo con Porter (1989) la química de los fluidos utilizados para realizar procesos de estimulación debe ser estudiada cuidadosamente con el fin de tener total entendimiento de como estos van a interactuar con las tuberías, con la roca, con los fluidos del yacimiento, entre otros, debido a que se puede generar emulsiones, precipitaciones no deseadas o cambios en la humectabilidad. [19]
- Producción: El principal problema en esta etapa es el taponamiento de las zonas cañoneadas debido al arrastre de material particulado del flujo de los fluidos del yacimiento a superficie. Las principales causas del taponamiento del pozo se dan por la formación de finos, parafinas, asfaltenos y escamas inorgánicas provocando una declinación acelerada de la producción de gas y petróleo. Afirma Krueger (1988). [18]
- Inyección de agua: Como lo asegura Krueger (1988) se debe tener cuidado con la composición y calidad del agua debido a que esta puede tener sólidos en suspensión que afecten la inyección. Adicionalmente se debe tener en cuenta la composición del agua de yacimiento con el fin de evitar reacciones con el agua de inyección debido a que la incompatibilidad entre estas puede causar precipitaciones traducidas en taponamientos. [18]

De acuerdo con Economides (2000), el daño de formación se puede categorizar de acuerdo con su mecanismo de origen, este puede ser natural o inducido.

1.5.2 Daño de formación natural

El daño de formación natural se genera como resultado de la producción de fluidos del reservorio, a su vez se subdivide en:

- Migración de finos: Economides (2000) menciona que el daño de formación puede ocurrir por la migración de partículas provenientes del yacimiento, las cuales se catalogan como finos, que se encuentran suspendidas en los fluidos producidos. Este material particulado, generalmente arcillas, sedimentos, y caolinita, puede obstaculizar la garganta de los poros en la zona cercana al pozo y de esta manera reducir la productividad de este. El daño por finos normalmente se encuentra en un radio de 3 a 5ft del pozo. [1]

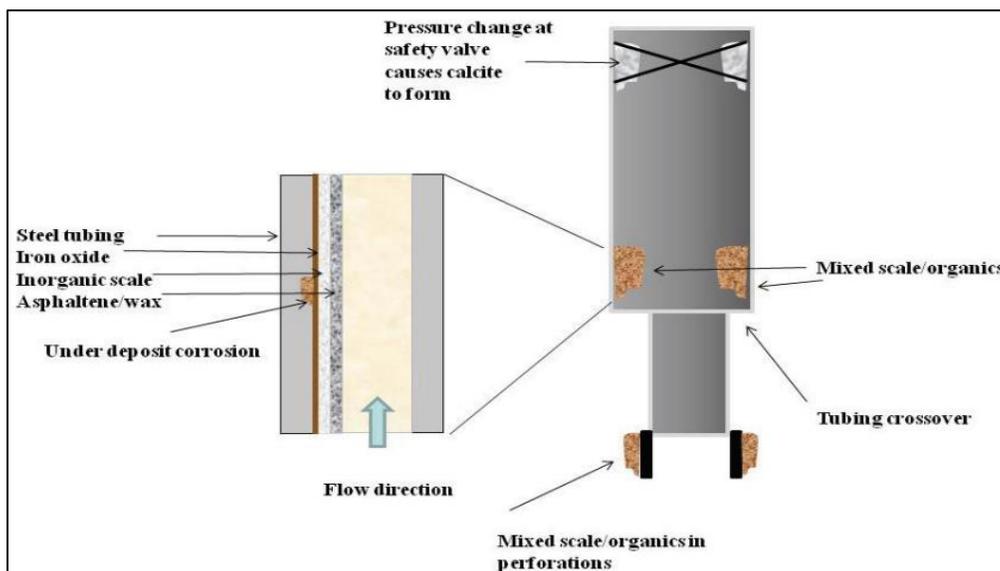
- Hinchamiento de arcillas: Según Economides (2000) las arcillas pueden cambiar su tamaño a través de toda la vida productiva del pozo y dependiendo de la cantidad, su localización y el tipo de minerales que contenga, la permeabilidad de la formación se puede ver afectada debido a que las partículas de arcilla cuando son pequeñas se pueden incrustar en el espacio poroso y generar taponamientos al momento de reaccionar con los fluidos que estén fluyendo en el pozo. [1]
- Escamas: Son sustancias químicas solubles en agua que se precipitan fuera de la solución como resultado de cambios en las condiciones de la formación, la mezcla de aguas incompatibles o por la alteración del equilibrio de la solución del agua producida. Estos precipitados se ven altamente influenciados por las caídas de presión, la temperatura, la viscosidad y cualquier otra variable que afecte el equilibrio de la solución del agua. Se alojan principalmente en la tubería, en los perforados y en la formación, y los más comunes son sulfato de calcio, carbonato de calcio y sulfato de bario. Afirma Economides (2020). [1]
- Depósitos orgánicos e inorgánicos: Los depósitos orgánicos son hidrocarburos pesados tales como las parafinas o asfaltenos que logran precipitarse debido a la reducción de presión y temperatura durante la vida productiva del pozo. Estos tienen la tendencia de adherirse a la roca o a superficies metálicas. Por otro lado, los depósitos inorgánicos suelen producirse debido al incremento del corte de agua generando así acumulación de incrustaciones inorgánicas sobre los depósitos de parafinas ya existentes. Menciona Shafian et al (2020). [20]

Los depósitos orgánicos son generalmente asociados a depósitos inorgánicos tales como el carbonato de calcio y las escamas de sulfato, menciona Al-Taq et al (2015). [21]

Los depósitos tanto orgánicos como inorgánicos generan obstrucciones en la garganta de los poros de la matriz de la roca dando como resultado el deterioro de la permeabilidad reduciendo la productividad y el influjo del pozo. Afirma Shafian et al (2020). [20]

Figura 5.

Formación depósitos orgánicos e inorgánicos en un pozo.



Nota. Ilustración de cómo se produce normalmente la acumulación de los compuestos que se depositan en un pozo. Tomado de: A. A. Al-Taq, S. A. Muhaish, M. M. Nakhli, and A. A. Alrustum, "Organic/inorganic deposition in oil producing wells from carbonate reservoirs: Mechanisms, removal and mitigation," *Soc. Pet. Eng. - Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. ADIPEC 2015*, p. 15, 2015, doi: 10.2118/177447-ms.

- Emulsiones: Son la mezcla de dos o más fluidos inmiscibles que no pueden dispersarse molecularmente entre sí. Las emulsiones tienen dos fases, llamadas fase externa, no dispersa o continua y la fase interna, dispersa o no continua y consiste en que la fase interna en forma de burbujas se aloja en la fase externa. Los inconvenientes con las emulsiones comienzan cuando la fase interna ocupa el espacio poroso cercano al pozo bloqueando el flujo de fluidos. Sin embargo, en la práctica se ha concluido que el petróleo y agua nativos de un mismo yacimiento rara vez forman emulsiones, por lo tanto, es por la presencia de agentes externos que estas logran conformarse y así afectar la productividad del pozo. Según afirma González (2014).

1.5.3 Daño de formación inducido

Este tipo de daño se presenta por operaciones externas que se le realicen al pozo tales como perforación, completamiento, tratamientos de estimulación, operaciones de inyección, entre otros. A continuación, se describe la clasificación de daño inducido según Economides (2000) [1]:

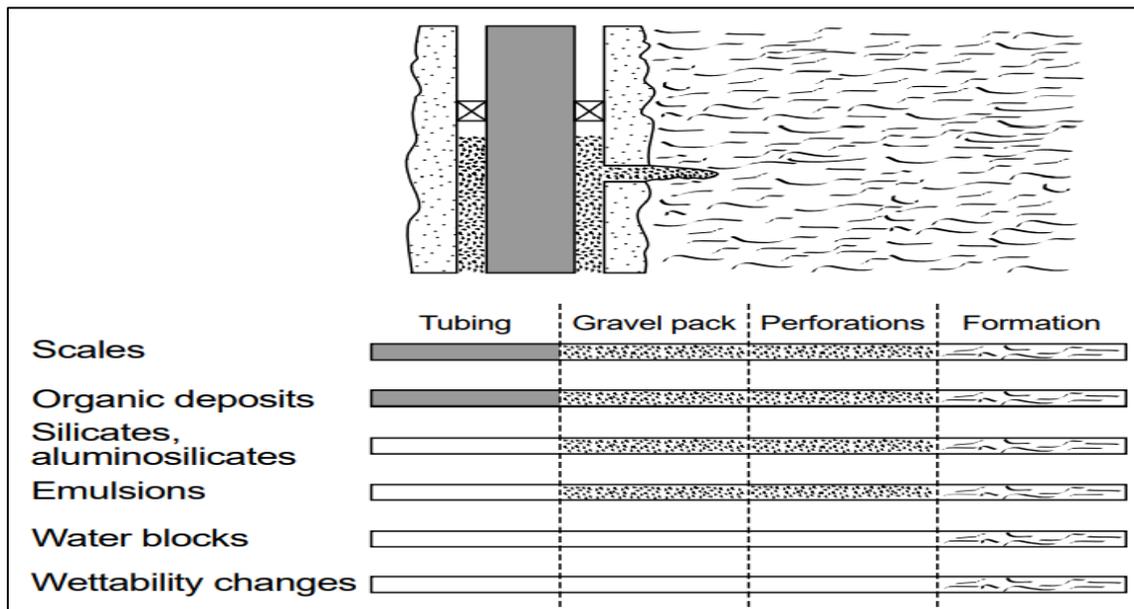
- **Alteración de la mojabilidad:** Según Gonzalez (2014) los surfactantes y aceites, bien sean naturales o inyectados, así como la precipitación de asfaltenos pueden alterar la mojabilidad de la formación, a su vez reduciendo la permeabilidad relativa y la permeabilidad efectiva generando taponamientos en la formación generalmente ocasionados por filtración de lodos de emulsión inversa. [22]
- **Reacciones ácidas:** Economides (2000) menciona que los tratamientos ácidos son causa de muchos problemas como daño en el material de las tuberías, bloqueos de agua, depositación de asfaltenos o parafinas, entre otros. Sin embargo, estos tratamientos ácidos también contribuyen al deterioro de la producción del pozo debido a varios factores como lo son la generación de lodos causados por la reacción entre asfaltenos y algunos aditivos, precipitación de algunos productos debido a la reacción del ácido con la formación y deterioro de la permeabilidad debido a los residuos presentes en los inhibidores de corrosión. [1]
- **Bacterial:** Como las bacterias pueden crecer en diferentes tipos de ambientes, los yacimientos no iban a ser la excepción, sin embargo, algunos de los microorganismos presentes en los yacimientos pueden llegar a ser un problema debido a lo que consumen y puedan llegar a producir. Los principales problemas relacionados a las bacterias son que algunas pueden ser reductoras de sulfato, otras pueden ser formadoras de limo, oxidantes de hierro y pueden llegar hasta atacar los polímeros contenidos en los fluidos de fracturamiento y recuperación secundaria según lo afirma Economides (2000). [1]
- **Bloqueo por agua:** De acuerdo con Gonzalez (2014) el agua proveniente de fluidos de perforación, operaciones de terminación o reparación o proveniente de la comunicación con alguna zona productora de agua puede generar bloqueos por filtración en rocas con baja permeabilidad debido a que la reduce e incrementa la saturación de agua en el medio poroso en la zona más cercana a la cara del pozo. A

pesar de que un bloqueo de agua se pueda solucionar por sí solo, este enmascara otros tipos de daño dificultando su identificación. [22]

- Taponamiento por partículas inducidas: Durante las diferentes operaciones a las que tiene que ser sometido el pozo durante su vida productiva, material particulado externo es inducido dentro de la formación obstruyendo la garganta de los poros y los perforados. La mejor manera de evitar estos inconvenientes es asegurarse de usar fluidos limpios, que el sistema de flujo esté limpio de igual manera y controlar el rango del tamaño del material particulado que pueda llegar a obstruir el flujo de fluidos, según afirma Economides (2000). [1]

Figura 6.

Ubicación de algunos tipos de daño de formación.



Nota. Esquema del alcance de ciertos tipos de daño de formación en determinadas zonas.

Tomado de: M. Economides and K. Nolte, *Reservoir Stimulation*, Third. WILEY, 2000.

1.6 Ley Darcy

En 1856 el ingeniero civil francés Henry Darcy estudió el flujo de agua mediante el uso de la filtración vertical del fluido a través de camas de arena. Este estudio se convirtió en la ley que gobierna el flujo de fluidos a través de un medio poroso. [23]

Darcy propuso una ecuación que relaciona la velocidad del fluido aparente con las caídas de presión a través de los filtros de arena y a pesar de que su experimento fue realizado

con agua y su dirección de flujo fue en sentido vertical, también se puede aplicar para flujo horizontal causando que esta ecuación sea aplicable en la industria petrolera, sin embargo, se debe tener en cuenta que Darcy consideró un área constante, por lo tanto la ecuación no refleja cambios de velocidad según la posición. Por lo tanto, la ecuación que describe la ley de Darcy es la siguiente [24]:

Ecuación 1.

Ecuación de Darcy.

$$V = -\frac{KdP}{\mu dx}$$

Ecuación 2.

La ecuación de Darcy también se puede expresar en términos de caudal de flujo volumétrico siendo expresada de la siguiente manera:

Ecuación 3.

Ecuación de Darcy en términos del caudal de flujo volumétrico.

$$q = VA = -\frac{KAdP}{\mu dx}$$

Donde:

- K Permeabilidad del medio poroso
- V Velocidad aparente de flujo
- q Caudal de flujo volumétrico
- A Área abierta del flujo
- μ Viscosidad de fluido
- dP/dx Gradiente de presión en la dirección del flujo

1.7 Ecuaciones de flujo

De acuerdo con Naranjo al momento de existir una perturbación de presión en un yacimiento debe de haber una traslación de dicho fenómeno a través de este, por lo tanto, el comportamiento de la presión dependerá de si esta recorrió todo el yacimiento o solo una parte del mismo. Cuando dicha perturbación no llega al límite exterior del yacimiento se habla de un periodo transiente, por otro lado, si la presión ha llegado a algún punto del límite exterior pero no lo abarca en su totalidad se habla de periodo

postransiente, y por último si la perturbación de presión logra afectar todos los puntos del límite exterior del yacimiento se habla de periodo estable o pseudoestable. [25]

Para analizar la presión y su relación con el tiempo y la distancia para los periodos previamente mencionados, se debe conocer el tipo de flujo que se puede tener en un yacimiento y/o las condiciones de frontera, por lo tanto, se habla de flujo estable, pseudoestable e inestable, descritos a continuación:

1.7.1 Flujo estable

Según Naranjo este se da cuando la tasa de flujo y la presión no varían con el tiempo. Este tipo de flujo solo se presenta en un periodo pseudoestable cuando el yacimiento esté siendo alimentado en su límite exterior por una fuente, como lo es un acuífero lateral. Ver Ecuación 3. [25]

Ecuación 4.

Flujo estable

$$P - P_{wf} = 141,2 * \frac{q\mu\beta}{kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} \right]$$

De acuerdo con Tarek, al momento de añadir la variable de factor de daño, la ecuación queda de la siguiente manera [26]:

Ecuación 5.

Flujo estable introduciendo factor de da daño de formación.

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * k * h * (P_i - P_{wf})}{\mu_o * \beta_o * \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

Donde:

- q_o Tasa de flujo, BPD
- μ_o Viscosidad, cP
- k Permeabilidad de la formación, mD
- h Espesor, ft
- r_w Radio del pozo, ft
- r_e Radio de drenaje, ft
- P_i Presión inicial del yacimiento, psia

- Pwf Presión fondo fluyente, psia
- Bo Factor volumétrico, RB7STB
- S Factor de daño

1.7.2 Flujo pseudoestable

Naranjo afirma que en este la tasa de flujo se mantiene constante en el pozo, sin embargo, la presión varía en función del tiempo en el yacimiento. Esta situación también se conoce como tasa terminal y se puede presentar tanto en el periodo transiente como en el pseudoestable. Ver Ecuación 5. [25]

Ecuación 6.

Flujo pseudoestable.

$$P - P_{wf} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \right]$$

De acuerdo con Tarek, al momento de añadir la variable de factor de daño, diferenciando entre fluidos compresibles y ligeramente compresibles las ecuaciones quedan de la siguiente manera [26]:

Ecuación 7.

Flujo pseudoestable para fluidos levemente compresibles introduciendo factor de daño de formación.

$$Q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * k * h * (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o * \beta_o * \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]}$$

Donde:

- Qo Tasa de flujo, BPD
- μ_o Viscosidad, c
- k Permeabilidad de la formación, mD
- h Espesor, ft
- rw Radio del pozo, ft
- re Radio de drenaje, ft
- Pr Presión promedio del yacimiento, psia
- Pwf Presión fondo fluyente, psia
- Bo Factor volumétrico, RB7STB

Ecuación 8.

Flujo pseudoestable para fluidos compresibles introduciendo factor de daño de formación. [25]

$$Q_g = \frac{k * h * (P_r^2 - P_{wf}^2)}{1422 * T * \bar{\mu}_g * \bar{z} * \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S \right]}$$

Donde:

- Qg Tasa de flujo, BPD
- μ_g Viscosidad a la presión promedio, cP
- k Permeabilidad de la formación, mD
- h Espesor, ft
- rw Radio del pozo, ft
- re Radio de drenaje, ft
- Pr Presión del yacimiento, psia
- Pwf Presión fondo fluyente, psia
- z Factor de compresibilidad a la presión promedio
- T Temperatura, R°

1.7.3 Flujo inestable

Como lo menciona Naranjo este tipo de flujo se da cuando la tasa de flujo varía en cualquier punto del yacimiento junto con el tiempo, mientras que la presión se mantiene constante, pero tiene la posibilidad de cambiar en cualquier punto. Esta situación se da en el periodo tanto transiente como pseudoestable y se conoce como el caso de la presión terminal constante. [25]

De acuerdo con Tarek, las ecuaciones que describen el flujo inestable para fluidos compresibles y levemente compresibles introduciendo el factor de daño de formación son las siguientes [26]:

Ecuación 9.

Flujo inestable para fluidos ligeramente compresibles introduciendo factor de daño de formación.

$$P_i - P_{wf} = 162.6 \left(\frac{Q_o * \beta_o * \mu_o}{kh} \right) \left[\log \left(\frac{kt}{\phi * \mu * c_t * r_w^2} - 3.23 + 0.87 * S \right) \right]$$

Ecuación 10.

Flujo inestable para fluidos compresibles introduciendo factor de daño de formación.

$$P_{wf}^2 = P_i^2 - \frac{1637 * Q_g * \bar{T} * \bar{z} * \bar{\mu}}{kh} \left[\text{Log} \frac{kt}{\phi * \mu_i * c_{ti} * r_w^2} - 3.23 + 0.87 * S \right]$$

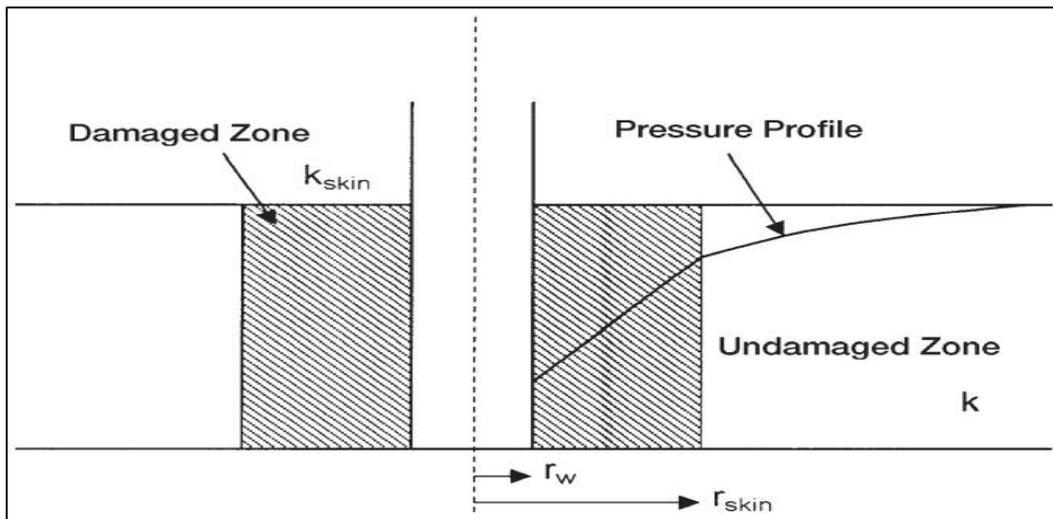
1.8 Factor de daño

Según Tarek es común que materiales como el filtrado de lodo, cemento o partículas de arcilla entren a la formación durante todas las operaciones que el pozo necesita alrededor de su vida productiva, generando reducción de la permeabilidad en la zona cercana al pozo. Mientras que por otro lado cuando se emplean estimulaciones en el pozo la permeabilidad se incrementa, generando una diferencia de permeabilidades entre la formación y la zona cercana al pozo. [26]

La zona que se ve afectada por la alteración en la permeabilidad se le llama zona skin. Para un mejor entendimiento se adjunta la Figura 7 que ilustra esquemáticamente dicha zona.

Figura 7.

Efecto skin en la zona cercana al pozo.



Nota. Representación gráfica del efecto de daño de formación en la cara del pozo con relación al perfil de presión. Tomado de: A. Tarek, *Reservoir Engineering*, Third., vol. Sigma. ELSERVIER, 2006.

Según Hawkins (1956) como la permeabilidad en la zona skin es uniforme y las caídas de presión generadas por las alteraciones en la permeabilidad, se pueden aproximar usando la ecuación de Darcy, por lo tanto, el factor skin o factor de daño puede ser expresado de la siguiente manera [26]:

Ecuación 11.

Factor de daño.

$$S = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right)$$

Donde:

- k_{skin} Permeabilidad en la zona dañada, mD
- r_{skin} Radio de la zona dañada, ft
- K Permeabilidad sin daño, mD
- r_w Radio del pozo sin daño, ft

Tarek afirma que hay tres posibles resultados al momento de evaluar el factor de daño de formación con ayuda de la Ecuación 10. [26]

- Factor de daño positivo mayor a 0: Indica que la zona cercana al pozo se encuentra dañada debido a que la permeabilidad de la zona dañada es menor a la permeabilidad de la formación.
- Factor de daño negativo menor a 0: Indica que la zona cercana al pozo se encuentra estimulada, puesto que se evidencia una mejora en las condiciones del pozo debido a que la permeabilidad de la zona dañada es mayor que la permeabilidad de la formación.
- Factor de daño igual a 0: Esto indica que no ha habido ninguna alteración en la permeabilidad alrededor de la zona cercana al pozo debido a que la permeabilidad de la zona dañada es igual a la permeabilidad de la formación.

Los factores que generan daño en la formación producen adicionalmente caídas de presión (ΔP_{skin}) localizadas durante el flujo de fluidos, mientras que, con los procesos de estimulación, las condiciones del yacimiento mejoran, por lo que la permeabilidad se

incrementa y por ende una disminución de la caída de presión puede ser observada, afirma Tarek. De acuerdo con lo explicado anteriormente, el efecto resultado de alterar la permeabilidad en la zona cercana al pozo se llama efecto skin. [26]

Para poder determinar las caídas de presión en función del daño se presenta la siguiente ecuación [25]:

Ecuación 12.

Caída de presión en función del factor de daño (Darcy).

$$\Delta P_{skin} = 141.2 * \left[\frac{Q_o * \mu * \beta_o}{k * h} \right] * S$$

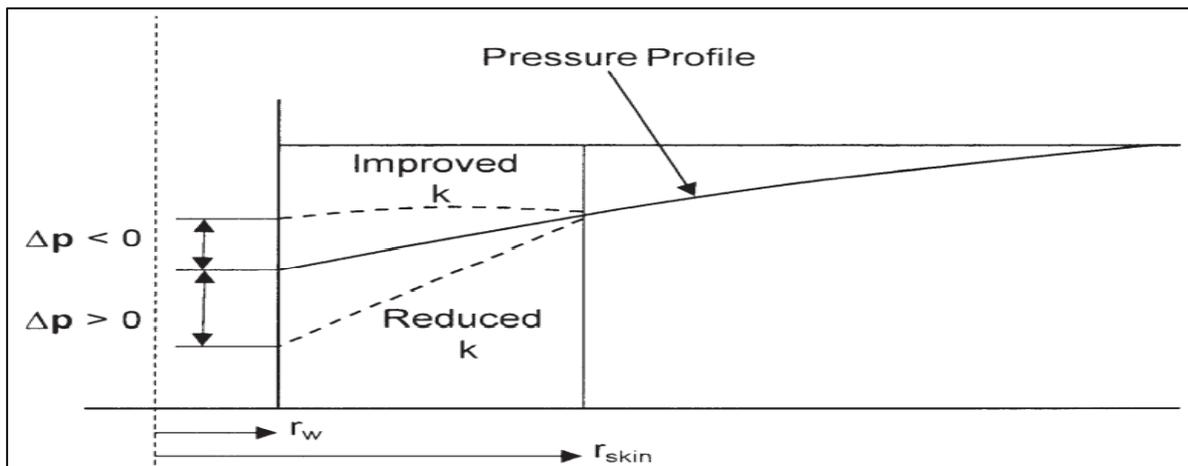
Donde:

- ΔP_{skin} Caída de presión por presencia de daño, psi
- Q_o Tasa de flujo, BDP
- μ Viscosidad del petróleo, cP
- β_o Factor volumétrico del petróleo, RB/STB
- k Permeabilidad, mD
- S Factor de daño, adimensional

A continuación, se presenta un esquema que compara los tres posibles resultados en la zona skin con base en las caídas de presión.

Figura 8.

Representación de los efectos skin negativos y positivos.



Nota. Ilustración del efecto del daño de formación sobre la cara del pozo. Tomado de: A. Tarek, *Reservoir Engineering*, Third., vol. Sigma. ELSERVIER, 2006.

De acuerdo con Tarek, existen tres resultados de la Ecuación 11 que se pueden interpretar de la siguiente manera [26]:

- Caída de presión menor a 0: Indica una disminución en la caída de presión debido a que la permeabilidad de la zona dañada es mayor a la permeabilidad de la formación lo que se refiere a una mejora en las condiciones del pozo.
- Caída de presión mayor a 0: Indica que se está generando una caída de presión adicional debido a que la permeabilidad de la zona dañada es menor a la permeabilidad de la formación.
- Caída de presión igual a 0: Indica que no hay ningún cambio en las condiciones de la zona cercana al pozo debido a que la permeabilidad de la zona dañada es igual a la permeabilidad de la formación.

1.9 Identificación del daño de formación

Las pruebas de laboratorio dentro de sus diversas funciones tienen como objetivo identificar el daño de formación potencial que se esté teniendo en un pozo, por lo tanto, es necesario analizar la mineralogía y material de la formación junto con los fluidos producidos. Para alcanzar ese objetivo, Economides menciona las siguientes pruebas de laboratorio [1]:

- Análisis de núcleos: Un análisis de núcleos permite determinar parte de la mineralogía de la formación, bien sea usando núcleos convencionales o de la pared lateral del pozo y posteriormente diseñar un tratamiento de remoción para el daño de formación. Sin embargo, Economides recomienda los núcleos convencionales debido a que los de la pared lateral del pozo pueden estar contaminados con fluidos de perforación causando que estos no sean representativos de la formación.
- Litología de la formación: Tener conocimiento de la litología es de suma importancia debido a que permite entender de qué manera va a responder los minerales de la formación frente a cualquier líquido. Economides menciona tres técnicas que permiten caracterizar la litología de una formación, difracción de rayos X (XRD), SEM y análisis de secciones delgadas, descritas a continuación [1]:
 - ✓ XRD: Permite identificar depósitos de escamas cristalinas, adicionalmente determina los tipos y cantidad de arcillas y feldespatos contenidos en la formación.

