

Metodología para la identificación de nuevas oportunidades de reducción de espaciamiento entre pozos, para un campo de crudo pesado sometido a inyección cíclica de vapor.

Diego Fernando Galeano Barrera

Trabajo de Grado para Optar el título de especialista en ingeniería de yacimientos

Director

Daniel Higuera Roa

Magister en ingeniería de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingenierías fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

A toda mi familia por el total apoyo en todos mis retos profesionales, al Ingeniero Daniel Higuera por su colaboración desde la dirección del Trabajo de tesis, a Eduardo Lozano por el incondicional respaldo técnico y personal , a mis compañeros de Mansarovar en especial a Maria Fernanda, Carlos, Eudes que iniciamos este reto de ser especialistas y unidos lo vamos a lograr.

Agradecimientos

A las compañías Mansarovar Energy y Ecopetrol por el apoyo incondicional, a la Universidad Industrial de Santander, a mi director de tesis al Ingeniero Daniel Higuera por su dedicación y comprensión, al Geólogo Eduardo lozano por su liderazgo en el proyecto y a todo el equipo de Exploración y desarrollo de Mansarovar Energy por su colaboración y apoyo incondicional.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
1.3 Alcance	14
2. Perforación Infill.....	15
3. Descripción Geológica.....	19
3.1 Resumen.....	19
3.2 Revisión Geofísica	20
3.2.1 Horizontes Interpretados.	22
3.3 Rasgos Estructurales	25
3.3.1 Paleoalto.....	26
3.3.2 Falla principal.	27
3.4 Sedimentología y Estratigrafía	29
3.4.1 Estratigrafía.....	29
3.4.2 Oligoceno Indiferenciado (Grupo Chuspas).	30

3.4.3 Mioceno (Formación Zorro - Diamante).....	32
3.4.4 Características del Yacimiento Resumen.....	32
3.4.5 Propiedades Fisicoquímicas – Caracterización del Crudo.....	34
4. Metodología de Índice de Oportunidad para Identificar Nuevas Áreas Prospectivas de Perforación Infill.....	36
5. Metodología de Índice de Oportunidad para Identificar Nuevas Áreas Prospectivas de Perforación Infill - Aplicada a Campo En Estudio	39
6. Conclusiones	59
Referencias Bibliográficas	60

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Beneficios de pozos infill.	15
Figura 2. Mejora del barrido areal. Modificado Thakur, G. C., & Satter, A. (1998). Integrated waterflood asset management. PennWell Books	17
Figura 3. Modelo sedimentológico usado para la interpretación de los ambientes y facies en los yacimientos de la Asociación Nare.	20
Figura 4. Localización de líneas sísmicas 2D.	21
Figura 5. Amarre pozo – sísmica.	24
Figura 6. Línea Sísmica Merge	25
Figura 7. Mapa localización del paleo-alto y áreas dentro del contrato.	27
Figura 8. Reconstrucción Semejanza Horst (sistema distensivo), con la estructura presente en el Área en estudio.	28
Figura 9. DTM Área en estudio (Paleo-alto, Falla principal y secundarias).	28
Figura 10. Columna Estratigráfica Generalizada – Área en estudio.	30
Figura 11. Análisis Composicional del Crudo área en estudio.	36
Figura 12. Delta del volumen móvil de aceite (Index MDOV)	40
Figura 13. Capacidad de Flujo (Index FC).	41
Figura 14. Delta de Presión (Index DP)	42
Figura 15. Net Pay conectado (Index CNP).	43
Figura 16. Normalizada, Delta del volumen móvil de aceite (Index MDOV).	44

Figura 17. Normalizada, Capacidad de Flujo (Index FC).....	45
Figura 18. Normalizada, Delta de Presion (Index DP)	46
Figura 19. Normalizada, Net Pay conectado (Index CNP)	47
Figura 20. Normalizada, Índice de oportunidad de perforación infill (Index IP_CSS).....	48
Figura 21. Distribución de Frecuencias del Índice de Oportunidad.....	49
Figura 22. Subsectores Área Infill – Campo estudia área de interes	50
Figura 23. Pozo tipo Clúster AN2-AN-AU.....	51
Figura 24. Pozo tipo Clúster AW-AX-AY	52
Figura 25. Pozo tipo Clúster AZ-BA	52
Figura 26. Pozo tipo Clúster CE, CD.....	53
Figura 27. Pozo tipo Clúster BB-CF	54
Figura 28. Pozo tipo Clúster BC-CG-T.....	54
Figura 29. Pozo tipo Clúster BH-BG-N.....	55
Figura 30. Pozo tipo Clúster L-D-BI-C.....	56
Figura 31. Pozo tipo Clúster AA-M-O.....	56
Figura 32. Pozo tipo Clúster Y-W-R-W	57
Figura 33. Localización de pozos Infill en el mapa Índice de oportunidad de (Index IP_CSS)...	58

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Propiedades Petrofísicas del área en estudio.....	33
Tabla 2. Propiedades de la Roca Tipo Campo Estudio.....	33
Tabla 3. Características del Crudo Campo estudio.	34
Tabla 4. Contenido de Metales en el Crudo de Campo estudio.	35
Tabla 5. Resultados de Análisis SARA para Campo estudio.	35

Resumen

Título: Metodología para la identificación de nuevas oportunidades de reducción de espaciamiento entre pozos, para un campo de crudo pesado sometido a inyección cíclica de vapor.

Autor: Diego Fernando Galeano Barrera

Palabras claves: Perforación infill, reducción de espaciamiento, Inyección cíclica de vapor, pozos desviados, indicie de oportunidad, pozo tipo.

Descripción:

En las siguiente Monografía presenta una metodología que integra los modelos estático y dinámico de yacimiento en un crudo pesado en ambientes fluviales bajo inyección cíclica de vapor, el índice de oportunidad planteado incluye cuatro variables: dos estáticas que representan el Net Pay Conectado (Índice CNP) y la capacidad de flujo (Índice FC) y dos variables dinámicas que representan el Delta de Presión (Índice PD) y el cambio en el volumen móvil de aceite (Índice MDOV), combinada con la ubicación e historia de producción e inyección e vapor de pozos existentes, permite identificar las mejores áreas con oportunidades de perforación infill con ubicación de pozos con espaciamiento técnicamente óptimo para métodos de recobro de inyección cíclica de vapor, los costos asociados a la perforación y completamiento de los nuevos pozos muy bajos y logrando incrementar rápidamente la producción, se enfoca en acelerar la producción de reservas y/o aumentar el factor de recobro del campo en estudio, así mismo visualizando los mejores arreglos para el paso a la inyección continua de vapor o cualquier método EO.R. que aplique en este tipo de yacimientos. Se aplica la metodología a un campo de Crudo pesado ubicado en el Magdalena Medio actualmente explotado con inyección cíclica de vapor.

Summary

Title: Methodology for the identification of new opportunities of spacing reduction between wells, for a field of heavy crude subjected to cyclic steam injection.

Author: Diego Fernando Galeano Barrera

Key words: infill Wells, spacing reduction, cycle steam injection, deviation wells, opportunities index

Description:

In the following Monograph presents a methodology that integrates the static and dynamic reservoir models in a heavy crude in fluvial environments under cyclic steam injection, the opportunity index includes four variables: two static that represent the Connected Net Pay (Index CNP) and the flow capacity (Index FC) and two dynamic variables representing the Pressure Delta (Index PD) and the change in the mobile volume of oil (Index MDOV), combined with the location and history of production and steam injection of existing wells, allows identify the best areas with infill drilling opportunities with location of wells with technically optimal spacing for cyclic steam injection recovery methods, the costs associated with drilling and completion of the new very low wells and achieving a rapid increase in production, focusing in accelerating the production of reserves and / or increasing the recovery factor of the field under study, likewise visualizing the best arrangements for the step to the continuous injection of steam or any method EO.R. that apply in this type of reservoir. The methodology was applied to a field of heavy crude located in the Magdalena Medio currently operated with cyclic steam injection.

Introducción

Las arenas productoras de un Campo de crudo pesado ubicado en el valle del Magdalena Medio de Colombia, se depositaron en ambiente continental de tipo fluvial, donde se tiene una alta heterogeneidad del yacimiento a nivel vertical y áreal, sus propiedades petrofísicas varían significativamente entre pozos. Adicionalmente, ya que es un campo de crudo pesado con alta viscosidad en condiciones de yacimiento, conlleva un bajo potencial de producción, por lo tanto, debe ser sometido a procesos térmicos constantemente como lo es la inyección cíclica de vapor. El desarrollo planteado inicialmente se realizó considerando un único espaciamiento entre pozo, sin embargo, el factor de recobro estimado bajo este esquema es relativamente bajo con tiempos de recuperación de reservas muy extensos en comparación con campos análogos.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

- Proponer una metodología para identificación de nuevas oportunidades de perforación Infill en un campo de crudo pesado sometido a inyección cíclica de vapor.

1.2 Objetivos Específicos

- Analizar información bibliográfica de la perforación infill para identificar sus principales beneficios, recomendaciones, restricciones y oportunidades.
- Describir las características geológicas, petrofísicas y de fluidos resaltando las complejidades del yacimiento de ambiente continental de tipo fluvial y crudo de alta viscosidad.
- Proponer una metodología para identificar áreas con buena prospectividad de perforación Infill, a partir del análisis de información estática y dinámica del yacimiento, información disponible del campo en estudio.
- Aplicar la metodología, con el fin de proponer el mejor espaciamiento entre pozos y ubicación de nuevos pozos Infill.

1.3 Alcance

Metodología para ubicación de pozos infill con espaciamiento técnicamente óptimo en las mejores áreas de yacimientos de crudo pesado bajo inyección cíclica de vapor, enfocado a acelerar la producción de reservas y/o aumentar el factor de recobro.

2. Perforación Infill

La perforación infill es una técnica en la cual se perforan pozos nuevos después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo, con esto podemos obtener una mejora de la eficiencia de barrido areal y vertical, aumentar la continuidad y disminuir el límite económico de un proyecto. Estos proyectos juegan un papel importante ya que contribuyen a un mayor recobro ya sea por inyección de agua, CO₂, Vapor, o cualquier otro método de recobro. La perforación infill resulta una aceleración de las reservas en caso de yacimientos homogéneos, pero no incrementa las reservas, en caso de yacimientos heterogéneos con poca continuidad, en las cuales se puede acceder a zonas no contadas que mediante la implementación de esta técnica podrán ser perforadas y producida por cualquier método de recobro. En experiencia de otros campos, los proyectos de perforación infill abarcan distintos enfoques de desarrollo desde recobros primarios, hasta recobros terciarios.

Las mejoras de la continuidad lateral debido a la perforación infill se puede observar en la siguiente figura.

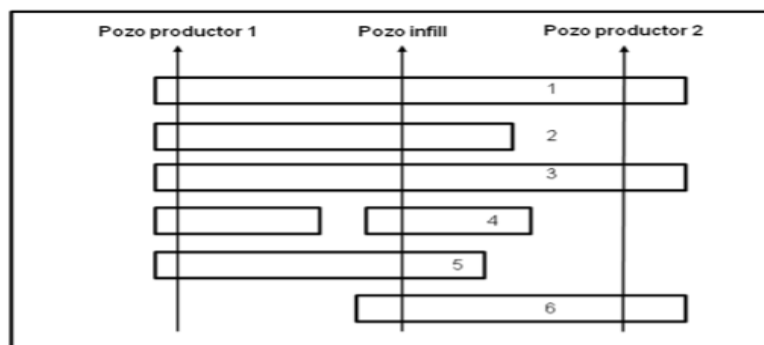


Figura 1. Beneficios de pozos infill. Modificado Thakur, G. C., & Satter, A. (1998). Integrated waterflood asset management. PennWell Books.

Algunos de los factores que contribuyen al aumento del factor de recobro con la técnica de perforación infill son los siguientes:

1. Mejora el barrido areal
2. Mejora en el desequilibrio de inyección debido a la heterogeneidad areal
3. Mejora el barrido vertical
4. Mejora la continuidad lateral entre zonas
5. Reduce el límite económico

Dentro de la mejora de la eficiencia de barrido areal, el crudo detenido en las esquinas “bypassado” o en zonas donde no hay inundación es desplazado inmediatamente debido al cambio de los patrones de inyección, es decir, perforando nuevos pozos y cambiando pozos productores por inyectoras para invertir las líneas de flujo, y así tener una mayor eficiencia de barrido areal y vertical. La figura 2, muestra la mejora de barrido debido al cambio de patrón. La perforación infill puede mejorar el desequilibrio de la heterogeneidad, mediante la reducción entre el espaciamiento entre pozos y variación de los patrones de inyección.

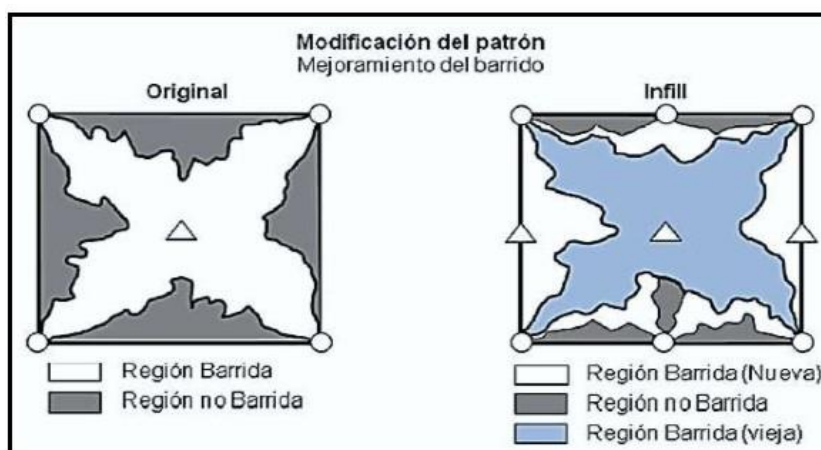


Figura 2. Mejora del barrido areal. Modificado Thakur, G. C., & Satter, A. (1998). Integrated waterflood asset management. PennWell Books.

El factor de recobro mundial está estimado en 35%, el recobro adicional sobre este crudo fácil dependerá de la disponibilidad de tecnología apropiadas como métodos de recobros mejorados tales como métodos térmicos (vapor cíclica y continua, inyección de aire), químicos (alcalinos, solventes, ASP, polímeros, espumas, gel), las cuales deberán ser viablemente económicas y estrategias efectivas del manejo de yacimientos. La selección del método se realiza de acuerdo a su aplicabilidad en el desarrollo de campos maduros en términos de eficiencia (incremento del recobro y eficiencia -tiempo y costo del recobro).

Una alternativa muy viable es realizar perforación infill y métodos de recobro terciario a la vez, esta alternativa tiene muchas ventajas

1. Las reservas totales de crudo son mayores
2. Las reservas combinadas de perforación infill y recobro terciario se puede recuperar en un tiempo mucho menor
3. El costo de los pozos es compartido
4. Mayor saturación de crudo en el momento del recobro terciario
5. Habrá producción en menor tiempo
6. Los patrones de los pozos pueden ser adaptados para ambos, perforación infill y recobro EOR

La técnica de perforación infill es considerada una técnica muy importante en la industria, la cual debe tenerse en cuenta en campos maduros, debido a la gran demanda de crudo y los pocos descubrimientos de campo nuevos y de buena cantidad de reservas. El incremento de las reservas de campos ya existentes y la aceleración de la producción, son soluciones a este problema que

afecta la industria de petróleo y demás industrias involucradas.

En trabajos realizados por diferentes investigadores, estudiando campos de aceite, se ha propuesto que la perforación infill es una técnica más efectiva en el recobro de crudo que el recobro terciario, EOR, usando químicos tales como dióxido de carbono, surfactantes, polímeros o gases inertes. Muchas opiniones dicen que el recobro terciario es una técnica muy costosa, su desarrollo es muy lento y de utilidad cuestionable, una declaración hecha por A.F Van Everdinge, en el año 1978, dice que los métodos de recobro terciario deben descartarse y abrirse campo a la perforación infill con inyección de agua con un espaciamiento entre pozos de 20 acres o menos.

Cuando se tiene un yacimiento, no es adecuado cuestionar si se deben realizar proyectos de perforación infill o EOR, sino cuando se debe aplicar cada uno de ellos. Una propuesta la más adecuada, es perforar infill por varios años y luego aplicar métodos EOR entre los cuales se pueden destacar inyección de agua, inyección de vapor, inyección de CO₂, inyecciones químicas y surfactantes. Esto tiene ciertas ventajas si se utilizan las dos al tiempo, tales como, menos gastos, las campañas de perforación no se verían retrasos por la compra de químicos o construcción de plantas de inyección, eventualmente los recobros terciarios tendrán un espaciamiento entre pozos mucho menor y mejores patrones de inyección. Como lo describen Baker, R., Dieva, R, & Sandhu, K. S. (2012, January).

