



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 22 de septiembre de 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Verónica Lucía Quiroga Buenaventura, con C.C. No. 1075272028

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o Verónica Lucía Quiroga Buenaventura

Titulado ANÁLISIS INTEGRADO SUBSUELO – SUPERFICIE PARA EVALUAR LA INTERFERENCIA ENTRE LOS POZOS DE UN CLUSTER DEL SECTOR SW DE UN CAMPO DE CRUDO PESADO

Presentado y aprobado en el año 2017 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.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

- 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.

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:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Veronica Duraga?

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: ANÁLISIS INTEGRADO SUBSUELO – SUPERFICIE PARA EVALUAR LA INTERFERENCIA ENTRE LOS POZOS DE UN CLUSTER DEL SECTOR SW DE UN CAMPO DE CRUDO PESADO.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Quiroga Buenaventura	Verónica Lucía

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Forero García	Angélica María
Escobar Macualo	Freddy Humberto

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
N/A	N/A

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 95

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



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

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

Lector de PDF de preferencia

MATERIAL ANEXO:

N/A

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

N/A

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Ingles</u>
1. <u>Interferencia de pozos</u>	<u>Interwell interference</u>
2. <u>Simulación de yacimientos</u>	<u>Reservoir simulation</u>
3. <u>Caracterización de yacimientos</u>	<u>Reservoir characterization</u>
4. <u>Integración subsuelo - superficie</u>	<u>Reservoir – Surface integration</u>

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Este proyecto fue planteado a raíz de los escenarios de bajos precios del petróleo, que en el año 2016 ocasionaron el cierre de pozos no productivos económicamente, lo cual generó un disturbio en el yacimiento provocando cambios en la presión de fondo y por tanto en las tasas de flujo de pozos cercanos.

Con el fin de comprender de mejor manera el comportamiento de los fluidos y el efecto que



produce la producción de un pozo en otro, se realizó un análisis integrando datos de producción con simulación de yacimientos, de manera que se pueda evaluar el efecto de la perforación de un pozo nuevo desde el punto de vista de yacimientos hasta verse reflejado en su producción.

Inicialmente se analizó datos de producción de los pozos cercanos a la zona en la que se estaba desarrollando la campaña de perforación, buscando relacionar comportamientos anormales en los parámetros de producción de un pozo con la entrada de un pozo nuevo para posteriormente analizar el efecto a nivel de yacimiento a través del modelo dinámico.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This project was raised as a result of the low oil prices, which in the year 2016 caused the turn off of non productive wells, bringing on a disturbance in the reservoir causing changes in the bottom hole pressure and therefore in the flow rates of nearby wells.

In order to better understand the behavior of the fluids in the reservoir and the effect produced by de production of one well in another, an analysis was performed integrating production data with reservoir simulation, so that the effect of drilling a new well can be evaluated from the point of view of reservoir until reflected in its production.

Initially, production data were analyzed for the wells near the area where the drilling campaign was being developed, seeking to relate abnormal behavior in the production parameters of a well with the drilling of a new well, and then to analyze the effect at the level of the reservoir through the dynamic model

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Jairo Antonio Sepúlveda Gaona

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma:

**ANÁLISIS INTEGRADO SUBSUELO – SUPERFICIE PARA EVALUAR LA
INTERFERENCIA ENTRE LOS POZOS DE UN CLUSTER DEL SECTOR SW DE UN
CAMPO DE CRUDO PESADO**

VERÓNICA LUCÍA QUIROGA BUENAVENTURA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2017**

**ANÁLISIS INTEGRADO SUBSUELO – SUPERFICIE PARA EVALUAR LA
INTERFERENCIA ENTRE LOS POZOS DE UN CLUSTER DEL SECTOR SW DE UN
CAMPO DE CRUDO PESADO**

VERÓNICA LUCÍA QUIROGA BUENAVENTURA

**Trabajo de Grado para Optar por el Título
De Ingeniera de Petróleos**

**Director(a) Empresa
Ing. ANGÉLICA MARIA FORERO**

**Codirector(a) Universidad
PhD. FREDY HUMBERTO ESCOBAR**

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

NEIVA

2017

NOTA DE ACEPTACIÓN

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL CODIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

*A mis padres,
Por apoyarme en cada decisión y camino que he tomado,
Por guiarme siempre de la mejor manera,
Por cada consejo que hacen de mi la persona que soy hoy.*

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a los Ingenieros Angelica M. Forero, Msc, en calidad de directora del proyecto de grado, y German A. Castro, por todas las enseñanzas brindadas, por su paciencia, confianza y apoyo durante el desarrollo del proyecto.

A Freddy H. Escobar, PhD, profesor titular de la Universidad Surcolombiana y codirector del proyecto de grado, por el apoyo constante a lo largo de la carrera universitaria y en la realización del proyecto de grado.

Al grupo de soporte de CMG Colombia, por su disposición, ayuda y enseñanzas brindadas durante el proceso.

Finalmente, agradezco a mi familia y amigos, por acompañarme durante mi desarrollo personal y a lo largo de la vida universitaria, compartiendo buenos y malos momentos y alentándome siempre a ser una buena profesional.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	10
RESUMEN	11
1 ASPECTOS TEÓRICOS	12
1.1 Generalidades de los yacimientos	12
1.1.1 Clasificación de los yacimientos	12
1.1.2 Propiedades de la roca	15
1.1.3 Propiedades de los fluidos	18
1.2 Interferencia de pozos	21
1.3 Simulación de yacimientos	26
1.3.1 Clasificación de los simuladores	27
1.3.2 Caracterización de yacimientos	27
1.4 Herramientas de trabajo	28
1.4.1 CMG (Computer Modelling Group)	29
1.4.2 OFM (Oil Field Manager)	30
1.4.3 PIPESIM	30
2 GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO	31
2.1 Reseña histórica	31
2.2 Ubicación geográfica del campo	31
2.3 Marco geológico	31
2.3.1 Modelo estratigráfico	32
2.3.2 Modelo estructural	34
2.3.3 Geología del petróleo	34
2.4 Descripción del yacimiento	36
2.5 Características de producción	37
2.6 Historia de producción	38
3 METODOLOGÍA	39
3.1 SELECCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO	40
3.1.1 Análisis de áreas de drenaje	41
3.1.2 Correlación petrofísica de la zona	43
3.1.3 Seguimiento de producción	47
3.1.4 Zona de estudio	50
3.2 MODELO DINÁMICO	50
3.2.1 Malla de simulación	51
3.2.2 Propiedades petrofísicas.	52
3.2.3 Modelo de fluidos	55
3.2.4 Modelo Roca – Fluido	57

3.2.5	Regiones de equilibrio	59
3.1.1	Eventos del campo	60
3.3	AJUSTE HISTORICO	62
3.3.1	Caso base	62
3.3.2	Parámetros de sensibilidad	64
3.3.3	Resultados ajuste histórico	73
3.4	INTEGRACIÓN SUBSUELO – SUPERFICIE	76
3.4.1	Escenarios	77
3.4.2	Resultados	78
4.	ANÁLISIS DE INTERFERENCIA	86
	CONCLUSIONES	91
	RECOMENDACIONES	92
	NOMENCLATURA	93
	REFERENCIAS	94

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de fases típico del petróleo negro.	13
Figura 2. Diagrama de fases típico del petróleo volátil.	14
Figura 3. Diagrama de fases típico del gas retrogrado.	14
Figura 4. Curva típica de permeabilidades relativas.	18
Figura 5. Curva típica de las propiedades PVT del aceite.	20
Figura 6. Único pozo en un bloque comunicado con otra fuente.	23
Figura 7. Respuesta de presión de fondo observada.	24
Figura 8. Respuesta de presión observada y predicha.	24
Figura 9. Comunicación múltiple de bloques entre fallas.	25
Figura 10. Perfil esquemático de presión.	25
Figura 11. Técnica de múltiples celdas integradas.	25
Figura 12. Ubicación geográfica del Contrato.	32
Figura 13. Columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales.	33
Figura 14. Corte estructural cuenca de los Llanos Orientales.	35
Figura 15. Mapa estructural al tope de la formación Areniscas Basales.	36
Figura 16. Gráfico de producción histórica mensual del campo.	38
Figura 17. Zona modelada del campo.	39
Figura 18. Áreas de drenaje para un pozo horizontal.	42
Figura 19. Representación gráfica de los ejes para el cálculo del área de drene.	42
Figura 20. Mapa de radios de drenaje de la zona de estudio.	43
Figura 21. Correlación petrofísica pozos P-57 y N-377.	44
Figura 22. Correlación estratigráfica pozos P-95 y N-469.	45
Figura 23. Correlación estratigráfica pozos P-209 y P-116.	46
Figura 24. Correlación estratigráfica pozos P-10 y P-19.	47
Figura 25. Seguimiento de producción, pozos P-95 y N-469.	48
Figura 26. Seguimiento de producción, Pozo-57 y Pozo-377.	49
Figura 27. Representación de la sección del modelo trabajado.	51
Figura 28. Distribución de porosidad, sector del campo en estudio.	53
Figura 29. Distribución de saturación de aceite, sector del campo en estudio.	54
Figura 30. Modelo de Permeabilidad en dirección X sector del campo en estudio.	55
Figura 31. Factor volumétrico de formación (BY/BS)	56
Figura 32. Viscosidad del aceite a T=147°F.	56
Figura 33. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite ingresadas en el modelo.	58
Figura 34. Distribución de tipos de roca, zona productora y zona sello.	59
Figura 35. Representación del contacto agua petróleo mediante modificadores de volumen.	60
Figura 36. Propiedades del acuífero.	61

Figura 37. Ubicación de los pozos.....	61
Figura 38. Comparativo historia de producción del simulador vs producción real.....	63
Figura 39. Comportamiento de presión del simulador vs presión real.....	64
Figura 40. Gráfico de tornado, análisis de sensibilidad para aceite acumulado.....	67
Figura 41. Método Sobol, función objetivo “OILCUM”.....	67
Figura 42. Gráfico de tornado para el acumulado de agua.....	69
Figura 43. Grafico método Sobol para el acumulado de agua.....	70
Figura 44. Resultados ajuste histórico del campo en estudio.....	74
Figura 45. Ajuste pozo P-57.....	75
Figura 46. Ajuste pozo P-95.....	75
Figura 47. Ajuste pozo P-19.....	76
Figura 48. Mapa de líquido acumulado en la zona de estudio.....	78
Figura 49. Resultados de presión de fondo, Pozo-19.....	79
Figura 50. Resultados de presión de fondo, Pozo-57.....	79
Figura 51. Resultados de presión de fondo, Pozo-80.....	80
Figura 52. Resultados de presión de fondo, Pozo-95.....	80
Figura 53. Resultados de presión de fondo, Pozo-115.....	81
Figura 54. Resultados de presión de fondo, Pozo-209.....	81
Figura 55. Resultados de presión de fondo, Pozo-324.....	82
Figura 56. Resultados de presión de fondo, Pozo-377.....	82
Figura 57. Resultados de presión de fondo, Pozo-469.....	83
Figura 58. Sistema de superficie del campo.....	84
Figura 59. Flujo de trabajo integrado subsuelo – superficie.....	85
Figura 60. Distribución de porosidad en el modelo dinámico, capa 13.....	87
Figura 61. Distribución de permeabilidad en el modelo dinámico, capa 13.....	88
Figura 62. Radios de drenaje en la fecha anterior a la entrada del pozo N-469.....	89
Figura 63. Radios de drenaje en la fecha posterior a la entrada del pozo N-469.....	90
Figura 64. Radio de drenaje del pozo P-209 en la fecha posterior a la entrada del pozo N-377.....	90

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Condiciones Ambientales del campo en estudio.....	32
Tabla 2. Características del yacimiento y fluidos del campo en estudio.....	37
Tabla 3. Distribución vertical del yacimiento	52
Tabla 4. Otras propiedades del fluido.	57
Tabla 5. Propiedades de los componentes, densidades y propiedades del agua	57
Tabla 6. Resultados modelo dinámico	83
Tabla 7. Resultados simulador de superficie.....	85
Tabla 8. Diferencia en el caudal producido en cada escenario respecto al caso base	86

INTRODUCCIÓN

Para el correcto desarrollo de un campo es de suma importancia contar con información que permita a los ingenieros realizar una caracterización apropiada del yacimiento, la cual es la base para la toma de decisiones en el manejo del campo. Esta caracterización no solo se logra a través de la recopilación de información de la zona productora, si no que depende del análisis que se le realice a la misma. Realizar una integración entre información geológica y de yacimientos, con información de producción, ayuda a los ingenieros a tener una idea del comportamiento de producción de los pozos, analizar estrategias y prever acontecimientos.

Contar con un modelo dinámico que represente el yacimiento y se ajuste de manera acertada a su historial de producción, permite comprender el comportamiento de fluidos en el medio poroso reduciendo el grado de incertidumbre a la hora de evaluar diferentes escenarios y optimizar al máximo su producción. A esto se debe la importancia de la simulación de yacimientos como herramienta en el desarrollo de un campo, ya que permite estimar el comportamiento a futuro ante una variación posible, facilitando la realización de un análisis de sensibilidades sin afectar realmente el campo.

En el presente estudio se realizó un análisis de interferencia de pozos, analizando de manera conjunta los datos de producción de un sector del campo y las variaciones en el modelo dinámico. Para esto se realizó un ajuste histórico del modelo dinámico elaborado previamente por la compañía operadora, con el cual posteriormente se analizó el disturbio de presión que se pudiese generar en los pozos del modelo a la entrada de un pozo nuevo. Esto con el fin de evaluar la viabilidad de un pozo nuevo perforado en una zona drenada por otros pozos.

RESUMEN

Este proyecto fue planteado a raíz de los escenarios de bajos precios del petróleo, que en el año 2016 ocasionaron el cierre de pozos no productivos económicamente, lo cual generó un disturbio en el yacimiento provocando cambios en la presión de fondo y por tanto en las tasas de flujo de pozos cercanos.

Con el fin de comprender de mejor manera el comportamiento de los fluidos y el efecto que produce la producción de un pozo en otro, se realizó un análisis integrando datos de producción con simulación de yacimientos, de manera que se pueda evaluar el efecto de la perforación de un pozo nuevo desde el punto de vista de yacimientos hasta verse reflejado en su producción.

Inicialmente se analizó datos de producción de los pozos cercanos a la zona en la que se estaba desarrollando la campaña de perforación, buscando relacionar comportamientos anormales en los parámetros de producción de un pozo con la entrada de un pozo nuevo para posteriormente analizar el efecto a nivel de yacimiento a través del modelo dinámico.

1 ASPECTOS TEÓRICOS

Este primer capítulo se encarga de dejar claros los conceptos necesarios para comprender el estudio realizado. Con esto en mente se efectuó una recopilación de información que permite entender el comportamiento de los fluidos en un medio poroso, los cuales son influenciados por el tipo de fluido, la roca que sirve como medio poroso, la forma y tipo del yacimiento, entre otros conceptos que relacionan la interferencia de pozos y la simulación de yacimientos. Adicionalmente se realizó una breve descripción de las aplicaciones petrotécnicas utilizadas en la elaboración del estudio y del tipo de simulador utilizado.

1.1 Generalidades de los yacimientos

La estructura en la cual se depositan los compuestos orgánicos denominados hidrocarburos, se le atribuye el nombre de yacimiento de hidrocarburos. Este yacimiento corresponde a una estructura geológica formada por rocas porosas y permeables capaces de almacenar cantidades apreciables de petróleo o gas, y con rocas sello alrededor que impidan la migración de estos.

1.1.1 Clasificación de los yacimientos

Los yacimientos almacenadores de hidrocarburos se pueden clasificar de diferentes formas, esta se puede realizar teniendo en cuenta la configuración de la trampa que lo forme, según el tipo de fluido que almacene, según el tipo de empuje o según las condiciones de presión y temperatura en la que se encuentre. En el proceso de desarrollo de un yacimiento, es de gran importancia contar con esta información para definir el manejo que se le va a dar a la perforación y producción del mismo. A continuación se mencionan cuatro de las clasificaciones más importantes a la hora de caracterizar un yacimiento.

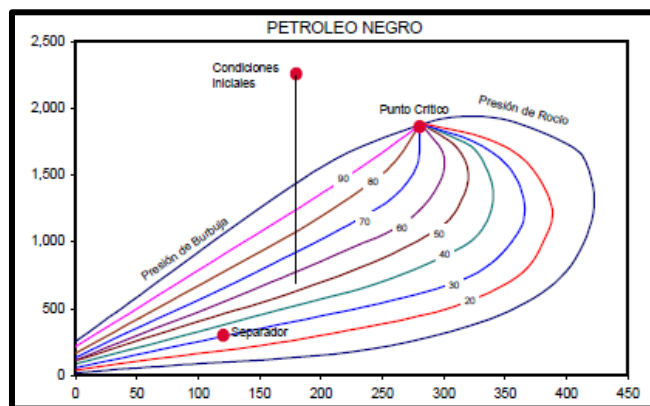
1.1.1.1 Según la estructura geológica. Las trampas son las estructuras geológicas que mantienen los hidrocarburos almacenados, sin posibilidad de migrar. Desde el punto de vista geológico, se clasifican en tres grandes grupos: estructurales, estratigráficas y una combinación de ambas.

Las estratigráficas se originan por cambios laterales y verticales en el tipo de roca, discordancias, entre otros. El yacimiento del campo en estudio está conformado por una trama estructural, las cuales se deben a procesos de deformación en los estratos del subsuelo, como lo son las fallas y los anticlinales.

1.1.1.2 Según el tipo de hidrocarburos. Esta clasificación corresponde a una división realizada en la industria petrolera según la relación gas/petróleo y la gravedad API del petróleo a condiciones estándar, las cuales constituyen las propiedades más importantes de los yacimientos de hidrocarburos. Según esto los yacimientos de hidrocarburos pueden clasificarse en yacimientos de petróleo pesado, petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco. Esta clasificación también se relaciona con el diagrama de fases y las condiciones iniciales en las que se encuentre el hidrocarburo en el yacimiento. En las figuras 1, 2 y 3 se puede observar el diagrama de fases para el petróleo negro, petróleo volátil y gas retrogrado, respectivamente.

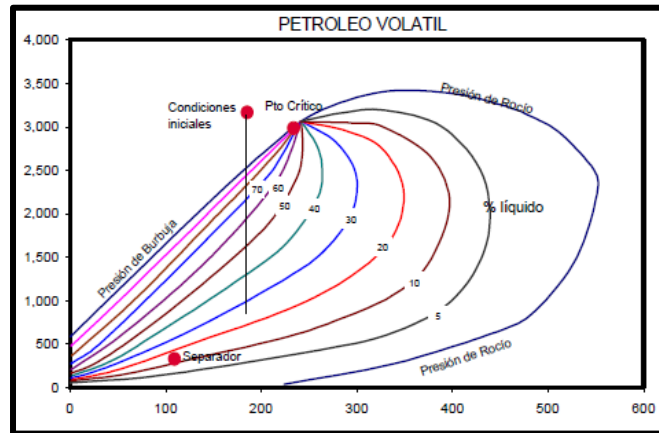
El fluido del campo en estudio, producido de la formación Areniscas Basales, se encuentra clasificado como petróleo negro, con un API de 13° y un factor volumétrico de 1,062 bbl/STB. La única fase presente en el yacimiento es líquida, con una mínima producción de gas en superficie ya que está compuesto principalmente por hidrocarburos pesados.

Figura 1. Diagrama de fases típico del petróleo negro.



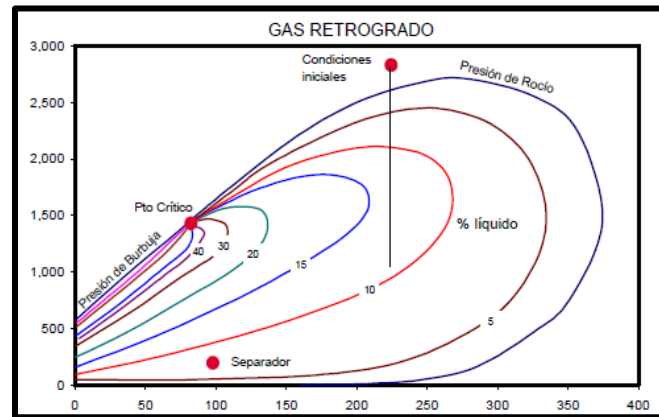
Fuente: Escobar, *Fundamentos de Ingeniería de yacimientos*. Página 17

Figura 2. Diagrama de fases típico del petróleo volátil.



Fuente: Escobar, *Fundamentos de Ingeniería de yacimientos*. Página 19

Figura 3. Diagrama de fases típico del gas retrogrado.



Fuente: Escobar, *Fundamentos de Ingeniería de yacimientos*. Página 20

1.1.1.3 Según el diagrama de fases de presión y temperatura. Esta clasificación está relacionada con las condiciones iniciales en las que se encuentre el yacimiento y su ubicación en el diagrama de fases de presión y temperatura. De acuerdo a esto se clasifican en cuatro tipos (Escobar, ed. 2012).

- Yacimientos de gas: Si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura cricondentrada de la mezcla de hidrocarburos.

- Yacimientos de puntos de rocío o de condensado retrogrado: si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica y menor que la cricondentérmica.
- Yacimientos de punto de burbujeo, subsaturados o de gas disuelto: si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos
- Yacimientos con capa de gas o yacimientos saturados: si la mezcla de hidrocarburos se encuentra dentro de la envolvente en la región de dos fases.

De acuerdo al diagrama de fases de presión y temperatura, este yacimiento corresponde a un yacimiento subsaturado, en el cual la presión inicial del yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja.

1.1.1.4 Según el mecanismo de empuje. La producción inicial de hidrocarburos se relaciona directamente con la energía natural de este, esta energía puede estar asociada a diferentes condiciones, comúnmente llamados mecanismos de empuje. De la energía natural del yacimiento se asocia la cantidad de petróleo que puede ser producido sin someterse a ningún proceso de recuperación secundaria o terciaria. Acorde a esta clasificación existen cinco (5) categorías según la principal fuente de energía del yacimiento: Empuje por acuífero activo, por gas en solución, con expansión de la roca y de los fluidos, empuje por capa de gas y drenaje por gravedad (Paris, ed. 2010). Con respecto al campo en estudio, este se encuentra en una producción primaria originada principalmente por la acción de un acuífero activo en fondo.

1.1.2 Propiedades de la roca

Para una apropiada caracterización de un yacimiento es muy importante estudiar las propiedades de las rocas del yacimiento y su relación con el flujo de los fluidos, la petrofísica es la ciencia encargada del estudio cuantitativo de las propiedades de las rocas de un yacimiento y su interacción con los fluidos presentes en esta. Para esto la petrofísica aplica diferentes métodos dependiendo del tipo de formación, y mediante registros eléctricos que relacionan las características de la formación. Realizando un apropiado estudio petrofísico se pueden obtener información de las propiedades de la roca como: arcillosidad, intervalos permeables, porosidad efectiva, profundidad de los intervalos de interés, entre otros.

1.1.2.1 Porosidad. Es una de las propiedades de la roca que es estudiada por la petrofísica. Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, la porosidad describe el espacio en la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de los fluidos (Paris, ed. 2010). (Ecuación 1)

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Donde:

\emptyset = Porosidad (Adim)

V_p = Volumen ocupado por los poros o espacio vacío (cc)

V_t = Volumen total de la roca (cc)

La porosidad es una fracción que varía entre 0 y 1, aunque también puede representarse en porcentaje. Los valores de la porosidad de una roca comúnmente son inferidos de núcleos o registros de pozos, los registros que pueden aportarnos valores de porosidad son: registro de densidad, neutrón, sónico, entre otros. En la teoría se distinguen dos tipos de porosidad según la comunicación de los poros: porosidad absoluta y porosidad efectiva. La primera se define como la razón entre el espacio poroso total en la roca y el volumen bruto (Ecuación 1); la segunda es definida como el espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca (Ecuación 2). La porosidad efectiva es utilizada en la ingeniería de yacimientos para las estimaciones de petróleo y gas en sitio.

$$\emptyset_{ef} = \frac{\text{volumen poroso interconectado}}{\text{volumen total}} \quad (2)$$

1.1.2.2 Permeabilidad. La permeabilidad es una de las propiedades petrofísicas más importantes. París (2010) define la permeabilidad como la capacidad del medio poroso a dejar pasar fluidos a través de él y se expresa matemáticamente mediante la ley de Darcy (Ecuación 3). La permeabilidad de una roca está influenciada por la redondez, el tamaño y la clasificación de los granos. Generalmente se expresa en Darcys o miliDarcys (1D=1000Md), una roca por encima de 50 Md se considera una roca de calidad buena.

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (3)$$

Donde:

K = permeabilidad, Darcy

q = caudal, cm³/s

μ = viscosidad del fluido, Cp

L = distancia que recorre el fluido, cm

A = área transversal al flujo, cm²

ΔP = diferencial de presión, psi

Esta medida de permeabilidad llamada permeabilidad absoluta, aplica para los casos en los que existe un solo fluido en el medio poroso, es decir, mide la capacidad para dejar pasar un fluido a través de los canales interconectados de un medio poroso saturado 100% con dicho fluido.

1.1.2.3 Permeabilidades relativas En la realidad, en los yacimientos de petróleo siempre se encuentra agua asociada a la formación, por lo cual existen dos o tres fluidos en el medio poroso (agua, petróleo, gas). Cuando se mide la permeabilidad en presencia de varios fluidos presentes en la roca se habla de medir la permeabilidad efectiva de cada fluido presente, la relación entre la permeabilidad absoluta y las permeabilidades efectivas da una medida de cómo se desplaza el fluido en el medio poroso, a esta relación se le llama permeabilidad relativa. En la figura 4 se muestra una curva típica en un sistema agua petróleo.

1.1.2.4 Saturación La saturación de un fluido se refiere a la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes, con esto se estima la cantidad de hidrocarburos presentes en el yacimiento. Matemáticamente se expresa por la siguiente relación (Paris, ed. 2010):

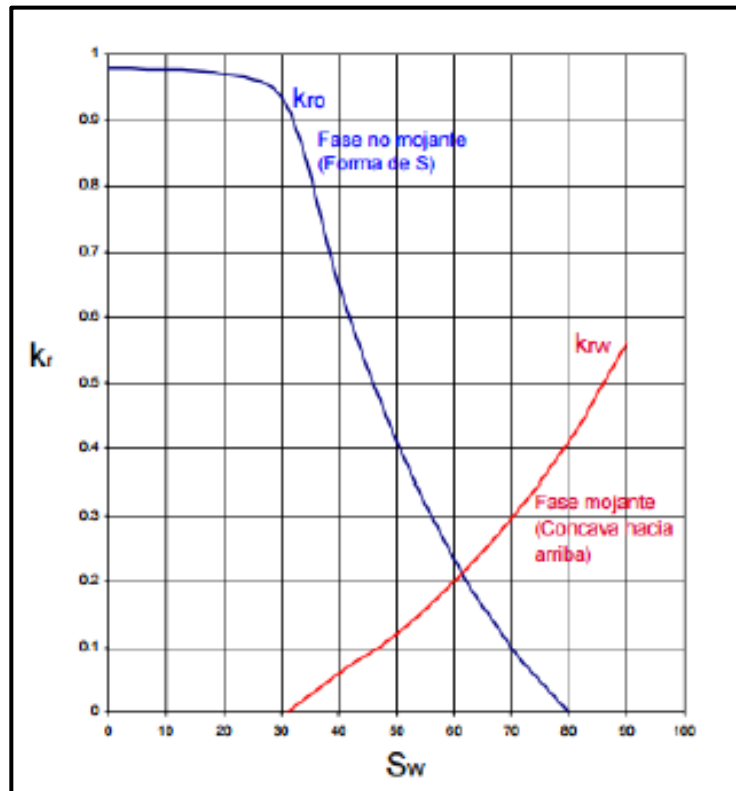
$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{Volumen total del fluido}}{\text{Volumen poroso}} \quad (4)$$

La relación anterior se aplica a cada fluido presente en el yacimiento, de manera que se tiene la saturación de agua, aceite y/o gas. El rango de saturación de cada fase oscila entre 0 y 100 por ciento y la suma de las tres será igual al 100%.

1.1.3 Propiedades de los fluidos

En un yacimiento petrolífero se puede encontrar el fluido en diferentes fases, la fase en la que se encuentre dependerá de su presión, temperatura y composición. Para este proyecto el fluido de interés es el petróleo crudo y el agua, ya que el campo en estudio es un campo de crudo pesado con una producción de gas despreciable. Para la solución de problemas de ingeniería es importante disponer de una descripción aproximada de las propiedades del fluido, por eso a continuación se mencionan algunas de las propiedades más importantes del petróleo crudo.

Figura 4. Curva típica de permeabilidades relativas.



Fuente: Escobar Freddy, Fundamentos de ingeniería de yacimientos página 81

1.1.3.1 Gravedad específica del petróleo, γ_o . La densidad del petróleo crudo se define como la masa de una unidad de volumen de crudo a determinada temperatura y presión y, generalmente, se expresa en lb/gal (Paris, ed. 2010). En cuanto a la gravedad específica de un petróleo crudo, esta se define como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, ambas medidas a 60°F y presión atmosférica. Se define mediante la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (5)$$

1.1.3.2 Solubilidad del gas, R_s . La solubilidad del gas, R_s , se define como el número de pies cúbicos normales de gas que están disueltos en un barril de crudo en condiciones normales. La solubilidad del gas en un petróleo crudo depende de su presión, temperatura, °API y gravedad específica. Para un gas y petróleo crudo en particular que estén a una temperatura constante, la solubilidad aumenta con la presión hasta que se alcanza la presión de saturación o presión de burbuja, ya que a esta presión todos los gases disponibles están disueltos en el petróleo y la solubilidad del gas alcanza su valor máximo.

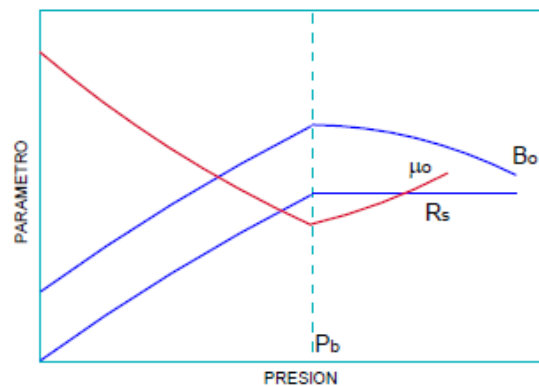
1.1.3.3 Presión de burbujeo, p_b . La presión de burbuja o presión de saturación de un sistema de hidrocarburos se define como la mayor presión a la cual se libera del petróleo la primera burbuja de gas. Esta propiedad puede medirse experimentalmente en un sistema de petróleo crudo cuando se realiza una prueba de expansión a composición constante. Para el campo en estudio se ha definido mediante análisis PVT una presión de burbuja de 120 psi.