- ✓ SEM: Provee información morfológica, mineralógica y del tamaño de los poros de los materiales.
- ✓ Análisis de secciones delgadas: Es usado para estudiar la estructura de la roca y cuantificar los minerales que esta contenga, en adición permite identificar materiales cementantes y el tipo de poros encontrados junto con su ubicación.
- Caracterización petrofísica: En la caracterización petrofísica, según afirma Economides, es de suma importancia obtener la porosidad y permeabilidad de la formación. La porosidad se logra determinar mediante la ley de Boyle que permite calcular el tamaño y numero de poros, por otro lado, la permeabilidad se determina mediante una simulación a condiciones de tensión y temperatura de fondo de pozo. Lo anterior para poder determinar alteraciones, principalmente en la permeabilidad del pozo y así identificar se tiene bajo desempeño del pozo debido a daño de formación. [1]
- Análisis de los fluidos del yacimiento: De acuerdo con Economides, el análisis del petróleo y la salmuera de la formación permiten identificar la presencia de daño, por su parte el análisis a la salmuera se usa para predecir formación de escamas mediante pruebas químicas en laboratorio o técnicas de instrumentación. Debido a que el petróleo contiene parafinas y asfaltenos, la cuantificación de estos permite la predicción de daño de formación por depósitos orgánicos. Esto se logra mediante la mezcla y posterior centrifugación del petróleo producido con pentano para precipitar el contenido de asfaltenos, mientras que, por otro lado, para determinar el contenido de parafinas se realiza el mismo procedimiento a diferencia de que se usa acetona para mezclar el petróleo y se debe realizar a una temperatura de 0°C. [1]

1.9.1 Desarrollo de un simulador de daño de formación

Civan menciona que en el estudio de daño de formación han sido pocos los modelos matemáticos aceptados para desarrollar un simulador debido a que tienen limitantes como lo es el asumir una fase de un único fluido, y que el mecanismo predominante de daño de formación es por migración de finos por lo que su aplicabilidad en condiciones de laboratorio ha sido validada mientras que para condiciones de campo es restringida. [2]

Según Civan, un modelo matemático de daño de formación es una expresión numérica del deterioro de la permeabilidad debido a la alteración de la estructura del medio poroso, sin embargo, el modelo debe ser dinámico por lo que se debe adicionar un modelo de flujo de fluidos en el medio poroso para poder determinar los efectos del daño de formación y las condiciones de flujo en el yacimiento. [2]

1.9.1.i Descripción de las ecuaciones fundamentales del modelo. La exactitud del simulador depende de las suposiciones, consideraciones y la teoría aplicada. Civan propuso un simulador numérico que consideraba deterioro de la permeabilidad, perfiles de porosidad y migración de la concentración de material particulado a lo largo de la dirección del flujo en función de la temperatura usando las expresiones matemáticas descritas a continuación [2]:

- ✓ Balance de masa de las fases de fluido y materiales de la formación.
- ✓ Balance de momento.
- ✓ Ecuación de la variación de la permeabilidad.
- ✓ Factor de eficiencia del material particulado.
- ✓ Tasa de hinchamiento tanto para la formación como para material particulado.
- ✓ Criterios y tasa de taponamiento de gargantas de poro.
- ✓ Tasa de movilización de partículas.
- ✓ Formación de filtrado de lodo externo e interno.
- ✓ Tasa de deposición tipo tapón
- ✓ Tasa de deposición de la superficie de poro.
- ✓ Tasa de la infiltración de fluido externa
- ✓ Porosidad efectiva.
- ✓ Concentración de sal crítica.
- ✓ Temperatura crítica.
- ✓ Humectabilidad.
- ✓ Condiciones de equilibrio.
- ✓ Correlación del coeficiente de Darcy.
- ✓ Distribución dinámica de tamaño de poro
- ✓ Distribución dinámica de garganta de poro.

- ✓ Equilibrio químico.
- ✓ Crecimiento del tamaño de partícula.

Civan menciona que el documento de entrada debe tener la siguiente información [2]:

- ✓ Condiciones del fluido de inyección.
- ✓ Propiedades de la roca.
- ✓ Propiedades del fluido y partículas suspendidas.
- ✓ Coeficientes estequiométricos para reacciones química en medio líquido.
- ✓ Condiciones del problema.
- ✓ Parámetros medidos en laboratorio.
- ✓ Prueba de flujo de núcleos en el laboratorio.
- ✓ Simulación de presión.
- ✓ Otros fenómenos a consideración.

1.9.1.ii Soluciones numéricas para daño de formación. De acuerdo con Civan, los modelos de ecuaciones se clasifican en ecuaciones algebraicas, ecuaciones diferenciales ordinarias, ecuaciones diferenciales parciales, o la combinación de las dos últimas, y el uso de estas dependen del nivel de sofisticación y la aproximación teórica deseada. [2]

- Modelos de ecuaciones algebraicas: Civan afirma que los modelos de daño de formación algebraico relacionan las variables del proceso mediante expresiones algebraicas con el uso de correlaciones empíricas con el fin de obtener una solución analítica de la ecuación diferencial. Es un método utilizado para casos simplificados y sirve para soluciones numéricas tanto lineales como no lineales. [2]
- Modelos de ecuaciones diferenciales ordinarias: Según Civan estos modelos describen la variación de los procesos en una sola variable como por ejemplo el tiempo. Sin embargo, en casos especiales se requiere de técnicas matemáticas para transformar ecuaciones diferenciales parciales multivariadas en ecuaciones diferenciales ordinarias de una sola variable, dentro de estas técnicas se encuentran métodos que permiten la combinación o separación de variables, como por ejemplo el método de caracterización. [2]

- Modelos de ecuaciones diferenciales parciales: De acuerdo con Civan este modelo involucra la variación de los procesos en dos o más variables independientes. Para resolver este tipo de ecuaciones existen métodos numéricos como el método de diferencia finita, el método de elemento finito o el método analítico finito, sin embargo, la implementación de estos métodos dentro del modelo puede ser retador. [2]

A pesar de que estos modelos son programables, se puede ahorrar tiempo y esfuerzo al usar los softwares que se encuentran actualmente disponibles los cuales pueden resolver los modelos de ecuaciones descritos anteriormente.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

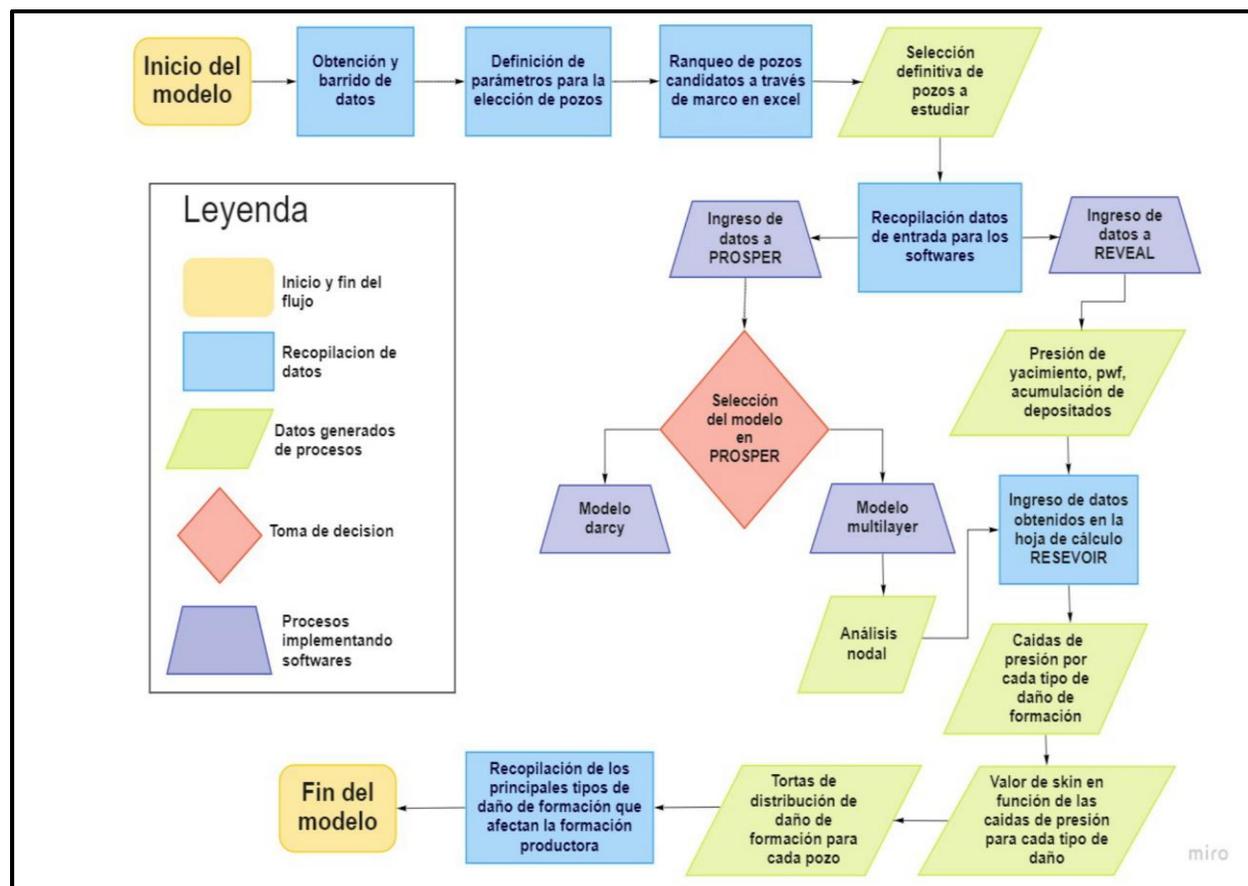
En este capítulo se describe la metodología que se utilizó para dar cumplimiento al estudio. Inicialmente se explica el procedimiento realizado para la selección de los pozos a evaluar mediante el uso de una macro en Excel suministrada por el equipo de Ecopetrol. Las variables usadas son: registro de daño de formación, costo de desarrollo, complejidad operativa, información de petrofísica, entre otras, y fueron suministradas de 200 pozos pertenecientes al campo Apiay-Suria. Posteriormente se describe como se realizaron las simulaciones necesarias en los softwares de Reveal y Prosper junto con los resultados que estos proveen, por último, se indica como fue usada una hoja de cálculo llamada Reservoir, la cual brinda las magnitudes de daño de formación por cada tipo de daño seleccionado para finalmente poder estimar su evolución con respecto al último estudio de daño de formación realizado en el campo.

2.1 Diagrama de flujo de la metodología

En el diagrama de flujo mostrado a continuación, se ilustra el procedimiento general para la obtención del daño de formación. Se especifican las herramientas utilizadas junto con los datos obtenidos de estas, todo en función de obtener el valor de daño de formación por cada una de sus clasificaciones seleccionadas para su posterior evaluación.

Figura 9.

Diagrama de flujo de la metodología para el estudio de daño de formación.



Nota. Diagrama de flujo de la metodología empleada en Ecopetrol para estimar la evaluación del daño de formación para un determinado campo.

2.2 Selección de pozos

En esta sección se describen los parámetros necesarios para la selección de los pozos a estudiar en el campo Apiay-Suria. Se toman un total de tres (3) pozos como muestra representativa de la totalidad del campo.

Los pozos seleccionados provienen de una lista de pozos que cuentan con un estudio previo de daño de formación realizado en el año 2012. Estos pozos se caracterizan principalmente por tener una baja productividad con respecto a pozos aledaños, una reducción en sus tasas de producción en comparación con el histórico de su vida productiva, tener una desviación de 80° o menor, debido a que esta particularidad permite facilitar el proceso de simulación y, por último, que la producción provenga de la

arena productora de la formación K1 de la cuenca de Llanos Orientales. En la tabla a continuación se podrá observar el nombre del pozo junto con el resultado del estudio de daño de formación para el año 2012.

Tabla 1.

Resumen estudio daño de formación del año 2012.

Pozo	Skin 2012
Pozo A	11.19
Pozo B	2.16
Pozo C	23
Pozo D	9.25
Pozo E	29.8
Pozo F	37.3

Nota. Lista de pozos del campo Apiay-Suria con estudio previo de daño de formación.

Los pozos mostrados en la Tabla 1 se seleccionaron de una lista de más de 200 pozos pertenecientes al campo Apiay-Suria de los cuales se tomó la información de permeabilidad, temperatura, presión de yacimiento, presión de fondo fluyente, historial de producción junto con el registro actualizado de la misma con su respectiva fecha, radio de perforación, espesor neto de los perforados (cañoneos), elevación de la mesa rotaria, estado mecánico, survey del pozo y por último resultados de la última prueba PVT realizada.

La data mencionada anteriormente se ingresa en una macro en Excel, diseñada por el equipo de ingenieros de yacimientos de la empresa Ecopetrol, para poder hallar los índices de heterogeneidad como criterio principal de selección. Los índices de heterogeneidad son parte de la metodología que los ingenieros de Ecopetrol utilizan para realizar un raqueo inicial, debido a que permite relacionar los parámetros de selección de un pozo con el promedio de los parámetros de selección del resto de pozos pertenecientes a la zona de estudio, con el fin de conocer si el valor que tiene cada pozo

está por encima o por debajo de la media para así seleccionar los pozos más viables para el respectivo estudio.

Ya con los pozos seleccionados por medio de los índices de heterogeneidad suministrados por el equipo de Ecopetrol se prosigue con la elección de tres (3) pozos a los cuales se les realiza el nuevo estudio de daño de formación.

2.2.1 Criterios de selección

Inicialmente se revisa la información con la que se cuenta de los pozos a los que se les realizó un estudio previo de daño de formación, posteriormente se hace uso de otra macro de Excel llamada ranqueo global de pozos Apiay-Suria en la cual se ingresan unas variables determinadas, descritas más adelante, por la pericia de los ingenieros de Ecopetrol, las cuales tendrán un peso porcentual en relación con su importancia al momento de realizar el estudio de daño de formación actual.

Las variables incluidas son: daño de formación, información disponible que se tenga del pozo, facilidades de producción, petrofísica del pozo, complejidad operativa y costo de desarrollo.

Inicialmente se le asignó el mayor peso porcentual, de 35%, a la información de petrofísica puesto que se necesita conocer las condiciones actuales con las que el pozo está interactuando con la formación productora y el yacimiento.

El segundo peso porcentual de 25% lo tiene la variable de daño de formación debido a que se requiere que los pozos tengan un daño de formación representativo para poder compararlo con el estudio de daño de formación a las condiciones actuales y así lograr analizar su evolución; y la variable de información disponible puesto que se requiere tener conocimiento de que información tal como el estado mecánico del pozo, el registro de producción de líquidos, datos de presiones PIP, porcentajes de corte de agua, entre otros, se encuentra actualizada, validada y disponible.

Por último se le asigna un peso porcentual de 5% a las siguientes variables: A la variable de facilidades de producción debido a que se requiere saber si el pozo cuenta aún con las mismas herramientas al momento de hacer el estudio de daño de formación inicial y del año 2012, a la variable de complejidad operativa porque es necesario saber si el

pozo cuenta con alguna estimulación o intervención hasta la fecha, y la variable de costo de desarrollo puesto que se necesita observar si la reducción en la tasa de producción por acción del daño de formación a través del tiempo es viable.

2.2.2 Metodología macro de Excel para ranqueo global de pozos

Continuando con el proceso anterior, se asigna una calificación de 1, 2, 3 y 4 por cada variable, que representa un peso en porcentaje de 10%, 40%, 70% y 100% respectivamente con el fin de darle una valoración cuantitativa a cada pozo para seleccionar los que mayor puntuación arrojen. La calificación que se le asigna a cada variable está condicionada a la calidad y cantidad de información disponible mediante la puntuación de 1 a 4 y su respectivo porcentaje. Por ejemplo, al Pozo A se le asigna una calificación de 3 para la variable de daño de formación, lo que quiere decir que como la calificación de 3 tiene asignado un valor del 70% y la variable de daño de formación tiene un peso porcentual del 25%, a 25% se le extrae su 70% arrojando así una puntuación de 17.5 para el Pozo A con respecto a la calidad de información que este tiene de daño de formación. Finalmente se suman todas las puntuaciones correspondientes de cada pozo para cada variable con el fin de obtener una puntuación global de los pozos como se observa en la Figura 10 a continuación.

Figura 10.

Peso porcentual de las variables asignadas para la selección de pozos

Pozo	DAÑO FORMACIÓN (SKIN)				INTEGRIDAD (INFORMACION DISPONIBLE)				FACILIDADES (LINEAS DISPONIBLES, BOMBAS,				PETROFISICA(KH, SW ACTUAL, NET PAY, ROCK TYPE)				COMPLEJIDAD OPERATIVA (INTERVENCION)				COSTO DE DESARROLLO (US/BBL, VPN)				Puntuación
	25				25				5				35				5				5				
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
	10%	40%	70%	100%	10%	40%	70%	100%	10%	40%	70%	100%	10%	40%	70%	100%	10%	40%	70%	100%	10%	40%	70%	100%	
pozo A	3		17.5		3		17.5		3		3.5		3		24.5		1		0.5		2		2		66
pozo B	2		10		2		10		3		3.5		4		35		3		3.5		4		5		67
pozo C	4		25		1		2.5		2		2		1		3.5		1		0.5		1		0.5		34
pozo D	3		17.5		4		25		3		3.5		2		14		1		0.5		2		2		63
pozo E	2		10		3		17.5		3		3.5		3		24.5		2		2		2		2		60
pozo F	4		25		3		17.5		2		2		4		35		3		3.5		3		3.5		87

Nota. Macro de Excel con asignación de peso porcentual por variable para obtención de ranqueo. Tomado de Ecopetrol.

Con la puntuación mostrada en la figura anterior se realiza el ranqueo final organizando los pozos de mayor a menor de acuerdo con su puntuación obtenida como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2.

Puntuación global de los pozos.

Pozo	Puntaje
pozo F	87
pozo B	67
pozo A	66
pozo D	63
pozo E	60
pozo C	34

Nota. Lista de puntuación porcentual asignada a cada pozo candidato.

De acuerdo con la información presentada por la Tabla 2 se seleccionan los pozos que mayor puntaje arrojaron, los cuales son: Pozo F, pozo B y pozo A.

La información de los tres (3) pozos seleccionados es la que más adelante se introduce en los softwares Reveal y Prosper con el fin de conocer las principales fuentes de daño de formación de cada uno de ellos junto con su respectiva pérdida de presión a lo largo de su vida productiva.

2.3 Reveal

El software Reveal es un simulador de yacimientos diseñado por la empresa Petroleum Experts Limited que tiene como objetivo asociar la simulación de yacimientos junto con los estudios especializados que se realizan en la rama de la ingeniería de reservorios, tales como fracturamiento térmico, transporte de sólidos, EOR, entre otros. En Reveal se puede llevar a cabo estudios de yacimientos integrados con su producción, permitiendo entender el impacto de la producción en el desarrollo de un reservorio y por lo tanto en la gestión general del campo. [27]

Para comenzar con la simulación se debe tener una información preliminar del pozo, tal como historia de producción, presión inicial y actual, estado mecánico, petrofísica, prueba de PVT válida, entre otros.

A continuación, se explicará el paso a paso realizado en el simulador para obtener los datos deseados de histórico de presión junto con su tasa de petróleo, agua y gas a su vez con la masa acumulada de parafinas y asfaltenos para posterior análisis del pozo A. Este procedimiento se realizó de igual manera para los 3 pozos seleccionados.

2.3.1 Data general para la simulación

En esta sección se especifica la fecha de inicio de producción del pozo, la temperatura de yacimiento, y la profundidad del pozo en términos de TVDss, se precisa que los componentes del pozo son la química del agua, la cual incorpora un modelo de fase acuosa precipitada que incluye absorción, reducción de la permeabilidad e inhibidores, y sólidos, el cual introduce modelos de parafinas y asfaltenos junto con transporte de sólidos incluyendo generación de arenas, para que automáticamente logre hacer los cálculos de depositación de orgánicos y finos, adicionalmente se establece que el pozo no está fracturado y que no hay presencia de acuífero.

Figura 11.

Sección general simulation data en Reveal.

Control Section: general simulation data

Simulation Flags

Fracture Model	No	Wettability	Off
Analytical Aquifer Model	No	Todd and Longstaff Miscibility	Off
Component Model	Dil/Water/Gas Polymer/Gel/Foamer Water Chemistry Solids Steam Souring Compositional	Well-bore Heating	Off
		Sourcing	Off

Simulation start date / start of field life

Start date: 01/07/2006 (day/month/year)

Directional Rel Perms

Directional relative permeabilities	Off
Well connection relative permeability	Off

References

Reference Temperature	252	deg F
Reference Depth	9642	feet

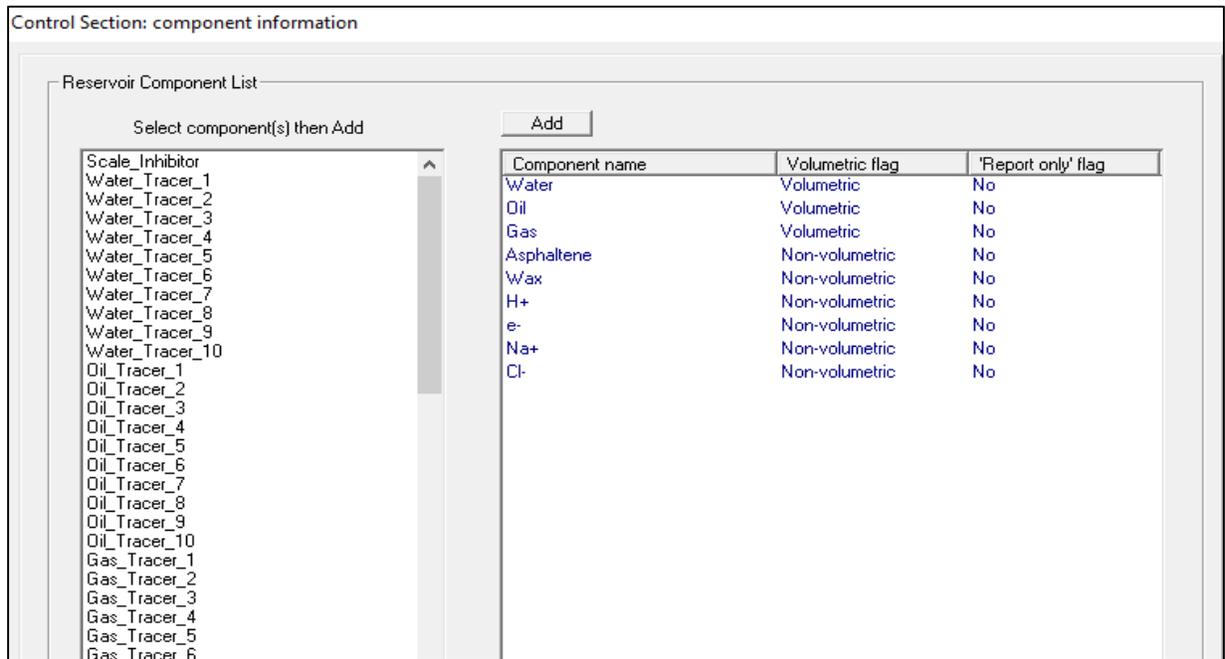
Nota. Pestaña inicial del software Reveal para la introducción de datos a simular. Tomado de Reveal.

2.3.2 Información de componentes

En esta sección se deben seleccionar los parámetros que deben ser incluidos en el modelo. Para nuestro caso serán el agua, aceite, gas, asfaltenos y parafinas, los cuales permiten realizar cálculos posteriores.

Figura 12.

Sección component information Reveal



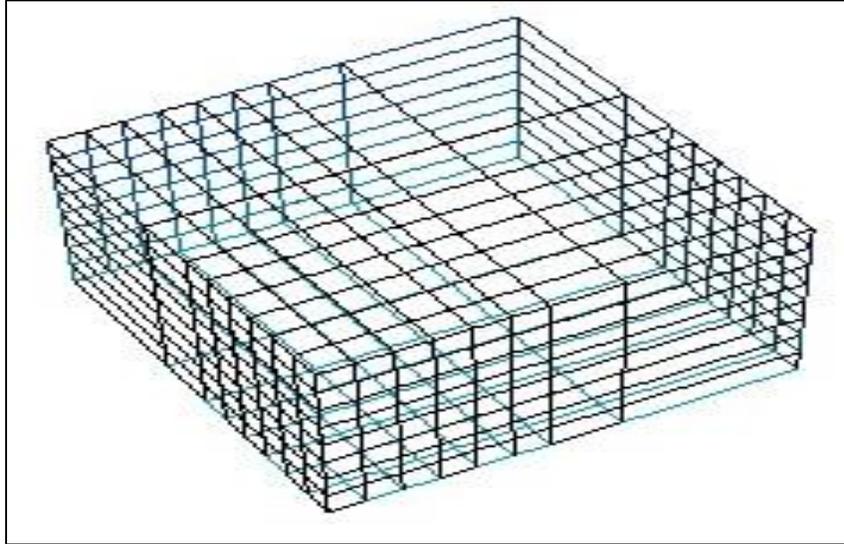
Nota. Pestaña de lista de componentes de yacimiento del software Reveal. Tomado de Reveal.

2.3.3 Selección de la geometría de la malla

En esta sección se define el sistema coordinado a usar para la construcción de la malla. Se seleccionó el sistema cartesiano debido a la facilidad que presenta al momento de su construcción y a que genera una cuadrícula regular con espacio constante entre sus celdas como se muestra en la Figura 13.

Figura 13.

Malla cartesiana.



Nota. Representación del modelo malla cartesiana escogida en el software Reveal. Tomado de Reveal.

Adicionalmente se define la cantidad máxima de bloques que la malla tendrá en las direcciones “X” y “Y”, posteriormente en “Z” se coloca la cantidad de capas de acuerdo con las zonas activas (cañoneos abiertos) y las zonas inactivas (espesores no perforados entre cañoneos).

Por otro lado, en la subsección de mapa de ejes se establece el origen de la malla en las direcciones “X” y “Y” que a su vez definen un segundo sistema de coordenadas que permiten definir la trayectoria del pozo.

Figura 14.

Sección grid geometry selection.

Reservoir Section: grid geometry selection

Grid Coordinate System

Coordinate system: Cartesian

Grid Dimension

x: 80
y: 60
z: 11

Update Globally

MapAxis (define a separate coordinate system for, e.g., entering deviation surveys)

Origin: 0 feet 0 feet
X Axis: 1 feet 0 feet
Y Axis: 0 feet 1 feet

Enter (x,y) coordinates of origin and axes in global grid coordinates

Nota. Pestaña para la selección del grid geométrico que se introduce en el software Reveal. Tomado de Reveal.

2.3.4 Información de entrada de la malla

En esta sección se pretende hacer un proceso de refinamiento de la cuadrícula, el cual consiste en la disminución del tamaño de las celdas a medida que se van acercando al bloque en el cual el pozo estará ubicado, debido a que se pretende que el pozo se localice justo en el centro de la malla y a su vez su celda correspondiente no sea muy extensa. Adicionalmente se configura el espesor de cada una de las capas teniendo en cuenta la cantidad de estas que se configuró en la sección anterior. Los valores expresados en esta sección fueron suministrados por los ingenieros de yacimientos de Ecopetrol debido a que con esa misma información de la malla se realizaron los estudios anteriores de daño de formación de los pozos seleccionados.

Figura 15.
Sección grid input Reveal.

Reservoir Section: grid input

Block Sizes (x,y)

x: (1-80)

	From	To	Grid dX <small>feet</small>
1	1	10	150
2	11	38	26.2
3	39	39	5
4	40	40	2
5	41	41	5
6	42	70	26.2
7	71	80	150
8			
9			
10			
11			

y: (1-60)

	From	To	Grid dY <small>feet</small>
1	1	28	26.2
2	29	29	5
3	30	30	2
4	31	31	5
5	32	60	26.2
6			
7			
8			
9			
10			
11			

Block Sizes (z) (Zmax = 11)

Enter:

Range From To

Block Size feet

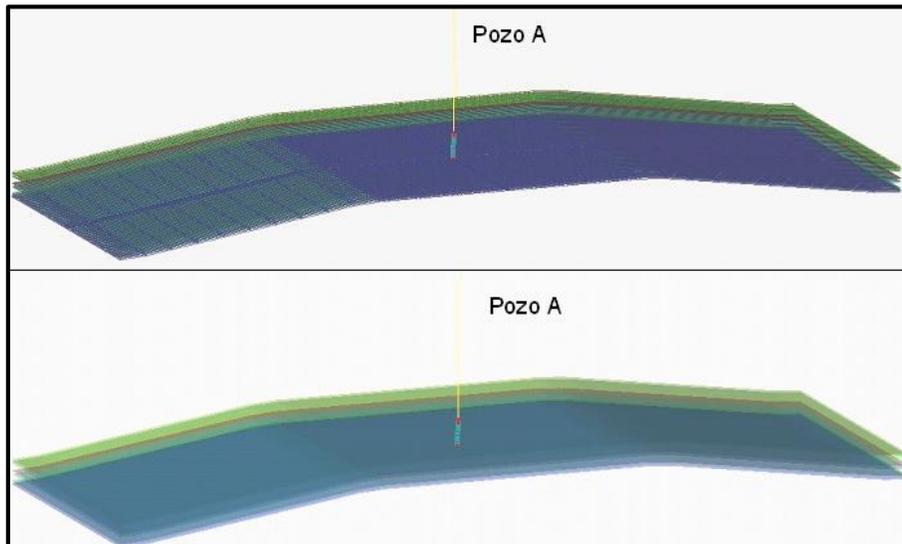
Add

	Type	Description
1	Layer Range	Layer 1
2	Layer Range	Layer 2
3	Layer Range	Layer 3
4	Layer Range	Layer 4
5	Layer Range	Layer 5
6	Layer Range	Layer 6
7	Layer Range	Layer 7
8	Layer Range	Layer 8
9	Layer Range	Layer 9
10	Layer Range	Layer 10
11	Layer Range	Layer 11

Delete

Nota. Pestaña para asignar el valor de las variables del grid geométrico del software Reveal. Tomado de Reveal.

Figura 16.
Representación gráfica de la malla en Reveal.



Nota. Representación de la malla cartesiana con las variables asignadas en el software Reveal. Tomado de Reveal.

