

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN LA FORMACIÓN CARBONERA
INFERIOR, YACIMIENTOS LLANOS NORTE, MEDIANTE UN SISTEMA DE
EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO.**

**ERIKA PAOLA URQUIJO MARÍN
JESSICA ORTIZ RIOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN LA FORMACIÓN CARBONERA
INFERIOR, YACIMIENTOS LLANOS NORTE, MEDIANTE UN SISTEMA DE
EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO.**

**ERIKA PAOLA URQUIJO MARÍN
JESSICA ORTIZ RIOS**

Trabajo de grado para optar el título de Ingenieros de Petróleos

**Director
CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
Ingeniero de Petróleos**

**Ing. Jorge Mario Palma Bustamante
CO-DIRECTORES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A Dios, quien ha permitido que la sabiduría dirija y guíe mis pasos, quien ha iluminado mi sendero cuando más oscuro ha estado, quien me ha dado fortaleza para continuar cuando he estado a punto de caer, quien ha sido mi guía y mi protector. A quien todo le debo y le estaré siempre agradecida.

A mis papitos, por ser mi fuente principal de inspiración y motivación, mi razón de existir, mi soporte y el motor que me mueve día a día a ser mejor persona. Los amo con todo mi corazón.

A ti mamita... por tu infinito amor y por ser la mujer más maravillosa. Porque ante cualquier obstáculo siempre estuviste allí, para ayudarme y aconsejarme, enseñarme la moraleja y guiarme para aprender de mis errores. Gracias a ti, soy la mujer que soy.

A ti papito... que con tu inmenso amor, esfuerzo y sacrificio me enseñaste a luchar con alma y corazón a conseguir mis sueños y forjar un destino del que estaré orgullosa.

A mis hermanos, por ser parte esencial en mi vida, por compartir cada segundo a mi lado y por permitirme el honor de ser su amiga y su más cercano ejemplo a seguir. Siempre podrán contar con una hermana que los adora.

A mi sobrino, el pequeñín que ha alegrado mi corazón... gracias por vivir y traer nuevas energías al hogar.

A mi tía, por ser mi segunda mamita... por estar conmigo siempre, por tus sabios consejos y por apoyarme incondicionalmente desde el día en que nací.

A mi familia, porque nunca ha dejado de creer en mí y siempre ha estado a mi lado para brindarme su apoyo y su bendición.

A Jess, con quien tuve el privilegio de compartir esta tesis, por ser pieza clave en este rompecabezas petrolero, por compartir tantas emociones en estos años, por ser mi equipo de trabajo favorito y sobre todo por la amistad y hermandad que juntas hemos cultivado durante el recorrido de este arduo camino. Gracias por querer siempre lo mejor para mí.

A mis compañeros y amigos de estudio que siempre estuvieron ahí cuando más los necesitaba, en especial a Mincho, Migue, Fab, Chop, Yoleth, Silvis, Sandris, Palmis, Miguel Angel. Gracias por compartir conmigo tantas alegrías, tristezas, buenos y malos momentos durante todos estos años, porque se convirtieron en un apoyo más para lograr mis sueños.

A ti, con quien tuve la oportunidad de compartir los mejores momentos de esta, una de las etapas más bellas y especiales de mi vida. Gracias por llegar en el momento justo.

A todas las personas que de una u otra manera han estado a mi lado para apoyarme de manera incondicional, brindándome la compañía y apoyo que se necesita para que este sueño se hiciera realidad. Los quiero mucho.

Erika.

DEDICATORIA

A ti, Dios Todopoderoso, sin el cuál no sería posible la realización de este sueño. Infinitas gracias por todas tus bendiciones, y por darme la gracia de reconocer que sin tí este logro sería vacío. En ti Señor pongo mi proyecto de vida y todo lo que está por venir.

A la mejor amiga que sin duda he podido tener. A tí, Luz Marina Ríos, porque todo lo que soy hoy en día es gracias a tí. Te ofrezco este, mi primer gran logro, y todos los que están por llegar. ¡Te amo!

A mi padre hermoso, Ismael Ortiz Avellaneda, porque me ha demostrado con su vida que con Dios todo es posible. Hoy, muy orgullosa de tí, te entrego este proyecto y te agradezco por hacerlo posible.

A mis tres hermanos, Juan Carlos, Oscar y David, a mi nana Maru, y a toda mi familia. Los quiero mucho y les deseo miles de bendiciones en su vida.

A mi comunidad, quienes me han llenado de un inmenso crecimiento espiritual. Que Diosito siempre los bendiga y los mantenga unidos.

¿Cómo no agradecer a quienes compartieron conmigo tan grata experiencia? A ustedes, Yoeth Andrea García (la bruja), Miguel Gómez (gordo), Luis Oliveros (mi primer compañerito de tesis), Fabián Bonilla (my classmesito), Jenny Chop Pinilla. Gracias por todas las experiencias vividas en estos cinco años. Los llevaré en el corazón. Muchos éxitos a todos.

A Erika Urquijo, por su amistad consolidada durante toda la carrera. Gracias por hacer posible este sueño, mejor compañera no pude tener. Bendiciones y éxitos en tu futuro.

A Miguel Angel Martinez, por ser una gran persona en mi vida y un apoyo incondicional durante mi carrera. Este logro también es tuyo.

Jess

AGRADECIMIENTOS

Un trabajo de este tipo no se logra desarrollar exclusivamente por sus autores. Este material es el fruto del aporte y la crítica de muchos colaboradores que de una u otra manera contribuyeron a la consolidación del mismo, por lo tanto les agradecemos a todos los que participaron y en especial a:

La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería de Petróleos por contribuir de manera directa en nuestra formación, apoyando de antemano nuestra vocación.

Los Ingenieros César Augusto Pineda Gómez y Jorge Mario Palma Bustamante por su exigencia y confianza, por ser nuestros guías colaborando con la dirección de este trabajo, y por todo el tiempo y dedicación prestada al desarrollo del mismo.

Occidental de Colombia, especialmente a Andreita Perdomo, Mauricio Torres y Helbert Mackualo por todo su apoyo, colaboración y dedicación brindada en la dirección de este proyecto.

Finalmente, a todos que de alguna u otra manera, permitieron que este sueño se esté haciendo realidad.

Mil gracias a TODOS.

CONTENIDO

| | |
|---|----|
| INTRODUCCIÓN..... | 24 |
| 1. METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN | 26 |
| 1.1. METODOLOGÍA ESTRUCTURADA | 26 |
| 1.1.1. OBTENCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN | 28 |
| 1.2. HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES USADAS EN LA METODOLOGÍA ESTRUCTURADA | 28 |
| 1.2.1. DYNAMIC SURVEILLANCE SYSTEM, DSS | 28 |
| 1.2.1.1. MAPAS DE BURBUJA | 30 |
| 1.2.1.2. GRÁFICOS DE DISPERSIÓN | 30 |
| 1.2.1.3. CURVAS DE DECLINACIÓN | 31 |
| 1.2.2. PETREL | 31 |
| 1.2.2.1. MAPAS DE GRILLA O MAPAS DE CONTORNO | 32 |
| 1.2.3. GEOGRAPHIX | 33 |
| 1.3. PROCESOS APLICADOS EN LA METODOLOGÍA ESTRUCTURADA | 34 |
| 1.3.1. NORMALIZACIÓN DE LOS DATOS | 35 |
| 1.3.2. ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI) | 37 |
| 1.3.3. CROSS HAIR PLOT | 38 |
| 1.3.4. ANÁLISIS DE RESERVAS | 40 |
| 1.3.5. ANÁLISIS DE MAPAS DE PRODUCCIÓN | 41 |
| 1.3.6. EVALUACIÓN PETROFÍSICA | 41 |
| 1.4. OTROS PROCESOS | 41 |
| 1.4.1. EFICIENCIA DE REACONDICIONAMIENTO, WOE | 41 |
| 1.4.2. ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO, CEI | 42 |
| 1.4.3. ESTUDIO DEL RADIO DE DRENAJE | 43 |
| 1.5. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN | 44 |
| 2. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LLANOS NORTE | 45 |
| 2.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA | 45 |
| 2.2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS | 45 |
| 2.3. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO | 48 |
| 2.4. DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO | 49 |
| 2.5. GEOLOGÍA DEL CAMPO | 50 |
| 2.5.1. UBICACIÓN GEOLÓGICA | 50 |
| 2.5.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL | 51 |
| 2.5.3. ESTRATIGRAFÍA | 54 |

| | |
|---|-----|
| 2.5.3.1. PRECRETÁCEO..... | 55 |
| 2.5.3.2. CRETÁCEO..... | 56 |
| 2.5.3.3. TERCIARIO..... | 56 |
| 2.5.3.4.FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR..... | 56 |
| 2.6. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO | 57 |
| 2.6.1. POROSIDAD | 57 |
| 2.6.2. PERMEABILIDAD..... | 58 |
| 2.6.3. SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS | 58 |
| 2.6. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO..... | 59 |
| 3. IMPLEMENTACIÓN DE LOS PROCESOS DE LA METODOLOGÍA EN LA FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR DE LOS YACIMIENTOS LLANOS NORTE | 61 |
| 3.1. GRÁFICOS DE DISPERSIÓN..... | 61 |
| 3.2. MAPAS DE GRILLA O MAPAS DE CONTORNO. | 63 |
| 3.2.1. ESPESOR ARENA NETA..... | 63 |
| 3.2.2. MAPA ESTRUCTURAL..... | 64 |
| 3.2.3. PERMEABILIDAD..... | 66 |
| 3.2.4. SATURACIÓN DE AGUA..... | 70 |
| 3.2.4.1. DATOS PETROFÍSICOS..... | 70 |
| 3.2.4.2. CURVAS DE FLUJO FRACCIONAL..... | 72 |
| 3.3. CURVAS DE DECLINACIÓN..... | 75 |
| 3.4. MAPAS DE BURBUJA..... | 76 |
| 3.5. CROSS HAIR PLOT. | 80 |
| 4. ANÁLISIS CONJUNTO Y GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN EN LA ARENA SUPERIOR DE LA FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR DE LOS YACIMIENTOS LLANOS NORTE | 85 |
| 4.1. CAMPO CAÑO YARUMAL | 85 |
| 4.1.1. CAÑO YARUMAL ESTE | 86 |
| 4.1.2. CAÑO YARUMAL OESTE | 91 |
| 4.2. CAMPO CAÑO LIMÓN | 98 |
| 4.3. RESULTADOS..... | 102 |
| 4.3.1. CAMPO CAÑO YARUMAL..... | 102 |
| 4.3.2. CAMPO CAÑO LIMÓN | 103 |
| 4.4. EVALUACIÓN FINANCIERA | 103 |
| 4.4.1. INCREMENTO DE POTENCIAL DE FLUIDOS..... | 107 |
| 4.4.2. AISLAMIENTO PARCIAL DEL INTERVALO CAÑONEADO | 109 |

| | |
|------------------------------|-----|
| CONCLUSIONES | 113 |
| RECOMENDACIONES | 115 |
| BIBLIOGRAFIA | 117 |
| ANEXOS | 120 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Metodología estructurada..... | 27 |
| Figura 2. Plataforma DSS. | 29 |
| Figura 3. Plataforma Petrel. | 32 |
| Figura 4. Plataforma GeoGraphix junto con el icono de la aplicación petrofísica Prizm... | 33 |
| Figura 5. Producción de crudo de dos diferentes grupos de pozos. | 36 |
| Figura 6. Producción de crudo normalizada a la primera fecha de producción..... | 36 |
| Figura 7. Cross Hair Plot. | 40 |
| Figura 8. Localización del área de estudio. | 46 |
| Figura 9. Ubicación de los campos del área de Cravo Norte..... | 46 |
| Figura 10. Configuración estructural cuenca de los Llanos Orientales. | 51 |
| Figura 11. Mapa estructural del Campo Caño Limón. | 52 |
| Figura 12. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón..... | 55 |
| Figura 13. Gráfico de Dispersión del Campo Caño Yarumal. | 62 |
| Figura 14. Gráfico de Dispersión del Campo Caño Limón..... | 62 |
| Figura 15. Mapa de arena neta del Campo Caño Yarumal. | 63 |
| Figura 16. Mapa de arena neta del Campo Caño Limón. | 64 |
| Figura 17. Mapa estructural del Campo Caño Yarumal..... | 65 |
| Figura 18. Mapa estructural del Campo Caño Limón. | 65 |
| Figura 19. Ejemplo de α | 66 |
| Figura 20. Mapa de permeabilidad del Campo Caño Yarumal. | 69 |
| Figura 21. Mapa de permeabilidad del Campo Caño Limón..... | 69 |
| Figura 22. Mapa de saturación de agua del Campo Caño Yarumal, a partir de datos petrofísicos | 71 |
| Figura 23. Mapa de saturación de agua del Campo Caño Limón, a partir de datos petrofísicos. | 71 |
| Figura 24. Curva de flujo fraccional del Campo Caño Yarumal, arena superior de la Formación Carbonera Inferior | 72 |
| Figura 25. Curva de flujo fraccional del Campo Caño Limón, arena superior de la Formación Carbonera Inferior | 73 |

| | |
|--|-----|
| Figura 26. Mapa de saturación de agua del Campo Caño Yarumal, a partir de curvas de flujo fraccional..... | 74 |
| Figura 27. Mapa de saturación de agua del Campo Caño Limón, a partir de curvas de flujo fraccional. | 74 |
| Figura 28. Curva de Declinación, pozo P-1 Caño Limón..... | 76 |
| Figura 29. Mapa de burbuja de la producción acumulada del Campo Caño Yarumal (Oeste) | 77 |
| Figura 30. Mapa de burbuja de la producción acumulada del Campo Caño Yarumal (Este) | 77 |
| Figura 31. Mapa de burbuja de la producción acumulada del Campo Caño Limón. | 78 |
| Figura 32. Mapa de Burbuja de las Reservas de Petróleo del campo Caño Limón. | 79 |
| Figura 33. Mapa de Burbuja de las Reservas de Petróleo del campo Caño Yarumal..... | 80 |
| Figura 34. Cross Hair Plot del Campo Caño Yarumal. | 81 |
| Figura 35. Cross Hair Plot del Campo Caño Limón..... | 81 |
| Figura 36. Cross Hair Plot del Campo Caño Yarumal Este | 87 |
| Figura 37. Historia de producción del pozo P-29, Campo Caño Yarumal..... | 88 |
| Figura 38. Cross Hair Plot del Campo Caño Yarumal Oeste..... | 91 |
| Figura 39. Mapa de arena neta, Campo Caño Yarumal. Ampliación para pozos P-23, P-28 y P-33..... | 93 |
| Figura 40. Registros eléctricos del pozo P-33, Campo Caño Yarumal. | 94 |
| Figura 41. Registros eléctricos de los pozos P-23, P-28 y P-33, Campo Caño Yarumal. . | 96 |
| Figura 42. Historia de producción de P-31, Campo Caño Yarumal. | 97 |
| Figura 43. Registros eléctricos del pozo P-2, P-5, P-8 y P-12, Campo Caño Limón..... | 100 |
| Figura 44. Historia de producción de P-18, Campo Caño Limón..... | 102 |
| Figura 45. Producción de fluido antes y después de los tratamientos | 112 |
| Figura 46. Producción de aceite antes y después de los tratamientos | 112 |
| Figura 47. Sistema de Flujo Radial | 120 |
| Figura 48. Saturación de los fluidos en un medio poroso | 122 |
| Figura 49. Log(S_w) versus Log(R_o/R_i)..... | 125 |
| Figura 50. Log(F) versus Log(ϕ). | 126 |
| Figura 51. Selección del tipo de entidad | 127 |
| Figura 52. Selección de la información a utilizar | 128 |
| Figura 53. Selección de ítems necesarios para el análisis. | 128 |

| | |
|---|-----|
| Figura 54. Selección del tipo de gráfico (Declinación)..... | 129 |
| Figura 55. Selección de las columnas de datos usados en las curvas | 130 |
| Figura 56. Workbook con la carta de Decline seleccionada | 131 |
| Figura 57. Display/Colors..... | 131 |
| Figura 58. Ajuste de los ejes de las gráficas. | 132 |
| Figura 59. Workbook para un pozo seleccionado..... | 133 |
| Figura 60. Curva de declinación con el pronóstico desde el último punto | 134 |
| Figura 61. Creación de un nuevo escenario para guardar los resultados..... | 135 |
| Figura 62. Creación Deep Copy..... | 136 |
| Figura 63. Creación Nuevo mapa de burbuja..... | 136 |
| Figura 64. Selección opción Bubbles para la creación de mapas de burbuja..... | 137 |
| Figura 65. Selección de los datos para la creación de mapas de burbuja..... | 137 |
| Figura 66. Edición del mapa de burbuja..... | 138 |
| Figura 67. Selección de fecha para la construcción de los mapas de burbuja..... | 138 |
| Figura 68. Tablas LayerMaster y SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V. | 140 |
| Figura 69. Tabla SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V con las formulas expuestas anteriormente. | 141 |
| Figura 70. Manejo de variables..... | 142 |
| Figura 71. Selección de pozos para manejo de variables. | 143 |
| Figura 72. Opciones de adición de los pozos al grupo..... | 144 |
| Figura 73. Adición de los pozos al grupo. | 144 |
| Figura 74. Asignación de la ubicación espacial representativa del grupo..... | 145 |
| Figura 75. Selección de la tabla para la normalización..... | 146 |
| Figura 76. Selección de intervalo de datos a ser normalizados..... | 146 |
| Figura 77. Creación de la tabla que almacena los resultados. | 147 |
| Figura 78. Selección del grupo normalizado. | 148 |
| Figura 79. Ventana aceptada por default | 149 |
| Figura 80. Finalización de creación de la tabla fija | 150 |
| Figura 81. Finalización de creación de la tabla con los resultados del query..... | 153 |
| Figura 82. Selección del tipo de gráfico a realizar | 154 |
| Figura 83. Scatter Plot. | 155 |
| Figura 84. Scatter Plot para cada pozo seleccionado. | 156 |
| Figura 85. Selección Workbook Options. | 156 |

| | |
|--|-----|
| Figura 86. Cross Hair Plot finalizado..... | 158 |
| Figura 87. Sonolog o Ecometer..... | 160 |
| Figura 88. Estado mecánico de los pozos de Cravo Norte, con bombeo electrosumergible..... | 161 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 1. Resumen de las Propiedades Petrofísicas del Yacimiento | 58 |
| Tabla 2. Porosidades y Saturaciones Promedio del Campo Caño Limón. | 59 |
| Tabla 3. Propiedades Promedias de los fluidos de los campos del contrato de Asociación Cravo Norte. | 60 |
| Tabla 4. Clasificación de los pozos de Caño Yarumal según su desempeño. | 82 |
| Tabla 5. Clasificación de los pozos de Caño Limón según su desempeño. | 83 |
| Tabla 6. Clasificación de los pozos de Caño Yarumal Este según su desempeño. | 87 |
| Tabla 7. Clasificación de los pozos de Caño Yarumal Oeste según su desempeño. | 92 |
| Tabla 8. Prueba de Registro de Producción (PLT) para el pozo P-33, 08 de Abril de 1999 | 94 |
| Tabla 9. Prueba de Registro de Producción (PLT) para el pozo P-33, 01 de Enero de 2006 | 95 |
| Tabla 10. Condiciones de producción antes y después del incremento de potencial | 108 |
| Tabla 11. Indicadores de rentabilidad aplicando incremento de potencial | 109 |
| Tabla 12. Condiciones de producción antes y después del aislamiento parcial del intervalo cañoneado | 110 |
| Tabla 13. Indicadores de rentabilidad aplicando aislamiento parcial | 111 |
| Tabla 14. Join Type para las columnas DDATE, PID y PTYPE | 141 |
| Tabla 15. Join Type para las columnas DDATE y PozoPID | 153 |

LISTA DE ANEXOS

| | |
|--|------------|
| ANEXO 1. FLUJO RADIAL - ECUACIÓN DE DARCY | 120 |
| ANEXO 2. DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA. ECUACIÓN DE ARCHIE | 122 |
| ANEXO 3. CURVAS DE DECLINACIÓN. PROCEDIMIENTO DSS | 127 |
| ANEXO 4. MAPAS DE BURBUJA. PROCEDIMIENTO DSS | 129 |
| ANEXO 5. GRÁFICOS DE DISPERSIÓN (SCATTER PLOTS). PROCEDIMIENTO DSS | 136 |
| ANEXO 6. ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI). PROCEDIMIENTO DSS | 139 |
| ANEXO 7. CÁLCULO DE PRESIONES A PARTIR DE NIVELES DE FLUIDO | 160 |

NOMENCLATURA

| | | |
|----------|---|---|
| α | - | Angulo entre la falla y el pozo. |
| a | - | Constante del factor de formación. |
| A | - | Área de drenaje (acres o ft ²) o $\pi \cdot r_{ev}^2$ |
| A_c | - | Área de la sección transversal perpendicular al flujo. |
| Bb | - | Barril |
| B_o | - | Factor volumétrico de formación del aceite (RB/STB) a condiciones actuales de yacimiento. |
| B_{oi} | - | Factor volumétrico de formación del aceite (RB/STB) a condiciones inicialesde yacimiento. |
| $BOPD$ | - | Barril de aceite por día. |
| BSW | - | Corresponde al mismo corte de agua, W_{CUT} . |
| BY/BN | - | Barril de yacimiento por Barril Normal. |
| DD | - | Draw down (psia). |
| F | - | Factor de formación. |
| FC | - | Factor de corrección. |
| $FWKO$ | - | Free Water Knock Out. |
| h | - | Espesor de arena neto (ft). |
| HI | - | Índice de heterogeneidad. |
| IP | - | Índice de productividad. |

| | | |
|-------------|---|--|
| IPB | - | Índice de productividad base. |
| K | - | Permeabilidad (md). |
| m | - | Exponente de cementación. |
| μ_M | - | Viscosidad de la muestra (cp). |
| μ_o | - | Viscosidad del crudo (cp). |
| μ_w | - | Viscosidad del agua (cp). |
| n | - | Exponente de saturación. |
| N_p | - | Petróleo recuperado acumulativo (STB). |
| \emptyset | - | Porosidad (%). |
| PCN/BN | - | Pies Cúbicos Normales por Barril Normal. |
| PLT | - | Production Log Test. |
| PMP | - | Punto medio de pozos perforados. |
| P_e | - | Presión estática del yacimiento (psia). |
| P_w | - | Presión de fondo del yacimiento (psia). |
| P_{wf} | - | Presión de fondo fluyendo (psia). |
| P_{ws} | - | Presión estática de formación (psia). |
| ΔP | - | Diferencial de presión. |
| q | - | Caudal en condiciones estándar (STB/día). |
| Q_t | - | Caudal total de fluidos (STB/día) |
| r | - | Distancia desde el centro del pozo, dimensión radial (ft). |

| | | |
|-------------------|---|--|
| r_e | - | Radio de drenaje (ft). |
| R_o | - | Resistividad de la roca saturada de agua. |
| R_t | - | Resistividad de la roca a una saturación de agua menor al 100%. |
| R_w | - | Resistividad del agua saturante. |
| r_w | - | Radio del pozo (ft). |
| S_g | - | Saturación de gas (%) a condiciones actuales (o abandono). |
| S_{or} | - | Saturación de aceite residual (%). |
| S_w | - | Saturación de agua (%) a condiciones actuales (o abandono). |
| US | - | Dólares |
| US/Bb | - | Dólares por barril |
| v | - | velocidad aparente del fluido en el yacimiento (bbl/día·ft ²). |
| Δ_{aceite} | - | Gradiente de aceite. |
| Δ_{agua} | - | Gradiente de agua. |
| Δ_{fluido} | - | Gradiente de fluido. |

RESUMEN

TÍTULO: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN LA FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR, YACIMIENTOS LLANOS NORTE, MEDIANTE UN SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO*

AUTORES: ERIKA PAOLA URQUIJO MARÍN
JESSICA ORTIZ RIOS**

PALABRAS CLAVES: Análisis avanzado de ingeniería, Campo Caño Limón, Campo Caño Yarumal, Trabajos de reacondicionamiento, Perforación de pozos de desarrollo, Evaluación económica.

Cerca de un 70% de la producción mundial de petróleo proviene de campos en estado de madurez. Por lo tanto, el mejoramiento del recobro en tales campos, con el consecuente incremento en valor, se está convirtiendo en una prioridad para las empresas operadoras. Generalmente, para conseguir este objetivo, se requiere de la aplicación de ingeniería en conjunto con nuevas tecnologías. Un enfoque práctico de ingeniería, relativamente rápido para identificar oportunidades de incremento de producción en campos maduros, lo constituye el uso de metodologías de trabajo estructurado basadas en sistema de evaluación o monitoreo y seguimiento del comportamiento de los pozos, yacimientos o entes dinámicos.

Este trabajo presenta la aplicación de un enfoque metodológico a un campo maduro ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, en Colombia, lo cual permitió la identificación y selección de oportunidades que logran incrementar la tasa de producción del campo. Adicional a esto, presenta un análisis económico para evaluar la factibilidad de aplicar dichas oportunidades.

La Metodología estructurada se fundamenta en la aplicación de **Procesos** derivados de la combinación de **Herramientas** disponibles en DSSy otras aplicaciones computacionales. Estos procesos permiten la evaluación del desempeño del yacimiento y combinados conforman lo que se denomina **Sistema**. La evaluación del sistema define las acciones finales a seguir en los ámbitos de pozo y de campo.

Una de las ventajas del enfoque es que permite obtener resultados en tiempos relativamente cortos, comparados con estudios de mayor envergadura, aún con riesgos e incertidumbres manejables. La consecuencia obvia es que el adelanto de las actividades generadoras de producción se traduce en ganancias monetarias significativas para cualquier empresa.

El presente documento tiene como objetivo explicar los pasos que se desarrollaron, la metodología de integración, y el proceso de análisis usado para la identificación de los trabajos de reacondicionamiento y para la definición de localizaciones para pozos nuevos en los Campos Caño Limón y Caño Yarumal.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: Ing. César Augusto Pineda Gómez

Co-Director: Ing. Jorge Mario Palma Bustamante

ABSTRACT

TITLE: PRODUCTION OPTIMIZATION IN THE LOWER CARBONERA FORMATION, LLANOS NORTE RESERVOIR, THROUGH A PERFORMANCE EVALUATION SYSTEM*

AUTHORS: ERIKA PAOLA URQUIJO MARÍN
JESSICA ORTIZ RIOS**

KEYWORDS: Advanced Engineering Analysis, Caño Limón Field, Caño Yarumal Field, Workover Operation, Infill Drilling, Economical Evaluation.

About 70% of world oil production comes from mature fields. Therefore the improvement of the recovery in such fields, with a consequent increase in value, is becoming a priority for the operating companies. Generally, to achieve this goal, it is required to apply engineering together with new technologies. A practical approach to engineering, relatively quick to identify opportunities to increase production in mature fields, is the use of structured work methodologies. These are based on evaluation and surveillance system and monitoring the performance of wells, reservoirs or dynamic entities.

This paper presents the application of a methodological approach to a mature field located in the Llanos Basin, Colombia, which allowed the identification and selection of opportunities that manage to increase the production rate of the field. Additionally, an economic analysis to evaluate the feasibility of implementing such opportunities is presented.

The structured methodology is based on the application of processes derived from the combination of tools available on the DSS and other computer applications. These processes allow the evaluation of reservoir performance and when they are combined form what is called System. The evaluation system defines the final actions to be taken at the well and field.

One of the advantages of the approach is that it makes it possible to obtain results in a relatively short time compared with larger studies, even with manageable risks and uncertainties. The obvious consequence is that the advancement of production-generating activities resulting in significant monetary gains to any company.

This paper aims to explain the steps that were developed, the integration methodology, and analysis process used for identification of the workover operations and for defining locations for new wells in the Caño Limón and Caño Yarumal Fields.

* Degree Thesis

** Physico-Chemical Engineering Faculty School of Petroleum Engineering.

Director: Ing. César Augusto Pineda Gómez

Co-Director: Ing. Jorge Mario Palma Bustamante

INTRODUCCIÓN

Debido a la disminución de hallazgos de reservas de petróleo en Colombia y en el mundo entero y ante el creciente aumento de la demanda energética, los campos maduros se han convertido en una de las alternativas a la hora de obtener este recurso. Por tal motivo es necesario desarrollar proyectos que tengan como objetivo optimizar la producción de petróleo de los campos ya existentes y de esta forma incrementar su factor de recobro.

Una de las estrategias para identificar acciones que generen aumento de la producción de petróleo es el análisis del comportamiento de producción de los pozos. Este análisis es una tarea habitual que está relacionado con eventos, ubicación o características particulares del yacimiento, estado de drenaje de la unidad productora, entre otros; pero se hace lento cuando el número de pozos es grande. Esto a su vez implica amplios esfuerzos de personal y grandes cuantías de tiempo en la toma de decisiones gerenciales de la producción, debido a que comparar este comportamiento entre los pozos es muy complejo pues está afectado por diferentes variables tales como tasa de extracción de fluidos, interferencia con pozos vecinos, el tiempo de cada pozo en producción (estado de drenaje de reservas), la presión del yacimiento, método y eficiencia del completamiento y calidad del yacimiento.

Con el propósito de optimizar el procesamiento y el análisis de la información de campo, y de esta manera realizar una caracterización y evaluación del desempeño del mismo, en el presente documento se propone una metodología estructurada de trabajo que sirva como herramienta ingenieril a futuro en el monitoreo y análisis continuo de cualquier campo y en la identificación de áreas potenciales para perforación de pozos de desarrollo, comportamientos anómalos y posibles

candidatos a trabajos de reacondicionamiento, estimulaciones, entre otras, contribuyendo, por consiguiente, como apoyo en la toma de decisiones.

Occidental de Colombia opera en uno de los campos con mayor producción y reservas del país, con más de 360 pozos activos y aproximadamente 25 años de producción; por lo tanto, el análisis de la información que se tiene del campo, es extenso. A pesar de su alto corte de agua, el campo sigue ofreciendo un futuro prometedor, razón por la cual obtener el mayor recobro de crudo posible, se ha convertido en el principal reto para Occidental.

Con el objetivo de validar la metodología propuesta, y a su vez ofrecer nuevas alternativas para la optimización de la producción del campo, el trabajo desarrollado se implementará en los yacimientos de Llanos Norte, específicamente en la formación Carbonera Inferior. Para el desarrollo de esto se utilizó como herramienta principal el software especializado en gerenciamiento de yacimientos, DSS (*Dynamic Surveillance System*), junto con la herramienta software de Schlumberger, PETREL, y la herramienta computacional de Halliburton, GeoGraphix. Los resultados obtenidos con este trabajo, tras una correcta interpretación y estudio ingenieril, son presentados junto con las sugerencias propuestas para la aplicación de diferentes alternativas que contribuyan al desarrollo progresivo de la producción de las reservas existentes en el yacimiento.

Finalmente se realiza un análisis económico con el fin de evaluar la factibilidad de implementar cada una de las alternativas generadas a partir de este estudio, teniendo en cuenta como base principal el incremento en la producción de los fluidos, incremento de costos de tratamiento de agua, un estimativo del precio del dólar y del barril de petróleo. Adicional a esto, se desarrollará un esquema de procedimientos para Occidental, con el fin de facilitar la implementación de la metodología en diferentes unidades estratigráficas de interés.

1. METODOLOGÍA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Una de las estrategias para identificar acciones que generan aumento de la producción de petróleo, es el análisis del comportamiento de producción de los pozos. Este análisis es una tarea habitual que se relaciona con eventos, ubicación o características particulares del yacimiento, estado de drenaje de la unidad productora, entre otros; pero se vuelve lento cuando el número de pozos es grande. Esto a su vez implica mayor esfuerzos de personal y grandes cantidades de tiempo en la toma de decisiones gerenciales de la producción, debido a que comparar este comportamiento entre los pozos es muy complejo, pues se ve afectado por diferentes variables tales como tasa de extracción de fluidos, interferencia con pozos vecinos, el tiempo de cada pozo en producción (estado de drenaje de reservas), la presión del yacimiento, método y eficiencia del completamiento y calidad del yacimiento.