1.1.3.4 Factor volumétrico del petróleo en la formación, B_o . El factor volumétrico de formación es definido como la relación entre el volumen de petróleo más su gas en solución en las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento, y el volumen de petróleo en condiciones normales. En pocas palabras el factor volumétrico del petróleo define cuantos barriles a condiciones de yacimiento, necesito extraer del subsuelo para tener un barril a condiciones estándar. Este factor se expresa matemáticamente mediante la siguiente relación:

$$B_o = \frac{(V_o)_{p,r}}{(V_o)_{sc}} \quad (6)$$

1.1.3.5 Viscosidad del petróleo, μ_o . La viscosidad del petróleo es una característica muy importante que controla el flujo de petróleo a través del medio poroso y de las tuberías. Generalmente se define como la resistencia interna que ofrece el petróleo para moverse. Esta propiedad depende principalmente de la temperatura del yacimiento, la presión, la gravedad del petróleo, y la gravedad específica y solubilidad del gas.

Figura 5. Curva típica de las propiedades PVT del aceite.



Fuente: Escobar, *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Página 140

1.1.3.6 Determinación de las propiedades

Las propiedades descritas anteriormente, entre otras, son muy importantes en la caracterización de fluidos, tener unos datos acertados de estas propiedades ayuda al ingeniero de yacimiento a realizar una adecuada planeación de la explotación del campo, en cuanto a manejo y almacenamiento del fluido. El ingeniero de petróleo necesita conocer cómo se comportan volumétricamente los fluidos dentro del yacimiento, dentro de los pozos y en condiciones de superficie. Este comportamiento depende de la presión (p), volumen (V) y temperatura (T), estas propiedades se identifican a partir de correlaciones empíricas o pruebas experimentales conocidas como análisis PVT.

Para el presente proyecto se cuenta con un análisis PVT realizado por CoreLaboratories (CoreLab) realizado en el año 2011.

1.2 Interferencia de pozos

Para el presente trabajo se realizó un análisis de interferencia entre los pozos del campo de estudio, mediante el modelo dinámico del yacimiento realizado en CMG, con el fin de observar la perturbación de presión generada por el ingreso de un pozo nuevo.

Las pruebas de interferencia han sido estudiadas a través de los años ya que son consideradas superiores a las pruebas de un solo pozo, esto debido a que los resultados que arrojan este tipo de pruebas reflejan las características de una región más grande del yacimiento. Igualmente ayudan a mantener un control entre las caídas de presión adicionales generadas por comunicación entre los pozos.

En la literatura encontramos referencias a las pruebas de interferencia de pozo desde 1940 cuando Elkins y Muskat presentaron su método para analizar este tipo de pruebas y la comunicación entre pozos.

Desde entonces se realizan pruebas de presión especiales realizadas para conocer la comunicación entre pozos y a la fecha se han desarrollado modelos generalizados para la interpretación en las pruebas de interferencia, según Economides y D. O. Ogbe (1985) son los siguientes:

- Modelo simple analítico para yacimientos radiales homogéneos, analizando curvas típicas de interferencia con la información medida de pruebas.
- Modelo analítico para yacimientos anisotropicos, calculando la dirección de la permeabilidad y la magnitud con información de pruebas de interferencia.
- Modelo para un sistema de flujo lineal: Para yacimientos altamente fracturados, formaciones geotermales y campos con tight gas.
- Modelos para interferencia vertical de un solo pozo con pruebas de pulso, esto nos da la discontinuidad en el yacimiento.
- Modelos usados para el análisis de respuesta de presión observada de una pequeña perturbación en la tasa de flujo de los pozos activos.

Cuando se va a realizar un análisis de este tipo el primer paso a seguir es realizar un estudio detallado del yacimiento que se va a trabajar, entender las características generales del yacimiento, como los mecanismos de empuje que actúan en él, la heterogeneidad y anisotropía, realizar un balance de materia que me muestre una idea del comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

Una vez hecho este estudio, se debe contar con un modelo geológico que relacione también la petrofísica del yacimiento, de manera que se pueda relacionar la continuidad de las arenas productoras entre los diferentes pozos.

Según M.J. Fox, Chedburn y G. Stewart (1988) existe un método desarrollado para cuantificar la comunicación entre bloques, usando balance de material y concepto de caída de presión en estado estable. A continuación se presenta un resumen de este método:

Para bloques con pozos que tengan pruebas de reconstrucción de presión extendidas y pruebas de caída de presión pueden caracterizar comunicación y volúmenes efectivos de cada bloque. Para comunicación múltiple entre bloques las medidas de presión en estado estable pueden cuantificar la comunicación directa entre bloques. Cuando la comunicación en estado estable no está disponible, todos los datos disponibles deben ser integrados dentro de un análisis de celda múltiple para caracterizar la comunicación y bloques y volúmenes efectivos.

Este método permite la caracterización de regiones comunicadas parcialmente como una etapa preliminar como ayuda para un modelo de simulación 3D.

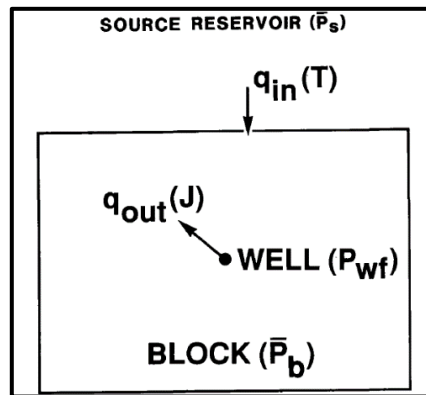
Ejemplos son presentados de campos maduros de pruebas extensas de reconstrucción de presión, medidas de presión en estado estable y una aplicación para un sistema complejo de celdas interconectadas. Estos ejemplos detallan como un procedimiento simple de análisis puede ayudar a entender el comportamiento de producción en una geología compleja y determinar propiedades de yacimientos entre pozos.

La clave para un desarrollo exitoso de un yacimiento es un entendimiento completo del comportamiento del yacimiento, la habilidad para caracterizar flujo de fluido entre diferentes regiones de yacimiento es pre requisito para ganar este entendimiento. Típicamente, el flujo entre regiones de yacimiento es gobernado simplemente por el término de transmisibilidad, reflejando el promedio de las propiedades de la roca y el gradiente potencial entre regiones (ley de darcy).

M.J. Fox, Chedburn y G. Stewart (1988) muestran una introducción a una técnica simple del día a día que se puede aplicar a situaciones complejas. La figura 6 muestra una representación esquemática de una región de yacimiento conteniendo la producción del pozo y teniendo una comunicación parcial con una fuente grande a una presión constante. Bajo las condiciones de estado estable, el potencial de producción del pozo puede ser expresado en términos simples usando el índice de productividad y el flujo en la región puede ser expresado usando un índice de comunicación interbloques similar al término de transmisibilidad usado en una simulación de

yacimientos. Bajo las condiciones de flujo en estado estable, el índice de comunicación entre bloques el cual caracteriza el flujo entre las regiones y el índice de productividad gobernando el flujo entre pozos no puede ser separado. Para calcular el índice individualmente la presión promedio en los bloques debe ser estabilizada. Esto se puede lograr combinando la ecuación de flujo con el balance de material. Cuando el flujo que entra y sale de un bloque no es igual, hay un cambio en la presión promedio del bloque asociado con un cambio en el volumen de fluido. Este cambio en presión puede ser calculado de la ecuación de balance de material. Si se puede asumir que la ecuación de estado estable para flujo dentro y fuera del bloque quiere decir que la presión está cambiando en el bloque, entonces la ecuación de balance de material puede ser usada con la ecuación de flujo en estado estable para estimar el índice de productividad, índice de comunicación entre bloques y volumen efectivo entre bloques.

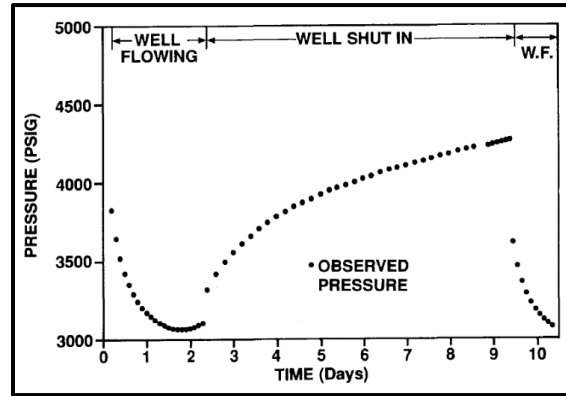
Figura 6. Único pozo en un bloque comunicado con otra fuente.



Fuente: Fox y otros, (1988) Simple Characterization of Communication Between Reservoir Regions.

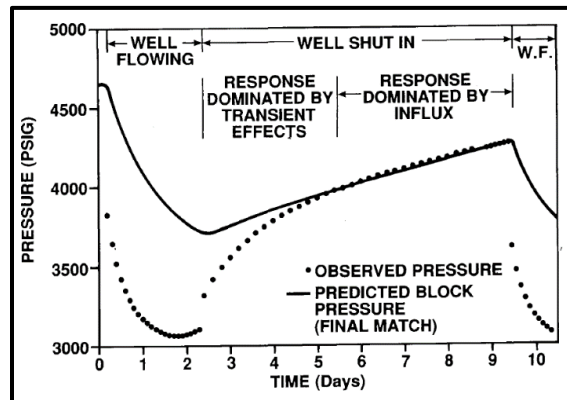
La técnica se muestra en la figura 7 y la Figura 8, donde una prueba de presión extensa de build-up se lleva a cabo, registrando la presión de fondo durante el periodo de la prueba. Un set de ecuaciones simultaneas con volumen de bloque e índice de comunicación entre bloques como variable se resuelve usando un modelo analítico estándar ajustando la respuesta de presión en el tiempo.

Figura 7. Respuesta de presión de fondo observada.



Fuente: Fox y otros, (1988) *Simple Characterization of Communication Between Reservoir Regions*.

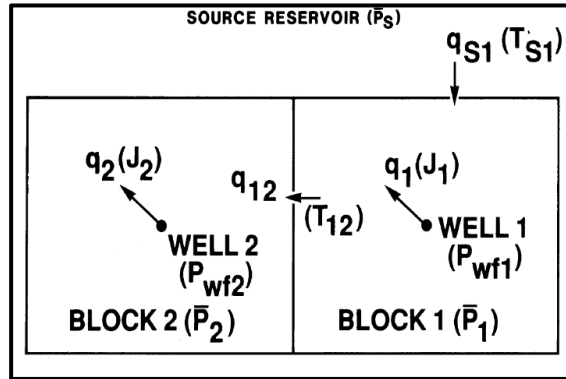
Figura 8. Respuesta de presión observada y predicha.



Fuente: Fox y otros, (1988) *Simple Characterization of Communication Between Reservoir Regions*.

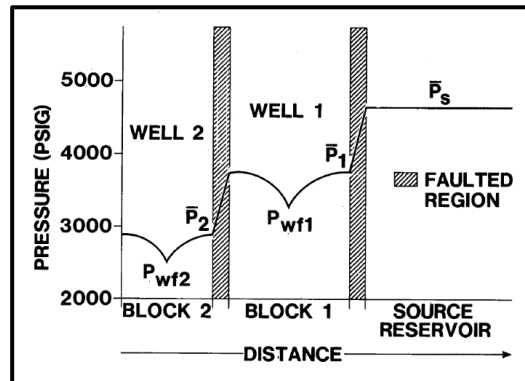
En las figuras 9 y 10 se muestra la técnica para una comunicación múltiple de bloque entre fallas, se deben hacer simultaneas lecturas de presión en ambos pozos durante un periodo extenso en el cual el sistema alcance condiciones de estado estable. Cortas pruebas de reconstrucción de presión se llevan a cabo para estimar la presión promedio en los pozos directamente relacionados con las áreas de drenaje. La comunicación entre bloques es cuantificada directamente usando la diferencia en el promedio de presiones y la tasa de flujo entre bloques.

Figura 9. Comunicación múltiple de bloques entre fallas.



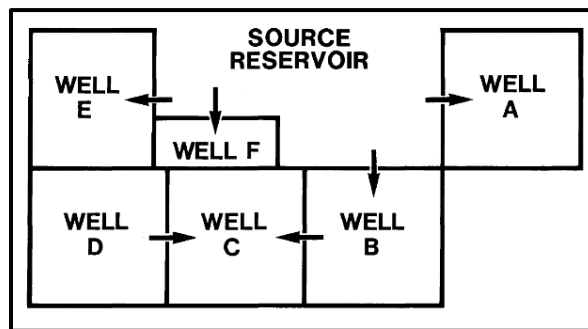
Fuente: Fox y otros, (1988) *Simple Characterization of Communication Between Reservoir Regions.*

Figura 10. Perfil esquemático de presión.



Fuente: Fox y otros, (1988) *Simple Characterization of Communication Between Reservoir Regions.*

Figura 11. Técnica de múltiples celdas integradas.



Fuente: Fox y otros, (1988) *Simple Characterization of Communication Between Reservoir Regions.*

En la figura 11 se muestra la técnica para múltiples celdas integradas, donde la historia de producción de cada bloque es discretizada y usada para describir la salida de flujo de cada bloque, ecuaciones describen el flujo entre bloques y los cambios de presión dentro de cada bloque, se resuelve el sistema de ecuaciones simultaneas para cada paso de tiempo, si existen muchas celdas integradas se debe usar un modelo analítico.

De acuerdo a la literatura Iroro, Olumide, Vincente y Bago (2016), la metodología para realizar el análisis de interferencia con ayuda de una simulación 3D consiste en realizar:

- Modelo estático: integrando geología y caracterización del yacimiento.
- Modelo Dinámico: balance de materia.
- Inicialización del modelo y ajuste histórico: considerar escenarios propuestos.
- Predicción: después de validar el modelo de simulación con la historia de presión y saturación del yacimiento, el siguiente paso es evaluar el recobro del pozo nuevo para determinar el escenario óptimo de desarrollo.

1.3 Simulación de yacimientos

La simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento (Sepúlveda y Escobar, ed. 2005). La simulación de yacimientos es una herramienta clave en el desarrollo y la administración de un campo, ya que permite crear diferentes escenarios de desarrollo y según los resultados obtenidos evaluar su viabilidad económica.

Esta herramienta permite llevar a cabo un estudio en detalle a través de modelos matemáticos con el fin de reproducir el yacimiento con sus condiciones reales. Un buen uso de la simulación de yacimientos conlleva grandes beneficios, como el aumento del recobro, el manejo de la declinación de presión, y la disminución en la incertidumbre de los planes de explotación.

1.3.1 Clasificación de los simuladores

En la industria existen diferentes tipos de simuladores diseñados según el tipo de hidrocarburos y el proceso de recuperación mejorada que se vaya a manejar. Al realizar un modelamiento mediante simulación de yacimientos se deben parametrizar los objetivos de la simulación, y tener en cuenta algunas características del yacimiento y los fluidos, para seleccionar el tipo de simulador a emplear.

1.3.1.1 Simulador Black Oil – Aceite negro. Entre los tipos de simuladores que se encuentran en el mercado, encontramos simuladores para Black Oil, el cual será utilizado en el presente proyecto. El simulador de Black Oil es el modelo más simple y uno de los más usados en la industria para estudios de agotamiento primario o recuperación secundaria por medio de inyección de gas o de agua (Sepúlveda y Escobar, ed. 2005). Este tipo de modelos se basan en la suposición de que los fluidos pueden representarse de solo tres pseudocomponentes (aceite gas y agua), adicionalmente asume que el petróleo y el agua son inmiscibles y no existe intercambio de masa entre ellos, entre otras suposiciones que hacen posible el modelamiento de los fluidos en el yacimiento.

1.3.2 Caracterización de yacimientos

Conocer las características físicas de los yacimientos consiste en uno de los principales problemas a la hora de explotar un campo. Tener conocimiento de las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en el yacimiento, las propiedades físicas de la roca y físico-químicas de los fluidos, es muy importante a la hora de lograr una buena caracterización del yacimiento.

Una caracterización de yacimiento se compone de un análisis interpretativo, estudiando al mismo como un sistema geológico e hidráulico, con la finalidad de detallar su geometría y comportamiento; calificar y cuantificar sus propiedades de roca y fluidos y por último, establecer distribución y volúmenes recuperables de hidrocarburos, integrando para ello, el modelo estático y el modelo dinámico en un modelo final (Reverón, 2006), todo esto se realiza con el fin de establecer un plan de explotación que garantice la máxima recuperación económica de sus reservas. Una caracterización detallada de yacimientos implica la intervención de varias áreas de

estudio, entre estas Geología, Geofísica, Petrofísica, Ingeniería de Yacimientos e Ingeniería de Producción. Cuando se haya realizado este estudio, este modelo va a permitir la predicción del comportamiento de producción, basados en diferentes escenarios de recobro.

1.3.2.1 Modelo estático. El modelo estático es el resultado de la integración de la información recopilada a lo largo del desarrollo de un campo. Para la realización de este modelo se reúnen datos de exploración (líneas sísmicas, pozos exploratorios) y perforación (pozos de avanzada, registros eléctricos, muestras de núcleos) que se tengan del campo. Al integrar la información existente se obtiene como producto final un modelado estático que ayuda en la definición de los parámetros que caracterizan el yacimiento, entre estos encontramos la porosidad, permeabilidad, topes de formación, espesor, fallas, límites, entre otros. Este modelo es creado por un equipo de geólogos e ingenieros de yacimientos, mediante un software especializado, y posteriormente es importado para la creación de la malla en el simulador encargado del modelamiento dinámico.

1.3.2.2 Modelo dinámico. En la creación del modelo dinámico se importa toda la caracterización geológica realizada en el modelo estático y adicionalmente se incluye información de producción y análisis de fluidos. Este modelo ayuda a los ingenieros a describir la dinámica entre la roca y el fluido del yacimiento, y al integrarlo con el modelo estático sirve de base para la planificación del desarrollo del campo. El objetivo principal en la realización del modelo dinámico es desarrollar metodologías que permitan comprender el movimiento de los fluidos en la roca reservorio.

1.4 Herramientas de trabajo

Con el paso de los años y según las necesidades, se han desarrollado múltiples herramientas que facilitan el manejo de un campo. Existen herramientas para modelar geológicamente el yacimiento, para modelar los fluidos, para modelar el sistema de producción desde el yacimiento a superficie, o para el manejo de datos de producción. A continuación se describen algunas de estas herramientas, las cuales fueron utilizadas en el desarrollo de este proyecto.

1.4.1 CMG (Computer Modelling Group)

El proceso de ajuste del modelo dinámico, el análisis de los resultados obtenidos en el presente proyecto fue realizado a través de las distintas aplicaciones de la plataforma de CMG versión 2016.11, desarrollada por la compañía que lleva el mismo nombre. A continuación se mencionan las aplicaciones utilizadas.

1.4.1.1 Builder. Esta herramienta permite la construcción de modelos de simulación, simplifica la creación de modelos de simulación proporcionando un marco para la integración de datos y la gestión del flujo de trabajo entre los diferentes simuladores (CMG, 2016). En esta herramienta se importa el modelo estático obtenido desarrollado en Petrel, el cual es integrado con los datos de caracterización de fluidos (análisis PVT), análisis roca – fluido (Curvas de permeabilidad relativa), datos de producción, entre otros datos resultado de la caracterización del yacimiento.

1.4.1.2 IMEX. La simulación dinámica del yacimiento fue realizada mediante la herramienta IMEX, desarrollada por CMG (Computer Modelling Group). Esta es una completa herramienta que permite modelar el agotamiento primario y diferentes procesos de recuperación secundaria de petróleo. IMEX permite la creación de diseños experimentales, monitoreo y optimización de operaciones sobre el terreno y complejos estudios de yacimientos, todo ellos con el objetivo de mejorar la producción y recuperación final (CMG, 2016).

1.4.1.3 Results. La herramienta Results fue implementada en la última versión de CMG, desarrollada para facilitar la visualización y el análisis de los datos. Esta herramienta facilita la comprensión de los resultados arrojados por el simulador, con un mejoramiento en la visualización de estos en 2 o 3 dimensiones.

1.4.1.4 CMOST. Emplea innovadoras técnicas de diseño experimental, muestreo y optimización para determinar eficientemente los parámetros de reserva y operación que definen la recuperación y producción de los campos de petróleo y gas. (CMG, 2016). Esta herramienta realiza un análisis integrado que, entre otras cosas, permite realizar un análisis de sensibilidad y ajuste histórico del yacimiento. Al igual que la aplicación Builder, esta herramienta cuenta con un marco para facilitar la integración de datos, en el cual se incluyen los resultados obtenidos por la simulación y los archivos de la historia de producción, junto a la parametrización de las funciones objetivo, es decir las funciones que queremos que nuestro simulador ajuste. Con esto y otros datos, esta herramienta realiza múltiples trabajos variando ciertas características del yacimiento hasta cumplir con la función objetivo.

1.4.2 OFM (Oil Field Manager)

Este software, desarrollado por Schlumberger, ayuda a gestionar y mejorar el rendimiento de los campos de petróleo y gas durante todo el ciclo de vida de los activos. Este software ayuda a mejorar la gerencia de producción y el seguimiento de las reservas con una avanzada vista de vigilancia y herramientas de pronósticos. Está diseñado para reducir el tiempo que gasta el ingeniero de yacimientos analizando la información de producción de un campo, mediante diferentes herramientas como: mapas de burbuja, análisis de curvas de declinación, curvas tipo, fácil realización de graficas con diferentes parámetros de producción, entre otros.

Este software es utilizado comúnmente por las compañías operadoras, para llevar un control de la producción diaria del campo. Llevando así una base de datos con toda la producción histórica del campo, pozos perforados, etc.

1.4.3 PIPESIM

Al igual que el anterior, este software es desarrollado por Schlumberger, utilizado para diagnosticar el desempeño de la producción a través del modelado integral de los sistemas de pozos y levantamiento artificial. Es una herramienta poderosa a la hora de realizar simulaciones de flujo multifásico en tuberías, permite realizar análisis nodal, composicional y estudio de sensibilidades. Permite predecir el comportamiento de un pozo o red ante el cambio de alguna variable y diseñar sistemas de levantamiento artificial. Este software es utilizado en la compañía operadora para la planeación del campo y la optimización de la producción.

2 GENERALIDADES DEL CAMPO DE ESTUDIO

2.1 Reseña histórica

El campo en estudio pertenece a un contrato de asociación con otra importante empresa del sector, a la cual le fue concedida la operación de este en diciembre de 2003. En total el contrato comprende un área de 377.428 Acres, de las cuales aproximadamente una tercera parte corresponde al campo en estudio en el presente proyecto. La campaña de exploración en el campo inicio en el año 2007 con la adquisición de 323 km de sísmica 2D. Fue descubierto con el pozo-1 en la región Sur Oeste del bloque en el año 2008, produciendo un crudo de baja gravedad, menor a 14 °API. En la actualidad el campo cuenta con un total de 499 pozos, de los cuales alrededor de 280 se encuentran activos. Con una producción promedio diaria de 46.414 Bls de aceite (ITA, 2016).

2.2 Ubicación geográfica del campo

El campo en estudio se encuentra ubicado al sur-oeste de la Cuenca Llanos Orientales, bajo la jurisdicción de Puerto Gaitán (Departamento del Meta) a 450 km de Bogotá. Este campo hace parte del bloque G el cual rodea casi por completo a uno de los campos con mayor producción del país. El área total del bloque está conformada por el polígono mostrado en la figura 12, donde se visualiza una estrella en la ubicación del campo en estudio.

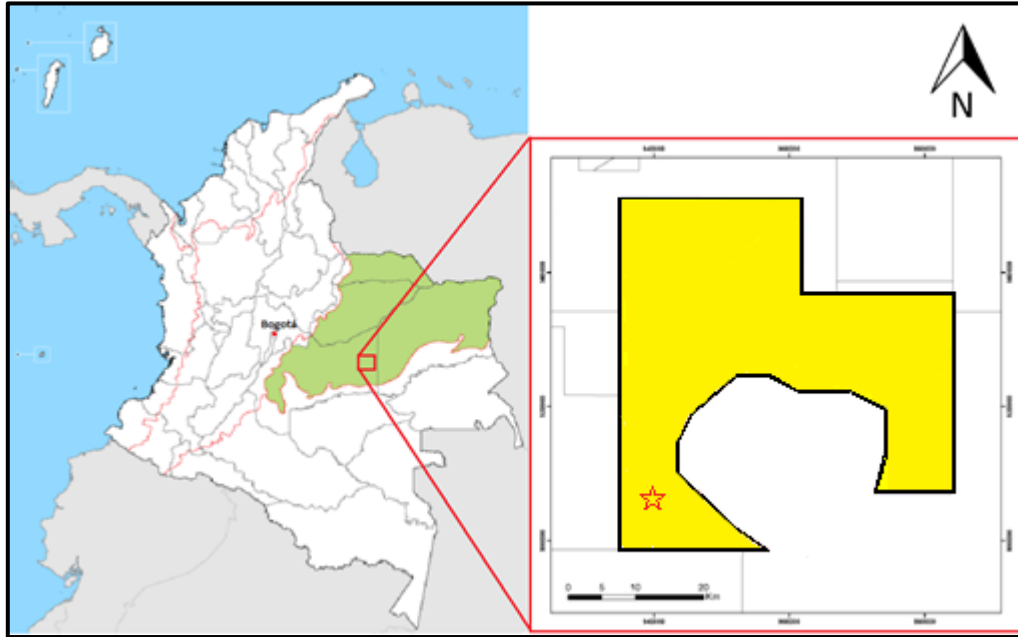
2.3 Marco geológico

Geológicamente el bloque se encuentra ubicado en una porción de cuenca antepaís, donde algunos sedimentos Paleógenos y Neógenos descansan sobre rocas Precámbricas y Paleozoicas del escudo de la Guayana (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012).

Los depósitos terciarios de la cuenca de los Llanos Orientales en Colombia corresponden en específico a sistemas de depositación fluvial, los cuales estarían caracterizados por ríos trenzados conformados principalmente por cuerpos de arena de depositación lateral que están comúnmente

estratificados con sedimentos finos de inundación. En la tabla 1 se muestran las condiciones ambientales del campo.

Figura 12. Ubicación geográfica del Contrato.



Fuente: Empresa operadora, modificado por el autor

Tabla 1. Condiciones Ambientales del campo en estudio.

Temperatura	26.3 °C
Precipitación	1.900 a 2.200 mm/año
Humedad Relativa	25% a 40%
Atmosfera	Presión barométrica promedio, 14.1 psia
Nivel de ruido en el sector	45 Db en ruido ambiental

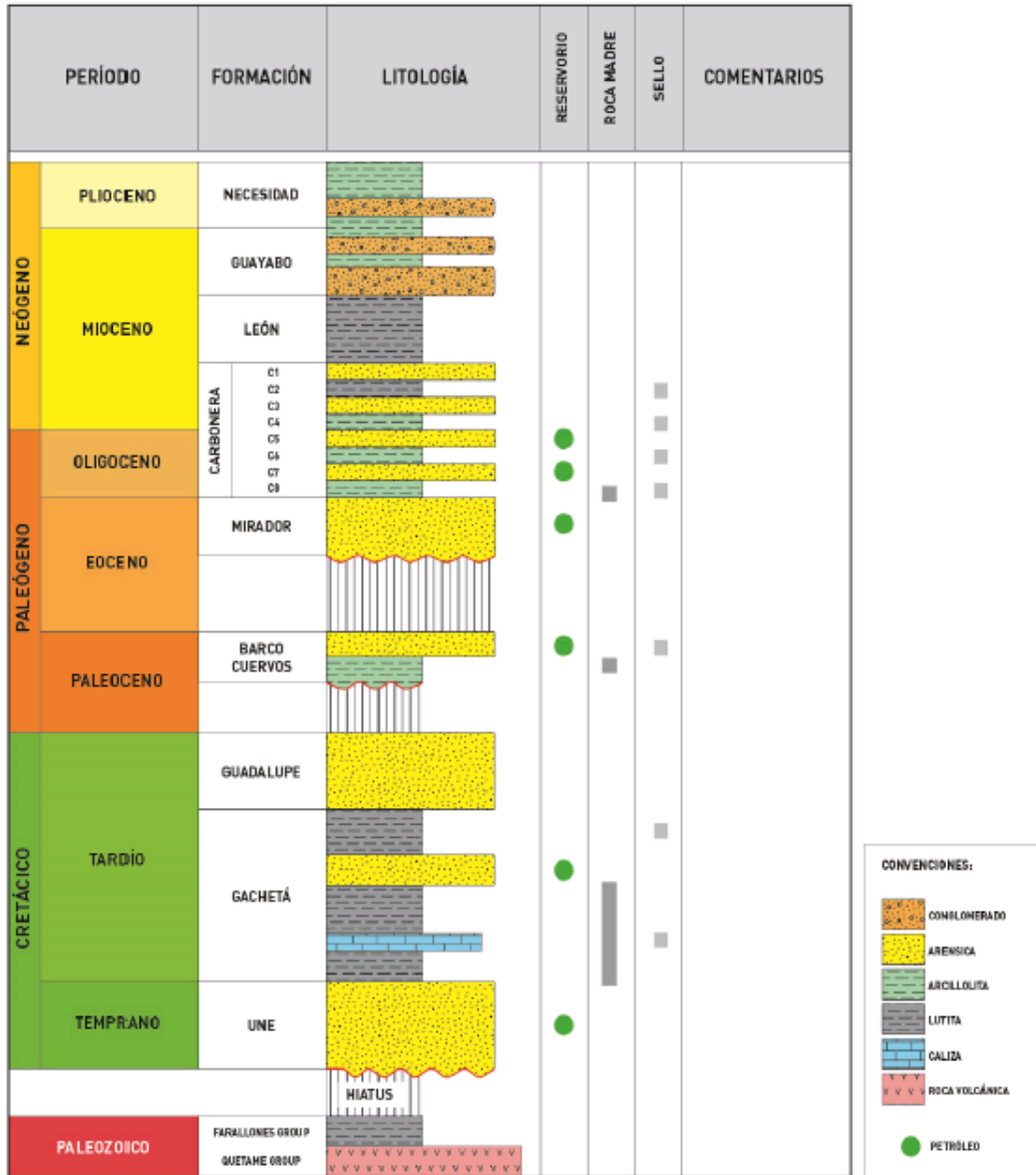
Fuente: Empresa operadora

2.3.1 Modelo estratigráfico

La secuencia estratigráfica en la cuenca de los Llanos Orientales está constituida por rocas que van desde el Precámbrico, pasando por el Paleozoico Inferior, Cretácico y Terciario (Formaciones

Carbonera y León, Guayabo y Necesidad) separadas por discordancias regionales (Figura 13) (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012).