3. Descripción Geológica

3.1 Resumen

Teniendo en cuenta que el objetivo geológico en este sector de la cuenca, son las areniscas pertenecientes al Grupo Chuspas (Oligoceno), se interpretaron los reflectores correspondientes al tope del Oligoceno y al Basamento (tope y base de la sección de interés, respectivamente) y con esto el reconocimiento del marco estructural del área soportado con la información de pozo, cuyo rasgo más evidente es la presencia de un monoclinal con rumbo SW-NE, buzando suave hacia el sureste, afectado por un sistema de fallas de rumbo de dirección NW-SE, entre las que se destaca la Falla de Velásquez.

La secuencia sedimentaria Terciaria dispuesta en el área del Contrato de la Asociación Nare Bloque "B", se caracteriza por las intercalaciones de areniscas y arcillolitas continentales de edad Terciario Superior, que se encuentran en contacto discordante con el basamento infrayacente, mediante un hiato aproximado de 112 Ma. El Basamento corresponde a un complejo ígneo – metamórfico de bajo grado (esquistos) que estuvo expuesto al intemperismo en el momento del inicio de la deposición sedimentaria. La secuencia sedimentaria de origen fluvial abarca desde el Oligoceno hasta el Holoceno. Los yacimientos de la Asociación Nare se componen por múltiples cuerpos de areniscas de origen fluvial, depositados en un ambiente de canales meándricos y trenzados, tal como se ilustra en el modelo sedimentológico de la Figura 3

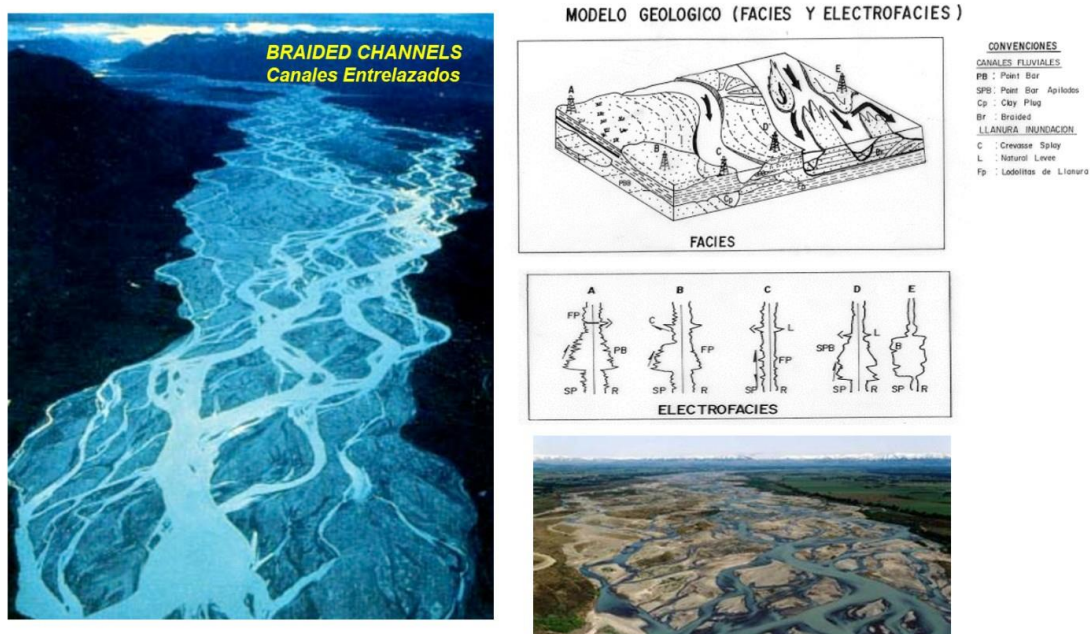


Figura 3. Modelo sedimentológico usado para la interpretación de los ambientes y facies en los yacimientos de la Asociación Nare.

3.2 Revisión Geofísica

La delineación estructural del Área Moriche, se fundamenta en la interpretación de los programas sísmicos 2D adquiridos en los años 2001, 2003 y 2008. La longitud total de los programas sísmicos en el Área en estudio es de 83.6 Km, Figura 4.

Los programas sísmicos fueron reprocesados entre el 2009 y 2010 (Merge, PSTM y PSDM) permitiendo colocar los datos e imágenes sísmicas en profundidad (PSDM), y también ajustar los modelos estáticos iniciales basados en un amarre sísmico en tiempo.

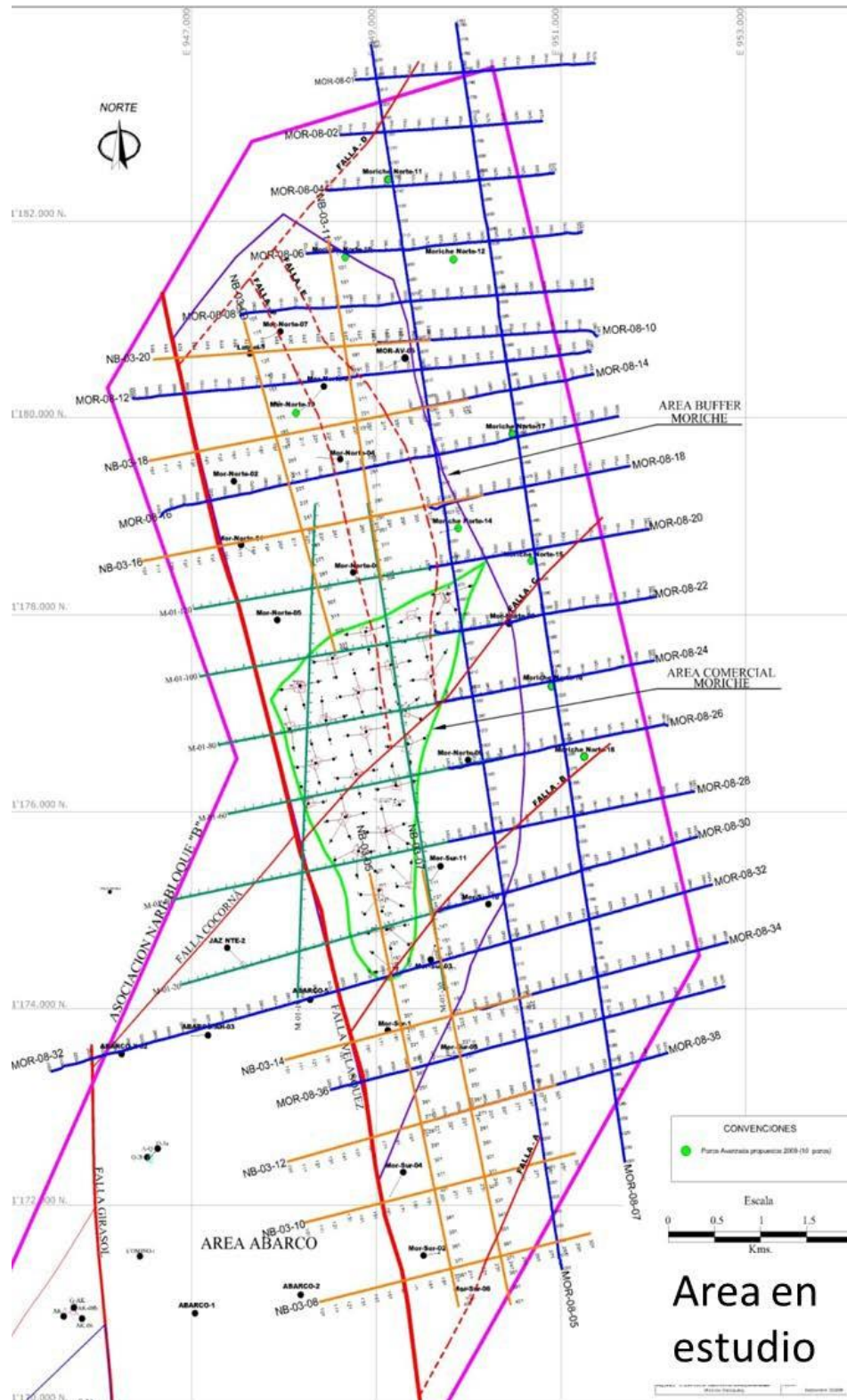


Figura 4. Localización de líneas sísmicas 2D.

3.2.1 Horizontes Interpretados. Teniendo en cuenta que el objetivo exploratorio en este sector de la Cuenca son las areniscas pertenecientes al Grupo Chuspas (Oligoceno Indiferenciado), se interpretaron los reflectores que corresponden al tope del Oligoceno y al Basamento (tope y base de la sección de interés, respectivamente); también fue interpretado el tope de la Zona B.

De igual forma, se identificaron las fallas principales presentes en el Área. Para interpretar estos tres horizontes se realizó el amarre entre la sísmica y los pozos, utilizando el registro de velocidad de dichos pozos (**Figura 5**).

El proyecto sísmico tiene como datum 160 metros sobre el nivel del mar y una velocidad de reemplazamiento de 2100 metros por segundo. La interpretación se realizó con mayor énfasis en el modelo estructural, utilizando el conocimiento regional de este sector de la cuenca como herramienta fundamental en la correlación de las fallas interpretadas.

Tope del Oligoceno

El Oligoceno Indiferenciado (figura 5, horizonte azul), corresponde al Tope del Grupo Chuspas. El amarre con pozo se hizo proyectando el pozo -A-04 en la línea sísmica 08-32, a lo largo del rumbo estructural. El horizonte fue picado en el cero crossing (pasando de amplitudes negativas a positivas), en la parte superior de un reflector de carácter fuerte, presente al nivel del pozo (aproximadamente en el SP 1258) a los 431 milisegundos, (Figura 5, color negro). El reflector no es del todo continuo a lo largo de todas las líneas sísmicas interpretadas. Una vez amarrado el horizonte sísmico, se extrapoló la interpretación al resto de las líneas sísmicas. La interpretación en tiempo indica que este horizonte varía entre los 280 milisegundos, en el sector norte del bloque,

hasta los 600 milisegundos, en el límite sur del área. Localmente se visualiza el carácter discordante de este límite. Sísmicamente la secuencia infrayacente presenta reflexiones bien marcadas que evidencian contrastes entre las litologías arcillosas y las areniscas presentes en esta sección. Con base en el mapa estructural en profundidad, este tope se encuentra a 200' por debajo del nivel del mar hacia el noroccidente, hasta los 1300' por debajo del nivel del mar hacia el suroriente.

Basamento

El reflector sísmico de Basamento (figura 5, horizonte morado) se presenta como una reflexión muy fuerte, con amplitudes altas. Cabe destacar, que debajo de este reflector, las reflexiones son erráticas y muy discontinuas, una condición característica del Basamento cristalino. El horizonte fue picado, de la misma manera que el Tope del Oligoceno, en el cero crossing, pasando de amplitudes negativas a positivas.

Este horizonte es mucho más continuo que el Tope del Oligoceno, y fue amarrado con la proyección a lo largo del rumbo del pozo -A-04 con la línea -08-32, aproximadamente en el SP 1258, a los 734 milisegundos.

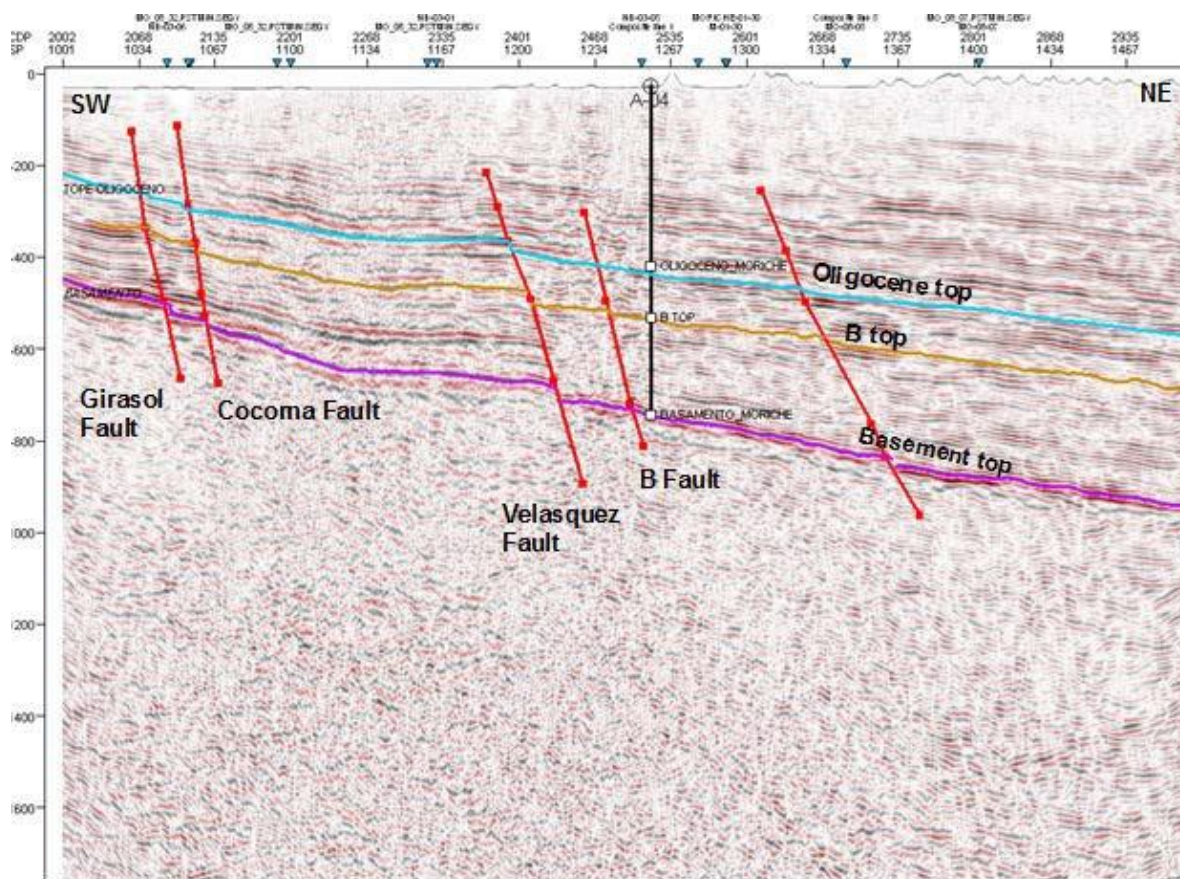


Figura 5. Amarre pozo – sísmica.

El contraste entre el basamento cristalino y la secuencia sedimentaria Terciaria es muy fuerte, debido a la gran diferencia de velocidades que presentan estos dos tipos de roca. Las rocas de edad Oligoceno son poco consolidadas y por ende tienen bajas velocidades, mientras que las rocas ígneas y metamórficas presentan velocidades mucho mayor que la suprayacente secuencia Terciaria. De acuerdo con la interpretación en tiempo, el basamento varía de 350 milisegundos al noroccidente, hasta 950 milisegundos en el sector suroriental del campo en estudio, mientras que en profundidad, este horizonte presenta una variación entre los 1.300 y 2.900 pies por debajo del nivel del mar.

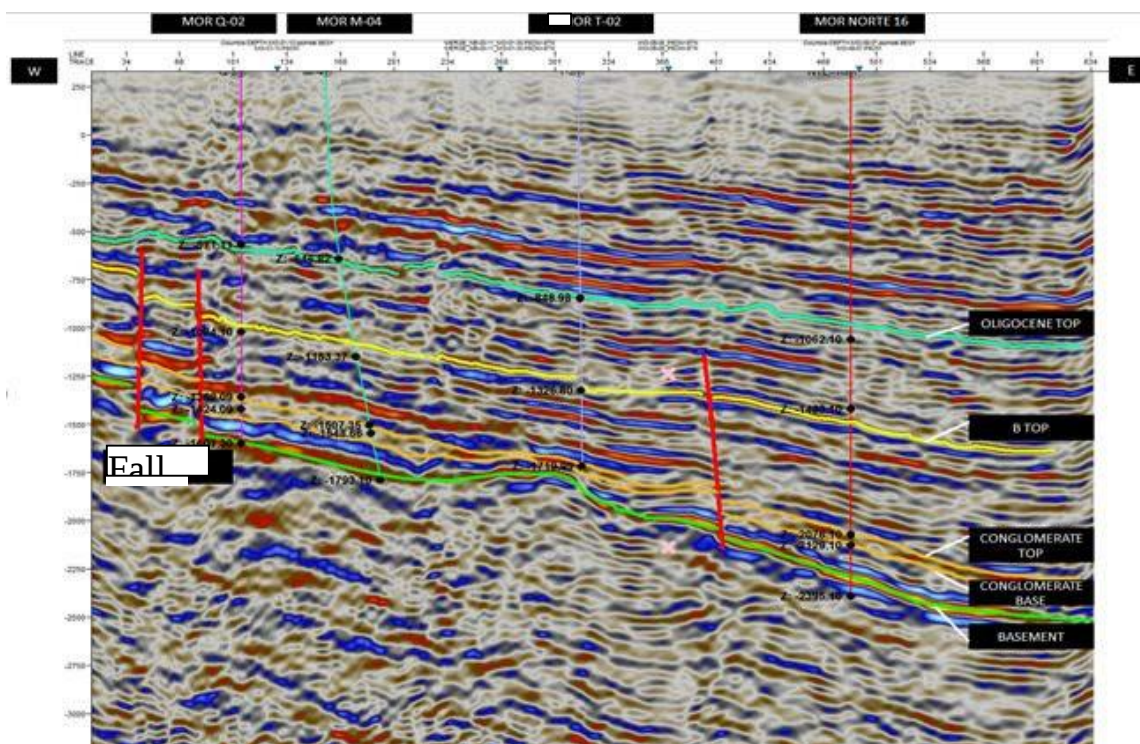


Figura 6. Línea Sísmica Merge

3.3 Rasgos Estructurales

Los mapas elaborados, tanto para el Basamento como para Tope del Oligoceno, claramente manifiestan que el yacimiento se encuentra enmarcado en una estructura monoclinas con rumbo SW-NE, y buzamiento suave hacia el sureste entre 5 y 7 grados, el cual está afectado por un sistema de fallas de rumbo de dirección NW-SE, destacando la falla principal que delimita estructuralmente en el campo. Cabe destaca, que estas fallas tienen una clara expresión en superficie y, en algunos sectores, ejercen control sobre el curso del cauce del Río Magdalena.