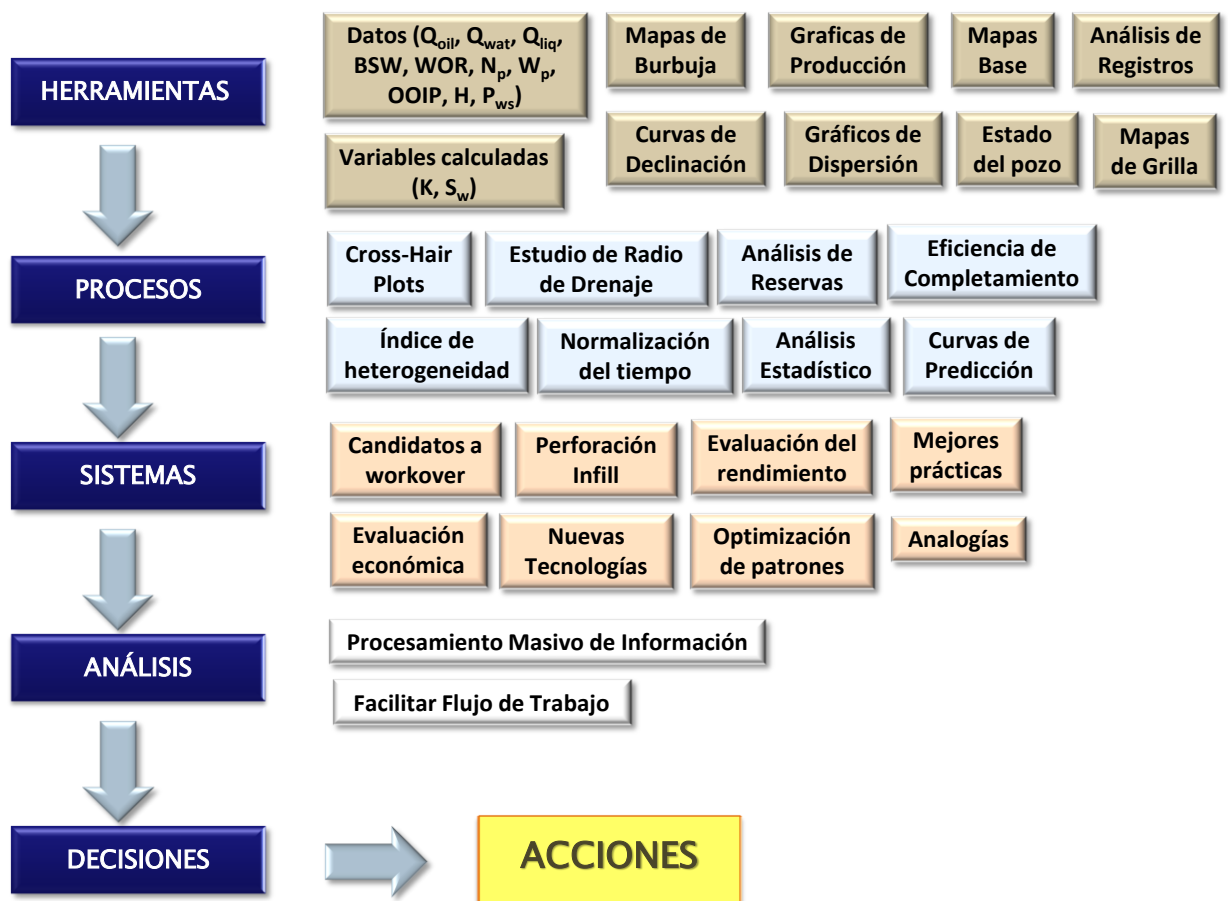
1.1. METODOLOGÍA ESTRUCTURADA

Un análisis avanzado de ingeniería se fundamenta en la aplicación de diversos procesos, derivados de la combinación de herramientas disponibles en diferentes programas computacionales. Estos procesos permiten la evaluación del desempeño del yacimiento y, combinados conforman lo que se denomina Sistema o Área de Estudio. En este sistema se realiza un análisis integral que permite visualizar de cierta forma las posibles acciones a desarrollar con el principal objetivo de optimizar la producción en un campo petrolero.

Los estudios de yacimiento realizados con la técnica estructurada siguieron las pautas de un “árbol de sistema” (Figura 1). Este árbol comienza con las herramientas disponibles en el software DSS. Cuando dos o más de estas herramientas se combinan, forman un proceso. El proceso comienza a resaltar

puntos clave para una evaluación del desempeño, pero debe ser combinado con otros procesos para realizar un análisis integral. La combinación de dos o más procesos forma un *sistema*. Es preferible tomar decisiones y hacer recomendaciones a este nivel de sistema para poder tener bases sólidas de ingeniería que las respalden. Los procesos individuales pueden conllevar a recomendaciones imperfectas¹.

Figura 1. Metodología estructurada



Fuente. Autores

¹LOZANO, Eduardo y otros. Aplicación de la Metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del Valle Medio del Magdalena-Colombia. Ingepet, 2005

1.1.1. OBTENCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

El primer paso para realizar un correcto análisis mediante el uso de la metodología, es la obtención y clasificación de los datos necesarios para esto. Se deben agrupar los pozos por campo o estructura y por la arena en la cual estén completados o hayan estado completados, con el fin de tener condiciones comparables. Para ello, es necesario tener datos como historias de producción de petróleo, agua, datos de presión, índices de productividad, espesores de arena, entre otros. Uno de los requerimientos más importantes cuando se realiza cualquier tipo de análisis, es la calidad de la información con la cual se pretende trabajar. Por tanto, es necesario realizar cuidadosamente un control a toda la información existente del sistema que se desea estudiar y contribuir de esta manera, a la disminución de la incertidumbre en los resultados obtenidos. Además se debe buscar información confiable y lo más completa posible para contribuir al buen desarrollo del trabajo

1.2. HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES USADAS EN LA METODOLOGÍA ESTRUCTURADA

Una vez se obtengan los diferentes datos, se aplican herramientas y procesos que permitan encontrar patrones de comportamiento cuyo análisis conlleva a la toma de decisiones y planteamiento de acciones de optimización. En el desarrollo del presente trabajo se recurrió a tres herramientas computacionales disponibles en Occidental de Colombia, DSS© (Dynamic Surveillance System), Petrel® y GeoGraphix®.

1.2.1. DYNAMIC SURVEILLANCE SYSTEM, DSS©.

DSS©, o Dynamic Surveillance System, es un sistema de software diseñado para ayudar a los ingenieros de producción y yacimientos a monitorear y analizar el

desempeño de un proyecto rápidamente. La flexibilidad de DSS[©] permite crear y manejar información específica del proyecto de acuerdo a las necesidades del usuario (Figura 2).

Sustituyendo hojas de cálculo e informes tabulados, el entorno de monitoreo especialmente diseñado ofrece una interfaz fácil de usar para analizar rápidamente datos de yacimientos y de operación, y comunicar rápida y efectivamente los resultados obtenidos al resto de usuarios. Adicionalmente, el software DSS[©] proporciona un entorno personalizable que se adapta a todo tipo de sistemas de datos y a todo entorno de trabajo para que los activos de petróleo y gas existentes puedan ser manejados con un mínimo esfuerzo².

Figura 2. Plataforma DSS



Fuente. Dynamic Surveillance System Software.

²DSS Power User, Landmark Graphics Corporation. Version 5000.0.1.1., 2001, 2002.

A continuación se darán a conocer las herramientas y aplicaciones empleadas en el desarrollo de este trabajo haciendo uso del software DSS. Su procedimiento puede encontrarse en los anexos 3-6.

1.2.1.1. MAPAS DE BURBUJA

Los mapas de burbuja son una de las ayudas más didácticas y dicientes en cuanto a la comparación cualitativa y cuantitativa de las variables contenidas en el proyecto que se está analizando. Por medio de la representación de burbujas a escala, este tipo de mapas permite relacionar gráficamente el desempeño de distintos pozos o grupo de pozos de manera acertada. El estudio de estos reportes en el tiempo, puede otorgar al ingeniero información de primera mano y establecer los fenómenos que ocurren en el yacimiento.

1.2.1.2. GRÁFICOS DE DISPERSIÓN

Los “Scatter Plots” o gráficos de dispersión proveen una manera acertada de hacer un análisis multipozos. La información proveniente de un grupo de pozos puede ser presentada en una de las tantas variedades de gráficas disponibles. Pueden además ser animados de tal manera que permitan visualizar el comportamiento histórico de una determinada variable.

Para una mejor visualización y análisis usualmente se genera un gráfico de dispersión adicional al de la(s) variables analizadas, representados por las coordenadas XY de los pozos en el campo. Con las opciones disponibles para la identificación de puntos, es posible reconocer zonas en el yacimiento con tendencias de comportamiento similares, y detectar pozos con comportamientos anómalos. Esto permite la discriminación de las áreas o zonas más atractivas según el sistema analizado.

1.2.1.3. CURVAS DE DECLINACIÓN

El método más utilizado para calcular y estimar las reservas es a través de las curvas de declinación de producción. Esta estimación consiste en graficar el tiempo como variable independiente en el eje de las abscisas, y en el eje de las ordenadas la variable dependiente (la tasa de producción de petróleo, la presión o la fracción de agua producida) y luego extrapolar el comportamiento de la curva de producción. Las curvas de declinación de producción pueden ser exponenciales, hiperbólicas y armónicas. Las curvas de declinación están afectadas por los siguientes factores:

- ✓ Períodos desiguales
- ✓ Cambio en la productividad de los pozos
- ✓ Completamiento de nuevos pozos
- ✓ Interrupción de los programas de producción
- ✓ Veracidad de la información disponible
- ✓ Prorratio.

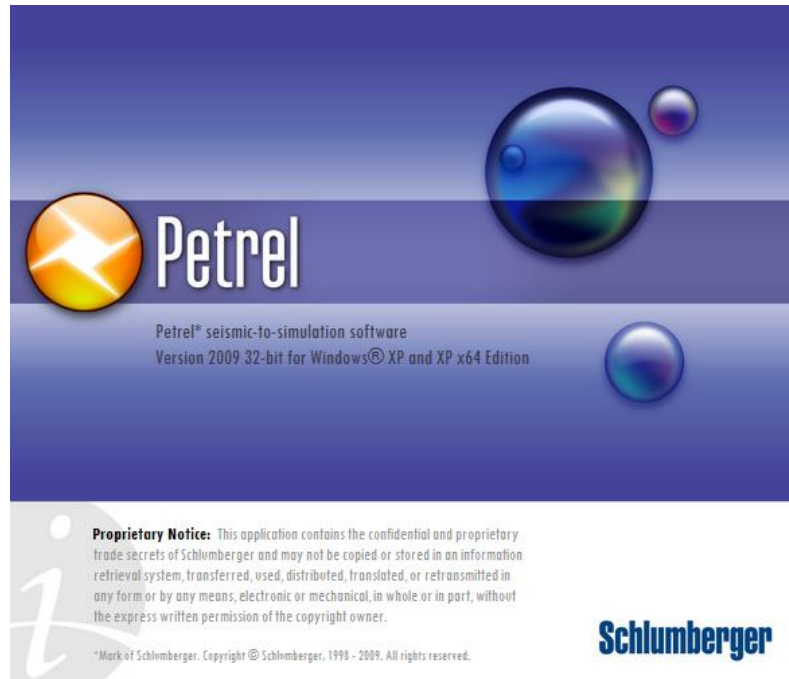
1.2.2. PETREL®

Petrel es una aplicación software de Schlumberger (figura 3) que se encarga, entre otras cosas, de representar la estructura geológica del yacimiento.

Permite al usuario interpretar datos sísmicos, construir los modelos del yacimiento, visualizar los resultados de una posible estimulación y diseñar estrategias de explotación para maximizar la producción del yacimiento. En realidad Petrel® fue diseñado para ser más que un constructor de modelos geológicos, su verdadera intención es eliminar la necesidad de utilizar muchas herramientas y ser un software que conduzca la información sísmica hasta los resultados de una simulación. El objetivo principal de Petrel es convertirse en el software por

excelencia para el estudio de yacimientos no sólo para Ingenieros de Petróleo sino también para Geofísicos y Geólogos³.

Figura 3. Plataforma Petrel



Fuente. Petrel Seismic to Simulation Software.

A continuación se darán a conocer las herramientas y aplicaciones empleadas en el desarrollo de este trabajo haciendo uso del software Petrel.

1.2.2.1. MAPAS DE GRILLA O MAPAS DE CONTORNO

Los “Grid Maps” o mapas de grilla, representan uno de los mejores reportes gráficos que emplea **Petrel®** para mostrar el comportamiento general de un conjunto de pozos en un área, campo, estación, etc. Mediante la aplicación de los mapas de grilla, es posible obtener la tendencia espacial o distribución

³ PETREL MANUAL by Technoguide. Version 3.3.

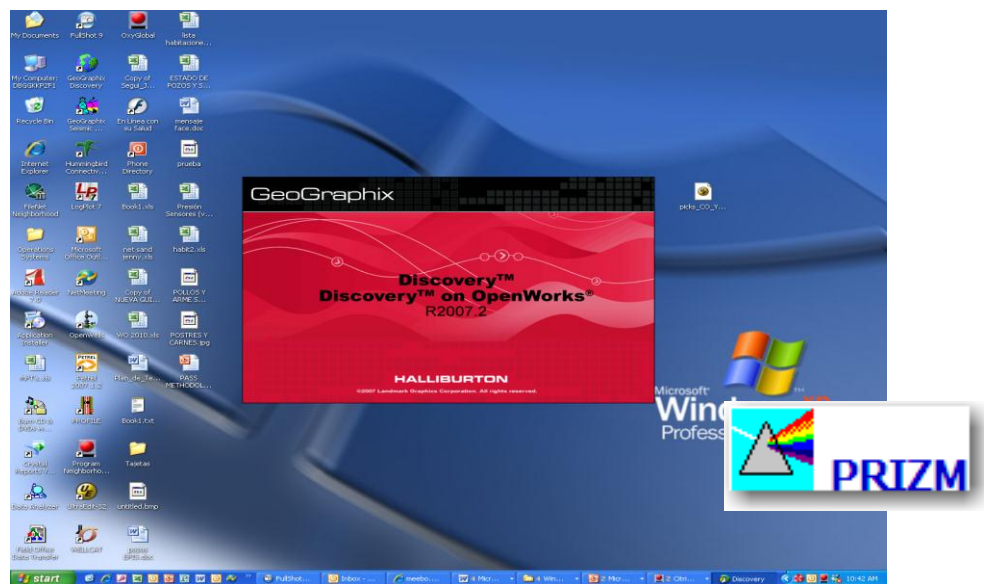
geográfica de las variables creadas en el proyecto o de las propiedades del yacimiento.

En los mapas de grilla dinámicos, se puede visualizar el comportamiento de la producción acumulada en toda el área del yacimiento a través de la vida productiva del mismo. De esta forma se logran identificar aquellas zonas donde la producción del yacimiento ha tenido un muy buen desempeño como aquellas en donde no, logrando obtener de cierta forma áreas que pueden no haber sido drenadas aún.

1.2.3. GEOGRAPHIX®

Geographix® es una herramienta computacional de la compañía Halliburton diseñada para crear, activar, organizar y modificar proyectos (figura 4). Geographix® tiene una interfaz similar a la de Microsoft® Windows Explorer.

Figura 4. Plataforma GeoGraphix junto al icono de la aplicación petrofísica Prizm.



Fuente. GeoGraphix Software.

Usando Geographix® es posible: crear nuevos proyectos geográficamente definidos, cuyos datos pueden ser compartidos en todos los módulos del software; gestionar y organizar proyectos en redes locales y en el hogar, importación y exportación de datos de superficie, curvas de registros de datos sísmicos, del pozo y de la zona; muy modificar propiedades del proyecto y de los estratos, incluyendo extensiones y sistemas de coordenadas de los mapas; obtener acceso directo a todas las aplicaciones Geographix®; manejar todas las entidades de los proyectos Geographix® (corta, copiar, pegar, borrar, etc.); acceder y crear proyectos y archivos almacenados en nuestros servidores; entre otros.

Para el desarrollo del trabajo se utilizó la aplicación petrofísica de Geographix®, Prizm, diseñada para ayudar a los geólogos y petrofísicos en el análisis y la interpretación de los registros de pozo. PRIZM ofrece importación de datos digitales a partir de numerosas fuentes y le proporciona análisis y vista de datos integrados. El uso de PRIZM permite ver, editar y analizar los registros de pozo en tres formatos diferentes: registros, gráficos (crossplot) y reportes. Adicionalmente, PRIZM le permite al usuario analizar rápidamente los datos de registros de pozo utilizando algoritmos petrofísicos estándar en la industria⁴.

En esta aplicación, se realizó el análisis de los registros eléctricos disponibles en Occidental de Colombia, obteniendo de éstos, datos de espesor de arena neta, porcentaje de arcilla en la arena de interés, calidad de la arena, datos de resistividad usados en el cálculo de saturación de agua, entre otros.

1.3. PROCESOS APLICADOS EN LA METODOLOGÍA ESTRUCTURADA

Al combinar las herramientas previamente definidas, es posible obtener los procesos propuestos por la metodología para lograr un análisis ingenieril completo del campo. Se debe hacer énfasis en que para poder llegar a una conclusión o

⁴GeoGraphix, Discovery R2007.2. Version 10.7, Build 6250.

tomar una decisión, deben existir soportes de varios procesos individuales ya que uno sólo puede ser afectado por condiciones operacionales, como la diferencia de tiempo en la que hayan sido completados los pozos o el cierre parcial del campo, errores de medición, transientes de presión al activar pozos nuevos o cerrar pozos antiguos, entre otros.

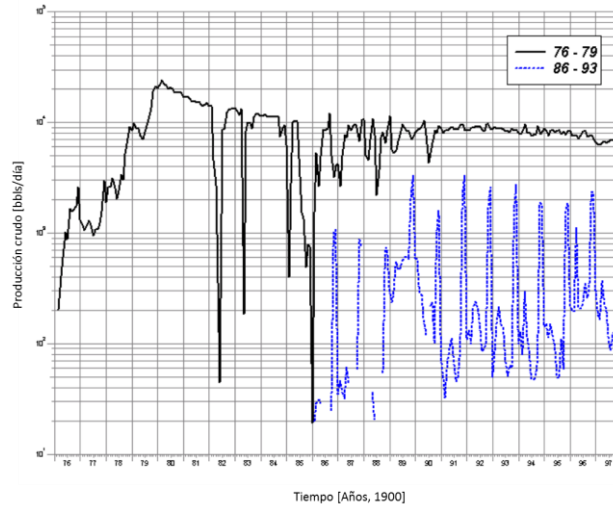
Un aspecto crucial para optimizar los tiempos de estudio es la selección de las herramientas y procesos que mayor valor agregado proporcionan a la evaluación. Cabe destacar que cada campo o yacimiento presenta particularidades, por lo cual los procesos se ejecutan y adaptan para hacerlos aplicables, y en consecuencia, esto da origen a nuevos procesos. A continuación se enumeran los procesos usados en la metodología para la arena superior de la formación Carbonera Inferior para los campos Caño Limón y Caño Yarumal.

1.3.1. NORMALIZACIÓN DE LOS DATOS

La normalización permite al ingeniero cambiar los datos de producción en el tiempo. De esta manera los eventos que ocurren en fechas diferentes para cada pozo se pueden proyectar en una fecha común. Por ejemplo, los datos de producción de los pozos con diferentes fechas de la primera producción se pueden desplazar en el tiempo para hacer todos los pozos de inicio en la misma fecha (figuras 5 y 6). Este cambio permite que el tiempo no sea un factor en el análisis de datos de producción de un programa (trabajos de reacondicionamiento, perforación de pozos de desarrollo, etc.). Por lo tanto, el rendimiento individual del pozo puede ser analizado y puede ser clasificado como los de mejor o peor rendimiento y localizados en el yacimiento. Esta normalización también permite calcular un rendimiento promedio, que se puede aplicar en todas las futuras recomendaciones basadas en la información histórica, datos normalizados. Una clave importante es normalizar sólo los pozos que son similares en edad. El

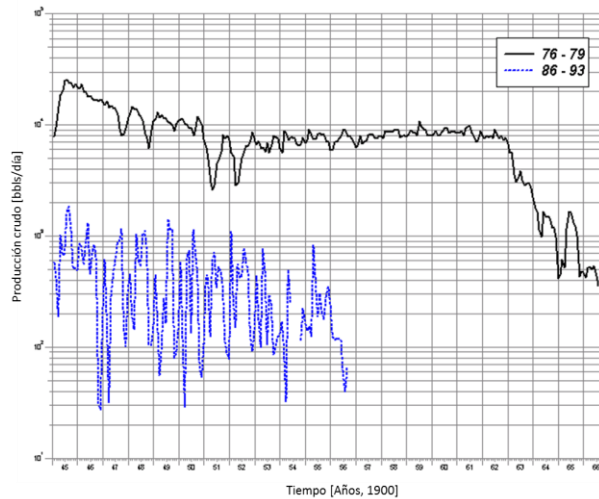
yacimiento cambia naturalmente con el tiempo, y los pozos funcionan de forma distinta.

Figura 5. Producción de crudo de dos diferentes grupos de pozos



Fuente. Tomada de Advanced Reservoir Optimization Using OFM. Schlumberger.

Figura 6. Producción de crudo normalizada a la primera fecha de producción



Fuente. Tomada de Advanced Reservoir Optimization Using OFM. Schlumberger.

Los mapas normalizados son una forma rápida de encontrar anomalías en el yacimiento. El método es rápido y fácil de usar porque sólo requiere dividir los datos por su máximo valor y graficarlos en una escala entre cero y uno.

1.3.2. ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI)

El análisis del índice de heterogeneidad es el proceso de comparar los desempeños de los pozos individuales pertenecientes a un grupo con el desempeño promedio de dicho grupo (Región, Campo o Bloque) en un tiempo dado. Es recomendable agrupar los pozos por entes relacionados (campo o estructura y unidad completada) y realizar el análisis para cada unidad. Matemáticamente se define como la variación del valor puntual de un pozo respecto al promedio de pozos y está representada por la ecuación general del índice de heterogeneidad, ecuación 1.

$$HI = \frac{valor_{pozo}}{valor_{promedio\ pozos}} - 1 \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde *valor* puede ser caudal de agua, de fluido o de petróleo, producción acumulada, GOR o corte de agua. Otros valores que se pueden usar para calcular el HI son parámetros como K o KH (pueden ser dependientes o no del tiempo), la presión (de fondo o de la cabeza del pozo), P/Z (gas), viscosidad, etc. La limitación siempre será la disponibilidad de datos. Las tasas de aceite y agua por unidad de arena completada se pueden obtener de las pruebas de producción (PLT's) que se hayan realizado.

El uno (1) es restado de la relación para normalizar el índice de heterogeneidad a cero, es decir, cuando el valor del pozo individual es igual al promedio de todos los pozos, el HI es igual a cero, de modo que al obtener valores positivos de HI se afirma que el pozo estudiado presenta una conducta superior al promedio del

grupo y la obtención de valores negativos sugieren que el pozo presenta una conducta inferior al promedio,

Para realizar un correcto análisis del índice de heterogeneidad es mejor usar un HI acumulado a través del tiempo y graficar $HI_{acumulado}$ de producción de petróleo vs. $HI_{acumulado}$ de producción de agua. Donde el $HI_{acumulado}$ será:

$$HI_{acumulado} = \sum_{t=1}^i HI = \sum_{t=1}^i \left[\frac{valor_{pozo_tiempo_i}}{valor_{promedio_pozos_tiempo_i}} - 1 \right] \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde $HI_{acumulado}$ es el índice de heterogeneidad acumulado para el número de meses, $valor_{pozo_tiempo_i}$ es el valor del parámetro del pozo al tiempo i y $valor_{promedio_pozos_tiempo_i}$ es el valor promedio de todos los pozos al tiempo i .

El $HI_{acumulado}$ se calcula para cada pozo desde el primer mes de producción hasta el tiempo actual o hasta cuando se haya registrado la última fecha de producción.

La gráfica de $HI_{acumulado}$ de producción de petróleo vs. $HI_{acumulado}$ de producción de agua es llamada “Cross Hair Plot”⁵.

1.3.3. CROSS HAIR PLOT

Los “Cross-Hair plots” son gráficas de heterogeneidad originales de la Metodología PASS implementada por Schlumberger utilizando la aplicación OFM ®. Son gráficas de dispersión (o gráficas X-Y) con el valor acumulado a través del tiempo de los índices de heterogeneidad (HI) en los dos ejes. Generalmente la escala se establece para que el origen de los ejes, que es el punto donde yace el promedio

⁵Reese R.D. Schlumberger GeoQuest. Completion Ranking Using Production Heterogeneity Indexing. SPE 36604, 1996.

(o la línea “0”), esté en la mitad de la gráfica. Los índices de heterogeneidad y las gráficas de “Cross-Hair” de producción identificarán cuatro cuadrantes en el yacimiento que corresponden a cuatro comportamientos diferentes (figura 7).

El primer cuadrante muestra aquellos pozos con productividad tanto de petróleo como de agua por encima del promedio. Estos pozos no son a primera vista candidatos a trabajos de reacondicionamiento, sin embargo, pueden ser candidatos para el control de agua.

Los pozos en el segundo cuadrante tienen el mejor desempeño, ya que tienen tasas de petróleo por encima del promedio y tasas de agua por debajo del promedio. Estos pozos no son candidatos a ningún trabajo, sin embargo, pueden estar en zonas de alto rendimiento en las cuales se pueden perforar nuevos pozos.

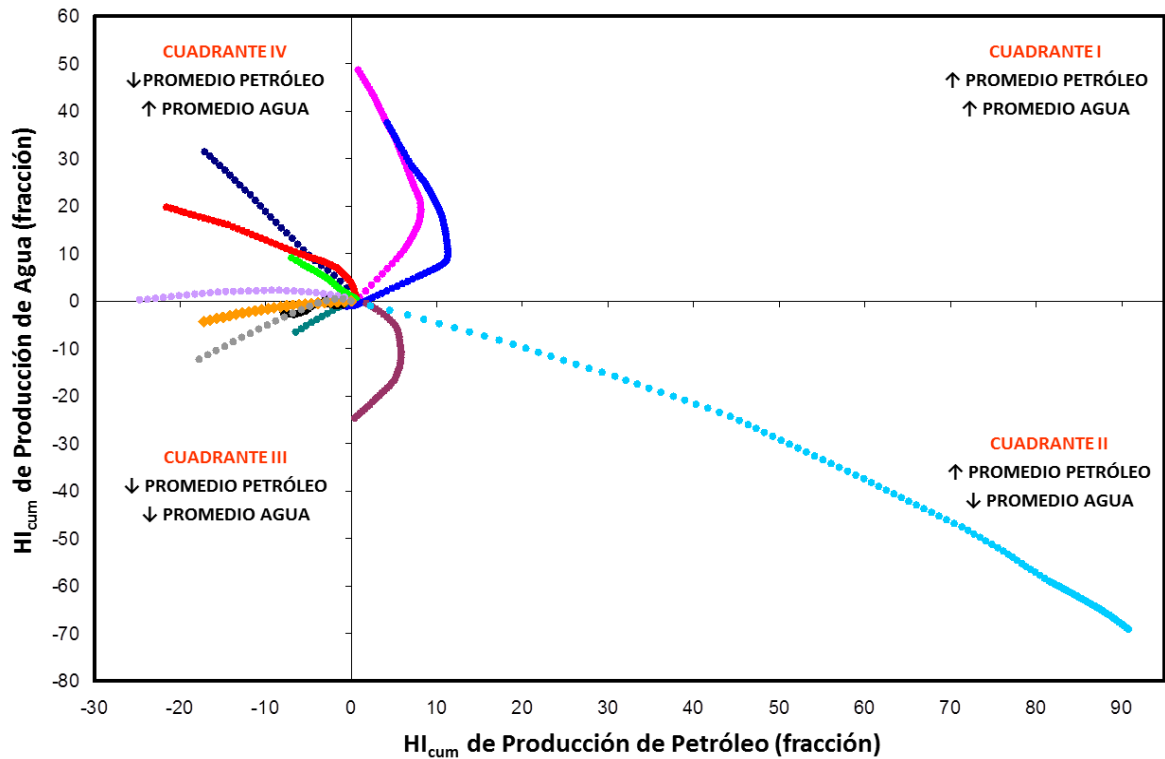
El tercer cuadrante muestra los pozos con tasas de petróleo y de agua por debajo del promedio, siendo esos los peores pozos en términos de productividad total y candidatos potenciales a trabajos de reacondicionamiento.

En el cuarto cuadrante se encuentran los pozos con tasa de petróleo por debajo del promedio y tasa de agua por encima del promedio. Estos pozos son generalmente los primeros candidatos para tratamientos de control de agua y trabajos de reacondicionamiento.

La configuración descrita en la gráfica permite observar el desempeño de un pozo en el tiempo respecto al campo o grupo de pozos que tienen relación, pero también está afectado por cambios importantes como la entrada de pozos nuevos y el cierre de pozos con alto corte de agua por lo que se debe tener precaución al analizar los cambios de comportamiento. Es recomendable realizar los análisis teniendo en cuenta la distribución geográfica de los pozos.

Es necesario revisar la producción de arena de los pozos que se encuentran en el tercer cuadrante ya que tal vez estos pozos tuvieran tasas de flujo debajo del promedio para controlar la producción de arena.

Figura 7. Cross Hair Plot



Fuente. Autores

1.3.4. ANÁLISIS DE RESERVAS

A partir de la extrapolación de las curvas de declinación es posible calcular las reservas de un sector del determinado del yacimiento y de esta manera obtener información de la vida productiva de éste hasta alcanzar su límite económico.

La extrapolación de las curvas de declinación debe realizarse con cautela cuando se utiliza la información de un pozo; es decir debe cuidarse que el comportamiento resultante no se encuentre afectado por depositación de asfáltenos, cera,

arenamiento, daños mecánicos en el pozo o conificación de gas y/o agua. Cualquier cambio en el yacimiento invalidará la extrapolación.

1.3.5. ANÁLISIS DE MAPAS DE PRODUCCIÓN

Usando mapas interpolados (tanto producción de aceite acumulada y tasas de petróleo actuales), se puede concluir que las áreas de mayor producción acumulativa y/o las tasas más altas de petróleo, son probablemente las áreas mejor drenadas pero, similarmente son también las áreas de mayor conectividad entre poros y mayor conectividad entre las arenas y los pozos. Estas áreas podrían por lo tanto, ser posibles candidatos de perforación de pozos de desarrollo.

1.3.6. EVALUACIÓN PETROFÍSICA

A partir de los registros eléctricos disponibles es posible obtener y calcular información propia del yacimiento y de los fluidos contenidos en él, como saturación de agua, saturación de petróleo, espesor de arena neta, porosidades, contenido de shale, calidad de la arena, entre otros. Esta información es la base de muchas herramientas y procesos de la metodología, y a su vez complementa el análisis de estos.

1.4. OTROS PROCESOS

La metodología propuesta en la literatura ofrece una numerosa cantidad de procesos adicionales a los anteriormente expuestos. A continuación se presentarán algunos que son comúnmente usados⁶, pero que en nuestro caso no se aplicaron por falta de la información necesaria para esto.

1.4.1. EFICIENCIAS DE REACONDICIONAMIENTO, WOE.

⁶ LOZANO, Eduardo y otros. Op. Cit.

Como la producción mensual de petróleo se ve afectada por las condiciones de la operación, se usa una producción mensual promedio fluctuante (Moving Average) para filtrar dichos efectos. De esta manera, se determina una ventana fluctuante de producción de tres tiempos (el actual, uno posterior y uno anterior). Se calcula la producción máxima de petróleo mensual promedio fluctuante durante los tres periodos después del tratamiento. También se calcula la producción mínima de petróleo mensual promedio fluctuante de los tres periodos anteriores al tratamiento. El índice de eficiencia del reacondicionamiento es la relación entre la tasa máxima post-estimulación y la tasa mínima pre-estimulación. Por consiguiente, un WOE mayor a 1 indica una mejora en la tasa de producción de petróleo después de un tratamiento.

Debido a que la relación WOE en sí no es suficiente para decidir si un reacondicionamiento ha tenido éxito o no, entonces normalmente se introduce un segundo criterio: la producción incremental de aceite calculada a partir de la fecha del trabajo. De esta manera, se registran las relaciones WOE de los reacondicionamientos así como sus producciones incrementales, y se estudia la relación entre estos dos criterios.

1.4.2. ÍNDICE DE EFICIENCIA DE COMPLETAMIENTO, CEI.

Completamiento se define como la comunicación entre cada uno de los estratos y el pozo. Esta técnica de análisis utiliza varios de los mismos cálculos desarrollados con el análisis de índice de heterogeneidad HI anteriormente descrito. El análisis CEI es el proceso de integrar las propiedades petrofísicas de la roca (HI de las propiedades de la roca) cerca de la pared del hueco, con la productividad (HI de petróleo acumulado).

Con base en las gráficas “Cross-Hair” del HI de las propiedades petrofísicas de la roca vs. el HI del petróleo acumulado, los pozos pueden clasificarse claramente en

cuatro cuadrantes. Los pozos en cada cuadrante se clasifican por categorías de desempeño de producción de petróleo y calidad de la roca del estrato. Estas gráficas “Cross-Hair”, cuando se usan conjuntamente con mapas de ubicación de pozos, crean una lista de candidatos potenciales para estimular. Al asociar un mapa de dispersión de todos los pozos juntos con las gráficas “Cross-Hair” de CEI, se puede definir un comportamiento regional de productividad.

1.4.3. ESTUDIO DEL RADIO DE DRENAJE

El radio de drenaje de pozos verticales puede ser información extremadamente útil para el análisis ingenieril. En primer lugar, puede dar una idea del área de drenaje por pozo en el yacimiento. De esta manera, los mapas de burbuja del radio de drenaje pueden ser un proceso para identificar rápidamente áreas para nuevas ubicaciones de perforación de pozos de desarrollo. Adicionalmente, el radio de drenaje de pozos horizontales r_{ev} es necesario para la evaluación de pozos horizontales, permitiendo calcular la productividad horizontal de un pozo.

La estimación del radio de drenaje está basada en cálculos volumétricos y no incluye la compresibilidad de los fluidos del yacimiento en la ecuación. Si el yacimiento está bajo control hidráulico, no presenta declinación aparente en la presión del yacimiento debido a la entrada del agua y/o al empuje de esta. En este caso, se usa la ecuación 3.