Figura 13. Columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012

En el área del Contrato la secuencia estratigráfica está constituida por rocas del Paleozoico, en contacto discordante con rocas del Terciario. La unidad Areniscas Basales de la formación Carbonera constituye el reservorio productor en el área. Esta unidad es estratigráficamente compleja debido a que se caracteriza por ser de sistema depositacional de tipo fluvial. La interpretación ambiental sugiere depósitos fluviales trenzados, con canales de baja sinuosidad. Las curvas de registros y la descripción de corazones disponibles soportan la interpretación de que el ambiente de sedimentación corresponde a un dominio fluvial de poca preservación de depósitos de inundación (ITA, 2016).

2.3.2 Modelo estructural

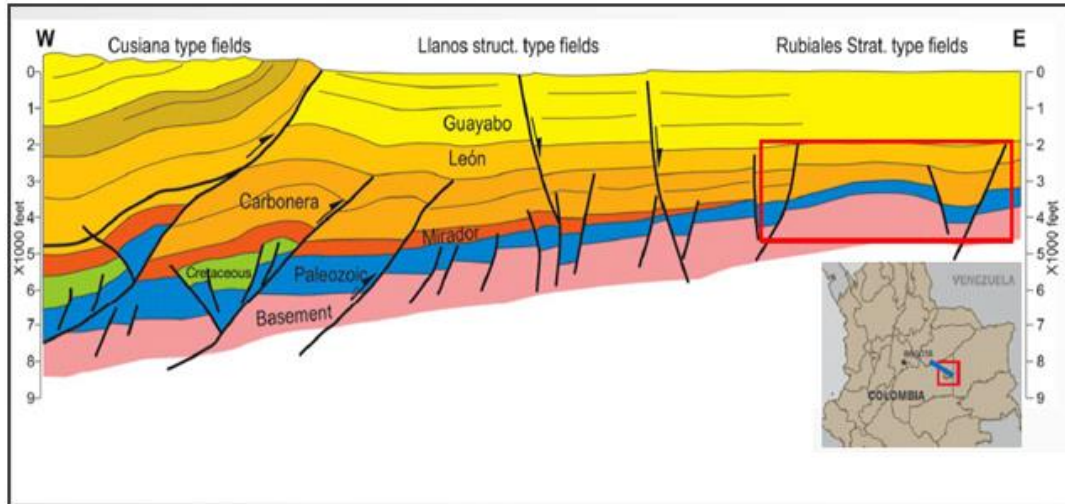
La estructura general de la cuenca de los Llanos Orientales se traduce en un monoclinal que corresponde a diferentes periodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario tardío con basculamientos progresivos (Figura 14). Las diferentes estructuras y campos existentes corresponden a monoclinales o anticlinales fallados que se presentan desde el Piedemonte Llanero hasta el Escudo de la Guayana (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012). El área del bloque se localiza en el sector más oriental del antepaís de la cuenca de los Llanos Orientales. La estructura predominante en el área aparenta ser un monoclinal orientado regionalmente en una dirección N50°E, en la figura 15 se muestra el mapa estructural al tope de la formación Areniscas Basales en el bloque. La interpretación sísmica del bloque muestra un sistema de fallas con rumbo N55°E que constituyen la familia principal en el área. Todas son fallas normales de alto ángulo y son la tendencia principal de deformación continua en el bloque, las cuales son coincidentes con el rumbo preferencial de falla interpretadas en el campo vecino. Esta familia de fallas controla la distribución de los reservorios en el área y explica la posible separación estructural entre los mismos donde pueden constituirse diferentes comportamientos para la acumulación de hidrocarburos.

2.3.3 Geología del petróleo

Como se mencionó anteriormente la unidad Areniscas Basales de la Formación Carbonera constituye el reservorio productor en el área. Está compuesta por cuarzo-arenitas, arenitas

subarcóicas, gris claras, de grano fino a grueso, con porosidades que varían entre 29% y 33% y permeabilidades del orden de 5 y 10 Darcys. El espesor varía entre 180 y 200 ft.

Figura 14. Corte estructural cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012

2.3.3.1 Roca generadora. La principal roca generadora en esta área y en general de la cuenca de los Llanos Orientales, son las lutitas marino-continetales de la Formación Gacheta, localizadas por debajo del flanco oriental de la cordillera oriental. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 50 a 100 metros.

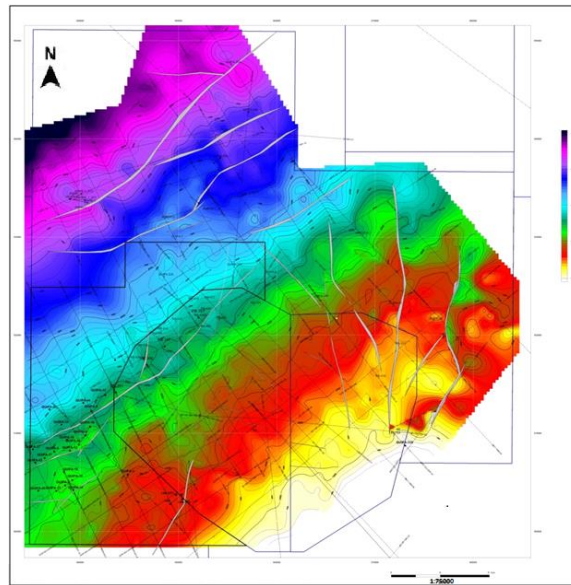
2.3.3.2 Migración. Actualmente se reconocen dos pulsos de migración:

Eoceno tardío-Oligoceno (Orogenia Pre-andina): La Cuenca Llanos estaba conectada con el sistema de carga de la Cuenca del Río Magdalena, se cree que al ser destruidas la mayoría de las trampas muchos de los hidrocarburos migraron a las trampas donde se encuentran en la actualidad.
 Mioceno tardío hasta la actualidad (Orogenia Andina): Fue influenciado por el levantamiento de la Cordillera Oriental. Las rocas madres tienen kerógeno tipo III

2.3.3.3 Roca reservorio. Las unidades C3, C5 y C7 de la Formación Carbonera del Oligoceno-Mioceno y las arenas de la Formación Mirador del Eoceno conforman los principales

yacimientos de la cuenca, así como algunos intervalos de la secuencia Cretácica y Paleógena, como la Formación Guadalupe. Por lo general el espesor se incrementa de este a oeste, mientras que la porosidad decrece en la misma dirección, con valores que van de 30% a 10%. El espesor efectivo puede variar de unos pocos pies a 180 pies⁹.

Figura 15. Mapa estructural al tope de la formación Areniscas Basales.



Fuente: empresa operadora

2.3.3.4 Roca sello. El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la formación Carbonera son reconocidas como sellos locales, y además las lutitas cretácicas de las formaciones Gacheta y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

2.4 Descripción del yacimiento

El yacimiento productor del campo está clasificado como un yacimiento subsaturado, cuya presión inicial es de 1100 psi @ 2926 ft, superior a la presión de burbujeo establecida en 108 psi. El yacimiento se encuentra en una fase de producción primaria cuyo principal mecanismo de

producción es el empuje de un acuífero en fondo. Como se mencionó anteriormente el campo en estudio produce de la parte inferior de la formación Carbonera, más específicamente de la unidad Areniscas Basales. La cual en esta ubicación produce un crudo con una gravedad de 12.7 a 13.8 °API, lo cual lo clasifica como un crudo pesado. En la tabla 2 se mencionan otras características del yacimiento de estudio.

Tabla 2. Características del yacimiento y fluidos del campo en estudio.

Profundidad, Pies	2700-3000
Tipo de Formación	Arenas no consolidadas
Presión de formación, psi	1100 @2926 ft
Presión actual promedio, psi	980
Presión de burbujeo, psi	108
Temperatura, °F	145-147
Relación gas petróleo, PCN/BN	7-8
Gravedad API	12.7-13.8
Factor volumétrico de formación (BY/BS)	1.009
Viscosidad del petróleo muerto, Cps	700 @ 147 °F
Viscosidad del petróleo vivo, Cps	450-500
Espesor de arena del yacimiento, pies	42-65
Espesor de arena neta petrolífera, pies	10-50
Área Comercial, Acres	99250
Empuje hidráulico	Acuífero Activo infinito
Arquitectura de desarrollo	Pozos horizontales con vertical guía

Fuente: Empresa operadora

2.5 Características de producción

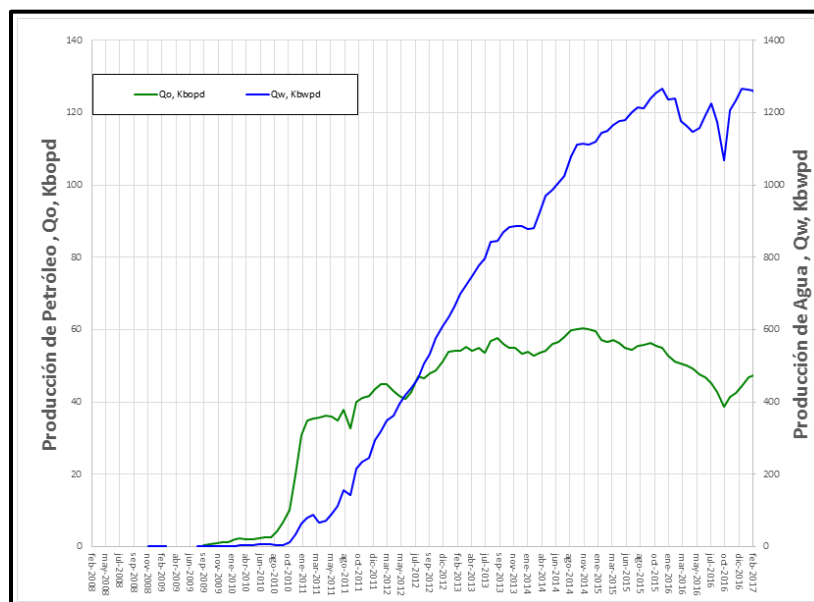
En este campo los pozos son clasificados según el tipo como vertical, desviado y horizontal. El completamiento típico de pozos verticales y desviados comprende una ventana en el intervalo de interés o se cañonea de acuerdo a las propiedades del yacimiento y la cercanía del WOC, el

intervalo de interés se empaca con grava y se instala malla para control de arena. Mientras que los pozos horizontales generalmente se completan en la sección horizontal con mallas o linner ranurado de 4 ½ ”. El desarrollo de producción del campo se ha llevado a cabo principalmente por el método de levantamiento artificial de Bombeo Electro Sumergible en pozos horizontales (BES o ESP). En pozos verticales se completa con Bombas de Cavidades Progresivas (PCP).

2.6 Historia de producción

La primera prueba de producción de la región Sur-oeste del bloque, fue realizada en diciembre de 2008 del pozo-1 el cual produjo más de 240 bopd, con el cual se probó la existencia de potencial en el campo. Las operaciones continuas de producción en la región iniciaron en septiembre de 2009, donde se perforaron tres pozos adicionales. Con dicha campaña de perforación se confirmó la extensión del yacimiento. Durante 2015, fueron perforados 73 pozos en el campo, de los cuales 72 pozos productores contribuyeron a incrementar la producción de 51270 bopd en diciembre de 2014 a 56000 bopd en diciembre de 2015. La producción acumulada del campo a diciembre de 2016 fue de 110 MMstb de aceite. El crudo de este campo posee un bajo contenido de gas en solución, estimado en 5 scf/stb.

Figura 16. Gráfico de producción histórica mensual del campo.



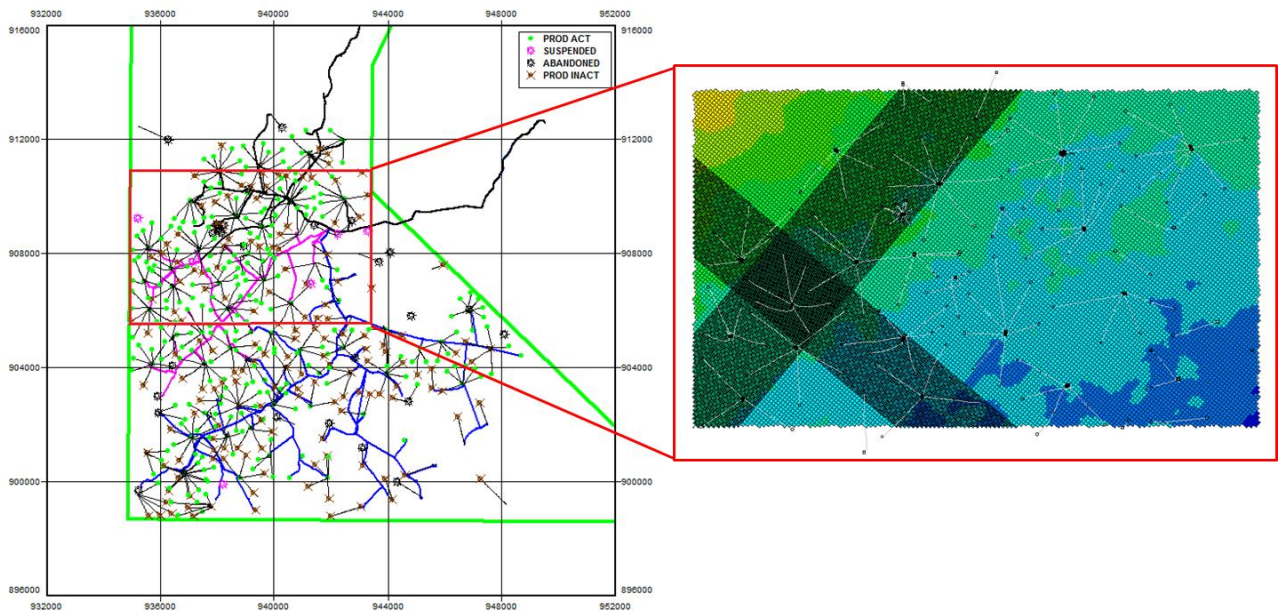
Fuente: Empresa operadora

3 METODOLOGÍA

En este capítulo se muestra el proceso llevado a cabo en la realización del proyecto, el cual se desarrolló en cuatro etapas. La primera consistió en una recopilación de datos de producción y petrofísicos del campo, para posteriormente ser analizados con el fin de encontrar una zona con las características óptimas para realizar el estudio. La segunda etapa comprende la descripción del modelo dinámico aportado por la compañía operadora del campo, seguido del ajuste de este para una representación apropiada del yacimiento en la tercera etapa. Por último, en la cuarta etapa se presentaron los escenarios llevados a cabo y la integración con el sistema de superficie.

En la figura 17 se muestra un mapa del área productora del campo y se señala la zona que cuenta con un modelo dinámico del yacimiento. Con la información de los pozos existentes en dicho modelo, se procedió a realizar el análisis descrito más adelante para posteriormente seleccionar la zona en la que se iba a realizar el análisis de interferencia.

Figura 17. Zona modelada del campo.



3.1 SELECCIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO

Se evaluaron de manera conjunta datos de producción y productividad con datos petrofísicos y de yacimientos de cada pozo cercano a las zonas en las que se realizó la campaña de perforación, iniciada en noviembre de 2016 y terminada en enero del siguiente año. Con el fin de localizar una zona en la que se pudiera apreciar un cambio en el comportamiento de producción de los pozos al entrar un pozo nuevo, y establecer los pozos candidatos a realizar el análisis de interferencia.

Esta evaluación se llevó a cabo mediante el software OFM (Oil Field Manager) de Schlumberger, el cual está diseñado, entre otras cosas, para llevar un método eficiente de análisis de información de producción y yacimiento.

Inicialmente se realizó un diagrama con los radios de drenaje de los pozos cercanos según el acumulado del pozo hasta el momento. Los pozos con radios de drenaje interferidos y cercanos al pozo nuevo se tomaron para una posterior evaluación petrofísica, la cual se realiza mediante un análisis de los registros de Resistividad y Gamma Ray de la zona de perforados, este análisis petrofísico se realizó con el propósito de establecer si dichos pozos se encuentran en una zona con características litológicas similares. Finalmente se realizó un seguimiento de producción, el cual radicó en la búsqueda de un comportamiento anormal en distintos parámetros de producción de cada pozo, entre estos parámetros se encontraban el caudal de fluido, corte de agua, frecuencia de la bomba, presión en cabeza, presión en fondo e índice de productividad. Con una gráfica en función del tiempo de cada uno de estos parámetros, se estableció si un pozo en cuestión, había tenido una variación injustificada en su comportamiento.

El proceso descrito anteriormente se realizó en las diferentes zonas en las que se habían perforado los pozos de la campaña, estudiando el comportamiento de aproximadamente 80 pozos vecinos en total. Como resultado de lo anterior se obtuvo un grupo de pozos con características petrofísicas similares, que se habían visto afectados en su producción de alguna forma, con la entrada de dos pozos perforados en la misma zona. A continuación se muestra el procedimiento realizado.

3.1.1 Análisis de áreas de drenaje

Como se explicó anteriormente, se realizó una gráfica de los radios de drenaje de los pozos, para lo cual se utilizó OFM. Para poder observar los radios de drenaje de cada pozo, se tuvieron que crear dos variables calculadas que posteriormente fueron graficadas mediante una herramienta de mapas de burbuja de este software, que permite observarlos gráficamente en el mapa del campo.

Para realizar este cálculo se utilizó la ecuación de petróleo producido acumulado a condiciones estándar (N_p) para un yacimiento con empuje de agua.

$$N_p = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_w - S_{or})}{B_{oi}} [STB] \quad (7)$$

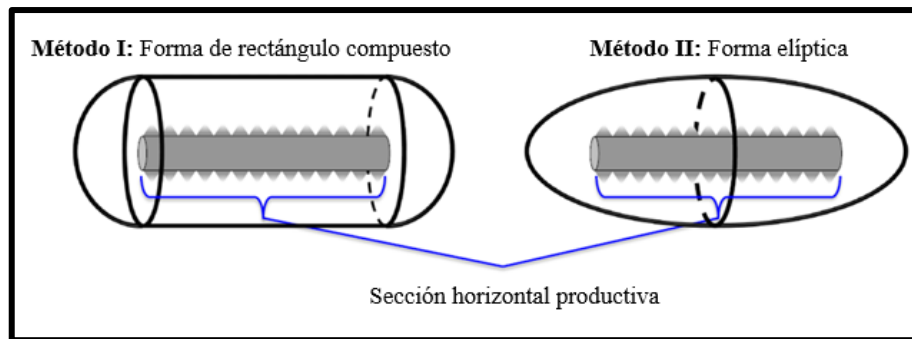
De esta se resolvió para el radio de drenaje vertical (r_{ev})

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{43560 * N_p * B_{oi}}{7758 * \pi * h * \phi * (1 - S_w - S_{oi})}} [ft] \quad (8)$$

La ecuación anterior permite calcular el área de drenaje para un pozo vertical mediante el cálculo del área de un círculo. Para pozos horizontales se debe hacer un análisis separado, teniendo en cuenta la sección horizontal productiva (L).

Un pozo horizontal crea un patrón de flujo que es diferente al patrón generado por un pozo vertical. Joshi (2002) propuso dos de las formas más usadas para representar el área descrita por la producción de fluido de un pozo horizontal, estas se observan en la figura 18. Para crear la variable calculada correctamente en OFM que realice el cálculo dinámico del radio de drenaje, se representó el área de drene de un pozo horizontal como una forma de un rectángulo compuesto (método I). Este método asume que el área de drenaje presenta dos semicírculos en cada extremo y un rectángulo en el centro. El espesor del rectángulo es igual a dos veces el radio de drene vertical (r_{ev}) y el radio del círculo es equivalente también al radio de drene vertical.

Figura 18. Áreas de drenaje para un pozo horizontal.

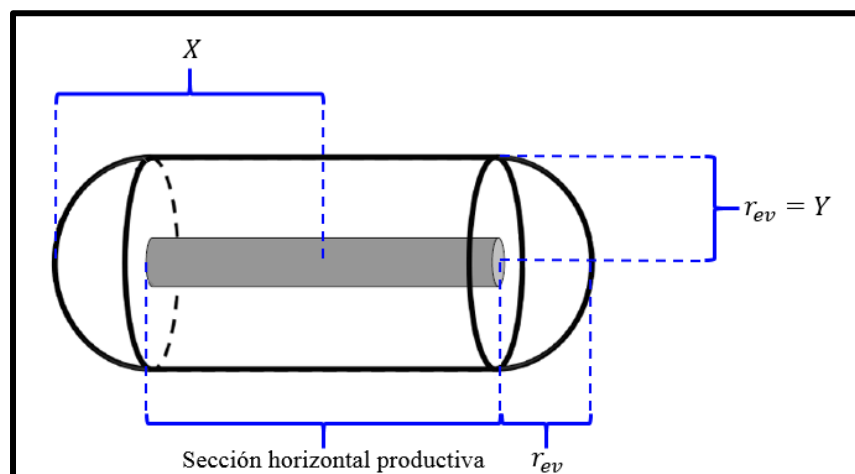


Fuente: "Horizontal Well Technology" por Sada D. Joshi

Se ingresaron en OFM los datos correspondientes para el cálculo de área de drenaje de cada pozo, ya sea un pozo vertical o un pozo horizontal. Se utilizó la herramienta “mapas de burbuja” para la representación de las áreas de drenaje, la cual consiste en el cálculo de un área mediante dos ejes X y Y. Para esto se definió el eje Y como el radio de drenaje vertical (r_{ev}) y el eje X como la mitad de la sección horizontal productiva del pozo (L) más el radio del semicírculo (ecuación N°9). En la figura 19 se representan las dos variables ingresadas.

$$X = \frac{L}{2} + r_{ev} \quad (9)$$

Figura 19. Representación gráfica de los ejes para el cálculo del área de drenaje.

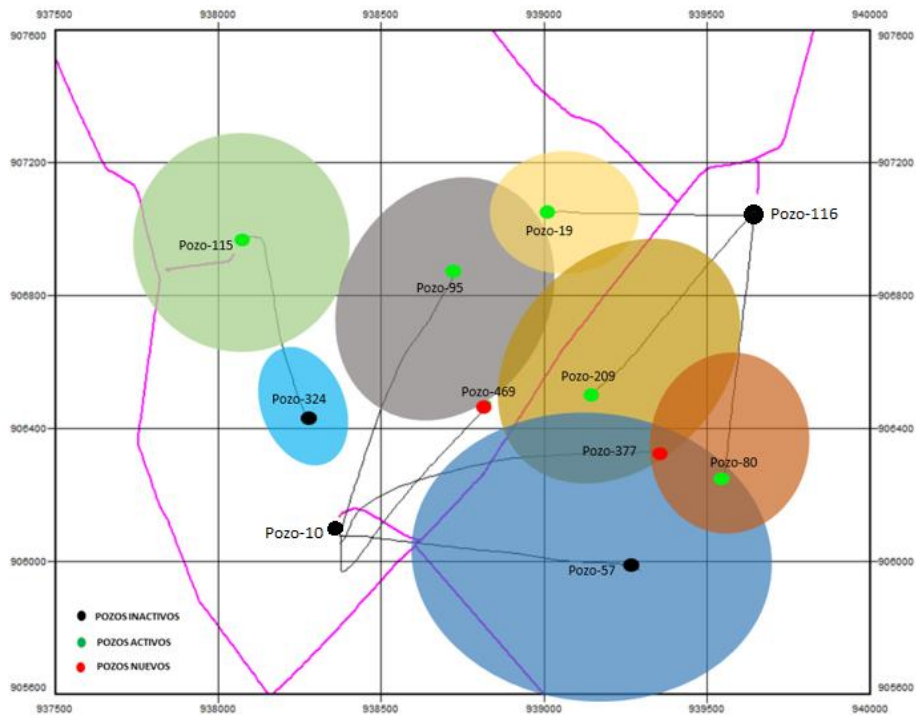


Fuente: "Horizontal Well Technology" por Sada D. Joshi

En la figura 20 se muestra el mapa de burbuja obtenido el cual representa de manera aproximada los radios de drenaje de cada pozo de la zona seleccionada. Mediante este mapa se pudo observar que los pozos nuevos habían sido perforados en dos zonas con radios de drenaje bastante interferidos, principalmente el Pozo-377 en el cual su sección horizontal se encuentra completamente en el área de drenaje del Pozo-57.

Posteriormente se procedió a relacionar la zona productora de cada uno de estos pozos mediante los registros de Resistividad y Gamma Ray.

Figura 20. Mapa de radios de drenaje de la zona de estudio.



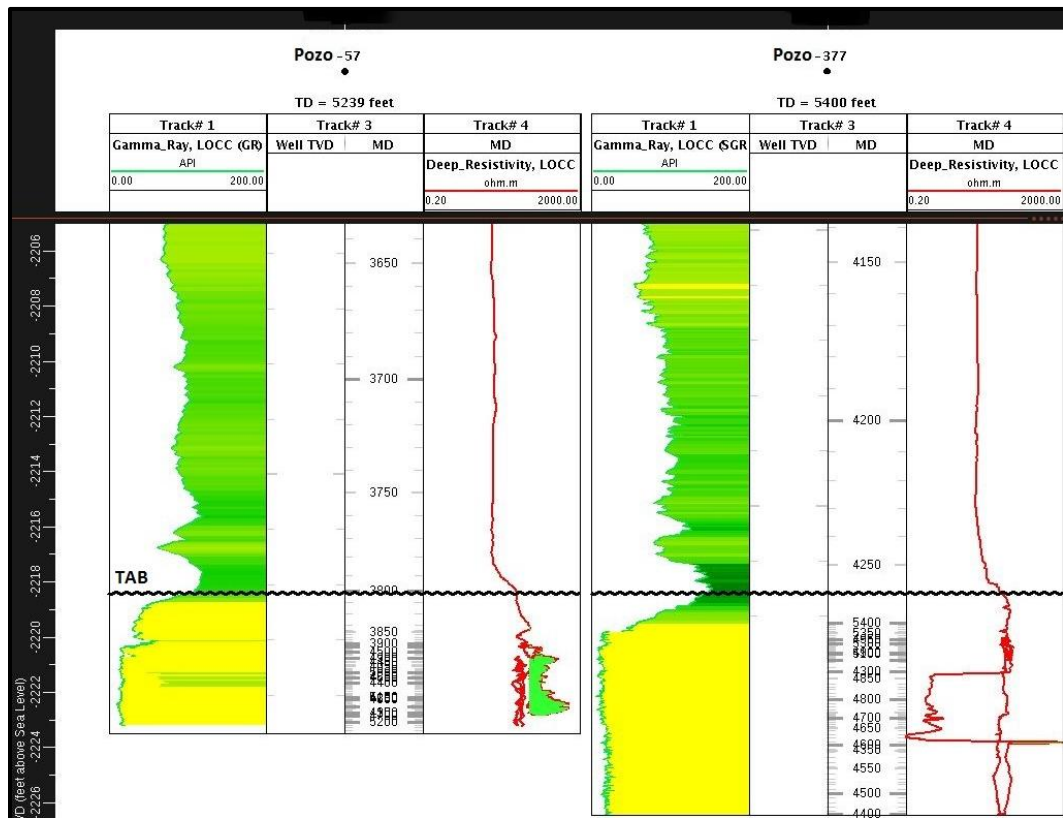
3.1.2 Correlación petrofísica de la zona

Se realizaron correlaciones estratigráficas en TVD entre los pozos de interés con el fin de definir si se encontraban en zonas con características litológicas similares que favorecieran la comunicación entre ellos. Este procedimiento se realizó para los pozos cercanos a los pozos de la campaña de perforación los cuales mediante el análisis anterior se estableció que se encontraban en zonas con radios de drenaje interferidos. Estas correlaciones se realizaron según la cercanía de

los pozos en 4 pozos horizontales (P-57, P-377, P-19, P-95, P-469, P-209) y dos pozos verticales (P-10 y P-116).

En la correlación estratigráfica mostrada en la figura 21, se puede observar que a pesar de que la columna suprayacente (Formación C6) a la formación objetivo de los dos pozos tienen una tendencia de Gamma Ray muy similar, al entrar en la zona objetivo el pozo N-377 muestra un comportamiento diferente, evidenciando una acumulación de material arcilloso al inicio de la formación.

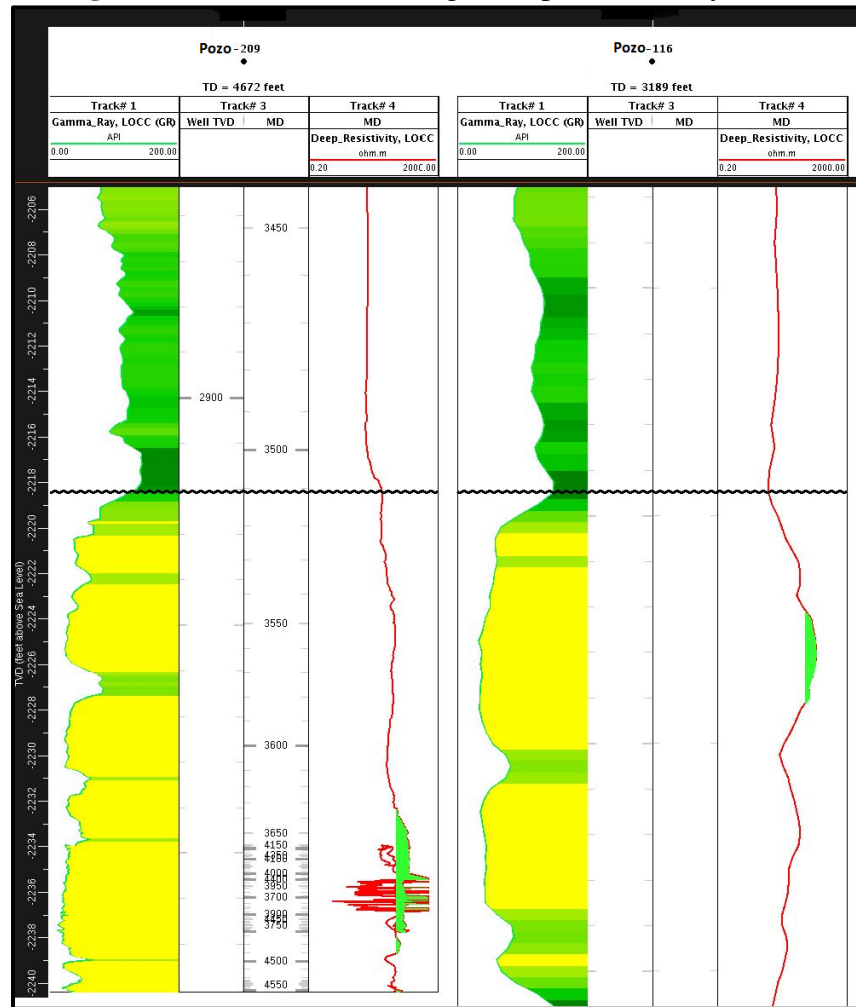
Figura 21. Correlación petrofísica pozos P-57 y N-377.



