



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 31 de Agosto de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

Los suscritos:

FRANCISCO JOSÉ POLANÍA BARRAGÁN, con C.C. No. 1.077.872.008 de GARZÓN, JUAN SEBASTIÁN DÍAZ GUTIERREZ, con C.C. No. 1.075.293.490 de NEIVA, autores de la tesis y/o trabajo de grado titulado “GENERACIÓN DE MODELOS SECTORIZADOS DE SIMULACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN HISTÓRICA Y DE DAÑO DE FORMACIÓN ENFOCADO EN LA OPTIMIZACIÓN DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN EN EL CAMPO YAGUARÁ”, presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de INGENIERO DE PETRÓLEOS;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: GENERACIÓN DE MODELOS SECTORIZADOS DE SIMULACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN HISTÓRICA Y DE DAÑO DE FORMACIÓN ENFOCADO EN LA OPTIMIZACIÓN DE TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN EN EL CAMPO YAGUARÁ

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Polania Barragan	Francisco José
Diaz Gutierrez	Juan Sebastian

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Molano Trujillo	Mario
Vargas Castellanos	Constanza

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Franco Giraldo	Carlos Alberto
Taborda	Angy Carolina

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018

NÚMERO DE PÁGINAS: 135

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas___ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL

Español

Inglés

- | | |
|-------------------------------------|---------------------------|
| 1. Daño de formación | Formation Damage |
| 2. Tratamientos de estimulación | Stimulation treatment |
| 3. Modelo sectorizado de simulación | Single well sector models |
| 4. Campo Yaguará | Yaguara field |
| 5. Formación Caballos | Caballos formation |

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La optimización de los tratamientos de estimulación de los pozos del Campo Yaguará, inicia con una representativa caracterización y cuantificación del daño en la formación Caballos, principal zona productora de este campo, identificando las fuentes que causan las pérdidas de potencial real de producción, y de esta forma determinándose el mejor tratamiento para su mitigación.

En primer lugar se plasman las generalidades de Campo Yaguará y se establecen los lineamientos teóricos que soportan el análisis tanto para la identificación de las fuentes de daño de formación como para el diseño de los tratamientos de estimulación.

Se generan los modelos sectorizados de simulación para cada pozo en el Simulador Reveal, obteniendo su correspondiente ajuste histórico de presiones y producción, teniendo en cuenta toda la información analizada de petrofísica, fluidos, historia de producción, análisis PVT y estados mecánicos. El modelo dinámico cuantifica los efectos de daño generados como consecuencia de la caída de presión en el yacimiento y la cantidad de masas depositadas en la formación; posteriormente se realizó la cuantificación del daño de formación total para cada uno de los pozos por medio de análisis nodal y las curvas IPR generadas con el software Prosper.

Finalmente se realiza una distribución de fuentes de daño con la ayuda de un gráfico torta, que clasifica porcentualmente la presencia de cada uno de los mecanismos de daño en la



formación, de esta forma se establecen las recomendaciones para el diseño de los tratamientos de estimulación para la inhibición o mitigación del daño presente.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Optimization for stimulation treatments of Yaguara Field begin with characterization and quantification of skin factor in Caballos formation, main pay zone, identifying the production loss sources and thus finding the best treatment for its mitigation.

First, the general characteristics of Yaguará field, such as geographical location, historical review, regional and structural geology, reservoir characteristics, production mechanism and history were shown. In addition, the theoretical guidelines that support both the analysis for identification of formation damage and stimulation treatments design were established.

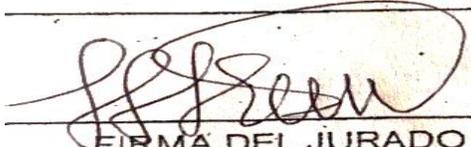
The single well sector models were made through the use of Reveal Software, obtaining its corresponding historical match of pressures and production, taking into account all the information collected and analyzed from petrophysics, fluids, production history, PVT analysis and mechanical states. The objective of the dynamic model is to find out how much of asphaltene will precipitate as a result of the pressure drop in the reservoir due to the formation damage, then the total skin factor and IPR curves for each well was estimated using nodal analysis with the help of Prosper software.

Finally, a damage distribution in a pie chart was made to classify the formation damage mechanism in percentage. This way the recommendations of greater rigor for the stimulation treatment designs for mitigation of skin factor were established.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

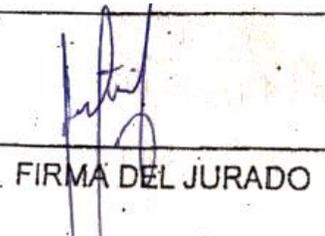
Firma:



FIRMA DEL JURADO

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda Gaona

Firma:



FIRMA DEL JURADO

**GENERACIÓN DE MODELOS SECTORIZADOS DE SIMULACIÓN PARA EL
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN HISTÓRICA Y DE DAÑO DE FORMACIÓN
ENFOCADO EN LA OPTIMIZACIÓN DE TRATAMIENTOS DE
ESTIMULACIÓN EN EL CAMPO YAGUARÁ**



**FRANCISCO JOSÉ POLANÍA BARRAGÁN
JUAN SEBASTIÁN DÍAZ GUTÍERREZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
GRUPO DE INVESTIGACIÓN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Neiva, Huila Agosto de 2018

**GENERACIÓN DE MODELOS SECTORIZADOS DE SIMULACIÓN PARA EL
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN HISTÓRICA Y DE DAÑO DE FORMACIÓN
ENFOCADO EN LA OPTIMIZACIÓN DE TRATAMIENTOS DE
ESTIMULACIÓN EN EL CAMPO YAGUARÁ**



FRANCISCO JOSÉ POLANÍA BARRAGÁN

JUAN SEBASTIÁN DÍAZ GUTIÉRREZ

**Trabajo de proyecto de grado presentado como requisito para optar por título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director de Proyecto
ING. MARIO MOLANO TRUJILLO
ECOPETROL**

**Asesor
ING. CARLOS ALBERTO FRANCO GIRALDO
ECOPETROL**

**Co-Director de Proyecto
ING. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS
UNIVERSIDAD SURCOLOMBIA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
GRUPO DE INVESTIGACIÓN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

Neiva, Huila Agosto de 2018

Nota de aceptación

Director del proyecto

Jurado

Jurado

Neiva, _____

DEDICATORIA

A Dios por cada una de las bendiciones recibidas día a día, por ser mi guía y mi fortaleza en cada paso que doy, sin Él nada de esto sería posible.

A mis Padres, Flor Yalile y Edgar, por su amor y apoyo incondicional en cada uno de los momentos de mi vida, por sus cuidados y valiosas enseñanzas.

A mi hermano Juan David, por su total apoyo y compañía.

A mi familia por apoyarme incondicionalmente en todos los aspectos de mi vida y hacer de mí una mejor persona.

A Sady Salazar por su comprensión, apoyo y ser esa voz de aliento para culminar este proyecto.

FRANCISCO JOSE POLANIA BARRAGAN

A Dios por ser mi guía en cada paso que doy y por todas las bendiciones que ha puesto en mi camino.

A mi padre y madre por apoyarme incondicionalmente en cada momento de mi vida y enseñarme a ser una mejor persona.

A toda mi familia por brindarme siempre su compañía y experiencia a lo largo de toda mi vida.

A todos mis amigos y compañeros que de una u otra manera hicieron parte de este proceso, gracias por todos los momentos compartidos.

JUAN SEBASTIAN DIAZ GUTIERREZ

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo expresan sus más sinceros agradecimientos a:

Ecopetrol S.A Campo Yaguará. Por su respaldo y colaboración al brindarnos los recursos necesarios para la construcción de este Proyecto de Grado.

Ing. Mario Molano Trujillo, Ingeniero del Campo Yaguará, Ecopetrol S.A, Director de proyecto, por su valiosa colaboración a lo largo de este trabajo.

A los Ingenieros Carlos Alberto Franco Giraldo y Angy Carolina Taborda, Ingenieros de Ecopetrol S.A, Asesores del proyecto, por su tiempo, orientación, paciencia y conocimiento brindado para encaminar el proyecto y cumplir a cabalidad los objetivos propuestos.

A Constanza Vargas Castellanos, Msc, profesora titular de la Universidad Surcolombiana, Co-Directora del proyecto por su disposición en las asesorías y por todos los conocimientos brindados para la culminación de esta tesis como en la carrera universitaria.

A Freddy Humberto Escobar Macualo, PhD, profesor titular de la Universidad Surcolombiana, por cada una de las enseñanzas brindadas durante la carrera universitaria.

A Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, Msc, profesor titular de la Universidad Surcolombiana, por su disposición en las asesorías, por todos los conocimientos brindados tanto para la culminación de esta tesis como en la carrera universitaria.

A Ervin Aranda Aranda, profesor titular de la Universidad Surcolombiana, por ofrecernos siempre el apoyo necesario y por cada una de las valiosas enseñanzas brindadas durante la carrera universitaria.

A nuestros amigos y compañeros del código 2013-1 por haber compartido tan buenos momentos a lo largo de la vida universitaria.

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO.....	vi
LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE TABLAS	xi
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ.....	15
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	15
1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO.....	16
1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO YAGUARÁ.....	18
1.3.1 Marco Regional.....	18
1.3.2 Modelo Geológico Estructural.....	19
1.3.3 Modelo Estratigráfico	23
1.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	26
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ.....	27
1.5.1 Mecanismo de Producción.....	28
1.5.2 Número de Pozos	29
2. GENERALIDADES DEL DAÑO DE FORMACIÓN	31
2.1 DAÑO DE FORMACIÓN.....	31
2.2 CLASIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	32
2.2.1 Daño superficial.....	32
2.2.2 Daño moderado a profundo	32
2.3 MECANISMOS DEL DAÑO DE FORMACIÓN	32
2.3.1 Migración de Finos	33
2.3.2 Hinchamiento de arcillas	33
2.3.3 Precipitación Orgánica.....	33
2.3.3.1 Parafinas.....	33
2.3.3.2 Asfáltenos	33
2.3.4 Precipitación inorgánica	34

2.3.5	Cambios de Humectabilidad	34
2.3.6	Bloqueo por agua	34
2.3.7	Bloqueo por emulsiones.....	35
2.3.8	Actividad biológica.....	35
2.4	DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	35
2.4.1	Curva IPR.....	35
2.4.2	Índice de productividad	36
2.4.3	Pruebas de presión	37
3.	TRATAMIENTOS PARA LA REMOCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	39
3.1	ESTIMULACIÓN DE POZOS.....	39
3.1.1	TIPOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	39
3.1.1.1	Estimulación Matricial Reactiva.....	40
3.1.1.2	Estimulación Matricial No Reactiva.....	42
3.1.2	PRINCIPALES COMPONENTES DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO:....	46
3.2	FRACTURAMIENTO.....	46
3.2.1	Fracturamiento Hidráulico.....	47
3.2.2	Fracturamiento Ácido:	48
4.	METODOLOGÍA PARA LA GENERACIÓN DE MODELOS SECTORIZADOS DE SIMULACIÓN	49
4.1	SELECCIÓN DE POZOS.....	50
4.2	AJUSTE DE CONDICIONES INICIALES	51
4.2.1	Análisis PVT.....	51
4.3.	MODELO DINÁMICO	52
4.3.1	Sección de control.....	52
4.3.2	Malla de simulación.....	53
4.3.3	Propiedades petrofísicas	54
4.3.3.1	Porosidad	54
4.3.3.2	Permeabilidad.	54
4.3.4	Modelo roca-fluido	55
4.3.4.1	Tipos de roca.....	55
4.3.4.2	Permeabilidades relativas.	56

4.3.5	Acuífero	57
4.3.6	Sólidos	58
4.3.7	Pozos	59
4.3.8	Fracturas.....	60
4.4	AJUSTE HISTÓRICO	61
4.4.1	Elaboración de curvas IPR.....	63
4.4.1.1	Curvas IPR inicial y con daño inducido	63
4.4.1.2	Curva IPR final con daño actual	68
5.	CUANTIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL CAMPO YAGUARÁ	71
5.1	IDENTIFICACIÓN DE FUENTES DE DAÑO DE FORMACIÓN	71
5.1.1	Escamas Minerales	71
5.1.2	Migración de Finos y Arcillas	74
5.1.2.1	Análisis de Tasa Crítica	75
5.1.3	Escamas Orgánicas	77
5.1.4	Curvas de Permeabilidad Relativa.....	79
5.1.5	Daño Inducido.....	79
5.2	SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN.....	80
	CONCLUSIONES	82
	RECOMENDACIONES.....	84
	NOMENCLATURA.....	86
	REFERENCIAS.....	88
	ANEXOS	90

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Localización geográfica del Campo Yaguará.....	15
Figura 1.2 Localización del Campo Yaguará.	16
Figura 1.3 Ubicación del Campo Yaguará sobre el mapa geológico de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.	18
Figura 1.4 Perfil Estructural Subcuenca Neiva.....	19
Figura 1.5 Evolución de la interpretación estructural del Campo Yaguará, integrando sísmica 3D e información de Pozo.....	20
Figura 1.6 Mapa Estructural a Tope de Caballos B mostrando las principales zonas tectónicas en las que se subdivide el Campo Yaguará.....	22
Figura 1.7 Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.	23
Figura 1.8 Registro tipo del reservorio de la Formación Caballos.	25
Figura 1.9 Curva de Producción Historia Campo Yaguará.	28
Figura 1.10 Mapa de ubicación de pozos campo Yaguará.	30
Figura 2.1 Efecto del daño de formación en la cercanía de la cara del pozo.....	31
Figura 2.2 Ubicación de los diferentes mecanismos de daño.	32
Figura 2.3 Solubilidad de asfáltenos en función de la presión para un crudo del Mar del Norte.	34
Figura 2.4 Efecto del daño de formación en la IPR.....	36
Figura 3.1 Mojabilidad de un sólido en presencia de dos líquidos (Agua-Aceite).....	43
Figura 3.2 Efecto de Capilaridad	44
Figura 3.3 Representación esquemática de un surfactante.	44
Figura 3.4 Tipos de fracturamiento.....	47
Figura 3.5 Vista superior de Fracturamiento Hidráulico	47
Figura 3.6 Esquema del Fracturamiento Ácido.	48
Figura 4.1 Sección de control: Datos generales de simulación.	53
Figura 4.2 Datos de la malla.	53
Figura 4.3 Definición del tipo de roca para el pozo AT-010.....	55
Figura 4.4 Datos de permeabilidades relativas.	56
Figura 4.5 Curva de permeabilidad relativa.....	57
Figura 4.6 Propiedades del acuífero.	57
Figura 4.7. Influencia del acuífero visto para una sola capa.....	58
Figura 4.8. Concentración soluble de asfáltenos del campo Yaguará.	58
Figura 4.9. Concentración soluble de parafinas del campo Yaguará.....	59
Figura 4.10. Posicionamiento y propiedades de los pozos.	60
Figura 4.11. Fracturas del pozo AT-010.....	60
Figura 4.12. Ajuste de la producción de aceite para AT-010.	61
Figura 4.13. Ajuste de la producción de agua para AT-010.....	62

Figura 4.14. Ajuste de la presión para AT-010.....	62
Figura 4.15 Datos de entrada para la construcción de la curva IPR Pozo AT-010	64
Figura 4.16 Registro de desviación y equipo de fondo encima de nodo seleccionado para el pozo AT-010.	65
Figura 4.17 Curva IPR pozo AT-010 con Daño = 0.....	66
Figura 4.18 Prueba de producción pozo AT-010.....	67
Figura 4.19 Curva IPR Pozo AT-010 con Prueba de Producción.	67
Figura 4.20 Datos de entrada para el Ajuste de la prueba de producción y la curva IPR del pozo AT-010.	68
Figura 4.21 Curva IPR pozo AT-010 con Daño = 16.....	68
Figura 4.22 Datos de entrada para la construcción de la curva IPR actual pozo AT-010.	69
Figura 4.23 Curva IPR pozo AT-010 con Daño = 0.35.....	70
Figura 5.1 Patrones composicionales agua de formación campo Yaguará.....	71
Figura 5.2 Simulación de Escamas Minerales Pozo AT-014.	72
Figura 5.3 Análisis de escamas minerales pozo AT-010.....	74
Figura 5.4. Composición de arcilla de la roca.	75
Figura 5.5. Producción de líquidos totales vs tasa crítica AT-010.	76
Figura 5.6. Análisis de finos AT-010.	76
Figura 5.7. Análisis SARA.	78
Figura 5.8 Análisis nodal curva IPR pozo AT-010	80
Figura 5.9 Distribución de daño promedio en la formación Caballos campo Yaguará... ..	81

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características Yacimiento Campo Yaguará.	26
Tabla 2. Pozos objeto de estudio.	50
Tabla 3. Datos Análisis PVT AT-001.	52
Tabla 4. Valores de porosidad para los intervalos cañoneados de AT-010.	54
Tabla 5. Datos de permeabilidad para los intervalos cañoneados de AT-010.	55
Tabla 6. Evolución del daño de formación de los Pozos seleccionados.	70
Tabla 7. Análisis de escamas minerales campo Yaguará.	74
Tabla 8. Análisis de finos campo Yaguará.	77
Tabla 9. Masa depositada de escamas orgánicas.	79

RESUMEN

Palabras claves: Modelos sectorizados de simulación, daño de formación, tratamientos de estimulación, Campo Yaguará, Formación Caballos.

La optimización de los tratamientos de estimulación de los pozos del Campo Yaguará, inicia con una representativa caracterización y cuantificación del daño en la formación Caballos, principal zona productora de este campo, identificando las fuentes que causan las pérdidas de potencial real de producción, y de esta forma determinándose el mejor tratamiento para su mitigación.

En primer lugar se plasman las generalidades de Campo Yaguará, localización geográfica, reseña histórica, geología regional y estructural, características del yacimiento y los fluidos, mecanismo e historial de producción, además, se establecen los lineamientos teóricos que soportan el análisis tanto para la identificación de las fuentes de daño de formación como para el diseño de los tratamientos de estimulación.

Se generan los modelos sectorizados de simulación para cada pozo seleccionado en el Simulador Reveal, obteniendo su correspondiente ajuste histórico de presiones y producción, teniendo en cuenta toda la información recopilada y analizada de petrofísica, fluidos, historia de producción, análisis PVT y estados mecánicos. El modelo dinámico cuantifica los efectos de daño generados como consecuencia de la caída de presión en el yacimiento y la cantidad de masas depositadas en los primeros pies de formación; posteriormente se realizó la cuantificación del daño de formación total para cada uno de los pozos por medio de análisis nodal y las curvas IPR generadas con el software Prosper.

Finalmente se realiza una distribución de fuentes de daño con la ayuda de un gráfico torta, que clasifica porcentualmente la presencia o el accionar de cada uno de los mecanismos de daño en la formación, de esta forma se establecen las recomendaciones de mayor rigor para el diseño de los tratamientos de estimulación para la inhibición o mitigación del daño presente.

ABSTRACT

Key words: Single well sector models, Formation damage, Stimulation treatment, Yaguara field, Caballos formation.

Optimization for stimulation treatments of Yaguara Field begin with characterization and quantification of skin factor in Caballos formation, main pay zone, identifying the production loss sources and thus finding the best treatment for its mitigation.

First, the general characteristics of Yaguara field, such as geographical location, historical review, regional and structural geology, reservoir characteristics, production mechanism and history were shown. In addition, the theoretical guidelines that support both the analysis for identification of formation damage and stimulation treatments design were established.

The single well sector models were made through the use of Reveal Software, obtaining its corresponding historical match of pressures and production, taking into account all the information collected and analyzed from petrophysics, fluids, production history, PVT analysis and mechanical states. The objective of the dynamic model is to find out how much of asphaltene will precipitate as a result of the pressure drop in the reservoir due to the formation damage, then the total skin factor and IPR curves for each well was estimated using nodal analysis with the help of Prosper software.

Finally, a damage distribution in a pie chart was made to classify the formation damage mechanism in percentage. This way the recommendations of greater rigor for the stimulation treatment designs for mitigation of skin factor were established.

INTRODUCCIÓN

El potencial real de producción del campo Yaguará ha sido afectado negativamente por la combinación de propiedades intrínsecas de la roca yacimiento y de los fluidos que saturan dicha roca. Inicialmente, el fracturamiento hidráulico fue identificado como la opción de estimulación más apropiada para incrementar efectivamente las tasas de producción de aceite de los pozos productores del campo, así mismo se implementó un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua a fin de mitigar la declinación de presión del yacimiento que se esperaba como respuesta a la alta producción de aceite obtenida post estimulación vía fracturamiento hidráulico. Históricamente se ha observado que la respuesta en producción de los campos ha sido afectada por la generación de daño de formación inducido por la generación y posterior depositación de escamas orgánicas y minerales. Depósitos de asfaltenos constituyen la principal escama orgánica depositada en el yacimiento, mientras que la escama de carbonato de calcio ha sido identificada como la principal escama mineral depositada en los pozos productores e inyectoros.

Se han utilizado tratamientos de estimulación de varias etapas en las cuales se combinan disolventes orgánicos y ácidos minerales como opción química para remover el daño de formación. Históricamente se observa una buena respuesta de los pozos productores a este tipo de tratamientos pero también se evidencia una baja sostenibilidad del incremental de aceite con el tiempo.

Este trabajo muestra los modelos sectorizados generados por pozo a fin de estudiar, cuantificar y validar las principales fuentes de daño de formación, así mismo se presentan las guías básicas de ingeniería de estimulación que permitan optimizar los tratamientos actuales de estimulación para maximizar la remoción efectiva de las fuentes de daño y su mitigación en el tiempo, esta combinación permitirá no solamente recuperar el potencial real de producción de los pozos sino asegurar su sostenibilidad en el tiempo. La aplicación de estas guías permitirá incrementar sustancialmente el factor de recobro esperado en el campo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ

1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Yaguará geográficamente se encuentra localizado en el sur de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), a 7.3 Km del municipio de Yaguará y a 56 Km al sur occidente de la ciudad de Neiva, en el departamento del Huila. Consta de un área comercial de 7.785 acres y está limitado al norte por la Represa de Betania, el municipio de Yaguará, al sur con la quebrada La Carahuaja, al este por la loma El cucharo y al oeste por la cuchilla La Laja; como se observa en las Figuras 1.1 y 1.2

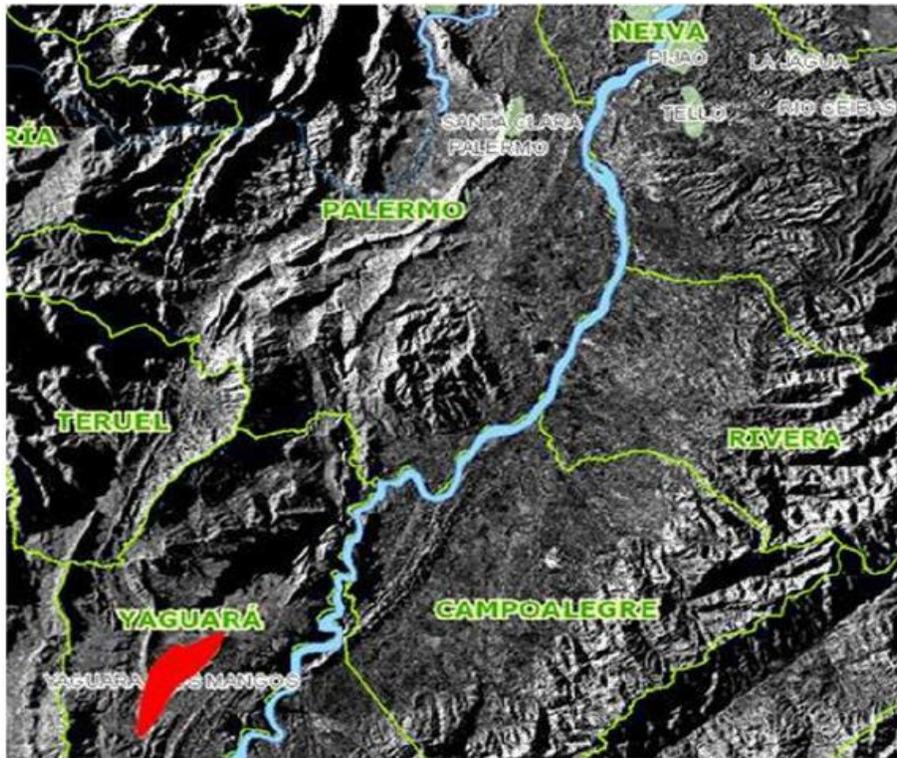


Figura 1.1 Localización geográfica del Campo Yaguará.
Fuente: Campo Yaguará, SOH Ecopetrol

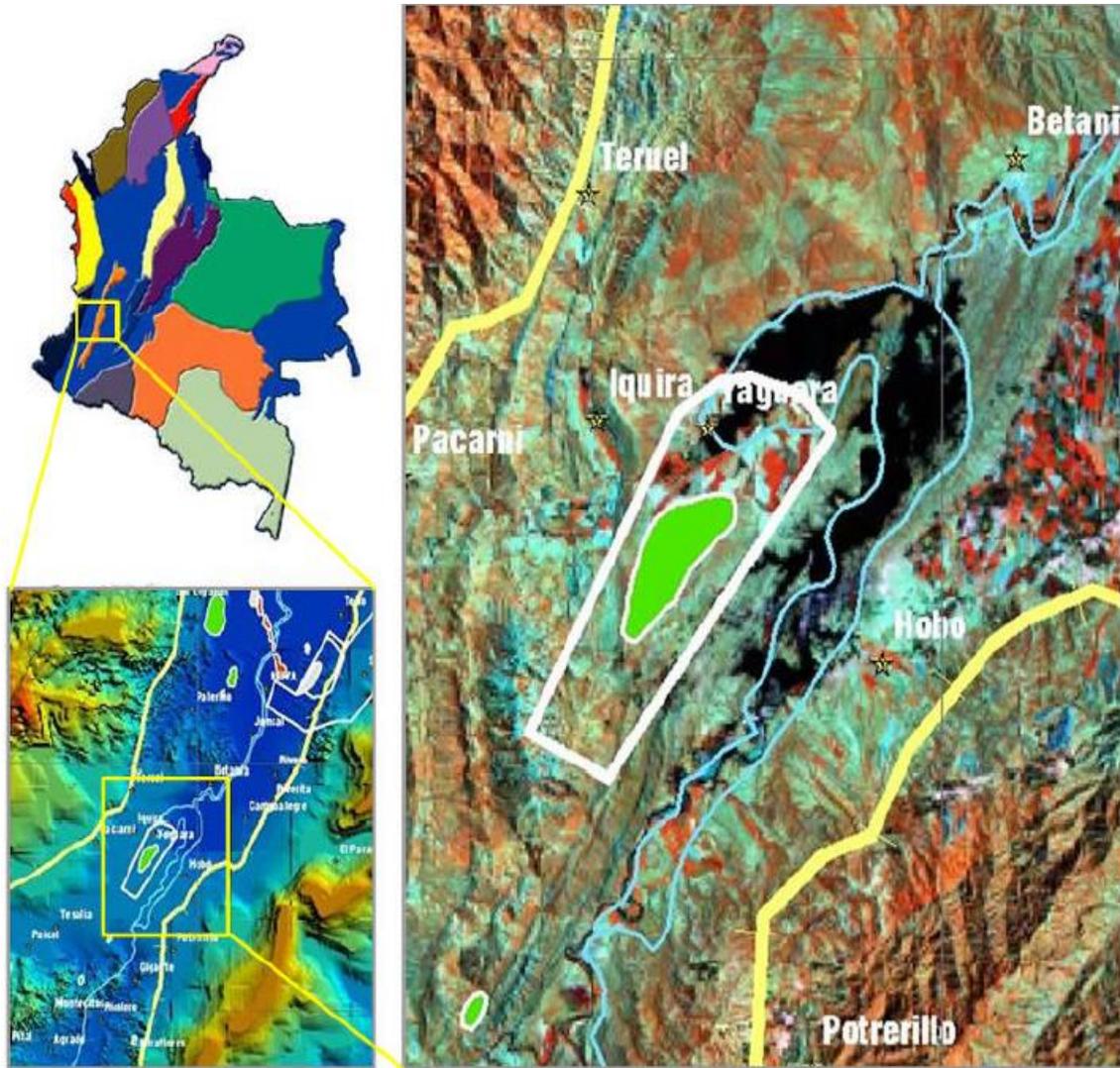


Figura 1.2 Localización del Campo Yaguará.
Fuente: Campo Yaguará, SOH Ecopetrol.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO

Inicialmente el campo Yaguará se encontraba bajo el contrato de Asociación HOBO firmado por Ecopetrol y la compañía Huila Exploration (HUILEX) con fecha del 1 de Enero de 1984. Dos años más tarde la compañía HUILEX cedió parte sus derechos en el Contrato de Asociación a las compañías: Intercol con el 25%, British Petroleum con el 12.5% y Total con el 6.25 % quedando la compañía Huilex con un 6.25% y el restante pertenecía a Ecopetrol.

El campo Yaguará fue descubierto el 30 de Marzo de 1987 por la Esso Colombia Limited con la perforación del pozo exploratorio Mangos-001 (MA-001). Entre Marzo de 1987 y Enero de 1988 se perforaron los pozos MA-002, MA-003, MA-004 y MA-005; los pozos MA-001, MA-002, MA-003 probaron la existencia de hidrocarburos en la formación Caballos, el pozo MA-004 quedo ubicado en zona de transición Agua-Aceite y MA-005 fue seco, con esto Ecopetrol aprobó la comercialidad del campo el 26 de Julio de 1988 con un área de 3,100 acres.

Durante 1989-1991 se perforaron 26 pozos de desarrollo mientras se construía las facilidades de producción y el oleoducto Yaguará-Tenay para poder enviar el crudo por el Oleoducto del Alto Magdalena (OAM). En noviembre de 1991 se inicia la explotación comercial del campo con 30 pozos perforados (24 productores y 6 secos). A partir de la fecha se perforaron 13 pozos adicionales, para 1995 existían 43 pozos perforados en el campo.

La compañía Esso Colombia Limited adquirió los derechos de la British Petroleum y de Huilex quedando con el 43.75% de participación, 6.25% para Total y Ecopetrol con el 50% restante. El campo entro en producción el 5 de Diciembre de 1992 en la formación Caballos, de las zonas Caballos A y B, cada una con características petrofísicas y litológicas diferentes.

En 1993 se implementó el sistema de levantamiento artificial con Gas lift alcanzando su pico máximo de producción en Agosto del mismo año con más de 9.583 BOPD. En 1995 PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V adquiere los derechos de Esso Colombia Limited para continuar su explotación junto con Ecopetrol., asumiendo el rol de Operador, ese mismo año inicia el proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua. En el periodo 1996-2001 se perforaron 47 pozos (38 productores, 6 inyectores y 3 secos).

El año 2002 marco un momento clave para el desarrollo del campo, se cambió la estrategia de perforación de pozos verticales y ligeramente desviados a pozos horizontales y altamente desviados, con ello se perforaron 10 pozos adicionales, los cuales son responsables del 28 % de la producción actual del campo. Para el año 2003 se realizaron importantes trabajos de estimulación ácida e hidráulica.

En el año 2004 se perforaron 5 pozos más los cuales aportaron el 12% de la producción del campo.

Para los años posteriores se continuó con la campaña de perforación, permitiendo que a la fecha se encuentren 122 pozos perforados (61 productores, 31 inyectores, 16 abandonados y 14 inactivos).

1.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO YAGUARÁ

1.3.1 Marco Regional

La cuenca del Valle Superior del Magdalena está dividida geológicamente en dos subcuencas: Al norte se encuentra la subcuenca de Giradot y al sur la subcuenca de Neiva, donde se encuentra ubicado el Campo Yaguará, como se puede observar en la Figura 1.3.

La subcuenca de Neiva tiene una geometría elongada con dirección principal SSW – NNE. Inicia desde el denominado Alto de Natagaima al norte hasta el paralelo 2° norte al sur del municipio de Pitalito. En el sentido transversal está limitada por las cordilleras Central y Oriental y el principal rasgo fisiográfico de esta cuenca es el Río Magdalena. La subcuenca de Neiva está limitada geológicamente en sus flancos por fallas de cabalgamiento al oriente por el sistema Garzón-Suaza y al occidente por el sistema Chusma, esquema que se representa en la Figura 1.4.

La mayoría de las acumulaciones existentes se encuentran ubicadas en el sector occidental de la cuenca, en sedimentos de edad cretácica en estructuras asociadas a fallas inversas. El sello lo forman las lutitas de la formación Villetas y las delgadas capas de calizas arcillosas que suprayacen la formación Caballos, siendo esta última la formación productora, específicamente en las arenas superiores e inferiores, las cuales operacionalmente se denominaron, caballos B, la base y caballos A, el tope.

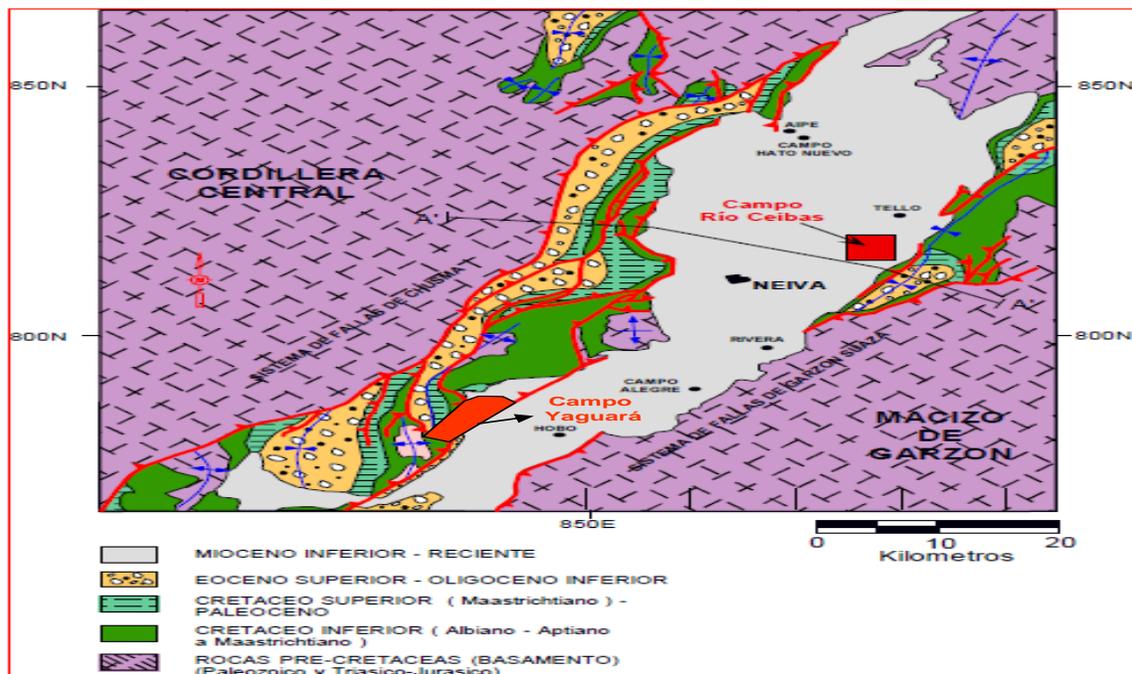


Figura 1.3 Ubicación del Campo Yaguará sobre el mapa geológico de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Fuente: Informe Integral de Valoración Yaguará (2010).

En el Campo Yaguará, la formación Caballos A agrupa en su mayoría facies transicionales como resultado de la transgresión y Caballos B agrupa facies de tipo más continental a transicional con predominio de llanura costera

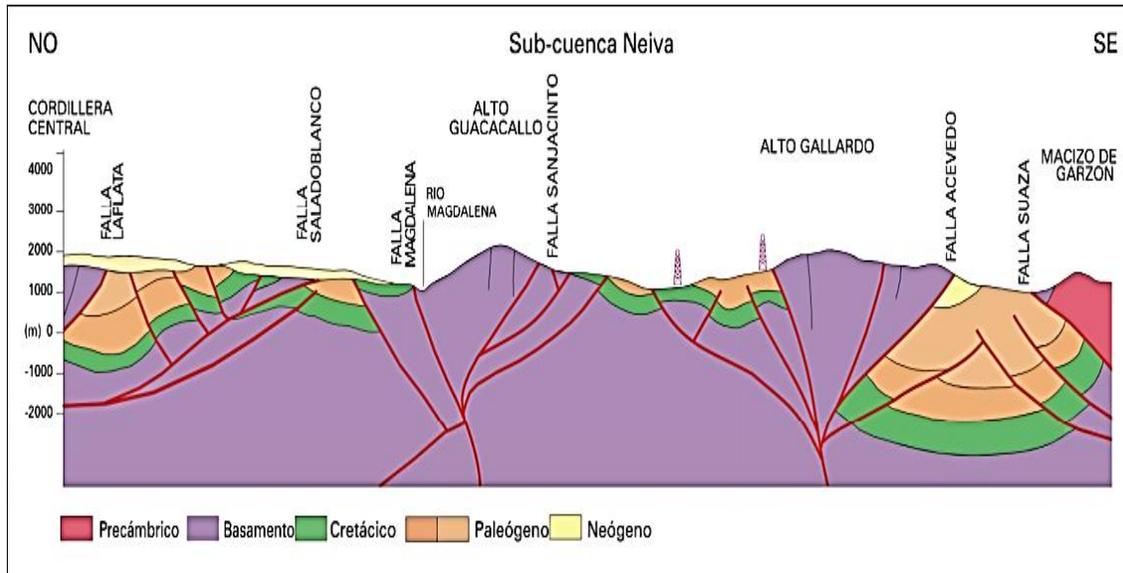


Figura 1.4 Perfil Estructural Subcuenca Neiva.
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (2009).

1.3.2 Modelo Geológico Estructural

La estructura del campo Yaguará es un anticlinal asimétrico de doble cabeceo sobre el sector occidental de la cuenca, el cual se encuentra muy fallado. Estructuralmente limita al este por la falla San Jacinto con rumbo Noroeste, de tipo inverso de alto ángulo con componente de rumbo, de orientación dextral; al oeste por las fallas de cabalgamiento de Pedernal y Buenavista con rumbo norte-sur.

El campo Yaguará está conformado por una estructura formada por esfuerzos compresivos, debido a la interacción tectónica producida por el movimiento de las fallas de Pedernal y Buenavista con la falla de San Jacinto, generando zonas estructurales con comportamientos tectónicos particulares.

El estudio detallado del Campo ha conllevado a la elaboración de diferentes mapas que contribuyen al desarrollo de la información estructural, sobresaliendo autores tales como Lozano (1992), Jaramillo y Rodríguez (1994), Jaramillo (1996), Escobar (1999) y Escobar (2001), además de las investigaciones generadas por las compañías operadoras como Petrobras (2004) y los actualizados generados por Ecopetrol, entre los cuales hay que resaltar los realizados por Jaramillo y Rodríguez (1994) y Jaramillo (1996) que fueron construidos usando información sísmica 2D, los de Téllez y Mauro (1998) y Lozano (2000) que fueron construidos con mayor control de pozos que de sísmica y el de De Freitas (1999)

que fue realizado usando el proceso de Western (1997). En la Figura 1.5 se observan seis mapas tomados del Estudio Integrado del Campo Yaguará (Petrobras,2004), la figura de color, en la esquina inferior derecha, corresponde al mapa estructural al tope de la Formación Caballos B, generado en ese estudio y a la vez validado por Halliburton, fue tomado como el mapa estructural para este estudio.

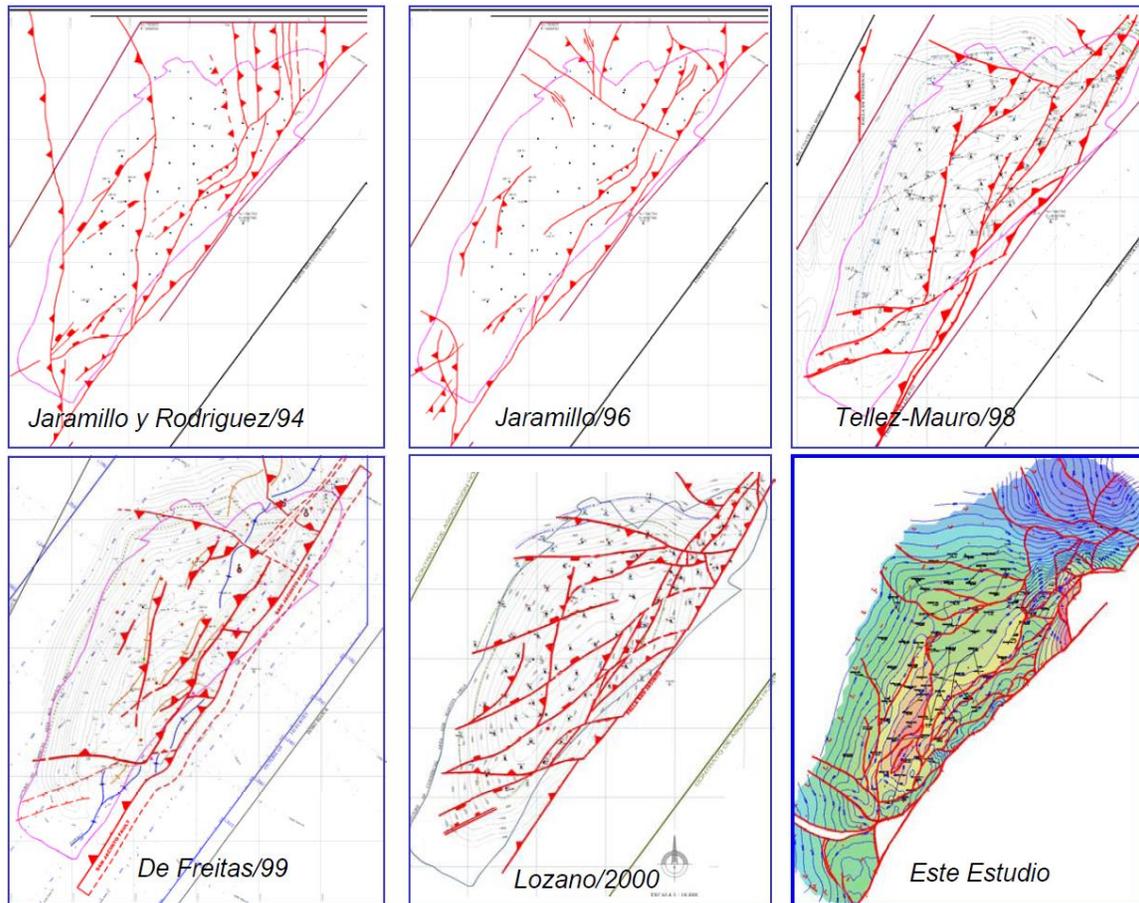


Figura 1.5 Evolución de la interpretación estructural del Campo Yaguará, integrando sísmica 3D e información de Pozo.

Fuente: Estudio Integrado del Campo Yaguará, Petrobras (2004).

Bajo el comportamiento y la interpretación estructural regional, el Campo Yaguará fue agrupado en cinco zonas (Petrobras, 2004), descritas a continuación y representadas en la Figura 1.6:

La Zona 1 se ubica en el extremo sur del campo, relacionada con fallamiento normal de dirección noreste probablemente con movimiento de rumbo y asociadas a la falla de San Jacinto. La formación de esta área se interpreta como el producto de la relajación tectónica asociada a la interacción de las Fallas de San Jacinto y el sistema Pedernal-Buenavista.

Zona 2 es la de mayor extensión en el campo y donde se concentra la producción principal del mismo. Se caracteriza por presentar grandes bloques limitados al Este por fallas inversas de salto variable que buzcan hacia el Oeste Noreste. De Sur a Norte se observa un anticlinal asimétrico, fallado en su núcleo que hacia el Norte desaparece dividiéndose en dos grandes bloques limitados por las fallas inversas

Zona 3 corresponde a una delgada franja con ancho no mayor a 700 metros, limitada al Oeste por fallas inversas que la pone en contacto con la zona 2, al Este con la Falla de San Jacinto y hacia el Noreste con las fallas 21 y 22. La combinación de la actividad compresiva junto a los movimientos de rumbo del área, genera en esta zona un mayor grado de fracturamiento formando bloques de menor tamaño con respecto a los de la zona 2.

La Zona 4, aunque podría ser incluida en la zona 3, como parte de la región de deformación asociada al movimiento de rumbo de la Falla de San Jacinto, se separó debido a la importancia que tiene para el desarrollo de nuevos bloques dentro del campo. Corresponde a un área donde los esfuerzos transpresionales generaron la formación de bloques que fueron expulsados hacia arriba por la Falla de San Jacinto, definidos en la literatura como estructuras en flor. Se encuentra limitada al Oeste por las fallas inversas con vergencia oeste 21, 22 y 23 y al este por la Falla de San Jacinto. Dos de estos bloques ya han sido probados por los pozos MA-011, MA-027 y MA-078, mostrando alguna producción de hidrocarburos, sin embargo estos pozos no perforaron la secuencia completa del Caballos debido a que hallaron rápidamente la Falla de San Jacinto. Dentro de esta zona se ha identificado un nuevo bloque que aún no ha sido probado y que de acuerdo con la interpretación sísmica tiene alta prospectividad.

La Zona 5, se ubica sobre el extremo Noreste del campo. Se caracteriza por mostrar una serie de fallas inversas con orientación variable desde Noroeste a Oeste Noroeste. Las fallas inversas con orientación Oeste Noroeste muestran comportamientos diferentes en el buzamiento. Esta es una zona donde se concentra la mayor actividad compresiva en el campo y por lo tanto la mayor complejidad del mismo.

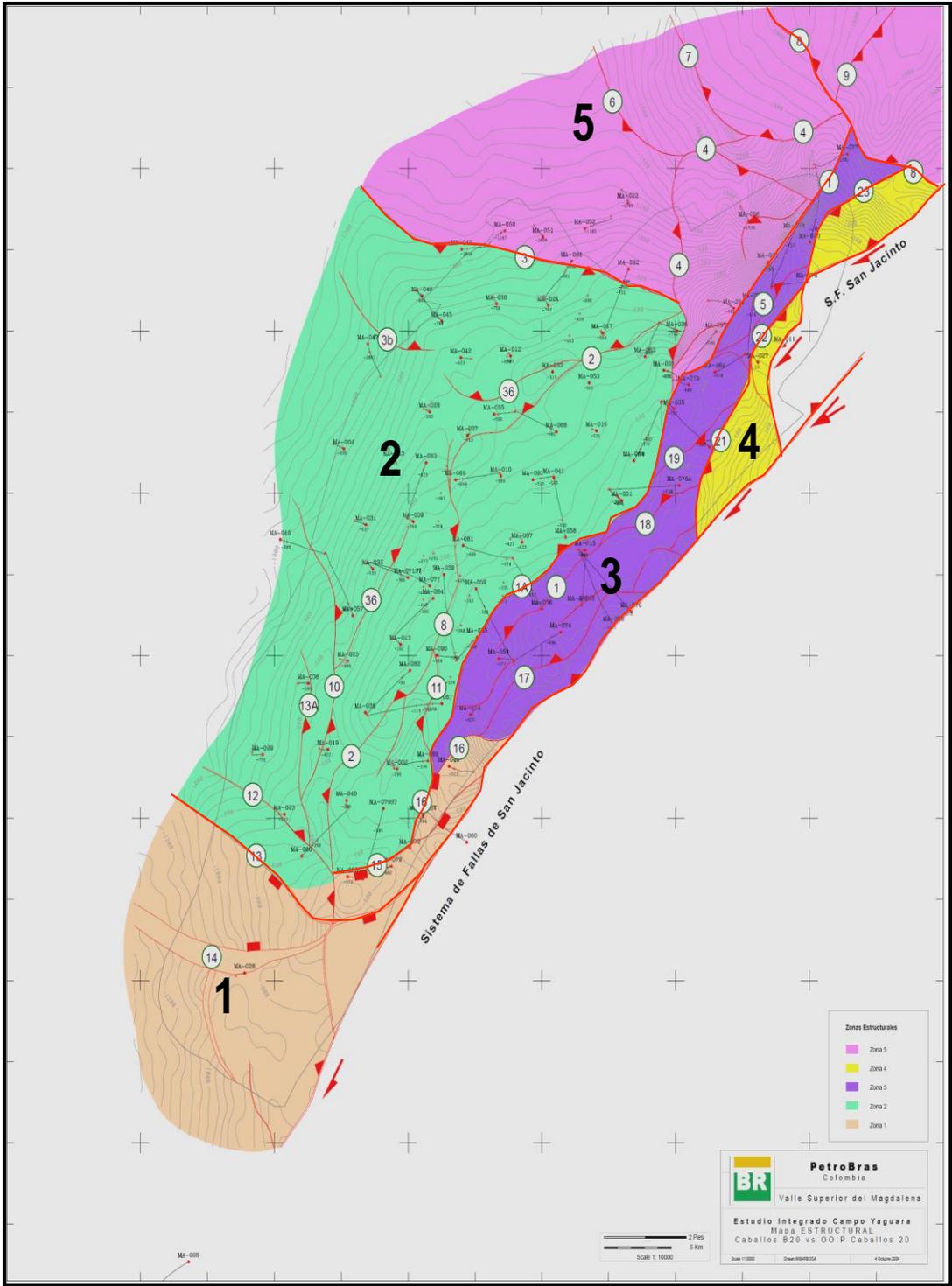


Figura 1.6 Mapa Estructural a Tope de Caballos B mostrando las principales zonas tectónicas en las que se subdivide el Campo Yaguará.
 Fuente: Estudio Integrado del Campo Yaguará, Petrobras (2004).