La Falla de Velásquez, considerada el principal mecanismo de entrapamiento para los campo en estudio. Esta falla de carácter normal y componente de rumbo “Strike slip”, corresponde al

cierre occidental de la estructura; presenta un rumbo NNW-SSE, con el “Hanging Wall” buzando hacia el SE, y un salto considerable con respecto al “Foot Wall”, que varía entre 100 y 200 ft.

El sistema de fallas secundarias de carácter normal, representan desplazamientos menores con rumbo preferencial SW-NE, a lo largo de todo el campo. Estas fallas menores se cierran contra el plano de la falla principal, dividiendo la estructura monoclinial en varios bloques prospectivos. Los principales rasgos estructurales presentes en el Área de estudio se detallan a continuación:

3.3.1 Paleoalto. Representa un alto estructural sobre el plano monoclinial del basamento, localizado en la parte Norte del campo, que ha sido denominado “paleoalto” (**Figura 7**) y que ejerce un dominio importante sobre el ambiente y la geometría deposicional de la cuña sedimentaria Terciaria, y probablemente fuente secundaria de sedimentos clásticos a partir de procesos de meteorización por el intemperismo al que estuvo sometido el basamento. Su mayor expresión se aprecia en las cercanías de los pozos Moriche Norte-07, 03 y 04, en donde la secuencia sedimentaria se encuentra reducida en espesor confirmada por la ausencia de la sección basal (Zona 4), debajo de la denominada zona del conglomerado, según muestra la correlación entre los pozos Moriche-Norte-05 y Moriche-Norte-06, y que también se traduce en una disminución del espesor neto petrolífero en aquellos pozos localizados sobre el paleoalto. El rumbo de la estructura es NNW-SSE y se encuentra limitado en sus flancos por un sistema de fallas paralelas con rumbo preferencial NNW-SSE. La sección sísmica de la **Figura 8** destaca el paleoalto del basamento, cuyo flanco occidental es significativamente más abrupto que el oriental.

Cabe destacar, que los flancos del Paleoalto son considerados trampa estructural-estratigráfica

local, de la acumulación de hidrocarburos en el área, confirmado por los resultados de los pozos exploratorios perforados en ambos sectores.

3.3.2 Falla principal. La Falla principal puede ser considerada la falla de dirección NW-SE más importante del sector, puesto que constituye el limite oeste de un tren productor de hidrocarburos con algo más de 30 kilómetros de longitud, constituyendo el cierre estructural y el elemento de entrapamiento más relevante de los campos en estudio. En el Área de del campo en estudio su extensión puede ser claramente delineada en todas las líneas sísmicas que atraviesan el campo de Este a Oeste, **Figuras 9**, denotando un desplazamiento relativo entre 30 y 50 milisegundos

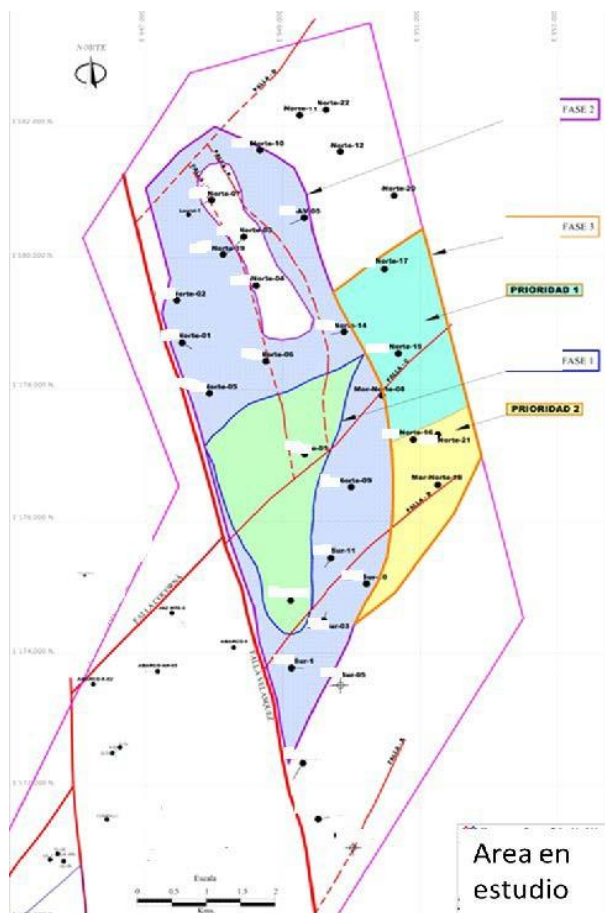


Figura 7. Mapa localización del paleo-alto y áreas dentro del contrato.

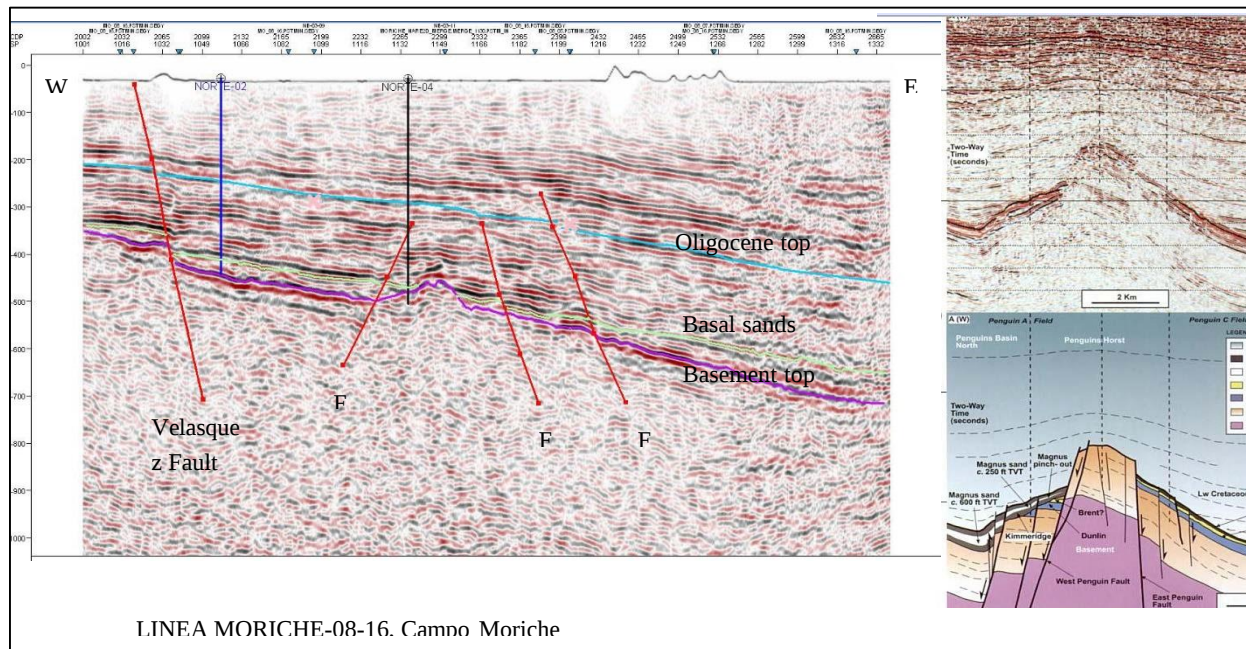


Figura 8. Reconstrucción Semejanza Horst (sistema distensivo), con la estructura presente en el Área en estudio.

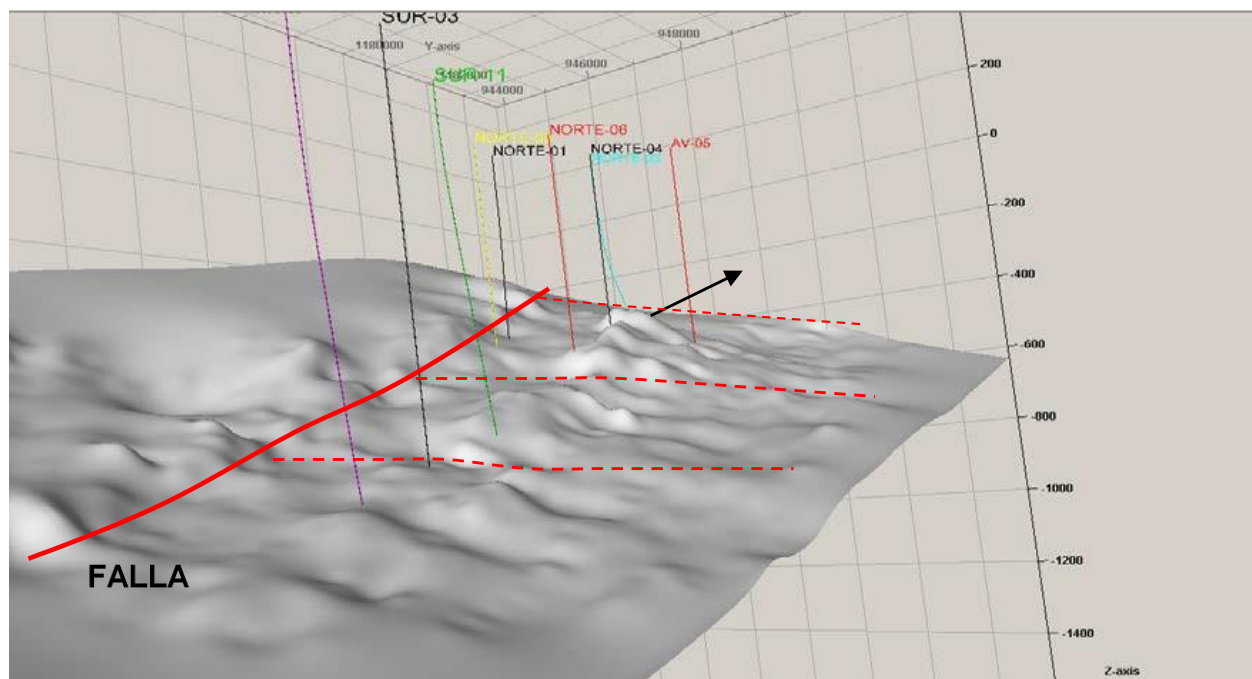


Figura 9. DTM Área en estudio (Paleo-alto, Falla principal y secundarias).

3.4 Sedimentología y Estratigrafía

3.4.1 Estratigrafía. Durante la elaboración del modelo estático del área en estudio, se realizó la subdivisión de la secuencia estratigráfica en 7 arenas de interés económico, en la Zona 2 (B1, B2, B3, B4 y B5) y en Zona 4 (C1, C2), **Figura 10**.

Complejo Ígneo Metamórfico (Pre-Terciario)

En el Área Moriche, el Basamento corresponde a un complejo ígneo – metamórfico que se encuentra infrayaciendo una secuencia sedimentaria de origen fluvial que abarca desde el Oligoceno hasta el Holoceno, de manera discordante. La composición predominante de estas rocas es andesítica y dacítica para las rocas ígneas, y textura fanerítica. Las rocas metamórficas presentan tonalidades grises a verdosas, pardas amarillentas y grises oscuras, de composición esquistosa y textura granoblástica, localmente laminares con lustre sedoso lo que evidencia que son el resultado de un metamorfismo de bajo grado netamente Orogénico (regional).

En el sector del paleo-alto, las propiedades del basamento cambian con respecto a lo observado en los alrededores, pues la porosidad y la resistividad tomada a partir de los registros eléctricos aumenta significativamente, comportándose de forma similar a una arenisca porosa, que en muchos casos presenta trazas de crudo. De acuerdo con la alta meteorización que presenta en algunos sectores, se puede suponer exposición prolongada a fenómenos de intemperismo.

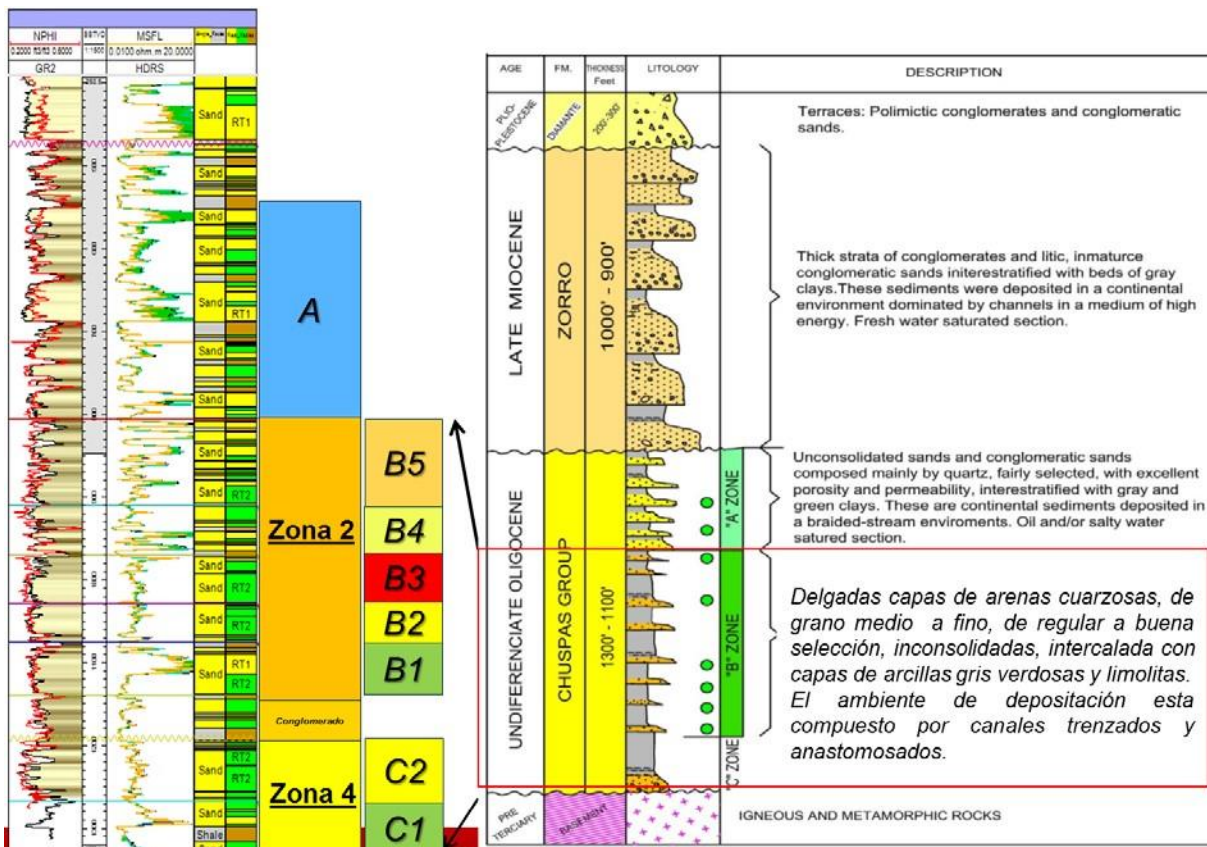


Figura 10. Columna Estratigráfica Generalizada – Área en estudio.

En las zonas aledañas al paleo-alto, el Basamento se comporta mecánica y composicionalmente, con un incremento drástico en la resistividad y una disminución considerable en la porosidad, lo que indica la presencia de basamento fresco (roca fresca), generalmente de composición metamórfica (Esquistos verdes).

3.4.2 Oligoceno Indiferenciado (Grupo Chuspas). Se caracteriza por la presencia de capas gruesas a medias de arcillolitas verdosas intercaladas entre capas muy gruesas de sub-litoarenitas color crema, con mayor contenido de cuarzo. Esta unidad se encuentra de manera discordante sobre el basamento. De acuerdo con los datos de perforación, los registros eléctricos y las pruebas de producción se puede establecer que esta secuencia es el principal reservorio de petróleo en el

Campo Moriche. Su espesor aumenta progresivamente hacia el Sur y el SE, alcanzando hasta los 1.500 pies, en la parte más profunda.