En la figura 22 se muestra la correlación realizada para los pozos P-95 y N-469, a diferencia de la correlación anterior en estos pozos no es tan evidente la similitud en la litología de la columna de la formación C6, anterior a la formación areniscas basales. Observando el resultado de Gamma Ray (GR) del pozo P-95 se tiene una calidad diferente a la del pozo N-469, ya que cuenta con

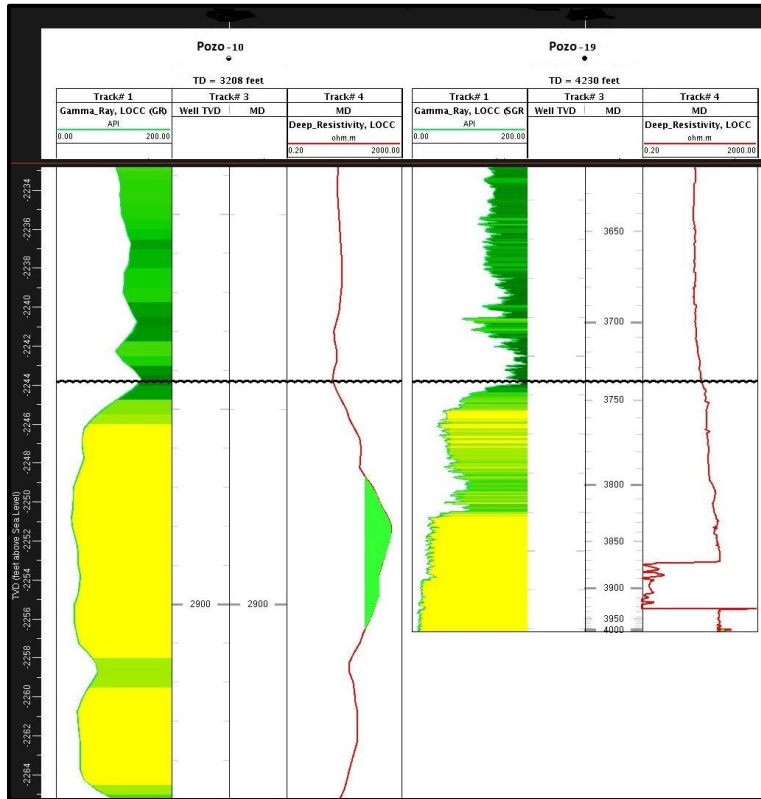
tiene una capa arcillosa en la parte superior de arenas basales. El pozo P-209 el cual pertenece al cluster del P-116 presenta algunas diferencias con respecto a este pozo, la arena con mayores valores de resistividad se encuentra a una mayor profundidad, y no a la profundidad a la que se encuentra la arena productiva del pozo P-116.

Figura 23. Correlación estratigráfica pozos P-209 y P-116.



En el caso del pozo P-19 se observa un estrato arcilloso al inicio de la formación objetivo, si relacionamos este pozo con el pozo P-95 se puede inferir que la calidad de la arena está disminuyendo en sentido norte, presentando mayor contenido de material arcilloso en esta dirección.

Figura 24. Correlación estratigráfica pozos P-10 y P-19.

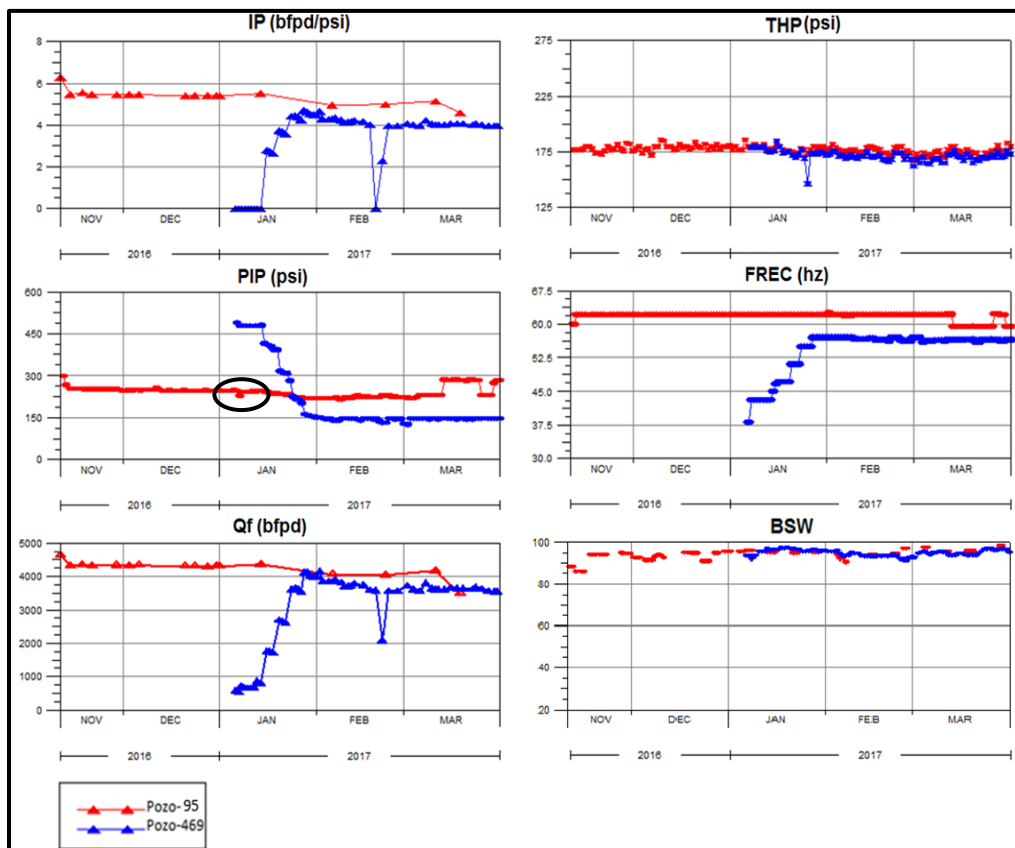


3.1.3 Seguimiento de producción

Mediante herramientas graficas de OFM se le realizó seguimiento a diferentes variables operativas de los pozos, las cuales al ser correlacionadas simultáneamente nos dan un indicativo de su comportamiento en temas de producción y presión, bajo determinadas condiciones. Este seguimiento se realizó a todos los pozos cercanos a los 25 pozos de la campaña, tomando como punto de partida el análisis de radios de drenaje de las diferentes zonas en las que habían sido perforados. Con este seguimiento se buscaba observar el efecto de la entrada de un pozo nuevo en la presión de un pozo vecino a este, principalmente en los pozos que según radios de drenaje estarían drenando la zona en la que entraron dichos pozos. Gracias a esto se obtuvo un grupo de pozos que sufrieron una variación injustificada en su productividad para las fechas cercanas a la entrada de dos de los pozos de la campaña (N-469 y N-377).

3.1.3.1 Análisis de datos de producción. Después de ser puesto en producción un pozo, el caudal de fluido que se vaya a obtener va a depender principalmente de la presión que se tenga en fondo. Esta presión refleja el aporte de fluido que está generando el yacimiento a la cara del pozo a través del nivel de líquido que genere. Por lo tanto, un decremento en la presión en fondo del pozo se verá representada a través de una reducción en el nivel de líquido. A menos que se haya generado una perturbación programada por parte de los ingenieros de producción, esta presión debería mantenerse constante o con una reducción mínima, ya que el campo en cuestión cuenta con aporte de un acuífero activo.

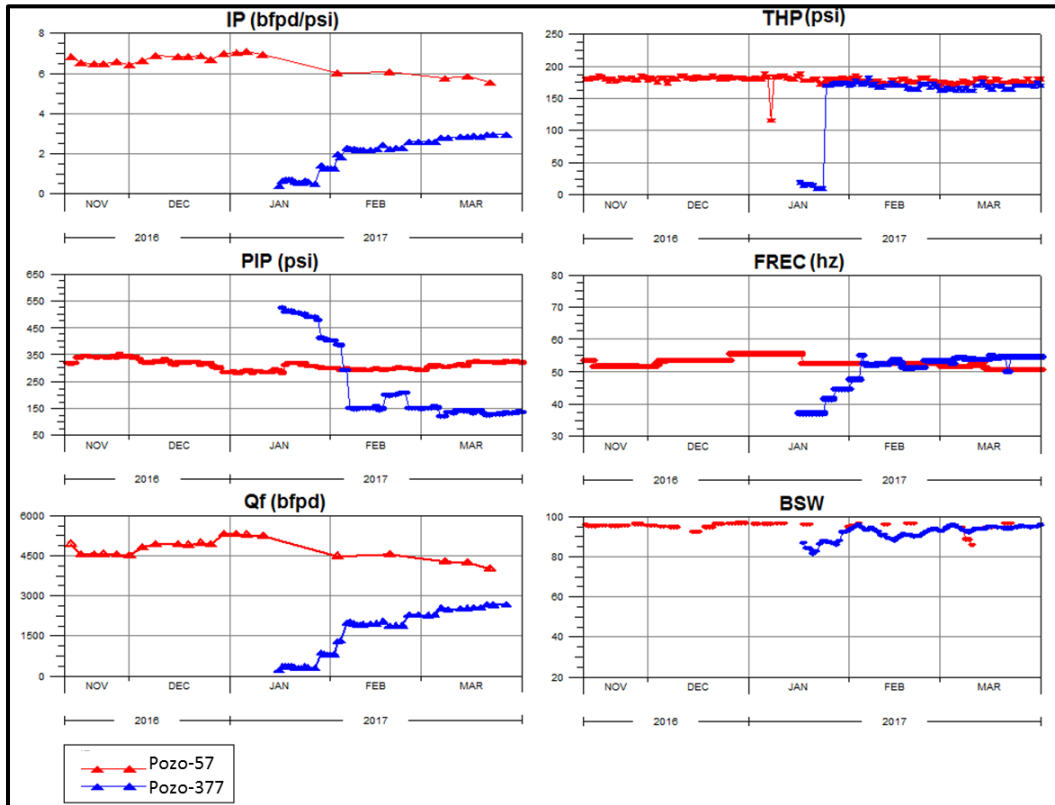
Figura 25. Seguimiento de producción, pozos P-95 y N-469.



Como se muestra en la figura 25, el pozo P-95 sufre una perturbación en la presión en el momento en el que entra en producción el pozo N-469 (4 de enero de 2017), posterior a esto, en los siguientes 30 días su presión sufre una leve declinación pasando de 247 a 217 psi. Esta reducción progresiva en la presión se ve reflejada en la producción del pozo, el cual reduce su volumen de fluido

producido en 300 bfpd aproximadamente. También se debe tener en cuenta que en este periodo de tiempo, la presión en cabeza del pozo conserva su tendencia y no hubo ningún movimiento operacional por parte de los ingenieros de producción, por lo cual la presión en fondo del pozo y el caudal producido deberían mantener su comportamiento.

Figura 26. Seguimiento de producción, Pozo-57 y Pozo-377.



En la figura 26 se muestra el mismo seguimiento realizado a los pozos anteriores, esta vez con los datos de los pozos P-57 y N-377. En el pozo P-57, también se puede observar que la entrada del pozo N-377 (16 de enero de 2017) genera una declinación adicional en su presión, haciendo que en los 15 días posteriores decline 30 psi aproximadamente. A diferencia del pozo P-95, en el que la frecuencia de la bomba se mantiene constante el mes en el que entra en producción el pozo nuevo, en el P-57 se varía constantemente, se puede observar que al momento de la entrada del pozo N-377 se genera una reducción en la frecuencia de la bomba (3Hz) la cual se refleja en una reducción de aproximadamente 760 bfpd. Para poder relacionar la entrada del pozo en la reducción del caudal de fluido, se realizó una corrida en Pipesim, software especializado en el modelamiento

integral de los sistemas de pozos y levantamiento artificial, con el fin de verificar que el decremento en el fluido fuera el programado por los Ingenieros de Producción. De lo cual se obtuvo que había tenido una reducción mayor a la esperada en un 30%.

3.1.4 Zona de estudio

El análisis descrito anteriormente fue realizado para un total aproximado de 80 pozos vecinos a los pozos de la campaña. Se tuvo como resultado que el pozo N-469 navegó la misma arena del P-95, puesto que poseen valores similares de los parámetros petrofísicos en la sección de interés y los resultados de los registros de Resistividad y Gamma Ray en esta misma sección son semejantes. En cuanto al efecto en la productividad del P-95, se observa un comportamiento anormal en la presión de fondo inmediatamente después de la entrada en producción del pozo N-469. Lo que podría ser relacionado con una posible comunicación entre estos dos pozos, puesto que el radio de drenaje vertical alcanzado por el P-95 es de unos 300m aproximadamente y la distancia entre las secciones abiertas al flujo entre los dos pozos es de 313 ft. Para los pozos P-57 y N-377 se obtuvo la misma relación petrofísica que los vincula a una arena navegada. Según el análisis de radios de drenaje, el pozo N-377 se encuentra en una zona ya drenada por el P-57, lo cual explica la perturbación generada en la presión de fondo de este pozo con la entrada del pozo nuevo.

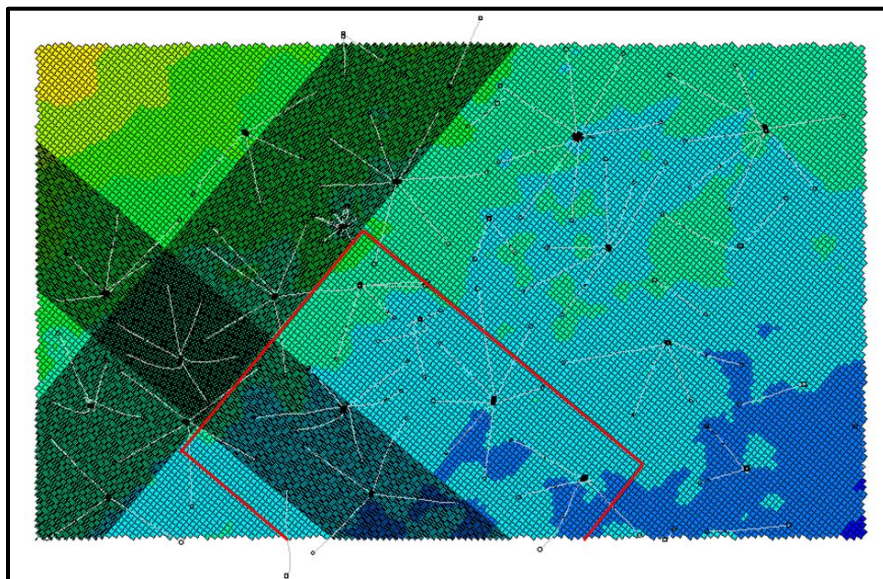
Adicionalmente se encontraron 5 pozos cercanos a los pozos de la campaña, que presentaron en menor medida un comportamiento inusual en la presión de fondo para las fechas en cuestión, los cuales serán tenidos en cuenta para una posterior evaluación mediante simulación de yacimientos junto a los 4 pozos que serán analizados a detalle.

3.2 MODELO DINÁMICO

En este modelo se integran las diferentes características geológicas y petrofísicas junto al modelamiento de fluidos del yacimiento, de manera que represente correctamente el volumen de hidrocarburos en sitio y flujo de fluidos. El modelo del yacimiento suministrado por la compañía operadora fue realizado mediante la plataforma de simulación de CMG (Computer Modelling Group), en este se importaron las características geológicas y petrofísicas de la formación, modelada previamente a través de Petrel. Igualmente, el modelo de yacimiento cuenta con la

información del modelamiento roca – fluido. Puesto que solo se iba a realizar el análisis en una zona del yacimiento, se extrajo un submodelo del campo, de manera que se optimizara el tiempo en cada corrida de simulación. Se cubrió un radio de aproximadamente 3 km alrededor de la zona de estudio, con un total de 36 pozos productores, los cuales representan aproximadamente una cuarta parte de la producción del campo. En la figura 27 se resalta en rojo el submodelo extraído.

Figura 27. Representación de la sección del modelo trabajado.



Este modelo tuvo que ser sometido a un proceso de ajuste histórico, puesto que en el momento de su realización se realizó el ajuste de producción del campo con una restricción principal por líquido, lo que dificultó la representación del aceite original en sitio y la presión en fondo de pozo. A continuación se describen los diferentes componentes del modelo de simulación creado en CMG.

3.2.1 Malla de simulación

La malla utilizada para el modelo del campo está conformado por 74 celdas en dirección I, 154 en dirección J y 42 en dirección K, para un total de 478.632 bloques. En la tabla 3 se muestra la distribución vertical realizada para el yacimiento Areniscas Basales, la cual representa 3 unidades geológicas, con la unidad Basales Principal como la productora. Esta malla corresponde a un sector del yacimiento, en el cual se ubican 4 clusters, con un total de 36 pozos productores.

Los mapas mediante los cuales se realizó este enmallado corresponden a la interpretación geológica realizada previamente por la empresa operadora, igualmente las propiedades petrofísicas y demás propiedades que fueron importadas al simulador a través de un modelo *Rescue* realizado previamente en Petrel. Entre las propiedades con las que está poblado el modelo, se encuentra la porosidad, la permeabilidad, la saturación de agua, y el Net Pay. En la tabla 3 se relacionan las formaciones geológicas incluidas en el modelo.

Tabla 3. Distribución vertical del yacimiento.

Unidad	Capa	Espesor promedio de la capa (ft)
Basales Superior	1-10	28.26
Basales Principal	11-25	39.56
Basales Inferior	26-40	39.56
Acuífero	41-42	2.826

Fuente: Compañía operadora

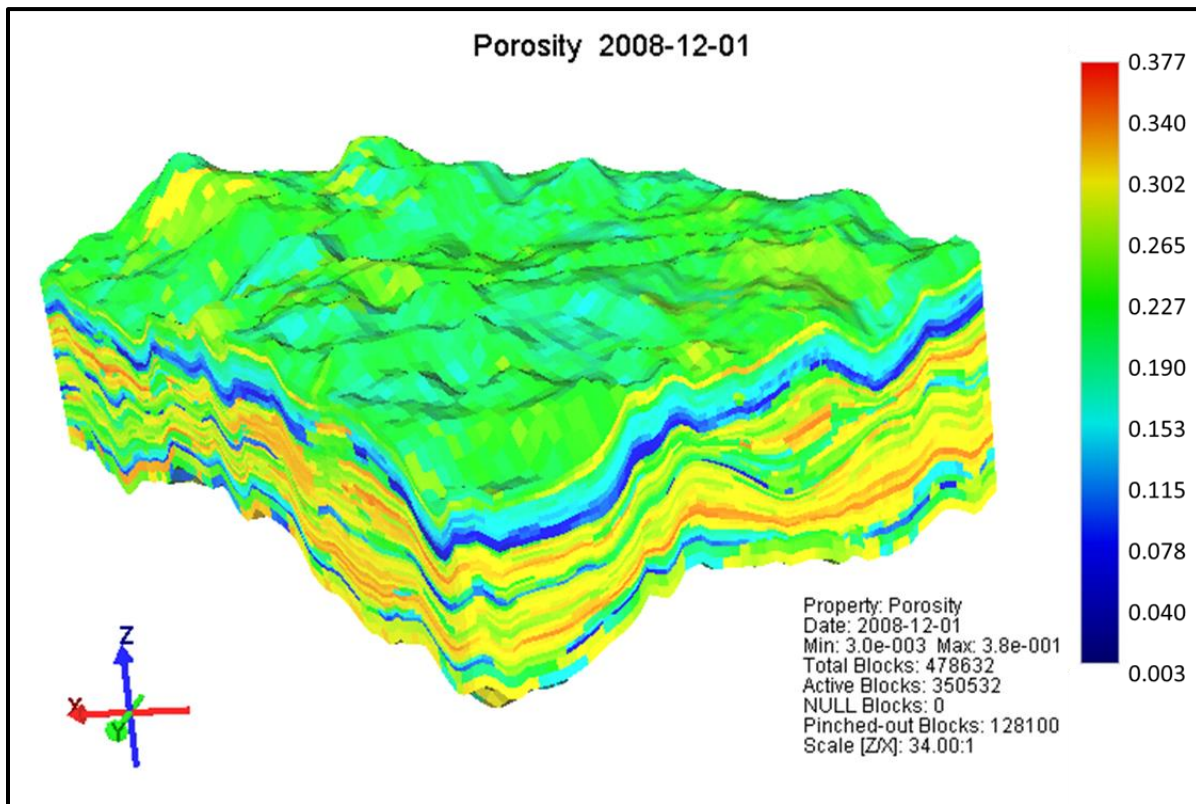
3.2.2 Propiedades petrofísicas.

El modelamiento petrofísico que se le realice al 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 son: la porosidad, la permeabilidad absoluta, unidades de flujo, topes de los contactos, etc.

La integración del modelo geológico y petrofísico conforma el modelo estático. Esta integración se lleva a cabo mediante plataformas especializadas en las cuales se realizan las interpretaciones necesarias para el modelamiento.

3.2.2.1 Porosidad. Esta propiedad es una de las más influyentes en la recuperación total de hidrocarburos, puesto que define específicamente el volumen capaz de almacenar fluidos en el yacimiento. En la figura 28 se muestra la distribución de porosidad generada según el modelo estático, en esta se puede observar una capa de bajas porosidades (0.003 – 0.037) en las capas superiores, los cuales corresponden a una zona saturada 100% por agua, la cual no cuenta con movilidad.

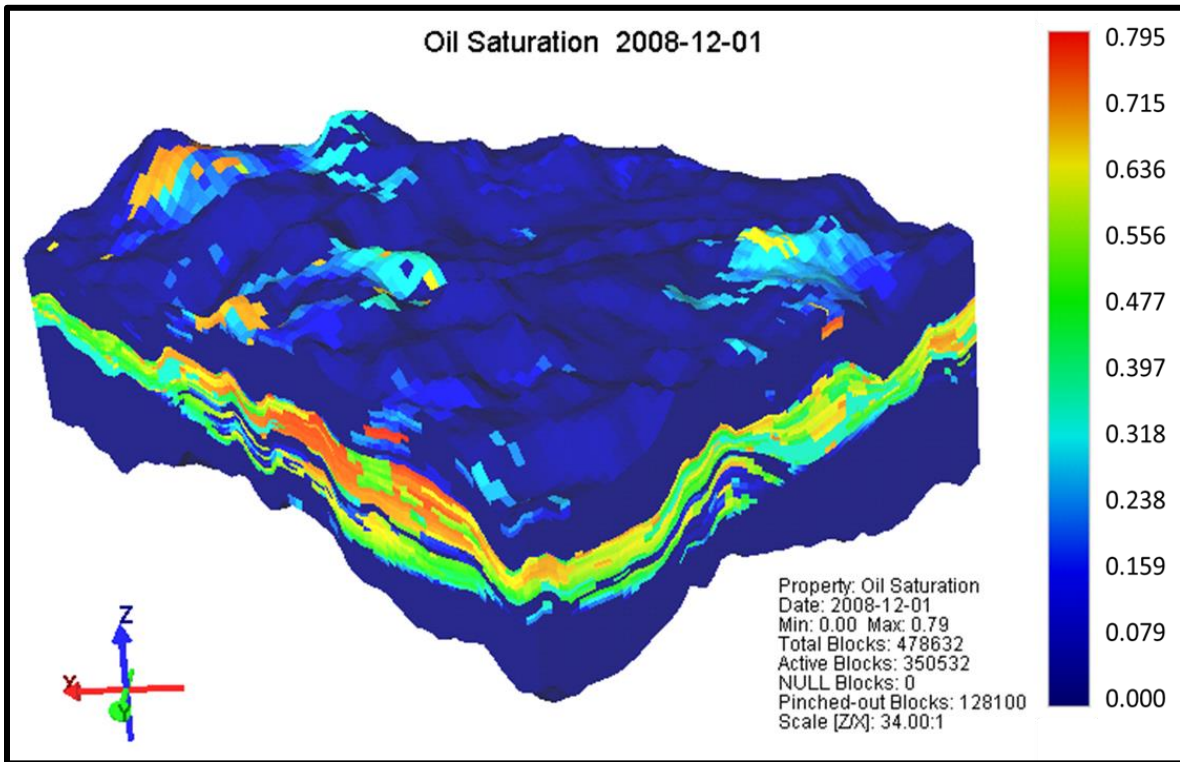
Figura 28. Distribución de porosidad, sector del campo en estudio.



3.2.2.2 Saturación. Esta propiedad expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Normalmente en los yacimientos existe un porcentaje de agua que no fue desplazada del yacimiento al momento de la migración de los hidrocarburos, esto implica que habrá una fracción de agua que estará ocupando parte del volumen poroso de la roca almacenadora, a lo que se le da el nombre de agua connata. Adicionalmente a la saturación de agua connata de la formación este yacimiento posee un acuífero activo lo cual implica altas saturaciones de agua (S_w).

En la figura 29 se muestra la distribución de saturación inicial de aceite en el sector del campo. Con esta imagen se puede tener una idea de la inclinación del contacto agua – petróleo, ya que muestra que las capas inferiores del yacimiento tienen una alta saturación de agua.

Figura 29. Distribución de saturación de aceite, sector del campo en estudio.

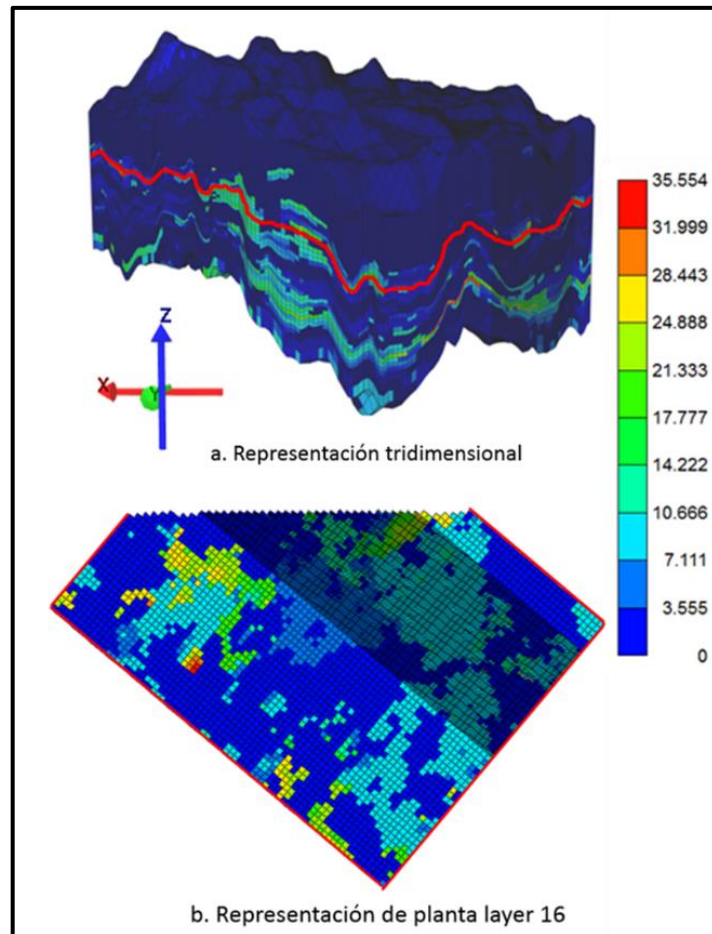


Integrando las figuras 28 y 29 se evidencia la discontinuidad litológica en la formación, ya que se pueden apreciar hasta dos estratos productores, intercalados con zonas de baja permeabilidad y porosidad que actúan como roca sello.

3.2.2.3 Permeabilidad. La permeabilidad se define como la capacidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de él y corresponde a una medida del grado y tamaño en que los poros están interconectados. La permeabilidad horizontal y vertical se requiere para realizar un modelamiento de yacimientos acertado, comúnmente la falta de información sobre la permeabilidad vertical conlleva al ajuste de la misma mediante simulación.

El modelo utilizado en este proyecto 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 0.7. La figura 30a es una representación tridimensional de los datos de permeabilidad en dirección X ingresados en el modelo, la figura 30b corresponde a una vista de planta de la capa señalada en la primera figura mediante una línea continua roja.

Figura 30. Modelo de Permeabilidad en dirección X sector del campo en estudio.