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{43560 \cdot N_p \cdot B_{oi}}{7758 \cdot \pi \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_w - S_{or})}} \quad [ft] \quad \text{(Ecuación 3)}$$

Si el yacimiento está bajo control volumétrico, es decir, no presente entrada de agua para reemplazar el espacio del crudo en las áreas barridas, y este espacio es reemplazado por gas, la ecuación usada es la numero 4.

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{43560 \cdot N_p}{7758 \cdot \pi \cdot h \cdot \phi \cdot \left(\frac{1 - S_w}{B_g} - \frac{1 - S_w - S_g}{B_o} \right)}} \quad [ft]$$

1.5. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

El análisis de la información es el culmen de la metodología estructurada y consiste en la integración de todas las herramientas y procesos desarrollados con el objetivo de identificar áreas con comportamientos anómalos de drenaje, desempeños atípicos de producción causados por deficiencias mecánicas y operacionales, posibles pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento y/o nuevas oportunidades para perforación de pozos de desarrollo.

Una de las ventajas del enfoque es que permite obtener resultados en tiempos relativamente cortos, comparados con estudios de mayor envergadura, aún con riesgos e incertidumbres manejables. La consecuencia obvia es que el adelanto de las actividades generadoras de producción se traduce en ganancias monetarias significativas para cualquier empresa.

2. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LLANOS NORTE

Occidental de Colombia opera en uno de los campos con mayor producción y reservas del país, con más de 360 pozos activos y aproximadamente 25 años de producción. A pesar de su alto corte de agua, el campo sigue ofreciendo un futuro prometedor, razón por la cual obtener el mayor recobro de crudo posible, se ha convertido en el principal reto para Occidental.

2.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La cuenca de los Llanos Orientales está limitada al Norte por el río Arauca, al oriente por el escudo de la Guyana, al occidente por las fallas de la Cordillera Oriental y al sur por la Serranía de la Macarena. Al Norte de esta cuenca, en el Departamento de Arauca, se encuentra el área comercial del contrato Cravo Norte, abarcando una extensión de 260.000 hectáreas (Figura 8). Geográficamente el sector Cravo Norte está limitado al norte y al oeste por el río Arauca, al sur con el río Casanare y al oeste con la Cordillera. El área productiva de este sector comprende seis campos petrolíferos, dentro de los cuales se encuentran los campos de interés para el presente trabajo (Figura 9).⁷⁸

2.2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS

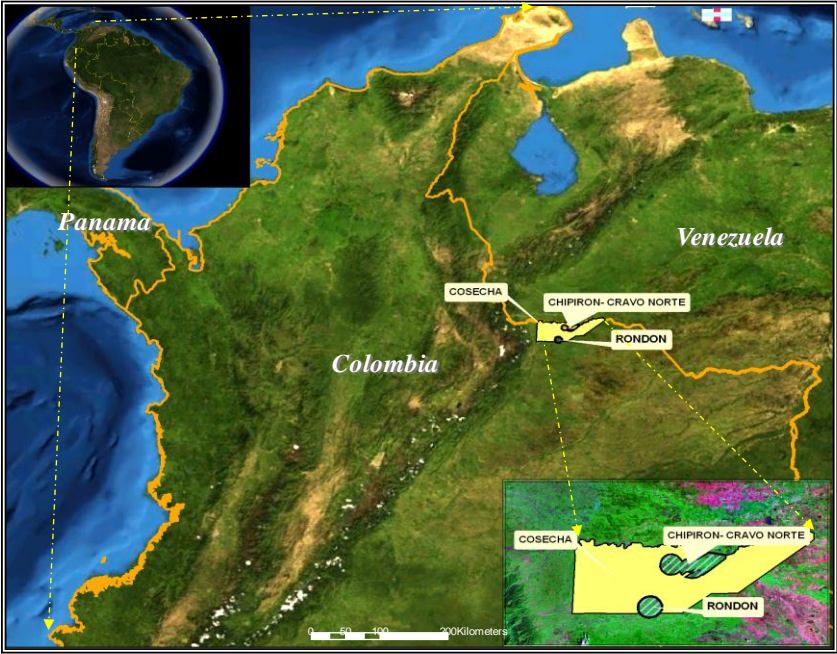
La compañía multinacional Occidental International Exploration and Production Corporation inició en Colombia estudios y exploraciones de posibles áreas

⁷ GABELA, Víctor H, Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá Agosto de 1985

⁸ RIVERO RT y DOMINGUEZ JG Caño Limón Field Colombia: The latest giant oil reservoir in South America

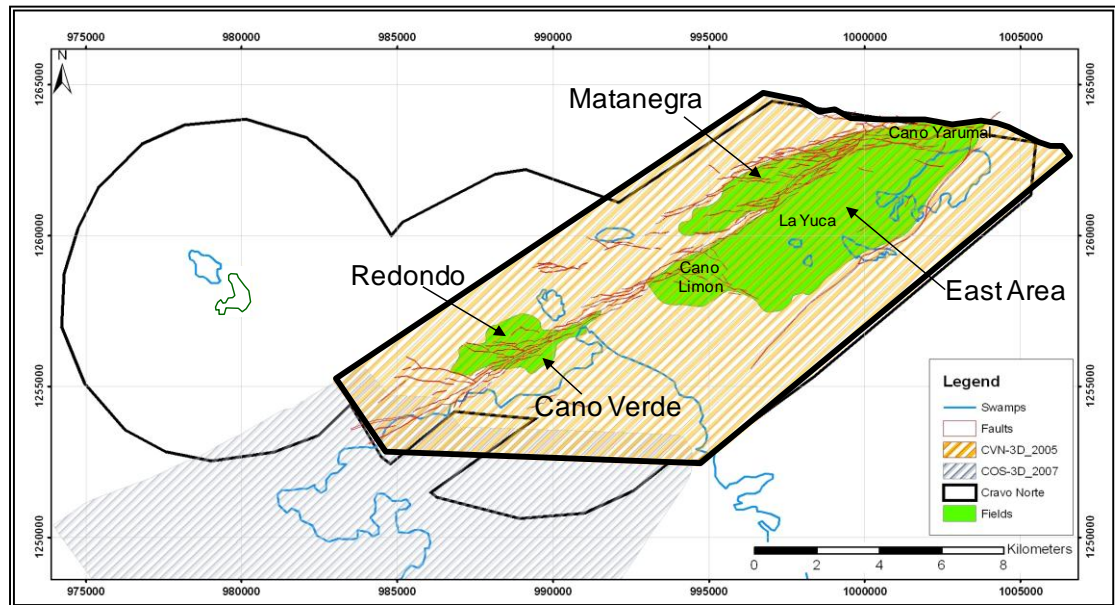
prospectivas en la región del Magdalena Medio a finales de la década de los años 70.

Figura 8. Localización del área de estudio



Fuente.Occidental de Colombia, INC. Modificada por el autor.

Figura 9.Ubicación de los campos del área de Cravo Norte.



Fuente. Occidental de Colombia, INC. Modificada por el autor.

A mediados de 1980 Occidental inició la primera fase exploratoria con la firma de contratos de Asociación con ECOPETROL, sobre los bloques exploratorios Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas cada uno. En este periodo Occidental produjo 2,800 Km de datos sísmicos y perforó 19 pozos estratigráficos y 2 pozos exploratorios.

En Abril de 1983 se inició la perforación del pozo direccional Caño Limón-01, y en julio del mismo año se confirmó la productividad del yacimiento, después de la producción de 10,690 BOPD de 31° API, proveniente de dos zonas de Carbonera Inferior. En 1985, ECOPETROL reconoció comercialidad sobre las reservas de mil millones de barriles.

Inicialmente se tenía certeza que el campo descubierto estaba conformado por una sola estructura, pero gracias a un estudio sísmico adicional, se pudo determinar la presencia de estructuras prospectivas contiguas posiblemente conectadas al pliegue del campo. Una vez desarrollada la perforación de los pozos La Yuca 1 y Matanegra 1, se demostró la existencia de tres cierres

estructurales, identificados actualmente como las áreas productivas del campo (Caño Limón, La Yuca y Matanegra). De igual manera, en enero de 1989 se inició la producción de otro campo de la asociación Cravo Norte denominado Caño Yarumal, el cual se encuentra adyacente a la estructura de Matanegra en la parte norte del campo Caño Limón.⁹¹⁰

En los últimos años se han perforado varios pozos exploratorios en pequeñas estructuras aledañas a los campos anteriormente definidos, dando como resultado dos pequeños campos llamados La Yuca Este y Redondo Este, cada uno de ellos con un pozo productor. De esta forma el bloque Cravo Norte está compuesto actualmente por tres campos principales: Caño Limón, que produce de las estructuras Caño Limón, Matanegra y La Yuca; Campo Redondo, que produce de las estructuras Redondo y Caño Verde; y Campo Caño Yarumal con una sola estructura del mismo nombre. Adicionalmente, tiene pequeños campos secundarios llamados La Yuca Este y Redondo Este¹¹.

2.3. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

Con la aproximación de la fecha de reversión del contrato de asociación Cravo Norte de los Llanos, prevista para finales de 2007, la compañía Occidental de Colombia firma con ECOPETROL la prórroga del contrato para continuar con la operación del campo hasta su abandono. A partir de este hecho, se inicia una intensiva exploración sísmica en la zona, con la cual se espera mejorar el modelo geológico existente, confirmando la ubicación de estructuras productoras existentes, y evaluando proyectos futuros que permitan aumentar las reservas y por ende el factor de recobro del campo.

⁹MARTINEZ, Gina y SANDOVAL, Angélica. Factibilidad de Implementación del Sistema de Bombeo Hidráulico en pozos de la formación Carbonera Superior del Campo Caño Limón. Santafé de Bogotá, 1999. Trabajo de Grado (Ingenieras de Petróleos). Universidad América.

¹⁰ RIVERO y DOMINGUEZ, Op.Cit

¹¹ KENDALL, G. et. al. Reportes técnicos del campo Caño Limón. Bogotá: Occidental de Colombia, Inc, 1985. p. 23.

Actualmente, Diciembre de 2010, en el área del Contrato Cravo Norte existen 369 pozos productores; de los cuales 33 se encuentran en la estructura Caño Limón, 185 en el área de la Yuca, 11 en Caño Verde, 71 en Caño Yarumal, 58 en Matanegra, 9 en Redondo, y 2 en otras estructuras secundarias. La producción diaria de crudo del campo asciende a los 52,404 barriles de aceite en promedio, produciéndose de esta forma aproximadamente 2,581,508 barriles de fluido por día, debido al alto corte de agua con que se cuenta en el campo, cuyo promedio es de 97.97%. Para su tratamiento se cuenta con dos facilidades de producción denominadas PF-1 y PF-2 (Production Facilities, siglas en inglés de Facilidades de Producción). En estas facilidades la separación se lleva a cabo mediante unos tanques llamados FWKO o Tanques de Agua Libre, de allí el crudo libre de agua y arena es llevado a los tanques de almacenamiento para luego ser bombeados a través de la estación de bombeo PS-1 (Pump Station 1) por el oleoducto Cano Limón-Coveñas. Por otra parte el agua de producción sigue su proceso de tratamiento para ser vertida a los esteros La Conquista y La Hermosa con un contenido aproximado de 5 a 10 ppm (partes de aceite por millón de crudo).

En el campo, ninguno de los pozos fluye de forma natural; por tanto desde 1986, basados en estudios de simulación de yacimientos realizados en el campo, se determinó que el método de levantamiento con Bombeo Electro sumergible (ESP) era el método más adecuado de producción para ser utilizado en el desarrollo del mismo, principalmente por las altas profundidades de las formaciones productoras, los altos caudales de producción y altos cortes de agua que se manejan gracias al aporte del empuje hidrostático activo que presenta.

2.4. DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

Los campos del contrato de asociación Cravo Norte de los Llanos Orientales son yacimientos de aceite negro, cuya energía está constituida por un empuje frontal

de agua o acuífero activo que le da soporte y mantenimiento de presión a la estructura.

Se caracteriza por ser yacimientos con alta heterogeneidad, en donde no existe una arena productora continua; por el contrario, se tiene una distribución de canales que hacen más compleja su explotación; sin embargo produce principalmente de la arenisca Mirador, a una profundidad promedio de 7,600 ft (2315 m), con pequeñas contribuciones de alguna importancia de la formación Carbonera suprayacente y de la formación Carbonera subyacente Cretácica.

2.5. GEOLOGÍA DEL CAMPO

Los campos del contrato de asociación Cravo Norte de los Llanos Orientales presentan un sistema petrolífero completo, y cuentan con rangos estructurales necesarios para el entrapamiento de petróleo generado por la secuencia cretácica (Formación Gachetá). Los yacimientos, y por tanto los fluidos de producción, se encuentran almacenados en las formaciones rocosas entre el Cretáceo y el Oligoceno, cuyas arenas pobremente consolidadas, están depositadas en ambientes de sistemas regresivos gradando a marinos someros (Cretácico) hasta llegar a ambientes deltáicos y fluviales de depositación (Formación Carbonera), y se encuentran a una profundidad promedio de 7600 ft (2315 m)¹²¹³¹⁴.

2.5.1. Ubicación geológica

¹² CLEVELAND, M.N y MOLINA, J. Deltaic Reservoir of the Caño Limón Field, Colombia, South America. Casebook in East Science, 1990.

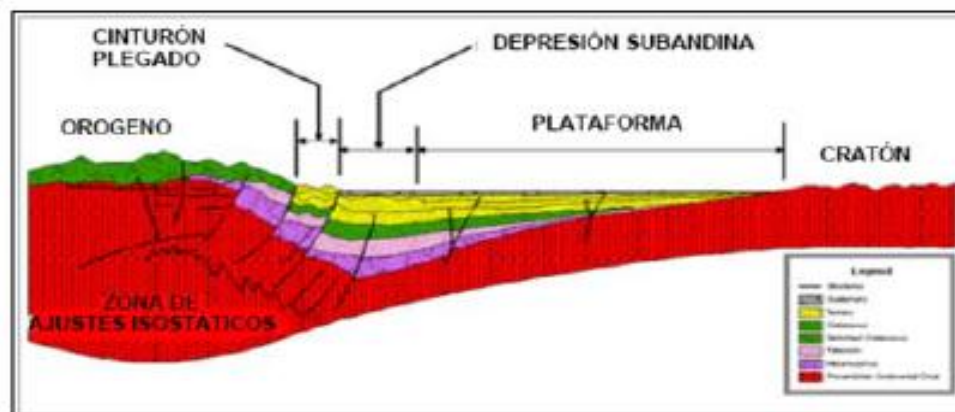
¹³ AMOROCHO, Diana M. Análisis Técnico-Económico del retiro de válvulas de seguridad de fondo y panel OTIS en pozos del Campo Caño Limón. Bucaramanga, 2006. Trabajo de Grado, Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander.

¹⁴ MARTINEZ SANDOVAL, Op. Cit.

La zona del campo pertenece a la cuenca de los Llanos Orientales caracterizada como una cuenca de antepaís asimétrica donde la secuencia sedimentaria se acuña hacia el oriente (Figura 10).

El área está localizada en la parte norte de una de las dieciocho cuencas sedimentarias presentes en Colombia: Llanos Orientales, sobre el llamado “Arco de Arauca”. Al norte del arco de Arauca se encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela), al este del campo se encuentra el escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes. Esta región corresponde a un flanco monoclinal que desciende en dirección oeste con buzamientos muy leves. La formación estructural consiste principalmente en un fallamiento de tipo normal con dirección noreste-suroeste, cuyo origen parece ser paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran hasta sedimentos Terciarios. La cuenca de los Llanos se caracteriza también por una historia tectónica estable lo que ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante.

Figura 10. Configuración estructural cuenca de los Llanos Orientales.

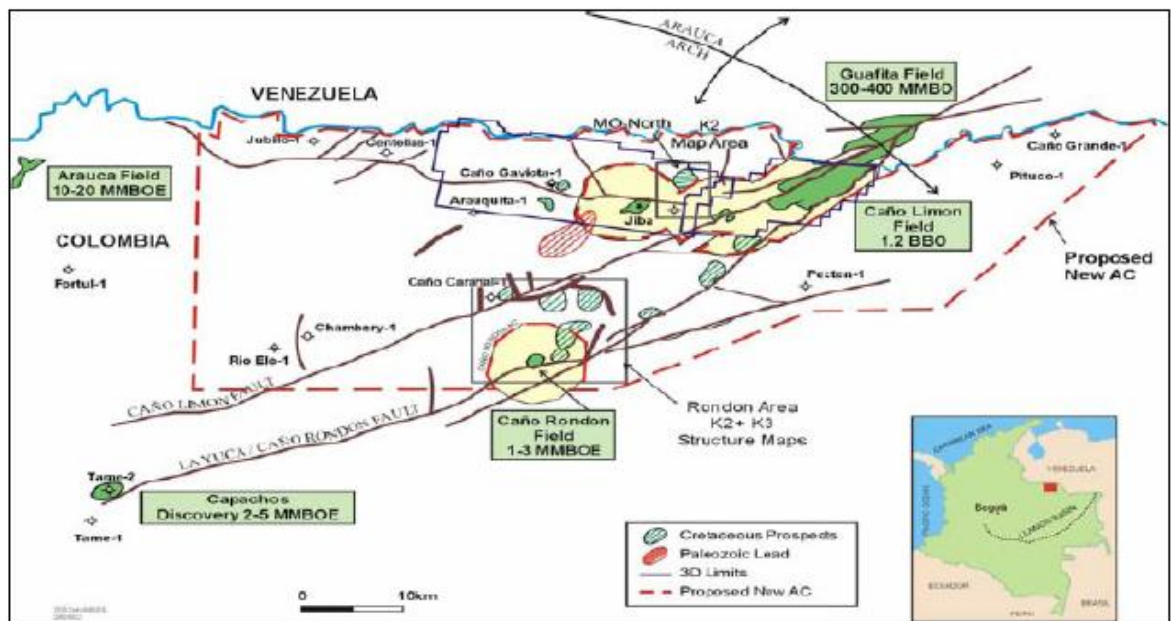


Fuente. ECOPETROL Inédito.

2.5.2. Geología estructural

Debido al movimiento lateral de la falla Caño Limón, que secciona la estructura anticlinal principal de noreste a suroeste, las Fallas sellantes, Matanegra y la Yuca, dividen el Campo Caño Limón en dos estructuras productoras(Figura 11). El bloque más grande, limitado por las fallas de Caño Limón y la Yuca, se denomina bloque Caño Limón-La Yuca (bloque caído); el bloque adicional denominado Matanegra y está limitado por las fallas de Caño Limón y Matanegra (bloque levantado). La Yuca tiene un desplazamiento máximo vertical de 400 ft (121.9m), mientras que la falla de Matanegra tiene un desplazamiento máximo aproximado de 50 ft (15.2m). Las fallas de Matanegra y Caño Limón son de carácter sellante en la mayoría de su extensión.

Figura 11. Mapa estructural del Campo Caño Limón.



Fuente. Occidental de Colombia, Inc.

Complementariamente, el campo está vinculado con la falla de Arauca, la cual es de corta extensión y es paralela al río Arauca en la parte norte del campo y lo

separa estructuralmente del Campo Caño Yarumal. Las fallas Matanegra, Arauca y La Yuca circundan el campo definiendo sus límites noroeste, norte y sureste respectivamente, siendo el límite suroeste del campo el contacto agua-aceite.

Por otra parte, el campo Caño Yarumal se encuentra situado dentro del cierre estructural de la parte norte del bloque Cravo Norte, siendo la falla de Arauca su límite estructural sur y parte de la falla Matanegra su límite noroeste. El campo Redondo se encuentra ubicado en la parte suroeste del bloque Cravo Norte separadamente de los campos Caño Limón y Caño Yarumal. Debido a la falla Caño Limón, el campo Redondo se encuentra dividido en dos estructuras: Caño Verde y Redondo.

A continuación se describen las principales características de las Estructuras que conforman el sector Cravo Norte¹⁵.

- ✓ Estructura Caño Limón - La Yuca: Está compuesta por pliegues anticlinales con buzamiento suroeste unidos entre sí por un área sinclinal. El pliegue anticlinal de Caño Limón está truncado por las fallas de Pastora y Caño Limón y se encuentra ligeramente inclinado hacia el sur-oeste. El pliegue de La Yuca es un anticlinal que está truncado en su parte superior por la Falla de Arauca. Ambos pliegues son estructuras con buzamientos leves.
- ✓ Estructura Matanegra: Está conformada por el bloque norte del campo Caño Limón, el cual está limitado por las fallas Matanegra y Caño Limón, constituye el rasgo estructural más alto del campo. Al nivel de la formación Carbonera Inferior y de la Unidad K1 Inferior, la estructura tiene forma de un domo elongado en dirección Noreste-Suroeste. Está cortada por fallas normales que tienen una dirección Este-Oeste.

¹⁵ LÓPEZ, Gerlein M. Análisis Técnico-Económico para la implementación del sistema de levantamiento artificial tipo tornillo gemelo en el Campo Caño Limón. Bucaramanga, 2007. Trabajo de Grado, Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander.

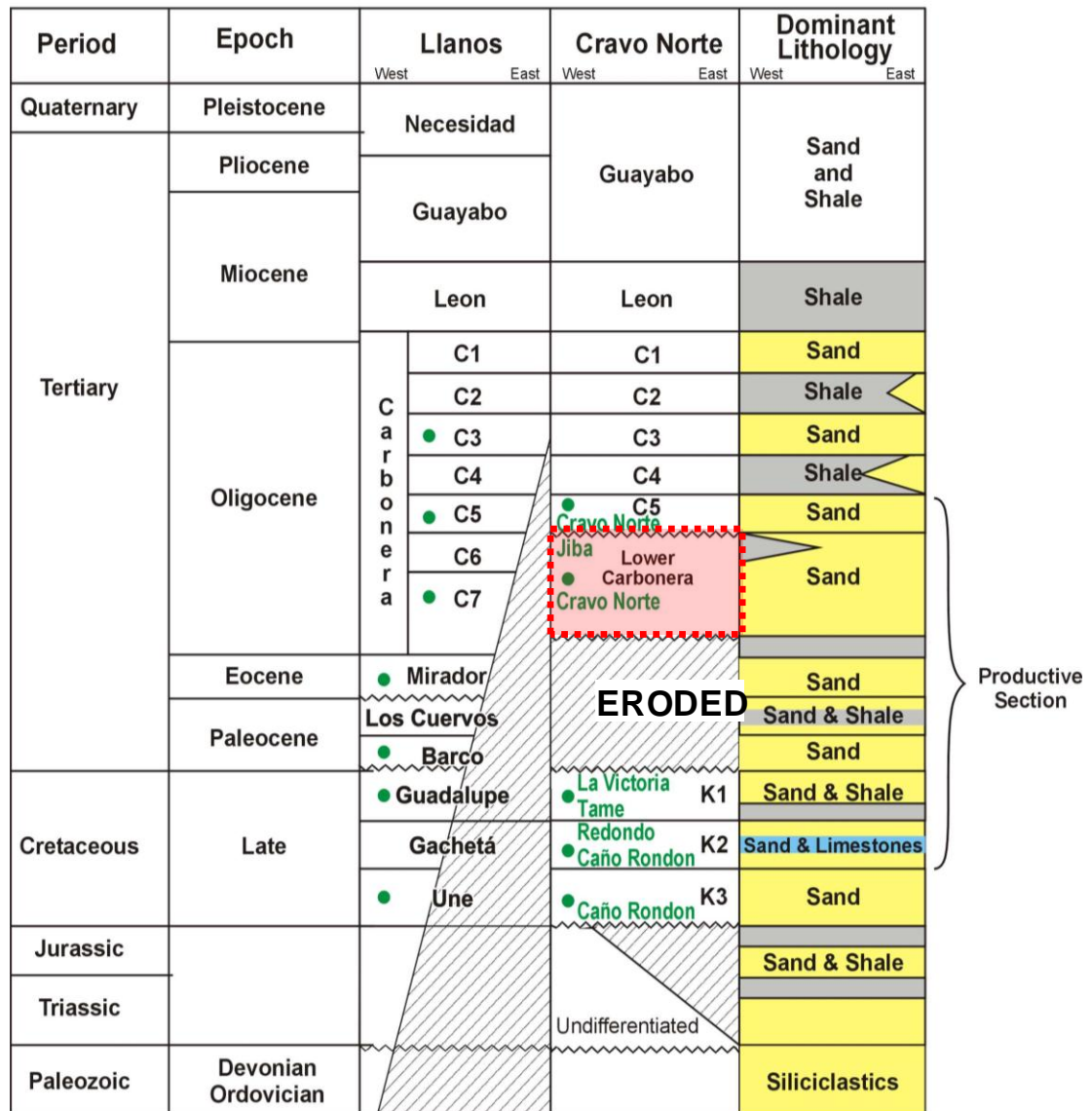
- ✓ Estructura Caño Yarumal: Principalmente está compuesta por un anticlinal truncado longitudinalmente por la acción de la falla de Arauca. Se encuentra ubicada en la parte norte del bloque Cravo Norte y está comprendida entre los límites del río Arauca al norte, por la falla Matanegra al noroeste y por la falla de Arauca en el sur.
- ✓ Estructura Caño Redondo: Está constituido por un domo anticlinal que se encuentra al sur del área Cravo Norte, al costado izquierdo de la falla Caño Limón la cual lo separa del sector de la estructura Caño Verde. En su parte sur se encuentra levemente fallado por pequeñas fallas que acompañan la falla Caño Limón.
- ✓ Estructura Caño Verde: Está conformada por un anticlinal elongado en dirección Noreste-Suroeste, el cual está truncado por la falla Caño Limón en la misma dirección, siendo el resultado del bloque de la parte sureste bajo la falla. Tiene un buzamiento medio y es más bajo estructuralmente que el bloque Redondo.

2.5.3. Estratigrafía

La sección estratigráfica de interés del campo Caño Limón, se extiende desde el Precretáceo al Cretáceo reciente, y comprende 9200 ft (2804 metros) de columna sedimentaria (Figura 12). En esta sección se encuentran los estratos productores del campo que comprenden cuatro formaciones dentro de las cuales se considera que la formación productora más importante es Carbonera inferior/Mirador de edad Eoceno, con el 80% del crudo total in situ de Caño Limón. Las otras formaciones productoras que contienen el restante 20% del crudo total in situ, Cretáceo de edad Cretácica, y Carbonera Superior de edad Oligoceno, son una serie de canales aislados del soporte del acuífero.

Las formaciones productoras mencionadas anteriormente tienen un ambiente de deposición entre los tipos marino superficial y plano deltáico. Por otra parte, la formación Mirador es un depósito deltáico con canales fluviales y distributarios, sin embargo, otros ambientes de menor calidad como frentes delta y canales abandonados, también se han identificado. Generalmente estos ambientes de deposición reflejan excelentes características de yacimiento. Las formaciones pertenecientes al periodo Cretácico son de menor calidad que las pertenecientes al Eoceno (Mirador), aun así son considerados yacimientos de excelente calidad. La formación Carbonera también posee características excelentes de yacimiento pero es la menos continua que las mencionadas anteriormente.

Figura 12. Columna Estratigráfica del Campo Caño Limón.



Fuente. Occidental de Colombia, Inc.

Las principales formaciones que atraviesan los pozos perforados del camposon del tope a la base: formación Guayabo, León, Carbonera, Mirador y Cretáceo.

2.5.3.1. Precretáceo: En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el área Cravo Norte la secuencia estratigráfica con interés petrolífero se

analiza a partir del Cretáceo Superior y es denominada cobertura productiva.

- 2.5.3.2. Cretáceo:** Esta sección está compuesta principalmente por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillolitas. Su espesor es superior a 500 ft (152.4 metros). En el área Cravo Norte, el Cretáceo se ha dividido en cuatro unidades operacionales limitadas por discordancias.
- 2.5.3.3. Terciario:** En el área Cravo Norte esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones a saber: Carbonera Inferior (formación de interés para el presente estudio), Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, areniscas arcósicas, cuarcíticas, arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 7600 ft (2316.48 metros).
- 2.5.3.4. Formación Carbonera inferior (Eoceno Tardío - Oligoceno):** La formación Carbonera Inferior / Mirador está conformada por arenas deltáicas de amplia distribución y están presentes en todos los pozos perforados hasta hoy. Se ha dividido en seis unidades correlacionadas con el objeto de optimizar su explotación. Estas arenas presentan excelentes características petrofísicas y son productivas en todas las estructuras del campo Caño Limón. El espesor es de 260 ft (79.2 m). Están conformadas principalmente por areniscas, las cuales constituyen dos tercios de la formación, presentan granos de cuarzo de tamaño medio aconglomerático con buena selección, alternando con lutitas y arcillolitas. Estas areniscas son consideradas de buena calidad y presentan altas permeabilidades. Las intercalaciones de arcillolitas y lutitas dividen la formación en cuatro miembros, los cuales a su vez se han subdividido para optimizar la explotación.

2.6. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL YACIMIENTO

La evaluación de las propiedades petrofísicas de las áreas Matanegra, La Yucay Caño Limón se ha llevado a cabo con un minucioso análisis de un completo set de perfiles eléctricos tomados a los diferentes pozos de estas áreas. Adicionalmente, en los corazones disponibles se han realizado pruebas de rutina para obtener porosidad y permeabilidad de las arenas, así como análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del yacimiento¹⁶.

Las formaciones productoras en el campo se encuentran a una presión mayor a la presión de saturación y por lo tanto sólo petróleo y agua están contenidos en ellas. Las principales propiedades de las diferentes estructuras que conforman el bloque Cravo Norte, guardan una relativa similitud por lo que pueden prácticamente ser tratadas como similares para efectos prácticos. (Tabla 1).

2.6.1. Porosidad

Los valores de porosidad de las áreas productivas del Campo Caño Limón son altos observándose los mayores valores en la Formación Carbonera Inferior, los cuales oscilan entre 23% y 26% en todo el campo. Las arenas C5 de la Formación Carbonera y el miembro cretáceo K2 siguen a Carbonera Inferior en los valores de la porosidad (Tabla 2). Este valor de porosidad, obtenido a partir de la correlación establecida entre las porosidades calculadas de los registros eléctricos y las medidas en los corazones convencionales, corresponde en su totalidad a la porosidad intergranular primaria. La porosidad se considera buena, con los valores mayores en las partes más altas de la estructura, como se menciona anteriormente.

¹⁶ AMOROCHO, Op. Cit.

Tabla 1.Resumen de las Propiedades Petrofísicas del Yacimiento.

| CARACTERÍSTICAS | VALOR |
|---------------------------------------|--------------|
| Profundidad Promedio | 7600 ft |
| Espesor Neto Petrolífero de Carbonera | 11 ft |
| Espesor Neto Petrolífero de Mirador | 126 ft |
| Espesor Neto Petrolífero de K-1 | 50 ft |
| Espesor Neto Petrolífero de K-2 | 7 ft |
| Presión Inicial a 7100 ft BNM | 3213 psia |
| Temperatura a 7100 ft BNM | 207 °F |
| Gradiente Promedio de Petróleo | 0.364 psi/ft |
| Gradiente del agua del acuífero | 0.417 psi/ft |
| Contacto Agua-Petróleo | 7300 ft |
| Área Productiva | 9070 acres |
| Saturación de Agua Inicial | 30 % |

Fuente.Occidental de Colombia, Inc.

2.6.2. Permeabilidad

Los valores de permeabilidad se han determinado con base en análisis de presiones obtenidos en pruebas de formación DST's, de producción y análisis de corazones. La permeabilidad para las facies productivas del área varían desde 300 hasta 20,000 md. Las permeabilidades más altas corresponden a las arenas de la Formación Carbonera Inferior.

2.6.3. Saturación de los Fluidos

Los análisis de las muestras indican que las formaciones petrolíferas se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja y por consiguiente sólo

fluidos líquidos, petróleo y agua, pueden estar contenidos en ellas. Las saturaciones de agua y petróleo se determinan con base en la evaluación de registros eléctricos y en la utilización de programas que incorporan parámetros de porosidad y arcillosidad de los yacimientos y con base en permeabilidades relativas para el sistema de drenaje, obteniendo los siguientes datos de saturaciones promedias relacionados para cada formación y ponderados por porosidad y espesor neto productivo (Tabla 2). Una saturación residual de petróleo (Sor) promedio del 18% ha sido determinada para la Formación Carbonera Inferior/Mirador.

Tabla 2. Porosidades y Saturaciones Promedio del Campo Caño Limón.

| BLOQUE | FORMACIÓN | POROSIDAD, % | SATURACIÓN DE ACEITE, % |
|-------------------|----------------------------|-------------------------|------------------------------------|
| CAÑO LIMÓN | Carbonera Superior | 20.6 | 67.0 |
| | Carbonera Inferior/Mirador | 23.8 | 76.9 |
| LA YUCA | Carbonera Superior | 21.3 | 74.9 |
| | Carbonera Inferior/Mirador | 23.8 | 76.9 |
| | K1 | 19.9 | 37.3 |
| MATANEGRA | Carbonera Superior | 25.1 | 50.0 |
| | Carbonera Inferior/Mirador | 26.8 | 70.4 |
| | K1 | 19.9 | 37.3 |
| | K2 | 24.6 | 73.2 |

Fuente. Occidental de Colombia, Inc.