2.3.5 Porosidad

En esta sección se deben establecer los valores de porosidad en unidades de fracción, incluidos en la data de petrofísica provista por parte del equipo de Ecopetrol, para cada una de las capas activas, por otro lado, para las capas inactivas, que no tienen cañoneo, se coloca un valor de 0.

Figura 17.

Sección resevoir porosity Reveal

	From	To	Value
1	(1,1,1)	(80,60,1)	Value 0.12
2	(1,1,2)	(80,60,2)	Value 0
3	(1,1,3)	(80,60,3)	Value 0.11
4	(1,1,4)	(80,60,4)	Value 0
5	(1,1,5)	(80,60,5)	Value 0.13
6	(1,1,6)	(80,60,6)	Value 0
7	(1,1,7)	(80,60,7)	Value 0.1
8	(1,1,8)	(80,60,8)	Value 0
9	(1,1,9)	(80,60,9)	Value 0.11
10	(1,1,10)	(80,60,10)	Value 0
11	(1,1,11)	(80,60,11)	Value 0.09

Nota. Pestaña del software Reveal para asignar el valor de porosidad en cada capa. Tomado de Reveal.

2.3.6 Permeabilidad

En esta sección se disponen los valores de permeabilidad en unidades de miliDarcy, suministrados y validados por parte del equipo de Ecopetrol, para cada una de las capas con cañoneos activos, mientras que para las capas inactivas se establece un valor cercano a 0 mD debido a que matemáticamente una permeabilidad de 0 mD no es posible, para este caso se usa el valor de 0.0001 mD.

Figura 18.

Sección permeability data en Reveal

Reservoir Section: permeability data

Select

Range

x: 1 to 80

y: 1 to 60

z: 1 to 11

Maximum

Value 0.0001 darcy

Add

	From	To	Value
1	(1,1,1)	(80,60,1)	Value 0.033
2	(1,1,2)	(80,60,2)	Value 0.0001
3	(1,1,3)	(80,60,3)	Value 0.00851
4	(1,1,4)	(80,60,4)	Value 0.0001
5	(1,1,5)	(80,60,5)	Value 0.02439
6	(1,1,6)	(80,60,6)	Value 0.0001
7	(1,1,7)	(80,60,7)	Value 0.00381
8	(1,1,8)	(80,60,8)	Value 0.0001
9	(1,1,9)	(80,60,9)	Value 0.026
10	(1,1,1)	(80,60,11)	Value 0.0001
11	(1,1,11)	(80,60,11)	Value 0.0227

Delete

Nota. Pestaña del software Reveal para asignar el valor de permeabilidad en cada capa. Tomado de Reveal.

2.3.7 Definiciones de tipo de roca

En esta sección se divide la malla en regiones de acuerdo con el tipo de roca presente en la formación. Esta información no tuvo ninguna modificación con respecto al estudio previo de daño por lo tanto se conserva su dimensionamiento.

Figura 19.

Sección rock type definitions

	From	To
1	(1,1,1)	(80,60,11)
2	(41,1,1)	(80,60,2)
3	(40,1,1)	(40,29,2)
4	(40,31,1)	(40,60,2)
5	(1,1,9)	(39,60,10)
6	(41,1,9)	(80,60,10)
7	(40,1,9)	(40,29,10)
8	(40,31,9)	(40,60,10)

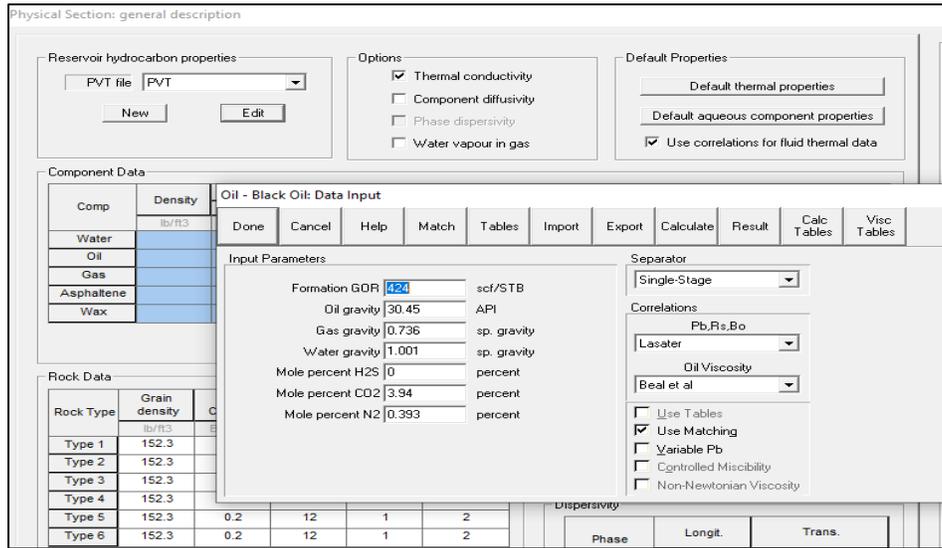
Nota. Pestaña del software Reveal para asignar tipo de roca por capa dentro de la malla. Tomado de Reveal.

2.3.8 Descripción general

El objetivo principal de esta sección es realizar los cálculos correspondientes para la generación de datos del PVT. Como los 3 pozos seleccionados pertenecen al área de Apiay-Suria, únicamente se obtendrá un registro PVT para todos ellos debido a que sólo se requiere una prueba PVT por área.

Para comenzar se debe establecer los datos de la relación gas-petróleo (GOR), la gravedad API del aceite, la gravedad específica del gas y del agua y los posibles contaminantes en unidades de porcentaje de ácido sulfhídrico (H₂S), dióxido de carbono (CO₂) y nitrógeno N₂. Para este caso específico y siguiendo las instrucciones del equipo de Ecopetrol, para los cálculos de la presión de burbuja (P_b), el gas en solución (R_s) y el factor volumétrico del petróleo (B_o) se usa la correlación de *Lasaster* mientras que para el cálculo de la viscosidad del petróleo (μ_o) se usa la correlación de *Beal et al.*

Figura 20.
Sección general description Reveal (PVT)



Nota. Pestaña del software Reveal para asignar los datos generales requeridos para el cálculo del PVT. Tomado de Reveal.

Los resultados de los cálculos PVT que realiza Reveal se obtienen de la siguiente manera como se puede observar en la Figura 21.

Figura 21.
Cálculos de PVT en Reveal

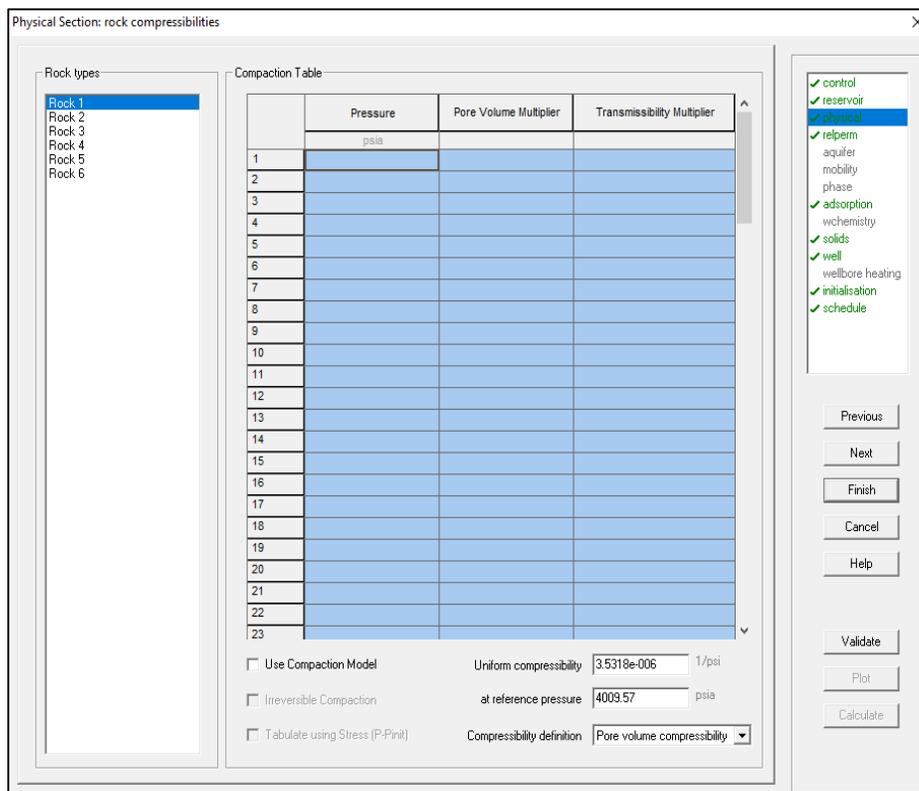
PVT Calculations								
Done	Cancel	Help	Report	Layout	Plot	Calculate		
Pressure	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas FVF	Gas Viscosity	Oil Density	Water FVF	Water Viscosity	Water Density
psig	RB/STB	centipoise	ft ³ /scf	centipoise	lb/ft ³	RB/STB	centipoise	lb/ft ³
14.7	1.12257	0.954594	0.487757	0.0139924	49.0568	1.06072	0.232294	58.9149
24.6706	1.12257	0.954594	0.363966	0.0139973	49.0568	1.06069	0.232294	58.9169
34.6412	1.12257	0.954594	0.29021	0.0140027	49.0568	1.06065	0.232294	58.9189
44.6118	1.12257	0.954594	0.241253	0.0140086	49.0568	1.06062	0.232294	58.9209
54.5824	1.12334	0.951535	0.206388	0.0140149	49.0356	1.06058	0.232294	58.9229
64.553	1.12416	0.948324	0.180297	0.0140215	49.0133	1.06054	0.232294	58.9249
74.5236	1.12498	0.94512	0.160038	0.0140285	48.991	1.06051	0.232294	58.9269
84.4942	1.1258	0.941924	0.143851	0.0140358	48.9687	1.06047	0.232294	58.9289
94.4648	1.12662	0.938735	0.130622	0.0140434	48.9463	1.06044	0.232294	58.9309
104.435	1.12744	0.935553	0.119608	0.0140513	48.9239	1.0604	0.232294	58.9329
114.406	1.12827	0.932378	0.110295	0.0140595	48.9014	1.06036	0.232294	58.9349
124.377	1.12909	0.929212	0.102318	0.0140679	48.8789	1.06033	0.232294	58.9369
134.347	1.12992	0.926052	0.095408	0.0140766	48.8564	1.06029	0.232294	58.9389

Nota. Tabla arrojada por el software Reveal donde se suministran los valores de PVT a presiones asignadas. Tomado de Reveal

2.3.9 Compresibilidad de la roca

En esta sección se define la compresibilidad de la roca a una presión de referencia que en este caso es la presión en la cual se registró el primer dato de producción del pozo. El dato de compresibilidad lo provee el equipo de Ecopetrol mediante un archivo Excel que permite el cálculo y almacenamiento de toda la información que se requiere para el estudio de daño de formación.

Figura 22.
Sección rock compressibilities en Reveal



Nota. Pestaña del software Reveal para asignar el valor de compresibilidad de la roca. Tomado de Reveal.

2.3.10 Permeabilidades relativas

Esta sección tiene dos formas de obtener las curvas de permeabilidades relativas, la primera es la forma paramétrica en la cual el simulador se encarga de calcularlas por su

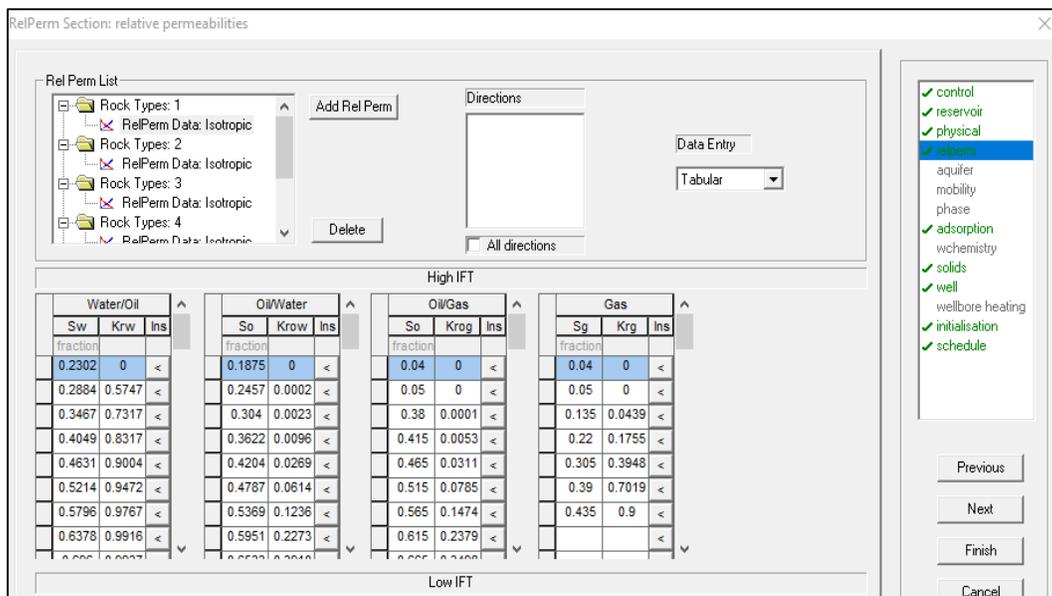
propia cuenta y la segunda forma es de manera tabular ingresando manualmente los valores de saturación y permeabilidad.

Para este caso se usa la forma tabular, por ende, se debe hacer uso de un Excel programado que el equipo de Ecopetrol proporciona, el cual realiza los cálculos de las permeabilidades relativas. La información de entrada que se requiere es la saturación de agua crítica, la saturación crítica de la fase de petróleo y gas junto con la porosidad de cada uno de los tipos de roca establecidos previamente.

Una vez tabulados los cálculos mencionados anteriormente, la sección de curvas de permeabilidades relativas queda de la siguiente manera:

Figura 23.

Sección relative permeabilities en Reveal

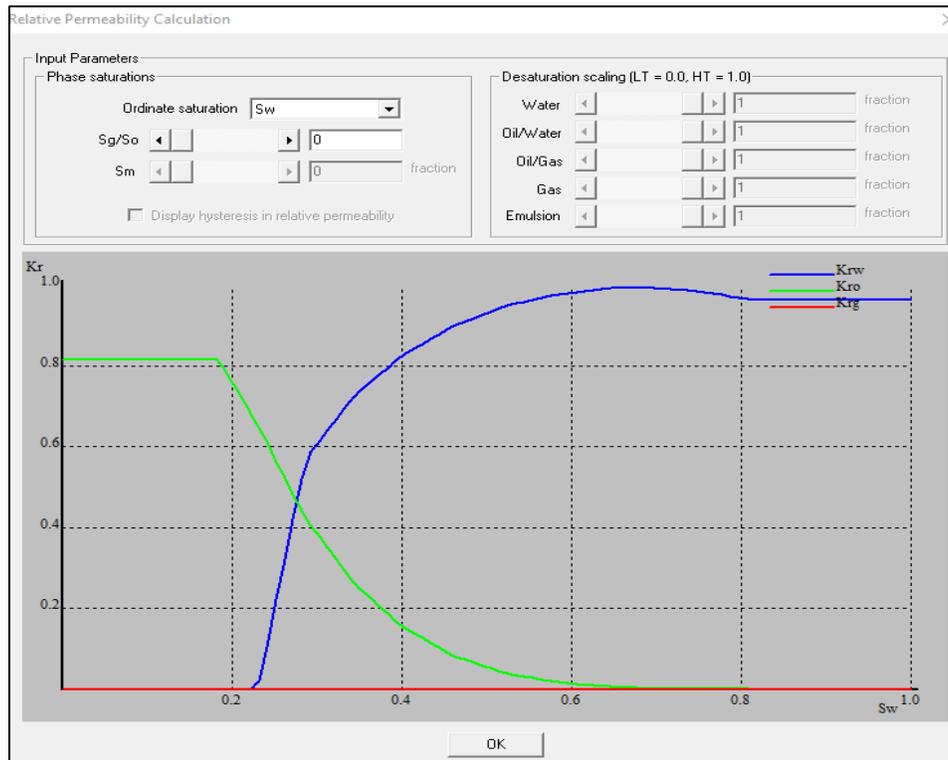


Nota. Pestaña del software Reveal que calcula los datos de curvas de permeabilidad relativa de forma paramétrica o tabulada. Tomado de Reveal.

Reveal tiene una opción de “plot” en la cual permite divisar la gráfica de la información establecida, adicionalmente esta opción permite validar si la información ingresada es correcta. Ver Figura 24.

Figura 24.

Gráfica de permeabilidades relativas proporcionada por Reveal



Nota. Esquema del software Reveal que grafica los datos de curvas de permeabilidad relativa de forma paramétrica o tabulada. Tomado de Reveal

2.3.11 Sólidos

El propósito principal de esta sección es brindar resultados que proporcionen un entendimiento de los efectos que tanto asfaltenos como parafinas tienen sobre el pozo. Los datos requeridos para completar este apartado para los asfaltenos son el diámetro de grano, la densidad floculada, la cual relaciona el volumen y la masa de asfaltenos que intervienen en la reducción de la permeabilidad, el diámetro máximo floculado, y la tabla de solubilidad del asfalteno, la cual relaciona la concentración de asfaltenos con respecto a la presión como se muestra en la Figura 25.

Figura 25.

Sección de sólidos: asfaltenos en Reveal

Solids section: asphaltenes

Flocculation properties

Flocculated density: 72.4 lb/ft³

Flocculated size distribution index: 2

Maximum flocculated diameter: 0.000201261 inches

Rock dependent properties

Rock 1 All rock types

Rock 2

Rock 3

Rock 4

Rock 5

Rock 6

Grain diameter: 0.000205123 inches

Trapping diameter multiplier: 1

Permeability reduction index: 7

Reversible process: No

Solubility

	Pressure	Concentration
	psia	ppm
	114.7	1087.2
	214.7	1086.1
	314.7	1083.9
	414.7	1080.5
	514.7	1075.4
	614.7	1067.8
	714.7	1057.1
	814.7	1042.2
	914.7	1021.9
	1014.7	995.1
	1114.7	975.1
	1214.7	954.2
	1314.7	972.1
	1414.7	987.9
	1514.7	1001.8
	1614.7	1014
	1714.7	1024.7
	1814.7	1034.1
	1914.7	1042.3
	2014.7	1049.4
	2114.7	1055.7
	2214.7	1061.1

Nota. Pestaña del software Reveal para asignar el valor de las propiedades de los asfaltenos. Tomado de Reveal.

Por otro lado, para las parafinas se debe ingresar el dato de su densidad en unidades de lb/ft³, el diámetro máximo de la parafina, el tamaño de grano y de igual manera se debe realizar la tabla de solubilidad de las parafinas. Ver Figura 26.

Figura 27.

Sección de datos de referencia en Reveal

Initialisation Section: contacts and miscellaneous data

Region List

Region 1

Reference Depths

Gas-Oil Contact GOC Depth feet

Oil-Water Contact OWC Depth feet

Gas-Water Contact GWC Depth feet

Reference point

Depth feet

Pressure psia

Thermal Gradient

Reference Temperature deg F

Thermal Gradient deg F/ft

Reference Temperature Depth feet

Pressure Sealing Barriers

Start Status

Nota. Pestaña del software Reveal para asignar valores de referencia. Tomado de Reveal.

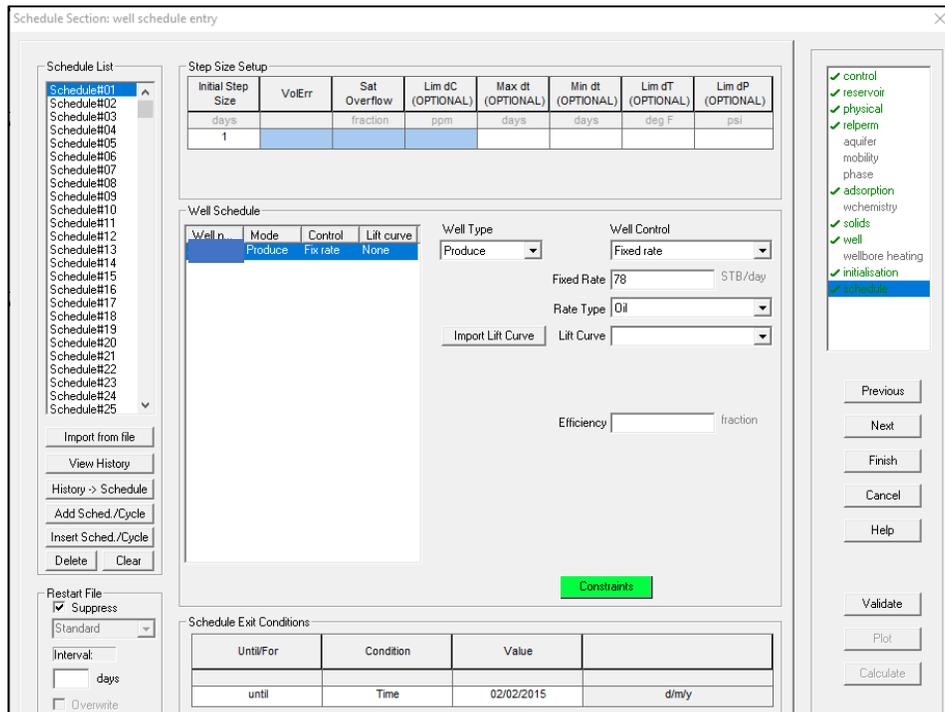
2.3.13 Producción del pozo

Para esta sección se requiere ingresar los datos de históricos de producción de agua, gas y petróleo del pozo, para este caso se tiene registro de producción diaria en las unidades de barriles de petróleo diarios, barriles de agua diarios y pies cúbicos de gas diarios. Lo anterior con el fin de que el simulador determine el comportamiento de la presión de yacimiento con base en la producción del pozo.

Esta es la última sección del simulador de input data, por lo tanto, para validar si está listo para correr la simulación, se debe cerciorar de que todas las secciones estén en color verde y con un ícono de aprobación. Ver figura 28.

Figura 28.

Aprobación de la información de las secciones previas en Reveal



Nota. Ultima pestaña del software Reveal para asignar el valor de producción y validar que los anteriores pasos este correctos. Tomado de Reveal.

2.3.14 Resultados obtenidos de Reveal

Una vez se obtiene el resultado de la simulación este arroja datos que describen el comportamiento de la presión del yacimiento a lo largo de su vida productiva. Por otro lado, el simulador suministra datos de la caída de la presión de fondo fluyente dentro de un marco ideal sin la existencia de daño. Adicionalmente debido a la información suministrada de asfaltenos y parafinas el simulador provee datos de masa producida acumulada tanto de asfaltenos como de parafinas, los cuales se deben pasar de unidades de libras masa a kilogramos, y que se usarán en cálculos posteriores para el daño de formación debido a depositación de material orgánico.

Se debe tener en cuenta que, para validar la corrida del simulador, la presión final que provea debe ser la misma a la presión de la fecha que se tenga como actual. A continuación, se muestra como Reveal proporciona los resultados de la simulación. Ver Figura 29.

Figura 29.

Resultados provistos por Reveal

Well Results							
Done	Cancel	Help	Report	Layout	Plot	Save	
Stream <input type="text" value="Aplay_22"/>							
Date	PWF (Res Ref Depth)	Drainage Reg Pres (Res Ref Depth)	Water Produced	Oil Produced	Gas Produced	Mass Prod Cum Asphaltene	Mass Prod Cum Wax
date	psia	psia	STB/day	STB/day	MMscf/day	lbm	lbm
02/02/2015	3169.08	3172.94	11.0423	77.9994	0.0330718	29.2101	60.0938
03/02/2015	3168.04	3172.71	11.8177	77.8886	0.0330248	59.0134	123.137
03/02/2015	3167.67	3172.56	11.5579	77.984	0.0330652	74.0106	155.042
04/02/2015	3167.38	3172.41	11.6715	77.981	0.033064	89.0279	187.048
05/02/2015	3166.88	3172.1	11.8935	77.9459	0.0330491	119.053	251.097
06/02/2015	3166.53	3171.79	11.8577	77.991	0.0330682	149.095	315.195
06/02/2015	3166.2	3171.52	12.1034	77.9999	0.033072	174.555	369.523
07/02/2015	3166.14	3171.47	12.1239	78	0.033072	179.138	379.302
07/02/2015	3165.94	3171.32	12.2155	77.9999	0.033072	194.159	411.356
08/02/2015	3165.75	3171.16	12.2992	77.9999	0.033072	209.18	443.41
08/02/2015	3165.55	3171	12.3814	77.9999	0.033072	224.2	475.464
09/02/2015	3165.35	3170.84	12.4641	77.9999	0.033072	239.22	507.518

Nota. Tabla de los datos obtenidos mediante la simulación del software Reveal, día a día.

Tomado de Reveal.

2.4 Prosper

Prosper es un software que permite describir la gran mayoría de los fenómenos físicos que pueden ocurrir en los pozos y tuberías gracias a su interfaz adaptativa que solo requiere información relevante de entrada con el fin de mantener al mínimo el esfuerzo al momento de construir un modelo. [28]

Para el caso de estudio Prosper es de gran ayuda debido a que permite realizar cálculos de análisis nodales gracias a los más de 20 modelos de flujo de entrada que este tiene. El análisis nodal es de gran importancia debido a que proporciona un pronóstico del desempeño de los elementos que componen el sistema de producción [29], este se construye a partir de las curvas IPR las cuales son una representación gráfica de la tasa de producción del pozo contra la presión de flujo de fondo fluyente, que a su vez ayudan a determinar el daño de formación de acuerdo con las condiciones que se tomen como actuales [30].

Debido a que el estudio consta de evaluar la evolución del daño de formación, se realizan dos modelos: el primero consta de realizar una simulación junto con las condiciones actuales, pero asumiendo que no existe ningún tipo de daño de formación ($skin = 0$) y el segundo consta de obtener el daño de formación a las condiciones establecidas como actuales. Del estudio anterior de daño de formación para el campo Apiay-Suria se toma el análisis nodal a condiciones iniciales debido a que es importante tener en cuenta el daño de formación a partir del momento en el que el pozo fue perforado.

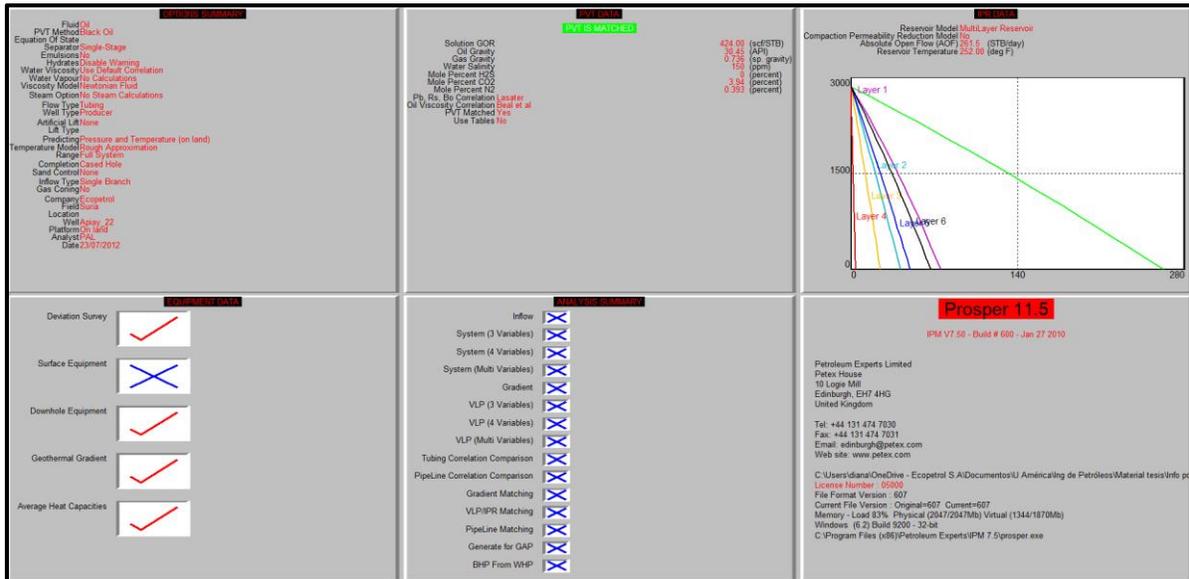
El simulador requiere de una información previa tal como la profundidad de tubing y del casing, las condiciones actuales del yacimiento, prueba PVT validada, producción del pozo, presión de yacimiento junto con presión de fondo fluyente, entre otros.

A continuación, se toma como ejemplo el pozo A para describir el procedimiento realizado para las simulaciones correspondientes. Este método se realiza de igual manera para los pozos seleccionados.

Prosper se compone de las siguientes secciones: options summary, PVT data, IPR data, equipment data y analysis summary, de las cuales sólo se usarán las cuatro primeras, sin embargo, para este caso de estudio algunos ítems de estas no requieren información. En la figura a continuación se ilustra la división por secciones del software, donde algunas de ellas tienen un ícono de aprobación debido a que cuentan con la información necesaria y validada para la simulación. Ver Figura 30.