Zona B

Secuencia estratigráfica de areniscas cuarzosas intercaladas con niveles de Arcillolitas grises verdosas no calcáreas. Las areniscas están compuestas predominantemente por cuarzo y en menor proporción por líticos oscuros ígneos. El tamaño de grano promedio varia de medio a grueso, localmente muy grueso, subredondeados a subangulares, con pobre selección clasificadas como sublitoarenitas según Folk.

El inicio de la secuencia que aquí se describe , se encuentra caracterizada por la presencia de una superficie erosiva hacia la base mediante la presencia de un hiato y que pone en contacto las rocas sedimentarias de origen fluvial de edad Oligoceno, con las rocas cristalinas y metamórficas de edad pre-cretácico que corresponden al basamento no económico.

El yacimiento B a su vez se encuentra dividido en tres intervalos: Zona 2 (Tope B - Tope Conglomerado), zona 3 (Tope conglomerado - Base conglomerado) y Zona 4 (Base conglomerado - Basamento). Esta división tuvo lugar al poder correlacionar otro evento erosivo regional (mencionado con anterioridad), de alta energía, caracterizado por una variación textural y composicional importante que tiene expresión lateral en todo el campo y que dividió el yacimiento B en dos segmentos productivos. Este cuerpo arenoso tiene una un espesor de 35 a 100 pies, espesor y con saturación de hidrocarburos solo hacia el sector Noreste del campo, evidenciado por el corazón del pozo.

Zona A

Se trata de una secuencia estratigráfica constituida por Arcillolitas grises verdosas no calcáreas intercaladas con capas de sub-litoarenitas. Estas areniscas se encuentran compuestas predominantemente por cuarzo, feldespato, Chert y en menor proporción por líticos de composición ígnea. En general los granos se muestran subredondeados a subangulares con pobre selección de grano medio que va aumentando texturalmente a grueso hacia la base dentro de cada uno de los paquetes arenosos.

3.4.3 Mioceno (Formación Zorro - Diamante). El Grupo Zorro es una secuencia de sublitoarenitas que varían texturalmente de grano medio a conglomerático, intercaladas con niveles arcillosos que varían de verde a gris, siendo estas últimas las que se encuentran en mayor proporción. Presentan en promedio 80% de cuarzo y 20% de fragmentos líticos, pobremente calibrados, lo que indica la cercanía al área fuente y la influencia de un régimen sedimentario distinto al que caracteriza la secuencia infrayacente.

Esta secuencia está saturada de agua fresca y está en contacto discordante sobre el Grupo Chuspas. El promedio de espesor en el Área Moriche es de 900 pies.

3.4.4 Características del Yacimiento Resumen. Para la caracterización petrofísica del Área en estudio, se utilizó la información de los análisis de núcleos de los 7 pozos corazonados en este sector. De acuerdo con dicha evaluación, se establecieron los siguientes resultados de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y *net pay*.

Tabla 1.

Propiedades Petrofísicas del área en estudio

Escenario	PHID [%]	PHIE [%]	Sw [%]	K [mD]	Net Pay [Ft]
P10	23.5	20.4	42	57	44
P50	25.6	22	36	114	72
P90	27.2	23.8	34	205	107

Adicionalmente, según estos mismos resultados de laboratorio se ha identificado la presencia de volúmenes arcillosos, con contenidos de Smectita, Caolinita y Clorita que pudieran generar daños de formación durante las etapas de perforación de los pozos y de explotación del área. Las pruebas realizadas a nivel de laboratorio utilizando agua de formación y agua suavizada con inhibidor de arcillas, evidencian reducción en la permeabilidad del yacimiento cuando se utiliza el agua suavizada (para la generación del vapor) y la conveniencia de la utilización de inhibidores de arcillas para reducir al máximo los posibles daños de formación que se pudieran generar por efecto de hinchamiento o migración de las arcillas

Tabla 2.

Propiedades de la Roca Tipo Campo Estudio

Roca Tipo	Descripción	Poros (%)	Poros Prom (%)	Perm. (md)	Perm. Prom (md)
1	Arenas cuarzosas y conglomeráticas. Matriz arenosa pobremente seleccionada; contiene granos angulares y subangulares. Tamaños de 0.3 a 1.75 mm de diámetro.	19.2 – 33.0	27.9	529 – 3045	1604
2	Arenas medianamente cuarzosas con presencia poco frecuente de arenas conglomeráticas. Matriz de arena muy pobremente seleccionada. Granos de forma angular, diámetro de 0.10 a 0.68 mm.	19.5 – 30.7	26.0	95 – 2483	554
3	Arenas de grano fino a muy fino y moderadamente seleccionadas. Tamaño de grano entre 0.10 a 0.20 mm de diámetro.	26.9 – 36.6	31.2	148-1153	582
4	Arenas arcillosas. Roca caracterizada por tamaño de roca de 0.32 a 0.14 mm de diámetro.	19.6 – 29.7	23.2	13.6 – 176	84
5	Arenas muy arcillosas. El espacio inter granular de estas rocas está lleno por lutita detrítica dispersa.	14.5 – 24.4	18.3	2.9 – 5.7	4
6	Rocas tipo lutitas	4.1 – 22.7	15.73	0.01 –	1

3.4.5 Propiedades Fisicoquímicas – Caracterización del Crudo. Todos los análisis están basados en la evaluación de los reportes del pozo exploratorio. Un resumen de algunas de las principales características analizadas en muestra de crudo del pozo mediante Análisis de Caracterización Assay Tipo III, se muestra en la Tabla 3 a continuación. En el Anexo 3 se presenta en mayor detalle los resultados de dicha caracterización.

Tabla 3.

Características del Crudo Campo estudio.

Prueba	Unidad	Resultado
Gravedad a 15.6 °C (60°F)	API	13.8
Densidad a 15 °C	g/m ³	0.9735
Viscosidad Cinematica a 40 °C (104 °F)	cst	1384.52
Viscosidad Cinematica a 50 °C (122 °F)	cst	584.62
Residuos de carbono	%m/m	7.80
Contenido de Azufre	%m	1.35
Contenido de Parafina	%m	0.90
Contenido de Cenizas	%m	0.063
Punto de Fluidez	°F	15.8
Punto de Inflamacion	°F	219.2
Constante grav/visc,VGC		0.911
Insolubles n-C7	%m	1.5
Salinidad	Ppm cl	8000
Numero Acido*	MgKOH/g	5.42

* Numero acido tomado del crudo del pozo 10

Lo anterior significa que el crudo del Campo Moriche posee alta densidad y viscosidad, contenido medio de sulfuro, bajo contenido de parafinas y bajo punto de fluidez. Adicionalmente se observa que el crudo de un pozo del área en estudio contiene algunos iones metálicos, como se aprecia en la Tabla 4.

Tabla 4.

Contenido de Metales en el Crudo de Campo estudio.

IONES METÁLICOS	CONCENTRACIÓN, ppm
Calcio	84.39
Vanadio	60.23
Níquel	57.62
Sodio	51.11
Hierro	26.04
Aluminio	3.55
Magnesio	2.15
Cobre	0.13
Calcio	84.39

De acuerdo con estos análisis, la concentración de calcio es la más alta (84.39 ppm), seguida de la del Vanadio (60.23 ppm), Níquel (57.62 ppm), sodio (51.1 ppm) y hierro (26.04 ppm). Los iones Cobre, Aluminio y Magnesio se encuentran en menor concentración.

El análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos), permite ver que la muestra posee un 69.9% total de hidrocarburos, distribuidos en un 41.2% de aromáticos y un 28.7% de saturados. Tabla 5.

Tabla 5.

Resultados de Análisis SARA para Campo estudio.

ANÁLISIS SARA	CONCENTRACIÓN, %m
Hidrocarburos Saturados	28.7
Hidrocarburos Aromáticos	41.2
Total Hydrocarbon	69.9
Resinas	16.5
Asfaltenos	1.6
No Hidrocarburos	12.0

El análisis composicional del crudo ha detectado carbonos en un rango desde nC7 a C35, con un contenido más alto de carbonos entre C15 a C19 como se muestra en la Figura 11.

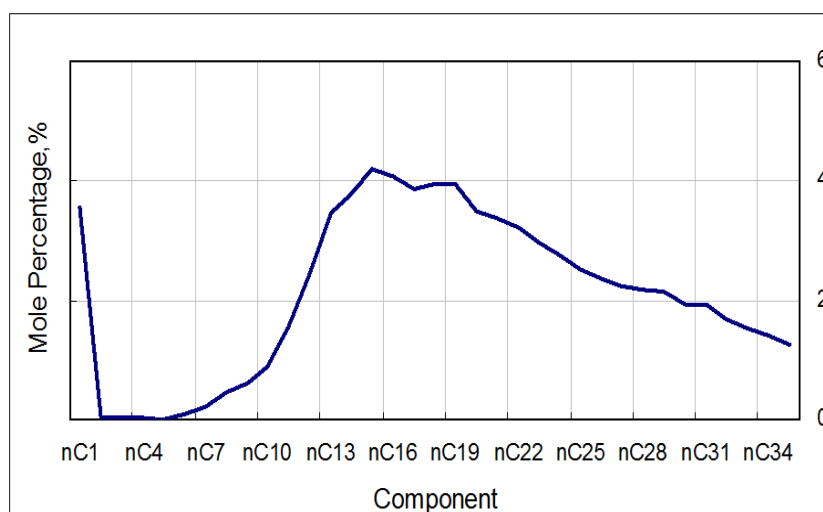


Figura 11. Análisis Composicional del Crudo área en estudio.

4. Metodología de Índice de Oportunidad Para Identificar Nuevas Áreas Prospectivas de Perforación Infill

Con el objetivo de determinar los mejores sectores para la implementación de un proyecto de perforación infill en el área de estudio se desarrolló un índice de oportunidad que incluye variables dinámicas y estáticas del yacimiento, lo cual permitió la selección de las zonas con mejores propiedades geológicas y mayores acumulados de producción.

Este índice de oportunidad constituye una modificación a la ecuación original planteada por CMG Computer Modelling Group Ltd, (2011, February). Para un campo análogo al campo en estudio. La modificación fue necesaria ya que las condiciones de agotamiento de campo inicial y el campo en estudio son diferentes. Esta diferencia está asociada principalmente al tiempo de producción.

El índice de oportunidad planteado incluye cuatro variables: dos estáticas que representan el Net Pay Conectado (IndexCNP) y la capacidad de flujo (IndexFC), y dos dinámicas que representan el Delta de Presión (IndexPD) y el cambio en el volumen móvil de aceite (IndexMDOV).

Los datos de presión y saturación actual de aceite son tomados de los resultados de simulación. Las cuatro variables que componen el índice de oportunidad (Ecuación 1) se calculan para cada celda del modelo de simulación de acuerdo a las Ecuaciones 2 – 5. Cada uno de estos valores se normaliza para poder ser comparados de manera que un valor de cero (0) representa un área con baja prospectividad, mientras que un valor de uno (1) representa las áreas con mayor prospectividad. La metodología seguida para el cálculo del índice de oportunidad es la siguiente:

- ✓ **Paso 1:** Calcular ÍndiceMDOV, ÍndiceFC, ÍndiceDP, ÍndiceCNP para cada celda del modelo incluyendo las ecuaciones para cada variable, tomando el modelo dinámico disponible a la fecha de finalización del ajuste histórico o en su defecto programar estas variables como funciones desde la herramienta de pre-procesamiento. La segunda opción presenta la ventaja de permitir visualizar los valores de las funciones a diferentes tiempos de simulación.
- ✓ **Paso 2:** Normalizar cada variable tomando como referencia el máximo valor de cada función, de tal manera que se obtengan valores entre cero y uno.
- ✓ **Paso 3:** Calcular el índice de oportunidad para cada celda usando la Ecuación 1.
- ✓ **Paso 4:** Generar un archivo Rescue con los valores obtenidos para el índice de oportunidad de tal manera que pueda ser visualizado en la herramienta donde se tenga el modelo estático.
- ✓ **Paso 5:** Sumar y normalizar los valores del índice de oportunidad por capa se recomienda usar el modelo estático (también puede realizarse directamente desde el modelo dinámico en 3D).

- ✓ **Paso 6:** Estimar los valores del índice de oportunidad para los pozos existentes en el modelo de acuerdo a su ubicación.
- ✓ **Paso 7:** Con la información obtenida en el punto anterior generar mapas de contorno.
- ✓ $\text{índice_oportunidad_CSS} = \sqrt[4]{\text{ÍndiceSD} * \text{ÍndiceFC} * \text{ÍndicePD} * \text{ÍndiceCNP}}$ Ec-1.

La diferencia de aceite inicial menos la saturación de aceite actual multiplicado por el volumen de hidrocarburo de cada celda, nos ayuda a identificar aquellas áreas que históricamente han tenido o no un buen comportamiento de producción de los pozos existentes. Ayudando a identificar la saturación de aceite donde se van a perforar los pozos infill.

$$\text{ÍndiceMDOV} = (S_{o\text{inicial}} - S_{o\text{actual}}) * HCPV = \text{Volumen de Aceite Movil} \text{ Ec-2.}$$

La Capacidad de flujo está definida como el producto de la permeabilidad de cada celda multiplicada por el espesor total de la zona productora, multiplicada por el espesor neto productora, ayudando a identificar aquellas arenas o áreas con mayor capacidad de flujo.

$$\text{Índice FC} = K * \text{Espesor} * NTG = \text{Capacidad de flujo} \text{ Ec-3}$$

La presión que se esperar encontrar en cada celda donde se va a perforar los pozos infill.

$$\text{ÍndiceDP} = P_{\text{inicial}} - P_{\text{actual}} = \text{Delta de Presión} \text{ Ec-4.}$$

El índice de conectividad nos indica el grado de comunicación entre celdas a nivel de presión.

$$\text{ÍndiceCNP} = \text{Espesor Neto de Espesor} = \text{Espesor Neto Conectado} \text{ Ec-5}$$

- ✓ **Paso 8:** Luego de haber construido el mapa de índice de oportunidad, se deben determinar los valores mínimos a partir de los cuales se considerará un área prospectiva. Con este propósito se construye un diagrama de distribución de frecuencia y se fijan los cut off de la variable índice de oportunidad, la cual contempla variables de saturación de aceite, permeabilidad, espesor neto petrolífero, presiones y conectividades de zona productoras.
- ✓ **Paso 9:** Con el historial de producción de los pozos vecinos se crea pozos tipos por sectores, teniendo en cuenta el comportamiento de producción e inyección de vapor de los ciclos con historia y se pronosticas hasta límite económico.
- ✓ **Paso 10:** En el mapa de índice de oportunidad, una vez definido el área de interés, se procede a revisar el distanciamiento de pozos existente, se determina que el espaciamiento mínimo entre pozos productores, definido esto, se procede a ubicar los nuevos pozos.
- ✓ **Paso 11:** Ubicados los nuevos pozos infill, con los pronósticos de pozo tipo por sectores, se le asigna a cada pozo un pronóstico de producción e inyección de vapor.