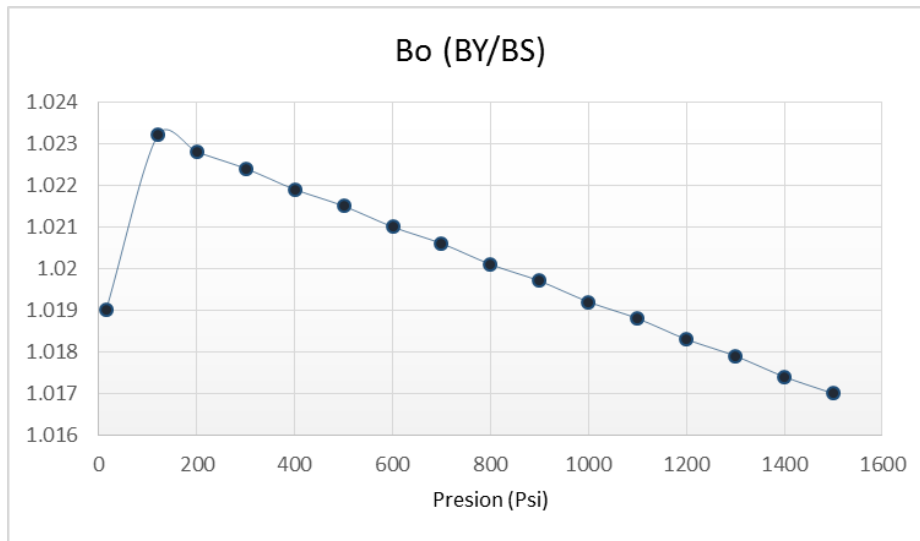


3.2.3 Modelo de fluidos

Para la caracterización de los fluidos del campo, se cuenta con 5 análisis PVT completos realizados por CoreLab (Core Laboratories) a 5 pozos verticales en el año 2012, estos análisis fueron utilizados para la caracterización de toda el área del yacimiento aplicándolo en diferentes zonas, dependiendo del pozo en el que fue tomada la muestra de fluido. El modelo dinámico aportado por

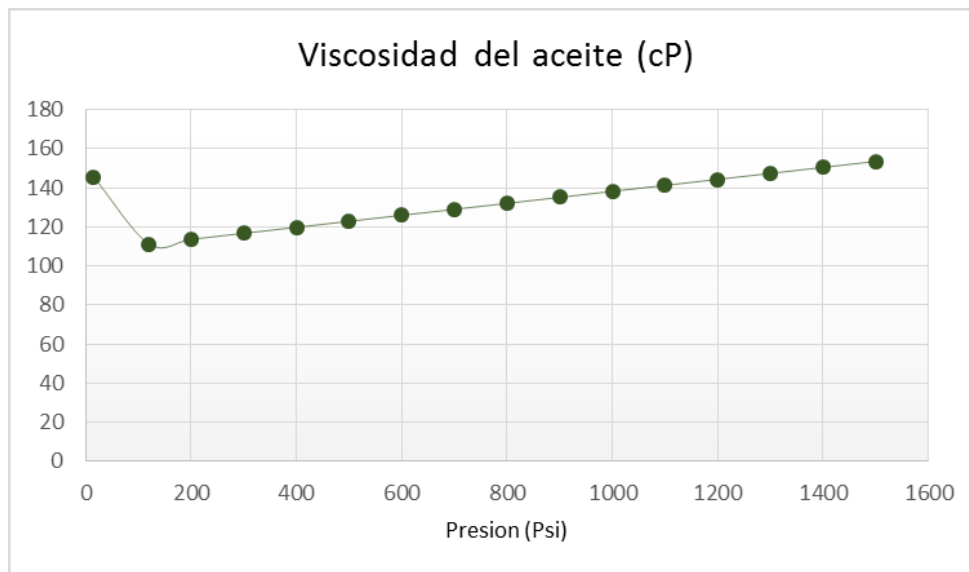
la compañía cuenta con las gráficas de comportamiento del factor volumétrico del aceite y viscosidad del aceite. A continuación se relacionan las propiedades de fluido ingresadas en el modelo en las figuras 31 y 32 y las tablas 4 y 5.

Figura 31. Factor volumétrico de formación (BY/BS)



Fuente: CoreLab, PVT (2011)

Figura 32. Viscosidad del aceite a T=147°F



Fuente: CoreLab, PVT (2011)

Tabla 4. Otras propiedades del fluido.

Propiedad	P atm	Pb
Gas en solución, Rs (ft3/bbl)	1	9.18
Bg (bbl/scf)	0.11	146.65
Bo	1.019	1.0232
Viscosidad del aceite (Cp)	145	111.23
Viscosidad del gas (Cp)	0.008	0.00967392

Fuente: CoreLab, PVT (2011)

Tabla 5. Propiedades de los componentes, densidades y propiedades del agua.

Densidades	
Densidad del aceite @SC (lb/ft3)	60.60123
Densidad del gas (lb/ft3)	0.047879
Densidad del agua (lb/ft3)	63.698
Propiedades del agua	
Factor volumétrico de formación, Bw (STB/psi)	1.0096
Compresibilidad (Cw) (1/psi)	2.85E-6
Presión de referencia para el Bw (psi)	1083

Fuente: CoreLab, PVT (2011)

3.2.4 Modelo Roca – Fluido

En esta sección el simulador permite ingresar los tipos de roca definidos mediante curvas de permeabilidad relativa para cada fluido, en este caso, agua y aceite. Para el modelo del campo fueron especificados 5 tipos de roca en el yacimiento, mediante las cuales se relacionaron las zonas productoras de la formación y las zonas sello.

Los tipos de roca 1, 2 y 3 están relacionados a las zonas productoras, con una permeabilidad relativa del agua máxima ($K_{rw_{iro}}$) de 0.07, y permeabilidad relativa del aceite a la saturación de agua connata ($K_{ro_{ew}}$) entre 0.85 y 0.9. Los tipos de roca restantes tienen fijada una movilidad del agua casi nula, y están asignados a las zonas con altas saturaciones de agua, actuando como un tipo de roca sello. A pesar de que se definieron bajos valores de permeabilidad relativa del agua y altos valores para la permeabilidad relativa del aceite, la relación de movilidades favorece la producción de agua, a causa de la alta viscosidad del crudo producido en el campo. Para esto los

tipos de roca 4 y 5 fueron relacionados a las zonas en las que se encontraban los pozos con una menor producción de agua, actuando como una restricción al flujo de esta, de manera que se lograra una mejor representación en la producción de fluidos.

En la figura 33 se relacionan los modelos de permeabilidades relativas establecidos por la compañía para cada tipo de roca. Puesto que se contaba con más de un conjunto de tablas de permeabilidad relativa agua-aceite, se asignó un conjunto de curvas a cada bloque de la malla mediante la keyword “*RTYPE*” de CMG, generando una representación gráfica de la distribución de los tipos de roca en el modelo. En la figura 34a y 34b se muestra dicha distribución en vista de planta para diferentes capas.

Figura 33. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite ingresadas en el modelo.

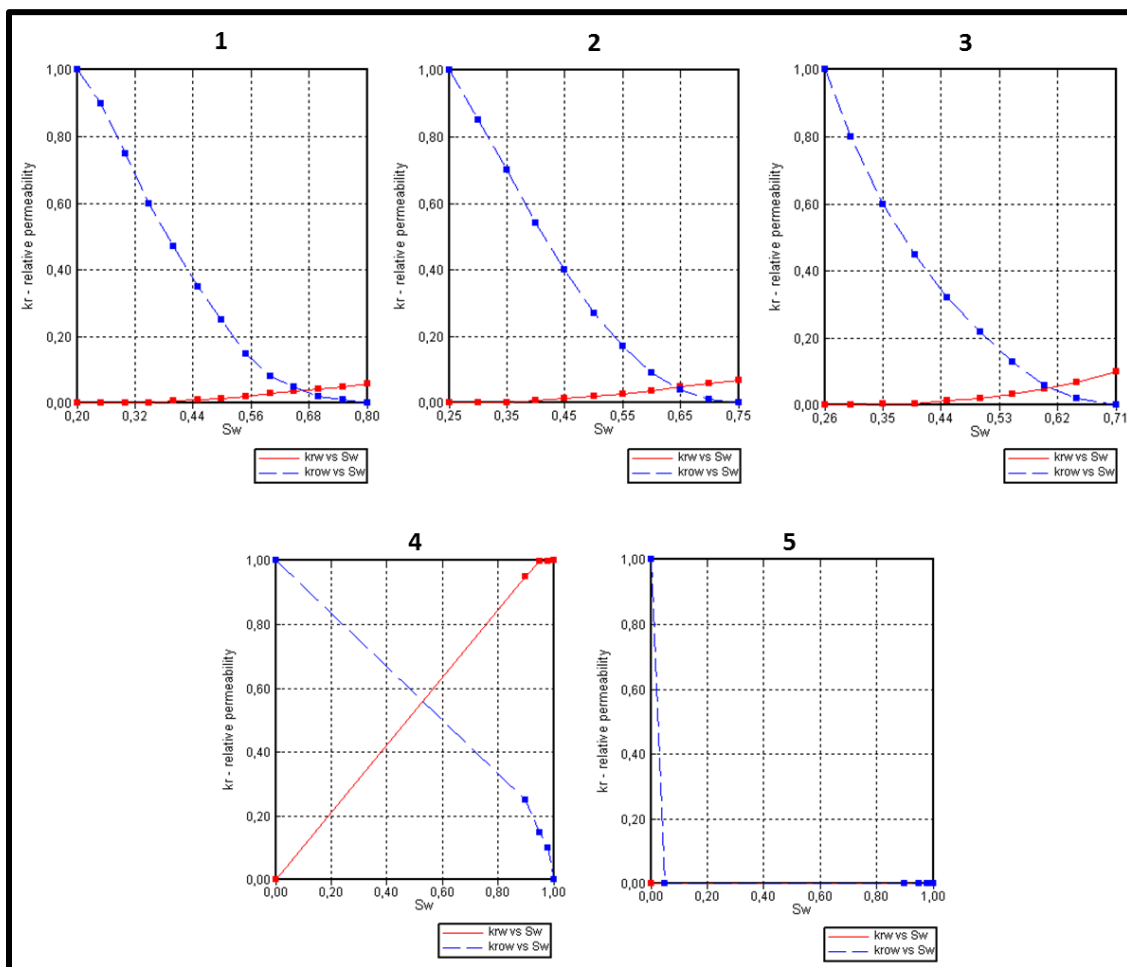
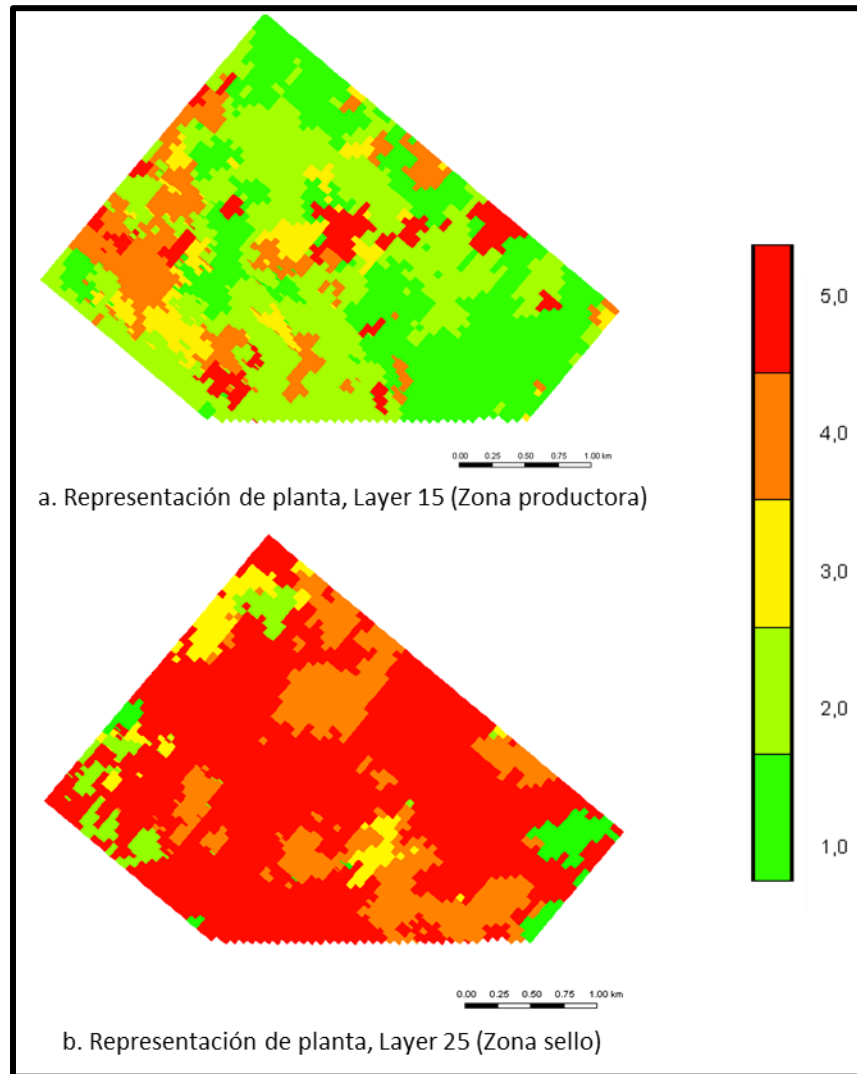


Figura 34. Distribución de tipos de roca, zona productora y zona sello.



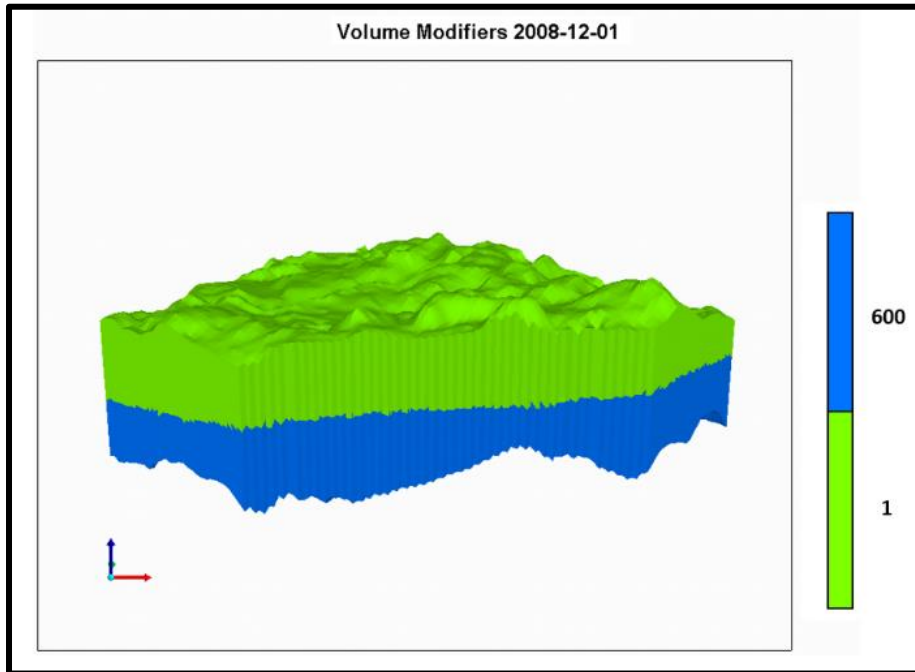
3.2.5 Regiones de equilibrio

Puesto que el campo en estudio es un campo de crudo pesado, cuya presión de yacimiento inicialmente se encontraba en 1100 psi con una presión de burbuja de 120 psi, no se encuentra una capa de gas libre en el yacimiento.

El contacto agua – petróleo, debido a la complejidad litológica que presenta el yacimiento, se definió por medio de altas saturaciones de agua en las celdas inferiores y adicionalmente fue aplicado un modificador de volumen que describe la acción del acuífero. Este modificador de volumen (*VOLMOD*) es un multiplicativo y es usado para modificar el cálculo de volumen poroso

realizado por el simulador. Para este modelo fue utilizado de manera que aumentara el volumen poroso de las celdas que fueron asignadas al acuífero, multiplicando cada valor de la celda seleccionada por 600. En la figura 35 se muestra la representación tridimensional del contacto definido por los ingenieros de yacimientos de la empresa operadora.

Figura 35. Representación del contacto agua petróleo mediante modificadores de volumen.



Adicional a esto, para representar el mantenimiento en la presión del yacimiento y la constante entrada de agua, el modelo cuenta con un acuífero analítico definido en las fronteras, en la Figura 36 se definen las propiedades ingresadas para la representación del acuífero. Cabe resaltar que este fue el acuífero definido para el modelo completo del yacimiento, por lo cual sus propiedades tendrán que ser ajustadas para el sector.

3.1.1 Eventos del campo

En esta sección se incluye toda la información de los pozos productores e inyectores del campo. Se ingresa la ubicación, trayectoria, perforados, producción y eventos de cada pozo.

Figura 36. Propiedades del acuífero.

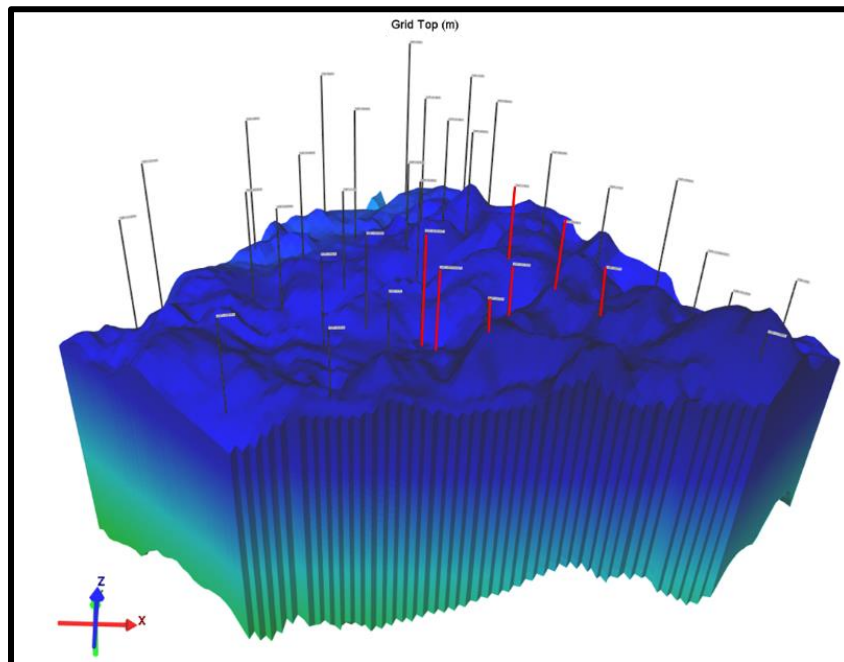
Aquifer Properties

Name	Aquifer 1	▶
Location	Boundary	Edit
Thickness	600 ft	
Porosity	0.25	
Permeability	25000 md	
Radius	7000 ft	
Angle (fraction of a circle)	1	
R-Ratio		
Modelling Method	Carter-Tracy (infinite extent)	
Geometry	<None> <None>	
Viscosity	default	
Heat Capacity	default	
Thermal Conductivity	default	
Compressibility	default	
Leak	Leakage is not allowed	

Define dimensionless pressure influence function

Table Steady State

Figura 37. Ubicación de los pozos.



Toda esta información está incorporada en el modelo realizado por la empresa operadora, con datos de producción hasta enero del año 2016 para 34 pozos. En esta sección se crearon los dos pozos perforados en enero del 2017 con toda la información necesaria. Igualmente se actualizaron los datos de producción del último año. En la figura 37 se resaltan en rojo los pozos seleccionados para el estudio.

3.3 AJUSTE HISTORICO

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 pasado de producción y con esto realizar predicciones bajo diferentes escenarios. Los parámetros más importantes a ajustar son la producción del campo y las presiones históricas. Para lograrlo, las propiedades variadas comúnmente son las permeabilidades relativas, porosidad, net to gross, entre otras.

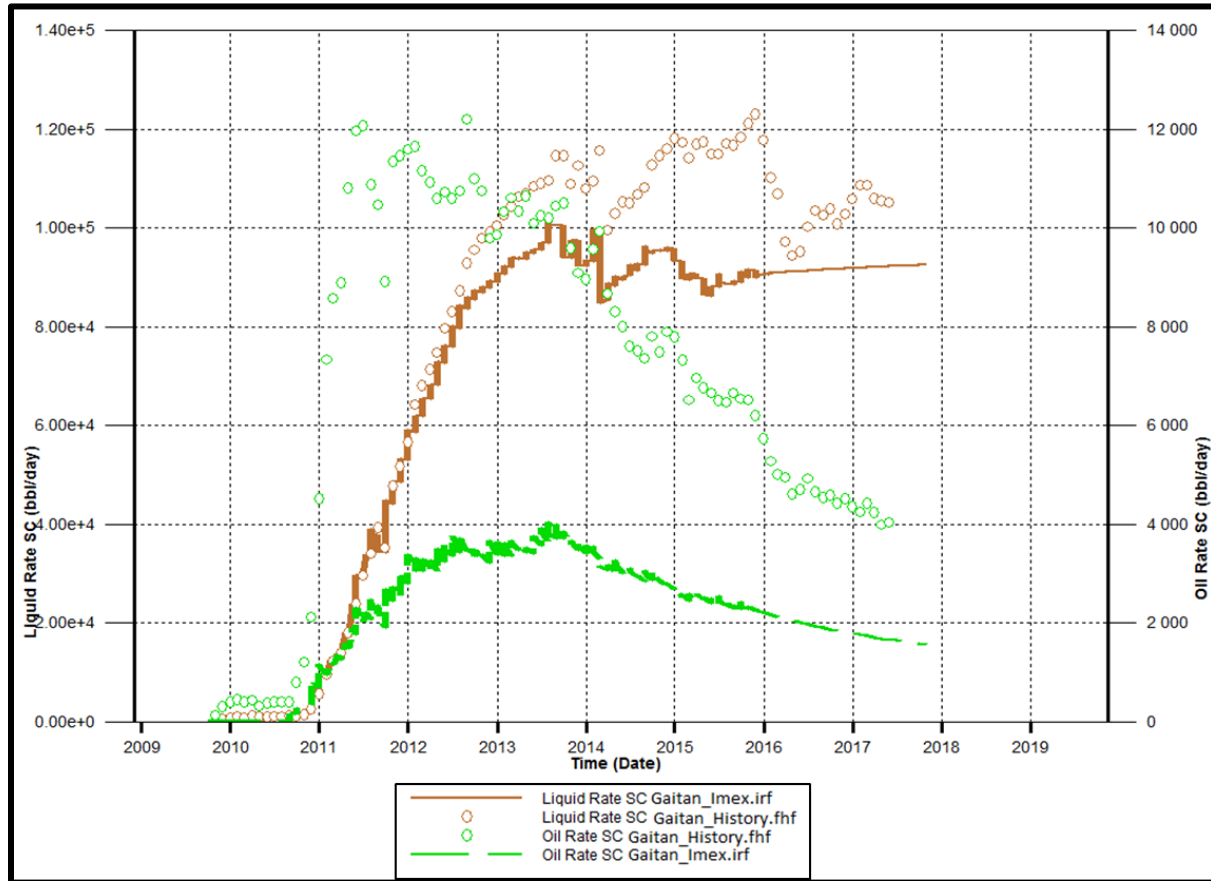
En este proceso se logró recrear de manera semejante el acumulado de cada fluido del campo, junto a una aproximación en el comportamiento de la presión de fondo de cada pozo, no se logró modelar la presión promedio del yacimiento ya que no se contaba con datos de historia de presión. El modelo proporcionado por la compañía operadora tiene en cuenta la tasa de líquido como restricción primaria, esto dificultó la representación del acumulado de aceite y la presión de fondo de cada pozo, por lo cual se tuvo que cambiar esta restricción, a un control primario por aceite y controlar la producción de agua variando las curvas de permeabilidad relativa.

3.3.1 Caso base

Inicialmente el simulador se corrió sin realizar ningún cambio en los parámetros del modelo; en la figura 38 se muestra la historia de producción junto a los resultados arrojados por el simulador, el cual no logró representar el comportamiento de producción. Como se mencionó anteriormente este modelo contaba con la tasa de líquido como control primario, como resultado el modelo logró acercarse a la producción total de fluido pero limitó la producción de aceite a una tasa muy por debajo de la real. Este archivo de extensión .DAT se tomó como base para realizar las corridas con

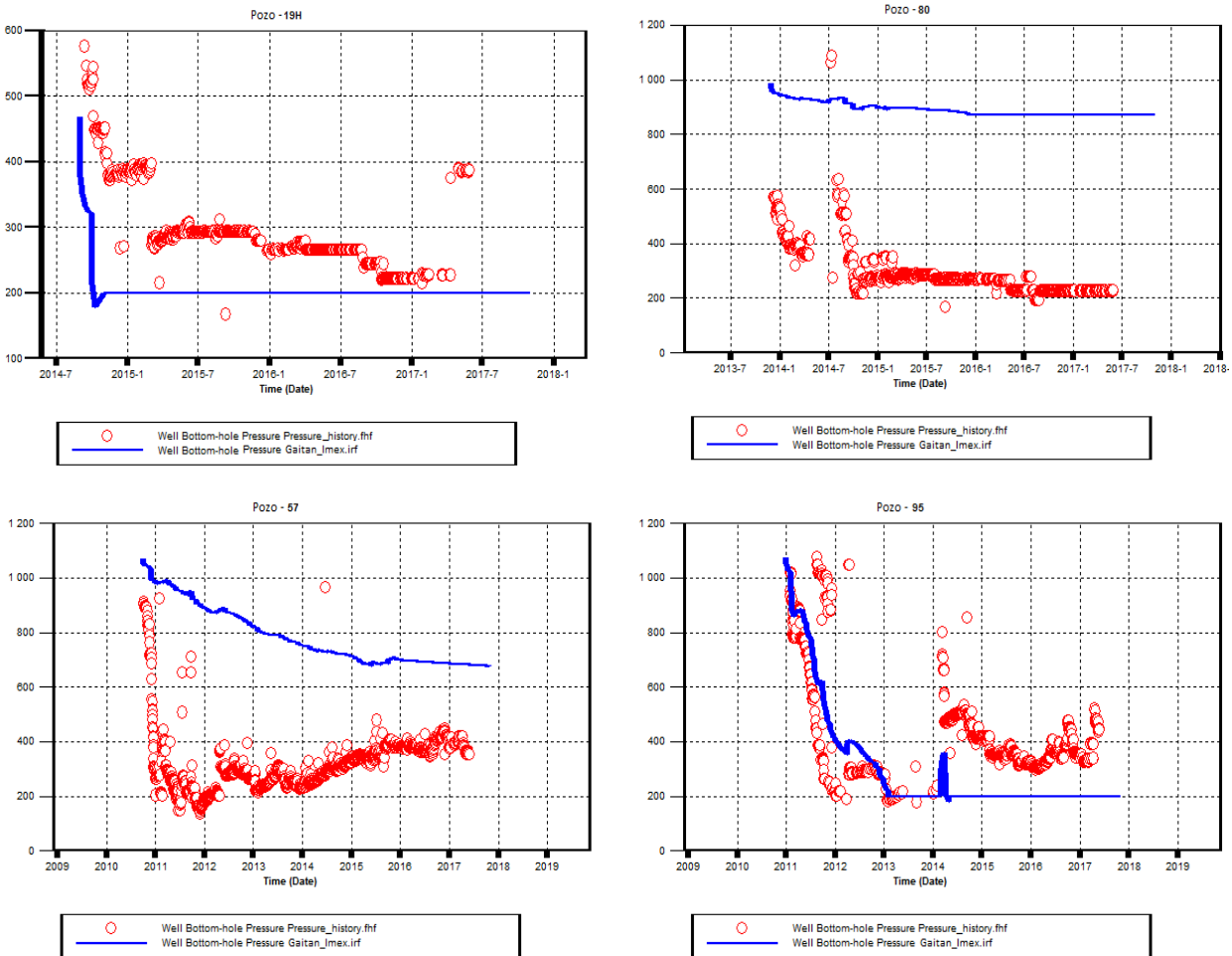
variaciones en los parámetros más sensibles en el modelo del campo. Para establecer estos parámetros, se realizó un Análisis de Sensibilidad por medio de CMOST, los resultados se relacionan más adelante.

Figura 38. Comparativo historia de producción del simulador vs producción real.



En la figura 39 se muestran los resultados obtenidos para la presión de fondo de algunos de los pozos seleccionados para realizar el estudio. Se puede observar que en dos de ellos la presión arrojada por el simulador se encuentra muy por encima de la presión de fondo real, mientras que en los dos pozos restantes pasa todo lo contrario. Esto es una clara evidencia de las diferencias litológicas presentes en el yacimiento, representadas por medio del modelo estático previamente importado. A pesar de toda la información disponible para la caracterización del yacimiento se puede apreciar que este debe ser sometido a un proceso de ajuste histórico para lograr acercarse a una representación acertada del comportamiento de la presión de fondo.

Figura 39. Comportamiento de presión del simulador vs presión real.



3.3.2 Parámetros de sensibilidad

Como se mencionó anteriormente, existen múltiples variables que influyen en el comportamiento de producción y presiones de un yacimiento, por esto, al empezar a realizar el ajuste histórico es de suma importancia tener claros los parámetros que afectan en mayor medida la respuesta del modelo, es decir, los parámetros a los que el modelo es más sensible. Una vez se tenga claro cuáles son estos parámetros, empezamos a variarlos de manera que nuestro modelo se acerque al comportamiento real del yacimiento.

Para establecer cuáles son los parámetros más sensibles del modelo, se realizó un análisis de sensibilidad utilizando CMOST. En el cual se ingresó el caso base junto a los archivos de resultados y la historia del campo. El módulo de CMOST utilizado para realizar este análisis permite crear automáticamente múltiples escenarios realizando variaciones en parámetros seleccionados, con el fin de encontrar los parámetros que afectan en mayor medida la respuesta del modelo.

3.3.2.1 Análisis de sensibilidad – CMOST. Como se mencionó anteriormente, este tipo de estudio realizado a través de CMOST permite determinar la variación de los resultados de la simulación bajo diferentes valores de los parámetros de entrada (propiedades del yacimiento), e identificar que parámetros tienen el mayor efecto sobre las funciones objetivo definidas por el usuario. Esta información se utiliza para realizar posteriormente el ajuste histórico del campo variando los parámetros a los que el modelo es más sensible (CMG, 2016).

Los resultados obtenidos de este estudio se pueden observar mediante diferentes herramientas que facilitan su análisis, entre estas se encuentran los gráficos de tornado y el método Sobol. En el gráfico de tornado se representan las estimaciones del efecto que tienen los diferentes parámetros ingresados en el estudio en la misma escala, de manera que se muestre la importancia relativa de cada uno (ver figura 40). El valor máximo representa el valor máximo alcanzado por todas las corridas de simulación realizadas en el estudio, igualmente el valor mínimo representa el valor mínimo alcanzado y el objetivo es el valor en el archivo de la historia del campo. Los valores restantes corresponden al máximo efecto que produce cada parámetro ingresado, en la función objetivo. El método Sobol se utiliza para determinar la sensibilidad de una función objetivo a los diferentes parámetros del modelo y sus rangos de valores. En este gráfico se muestra el efecto de cada parámetro en comparación a los demás, por medio de porcentajes. En la tabla 6 se relacionan las variables ingresadas con su respectivo alias utilizado en el análisis.

A continuación se muestran los resultados obtenidos para las dos funciones objetivo ingresadas en el estudio, las cuales son: acumulado de aceite, acumulado de agua.

Tabla 6. Parámetros ingresados en el análisis de sensibilidad.