Figura 30.

Interfaz de Prosper



Nota. Esquema general de las pestañas que se trabajan en el software Prosper. Tomado de Prosper.

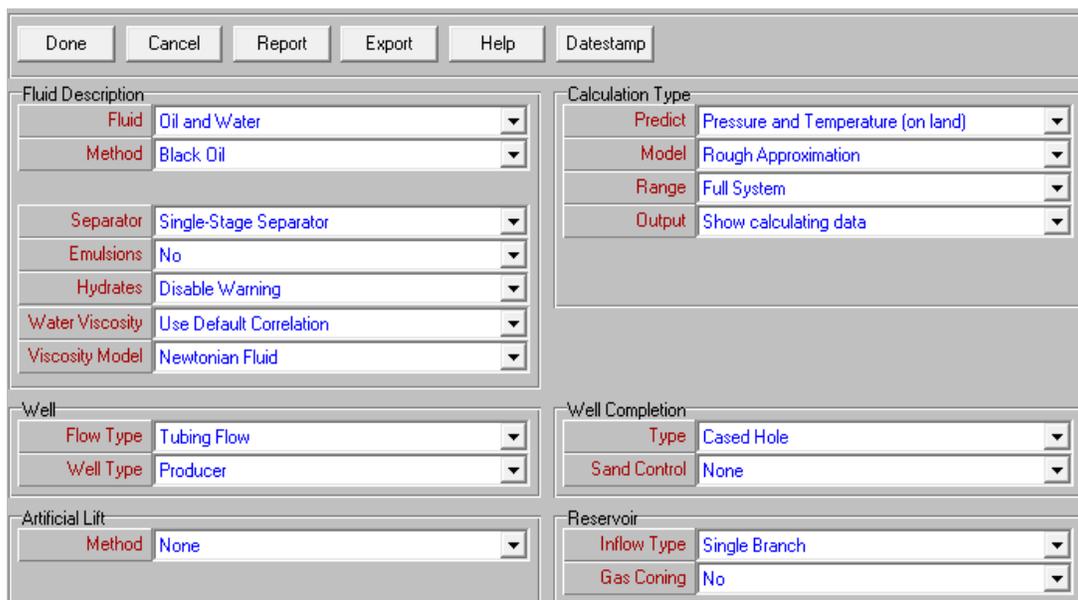
2.4.1 Resumen de opciones

En esta sección se describe el sistema con el cual se quiere hacer el modelo. Inicialmente se introduce el dato de fluidos producidos, para este caso se selecciona la opción de petróleo y agua debido a que las cantidades de gas producido son muy bajas. Adicionalmente se utiliza el método de black oil debido a que cuenta con correlaciones que permiten el macheo de la información real usando regresiones no lineales.

Para la subdivisión de la información de pozo se establece que el fluido está fluyendo por la tubería de producción y que el pozo es productor. En la sección de tipo de cálculo la única opción que se manipula es la de predicción en la cual se escoge presión y temperatura para pozos onshore debido a que Prosper genera gradientes de presión y temperatura para este modelo en específico. Las demás opciones se dejan por defecto de acuerdo con el soporte del equipo de Ecopetrol. Ver Figura 31.

Figura 31.

Sección system summary en Prosper



Fluid Description		Calculation Type	
Fluid	Oil and Water	Predict	Pressure and Temperature (on land)
Method	Black Oil	Model	Rough Approximation
Separator	Single-Stage Separator	Range	Full System
Emulsions	No	Output	Show calculating data
Hydrates	Disable Warning		
Water Viscosity	Use Default Correlation		
Viscosity Model	Newtonian Fluid		

Well		Well Completion	
Flow Type	Tubing Flow	Type	Cased Hole
Well Type	Producer	Sand Control	None

Artificial Lift		Reservoir	
Method	None	Inflow Type	Single Branch
		Gas Coning	No

Nota. Esquema de la sección system summary que se encuentra en el software Prosper. Tomado de Prosper.

2.4.2 PVT

En esta sección se establece la información PVT, la cual se toma de Reveal debido a que se están manejando pozos provenientes de la misma área. Se debe tener en cuenta que Prosper debe mostrar un anuncio verde que dice “PVT is MATCHED” para tener certeza de que la información PVT fue recibida y validada por el software. Ver Figura 32.

Figura 32.

Sección PVT-input data de Prosper

Input Parameters		
Solution GOR	424	scf/STB
Oil Gravity	30.45	API
Gas Gravity	0.736	sp. gravity
Water Salinity	150	ppm

Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	3.94	percent
Mole Percent N2	0.393	percent

Correlations	
Pb, Rs, Bo	Lasater
Oil Viscosity	Beal et al

Nota. Pestaña para la introducción de la información PVT dentro del software Prosper. Tomado de Prosper.

2.4.3 Data del equipo

En esta sección se debe proporcionar información del completamiento del pozo para poder establecer la configuración del mismo. Inicialmente se procede a proporcionar la información del survey con el fin de obtener la desviación y trayectoria del pozo, para esta subsección el software admite únicamente 20 puntos los cuales deben estar tanto en “measure depth” (profundidad medida MD) como en “true vertical depth” (profundidad vertical medida TVD) tal como lo muestra la figura a continuación.

Figura 33.

Subsección de deviation survey en Prosper

	Measured Depth (feet)	True Vertical Depth (feet)	Cumulative Displacement (feet)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	1590	1590	0	0
3	2069	2069	0	0
4	2734	2734	0	0
5	3403	3403	0	0
6	4067	4066	36.428	3.14491
7	4739	4738	36.428	0
8	5405	5404	36.428	0
9	6072	6071	36.428	0
10	6742	6740	73.0204	3.13079
11	7411	7409	73.0204	0
12	8085	8083	73.0204	0
13	8759	8755	124.905	4.41499
14	9432	9426	176.751	4.41827
15	9815	9808	204.409	4.14126
16	10204	10197	204.409	0
17	10404	10397	204.409	0
18	10604	10597	204.409	0
19	10804	10797	204.409	0
20	11004	10997	204.409	0

Nota. Pestaña para introducir los survey del pozo en Measured Depth y True Vertical Depth en pies para introducción en el software Prosper. Tomado de Prosper.

La siguiente subsección presentada es la de equipo de fondo, la cual se perfila mediante la información de la profundidad medida (MD) de tuberías o equipos que estén en contacto con el fluido, a esto se le conoce como tubería mojada, junto con del diámetro correspondiente a estas en unidad de pulgadas.

Tanto la tubería de producción como el casing y el liner se pueden encontrar en contacto directo con el fluido y la manera de comprobarlo es revisando el estado mecánico del pozo. De acuerdo con el equipo de Ecopetrol, la profundidad de referencia para la tubería de producción debe ser el punto medio de los perforados. Ver Figura 34.

Figura 34.

Subsección downhole equipment de Prosper

Input Data										
	Label	Type	Measured Depth	Tubing Inside Diameter	Tubing Inside Roughness	Tubing Outside Diameter	Tubing Outside Roughness	Casing Inside Diameter	Casing Inside Roughness	Rate Multiplier
			(feet)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	
1	Xmas tree	Xmas Tree	30							
2	tubing 3-1/2	Tubing	8725	2.992	0.0006					1
3	casing 9-5/8	Tubing	9936	8.525	0.0006					1
4	Liner 7	Tubing	10670	6.059	0.0006					1
5										
6										
7										

Nota. Pestaña para introducir el equipo de fondo a una profundidad dada dentro del software Prosper. Tomado de Prosperl

Continuando con la subsección de gradiente térmico, se debe proporcionar los datos de temperatura en superficie y a la profundidad de referencia. En este apartado se debe tener especial cuidado debido a que la profundidad al punto de referencia debe coincidir con la última profundidad en la cual se tiene contacto de fluido con la tubería, establecida en la subsección anterior. Prosper se encarga de hacer automáticamente el cálculo para obtener el gradiente térmico. Lo anterior se puede observar en la Figura 35.

Figura 35.

Subsección geothermal gradient en Prosper

Input Data		
	Formation Measured Depth	Formation Temperature
	(feet)	(deg F)
1	1	90
2	10670	252.6
3		

Overall Heat Transfer Coefficient
BTU/h/ft ² /F
7

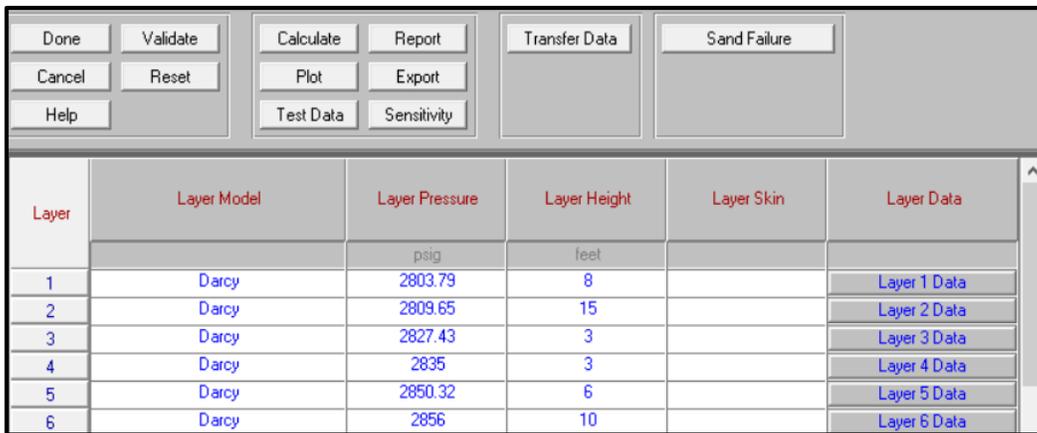
Nota. Pestaña para introducir el gradiente geotérmico dentro del software Prosper. Tomado de Prosper.

2.4.4 Cálculo de las curvas IPR

Para esta sección se puede escoger entre una gran variedad de modelos que permiten el cálculo de las curvas IPR, sin embargo, como los pozos seleccionados cuentan con más de una capa se va a seleccionar el modelo de Multilayer Reservoir. Inicialmente se ingresa el dato de presión promedio y el espesor de cada capa, posteriormente se selecciona el tipo de modelo de flujo a usar, por recomendación del equipo de Ecopetrol se usa el modelo de Darcy. Por otro lado, la columna de daño de formación requiere ingresar datos manualmente, sin embargo, esta se utiliza más adelante. Ver Figura 36.

Figura 36.

Sección inflow performance relation (IPR) en Prosper



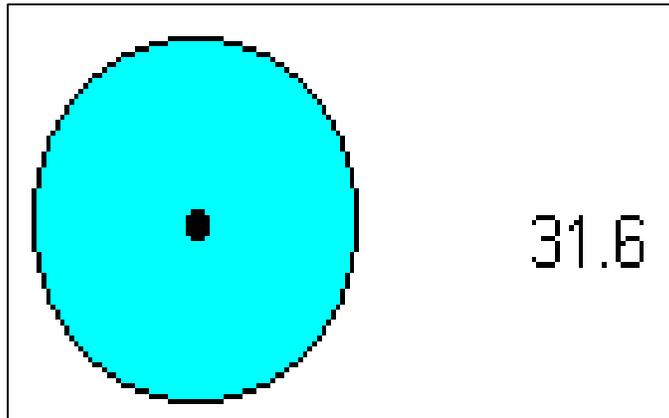
Layer	Layer Model	Layer Pressure psig	Layer Height feet	Layer Skin	Layer Data
1	Darcy	2803.79	8		Layer 1 Data
2	Darcy	2809.65	15		Layer 2 Data
3	Darcy	2827.43	3		Layer 3 Data
4	Darcy	2835	3		Layer 4 Data
5	Darcy	2850.32	6		Layer 5 Data
6	Darcy	2856	10		Layer 6 Data

Nota. Pestaña para introducir la presión y el espesor de cada capa dentro del software Prosper. Tomado de Prosper.

Al haber seleccionado el modelo de Darcy, cada capa requiere la siguiente información a condiciones actuales: El dato de la relación agua petróleo (GOR), La gravedad API del petróleo, la gravedad específica del gas, el corte de agua, la permeabilidad del yacimiento, el área de drenaje del yacimiento, el radio del pozo y por último la configuración del yacimiento, la cual se establece mediante valores predeterminados de factor de forma (dietz shape factor) que el simulador contiene, por ende, se asigna un valor de 31.6 que hace referencia a un modelo circular en el cual el pozo se encuentra centrado, tal como se muestra en la Figura 37.

Figura 37.

Factor de forma para la configuración del yacimiento



Nota. Vista superior de la configuración del yacimiento escogido para simular. Tomado de Prosper.

En la figura mostrada a continuación se presenta la pestaña en la cual se adjunta la información descrita anteriormente para cada una de las capas asignadas al pozo.

Figura 38.

Subsección layer data-Darcy en Prosper

Una captura de pantalla de una interfaz de usuario de software. El título de la ventana es "Layer Data - Darcy". Hay cuatro botones en la parte superior: "Done", "Cancel", "Validate" y "Help". La interfaz está dividida en dos secciones: "PVT Data" y "IPR Data".

PVT Data		
Formation GOR	424	scf/STB
Oil Gravity	30.45	API
Gas Gravity	0.736	sp. gravity
Water Cut	49.23	percent

IPR Data		
Reservoir Permeability	32.71	md
Drainage Area	40	acres
Dietz Shape Factor	31.6	
WellBore Radius	0.354	feet

Nota. Pestaña para introducir la información de las condiciones actuales de cada capa dentro del software Prosper. Tomado por Prosper.

Una vez se ingresa toda la información requerida es necesario establecer un punto de referencia el cual va a ser el último dato de producción de líquido junto con su respectiva presión de fondo fluyente a la última fecha de la que se tengan los datos respectivos. Para el pozo A se tiene registro de producción en la formación K1 hasta el 01/04/2019

con una tasa de líquido de 143 STB/day a una presión de fondo fluente de 1985.3 psig como se muestra en la figura 39.

Figura 39.

Sección IPR-test data en Prosper

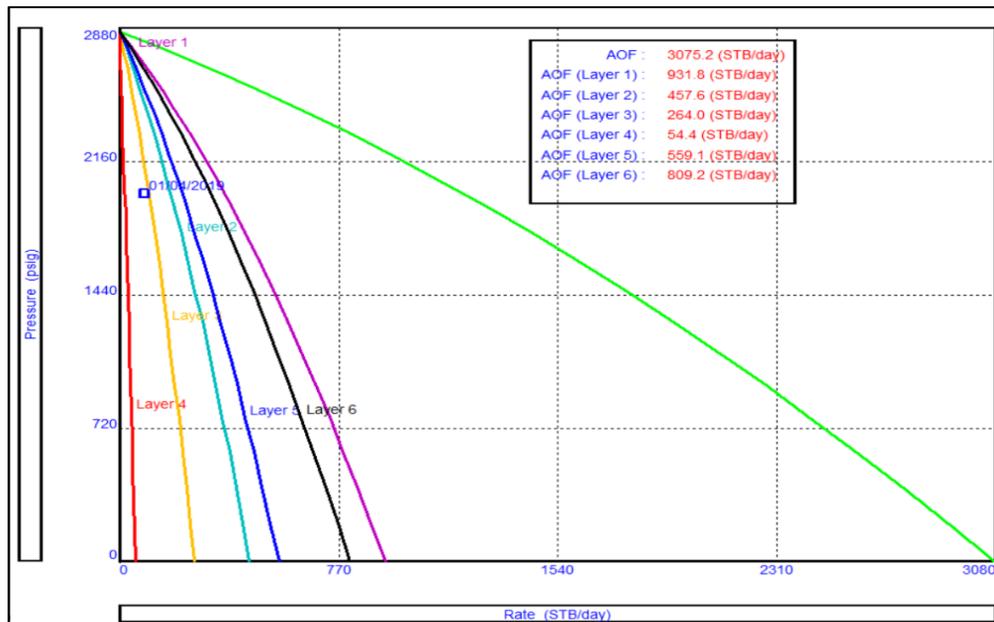
Test Data			
Date	Comment	Liquid Rate	Pressure (FBHP)
		(STB/day)	(psig)
1		47	2612
2	01/04/2019	143	1985.3
3			
4			

Nota. Pestaña para introducir la presión de fondo fluente a una determina tasa de líquido y fecha dentro del software Prosper. Tomado de Prosper.

Después de fijar el punto de referencia, se procede a realizar el cálculo para un daño de formación inexistente, por lo tanto, de forma manual se ingresa el dato de skin igual a 0 y se procede a calcular la curva IPR para esta condición. Ver Figura 40.

Figura 40.

Curva IPR para las condiciones actuales sin daño de formación



Nota. Gráfica de la curva IPR sin daño de formación arrojada por el software Prosper. Tomado de Prosper.

Como se puede observar en la Figura 40 el software calcula una curva IPR por cada una de las capas, además calcula una curva que totaliza la información de todas estas, la cual está representada en color verde, los datos de esta curva son los que describen el comportamiento del pozo, que para este caso son ideales debido a que no se presenta ninguna alteración por parte de un daño de formación que afecte la productividad del pozo para las condiciones actuales.

Una vez se calcula el pozo sin daño, el software permite generar una tabla con la variación de la producción con respecto a la presión de fondo fluente como se muestra a continuación:

Tabla 3.

Datos curva IPR sin daño de formación

Condiciones actuales	
Daño de formación: 15	
Curva IPR	
Qo (BOPD)	Pwf (psig)
0.0	0.0
161.9	161.9
323.7	323.7
485.6	485.6
647.4	647.4
809.3	809.3
971.1	971.1
1133.0	1133.0
1294.8	1294.8
1456.7	1456.7
1618.5	1618.5
1780.4	1780.4
1942.2	1942.2
2104.1	2104.1
2265.9	2265.9
2427.8	2427.8

Tabla 3. Continuación.

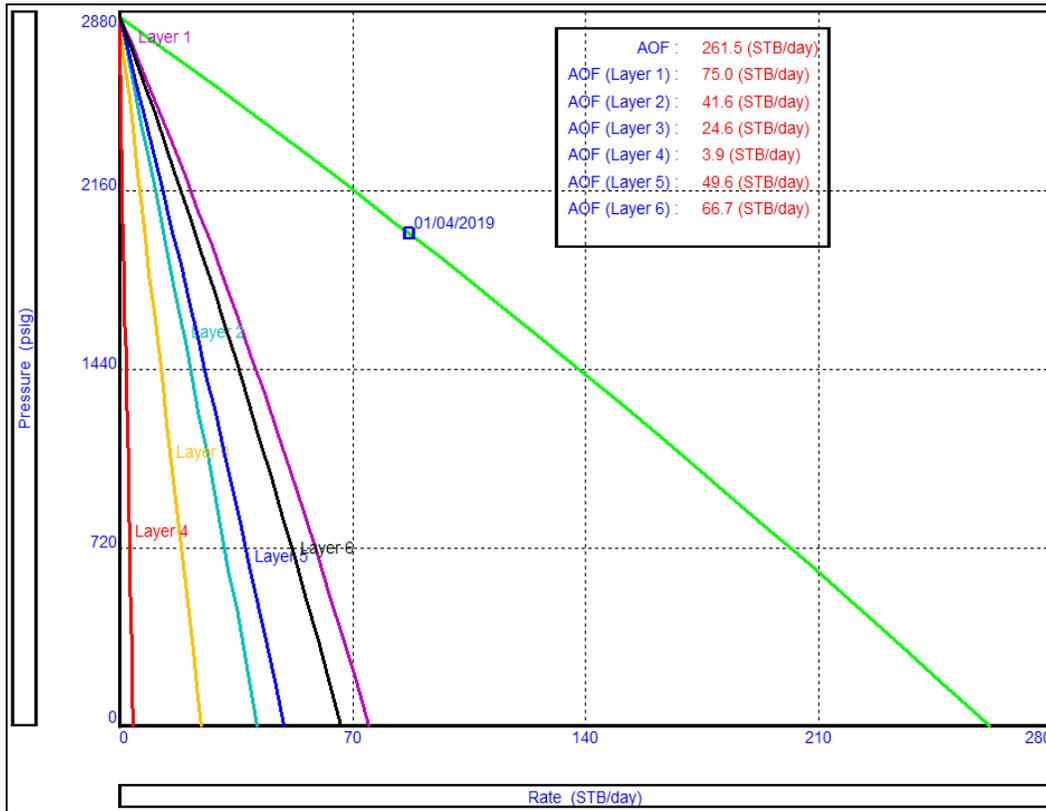
2589.7	2589.7
2751.5	2751.5
2913.4	2913.4
3075.2	3075.2

Nota. Lista de datos de caudal y presión de fondo fluyente obtenidos de la gráfica de la curva IPR sin daño de formación suministrada por Prosper.

Para determinar el daño de formación actual se debe realizar una sensibilización que haga coincidir el punto de referencia anteriormente establecido con la curva IPR totalizada de la simulación anterior. En comparación con la curva de daño de formación cero, es necesario incrementar el valor del skin de tal manera que la curva represente el desempeño actual del pozo. Como se mencionó anteriormente en el modelo de MultiLayer el valor de skin debe ser ingresado manualmente, por lo tanto, se procede a variar esta cifra hasta el valor de 15 con el cual el punto de referencia coincide con la curva IPR. En la Figura 41 se muestra su resultado.

Figura 41.

Curva IPR para las condiciones actuales con daño de formación



Nota. Gráfica de la curva IPR con daño de formación actual arrojado por el software Prosper. Tomado de Prosper.

De igual manera que con el caso anterior, el software permite extraer una tabla con los resultados de variación de la producción con respecto a la presión de fondo fluyente para un daño de formación igual a 15. Ver Tabla 4.

Tabla 4.*Datos de curva IPR con daño de formación*

Condiciones actuales	
Daño de formación: 0	
Curva IPR	
Qo (BOPD)	Pwf (psig)
0.0	2856.1
13.8	2724.1
27.5	2589.9
41.3	2453.5
55.1	2315.1
68.8	2174.6
82.6	2032.0
96.3	1887.4
110.1	1740.8
123.9	1592.2
137.6	1441.7
151.4	1289.1
165.2	1134.7
178.9	978.4
192.7	820.1
206.4	660.0
220.2	498.0
234.0	334.2
247.7	168.5
261.5	1.0

Nota. Lista de datos de caudal y presión de fondo fluyente obtenidos de la gráfica de la curva IPR con daño de formación suministrada por Prosper.

En la tabla a continuación se muestran los resultados obtenidos de daño de formación a condiciones actuales junto con los resultados obtenidos de condiciones iniciales extraídos del estudio anterior.

Tabla 5.

Resultados de daño de formación iniciales y actuales

	Pozo A	Pozo B	Pozo F
Daño a condiciones iniciales.	6.42	0.72	15
Daño a condiciones actuales.	15	14	50

Nota. Recopilación de los datos obtenidos de los estudios realizados a condiciones iniciales y actuales.

2.5 Hoja de cálculo Reservoir

Para determinar la fuente principal del daño de formación en el campo, se hizo uso de la hoja de cálculo llamada reservoir, que es una macro en Excel desarrollada bajo la experiencia de los ingenieros de Ecopetrol, la cual utiliza los datos obtenidos por los simuladores de Reveal y Prosper, para determinar el porcentaje de caída de presión de cada uno de los tipos de daño de formación.

2.5.1 Confirmación y actualización de la información de la hoja de cálculo reservoir

El equipo de Ecopetrol suministra las hojas de cálculo reservoir de cada uno de los pozos, las cuales contenían la formación inicial del pozo junto con las condiciones a las cuales se realizó el estudio de daño de formación anterior, motivo por el cual se realiza una actualización con la información más reciente disponible para lograr visualizar la evolución del daño de formación a lo largo del tiempo desde el momento en que los pozos fueron perforados.

Se comienza comprobando que el número de cañoneos abiertos y el survey del pozo sigan siendo iguales a los utilizados en el estudio de daño de formación a condiciones iniciales y actuales del año 2012, por otro lado, se confirma que el registro de producción sea de la formación K1, con el fin de realizar una comparación acertada de los daños que influyen en cada pozo.

Posteriormente en la hoja de cálculo reservoir se introducen los datos de producción de agua en unidades de barriles por día (BPD), de aceite en unidades de barriles de petróleo diarios (BOPD) y de gas en unidades de millones de pies cúbicos (MMft³) junto con la fecha que corresponda, adicionalmente se introducen los resultados de presión en unidades de psig arrojados por el software Reveal desde el inicio de la producción hasta la última fecha que se tenga registro de esta en la formación K1 en formato americano (mes/día/año). La información queda organizada como se muestra en la figura Figura 42.

Figura 42.

Datos ingresados de tasas de producción en la hoja de cálculo Reservoir

Date d.m.a	Pressure Psig	Oil Rate BOPD	Gas Rate MMscfd	Water Rate BWPD
3/23/2019	2812.60	83.0	0.010000	83.0
3/24/2019	2812.36	83.0	0.010000	83.0
3/25/2019	2812.12	83.0	0.010000	83.0
3/26/2019	2811.88	83.0	0.010000	83.0
3/27/2019	2811.63	83.0	0.010000	83.0
3/28/2019	2811.39	83.0	0.010000	83.0
3/29/2019	2811.15	83.0	0.010000	83.0
3/30/2019	2810.91	83.0	0.010000	83.0
3/31/2019	2810.79	83.0	0.010000	83.0
4/1/2019	2809.44	85.0	0.010000	83.0
4/2/2019	2809.20	85.0	0.010000	83.0
4/3/2019	2808.96	85.0	0.010000	83.0
4/4/2019	2808.71	85.0	0.010000	83.0
4/5/2019	2808.47	85.0	0.010000	83.0
4/6/2019	2808.22	85.0	0.010000	83.0
4/7/2019	2807.98	85.0	0.010000	83.0
4/8/2019	2807.73	85.0	0.010000	83.0
4/9/2019	2807.48	85.0	0.010000	83.0
4/10/2019	2807.23	85.0	0.010000	83.0
4/11/2019	2806.99	85.0	0.010000	83.0
4/12/2019	2806.74	85.0	0.010000	83.0
4/13/2019	2806.49	85.0	0.010000	83.0
4/14/2019	2806.24	85.0	0.010000	83.0
4/15/2019	2805.99	85.0	0.010000	83.0
4/16/2019	2805.74	85.0	0.010000	83.0
4/17/2019	2805.50	85.0	0.010000	83.0
4/18/2019	2805.25	85.0	0.010000	83.0
4/19/2019	2805.00	85.0	0.010000	83.0
4/20/2019	2804.75	85.0	0.010000	83.0
4/21/2019	2804.50	85.0	0.010000	83.0
4/22/2019	2804.25	85.0	0.010000	83.0
4/23/2019	2804.00	85.0	0.010000	83.0
4/24/2019	2803.75	85.0	0.010000	83.0
4/25/2019	2803.50	85.0	0.010000	83.0
4/26/2019	2803.25	85.0	0.010000	83.0
4/27/2019	2803.00	85.0	0.010000	83.0
4/28/2019	2802.75	85.0	0.010000	83.0
4/29/2019	2802.50	85.0	0.010000	83.0
4/30/2019	2802.38	85.0	0.010000	83.0

Nota. Tasas de producción de petróleo BOPD, agua BWPD y gas MMft³ junto con sus respectivas presiones a una fecha determinada.

En otra pestaña de la hoja de cálculo reservoir se ingresan los datos obtenidos de presión de fondo fluente (Pwf), obtenida de igual manera en los resultados de simulación de Reveal, con el fin de que la hoja haga los cálculos automáticos de corte de agua, la relación gas-aceite, la producción acumulada de petróleo y el delta de presión entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluente tal como se ilustra en la figura 43.

Figura 43.

Ingreso de datos de Pwf a la hoja de cálculo Reservoir

I	J	K	L	M
wc %	GOR	Pwf Psig	ΔP Psig	Np MMSBbl
49.4	117.6	2808.47	41.4	0.1850
49.4	117.6	2808.22	41.4	0.1850
49.4	117.6	2807.98	41.3	0.1851
49.4	117.6	2807.73	41.3	0.1852
49.4	117.6	2807.48	41.3	0.1853
49.4	117.6	2807.23	41.2	0.1854
49.4	117.6	2806.99	41.2	0.1855
49.4	117.6	2806.74	41.2	0.1856
49.4	117.6	2806.49	41.1	0.1856
49.4	117.6	2806.24	41.1	0.1857
49.4	117.6	2805.99	41.1	0.1858
49.4	117.6	2805.74	41.0	0.1859
49.4	117.6	2805.5	41.0	0.1860
49.4	117.6	2805.25	41.0	0.1861
49.4	117.6	2805	40.9	0.1861
49.4	117.6	2804.75	40.9	0.1862
49.4	117.6	2804.5	40.9	0.1863
49.4	117.6	2804.25	40.9	0.1864
49.4	117.6	2804	40.8	0.1865
49.4	117.6	2803.75	40.8	0.1866
49.4	117.6	2803.5	40.8	0.1867
49.4	117.6	2803.25	40.8	0.1867
49.4	117.6	2803	40.8	0.1868
49.4	117.6	2802.75	40.7	0.1869
49.4	117.6	2802.5	40.7	0.1870
49.4	117.6	2802.38	40.7	0.1871

Nota. Recopilación de los resultados arrojados por Reveal sobre los datos de presión de fondo fluente Pwf ingresados a la hoja de cálculo

2.5.2 Información requerida para el cálculo de la caída de presión por cada tipo de daño de formación a evaluar

La hoja de cálculo reservoir tiene diferentes pestañas en las que se agrupa la información requerida y calculada para cada tipo de daño de formación a evaluar, los cuales son escamas minerales, depósitos orgánicos, migración de finos, emulsiones, y daño inducido. A continuación, se especifica la información necesaria por cada una de ellas para calcular las pérdidas de presión que estas generan al momento de estar presentes en los pozos.