2.7. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Los análisis PVT realizados sobre las muestras de los fluidos del campomuestran que estos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación (50 psi), lo que indica la presencia solo de fases líquidas en la producción, petróleo y agua, y no se presenta gas libre en el yacimiento, ni presentará durante toda su vida

productiva. Debido a lo anterior, los campos del contrato de Asociación de Cravo Norte son clasificados como sub-saturados. Adicionalmente a lo anterior, la relación de gas en solución (Rs) es inferior a 15 PCN/BN, factor que contribuye a la baja compresibilidad del petróleo y a su vez a un mínimo aporte de energía de presión al yacimiento por expansión del petróleo.

La viscosidad del petróleo a condiciones iniciales del yacimiento (3,213 psi, 207 °F) ha sido obtenida en el laboratorio determinándose un rango de valores de 2.4 a 6.9 cp, dependiendo de la zona específica de drenaje. La gravedad API, tiene valores que oscilan entre 26.9 y 32.4° a condiciones estándar de superficie. Ver tabla 3.

Tabla 3. Propiedades Promedias de los fluidos de los campos del contrato de Asociación Cravo Norte.

| CARACTERÍSTICAS | VALOR |
|--|---------------|
| Gravedad API del petróleo | 29 °API |
| Densidad | 0.88 gr/cc |
| Presión de Burbuja | 50 psi |
| Relación Gas-Petróleo (GOR) | 10 PCS/BF |
| Relación Agua-Aceite (WOR) | 96% |
| Factor Volumétrico de Formación @ 207°F y 3213 psi | 1.05 BN/BF |
| Viscosidad del petróleo @ 207°F y 3213 psi | 2.4 - 6.9 cp. |

Fuente. Occidental de Colombia, Inc.

3. IMPLEMENTACIÓN DE LOS PROCESOS DE LA METODOLOGÍA EN LA FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR DE LOS YACIMIENTOS LLANOS NORTE

En el presente trabajo, la metodología será aplicada en la formación Carbonera Inferior de los campos Caño Limón y Caño Yarumal. Debido a que la formación Carbonera Inferior consta de más de 15 arenas, se escogió para la aplicación de la metodología, la arena superior de la formación.

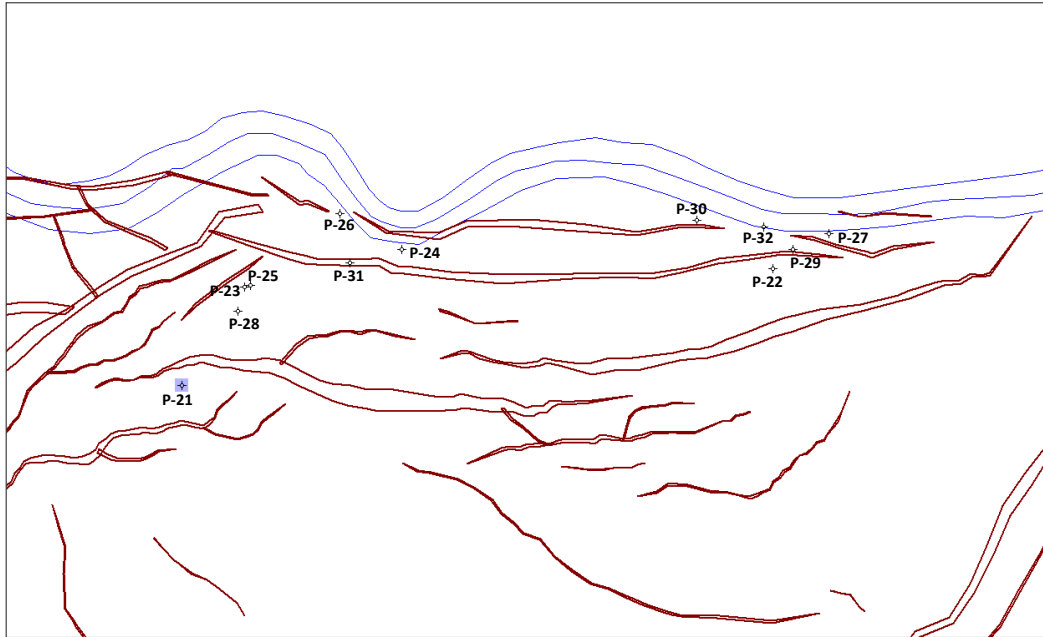
El campo Caño Yarumal tiene 12 pozos perforados, completados y produciendo actualmente en esta arena, y el campo Caño Limón tiene 20. Por motivos de confidencialidad los 20 pozos del campo Caño Limón serán nombrados P-1, P-2, P-3, hasta P-20; y los 12 del campo Caño Yarumal serán nombrados P-21, P-22, P-23, hasta P-32. Esto no afectará el desarrollo del trabajo y su respectivo análisis.

A continuación se presentará la aplicación de cada uno de los procesos propuestos por la metodología estructurada al campo de interés, y posteriormente se presentará el análisis respectivo.

3.1. GRÁFICOS DE DISPERSIÓN

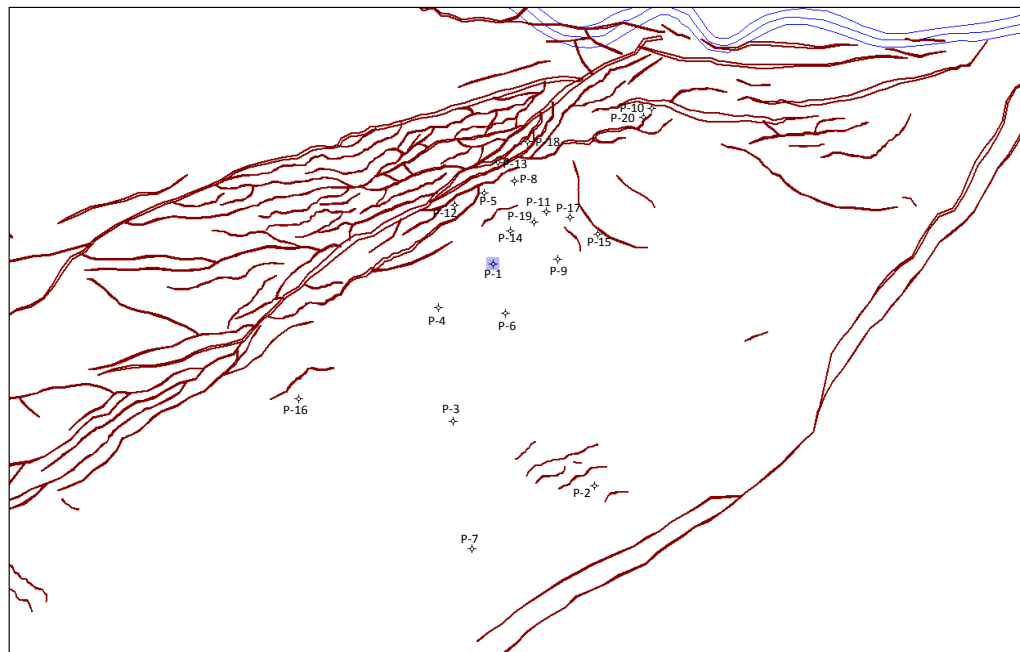
Los gráficos de dispersión o “Scatter Plots” fueron realizados en DSS para ambos campos, Caño Limón y Caño Yarumal. De esta manera, recurriendo a la base de datos del software, se graficó la ubicación de los 20 y 12 pozos de cada campo respectivamente. Estos gráficos son la base de los mapas de grilla y mapas de burbuja presentados posteriormente, pues representa la ubicación de los pozos mediante la latitud y longitud de los mismos. A continuación se presentan los dos gráficos de dispersión realizados en el trabajo (figura 13 y 14) y en el Anexo 3, podrá encontrarse el procedimiento de su construcción en DSS.

Figura 13.Gráfico de Dispersión del campo Caño Yarumal.



Fuente.Autores, DSS.

Figura 14.Gráfico de Dispersión del campo Caño Limón.



Fuente.Autores, DSS.

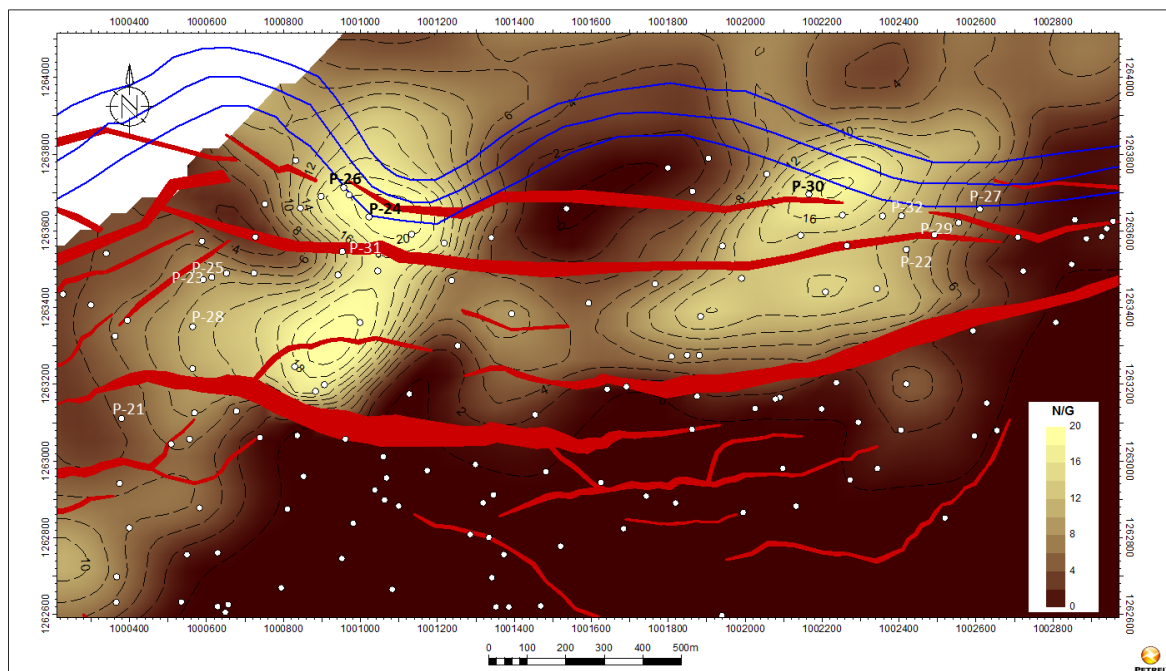
3.2. MAPAS DE GRILLA O MAPAS DE CONTORNO

Para lograr un entendimiento más completo del campo y de esta manera poder realizar un mejor análisis de los resultados obtenidos con la metodología, se realizarán mapas de grilla o de contorno del espesor de arena neta, mapa estructural, permeabilidad y saturación de agua.

3.2.1. Espesor arena neta

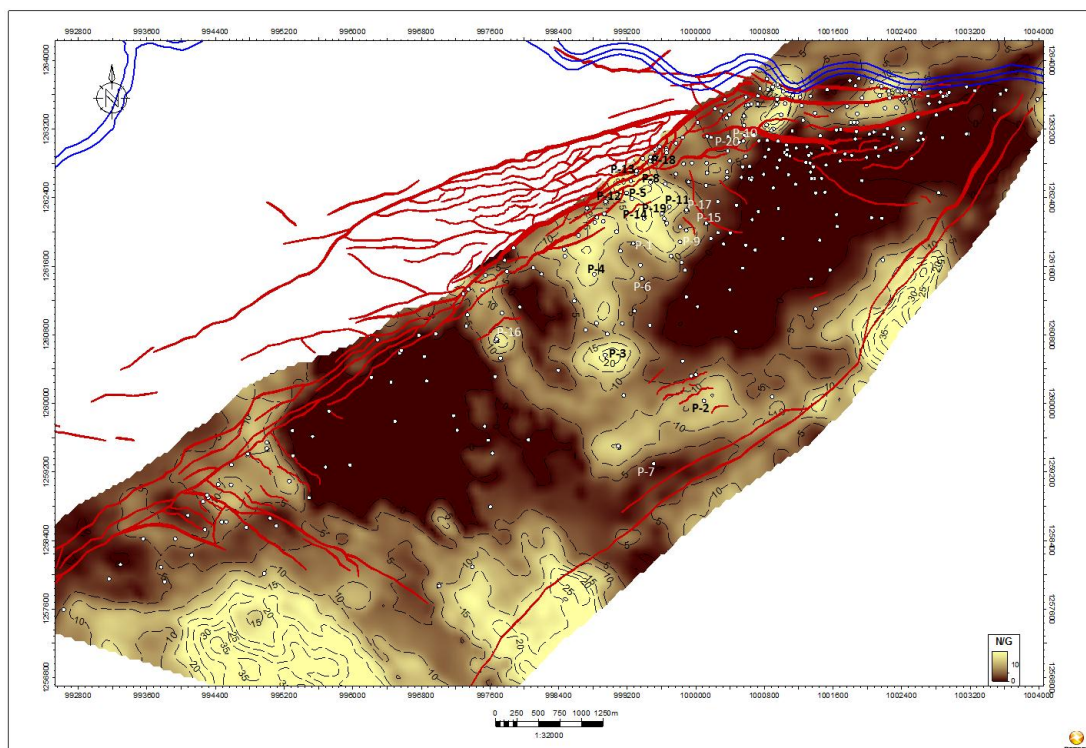
Los mapas de grilla o de contorno para el espesor de arena neta, fueron realizados en Petrel® a partir de los datos de espesor de arena neta tomados de los registros eléctricos disponibles para la arena superior de la formación Carbonera Inferior en los campos Caño Limón y Caño Yarumal. Estos datos de espesor neto se encuentran en la base de datos de Petrel®.

Figura 15. Mapa de Arena Neta del campo Caño Yarumal



Fuente. Autores, modelo Petrel.

Figura 16. Mapa de Arena Neta del campo Caño Limón



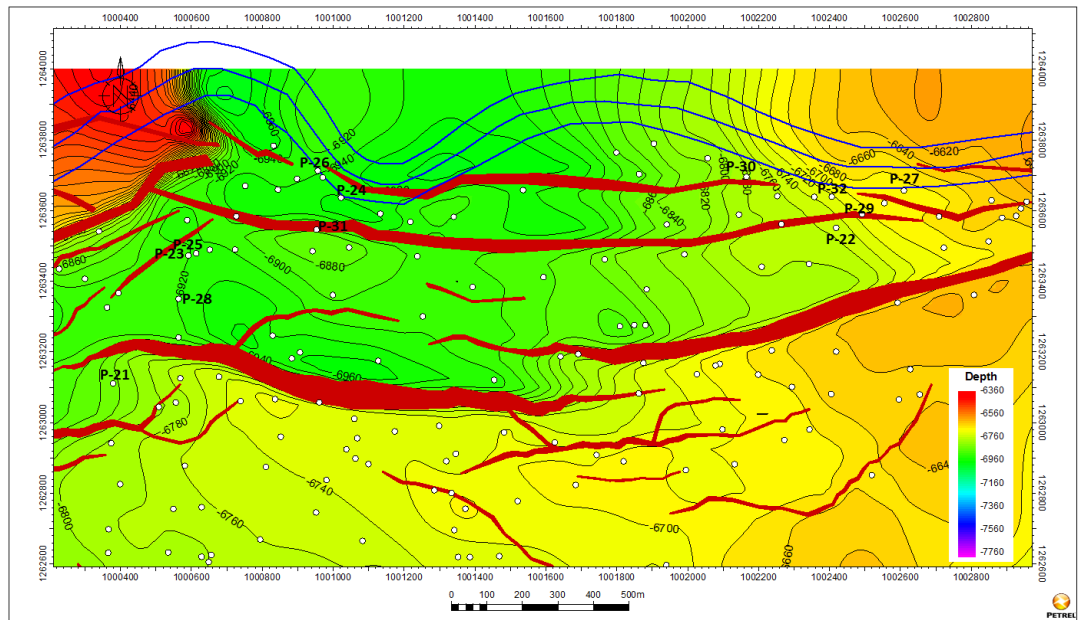
Fuente.Autores, modelo Petrel.

Los datos no corresponden únicamente a los 32 pozos trabajados en el análisis, sino a todos los pozos que atravesaron la arena cuando fueron perforados. De esta manera, el Software Petrel le asigna el valor de espesor neto a cada pozo (valor tomado de la base de datos) y forma el mapa de grilla (Figuras 15 y 16).

3.2.2. Mapa Estructural

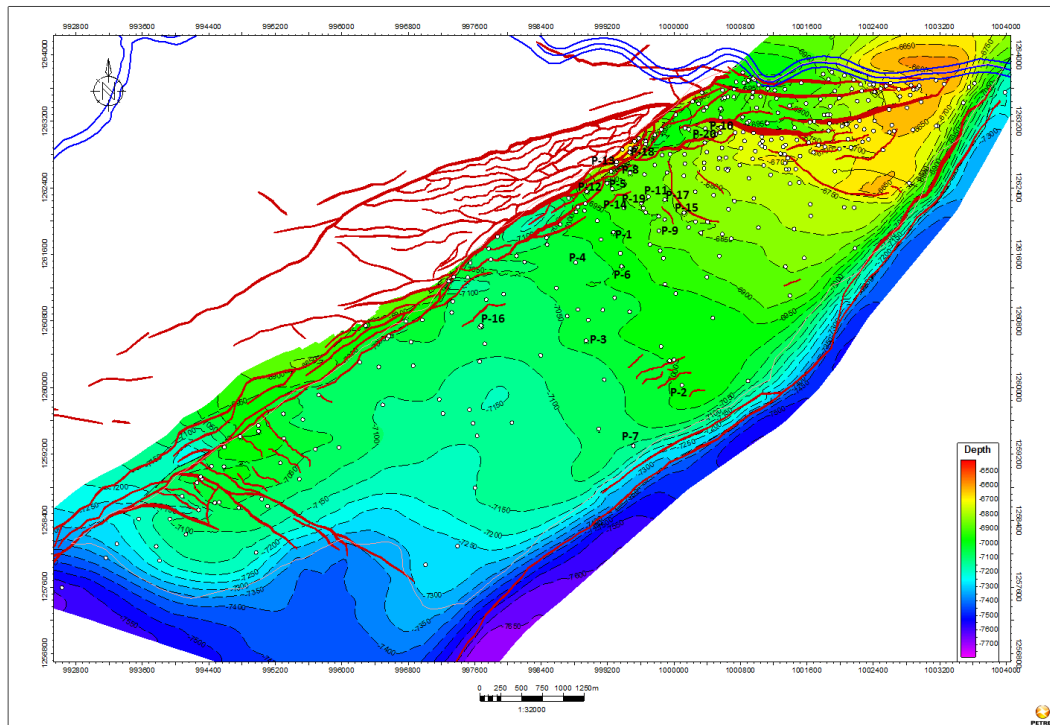
Los mapas de grilla o de contorno fueron igualmente realizados en Petrel a partir de los registros eléctricos de la arena superior de la formación Carbonera Inferior en los campos Caño Limón y Caño Yarumal. En este caso, en lugar del espesor neto, se tomaron los topes de la arena para cada pozo. De la misma manera, estos datos se encuentran en la base de datos de Petrel. Las figuras 17 y 18 muestran los mapas estructurales para los dos campos.

Figura 17. Mapa Estructural del campo Caño Yarumal



Fuente: Autores, modelo Petrel.

Figura 18. Mapa Estructural del campo Caño Limón



Fuente: Autores, modelo Petrel.

3.2.3. Permeabilidad

Occidental de Colombia maneja valores de permeabilidad para todo el campo por arenas, pero no cuenta con perfiles de permeabilidad para cada pozo debido a que los valores de permeabilidad no han sido calculados.

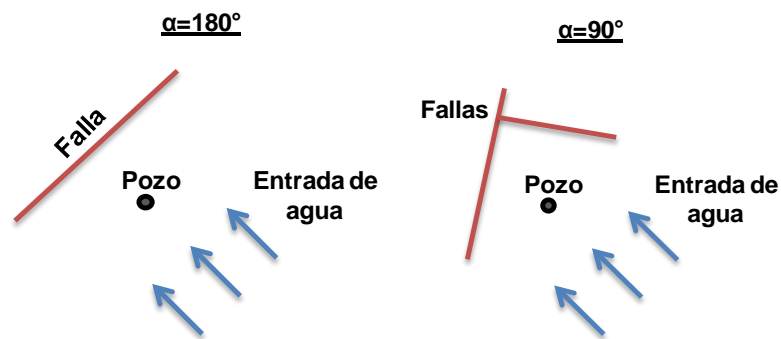
Para un mejor análisis de los resultados obtenidos con la metodología, es de gran utilidad contar con mapas de grilla o de contorno de la permeabilidad, puesto que éstos permiten obtener valores más representativos por pozo y por arena y de esta manera, permite definir mejor la permeabilidad del campo. Por esta razón, se calcula la permeabilidad haciendo uso de la Ley de Darcy (Anexo 1).

Partiendo de la ley de Darcy, ecuación 5.

$$q = \frac{(7,08 \times 10^{-3}) \cdot K \cdot h \cdot (\Delta P)(\alpha/360)}{\mu_M \cdot B_o \cdot \ln(r_e/r_w)} \quad \text{(Ecuación 5)}$$

En la ecuación 5, α corresponde al ángulo entre la falla y el pozo, que hace referencia a la zona barrida del pozo debido a la entrada de agua. El valor de este ángulo depende de la cercanía de la falla al pozo, y la ubicación entre ella y la entrada de agua (figura 19).

Figura 19. Ejemplo de α



Fuente. Autores

Despejando la permeabilidad de la ecuación 5 tenemos,

$$K = \frac{q}{(\Delta P)} \frac{\mu_M \cdot B_o \cdot \ln(r_e/r_w)}{(7,08 \times 10^{-3}) \cdot h \cdot (\alpha/360)} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Así mismo, el índice de productividad IP, viene dado por (ecuación 7):

$$IP = \frac{q}{(\Delta P)} \quad (\text{Ecuación 7})$$

La ecuación 6 puede expresarse como lo presenta la ecuación 8.

$$K = \frac{IP \cdot \mu_M \cdot B_o \cdot \ln(r_e/r_w)}{(7,08 \times 10^{-3}) \cdot h \cdot (\alpha/360)} \quad (\text{Ecuación 8})$$

La ecuación 8 se utilizó para el cálculo de la permeabilidad para cada pozo en la arena superior de la formación Carbonera Inferior. Los datos necesarios para dicha ecuación 8 fueron obtenidos de la siguiente manera:

IP. Los datos de índice de productividad para cada pozo se tomaron a partir del análisis de las pruebas MRT's (Multirate Tests).

μ_M . La viscosidad de la mezcla se tomó partiendo de la ecuación 9,

$$\mu_M = \mu_o \cdot (1 - BSW) + \mu_w \cdot (BSW) \quad (\text{Ecuación 9})$$

Para el campo Caño Limón, la viscosidad del crudo μ_o tiene un valor definido de 3,5 cp y la viscosidad del agua μ_w de 0,5 cp. El corte de agua W_{CUT} , corresponde al valor que tiene el pozo actualmente¹⁷.

¹⁷Occidental de Colombia.

B_o . El factor volumétrico del aceite tiene un valor definido de 1,05 BY/BN para todo el campo¹⁸.

$Ln(r_e/r_w)$. Para el campo, es una constante definida con valor de 8¹⁹.

h . Los valores de espesor de arena neta, fueron tomados a partir de la interpretación petrofísica de los registros eléctricos. Corresponden a los mismos valores presentados en el numeral 3.2.1.

α . Valores definidos para cada pozo encontrados en la base de datos de Occidental de Colombia.

Una vez calculados los valores de permeabilidad para cada pozo en la arena superior de la formación Carbonera Inferior, se realizaron los mapas de grilla o mapas de contorno en Petrel®. Para esto se ingresaron los valores de permeabilidad de cada pozo y se tomó como tren principal el mapa de grilla de arena neta, realizado en 3.2.1., con el fin de que el mapa de permeabilidad sea generado siguiendo las características de la arena, y pueda asignar mayor peso a los valores de permeabilidad en zona con mayores espesores de arena.

Las figuras 20 y 21 muestran los mapas de permeabilidad para los dos campos.

¹⁸Occidental de Colombia.

¹⁹Occidental de Colombia.

3.2.4. Saturación de agua

Al igual que la permeabilidad, Occidental de Colombia maneja valores de saturación de agua para todo el campo por arenas, pero no cuenta con perfiles de saturación para cada pozo debido a que los valores de saturación de agua no han sido calculados.

Estos valores serían de gran ayuda para el análisis del presente trabajo, debido a que nos indica zonas que aún no han sido barridas y que por lo tanto, son posibles potenciales para ser explotadas. Para este caso, la saturación de agua fue calculada por dos métodos distintos: Datos petrofísicos y Curvas de flujo fraccional.

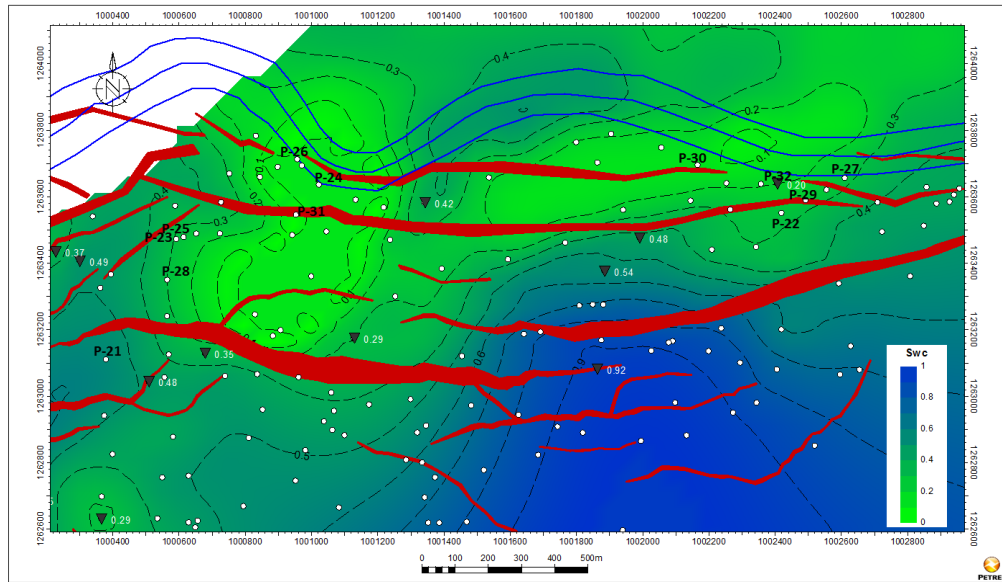
3.2.4.1. Datos petrofísicos.

Los valores de saturación de agua fueron obtenidos a partir de la interpretación petrofísica de los registros eléctricos disponibles para los pozos que han sido perforados en la arena de estudio, usando la ecuación de Archie (Anexo 2).

Para tener valores más representativos de la saturación de agua actual en el campo, sólo se tomaron los datos de saturación para los pozos que fueron perforados entre los años 2006 y 2010. Los valores de saturación de agua fueron ingresados en Petrel e igualmente se tomó como tren principal el mapa de grilla de arena neta, realizado en 3.2.1., con el fin de que el mapa de saturaciones de agua sea generado siguiendo las características de la arena, y pueda asignar mayor peso a los valores de saturación correspondientes a aquellas zonas con mayores espesores de arena neta.

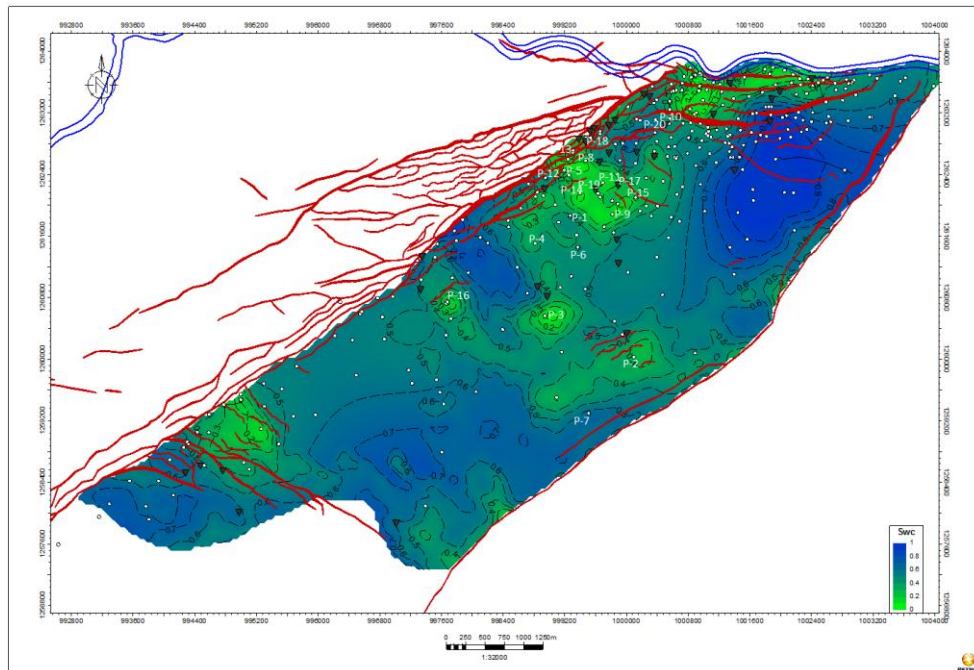
Las figuras 22 y 23 muestran los mapas de saturación de agua para los dos campos.

Figura 22. Mapa de Saturación de Agua del campo Caño Yarumal, a partir de datos petrofísicos



Fuente.Autores, modelo Petrel.

Figura 23. Mapa de Saturación de Agua del campo Caño Limón, a partir de datos petrofísicos.



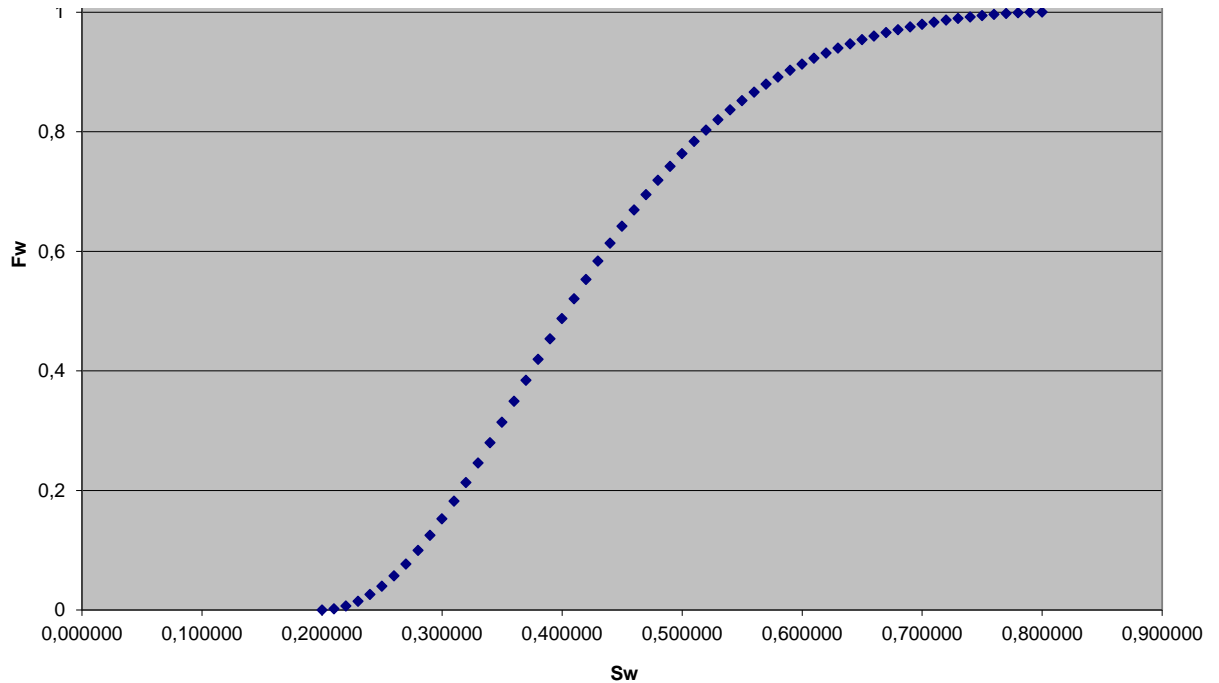
Fuente.Autores, modelo Petrel.

3.2.4.2. Curvas de flujo fraccional.

En este caso, los valores de saturación de agua se obtuvieron a partir de las curvas de flujo fraccional disponibles para cada campo (Caño Limón y Caño Yarumal) y cada arena o unidad (Para el presente trabajo es de nuestro interés la arena superior de la formación Carbonera Inferior).