1.3.3 Modelo Estratigráfico

En la subcuenca donde yace el área de estudio mostrado en la Figura 1.7, el zócalo cristalino está formado por rocas que representan la así llamada formación Saldaña (que es el tercio superior del grupo Payandé, Mesozoico Precretáceo). En los alrededores (especialmente hacia el occidente) también se reporta la ocurrencia de rocas ígneas y metamórficas de alto grado: neis, granitos, etc. Según las descripciones previamente efectuadas en el campo Yaguará (ICP, Esso Col), el intervalo más bajo de la columna Cretácea está representado por la formación Yaví. Sobre esta formación, de manera sucesiva aparecen Caballos y Villeta. El primero se considera básicamente formado por areniscas y el segundo compuesto por rocas finogranulares entre las que se encuentran horizontes importantes de shale y/o caliza micrítica. (Chacón, 2002)

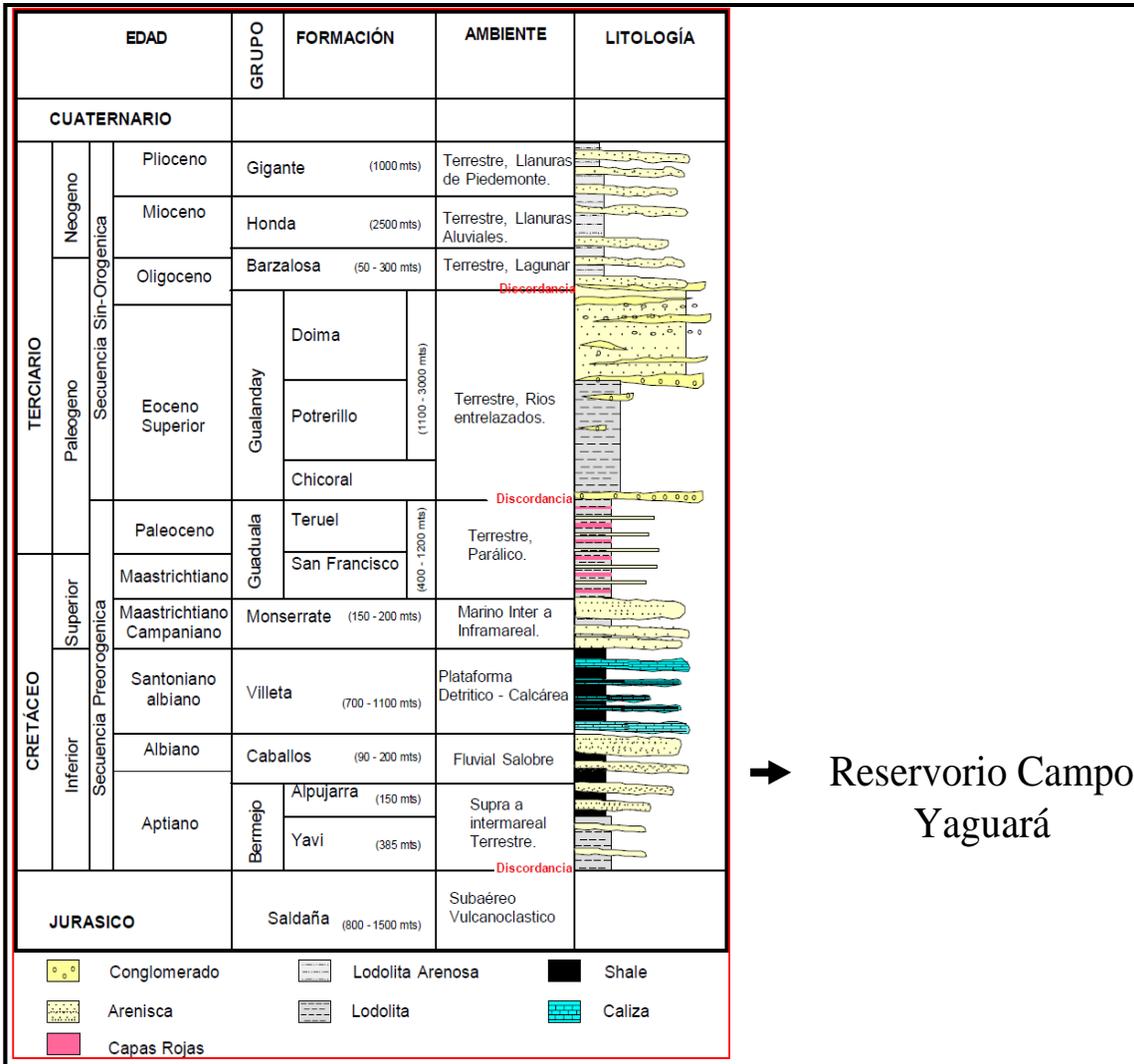


Figura 1.7 Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.
Fuente: Informe Integral de Valoración Yaguará (2010).

La formación Caballos de edad Cretácica inferior, se ubica en la base de la secuencia estratigráfica de la Subcuenca de Neiva, suprayace la formación Saldaña e infrayace la formación Villeta (Petrobras, 2004). Se identifican de acuerdo a las características litológicas dos ambientes sedimentarios en las que se depositaron las arenas de la formación caballos.

Comúnmente la formación Caballos ha sido subdividida en tres unidades menores. De tiempo atrás, los diversos estudios relacionados con la industria del petróleo los han denominado, de base a tope, Caballos Inferior, Caballos Medio y Caballos Superior.(Chacón, 2002). Caballos inferior está compuesta por una serie de secuencias arenosas retrogradacionales, siendo un depósito continental a la base con cuarzo arenitas y subarcosas de color blanco a gris claro, de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas bien seleccionadas con pseudomatriz caolinítica. En la parte media y tope predominan lodolitas negras ricas en restos de plantas, que corresponden a depósitos en llanuras aluviales surcadas por canales sinuosos. Reposita discordantemente sobre el basamento económico o puntualmente sobre la formación Yavi. Tiene un espesor promedio de 150 pies. La formación Caballos Medio se caracteriza por tener intercalaciones de calizas lumaquelicas y dolomitas de color gris verdoso, algunas glauconitas y lodolitas de color gris a negro, ricas en materia orgánica. Tiene un espesor promedio de 120 pies. La formación Caballos Superior, es el principal yacimiento productor en los campos Santa Clara y los Mangos, está constituida por cuarzoarenitas muy continuas de grano fino a grueso friables, muy bien a moderadamente seleccionadas, con laminación inclinada y paralela. Presentan intercalaciones de lodolitas e interlaminaciones de arena, lodo y arenitas calcáreas bioclásticas, que representan depósitos marinos marginales.

Con propósitos operativos, el cuerpo técnico de PETROBRAS denominó al Caballos Inferior CABALLOS B y los otros dos miembros los agrupa dentro del término genérico CABALLOS A. Cada una de estas unidades es subdividida en otras menores sucesivamente llamadas CABALLOS A10, A20, A30, A40, A50, A60 y A70 o B10, B20, B30 y B40 etc. El Caballos Medio corresponde a CABALLOS A80 y A90. (Chacón, 2002)

El patrón depositacional predominante en las unidades de Caballos B es granodecreciente cortado por patrones decrecientes de los canales; proceso abundante que se evidencia en la arena B20 (canalización), mostrando un ambiente continental de alta energía como un abanico deltaico (fan delta) y en caballos A un ambiente transicional-marino somero como un sistema de isla barrera con influencia mareal, que permitió la depositación de sedimentitas en un incipiente sistema estuario o de bahía, así como se muestra en la Figura 1.8.

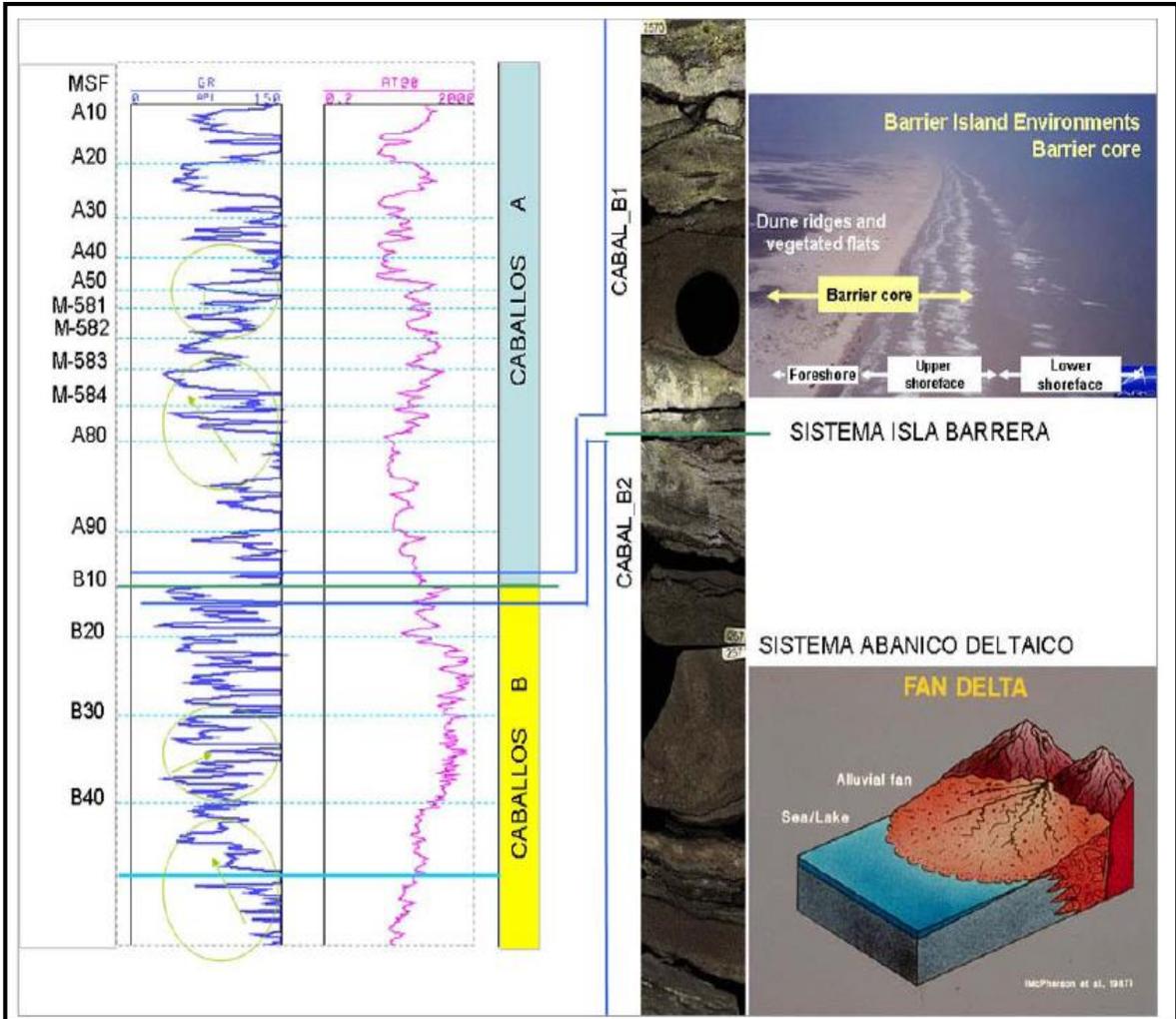


Figura 1.8 Registro tipo del reservorio de la Formación Caballos.
Fuente: Estudio Integrado del Campo Yaguará, Petrobras (2004).

1.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

El yacimiento del Campo Yaguará, produce un hidrocarburo de tipo Aceite negro con una gravedad API entre 22°-24°, para el inicio de extracción la Presión de Yacimiento (1.367 psia) se encontraba levemente por encima del Punto de Burbuja (1.068 psia) lo que permitía una producción de hidrocarburo subsaturado, con la declinación del campo se alcanzó rápidamente este punto pasando a un hidrocarburo saturado, con una relación de gas aceite inicial de 168 SCF/STB. Las principales características del yacimiento se resumen a continuación:

Tabla 1. Características Yacimiento Campo Yaguará.

PROPIEDAD	YAGUARA	UNIDAD
OOIP estimado	167,84	MMBL
Factor de recobro @ Feb 2017	28,03	%
Producción Acum. @ Feb 2017	47,04	MMBL
Formación Productora	Caballos – Principal Monserrate – Secundaria	
Permeabilidad Promedio	Arenas A - 63,7 Arenas B - 217,6	mD
Viscosidad @ Pb	10,7	cP
Porosidad	Arenas A - 7,8 Arenas B - 15	%
Gravedad API	23,8	° API
Presión de Burbuja	1068	Psia
Presión Inicial de Yacimiento @ -520 Ft ss	1370	Psi
Temperatura de Yacimiento	121	° F
Factor Volumétrico del Aceite @ Pb	1,08	B/STB

Fuente: Coordinación Yaguará, Ecopetrol S.A

1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ

Se presenta a continuación una breve explicación del historial de producción del Campo Yaguará desde su descubrimiento e inicio de explotación hasta la actualidad.

La explotación comercial de campo inicio en Noviembre de 1991 junto con la primera gran campaña de perforación. Para el mes de Agosto de año 1993 se alcanzó el pico máximo de producción primaria con un caudal de 9.583 BOPD. En 1995 se inició con el proyecto de recuperación secundaria de inyección de agua, con la finalidad de restaurar la presión de yacimiento y maximizar el recobro de hidrocarburo del campo, realizándose este en la formación Caballos B, proyectando su posterior extensión hacia la periferia oeste del campo mediante pozos inyectores adicionales, a pesar de la planificación de la extensión fueron cortos los resultados, lo que genero para las campañas de perforación entre los años de 1997 a 1999 una necesidad de pozos productores y por ende pozos inyectores de agua aumentando su número con la también conversión de pozos productores a inyectores. En Diciembre de 1999 el campo alcanza su pico de producción secundaria con 8.717 BOPD.

Con el cambio estratégico y el inicio de perforación de pozos horizontales y altamente desviados durante los años 2002 a 2006, también se aumentó el volumen de inyección de agua de 30.000 BWPD a 55.000 BWPD, conservándose la producción. Entre 2009 y 2012, se evidenció una marcada declinación de producción de petróleo y un aumento significativo en el porcentaje de BSW en varios pozos del campo. En 2012 Ecopetrol S.A. inicio operación directa en la totalidad del campo, trayendo consigo fuertes campañas de mantenimiento de pozos y *workover*, fundamentados en evaluaciones de productividad y comportamiento de los diferentes zonas del campo, involucrando estimulaciones químicas, fracturamiento hidráulicos, cañoneos y recañoneos, optimización de la inyección de agua (sartas selectivas) dando como resultados el incremental en la curva histórica de producción entre los años 2013 y 2015.

El historial de producción es plasmado en la Figura 1.9.

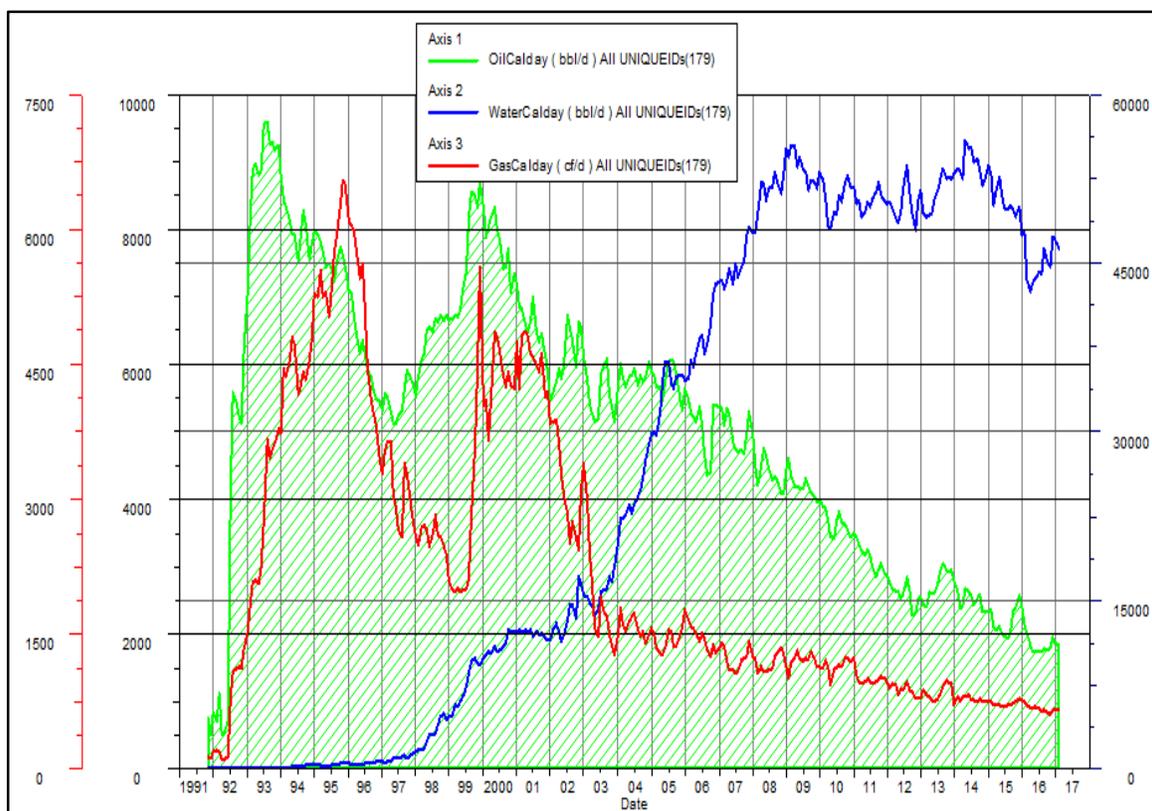


Figura 1.9 Curva de Producción Historia Campo Yaguará.
Fuente: Coordinación Yaguará, Ecopetrol S.A

1.5.1 Mecanismo de Producción

La formación Caballos del campo Yaguará produce hidrocarburo de tipo petróleo negro con una gravedad API entre 22°-24°. En el inicio de explotación del campo la presión de yacimiento se encontraba levemente por encima de la presión de burbuja (1068 psia), descartando un empuje por capa inicial de gas y con ellos los sistemas de hidrocarburos originalmente estaban subsaturados. El gradiente de poro estimado es del orden de 0.54 psi/pie, siendo un gradiente por encima de lo normal, posiblemente por compresión de un yacimiento cerrado debido al cabalgamiento regional. El gradiente de fluido es de 0.39 psi/pie. La fuerte caída de la producción inicialmente es debido a que el mecanismo de producción del campo, es gas en solución (ya que no se tienen acuíferos activos para el yacimiento Caballos en esta parte de la cuenca), agravado por el hecho de presentar una presión inicial de 1370 psia @ -520 pies TVDss, la cual está muy cercana a la presión de punto de burbuja de 1068 psia, lo cual originó que el yacimiento inicialmente de petróleo negro subsaturado, pronto cayera por debajo de la presión de burbuja.

El mecanismo de producción secundario con el que se cuenta es la inyección de agua, predominantemente en el yacimiento Caballos B, la cual recibe el 76% del agua inyectada y contribuye a la disminución de la declinación del campo.

1.5.2 Número de Pozos

El desarrollo del Campo Yaguará se ha extendido por la totalidad del bloque, adelantando campañas de perforación desde inicio de explotación del campo hasta la actualidad, complementados por arduas campañas de mantenimiento de pozos, permitiendo que se cuente con 122 pozos perforados de los cuales su estado para el año 2018 es el siguiente:

*61 Productores

*31 Inyectores

*16 Abandonados

*14 Inactivos.

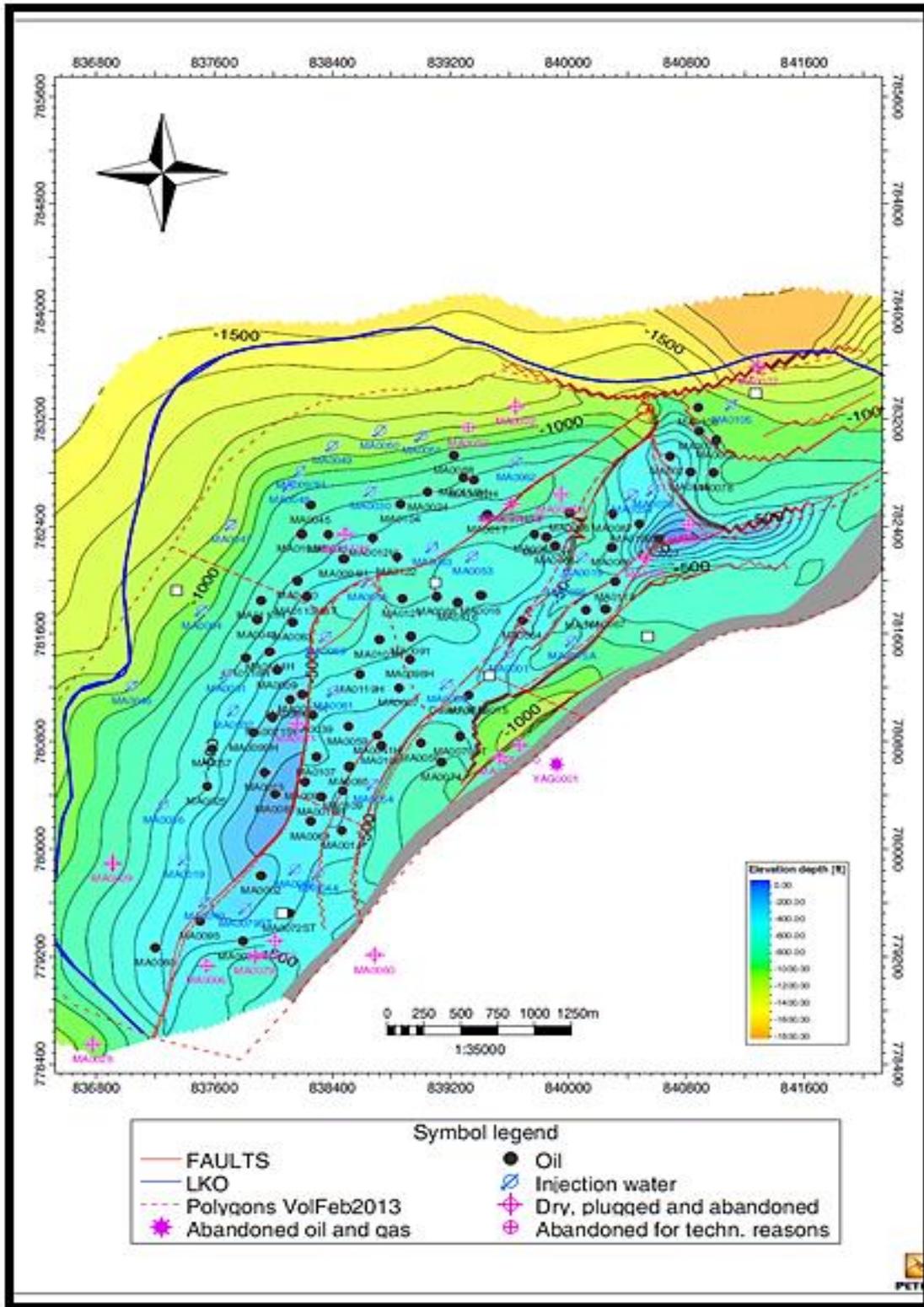


Figura 1.10 Mapa de ubicación de pozos campo Yaguará.
Fuente: Coordinación Yaguará, Ecopetrol S.A

2. GENERALIDADES DEL DAÑO DE FORMACIÓN

Daño de formación es un término que se refiere a la reducción de la permeabilidad debido a distintos procesos, es un problema operacional y económico indeseable que puede ocurrir durante las diferentes etapas del desarrollo de un pozo y explotación del reservorio, incluyendo operaciones de producción, perforación, completamiento, fracturamiento hidráulico y de workover. La evaluación, control y remediación del daño de formación están dentro de los problemas más importantes que se deben resolver para una eficiente extracción de los hidrocarburos.

2.1 DAÑO DE FORMACIÓN

Este daño es frecuentemente conocido como “skin”, se puede definir como resultado de una alteración de la permeabilidad original de la formación, lo que causa una caída de presión adicional y por consiguiente una más baja productividad del pozo de la que se esperaría de un yacimiento ideal con un completamiento ideal. La región alterada se conoce como zona de daño, la cual puede ser desde unas pulgadas hasta varios pies desde el pozo, una forma esquemática de representarla se presenta a continuación en la Figura 2.1.

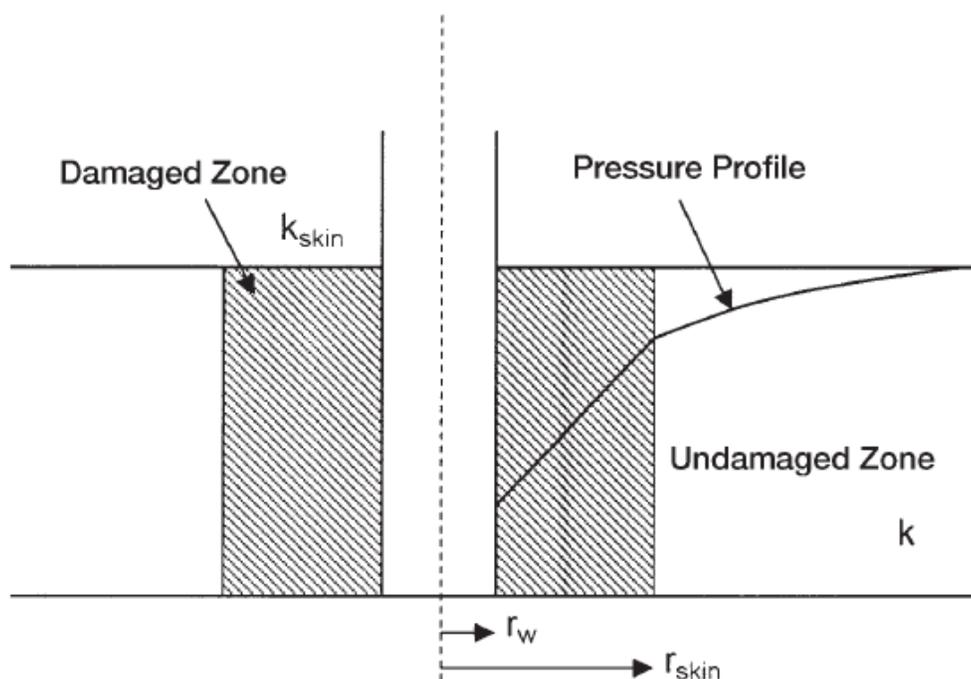


Figura 2.1 Efecto del daño de formación en la cercanía de la cara del pozo.

Fuente: Tarek Ahmed, Third ed. Reservoir Engineering Handbook

2.2 CLASIFICACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación se puede dividir en dos dependiendo de la zona donde afecte y la forma en que se produce, entender cómo se clasifica es esencial para la selección de un tratamiento adecuado.

2.2.1 Daño superficial

Este daño también es conocido como pseudodaño o daño inducido, ocurre frecuentemente durante la perforación de nuevos pozos y operaciones de workover. La invasión del fluido de perforación y otros sólidos dentro de la formación crean un cilindro de permeabilidad reducida alrededor de la cara del pozo, la profundidad de penetración generalmente no es más de unas pocas pulgadas.

2.2.2 Daño moderado a profundo

También conocido como daño verdadero, se debe a la filtración o pérdida de agua de la perforación la cual penetra incluso más profundo en la formación. Afectando el medio poroso y el efecto que tenga depende de la compatibilidad e interacción de los fluidos externos con la mineralogía y los fluidos del yacimiento.

2.3 MECANISMOS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación es generado por diferentes mecanismos, pueden ser naturales o inducidos, como se representa en la Figura 2.2. Los naturales son los que ocurren como resultado de la producción de los hidrocarburos. Los inducidos son el resultado de una operación externa que tuvo lugar en el pozo, los principales son:

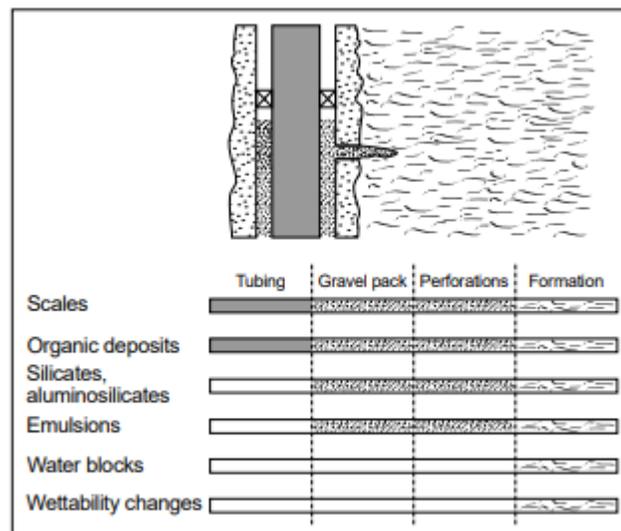


Figura 2.2 Ubicación de los diferentes mecanismos de daño.

Fuente: Reservoir Stimulation, Third Edition. Michael J. Economides and Kenneth G. Nolte

2.3.1 Migración de Finos

Movimiento de partículas sólidas por los fluidos producidos las cuales puentean las gargantas porales y como resultado reducen sustancialmente la permeabilidad de la formación. Cuando la partícula proviene de la roca del yacimiento se le conoce como finos y este daño se localiza en la región cercana al pozo dentro de un rango de 3ft-5ft.

2.3.2 Hinchamiento de arcillas

Las arcillas pueden cambiar su tamaño dependiendo de la salinidad del fluido que este en la formación. La magnitud de los cambios debidos a este daño depende de la cantidad, ubicación y tipo de arcilla presente. La esméctita es el tipo de arcilla más común y puede incrementar su volumen hasta 20 veces, lo que puede reducir o bloquear totalmente la garganta de poro.

2.3.3 Precipitación Orgánica

Tal vez el daño más común en los campos maduros, se refiere a los compuestos más pesados del hidrocarburo, parafinas y asfáltenos que se precipitan por caídas de presión y temperatura. Generalmente se encuentran en la tubería, perforados y formación.

2.3.3.1 Parafinas

Está compuesto solamente por átomos de carbono e hidrogeno y forman grandes cadenas sin ramificar. La precipitación de estas se debe principalmente a la perdida de solubilidad en el crudo, como resultado de cambios de presión, temperatura y composición del crudo. Se encuentra normalmente en las superficies de las tuberías. La capacidad del crudo de mantener en solución se debe a dos indicadores: “cloud point” que es la temperatura a la que se forma el primer cristal de parafina y “pour point” se define como la temperatura a la que el aceite ya no fluye.

2.3.3.2 Asfáltenos

Materiales orgánicos que consisten en redes de anillos aromáticos y nafténicos, compuestos del crudo de alto peso molecular que contienen nitrógeno, azufre y oxígeno. Se encuentran en suspensión como un coloide en el crudo, estabilizados por la acción de las resinas. Es por eso que la solubilidad de los asfáltenos es función de la temperatura, presión y composición del crudo. La solubilidad de los asfáltenos es menor en la presión de burbuja, con esto se puede predecir donde ocurrirá la precipitación.

En la Figura 2.3 se muestra un esquema del comportamiento de la solubilidad de los asfáltenos en función de la presión.

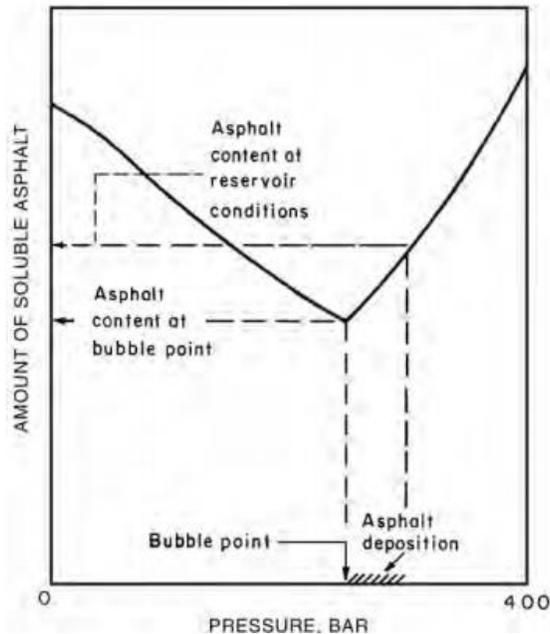


Figura 2.3 Solubilidad de asfáltenos en función de la presión para un crudo del Mar del Norte.

Fuente: Petroleum Engineering Handbook, Volume IV.

2.3.4 Precipitación inorgánica

Es un proceso de depositación de escamas inorgánicas de las soluciones acuosas, cuando se convierten en sobresaturadas como resultado de la alteración de su equilibrio termodinámico y químico. Puede ocurrir en tuberías, perforados, y formación. Los más comunes son carbonatos de calcio, sulfato de calcio y sulfato de bario. La depositación es causada principalmente por los cambios de presión y temperatura que desestabilizan las soluciones acuosas y generan precipitados durante la producción de los pozos, adicionalmente se da por la mezcla de fluidos incompatibles durante operaciones de perforación, completamiento, workover.

2.3.5 Cambios de Humectabilidad

La humectabilidad o mojabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie cuando se encuentra en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible. Por naturaleza las rocas del reservorio son mojadas preferencialmente por agua, pero se ha demostrado que lodos base aceite, exceso de surfactantes en el filtrado, inhibidores de corrosión pueden causar un cambio de humectabilidad al aceite, causando una disminución de la permeabilidad relativa del aceite.

2.3.6 Bloqueo por agua

Se define como la disminución de la permeabilidad relativa del aceite debido a las altas presiones capilares resultado de la tensión interfacial entre el agua y el aceite. Ocurre

cuando el agua es atrapada dentro de los poros de una formación de baja permeabilidad y debido a la movilidad y diferencia de viscosidades, el hidrocarburo no es capaz de desplazar el agua.

2.3.7 Bloqueo por emulsiones

Una emulsión consiste en un líquido disperso en otro líquido inmisible, usualmente en forma de gotas del tamaño de un coloide. Se requiere de energía y estabilizadores para evitar que se rompa la emulsión, los estabilizadores más comunes son partículas de arcilla, asfáltenos y surfactantes. Algunas emulsiones pueden llegar a ser muy estables y devastadoras para la producción.

2.3.8 Actividad biológica

Existen muchas fuentes de contaminación en los tratamientos de los pozos de aceite, agua y gas. Las principales son fluidos de fracturamiento, perforación y completamiento, agua de inyección. Los problemas más graves resultan de los subproductos de ciertos organismos, la principal es la bacteria reductora de sulfato, la cual disuelve iones de sulfato en agua para producir ácido sulfhídrico (H_2S).

2.4 DETERMINACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

La existencia del daño de formación se evidencia generalmente por una reducción de la producción. Existen diferentes formas para detectar y evaluar el skin.

2.4.1 Curva IPR

La capacidad de producción de un pozo es la relación entre el caudal de producción con la energía presente en el yacimiento para lograr dicha producción. En otras palabras la energía se refiere a la diferencia entre la presión de yacimiento o promedio y la presión de fondo fluuyente. Sin embargo, la presión de fondo es función de la presión en cabeza, la cual a su vez depende de las pérdidas de presión en las líneas de flujo, separador, entre otras. Por esta razón, la producción de un pozo depende de la combinación de la capacidad de aporte del yacimiento y de las restricciones de las facilidades de producción.

Para este análisis es muy útil relacionar numérica y gráficamente la producción con la presión de fondo, gráficamente esto se conoce como Inflow Performance Relationship (IPR) o curva de oferta. Y la presencia del daño de formación causa un efecto negativo en el rendimiento del pozo, lo que hace que la curva de oferta se recueste más a la izquierda para unas mismas condiciones. Como se puede ver en la figura 2.4.

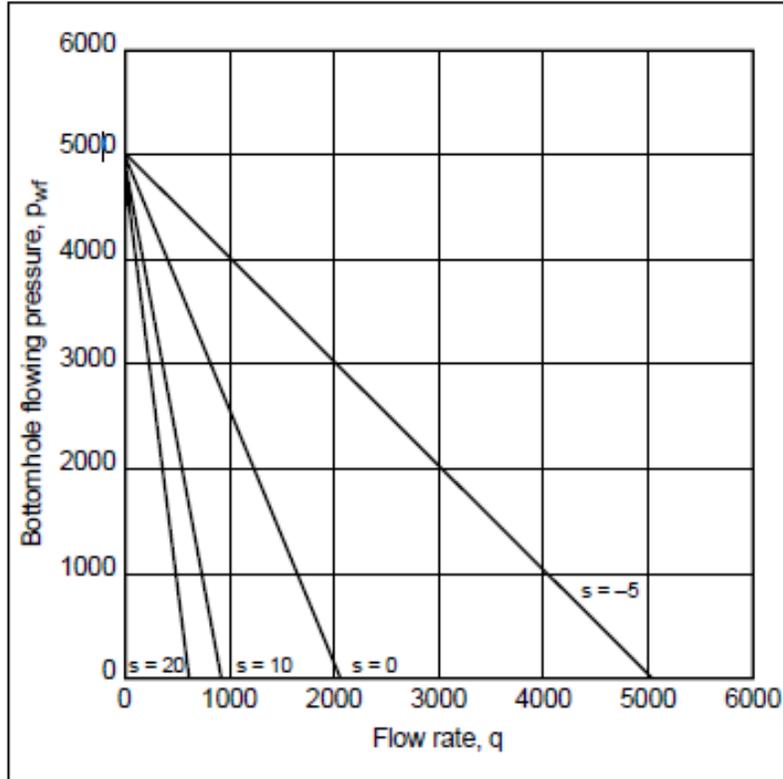


Figura 2.4 Efecto del daño de formación en la IPR.

Fuente: Reservoir Stimulation, Third ed. Michael J. Economides & Kenneth G. Nolte

2.4.2 Índice de productividad

Es una medida de la habilidad de un pozo para producir; J, es la relación de la tasa de flujo volumétrica y la caída de presión.

$$J = \frac{q}{(\bar{P}_r - P_{wf})} = \frac{q}{\Delta P}$$

Donde:

J= Índice de productividad, STB/día/psi.

q= Caudal de fluido, STB/día.

\bar{P}_r = Presión estática del yacimiento, psi.

P_{wf} = Presión de fondo fluvente, psi.

El índice de productividad es medido en una prueba de producción. El pozo se cierra hasta que se alcance la presión estática del yacimiento, después se deja producir el pozo a un caudal constante y una presión de fondo estable. Es importante que el pozo este fluyendo en condiciones pseudoestables para que la medida del índice de productividad sea válida.

El monitoreo de este índice durante la vida del pozo nos puede indicar si el pozo se encuentra dañado, además la comparación con los diferentes pozos del mismo yacimiento es un indicador del daño de formación. También puede ser calculado numéricamente, para condiciones pseudoestables se tiene:

$$J = \frac{0.00708k_o h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]}$$

Donde:

k_o = Permeabilidad efectiva del aceite

μ_o = Viscosidad del aceite, cp.

B_o = Factor volumétrico del aceite, RB/STB.

r_e = Radio de drenaje, ft.

r_w = Radio del pozo, ft.

h = Espesor, ft.

s = Daño de formación.

2.4.3 Pruebas de presión

Para determinar el daño en un pozo real se necesita correr una prueba de presión, ya sea una prueba de restauración o de declinación. Las presiones son medidas mientras el pozo fluye o está cerrado para un tiempo dado, t_p . Estas presiones son graficadas en un papel semilogaritmico con la presión en el eje Y, en el eje X se grafica $\log(t_p + \Delta t)/\Delta t$.

Si la prueba fue lo suficientemente larga resulta una línea recta y la pendiente de esta línea representa:

$$m = \frac{162.6q\mu B}{kh}$$

Donde kh representa la capacidad de flujo del pozo. El daño de formación puede ser calculado de la siguiente manera:

Para una prueba de restauración o build-up:

$$s = 1.151 \left(\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right)$$

Para una prueba de declinación o draw-down:

$$s = 1.151 \left(\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right)$$

Donde:

P_{1hr} = Presión a 1 hora, psi.

ϕ = Porosidad, fracción.

C_t = Compresibilidad del sistema, psi^{-1} .

P_{wf} = Presión justo antes del cierre, psi.

3. TRATAMIENTOS PARA LA REMOCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El adecuado desarrollo productivo de un campo petrolero conlleva a determinados factores que se hacen obligatorios para conocer el comportamiento del yacimiento, entre esos factores se destacan el monitoreo y el control que permiten la definición de las declinaciones de presión y por ende la determinación de aquellas fuentes de daño que las provocan, conociendo con precisión los parámetros que controlan la productividad de los pozos.

Existen diferentes opciones de tratamiento y estimulación para realizar la correspondiente mitigación de los daños generados ya sea por remoción o inhibición del mismo, que bajo una elección apropiada permiten el incremento efectivo de la tasa de producción de aceite de los pozos productores del campo. A continuación se describen alguno de esos procesos utilizados:

3.1 ESTIMULACIÓN DE POZOS

La estimulación de un pozos según Islas (1991), se define como “El proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación” (p.1).

La focalización de la estimulación depende del tipo de pozo, por ello para los pozos productores es el incremento efectivo de la producción de hidrocarburos, para los pozos inyectores es el aumento de la tasa de inyección ya sea de agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada es optimizar los patrones de flujo.

Entre los dos tipos básicos de estimulación sobresalen la estimulación matricial y el fracturamiento, caracterizados cada uno según el caudal y la presión de inyección, siendo de bajo caudal y con presión inferior a la presión de fractura para la estimulación matricial y cuando se requieren presiones superiores a la presión de fractura se habla de fracturamiento. Se mencionan sus diferentes clases y tipos a continuación.

3.1.1 TIPOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL¹

Como ya fue mencionado anteriormente este tipo de estimulación incluye tratamientos en los que se utilizan bajas tasas de inyección y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de lavar las zonas más cercanas al pozo y restablecer la permeabilidad original, esta se divide en dos grandes grupos:

¹ Islas, C., “Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros”. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Ciudad de México, (2002).

3.1.1.1 Estimulación Matricial Reactiva

Los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca, para este tipo se utilizan sistemas ácidos y se emplea para remover el daño ocasionado en los perforados, la vecindad del pozo y eliminar obstrucciones en el mismo; además, para formaciones de alta productividad la acidificación matricial también se utiliza para estimular la productividad natural de pozo del pozo, con la mejora de la permeabilidad de la roca. El elemento esencial para este tipo de tratamiento son los ácidos.

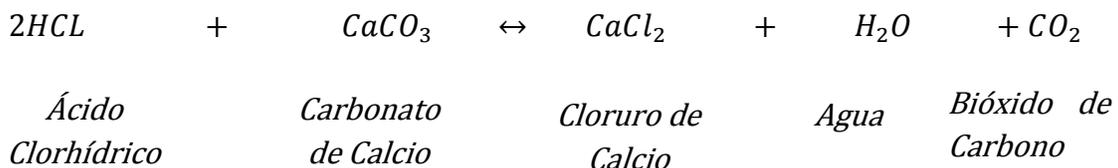
-ÁCIDOS:

Sustancias que pueden ionizarse en iones hidrógeno y un anión cuando están en solución en agua. Los iones hidrógeno son los elementos activos que disuelven los minerales a reaccionar con estos, formando así nuevos compuesto dependiendo del mineral que es puesto en contacto. Lo ácidos también son sustancias conocidas por su pH menor de 7 y entre más completa y rápida sea la disociación del compuesto en agua, mayor poder de disolución tendrá convirtiéndose así en un ácido fuerte y de forma viceversa en un ácido débil.

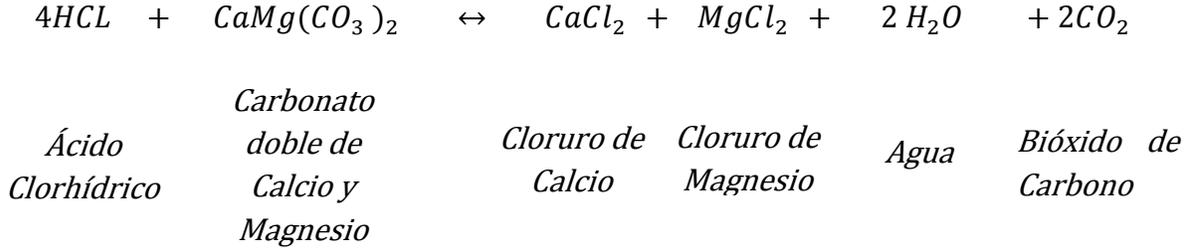
Las reacciones generadas durante la estimulación reactiva conllevan a cambios químicos entre los reactantes, ácido y mineral, lo que requiere un conocimiento previo y adecuado de cómo, cuándo y dónde deben llevarse a cabo estas reacciones químicas y así poder seleccionar y diseñar la acidificación matricial; de igual manera, no todos los ácidos existentes son adecuados para utilizarlos en una estimulación, su principal requerimiento es que el producto de la reacción sea un compuesto soluble en agua y que pueda ser removido del pozo, que sus efectos negativos puedan ser controlables y seguros de manejar, además que se disponga de grandes cantidades de este y por supuesto un bajo costo. Los ácidos más comúnmente utilizados en la estimulación de pozos son:

-**Ácido Clorhídrico (HCL)**: Es el ácido inorgánico más utilizado, siendo una solución del gas cloruro de hidrógeno en agua. La característica principal es la rápida disociación, dándole la condición de ácido fuerte, por ende permite una mayor cantidad de roca calcárea disuelta. Una de sus principales desventajas es la alta corrosividad que trae daños severos a la tubería y los equipos de acero del pozo. Sus reacciones son:

✓ Para caliza (Mineral calcita):



✓ Para dolomía (Mineral dolomita):

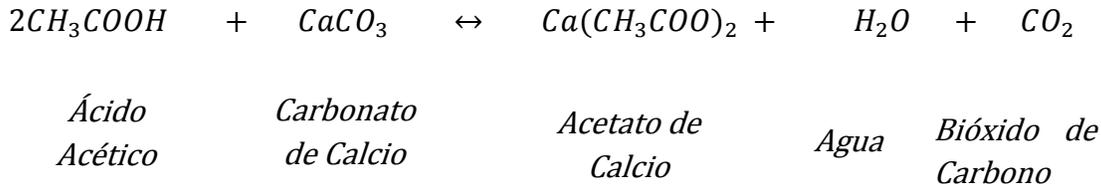


-Ácido Fluorhídrico (HF): Ácido inorgánico que permite la disolución de minerales silícicos como las arcillas, los feldespatos, el cuarzo entre otros. Sus aplicaciones se restringen principalmente a la remoción de daños ocasionados por las arcillas y otros silicatos. En la industria petrolera este ácido generalmente es utilizado en solución con el HCl; las reacciones de la mezcla HF-HCl con los compuestos aluminosilicatos se realizan independientemente del HCl, sin embargo gracias a esta, el HF se disocia parcial y lentamente actuando como ácido débil y el ácido clorhídrico previene precipitaciones secundarias al no reaccionar con esos compuesto y manteniendo un bajo pH. A continuación las reacciones simplificadas de HF con algunos silicatos:

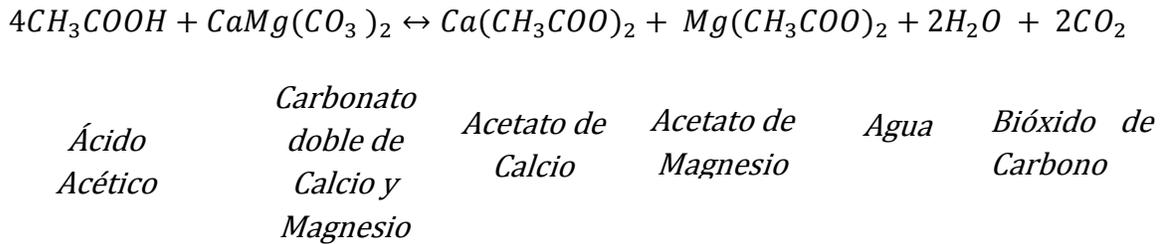


-Ácido Acético: Fue el primer ácido de tipo orgánico empleado en la estimulación de pozos, es un ácido débil debido a su ionización parcial en agua que además ocurre a baja velocidad, permitiendo una reacción lenta con los carbonatos y con el acero. Su principal uso es como ácido retardado, indicado para la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de calizas y dolomías con alta temperatura

✓ Para calcita:



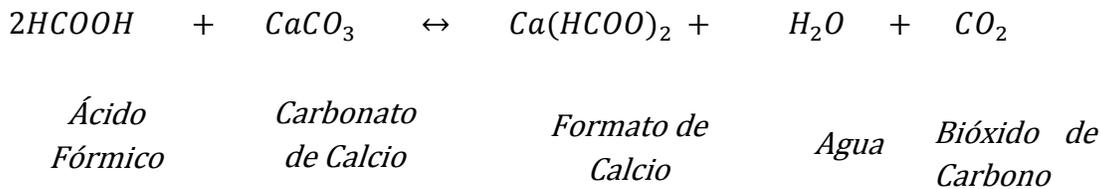
✓ Para dolomita:



La baja solubilidad de los productos de reacción hace que el ácido acético no deba emplearse a concentraciones mayores al 10 %.