2.5.2.i Determinación de cantidades acumuladas de escamas minerales, depósitos orgánicos y finos. Las pestañas correspondientes a escamas minerales, depósitos orgánicos y finos están diseñadas para realizar los cálculos correspondientes de acuerdo con los componentes asociados que estos compuestos tienen, los cuales son descritos en la Tabla 6.

Tabla 6.*Compuestos asociados al daño de formación*

Clasificación	Componentes depositados
Escamas Minerales	Barita, Calcita, FeS
Depósitos orgánicos	Asfaltenos, Ceras, Hidratos
Finos	Illita, Caolinita, Clorita, Cuarzo

Nota. Clasificación de compuestos asociados a daño junto con sus componentes.

En cada pestaña correspondiente a cada clasificación se calcula la cantidad depositada en unidades de kilogramos (Kg) de cada componente junto con su alcance de penetración en unidades de pies (ft), para poder determinar la caída de presión asociada a ese tipo de daño y la cantidad total de depositación en unidades de toneladas (Ton) de cada uno de sus componentes correspondientes. A continuación, se presentan las Figuras 44, 45, 46 y 47 que muestran lo mencionado anteriormente.

Figura 44.

Datos de depositación y penetración de escamas minerales por componente

Acumulado Total				Acumulado Total				Scale ΔP
Barita	Calcita	FeS	Total	Barita	Calcita	FeS	Total	
Kg	Kg	Kg	Kg	Pies	Pies	Pies	Pies	Psig
0.000	334.705	0.000	334.705	0.35400000	0.75154593	0.35400000	0.75155	329.5338
0.000	334.878	0.000	334.878	0.35400000	0.75175151	0.35400000	0.75175	329.5015
0.000	335.051	0.000	335.051	0.35400000	0.75195710	0.35400000	0.75196	329.4691
0.000	335.224	0.000	335.224	0.35400000	0.75216268	0.35400000	0.75216	329.4367
0.000	335.397	0.000	335.397	0.35400000	0.75236826	0.35400000	0.75237	329.4043
0.000	335.570	0.000	335.570	0.35400000	0.75257384	0.35400000	0.75257	329.3719
0.000	335.743	0.000	335.743	0.35400000	0.75277941	0.35400000	0.75278	329.3395
0.000	335.916	0.000	335.916	0.35400000	0.75298499	0.35400000	0.75298	329.3072
0.000	336.089	0.000	336.089	0.35400000	0.75319056	0.35400000	0.75319	329.2748
0.000	336.262	0.000	336.262	0.35400000	0.75339613	0.35400000	0.75340	329.2424
0.000	336.435	0.000	336.435	0.35400000	0.75360170	0.35400000	0.75360	329.2100
0.000	336.608	0.000	336.608	0.35400000	0.75380727	0.35400000	0.75381	329.1788
0.000	336.781	0.000	336.781	0.35400000	0.75401283	0.35400000	0.75401	329.1464
0.000	336.954	0.000	336.954	0.35400000	0.75421839	0.35400000	0.75422	329.1140
0.000	337.127	0.000	337.127	0.35400000	0.75442395	0.35400000	0.75442	329.0828

Nota. Tabla de cantidad depositada y penetración de escamas minerales por compuesto presente a través de tiempo hasta fecha reciente. Tomado de Ecopetrol.

Figura 45.

Cantidad total de depositación de escamas minerales por componente

Calcite (Ton)	0.3387
FeS (Ton)	0.0000
Penetration (ft)	0.76

Nota. Tabla de cantidad total en toneladas de la depositación de escamas minerales por cada compuesto presente. Tomado de Ecopetrol.

Figura 46.

Datos de depositación y penetración de finos por componente

Acumulado Total					Acumulado Total					fines ΔP Psig
Illite Kg	Kaolinite Kg	Chlorite Kg	Quartz Kg	Total Kg	Illite Pies	Kaolinite Pies	Chlorite Pies	Quartz Pies	Total Pies	
9.843	246.065	24.606	211.616	492.130	0.36532353	0.65860212	0.38133138	0.61105105	0.95431	329.632152
9.848	246.193	24.619	211.726	492.386	0.36532943	0.65876068	0.38134560	0.61118485	0.95462	329.599769
9.853	246.321	24.632	211.836	492.642	0.36533531	0.65891919	0.38135982	0.61131860	0.95493	329.567386
9.858	246.449	24.645	211.946	492.898	0.36534120	0.65907764	0.38137403	0.61145230	0.95525	329.533846
9.863	246.577	24.658	212.056	493.153	0.36534709	0.65923605	0.38138823	0.61158596	0.95556	329.501463
9.868	246.705	24.670	212.166	493.409	0.36535297	0.65939440	0.38140243	0.61171958	0.95587	329.469080
9.873	246.832	24.683	212.276	493.665	0.36535885	0.65955269	0.38141663	0.61185315	0.95618	329.436696
9.878	246.960	24.696	212.386	493.920	0.36536473	0.65971094	0.38143082	0.61198668	0.95649	329.404313
9.884	247.088	24.709	212.495	494.176	0.36537061	0.65986913	0.38144500	0.61212016	0.95680	329.371930
9.889	247.215	24.722	212.605	494.431	0.36537648	0.66002727	0.38145918	0.61225360	0.95712	329.339547
9.894	247.343	24.734	212.715	494.686	0.36538235	0.66018536	0.38147336	0.61238700	0.95743	329.307164
9.899	247.471	24.747	212.825	494.941	0.36538822	0.66034340	0.38148753	0.61252035	0.95774	329.274780
9.904	247.598	24.760	212.934	495.196	0.36539409	0.66050138	0.38150170	0.61265365	0.95805	329.242397
9.909	247.726	24.773	213.044	495.451	0.36539996	0.66065932	0.38151586	0.61278692	0.95836	329.210014
9.914	247.853	24.785	213.154	495.706	0.36540583	0.66081720	0.38153002	0.61292014	0.95867	329.178787
9.919	247.981	24.798	213.263	495.961	0.36541169	0.66097503	0.38154417	0.61305332	0.95898	329.146404
9.924	248.108	24.811	213.373	496.216	0.36541755	0.66113280	0.38155832	0.61318645	0.95930	329.114021
9.929	248.235	24.824	213.482	496.471	0.36542341	0.66129053	0.38157246	0.61331954	0.95961	329.082794

Nota. Tabla de cantidad depositada y penetración de los componentes catalogados como finos presentes a través de tiempo hasta fecha reciente. Tomado de Ecopetrol.

Figura 47.

Cantidad total de depositación de finos por componente

Illite (Ton)	0.0100
Kaolinite (Ton)	0.2494
Chlorite (Ton)	0.0249
Quartz (Ton)	0.2145
Penetration (ft)	0.9624

Nota. Tabla de cantidad total en toneladas de la depositación de finos por cada compuesto presente. Tomado de Ecopetrol.

Para el caso de los depósitos orgánicos, en su pestaña correspondiente de la hoja de cálculo, se deben ingresar los datos de acumulación total de asfaltenos y parafinas, obtenidos del software de Reveal, desde el momento en que inició la vida productiva del pozo. Lo anterior tiene como finalidad que, por medio de cálculos automáticos, la hoja reservoir arroje los datos de la tasa de depositación en unidades de miligramos sobre litro (mg/L) y la cantidad de asfaltenos y parafinas depositadas en unidades de kilogramos (Kg) junto con su alcance de penetración en unidades de pies (ft). La Figura 49 y 50 muestran lo mencionado anteriormente.

Figura 48.

Datos de la acumulación de parafinas y asfaltenos en la hoja de cálculo Reservoir

Cum Mass of Asphaltene at surface if it is stable Kg	Real Cum Mass of Asphaltene Produced, from reveal Kg	Cum Mass of Waxes at surface if it is stable Kg	Real Cum Mass of waxes Produced, from reveal Kg	Acumulado Total Asphaltene		Waxes		Hydrates
				Deposition rate	Deposited	Deposition rate	Deposited	Deposited
				mg/lt	Kg	mg/lt	Kg	Kg
59988.84	339474.7	51521.31	725037.2	3.87	99.610	0.10	2.607	0.000
60016.34	339474.7	51544.93	725037.2	3.86	99.610	0.10	2.607	0.000
60043.83	339474.7	51568.54	725037.2	3.86	99.610	0.10	2.607	0.000
60071.33	339474.7	51592.16	725037.2	3.86	99.610	0.10	2.607	0.000
60098.83	339474.7	51615.78	725037.2	3.86	99.610	0.10	2.607	0.000
60126.33	339474.7	51639.39	725037.2	3.86	99.610	0.10	2.607	0.000
60153.83	339474.7	51663.01	725037.2	3.86	99.610	0.10	2.607	0.000
60181.33	339474.7	51686.63	725037.2	3.85	99.610	0.10	2.607	0.000
60208.82	343073.7	51710.24	732760.5	3.85	99.610	0.10	2.607	0.000
60236.32	343073.7	51733.86	732760.5	3.85	99.610	0.10	2.607	0.000
60263.82	343073.7	51757.48	732760.5	3.85	99.610	0.10	2.607	0.000
60291.32	343073.7	51781.09	732760.5	3.85	99.610	0.10	2.607	0.000
60318.82	343073.7	51804.71	732760.5	3.85	99.610	0.10	2.607	0.000
60346.31	343073.7	51828.33	732760.5	3.84	99.610	0.10	2.607	0.000
60373.81	343073.7	51851.94	732760.5	3.84	99.610	0.10	2.607	0.000
60401.31	343073.7	51875.56	732760.5	3.84	99.610	0.10	2.607	0.000
60428.81	343073.7	51899.18	732760.5	3.84	99.610	0.10	2.607	0.000
60456.31	346690.7	51922.79	740522.7	3.84	99.610	0.10	2.607	0.000
60483.80	346690.7	51946.41	740522.7	3.84	99.610	0.10	2.607	0.000
60511.30	346690.7	51970.03	740522.7	3.83	99.610	0.10	2.607	0.000
60538.80	346690.7	51993.64	740522.7	3.83	99.610	0.10	2.607	0.000

Nota. Tabla de cantidad depositada de asfaltenos, parafinas e hidratos a través del tiempo hasta fecha reciente. Tomado de Ecopetrol.

Figura 49.

Datos del alcance de penetración de cada uno de los componentes de los depósitos orgánicos en la hoja de cálculo Reservoir

Acumulado Total				
Asphaltene	Wax	Hydrates	Total	Organic ΔP
Pies	Pies	Pies	Pies	Psig
14.16079792	0.37835480	0.35400000	14.18515	329.437
14.16085042	0.37835628	0.35400000	14.18521	329.404
14.16090290	0.37835776	0.35400000	14.18526	329.372
14.16095536	0.37835923	0.35400000	14.18531	329.340
14.16100779	0.37836071	0.35400000	14.18537	329.307
14.16106020	0.37836219	0.35400000	14.18542	329.275
14.16111259	0.37836367	0.35400000	14.18548	329.242
14.16116495	0.37836514	0.35400000	14.18553	329.210
14.16121728	0.37836662	0.35400000	14.18558	329.179
14.16126960	0.37836809	0.35400000	14.18564	329.146
14.16132188	0.37836957	0.35400000	14.18569	329.114
14.16137415	0.37837104	0.35400000	14.18575	329.083
14.16142639	0.37837251	0.35400000	14.18580	329.050

Nota. Tabla de cantidad de penetración de asfaltenos, parafinas e hidratos a través del tiempo hasta fecha reciente. Tomado de Ecopetrol.

En la Figura 49 se muestran los resultados de la cantidad total de depositación en unidades de toneladas (Ton) de cada uno de los componentes pertenecientes a los depósitos orgánicos junto con su alcance de penetración totalizado en unidades de pies (ft) y la diferencia de presión en unidades de Psig asociada a cada dato.

Figura 50.

Cantidad total de depositación de depósitos orgánicos por componente

Asphaltene (Ton)	12.5
Waxes (Ton)	0.0
Hydrates (Ton)	0.0
Penetration (ft)	14.2

Nota. Tabla de cantidad total en toneladas de depositación de depósitos orgánicos por cada compuesto presente. Tomado de Ecopetrol

Cabe aclarar que para el área de estudio no se genera depositación de parafinas ni de hidratos debido a que las temperaturas a las cuales estos se logran formar son muy bajas y como la temperatura del yacimiento que se tiene registrada es de 252°F, esta impide su depositación.

2.5.2.ii Emulsiones. La información requerida por la hoja de cálculo para obtener los resultados de la caída de presión asociada a este causante de daño son el porcentaje de emulsión en el pozo junto con el corte de agua, estos datos fueron suministrados por el equipo de Ecopetrol. Adicionalmente se requiere datos de PVT, los cuales se extrajeron de los resultados PVT que arrojó el simulador Reveal, que son el factor volumétrico del petróleo y el agua, viscosidad del petróleo y el agua y por último se necesita el espesor de los espacios cañoneados que se encuentran en producción y el radio del pozo. La Figura 52 ilustra parte de la información necesaria ingresada en la hoja de cálculo reservoir.

Figura 51.

Datos requeridos por la hoja de cálculo Reservoir para cálculo de caída de presión por emulsiones

Oil Density lb/ft ³	Bo RBbl/SBbl	μ_o cps	Water Density lb/ft ³	Bw RBbl/SBbl	μ_w cps	Emulsion Viscosity cps	Oil ΔP Psig	Water ΔP Psig	Emulsion ΔP Psig
45.215	1.30031	0.52032	59.244	1.05389	0.23395	0.60	9.2	77.11	11.1
45.215	1.30032	0.52027	59.244	1.05389	0.23395	0.60	9.7	83.61	11.7
45.214	1.30033	0.52022	59.244	1.05389	0.23395	0.60	10.2	91.00	12.4
45.214	1.30034	0.52018	59.244	1.05389	0.23395	0.61	10.7	100.46	13.2
45.214	1.30035	0.52016	59.244	1.05389	0.23395	0.61	10.6	104.68	13.2
45.213	1.30037	0.52007	59.243	1.05390	0.23395	0.62	11.8	130.30	15.0
45.213	1.30037	0.52004	59.243	1.05390	0.23395	0.63	11.8	132.79	15.1
45.212	1.30039	0.51998	59.243	1.05390	0.23395	0.63	12.4	142.74	15.9
45.211	1.30041	0.51987	59.243	1.05391	0.23395	0.63	13.6	160.80	17.7
45.211	1.30042	0.51984	59.243	1.05391	0.23395	0.63	13.6	161.57	17.7
45.210	1.30045	0.51972	59.243	1.05391	0.23395	0.64	15.0	186.48	19.7
45.209	1.30047	0.51964	59.242	1.05392	0.23395	0.64	15.8	197.93	20.8
45.208	1.30050	0.51953	59.242	1.05392	0.23395	0.64	16.6	208.85	21.8
45.208	1.30052	0.51943	59.242	1.05392	0.23395	0.64	17.5	220.83	23.0
45.207	1.30055	0.51933	59.242	1.05393	0.23395	0.64	18.3	232.63	24.1
45.206	1.30057	0.51923	59.241	1.05393	0.23395	0.64	19.3	244.88	25.4
45.205	1.30060	0.51912	59.241	1.05394	0.23395	0.64	20.2	257.50	26.7
45.204	1.30062	0.51901	59.241	1.05394	0.23395	0.64	21.2	270.72	28.0
45.203	1.30065	0.51889	59.241	1.05395	0.23395	0.64	22.3	284.70	29.4
45.202	1.30068	0.51880	59.240	1.05395	0.23395	0.64	23.4	299.35	30.9
45.201	1.30072	0.51863	59.240	1.05396	0.23395	0.64	24.6	314.78	32.5
45.199	1.30076	0.51848	59.240	1.05396	0.23395	0.64	25.9	331.25	34.1
45.198	1.30079	0.51833	59.239	1.05397	0.23395	0.64	27.2	348.55	35.8

Nota. Tabla de las variables necesarias para realizar los cálculos de caídas de presión para el daño de formación por emulsiones en la hoja Reservoir a través del tiempo.

2.6 Determinación de la caída de presión

Una vez finalizado el ingreso de los datos provenientes del software Reveal se procede a ingresar los resultados de los análisis nodales arrojados por Prosper a condiciones establecidas como actuales y asumiendo un daño de formación inexistente a las mismas condiciones. Las Figuras 53 y 54 muestran lo anteriormente descrito.

Figura 52.

Análisis nodal obtenido de Prosper sin presencia de daño de formación a las condiciones actuales.

Actual Conditions to Match Skin Damage			
Nodal System Analysis			
WC=49.23%			
No Emulsion Curves Matched Damage: 0			
Qo		IPR	
BOPD			Psig
	0.0		2856.1
	161.9		2758.2
	323.7		2654.5
	485.6		2544.9
	647.4		2429.5
	809.3		2308.2
	971.1		2181.1
	1133.0		2048.2
	1294.8		1909.4
	1456.7		1764.9
	1618.5		1614.5
	1780.4		1458.3
	1942.2		1296.4
	2104.1		1128.6
	2265.9		955.1
	2427.8		775.8
	2589.7		590.8
	2751.5		399.9
	2913.4		203.4
	3075.2		1.0

Nota. Datos de la curva IPR sin daño de formación a la fecha reciente arrojados por el software Prosper.

Figura 53.

Análisis nodal obtenido de Prosper con daño de formación a las condiciones actuales

Actual Conditions to Match Skin Damage			
Nodal System Analysis			
WC=49.23%			
No Emulsion Curves Matched Damage: 15			
Qo		IPR	
BOPD		PWF	Psig
	0.0		2856.1
	13.8		2724.1
	27.5		2589.9
	41.3		2453.5
	55.1		2315.1
	68.8		2174.6
	82.6		2032.0
	96.3		1887.4
	110.1		1740.8
	123.9		1592.2
	137.6		1441.7
	151.4		1289.1
	165.2		1134.7
	178.9		978.4
	192.7		820.1
	206.4		660.0
	220.2		498.0
	234.0		334.2
	247.7		168.5
	261.5		1.0

Nota. Datos de la curva IPR con daño de formación a la fecha reciente arrojados por el software Prosper.

Una vez ingresados los datos provenientes de Prosper, la hoja de cálculo reservoir se encarga de calcular automáticamente la diferencia entre la presión de fondo fluyente con

daño, a la tasa actual de petróleo, y la presión de fondo fluyente sin presencia de este, de igual manera a la tasa actual de producción de aceite, debido a que se debe conocer cuál ha sido la pérdida de presión a las condiciones reales con relación a las condiciones ideales del pozo. La importancia de determinar la caída de presión radica en que esta influye en la capacidad que tiene el yacimiento de entregar los fluidos en superficie, de acuerdo con lo anterior, entre más grande sea la caída de presión se da a entender que se tiene un daño de formación a mayor escala puesto que se evidencia la dificultad del pozo para producir sus fluidos contenidos.

En la tabla a continuación se presenta un resumen de los datos de presión de fondo fluyente con y sin daño de formación, y a su vez los resultados de caída de presión arrojados por la hoja de cálculo. Ver Tabla 7.

Tabla 7.

Presión de fondo fluyente junto con resultados de caída de presión para cada pozo

	Pozo A	Pozo B	Pozo F
Presión de fondo fluyente sin daño (psig)	2803.5	2019.8	2828.3
Presión de fondo fluyente con daño (psig)	1985.6	1312.8	2686.1
Caída de presión (psig)	817.9	707	142.2

Nota. Tabla de las presiones de fondo fluyente y su respectiva caída de presión para los pozos candidatos.

2.6.1 Determinación de la caída de presión para cada tipo de daño

Una vez se tiene el dato de la caída de presión por pozo, la hoja de cálculo reservoir, asigna automáticamente la pérdida de presión correspondiente a cada tipo de daño de acuerdo con toda la información introducida mencionada con anterioridad. Por consiguiente, la hoja de cálculo calcula el daño de formación para cada una de las clasificaciones establecidas en función de la distribución de la caída de presión

ocasionada por cada una de estas, por lo tanto, a cada tipo de daño de formación se le asigna un valor de daño de formación en relación con el total de este presentado en el pozo, junto con la pérdida de presión correspondiente a cada uno, de igual manera en relación con la pérdida de presión total del pozo. Los resultados del procedimiento previo, por pozo, se muestran a continuación en la Tabla 8.

Tabla 8.

Resultados de distribución de los daños de formación de los pozos candidatos

Tipo de daño de formación	Pozo A		Pozo B		Pozo F	
	Caída de presión (psig)	Skin	Caída de presión (psig)	Skin	Caída de presión (psig)	Skin
Daño inducido	357.05	6.5	38.34	0.8	42.44	14.9
Permeabilidad relativa.	63.5	1.2	76.47	1.5	21.28	7.5
Finos.	93.66	1.7	173.55	3.4	4.11	1.4
Depósitos orgánicos.	211.7	3.9	254.9	5	70.9	24.9
Escamas minerales.	86.7	1.6	153.1	3	2.4	0.9
Emulsión.	5.4	0.1	10.6	0.2	1	0.3
Total.	817.9	15	707	14	142.2	50

Nota. Tabla resultados de la proporción del daño de formación junto con su pérdida de presión correspondiente para los tipos de daño de formación por pozo.

De la tabla anterior se puede deducir que la principal fuente de daño de formación para cada pozo es:

- Para el pozo A su principal fuente de daño es por daño inducido.
- Para el pozo B su principal fuente de daño es por depósitos orgánicos.
- Para el pozo F su principal fuente de daño es por depósitos orgánicos.

3 ANÁLISIS Y RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de los cálculos realizados por medio de la hoja de cálculo Reservoir, la cual fue alimentada con los resultados provenientes de los softwares Prosper y Reveal mencionados en el capítulo 3.

Se presenta una distribución gráfica del daño de formación obtenido por cada pozo y a su vez se realiza la comparación entre los resultados del estudio realizado en el año 2012 con el fin de evaluar la evolución del daño de formación en cada uno de ellos a través del tiempo.

A continuación, se muestran los resultados de la distribución de daño de formación en forma de tablas y gráficas por cada uno de los pozos estudiados junto con el resultado del estudio del año 2012.

3.1 Distribución daño de formación Pozo A

En este apartado se presentan los resultados de daño de formación obtenidos tanto en el estudio actual como en el estudio previo para el Pozo A. Las variables a comparar son las mismas para ambos casos las cuales son: escamas minerales, emulsiones, depósitos orgánicos, finos, permeabilidad relativa y daño inducido.

3.1.1 Distribución daño de formación actual

A continuación, se presenta el valor de skin obtenido para cada una de las variables a comparar junto con su respectivo valor porcentual dentro de la totalidad del daño. Ver Tabla 9.

Tabla 9.

Distribución daño de formación actual

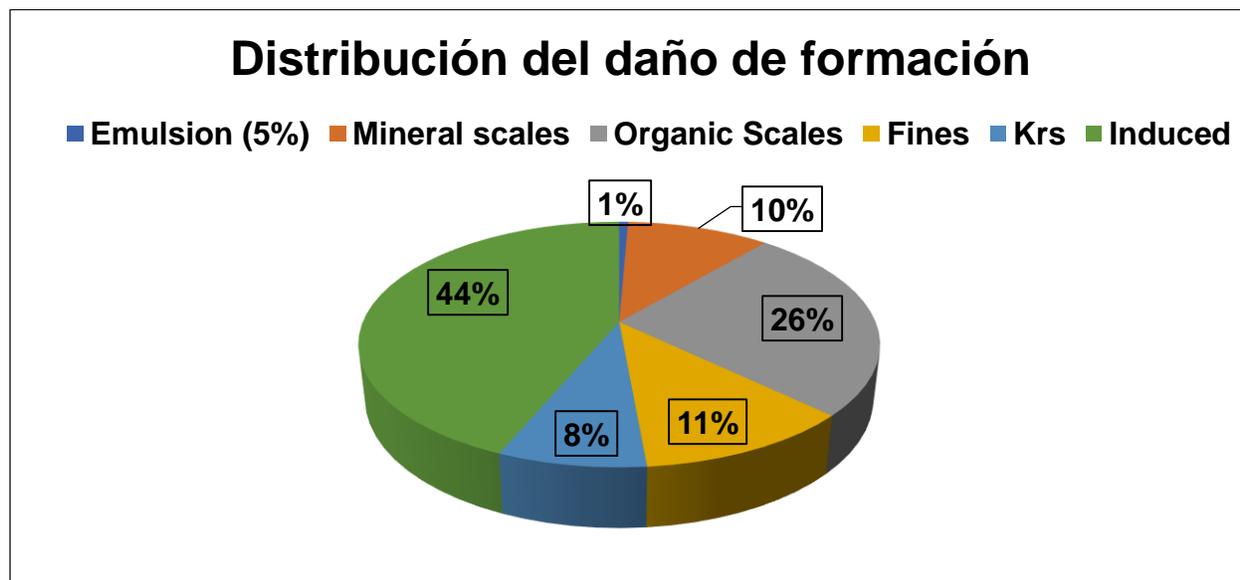
Tipo de daño.	Skin.	Porcentaje %
Daño inducido	6.5	44
Permeabilidad relativa.	1.2	8
Finos.	1.7	11
Depósitos orgánicos.	3.9	26
Escamas minerales.	1.6	10
Emulsión.	0.1	1
Total.	15	100

Nota. Valores actuales de skin y porcentaje de cada uno de los tipos de daño de formación sobre el valor total para el Pozo A.

La Figura 54 es una representación gráfica en forma de torta que ilustra la proporción del daño de formación para cada una de las variables evaluadas con respecto a la totalidad del daño presente.

Figura 54.

Gráfica de la distribución del daño de formación actual



Nota. Representación gráfica de la distribución de cada tipo de daño de formación presentes actualmente en el Pozo A.

Con respecto a la gráfica anterior se concluye que los factores de daño de formación que más afectan al Pozo A en la actualidad son: el daño inducido, el cual representa un 44% de daño de formación respecto al total, el daño por depósitos orgánicos el cual representa un 26% de daño de formación respecto al total, y por último, el daño de formación debido a la migración de finos con un 11% sobre el daño de formación total.

3.1.2 Distribución del daño de formación para el año 2012

A continuación, se presenta el valor de skin obtenido para cada una de las variables a comparar junto con su respectivo valor porcentual dentro de la totalidad del daño de formación para el estudio realizado en el año 2012. Ver Tabla 10.

Tabla 10.

Distribución daño de formación para el año 2012

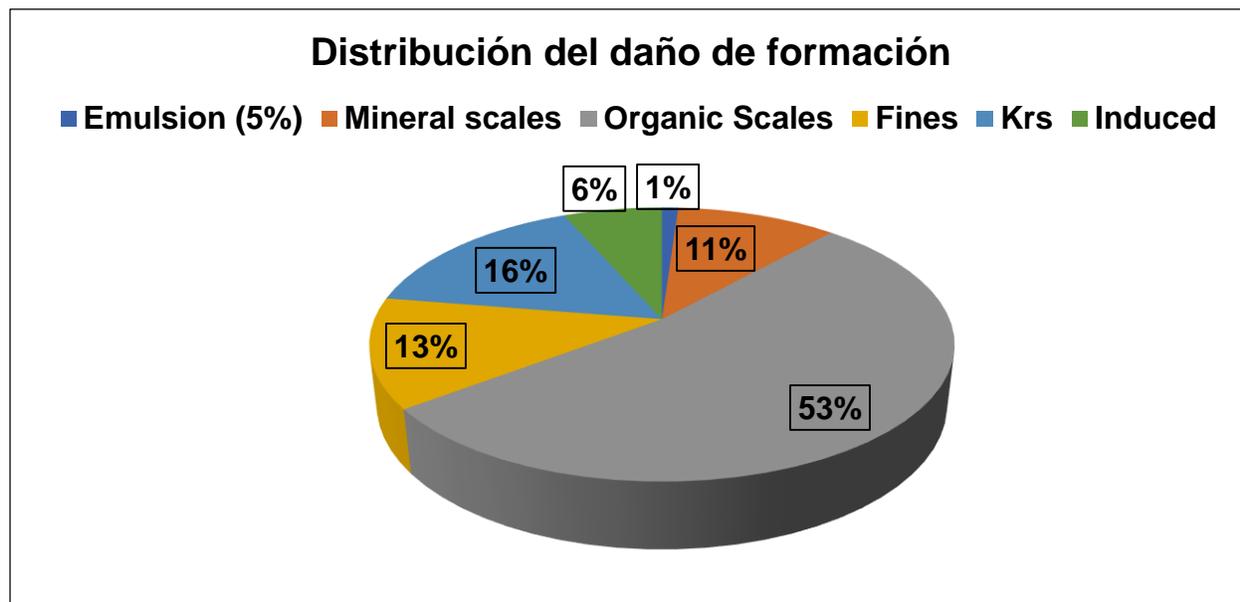
Tipo de daño.	Skin.	Porcentaje %
Daño inducido	0.7	1
Permeabilidad relativa.	1.8	6
Finos.	1.4	13
Depósitos orgánicos.	5.9	53
Escamas minerales.	1.2	11
Emulsión.	0.1	1
Total.	11.2	100

Nota. Valores del año 2012 de skin y porcentaje de cada uno de los tipos de daño de formación sobre el valor total para el Pozo A.