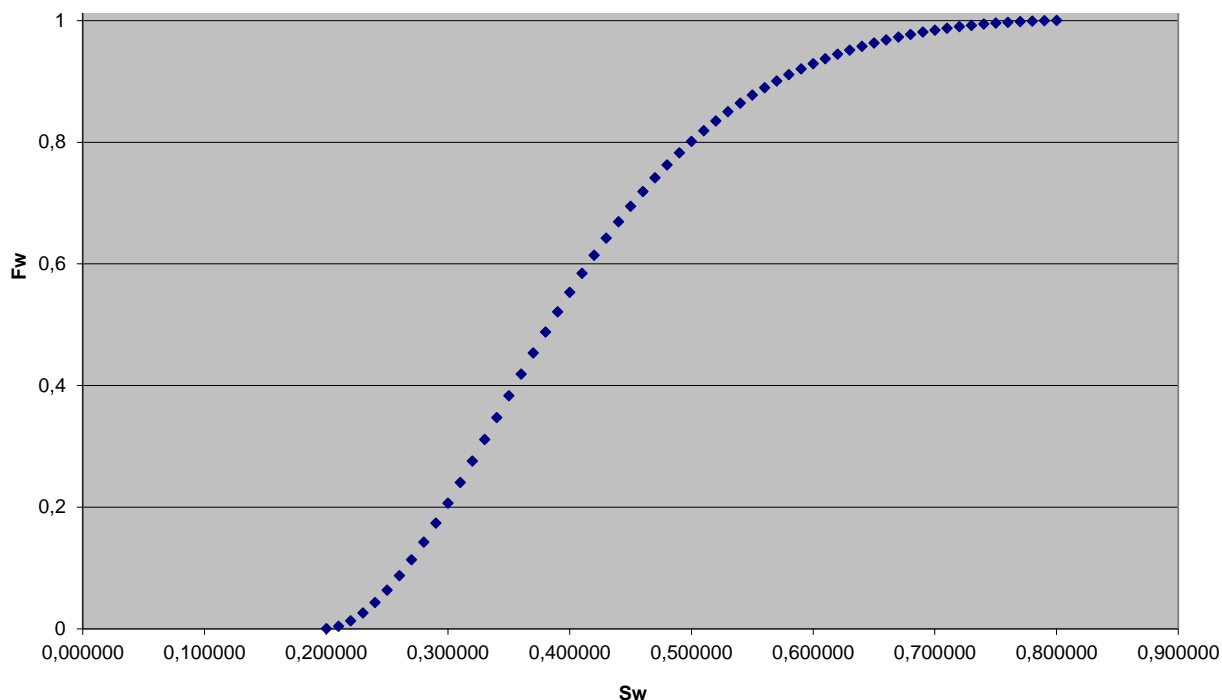
Estas curvas fueron realizadas a partir de una simulación con datos de corazones. En el momento del desarrollo de este trabajo, las curvas ya se encontraban disponibles en la base de datos de la compañía, y son mostradas a continuación (figura 24 y 25).

Figura 24. Curva de Flujo Fraccional del campo Caño Yarumal, arena superior de la Formación Carbonera Inferior



Fuente. Base de Datos Occidental de Colombia.

Figura 25. Curva de Flujo Fraccional del campo Caño Limón, arena superior de la Formación Carbonera Inferior

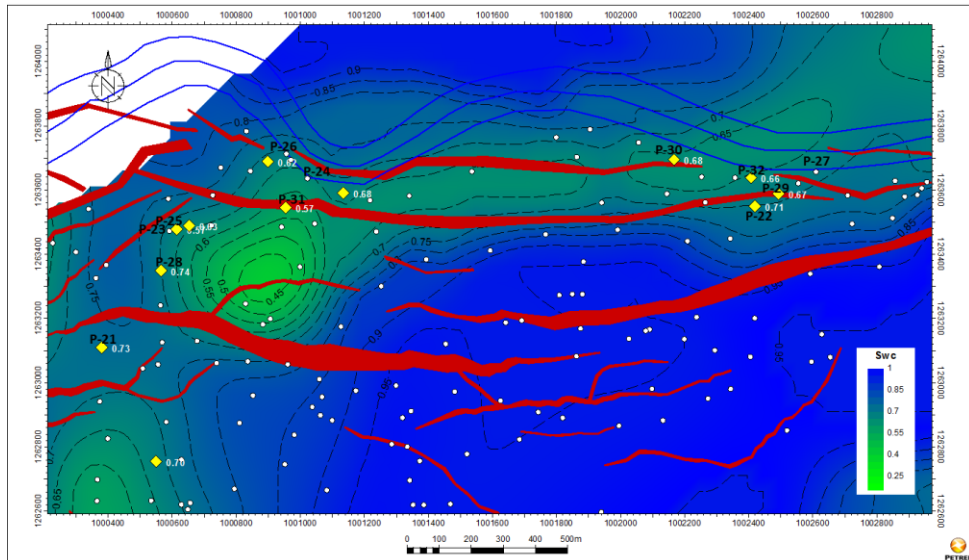


Fuente. Base de Datos Occidental de Colombia.

Para calcular la saturación de agua a partir de las curvas de flujo fraccional, se asume que el flujo fraccional corresponde al mismo corte de agua tomado en superficie ($f_w = W_{cut}$), debido a que el factor volumétrico de formación del aceite es aproximadamente 1.0 (1.05 BY/BN). De esta manera, se tomaron los valores de corte de agua para los pozos que producen o alguna vez produjeron de la arena de interés entre los años 2006 y 2010. Este valor de corte de agua, tomado a la fecha, se ingresa en el eje y de las curvas, se corta con la curva de flujo fraccional, y se toma el valor de saturación de agua correspondiente a este corte.

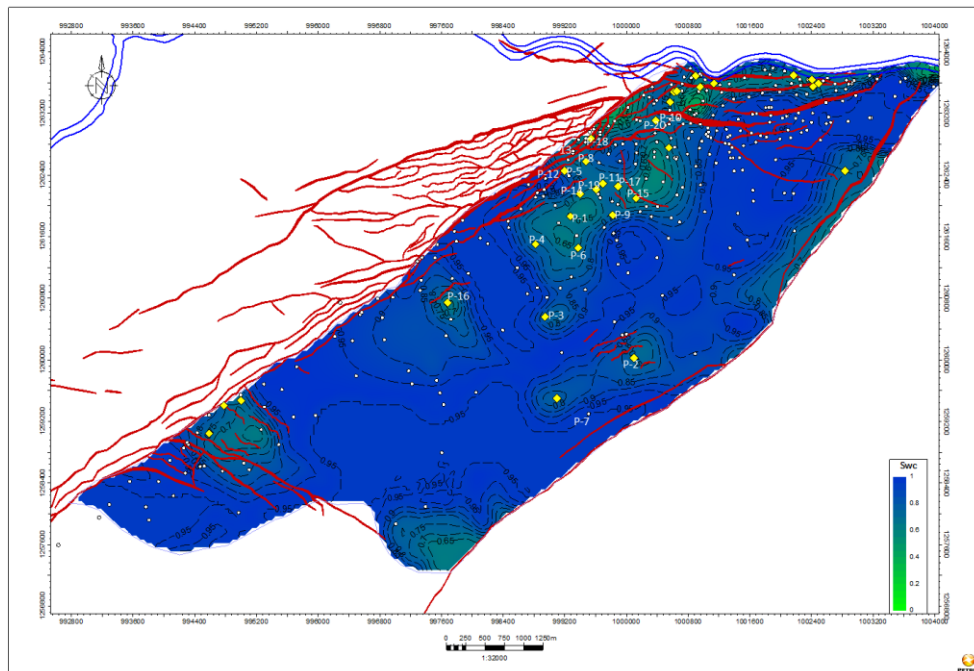
Igualmente estos valores de saturación de agua fueron ingresados en Petrel con el mapa de arena neta como tren principal, realizado en 3.2.1. Las figuras 26 y 27 muestran los mapas de saturación de agua para los dos campos.

Figura 26. Mapa de Saturación de Agua del campo Caño Yarumal, a partir de curvas de flujo fraccional.



Fuente.Autores, modelo Petrel.

Figura 27. Mapa de Saturación de Agua del campo Caño Limón, a partir de curvas de flujo fraccional.



Fuente.Autores, modelo Petrel.

Los mapas de grilla de saturación de agua calculados con el segundo método mostraron poca representatividad del estado actual del campo. El hecho de tomar el flujo fraccional como el corte de agua, para los pozos produciendo en los últimos cuatro años, asigna valores de saturación de agua bastante elevados, dando como consecuencia un mapa de grilla con valores de saturación de agua igualmente altos.

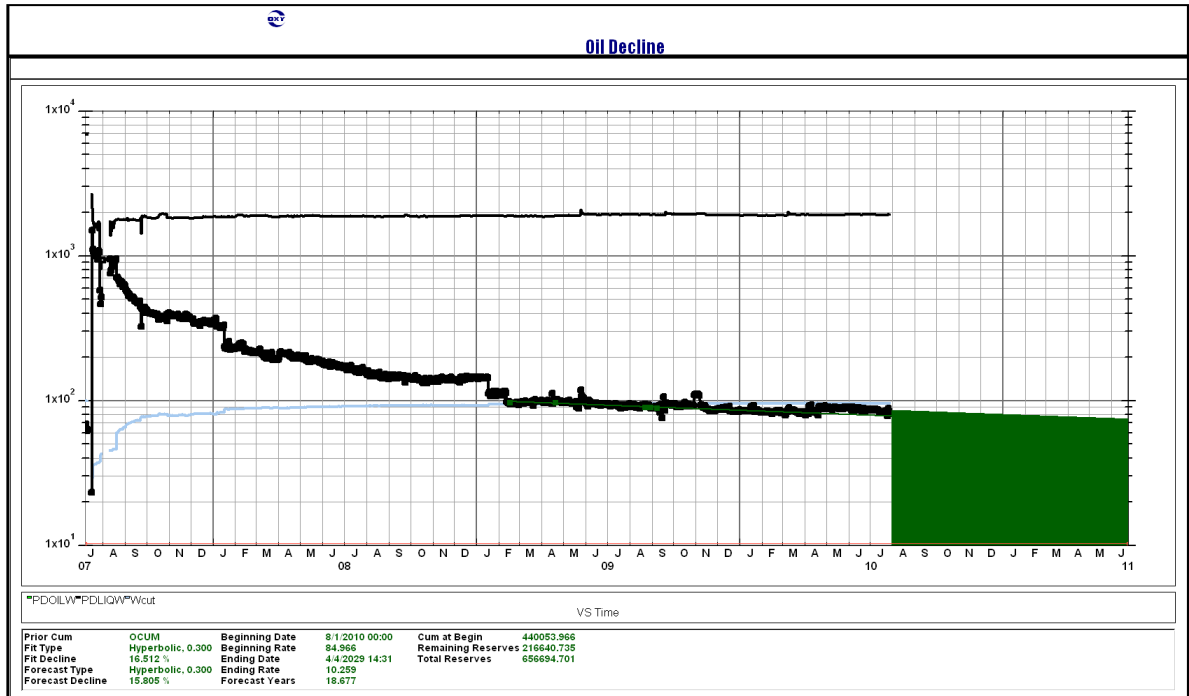
Por esta razón, en el análisis de los resultados obtenidos con la metodología, se decidió trabajar con los mapas de grilla de saturación de agua calculados con el primer método, 3.2.1.4.a.

3.3. CURVAS DE DECLINACIÓN

El análisis de las curvas de declinación ha sido durante mucho tiempo un método aceptado para la estimación de las reservas en Occidental de Colombia. Actualmente, se usa una declinación de tipo hiperbólico con el valor del exponente igual a 0.3, debido a que existe un fuerte soporte del acuífero en la mayoría de los intervalos productivos, y las curvas de producción de aceite contra tiempo representan dicho comportamiento como se puede observar en la figura 28.

Al momento de realizar la declinación, ésta debe estar basada en una historia de producción total de fluidos estable y condiciones operacionales constantes para identificar el periodo de tiempo más adecuado en el desarrollo de una tendencia de producción. La declinación del pozo no debe tener ningún límite por el tiempo, la tasa de aceite o el WOR. Ésta debe realizarse hasta el final de la vida del pozo. Sin embargo, las reservas son calculadas hasta el límite económico del pozo, es decir, hasta que la producción sea suficiente para cubrir los gastos (consumo de energía, trabajos de reacondicionamiento, mantenimiento de locaciones, etc) y adicional a eso, represente una ganancia. El procedimiento de la elaboración de las curvas de declinación es presentado en el Anexo 4.

Figura 28.Curva de Declinación, pozo P-1 Caño Limón.



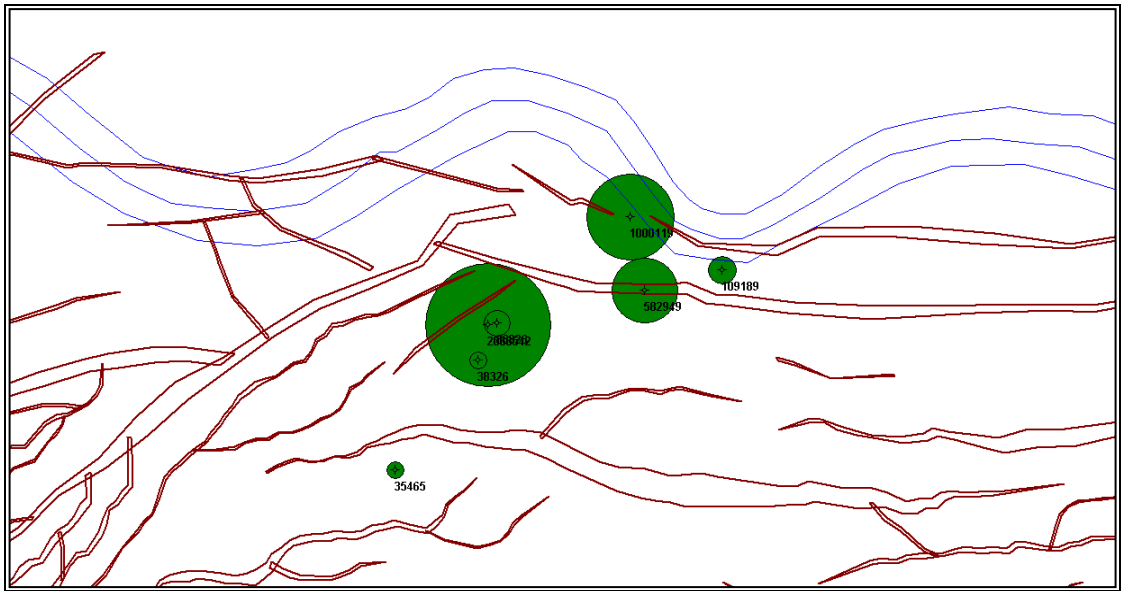
Fuente. Autores, modelo Petrel.

3.4. MAPAS DE BURBUJA

En el presente trabajo se desarrollaron dos diferentes mapas de burbujas. El primero de la producción acumulada del petróleo de cada pozo para los dos campos, y el segundo de las reservas de petróleo de cada uno de éstos.

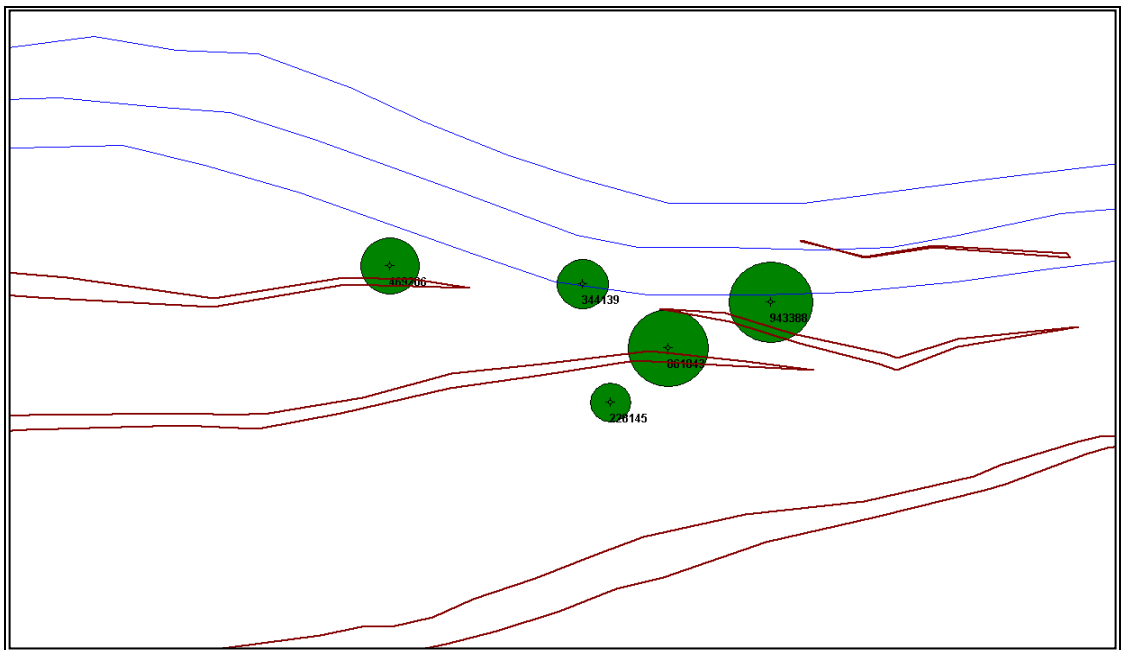
Los mapas de burbuja de la producción acumulada de petróleo para los dos campos son mostrados en las figuras 29, 30 y 31. El software DSS permite la construcción de estos mapas de una manera rápida pues almacena la información de la producción de cada pozo desde el inicio de su vida productiva. El procedimiento de la construcción de los mapas de burbuja en DSS se presenta en el Anexo 5.

Figura29. Mapa de Burbuja de la Producción Acumulada del campo Caño Yarumal (Oeste).



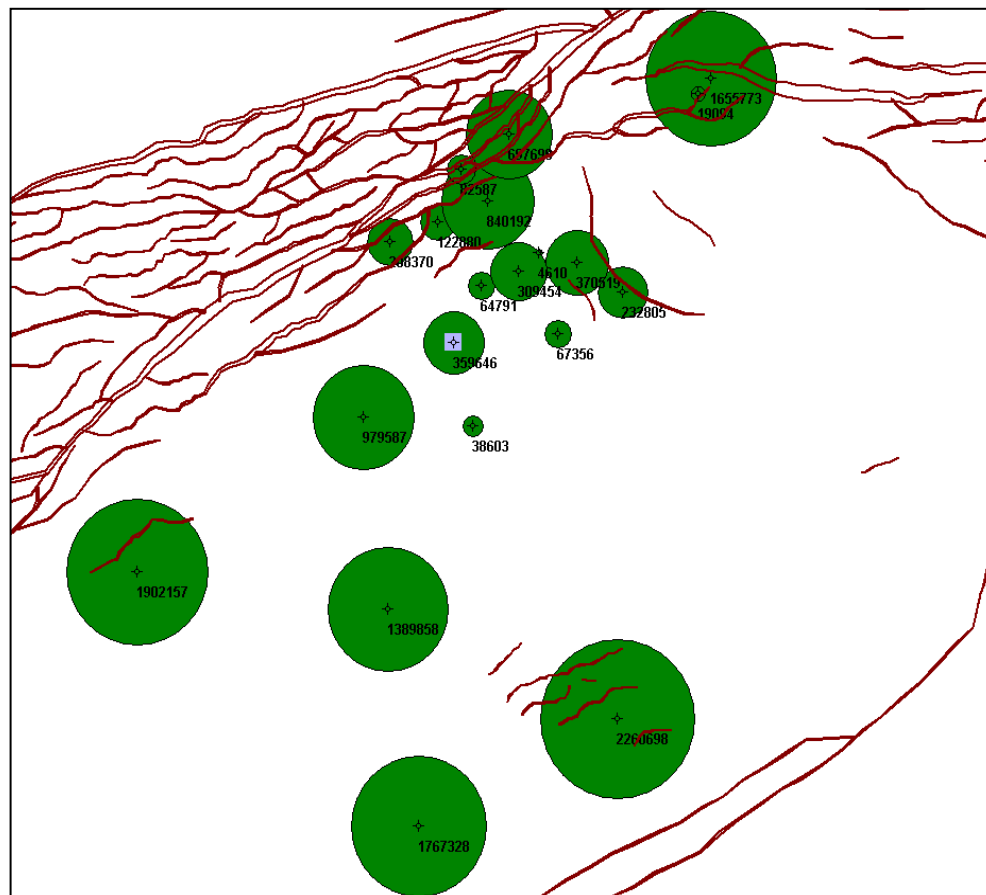
Fuente.Autores, DSS.

Figura 30. Mapa de Burbuja de la Producción Acumulada del campo Caño Yarumal (Este).



Fuente. Autores, DSS.

Figura 31. Mapa de Burbuja de la Producción Acumulada del campo Caño Limón.

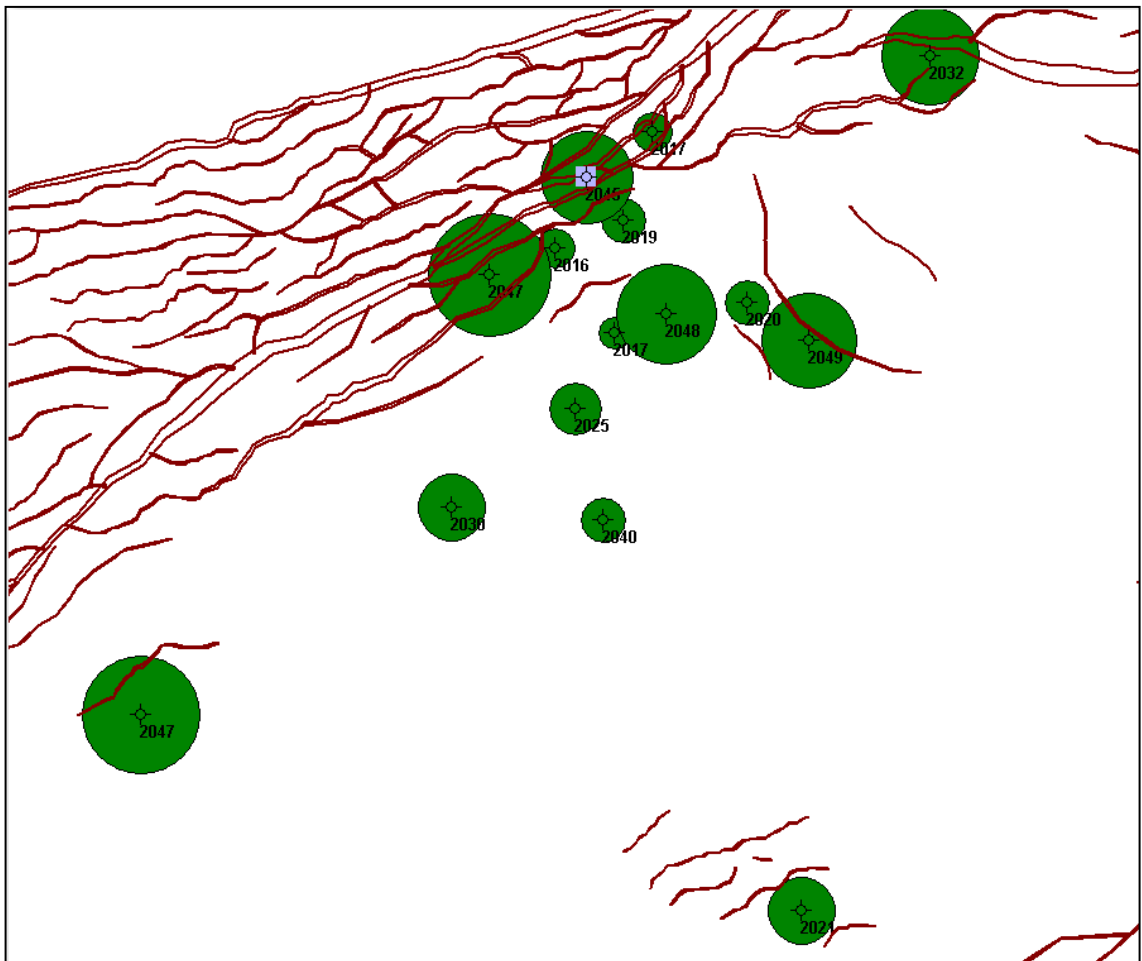


Fuente.Autores, DSS.

Los mapas mostrados anteriormente nos permiten una visualización rápida del comportamiento de los pozos referente a la producción de éstos. De esta manera, se pueden identificar áreas que no han sido drenadas debido a la baja producción de los pozos alrededor de estas. Cabe destacar, que el análisis proporcionado por estos mapas es de tipo cualitativo y por esta razón hay que tener en cuenta otros aspectos como las propiedades del yacimiento, el completamiento de los pozos, las reservas en el área donde se encuentra el pozo produciendo y la entrada del acuífero, ya que los pozos no producen de forma radial sino que dependen del empuje del agua.

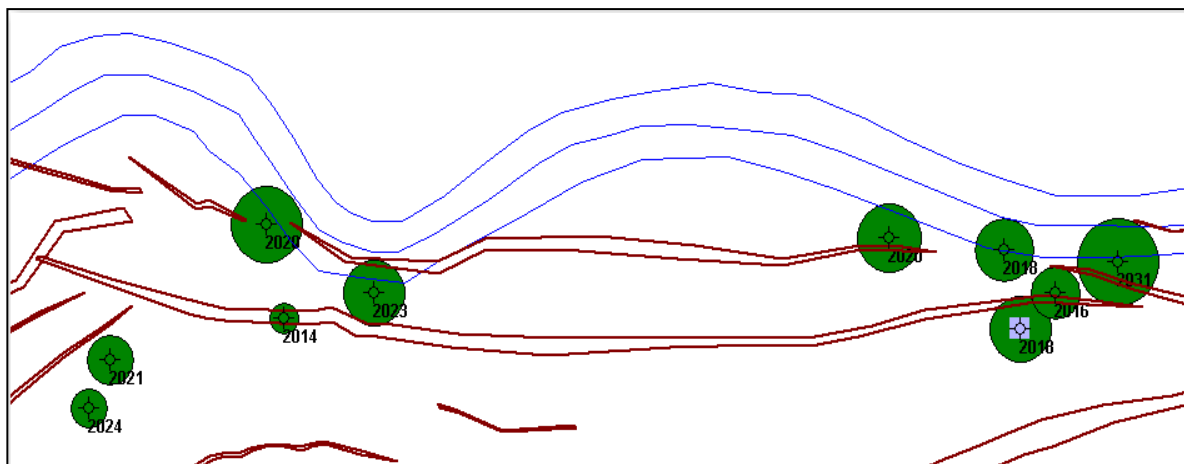
Para la construcción del segundo tipo de mapas de burbuja, reservas de petróleo de cada pozo, fue necesario recurrir a las curvas de declinación anteriormente expuestas, a partir de las cuales se obtuvieron los datos de reservas hasta el límite económico establecido para cada pozo. En estos mapas sólo se presentan los pozos que están activos actualmente, excluyendo por lo tanto, P-3, P-7, P-9, P-11, P-20, P-21 y P-23. Adicional a esto, en los mapas se presenta la fecha en la que probablemente se agotarán las reservas de cada pozo, como se puede observar en las siguientes gráficas (figuras 32 y 33).

Figura 32. Mapa de Burbuja de las Reservas de Petróleo del campo Caño Limón.



Fuente. Autores, DSS

Figura 33. Mapa de Burbuja de las Reservas de Petróleo del campo Caño Yarumal



Fuente. Autores, DSS

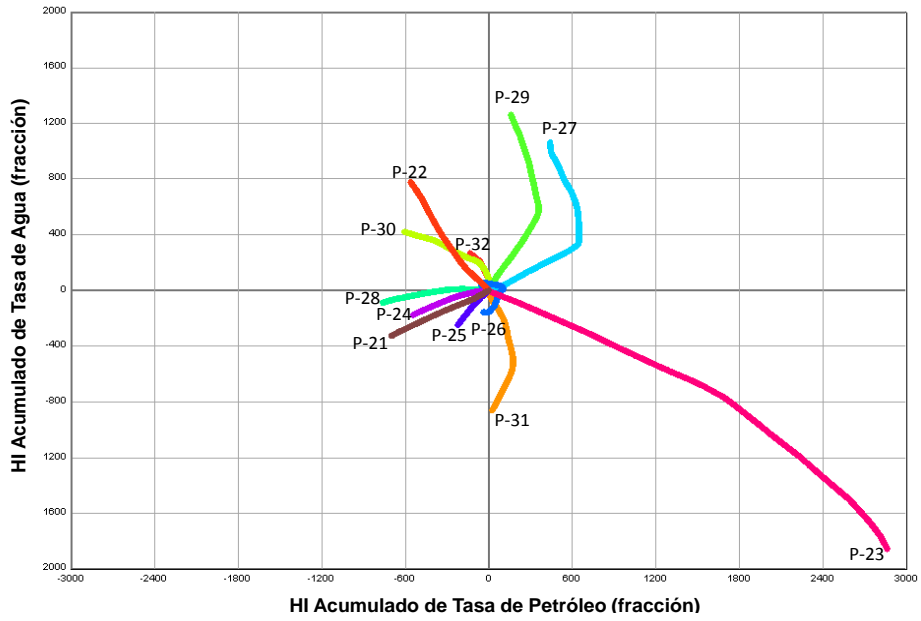
En conjunto con los mapas de burbujas de producción acumulada, estos mapas son útiles para identificar la vida productiva restante de los pozos actualmente activos y el potencial de aquellos que son posibles candidatos a perforar.

3.5. CROSS HAIR PLOT

En el desarrollo del proyecto aplicado, se realizaron las estimaciones de los Índices de Heterogeneidad Acumulado de la producción diaria de aceite y de la producción diaria de agua, como se mostró anteriormente en el numeral 1.3.2. De esta manera se calculó el índice de Heterogeneidad Acumulado para los 32 pozos productores individualmente, y los resultados fueron expuestos mediante un gráfico de dispersión, con el HI acumulado de la producción de agua en el eje de las abscisas y el HI acumulado de la producción de aceite en el eje de las ordenadas.

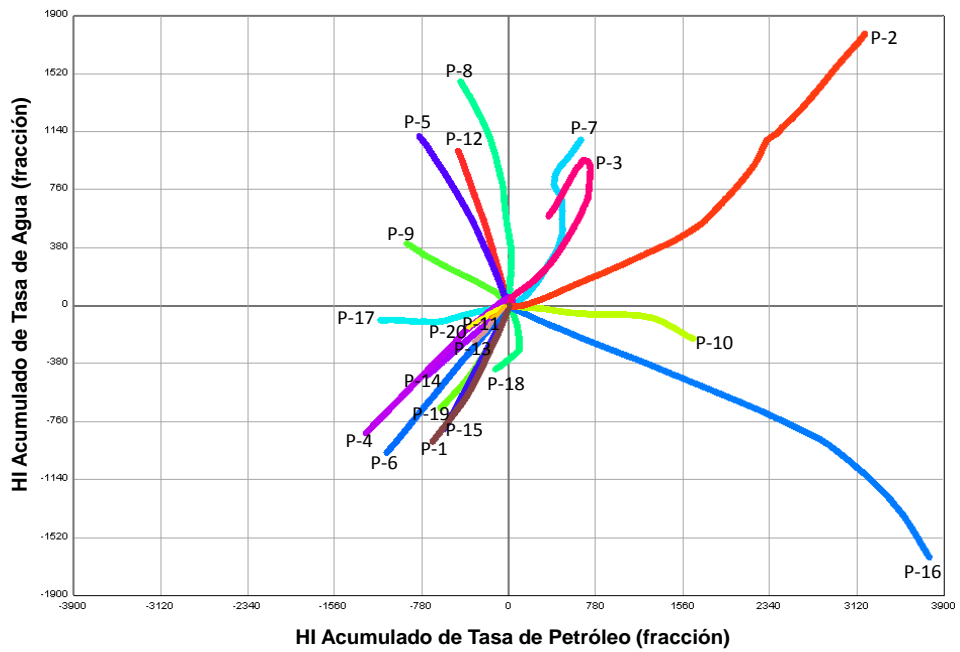
Estas gráficas, conocidas como Cross-Hair Plots (numeral 1.3.3), son presentadas a continuación para los dos campos de interés del presente trabajo (figuras 34 y 35), y su procedimiento respectivo es presentado en el Anexo 6.

Figura 34.Cross-Hair Plot del Campo Caño Yarumal.



Fuente. Autores, DSS.

Figura 35.Cross-Hair Plot del Campo Caño Limón.



Fuente. Autores, DSS.

A través de esta representación gráfica, podemos establecer estadísticamente que los pozos ubicados en el primer cuadrante del gráfico, son todos aquellos que presentan una alta producción de aceite y alta producción de agua, los ubicados en el segundo cuadrante son todos aquellos cuyo comportamiento de producción de fluidos ha sido relativamente la mejor, ya que esos ostentan una alta producción de aceite y una baja producción de agua, los ubicados en el tercer cuadrante exhiben una baja producción de aceite y de agua, y por último los pozos en el cuarto cuadrante muestran una baja producción de aceite y una alta producción de agua. Esta clasificación puede ser tabulada por cada grupo de pozos para un mejor análisis, tablas 4 y 5.

Tabla 4. Clasificación de los pozos de Caño Yarumal según su desempeño.

| HI ACUMULADO DE AGUA vs. HI ACUMULADO DE ACEITE | | | | |
|--|----------|----------|----------|----------|
| 1.- Alto Aceite – Alta Agua | | | | |
| 2.- Alto Aceite – Baja Agua | | | | |
| 3.- Bajo Aceite – Baja Agua | | | | |
| 4.- Bajo Aceite – Alta Agua | | | | |
| POZO | 1 | 2 | 3 | 4 |
| P-21 | | | X | |
| P-22 | | | | X |
| P-23 | | X | | |
| P-24 | | | X | |
| P-25 | | | X | |
| P-26 | | | X | |
| P-27 | X | | | |
| P-28 | | | X | |
| P-29 | X | | | |
| P-30 | | | | X |
| P-31 | | X | | |
| P-32 | | | | X |

Fuente. Autores.