-**Ácido Fórmico:** Ácido orgánico más fuerte que el ácido acético pero apreciablemente más débil que el ácido Clorhídrico. Se utiliza generalmente solo o en combinación con el ácido clorhídrico o el fluorhídrico, y para la acidificación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura

✓ Para calcita:



3.1.1.2 Estimulación Matricial No Reactiva

La estimulación matricial no reactiva (o no ácida) involucra aquellos tratamientos donde los fluidos utilizados no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. Se utilizan generalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos como los surfactantes. Con este tipo de estimulación generalmente se atacan o controlan los daños generados por bloqueos de agua, aceite o emulsión, por pérdida de fluido de perforación, por depósitos orgánicos entre otros. La acción de la estimulación no reactiva se concentra en la alteración de las fuerzas retentivas que controlan el flujo de fluidos a través de los medios porosos, es decir, los fenómenos de superficie, estos son:

-TENSIÓN INTERFACIAL Y SUPERFICIAL:²

La tensión superficial es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca de la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas porque unas son más grandes que las otras, esto origina una superficie de energía libre/ unidad de área. La tensión interfacial, es la tensión que existe entre la interfase de dos fluidos inmiscibles, siendo una medida indirecta de la solubilidad, a medida que se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad.

-MOJABILIDAD:

Tendencia de un fluido en presencia de otro inmiscible con él a extenderse o adherirse a una superficie sólida. El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad, como se puede ver en la Figura 3.1. Si el $\theta < 90^\circ$ se dice que el sistema es mojado por agua y si $\theta > 90^\circ$ hace referencia a un sistema mojado por aceite. En virtud a la variación del contenido mineralógico del medio poroso y a la depositación de compuestos orgánicos procedentes del crudo, habrá zonas de diferente mojabilidad.

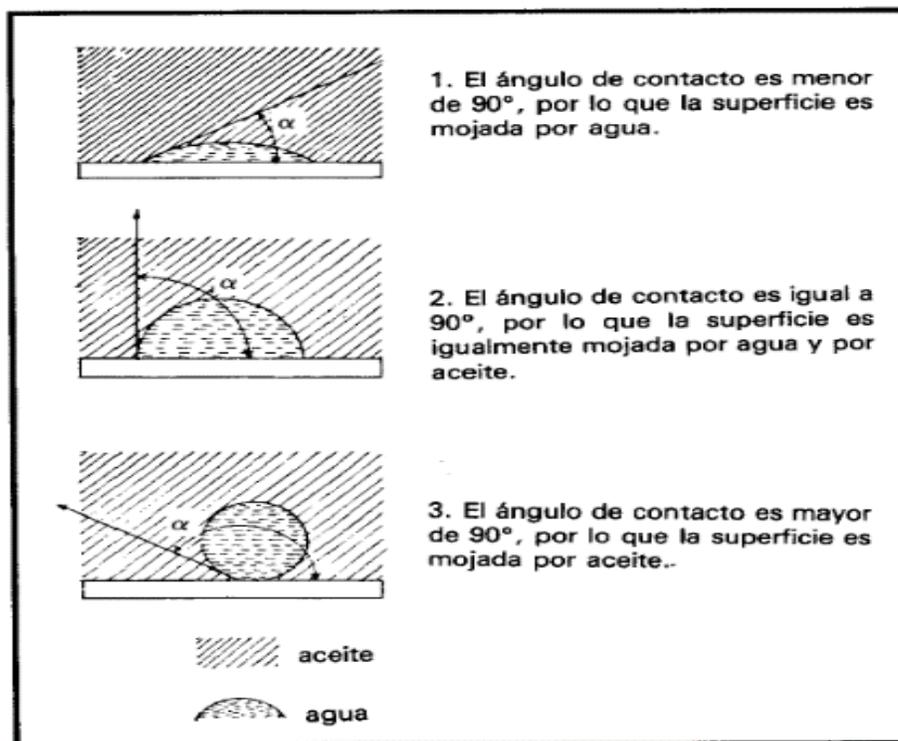


Figura 3.1 Mojabilidad de un sólido en presencia de dos líquidos (Agua-Aceite).
Fuente: Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros (2002).

² Escobar, F.H., 2012. “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”. Editorial Universidad Surcolombiana. ISBN 978-958-8682-80-8. Dic. 2012. p. 124-130.

-CAPILARIDAD:

Cuando se sumerge un tubo de vidrio capilar al agua, esta se eleva por la parte interna de este, definiéndose en este caso la presión capilar como la diferencia de presiones en la interfase, lo que quiere decir, que será la fuerza requerida para soportar la columna de agua en el tubo dividida entre el área del capilar. Ver Figura 3.2.

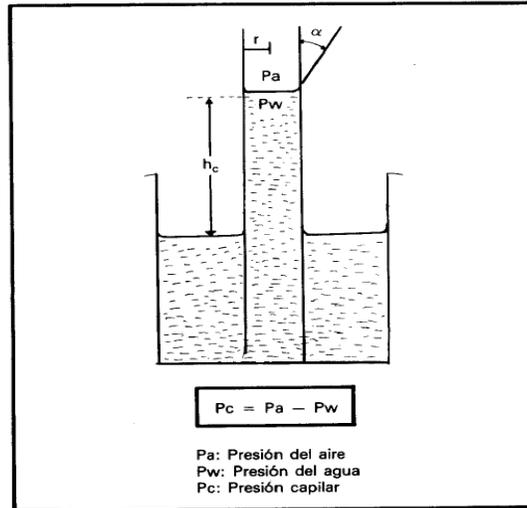


Figura 3.2 Efecto de Capilaridad

Fuente: Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros (2002).

Los agentes activos de superficie para las estimulaciones matriciales no reactivas son:

-SURFACTANTES:

Compuestos de moléculas orgánicas caracterizados por estar formados por dos grupos químicos, uno afín al agua (polar), llamado hidrofílico y otro afín al aceite (no polar) llamado lipofílico, como se muestra en la Figura 3.3.

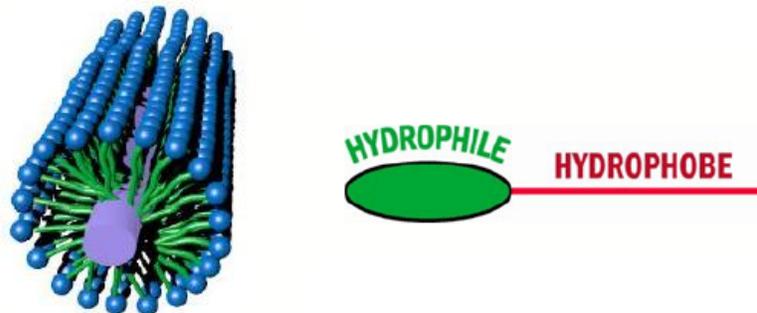


Figura 3.3 Representación esquemática de un surfactante.

Fuente: Fracturamiento Hidráulico Nivel Básico Ecopetrol (2017).

Bajo la estructura molecular del surfactante, estos tienden a ubicarse en un líquido según su condición, buscando su afinidad correspondiente, alterando la naturaleza de la interfase. El hecho de que el surfactante busque una interfase implica que la tensión superficial o interfacial, presión capilar y la mojabilidad de un líquido en un sólido se alteren en mayor o menor grado. Por otra parte, dado que las rocas de formaciones productoras de hidrocarburos son silíceas o calcáreas, estos actuarán de acuerdo al carácter eléctrico de los minerales, pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de un líquido en un sólido.

La clasificación de los surfactantes se establece según su naturaleza iónica del grupo soluble en agua:

- Aniónicos (-): Mojan de agua la arena, la lutita o la arcilla cuando están cargadas negativamente; aumentan la mojabilidad de las calizas y dolomías hacia el aceite cuando su pH sea menor a 8, si su pH es mayor o igual a 9.5 las mojarán de agua; también rompen emulsiones de agua en aceite y dispersan las arcillas o finos en agua.
- Catiónicos (+): Mojan de aceite la arena, lutita o arcilla, aumentan la mojabilidad de las calizas y dolomías hacia el agua cuando su pH sea menor a 8, si su pH es mayor o igual a 9.5 las mojarán de aceite; también rompen emulsiones de agua en aceite y dispersan las arcillas o finos en aceite.
- No iónicos: Son los más versátiles, y se usa principalmente como no emulsificantes, inhibidores de corrosión y como agentes penetrantes
- Anfotéricos: Son moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. En un pH básico, la parte ácida de la molécula se neutraliza y por lo general, tiene menos actividad superficial que a otros valores de pH; algunos también son usados como inhibidores de corrosión.

Los fluidos base utilizados en los tratamientos de estimulación no reactiva son oleosos, acuosos, alcoholes, solventes mutuos y soluciones micelares.

Cuando se utilizan fluidos oleosos como fluido acarreador del surfactante, generalmente se emplean aceite diésel, xileno, aromáticos pesados o kerosina con 2 o 3% en volumen de surfactante miscible o dispersable en aceite.

Se puede utilizar aceite crudo limpio y filtrado, pero no debe contener materiales tales como inhibidores, agentes deshidratantes o sólidos en suspensión.

Al utilizar agua como agente acarreador, esta debe ser completamente limpia con 2% de KCl o agua salada limpia con 2 o 3% de surfactante soluble o dispersable en agua.

Los alcoholes, los solventes mutuos o soluciones micelares como fluidos base, han demostrado en la práctica grandes resultados en la remoción de daños generados por bloqueos de agua, aceite o emulsión y depósitos orgánicos. Generalmente los alcoholes y solventes mutuos se utilizan al 10% mezclados con fluidos acuosos u oleosos.

3.1.2 PRINCIPALES COMPONENTES DE UN TRATAMIENTO ÁCIDO:

Para la generación de un fluido de estimulación matricial, se utilizan distintos aditivos con funciones específicas, entre ellos están:

- Inhibidores de corrosión: Utilizados para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos; son compuesto que se adsorben a la superficie metálica formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y la superficie.
- Surfactantes: Se definieron anteriormente y entre sus funciones está el manejo de la tensión interfacial.
- Controlador de hierro (EDTA)
- Controlador de arcillas y finos
- Rompedor de emulsiones
- Espumante
- Inhibidor de escamas
- Reductor de fricción

3.2 FRACTURAMIENTO

Tratamientos inyectados a altas tasas y con presiones superiores a la resistencia de la roca, donde se busca remover o sobrepasar el daño generado por distintos factores que no pudo ser atacado o tratado bajo estimulaciones matriciales o por tratamientos químicos, o simplemente se busca la creación de canales preferenciales de flujo en el pozo, trayendo consigo el aumento de la permeabilidad y el incremento de la producción e inyectividad, además se acelera o incorporan reservas tema fundamental para cada una de las empresas operadoras.

Existen dos tipos de fracturamiento, hidráulico y ácido, como se puede apreciar en la Figura 3.4:

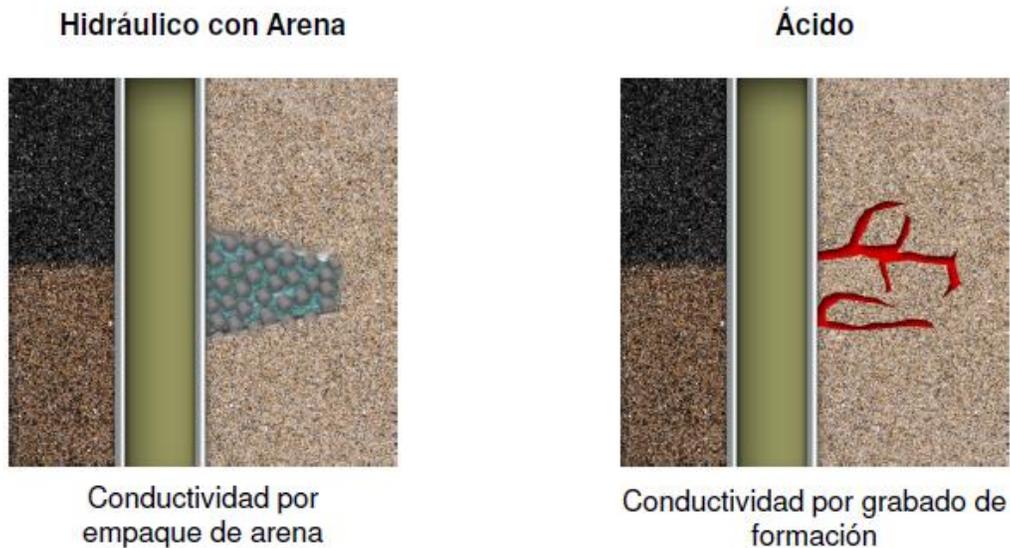


Figura 3.4 Tipos de fracturamiento
Fuente: Fracturamiento Hidráulico Nivel Básico Ecopetrol (2017).

El fracturamiento hidráulico requiere soporte o de un relleno especial y se aplica a formaciones consolidadas, en tanto, el fracturamiento ácido no necesita soporte y se practica generalmente en formaciones ricas en carbonatos como las calizas y dolomitas; dentro de algunas consideraciones también se tiene en cuenta el fracturamiento de alta permeabilidad que requiere un soporte empacado y se aplica a formaciones no consolidadas o de alta permeabilidad.

3.2.1 Fracturamiento Hidráulico

El procedimiento inicial es la creación de la fractura, luego esta se mantiene abierta usando propante generando así una zona de alta permeabilidad. Se presenta un esquema general en la Figura 3.5.



Figura 3.5 Vista superior de Fracturamiento Hidráulico
Fuente: Fracturamiento Hidráulico Nivel Básico Ecopetrol (2017).

Su procedimiento generalizado inicia con el bombeo del pad, encargado de generar la fractura y determinar la geometría de esta, luego del crecimiento de esta se bombea la

lechada con propante, con el *Sand Laden Fluid* que transporta la arena dentro de la formación y finalmente el *flush* limpia la tubería de arena.

La dirección de la fractura es perpendicular a la dirección del esfuerzo mínimo horizontal y una vez se ha iniciado esta, continuará creciendo hasta donde la presión del fluido de fractura exceda la presión de propagación de la fractura, siendo el límite inferior la presión de cierre de la fractura.

3.2.2 Fracturamiento Ácido:

Su desarrollo consta de tres etapas esenciales, el bombeo del pad, encargado de generar la fractura y su volumen depende de la longitud de fractura deseada, se pueden usar geles de bajo pH; luego del crecimiento de esta, se bombea el ácido que disuelve la roca, generando el desplazamiento y dejando a su paso un canal de mayor permeabilidad. El ácido principal que generalmente se utiliza es el HCl en rangos de 15-28% de concentración, también se utilizan el acético y el fórmico. Este tipo de tratamiento trabaja con mayor efectividad en formaciones heterogéneas y formaciones duras por lo que debe bombearse a tasas altas, como lo demuestra la Figura 3.6.

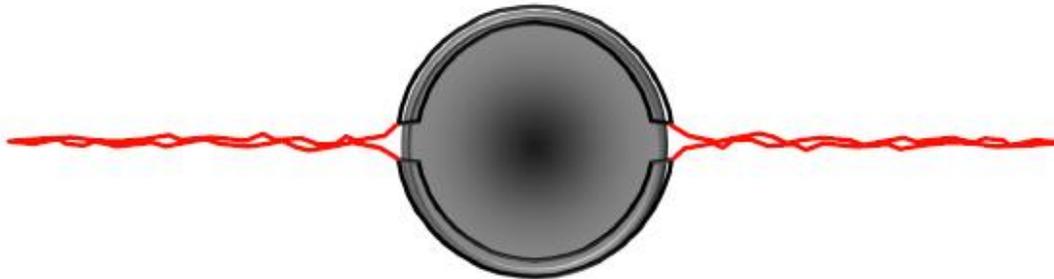


Figura 3.6 Esquema del Fracturamiento Ácido.
Fuente: Fracturamiento Hidráulico Nivel Básico Ecopetrol (2017).

4. METODOLOGÍA PARA LA GENERACIÓN DE MODELOS SECTORIZADOS DE SIMULACIÓN

En este capítulo se consolidan todas las etapas que fundamentan la realización del proyecto. La primera etapa consistió en el estudio detallado y la recopilación de información de los pozos seleccionados por parte de la Coordinación Yaguará equipo de Ecopetrol S.A, para la campaña de estimulación 2017-2018, dentro de la información destacada se encuentra la historia de cada pozo, donde se encuentra plasmado desde inicios de su perforación y todas los trabajos de mantenimiento y control posteriores a su terminación hasta la actualidad, las bases de datos petrofísicos, los estados mecánicos actuales, los análisis PVT y por supuesto la información histórica de producción, toda esta información necesaria para el modelamiento de las condiciones actuales de producción. La segunda etapa comprende la puesta en marcha de los software PROSPER y REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd., para la creación de cada una de las curvas IPR, el modelamiento de los pozos y el ajuste histórico de producción para conocer con certeza la condiciones actuales en la que se encuentran los pozos seleccionados; luego bajo un análisis integrado de los resultados de la simulación y con la utilización de “Reservoir” un hoja de cálculo de Excel, se determina la distribución de los daños de formación presentes en cada pozo dependiendo de sus condiciones actuales dando vida a la tercera etapa, ya como cuarta y última etapa, al conocerse la distribución del daño de formación presente en cada pozo, se determinan la condiciones óptimas y de mayor beneficio para los tratamientos de estimulación durante la campaña, logrando la estructuración de un diseño mucho más robusto que tenga en cuenta la presencia de todos los daños y que puedan ser removidos o inhibidos bajo un solo trabajo de mantenimiento.

El software Reveal, es un simulador de yacimientos especializado que permite la construcción de estudios integrados de yacimientos y producción, se basa en el concepto de entrelazar diferentes disciplinas usualmente aisladas en una herramienta para entender mejor el campo; une los estudios de simulación numérica y los estudios especializados en diferentes áreas como: estudios de movilidad, fracturamiento hidráulico y térmico, métodos de recobro mejorado, entre otros. Por otro lado, Prosper es un programa que hace parte de un conjunto de herramientas para el desarrollo, diseño y optimización de un pozo, es una de la herramienta más utilizada en todo el mundo para el análisis nodal. Provee características únicas de ajuste, a partir de correlaciones de flujo multifásico y datos medidos en campo para ajustar las IPR, permitiendo construir un modelo consistente para realizar una predicción.

El punto de partida para los cálculos de daño de formación de un pozo y el posterior diseño de escenarios de estimulación, son los datos históricos de producción, siendo estos la herramienta principal para el análisis del comportamiento de producción del pozo a lo largo

de su vida, pues permite un predicción mucho más acertada de las consecuencias que genera la declinación de la producción causada por los distintos daños.

A continuación se muestra de manera muy detallada el caso base de uno de los pozos que muestra el estudio integrado y el desarrollo de toda la metodología, siendo este aplicado pozo a pozo.

4.1 SELECCIÓN DE POZOS

Los pozos objetos de estudio del presente trabajo de grado, fueron seleccionados por el trabajo mancomunado de las áreas de ingeniería, recobro mejorado y optimización de producción de Ecopetrol S.A, que conforman la Coordinación de Campo Yaguará, bajo el análisis detallado de sus condiciones de producción y las aprobaciones de sus respectivas evaluaciones económicas, con el fin optimizar la campaña 2017-2018 de trabajos de estimulación, estos pozos son presentado en la Tabla 2.

Tabla 2. Pozos objeto de estudio.

N°	Pozo	Zona
1	AT-001	2
2	AT-002	2
3	AT-003	3
4	AT-004	2
5	AT-005	2
6	AT-006	3
7	AT-007	3
8	AT-008	2
9	AT-009	2
10	AT-010	3

4.2 AJUSTE DE CONDICIONES INICIALES

La primera perforación en el campo Yaguará finalizó el 30 de Marzo de 1987 con el pozo AT-100 con resultados positivos; luego de ello para 1991 se inició una fuerte campaña de perforación trayendo consigo la declaración de comercialidad del campo; desde la fecha hasta la actualidad se genera un tiempo de producción extenso acompañado de muchas intervenciones de pozos, de una posterior inyección de agua, de suspensiones operacionales y muchos factores más que por supuesto afectan la declinación del yacimiento; es por ello que para los modelos sectorizados generados se toman las condiciones de cada uno de los pozos y se establecen los escenarios iniciales. Por ello se hace obligatorio contar con la siguiente información:

- Historia del pozo.
- Estado mecánico actual.
- Registro de desviaciones.
- Registros eléctricos.
- Petrofísica de los intervalos cañoneados.
- Producción histórica.
- Pruebas de presión (PBU).
- Análisis PVT.
- Análisis fisicoquímicos y composicionales del agua de producción.
- Curvas de permeabilidad relativa.

4.2.1 Análisis PVT

El campo Yaguará cuenta con seis estudios de los fluidos del yacimiento como una función de la presión, volumen y temperatura, son en los pozos (AT-011, AT-001, AT-002, AT-012 Y AT-013), que permitieron caracterizar los fluidos de las formaciones Caballos A y B. Luego del análisis de cada uno de estos estudios se determinó que para el desarrollo del proyecto el estudio PVT del pozo AT-001, es el único representativo, ya que cuenta con toda la información requerida como datos de entrada en el software PROSPER Y REVEAL. En la Tabla 3 se resumen los datos más significativos de este PVT.

Al utilizarse estos datos dentro de los simuladores, se hace necesario el uso de una metodología para la selección de las correlaciones que representan el mejor ajuste al comportamiento de las propiedades PVT, pues el software contiene un número límite de correlaciones según sea la propiedad, determinando como la más representativa la de menor desviación estándar, esta procedimiento es detallado de manera minuciosa en el ANEXO A.

Tabla 3. Datos Análisis PVT AT-001.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Presión de Yacimiento	1252	psig
Temperatura de Yacimiento	117	°F
Relación Gas-Aceite (GOR)	152	SCF/STB
Presión de Burbuja	828	psig
Gravedad del Crudo	21.7	°API
Gravedad Especifica del Gas	0.736	g/cc
Factor Volumétrico del Aceite (Boi)	1.089	RB/STB
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1.35	% molar
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S)	0	% molar
Nitrógeno (N ₂)	0.56	% molar

Fuente: Estudio PVT pozo AT-001. Ecopetrol S.A

4.3. MODELO DINÁMICO

Este modelo fue llevado a cabo con el software REVEAL donde se integraron diferentes características geológicas, petrofísicas para que representen correctamente el volumen de hidrocarburos y flujo de fluidos. El procedimiento se describirá detalladamente para el pozo AT-010 y los diferentes componentes del modelo de simulación. La compilación de todos los datos de entrada y las propiedades petrofísicas de cada pozo se encuentran especificadas en el ANEXO B.

4.3.1 Sección de control

Primero se tiene la sección de control en donde se inicializa y caracteriza el modelo, se tiene en cuenta, la existencia de fracturas, presencia de un acuífero, los componentes que para este estudio son la química del agua y los sólidos (parafinas y asfáltenos). También se referencia la presión y temperatura del pozo a mitad de perforados. La PMP o mitad de perforados es el resultado ponderado entre el tope y la base del intervalo cañoneado. De igual forma se establece la fecha inicial de simulación (30 de Marzo de 1987), siendo esta la fecha de finalización de perforación y puesta en marcha de producción del primer pozo del campo que fue AT-100, pues desde ese momento se empieza con la alteración de la presión del yacimiento, condiciones mostradas en la Figura 4.1.

Control Section: general simulation data

Simulation Flags

Fracture Model: Yes

Analytical Aquifer Model: Yes

Component Model: Oil/Water/Gas, Polymer/Gel/Foamer, **Water Chemistry**, Solids, Steam, Souring, Compositional

Wettability: Off

Todd and Longstaff Miscibility: Off

Well-bore Heating: Off

Souring: Off

Simulation start date / start of field life

Start date: 30/03/1987 (day/month/year)

Directional Rel Perms

Directional relative permeabilities: Off

Well connection relative permeability: Off

References

Reference Temperature: 119 deg F

Reference Depth: 2416.6 feet

- control
- reservoir
- physical
- relperm
- aquifer
- mobility
- phase
- adsorption
- wchemistry
- solids
- well
- wellbore heating
- initialisation
- schedule

Previous

Next

Finish

Cancel

Figura 4.1 Sección de control: Datos generales de simulación.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

4.3.2 Malla de simulación

Como se observa en la Figura 4.2, la malla utilizada para este modelo está conformada por 10 celdas en la dirección I, 10 celdas en la dirección J, esta distribución es fija para todos los pozos pero su longitud varía dependiendo del pozo. Para este estudio no se encuentra refinada ninguna malla. Y la cantidad de celdas en la dirección K depende de la cantidad de intervalos perforados y los no perforados que se tengan por pozo. Para este caso, el pozo AT-010 tiene 11 celdas en la dirección K.

Block Sizes (x,y)

	From	To	Grid dX feet
(1-10)	1	10	48
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			

	From	To	Grid dY feet
(1-10)	1	10	48
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			

Block Sizes (z) (Zmax = 11)

Enter: Single layer (varying within layer)

Layer: 1

Range: I J

From: 1 1

To: 10 10

Block Size: 30 feet

	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

Figura 4.2 Datos de la malla.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

4.3.3 Propiedades petrofísicas

El modelamiento petrofísico que se realice en el yacimiento es fundamental para una buena caracterización de este. Se realiza mediante la integración de datos de núcleos, registros eléctricos, y pruebas de presión. Una correlación apropiada de esta información permite determinar algunas de las propiedades más importantes para la caracterización del yacimiento, como: porosidad, permeabilidad, entre otras.

4.3.3.1 Porosidad

Esta propiedad es muy importante ya que define el porcentaje del volumen total capaz de almacenar fluidos en el yacimiento. En la Tabla 4 se pueden ver los valores de porosidad que se usaron en Reveal para poder ajustar la producción. Las capas que no presentan ningún dato son los intervalos no perforados.

Tabla 4. Valores de porosidad para los intervalos cañoneados de AT-010.

Capa	Porosidad (%)
1	0.116
2	
3	0.0809
4	
5	0.0927
6	
7	0.097
8	
9	0.1352
10	
11	0.208

Fuente: Compañía Operadora, utilizados en REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

4.3.3.2 Permeabilidad.

La permeabilidad horizontal y vertical es requerida para realizar un modelamiento de yacimientos acertado. En este proyecto se asume que la permeabilidad en dirección Y es igual a la establecida para la dirección X. Por el contrario, en la dirección Z se establece una relación K_v/K_h de 0.1. Dentro de la Tabla 5 se plasman los valores de permeabilidad para cada una de las capas perforadas en el pozo AT-010 utilizados en el simulador.

Tabla 5. Datos de permeabilidad para los intervalos cañoneados de AT-010.

Capa	Permeabilidad (md)
1	27.19
2	No cañoneada
3	18.59
4	No cañoneada
5	27.4
6	No cañoneada
7	27.22
8	No cañoneada
9	110.7
10	No cañoneada
11	92.14

Fuente: Compañía Operadora, utilizados en REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

4.3.4 Modelo roca-fluido

4.3.4.1 Tipos de roca.

Esta sección del simulador permite ingresar los tipos de roca que se encuentran definidos a través de las curvas de permeabilidad relativa para el aceite y el agua. Para este pozo se definieron 6 tipos de roca, mediante las cuales se relacionaron las zonas productoras de la formación.

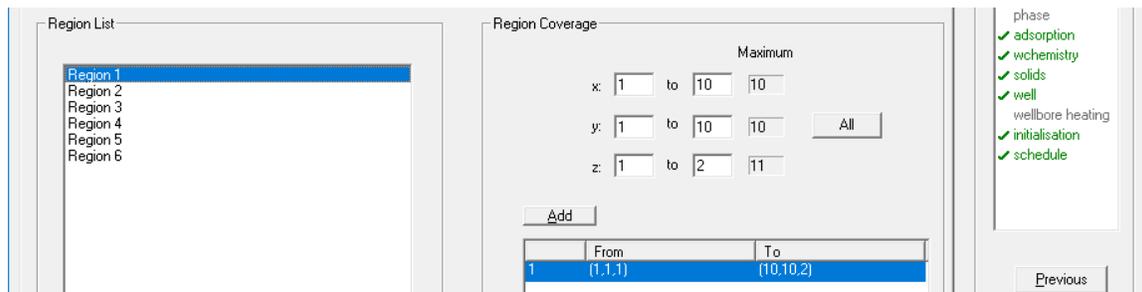


Figura 4.3 Definición del tipo de roca para el pozo AT-010.

Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

4.3.4.2 Permeabilidades relativas.

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva de una fase en de presencia de otra y la permeabilidad absoluta de la roca. Para la construcción de esta curva se necesitan los siguientes datos de saturación:

- Saturación agua irreducible, Swc.
- Saturación aceite residual, Sor.
- Saturación critica del gas, Sgc.

Así como también necesitan los *end points* y los exponentes de las curvas. Estos valores son ingresados en el software para cada tipo de roca como se observa en la Figura 4.4.

The screenshot shows the 'Rel Perm List' software interface. On the left, a tree view lists 'Rock Types: 1' through 'Rock Types: 4', each with a sub-entry 'RelPerm Data: Isotropic'. The 'RelPerm Data: Isotropic' entry under 'Rock Types: 1' is selected. To the right of the tree are buttons for 'Add Rel Perm' and 'Delete'. Below the tree is a 'Directions' section with an 'All directions' checkbox. Further right are 'Data Entry' and 'Parametric' dropdown menus. On the right side of the interface is a vertical list of checked options: control, reservoir, physical, relperm (highlighted), aquifer, mobility, phase, adsorption, wchemistry, solids, well, wellbore heating, initialisation, and schedule. Below this list are buttons for 'Previous', 'Next', 'Finish', 'Cancel', and 'Help'. In the center of the interface is a table with the following data:

Rel Perm	Critical Saturation	End Point	Exponent
	fraction		
Krw	0.25	0.114	3
Krow	0.277	0.7952	3.1
Krog	0.277	0.7952	1
Krg	0.277	0.7952	1

Figura 4.4 Datos de permeabilidades relativas.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

Con esta información se puede graficar las curvas de permeabilidades relativas mediante el simulador, el resultado es la Figura 4.5. En la cual se muestra una tendencia típica de una roca mojada por agua, por lo cual el aceite va a ser la fase no mojante y va a fluir más fácilmente a través del yacimiento.

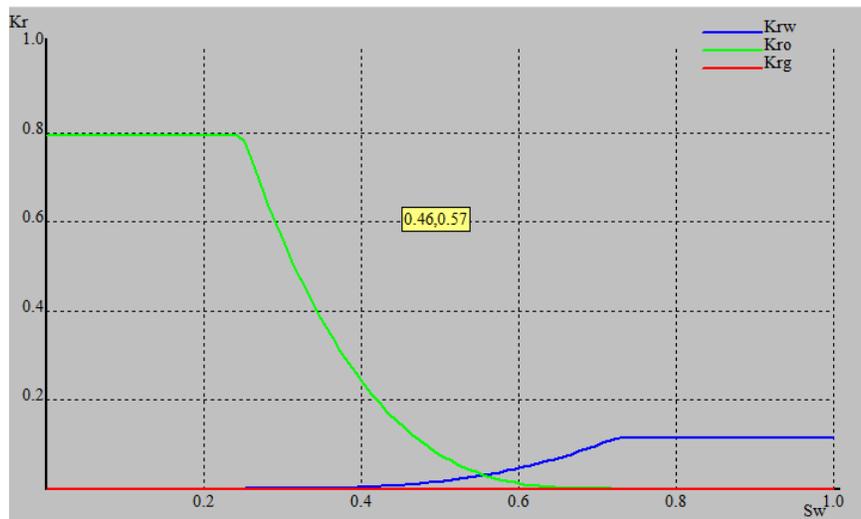


Figura 4.5 Curva de permeabilidad relativa.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

4.3.5 Acuífero

En esta sección se ingresan los datos del acuífero para definir un modelo analítico, se escoge el modelo radial finito que modela la influencia del acuífero por el método de Carter-Tracy. Las fronteras se definieron en los extremos del yacimiento, en los ejes X y Y, como se puede ver en la Figura 4.6. Según la invasión del agua como se observa en la Figura 4.7, se evidencia la influencia de un acuífero de empuje lateral.

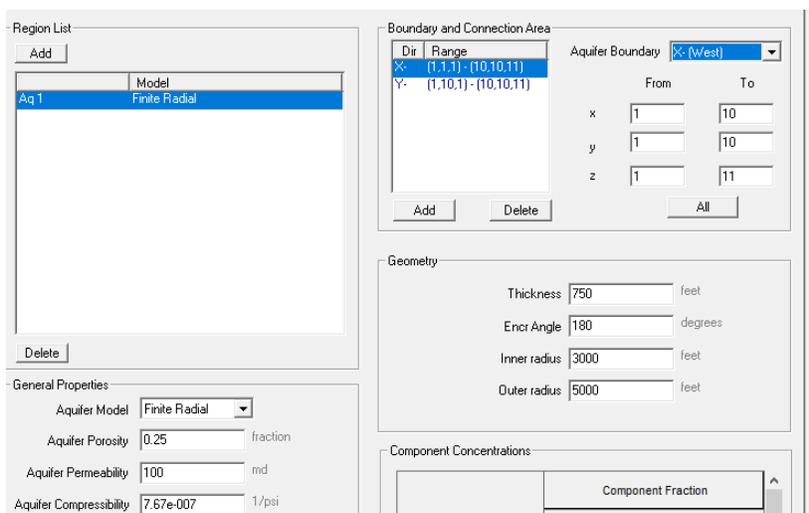


Figura 4.6 Propiedades del acuífero.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

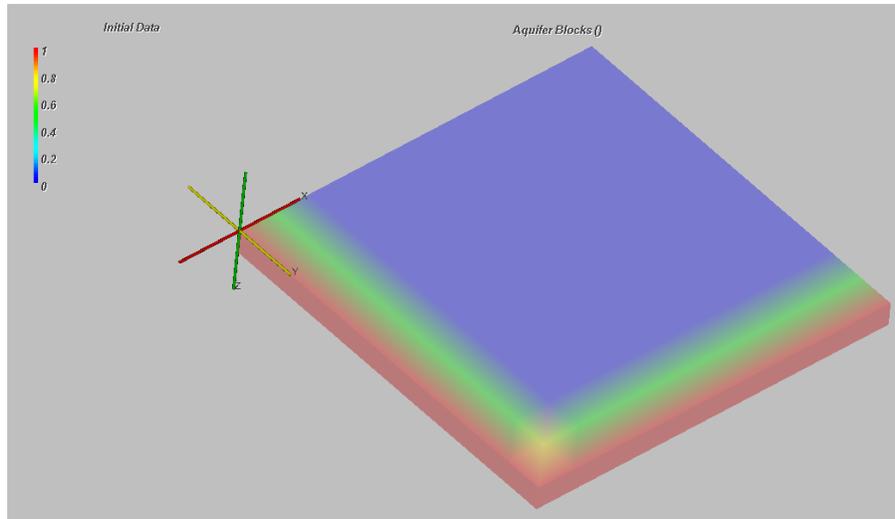


Figura 4.7. Influencia del acuífero visto para una sola capa.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

4.3.6 Sólidos

En esta sección se ingresa toda la información que caracteriza los depósitos orgánicos que se precipitan en los pozos de campo Yaguará. Los asfáltenos son modelados en Reveal en función de la solubilidad en la fase oleosa que depende fuertemente de la presión. Para las parafinas se tiene una gráfica análoga pero dependiente de la temperatura.

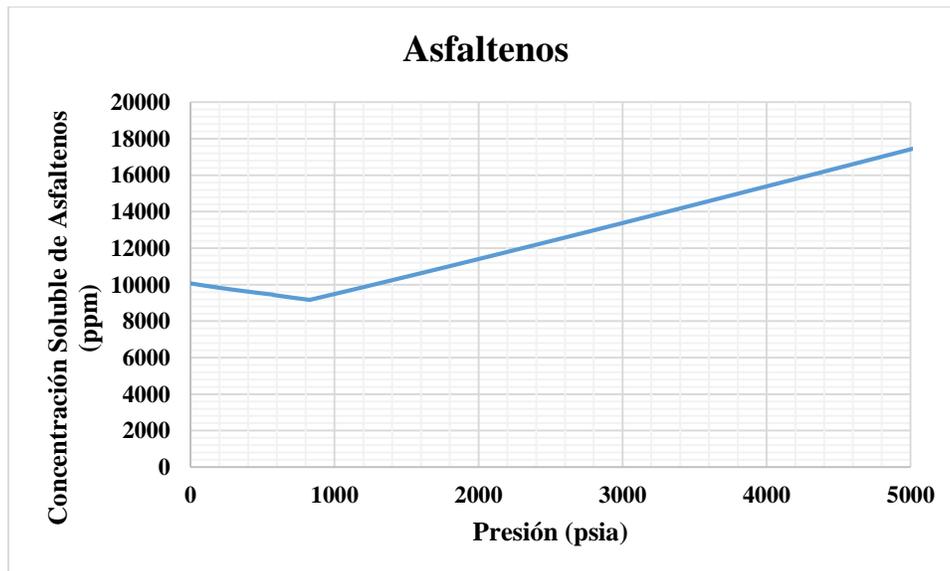


Figura 4.8. Concentración soluble de asfáltenos del campo Yaguará.
Fuente: PVT- Simulación Universidad Nacional.

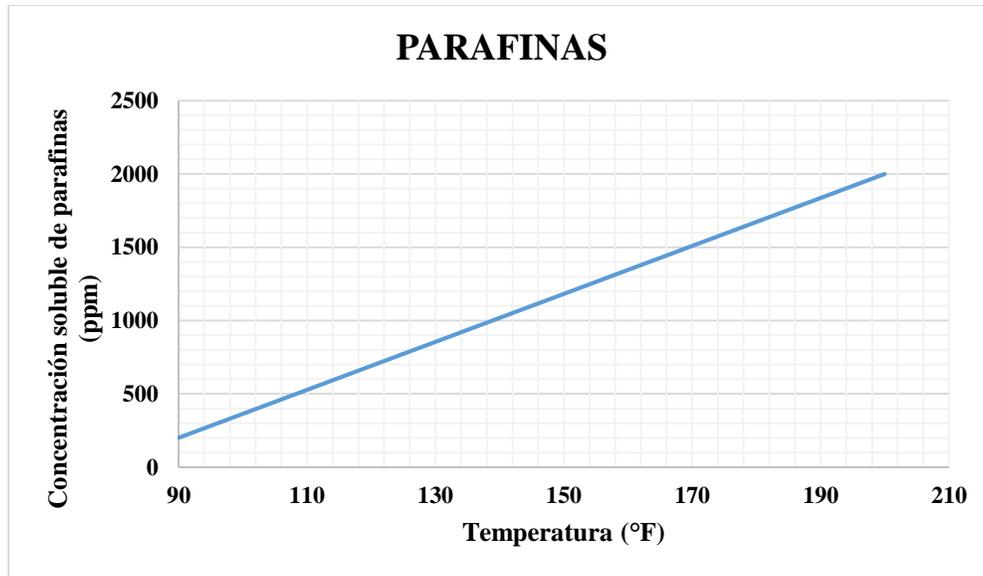


Figura 4.9. Concentración soluble de parafinas del campo Yaguará.
Fuente: PVT- Simulación Universidad Nacional.

4.3.7 Pozos

Se establece la ubicación y propiedades de los pozos, para ubicar los pozos existen tres formas, en este estudio se usó el método de completar una tabla (Figura 4.10) donde se requiere:

- Las coordenadas en I, J y K para cada intervalo.
- Establecer si el intervalo se encuentra perforado o no.
- Si el bloque es perforado se ingresa el factor de conexión de transmisibilidad o es calculado.
- Si CF o factor de conexión de transmisibilidad es calculado, se necesita el radio del pozo, daño mecánico y el factor non-darcy.

Para el pozo AT-010 se crearon 3 pozos productores en Reveal, esto debido a que por fecha se agrupan las actividades que pueden generar un cambio notable en la producción del pozo. En otras palabras, actividades de perforación y fracturamiento hidráulico fueron las pautas para poder establecer la cantidad de pozos.

Los intervalos cañoneados fueron perforados en el 2005, 2006 y 2014, en el 2014 también se realizó un fracturamiento, por lo que se tienen 3 fechas que afectaron la producción y establecieron el número de pozos. Por lo que el primer pozo iría desde inicio de producción hasta el 2006, ya el segundo pozo tendría incluido los perforados del primer pozo y adicionalmente los que se cañonean en el 2006, para el ultimo pozo se tendría en cuenta el flujo de todos los cañoneos. A cada pozo se le relaciona su historia de producción, se realiza de esta manera para poder representar realmente lo que sucedió en la vida del pozo.

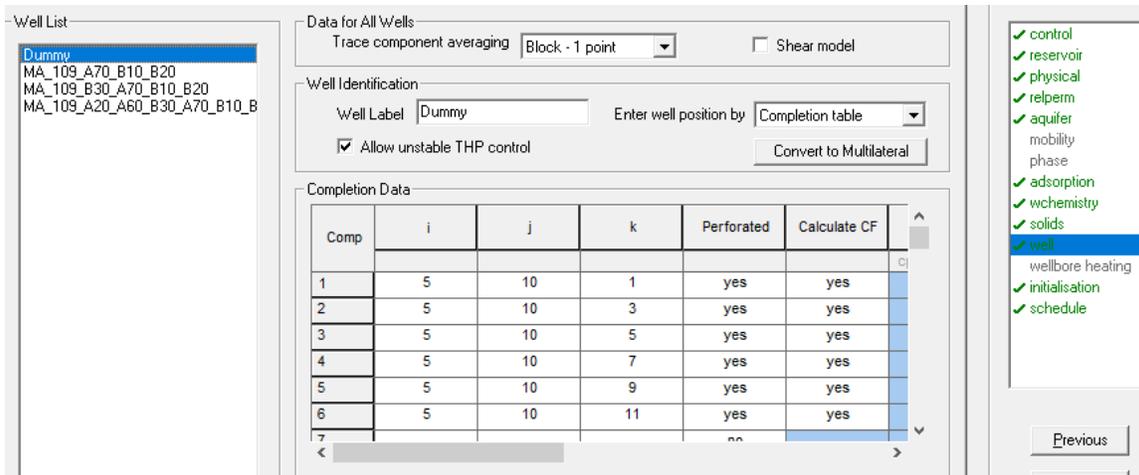


Figura 4.10. Posicionamiento y propiedades de los pozos.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

4.3.8 Fracturas

La información necesaria para llenar esta sección fue recopilada de los informes de post-fracturamiento hidráulico, de donde se extrae la longitud, el ancho y conductividad de la fractura. Cada fractura realizada es asignada al bloque o cañoneo correspondiente en cada pozo. El resultado de la ubicación de los pozos y fracturas es mostrado en la Figura 4.11.

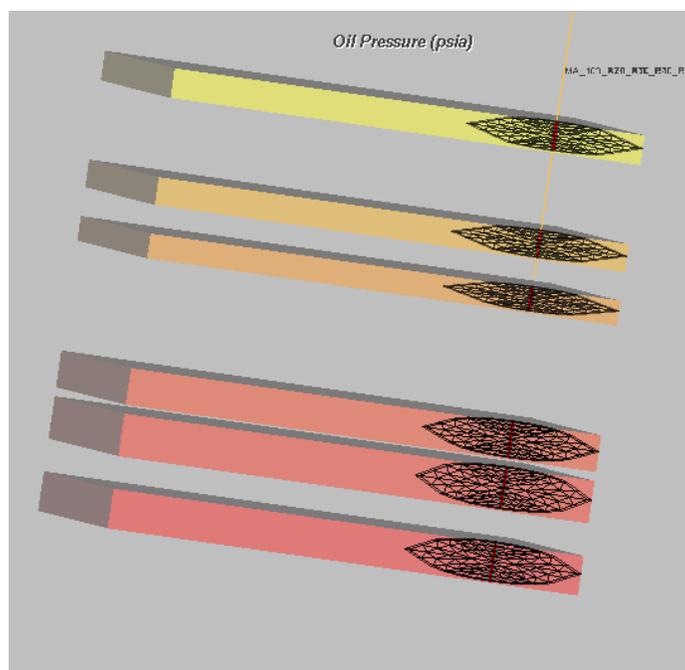


Figura 4.11. Fracturas del pozo AT-010.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

4.4 AJUSTE HISTÓRICO

El ajuste histórico es un proceso mediante el cual se realizan diferentes variaciones en las propiedades físicas del yacimiento con el fin de reproducir de manera precisa el comportamiento de la producción y con base en esto hacer el análisis real de las diferentes fuentes de daño. Los parámetros más importantes a ajustar son la producción del campo y las presiones históricas. Para poder lograr esto, las propiedades que generalmente se modifican son las permeabilidades relativas, porosidad, tamaño de la grilla, entre otras, ya que representan la mayor sensibilidad.

Se logró ajustar a las condiciones reales la producción del aceite y el agua, junto al comportamiento de la presión promedio del yacimiento. Se tuvo como restricción primaria la tasa total de líquido para poder recrear de manera semejante la producción y presión.

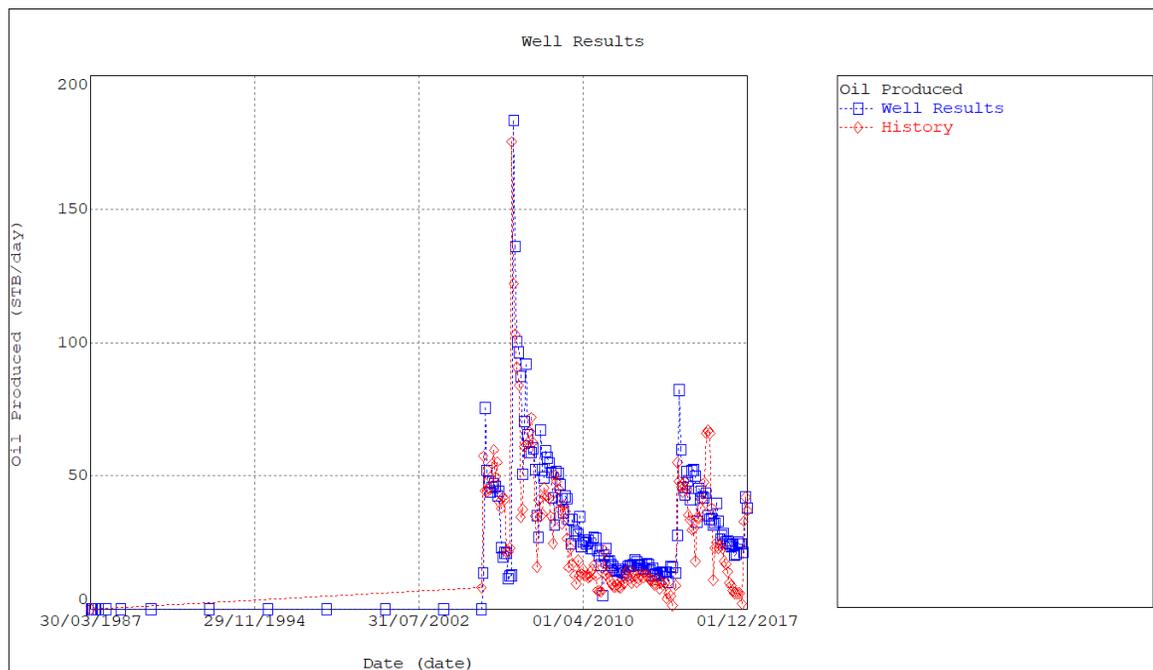


Figura 4.12. Ajuste de la producción de aceite para AT-010.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

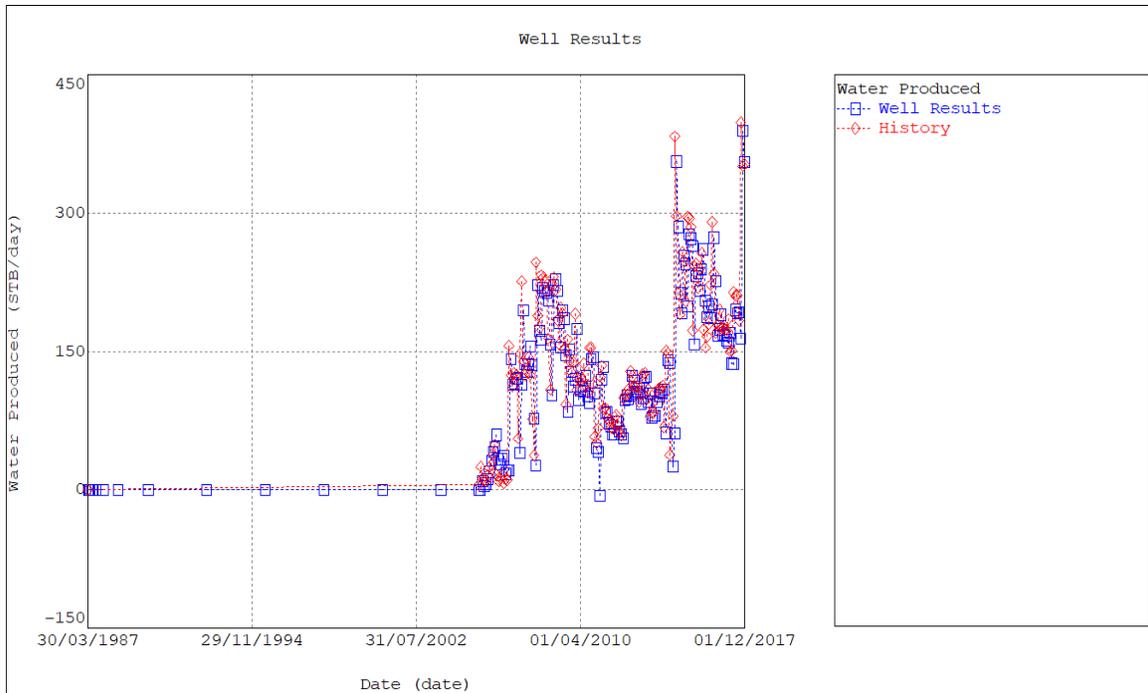


Figura 4.13. Ajuste de la producción de agua para AT-010.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

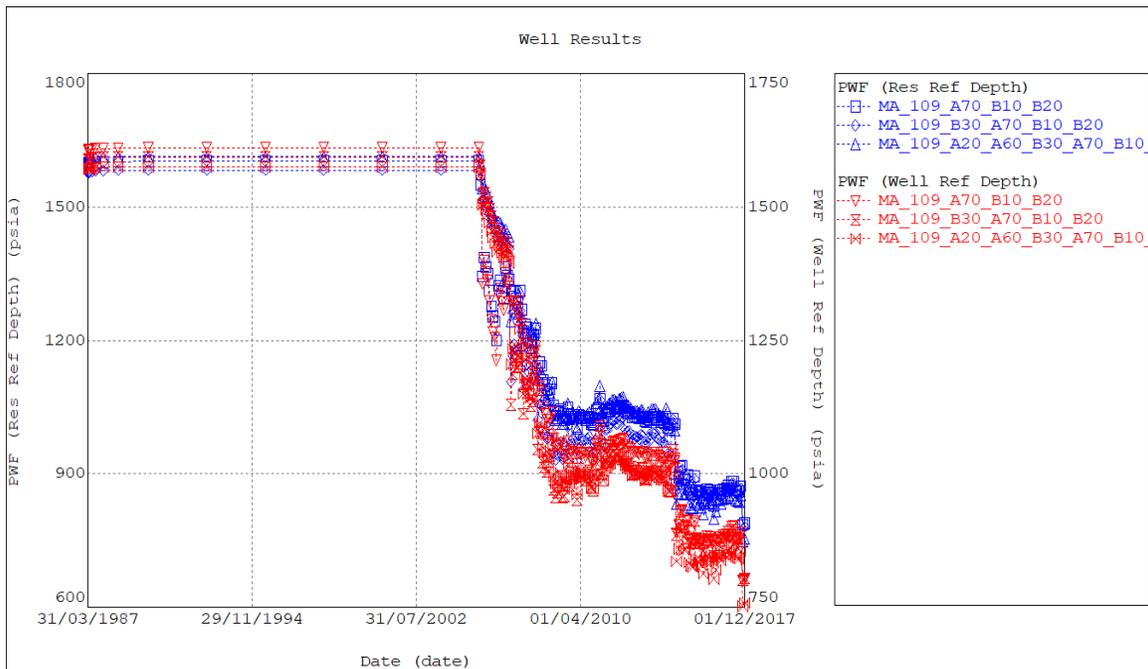


Figura 4.14. Ajuste de la presión para AT-010.
Fuente: Pozo AT-010 REVEAL de ©Petroleum Experts Ltd.