Parámetro	Alias
Espesor del acuífero	AQ_tk
Permeabilidad del acuífero	AQ_k
Radio del acuífero	AQ_R
Permeabilidad horizontal	PERMI
Porosidad	POR
Tipo de roca	RTYPE
Saturación de aceite	SO
Relación de permeabilidades (Kv/Kh)	PERMK
Krw a la saturación de aceite irreducible	KRWIRO
Kro a la saturación de agua connata	KROCW
So a la saturación de agua irreducible	SOIRW
Sw critica	SOCRIT
Exponente de Corey de Krw	ExpNW
Exponente de Corey del Kro	ExpNO

3.3.2.1.1 *Acumulado de aceite.* La figura 40 muestra los resultados obtenidos para la función objetivo “*OILCUM*”, que corresponde al aceite acumulado por el campo. De esta figura se puede concluir que el modelo no cuenta con el aceite original en sitio real del campo, ya que el máximo valor alcanzado (Maximum) por los diferentes arreglos realizados (13.458.270 bbl), es un valor mucho menor al valor objetivo (19.285.780 bbl), lo cual representa un 30% menos del acumulado real de aceite del campo.

Con el método Sobol (ver figura 41) se confirma que el parámetro más influyente en esta función objetivo es el espesor del acuífero, el cual en comparación a los parámetros restantes tiene un porcentaje de efecto de 78%. Con lo anterior, se puede inferir que los parámetros ingresados no afectan de manera significativa el acumulado de aceite, por lo cual se debe realizar un ajuste en las propiedades estáticas del modelo de manera que se represente el potencial de aceite real.

Figura 40. Gráfico de tornado, análisis de sensibilidad para aceite acumulado.

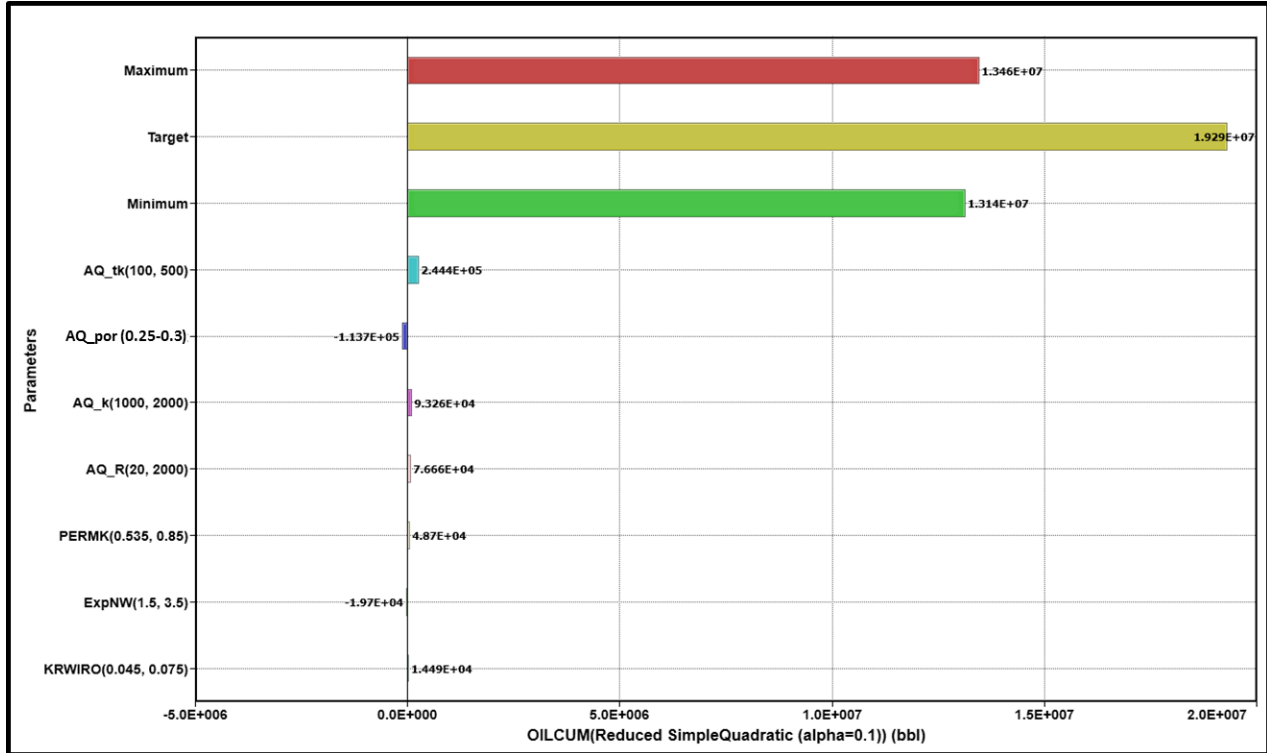
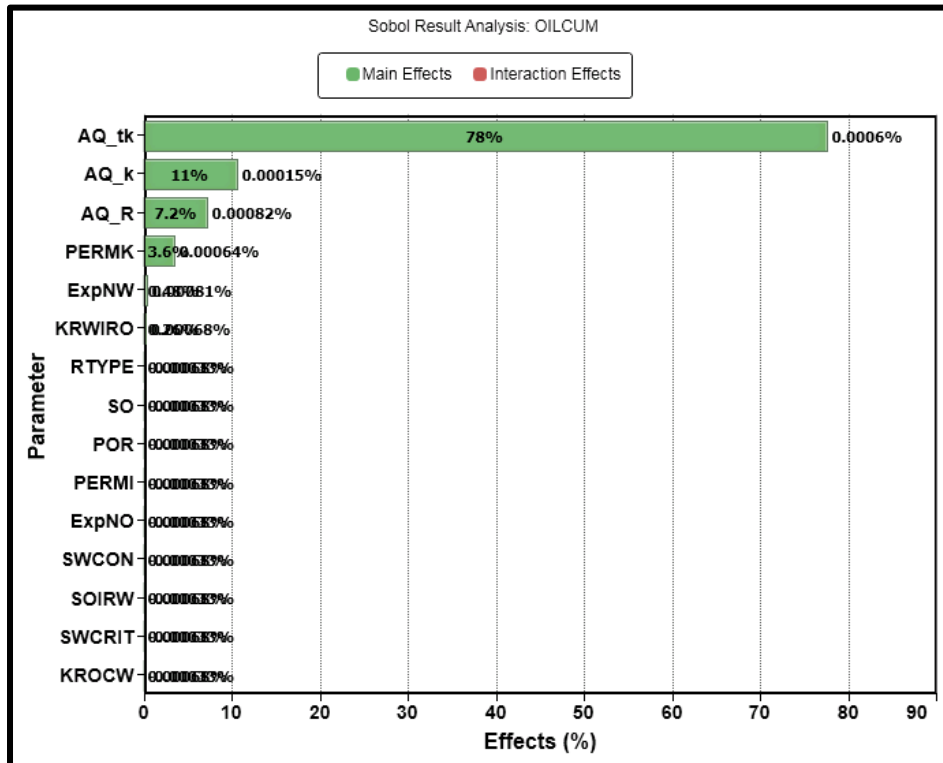


Figura 41. Método Sobol, función objetivo “OILCUM”.



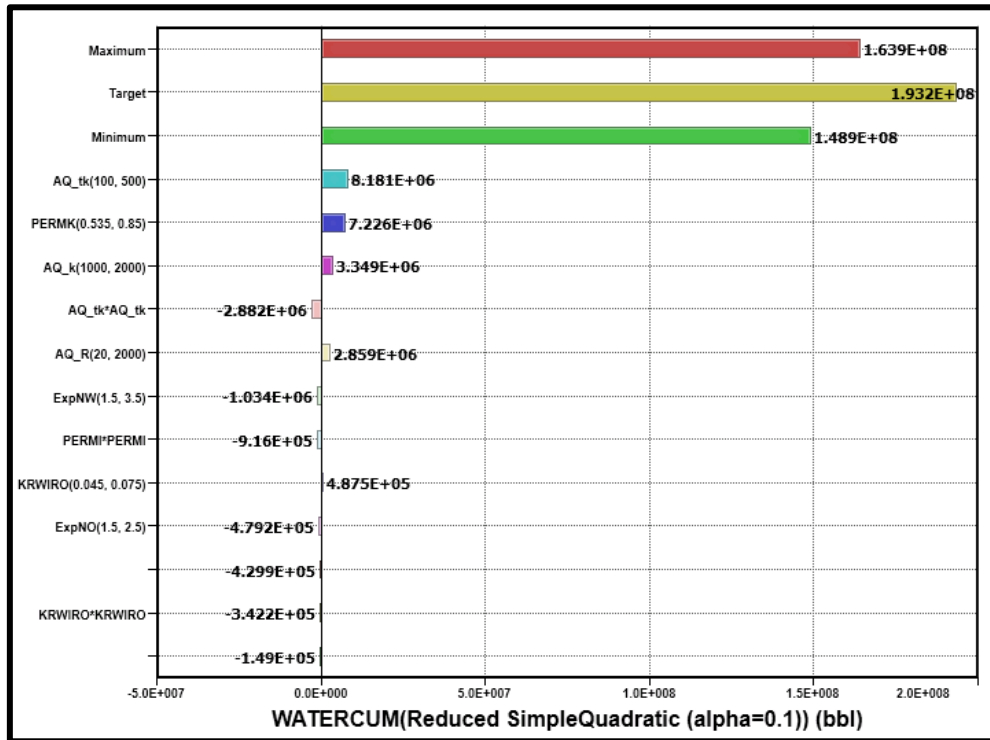
Realizando un análisis de la estimación del efecto de cada parámetro, se puede observar que el parámetro que más influye en el aceite acumulado es “ AQ_{tk} ” que corresponde al espesor del acuífero analítico del modelo, el cual se encuentra variando en un rango de 100 y 500 ft, con una estimación de efecto de 244.388 bbl. Esto quiere decir que variando el espesor del acuífero de 100 a 500 ft se va a obtener una diferencia en el acumulado de aceite de 244.388 bbl, lo cual corresponde al 1.3% del acumulado de aceite real del campo.

3.3.2.1.2 Acumulado de agua. Realizando un breve análisis de los resultados obtenidos (ver figuras 42 y 43) para la función objetivo “*WATERCUM*” que corresponde al acumulado de agua del campo, se puede apreciar que los parámetros variados en el estudio causan un mayor efecto en la respuesta del modelo a la producción de agua, en comparación con el efecto que producen en la producción de aceite. El gráfico de tornado de la figura 42 muestra que al igual que en la función objetivo anterior, el acumulado de agua real del campo se encuentra por encima del máximo alcanzado en todos los arreglos simulados, esto podría indicar que el volumen poroso del yacimiento está subestimado en el modelo ocasionando que los fluidos presentes se reflejen menores a la realidad. Igualmente el parámetro que tiene mayor influencia es el espesor del acuífero, el cual al ser variado de 100 a 500 ft produce un aumento de 8.180.512 bbl en el acumulado de agua. El cual corresponde al 4% del valor objetivo (193.150.192 bbl). Se puede observar que existen otros parámetros que influyen casi en igual medida la respuesta de esta función, los cuales son “*PERMK*” y en menor medida “ AQ_k ”, que corresponden a la permeabilidad vertical y la permeabilidad del acuífero respectivamente. En el modelo trabajado la permeabilidad vertical está definida mediante una relación de permeabilidades (K_v/K_h) de 0.7, por lo cual el parámetro ingresado corresponde a una variación de este multiplicador, el cual se encuentra variando en un rango entre 0.535 y 0.85. Según el gráfico de la figura 42 la variación de la razón de permeabilidades en dicho rango produce un aumento en la función objetivo de 7.225.519 bbl (3.7% del acumulado real) y la permeabilidad del acuífero de 3348842 bbl (1.73% del acumulado real).

Estos resultados se ven reflejados en el gráfico del método de Sobol, el cual indica que el espesor del acuífero y la razón de permeabilidades tienen un porcentaje de efecto en la función objetivo del 87% en conjunto, con respecto a los parámetros restantes.

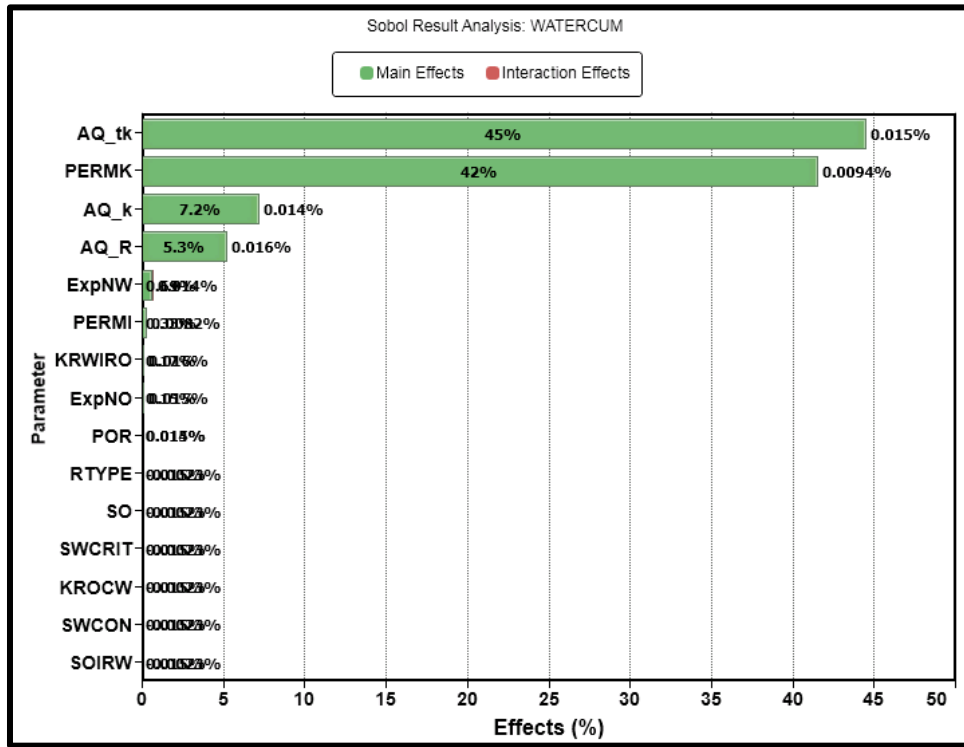
También se puede observar que los parámetros que menos tienen influencia en este modelo son los *end points* de las curvas de permeabilidad, los cuales no producen un efecto significativo en ninguna de las dos funciones objetivo anteriores.

Figura 42. Gráfico de tornado para el acumulado de agua.



3.3.1.1 Ajuste de fluido. Inicialmente el modelo dinámico creado por la compañía contaba con una restricción de ajuste por producción de líquido en todos los pozos, lo cual junto a las altas saturaciones de agua de la formación y la relación de movilidades, produjeron que se subestimara la producción de aceite en el campo y se atribuyera energía al yacimiento por encima de la real (Figura 38 y 39), esto se traducía en que para producir determinada cantidad de fluido las caídas de presión necesarias eran mínimas, manteniendo la presión de fondo del pozo con una leve declinación, muy diferente a la historia del campo, y con un corte de agua sobrestimado.

Figura 43. Grafico método Sobol para el acumulado de agua.



Para representar la caída de presión típica en los pozos de este campo, se realizó inicialmente un cambio en este tipo de ajuste a un ajuste por aceite. Generando una restricción primaria por producción de aceite. Al realizar este cambio se generaron caídas de presión mayores en algunas celdas, ocasionando que el modelo terminara su corrida de manera anormal. Finalmente se recurrió a la keyword “*OPERATE-HIST*” del software, que permite generar restricciones operativas en un pozo según las tasas de aceite y agua observadas históricamente.

3.3.1.1 Ajuste modelo estático. El ajuste por producción de aceite y agua causó una caída brusca en la presión de algunas celdas, ocasionando que su presión llegara por debajo del punto de burbuja del yacimiento, estas celdas coincidían con altos valores de saturación de agua en zonas de baja permeabilidad absoluta, lo cual se traducía en un ΔP necesario mayor para producir el caudal establecido.

Este comportamiento evidenciaba una baja estimación de las saturaciones iniciales de aceite en el campo, ya que a pesar de que se cambió la restricción principal del modelo, este no podía producir la cantidad de petróleo producido real por el campo. Por lo anterior se tuvieron que ajustar las propiedades ingresadas por medio del modelo estático, de manera que el modelo dinámico se acercara a la producción real.

3.3.1.1.1 Saturación de aceite. La saturación de aceite en las celdas alrededor de los pozos que, aun disminuyendo la permeabilidad relativa del agua a un máximo punto, seguían favoreciendo su producción por la del aceite, se sometieron a un proceso de modificación, aumentándola de manera coherente en rangos del 10 – 30% dependiendo de la zona en la que se encontraran, hasta que el modelo fuera capaz de reflejar la curva de producción de aceite de estos pozos.

3.3.1.1.2 Sensibilidad permeabilidad. Con el cambio de ajuste de fluido se originó una declinación de presión brusca en algunos pozos, haciendo que su BHP cayera a un punto mínimo definido como restricción secundaria. Esto se debía, entre otras cosas, a que las propiedades alrededor de estos pozos no eran de buena calidad en comparación a otros en el mismo sector. Por esta razón se realizó un ajuste en la permeabilidad horizontal de dichos pozos, aumentándola en un rango del 20 al 35%.

3.3.1.1.3 Sensibilidad Volumen Poroso. A pesar de que el cambio de ajuste de fluido produjo una declinación acelerada en la presión de algunos pozos, en otros este cambio no produjo una respuesta notoria en su presión de fondo. Indicando que el volumen poroso de estos pozos se encontraba superior a lo real. Por esto se realizó un proceso de sensibilidad al volumen poroso, efectuando diferentes multiplicadores que disminuyeran la porosidad en las celdas cercanas a dichos pozos, hasta lograr un ajuste acertado.

3.3.1.2 Ajuste Modelo de Fluidos

3.3.1.2.1 Sensibilidad END-POINTS. Las curvas de permeabilidad relativas ingresadas en el modelo también fueron sometidas a un proceso de ajuste, principalmente en los tipos de roca 1, 2 y 3 que corresponden a las zonas productoras. Este proceso se llevó a cabo variando los end-points de las curvas de permeabilidad relativa.

3.3.1.2.2 Ajuste de tipos de roca. Al realizar el ajuste de saturación de aceite del modelo, se pudo observar que la alta saturación de agua al inicio de producción de algunos pozos, no se debía a una saturación de aceite subestimada en el modelo estático, si no a altas saturaciones de agua en las zonas inferiores a la zona productora del pozo. Esto llevaba a que en el momento en el que se empezaba a producir el campo, el movimiento de fluidos originaba un decremento de la saturación de aceite en las zonas en las que posteriormente serían perforados dichos pozos. Para esto se cambió el tipo de roca al tipo de roca 5, el cual no tiene movilidad y actúa restringiendo el flujo de agua.

3.3.1.3 Sensibilidad Parámetros de Pozo. Puesto que el análisis de interferencia corresponde principalmente de evaluar el comportamiento en las presiones de fondo de los pozos del sector, el ajuste de presiones fue el principal objetivo a la hora de realizar el ajuste histórico del campo. Esto se logró finalmente variando algunos parámetros de cada pozo en la zona de interés.

3.3.1.3.1 Ajuste de Índice de Productividad y Factor de Daño. Debido a que en algunos pozos no era posible disminuir la presión de fondo del modelo de manera que se acercara al comportamiento real en la historia, se realizó un análisis de la zona de trabajo relacionando la curva de declinación de presión histórica de cada pozo con su producción. De manera que se establecieron zonas de alta, media o baja productividad y con esta información realizar los movimientos necesarios en los índices de productividad de los pozos y el factor de daño. Para esto se realizaron graficas de presión de fondo vs tiempo de todos los pozos en el área, posteriormente fueron normalizadas y divididas en grupos según su tendencia y el fluido acumulado.

Con este análisis se pudo apreciar que a pesar de la cercanía de algunos pozos, estos podían tener comportamientos completamente diferentes en la curva de declinación de presión, lo cual también se ve reflejado en su producción. De esta forma se relacionaron algunos pozos que no habían podido ser ajustados con los procedimientos anteriores, a zonas de baja presión y por consecuencia baja productividad. Con esta información se procedió a realizar una sensibilidad al índice de productividad de cada pozo y factor de daño. El índice de productividad de cada pozo fue manejado en rangos de 0.8 y 2.5 (bbl/psi) y el factor de daño se aplicó en algunos pozos con valores entre 1 y 3, con el propósito de realizar un ajuste acertado en las presiones de fondo de los pozos del campo.

Inicialmente el modelo reportaba presiones de fondo en un rango de 800 – 1000 psi, indicando que para producir el campo se necesitaban declinaciones de presión mínimas, lo cual al ser comparado con la historia de presiones en el campo tenían un comportamiento muy diferente al real. Terminando todo el proceso de ajuste histórico del campo se logró que la presión de fondo de los pozos del modelo del campo se acercara al comportamiento real.

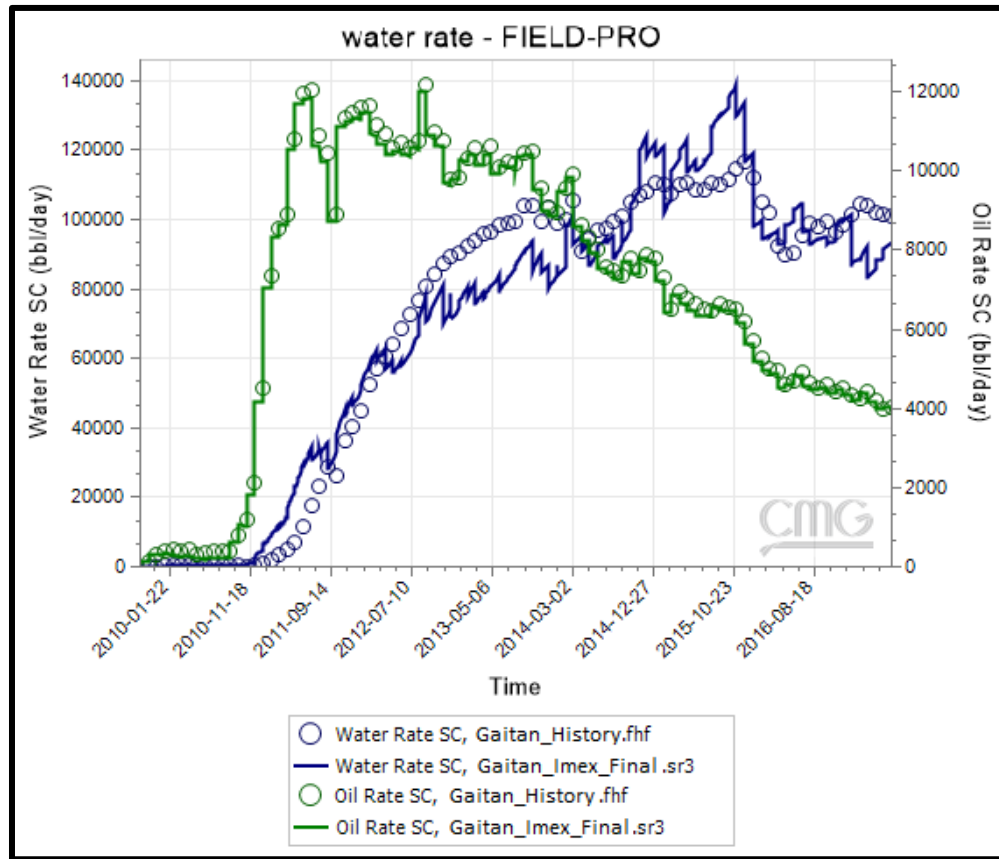
3.3.3 Resultados ajuste histórico

Finalmente se logró un ajuste acertado en la producción del campo y la presión de fondo de los pozos. La presión promedio del yacimiento no pudo ser tenida en cuenta para realizar este ajuste ya que no se contaban con datos confiables. En la figura 44 se muestra el ajuste final logrado para la producción de aceite y agua en el sector modelado, en el cual se logró un ajuste perfecto de la producción de aceite del campo y un ajuste cercano en la producción de agua.

A continuación se muestran los resultados obtenidos por pozo en el ajuste de producción de fluidos y presión de fondo de cada pozo, se relacionan los resultados del caso base de manera que se puedan comparar los resultados iniciales arrojados por el modelo y el resultado final del ajuste.

3.3.3.1 Ajuste por pozo. En general se obtuvo un buen ajuste de los pozos en el modelo, principalmente del líquido acumulado y la producción de agua. En algunos pozos no se logró representar completamente la producción de petróleo, pero se manejó una diferencia aceptable.

Figura 44. Resultados ajuste histórico del campo en estudio.



El parámetro que tuvo mayor complicación al ser ajustado fue la presión de fondo de los pozos, por lo cual finalmente se decidió trabajar con el ajuste más significativo. En las siguientes figuras se muestra el ajuste logrado para tres de los pozos en la zona de interés, mostrando la rata de aceite, agua, presión de fondo y liquido acumulado, los datos de la historia corresponden a los círculos y los del simulador a una línea continua.

Figura 45. Ajuste pozo P-57.

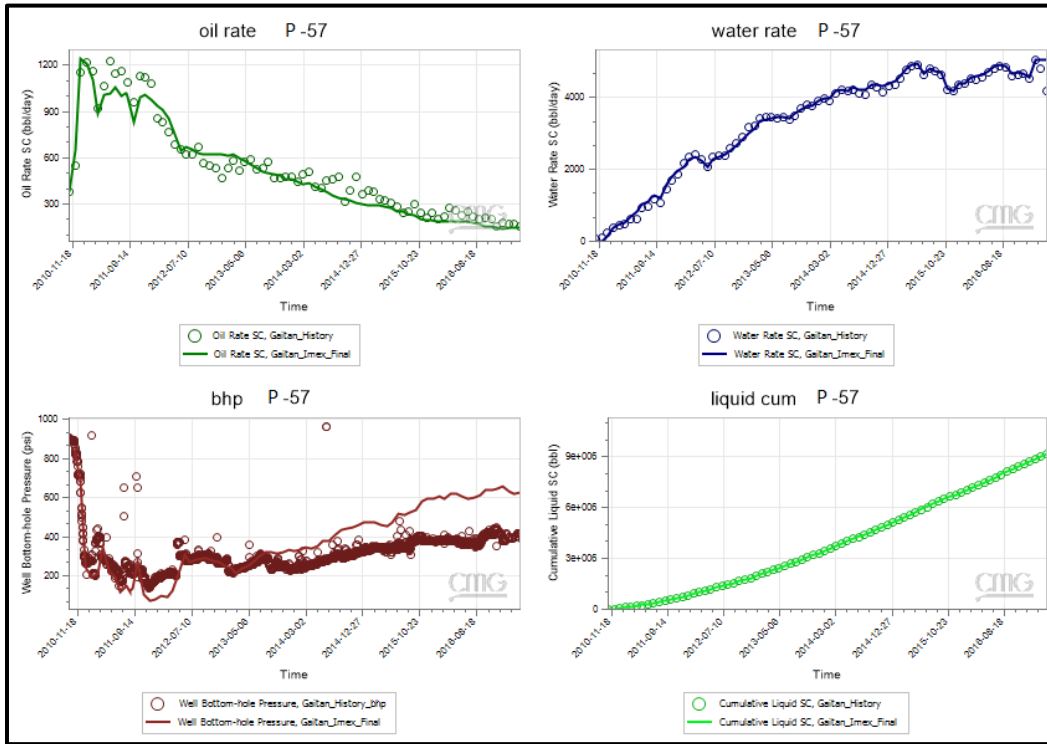


Figura 46. Ajuste pozo P-95.

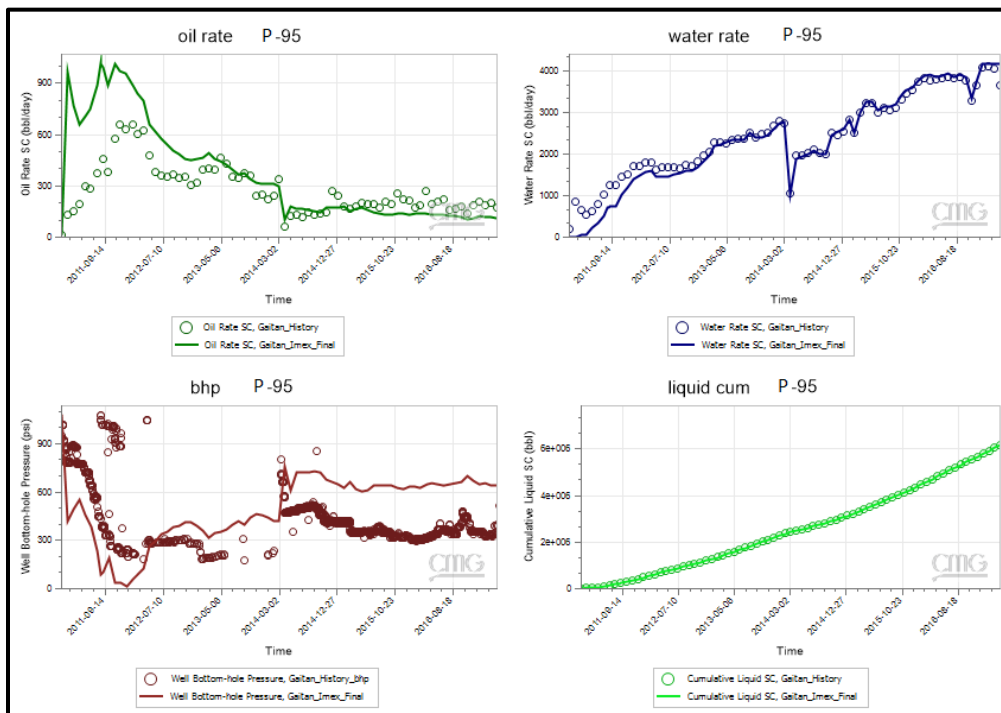
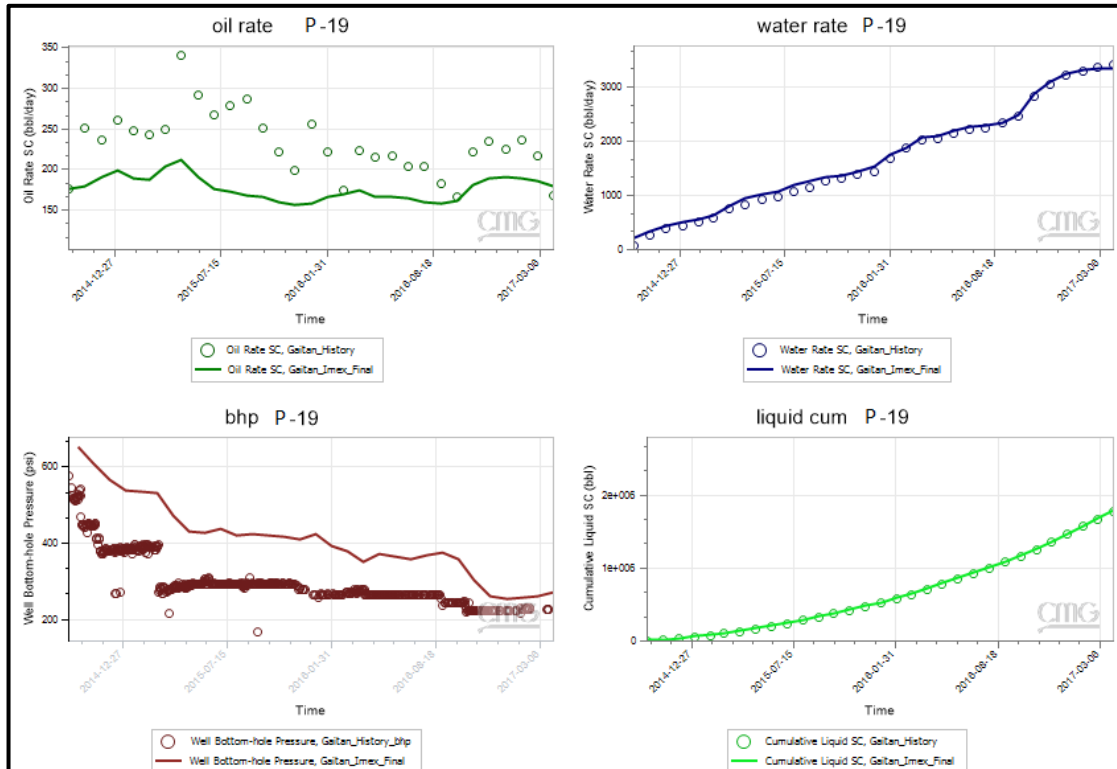


Figura 47. Ajuste pozo P-19.