La Figura 55 es una representación gráfica en forma de torta que ilustra la proporción del daño de formación para cada una de las variables evaluadas con respecto a la totalidad del daño presente en el año 2012.

Figura 55.

Gráfica de la distribución del daño de formación en el año 2012



Nota. Representación gráfica para el Pozo A de la distribución de cada tipo de daño de formación presente en el año 2012.

Con respecto a la gráfica anterior se concluye que los factores de daño de formación que más afectaron al Pozo A en el año 2012 fueron: el daño por depósitos orgánicos, el cual representaba un 53% de daño de formación respecto al total, el daño debido a la reducción de permeabilidades relativas con un 16% sobre el daño de formación total y por último el daño por migración de finos con un 13% de daño de formación con respecto al total.

3.1.3 Análisis de la evolución del daño de formación

En este apartado se comparan los resultados mencionados con anterioridad para el Pozo A. La Tabla 11 reúne los datos porcentuales arrojados por ambos estudios para su mejor visualización.

Tabla 11.

Comparación daño de formación actual y previo

Tipo de daño.	Porcentaje daño 2012 %	Porcentaje daño actual %
Daño inducido	1	44
Permeabilidad relativa.	6	8
Finos.	13	11
Depósitos orgánicos.	53	26
Escamas minerales.	11	10
Emulsión.	1	1
Total.	100	100

Nota. Valores comparativos en porcentaje de los daños de formación tanto actuales como del año 2012 para el Pozo A.

Como se puede observar en la tabla anterior, hubo un incremento significativo del daño de formación inducido en un 43% debido a que las condiciones de cálculo para esta variable cambiaron de acuerdo con las observaciones que se están teniendo en campo, por lo tanto se evidencia una reducción en el porcentaje del resto de las variables, como por ejemplo la disminución en un 27% del daño generado por depósitos orgánicos y el daño generado por migración de finos en un 2%, sin embargo estas conservan su proporción.

3.2 Distribución daño de formación Pozo B

En este apartado se presentan los resultados de daño de formación obtenidos tanto en el estudio actual como en el estudio previo para el Pozo B. Las variables a comparar son las mismas para ambos casos las cuales son: escamas minerales, emulsiones, depósitos orgánicos, finos, permeabilidad relativa y daño inducido.

3.2.1 Distribución daño de formación actual

A continuación, se presenta el valor de skin obtenido para cada una de las variables a comparar junto con su respectivo valor porcentual dentro de la totalidad del daño. Ver Tabla 12.

Tabla 12.

Distribución daño de formación actual para el Pozo B

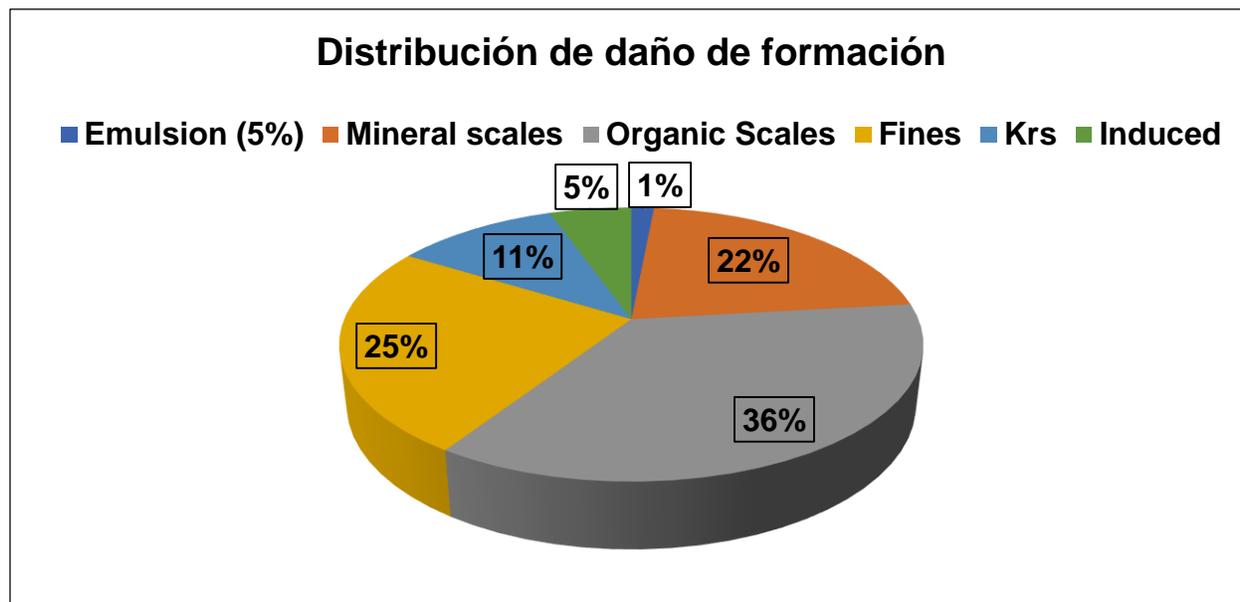
Tipo de daño.	Skin.	Porcentaje %
Daño inducido	0.8	5
Permeabilidad relativa.	1.5	11
Finos.	3.4	25
Depósitos orgánicos.	5	36
Escamas minerales.	3	22
Emulsión.	0.2	1
Total.	14	100

Nota. Valores actuales de skin y porcentaje de cada uno de los tipos de daño de formación sobre el valor total para el Pozo B.

La Figura 56 es una representación gráfica en forma de torta que ilustra la proporción del daño de formación para cada una de las variables evaluadas con respecto a la totalidad del daño presente.

Figura 56.

Gráfica de la distribución del daño de formación actual



Nota. Representación gráfica de la distribución de cada tipo de daño de formación presentes actualmente en el Pozo B.

Con respecto a la gráfica anterior se concluye que los factores de daño de formación que más afectan al Pozo B en la actualidad son: el daño por depósitos orgánicos, el cual representa un 36% del daño de formación respecto al total, el daño por migración de finos, el cual representa un 25% de daño de formación respecto al total, y, por último, el daño por escamas minerales con un 22% sobre el daño de formación total.

3.2.2 Distribución del daño de formación para el año 2012

A continuación, se presenta el valor de skin obtenido para cada una de las variables a comparar junto con su respectivo valor porcentual dentro de la totalidad del daño de formación para el estudio realizado en el año 2012. Ver Tabla 13.

Tabla 13.

Distribución daño de formación para el año 2012

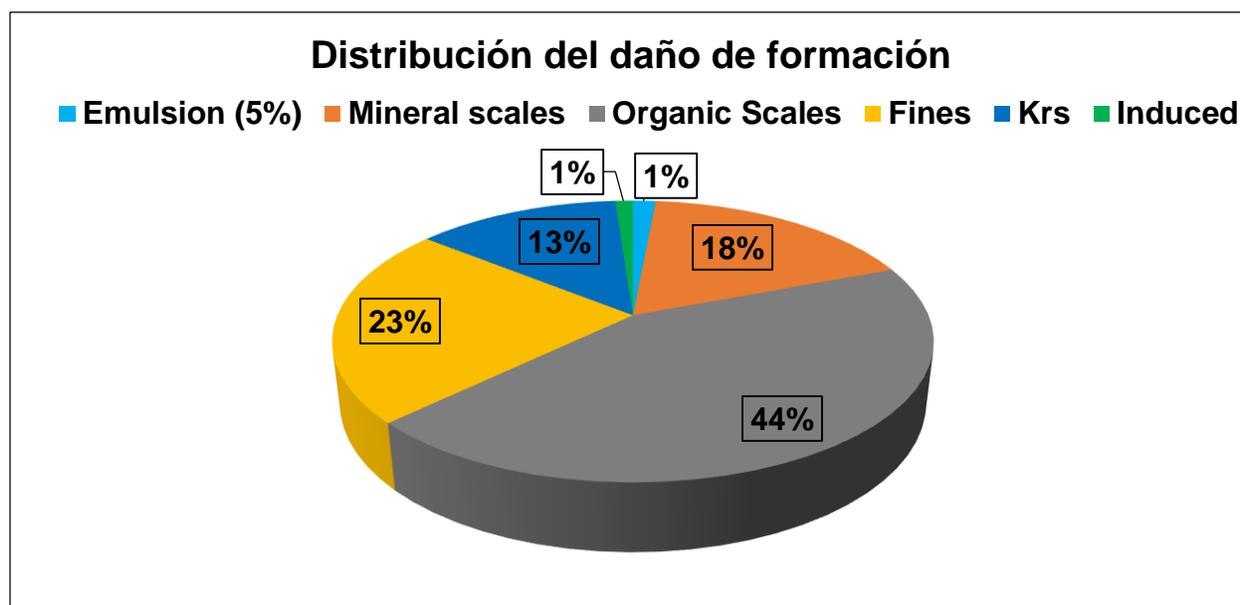
Tipo de daño.	Skin.	Porcentaje %
Daño inducido	0.02	1
Permeabilidad relativa.	0.3	13
Finos.	0.5	23
Depósitos orgánicos.	0.9	44
Escamas minerales.	0.4	18
Emulsión.	0.03	1
Total.	2.16	100

Nota. Valores del año 2012 de skin y porcentaje de cada uno de los tipos de daño de formación sobre el valor total para el Pozo B.

La Figura 57 es una representación gráfica en forma de torta que ilustra la proporción del daño de formación para cada una de las variables evaluadas con respecto a la totalidad del daño presente en el año 2012.

Figura 57.

Gráfica de la distribución del daño de formación en el año 2012



Nota. Representación gráfica para el Pozo B de la distribución de cada tipo de daño de formación presentes en el año 2012.

Con respecto a la gráfica anterior se concluye que los factores de daño de formación que más afectaron al Pozo B en el año 2012 son: el daño por depósitos orgánicos con un 44% sobre el daño de formación total, el daño por migración de finos, el cual representaba un 23% de daño de formación respecto al total, y por último el daño por escamas minerales con un 18% de daño de formación con respecto al total.

3.2.3 Análisis de la evolución del daño de formación

En este apartado se comparan los resultados mencionados con anterioridad para el Pozo B. La Tabla 14 reúne los datos porcentuales arrojados por ambos estudios para su mejor visualización.

Tabla 14.

Comparación daño de formación actual y previo

Tipo de daño.	Porcentaje daño 2012 %	Porcentaje daño actual %
Daño inducido	1	5
Permeabilidad relativa.	13	11
Finos.	23	25
Depósitos orgánicos.	44	36
Escamas minerales.	18	22
Emulsión.	1	1
Total.	100	100

Nota. Valores comparativos en porcentaje de los daños de formación tanto actuales como del año 2012 para el Pozo B.

De acuerdo con la tabla mostrada, se concluye que el pozo B sigue presentando los mismos tipos de daño de formación principales, sin embargo, se presenta una disminución en un 8% del daño causado por depósitos orgánicos debido al incremento del 4%, 2% y 4% del daño inducido, el daño por migración de finos y el daño por escamas minerales respectivamente.

3.3 Distribución daño de formación Pozo F

De igual manera que para los pozos anteriores en este apartado se presentan los resultados de daño de formación obtenidos tanto en el estudio actual como en el estudio previo para el Pozo F. Las variables a comparar son las mismas para ambos casos las cuales son: escamas minerales, emulsiones, depósitos orgánicos, finos, permeabilidad relativa y daño inducido.

3.3.1 Distribución daño de formación actual

A continuación, se presenta el valor de skin obtenido para cada una de las variables a comparar junto con su respectivo valor porcentual dentro de la totalidad del daño. Ver Tabla 15.

Tabla 15.

Distribución daño de formación actual

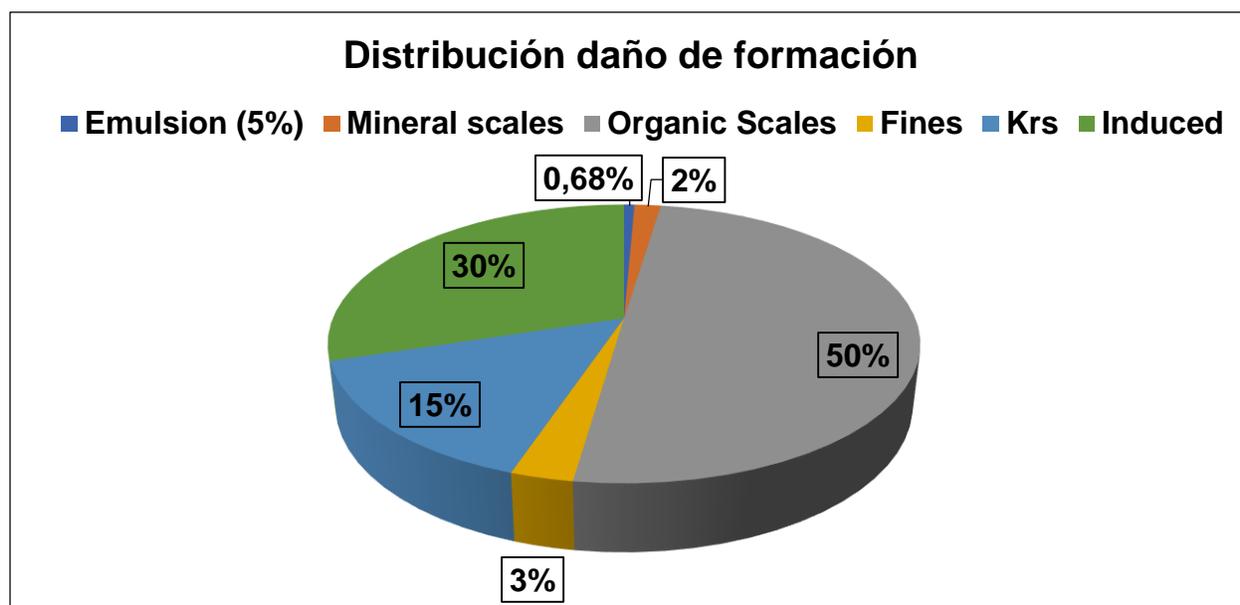
Tipo de daño.	Skin.	Porcentaje %
Daño inducido	14.9	30
Permeabilidad relativa.	7.5	15
Finos.	1.4	3
Depósitos orgánicos.	24.9	50
Escamas minerales.	0.9	2
Emulsión.	0.3	0.68
Total.	50	100

Nota. Valores actuales de skin y porcentaje de cada uno de los tipos de daño de formación sobre el valor total para el Pozo F.

La Figura 58 es una representación gráfica en forma de torta que ilustra la proporción del daño de formación para cada una de las variables evaluadas con respecto a la totalidad del daño presente.

Figura 58.

Gráfica de la distribución del daño de formación actual



Nota. Representación gráfica de la distribución de cada tipo de daño de formación presentes actualmente en el Pozo F.

Con respecto a la gráfica anterior se concluye que los factores de daño de formación que más afectan al Pozo F en la actualidad son: el daño por depósitos orgánicos, el cual representa un 50% del daño de formación respecto al total, el daño inducido, el cual representa un 30% de daño de formación respecto al total, y, por último, el daño debido a la reducción de la permeabilidad relativa (Krs) con un 15% sobre el daño de formación total.

3.3.2 Distribución del daño de formación para el año 2012

A continuación, se presenta el valor de skin suministrado por el equipo de Ecopetrol para cada una de las variables a comparar junto con su respectivo valor porcentual dentro de la totalidad del daño de formación para el estudio realizado en el año 2012. Ver Tabla 16.

Tabla 16.

Distribución daño de formación para el año 2012

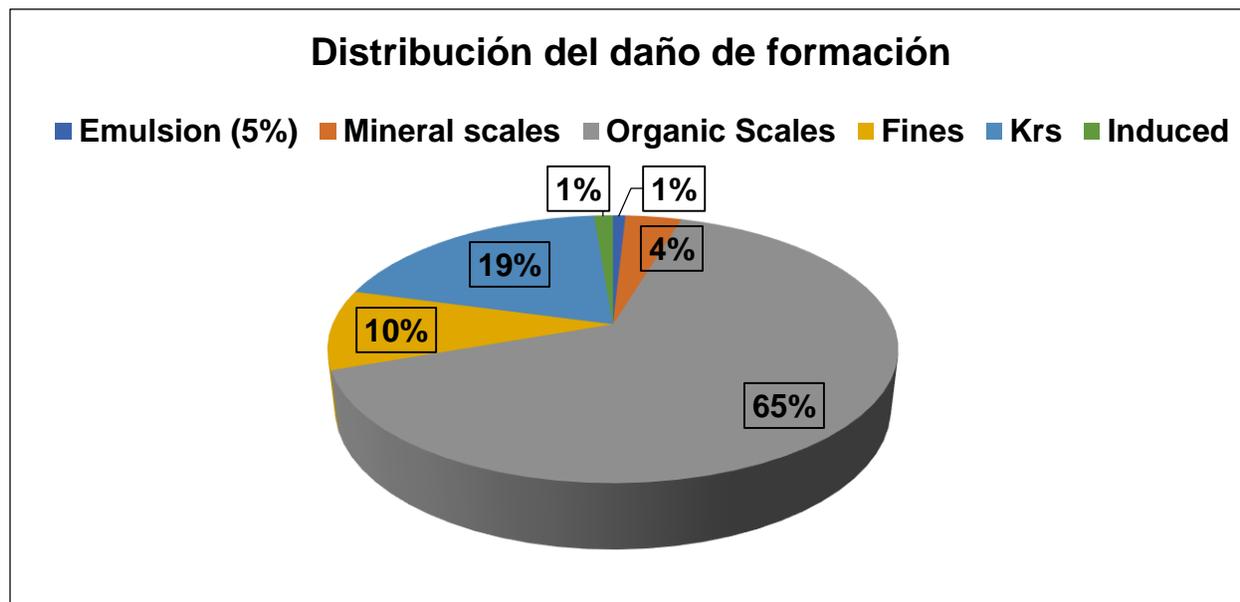
Tipo de daño.	Skin.	Porcentaje %
Daño inducido	0.5	1
Permeabilidad relativa.	7.3	19
Finos.	3.6	10
Depósitos orgánicos.	24.2	64
Escamas minerales.	1.4	3
Emulsión.	0.3	1
Total.	37.3	100

Nota. Valores del año 2012 de skin y porcentaje de cada uno de los tipos de daño de formación sobre el valor total para el Pozo F.

La Figura 59 es una representación gráfica en forma de torta que ilustra la proporción del daño de formación para cada una de las variables evaluadas con respecto a la totalidad del daño presente en el año 2012.

Figura 59.

Gráfica de la distribución del daño de formación en el año 2012



Nota. Representación gráfica para el Pozo F de la distribución de cada tipo de daño de formación presentes en el año 2012.

Con respecto a la gráfica anterior se concluye que los factores de daño de formación que más afectaron al Pozo F en el año 2012 fueron: el daño por depósitos orgánicos, el cual representó un 65% de daño de formación respecto al total, el daño debido a la reducción de la permeabilidad relativa (Krs) con un 19% sobre el daño de formación total, y, por último, el daño por migración de finos con un 10% sobre el daño de formación total.

3.3.3 Análisis de la evolución del daño de formación

En este apartado se comparan los resultados mencionados con anterioridad para el Pozo F. La Tabla 17 reúne los datos porcentuales arrojados por ambos estudios para su mejor visualización.

Tabla 17.*Comparación daño de formación actual y previo*

Tipo de daño.	Porcentaje daño 2012 %	Porcentaje daño actual %
Daño inducido	1	30
Permeabilidad relativa.	19	15
Finos.	10	3
Depósitos orgánicos.	64	50
Escamas minerales.	3	2
Emulsión.	1	0.68
Total.	100	100

Nota. Valores comparativos en porcentaje de los daños de formación tanto actuales como del año 2012 para el Pozo F.

Se evidencia un incremento del 29% en la magnitud del daño de formación inducido a consecuencia de la variación en el cálculo para esta variable debido a las observaciones realizadas en campo. Sin embargo, el daño de formación predominante para este pozo sigue siendo el daño por depósitos orgánicos a pesar de la reducción en un 14% de su magnitud. Debido al incremento apreciable del daño inducido y a que la permeabilidad relativa es una variable dependiente de los depósitos orgánicos, el daño de formación por migración de finos redujo su magnitud en un 8% pasando a ser un tipo de daño no representativo para el pozo en la actualidad.

3.4 Distribución promedio del daño de formación para el campo Apiay-Suria

Con los resultados obtenidos para los diferentes tipos de daño de formación en los pozos seleccionados para el estudio, se estima un promedio general de cada daño presente actualmente para la formación productora K1 del campo Apiay-Suria, como se muestra a continuación en la tabla 18.

Tabla 18.*Daños de formación promedio en el campo Apiay-Suria*

Tipo de daño	Pozo A %	Pozo B %	Pozo F %	Promedio daño en el área Apiay-Suria. %
Daño inducido	44.0	5.0	30.0	26.3
Permeabilidad relativa.	8.0	11.0	15.0	11.3
Finos.	11.0	25.0	3.0	13.0
Depósitos orgánicos.	26.0	36.0	50.0	37.3
Escamas minerales.	10.0	22.0	2.0	11.3
Emulsión.	1.0	1.0	0.7	0.9

Nota. Promedio de los daños de formación presentes en los pozos representativos del campo Apiay-Suria.

Mediante estos datos adquiridos, podemos determinar que los principales tipos de daño de formación en el campo Apiay-Suria son: en primer lugar, el daño por depósitos orgánicos con un 37.3%, en segundo lugar, el daño inducido con un 26.3%, y en tercer lugar el daño por migración de finos con un 13%.

A pesar de que en este manuscrito se mencionan los resultados obtenidos de tres (3) pozos, el estudio se realizó para siete (7) pozos pertenecientes al área de Apiay-Suria, los cuales concuerdan con las tendencias encontradas para los pozos descritos previamente y describen en su mayoría el comportamiento del daño de formación, en el área estudiada. Sin embargo, por efectos de confidencialidad únicamente se permitió revelar los resultados de los tres pozos con mayor puntaje arrojado en la fase de ranqueo.

Teniendo conocimiento de cuáles son los principales daños de formación presentes, se realiza una comparación de cada uno de ellos junto con sus respectivos resultados en el año 2012 con el fin de evaluar su impacto a través del tiempo en el campo Apiay-Suria.

3.5 Daño por depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos son hidrocarburos pesados tales como las parafinas o asfaltenos que logran precipitarse debido a la reducción de presión, en el caso de los asfaltenos y reducción de temperatura en el caso de las parafinas, durante la vida productiva del pozo. Estos tienen la tendencia de adherirse a la roca o a superficies metálicas.[1]

A continuación, se presenta los resultados obtenidos de los dos estudios de daño de formación para este tipo de daño.

3.5.1 Daño por depósitos orgánicos en el año 2012

En la tabla 19 se presentan los datos de los tipos de depósitos orgánicos acumulados en unidades de toneladas para el año 2012 junto con su radio de penetración.

Tabla 19.

Acumulación de depósitos orgánicos y radio de penetración para el año 2012

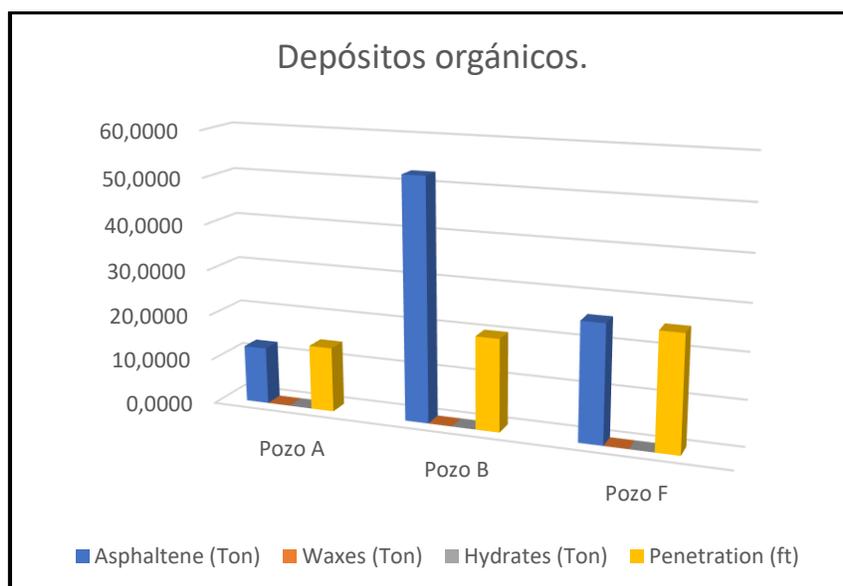
DEPÓSITOS ORGÁNICOS	Pozo A	Pozo B	Pozo F
Asphaltene (Ton)	12.5	52.7	25.7
Waxes (Ton)	0	0	0
Hydrates (Ton)	0	0	0
Penetration (ft)	14.2	20.2	25.3

Nota. Resultados de acumulación de asfaltenos, parafinas e hidratos en unidades de toneladas (ton) junto con su radio de penetración en unidades de pies (ft) para el año 2012.

A continuación, se presenta la figura 60 que representa gráficamente los resultados obtenidos para la acumulación de los diferentes tipos de depósitos orgánicos evaluados en el año 2012.

Figura 60.

Gráfica de barras de la acumulación de depósitos orgánicos del año 2012



Nota. Representación gráfica de los resultados obtenidos para la acumulación de asfaltenos, hidratos y práfinas para el año 2012 junto con su radio de penetración.

3.5.2 Daño por depósitos orgánicos presentes actualmente

En la tabla 20 se presentan los datos de los tipos de depósitos orgánicos acumulados en unidades de toneladas para las condiciones establecidas como actuales junto con su radio de penetración.

Tabla 20.

Acumulación de depósitos orgánicos y radio de penetración para las condiciones actuales

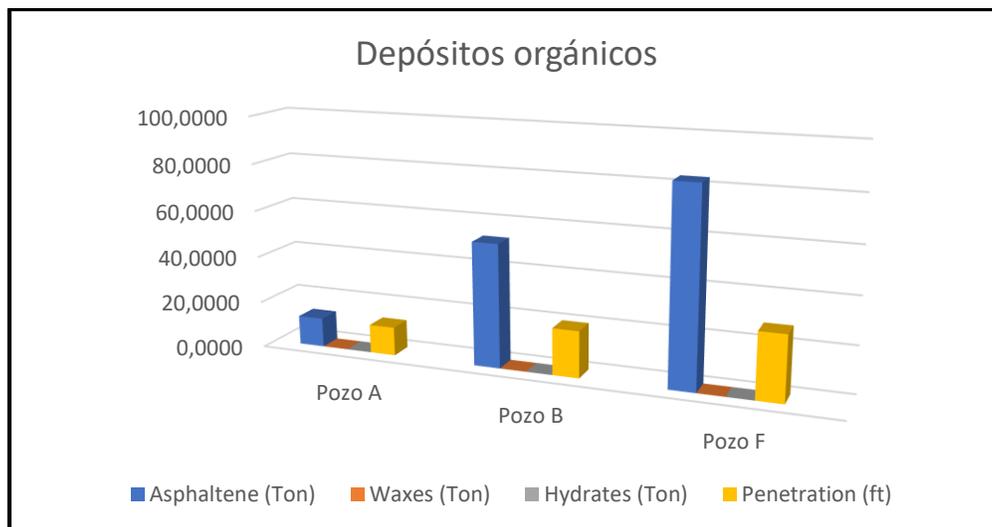
DEPÓSITOS ORGÁNICOS	Pozo A	Pozo B	Pozo F
Asphaltene (Ton)	12.6	52.8	83.4
Waxes (Ton)	0	0	0
Hydrates (Ton)	0	0	0
Penetration (ft)	12.21	19.9	27.9

Nota. Resultados de acumulación de asfaltenos, parafinas e hidratos en unidades de toneladas (ton) junto con su radio de penetración en unidades de pies (ft) para las condiciones actuales.

A continuación, se presenta la figura 61 que representa gráficamente los resultados obtenidos para la acumulación de los diferentes tipos de depósitos orgánicos evaluados para las condiciones actuales.

Figura 61.

Gráfica de barras de la acumulación de depósitos orgánicos para las condiciones actuales



Nota. Representación gráfica de los resultados obtenidos para la acumulación de asfaltenos, hidratos y práfinas para las condiciones actuales junto con su radio de penetración.