Tabla 5. Clasificación de los pozos de Caño Limón según su desempeño.

| HI ACUMULADO DE AGUA vs. HI ACUMULADO DE ACEITE | | | | |
|--|----------|----------|----------|----------|
| 1.- Alto Aceite – Alta Agua | | | | |
| 2.- Alto Aceite – Baja Agua | | | | |
| 3.- Bajo Aceite – Baja Agua | | | | |
| 4.- Bajo Aceite – Alta Agua | | | | |
| POZO | 1 | 2 | 3 | 4 |
| P-1 | | | X | |
| P-2 | X | | | |
| P-3 | X | | | |
| P-4 | | | X | |
| P-5 | | | | X |
| P-6 | | | X | |
| P-7 | X | | | |
| P-8 | | | | X |
| P-9 | | | | X |
| P-10 | | X | | |
| P-11 | | | X | |
| P-12 | | | | X |
| P-13 | | | X | |
| P-14 | | | X | |
| P-15 | | | X | |
| P-16 | | X | | |
| P-17 | | | X | |
| P-18 | | | X | |
| P-19 | | | X | |
| P-20 | | | X | |

Fuente. Autores.

De esta manera y combinando todos y cada uno de los análisis hechos previamente se dio por terminada la implementación de las herramientas y procesos en la arena superior de la formación Carbonera Inferior en los campos Caño Limón y Caño Yarumal de los yacimientos Llanos Norte. Por lo tanto, mediante este capítulo se generaron las bases fundamentales para el análisis

conjunto del comportamiento de la producción en los campos y por consiguiente la generación de alternativas para optimizar la producción de los mismos, que se mostrarán en el capítulo posterior.

4. ANÁLISIS CONJUNTO Y GENERACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN EN LA ARENA SUPERIOR DE LA FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR DE LOS YACIMIENTOS LLANOS NORTE

El análisis de la información es el culmen de la metodología estructurada y consiste en la integración de todas las herramientas y procesos desarrollados con el objetivo de identificar áreas con comportamientos anómalos de drenaje, desempeños atípicos de producción causados por deficiencias mecánicas y operacionales, posibles pozos candidatos a trabajos de reacondicionamiento y/o nuevas oportunidades para perforación de pozos de desarrollo.

Como se ha mencionado anteriormente, la metodología fue aplicada a dos campos diferentes (Caño Yarumal y Caño Limón) en la arena superior de la formación Carbonera Inferior. Por lo tanto se realizaron dos análisis por separado, uno para cada campo respectivamente.

El análisis está enfocado principalmente en los resultados del índice de heterogeneidad, reflejados en los Cross Hair Plot generados para cada campo. A partir de ellos, se analizan los procesos empleados para cada pozo y se generan las diferentes alternativas para el aumento de la producción del área de Cravo Norte.

4.1. CAMPO CAÑO YARUMAL

La metodología se implementó en el campo Caño Yarumal para los doce (12) pozos que producen o produjeron solamente de la arena superior de la formación Carbonera Inferior: P-21, P-22, P-23, P-24, P-25, P-26, P-27, P-28, P-29, P-30, P-31 y P-32.

Al ubicar los pozos geográficamente (figura 13) y compararlos con los resultados obtenidos en el Cross Hair Plot para este campo (figura 34), se puede visualizar claramente dos áreas diferentes: zona este y zona oeste, cada una con una tendencia de comportamientos característica con respecto a la producción de agua.

Como se puede observar en la figura 34 y en la tabla 4, los pozos del oeste (P-21, P-23, P-24, P-25, P-26, P-28 Y P-31) han tenido históricamente menor producción de agua, mientras que los pozos del este (P-22, P-27, P-29, P-30 y P-32) presentan una mayor producción. Adicional a esto, la presión promedio del yacimiento al Datum (Anexo 7) para los pozos del este es 1,390 psi y su corte de agua es 98.3%, mientras que para los pozos del oeste es 1,250 psi y 94.9%, respectivamente.

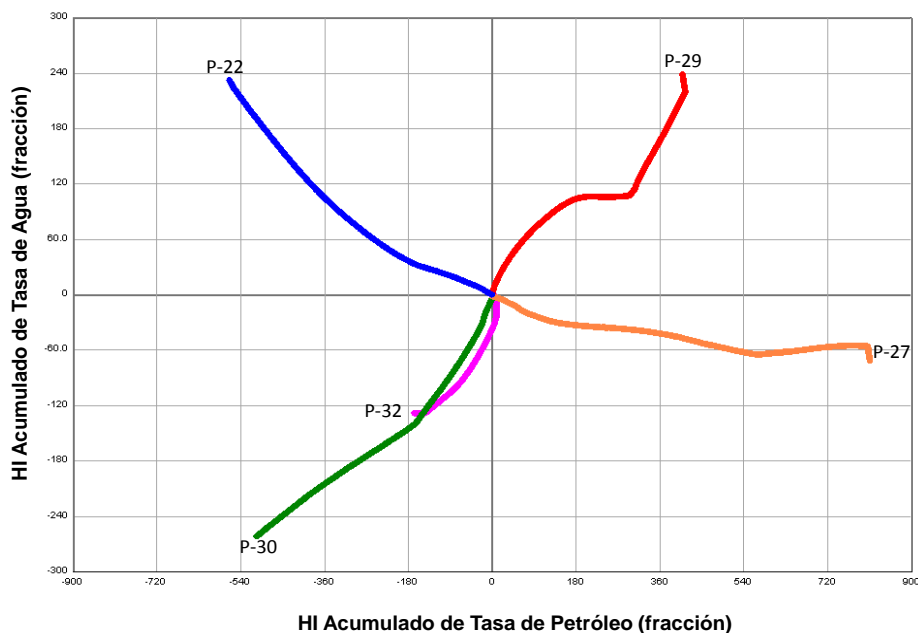
Este análisis indica que la entrada de agua afecta directamente a los pozos del este, puesto que el acuífero está ingresando por la parte noreste del campo. Por esta razón, no es representativo realizar un análisis para el grupo de pozos completo, ya que se encuentran produciendo a dos condiciones diferentes, por lo que se decidió realizar dos análisis por separado: uno para los pozos del este y otro para los pozos del oeste.

4.1.1. CAÑO YARUMAL ESTE

El área este del Campo Yarumal corresponde a los pozos con mayor producción de agua del campo y está compuesto por cinco (5) pozos: P-22, P-27, P-29, P-30 y P-32.

Los resultados de los cálculos del índice de Heterogeneidad Acumulado para ésta área son representados en un Cross Hair Plot, como se muestra en la figura 36.

Figura 36. Cross-Hair Plot del Campo Caño Yarumal Este.



Fuente. Autores, DSS.

Con base en la figura 36, estos pozos se clasifican con respecto a su desempeño de la producción acumulada de agua y de aceite, como se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Clasificación de los pozos de Caño Yarumal Este según su desempeño.

| HI ACUMULADO DE AGUA vs. HI ACUMULADO DE ACEITE | | | | |
|--|----------|----------|----------|----------|
| 1.- Alto Aceite – Alta Agua | | | | |
| 2.- Alto Aceite – Baja Agua | | | | |
| 3.- Bajo Aceite – Baja Agua | | | | |
| 4.- Bajo Aceite – Alta Agua | | | | |
| POZO | 1 | 2 | 3 | 4 |
| P-22 | | | | X |
| P-27 | | X | | |
| P-29 | X | | | |
| P-30 | | | X | |
| P-32 | | | X | |

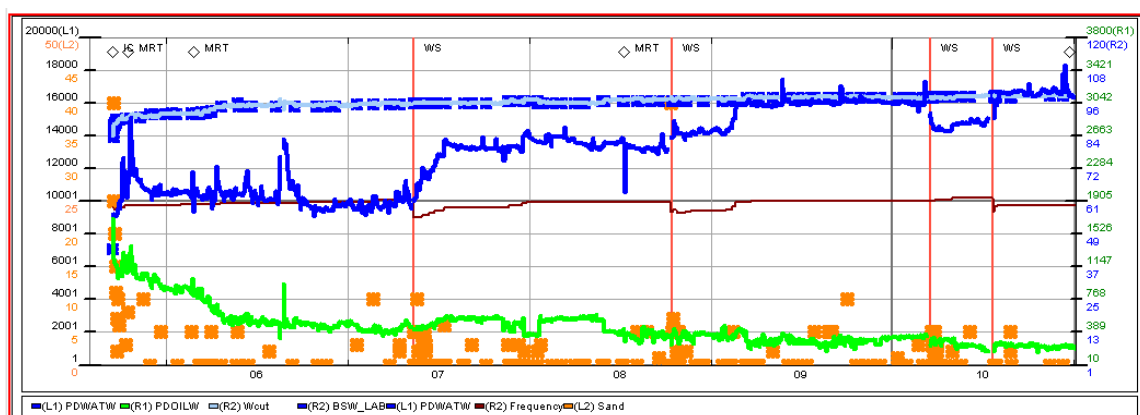
Fuente. Autores

Las formas de cada curva obtenida en los Cross Hair Plots representan la historia del pozo o cualquier acontecimiento significativo que haya ocurrido en el mismo, y cada cambio en estas tiene una explicación justificada. De esta manera, se genera una visualización rápida del desempeño y la vida de cada pozo y campo.

Como se puede observar en la figura 36, el pozo P-29 tiene un desempeño bueno con respecto a los demás pozos, lo que puede justificarse por su ubicación con respecto a las fallas. Éstas actúan como sellos o fallas de no flujo, limitando el pozo y obstaculizando la entrada del acuífero a éste, lo que facilita un mayor drenaje (figura 13). Sin embargo, este pozo produce una gran cantidad de agua (mayor al promedio), debido a que se encuentra más bajo estructuralmente y el acuífero está en el fondo del yacimiento, invadiendo más rápido a los pozos que se encuentran cercanos a él (figura 17).

Adicionalmente, este pozo presenta una curva muy particular en la figura de Cross Hair Plot, mostrando dos cambios bruscos. Este comportamiento se explica a través de la historia de producción de dicho pozo (figura 37).

Figura 37.Historia de producción del pozo P-29, Campo Caño Yarumal.



Fuente. Autores, DSS.

Inicialmente el pozo produce a una tasa de aceite y de agua por encima del promedio del grupo de pozos. Luego, cerca de dos años, se observa un aumento significativo en la producción de agua, momento en el cual ocurrió el primer cambio brusco en el Cross Hair Plot. Este suceso, se debe a un servicio que tuvo el pozo, en el que se realizó un rediseño de la bomba electrosumergible que consistió en aumentar el caudal de producción de 10,000 a 14,000 barriles de fluido. Al realizar dicho trabajo, el pozo respondió con el aumento del fluido pero continuaba produciendo la misma cantidad de aceite, razón por la que aumentó el corte de agua y comenzó a producir más agua (aumento de la pendiente en el Cross Hair Plot).

El otro cambio que se observa, en el cual el pozo empieza a disminuir su producción de aceite con respecto a los demás, se debe a un rediseño en el que se realizó un aumento en el potencial de 14,000 a 18,500 barriles de fluido y posteriormente se incrementó la frecuencia en el variador de las bombas de 57,0 a 60,4 Hz. Generalmente la frecuencia se aumenta para producir mayor cantidad de fluido; sin embargo, esta operación tuvo un impacto negativo en el pozo, ya que aumentó el corte de agua por un incremento en la caída de presión, permitiendo que el agua, por ser más móvil, formara canales y por lo tanto, disminuyera la producción de aceite.

El pozo P-27 presenta el mejor desempeño en el área este del campo, con menor producción de agua y mayor producción de aceite con respecto a los demás pozos. A pesar de estar situado en la frontera noreste del campo, cerca de la entrada del acuífero, su producción de agua es menor debido que está más alto estructuralmente (figura 17), y presenta un cambio estratigráfico (figura 15), es decir, la arena es más delgada y la entrada del agua se encuentra protegida por dos fallas sellantes (figura 13). Por lo tanto, el área del pozo P-27 es prospectiva para un trabajo de reacondicionamiento o una locación de pozo nuevo. Este sector cuenta con características petrofísicas óptimas para su producción: valores

de saturación de aceite cercanos a 0.72 ($S_w=0.28$) (figura 22) y una alta permeabilidad ($K=5 D$) (figura 20). Adicionalmente, el área posee reservas cercanas a los 445,346 barriles de aceite, y si su producción continuará con la misma declinación. Estas reservas serán recuperadas en 20 años, año 2031 (figura 32), razón por la cual la alternativa propuesta es acelerar la recuperación de estas reservas a través de la perforación de un pozo nuevo.

El pozo P-22 presenta el peor desempeño en esta área, con mayor producción de agua y menor producción de aceite con respecto a los demás pozos. Su comportamiento se debe a que el pozo se encuentra en un bajo estructural, lo que permite un mayor ingreso de agua a la producción, por parte del acuífero.

Inicialmente, el pozo P-32 producía aceite por encima del promedio; sin embargo, ésta producción se disminuyó y su actual desempeño lo ubica como un pozo con baja producción de fluidos, tanto para aceite como para agua, razón por la cual, este pozo sería candidato para un aumento de su potencial, ya que tiene la capacidad para hacerlo, teniendo en cuenta que su máximo valor del delta de presión se encuentra alrededor de 306,5 psi y actualmente el pozo produce a 80,9 psi de delta de presión (26,4% de su capacidad). En este caso, hay que tener presente que el aumento en la producción del pozo está restringido por la capacidad de almacenamiento de los fluidos de las facilidades del campo.

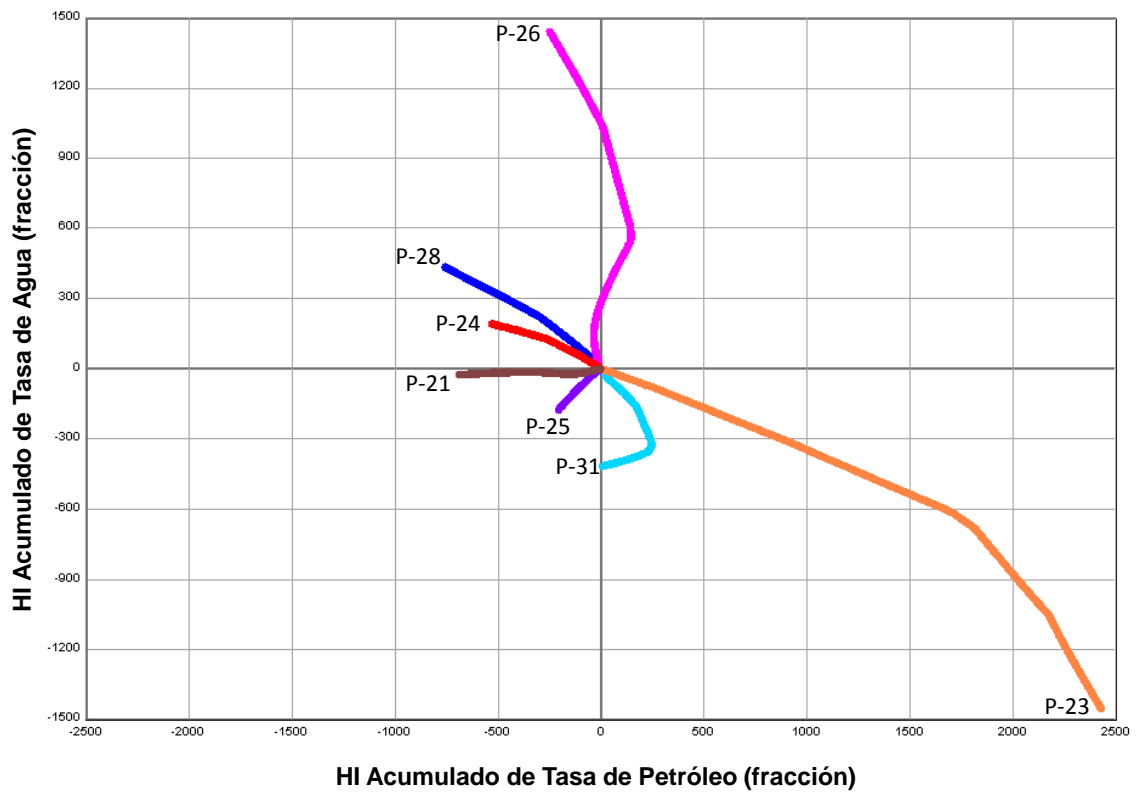
Finalmente, el pozo P-30 es el que presenta la menor producción de fluidos durante toda su vida. Estructuralmente, este pozo se encuentra más bajo con respecto a los demás pozos (figura 17), sin embargo, no se ha llevado a su potencial máximo, por lo cual, al igual que el pozo P-32, se podría aumentar su caudal al tener capacidad para hacerlo.

4.1.2. CAÑO YARUMAL OESTE

El área este del Campo Yarumal corresponde a los pozos con menor producción de agua en el campo Caño Yarumal y está compuesto por siete (7) pozos: P-21, P-23, P-24, P-25, P-26, P-28 Y P-31.

Los resultados de los cálculos del índice de Heterogeneidad Acumulado para ésta área son representados en un Cross Hair Plot, como se muestra en la figura 38.

Figura 38. Cross-Hair Plot del Campo Caño Yarumal Oeste.



Fuente. Autores, DSS.

La clasificación de los pozos de esta área, con respecto a su desempeño de la producción acumulada de agua y de aceite, se presenta en la tabla 7.

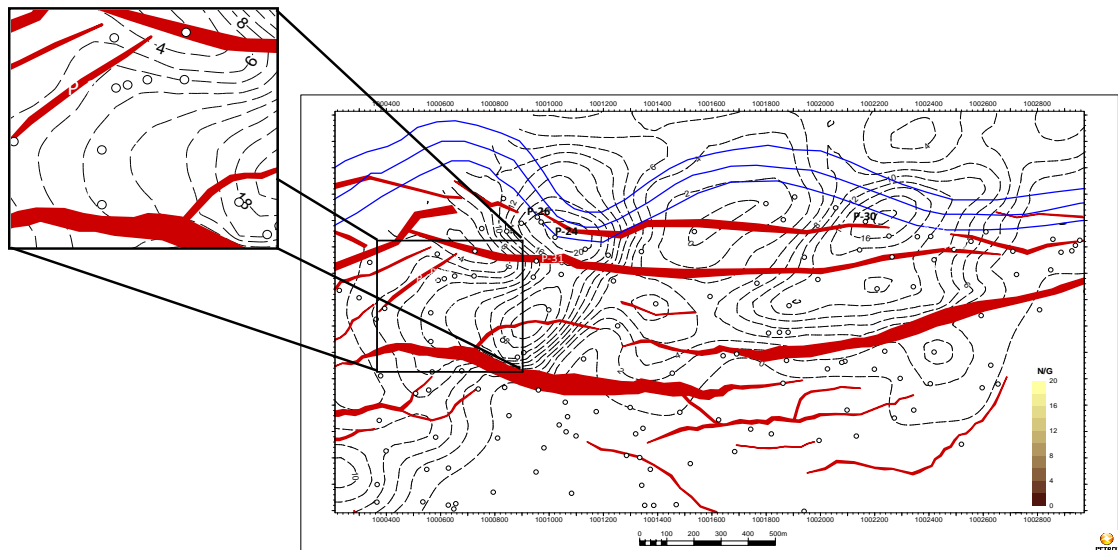
Tabla 7. Clasificación de los pozos de Caño Yarumal Oeste según su desempeño.

| HI ACUMULADO DE AGUA vs. HI ACUMULADO DE ACEITE | | | | |
|--|----------|----------|----------|----------|
| 1.- Alto Aceite – Alta Agua | | | | |
| 2.- Alto Aceite – Baja Agua | | | | |
| 3.- Bajo Aceite – Baja Agua | | | | |
| 4.- Bajo Aceite – Alta Agua | | | | |
| POZO | 1 | 2 | 3 | 4 |
| P-21 | | | X | |
| P-23 | | X | | |
| P-24 | | | | X |
| P-25 | | | X | |
| P-26 | | | | X |
| P-28 | | | | X |
| P-31 | | X | | |

Fuente. Autores

En el Cross Hair Plot del área oeste del campo, se observa claramente un comportamiento anómalo de producción en los pozos P-23 y P-28, ya que aun estando tan cerca el uno del otro (figura 39), su comportamiento en la producción es completamente opuesto. El pozo P-23 presenta el mejor desempeño en el grupo de pozos, con mayor producción de aceite y menor producción de agua, mientras que el pozo P-28 presenta el peor desempeño, con menor producción de aceite y mayor producción de agua. Para explicar este comportamiento, es necesario involucrar a un tercer pozo que no se encuentra en el grupo de análisis, P-33 (figura 39).

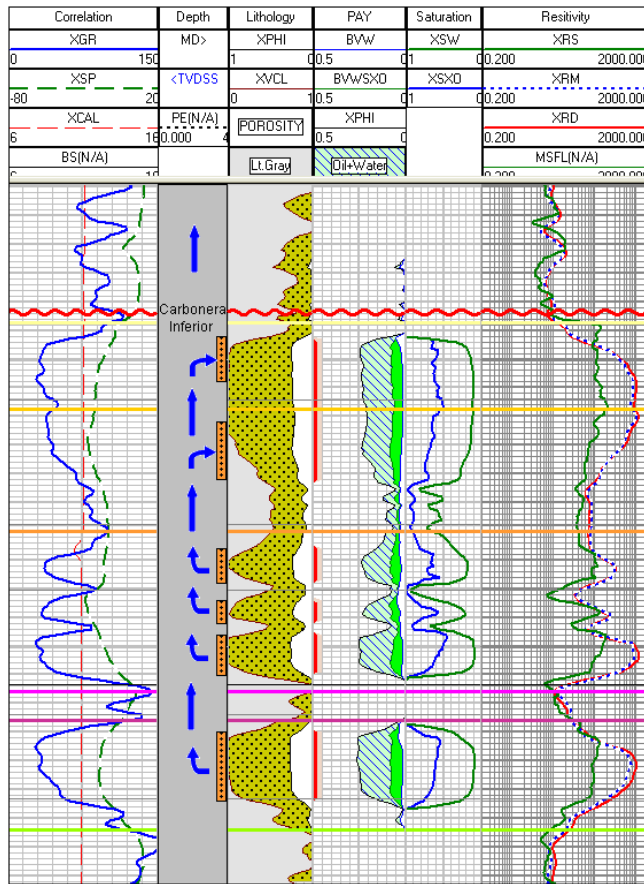
Figura 39. Mapa de arena neta, Campo Caño Yarumal. Ampliación para pozos P-23, P-28 y P-33.



Fuente.Autores, DSS.

El pozo P-33 inició su producción en el año 1994 y se encontraba completado en varias arenas de la formación Carbonera Inferior, tal como se muestra en la figura 40. Sin embargo, a través de un PLT realizado en el 1999 (tabla 8), se identificó flujo cruzado entre las arenas, debido a que estas producían a diferentes presiones. Las cuatro arenas inferiores producían toda el 100% del agua del pozo, pero parte de ésta estaba entrando en las dos arenas superiores, como lo indican los porcentajes negativos en el porcentaje de agua en la tabla 8. En el 2006, se realizó un segundo PLT (tabla 9), en el que se observó una entrada más acentuada en las arenas superiores. Debido a este efecto de flujo cruzado, gran cantidad de agua se estaba acumulando en la parte superior de la formación, por lo tanto, cuando se completó el pozo P-28 en el año 2007, éste empezó a producir el agua proveniente del pozo P-33.

Figura 40.Registros eléctricos del pozo P-33, Campo Caño Yarumal.



Fuente. Autores, GeoGraphix, Prizm.

Tabla 8. Prueba de Registro de Producción (PLT) para el pozo P-33, 08 de Abril de 1999.

| Intervalo | % Aceite | % Agua | Prod. Aceite (Bb/día) | Prod. Agua (Bb/día) | Corte de Agua (%) |
|-----------|----------|--------|-----------------------|---------------------|-------------------|
| 1 | 0.0% | -7.0% | 0.0 | -668.0 | 0.0% |
| 2 | -17.0% | -22.0% | -124.0 | -2,099.4 | 0.0% |
| 3 | 38.0% | 9.0% | 277.1 | 858.9 | 75.6% |
| 4 | 33.0% | 29.0% | 240.6 | 2,767.4 | 92.0% |
| 5 | 20.0% | 33.0% | 145.8 | 3,149.1 | 95.6% |
| 6 | 26.0% | 58.0% | 189.6 | 5,534.9 | 96.7% |
| Total | 100.0% | 100.0% | 729.2 | 9,542.9 | 92.9% |

Fuente. Autores, Occidental de Colombia.

Tabla 9. Prueba de Registro de Producción (PLT) para el pozo P-33, 01 de Enero de 2006.

| Intervalo | % Aceite | % Agua | Prod. Aceite (Bb/día) | Prod. Agua (Bb/día) | Corte de Agua (%) |
|-----------|----------|--------|-----------------------|---------------------|-------------------|
| 1 | -83.0% | -13.0% | -32.7 | -1,220.0 | 0.0% |
| 2 | -692.2% | -55.0% | -272.9 | -5,161.5 | 0.0% |
| 3 | 322.1% | 20.0% | 127.0 | 1,876.9 | 93.7% |
| 4 | 446.1% | 48.0% | 175.9 | 4,504.5 | 96.2% |
| 5 | 107.0% | 42.0% | 42.2 | 3,941.5 | 98.9% |
| 6 | 0.0% | 58.0% | 0.0 | 5,443.0 | 100.0% |
| Total | 100.0% | 100.0% | 39.4 | 9,384.4 | 99.6% |

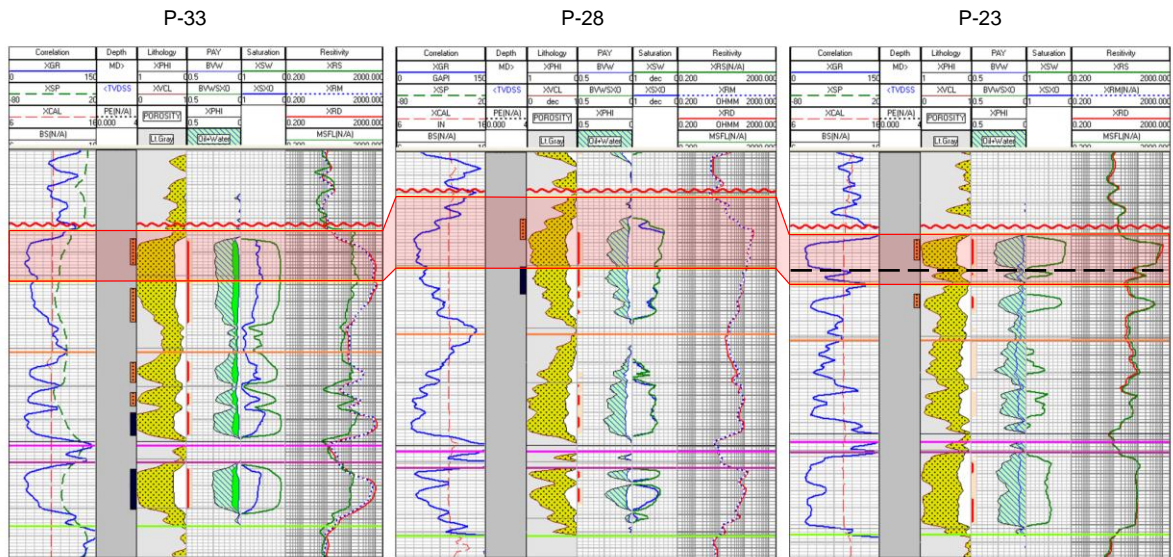
Fuente. Autores, Occidental de Colombia.

Por otro lado, el pozo P-23 producía menor cantidad de agua debido a que se encuentra más lejos del pozo P-33 y la arena neta es menor que la del pozo P-28. El agua tiende a moverse por el camino más fácil, que en este caso corresponde al canal de arena más grueso como se observa en la figura 39. Además, en la interpretación petrofísica de estos tres pozos (figura 41), se puede observar que la calidad de la arena en los pozos P-28 y P-33 es similar y está compuesta de un solo paquete, mientras que la arena del pozo P-23 tiene una pequeña discontinuidad, dividiendo la arena en dos paquetes, es más delgada y sucia, por lo que el agua no ingresa tan fácil como lo hace en el pozo P-28.

En el año 2009 el pozo P-23 (el de mejor desempeño) fue abandonado puesto que presentó problemas mecánicos. Sin embargo, debido a que éste pozo todavía contaba con una gran cantidad de reservas, se hizo necesario realizar un trabajo de reacondicionamiento en el pozo P-25 para suplir y recuperar la producción de aceite que había dejado el pozo P-23. Según el Cross Hair Plot (figura 38), el pozo P-25 no tiene un desempeño muy bueno, pues tiene baja producción de aceite y baja producción de agua. Esto no es un indicativo directo de que el pozo tenga bajo desempeño. En el momento en que el pozo P-25 comenzó a producir, la presión en esta parte del yacimiento era menor a la presión que presentaba cuando comenzó a producir el pozo P-23. Por lo tanto, al normalizar la producción

de los pozos, se observa una diferencia significativa en los caudales, pues el pozo P-25 viene siendo la continuación de la producción del pozo P-23.

Figura 41.Registros eléctricos de los pozos P-23, P-28 y P-33, Campo Caño Yarumal.

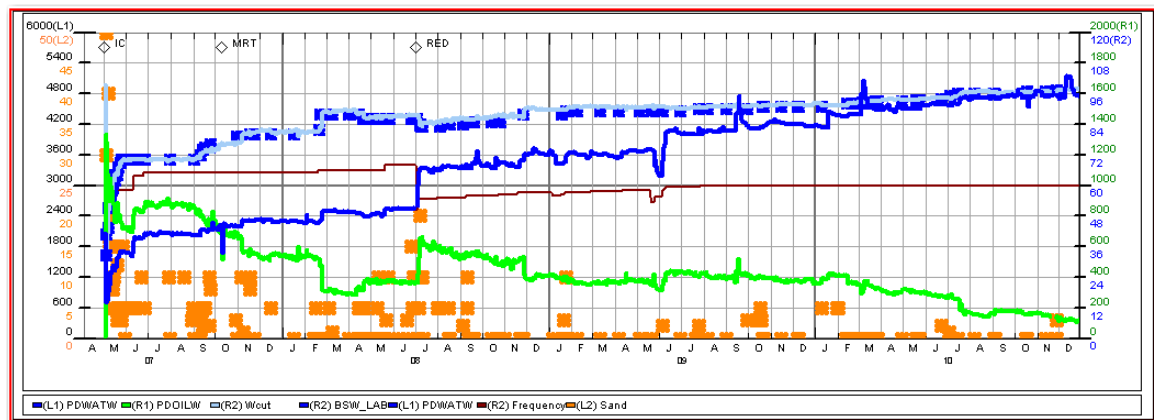


Fuente.Autores, GeoGraphix, Prizm.

De acuerdo al Cross Hair Plot (figura 38), el pozo P-31 está situado en el cuadrante con el mejor desempeño de producción. Este pozo cuenta con una trampa estructural generada gracias a la falla normal ubicada al norte de éste con un salto de aproximadamente de 100 pies, posicionándolo en un bloque estructural más alto (figura 17). Adicionalmente, presenta un cambio estratigráfico con un espesor significativo de la arena (15 pies) (figura 15), considerándose como uno de los mejores pozos, debido a que es el único que drena de la arena superior en este sector. El cambio en la curva del Cross Hair Plot corresponde a una disminución en la producción de aceite debido a un rediseño de la bomba electrosumergible en el año 2008 (figura 42), el cual aumentó su potencial de 3,000 a 4,000 barriles de fluido, dando como resultado una tasa de aceite con una

declinación mayor y una tasa de agua superior a la que venía produciendo el pozo.

Figura 42.Historia de producción de P-31, Campo Caño Yarumal.



Fuente.Autores, DSS.

Los pozos P-24 y P-26 se encuentran en el cuadrante con menor producción de aceite y mayor producción de agua. Estos pozos están más bajos con respecto a los otros según el mapa estructural (figura 17), su espesor de arena es alto (figura 15) y la falla del sur está haciendo restricción. Por esta razón, se concluye que posiblemente el acuífero está entrando por ese sector, reflejado en la alta producción de agua.

Finalmente, el pozo P-21 es uno de los que produce menos aceite y su producción de agua se encuentra en el promedio de los demás. La razón por la cual se comporta de esta manera, se debe a que se encuentra ubicado más bajo estructuralmente (figura 17).

4.2. CAMPO CAÑO LIMÓN

La metodología se implementó en el campo Caño Limón para los veinte (20) pozos que producen o produjeron solamente de la arena superior de la formación Carbonera Inferior: P-1, P-2, P-3, P-4, P-5, P-6, P-7, P-8, P-9, P-10, P-11, P-12, P-13, P-14, P-15, P-16, P-17, P-18, P-19 y P-20.

Con base en la figura 35, estos pozos se clasifican con respecto a su desempeño de la producción acumulada de agua y de aceite, como se muestra en la tabla 5.