3.4 INTEGRACIÓN SUBSUELO – SUPERFICIE

Luego de contar con un ajuste histórico aceptable para el campo y en especial de los pozos de interés en el presente estudio, se realizaron diferentes corridas en el simulador de yacimiento con el fin de evaluar diferentes escenarios de producción en la zona, que permitan apreciar una posible interferencia. Para esto se realizaron variaciones en el estado operativo de los pozos nuevos y los pozos P-95, P-57 y P-209 ya perforados, puesto que según el mapa de líquido acumulado de la zona (Figura 48) son los pozos cercanos a los dos pozos nuevos que han acumulado mayor cantidad de fluido, cabe recordar igualmente que los dos primeros sufrieron comportamientos anormales en sus parámetros de producción el mes en el que entraron los pozos nuevos, lo cual se explicó en el análisis de producción realizado previamente.

Para realizar la integración del subsuelo con el sistema de superficie, se tomaron los datos de pronóstico de presión de fondo y corte de agua de los pozos de la zona de interés, a una fecha

específica (febrero de 2018) para realizar una simulación de producción, llevada a cabo a través de PipeSim.

3.4.1 Escenarios

Como se mencionó anteriormente, se desarrollaron diferentes escenarios operativos de los pozos en cuestión, mediante el simulador dinámico del yacimiento, con el propósito de observar la comunicación existente entre ellos. A continuación se mencionan los escenarios llevados a cabo.

3.4.1.1 Escenario 1. Este escenario corresponde al caso base en la simulación, realizando una predicción a un año. En este escenario no se plantea ningún cambio en la operación de los pozos, cuenta con todos los pozos existentes en el submodelo, incluyendo los pozos nuevos N-377 y N-469.

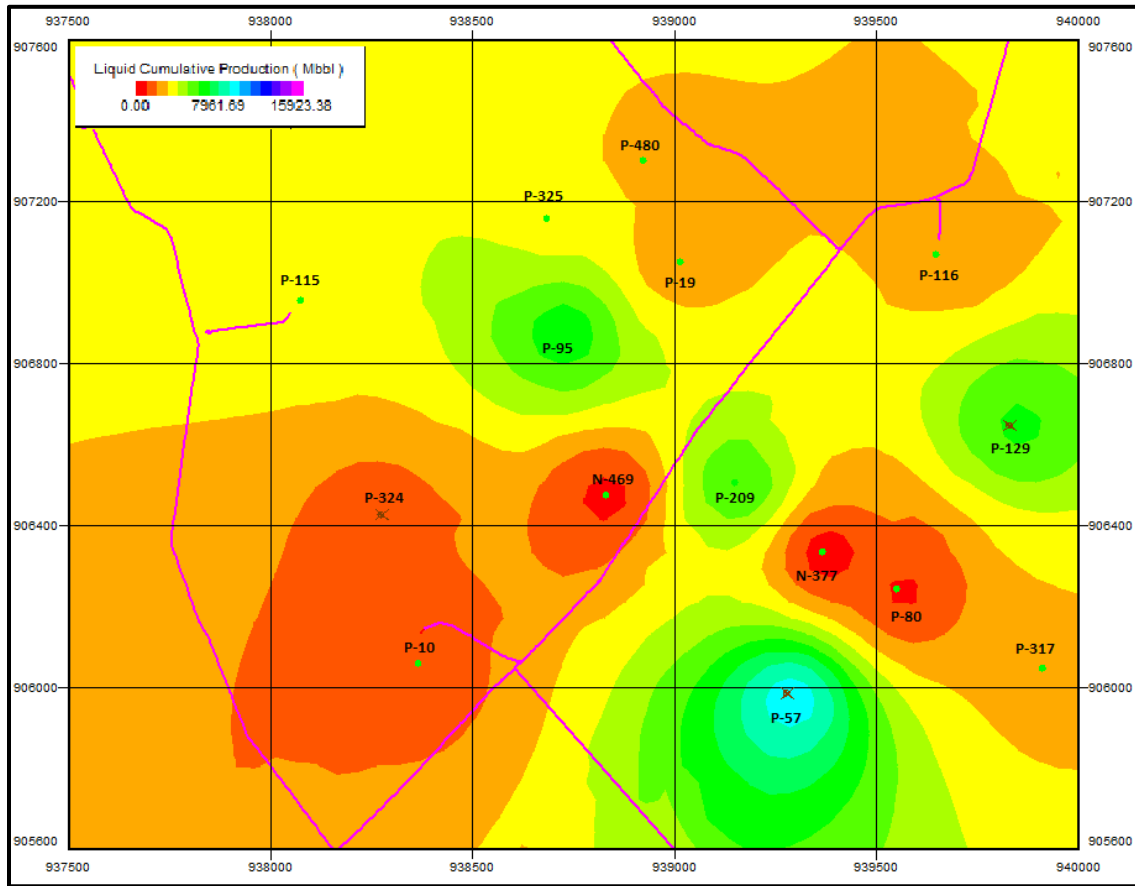
3.4.1.2 Escenario 2. Se realizó una segunda corrida eliminando los dos pozos nuevos (N-469 y N-377). Para observar el comportamiento de presión de los pozos en la zona si no se hubiera realizado la campaña de perforación.

3.4.1.3 Escenario 3. Se cierra la producción del pozo P-57 en febrero de 2017, dejando los demás pozos en las mismas condiciones del caso base para observar su influencia.

3.4.1.4 Escenario 4. Se cierra la producción del pozo P-95 en febrero de 2017, se dejan los pozos restantes en las mismas condiciones del caso base con el fin de observar la influencia de dicho pozo.

3.4.1.5 Escenario 5. Se cierra la producción del pozo P-209 en la misma fecha, los pozos restantes continúan con los parámetros establecidos en el caso base para observar la influencia.

Figura 48. Mapa de líquido acumulado en la zona de estudio.



3.4.2 Resultados

A continuación se presentan a través de graficas los resultados en la presión de fondo de los pozos presentes en la zona de estudio en los diferentes escenarios realizados. En estas graficas se puede observar que todos los pozos sufren una perturbación en la presión, la cual dependiendo del escenario, es más evidente en unos que en otros.

Como se mencionó anteriormente, el pronóstico se realizó hasta febrero de 2018, fecha en la cual se tomaron los datos de presión de fondo y corte de agua de cada pozo. Estos datos se ingresaron a la red modelada a través de Pipesim, tomando como caso base el escenario 1, esto con el fin de calcular el caudal producido según la capacidad de la bomba, las líneas y todo el sistema de superficie, tomando como referencia la presión en fondo de pozo.

Figura 49. Resultados de presión de fondo, Pozo-19.

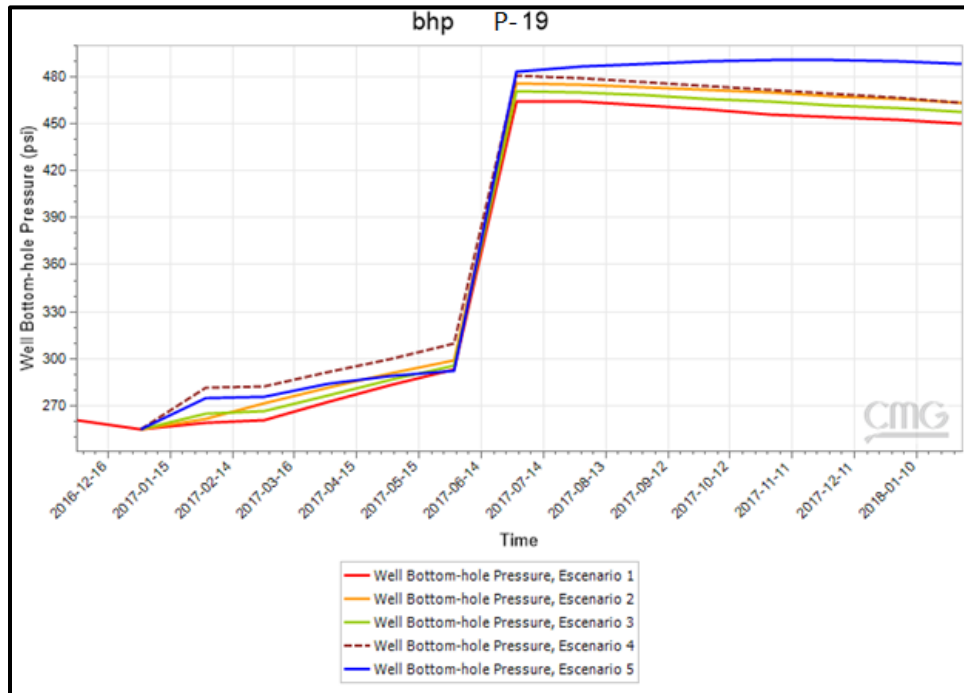


Figura 50. Resultados de presión de fondo, Pozo-57.

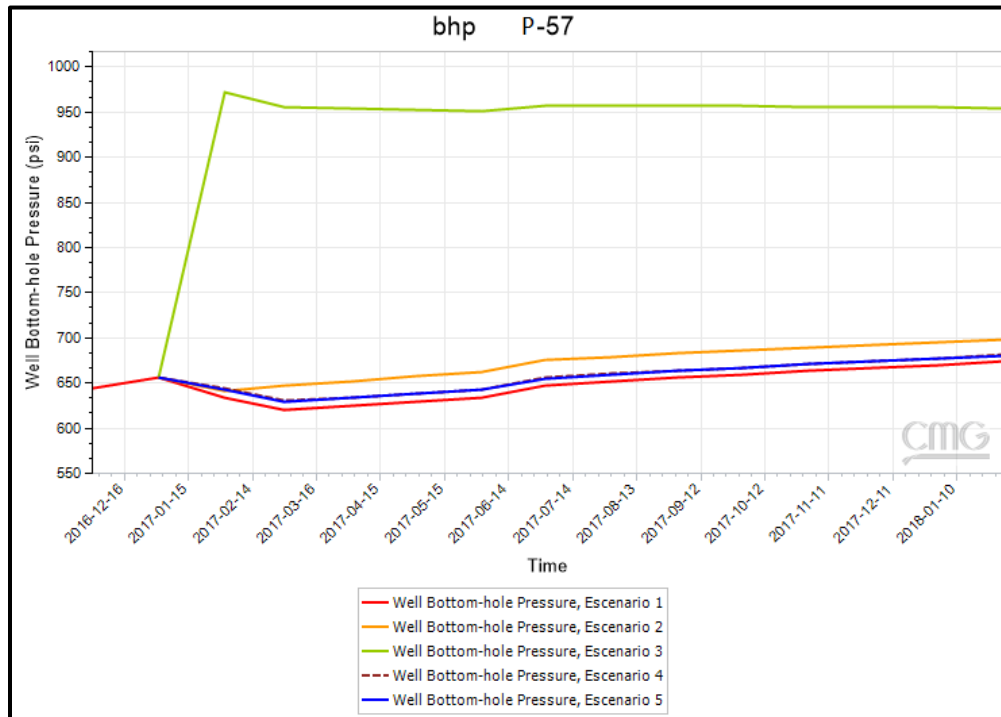


Figura 51. Resultados de presión de fondo, Pozo-80.

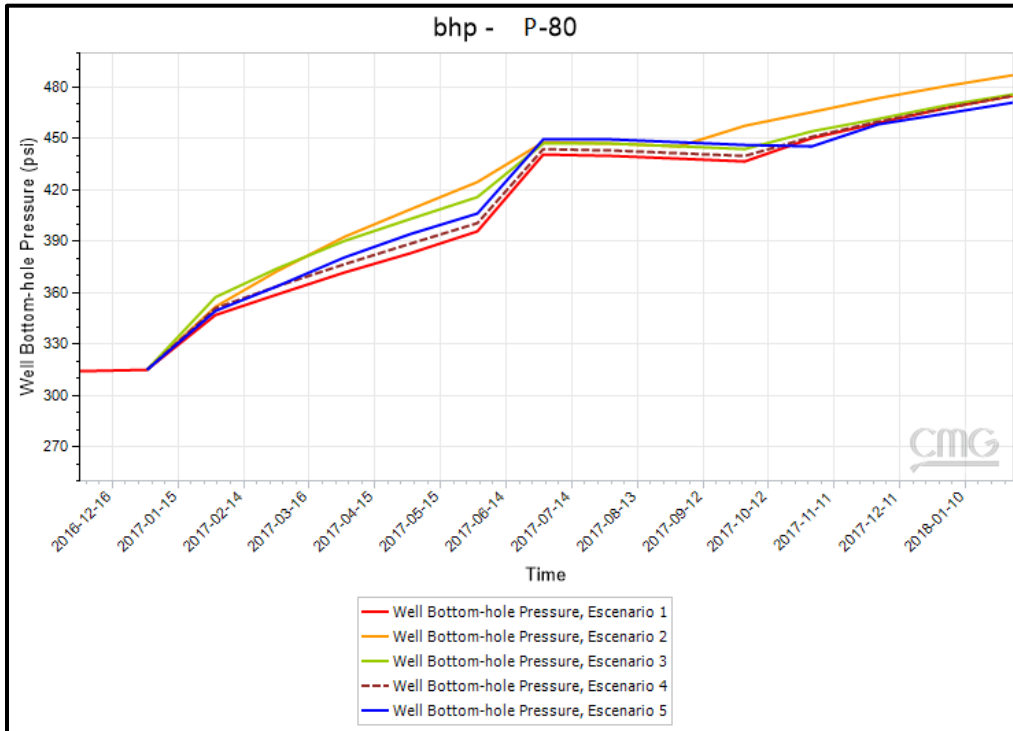


Figura 52. Resultados de presión de fondo, Pozo-95.

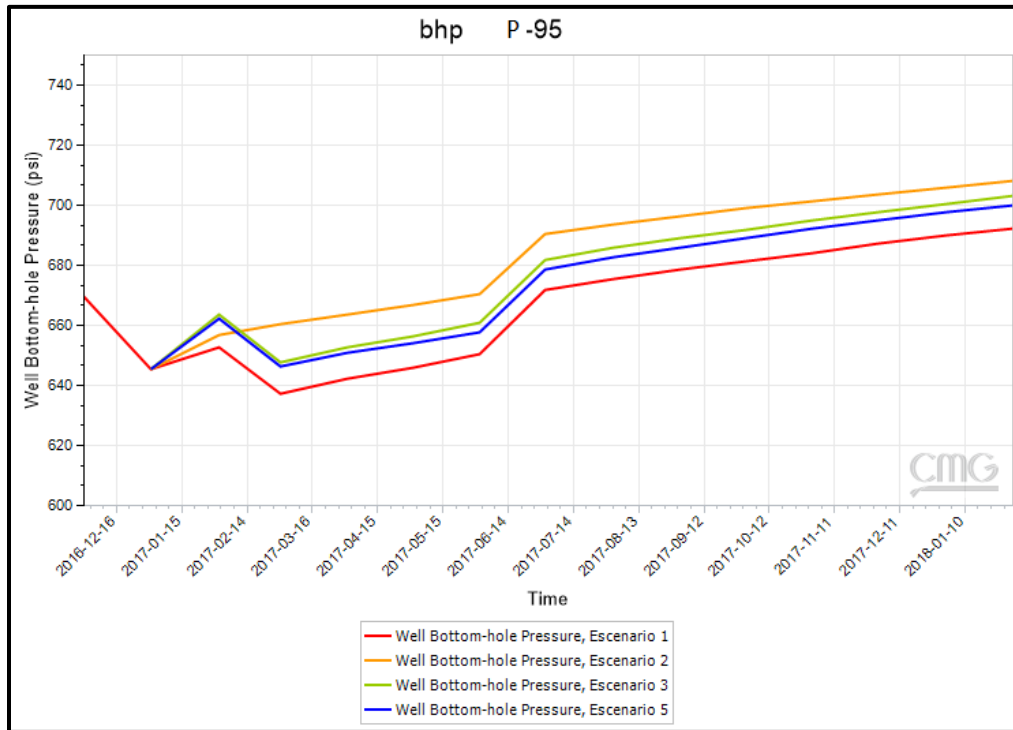


Figura 53. Resultados de presión de fondo, Pozo-115.

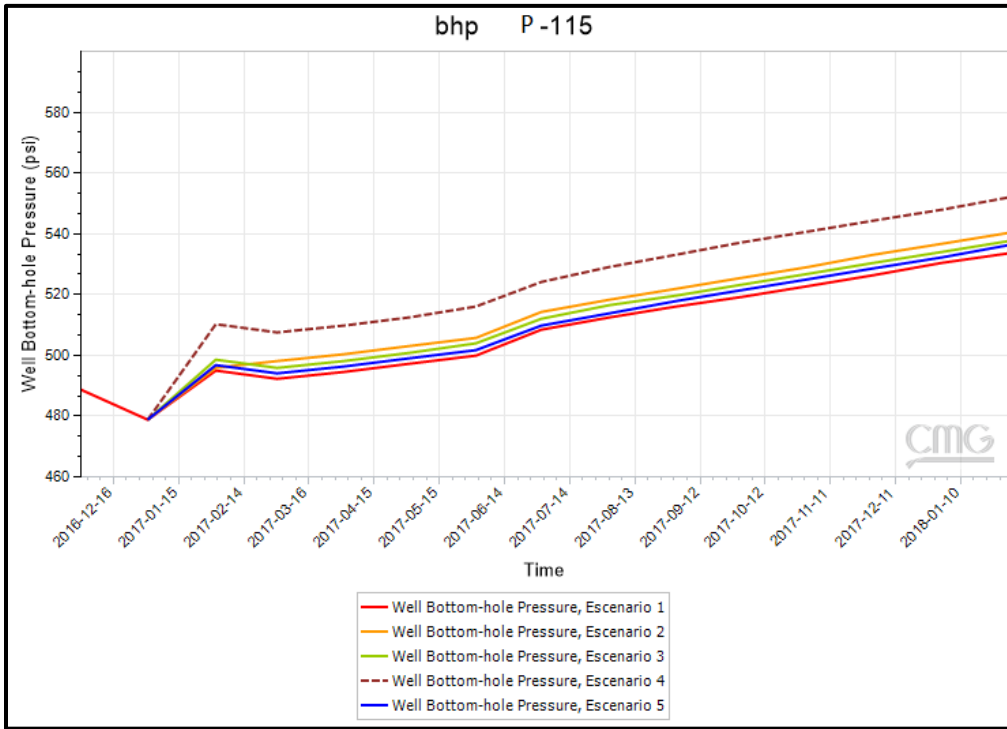


Figura 54. Resultados de presión de fondo, Pozo-209.

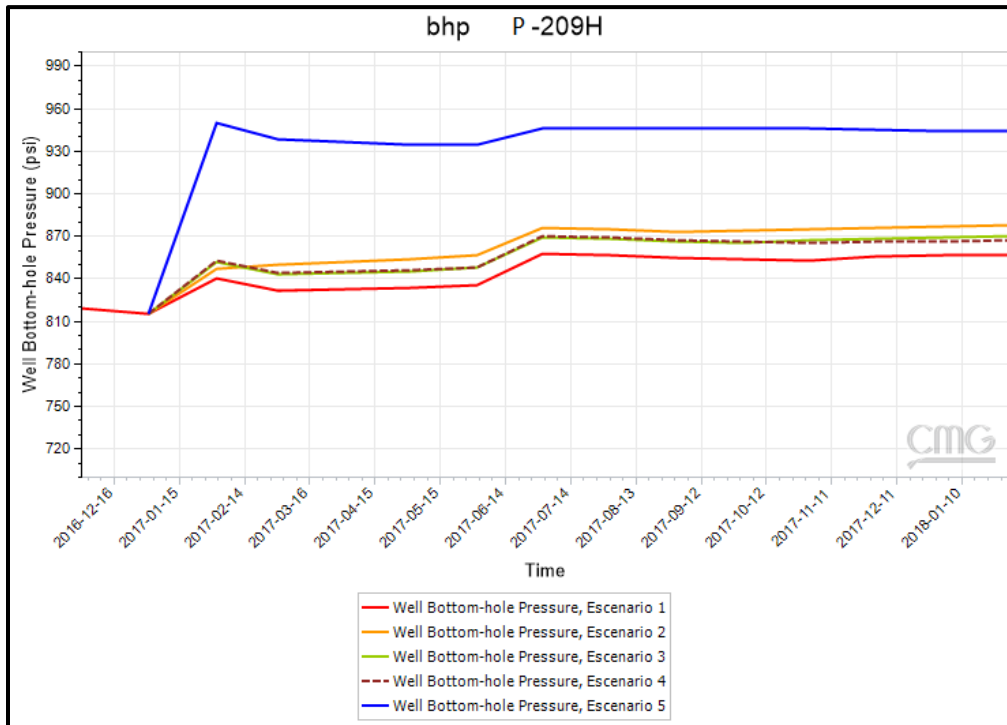


Figura 55. Resultados de presión de fondo, Pozo-324.

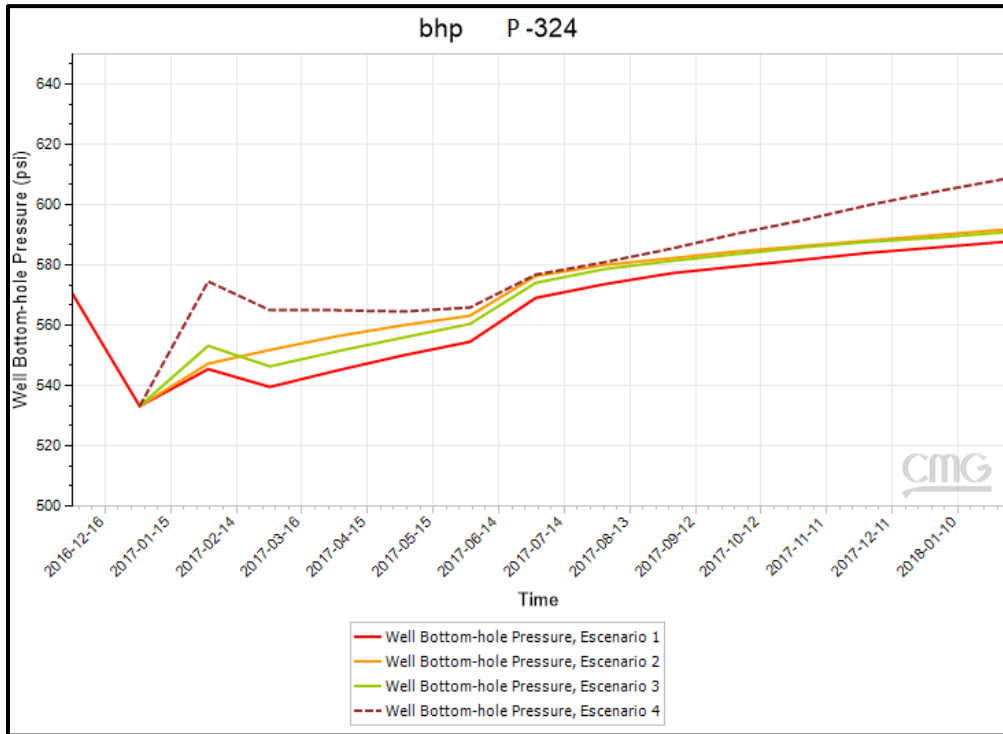


Figura 56. Resultados de presión de fondo, Pozo-377.

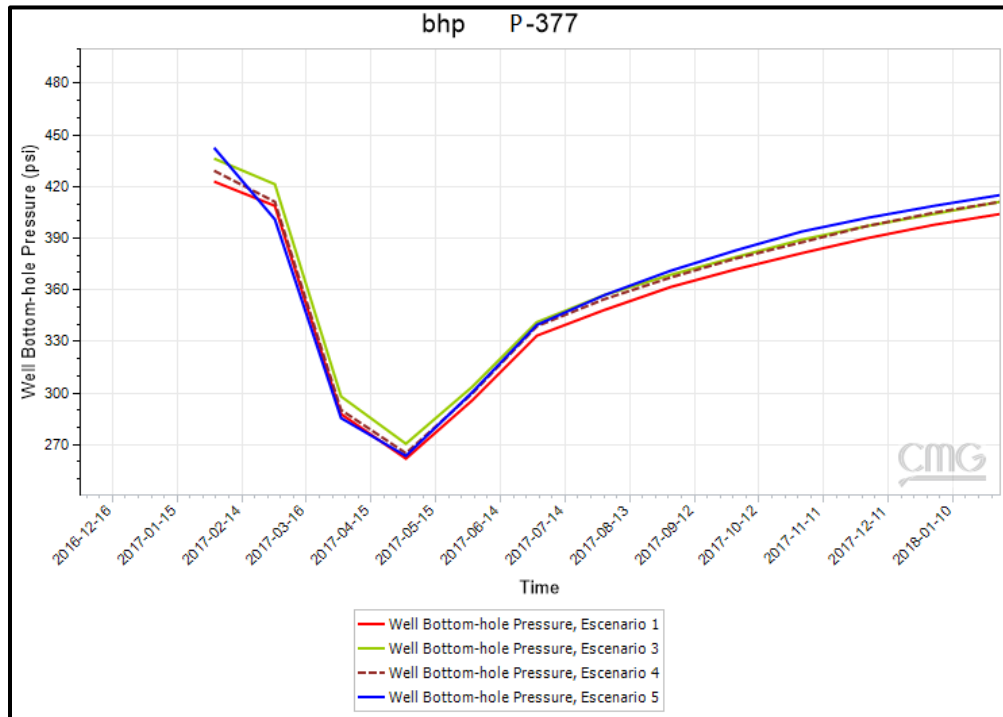
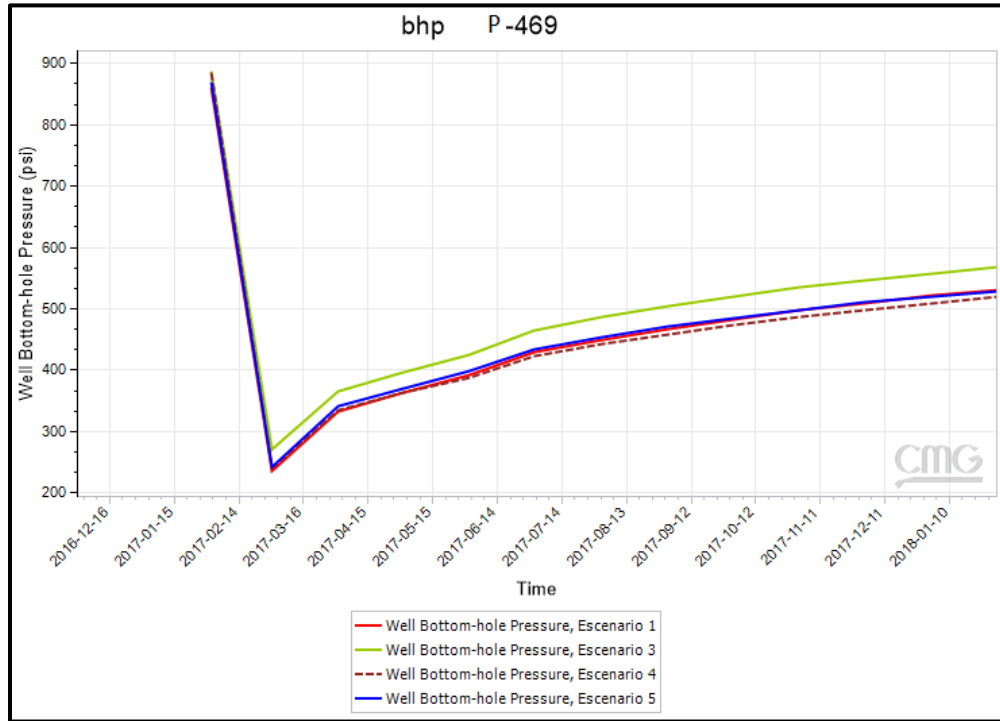


Figura 57. Resultados de presión de fondo, Pozo-469.