4.4.1 Elaboración de curvas IPR.

4.4.1.1 Curvas IPR inicial y con daño inducido

El pozo base que se tomó para la muestra detallada de la metodología desarrollada en este proyecto es el Pozo AT-010. Para el análisis nodal en condiciones de fondo de pozo se utilizó el programa PROSPER de ©Petroleum Experts Ltd., de esta manera se presenta el potencial tanto inicial como actual del pozo; la información requerida para ello se tomó de las Tablas del ANEXO B., generadas a partir de la recopilación de toda la información brindada por la compañía operadora y de los resultados arrojados por el ajuste histórico en el programa Reveal.

Bajo las directrices de los asesores de Ecopetrol, fue utilizado un modelo multicapa con el objetivo de representar cada uno de los intervalos perforados, los cuales tienen definidos parámetros como presión de yacimiento, condiciones de flujo y propiedades de los fluidos; además, el programa utiliza la ecuación de Darcy como modelo de flujo de entrada para condiciones de presión por encima del punto de burbuja y la solución de Vogel si las condiciones son por debajo de este.

En las Figuras 4.15 y 4.16 se muestra el interfaz y los datos ingresados al programa para la determinación de la curva para el pozo AT-010 con $Skin = 0$.

Model and Global Variable Selection

Reservoir Model	Mechanical / Geometrical Skin	Deviation and Partial Penetration Skin
<ul style="list-style-type: none"> PI Entry Vogel Composite Darcy Fetkovich MultiRate Fetkovich Jones MultiRate Jones Transient Hydraulically Fractured Well Horizontal Well - No Flow Boundaries Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary MultiLayer Reservoir External Entry Horizontal Well - dP Friction Loss In WellBore MultiLayer - dP Loss In WellBore SkinAide (ELF) Dual Porosity Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures SPOT 		
Reservoir Temperature <input type="text" value="119"/> deg F		
Compaction Permeability Reduction Model <input type="text" value="No"/>		

PVT Data

Formation GOR	<input type="text" value="152"/>	scf/STB
Oil Gravity	<input type="text" value="21.7"/>	API
Gas Gravity	<input type="text" value="0.736"/>	sp. gravity
Water Cut	<input type="text" value="46"/>	percent

IPR Data

Reservoir Permeability	<input type="text" value="27.19"/>	md
Drainage Area	<input type="text" value="20"/>	acres
Dietz Shape Factor	<input type="text" value="31.6"/>	
WellBore Radius	<input type="text" value="0.3542"/>	feet

Layer	Layer Model	Layer Pressure	Layer Height	Layer Skin	Layer Data
		psig	feet		
1	Darcy	1435.92	30	0	Layer 1 Data
2	Darcy	1524.17	28	0	Layer 2 Data
3	Darcy	1546.37	25	0	Layer 3 Data
4	Darcy	1603.17	37	0	Layer 4 Data
5	Darcy	1622.77	43	0	Layer 5 Data
6	Darcy	1652.57	40	0	Layer 6 Data

Figura 4.15 Datos de entrada para la construcción de la curva IPR Pozo AT-010
Fuente: PROSPER de ©Petroleum Experts Ltd., Información IPR Pozo AT-010.

Input Data				
	Measured Depth	True Vertical Depth	Cumulative Displacement	Angle
	(feet)	(feet)	(feet)	(degrees)
1	0	0	0	0
2	96	96	0	0
3	212	212	0	0
4	334	334	0	0
5	458	458	0	0
6	617	617	0	0
7	740	739.9	4.95883	2.31054
8	885	884.9	4.95883	0
9	1036	1035.7	12.728	2.94925
10	1212	1211.1	27.2483	4.73239
11	1387	1384.1	53.6301	8.67058
12	1562	1553	99.4318	15.1724
13	1738	1717.9	160.946	20.4575
14	1870	1837.7	216.371	24.8275
15	2045	1992.3	298.37	27.9412
16	2177	2104.9	367.256	31.4572
17	2331	2229.9	457.206	35.7388
18	2481	2340.8	558.207	42.3253
19	2657	2459.7	687.971	47.5017
20	2970	2668.2	921.417	48.2306

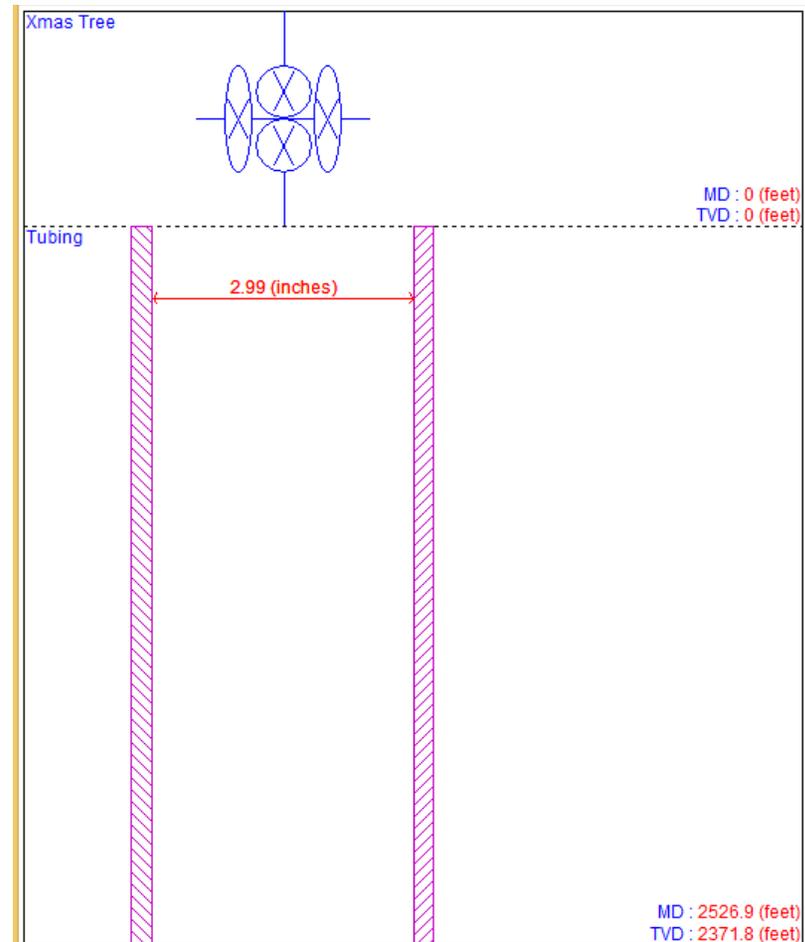


Figura 4.16 Registro de desviación y equipo de fondo encima de nodo seleccionado para el pozo AT-010.

Fuente: PROSPER de ©Petroleum Experts Ltd., Información del Equipo de fondo Pozo AT-010.

La puesta en marcha de los datos mostrados, hacen parte de la construcción de la IPR, tomando como nodo solución el fondo del pozo, a profundidad del primer perforado, por ello, todos los componentes que se encuentran por encima de este corresponden a la sección de entrada (*Inflow*) del sistema; y los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo solución hacen parte de la sección de salida (*Outflow*) del sistema. Esta IPR a condiciones iniciales muestra el potencial original del pozo sin ser afectado por ninguno de los procedimientos llevados a cabo.

En consecuencia, el aporte absoluto de flujo está representado como la suma de los AOF's de cada capa cuando los efectos del daño en la cara del pozo no son tenidos en cuenta, es decir, una producción inicial con el valor de daño = 0. Se aprecia como la línea color verde en la Figura 4.17.

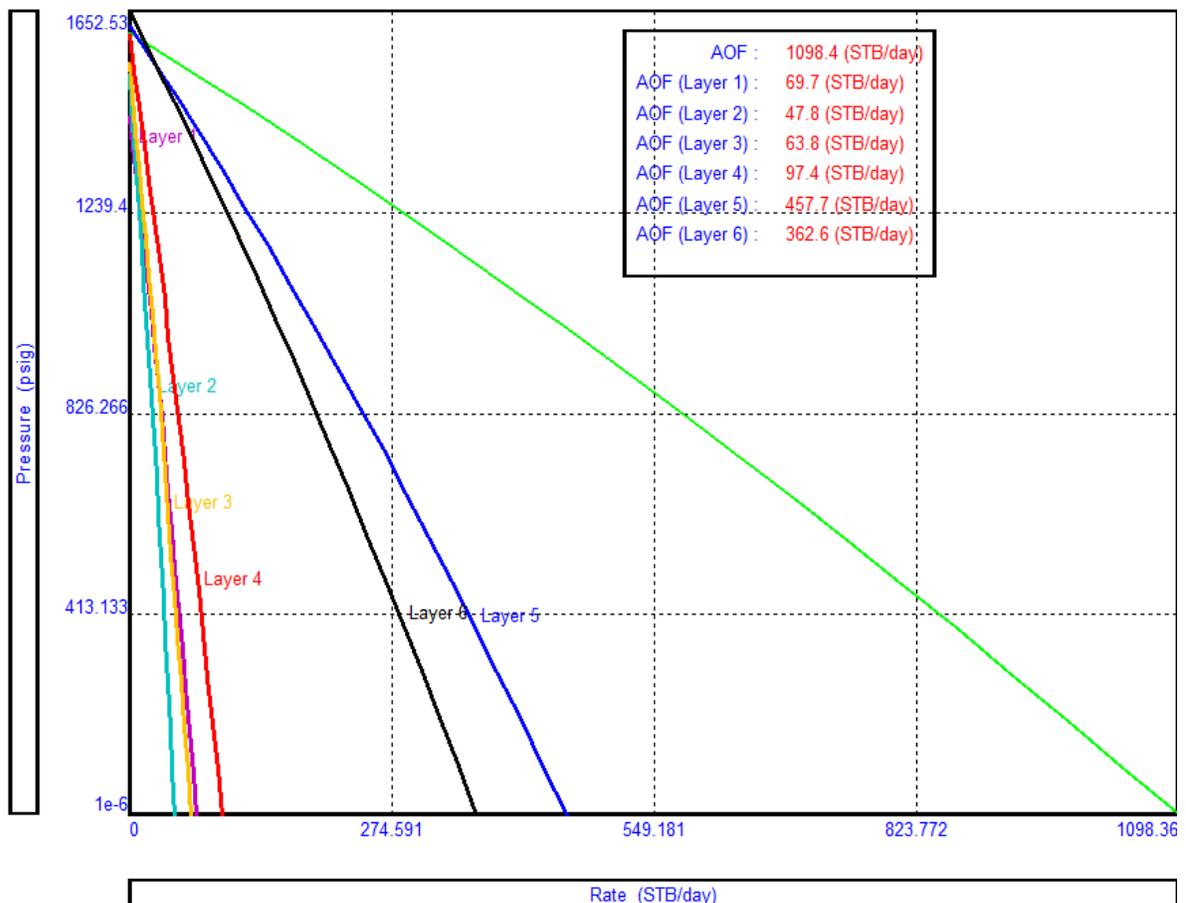


Figura 4.17 Curva IPR pozo AT-010 con Daño = 0.

Fuente: PROSPER de ©Petroleum Experts Ltd., IPR Skin = 0 Pozo AT-010

La curva a condiciones iniciales de yacimiento y con daño cero, se hace necesaria para poder cuantificar el daño atribuido a las operaciones de perforación y completamiento, lo que se conoce como daño inducido del pozo. Luego que finalizan las labores de completamiento, se procede a realizar pruebas de producción, determinándose el caudal de

fluido total, los aportes respectivos de aceite, agua y gas, y la presión de fondo fluyente o Pwf. Es así que al tener el potencial inicial del pozo y la prueba de producción inicial, se ajusta esta prueba que representa un punto, para que pase sobre la curva IPR, esto se logra buscando un valor de daño. El montaje en PROSPER es el mismo descrito anteriormente solo varía la asignación del valor del daño para cada una de las capas. Debido a que la información de la prueba inicial de producción no presentaba valores representativos, se tomaron los resultados de la simulación donde el ajuste histórico se aproximó bastante.

Sobre la misma curva IPR de la Figura 4.17 se ingresa el “Dato de Prueba” de valores plasmados en la Figura 4.18, y representado por un punto como se aprecia en la Figura 4.19, para luego bajo la asignación de valores de daño como en la Figura 4.20, se logre el ajuste correspondiente como se comprueba en la Figura 4.21, determinándose el daño inducido por la perforación y el completamiento.

Test Data				
	Date	Comment	Liquid Rate	Pressure (FBHP)
			(STB/day)	(psig)
1	01/12/2005		55.97	1362.17
2				

Figura 4.18 Prueba de producción pozo AT-010.

Fuentes: PROSPER de ©Petroleum Experts Ltd., IPR Skin = 0 y prueba Pozo AT-010.

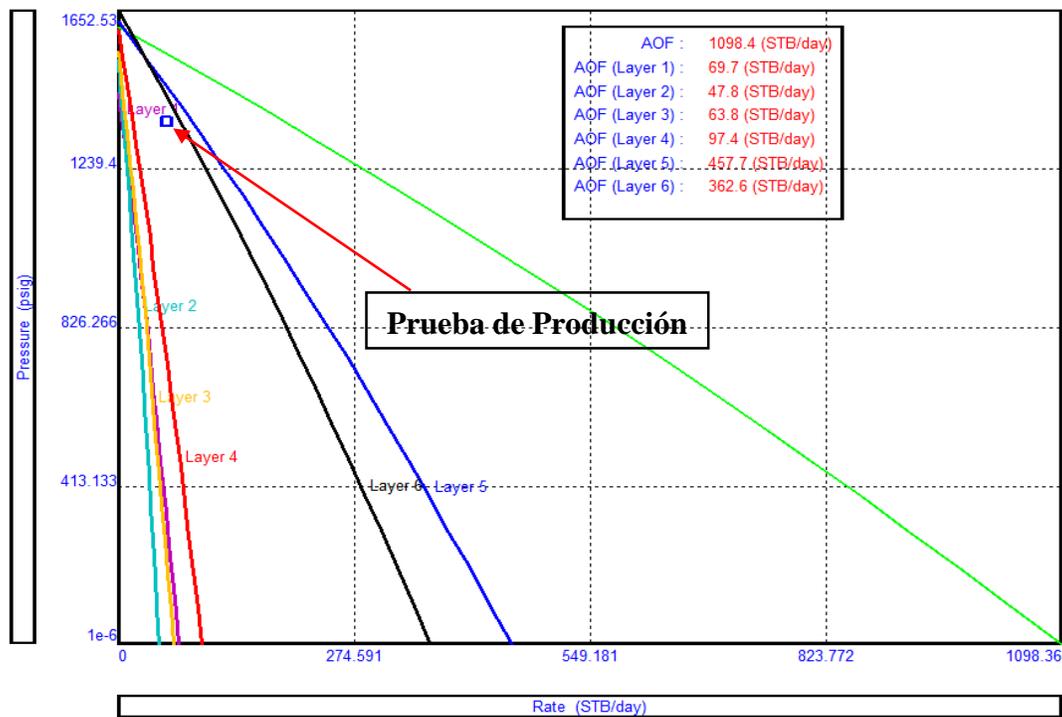


Figura 4.19 Curva IPR Pozo AT-010 con Prueba de Producción.

Fuentes: PROSPER de ©Petroleum Experts Ltd., IPR Skin = 0 y prueba Pozo AT-010

Layer	Layer Model	Layer Pressure	Layer Height	Layer Skin	Layer Data
		psig	feet		
1	Darcy	1435.92	30	16	Layer 1 Data
2	Darcy	1524.17	28	16	Layer 2 Data
3	Darcy	1546.37	25	16	Layer 3 Data
4	Darcy	1603.17	37	16	Layer 4 Data
5	Darcy	1622.77	43	16	Layer 5 Data
6	Darcy	1652.57	40	16	Layer 6 Data

Figura 4.20 Datos de entrada para el Ajuste de la prueba de producción y la curva IPR del pozo AT-010.

Fuente: PROSPER de ©Petroleum Experts Ltd., Información IPR Pozo AT-010.

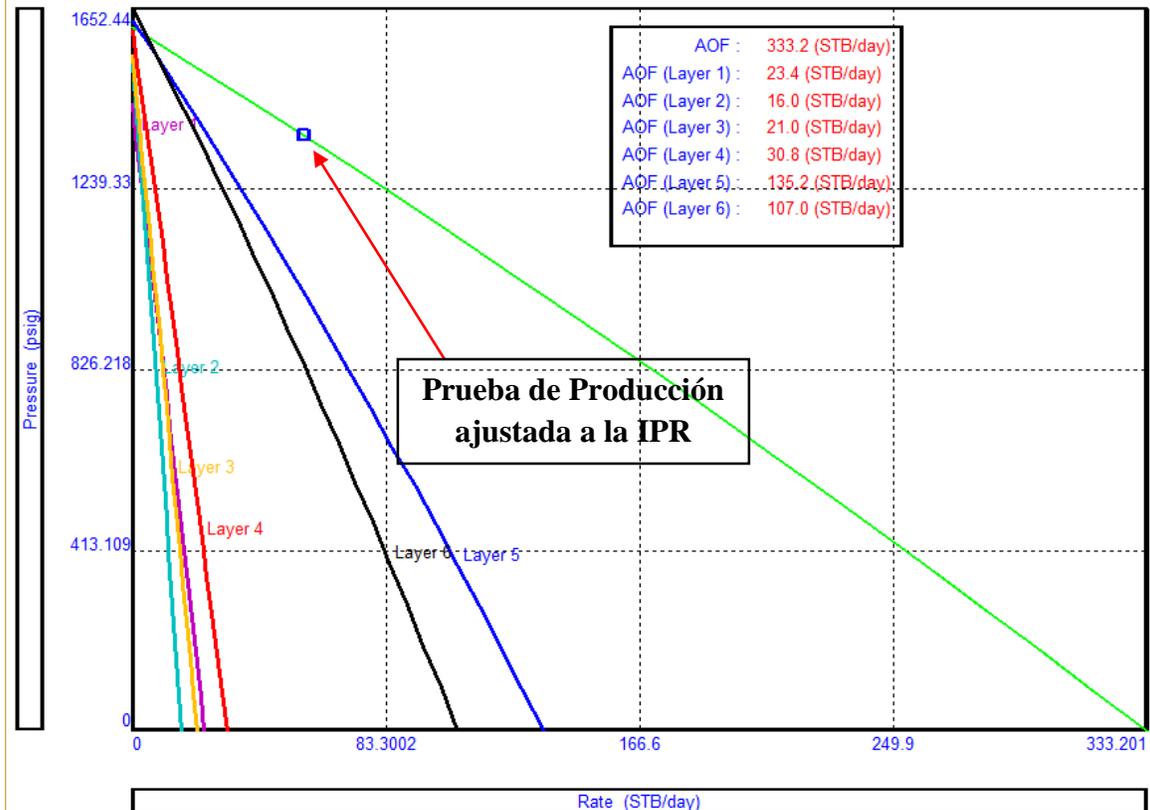


Figura 4.21 Curva IPR pozo AT-010 con Daño = 16.

Fuente: PROSPER de ©Petroleum Experts Ltd., IPR Skin = 16 Pozo AT-010

De esta forma se cuantifican los daños inducidos por la perforación y el completamiento en cada uno de los pozos objeto de estudio, ya sea por la generación de una invasión o filtrado en el yacimiento.

4.4.1.2 Curva IPR final con daño actual

Luego de determinarse los daños iniciales, es necesario realizar el ajuste de las condiciones actuales, donde se determinen los daños presentes en el pozo. Bajo esta circunstancia se debe ajustar la producción del pozo a las nuevas condiciones y estimar el valor de daño

presente. Esto permite analizar la evolución que ha tenido el daño en el pozo a través de la historia de producción. El procedimiento descrito anteriormente es el mismo utilizado para las condiciones presentes, se actualizan las presiones de yacimiento de cada capa, esta es tomada de la simulación de Reveal, el corte de agua que de manera general aumenta para todos los pozos y se tiene en cuenta una prueba de producción actualizada brindada por el área de control de producción del campo Yaguará. Arroja los siguientes resultados:

Layer	Layer Model	Layer Pressure	Layer Height	Layer Skin	Layer Data
		psig	feet		
1	Darcy	859.961	30	0.35	Layer 1 Data
2	Darcy	891.768	28	0.35	Layer 2 Data
3	Darcy	907.185	25	0.35	Layer 3 Data
4	Darcy	945.014	37	0.35	Layer 4 Data
5	Darcy	958.088	43	0.35	Layer 5 Data
6	Darcy	977.884	40	0.35	Layer 6 Data

PVT Data

Formation GOR	152	scf/STB
Oil Gravity	21.7	API
Gas Gravity	0.736	sp. gravity
Water Cut	90.5	percent

IPR Data

Reservoir Permeability	27.19	md
Drainage Area	20	acres
Dietz Shape Factor	31.6	
WellBore Radius	0.3542	feet

Test Data

	Date	Comment	Liquid Rate	Pressure (FBHP)
			(STB/day)	(psig)
1	29/12/2017		390	405

Figura 4.22 Datos de entrada para la construcción de la curva IPR actual pozo AT-010. Fuente: PROSPER de ©Petroleum Experts Ltd., Información IPR Pozo AT-010

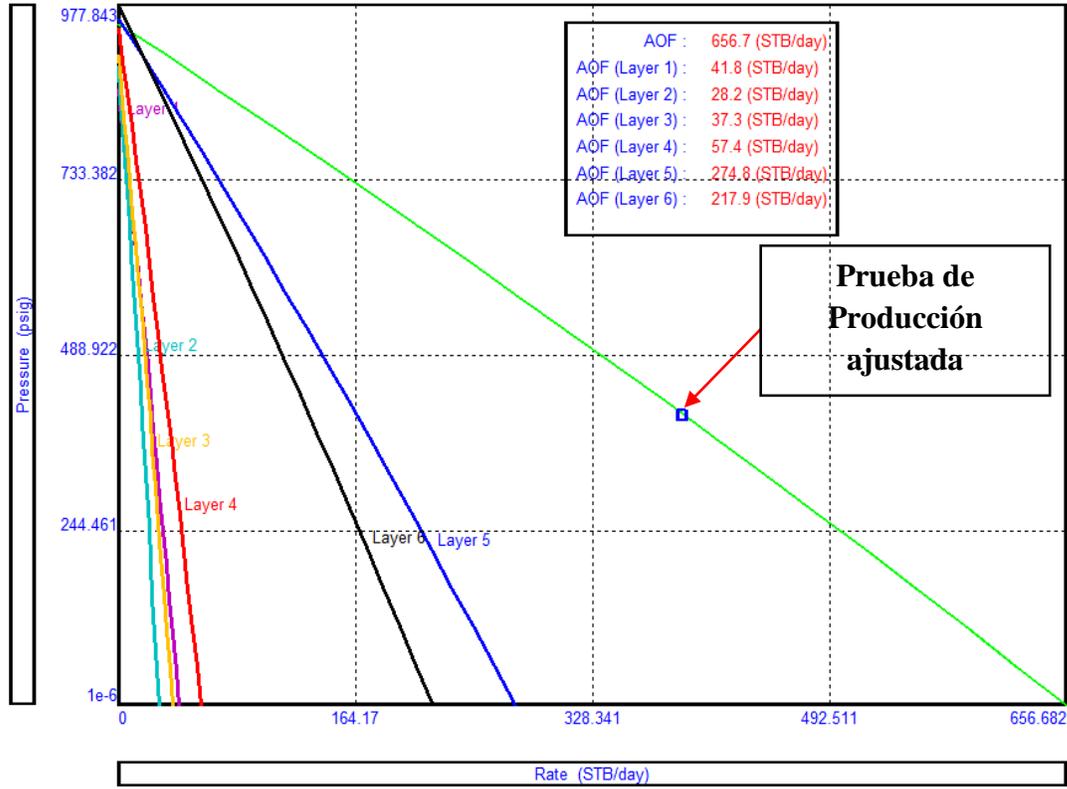


Figura 4.23 Curva IPR pozo AT-010 con Daño = 0.35.

Fuente: PROSPER de ©Petroleum Experts Ltd., IPR Skin = 0.35 Pozo AT-010

Este análisis permite la cuantificación de daño para todos los pozos objeto de estudio, resultados resumidos en la Tabla 6.

Tabla 6. Evolución del daño de formación de los Pozos seleccionados.

Nº	Pozo	Skin Inducido	Skin Actual
1	AT-001	2	4
2	AT-002	27	5.9
3	AT-003	-4	11
4	AT-004	-3	48
5	AT-005	25	-4
6	AT-006	9	5.6
7	AT-007	5.5	58.5
8	AT-008	13.2	5.4
9	AT-009	-4.6	13
10	AT-010	16	0.35

5. CUANTIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN EL CAMPO YAGUARÁ

El proceso de caracterización e identificación de las fuentes de daño para la formación Caballos del Campo Yaguará, se realizó en los pozos seleccionados como objeto de estudio de este proyecto. Como se evidencio anteriormente se construyeron los “single well sector models” para cada pozo, generándose un ajuste histórico de presiones y producción, y así se realizó el cálculo de masas depositadas y la cuantificación de estas fuentes de daño de formación. En cada modelo se incluyen las propiedades petrofísicas de fluidos y mecánicas, suministradas por el personal de Yacimientos, Ingeniería y Campo.

5.1 IDENTIFICACIÓN DE FUENTES DE DAÑO DE FORMACIÓN

5.1.1 Escamas Minerales

El patrón composicional del agua de formación utilizado y los análisis fisicoquímicos de esta, permiten determinar la depositación de escamas minerales teniendo en cuenta los cambios de presión y temperatura, a continuación se presenta un diagrama tipo araña, donde se presenta un resumen visual de la composición de los iones presentes en el agua de formación del Campo Yaguará.

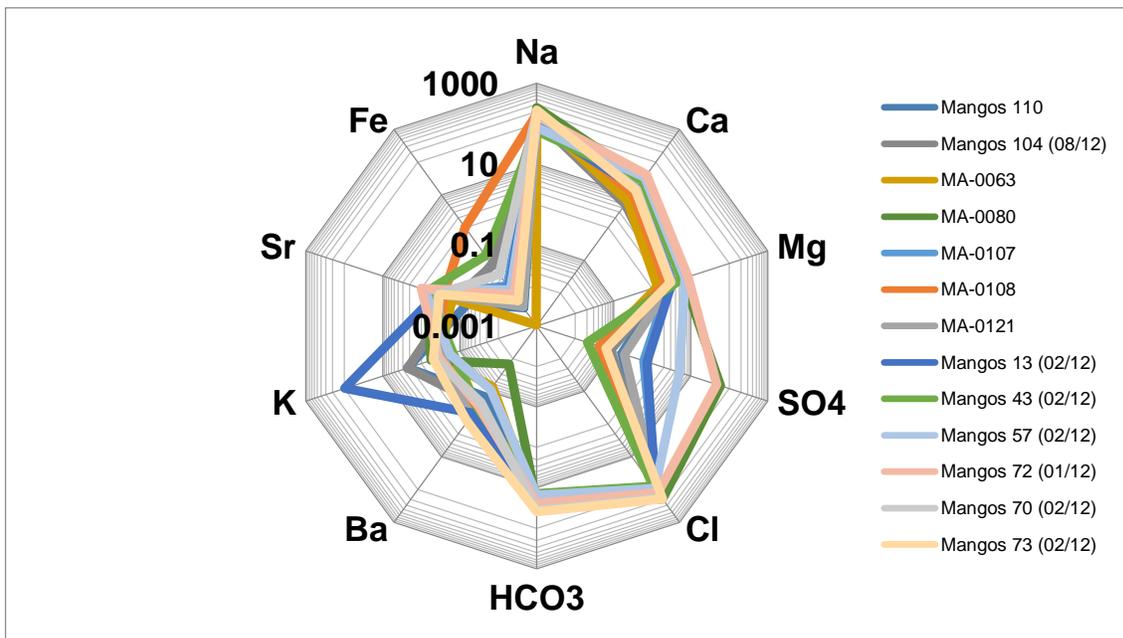


Figura 5.1 Patrones composicionales agua de formación campo Yaguará.

Fuente: Estudio Análisis de agua Campo Yaguará. Ecopetrol S.A

Estas muestras de agua presentan un patrón típico Sodio-Cloruro de agua de formación donde los iones predominantes en concentración son el Bicarbonato, el Calcio y Magnesio.

Las muestras de agua utilizadas en el análisis de agua campo Yaguará, fueron analizadas para simular la generación y posible precipitación de escamas minerales, los rangos de presión y temperatura fueron:

- $15 \leq P \leq 3000$ psig, rango de variación de presión del sistema.
- $70 \leq T \leq 120$ °F, rango de variación de temperatura del sistema.

La Figura 5.2 ejemplifica la simulación de escamas minerales realizada por el software ScaleChem que nos permite predecir la precipitación de estas para luego ser utilizadas en la cuantificación y distribución del daño de formación. El programa emplea las ecuaciones de Oddo y Tompson, y además, requiere como información de entrada el análisis fisicoquímico de agua de producción, pues se conocen las concentraciones de los iones presentes en el agua y las condiciones de presión temperatura en superficie y en fondo, con esto permite graficar las variaciones de concentración en miligramos por litro de las posibles escamas que se pueden depositar en el yacimiento. Se tomó el pozo con el agua de mayor carácter incrustante; se simularon las escamas minerales: Calcita (CaCO_3), Siderita (FeCO_3) y Barita (BaSO_4).

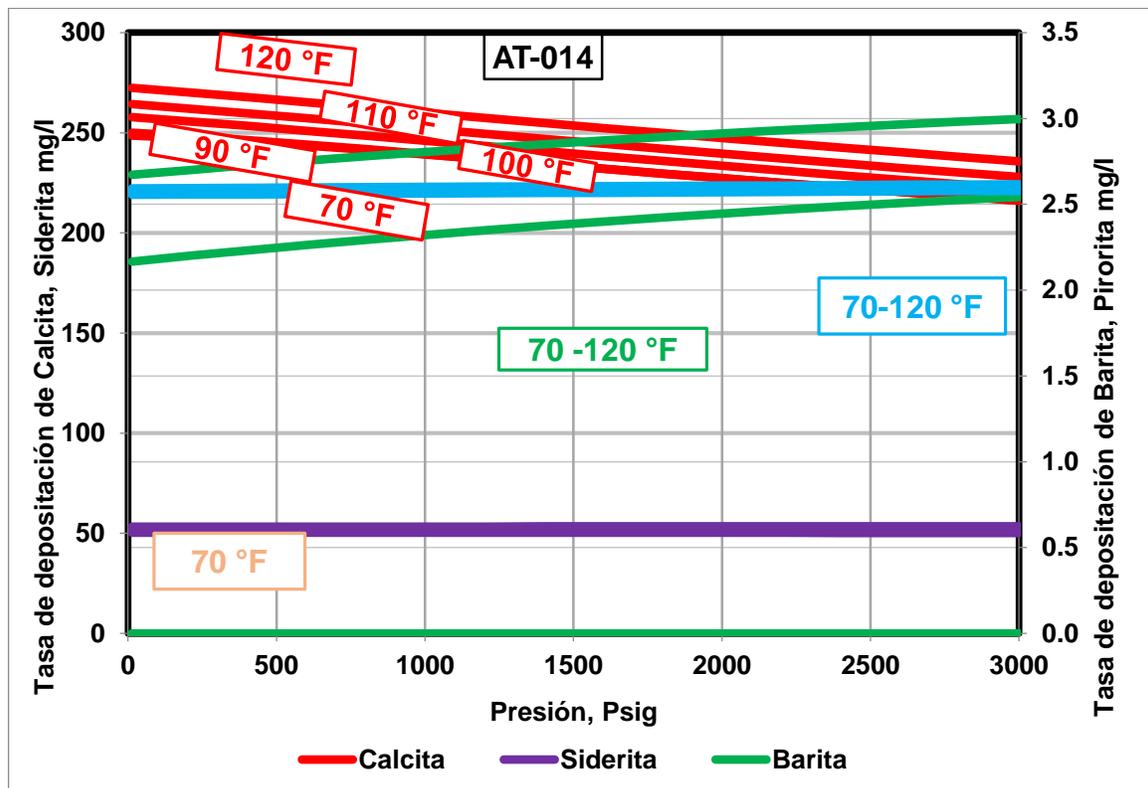


Figura 5.2 Simulación de Escamas Minerales Pozo AT-014.
Fuente: Estudio Análisis de agua Campo Yaguará. Ecopetrol S.A

La simulación de las condiciones de generación y posterior precipitación de las escamas minerales esta resumida en la Tabla 7, siendo la calcita el mineral de mayor probabilidad

de precipitación en la formación Caballos, con valores que están entre los rangos de 6 y 65 toneladas depositadas en la cara de la formación a lo largo de la vida productiva del pozo. Estas altas tasas de depositación evidencian la fuerte tendencia incrustante que presenta el agua de formación del campo logrando así mayores posibilidades de que se formen escamas inorgánicas en cualquier punto del sistema, desde la formación hasta superficie. Su radio de penetración se encuentran entre 0.4 y 8 ft mostrando la relevancia que tiene esta fuente de daño.

Es necesario mencionar que solo se tienen en cuenta para la cuantificación de estas escamas los minerales asociados al agua del yacimiento y no son tenidos en cuenta los sólidos provenientes de las actividades de *workover*. La Figura 5.3 muestra las condiciones específicas para el Pozo AT-010 donde es relevante la cantidad de calcita probablemente depositada frente a los demás minerales.

Teniendo los datos arrojados por ScaleChem, y conociendo las tendencias de precipitación de escamas del agua de formación, se realiza el análisis de la evolución de la depositación de las mismas a lo largo del periodo de producción de cada pozo, bajo la siguiente ecuación utilizada en la hoja de cálculo de Excel “Reservoir”, donde se calcula la masa acumulada de escama depositada durante el periodo de producción en kilogramos (Mescamas), teniendo en cuenta las variables como la densidad del agua, el termino Wp que hace referencia a los millones de barriles de agua producidos por día, la presión de yacimiento y los valores de escamas precipitadas en mg/L obtenidos de ScaleChem

$$Mescama (Kg) = 1.5899 \times 10^{-4} * \rho_{agua} * W_p * \left[\frac{escamaprecipitada|_{P_2} - escamaprecipitada|_{P_1}}{P_2 - P_1} * (P_r - P_1) + escamaprecipitada|_{P_1} \right]$$

Radio de penetración para cada escama mineral:

$$rp_i = \frac{\left[\left(\sqrt{257.37 * \left(\frac{Mescama}{\rho_{escama}} * (6.289811 * 10^{-3}) \right)} + ((r_w * 24)^{2/4}) \right) - \left(\frac{r_w * 24}{2} \right) \right]}{12 + r_w}$$

Radio de penetración total:

$$rp_T = \left(\sum_{i=1}^n rp_i \right) - [2 * (r_w)]$$

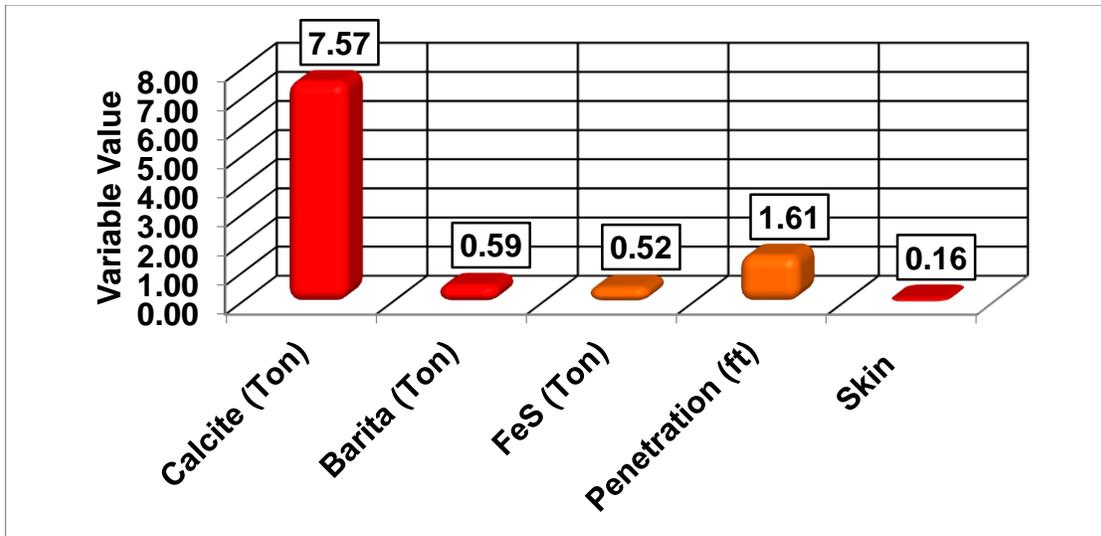


Figura 5.3 Análisis de escamas minerales pozo AT-010

Tabla 7. Análisis de escamas minerales campo Yaguará.

Escamas Minerales					
Pozo	Calcita (Ton)	Barita (Ton)	Pirita (Ton)	Penetración (ft)	S Escamas minerales
AT-001	0.17	0.01	0	0.42	0
AT-002	43.81	2.95	0.68	3.7	2.53
AT-003	50.65	4.51	6.08	3.65	6.6
AT-004	17.24	1.25	0.7	3.1	2.82
AT-005	6.74	0.5	0.35	1.47	5.13
AT-006	41.92	3.16	2.25	3.86	2.64
AT-007	8.27	0.65	0.58	1.81	9.52
AT-008	34.33	2.68	2.3	8.9	0.76
AT-009	65.53	5.15	4.56	8.17	6.1
AT-010	7.57	0.59	0.52	1.61	0.16

5.1.2 Migración de Finos y Arcillas

En la Figura 5.4 se tienen los datos de composición mineralógica promedios obtenidos para la fracción de arcilla encontrada en los diferentes tipos de roca que componen la formación Caballos. Esta fracción se encuentra en un rango del 5% al 10% aproximadamente de la composición total de la roca. Los finos que principalmente pueden migrar y causar alguna disminución de la productividad del pozo son: La illita, clorita, caolinita, esmectita y partículas de cuarzo de tamaño limo. Esta información fue arrojada por el análisis de composición mineralógica por difracción de rayos X (DRX) realizado a 20 muestras del campo.

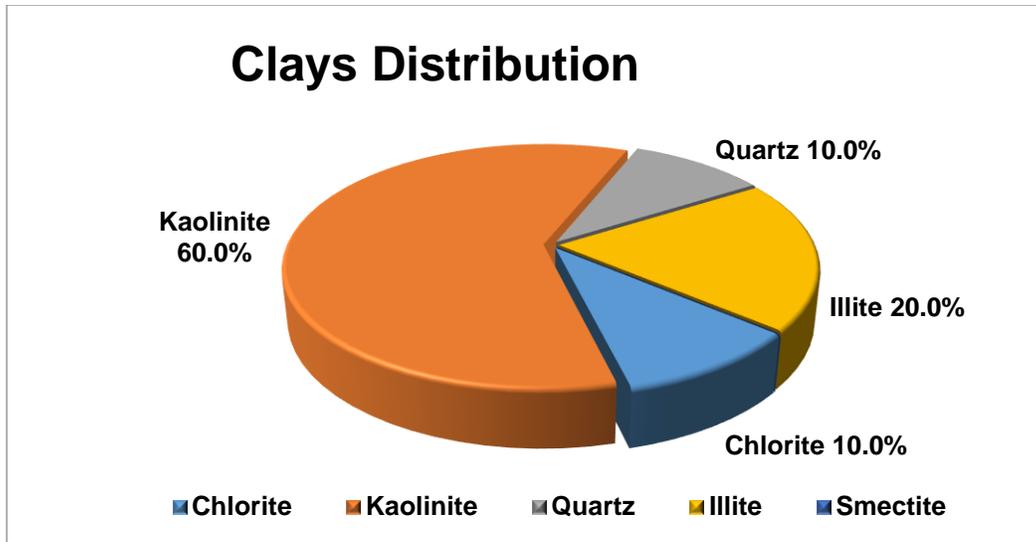


Figura 5.4. Composición de arcilla de la roca.
Fuente: Estudio Daño de Formación Campo Mangos.

5.1.2.1 Análisis de Tasa Crítica

Para cada uno de los pozos se hace el respectivo escalamiento de la tasa crítica de laboratorio a campo dependiendo de la arena abierta a producción, es decir, que para las arenas de la formación Caballos la tasa crítica en promedio es de 4.0 cc/min, esto es de acuerdo a una prueba realizada a la formación caballos en un campo cercano a la zona de interés. Para cada caso esta se compara con su respectiva historia de producción para así observar los periodos de movilización de finos a lo largo de la vida productiva.

El escalamiento se lleva a cabo bajo los parámetros establecidos por Emmanuel Egbogah en el paper No. 84-35-16, donde se tienen en cuenta todos los parámetros simulados y el caudal calculado en laboratorio (Q_l), de esta forma se determina el caudal de aceite y posteriormente se determina la tasa crítica Q_p , donde se tienen en cuenta a densidad de disparos (tiros por pie) y el radio de los perforados:

$$Q_o (STB/d) = 9.057 * 10^{-3} * \frac{Q_l * \beta * 2 * r_w * h}{r_i^2}$$

$$\frac{Q_p}{Q_o} = F_{p^3} = 1.036 * \frac{tpp * r_p}{(0.9932 * tpp * r_p + 0.7718)}$$

En la Figura 5.5 se evidencia que el pozo AT-010 ha producido por debajo de la máxima tasa de flujo crítica escalada, por lo que no se esperaría daño asociado por la migración de finos para este pozo. A pesar de que se tiene producción desde 2005 y los cortes de agua son valores mayores a 90%, las tasas de líquido son muy bajas como se puede observar en la Figura 5.6, por esta razón es muy posible que no exista daño de formación asociado a la

migración de finos, pues no hay evidencia de pérdida de productividad por este fenómeno mediante el análisis de tasa crítica previamente planteado, por ellos todos los valores representados son cero y en la penetración se muestra el radio del pozo (rw) que fue utilizado durante la simulación equivalente a 0.35 ft. En el ANEXO E se encuentra estas mismas figuras para todos los pozos.

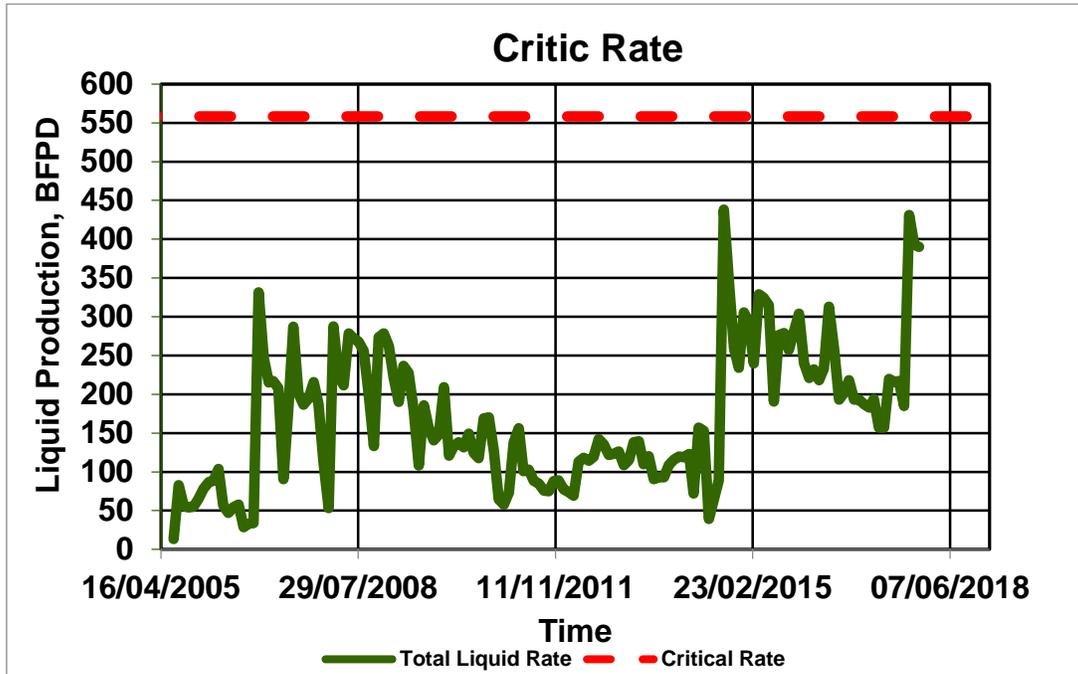


Figura 5.5. Producción de líquidos totales vs tasa crítica AT-010.
Fuente: Hoja de cálculo de Excel, Reservoir Data New.

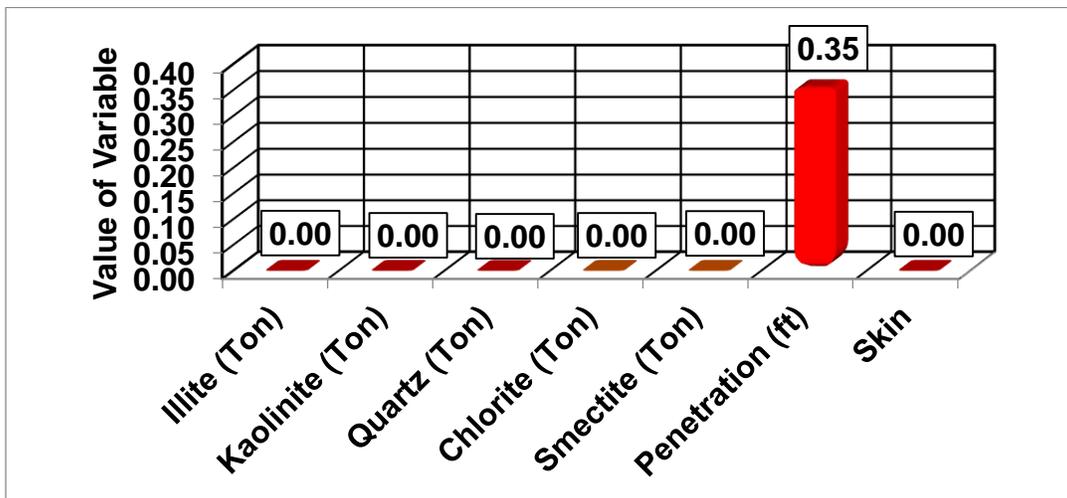


Figura 5.6. Análisis de finos AT-010.
Fuente: Hoja de cálculo de Excel, Reservoir Data New.