El pozo P-16 es el de mejor desempeño, ya que toda su vida ha producido aceite por encima del promedio y agua por debajo del promedio. Como se puede ver en la figura 16 es el único pozo que produce de la arena superior de la formación carbonera inferior a través de un tren principal de arena y, debido a que el agua está entrando por el este, el pozo está drenando todo el tren. Además, cuenta con una trampa estructural (figura 18) y estratigráfica. El área de este pozo es prospectiva para una oportunidad de perforación de un pozo nuevo detrás de la falla, ya que el pozo que produce actualmente no ha podido drenar allí. Sin embargo existe un riesgo: el soporte de la presión dependerá de qué tan sellante sea la falla.

Otro pozo que se encuentra en el mismo cuadrante es el P-10. Aunque se encuentra ubicado en un bajo estructural (figura 18), está protegido por el sistema de fallas de Arauca y cuenta además con cambios estratigráficos (figura 16) que retrasan la entrada del agua, debido a que tiene que realizar un largo recorrido para llegar hasta el pozo.

El pozo P-2 presenta tanto una alta producción de aceite como de agua. Debido a su localización (figura 14), éste pozo debería estar ubicado en el cuadrante de peor desempeño del Cross Hair Plot (cuarto cuadrante), ya que el acuífero entra por la parte este del campo; por lo tanto la alta producción de agua es consistente,

pero gracias a las fallas que presenta, las cuales hacen restricción e impiden la entrada de agua, está drenando más aceite en el área. Su intervalo cañoneado es grande, como se observa en la figura 43 y posee un espesor de arena de 10 pies. Por este motivo, es recomendable realizar un aislamiento parcial del intervalo para disminuir la producción de agua e incrementar el potencial de aceite.

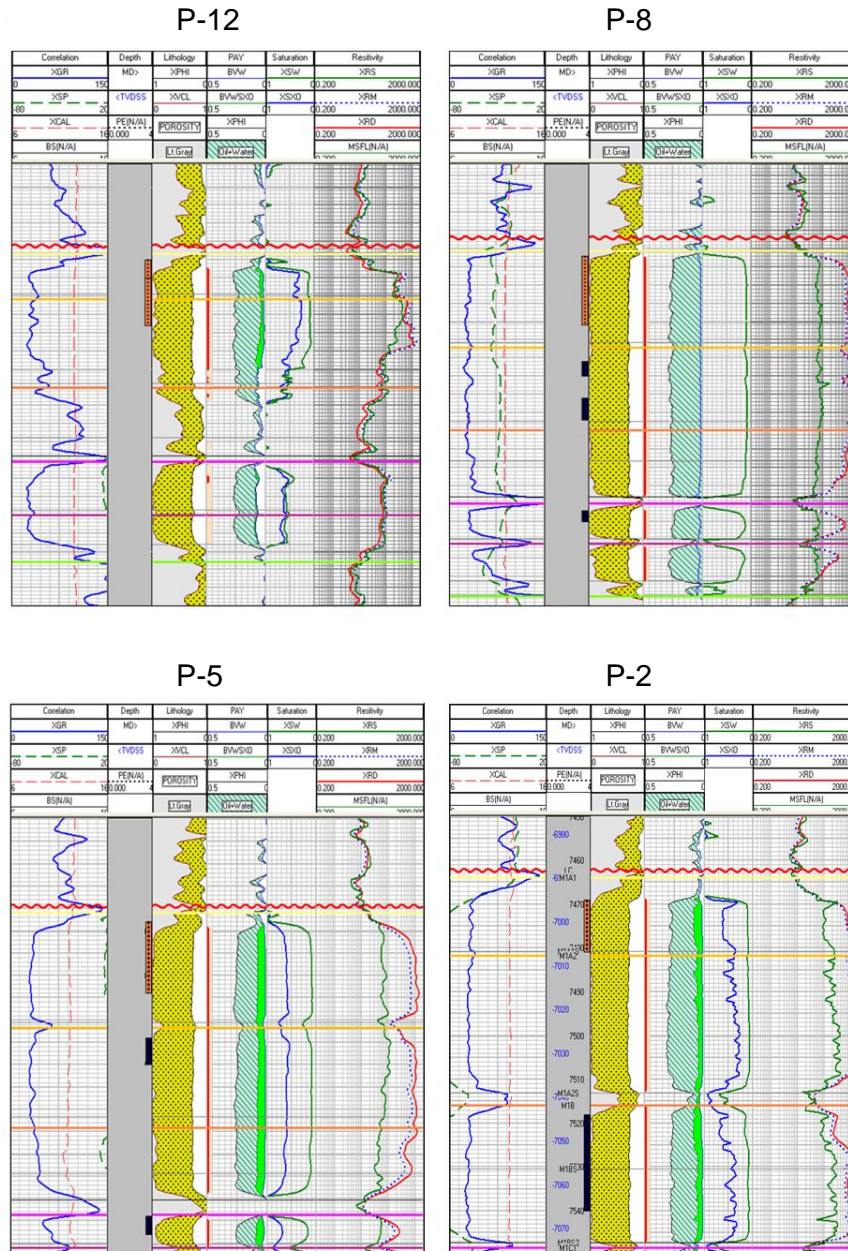
A pesar que el pozo P-7 cuenta con una trampa estratigráfica, su producción de aceite no es lo suficientemente alta para suplir las necesidades del pozo; además, su producción de agua es muy alta ya que está influenciada por la entrada del acuífero y se encuentra ubicado en un bajo estructural (figura 18). Por estos motivos, se vio la necesidad de abandonarlo en el año 2006.

Los pozos que se encuentran en el cuadrante de peor desempeño del Cross Hair Plot, es decir, la producción de aceite por debajo del promedio y la producción de agua por encima del promedio del grupo de pozos son P-5, P-8, P-9 y P-12. Como se puede observar en la figura 35 el pozo que tuvo menor producción de aceite fue el P-9 razón por la cual se abandonó en el año 2009. Los otros tres pozos producen poco aceite pero todavía son económicamente viables. Una característica particular de ellos es que poseen un gran paquete de arena (figura 16), es decir, tienen una arena gruesa y masiva; y un amplio intervalo cañoneado como se observa en la figura 43. Debido a ello es posible evaluar la posibilidad de realizar un trabajo de reacondicionamiento, enfocado en aislar parcialmente el intervalo cañoneado y de esta manera se disminuiría la producción de agua y se incrementaría el potencial de aceite.

P-1, P-4, P-6, P-11, P-13, P-14, P-15, P-17, P-18, P-19 y P-20 son pozos que se encuentran ubicados en el cuadrante con peor producción de fluidos total. Los pozos P-11 y P-20 son unos de los productores de aceite más bajos con respecto a todo el grupo y además son los que han acumulado menos aceite en toda su

vida productiva (figura 29). Por esta razón, fueron abandonados en el año 2009 y 2010, respectivamente.

Figura 43.Registros eléctricos del pozo P-2, P-5, P-8 y P-12, Campo Caño Limón.



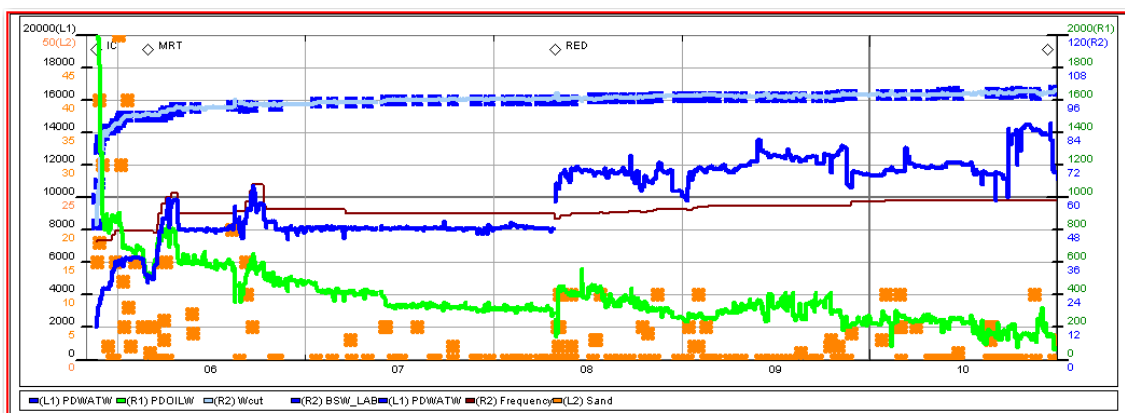
Fuente. Autores, GeoGraphix, Prizm

Como se observa en la figura 16, el mejor desarrollo de la arena está ocupado por los pozos P-1, P-3, P-4, P-5, P-6, P-8, P-9, P-11, P-12, P-13, P-14, P-17 y P-19. Todos ellos, tienen una producción baja de aceite y relativamente alta de agua, pero con un acumulado alto de aceite (figura 29). Debido a ello, ésta área no es recomendable para la localización de un pozo nuevo o un trabajo de reacondicionamiento, ya que al tener una arena más gruesa, masiva y con valores de permeabilidad altos (alrededor de 15 Darcy, figura 21), el agua entrará más rápido y fácil a los pozos. Además, debido a que el acuífero ingresa por la parte este, a medida que va entrando en la formación, su imbibición irá aumentando y por lo tanto disminuirá la saturación de aceite. Este fue uno de los motivos para abandonar el pozo más cercano al acuífero, P-3.

El pozo P-15 se encuentra cerca al área anteriormente descrita. Sin embargo este pozo presenta un cambio estratigráfico (figura 16) y estructural (figura 18) que lo favorece. El agua no tiende a pasar por este sector debido a que tiene preferencia por el mejor desarrollo de la arena, y por lo tanto la producción de aceite de los pozos de esa área será mayor.

Finalmente, el pozo P-18 se encontraba al inicio de su vida productiva en el mejor cuadrante del Cross Hair Plot (figura 35), debido a que está localizado en el sistema de fallas de Caño Limón ubicándolo estructuralmente en un bloque alto (figura 18). Después de aproximadamente tres años de producción (figura 44), se realizó un rediseño en la bomba electrosumergible aumentando su potencial de 7,600 a 12,000 barriles de fluido. Esto resultó en un aumento de aceite pero con una declinación fuerte de la producción en poco tiempo, y operando a una tasa de agua mayor con la que tenía antes del rediseño. De esta manera, el pozo desvía su trayectoria en el Cross Hair Plot hasta ubicarse en el tercer cuadrante, sin embargo, no es un cambio significativo. Su acumulado de aceite (figura 29) muestra las buenas características de producción que presenta este pozo.

Figura 44.Historia de producción de P-18, Campo Caño Limón.



Fuente. Autores, DSS

4.3. RESULTADOS

A continuación se presentan el resumen de los resultados y las posibles alternativas para la optimización de la producción en la arena superior de la Formación Carbonera Inferior para los campos Caño Yarumal y Caño Limón, generadas a partir del análisis conjunto realizado previamente.

4.3.1. CAMPO CAÑO YARUMAL

En el campo Caño Yarumal se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ Se identificó un área con un comportamiento anómalo, entre los pozos P-23 y P-28.
- ✓ Se identificó un área prospectiva para la localización de un nuevo pozo o un trabajo de reacondicionamiento: área P-27.
- ✓ Se propone incrementar el potencial de fluidos en los pozos P-30 y P-32.

4.3.2. CAMPO CAÑO LIMÓN

En el campo Caño Limón se obtuvieron los siguientes resultados:

- ✓ Se identificó un área con alto drenaje o poco prospectiva para la localización de un nuevo pozo o un trabajo de reacondicionamiento, área P-1, P-3, P-4, P-5, P-6, P-8, P-9, P-11, P-12, P-13, P-14, P-17 y P-19.
- ✓ Se propuso realizar trabajos de reacondicionamiento, los cuales consisten en el aislamiento parcial del intervalo cañoneado para reducir la producción de agua en los pozos P-2, P-5, P-8 y P-12.
- ✓ Se recomienda incrementar el potencial de los fluidos en los pozos P-14, P-15, P-18 y P-19.
- ✓ Se identificó un área prospectiva para la localización de un nuevo pozo o un trabajo de reacondicionamiento: área P-16.

4.4. EVALUACIÓN FINANCIERA

Con el fin de determinar la factibilidad de la aplicación de los trabajos sugeridos en el proyecto, se llevó a cabo el análisis financiero por medio del estudio de diferentes indicadores, los cuales son empleados para demostrar la viabilidad de la implementación de los resultados obtenidos mediante el análisis avanzado de ingeniería. El análisis financiero es usado como un método de calificación de las propuestas establecidas en el proyecto, desde el punto de vista de la generación de utilidades económicas para el dueño y operador del campo.

De esta manera, la evaluación financiera se realizó sólo para dos alternativas propuestas en el análisis siguiendo las recomendaciones de los ingenieros de Occidental de Colombia: incremento de potencial de fluidos y aislamiento del intervalo cañoneado. En ambos casos, la evaluación financiera consistió en un estimado del aumento de la producción al aplicar cada una de las alternativas. A

este aumento se le aplicó el costo del tratamiento de los fluidos producidos adicionales y se los barriles de aceite producidos se multiplicaron por el valor del precio del petróleo promedio a Diciembre del 2010.

Adicionalmente, Occidental de Colombia cuenta con una matriz, la cual permite calcular los valores económicos presentados a continuación²⁰ con base en el incremento de la producción de fluidos, el incremento de la producción de aceite y en el corte de agua. Es necesario resaltar, que los pozos de los yacimientos de Cravo Norte, presentan una declinación de tipo hiperbólica cuyo índice de declinación es 0.7.

A. FLUJO DE CAJA

En finanzas y en economía se entiende por flujo de caja como la acumulación neta de activos en un período dado y, por lo tanto, este constituye un indicador importante del desempeño de un proyecto de inversión. Básicamente es el resultado de la diferencia entre los ingresos y los egresos de un proyecto o de una empresa, para un periodo de tiempo.

✓ Ingresos

En el análisis del flujo de caja, los ingresos son todas aquellas ganancias obtenidas como resultado de la negociación de los productos de hidrocarburos extraídos por cada uno de los pozos productores que constan la estación K-27. Como en todo negocio, es de esperar que luego de realizar una inversión para la ejecución de un proyecto cualquiera, el conjunto de todas las utilidades en el tiempo debe exceder en cierta manera al conjunto de los costos de inversión y de operación del trabajo propuesto.

²⁰SERRANO, Javier. Matemática financiera y evaluación de proyectos. Universidad de los Andes. Enero de 2004.

✓ **Egresos:**

Los egresos representan el conjunto de todos los desembolsos que deben ser contemplados en la implementación de cualquier proyecto. Para este caso se contemplaron los siguientes.

1. Costos de Inversión
2. Costos de Tratamiento (incluye costo de levantamiento, transporte, entre otros)

B. PRECIO DE REFERENCIA DE CRUDO (WTI)

La fiscalización de cada barril de crudo producido en el Campo Caño Limón debe estar sujeta a una corrección, la cual se realiza mediante la comparación entre las cualidades del crudo producido por la estación y el crudo de referencia WTI (West Texas Intermediate),

En la actualidad el costo del barril de crudo de referencia WTI ronda los 100 USD/Bbl. Para los pozos de Occidental Colombia, aplicando un factor de ajuste del campo por costos de transporte, refinación, entre otros, se tiene que cada barril de petróleo producido en el campo Caño Limón tiene un valor real por barril de 55 USD/Bbl. Este valor fue el seleccionado para el análisis económico de este proyecto.

C. INDICADORES DE RENTABILIDAD

✓ **Valor Presente Neto (VPN)**

El Valor Presente Neto es el resultado algebraico de traer a valor presente, utilizando una tasa de descuento adecuada, todos los flujos (positivos o negativos) relacionados con un proyecto. Analíticamente, el valor presente neto mide el aporte

económico de un proyecto a los inversionistas. Esto significa que refleja el aumento o disminución de la riqueza de los inversionistas al participar en los proyectos.

El valor numérico del valor presente neto puede ser interpretado de varias formas; esto dará lugar a la toma de decisiones acerca de la inversión del proyecto:

VPN > 0: Para este caso, las utilidades que representa la implementación del proyecto, son mayores a los costos de inversión; de esta manera se dice que el proyecto es viable e igualmente atractivo.

VPN < 0: En casos con datos de Valor Presente Neto menores a cero, no es viable el desarrollo del proyecto, ya que se tiene que la inversión para la implementación del proyecto nunca será cubierta según el tiempo de estudio de la proyección de los negocios.

VPN = 0: En esta situación la aprobación o denegación del proyecto resulta indiferente, ya que el costo de inversión es apenas cubierto por las utilidades que deja la aplicación del mismo.

✓ **Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)**

Representa la tasa de interés a la cual una determinada empresa o grupo de inversionistas se encuentran dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del proyecto estudiado. Esta tasa de interés es fijada a partir del margen de utilidades que se desee obtener y sirve entre otras cosas para la elección de la factibilidad de varios proyectos como un patrón de comparación.

Para el caso de Occidental de Colombia, la tasa de Interés de Oportunidad es de alrededor del 15%.

✓ **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

La Tasa Interna de Retorno corresponde a aquella tasa de interés que hace igual a cero(0) el valor presente neto de un proyecto. Esta es la rentabilidad de los fondos que realmente se encuentran invertidos en el proyecto. O la rentabilidad que el proyecto le permite generar a un dólar, mientras el mismo se encuentre invertido en el proyecto. Con frecuencia se habla de la tasa interna de retorno como la Rentabilidad del proyecto.

En un sentido estricto esto será cierto si los fondos que libera el proyecto se reinvierten a una tasa de interés igual a esa tasa interna de retorno. Esto es, la rentabilidad final del proyecto durante un cierto período depende finalmente de la forma como se inviertan los fondos que libera el proyecto en fechas anteriores a su culminación.

✓ **Relación Costo Beneficio**

La relación costo beneficio, es aquella que permite al analista económico, establecer el grado de ganancia que ha tenido cada dólar invertido en un determinado proyecto. Si el valor obtenido para la relación costo beneficio es mayor a la unidad, es entendible que la inversión del proyecto ha tenido cierto nivel de utilidad, lo cual justifica la aplicación del proyecto.

4.4.1. INCREMENTO DE POTENCIAL DE FLUIDOS

Los pozos en los cuales se propuso un incremento en el potencial de los fluidos son: P-14, P-15, P-18, P-19, P-30 y P-32. Luego de tener la selección de los pozos a los cuales se recomienda aplicar el incremento de potencial de fluidos, se hace necesario establecer un punto de comparación entre el estado actual de la producción del pozo y el estado futuro en el cual se incluya la aplicación del trabajo.

Generalmente, el incremento del potencial de fluidos que se establece para los pozos es el 40% adicional de lo que producen actualmente, y el corte de agua permanece constante. Este incremento se determinó después de realizar una revisión a las respuestas tenidas en los pozos vecinos a los que ya se les ha aplicado un incremento en el potencial de fluidos. De esta manera, aplicando el 40% como aumento de la producción a la fecha de Diciembre de 2010, con corte de agua constante, se obtienen los resultados presentados en la tabla 10.

Tabla 10. Condiciones de producción antes y después del incremento de potencial

| POZO | Condiciones Actuales | | | Condiciones Nuevo Potencial | | | Delta | |
|--------------|----------------------|----------------------|--------------|-----------------------------|----------------------|-------------|--------------|---------------|
| | BFPD | W _{CUT} (%) | BOPD | BFPD | W _{CUT} (%) | BOPD | Delta Aceite | Delta Fluido |
| P-30 | 10.212 | 97,9 | 215 | 14.297 | 97,9 | 302 | 86 | 4.085 |
| P-32 | 11.995 | 97,9 | 251 | 16.793 | 97,9 | 351 | 100 | 4.798 |
| P-15 | 3.318 | 94,7 | 175 | 4.645 | 94,7 | 244 | 70 | 1.327 |
| P-19 | 10.019 | 98,3 | 166 | 14.027 | 98,3 | 233 | 67 | 4.008 |
| P-18 | 12.088 | 97,7 | 276 | 16.923 | 97,7 | 386 | 110 | 4.835 |
| P-14 | 5.505 | 98,8 | 66 | 7.707 | 98,8 | 92 | 26 | 2.202 |
| TOTAL | 53.137 | | 1.148 | 74.392 | | 1607 | 459 | 21.255 |

Fuentes. Autores

A continuación se realiza la matriz propuesta por Occidental de Colombia para cada uno de los seis pozos a los que se realizará un incremento de potencial. Los valores ingresados en la matriz corresponden al valor del trabajo, en este caso consiste en el cambio de la bomba electrosumergible por una de mayor capacidad, de acuerdo al manejo de fluidos de cada pozo. Este trabajo se encuentra alrededor de 240.000 US, los cuales incluyen movilización del equipo, pulling de la sarta de producción y bomba electrosumergible, limpieza de arena del pozo, tocada de fondo, instalación de la nueva sarta de producción y bomba electrosumergible, y dejar el pozo en producción. Otros valores que se ingresan

son el pronóstico de producción de aceite y agua que tendrá el pozo después de realizar el trabajo. Se corre la matriz y teniendo en cuenta los flujos de caja se determinan los diferentes parámetros financieros del proyecto, tales como valor presente neto, la relación costo beneficio, el tiempo en que se paga el trabajo realizado y la tasa interna de retorno. Estos indicadores de rentabilidad se muestran a continuación, tabla 11.

Tabla 11. Indicadores de rentabilidad aplicando incremento de potencial

| EVALUACIÓN FINANCIERA (Incremento de Potencial de Fluidos) | | | | | | | |
|---|-------------|--------------------------------|-------------|--------------------------------|------------|---------------------------|------------|
| POZO | BFPD | W_{CUT} (%) | BOPD | NPV (M-US) @15% | B/C | Tiempo de pago | TIR |
| P-30 | 14.297 | 97,9 | 302 | 777.39 | 10.49 | 2 meses | > 300% |
| P-32 | 16.793 | 97,9 | 351 | 941.66 | 12.5 | 2 meses | > 300% |
| P-15 | 4.645 | 94,7 | 244 | 738.64 | 10.02 | 2 meses | > 300% |
| P-19 | 14.027 | 98,3 | 233 | 556.31 | 7.79 | 3 meses | > 300% |
| P-18 | 16.923 | 97,7 | 386 | 1052.33 | 13.85 | 2 meses | > 300% |
| P-14 | 7.707 | 98,8 | 92 | 159.22 | 2.94 | 5 meses | > 300% |

Fuentes. Autores

4.4.2. AISLAMIENTO PARCIAL DEL INTERVALO CAÑONEADO

Los pozos en los cuales se propuso un aislamiento parcial del intervalo cañoneado son: P-2, P-5, P-8 y P-12.

Al realizar un aislamiento parcial, el potencial del fluido no cambia, solamente disminuirá el corte de agua. Para saber el incremento del aceite al conservar la misma cantidad de producción de fluidos y disminuir la producción de agua, el corte de agua, se disminuyó 0,5 unidades del que tenía actualmente cada pozo. Este valor en el decremento del corte de agua fue recomendado por los ingenieros

de la compañía Occidental de Colombia. Los resultados en la producción tras aplicar esta alternativa, se encuentran registrados en la tabla 12.

De la misma manera que en la evaluación financiera para los trabajos de incremento de potencial de fluidos, se desarrollaron los cálculos correspondientes a los ingresos y los egresos para cada pozo. Para este caso, la producción total de fluidos permanece constante, pero la producción de agua disminuye, disminuyendo de la misma manera el corte de agua.

Tabla 12. Condiciones de producción antes y después del aislamiento parcial del intervalo cañoneado

| POZO | Condiciones Actuales | | | Condiciones Nuevo Potencial | | | Delta | |
|--------------|----------------------|----------------------|------------|-----------------------------|----------------------|------------|--------------|--------------|
| | BFPD | W _{CUT} (%) | BOPD | BFPD | W _{CUT} (%) | BOPD | Delta Aceite | Delta Fluido |
| P-12 | 19.788 | 99,1 | 170 | 19.788 | 98,6 | 269 | 99 | 0 |
| P-8 | 19.074 | 99,6 | 71 | 19.074 | 99,1 | 166 | 95 | 0 |
| P-5 | 18.460 | 99,5 | 98 | 18.460 | 99,0 | 190 | 92 | 0 |
| P-2 | 20.780 | 99,5 | 104 | 20.780 | 99,0 | 208 | 104 | 0 |
| TOTAL | 78.102 | | 442 | 78.102 | | 833 | 391 | 0 |

Fuente. Autores

A continuación se realiza la matriz propuesta por Occidental de Colombia para cada uno de los seis pozos a los que se realizará un incremento de potencial. Los valores ingresados en la matriz corresponden al valor del trabajo, en este caso consiste en sentar un tapón a una profundidad determinada para realizar el aislamiento parcial. Este trabajo se encuentra alrededor de 200.000 US, los cuales incluyen movilización del equipo, pulling de la sarta de producción y bomba electrosumergible, sentar el tapón a la determinada profundidad, instalación de la nueva sarta de producción y bomba electrosumergible, y dejar el pozo en producción. Otros valores que se ingresan son el pronóstico de producción de aceite y agua que tendrá el pozo después de realizar el trabajo. Se corre la matriz

y teniendo en cuenta los flujos de caja se determinan los diferentes parámetros financieros del proyecto, tales como valor presente neto, la relación costo beneficio, el tiempo en que se paga el trabajo realizado y la tasa interna de retorno. Estos indicadores de rentabilidad se muestran a continuación, tabla 13.

Tabla 13. Indicadores de rentabilidad aplicando aislamiento parcial

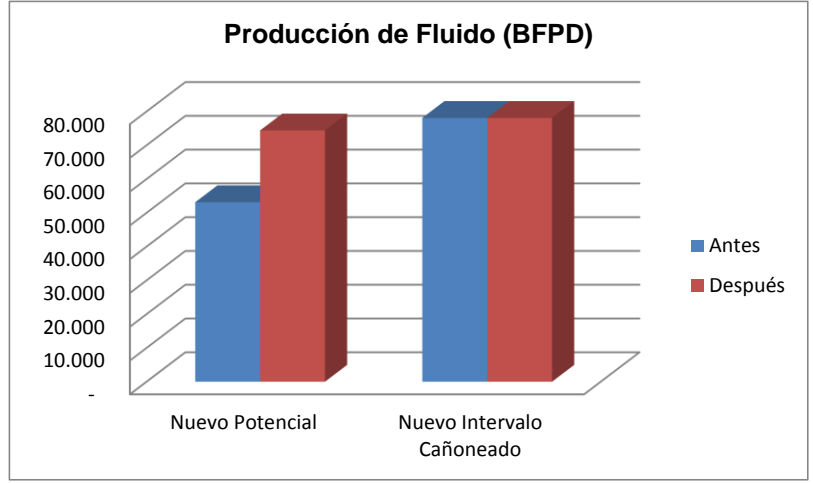
| EVALUACIÓN FINANCIERA (Aislamiento Parcial) | | | | | | | |
|--|-------------|--------------------------------|-------------|--------------------------------|------------|---------------------------|------------|
| POZO | BFPD | W_{CUT} (%) | BOPD | NPV (M-US) @15% | B/C | Tiempo de pago | TIR |
| P-12 | 19.788 | 98,6 | 269 | 569.32 | 8.58 | 2 meses | > 300% |
| P-8 | 19.074 | 99,1 | 166 | 242.36 | 4.23 | 3 meses | > 300% |
| P-5 | 18.460 | 99,0 | 190 | 333.54 | 5.44 | 3 meses | > 300% |
| P-2 | 20.780 | 99,0 | 208 | 367.36 | 5.89 | 3 meses | > 300% |

Fuente.Autores

Finalmente, si se realizan estas operaciones a la misma fecha en todos los pozos candidatos, la producción del fluido y del aceite antes y después se presenta a continuación, figura 45 y 46.

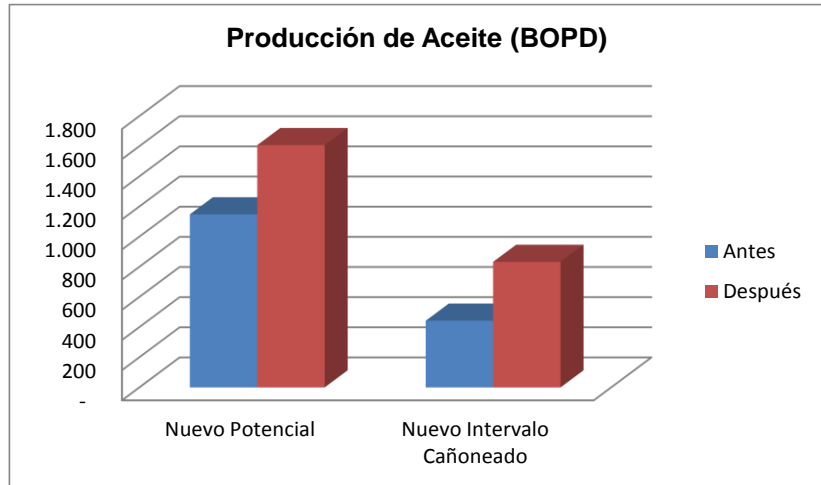
De esta manera se logra apreciar la viabilidad en la inversión, representada a través de los resultados obtenidos en los diferentes indicadores, validando la metodología propuesta para optimización de la producción de los Campos Caño Limón y Caño Yarumal, ya que para cada pozo su inversión se recupera aproximadamente entre 2 y 3 meses en promedio y su tasa interna de retorno es mucho mayor que la tasa de oportunidad.

Figura 45. Producción de fluido antes y después de los tratamientos.



Fuente. Autores.

Figura 46. Producción de aceite antes y después de los tratamientos.



Fuente. Autores.

CONCLUSIONES

- ✓ Los análisis de Índice de Heterogeneidad son herramientas empíricas útiles que permitieron la clasificación de la efectividad de diferentes alternativas de optimización de la producción, así como la identificación de pozos específicos con comportamiento superior o inferior con respecto al Campo. Se confirma además, su aplicabilidad en las arenas del área de Cravo Norte.
- ✓ La metodología presentada es útil para los ingenieros de yacimiento y producción al ser una herramienta de evaluación de bajo costo para determinar las mejores prácticas de optimización en un área y una formación dada. Los resultados también pueden ser usados como parte de programas de monitoreo para evaluar el rendimiento de diferentes grupos de pozos.
- ✓ La herramienta Dynamic Surveillance System (DSS©) de Halliburton, proporcionó una muy buena eficiencia a la hora de administrar y analizar toda la información disponible de los campos en estudio, haciendo uso de sus diferentes aplicaciones. De igual forma, la metodología presentada permitió de forma rápida y confiable, el análisis integral y eficiente de un gran volumen de información histórica.
- ✓ Los procedimientos propuestos para la implementación de la metodología en la herramienta de monitoreo DSS, podrán ser aplicados en cualquier arena de los yacimientos de Cravo Norte. De esta manera, éstos quedan a la disposición de Occidental de Colombia para su posterior uso.
- ✓ La aplicación de la metodología en la arena superior de la Formación Carbonera Inferior, permitió la identificación de pozos candidatos a incremento de potencial de fluidos: P-14, P-15, P-18, P-19, P-30 y P-32; y pozos candidatos a un trabajo de aislamiento parcial del intervalo cañoneado: P-2, P-5, P-8, P-12. Igualmente, se identificaron áreas con comportamientos anómalos y se logró posicionar dos áreas prospectivas para la localización de

un nuevo pozo que contribuya a drenar aquellas áreas que no han sido alcanzadas con los pozos existentes: área P-16 y área P-27

- ✓ La evaluación financiera, basada en el precio del petróleo y en el costo del tratamiento de los fluidos para ambos campos, permitió apreciar la viabilidad en la inversión al aplicar los trabajos planteados, validando a su vez, la metodología propuesta.

RECOMENDACIONES

- ✓ En caso de implementar cualquiera de las alternativas propuestas, incremento de potencial o aislamiento parcial del intervalo cañoneado, sería conveniente realizar una evaluación técnica detallada a los pozos donde se aplicaría dicho proceso.
- ✓ Para un estudio ingenieril al campo completo, realizar este análisis para cada una de las diferentes arenas que se encuentran en Cravo Norte implementándolo en DSS©. Para esto, es de gran ayuda los procedimientos presentados en los anexos 3, 4, 5, 6 y 7.
- ✓ Integrar la mayor cantidad de procesos e información para generar un correcto análisis ingenieril. Es indispensable tener un banco de datos que cuente con una buena calidad y considerable cantidad de información de los pozos pertenecientes al área de estudio, ya que este constituye la fuente para obtener resultados exitosos en los análisis de ingeniería, realizados mediante el empleo de herramientas como el software DSS©.
- ✓ Diseñar un plan de seguimiento a los datos reportados en los trabajos hechos a los pozos, dándole de esta forma, un mejor manejo a esta información, que a la hora de posteriores estudios, es muy valiosa.
- ✓ Teniendo en cuenta la falta de información de los valores de permeabilidad y saturación de agua para las arenas de los campos en estudio, se sugiere realizar un estudio que tenga como objetivo obtener estos valores de una forma más exacta y representativa en caso de realizar otro tipo de estudios donde se necesiten.
- ✓ Realizar un estudio de ampliación de la planta de tratamiento de fluidos, teniendo en cuenta que una de las principales limitantes para el aumento de la producción de los pozos pertenecientes a los Campos Caño Limón y Caño

Yarumal es la capacidad de éstas, al no ser suficientes para permitir a los pozos producir a su máximo potencial.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADVANCED RESERVOIR OPTIMIZATION USING OFM. Schlumberger.
2. AMOROCHO, Diana M. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL RETIRO DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD DE FONDO Y PANEL OTIS EN POZOS DEL CAMPO CAÑO LIMÓN. Bucaramanga, 2006. Trabajo de Grado, Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander.
3. BAKER, Andrew. PROCESS HI. Schlumberger.
4. B.C. Craft, M. Hawkins. APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING. Second Edition, Louisiana State University, 1991.
5. BOLAÑOS, Edwinder y OSMA, Iván Darío. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN K-27 DE CAMPO TIBÚ, MEDIANTE UN SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2009
6. CALIZ, Aldo Andrés. PASS METHODOLOGY. Occidental de Colombia. Bogotá, 2005.
7. CLEVELAND, M.N y MOLINA, J. DELTAIC RESERVOIR OF THE CAÑO LIMÓN FIELD, COLOMBIA, SOUTH AMERICA. Casebook in East Science, 1990.
8. GABELA, Victor H, Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón, Llanos Orientales de Colombia. II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá, Agosto de 1985.
9. GALVIS, Yuly Cristina. ESTUDIO DE LOS PROCESOS DE DESHIDRATACIÓN DE CRUDO Y TRATAMIENTO DE AGUAS DE

PRODUCCIÓN EN LA ESTACIÓN PF2 DEL CAMPO CAÑO LIMÓN.
Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2007.