3.5.3 *Análisis de la evolución del daño de formación por depósitos orgánicos*

De acuerdo con los resultados obtenidos se puede apreciar que no hay presencia ni de parafinas ni de hidratos, esto debido a que la precipitación de estos solo se da en temperaturas muy bajas, y una de las condiciones iniciales para los estudios fue el hecho de tener una temperatura constante de 252°F.

Por otro lado, debido a las caídas de presión que se van evidenciando en la vida productiva de los pozos, se aprecia la acumulación de asfaltenos. Para el caso específico del Pozo A su acumulación varía en menor medida, otorgando mayor impacto al daño de formación inducido.

Para el caso del Pozo F se evidencia un incremento considerable de 57.7 toneladas acumuladas de asfaltenos, causando que este sea el tipo de daño que más aporta a su daño en la formación. Mientras que, para el Pozo B, a pesar de que su acumulación de asfaltenos no varió en gran proporción, el daño por depósitos orgánicos sigue siendo su mayor aporte al daño de la formación.

Este tipo de daño afecta directamente la humectabilidad de la roca, causando que se tenga una humectabilidad al petróleo provocando que se incremente la producción de agua, a su vez la precipitación de orgánicos genera obstrucciones tanto en la tubería como en el medio poroso convirtiéndose así en el principal causante de la reducción en las tasas de petróleo producidas.

3.6 Evolución del daño inducido

Debido a las operaciones intrusivas que se realizan al pozo tales como perforación, completamiento, estimulaciones, inyección de agua, entre otros, se puede generar un tipo de daño inducido asociado a la filtración de partículas provenientes de las operaciones ya mencionadas.[1]

En el estudio actual del daño de formación se realizó un recálculo basado en el análisis de las operaciones realizadas en campo para el daño inducido. Este consta en tomar el daño de formación inicial como punto de partida del daño inducido actual, debido a que los daños generados por la perforación inicial de los pozos no estaban siendo considerada en el estudio de 2012.

A continuación, se muestra la Tabla 21 que recolecta los resultados obtenidos para este tipo de daño.

Tabla 21.
Resultado para daño inducido

Pozo	Porcentaje Daño inducido	
	Previo	Actual
Pozo A	6.52%	43.65%
Pozo B	1.40%	5.42%
Pozo F	1.28%	29.85%

Nota. Recopilación de los resultados obtenidos para el daño inducido en ambos estudios de daño de formación.

Como se ilustra en la tabla anterior, hay un incremento significativo en el daño de formación inducido para los Pozos A y F con un 37.13% y un 28.57% respectivamente, esto debido a las consideraciones explicadas previamente, convirtiendo a este tipo de daño en uno de los predominantes para el área de Apiay-Suria siendo este la segunda causa de la reducción en la productividad del campo.

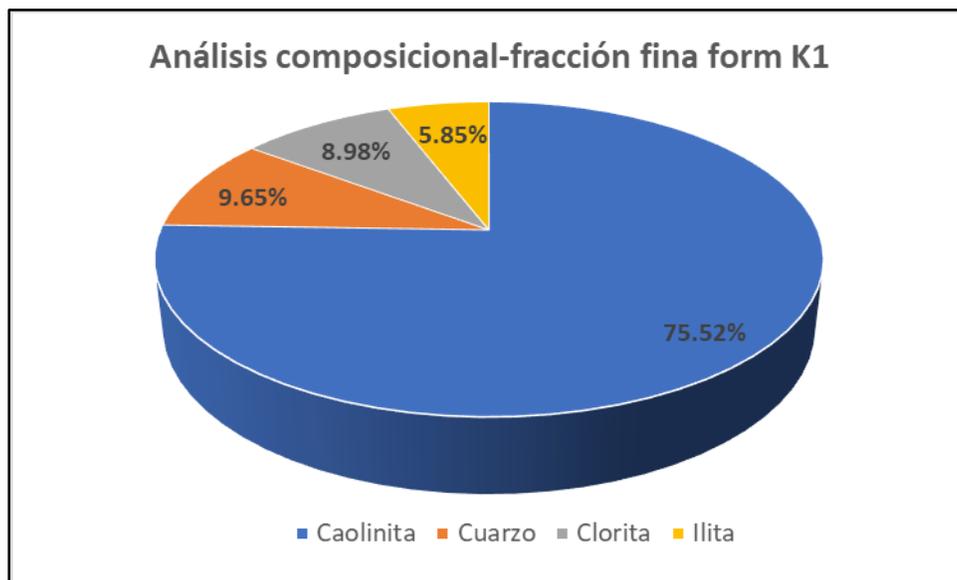
3.7 Daño por migración de finos

Este tipo de daño se genera debido a la migración de material particulado proveniente del yacimiento, mejor conocido como finos, el cual viaja en el fluido de producción y se incrusta en el medio poroso obstaculizando el flujo de fluidos en la zona cercana a la cara del pozo. [2]

La empresa Ecopetrol suministró el análisis composicional de la fracción fina para la formación K1. La Figura 62 muestra, a continuación, la distribución del modelo mineralógico para dicha formación.

Figura 62.

Análisis composicional de arcillas para la formación K1



Nota. Distribución del modelo petrofísico para las arcillas de la formación K1 suministrado por Ecopetrol.

De acuerdo con la gráfica anterior se evidencia que la mayor proporción de finos en la formación K1 está compuesta por caolinita con un 75.52%, seguida en menor medida de cuarzo con un 9.65%, evidenciando que si la formación llega a desestabilizarse los primeros compuestos en ser arrastrados son los mencionados anteriormente.

3.7.1 Daño por migración de finos para el año 2012

En la Tabla 22 a continuación se presenta una lista de los elementos evaluados, los cuales se encuentran contenidos en los finos. Estos son: Illita, Caolinita, Clorita y Cuarzo junto con su radio de penetración.

Tabla 22.

Composición de finos junto con su cantidad acumulada para el año 2012

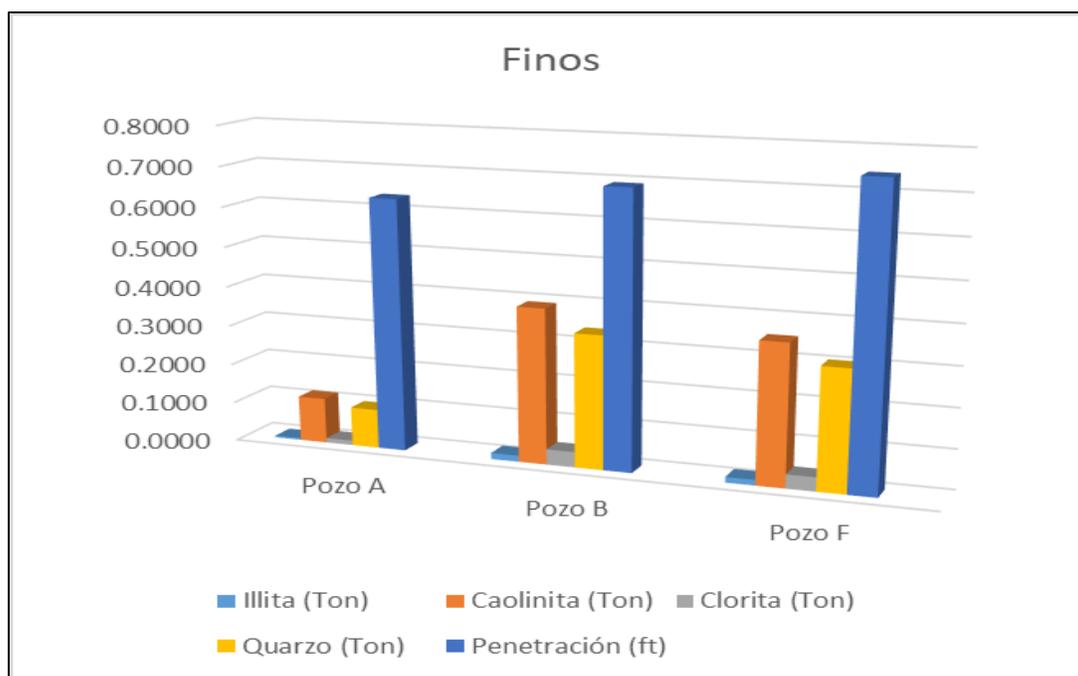
FINOS	Pozo A	Pozo B	Pozo F
Illita (Ton)	0.0046	0.0156	0.0141
Caolinita (Ton)	0.1150	0.3912	0.3536
Clorita (Ton)	0.0115	0.0391	0.0354
Cuarzo (Ton)	0.0989	0.3364	0.3041
Penetración (ft)	0.6345	0.6916	0.7429

Nota. Resultados de la acumulación en unidades de tonelada de los compuestos contenidos en los finos evaluados junto con su radio de penetración para el año 2012.

En la siguiente figura se representan gráficamente los resultados expresados previamente en la Tabla 22 para su mejor entendimiento. Ver Figura 63

Figura 63.

Gráfica de barras para los componentes contenidos en los finos para el año 2012



Nota. Representación gráfica de los resultados obtenidos sobre la acumulación de cada componente contenidos en los finos junto con su radio de penetración para el año 2012.

3.7.2 Daño por migración de finos para las condiciones actuales

En la Tabla 23 a continuación se presenta una lista de los elementos de igual manera evaluados en el estudio del año 2012 contenidos en los finos. Estos son: Illita, Caolinita, Clorita y Cuarzo junto con su radio de penetración.

Tabla 23.

Composición de finos junto con su cantidad acumulada para las condiciones actuales

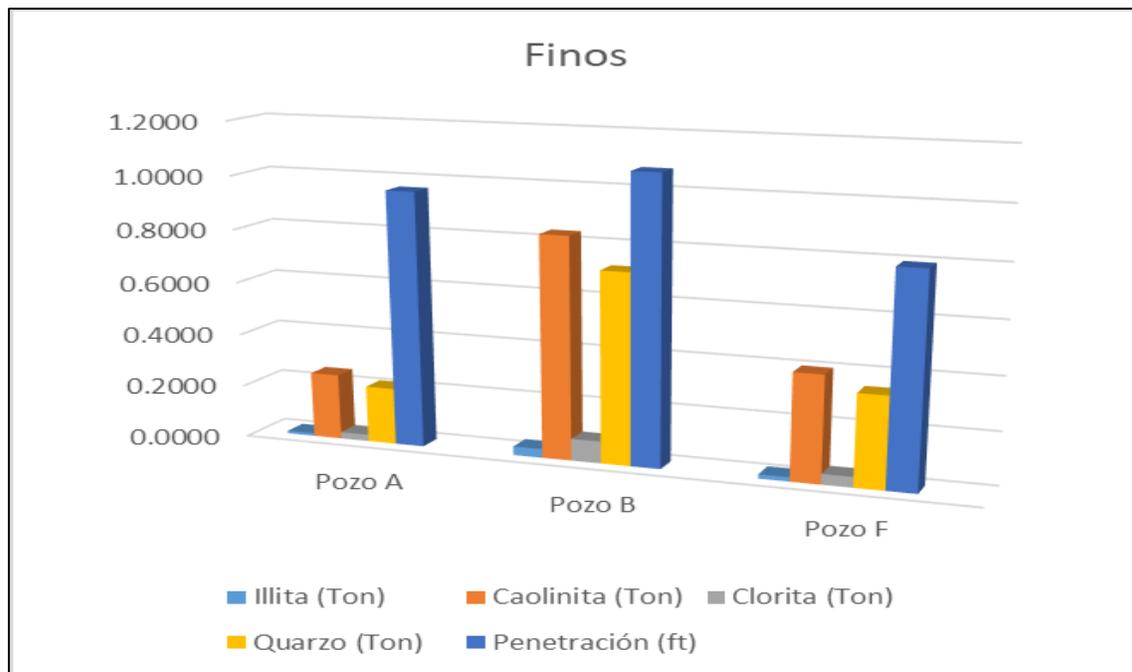
FINOS	Pozo A	Pozo B	Pozo F
Illita (Ton)	0.0100	0.0334	0.0161
Caolinita (Ton)	0.2494	0.8346	0.4014
Clorita (Ton)	0.0249	0.0835	0.0401
Cuarzo (Ton)	0.2145	0.7177	0.3452
Penetración (ft)	0.9624	1.0744	0.7956

Nota. Resultados de la acumulación en unidades de tonelada de los compuestos contenidos en los finos evaluados junto con su radio de penetración para las condiciones actuales.

En la siguiente figura se representan gráficamente los resultados expresados previamente en la Tabla 23 para su mejor entendimiento. Ver Figura 64.

Figura 64.

Gráfica de barras para los componentes contenidos en los finos para las condiciones actuales



Nota. Representación gráfica de los resultados obtenidos sobre la acumulación de cada uno de los componentes contenidos en los finos junto con su radio de penetración para las condiciones actuales.

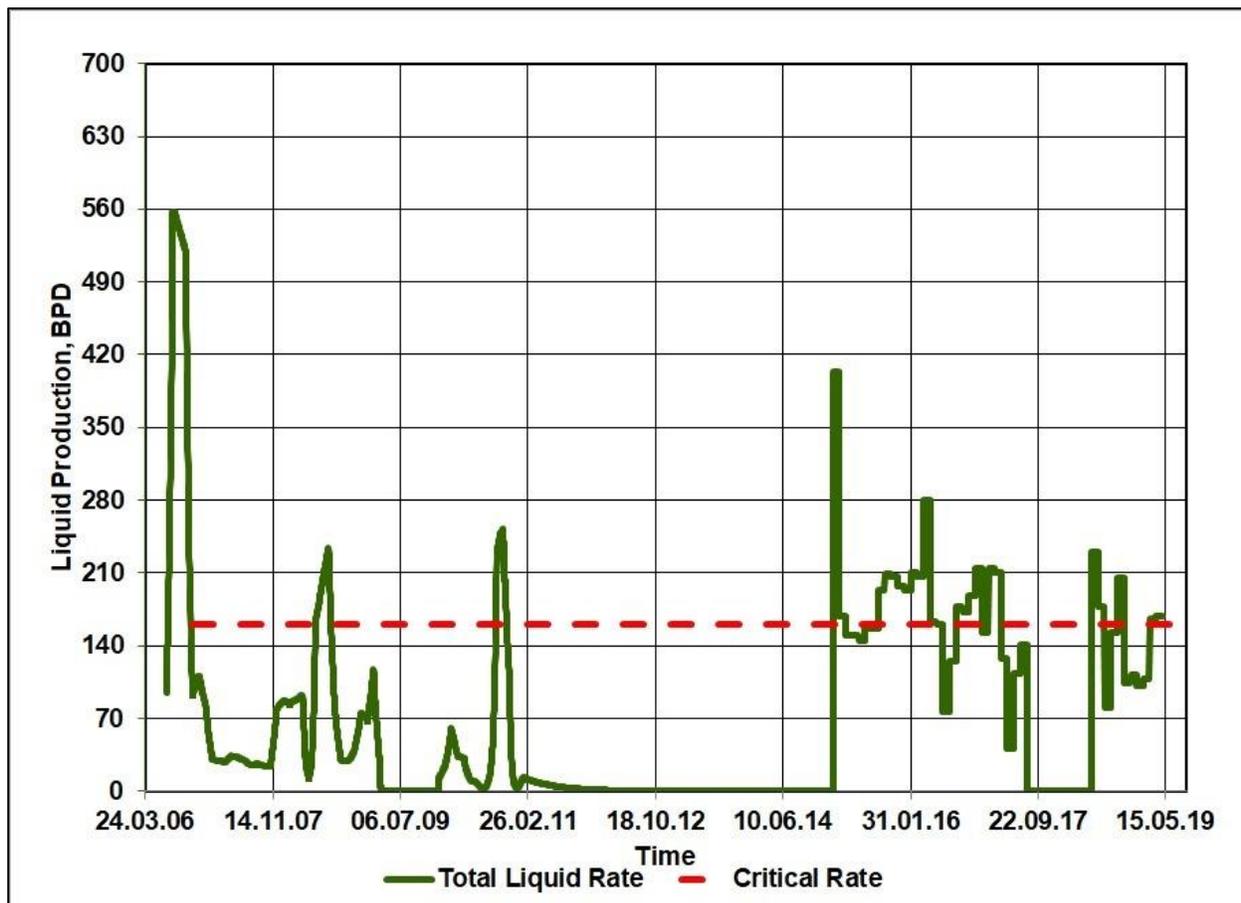
3.7.3 Análisis de la evolución del daño de formación por migración de finos

Para poder determinar la migración de finos es necesario establecer la tasa crítica de flujo, la cual es la máxima tasa de producción por debajo de la cual la producción de sólidos junto con el fluido producido es uniforme. Una vez se supera este umbral la producción de finos incrementa generando así daño de formación.[31]

A continuación, se presentan las figuras 65, 66 y 67 las cuales representan el comportamiento de producción de los pozos estudiados junto con su tasa crítica. Esta tasa de flujo crítica fue proporcionada por el equipo de Ecopetrol gracias a los resultados de laboratorio de los análisis de núcleos.

Figura 65.

Tasa crítica para el Pozo A

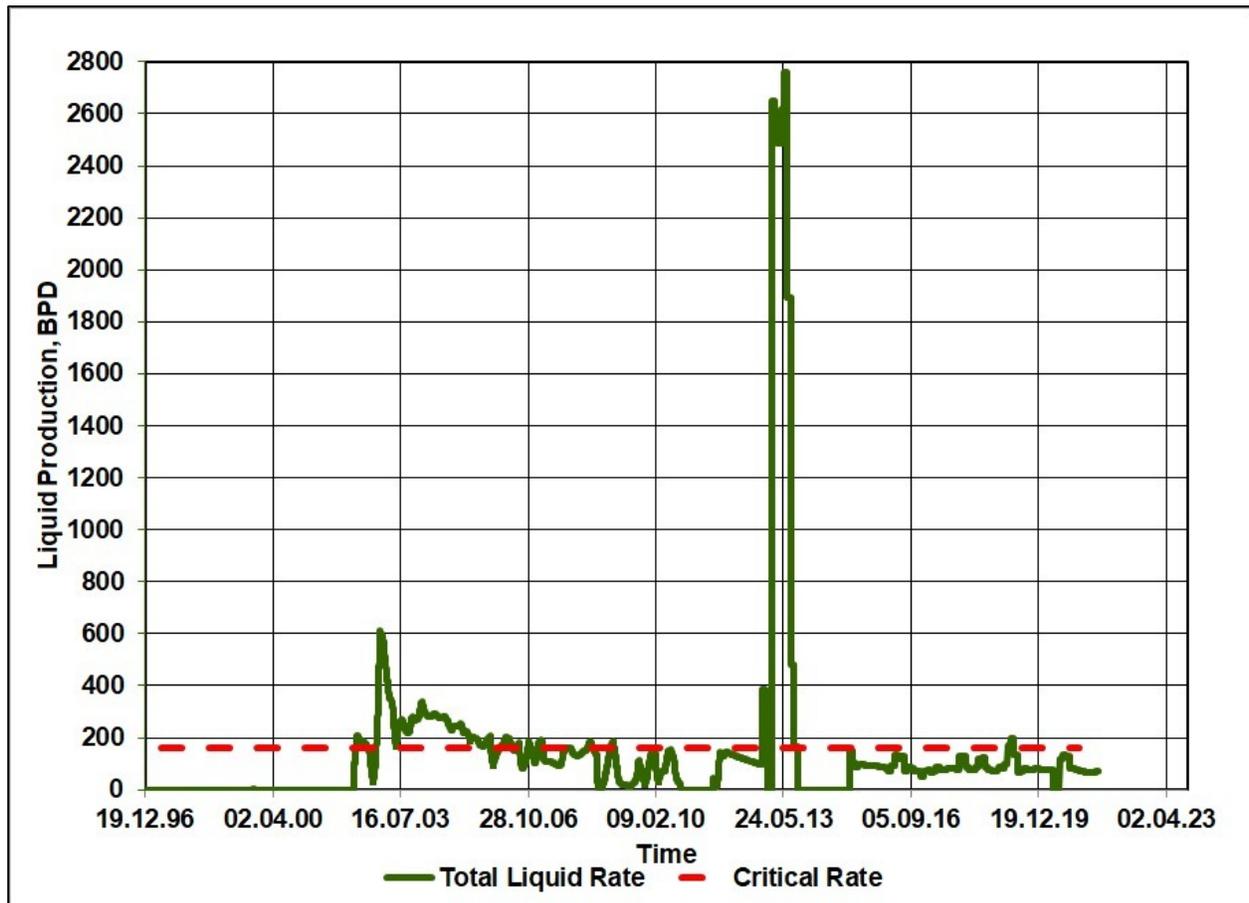


Nota. Representación gráfica del comportamiento de la producción de líquido a través del tiempo en unidades de barriles por día (BPD) junto con la tasa de flujo crítica para el Pozo A.

Como se mencionó anteriormente el Pozo A tuvo una reducción en el daño de formación de finos de un 23% a un 11%, primeramente, generado por el incremento del daño inducido y en segunda instancia debido a la reducción de la producción después del año 2012. Como se puede observar, en el año 2006 la tasa de producción de líquido alcanzó los 560 BPD, estando 400 BPD aproximadamente sobre la tasa crítica establecida para ese pozo, mientras que para el año 2014 la producción máxima fue de aproximadamente 400 BPD, estando 240 BPD sobre la tasa crítica.

Figura 66.

Tasa crítica para el Pozo B

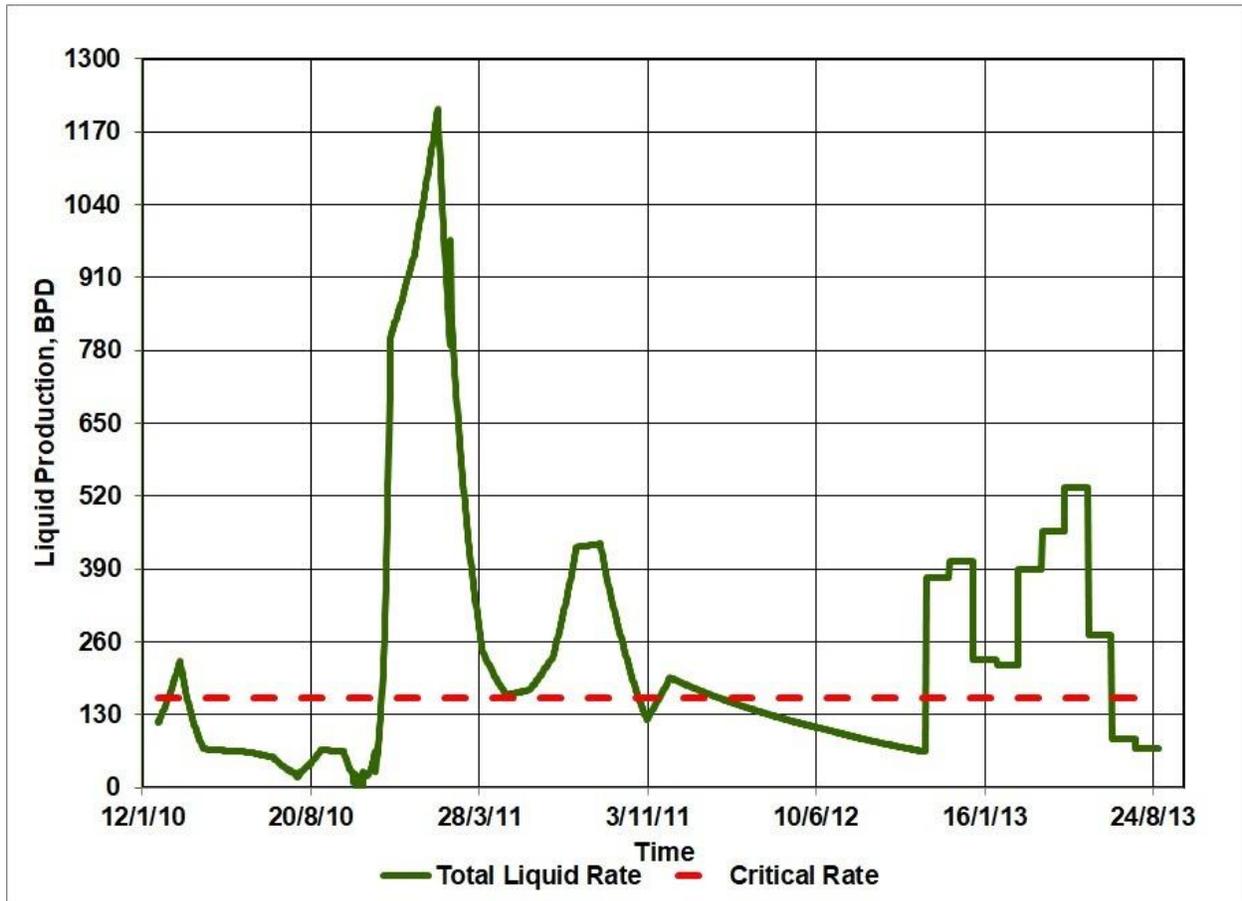


Nota. Representación gráfica del comportamiento de la producción de líquido a través del tiempo en unidades de barriles por día (BPD) junto con la tasa de flujo crítica para el Pozo B.

De acuerdo a la distribución del daño de formación expresada con anterioridad, para el Pozo B la migración de finos aumentó de un 23% a un 25%, a pesar de no ser un aumento significativo debido al comportamiento relativamente uniforme de la producción entre los años de 2003 a 2011 y de 2014 en adelante, y a pesar de que esta producción estuvo por debajo de la tasa de flujo crítica, el arrastre de finos pudo ser producido por el incremento evidente de la tasa de producción de líquido en el año 2013, llegando a una producción aproximada de 2700 BPD, estando alrededor de 2540 BPD por encima de la tasa crítica generando un gran impacto a la zona cercana al pozo de ese año.

Figura 67.

Tasa crítica para el Pozo F



Nota. Representación gráfica del comportamiento de la producción de líquido a través del tiempo en unidades de barriles por día (BPD) junto con la tasa de flujo crítica para el Pozo F.

Los resultados arrojados con anterioridad señalan que el daño de migración por finos para el Pozo F se reduce de un 10% a un 3%, de acuerdo con la Figura 66, esto puede ser justificado debido a la notable disminución de la producción de líquido. A pesar de que gran parte de la tasa de flujo se encuentra sobre la tasa crítica, para el año 2011 se evidencia una producción de alrededor de 1170 BPD, estando cerca de los 1010 BPD sobre la tasa crítica mientras que para el estudio a las condiciones actuales la mayor producción fue por poco de 530 BPD estando cerca de 370 BPD por encima de la tasa crítica de flujo.

4 CONCLUSIONES

Los pozos A, B y F fueron seleccionados debido a que su puntuación en las variables más importantes (magnitud de skin, información disponible y petrofísica) fueron las más elevadas otorgando a sus puntajes globales las proporciones más altas para ser elegidos, estas fueron 66, 67 y 87 respectivamente.

Los valores de daño iniciales para los pozos A, B y F fueron 6.42, 0.72 y 15 respectivamente. De acuerdo con los resultados del daño actual, los cuales fueron 15 para el Pozo A, 14 para el Pozo B y 50 para el Pozo F, se evidencia un incremento del daño de formación en un 57.2% para el pozo A, el pozo B aumento su daño en un 95% y el pozo F incrementa su daño en un 70%.

El estudio realizado en el año 2012 muestra que los daños predominantes eran causados por depósitos orgánicos, migración de finos y disminución de las permeabilidades relativas, de acuerdo con los resultados arrojados por los softwares Reveal y Prosper junto con la hoja de cálculo Reservoir, sigue existiendo en mayor proporción daño por depósitos orgánicos y migración de finos, sin embargo, se determinó que la presencia de daño inducido abarcó gran parte de la distribución de daño convirtiéndose en una de las principales causas de este.

En la formación K1 de conformidad con los datos adquiridos del nuevo estudio de daño de formación se determinó que la evolución del daño inducido aumentó en un 19%, el daño por depósitos orgánicos se redujo un 17% y el daño por migración de fino se redujo en un 2%.

La prueba más verídica para la confirmación de la existencia de daño de formación son las pruebas de producción realizadas a lo largo de la vida productiva de los pozos, por ende, al momento de evaluar las tasas de producción de petróleo para los pozos seleccionados se evidencia una reducción en estas: el Pozo A pasó de una producción de aceite de 78 BOPD a 46 BOPD, reduciéndose en un 41%, para el Pozo B la

producción de petróleo pasó de 106 BOPD a 61 BOPD reduciéndose en un 42.5% y el Pozo F redujo su producción de petróleo de 44 BOPD a 6 BOPD, lo que se refiere a un 86.4% de disminución de producción. Lo anterior evidencia la obstrucción de flujo dando a entender la presencia de daño de formación.

El depósito de depósitos orgánicos representa un 37% en la totalidad del daño de formación para el área de Apiay-Suria, por ende, al tener tanto impacto sobre la formación, este está cambiando la humectabilidad (mojada al petróleo) provocando la producción elevada de agua tal como lo evidencian las pruebas de producción.