En la Tabla 8 se muestra un resumen de la cantidad de masa depositada por finos con su respectivo radio de penetración y daño asociado a esta fuente de daño para cada uno de los

pozos. Para su determinación se compara la producción de líquido con la tasa crítica, si es menor no se tiene problemas de precipitación, cuando es mayor a la tasa crítica, se determina la masa de cada uno de los finos evaluados, donde se debe contar con la caracterización de precipitación de la partícula a diferentes condiciones de presión de la siguiente manera, finalmente se calcula el radio de penetración:

$$M_{finos} (Kg) = 1.5899 \times 10^{-4} * \rho_{agua} * W_p * \left[\frac{Finoprecipitado|_{P_2} - Finoprecipitado|_{P_1}}{P_2 - P_1} * (P_r - P_1) + Finoprecipitado|_{P_1} \right]$$

Radio de penetración para cada fino:

$$rp_i = \frac{\left[\sqrt{257.37 * \left(\frac{M_{fino}}{\rho_{fino}} * \frac{(6.289811 * 10^{-3})}{\phi_p * h_p} \right) + ((r_w * 24)^{2/4})} - \left(\frac{r_w * 24}{2} \right) \right]}{12 + r_w}$$

Radio de penetración total:

$$rp_T = \left(\sum_{i=1}^n rp_i \right) - [2 * (r_w)]$$

Tabla 8. Análisis de finos campo Yaguará.

Pozo	Finos				Penetración (ft)	S _{finos}
	Ilita (Ton)	Caolinita (Ton)	Cuarzo (Ton)	Clorita (Ton)		
AT-001	0.04	0.12	0.02	0.02	0.4	0
AT-002	9	26.99	4.5	4.5	2.58	2.25
AT-003	4.33	13	2.17	2.17	1.49	4.38
AT-004	2.2	6.61	1.1	1.1	1.69	1.62
AT-005	0	0	0	0	0.35	0
AT-006	6.24	18.72	3.12	3.12	2.17	1.91
AT-007	0.28	0.84	0.14	0.14	0.61	0.97
AT-008	5.44	16.31	2.72	2.72	4.76	0.72
AT-009	10.01	30.02	5	5	4.3	5.71
AT-010	0	0	0	0	0.35	0

5.1.3 Escamas Orgánicas

Con la envolvente y el ajuste histórico de presiones en el *sector model* para cada caso se estimó la magnitud del daño por depósitos orgánicos de manera cuantitativa. Además el

índice de inestabilidad coloidal de escamas orgánicas es mayor que 1, lo que indica que el crudo es inestable ante los cambios de presión y temperatura, y podría generar depósitos orgánicos en cualquier punto del sistema de producción.

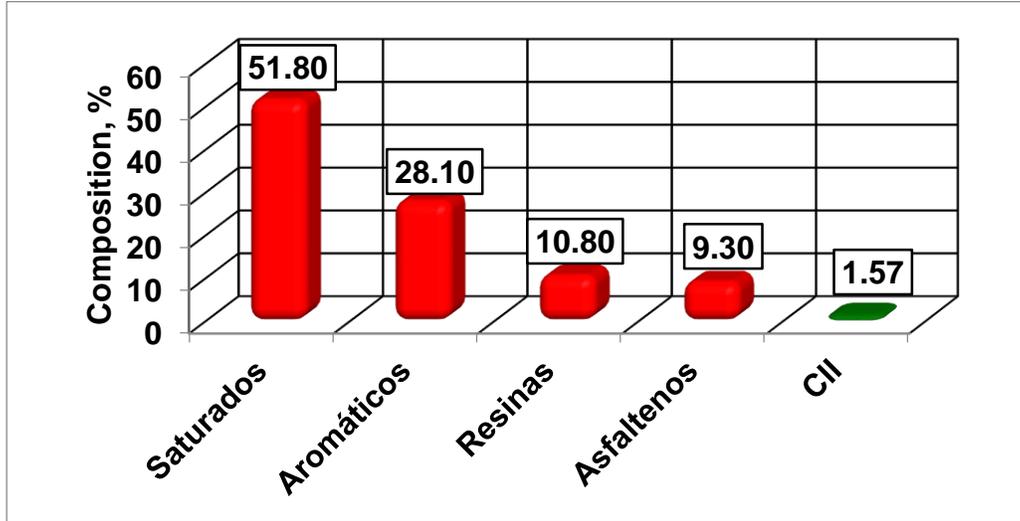


Figura 5.7. Análisis SARA.

Fuente: Estudio Daño de Formación Campo Mangos.

La determinación de la masa depositada de escamas orgánicas, inicia con los resultados arrojados por el simulador Reveal que representa la masa producida de asfáltenos y parafinas a lo largo de la historia de producción. Para iniciar el análisis se debe calcular la masa en solución de cada uno de los compuestos presentes en el crudo de cada pozo (M_{sln}), tomando la ecuación utilizada por Jianzhong en *Molecular thermodynamic framework for asphaltene-oil equilibria*, donde se tiene en cuenta la densidad del aceite, la concentración inicial de parafinas o asfáltenos y el caudal de aceite:

$$M_{sln} = 0.000158999 * \rho_{oil} * C_i * Q_o$$

Posteriormente conociendo la masa acumulada producida (M_{prod}) de asfaltenos y parafinas de los datos del software Reveal, es posible determinar la masa de cada fracción que se ha depositado:

$$M_{depositada} = M_{sln} - M_{prod}$$

Finalmente se calcula el radio de penetración para cada escama orgánica:

$$rp_i = \left[\left(\sqrt{257.37 * \left(\frac{M_{depo}}{\rho_{compo}} * (6.289811 * 10^{-3}) \right) + ((r_w * 24)^{2/4})} - \left(\frac{r_w * 24}{2} \right) \right) \right] / (12 + r_w)$$

Radio de penetración total:

$$rp_T = \left(\sum_{i=1}^n rp_i \right) - [2 * (r_w)]$$

En general se puede identificar que la magnitud de asfáltenos depositadas son en promedio 10 Toneladas con unos radios de penetración del daño que varían entre 3 y 0.5 ft, la Tabla 9, muestra un resumen de la cantidad de masa depositada por escamas orgánicas con su respectivo radio de penetración y daño asociado a esta fuente de daño.

Tabla 9. Masa depositada de escamas orgánicas.

Escamas Orgánicas					
Pozo	Asfáltenos(Ton)	Parafinas(Ton)	Hidratos(Ton)	Penetración (ft)	S orgánicos
AT-001	26.59	0.02	0	2.79	1.53
AT-002	1.08	0	0	0.61	0.01
AT-003	0.03	0	0	0.36	0.01
AT-004	31.72	0	0.8	3.5	33.51
AT-005	0.01	0	0	0.36	0.97
AT-006	2.16	0	0	0.79	0.04
AT-007	16.91	0.01	0	2.18	32.7
AT-008	0.15	0.1	0	0.58	2.25
AT-009	0.04	0	0	0.39	0.92
AT-010	10.3	0	0	1.58	0.07

5.1.4 Curvas de Permeabilidad Relativa

Cambios drásticos en las curvas de permeabilidad relativa son esperados como consecuencia de la depositación de material orgánico que generan modificaciones en la humectabilidad y las altas tensiones interfaciales. Las tortas finales de distribución indican el grado de importancia de este daño obtenido con base en el análisis nodal y simulaciones. Probablemente se genera una distorsión en las curvas de permeabilidad relativa al aceite durante las operaciones de perforación y completamiento.

5.1.5 Daño Inducido

Los fluidos y partículas que se usan en las actividades de perforación, completamiento y *workover* (lodos, lechadas, salmueras) pueden generar una invasión y filtrado en los yacimientos. Como estas actividades se involucran en la etapa inicial de la vida productiva del pozo, el daño de formación inducido se cuantifica al hallar el factor de daño (S) inicial del pozo mediante un análisis nodal con las condiciones iniciales de presión y producción (tasas estabilizadas).

El daño inducido depende de las condiciones iniciales de producción y de presión de fondo fluuyente y se cuantifica en la curva de IPR (roja). El daño de formación total es el resultado de los efectos de todas las fuentes de daño desde el inicio de su vida productiva hasta la actualidad, es decir, que depende de las condiciones actuales de presión de fondo y producción. Y es la curva de IPR (azul). Esta metodología se realizó para todos los pozos y se encuentra incluido en el ANEXO D.

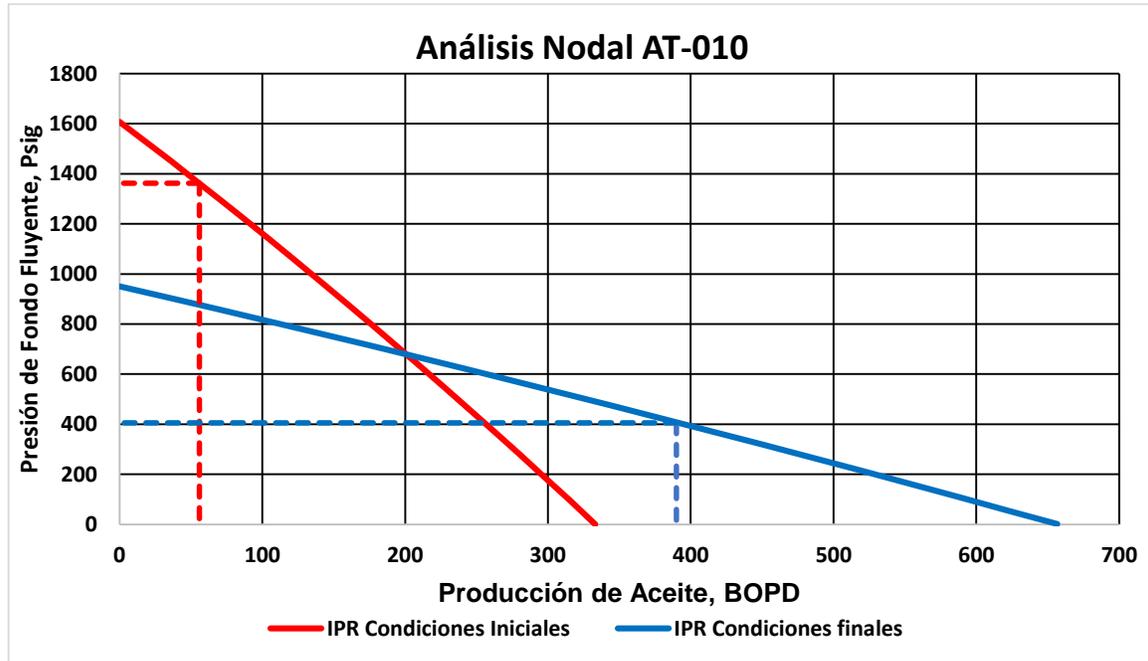


Figura 5.8 Análisis nodal curva IPR pozo AT-010

5.2 SIMULACIÓN DE DAÑO DE FORMACIÓN.

Basados en el ajuste histórico de cada pozo, se corrieron los modelos de simulación de cuantificación de daño; las distribuciones obtenidas que se muestran a continuación de manera generalizada para la formación Caballos y en el ANEXO G específica para cada pozo, se basan en los cálculos de daño obtenidos de acuerdo a comportamiento termodinámico de los fluidos bajo las condiciones de producción obtenidas en el simulador Reveal.

Las principales fuentes de daño de formación que se presentan son: Inducido, incrustaciones orgánicas, escamas minerales y permeabilidades relativas, con diferentes proporciones dentro de la torta de distribución de daño.

La Figura 5.8 muestra un diagrama de torta con la distribución final del daño para el Campo Yaguará en la Formación Caballos, obtenido del promedio de las distribuciones

encontradas para los pozos abiertos en dichas arenas. Se encuentra que la fuente de daño predominante es la generada por la depositación de escamas orgánicas con un porcentaje del 36% aproximadamente del daño total. El daño generado por las escamas inorgánicas se presentan en segundo grado con el 25% y el inducido provocado por las actividades de perforación, completamiento y workover con el daño generado por los finos que componen la arcilla de la formación caballos ocupan el tercer escalón con 16% y 14% respectivamente, y en menor proporción se presenta el daño por permeabilidades relativas con un 9% del daño total.

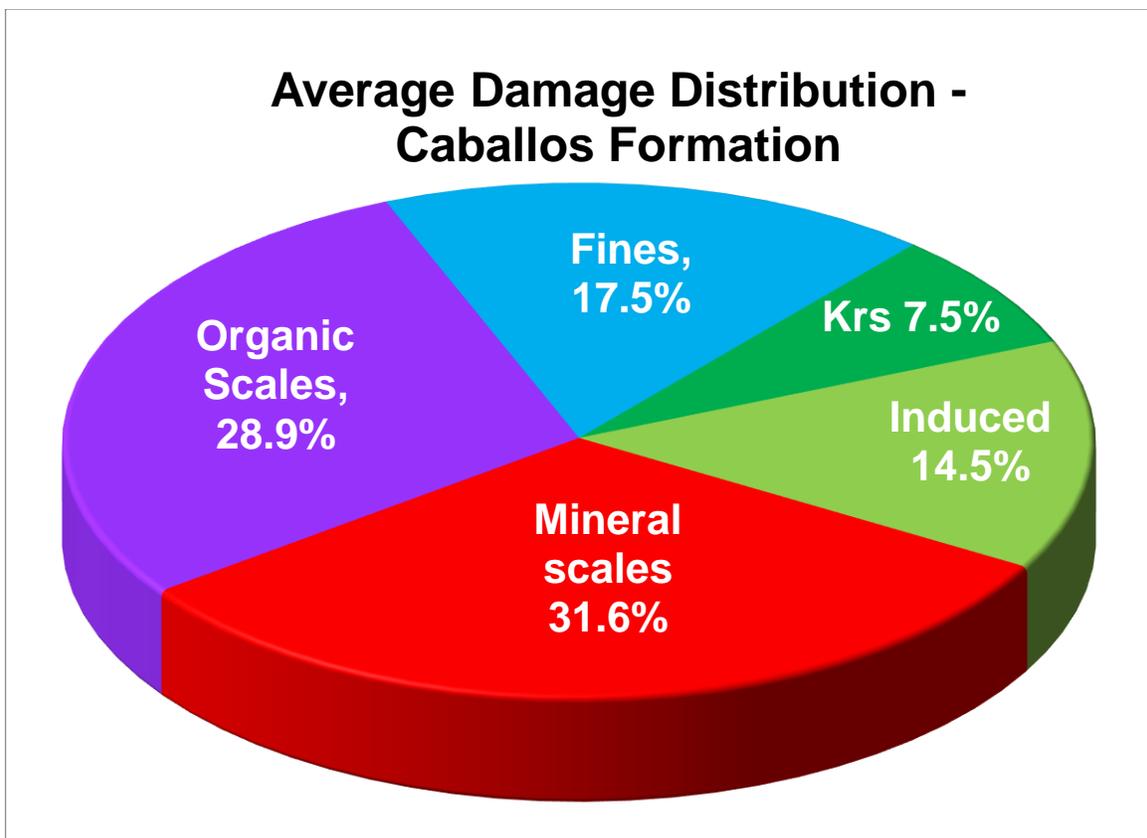


Figura 5.9 Distribución de daño promedio en la formación Caballos campo Yaguará.
Fuente: Hoja de cálculo de Excel, Reservoir Data New.

CONCLUSIONES

- Mediante la metodología planteada es posible encontrar las diferentes fuentes de daño de formación asociada a la producción de los pozos de manera sistemática y concreta, pues en muchos casos obtener solo el valor de daño mediante pruebas de presión u otras estrategias, no es precisamente lo necesario, ya que no se conoce que mecanismos de daño deben ser atacadas dentro de una estrategia de intervención a pozos.
- Gracias a esta metodología se logró encontrar que los mecanismos de daño en la formación Caballos del campo Yaguará están fuertemente asociados a la deposición de escamas inorgánicas 31.6%, escamas orgánicas en un 28.9%, daño inducido 14.5%, migración de finos 17.5% y cambios de humectabilidad 7.5%. Dando así como resultado una futura estrategia de intervención a los pozos en el momento que se evidencie una pérdida de productividad de los mismo.
- Mediante la simulación numérica con el uso de sector well models, es posible encontrar las pérdidas de energía de los pozos asociado a su producción, este método entrega el comportamiento de la caída de presión durante la misma, lo cual ayuda a modelar de una manera más detallada el comportamiento de la perdida de producción de los pozos, pues al final del día el daño de formación es el reflejo de la perdida de producción producto de la disminución de energía generada por la reducción de permeabilidad, potencial de flujo de los pozos, cambios en la saturación entre otras variables que comprenden el flujo de fluidos a través de yacimiento (Ley de Darcy).
- La precipitación de escamas minerales presenta el mayor porcentaje de distribución del daño total en la Formación Caballos, en su mayoría generan un daño asociado por escama de tipo Carbonato de Calcio (CaCO_3) y en una menor probabilidad por Sulfato de Bario (BaSO_4) y Sulfuro de Hierro (FeS_2), lo que concentra el foco de las posibles intervenciones y tratamientos de estimulación a la remoción de Calcita, que tiene un radio promedio de daño de 3.7 ft de penetración.
- El índice de inestabilidad coloidal de escamas orgánicas para el fluido de producción de Campo Yaguará es mayor que 1 ($\text{CII} > 1$), lo que indica una alta inestabilidad del crudo favoreciendo la precipitación de escamas orgánicas especialmente asfáltenos ante fuertes caídas de presión a lo largo del yacimiento, de ahí la necesidad de optimizar las estrategias para la optimización de los pozos

productores del campo, pues este daño reduce la productividad de los pozos de manera continua.

- El daño asociado a las escamas orgánicas presenta el segundo mayor porcentaje de distribución del daño total en la formación Caballos, generado principalmente por compuestos orgánicos tipo asfáltenos con una alta incidencia en estas arenas. El radio promedio de daño es de 1.5 ft de penetración. Además, estos conllevan a factores secundarios como cambio en la humectabilidad y reducción de la permeabilidad.
- Las actividades de perforación, completamiento, mantenimiento y *workover* desarrolladas durante la vida productiva de los pozos, generó un daño inducido por la invasión de los fluidos (salmueras, lechadas, lodos) y el filtrado de estos al yacimiento, generando incompatibilidades y precipitados que redujeron significativamente la permeabilidad en la cara de los pozo.
- El daño asociado a migración de finos toma relevancia en los pozos seleccionados que superan su tasa crítica de producción. El radio máximo de daño en donde se evidencio este fenómeno es de 4.7 ft.
- El daño asociado al cambio de las permeabilidades relativas a pesar de ser el de menor representatividad en los pozos seleccionados, contribuye al daño total consecuencia de la depositación de material orgánico que generan modificaciones en la humectabilidad de la roca y altas tensiones interfaciales, generando probablemente una distorsión en las curvas de permeabilidad relativa al aceite durante las operaciones de perforación y completamiento.

RECOMENDACIONES

- Es de vital importancia implementar un proceso de estimulación para inhibir las escamas orgánicas e inorgánicas, debido a los resultados obtenidos mediante la metodología de generación de modelos sectorizados de simulación, para esto se debe tener en cuenta los radios de penetración resultado de este estudio, pues un inadecuado volumen de tratamiento podría resultar en una estimulación ineficiente. Tratamientos basados en solventes son los típicos para estos casos, en algunas ocasiones pueden ser mezclados con alcoholes y además se debe identificar la concentración correcta de solventes para evitar modificaciones a la humectabilidad del medio poroso.
- Verificar la calidad y compatibilidad del agua de inyección con el agua de formación mediante los diferentes estándares que actualmente existen para estos casos, como lo es la referencia NACE, para evitar la generación de escamas inorgánicas producto de las diferentes incompatibilidades que se pueden dar en el yacimiento, gracias a la naturaleza incrustante que presenta el agua de la formación Caballos.
- Realizar pruebas de laboratorio para los pozos que cuenten con núcleos representativos, para optimizar el análisis y el escalamiento de la tasa crítica, con el fin de definir una tasa óptima de producción y determinar con mayor certeza el caudal en que se fomenta la migración de finos.
- Se deben optimizar los procesos en las operaciones de perforación y completamiento para disminuir el impacto en el daño inducido en todas las operaciones asociadas. Además, se recomienda realizar estudios para disminuir impactos en las permeabilidades relativas por dichas operaciones.
- Realizar un análisis de laboratorio que permita caracterizar y reconocer el efecto de daño en las curvas de permeabilidad relativas, como fenómeno asociado a la precipitación de escamas orgánicas.
- Actualizar las curvas de solubilidad de asfáltenos y parafinas mediante la realización de nuevas pruebas S.A.R.A para precisar el daño por escamas orgánicas y sus efectos. Adicionalmente, actualizar el modelo petrofísico y PVT con el que cuenta el campo, para obtener mayor confiabilidad en los análisis nodales y simulaciones realizadas.

- Realizar pruebas de restauración de presión (PBU), para poder determinar el valor total del daño de formación y compararlo con el obtenido mediante el análisis nodal.
- La implementación de un monitoreo continuo y estricto de los pozos es fundamental, tanto a los datos de producción como a los parámetros de cada pozo. Esta información indicará la presencia de problemas y que se necesita para mejorar el desempeño de los pozos.

NOMENCLATURA

β_o	Factor volumétrico del aceite, RB/STB.
\emptyset	Porosidad, fracción.
μ_o	Viscosidad del aceite, cp.
Δ	Diferencial.
%	Porcentaje.
°F	Unidad de temperatura (Fahrenheit).
Acres	Unidad de área.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
AOF	Absolute Open Flow (Apertura de flujo absoluta).
API	American Petroleum Institute.
Bbl	Barril.
BHP	Bottom Hole Pressure (Presión de fondo de pozo).
BOPD	Barriles de petróleo por día.
BWPD	Barriles de agua por día.
cP	Centipoise.
Ct	Compresibilidad.
EDTA	Ácido Etilendiaminotetraacético.
Ft	Pies.
GOR	(Gas-Oil relation) Relación Gas-Petróleo.
h	Espesor, ft.
IPR	Inflow Performance Relationship.
J	Índice de productividad, STB/día/psi.
k	Permeabilidad.

Km	Kilómetro.
k_o	Permeabilidad efectiva del aceite.
k_{ro}	Permeabilidad relativa del aceite.
k_{rw}	Permeabilidad relativa del agua.
m	Pendiente de la recta.
mD	Milidarcy.
MD	Profundidad medida.
MMBL	Millones de barriles.
PBU	Pressure Build Up (Prueba de restauración de Presión).
P_{1hr}	Presión a 1 hora, psi.
\bar{P}_r	Presión estática del yacimiento, psi.
pH	Potencial de Hidrógeno.
Psi	Pounds per square inch (Libra por pulgada cuadrada).
Psia	Libra por pulgada cuadrada absoluta.
PVT	Presión, Volumen, Temperatura.
P_{wf}	Presión de fondo fluyente, psi.
Q	Caudal de fluido, STB/día.
r_e	Radio de drenaje, ft.
r_w	Radio del pozo, ft.
s	Daño de formación.
Sor	Saturación de aceite residual.
Sw	Saturación de agua.
Swirr	Saturación de agua irreducible.
TVD	True vertical Depth (Profundidad real vertical).
TVDss	Profundidad real vertical sobre el nivel del mar.

REFERENCIAS

- Ahmed. T. “*Reservoir Engineering Handbook*”. Gulf Professional Publishing, Elsevier (2006).
- Bonilla, L.F. “*Productividad de Pozos de Hidrocarburos*”. Universidad Surcolombiana, Neiva.
- Castro, C.A., Vanegas, I.J., 2017. “*Evaluación de resultados obtenidos en la estimulación y servicios con fluidos, usados en los pozos productores del Campo Yaguará*” (Tesis de Pregrado), Universidad Surcolombiana, Neiva.
- Chacón, M., Cortés, Y., Sierra, J., “*Análisis sedimentológico de la sección corazonada (Formación Caballos) en el Campo Yaguará pozos Los Mangos-2, -31 y -33. Bloque Hobo Subcuenca de Neiva. Valle Superior del Magdalena (1050 pies de núcleo de diámetro completo)*”. Petrochac LTDA, Petrobras Colombia LTD, (Octubre 2002).
- Civan, F. “*Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modelling, Assesment, and mitigation*”. University of Oklahoma, Houston, Texas. ISBN 0-88415-301-0 (2000).
- Dunn, J.C., Lake, L.W. “*Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering, Volume IV*”. (2006).
- Economides, M.J., Hill, A.D., Ehlig-Economides. C. “*Petroleum Production Systems*”. Prentice Hall PTR, (1994).
- Economides, M.J. & Nolte, K.G. “*Reservoir Stimulation*” Third Ed. University of Houston.
- Escobar, F.H., 2012. “*Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*”. Editorial Universidad Surcolombiana. ISBN 978-958-8682-80-8. Dic. 2012.

- Fanchi, J.R., Lake, L.W. “*Petroleum Engineering Handbook: General Engineering, Volume I*”. Colorado School of Mines (2006).
- Islas, C., “*Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros*”. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Ciudad de México, (2002).
- Mojica, J., Arevalo, O., Castillo, H., “*Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena*”. Subdirección Técnica Agencia Nacional de Hidrocarburos, (Diciembre 2009).
- Ortiz, A., Amaya, C., Quintero, N., Hernández, R., Madriz, J., Salamanca, M.L., González, J. “*Informe Integral de Valoración Yaguará*”. Halliburton Latin America S.A., (Mayo 2010).
- Paris, M. F. “*Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*”. ISBN 978-980-12-3048-9, (2009).
- Polo, R., Barbosa, W., Mantilla, M., Blanco, M., Reinoso, W., Castro, G. “*Estudio Integrado Del Campo Yaguará*”. Petrobras International B.V. – Braspetro, Ecopetrol, The Arc Group LLC, (Diciembre 2004).
- Ross, D. & O’Driscoll, K. “*Formation Damage Manual*”. Bj Services, Abu Dhabi, Middle East. Sept. 2000.
- Taborda, A., Caro, C., Vanegas, D.A., Zabala, R., Duarte, J.E. “*Estudio de Daño de Formación Campo Mangos*”. Grupo Daño de Formación MER-GDY, Ecopetrol S.A., (Junio 2015).
- Taborda, A., Zabala, R.D., Duarte, J.E. “*Estudio de Daño de Formación Campo Rubiales Formación Carbonera*”. Grupo Daño de Formación MER-GDY, Ecopetrol S.A., (Agosto 2016).
- Vargas, R., Palencia, L., Chavarro, M., “*Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones productoras Subcuenca de Neiva*”. Revista Ingeniería y Región Universidad Surcolombiana, Ed. 2013, Vol 10, p.89-98 (2013).

ANEXOS

ANEXO A. VALIDACIÓN DE LOS VALORES DEL ANÁLISIS PVT PARA EL CAMPO YAGUARÁ

La representatividad del Análisis PVT reportado juega un papel de suma importancia dentro de cualquier estudio de ingeniería de yacimientos, de esta forma se verifica si la muestra de fluido analizado es la correcta, si los datos obtenidos en laboratorio representan las condiciones de campo y con ello contribuyen a la validez de cualquier estudio y análisis que requiera de esta información, como lo son los análisis nodales y la generación de modelos sectorizados de simulación.

Los datos de PVT de cada campo son validados por medio de la prueba de la linealidad de la función “Y” o función de compresibilidad adimensional, calculada a partir de los datos obtenidos en la prueba de liberación flash.

Función “Y”

$$Y = \frac{(P_{sat} - P)}{P \times (Vol_{rel} - 1)}$$

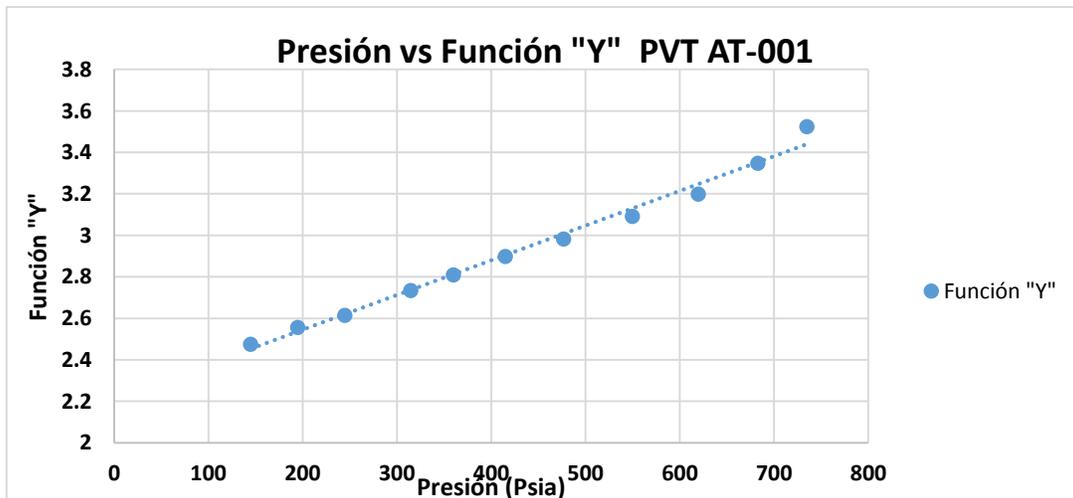
Donde:

P_{sat} = Presión de saturación, psi.

P = Presión inferior a la presión de saturación, psi.

Vol_{rel} = Volumen relativo del fluido.

Para considerar que un PVT es válido la gráfica de presión contra la Función “Y” debe tener una tendencia lineal, como se observa a continuación, donde se valida el PVT utilizado para el desarrollo del proyecto tomado del Pozo AT-01.



Presión (psia)	Vol. Relativo	Función "Y"
3014.7	0.9885	
2514.7	0.9909	
2014.7	0.9935	
1514.7	0.9962	
1414.7	0.9968	
1389.7	0.9972	
1264.7	0.9976	
1139.7	0.998	
1114.7	0.9984	
1014.7	0.999	
928.7	0.9993	
914.7	0.9996	
842.7	1	
826.7	1.0044	4.3986496
804.7	1.0118	4.0019125
779.7	1.0215	3.7581539
734.7	1.0417	3.5251505
682.7	1.07	3.3480508
619.7	1.1125	3.1986804
549.7	1.1724	3.0917518
476.7	1.2574	2.9828224
414.7	1.356	2.8990769
359.7	1.4779	2.8097628
314.7	1.6135	2.7347814
244.7	1.9345	2.6150976
194.7	2.3021	2.5560228
144.7	2.9486	2.4755072

Datos para el cálculo de la Función "Y", extraídos el análisis PVT de pozo AT-001

La grafica al presentar una tendencia lineal, demuestra la veracidad del análisis PVT, lo que genera mayor confiabilidad en el análisis nodal llevado a cabo y por supuesto en la simulación.

Determinación de las correlaciones de modelamiento para las propiedades PVT del Campo Yaguará en el Software REVEAL y PROSPER.

Al utilizarse estos datos dentro de los simuladores, se hace necesario el uso de una metodología para la selección de las correlaciones que representan el mejor ajuste al comportamiento de las propiedades PVT, pues el software contiene un número límite de

correlaciones según sea la propiedad, determinando como la más representativa la de menor desviación estándar.

El cálculo de las propiedades ingresadas es mostrado a continuación:

Bubble Point						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	0.81897	0.91507	0.9257	0.85087	0.94735	0.83768
Parameter 2	-236.417	-84.9573	-72.4426	-176.857	-48.8184	-200.118
Std Deviation						
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Solution GOR						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	1.58984	1.18694	1.10359	1.40122	2.21219	1.5598
Parameter 2	5.30515	18.3495	19.615	17.3853	-130.999	28.2695
Std Deviation	6.98989	10.7396	9.50738	9.43822	10.528	13.2379
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Oil FVF						
	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	1.4709	1.05597	1.05144	0.96357	1.23479	0.7999
Parameter 2	-0.47005	-0.051204	-0.046463	0.034546	-0.24769	0.22998
Parameter 3	1	1	1	1	1	1
Parameter 4	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8
Std Deviation	0.0084146	0.0065963	0.0060434	0.0058514	0.010773	0.0042201
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Oil Viscosity			
	Beal et al	Beggs et al	Petrosky et al
Parameter 1	0.47446	0.48789	0.84143
Parameter 2	6.7025	9.84516	7.19323
Std Deviation	0.26503	0.33327	0.4333
	Reset	Reset	Reset

A partir de la figura anterior, es posible evidenciar que la mejor correlación para determinar la Presión de Burbuja, el GOR y es factor volumétrico del Aceite es la de *Glaso*, ya que en análisis grupal para las tres propiedades presenta la menor desviación estándar, y para la determinación de la Viscosidad del aceite la de *Beal et al*; siendo estas utilizadas respectivamente para el ajuste.

PVT is MATCHED

Correlations

Pb, Rs, Bo	Glaso
Oil Viscosity	Beal et al

ANEXO B. DATOS DE ENTRADA Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS POR POZO

POZO AT-001									
Capa	Fecha	Tope MD (ft)	Fondo MD (ft)	Espesor* (ft)	Formación	Permeabilidad (md)	Porosidad (Fracción)	Compresibilidad (psi-1)	Presiones (psi)
1	05/12/2003	2145	2150	10	Caballos A20	45.10	0.1608	6.870E-07	1456.6168
2				25	Sin cañonear				
3	05/12/2003	2175	2181	12	Caballos A30	146.50	0.1343	7.594E-07	1468.8048
4				39	Sin cañonear				
5	11/04/1996	2220	2240	40	Caballos A60	49.20	0.1023	8.599E-07	1489.5864
6				20	Sin cañonear				
7	29/03/1996	2260	2270	20	Caballos A70	67.80	0.1235	8.217E-07	1503.5752
8				74	Sin cañonear				
9	12/03/2002	2344	2351	15	Caballos B10	34.60	0.1141	6.093E-07	1536.5526
10				3	Sin cañonear				
11	12/03/2002	2354	2360	12	Caballos B10	34.60	0.1434	6.093E-07	1540.3498
12				16	Sin cañonear				
13	25/04/1987	2376	2404	56	Caballos B20	60.90	0.1735	5.248E-07	1553.5392
14				8	Sin cañonear				
15	20/05/1994	2412	2420	16	Caballos B30	87.70	0.1651	5.535E-07	1563.9334
16				6	Sin cañonear				
17	20/05/1994	2426	2434	16	Caballos B30	87.70	0.1501	5.479E-07	1569.5312
18				8	Sin cañonear				
19	20/05/1994	2442	2454	24	Caballos B30	87.70	0.1639	5.334E-07	1576.7283
20				23	Sin cañonear				
21	20/05/1994	2477	2489	24	Caballos B40	25.50	0.1321	5.793E-07	1590.7201

*Para los espesores de las formaciones cañoneadas se utilizó un factor multiplicador.

POZO AT-002

Capa	Fecha	Tope MD(ft)	Fondo MD (ft)	Espesor (ft)	Formación	Permeabilidad (md)	Porosidad (Fracción)	Compresibilidad (psi-1)	Presiones (psi)
1	21/04/1994	2284	2310	26	Caballos A20	70.4	0.1072	6.34555E-07	1520.23312
2				72	Sin cañonear				
3	21/04/1994	2382	2394	12	Caballos A60	83.7	0.091	6.81519E-07	1556.5456
4				11	Sin cañonear				
5	21/04/1994	2405	2420	15	Caballos A65	38.7	0.1221	5.99567E-07	1566.326
6				97	Sin cañonear				
7	25/08/1992	2517	2534	17	Caballos B10	74.9	0.0925	6.76681E-07	1611.43968
8				18	Sin cañonear				
9	10/01/1989	2552	2604	52	Caballos B20	110.2	0.1118	6.23042E-07	1632.4068
10	17/10/2007	2604	2630	26	Caballos B30	77.7	0.1075	6.33783E-07	1647.9912
11				145	Sin cañonear				
12	06/01/1989	2775	2784	9	Caballos MED	199.9	0.1159	6.13339E-07	1712.91784
13				6	Sin cañonear				
14	06/01/1989	2790	2800	10	Caballos INF	45	0.108	6.32503E-07	1719.1104

POZO AT-003

Capa	Fecha	Tope MD (ft)	Fondo MD (ft)	Espesor (ft)	Formación	Permeabilidad (md)	Porosidad (Fracción)	Compresibilidad (psi-1)	Presiones (psi)
1	26/09/1995	2778	2784	6	Caballos A30	0.92313847	0.06243846	8.03101E-07	1452.79048
2				74	Sin cañonear				
3	16/09/1995	2858	2886	28	Caballos A55	1.51	0.05639649	8.39523E-07	1488.6544
4	01/12/2003	2886	2896	10	Caballos A50	0.36	0.057	8.35638E-07	1496.1632
5				19	Sin cañonear				
6	30/05/1994	2915	2946	31	Caballos A60	32.55	0.17	5.19038E-07	1511.77948
7				6	Sin cañonear				
8	30/05/1994	2952	2960	8	Caballos A70	32.55	0.17	5.19038E-07	1521.87136
9				147	Sin cañonear				
10	17/11/1993	3107	3126	19	Caballos B10	16.140128	0.11112	6.24701E-07	1585.52605
11				4	Sin cañonear				
12	17/11/1993	3130	3142	12	Caballos B10	13.83	0.11	6.27465E-07	1593.26261
13				4	Sin cañonear				
14	16/11/1993	3146	3162	16	Caballos B20	43.34	0.1	6.54076E-07	1600.40405
15				5	Sin cañonear				
16	15/11/1993	3167	3190	23	Caballos B20	43.34	0.1	6.54076E-07	1610.12548
17				28	Sin cañonear				
18	01/10/2002	3218	3239	21	Caballos B10	72.1387975	0.13	5.83407E-07	1629.97288
19				16	Sin cañonear				
20	04/08/1992	3255	3304	49	Caballos B10	35.46817363	0.10397374	6.43062E-07	1650.2372
21	07/12/1990	3304	3314	10	Caballos B20	59.09	0.107	6.35072E-07	1661.9664
22				12	Sin cañonear				
23	07/12/1990	3326	3337	11	Caballos B20	59.09	0.11065217	6.25851E-07	1670.91424
24				5	Sin cañonear				
25	07/12/1990	3342	3352	10	Caballos B30	52.31468964	0.118375	6.07717E-07	1677.07952

POZO AT-004

Capa	Fecha	Tope MD (ft)	Fondo MD (ft)	Espesor (ft)	Formación	Permeabilidad (md)	Porosidad (Fracción)	Compresibilidad (psi-1)	Presiones (psi)
1	22/08/1995	2510	2520	10	Caballos A20	35.8	0.105	6.40316E-07	1646.1966
2				90	Sin cañonear				
3	15/10/1994	2610	2620	10	Caballos A50	290.1	0.087	6.95002E-07	1685.75408
4				7	Sin cañonear				
5	15/10/1994	2627	2638	11	Caballos A50	290.1	0.087	6.95002E-07	1692.67904
6				109	Sin cañonear				
7	2/02/1992	2747	2770	23	Caballos B20	252.78	0.1732	5.14836E-07	1742.53636
8				4	Sin cañonear				
9	6/02/1992	2774	2779	5	Caballos B20	398.3	0.0702	7.63123E-07	1749.66004
10				3	Sin cañonear				
11	6/02/1992	2782	2785	3	Caballos B20	398.3	0.0886	6.89504E-07	1752.43036
12				4	Sin cañonear				
13	6/02/1992	2789	2793	4	Caballos B20	398.3	0.1124	6.21591E-07	1755.39856
14				4	Sin cañonear				
15	18/12/1990	2797	2805	8	Caballos B30	270	0.08321	7.08624E-07	1759.35616
16	17/12/1990	2805	2815	10	Caballos B30	270	0.1164	6.1219E-07	1762.918
17				4	Sin cañonear				
18	17/12/1990	2819	2829	10	Caballos B30	270	0.1029	6.45978E-07	1768.45864
19				19	Sin cañonear				
20	14/12/1990	2848	2860	12	Caballos B40	52.3	0.0775	7.30922E-07	1780.32976

POZO AT-005

Capa	Fecha	Tope MD (ft)	Fondo MD (ft)	Espesor (ft)	Formación	Permeabilidad (md)	Porosidad (Fracción)	Compresibilidad (psi-1)	Presiones (psi)
1	5/08/2017	2674	2684	10	Caballos A5	531.4	0.052	8.69749E-07	1529.11009
2	5/08/2017	2684	2699	15	Caballos A55	161.6	0.08032188	7.19618E-07	1532.50087
3	5/08/2017	2699	2714	15	Caballos A60	26.3	0.074525	7.43497E-07	1536.5698
4				10	Sin cañonear				
5	18/09/2000	2724	2764	40	Caballos A60-A65	88.5	0.06896875	7.69031E-07	1546.6915
6				126	Sin cañonear				
7	23/04/2002	2890	2908	18	Caballos B1	144.55	0.04946842	8.88874E-07	1588.30403
8				22	Sin cañonear				
9	27/08/1997	2930	2972	42	Caballos B2	684.9	0.14341177	5.5897E-07	1602.10986
10	27/08/1997	2972	2982	10	Caballos B2	684.9	0.17132857	5.1728E-07	1608.96608
11	27/08/1997	2982	3032	50	Caballos B3	247.4	0.11855392	6.07318E-07	1616.80707
12				26	Sin cañonear				
13	17/11/2007	3058	3072	14	Caballos B2	684.9	0.27746897	4.19252E-07	1631.94071
14				272	Sin cañonear				
15	21/08/1997	3344	3358	14	Caballos BAS	195.2	0.10597241	6.37748E-07	1704.90308

POZO AT-006

Capa	Fecha	Tope MD (ft)	Fondo MD (ft)	Espesor (ft)	Formación	Permeabilidad (md)	Porosidad (Fracción)	Compresibilidad (psi-1)	Presiones (psi)
1	9/09/2015	2655	2675	20	Caballos M	593.1	0.022187	1.26067E-06	1560.71377
2				47	Sin cañonear				
3	15/03/2000	2722	2734	12	Caballos A30	53.3	0.156956	5.37413E-07	1581.24977
4				32	Sin cañonear				
5	18/10/1999	2766	2769	3	Caballos A55	110.9	0.164600	5.26391E-07	1594.07777
6	18/10/1999	2769	2782	13	Caballos A55	110.9	0.147943	5.51444E-07	1596.04977
7				23	Sin cañonear				
8	27/02/2006	2805	2826	21	Caballos A65	32.9	0.124000	5.95546E-07	1609.66977
9				84	Sin cañonear				
10	2/07/1999	2910	2924	14	Caballos B10	35.5	0.117400	6.09912E-07	1642.05777
11				26	Sin cañonear				
12	25/01/1998	2950	2990	40	Caballos B20	152.8	0.100800	6.51809E-07	1658.72177
13				6	Sin cañonear				
14	25/01/1998	2996	3018	22	Caballos B20	152.8	0.118076	6.08387E-07	1670.36177
15				10	Sin cañonear				
16	24/01/1998	3028	3054	26	Caballos B30	217.7	0.127343	5.88681E-07	1680.88177
17				1	Sin cañonear				
18	9/09/2015	3055	3065	10	Caballos B30	217.7	0.117600	6.0946E-07	1686.76177
19				19	Sin cañonear				
20	9/09/2015	3084	3094	10	Caballos B40	217.7	0.085710	6.99543E-07	1695.76177

POZO AT-007

Capa	Fecha	Tope MD (ft)	Fondo MD (ft)	Espesor* (ft)	Formación	Permeabilidad (md)	Porosidad (Fracción)	Compresibilidad (psi-1)	Presiones (psi)
1	02/07/1999	3012	3032	78	Caballos A20	80.6	0.1391	5.66456E-07	1533.76179
2				106	Sin cañonear				
3	31/10/1998	3144	3164	78	Caballos A65	90.2	0.1403	5.6434E-07	1583.90047
4				100.6	Sin cañonear				
5	28/04/1998	3272	3314	118	Caballos A90	155.2	0.154	5.41885E-07	1636.72
6				198.7	Sin cañonear				
7	17/04/1998	3510	3528	108	Caballos B10	93.2	0.1094	6.28962E-07	1721.93527
8				7.5	Sin cañonear				
9	17/04/1998	3536	3556	150	Caballos B10	93.2	0.1094	6.28962E-07	1732.048

*Para los espesores de las formaciones cañoneadas se utilizó un factor multiplicador.