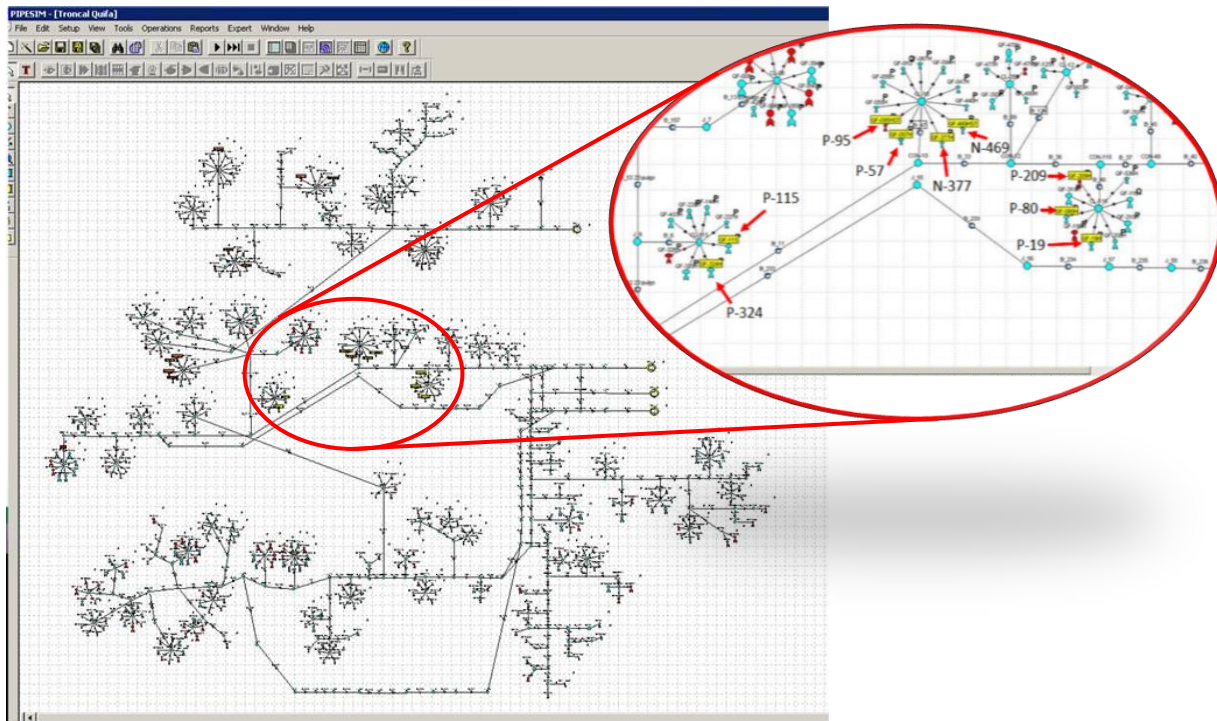
En la tabla 7 se relacionan los datos tomados a febrero de 2018, los cuales fueron ingresados para realizar la simulación en PipeSim.

Tabla 7. Resultados modelo dinámico

Pozo	Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3		Escenario 4		Escenario 5	
	BHP	WC	BHP	WC	BHP	WC	BHP	WC	BHP	WC
	(Psi)	%	(Psi)	%	(Psi)	%	(Psi)	%	(Psi)	%
P-19	450.015	95.7	463.5	95.6	457.9	95.71	463.6	95.9	488.5	94.9
P-57	673.5	97.7	698.6	97.8	Cerrado	Cerrado	681.0	97.7	680.7	97.8
P-80	473.7	91.5	487.6	91.5	476.2	91.40	475.0	91.5	471.1	91.3
P-95	691	97.9	708.11	97.8	703.1	97.94	Cerrado	Cerrado	700.2	97.9
P-115	531	96.8	539	96.8	537.7	96.87	551.9	97.0	536.1	96.9
P-209	856	95.9	877.4	95.9	870.3	96.08	867.3	95.9	Cerrado	Cerrado
P-324	586	97.6	587	97.5	590.7	97.58	608.7	97.6	589.7	97.7
N-377	401	98.5	Cerrado	Cerrado	411.4	98.50	411.6	98.5	415.3	98.5
N-469	531	97.7	Cerrado	Cerrado	567.8	97.82	520.4	97.5	529.5	97.7

Para realizar la integración con el modelo de superficie se tomó una copia de la red de líneas creada para todo el campo y se cambiaron los parámetros correspondientes para los pozos en el estudio. Este software básicamente hace un análisis nodal teniendo en cuenta la geometría de los pozos y haciendo un balance entre la energía aportada por el yacimiento y la energía necesaria para producir. Cuenta con múltiples herramientas que facilitan el manejo de la producción de un campo, entre ellas, calcular el caudal de fluido que va a producir un pozo con determinada presión en fondo. En la figura 58 se muestra una imagen de la red creada para el campo de estudio, relacionando la zona analizada. Cabe resaltar que este software genera una representación esquemática de las líneas existentes en el campo, por lo cual la imagen de la red no representa la distribución real de los pozos.

Figura 58. Sistema de superficie del campo.



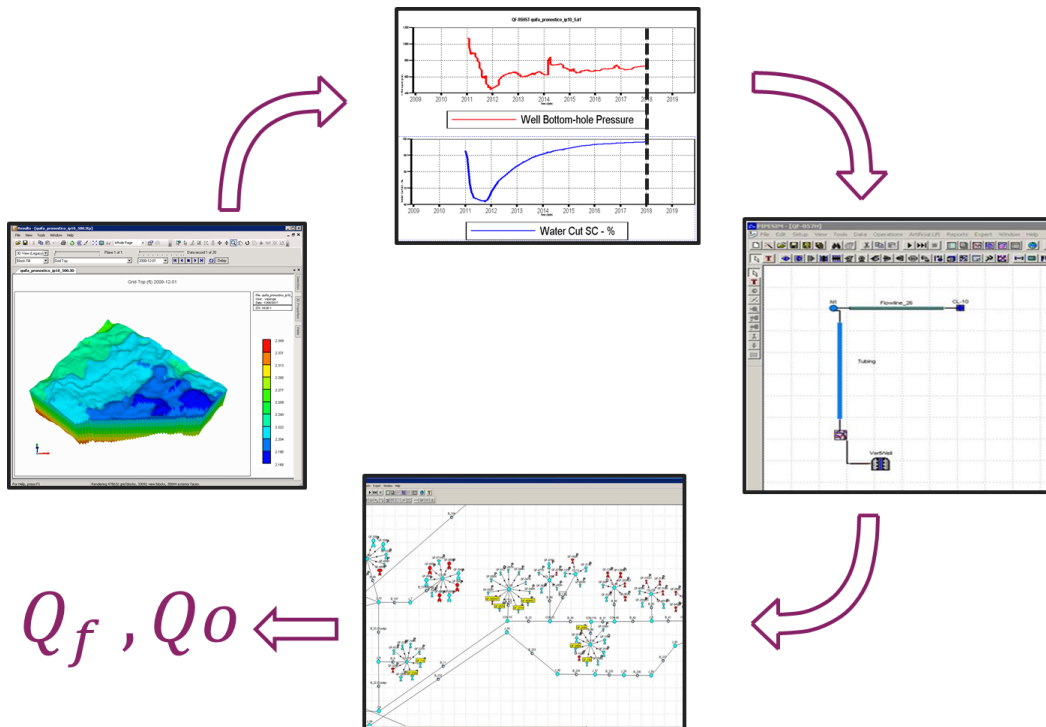
En la tabla 8 se muestran los resultados arrojados por Pipesim bajo los diferentes escenarios planteados.

Tabla 8. Resultados simulador de superficie.

Pozo	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
	Qf (bfpd)	Qf (bfpd)	Qf (bfpd)	Qf (bfpd)	Qf (bfpd)
P-19	4280.64	4347.98	4317.29	4344.58	4457.42
P-057	5883.12	5971.53	Cerrado	5910.08	5904.18
P-080	505.22	515.16	507.23	506.53	503.80
P-095	4159.75	4276.97	4239.22	Cerrado	4216.32
P-115	2205.83	2213.87	2211.87	2223.40	2209.83
P-209	2326.70	2391.46	2367.82	2359.79	Cerrado
P-324	1134.11	1138.30	1143.73	1178.24	1141.05
N-377	4045.49	Cerrado	4085.85	4086.55	4096.81
N-469	4902.45	Cerrado	5050.86	4864.22	4896.63

En la figura 59 se muestra un esquema del proceso realizado, partiendo desde la información recopilada y analizada en OFM, el modelo dinámico (CMG) mediante el cual se realizó la simulación de yacimientos con el fin de pronosticar el cambio en presión y corte de agua los cuales serían los datos de entrada en el modelo pozo – superficie (Pipesim), mediante el cual se realizó la predicción de caudal de fluido bajo las condiciones ingresadas.

Figura 59. Flujo de trabajo integrado subsuelo – superficie.



4. ANÁLISIS DE INTERFERENCIA

En la tabla 9 se relacionan la diferencia entre el fluido producido en cada escenario con el escenario base, con el fin de establecer cuáles fueron los pozos que se vieron más afectados en cada uno. En rojo se resaltan los cambios más significativos.

Observando los resultados obtenidos en el escenario 2, en el cual se simula la producción en la zona si no se hubieran perforado los pozos nuevos, se corrobora la hipótesis planteada en el análisis de producción, en el cual se estableció que al entrar en producción los pozos de la campaña de perforación se produjo un cambio en el comportamiento de presión y fluidos de algunos pozos de la zona, en este caso los pozos más afectados fueron los pozos P-95 y P-57, reflejándose igualmente en los resultados obtenidos en el modelo de simulación subsuelo – superficie. En esta tabla se muestra que al no perforar los pozos N-377 y N-469 el pozo P-95 cuenta con 117.22 bfpd lo cual representa un 4% de fluido adicional, de los cuales según la tabla 6 un 2.2% corresponde a aceite.

Tabla 9. Diferencia en el caudal producido en cada escenario respecto al caso base.

Pozo	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
	Diferencia (bfpd)	Diferencia (bfpd)	Diferencia (bfpd)	Diferencia (bfpd)
P-469	Cerrado	148.40	-38.23	-5.83
P-377	Cerrado	40.36	41.06	51.32
P-57	88.42	Cerrado	26.96	21.07
P-95	117.22	79.48	Cerrado	56.58
P-19	67.34	36.65	63.94	176.78
P-209	64.75	41.12	33.08	Cerrado
P-324	4.18	9.62	44.12	6.94
P-115	8.04	6.04	17.57	4.00
P-80	9.94	2.01	1.30	-1.42

Igualmente se observa que el pozo P-57 también se ve afectado por la producción de estos pozos pero en menor medida, ya que en este mismo escenario se muestra un aumento de 88.42 bfpd, que corresponde a un 1.5% adicional. Relacionando esto con el escenario 3, en el cual se cerró la producción del pozo P-57 se observa de la misma forma que los pozos más afectados son los

pozos N-469 y P-95, lo cual es una clara evidencia de la comunicación existente entre estos tres pozos.

Por el contrario, en el pozo P-209 no se observa una variación significativa en su producción a lo largo de los diferentes escenarios simulados. Lo cual se refleja también en los resultados obtenidos en el escenario 5, en el cual se cerró este pozo. En estos resultados se puede apreciar que el único pozo afectado significativamente es el P-19. Esto se puede explicar tomando como referencia las correlaciones estratigráficas presentadas anteriormente en las figuras 23 y 24, en las que se observa que existe similitud en las curvas de GR y resistividad de estos dos pozos, además de la cercanía entre ellos.

También se observa que los pozos P-80, P-115 y P-324, no se ven afectados en mayor medida por los cambios realizados en los escenarios. Estos pozos no fueron correlacionados estratigráficamente, pero observando los planos de porosidad y permeabilidad presentados en las figuras 60 y 61 respectivamente, se observa que estos pozos se encuentran en una zona propiedades diferentes. Esto se refleja principalmente en el pozo P-80 el cual se encuentra en una zona de alta porosidad y sobre todo alta permeabilidad, muy diferente a la zona en la que se encuentran los pozos N-469, N-377, P-95 y P-57.

Figura 60. Distribución de porosidad en el modelo dinámico, capa 13.

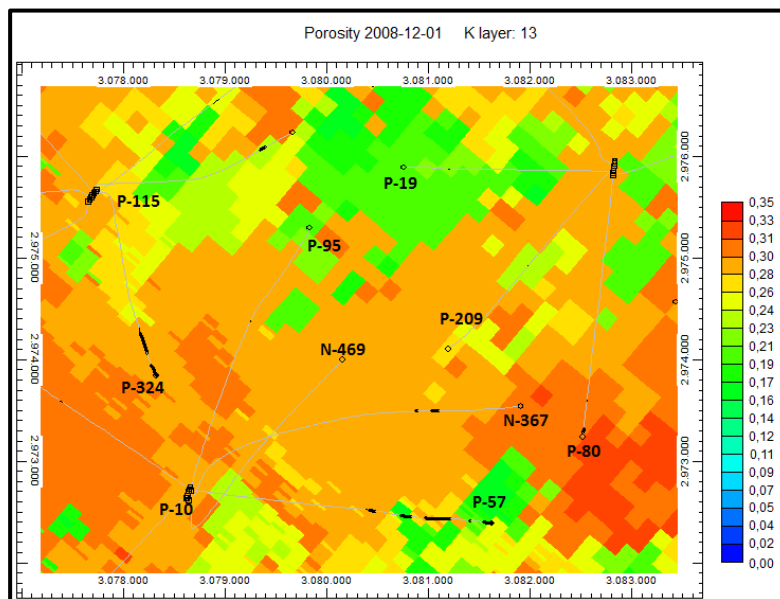
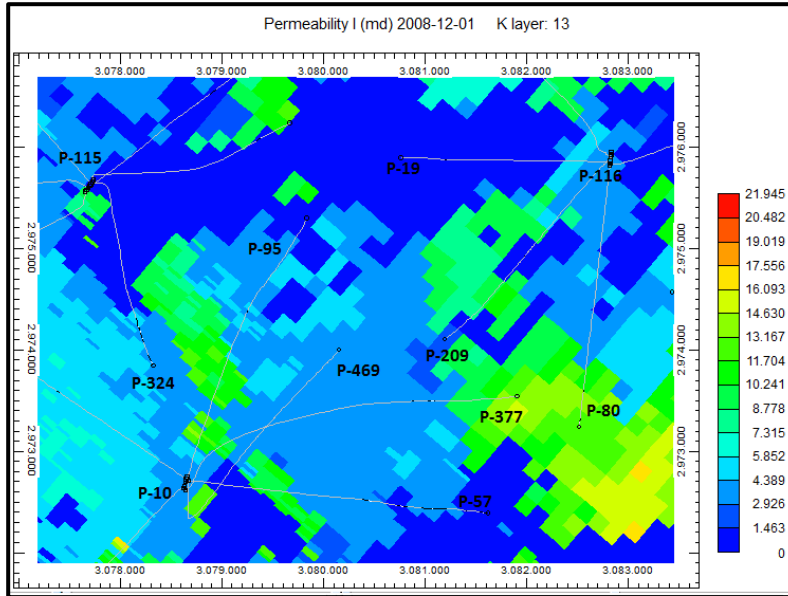


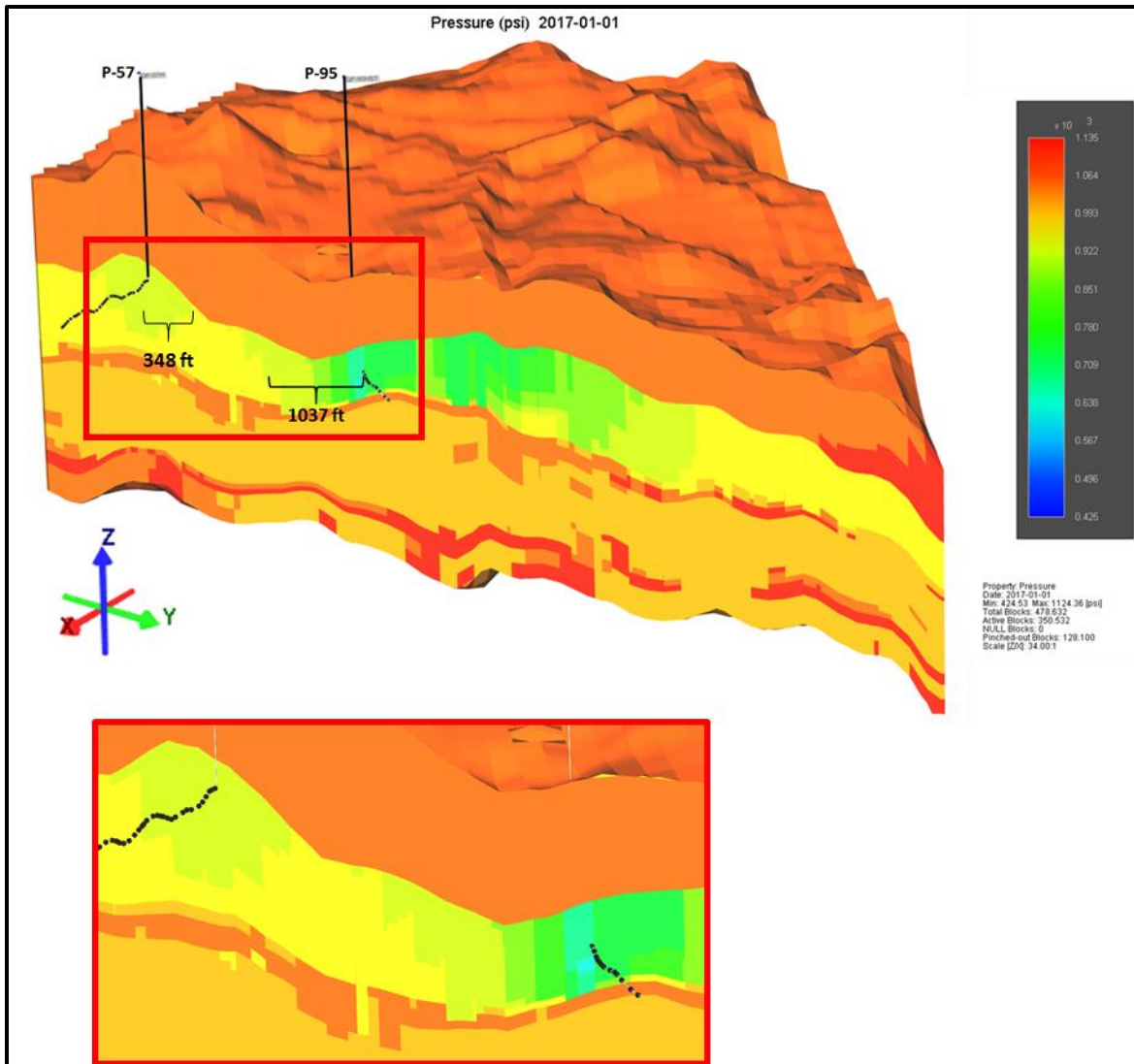
Figura 61. Distribución de permeabilidad en el modelo dinámico, capa 13.



Se observaron gráficamente los radios de drenaje de estos pozos en el caso base, corroborando que corresponden a un valor similar al cálculo realizado matemáticamente a través de OFM. En la figura 62 se puede observar que la presión a lo largo del estrato productor del campo ha declinado con respecto a la presión inicial (1100 psi), esto explica que al perforar el pozo N-469, el cual se encuentra en un punto medio entre los pozos P-57 y P-95, empiece su producción con una presión en fondo considerablemente menor a la presión inicial (525 psi). Esta imagen corresponde a una fecha anterior a la entrada del pozo, en ese momento el pozo P-95 esta drenando un radio de aproximadamente 1037 ft según el modelo dinámico.

La figura 63 muestra el perfil de presiones después de un mes de producción del pozo N-469, se puede observar que este pozo entra en la zona drenada por el pozo P-95, ocasionando una caída de presión adicional en dicha zona.

Figura 62. Radios de drenaje en la fecha anterior a la entrada del pozo N-469



El pozo N-377 se muestra en la figura 64 con un efecto contrario al anterior, este pozo se puede observar que no fue perforado en una zona que esté siendo drenada en ese momento por otro pozo. Mediante el modelo de simulación se observa un radio de drenaje para el pozo P-209 de 870 ft, menor al calculado a través de OFM (1030 ft), esto podría atribuirse a una mala caracterización de dicha zona. Se puede observar que el pozo N-377 fue perforado sobre una zona que no cuenta con la roca sello de los pozos vecinos (capa inferior), haciendo que el disturbio generado por el pozo se vea reflejado principalmente en el eje Y, afectando principalmente la zona que corresponde al acuífero.

Figura 63. Radios de drenaje en la fecha posterior a la entrada del pozo N-469

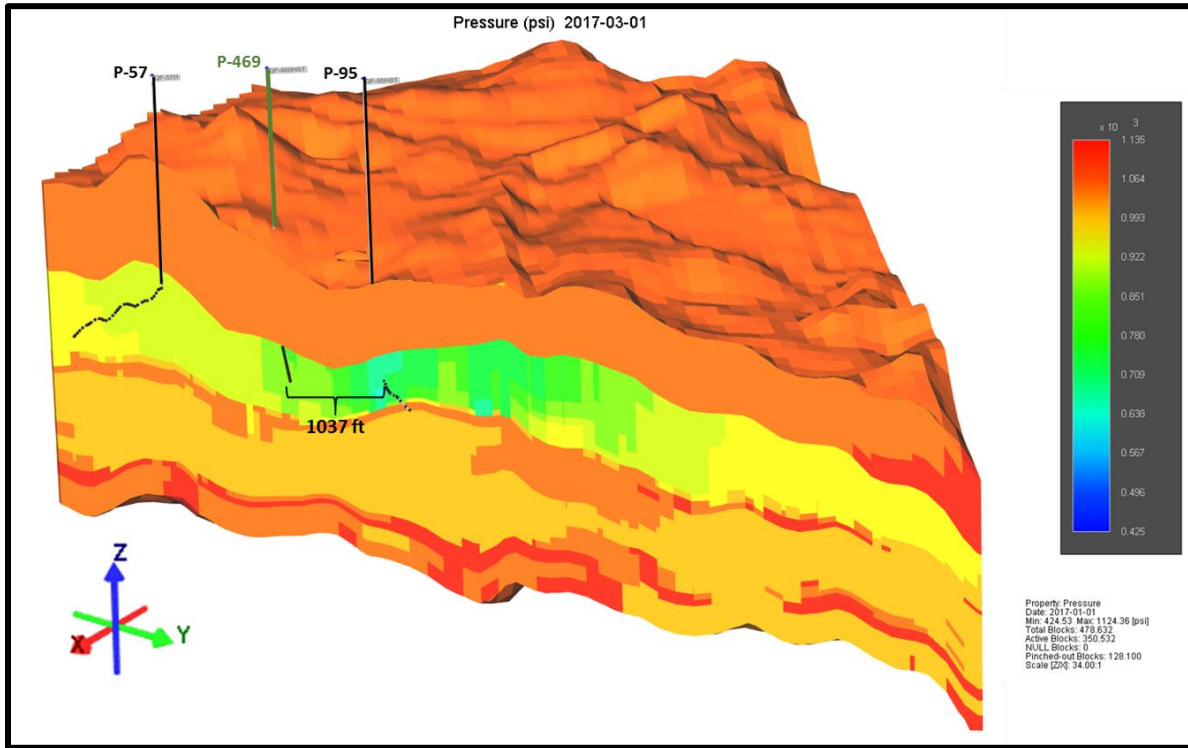
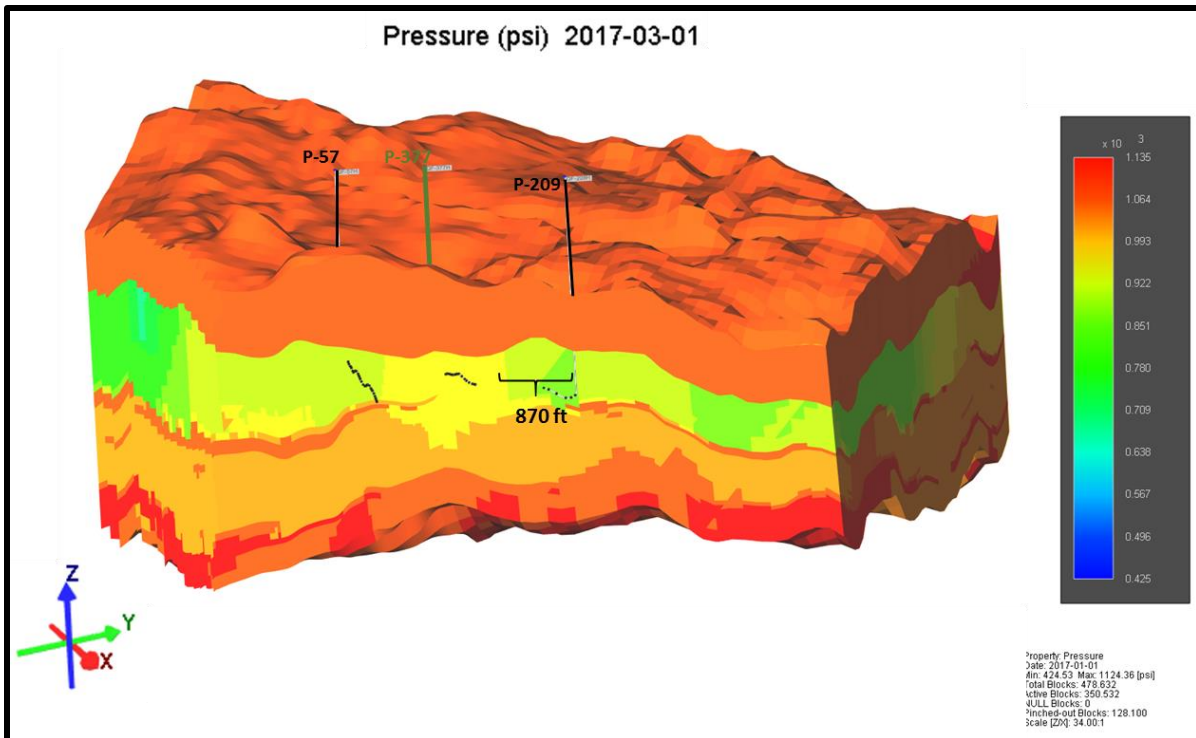


Figura 64. Radio de drenaje del pozo P-209 en la fecha posterior a la entrada del pozo N-377



CONCLUSIONES

- Se confirmó la interferencia existente en una zona del campo, la cual lleva a que la entrada de un pozo en una zona drenada por otro, genere una perturbación en el perfil de presiones de la zona productora, el cual se ve reflejado en la presión de fondo del pozo vecino y por consecuencia en su producción. Esto refleja la existencia de canales preferenciales, que propician la interferencia entre algunos de los pozos del campo.
- A partir de la integración de los modelos de simulación de subsuelo y superficie se observó que el pozo que produjo un mayor efecto al momento de entrar en producción fue el pozo N-469, afectando directamente la producción de los pozos P-95 y P-57. Mientras que el pozo N-377 no produjo mayor variación debido a que las propiedades alrededor de este pozo facilitan el flujo vertical más que el horizontal, ocasionando que el disturbio de presión se genere hacia las capas inferiores del yacimiento y no hacia los pozos vecinos.
- El campo en estudio produce de un yacimiento de ambiente de depositación fluvial complejo, provocando que se encuentren datos de presión muy diferentes en pozos cercanos entre sí. Esto ocasiona que se presente comunicación entre unos pozos y en otros no, a pesar de su cercanía.
- Realizar un análisis de interferencia mediante simulación de yacimientos nos permite redefinir las áreas de drenaje de los pozos, evaluando los canales preferenciales de flujo.
- El dato de presión inicial de un pozo dependerá principalmente de las propiedades petrofísicas y litológicas en las que sea perforado, acorde a esto, también dependerá del área que hayan drenado los pozos en el sector.
- Para un correcto manejo de yacimientos es de suma importancia contar con modelos subsuelo y de superficie ya que realizar un análisis integrado de estos permite, entre otras cosas, evaluar el efecto de la producción de un campo en el perfil de presiones y el movimiento de fluidos en el yacimiento, de manera que se pueda anticipar el comportamiento de estos.

RECOMENDACIONES

- Realizar un modelo de simulación de todo el campo que se ajuste a la realidad del campo lo mejor posible, de manera que a futuro se pueda desarrollar una conexión automática subsuelo – superficie de forma que se puedan predecir los cambios en las tasas de flujo con respecto al cambio en la presión de fondo fluyente y el corte de agua resultado de la simulación numérica y lograr anticipar acontecimientos en la producción del campo.
- Identificar la forma óptima de producir los pozos que se encuentran interferidos, con el objetivo de mantener el equilibrio hidrodinámico en el yacimiento y así lograr mejorar la rentabilidad de estos y definir o descartar la ubicación de nuevos pozos.
- Debido a la complejidad litológica que presenta el yacimiento productor de dicho campo, se recomienda realizar un estudio cronoestratigráfico de la zona, de manera que se puedan encontrar los canales preferenciales de flujo en la roca almacenadora y así reevaluar los planes de perforación, centrando la geonavegación de los pozos en dichos canales.

NOMENCLATURA

\emptyset	Porosidad
k	Permeabilidad, md
V_p	Volumen poroso
V_t	Volumen total de la roca
\emptyset_{ef}	Porosidad efectiva
μ	Viscosidad del fluido, Cp
q	Tasa de flujo, BPD
S_o	Saturación del aceite
S_w	Saturación del agua
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua
N_p	Petróleo producido acumulado
r_{ev}	Radio de drenaje vertical
THP	Presión en cabeza de pozo, psi
PIP	Presión en la entrada de la bomba, psi
BSW	Contenido de agua y sedimentos, %
$FREC$	Frecuencia de la bomba, Hz
K_V	Permeabilidad vertical, Md
Kh	Permeabilidad horizontal, Md

REFERENCIAS

- Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012. “*Cuenca Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos*”. Colombia. P. 48
- Escobar F.H., 2008. “*Fundamentos de Ingeniería de yacimientos*” Editorial Universidad Surcolombiana. P. 81 – 189
- Magdalena Paris, (2010). “*Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*”,
- Economides M.J. y Ogbe D.O., 1985. “*Single-Well and Multiwell Pressure Interference Analysis*”, Society of Petroleum Engineers.
- Fox M.J. y A.C. Chedburn, 1986. “*Simple Characterization of communication between Reservoir Regions*”, Society of Petroleum Engineers.
- Sepúlveda J. y Escobar F, 2005. “*Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas*”, Editorial Universidad Surcolombiana. P 24 – 43
- Reveron B. y Jorge L. (2006). “*Caracterización tridimensional detallada de la heterogeneidad del yacimiento y su implicación en el flujo de fluidos: Campo Carito Oeste, Cuenta Oriental de Venezuela*”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Sada Joshi, (1991) “*Horizontal Well Technology*” PennWell Books.
- Empresa operadora, (2016). “*Informe Técnico Annual, ITA*”.
- Computer Modelling Group, (2016). “*CMG documentation Browser, user guide*”
- Iro, I., Olumide, L., Vincent, E., Bayo, O., 2016. “*Capturing Reservoir Communication Uncertainty in a Well Proposal Assessment*”, Society of petroleum Engineers. DOI: 10.2118/184284-MS

SOFTWARE

Oil Field Manager, (Version 2012.1)

Computer Modelling Group, (Version 2016.11)

PipeSim, (Version 2015.1)