La variable que relaciona el daño de formación con respecto a la productividad son las caídas de presión debido a que entre mayor sea el diferencial de presión (d_{Skin}) y entre menores tasas de producción de petróleo se tengan mayor será la magnitud del daño de formación. Comprobando lo anterior para el Pozo A la caída de presión va de 433.5 psig a 817.9psi, para el pozo B se tiene un diferencial de presión de 278.4 psig a 707 psig y el pozo F tiene una caída de presión de 83.9 psig a 142.2 psig.

Debido a los resultados obtenidos, se sugiere especial atención al área cerca del Pozo F debido a la magnitud considerable del daño de formación que este tiene, respecto a los otros pozos ($Skin = 50$). Las recomendaciones posteriormente nombradas deberían ser tenidas en cuenta para este pozo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. Economides and K. Nolte, *Reservoir Stimulation*, Third. Wiley, 2000.
- [2] F. Civan, *Reservoir Formation Damage*, Third. Elsevier, 2000.
- [3] O. Céspedes, “El Petróleo en el Departamento del Meta 1859-2011,” *Guarracuco*, vol. 26, no. 15, p. 26, 2011.
- [4] E. Lozano and N. Zamora, “Compilación de la cuenca de los Llanos Orientales,” 2014.
- [5] F. Rodriguez and A. Silva, “Validación de los regímenes de esfuerzos según resultados de estabilidad de pozo en el campo Apiay,” Universidad Industrial de Santander, 2013.
- [6] Convenios de fuerza y justicia, “Situación de violencia en la región.” <http://rutadelconflicto.com/convenios-fuerza-justicia/node/248> (accessed Nov. 13, 2021).
- [7] UPME, “Evaluación De Las Cuencas Y Estructuración De Escenarios De Oferta De Hidrocarburos Convencionales Y No Convencionales,” *Unión Temporal Prospección Upme 2018*, no. 11, p. 393, 2018.
- [8] A. Mendoza, C. Arias, and J. Durán, “ANÁLISIS DE DAÑO A LA FORMACIÓN CAMPO APIAY.” p. 142, 2010.
- [9] ANH, *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*, no. 978-958-98237-0-5. 2007.
- [10] S. Mora, “Llanos Orientales,” *Colomb. prehispánica Reg. Arqueol.*, p. 1, 2010, [Online]. Available: <http://www.banrepcultural.org/blaavirtual/arqueologia/prehisp/apendice.htm>.
- [11] Redacción del Teimpo, “APIAY, DECLARADO DISTRITO PETROLERO ,” Nov. 26, 1996. <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-640797> (accessed Nov. 13, 2021).

- [12] Redacción El Tiempo, “Ecopetrol sube la producción de apiay ,” May 06, 1997. <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-704447> (accessed Nov. 13, 2021).
- [13] Redacción El Tiempo, “Campo petrolero de apiay estable,” Jul. 30, 2004. <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1515101> (accessed Nov. 13, 2021).
- [14] C. Mantilla, J. Pavas, L. Palacio, N. Cárdenas, and O. Luna, “Informe de prospectividad,” 2007.
- [15] Portafolio, “Los Llanos Orientales, el foco de la reactivación petrolera ,” Aug. 08, 2019. <https://www.portafolio.co/economia/los-llanos-orientales-el-foco-de-la-reactivacion-petrolera-532402> (accessed Nov. 13, 2021).
- [16] ANH, “Producción Fiscalizada Crudo 2021,” 2021.
- [17] E. Sánchez, A. Audibert-Hayet, and L. Rousseau, “Influence of drill-in fluids composition on formation damage,” *SPE - Eur. Form. Damage Conf. Proceedings, EFDC*, 2003, doi: 10.2118/82274-ms.
- [18] R. F. Krueger, “Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations: an Update.,” *Soc. Pet. Eng. AIME, SPE*, pp. 535–558, 1988, doi: 10.2118/17459-ms.
- [19] K. E. Porter, “An Overview of Formation Damage,” *J. Pet. Technol.*, vol. 41, no. 08, pp. 780–786, 1989, doi: 10.2118/19894-pa.
- [20] S. R. M. Shafian *et al.*, “Restoring well productivity suffers from complex organic and inorganic deposition in Malaysian oil producers: Case study and lesson learnt,” *Proc. - SPE Int. Symp. Form. Damage Control*, vol. 2020-Febru, p. 16, 2020, doi: 10.2118/199233-ms.
- [21] A. A. Al-Taq, S. A. Muhaish, M. M. Nakhli, and A. A. Alrustum, “Organic/inorganic deposition in oil producing wells from carbonate reservoirs: Mechanisms, removal and mitigation,” *Soc. Pet. Eng. - Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. ADIPEC 2015*, p. 15, 2015, doi: 10.2118/177447-ms.

- [22] J. M. Gonzalez Espinosa, "Daño a La Formación En Pozos Petroleros," 2014.
- [23] M. F. El-Amin, J. Kou, S. Sun, and A. Salama, "Numerical Modeling of Nanoparticles Transport with Two-Phase Flow in Porous Media Using Iterative Implicit Method," 2013, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/1310.4769>.
- [24] J. L. Rivero, *Análisis nodal y explotación de petróleo*. 2007.
- [25] A. Naranjo Agudelo, *Evaluación de yacimientos de hidrocarburos*, Primera. Universidad Nacional de Colombia, 2009.
- [26] A. Tarek, *Reservoir Engineering*, Third., vol. Sigma. ELSERVIER, 2006.
- [27] Petroleum Experts, "REVEAL." <https://www.petex.com/products/ipm-suite/reveal/> (accessed Nov. 13, 2021).
- [28] Petroleum Experts, "PROSPER." <https://www.petex.com/products/ipm-suite/prosper/> (accessed Nov. 13, 2021).
- [29] Schlumberger, "Análisis Nodal - Oilfield Glossary," 2021. https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/n/nodal_analysis (accessed Nov. 13, 2021).
- [30] Schlumberger, "IPR - Oilfield Glossary," 2021. <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/i/ipr> (accessed Nov. 13, 2021).
- [31] Schlumberger, "Tasa de flujo crítico - Oilfield Glossary." https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/c/critical_flow_rate (accessed Nov. 15, 2021).

ANEXOS

ANEXO 1
CARTA DE LA EMPRESA

Bogotá D.C., 12 de noviembre de 2021

Señores

COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO.

Facultad de Ingeniería.

Departamento de Energías.

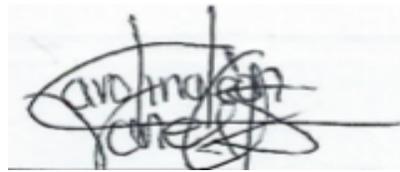
Programa de Ingeniería de Petróleos.

Fundación Universidad de América.

En mi calidad de directora del presente trabajo de grado que lleva por título: **EVALUACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN LA ZONA DE NEAR WELLBORE DE POZOS PRODUCTORES, PARA UN CAMPO COLOMBIANO UBICADO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES** presentado por los estudiantes: DIANA CAROLINA BERMÚDEZ FAJARDO y JHONATAN STEVEN MONROY GALLEGOS, con número de radicado **210111**, comunico que el mismo fue desarrollado con éxito, evidenciando el desarrollo de los objetivos propuestos y la culminación del proyecto, cumpliendo con los resultados esperados por los estudiantes de la Universidad de América.

Por lo anterior, lo presento a la disposición del comité para la asignación de jurados para su sustentación.

Atentamente.



Carolina León Vanegas

Ingeniera de Yacimientos

ANEXO 2
LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1	34
Ecuación 2	34
Ecuación 3	¡Error! Marcador no definido.
Ecuación 4	35
Ecuación 5	36
Ecuación 6	36
Ecuación 7	37
Ecuación 8	37
Ecuación 9	38
Ecuación 10	39
Ecuación 11	40

ANEXO 3

RECOMENDACIONES

Para el daño de formación por depósitos orgánicos se recomienda un tratamiento de remoción usando solventes aromáticos tal como xileno y tolueno junto con un inhibidor para depósitos orgánicos. Se debe tener presente que, el tiempo de remojo (soaking time) del solvente, la temperatura y la agitación, son consideraciones importantes para el tratamiento. [1]

Se recomienda realizar una operación de limpieza con el uso de surfactantes para tratar el daño de formación inducido. En cualquier intervención se deben utilizar fluidos con por lo menos un surfactante para poder minimizar este tipo de daño, teniendo en cuenta que la circulación de regreso del pozo se debe realizar de manera rápida. Adicionalmente se sugiere realizar buenas prácticas en las operaciones para prevenir el incremento este daño.

En el caso de daño de formación por migración de finos se recomienda implementar mecanismos de prevención como lo es ejecutar un proceso de remoción y control de arcillas junto con el uso de un tratamiento basado en ácido fluorhídrico (HF) para disolver finos. Se debe tener en cuenta que se debe implementar un tratamiento de inhibición posterior a lo mencionado anteriormente.

Se recomienda correr una prueba de restauración (PBU) para poder aterrizar de mejor manera los valores de IPR que se encontraron dado a la calidad de la información, pues la misma se encontró desactualizada y mayoritariamente solo con datos de producción.

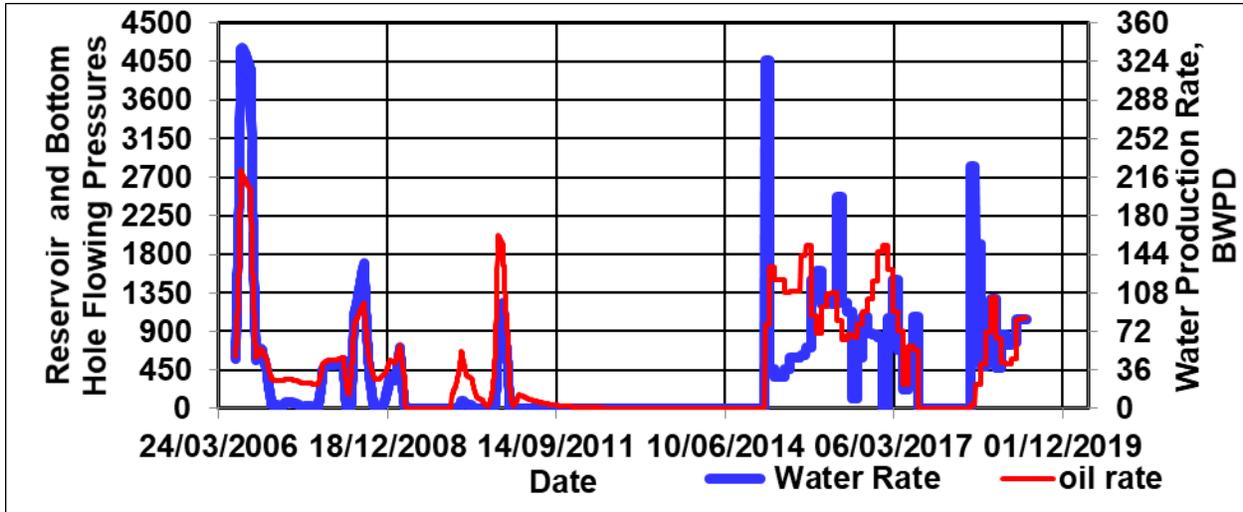
Es de vital importancia tener en cuenta que es tan importante la remoción del daño como la misma inhibición. Los procesos de inhibición permiten darle una vida útil prolongada a un tratamiento de remoción.

Se recomienda tener un monitoreo periódico especialmente a los datos físico-químicos de agua de formación y al análisis SARA de muestras de crudo.

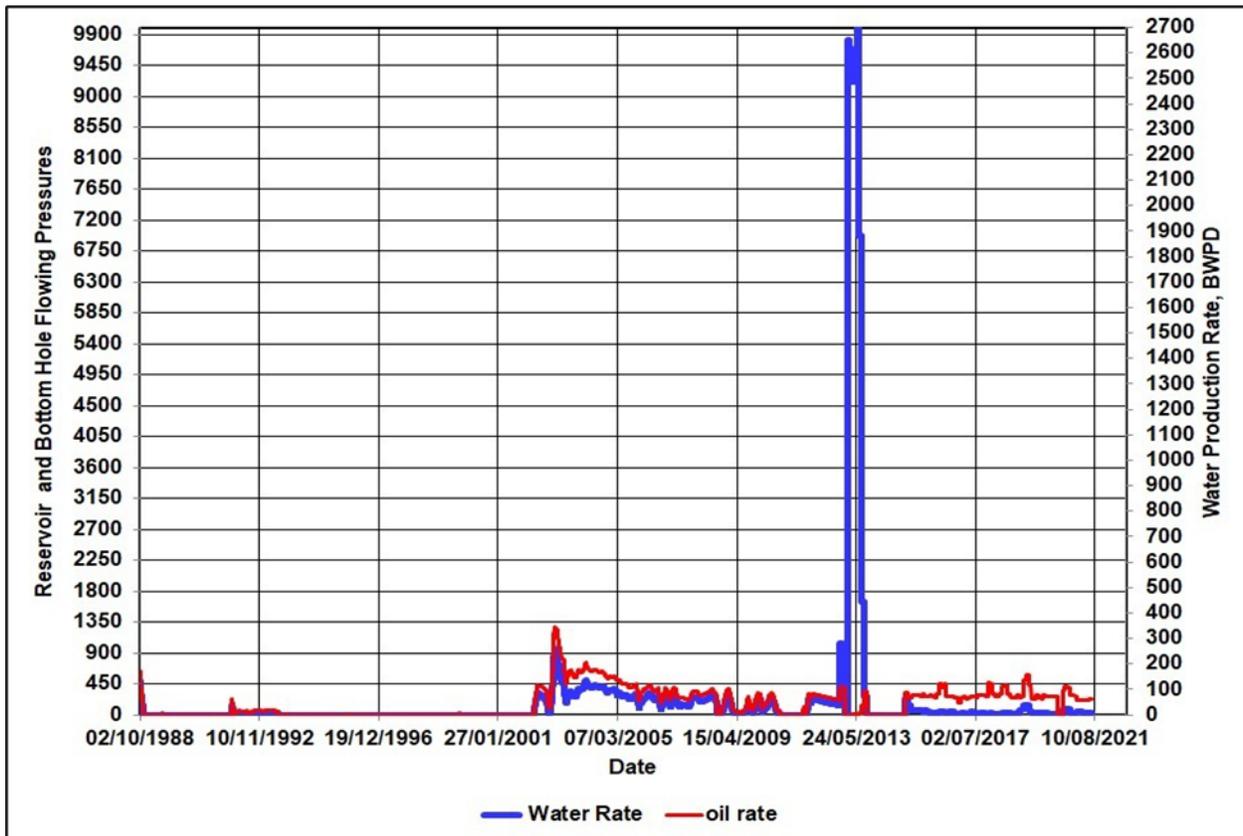
ANEXO 4

TASAS DE PRODUCCIÓN

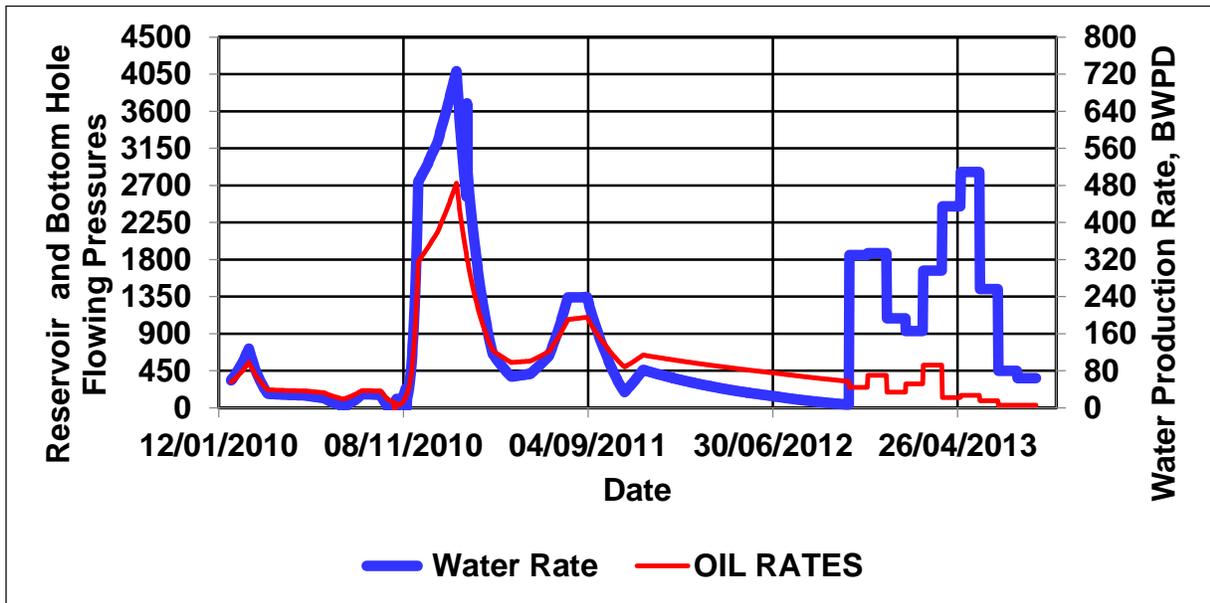
Tasa de producción de petróleo y agua para el Pozo A.



Tasa de producción de petróleo y agua para el Pozo B.



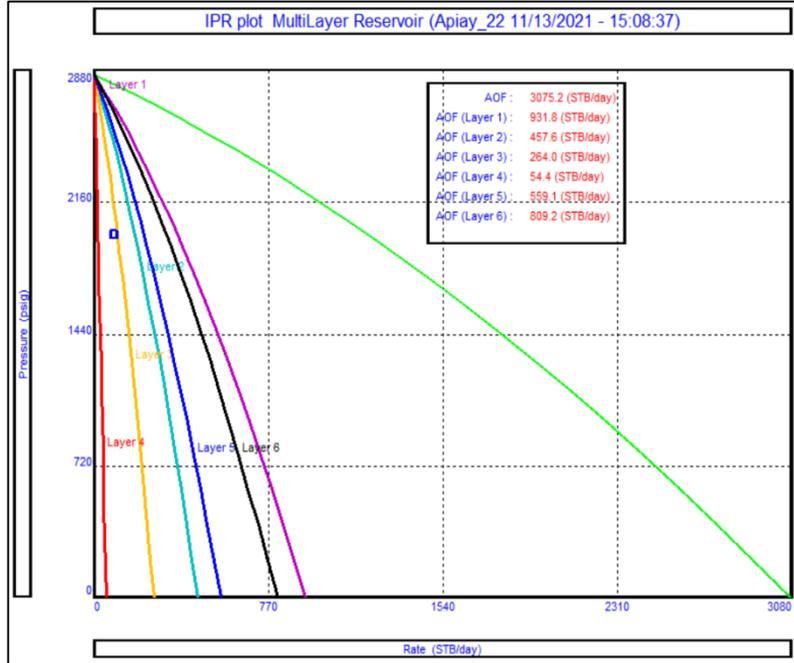
Tasa de producción de petróleo y agua para el Pozo F.



ANEXO 5 CURVAS IPR

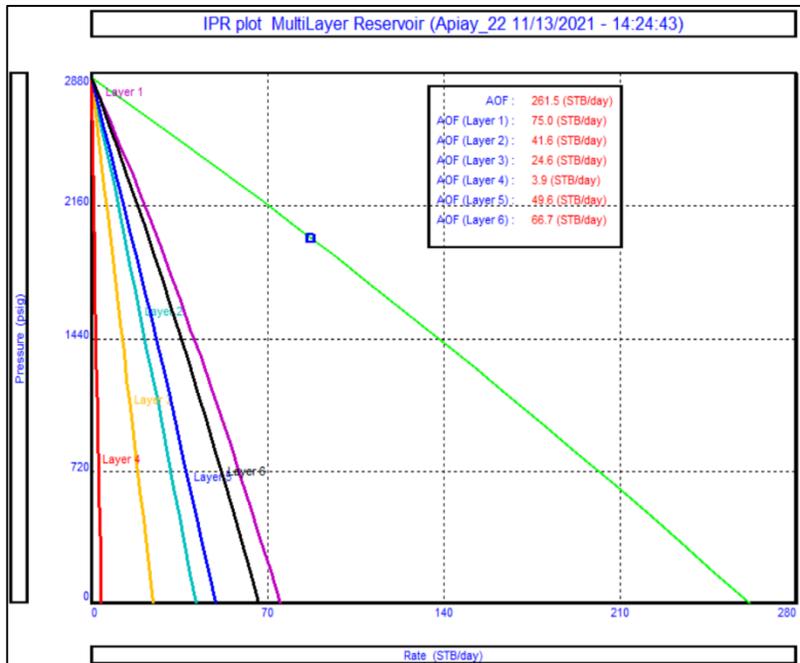
Curvas IPR para el Pozo A sin daño.

Actual Conditions to Match Skin Damage		
Nodal System Analysis		
WC=49.23%		
No Emulsion Curves Matched Damage: 0		
IPR		
Qo		pwf
BOPD		Psig
0.0		2856.1
161.9		2758.2
323.7		2654.5
485.6		2544.9
647.4		2429.5
809.3		2308.2
971.1		2181.1
1133.0		2048.2
1294.8		1909.4
1456.7		1764.9
1618.5		1614.5
1780.4		1458.3
1942.2		1296.4
2104.1		1128.6
2265.9		955.1
2427.8		775.8
2589.7		590.8
2751.5		399.9
2913.4		203.4
3075.2		1.0



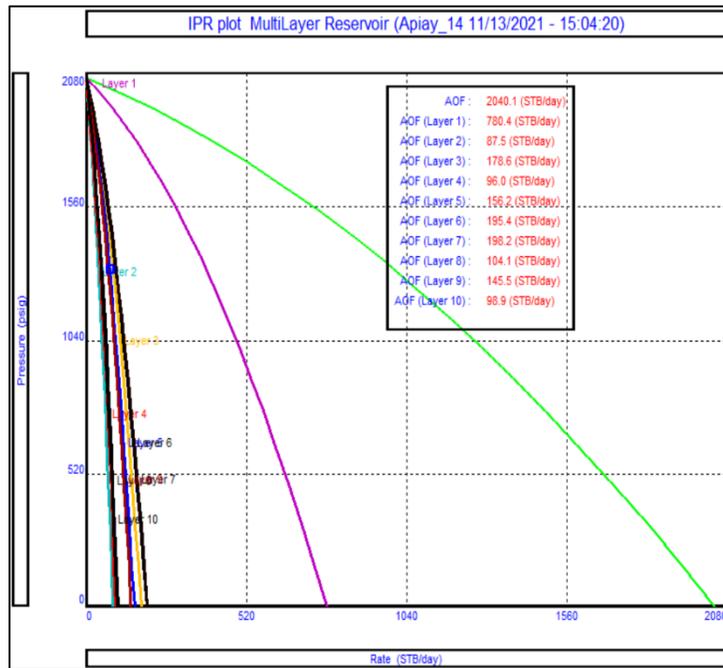
Curvas IPR para el Pozo A con daño

Actual Conditions to Match Skin Damage		
Nodal System Analysis		
WC=49.23%		
No Emulsion Curves Matched Damage: 15		
IPR		
Qo		pwf
BOPD		Psig
0.0		2856.1
13.8		2724.1
27.5		2589.9
41.3		2453.5
55.1		2315.1
68.8		2174.6
82.6		2032.0
96.3		1887.4
110.1		1740.8
123.9		1592.2
137.6		1441.7
151.4		1289.1
165.2		1134.7
178.9		978.4
192.7		820.1
206.4		660.0
220.2		498.0
234.0		334.2
247.7		168.5
261.5		1.0



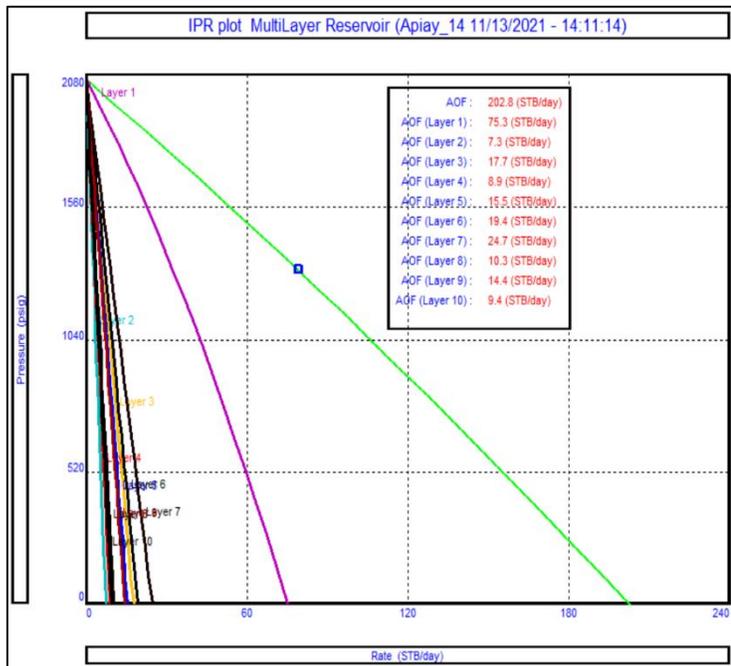
Curvas IPR para el Pozo B sin daño

Actual Conditions to Match Skin Damage		
Nodal System Analysis		
WC=49.23%		
No Emulsion Curves Matched Damage: 0		
IPR		
Qo		pwf
BOPD		Psig
0.0		2060.5
107.4		2005.3
214.7		1944.1
322.1		1876.9
429.5		1803.8
536.9		1724.8
644.2		1639.8
751.6		1549.0
859.0		1452.3
966.4		1349.7
1073.7		1241.2
1181.1		1126.9
1288.5		1006.6
1395.9		880.6
1503.2		748.6
1610.6		610.8
1718.0		467.1
1825.4		317.6
1932.7		162.2
2040.1		1.0



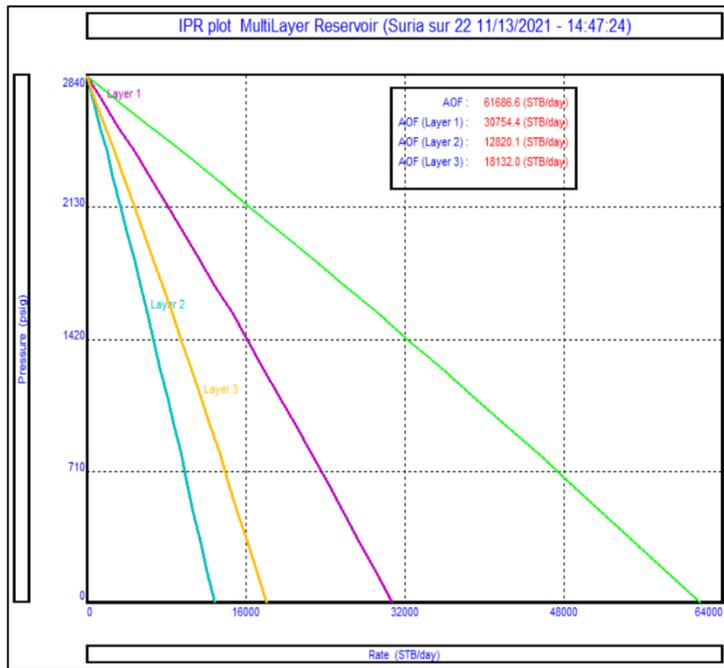
Curva IPR para el Pozo B con daño

Actual Conditions to Match Skin Damage		
Nodal System Analysis		
WC=11.29%		
Damage:14		
IPR		
Qo		pwf
BOPD		Psig
0.001		2060.5
10.7		1965.2
21.4		1868.0
32		1769.0
42.7		1668.2
53.4		1565.9
64.1		1462.0
74.7		1356.7
85.4		1250.0
96.1		1142.0
106.8		1032.8
117.4		922.4
128.1		810.8
138.8		698.1
149.5		584.4
160.1		469.6
170.8		353.8
181.5		237.1
192.2		119.5
202.8		0.0



Curvas IPR para el Pozo F sin daño

Actual Conditions to Match Skin Damage		
Nodal System Analysis		
WC=92.02%		
Damage:0		
IPR		
Qo		pwf
BOPD		Psig
0.0		2831.2
3246.7		2696.1
6493.3		2559.5
9740.0		2421.4
12986.7		2281.7
16233.3		2140.5
19480.0		1997.7
22726.7		1853.4
25973.3		1707.5
29220.0		1560.1
32466.7		1411.1
35713.3		1260.6
38960.0		1108.6
42206.7		955.0
45453.3		799.9
48700.0		643.2
51946.6		485.0
55193.3		325.2
58440.0		163.9
61686.6		1.0



Curvas IPR para el Pozo F con daño

Actual Conditions to Match Skin Damage		
Nodal System Analysis		
WC=92.02%		
Damage:50		
IPR		
Qo		pwf
BOPD		Psig
0.0		2831.2
66.0		2694.5
132.0		2556.5
198.0		2417.2
264.0		2276.4
330.0		2134.3
396.0		1990.8
461.9		1846.0
527.9		1699.8
593.9		1552.2
659.9		1403.2
725.9		1252.9
791.9		1101.2
857.9		948.1
923.9		793.7
989.9		637.9
1055.9		480.7
1121.9		322.2
1187.9		162.3
1253.8		1.0