POZO AT-008

Capa	Fecha	Tope MD (ft)	Fondo MD (ft)	Espesor (ft)	Formación	Permeabilidad (md)	Porosidad (Fracción)	Compresibilidad (psi-1)	Presiones (psi)
1	6/04/2001	2516	2524	8	Caballos B1	81	0.137200	5.69862E-07	1633.756
2				32	Sin cañonear				
3	28/11/1999	2556	2568	12	Caballos B20	252.6	0.198000	4.85671E-07	1643.656
4				118	Sin cañonear				
5	25/11/1999	2686	2690	4	Caballos B4	87.9	0.206500	4.76855E-07	1658.708
6				12	Sin cañonear				
7	14/11/1999	2702	2722	20	Caballos B4	87.9	0.197700	4.85992E-07	1660.92

POZO AT-009

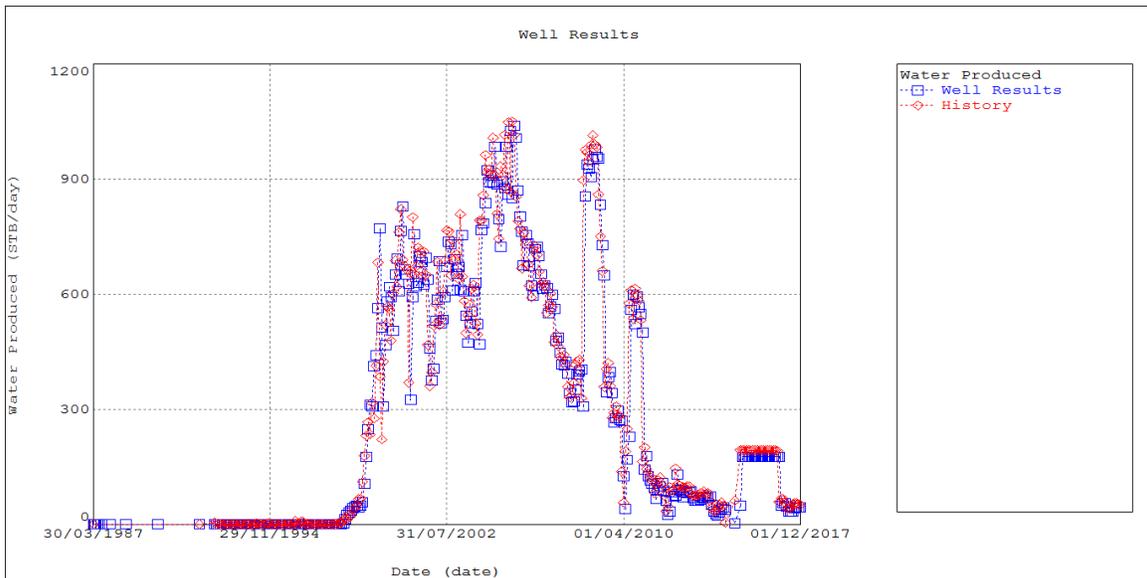
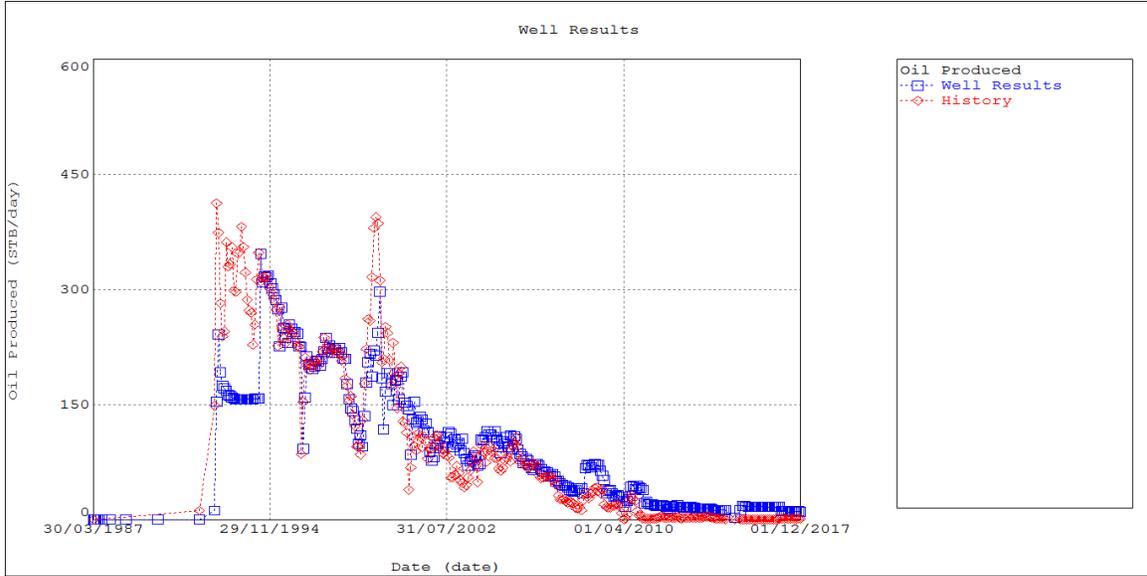
Capa	Fecha	Tope MD (ft)	Fondo MD (ft)	Espesor (ft)	Formación	Permeabilidad (md)	Porosidad (Fracción)	Compresibilidad (psi-1)	Presiones (psi)
1	18/05/2005	2439	2458	19	Caballos A2	146.3	0.106816	6.35548E-07	1552.12
2	18/05/2005	2458	2480	22	Caballos A2	146.3	0.106816	6.35548E-07	1557.372
3				196	Sin cañonear				
4	18/05/2005	2676	2698	22	Caballos A65	116.9	0.120104	6.03888E-07	1601.964
5	18/05/2005	2698	2718	20	Caballos A65	116.9	0.120104	6.03888E-07	1604.94
6	18/05/2005	2718	2740	22	Caballos A65	116.9	0.120104	6.03888E-07	1607.848
7	18/05/2005	2740	2762	22	Caballos A7	37.8	0.114992	6.15444E-07	1610.572
8	18/05/2005	2762	2784	22	Caballos A7	37.8	0.114992	6.15444E-07	1613.208

POZO AT-010

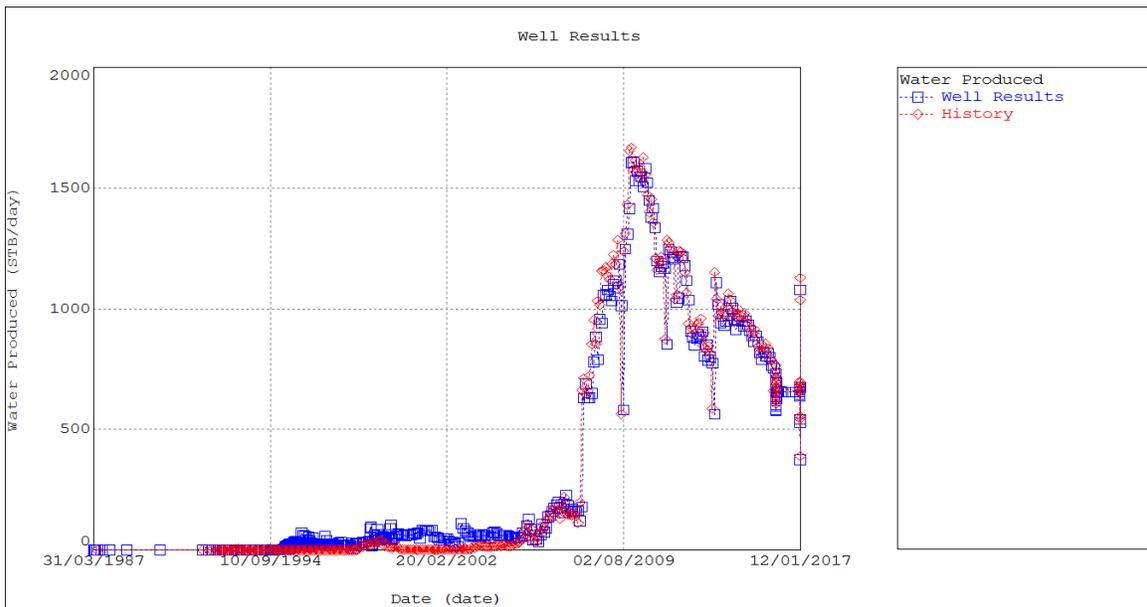
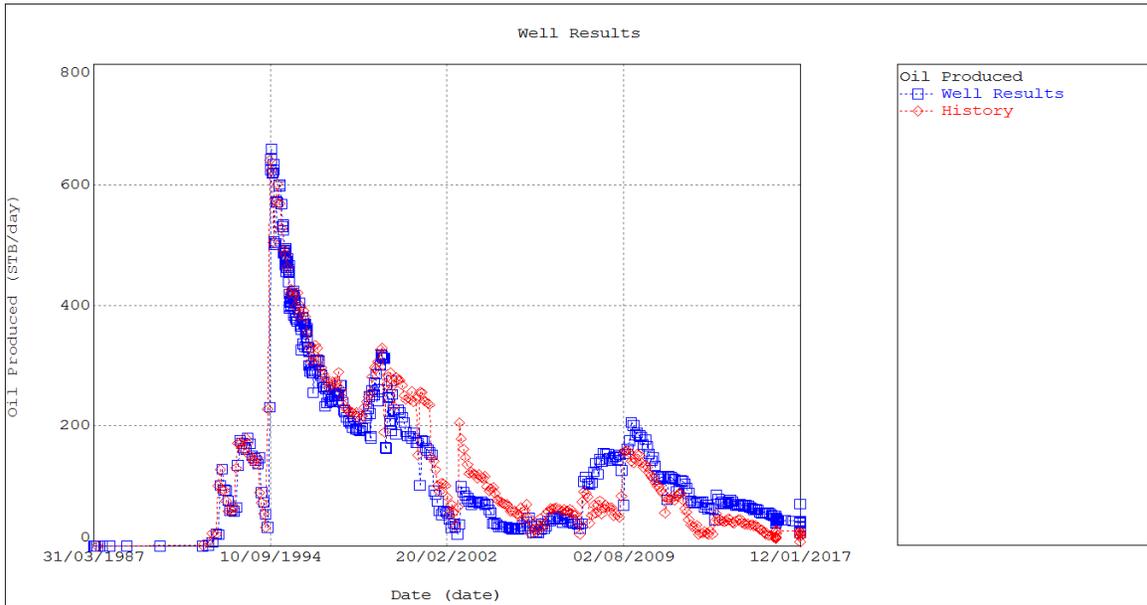
Capa	Fecha	Tope MD (ft)	Fondo MD (ft)	Espesor (ft)	Formación	Permeabilidad (md)	Porosidad (Fracción)	Compresibilidad (psi-1)	Presiones (psi)
1	13/08/2014	2360	2390	30	Caballos A20	27.19	0.116	6.13109E-07	1514.75082
2				80	Sin cañonear				
3	13/08/2014	2470	2498	28	Caballos A60	18.59	0.0809	7.17372E-07	1546.55829
4				29	Sin cañonear				
5	27/07/2005	2527	2552	25	caballos A70	27.4	0.0927	6.76044E-07	1561.97519
6				111	Sin cañonear				
7	27/07/2005	2663	2700	37	caballos B10	27.22	0.097	6.62816E-07	1599.80434
8				9	Sin cañonear				
9	27/07/2005	2709	2752	43	caballos B20	110.7	0.1352	5.7352E-07	1612.87764
10				33	Sin cañonear				
11	26/11/2006	2785	2825	40	caballos B30	92.14	0.208	4.75353E-07	1632.67398

ANEXO C. AJUSTE HISTORICO POZO A POZO

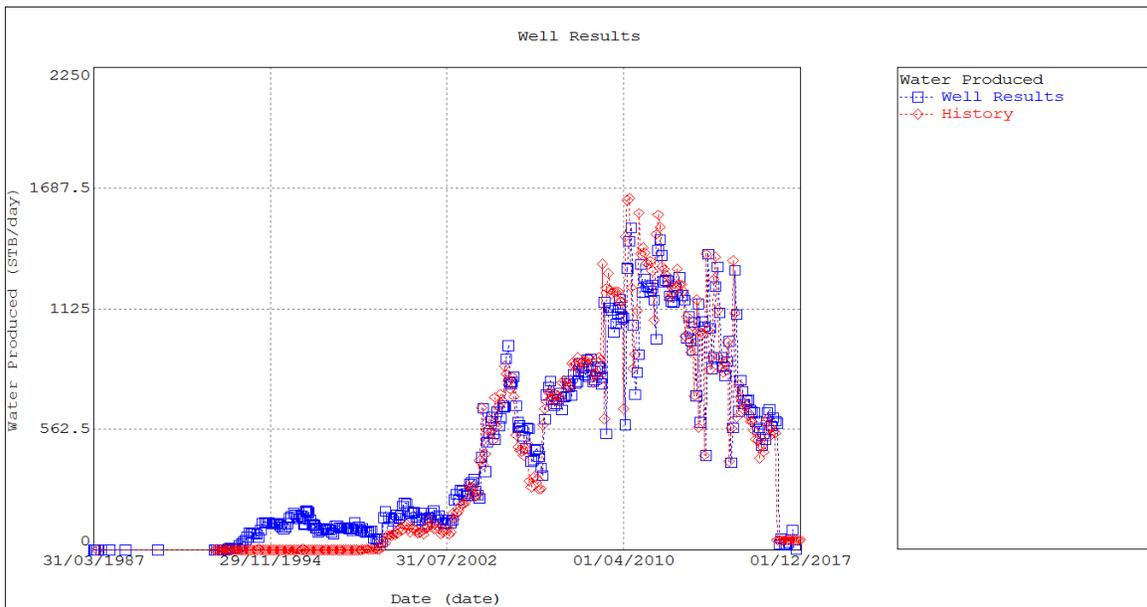
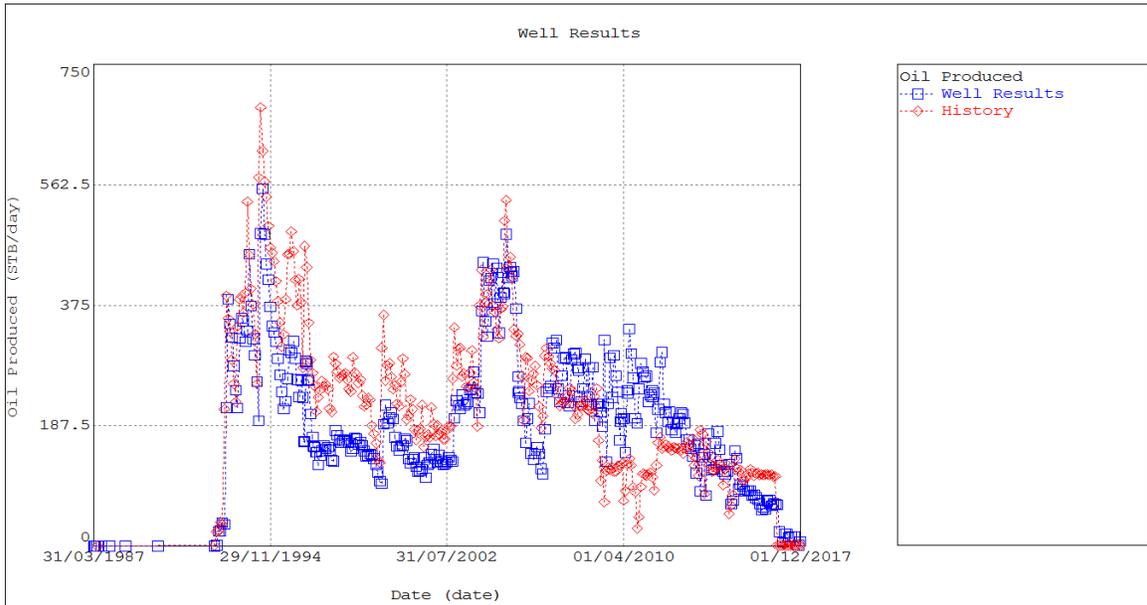
AT-001



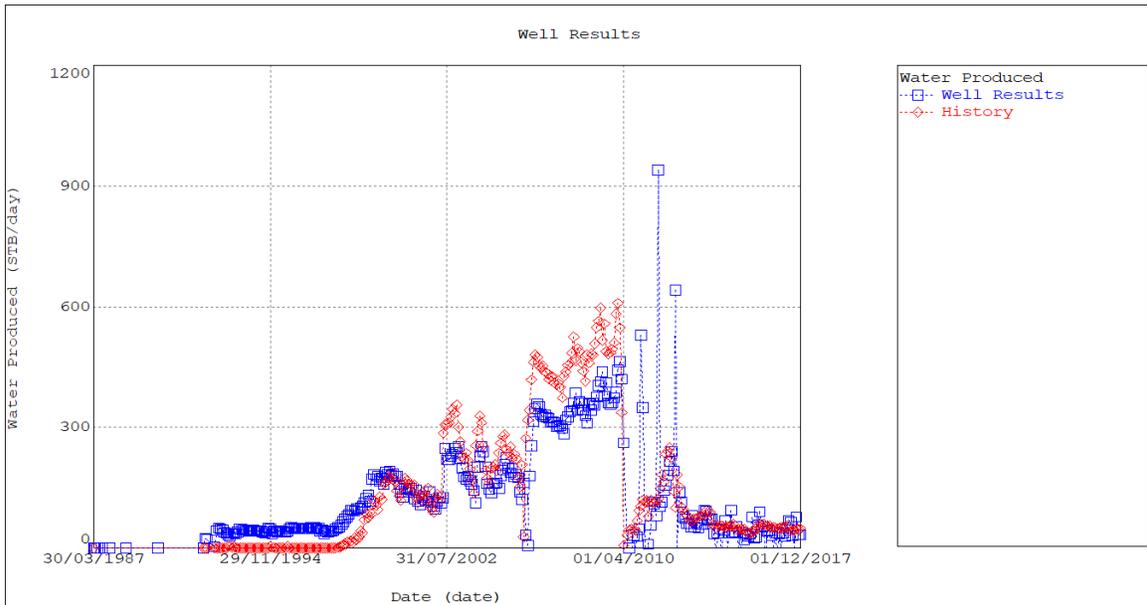
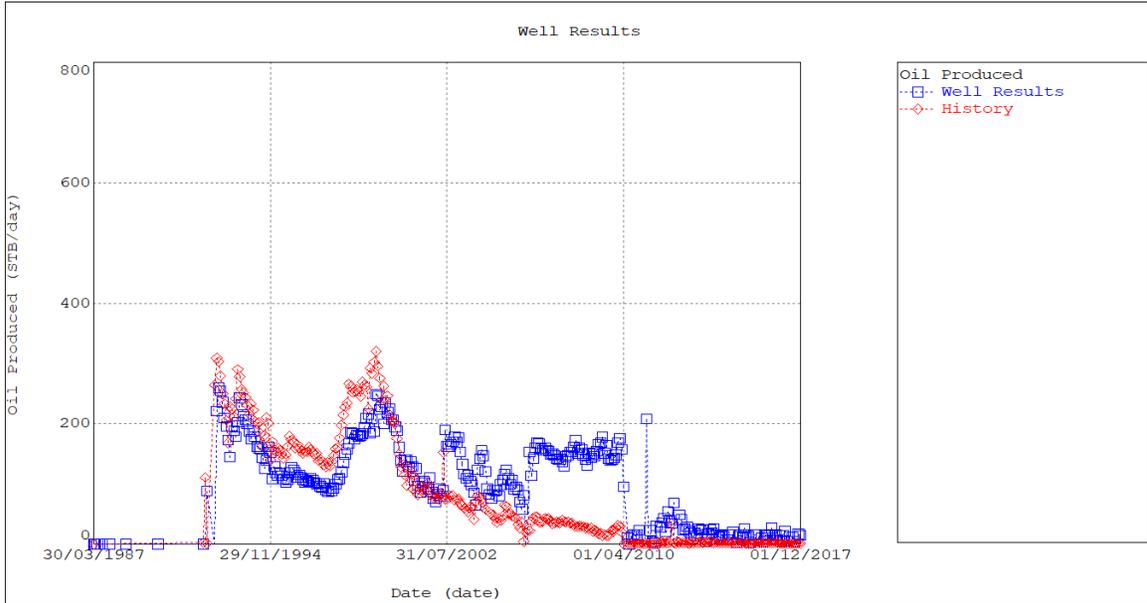
AT-002



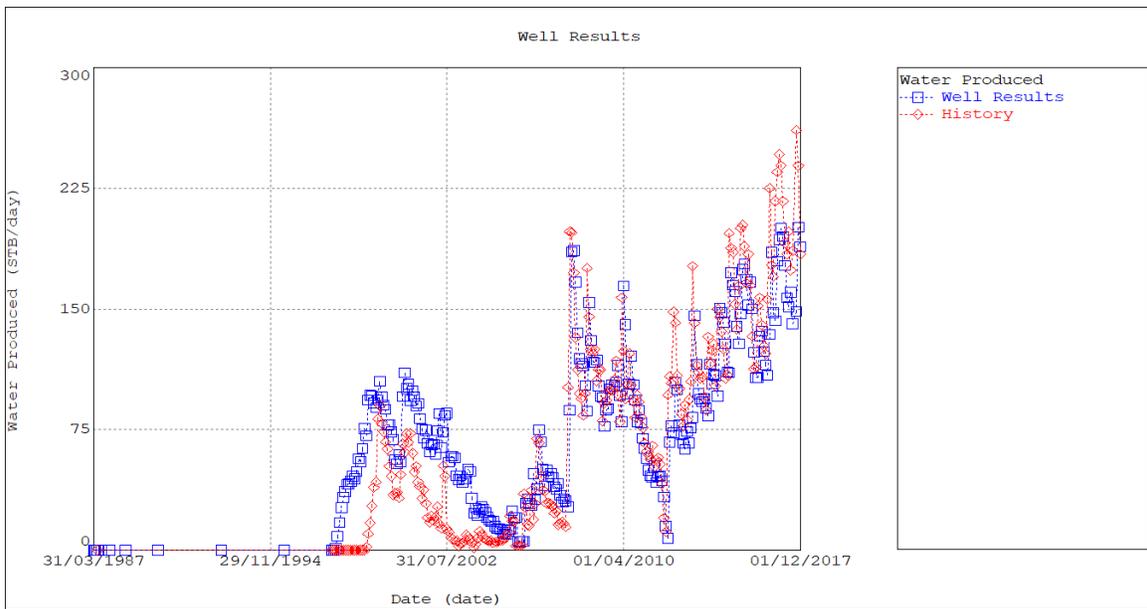
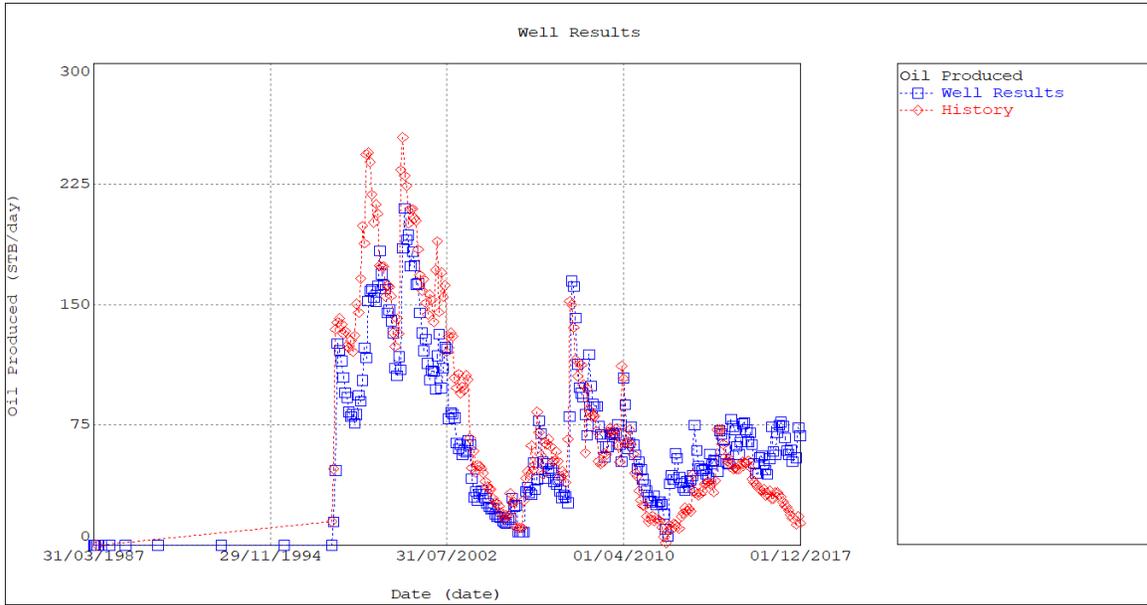
AT-003



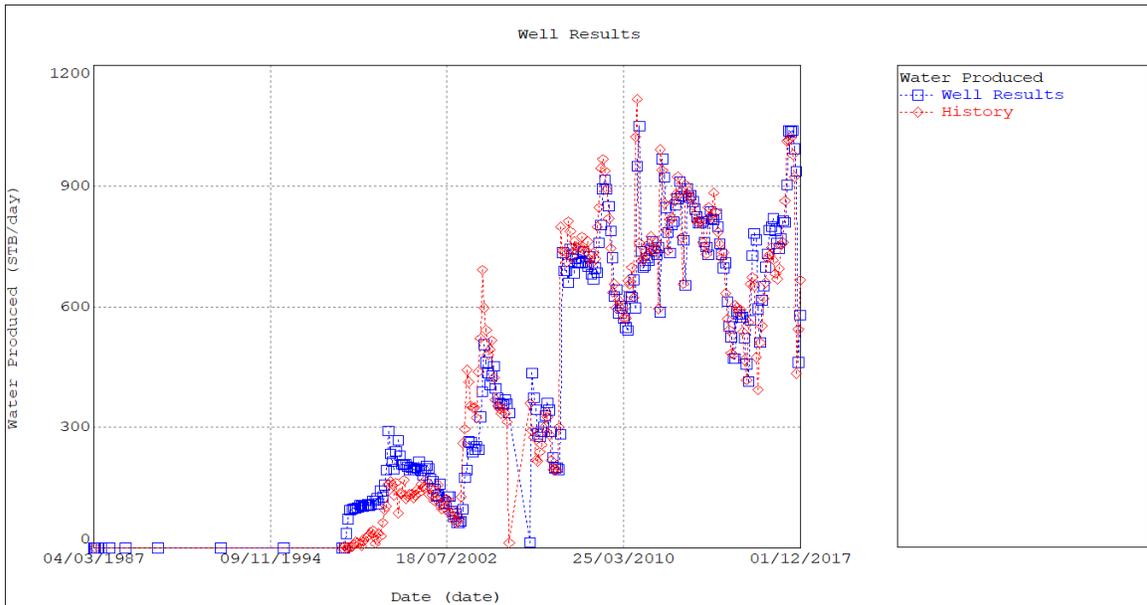
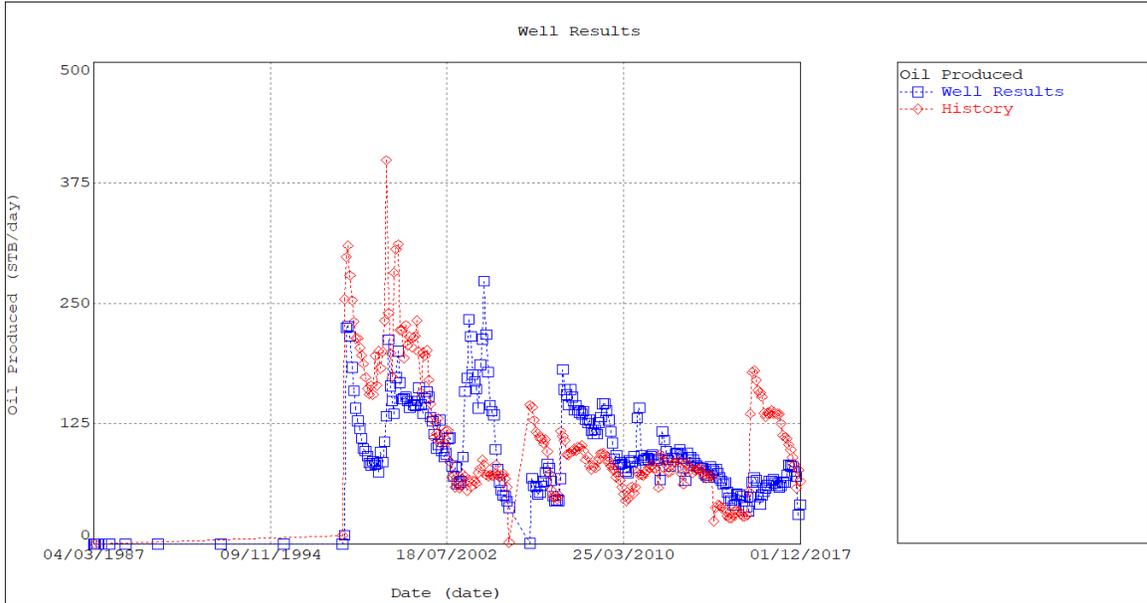
AT-004



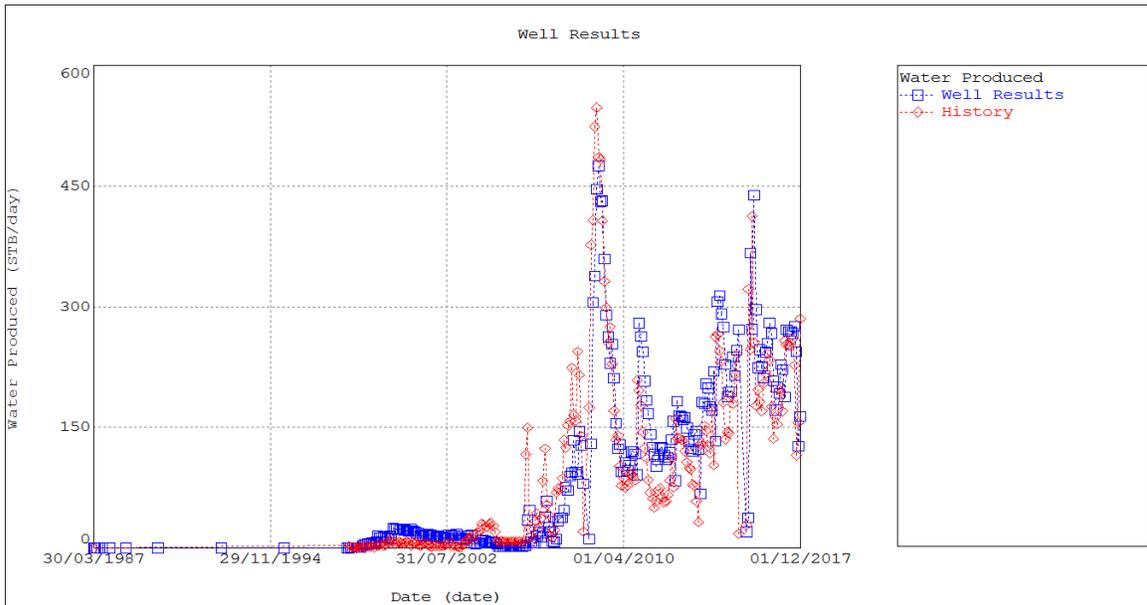
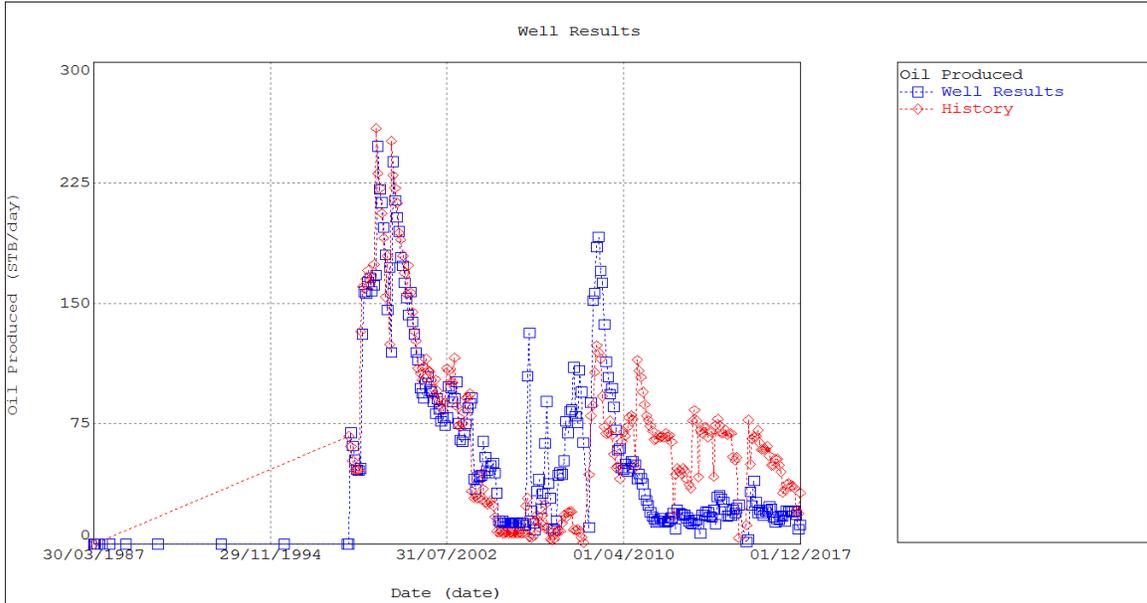
AT-005



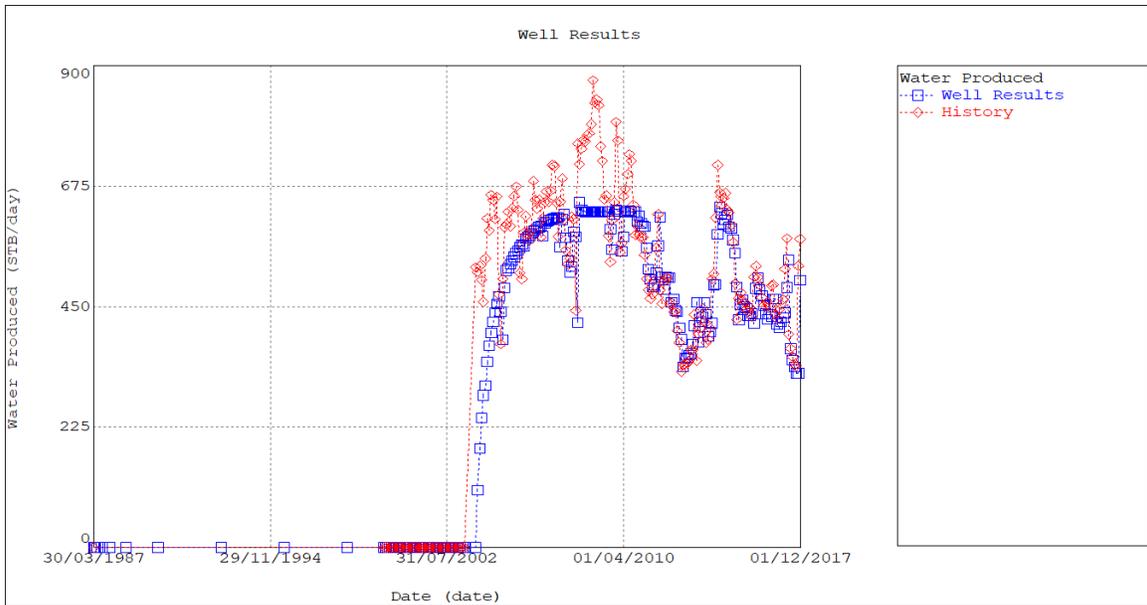
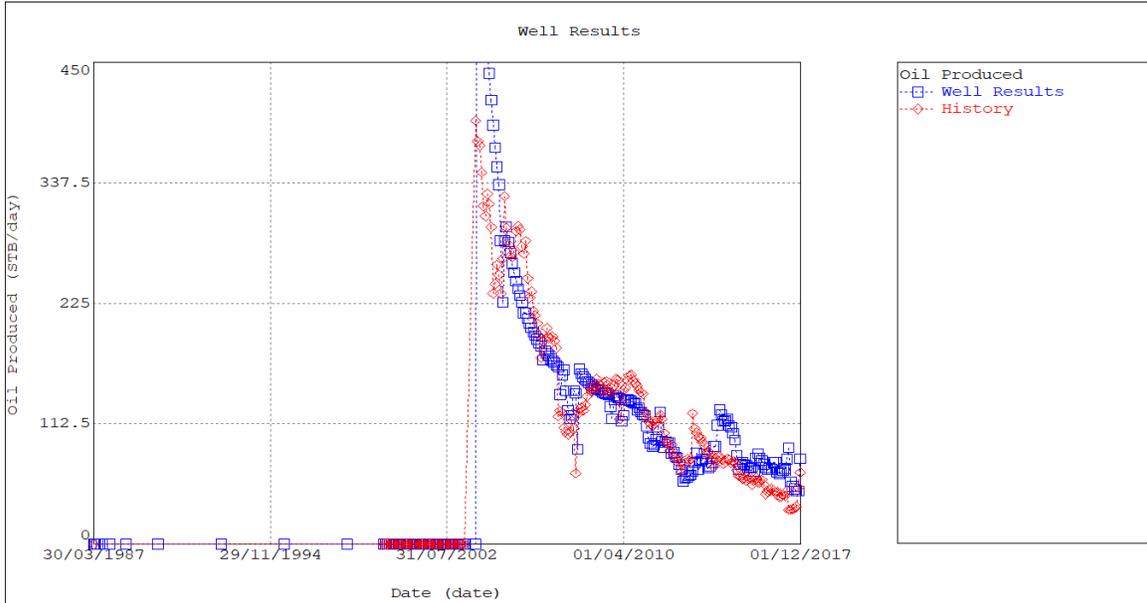
AT-006



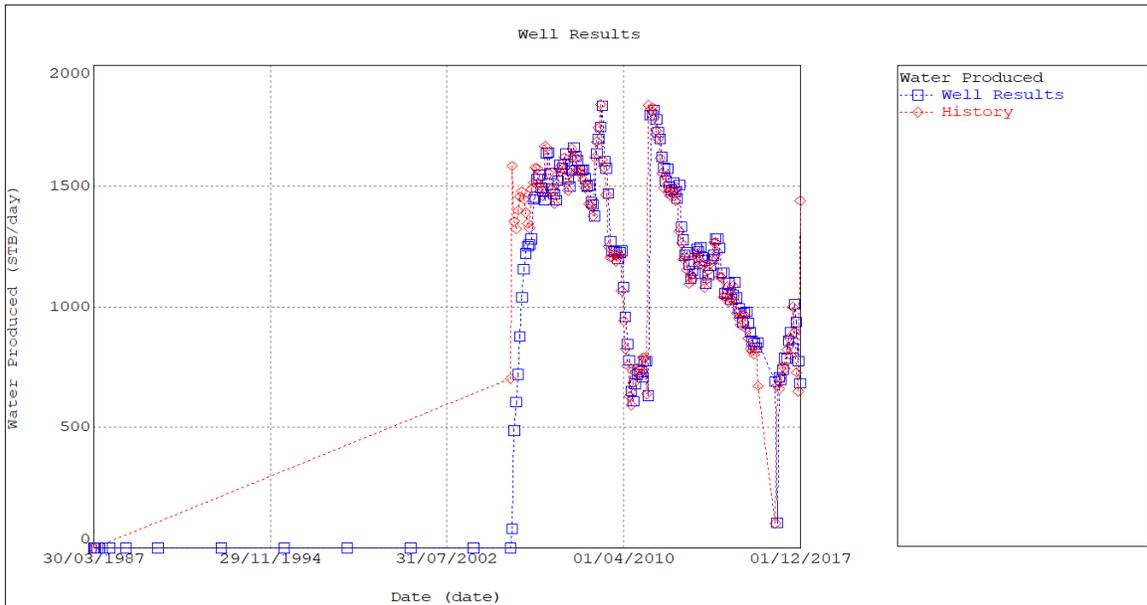
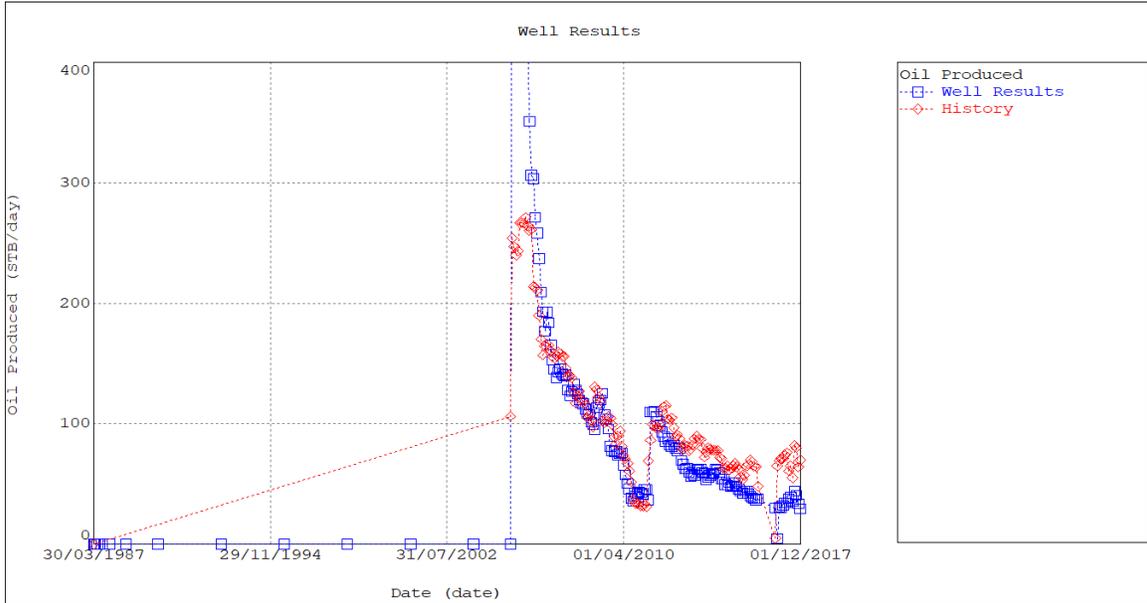
AT-007



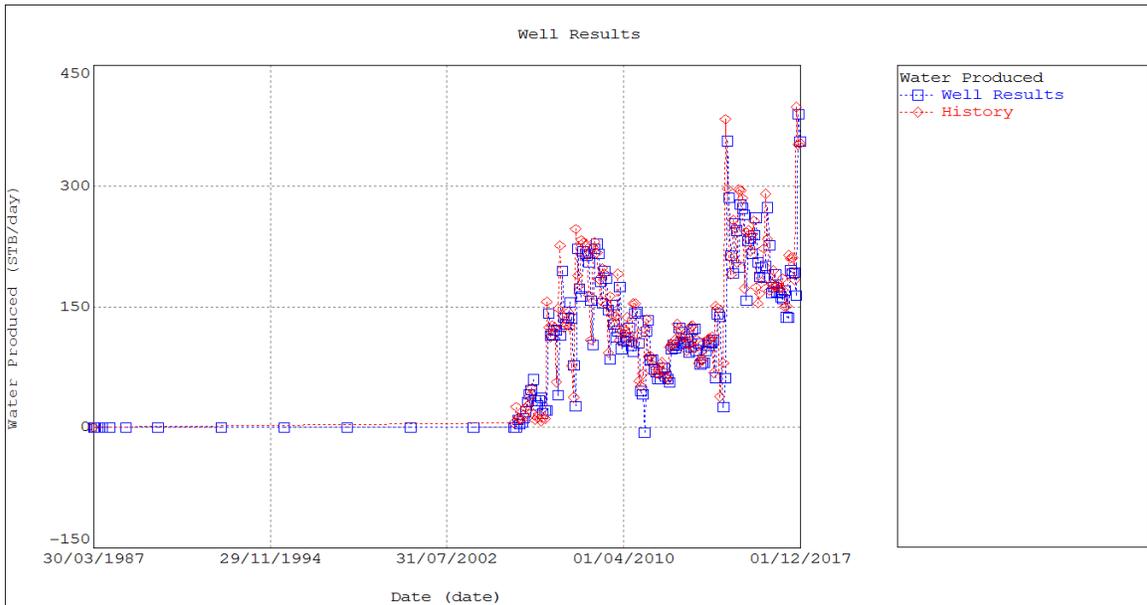
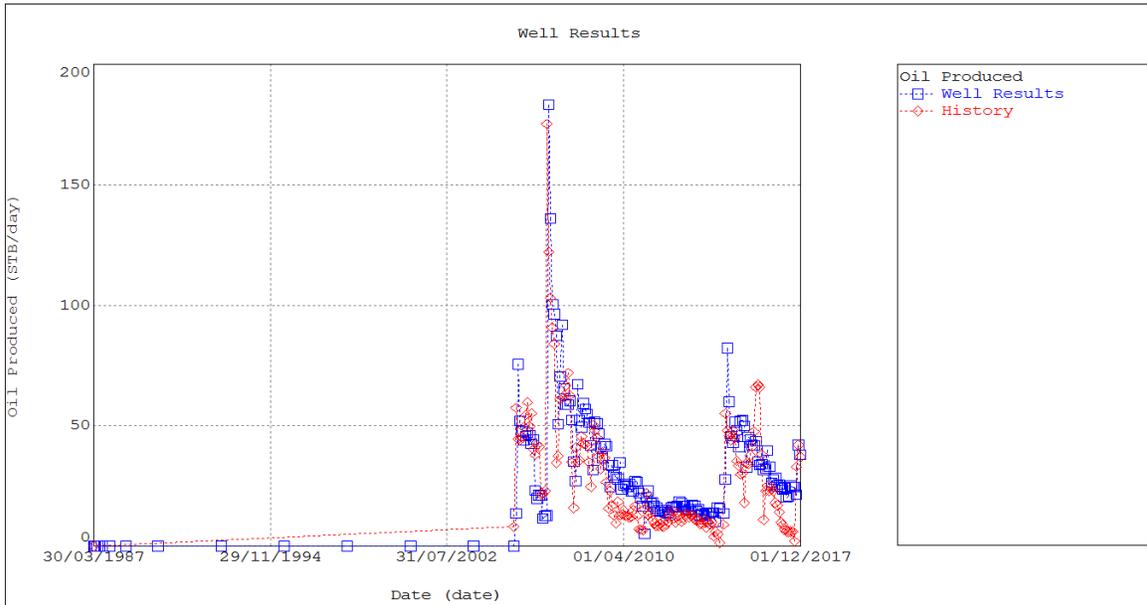
AT-008



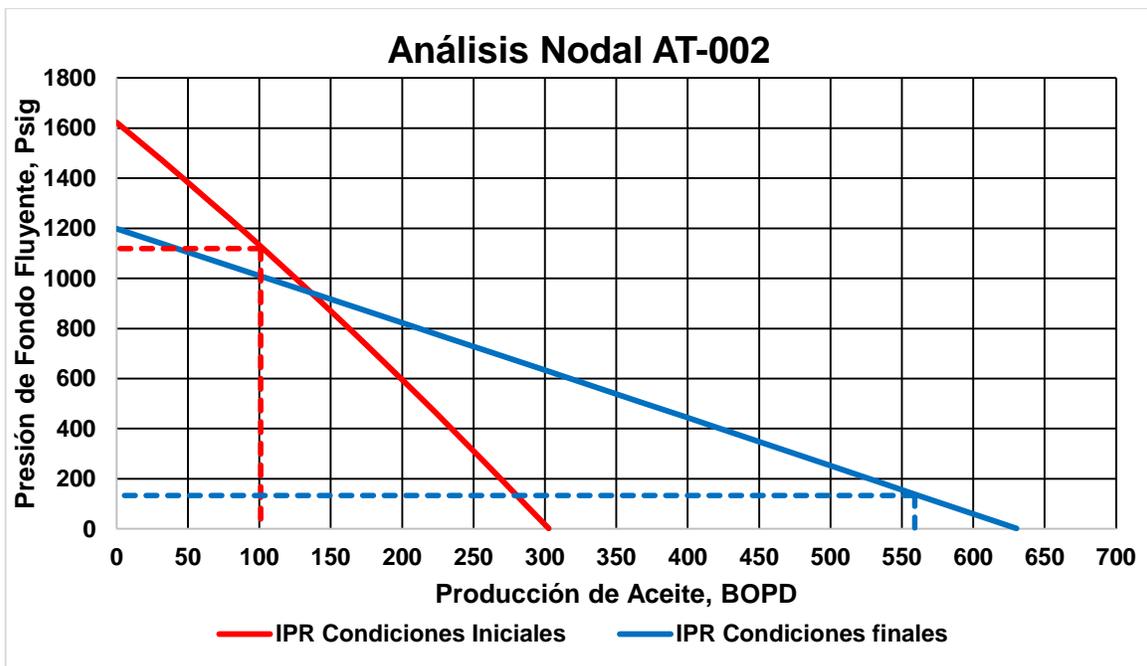
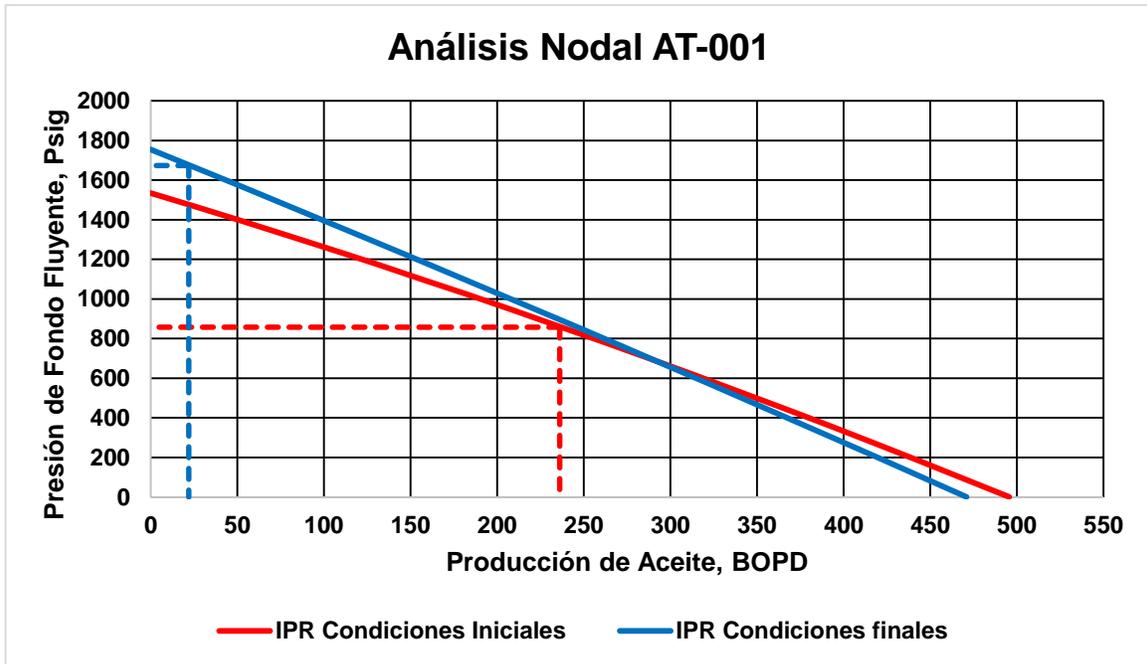
AT-009

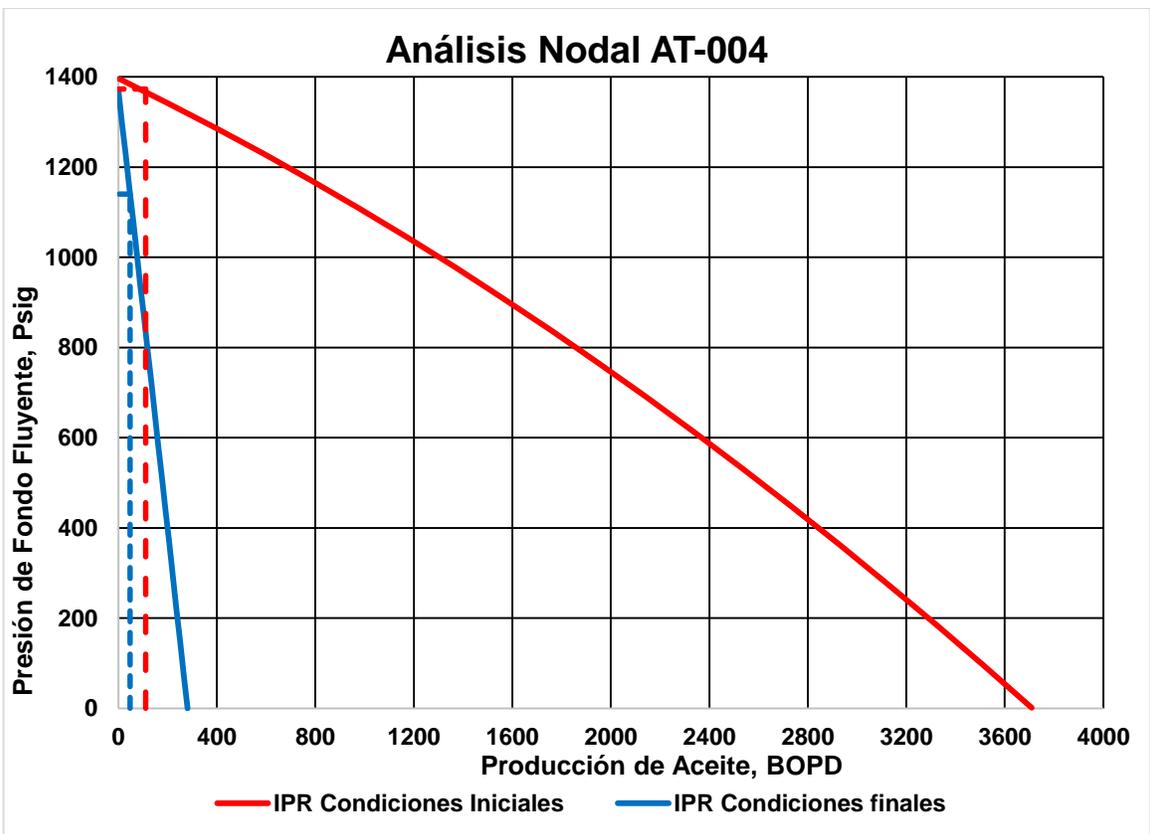
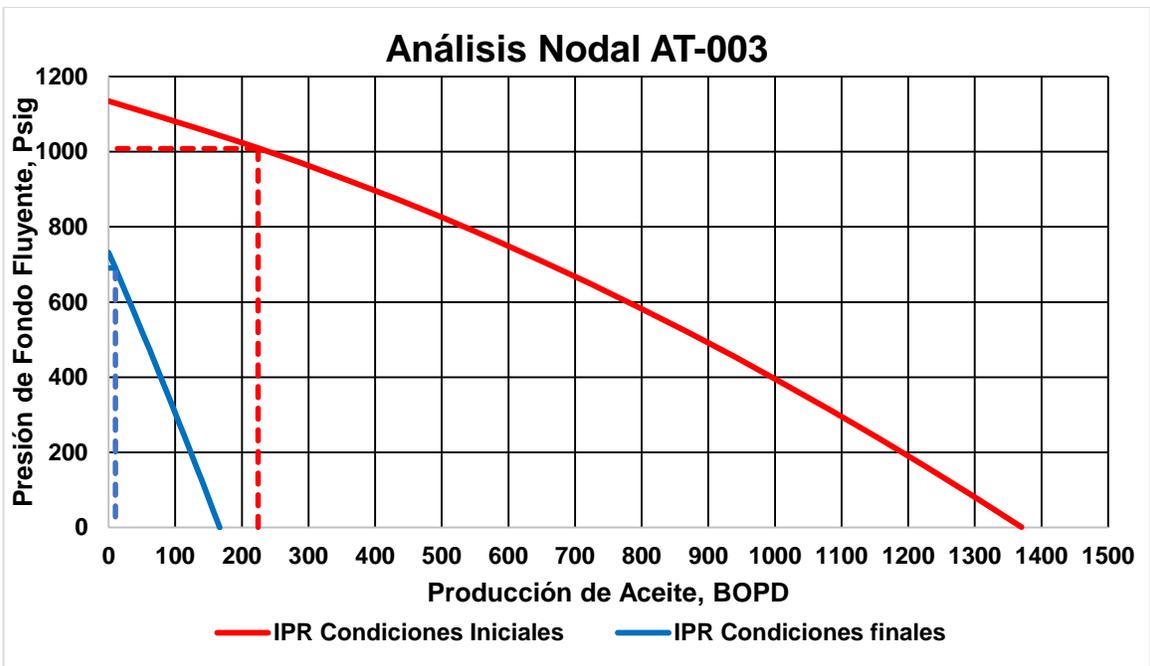