5. Metodología de Índice de Oportunidad Para Identificar Nuevas Áreas Prospectivas de Perforación Infill - Aplicada a Campo En Estudio

El campo en estudio cuenta con modelos estático (petrel) y dinámico (CMG-stars), se procedió a realizar el cálculo de las variables ÍndiceMDOV, ÍndiceFC, ÍndiceDP, ÍndiceCNP usando las ecuaciones 2, 3, 4 y 5 para cada celda del modelo usando la herramienta de post-procesamiento Result 3D a la fecha de finalización del ajuste histórico o en su defecto programar estas variables como funciones desde la herramienta de pre-procesamiento Builder. Dando como resultado:

- ✓ **Paso 1:** Calcular ÍndiceMDOV, ÍndiceFC, ÍndiceDP, ÍndiceCNP para cada celda del modelo incluyendo las ecuaciones para cada variable, tomando el modelo dinámico disponible a la fecha de finalización del ajuste histórico o en su defecto programar estas variables como funciones desde la herramienta de pre-procesamiento. Se exporto esta data a Petrel y se construyó un mapa por cada propiedad así:

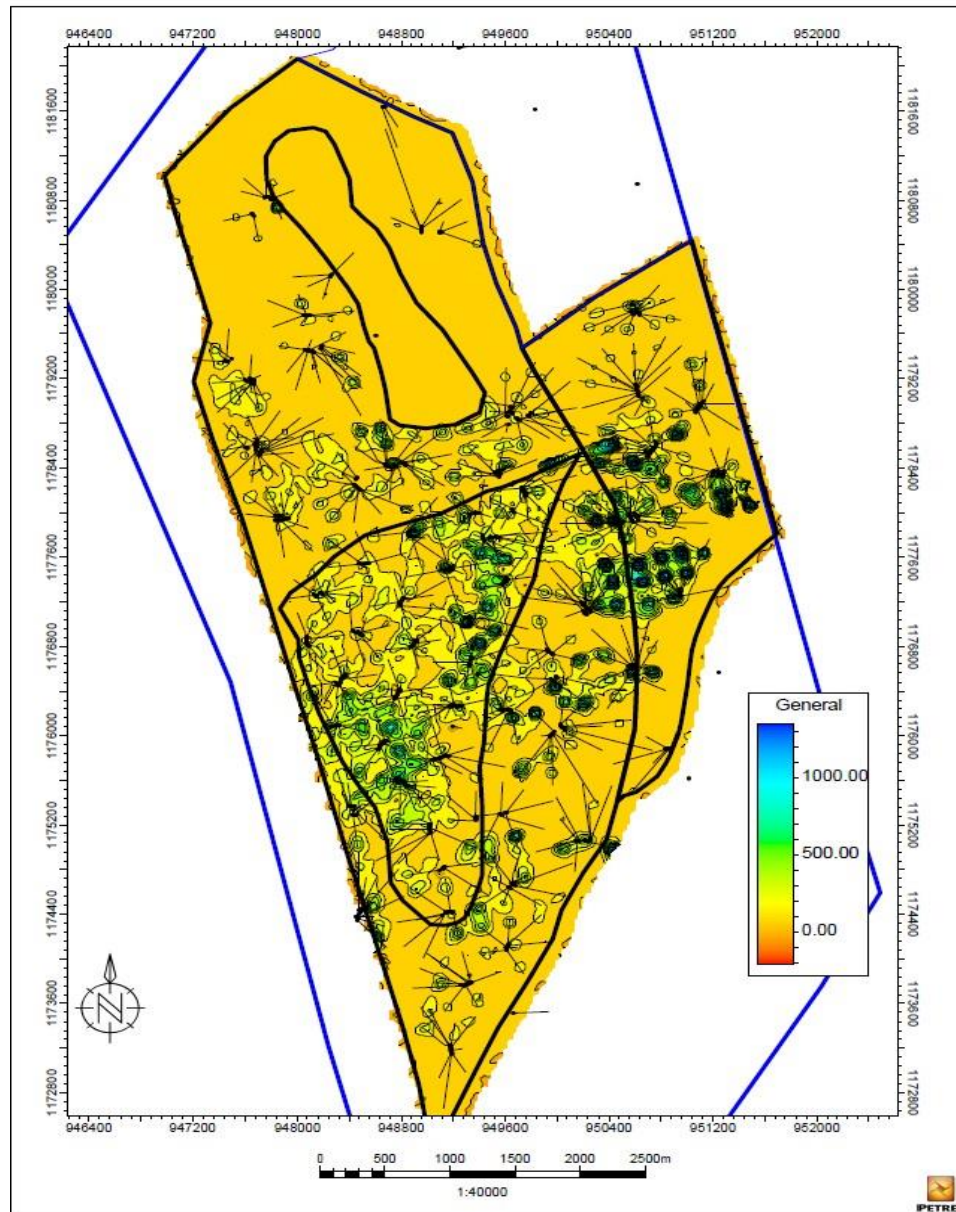


Figura 12. volumen móvil de aceite (ÍndiceMDOV)

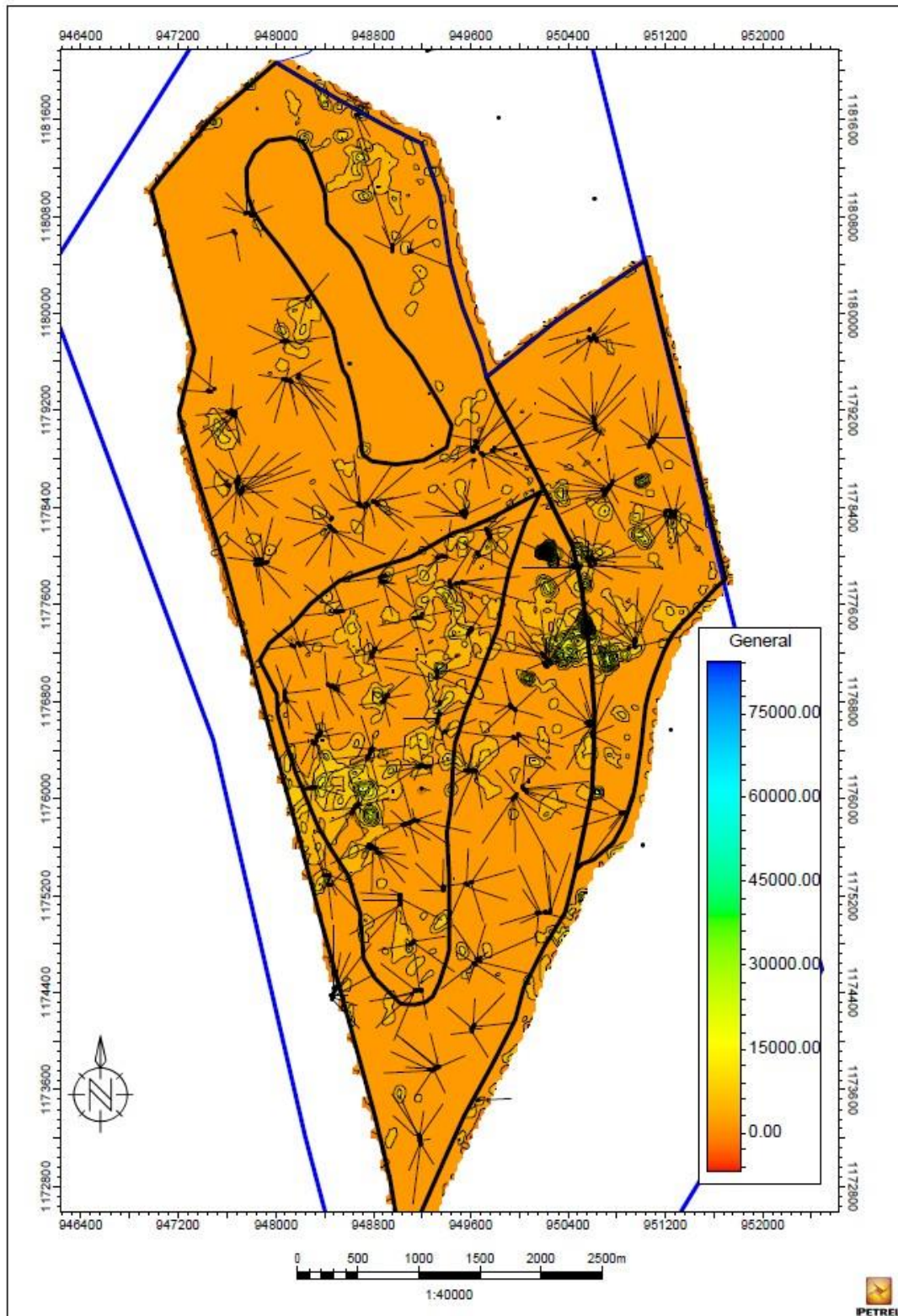


Figura 13. Capacidad de Flujo (Índice FC)

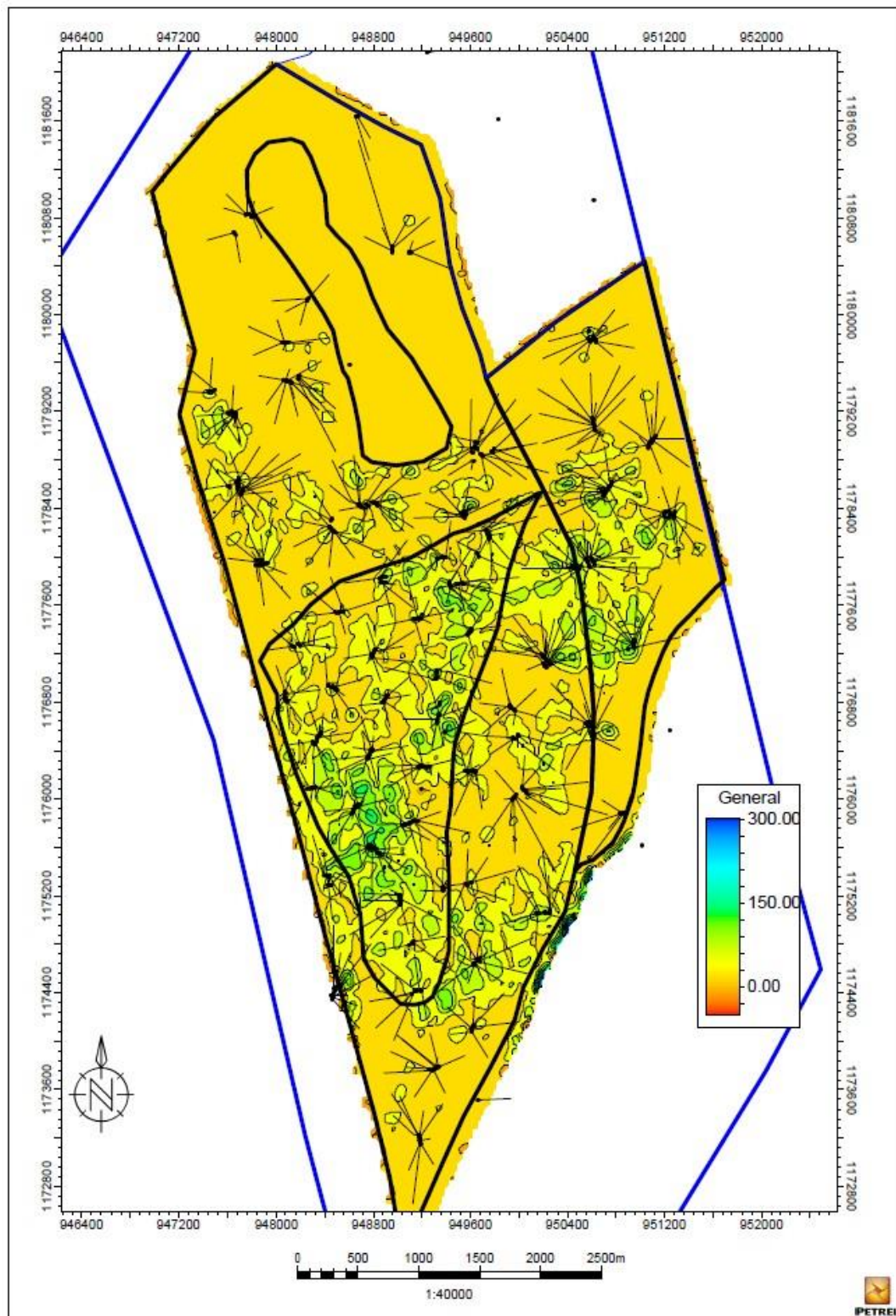


Figura 14. Delta de Presión (Índice DP)

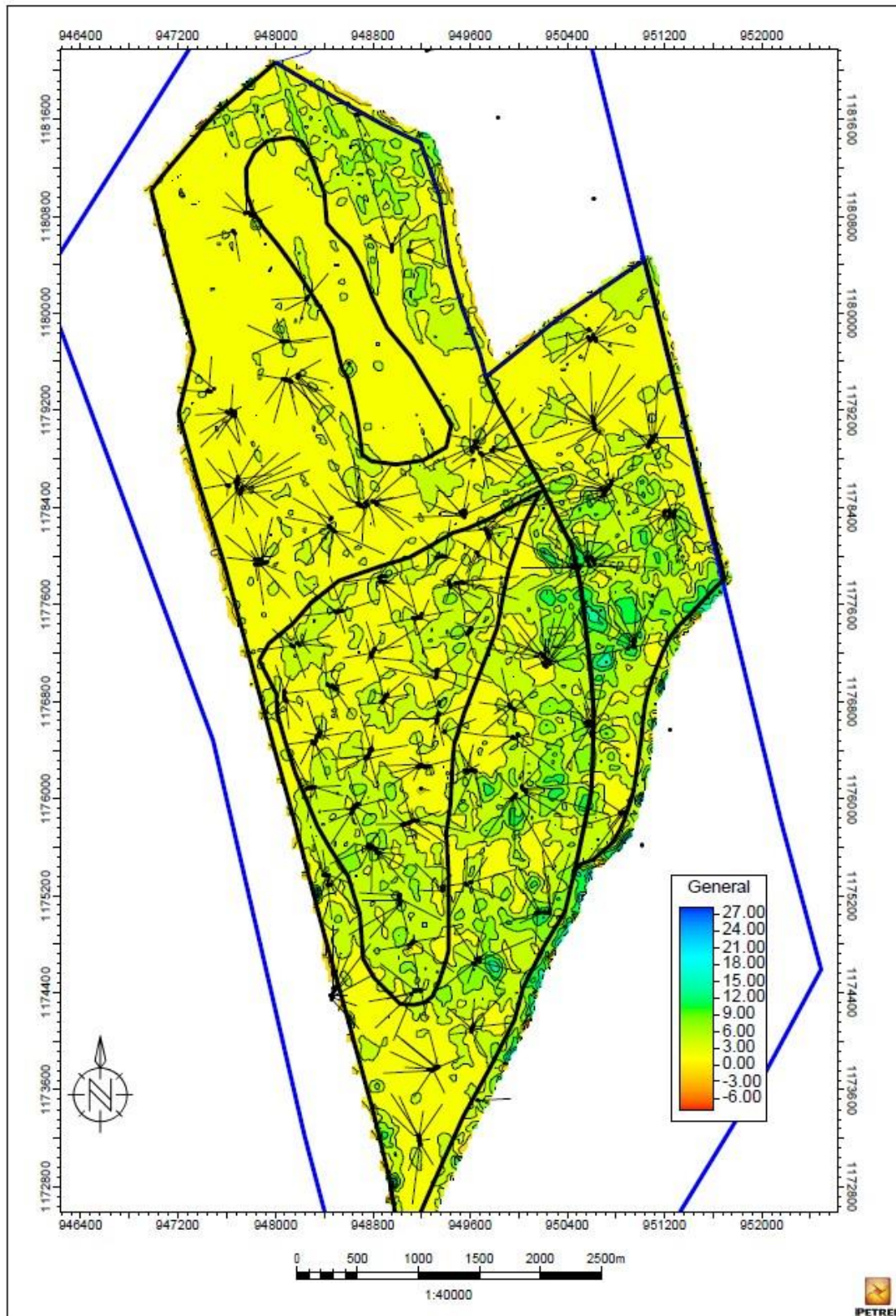


Figura 15. Net Pay conectado (Índice CNP)

- ✓ **Paso 2:** Normalizar cada variable tomando como referencia el máximo valor de cada función, de tal manera que se obtengan valores entre cero y uno.

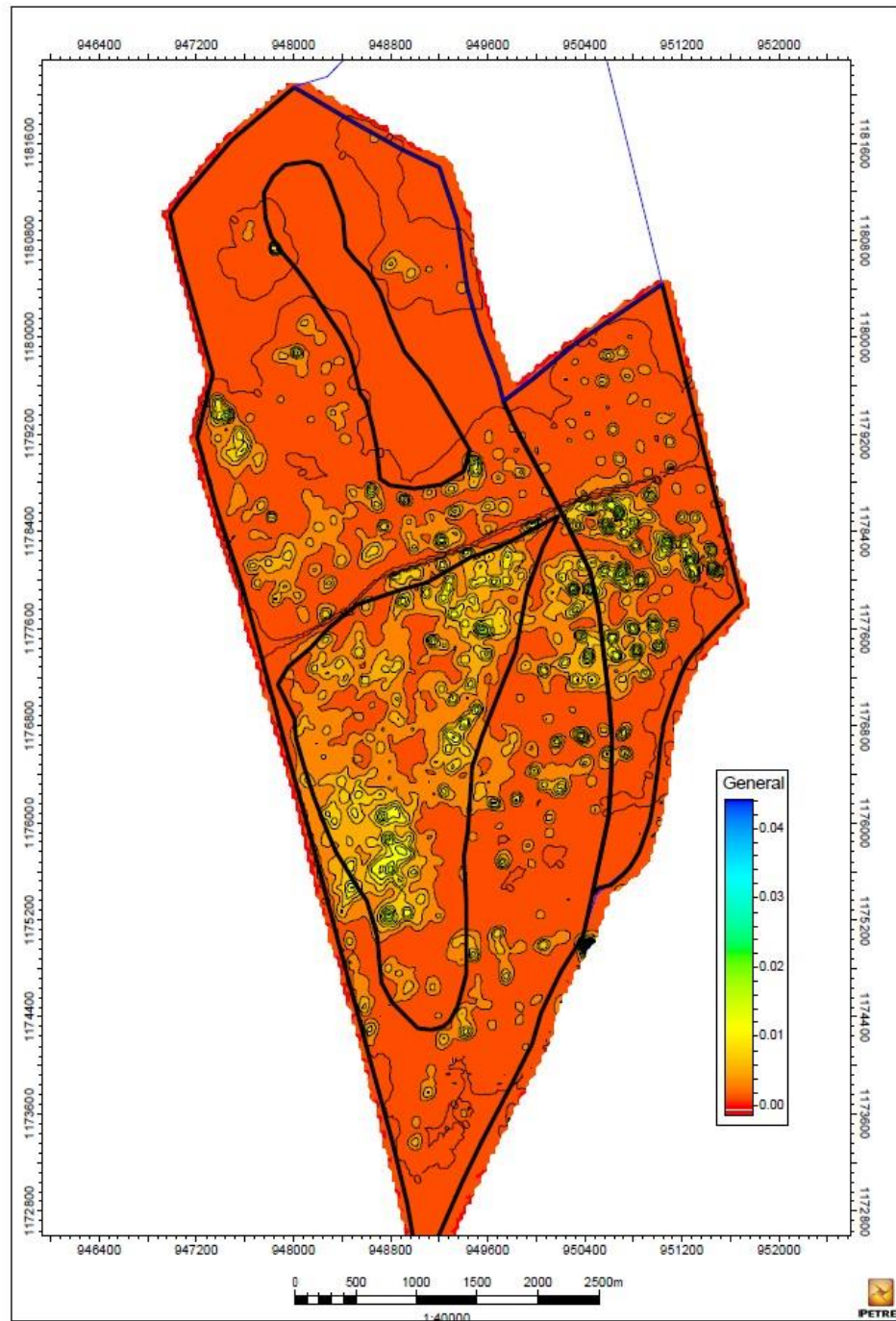


Figura 16. Normalizada, volumen móvil de aceite (Índice MDOV)