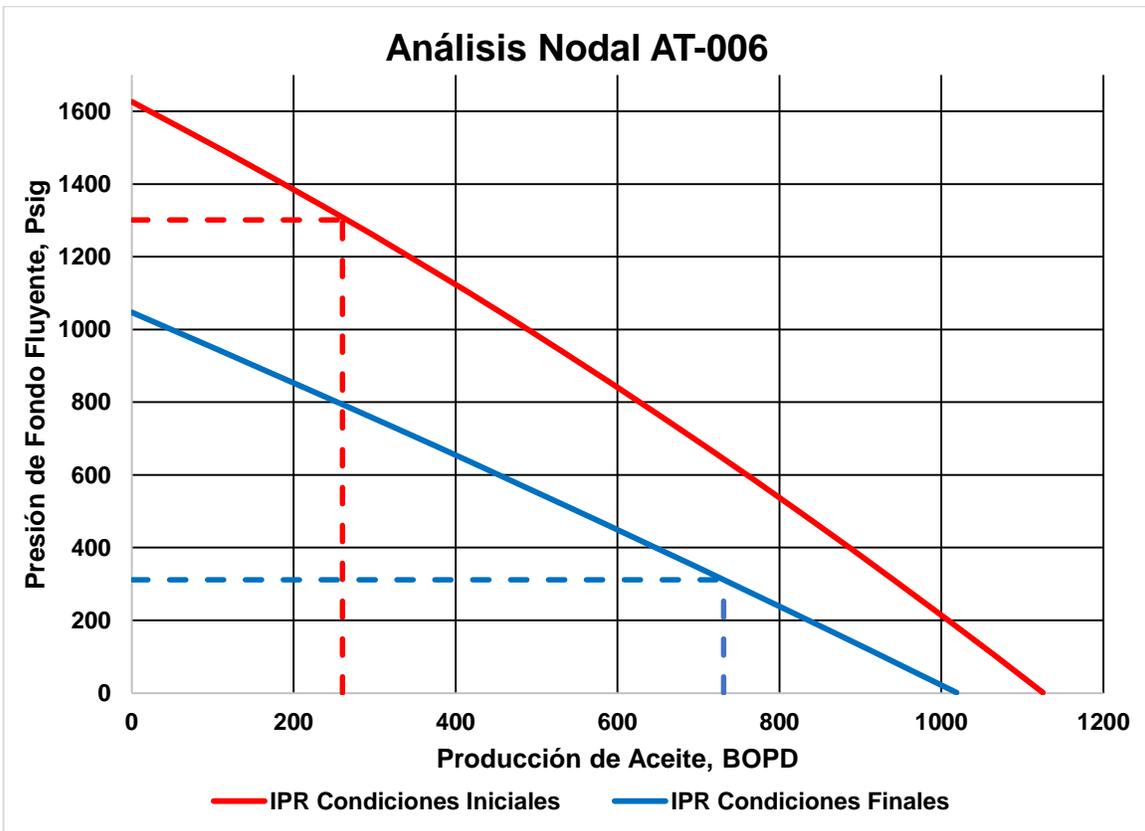
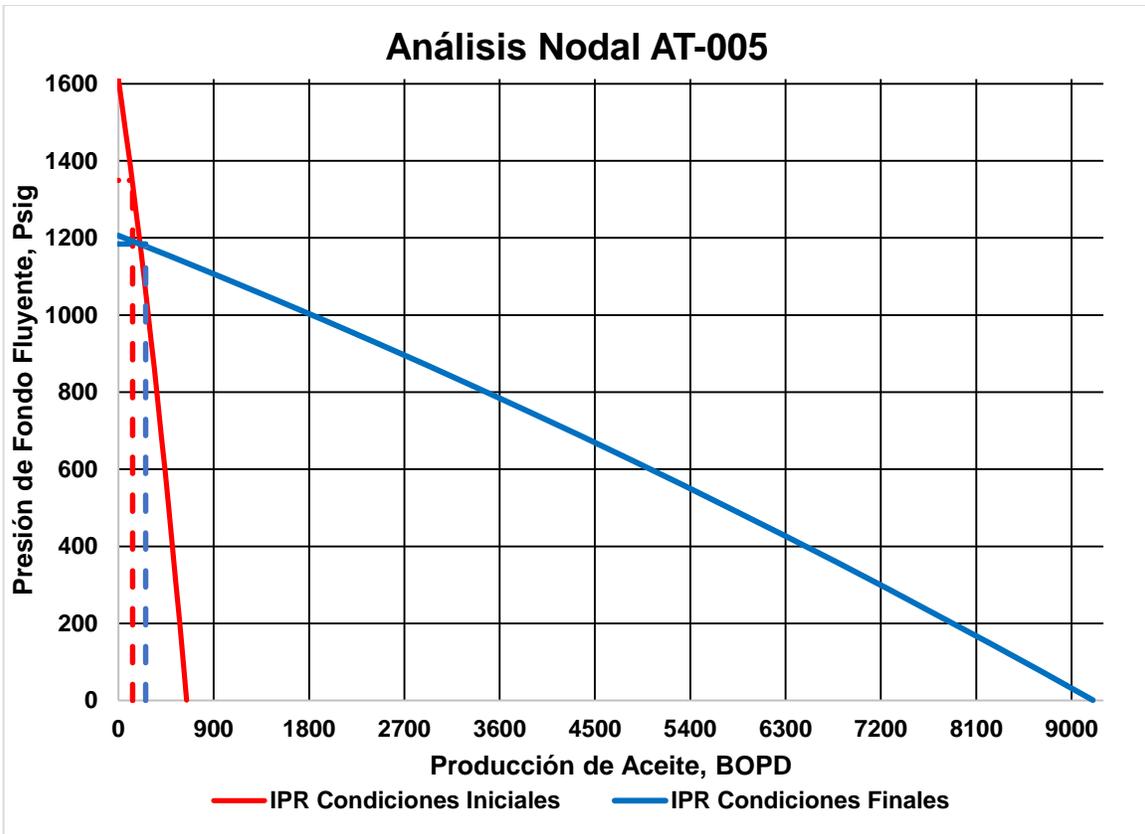
AT-010

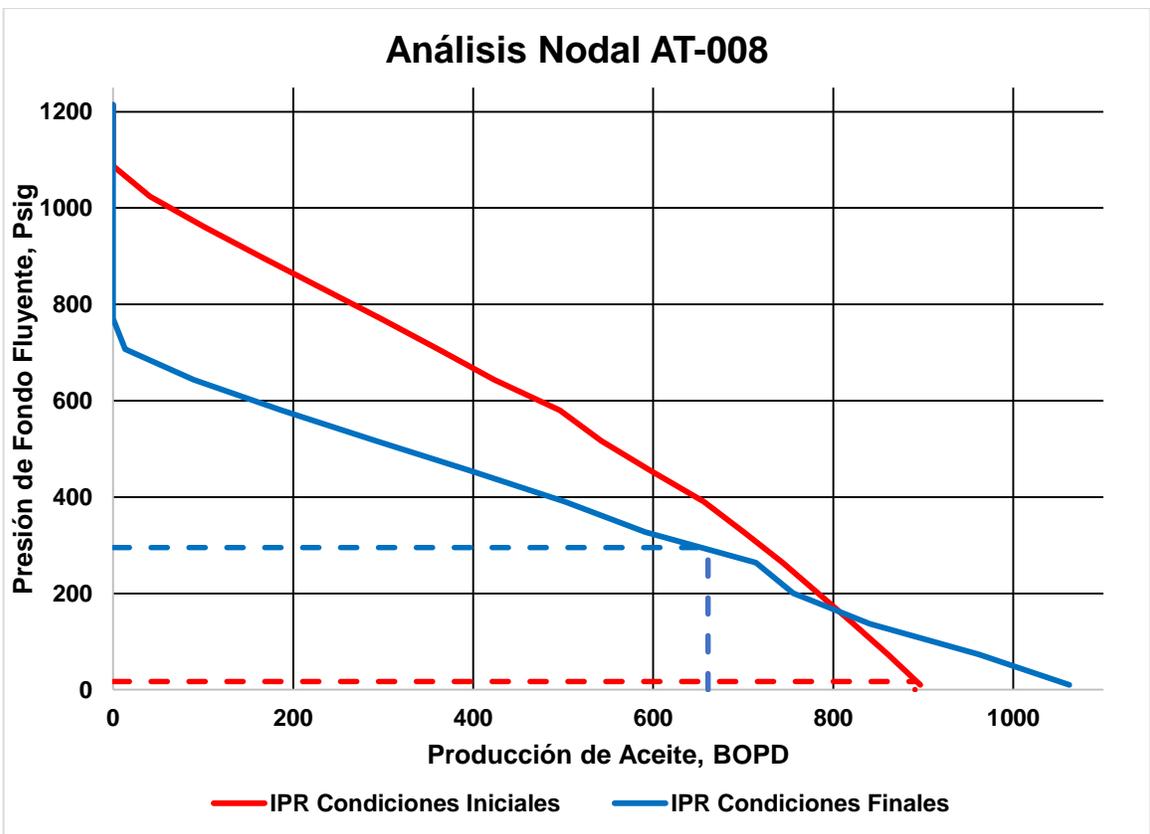
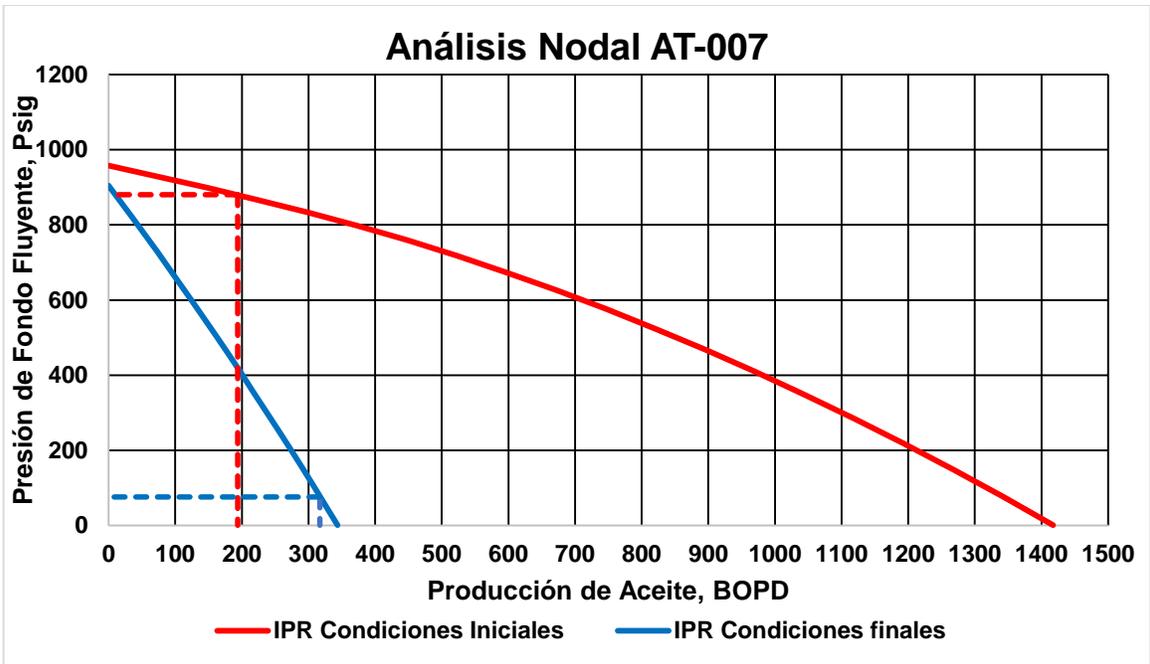


ANEXO D. ANÁLISIS NODALES PARA CUANTIFICACIÓN DEL DAÑO

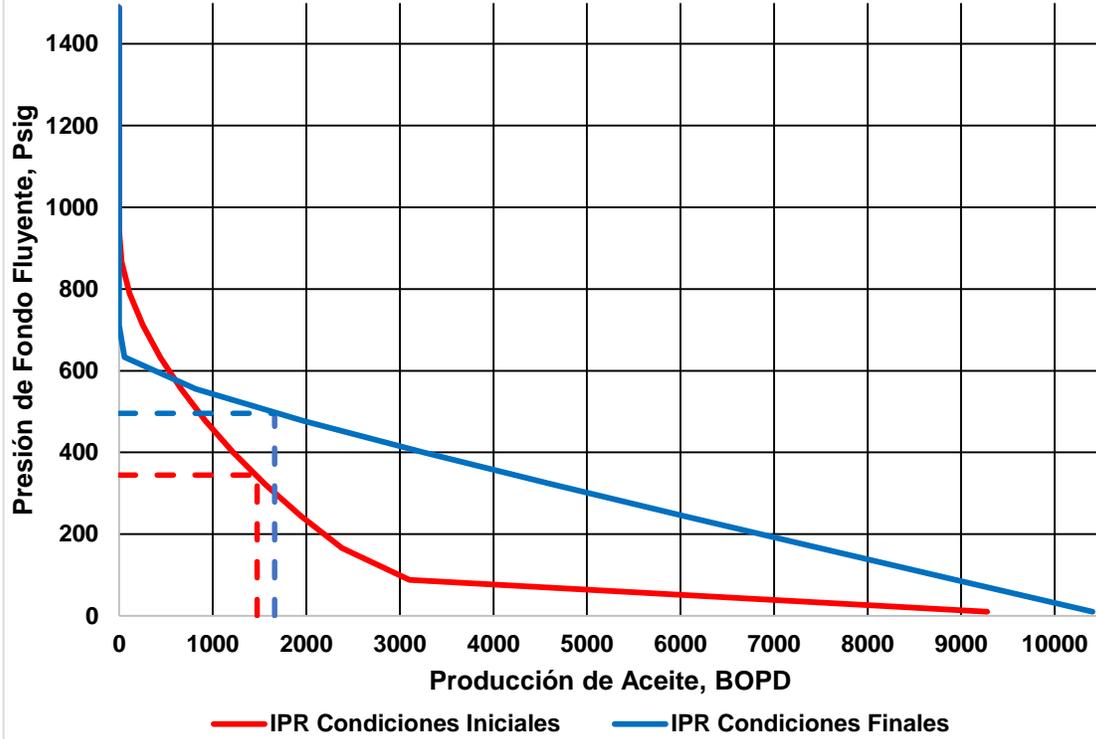




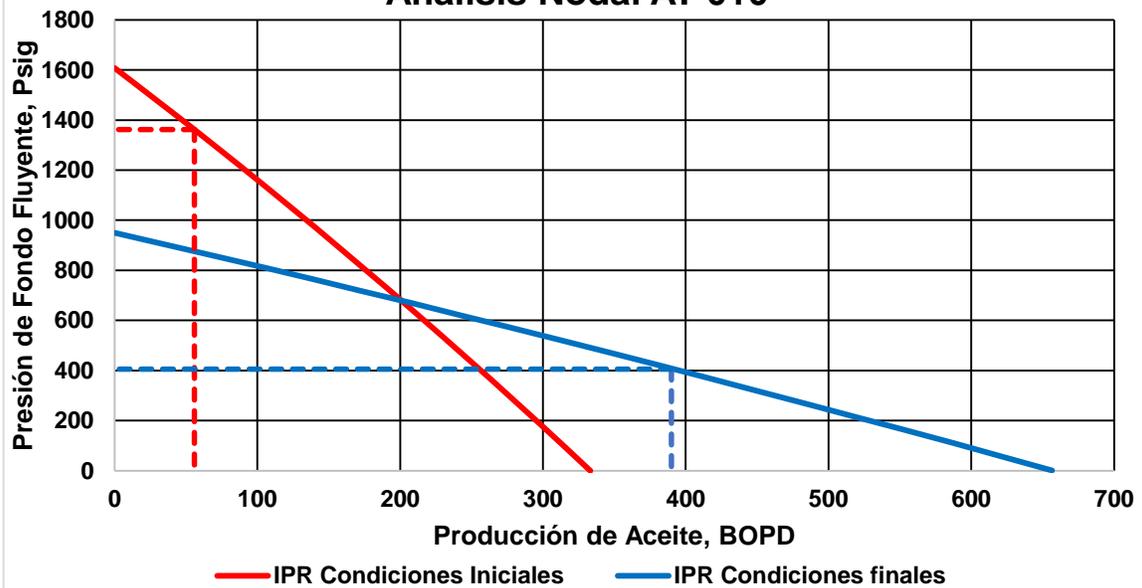




Análisis Nodal AT-009

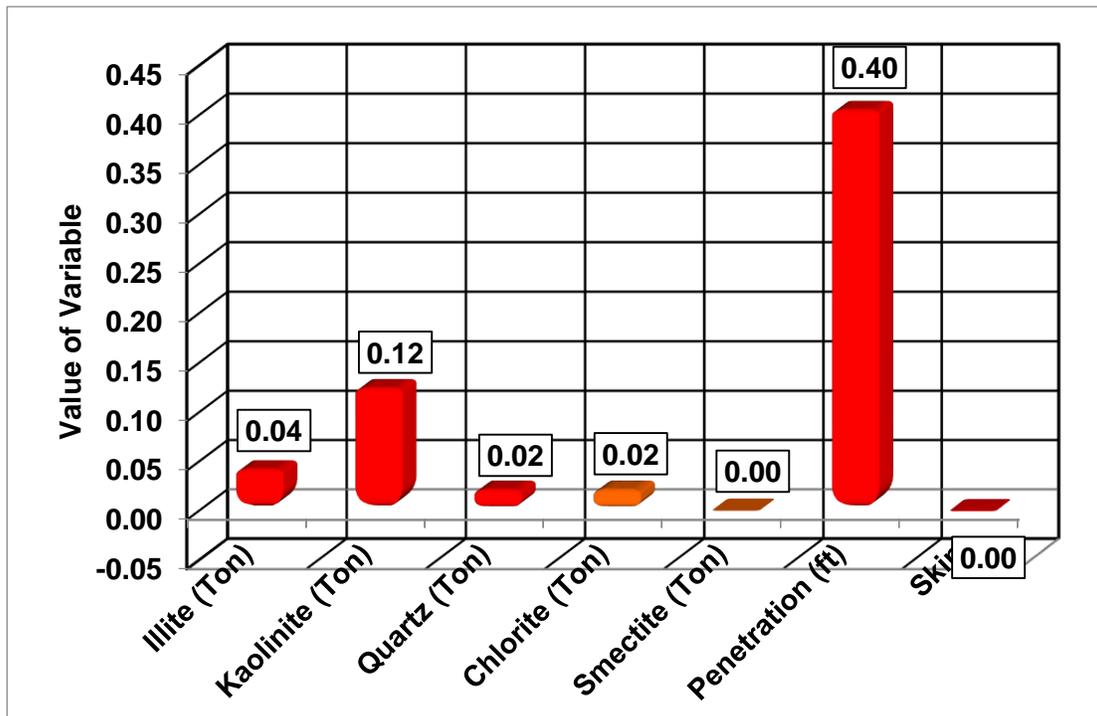
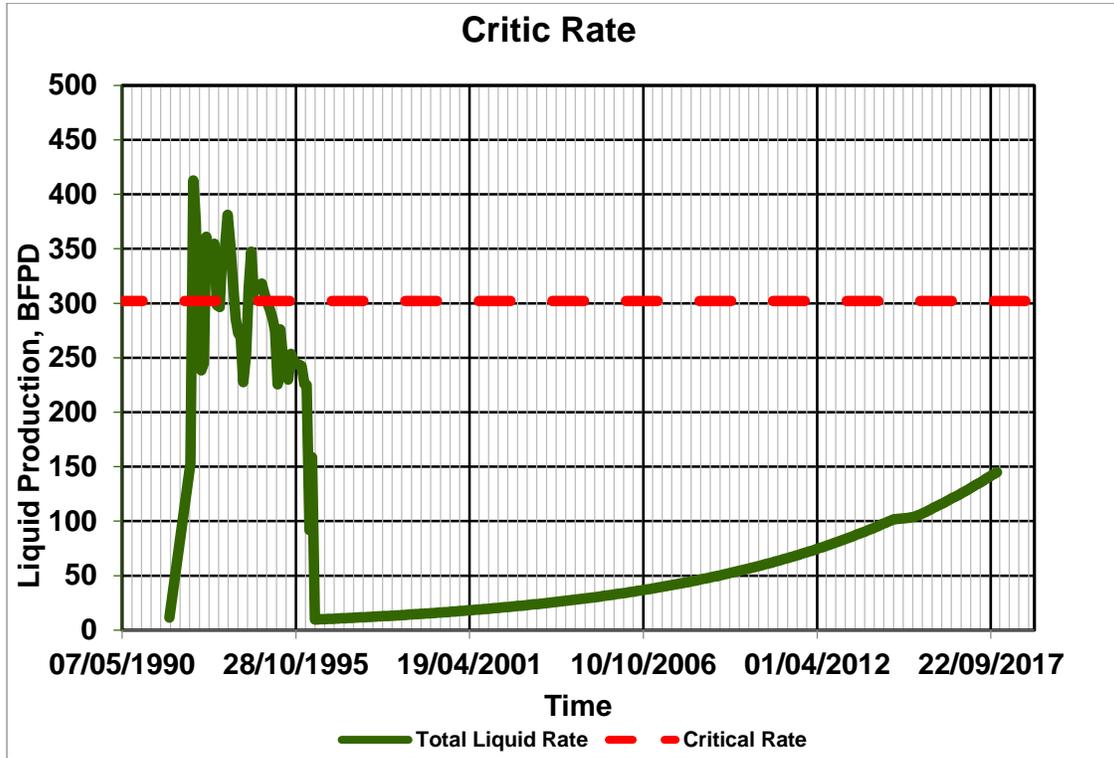


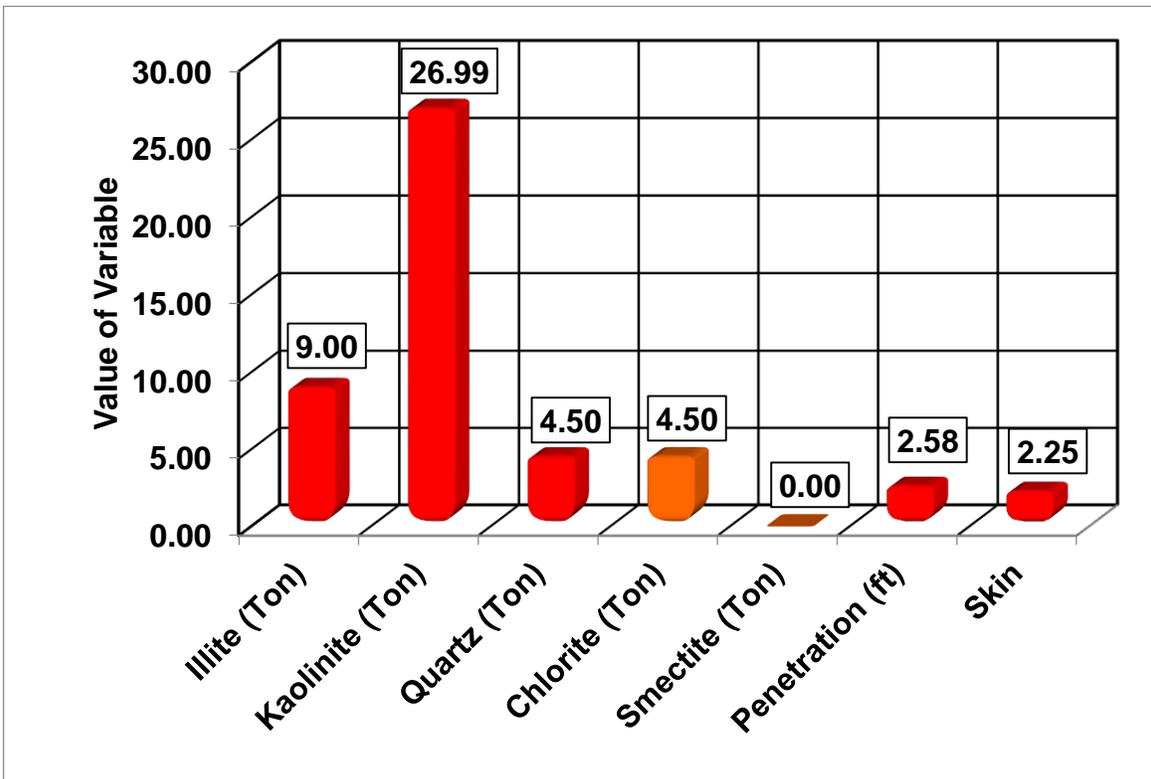
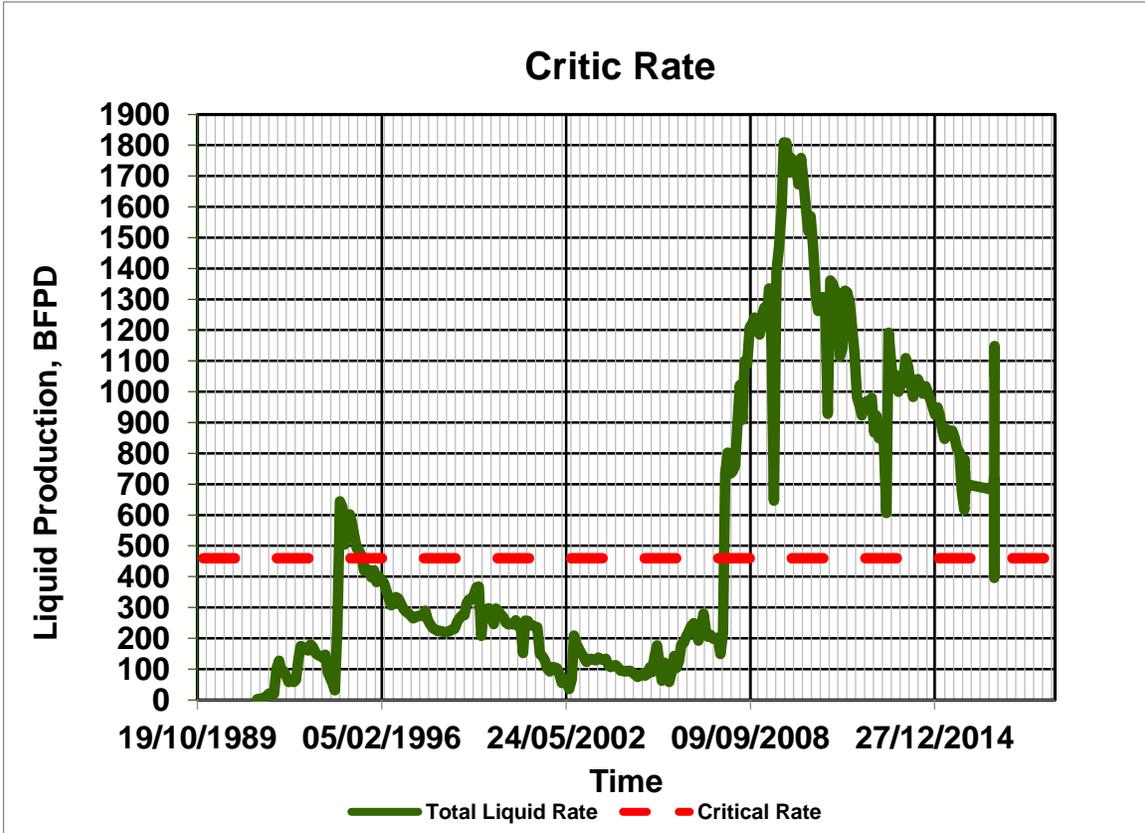
Análisis Nodal AT-010



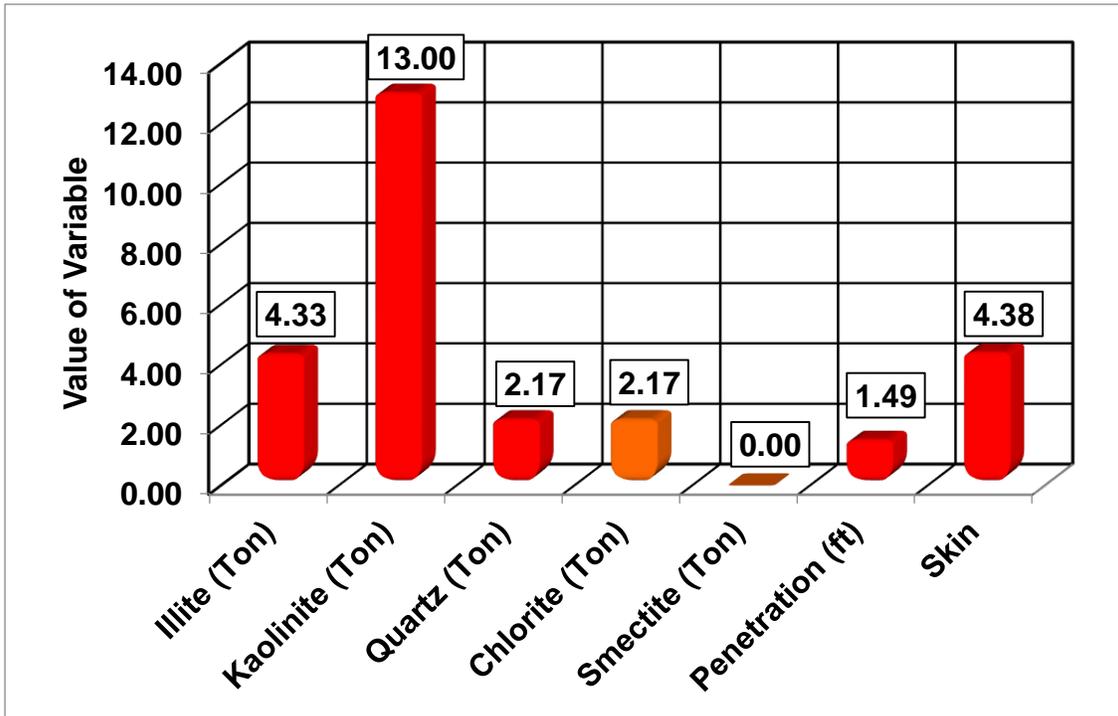
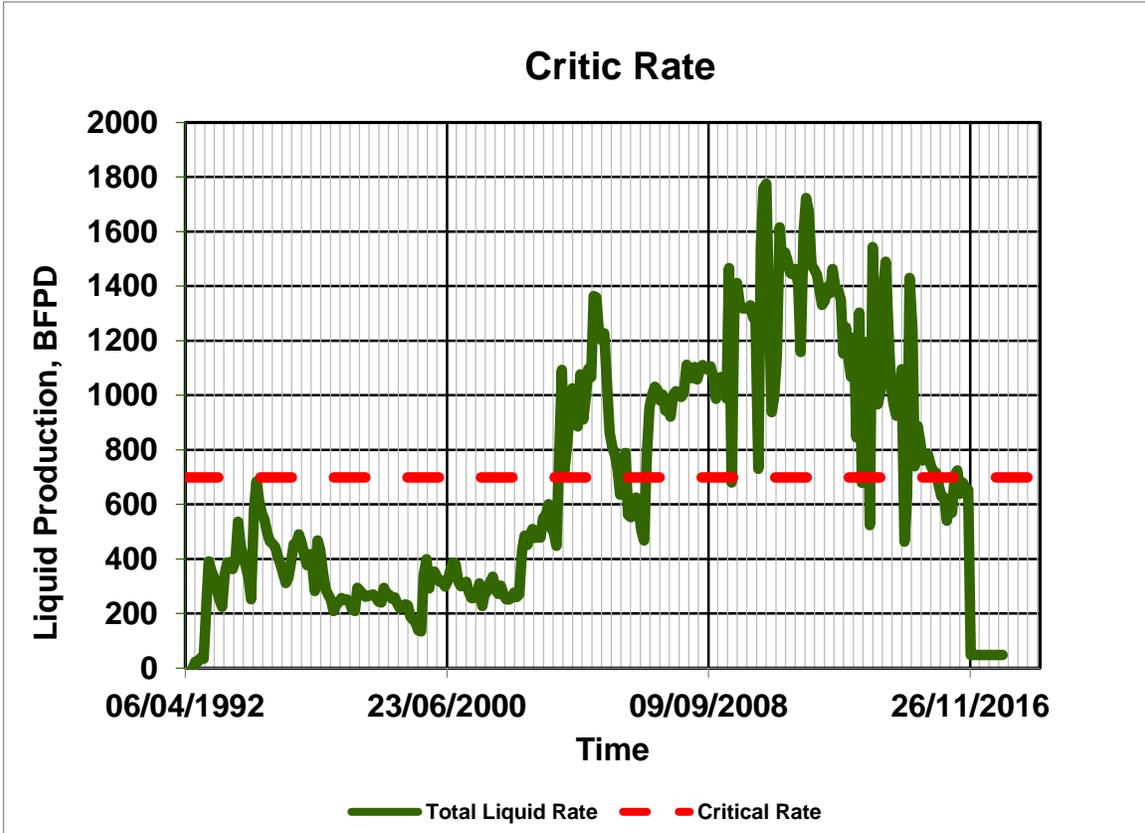
ANEXO E. TASA CRÍTICA EN RELACIÓN A LA PRODUCCIÓN DE LÍQUIDO TOTAL Y ANÁLISIS DE FINOS

AT-001

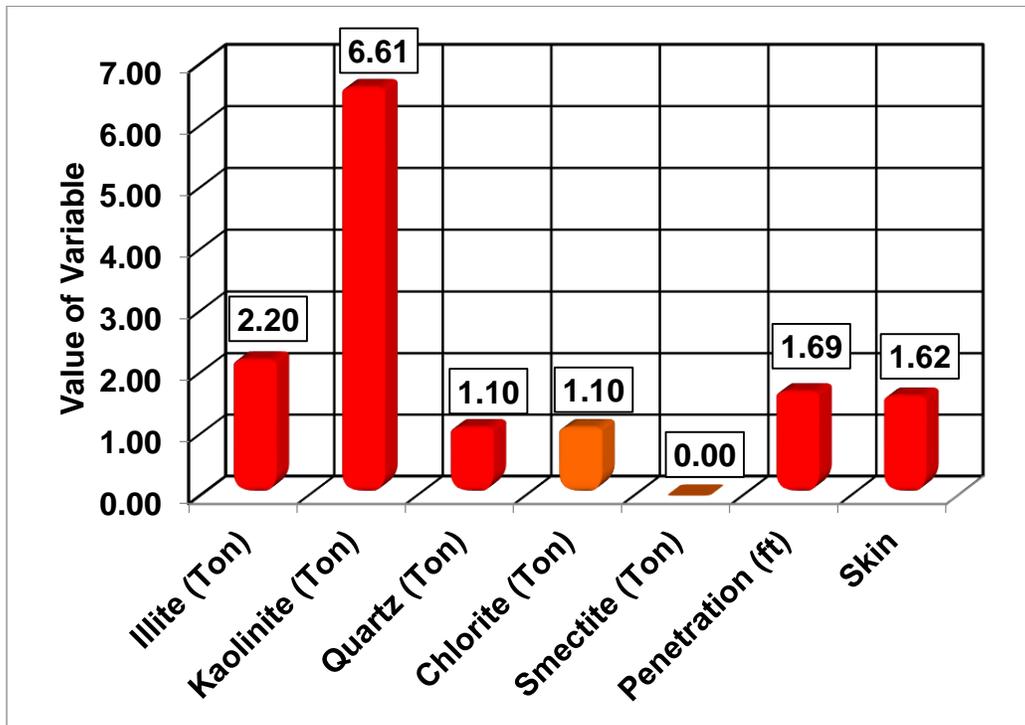
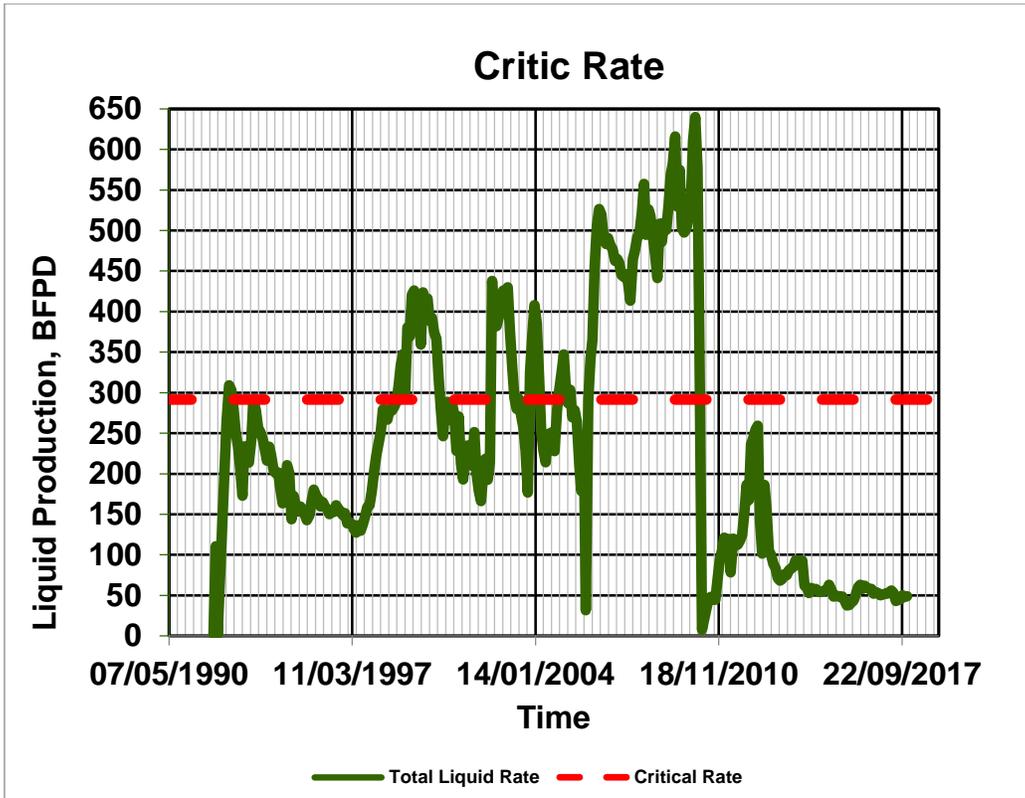




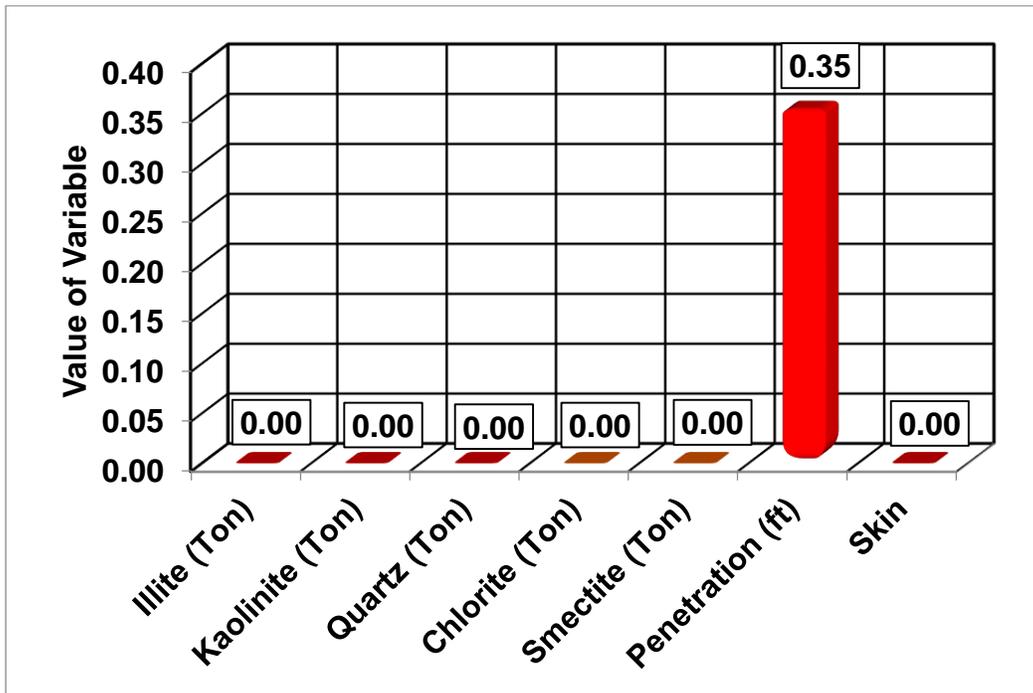
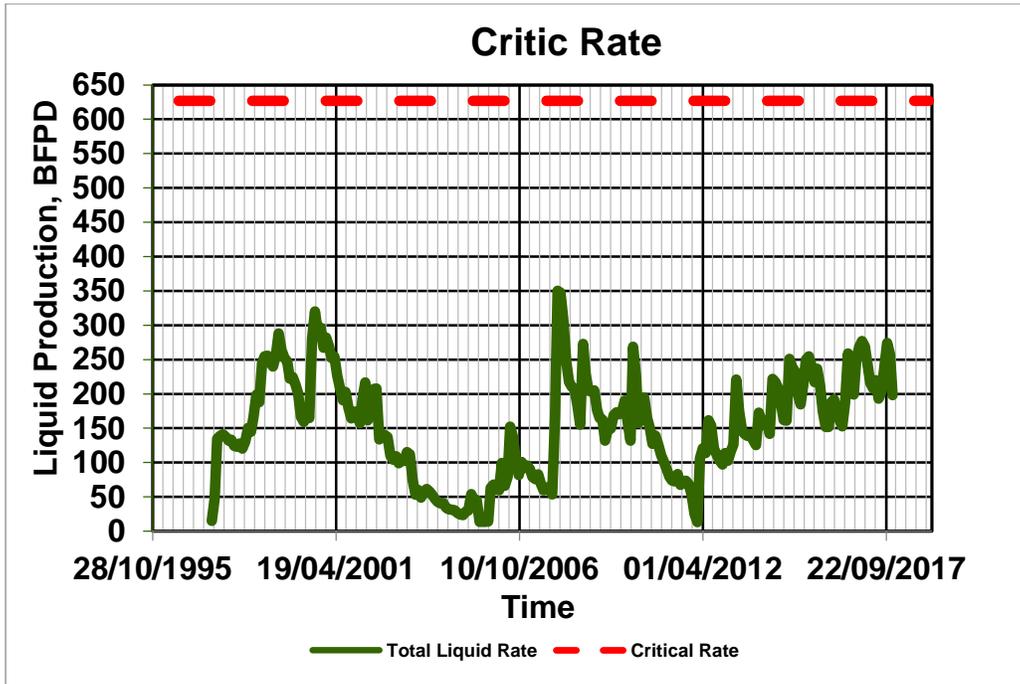
AT-003



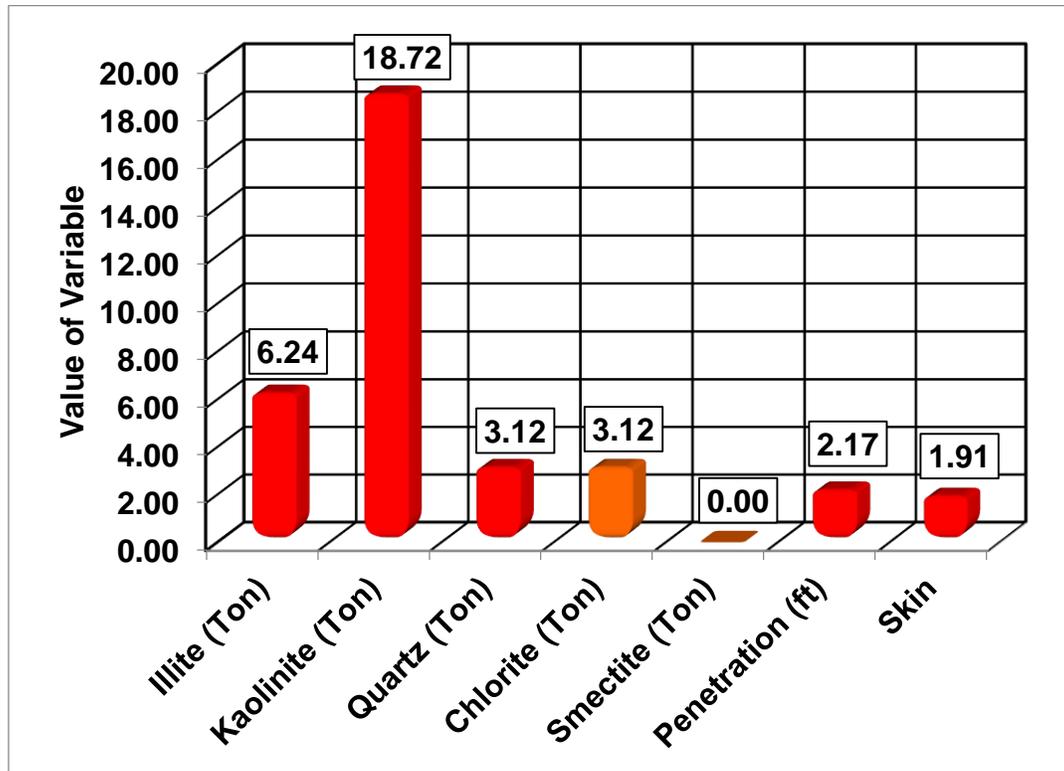
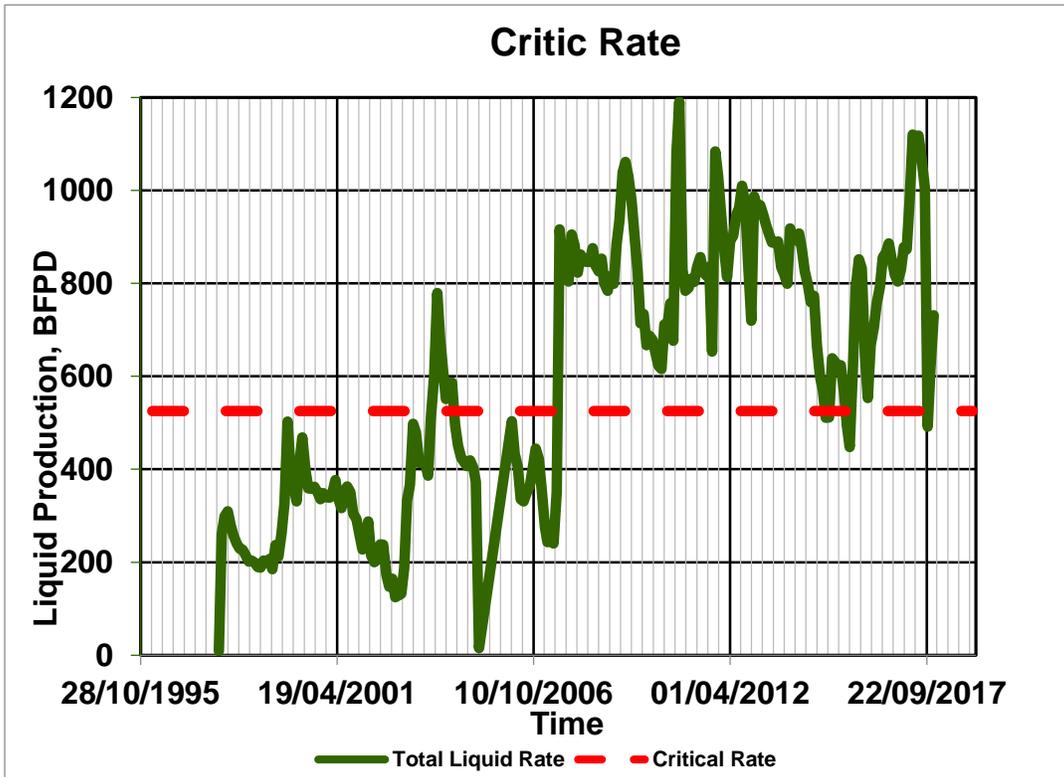
AT-004