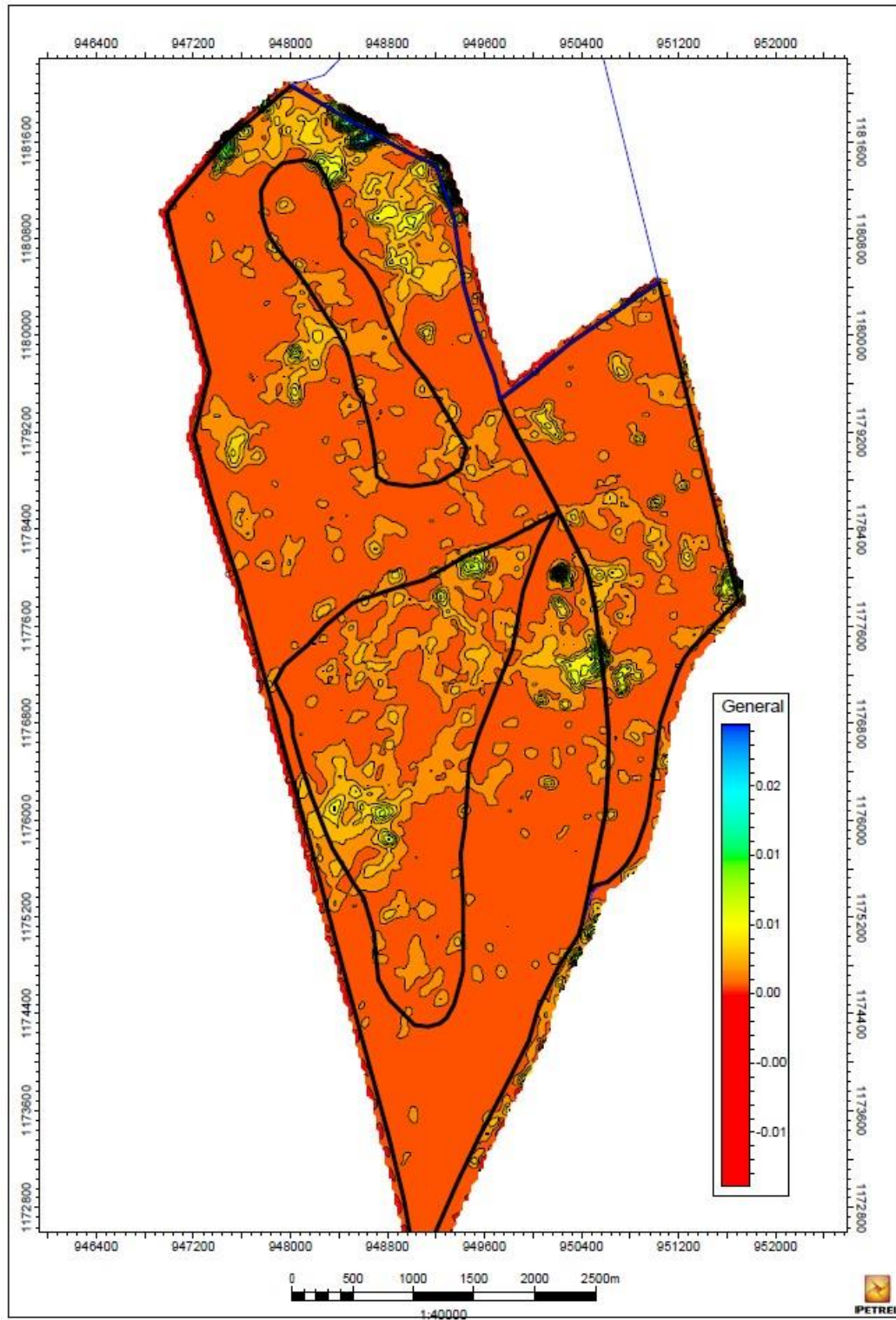


Figura 17. Normalizada, Capacidad de Flujo (Índice FC)

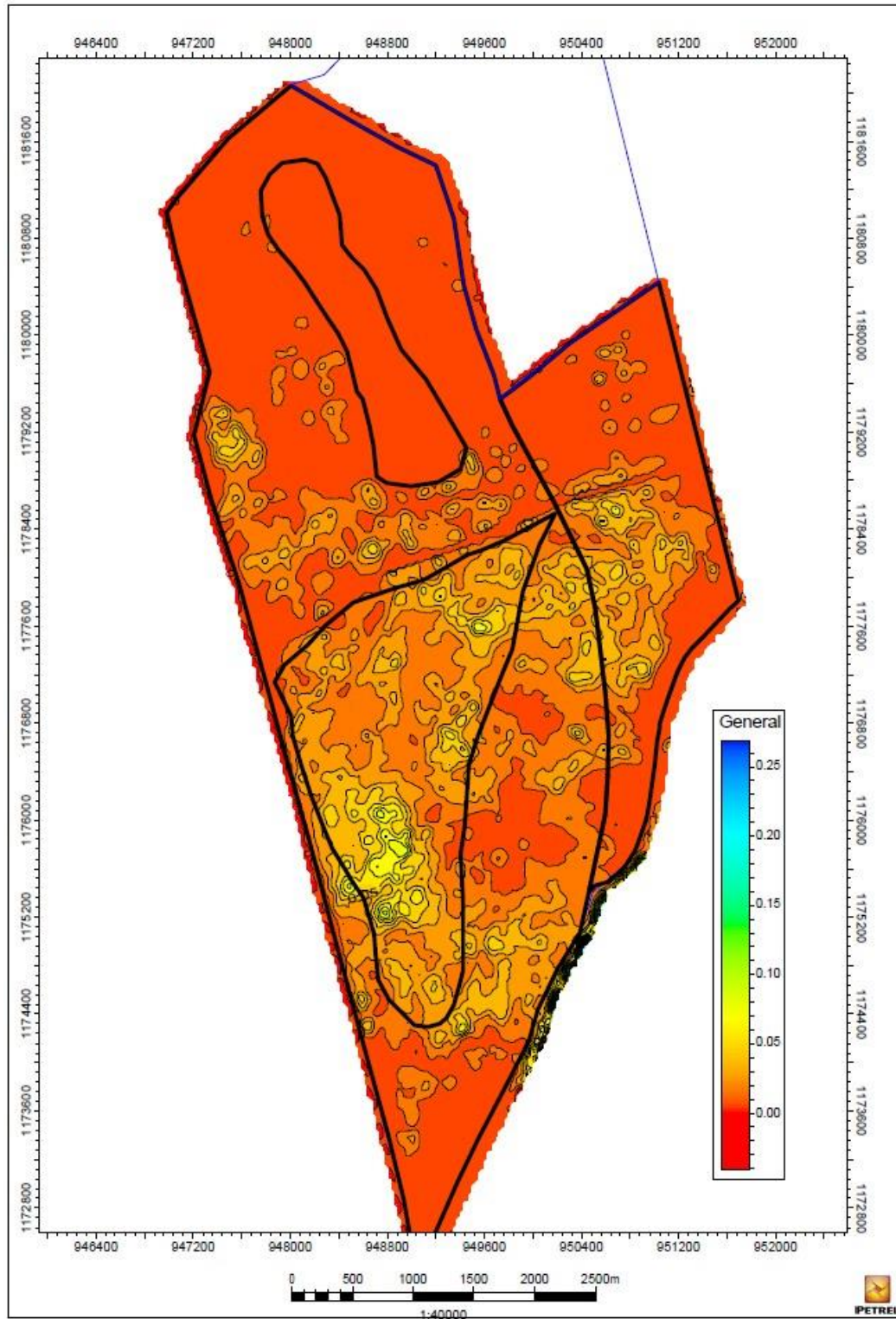


Figura 18. Normalizada, Delta de Presión (Índice DP)

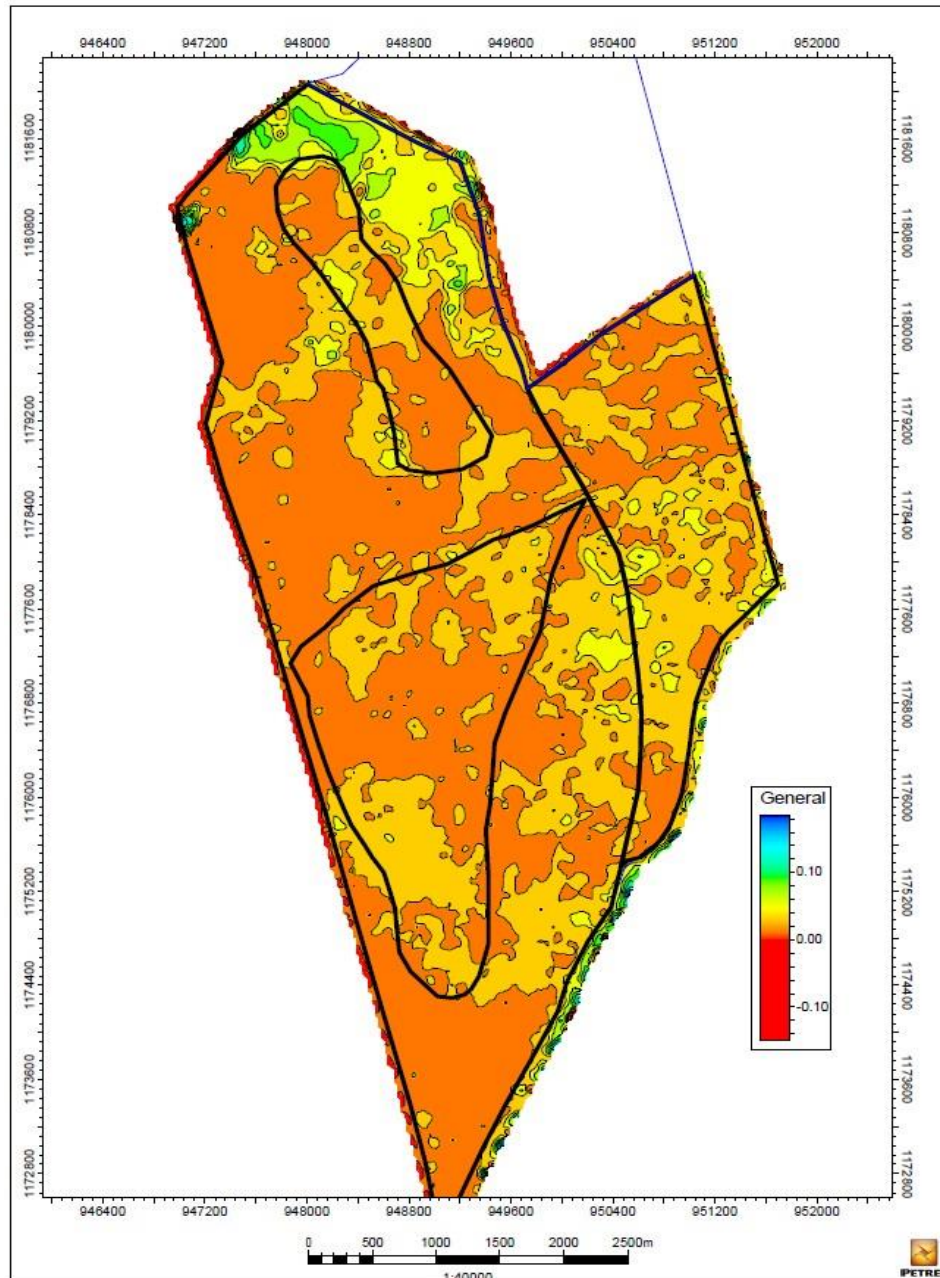


Figura 19. Normalizada, Net Pay conectado (Índice CNP)

- ✓ **Paso 3:** Calcular el índice de oportunidad para cada celda usando la Ecuación 1.

$$\text{índice_oportunidad_CSS} = \sqrt[4]{\text{ÍndiceSD} * \text{ÍndiceFC} * \text{ÍndicePD} * \text{ÍndiceCNP}} \text{ Ec-1.}$$

- ✓ **Paso 4:** se generó un archivo Rescue con los valores obtenidos para el índice de oportunidad

de tal manera que pueda ser visualizado en la herramienta donde se tenga el modelo estático (petrel), en esta herramienta es más amigable generar los mapas con una mayor definición y posibilidades de contorno.

- ✓ **Paso 5:** Sumar y normalizar los valores del índice de oportunidad por capa usando modelo estático Petrel.
- ✓ **Paso 6:** se estimó los valores del índice de oportunidad para los pozos existentes en el modelo de acuerdo a su ubicación.
- ✓ **Paso 7:** Con la información obtenida en el punto anterior se generó el mapa de contorno como se visualiza en la figura 20.

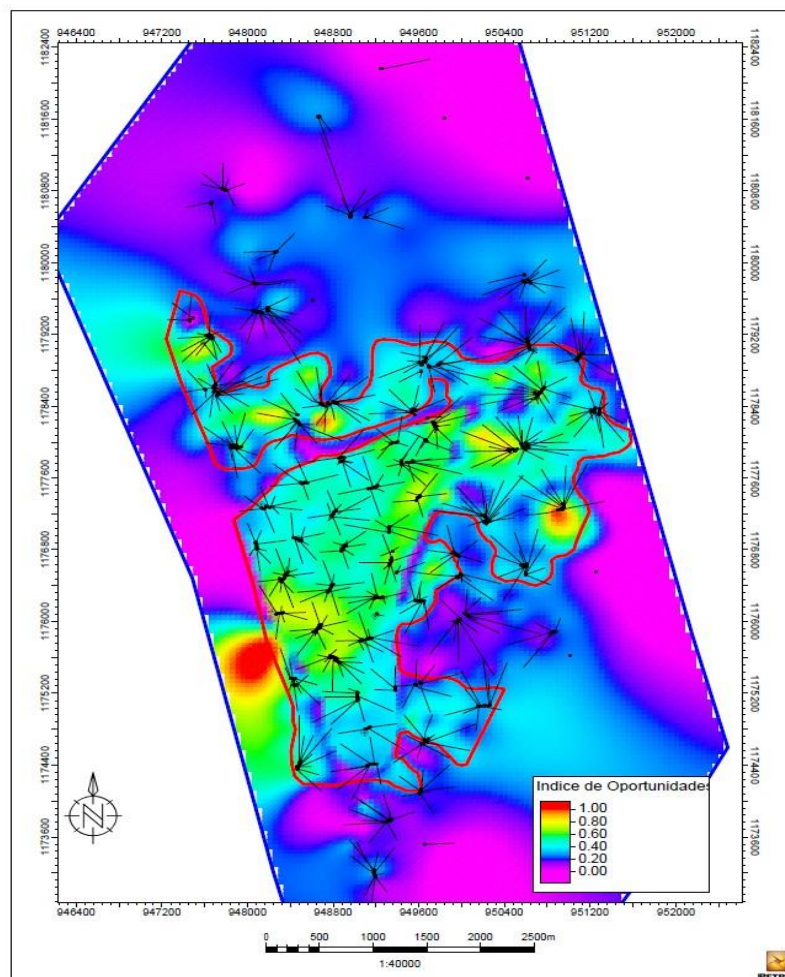


Figura 20. Normalizada, Índice de oportunidad de perforación infill (Index IP_CSS)

- ✓ **Paso 8:** Luego de haber construido el mapa de índice de oportunidad, se determinó los valores mínimos a partir de los cuales se considerará un área prospectiva. Con este propósito se construye un diagrama de distribución de frecuencia y se fijan los cut off. Una vez identificada el área de mejor prospectividad dentro del área de interés para perforación infill dentro del campo en estudio con el propósito de reducir espaciamiento a través del método del Índice de Oportunidad, se seleccionó un área de 2773 Acres el cual presenta un Índice de oportunidad mayor a 0.4. y amarrado a mapa de Net Pay con valores mayor a 60 pies se puede observar en la figura 21. Para este proyecto en particular se fijó un valor mínimo de 0.4.