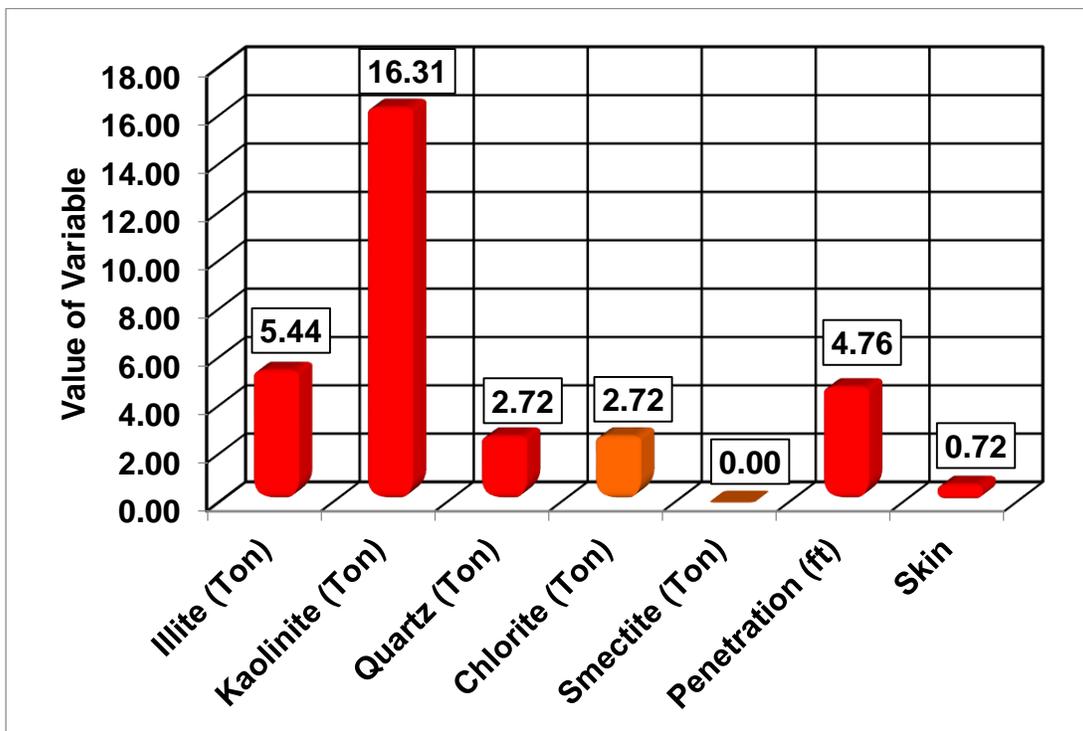
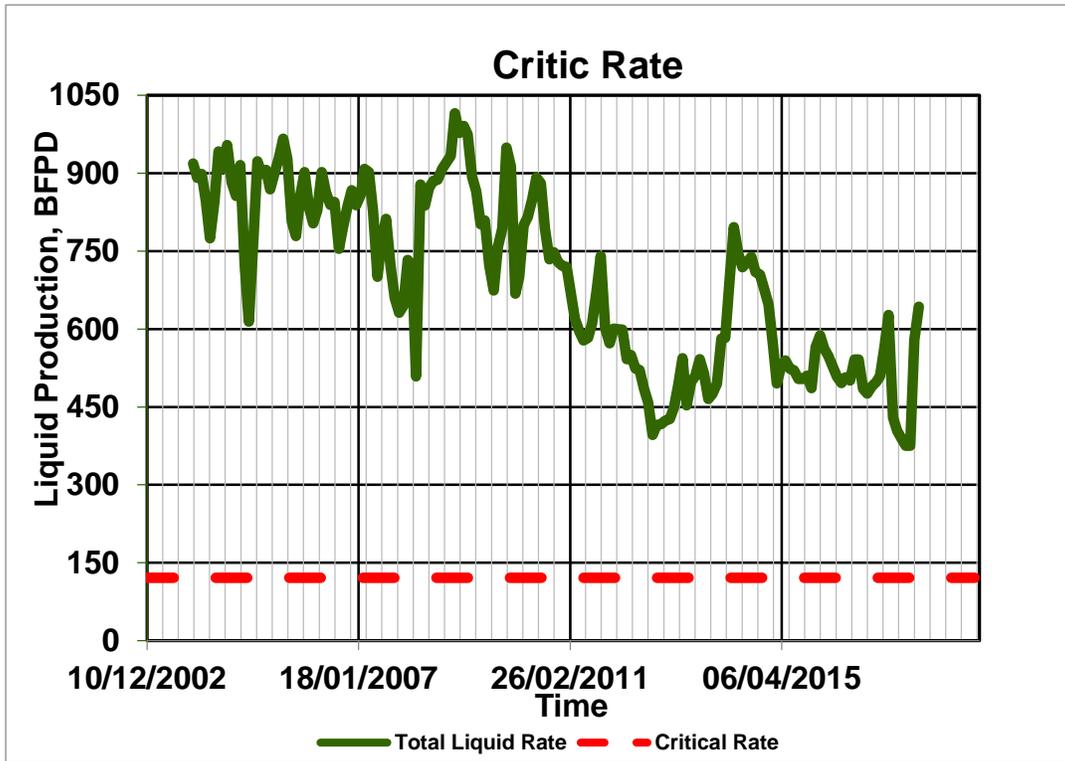
AT-005



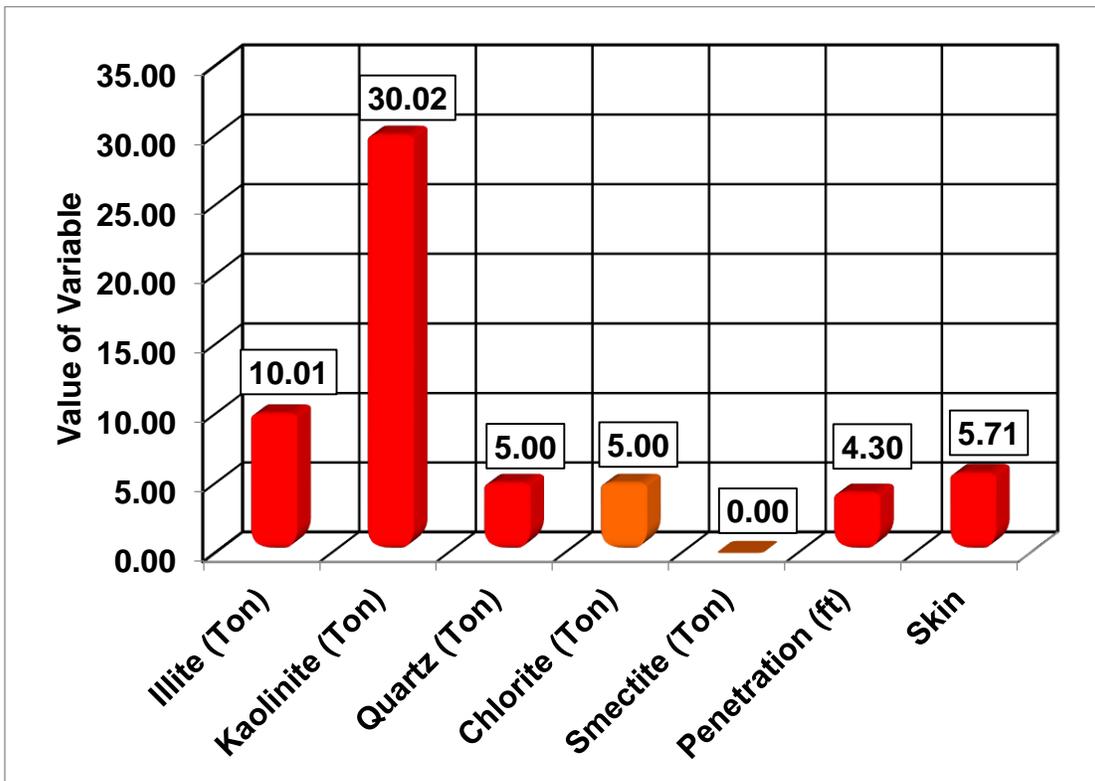
AT-006



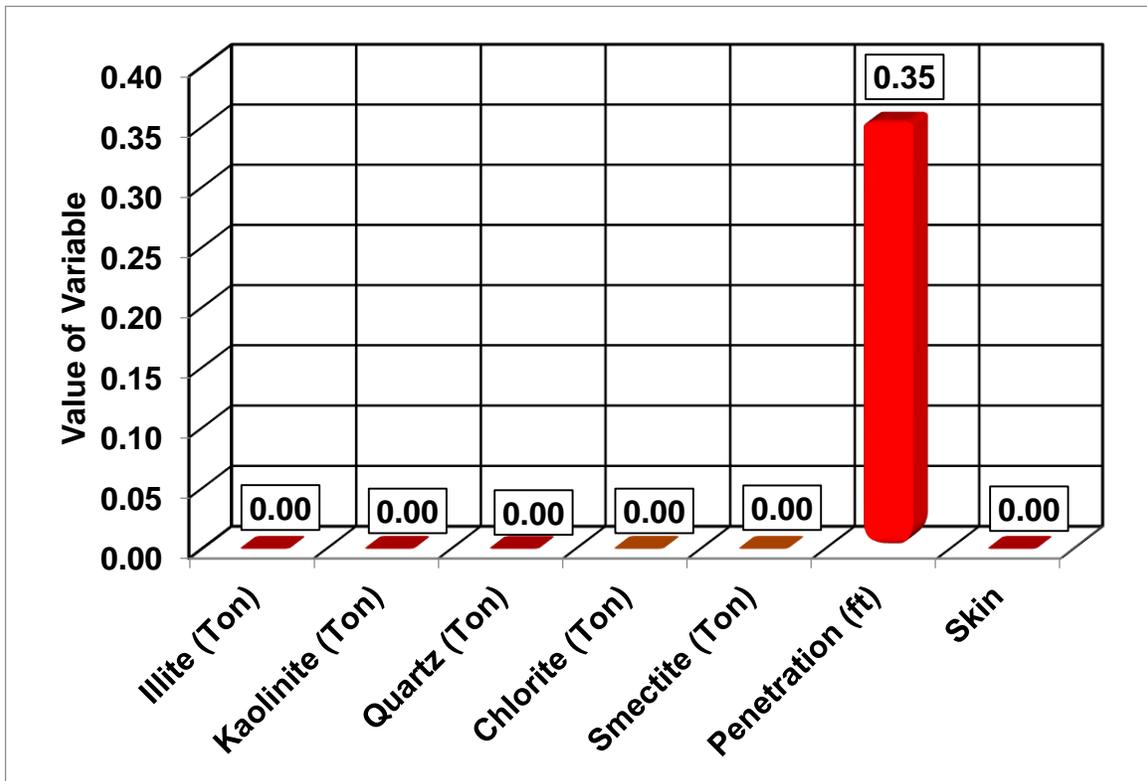
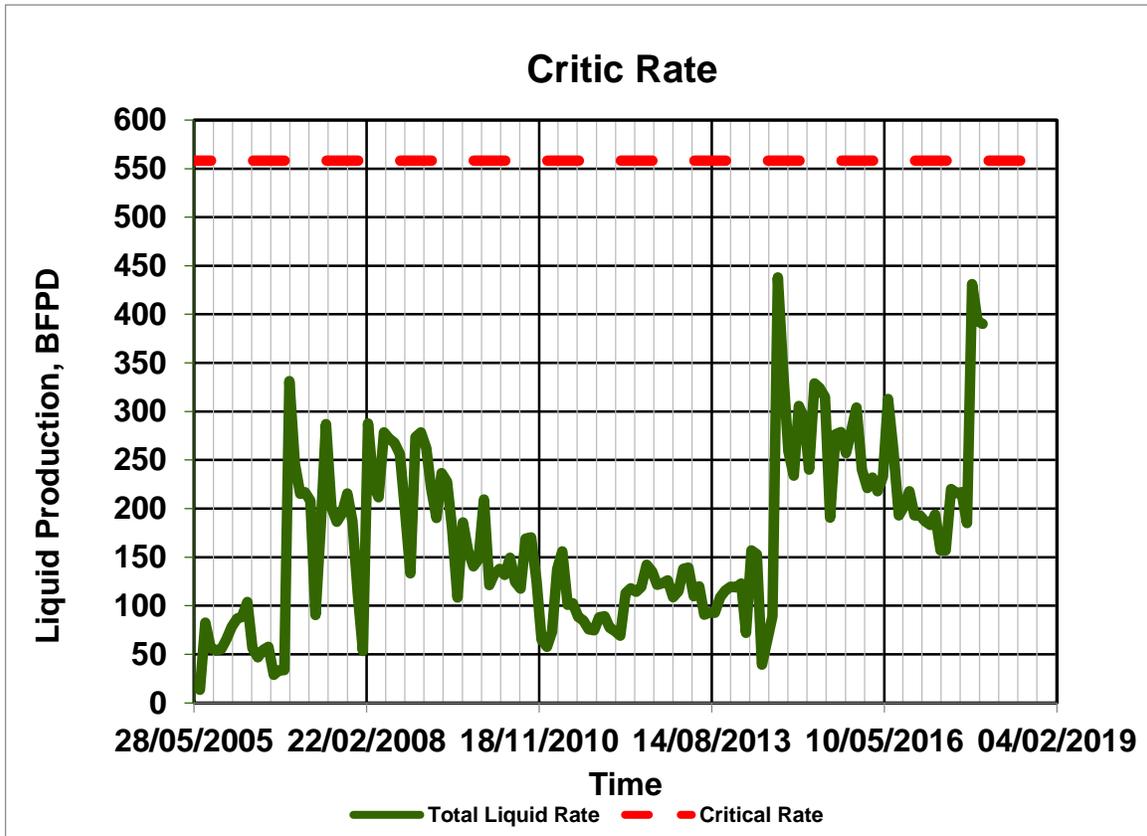
AT-008



AT-009

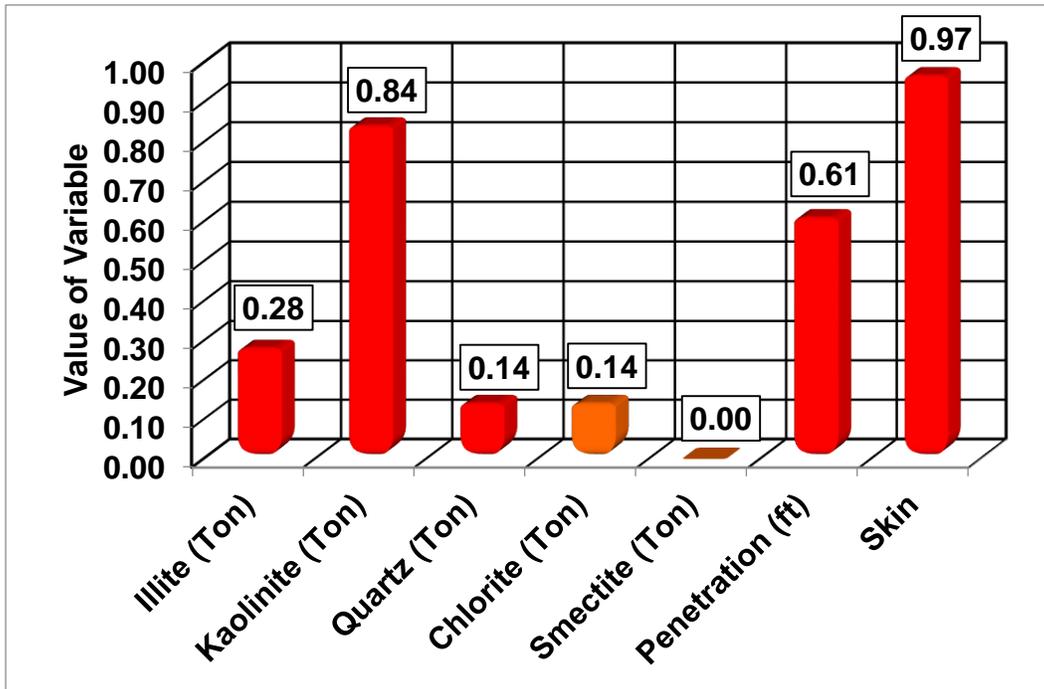


AT-010

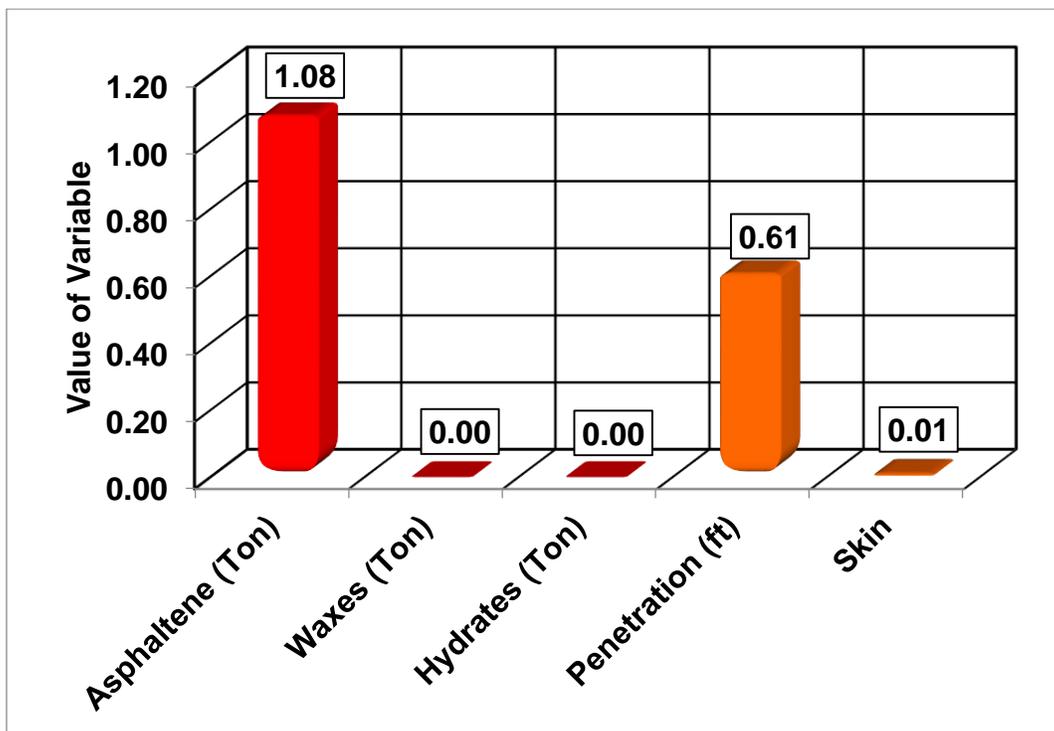


ANEXO F. ANÁLISIS DE ESCAMAS ORGÁNICAS.

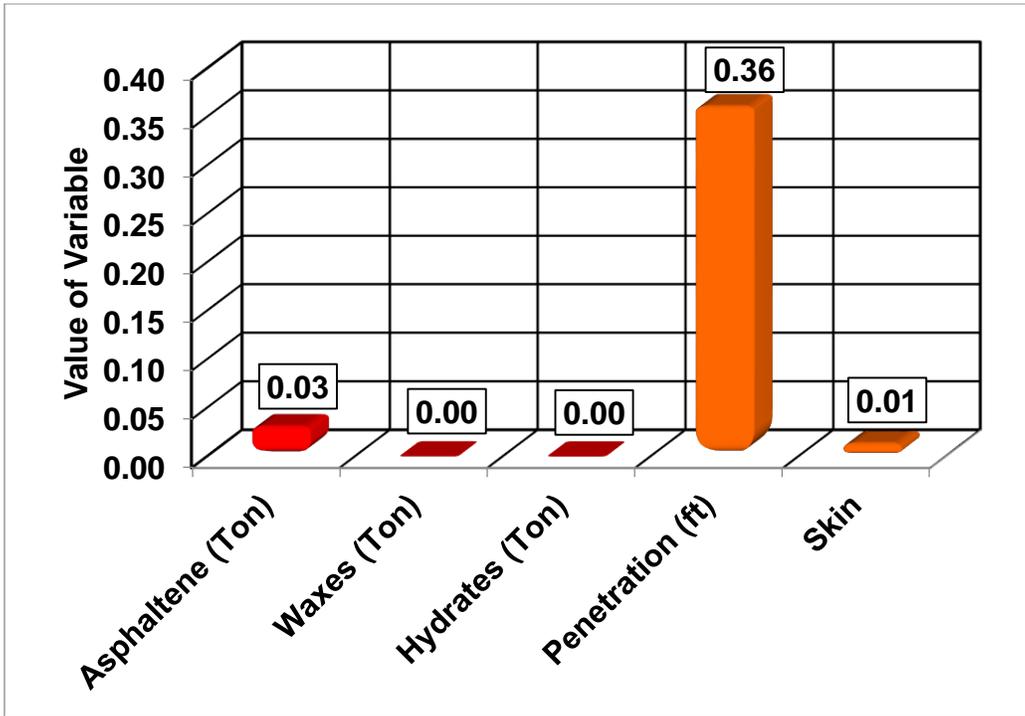
AT-01



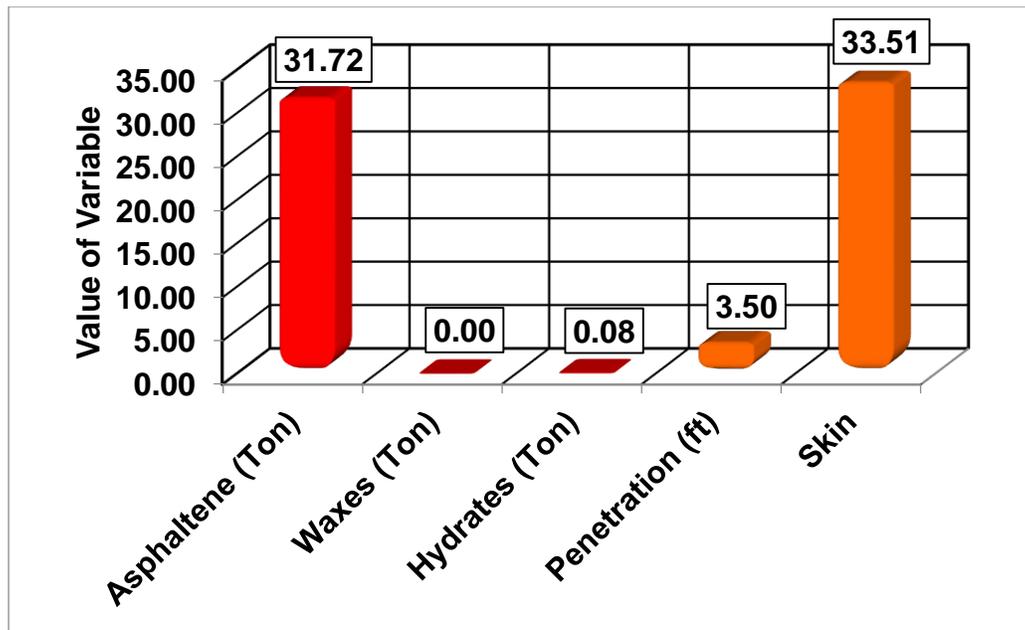
AT-02



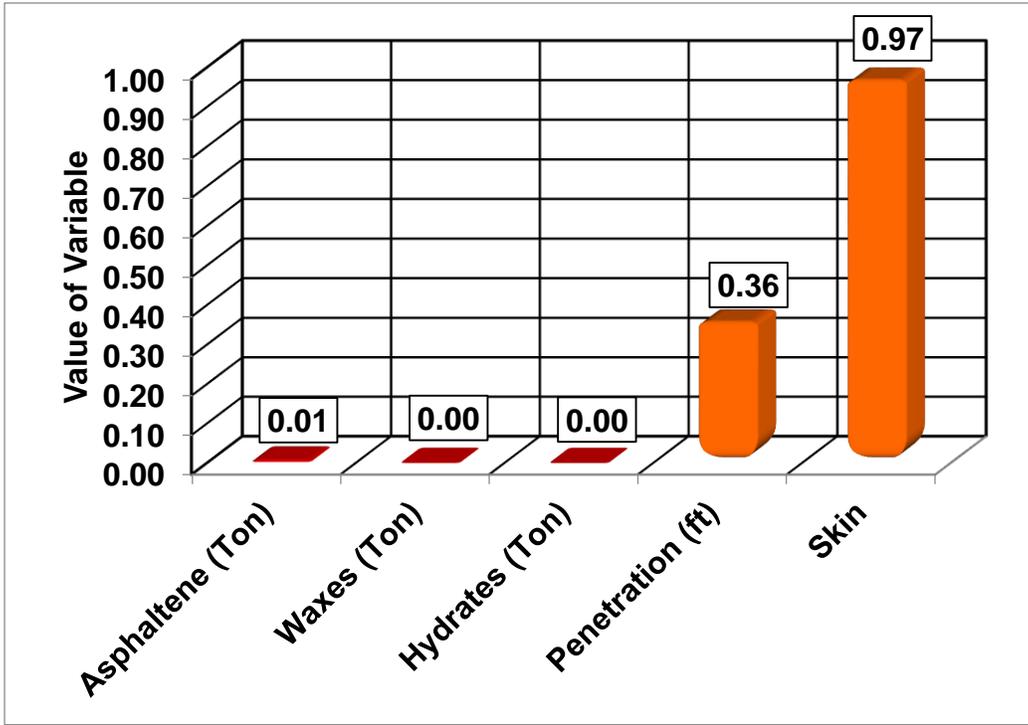
AT-003



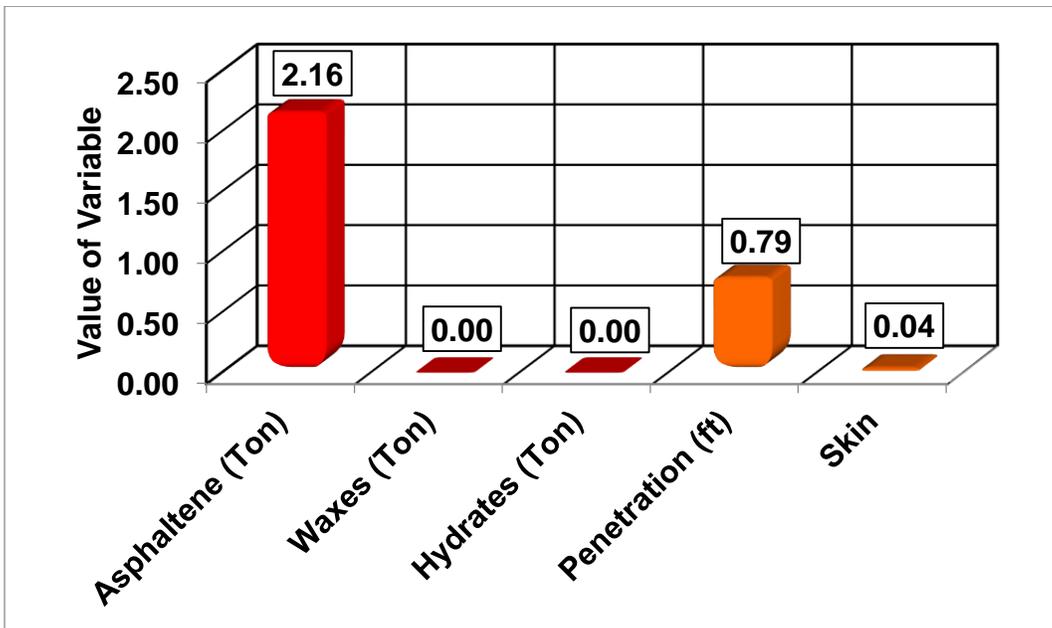
AT-004



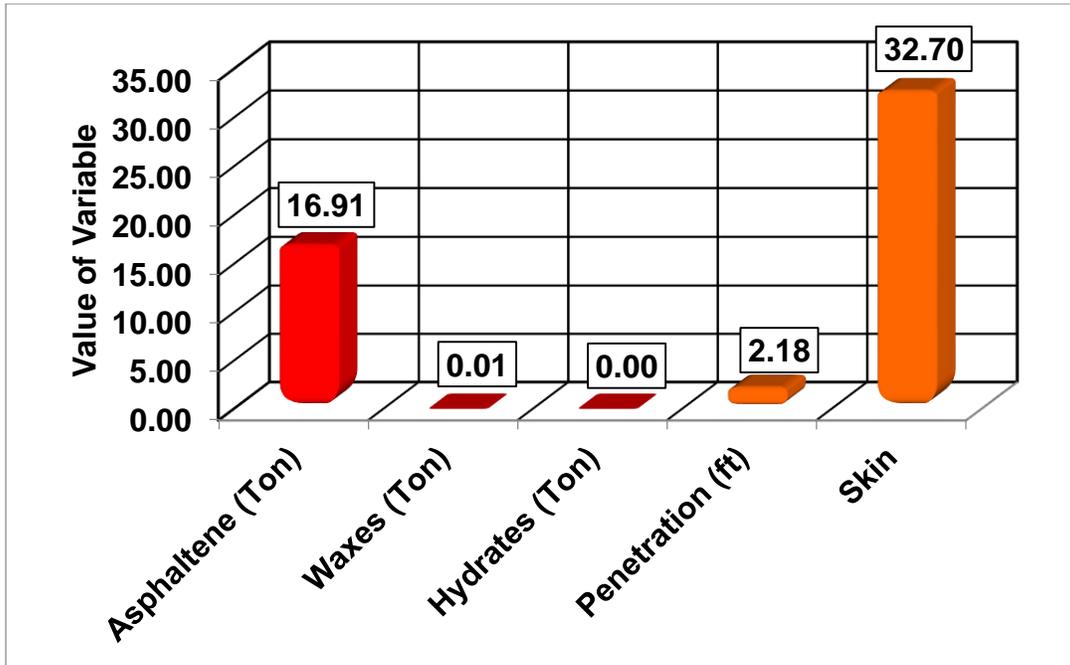
AT-005



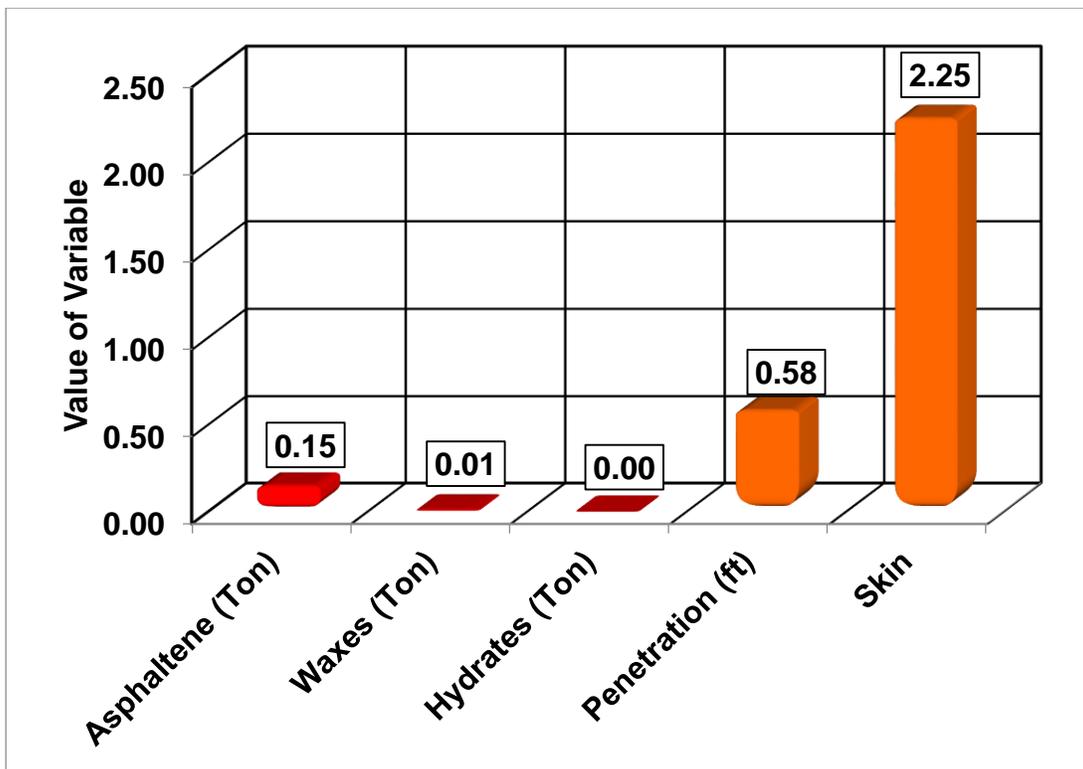
AT-006



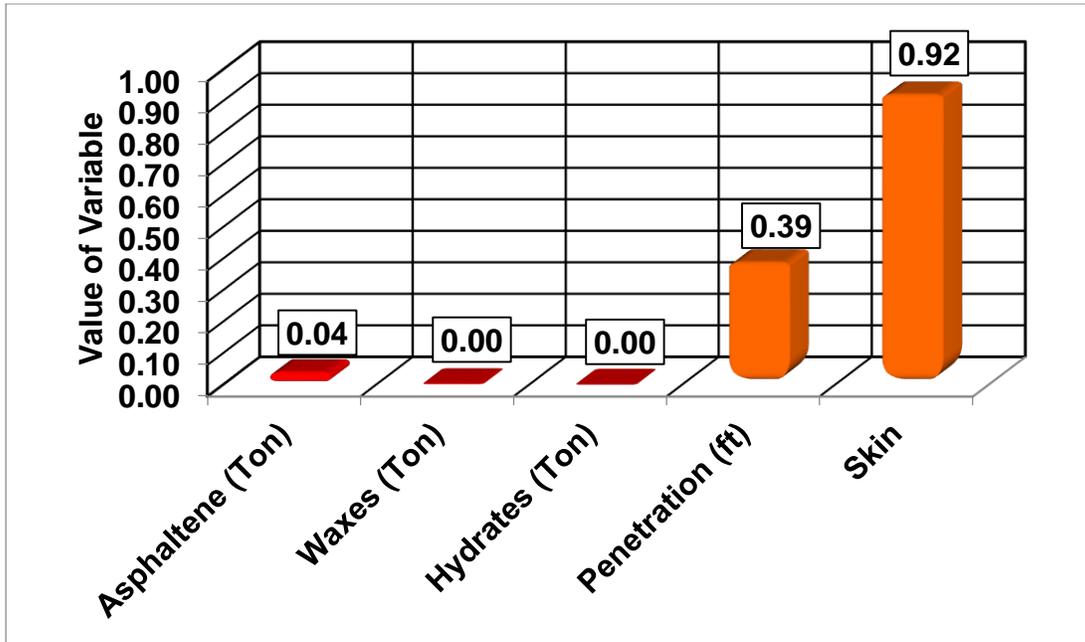
AT-007



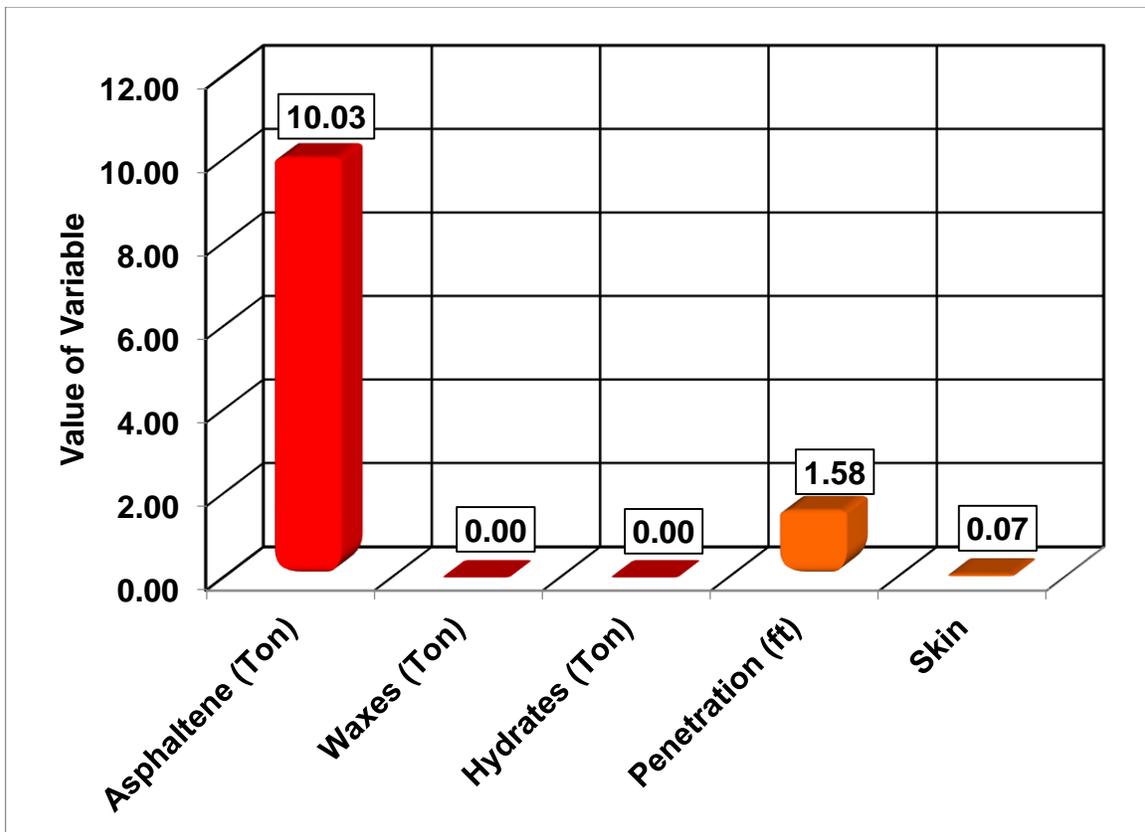
AT-008



AT-009

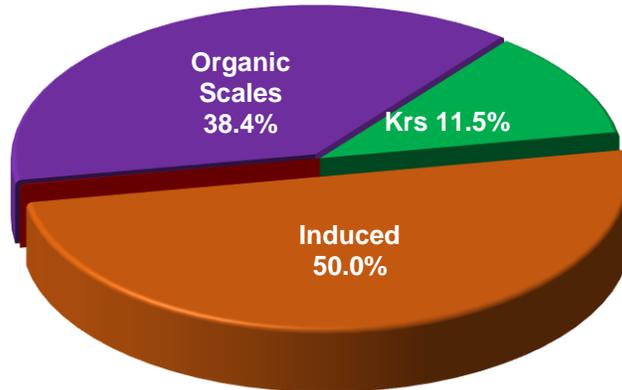


AT-010

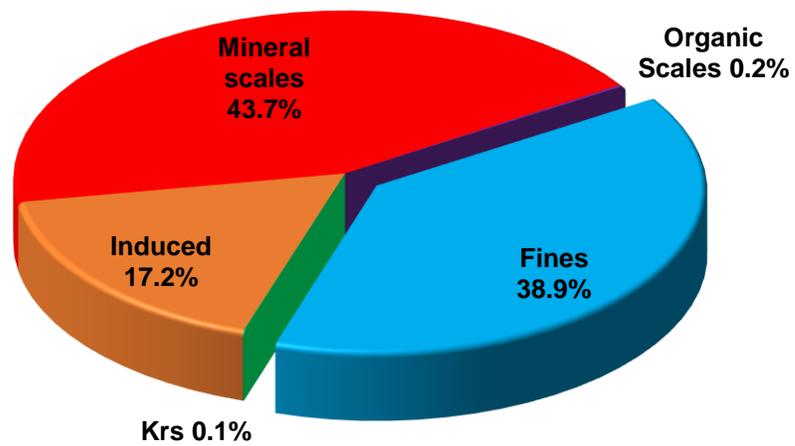


ANEXO G. DISTRIBUCIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

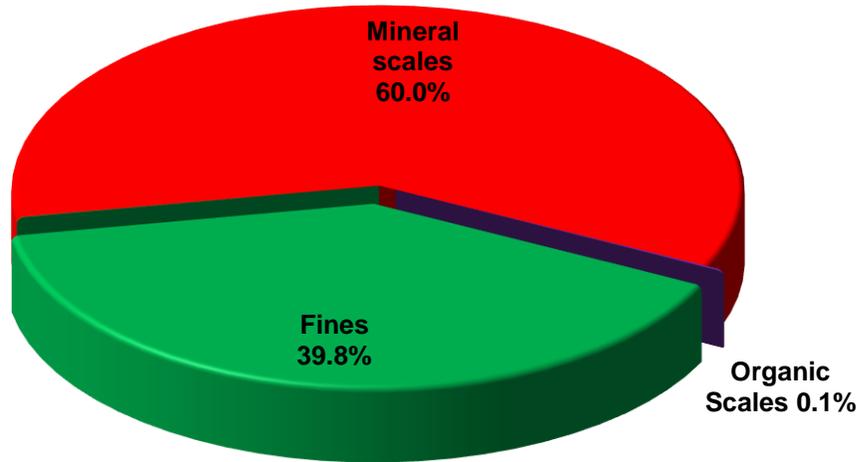
Damage Distribution - AT001



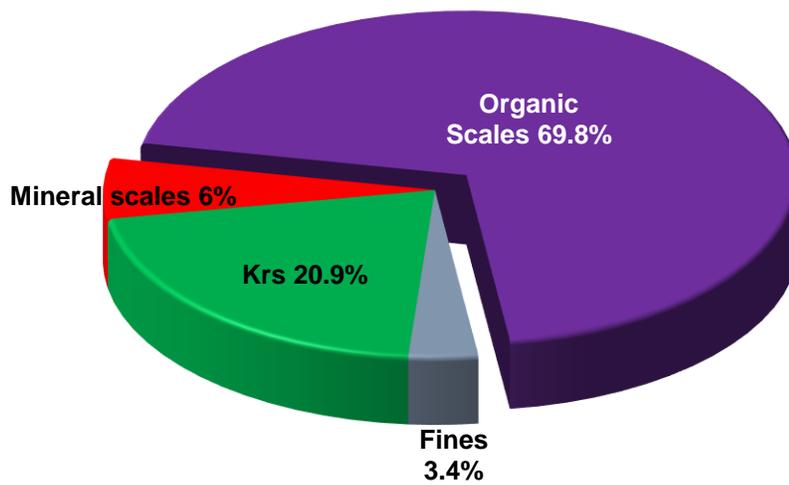
Damage Distribution - AT002



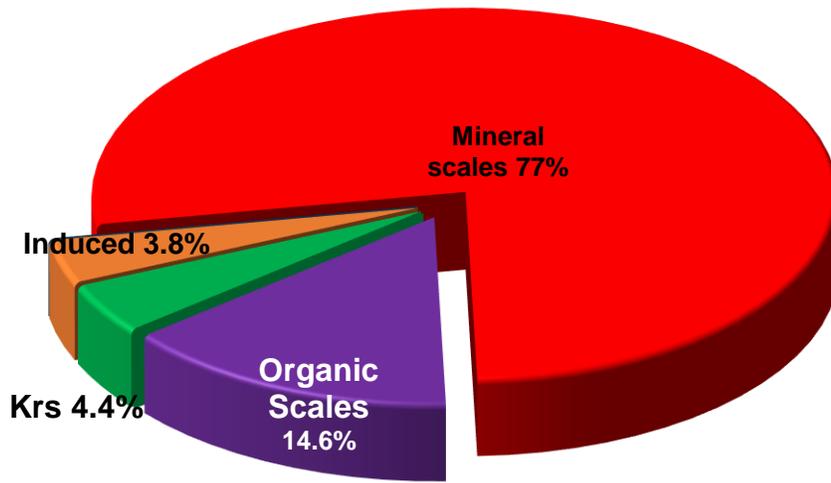
Damage Distribution - AT 003



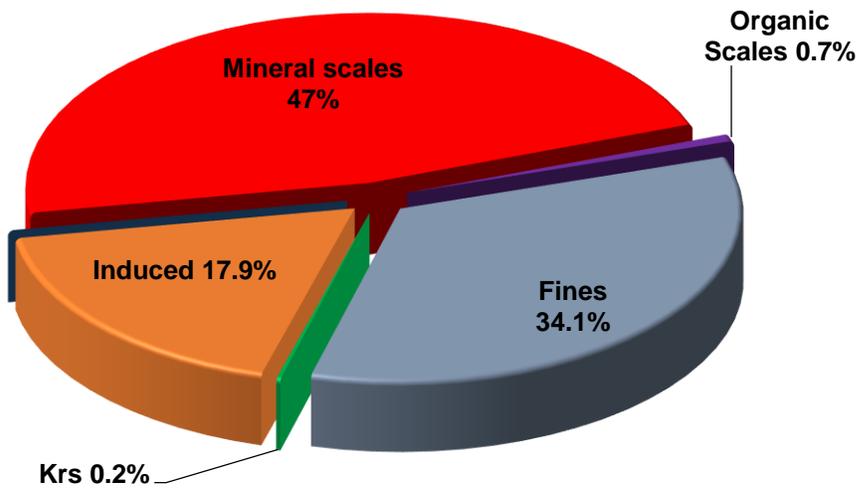
Damage Distribution - AT004



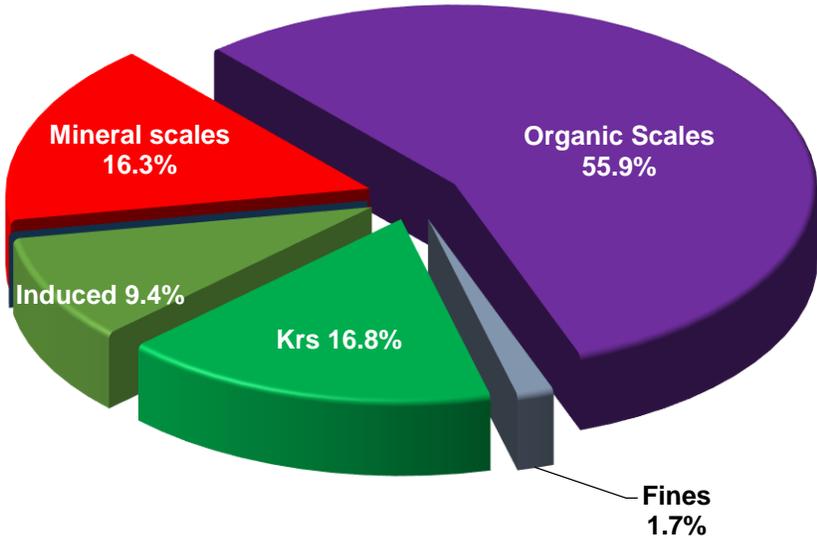
Damage Distribution - AT005



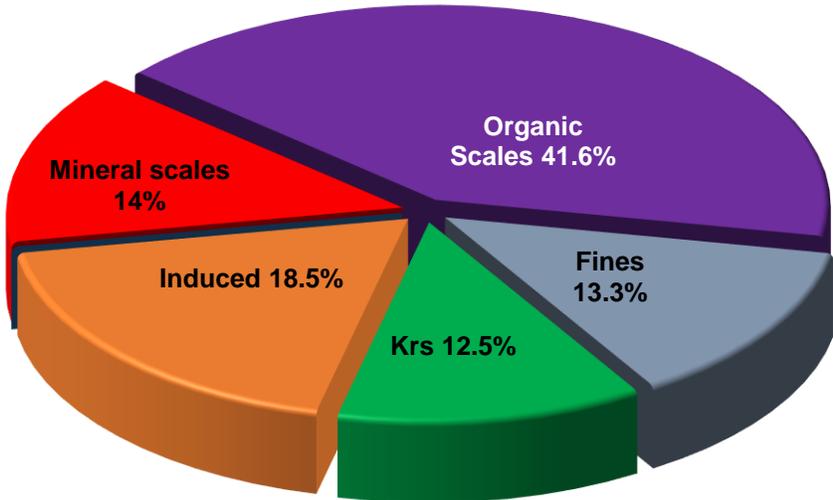
Damage Distribution - AT006



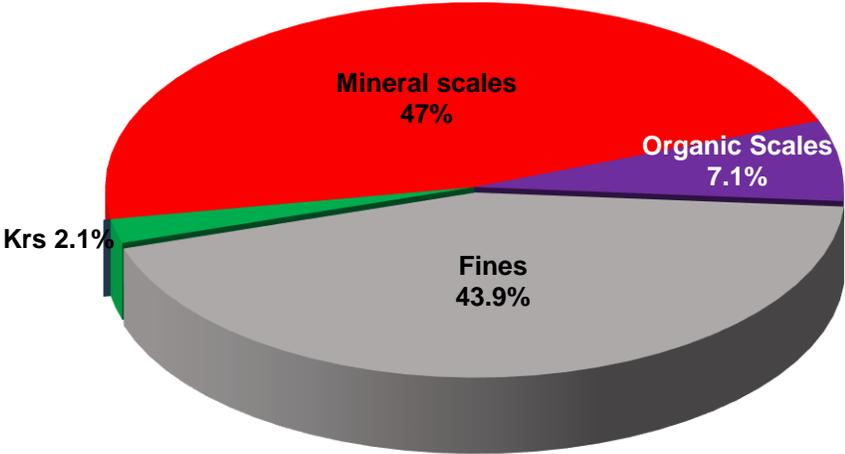
Damage Distribution - AT007



Damage Distribution - AT008



Damage Distribution - AT009



Damage Distribution - AT010