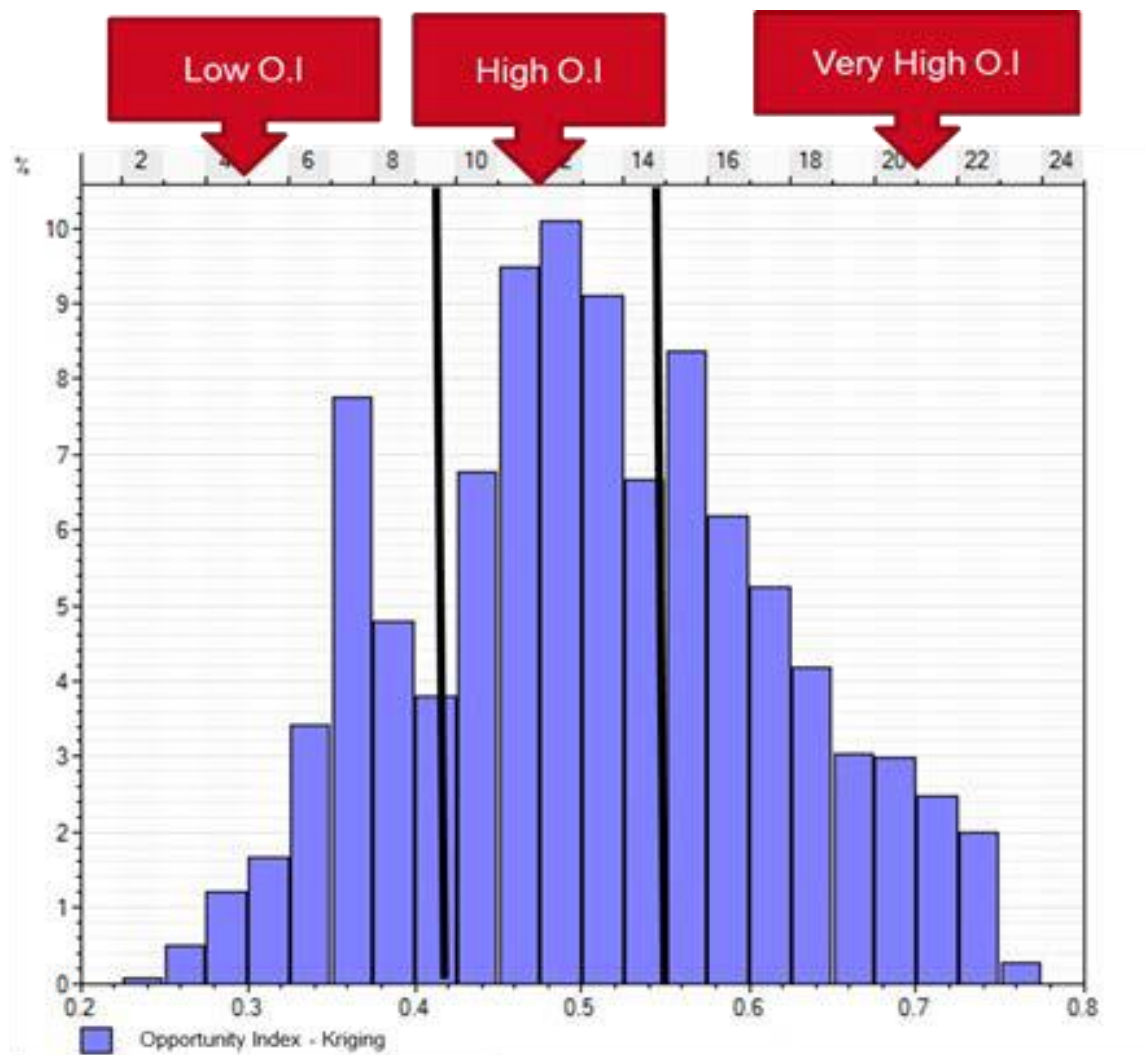


Figura 21. Distribución de Frecuencias del Índice de Oportunidad.

- ✓ **Paso 9:** Con el historial de producción de los pozos vecinos se creó pozos tipos por sectores, teniendo en cuenta el comportamiento de producción e inyección de vapor de los ciclos con historia y se pronostica hasta límite económico.

Con el historial de producción de los pozos vecinos se crea pozos tipos por sectores, teniendo en cuenta el comportamiento de producción e inyección de vapor de los ciclos con historia y se pronostica hasta límite económico, La Figura 22 ilustra la división del área en 10 subsectores de acuerdo a la ubicación en la estructura geológica y el comportamiento de producción histórico. Se determinó el comportamiento histórico de cada Subsector y el respectivo pronostico hasta el límite económico.

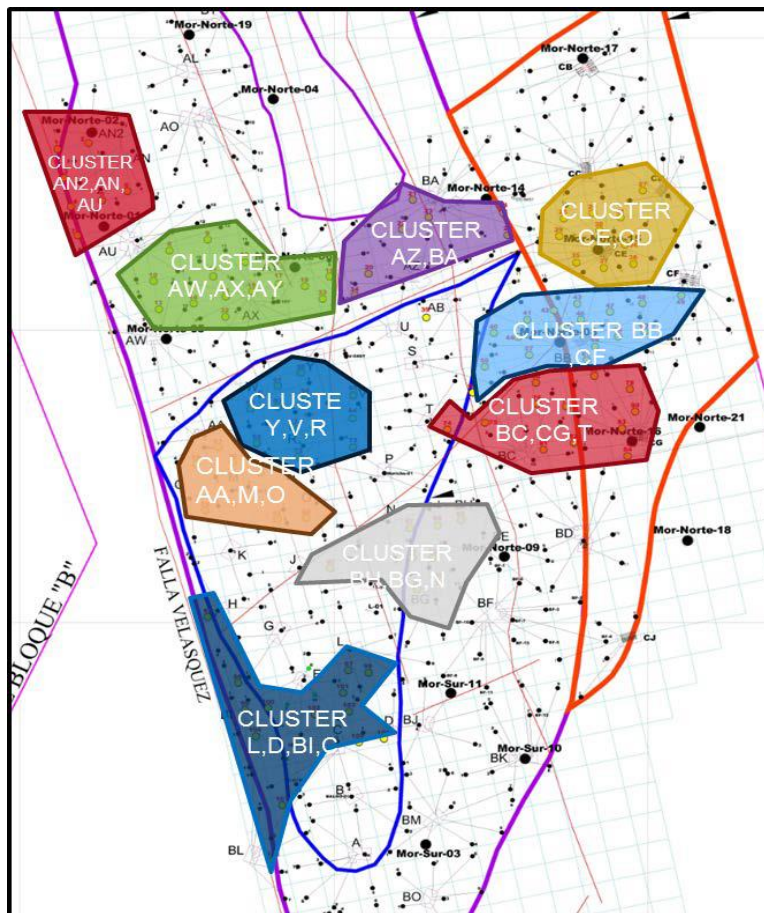


Figura 22. Subsectores Área Infill – Campo estudia área de interés

Sub-Sector 1 Cluster AN2-AN-AU

Se hizo la normalización de la producción en frío y en caliente para cada ciclo de inyección creando un pozo tipo del sector, en la Figura 23 se puede ver el comportamiento, en esta se visualiza una producción promedio en frío de 27 bopd y en caliente de 75 bopd en el primer ciclo y una producción acumulada de aceite cercana a 130.000 Bls.

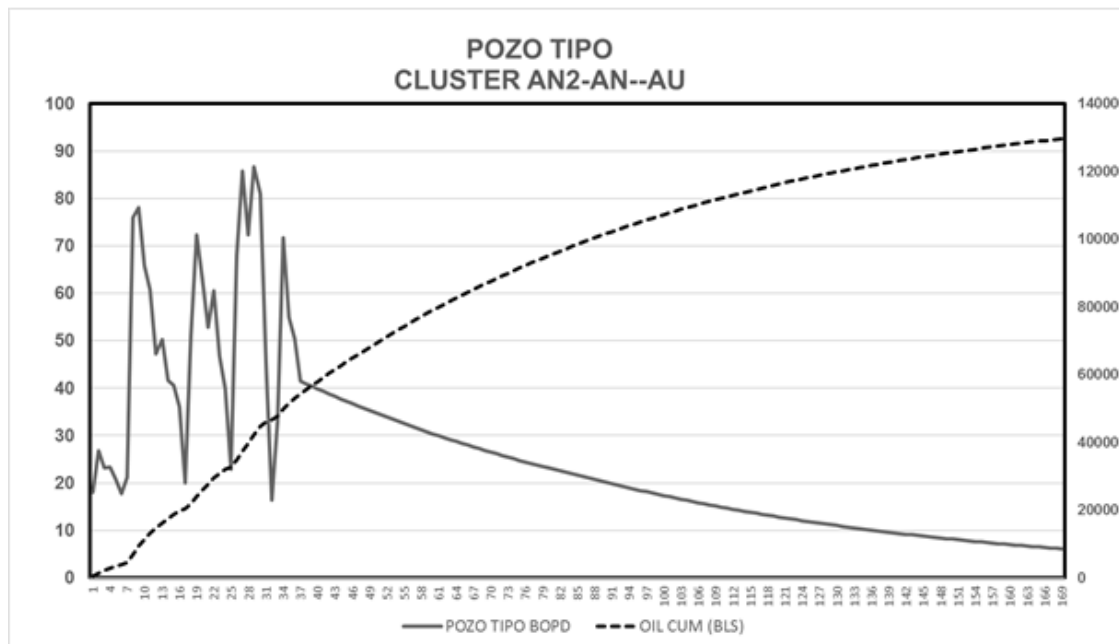


Figura 23. Pozo tipo Clúster AN2-AN-AU

Sub-Sector 2 Cluster AW-AX-AY

Se hizo la normalización de la producción en frío y en caliente para cada ciclo de inyección creando un pozo tipo del sector, en la Figura 24 se puede ver el comportamiento, en esta se visualiza una producción promedio en frío de 28 bopd y en caliente de 65 bopd en el primer ciclo y una producción acumulada de aceite cercana a 130.000 Bls.

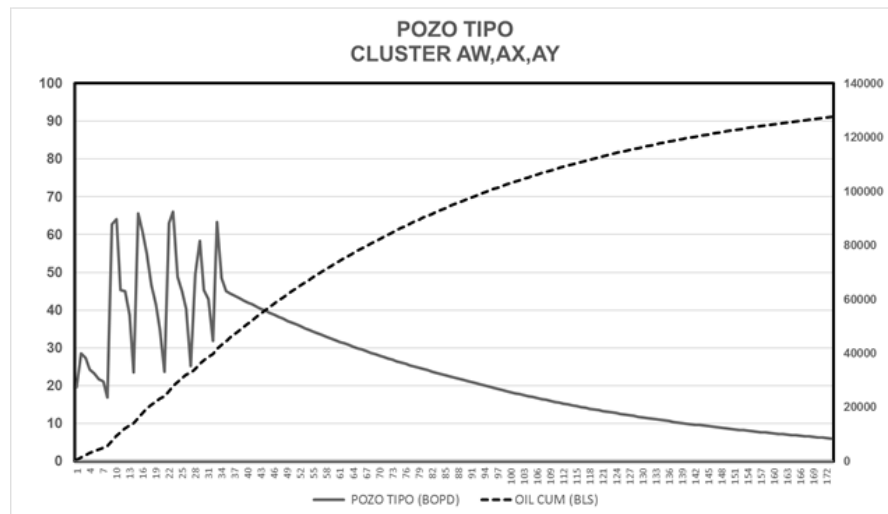


Figura 24. Pozo tipo Clúster AW-AX-AY

Sub-Sector 3 Cluster AZ-BA

Se hizo la normalización de la producción en frío y en caliente para cada ciclo de inyección creando un pozo tipo del sector, en la Figura 25 se puede ver el comportamiento. En esta se visualiza una producción promedio en frío de 27 bopd y en caliente de 45 bopd en el primer ciclo y una producción acumulada de aceite cercana a 120.000 Bls.

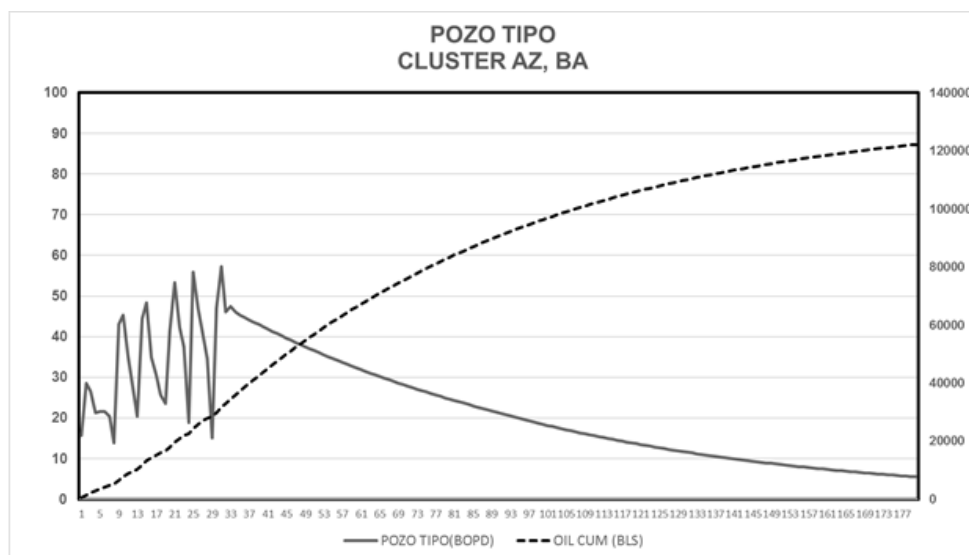


Figura 25. Pozo tipo Clúster AZ-BA

Sub-Sector 4 Cluster CE-CD

Se hizo la normalización de la producción en frío y en caliente para cada ciclo de inyección creando un pozo tipo del sector, en la Figura 26, se puede ver el comportamiento, en esta se visualiza una producción promedio en frío de 38 bopd y en caliente de 65 bopd en el primer ciclo y una producción acumulada de aceite cercana a 120.000 Bls.

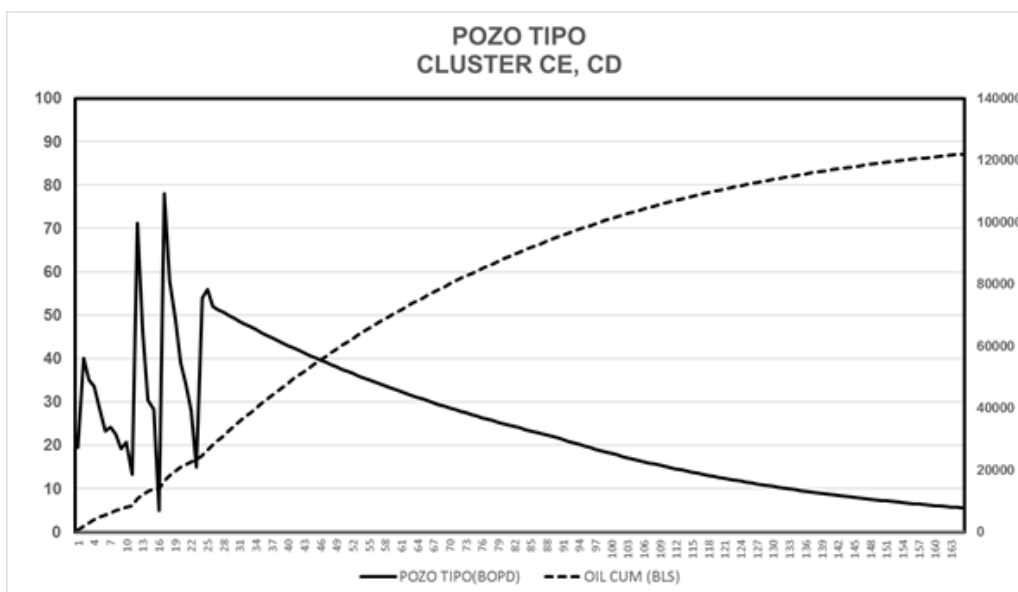


Figura 26. Pozo tipo Clúster CE, CD

Sub-Sector 5 Cluster BB-CF

Se hizo la normalización de la producción en frío y en caliente para cada ciclo de inyección creando un pozo tipo del sector, en la Figura 27 se puede ver el comportamiento, en esta se visualiza una producción promedio en frío de 45 bopd y en caliente de 100 bopd en el primer ciclo y una producción acumulada de aceite cercana a 160.000 Bls.

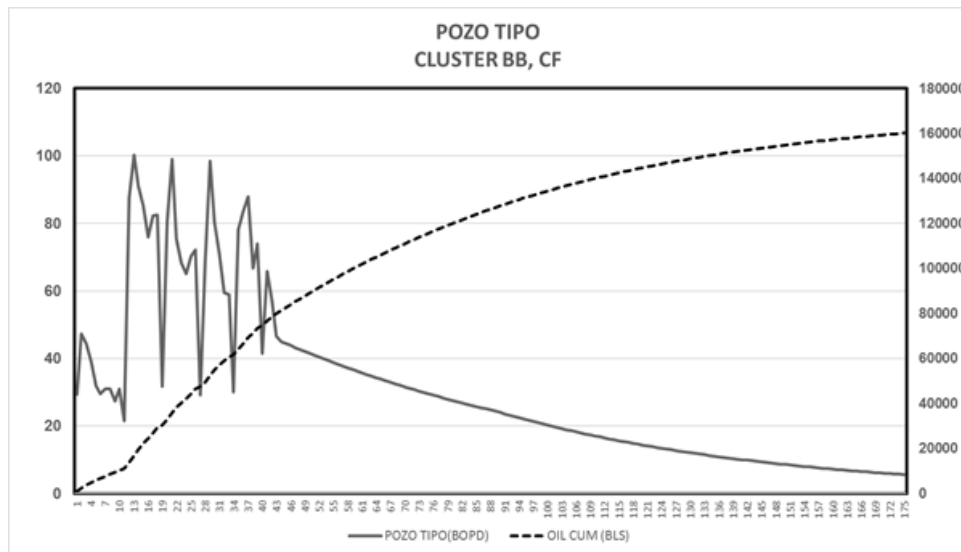


Figura 27. Pozo tipo Clúster BB-CF

Sub-Sector 6 Cluster BC-CG-T

Se hizo la normalización de la producción en frío y en caliente para cada ciclo de inyección creando un pozo tipo del sector, en la Figura 28, se puede ver el comportamiento, en esta se visualiza una producción promedio en frío de 32 bopd y en caliente de 91 bopd en el primer ciclo y una producción acumulada de aceite cercana a 128.000 Bls.

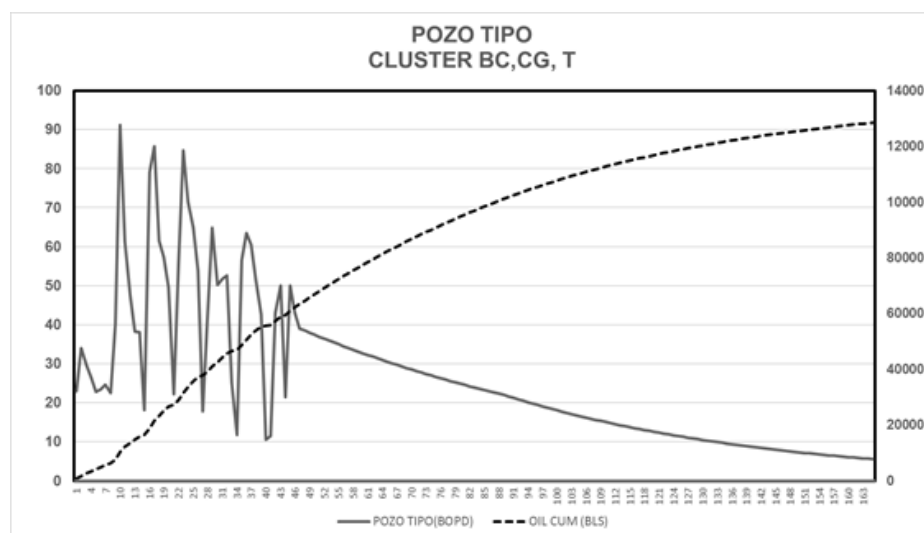


Figura 28. Pozo tipo Clúster BC-CG-T

Sub-Sector 7 Cluster BH-BG-N

Se hizo la normalización de la producción en frío y en caliente para cada ciclo de inyección creando un pozo tipo del sector, en la Figura 29 se puede ver el comportamiento, en esta se visualiza una producción promedio en frío de 25 bopd y en caliente de 80 bopd en el primer ciclo y una producción acumulada de aceite cercana a 130.000 Bls.

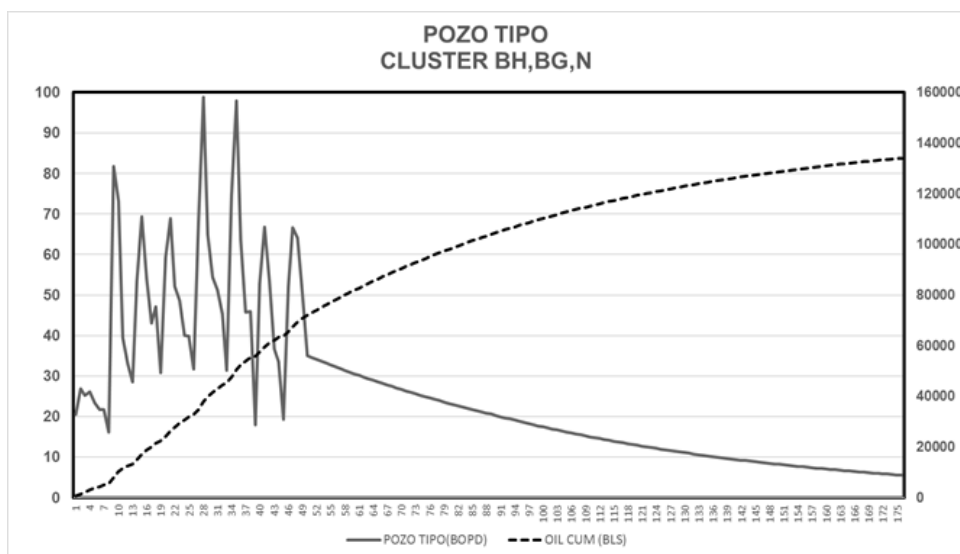
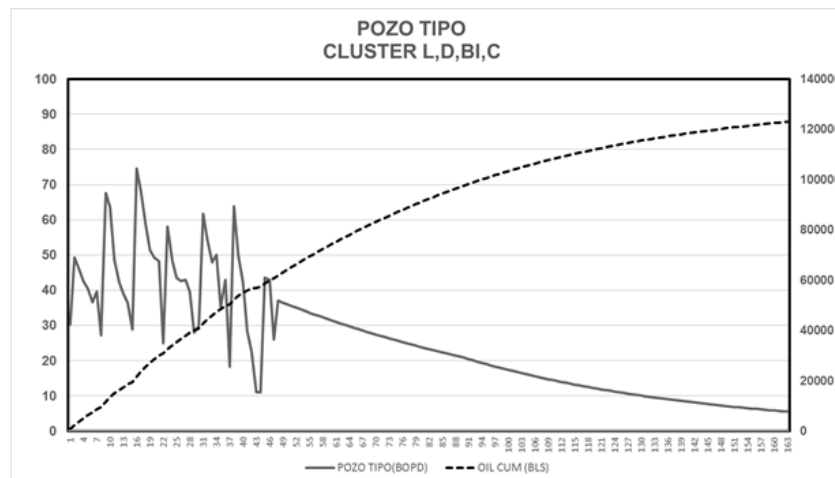


Figura 29. Pozo tipo Clúster BH-BG-N

Sub-Sector 8 Cluster L-D-BI-C

Se hizo la normalización de la producción en frío y en caliente para cada ciclo de inyección creando un pozo tipo del sector, en la Figura 30 se puede ver el comportamiento, en esta se visualiza una producción promedio en frío de 49 bopd y en caliente de 68 bopd en el primer ciclo y una producción acumulada de aceite cercana a 120.000 Bls.



Sub-Sector 10 Cluster Y-W-R-W

Se hizo la normalización de la producción en frío y en caliente para cada ciclo de inyección creando un pozo tipo del sector, en la Figura 32, se puede ver el comportamiento, en esta se visualiza una producción promedio en frío de 40 bopd y en caliente de 100 bopd en el primer ciclo y una producción acumulada de aceite cercana a los 120000 Bls.

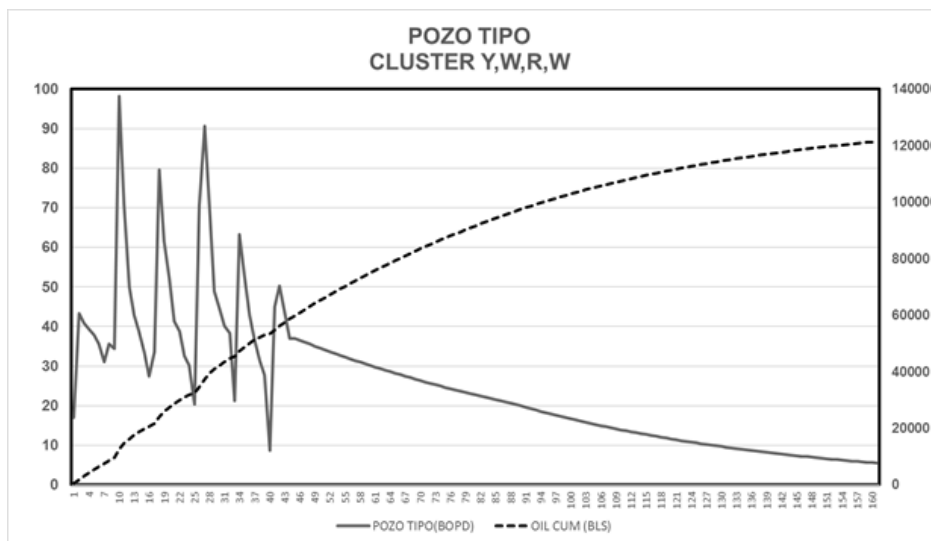


Figura 32. Pozo tipo Clúster Y-W-R-W

- ✓ **Paso 10:** En el mapa de índice de oportunidad, una vez se definió el área de interés, se procede a revisar el distanciamiento de pozos existente, se determinó que el espaciamiento mínimo entre pozos productores es de 70 metros, definido esto, se procede a ubicar los nuevos pozos.

En el mapa de índice de oportunidad, una vez definido el área de interés, se procede a revisar el distanciamiento de pozos existente, se determinó que el espaciamiento mínimo es de 70 metros entre pozos productores y índice de oportunidad mayor a 0.4 él está inferido espesores netos petrolíferos mayor a 70 pies, con variaciones de saturación de aceite menor a 0.1 y caídas de presión menores a 200 psia definido esto, se procede a ubicar los nuevos pozos.

- ✓ **Paso 11:** Ubicados los nuevos pozos infill, con los pronósticos de pozo tipo por sectores, se le asigna a cada pozo un pronóstico de producción e inyección de vapor. Esta metodología dio como resultado la propuesta de 151 pozos, como se muestra en la Figura 33.

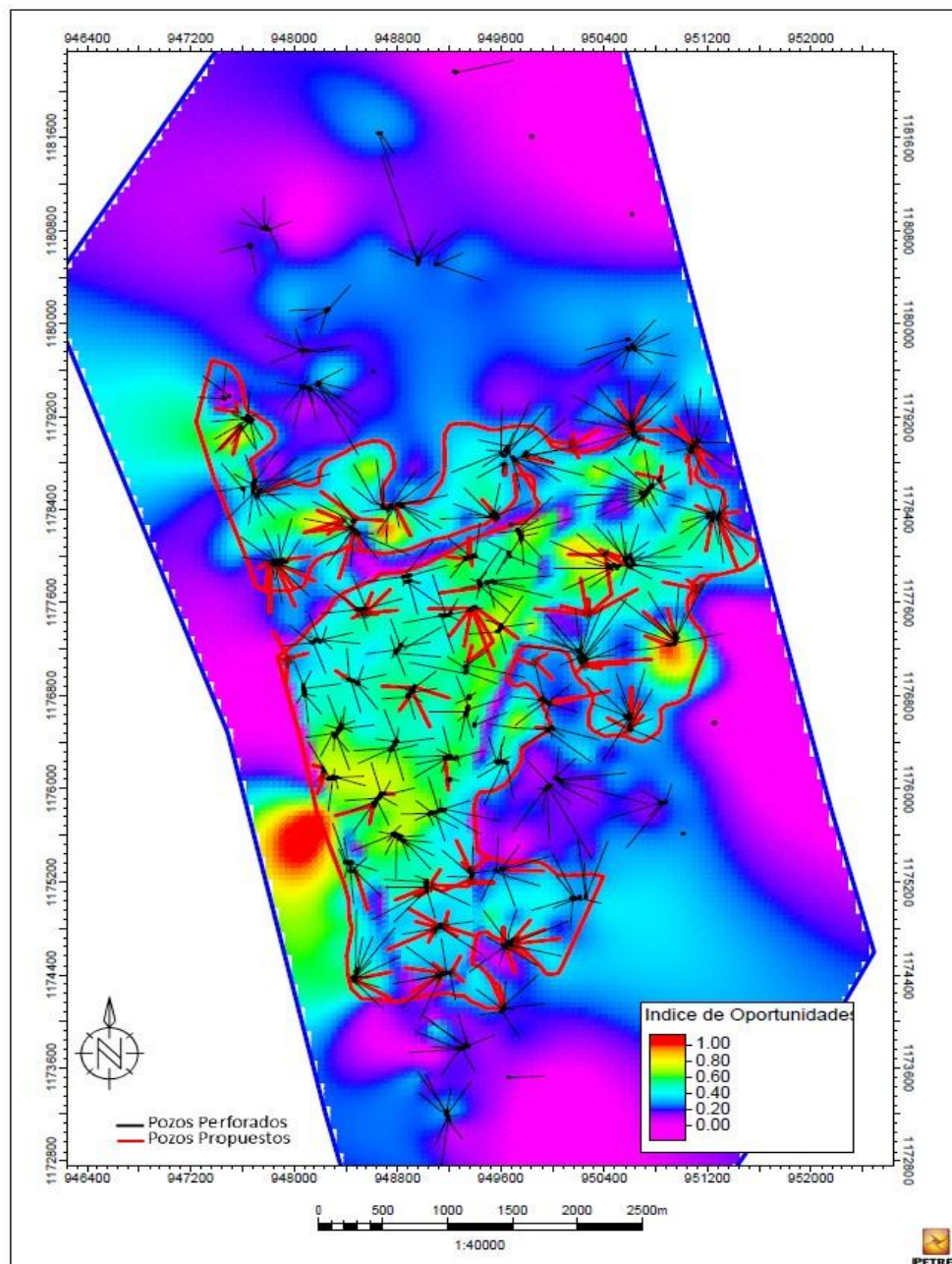


Figura 33. Localización de pozos Infill en el mapa Índice de oportunidad de (Index IP_CSS)

6. Conclusiones

Con la integración del modelo estático (petrel) y dinámico (CMG-START) del campo estudio, se logró crear una metodología del Índice de Oportunidad de perforación Infill que ayuda a la identificación de zonas de mejor potencial, integrando parámetros estáticos y dinámicos de yacimiento, aplicada específicamente en yacimientos de crudo pesados, explotados bajo inyección cíclica de vapor en tiempo tempranos de desarrollo, logrando incrementar la producción del campo, con costo asociados a la perforación y completamiento de los nuevos pozos muy bajos, ya que toda la infraestructura de superficie tales como vías, cluster, líneas de flujo ya existen, adicionalmente no se requieren ampliaciones de los sistemas de tratamiento, ni sistema de inyección, dando económicos muy favorables para las compañías asociadas.

De acuerdo con la historia de producción de los pozos existente dentro del área infill, se estima una producción inicial promedio en frío de 22-35 BOPD y en caliente de 60-100 BOPD, con un acumulado final por pozo promedio de 120.000 BLS hasta el límite económico. Con la reducción de espaciamiento se asumió una interferencia del 15% de la producción calculada, la cual fue usada para correr los análisis económicos de las compañías.

De acuerdo a la experiencia de campos análogos el paso a seguir después de la maduración de la técnica de inyección cíclica de vapor, que conlleva a reducciones de la eficiencia térmica es pasar a inyección continua de vapor, la metodología propuesta para reducción de espaciamiento nos ayuda a tener distancias más adecuadas para esta técnica, además ayuda a reducir la presión actual del yacimiento, llegando a condiciones más favorables para la aplicación de recobro mediante inyección continua de vapor.

Referencias Bibliográficas

- Ali, S. M. F. (2015). Practical heavy oil recovery. SM Farouq Ali.
- Baker, R., Dieva, R, & Sandhu, K. S. (2012, January). Reserves Growth an Examination of Infill Drilling and EOR/IOR in Canada. In SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Society of Petroleum Engineers
- Chona, R. A., Love, C. L., Rajtar, J. M., & Hazlett, W. G. (1996, January). Evaluation of a horizontal infill well in a mature cyclic-steam project. In International Conference on Horizontal Well Technology. Society of Petroleum Engineers
- Galeano, D, Caro, A.,(2014, Diciembre). EVALUACION DE RESULTADOS PROYECTO PERFORACION INFILL & WORKOVER. Mansarovar Energy
- Computer Modelling Group Ltd, (2011, February). Integrated Study for Jazmin, Nare & Under River Reservoir simulation.
- Lipaev, A., Shevchenko, D., & Vasilyeva, L. K. (2015). OPTIMAL HORIZONTAL WELL SPACING FOR DISPLACING HEAVY OIL BY HEAT CARRIER INJECTION. Proceedings Of The International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM, 3501-507.
- Restine, J. L., Graves, W. G., & Elias Jr, R. (1987). Infill drilling in a steamflood operation: Kern River Field. SPE Reservoir Engineering, 2(02), 243-248.
- Willhite, G. P., & Dietrich, W. K. (1967). Design criteria for completion of steam injection wells. Journal of Petroleum Technology, 19(01), 15-21.