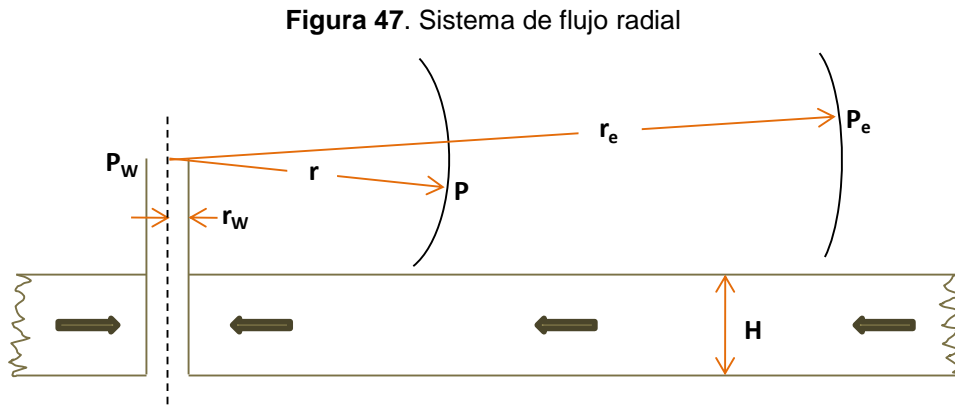
10. GAVIRIA, W, BORJA, H y otros. OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN MEDIANTE UNA METODOLOGÍA ESTRUCTURADA DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN EL CAMPO SAN FRANCISCO. Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET). Bogotá, 2001.
11. HIGUERA, Daniel Orlando. EVALUACIÓN DE LAS PRÁCTICAS DE AISLAMIENTO DE ZONAS INTERMEDIAS MEDIANTE TRABAJOS DE CEMENTACIÓN REMEDIAL EN LA ZONA DE LLANOS NORTE. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2007.
12. KENDALL, G. et. al. REPORTE TÉCNICOS DEL CAMPO CAÑO LIMÓN. Bogotá: Occidental de Colombia, Inc, 1985.
13. LÓPEZ, Gerlein Mauricio. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TIPO TORNILLO GEMELO EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2007.
14. LOZANO, Eduardo y otros. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PASS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES PARA INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD EN UN CAMPO MADURO DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA – COLOMBIA. INGEPET, 2005.
15. MARTINEZ, Gina y SANDOVAL, Angélica. FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO EN POZOS DE LA FORMACIÓN CARBONERA SUPERIOR DEL CAMPO CAÑO LIMÓN. Santafé de Bogotá, 1999. Trabajo de Grado (Ingenieras de Petróleos). Universidad América.

16. REESE, R.D. COMPLETION RANKING USING PRODUCTION HETEROGENEITY INDEXING. Society of Petroleum Engineers. SPE 36604. 1996.
17. RINCÓN, Carlos Chaffie. CREACIÓN Y DESARROLLO DE LA BASE DE DATOS PARA EL MONITOREO DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN-ARAUCA. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2005.
18. RIVERA, Rodolfo. CONTROL DE GESTIÓN APLICADO A LA CAMPAÑA DE PERFORACIÓN DEL EQUIPO PRIDE-25 EN EL CAMPO CAÑO LIMÓN. Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2007.
19. RIVERO, R.T. y DOMINGUEZ, J.G. CAÑO LIMON FIELD COLOMBIA: THE LATEST GIANT OIL RESERVOIR IN SOUTH AMERICA. Paper Number 15566-PA, 1988.
20. RODRIGUEZ, Nathaly. METODOLOGÍA PARA EL MANEJO Y USO DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO CAÑO LIMÓN (CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES-COLOMBIA). Universidad Industrial de Santander. Tesis de Grado, 2009.
21. SUAREZ, A.F. y otros. BEATING THE MARGINAL WELL PERFORMANCE IN A MATURE FIELD: SAN FRANCISCO FIELD IN COLOMBIA. Society of Petroleum Engineers. SPE 94987. 2005.
22. TECHNOGUIDE, PETREL Manual, Version 3.3.
23. VINICIO, Diego. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO CULEBRE-YULEBRA APLICANDO TÉCNICAS DE GESTIÓN INTEGRADA DE YACIMIENTOS. Escuela Politécnica Nacional. Tesis de grado. Quito, 2008.

ANEXO 1.

FLUJO RADIAL – ECUACIÓN DE DARCY

El sistema de flujo radial es considerado como el más aproximado a la expresión cuantitativa de flujo desde los alrededores del yacimiento hacia el interior del pozo. Se supone que el flujo ocurre entre dos superficies cilíndricas concéntricas, la exterior de radio (r_e) y la interior de radio (r_w) o radio del pozo. Sobre la superficie cilíndrica correspondiente a r_e , la presión tiene un valor constante e igual a P_e y sobre la superficie correspondiente a r_w , la presión tiene un valor constante e igual a P_w . La figura 47 ilustra las propiedades de un sistema radial²¹.



Fuente. B.C. Craft. Applied Petroleum Reservoir Engineering.

Considerando el flujo radial a través de una pared vertical de radio r_w en un estrato horizontal de espesor y permeabilidad uniforme, fluido incompresible y por lo tanto, flujo constante a través de cualquier circunferencia. En este sistema los vectores de flujo se dirigen radialmente desde el exterior del cilindro hacia el eje del pozo. Aplicando la ley de Darcy en su forma diferencial al sistema cilíndrico, se tiene la ecuación 10.

$$v = \frac{qB}{A_c} = \frac{qB}{2\pi r h} = -0.001127 \frac{kdp}{\mu dr} \quad (\text{Ecuación 10})$$

²¹ B.C. Craft and M. Hawkins. Applied Petroleum Reservoir Engineering. Second Edition. 1991.

Donde q es positiva en la dirección de r positiva. Separando variables se tiene la ecuación 11.

$$\int_{r_w}^{r_e} \frac{qBdr}{2\pi rh} = -0.001127 \int_{P_w}^{P_e} \frac{k}{\mu} dp \quad (\text{Ecuación 11})$$

Para poder integrar la expresión (ecuación 11) será necesario hacer las siguientes suposiciones:

1. El medio poroso es isotrópico, es decir, la K es la misma en cualquier dirección.
2. El medio poroso es homogéneo
3. El área transversal es la misma en cualquier punto considerado.
4. La viscosidad μ es independiente de la presión.
5. El fluido es incompresible
6. El proceso es isotérmico ($T=\text{constante}$)
7. La permeabilidad K es independiente de la presión.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se puede integrar directamente la ecuación 11, obteniendo la ecuación 12.

$$q = - \frac{0.00708kh(P_e - P_w)}{\mu B \ln(r_e/r_w)} \quad (\text{Ecuación 12})$$

El signo negativo usualmente se omite donde P_e es mayor a P_w , y se conoce que el flujo es negativo, esto es, en la dirección negativa de r , o a través de las paredes del pozo. Finalmente se obtiene la ecuación 13.

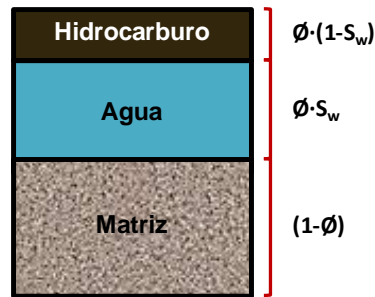
$$q = \frac{0.00708kh(P_e - P_w)}{\mu B \ln(r_e/r_w)} \quad (\text{Ecuación 13})$$

ANEXO 2.

DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA. ECUACIÓN DE ARCHIE

La saturación de agua es definida como la fracción de volumen poroso ocupado por el agua. Esto se muestra esquemáticamente en la Figura 48.

Figura 48. Saturación de los fluidos en un medio poroso.



Fuente. Autores

El volumen total de agua en la unidad volumétrica de la roca está dado por el producto ϕS_w y el volumen total de hidrocarburos está dado por $\phi(1 - S_w)$. Dos métodos para determinar la saturación de agua de una muestra de roca son análisis de corazón y análisis de registros. Aunque el análisis de corazón no será explicado con detalle aquí, vale la pena mencionar que, en la determinación de la saturación de agua, sólo los corazones nativos pueden ser confiables para obtener valores de S_w representativos.

Ecuación de Archie

Archie combinó tres observaciones medibles en una sola ecuación. Al saturar una muestra de roca con soluciones salinas de diferentes concentraciones, él encontró que la resistividad de la roca húmeda (saturada de agua) R_o estaba relacionada con la resistividad del agua saturante R_w por la ecuación 14.

$$R_o = FR_w \text{ (Ecuación 14)}$$

Donde F corresponde al factor de formación. Este factor de formación varía al variar la porosidad de la roca de acuerdo a la siguiente relación, ecuación 15.

$$F = \frac{a}{\phi^m} \text{ (Ecuación 15)}$$

Donde a es una constante y m es conocida como el exponente de cementación. Finalmente, se encontró que las rocas con saturación de agua menor al 100% y resistividad R_t obedecen a la regla presentada a continuación, ecuación 16.

$$S_w^n = R_o / R_t \text{ (Ecuación 16)}$$

Donde n es el exponente de saturación.

Combinando estas relaciones se obtiene la ecuación de Archie, ecuación 17.

$$S_w^n = \frac{F \cdot R_w}{R_t} = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \text{ (Ecuación 17)}$$

Los valores de a, m y n pueden ser ajustados a valores generalmente aceptados cuando éstos no son conocidos. Para análisis petrofísicos especiales, estos valores deberían ser determinados por análisis de corazones.

Los valores aceptados generalmente para estas constantes y para las relaciones factor de formación – porosidad, son²²:

Para areniscas

✓ a=0.81, m=2, n=2.

²² John T. Dewan, Essentials of Modern Open Hole Log Interpretation, 1983.

✓ $a=0.62, m=2.15, n=2$

Para carbonatos

✓ $a=1, m=2, n=2$

Por lo tanto, las tres versiones más comúnmente usadas de la ecuación de Archie son:

Para areniscas, ecuación 18 y 19.

$$S_w = \left(\frac{0.81R_w}{\phi^2 R_t} \right)^{1/2} \quad (\text{Ecuación 18})$$

o

$$S_w = \left(\frac{0.62R_w}{\phi^{2.15} R_t} \right)^{1/2} \quad (\text{Ecuación 19})$$

Para carbonatos, ecuación 20.

$$S_w = \left(\frac{R_w}{\phi^2 R_t} \right)^{1/2} \quad (\text{Ecuación 20})$$

El valor de n generalmente es asumido como 2, pero su valor exacto puede variar dependiendo la mojabilidad de la roca. Los sistemas mojados por aceite generalmente exhiben un valor de n mayor a 2 y algunos sistemas de agua muestran un valor de n menor a 2. Para encontrar n , una muestra de corazón se prepara a un número de diferentes saturaciones de agua y para cada saturación la relación R_o y R_t es medido. Aplicando el logaritmo a la ecuación de Archie, se tiene la ecuación 21:

$$n \cdot \log(S_w) = \log\left(\frac{R_o}{R_t}\right) \quad (\text{Ecuación 21})$$

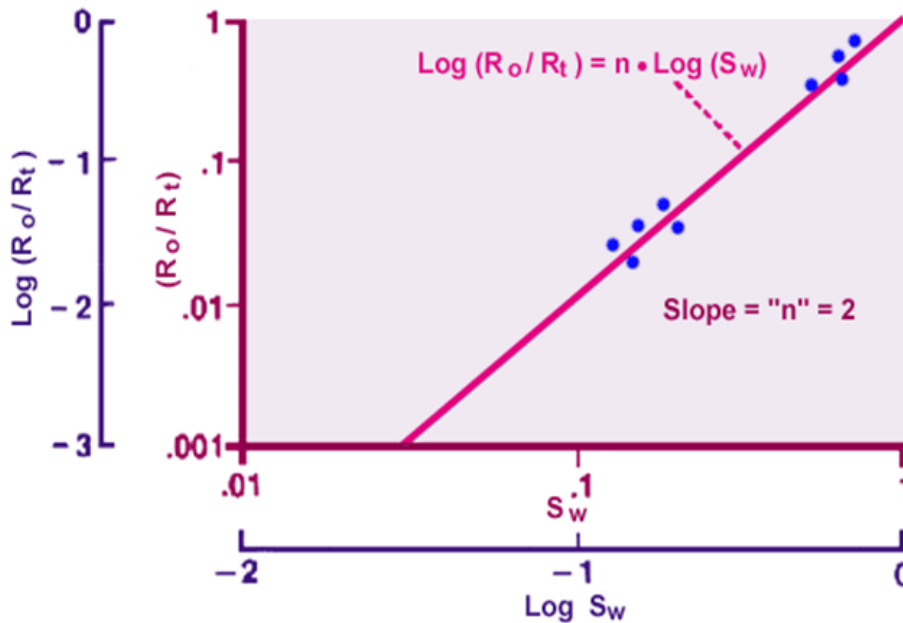
Por lo tanto, una gráfica de $\text{Log}(S_w)$ versus $\text{Log}(R_o/R_t)$ debería producir una línea recta con pendiente n (figura 49).

Por otra parte, cada tipo de roca tiene su relación factor de formación – porosidad característica. Las medidas de corazones para determinar esta relación requieren un rango de muestras de corazón de diferentes porosidades. Entonces a cada porosidad, se mide R_o , la resistividad de la roca a una saturación de agua del 100%. Si el valor de R_w es conocido, el factor de formación F puede ser deducido usando la definición $F=R_o/R_w$. Tomando el logaritmo a ambos lados de la ecuación b, se tiene la ecuación 22.

$$\log(F) = \log(a) - m \cdot \log(\phi) \quad (\text{Ecuación 22})$$

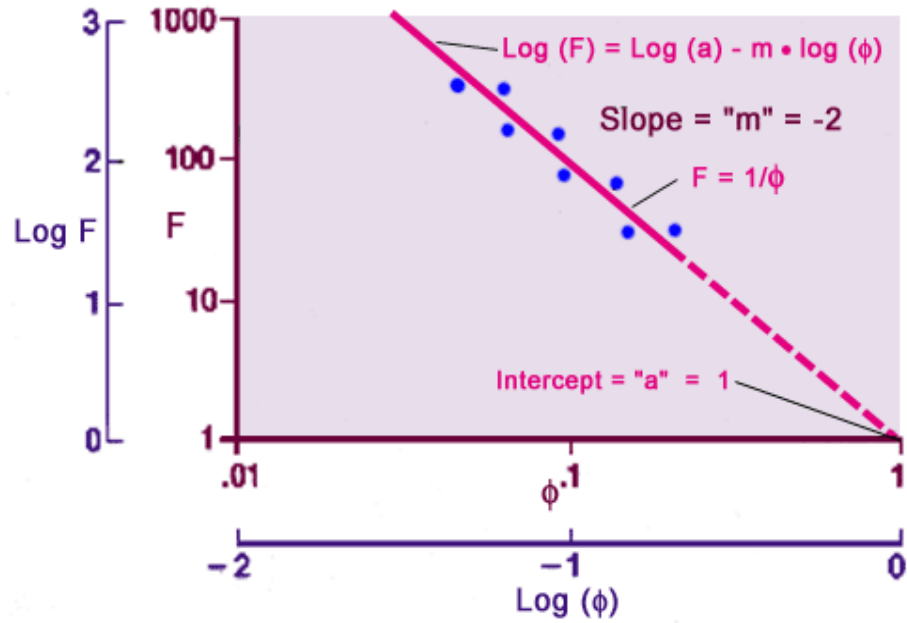
Por lo tanto, una gráfica de $\log(F)$ versus $\log(\phi)$ debería dar una línea recta con pendiente $-m$ y un intercepto a $\phi=1$ de a . La figura 50 ilustra este método.

Figura 49. $\text{Log}(S_w)$ versus $\text{Log}(R_o/R_t)$



Fuente. Bateman, 1985b. Prentice-Hall, Inc.

Figura 50. Log(F) versus Log(ϕ)



Fuente. Bateman, 1985b. Prentice-Hall, Inc.

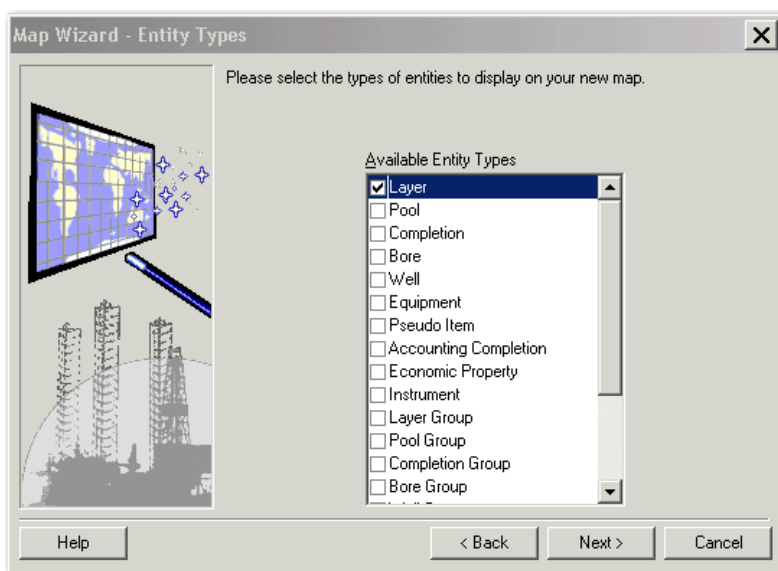
Finalmente, una vez se obtienen los valores del exponente de saturación n y del factor de formación a través de los métodos anteriormente mencionados, se procede a calcular la saturación de agua recurriendo a la ecuación 17.

ANEXO 3.

GRÁFICOS DE DISPERSIÓN (SCATTER PLOTS) PROCEDIMIENTO DSS

1. En la pestaña Display, hacer clic derecho sobre el archivo Map y seleccionar New Map.
2. Seleccionar Map Wizard
3. Seleccionar el tipo de entidad a usar. En este caso es Layer (figura 51).

Figura 51. Selección del tipo de entidad

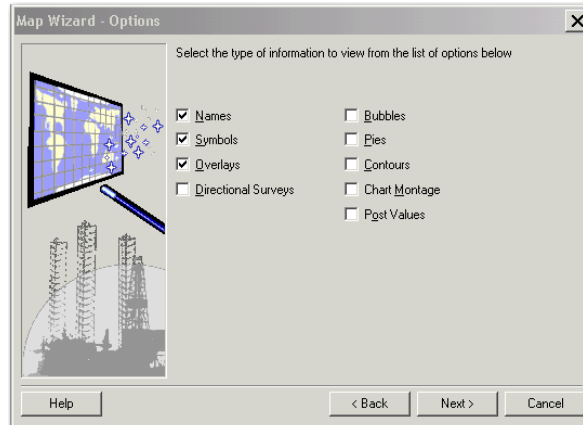


Fuente. DSS Software

4. Escoger la información que desea visualizar, tales como mapa de ubicación de pozos. Es necesario seleccionar Nombres, Símbolos y Overlays (figura 52). En los Overlays se encuentran las fallas, límites, ríos, etc.

5. Nombrar el Mapa y realizar una pequeña descripción. Seleccionar la opción Modificar el diseño del mapa.

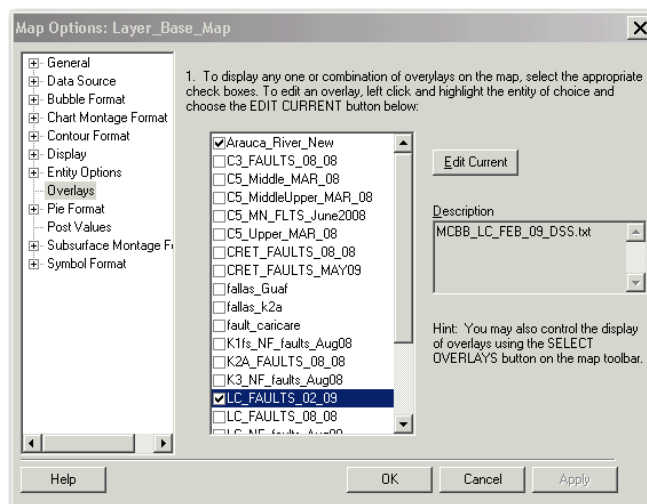
Figura 52. Selección de la información a utilizar



Fuente. DSS Software

6. En las opciones del mapa, en la sección de Overlays, seleccionar los ítems que sean necesarios para el análisis (figura 53). En este caso, se seleccionaron las fallas de la formación Carbonera Inferior y el Rio Arauca.

Figura 53. Selección de ítems necesarios para el análisis



Fuente. DSS Software

7. Finalmente se obtienen los gráficos de dispersión (Figuras 13 y 14).

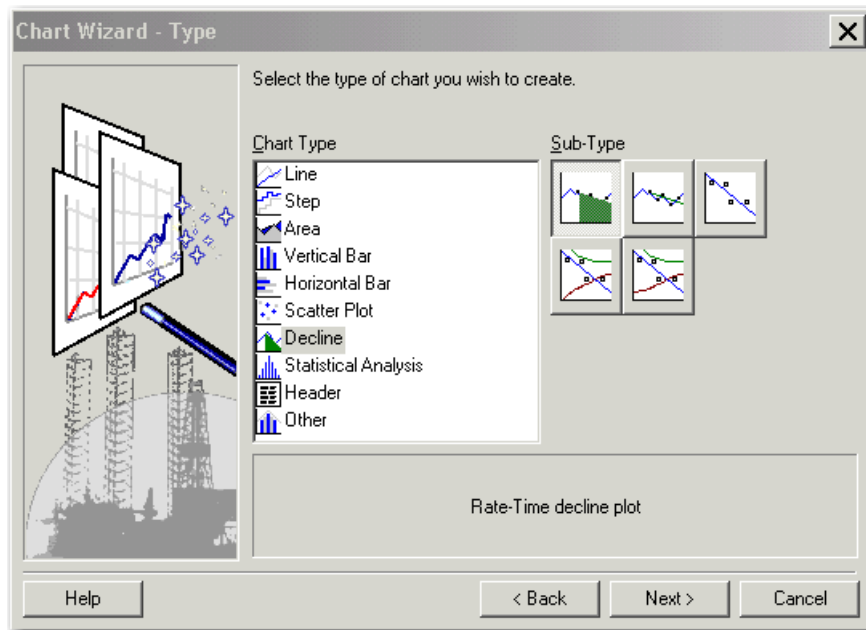
ANEXO 4.

CURVAS DE DECLINACIÓN PROCEDIMIENTO DSS©

A. CREACIÓN DEL WORKBOOK

1. En la pestaña Display, hacer Clic derecho sobre el archivo Workbook y seleccionar New Workbook.
2. Seleccionar Workbook Wizard.
3. Seleccionar el tipo de entidad a trabajar (Layer).
4. Seleccionar un nuevo chart.
5. Seleccionar Chart Wizard.
6. Seleccionar una gráfica de declinación de Tasa vs. Tiempo (figura 54).

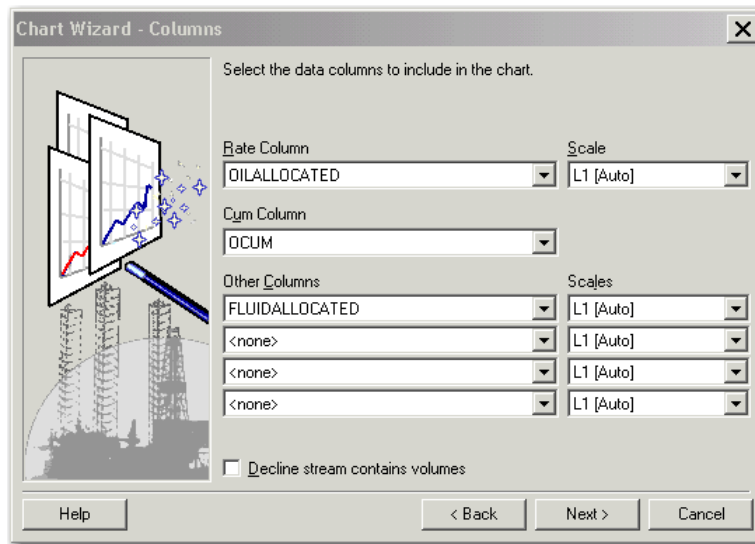
Figura 54. Selección del tipo de gráfico (Declinación)



Fuente. DSS Software

7. Seleccionar la tabla que contiene la información almacenada
8. Seleccionar Daily en el intervalo de respuesta y un rango de (0,0) para seleccionar todos los valores.
9. Seleccionar las columnas de la siguiente manera (figura 55):
 - ✓ Rate Column → Tasa de Aceite (OILALLOCATED)
 - ✓ Cum Column → Acumulado de Aceite (OCUM)
 - ✓ Other Columns → Tasa de Fluido (FLUIDALLOCATED)

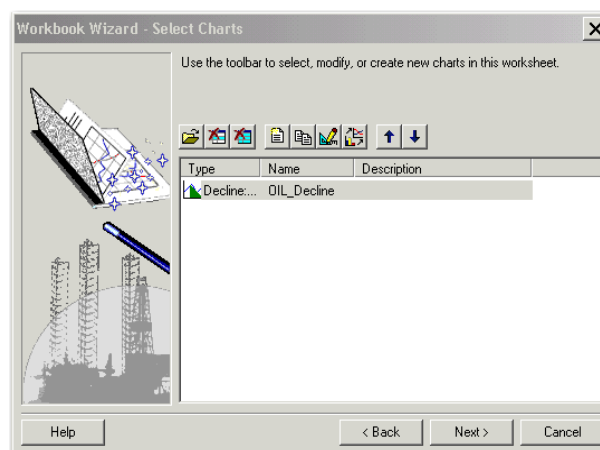
Figura 55. Selección de las columnas de datos usados en las curvas



Fuente. DSS Software

10. Nombrar el Chart y realizar una pequeña descripción.
11. La siguiente ventana muestra el Workbook con su respectivo chart (Decline), figura 56.

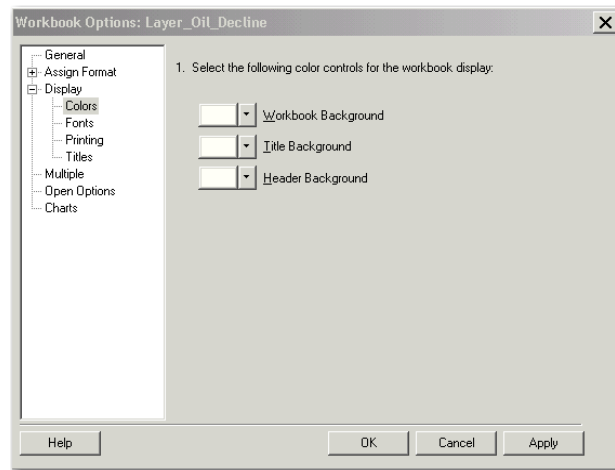
Figura 56. Workbook con la carta de Decline seleccionada



Fuente. DSS Software

12. Nombrar el Workbook y realizar una pequeña descripción. Seleccionar la opción modificar el diseño del Workbook.
13. En el Display, deseleccionar la tercera opción (Show default header).
14. En Display/Colors, seleccionar en todas las opciones el color blanco, figura 57.

Figura 57.Display/Colors

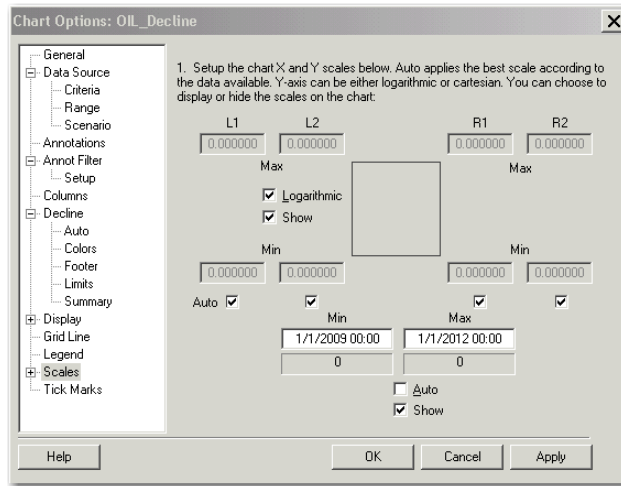


Fuente. DSS Software

15. En Display/Fonts, se pueden editar los títulos.
16. En Charts, seleccionar Decline y escoger el ícono Design.
17. En General, seleccionar None en la conexión de puntos.
18. En Decline, deseleccionar la opción Decline stream contains volumes.
19. En Decline/Footer, seleccionar todas las variables que se desean mostrar en el pie del Workbook.
20. En Decline/Limits, seleccionar el límite económico del pozo.
21. En Display, seleccionar una precisión decimal de 1.
22. En Display/Fonts, seleccionar el ítem Footer y editarlo según se requiera.

23. En Legend, seleccionar Flat y deseleccionar Symbols.
24. En Scales, en el eje y, seleccionar una escala Logarítmica, y en el eje x, deseleccionar la función automática y asignar el rango de fechas que se desea mostrar (figura 58).

Figura 58. Ajuste de los ejes de las gráficas

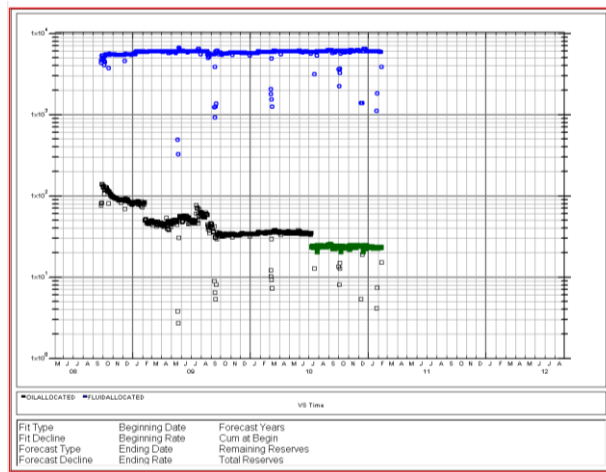


Fuente. DSS Software

B. CURVAS DE DECLINACIÓN

1. Abrir el Workbook creado en el paso anterior, y seleccionar el pozo a ser analizado (figura 59). Escoger un rango de tiempo donde los valores de producción de fluido estén estabilizados y seleccionar los puntos en ese mismo rango para la producción de aceite haciendo clic sobre los mismos.

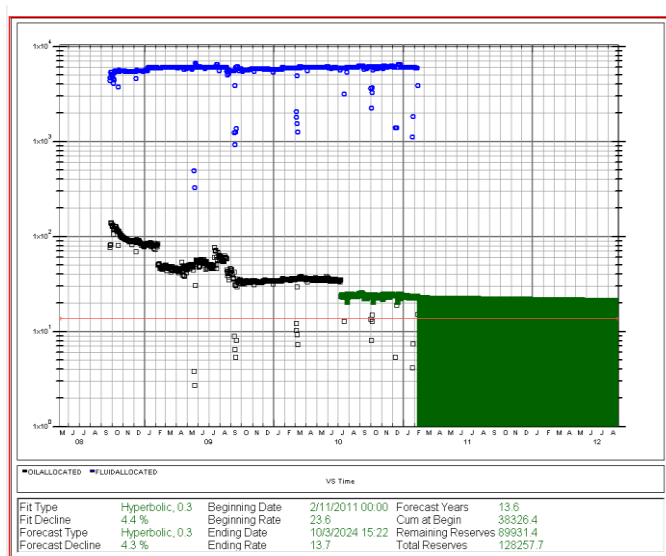
Figura 59. Workbook para un pozo seleccionado.



Fuente. DSS Software

2. En la barra de herramientas, en la opción Decline, seleccionar la opción Fit → Manual Hiperbolic
3. Insertar un valor de 0.3 para el exponente de la declinación hiperbólica.
4. En la barra de herramientas, en la opción Decline, seleccionar la opción Forecast → From Last Point (figura 60).
5. Hacer click derecho sobre el Chart y seleccionar Chart Options. En la pestaña Decline/Limits, escribir el límite económico del pozo, para que al realizar la declinación las reservas sean calculadas hasta dicha fecha.

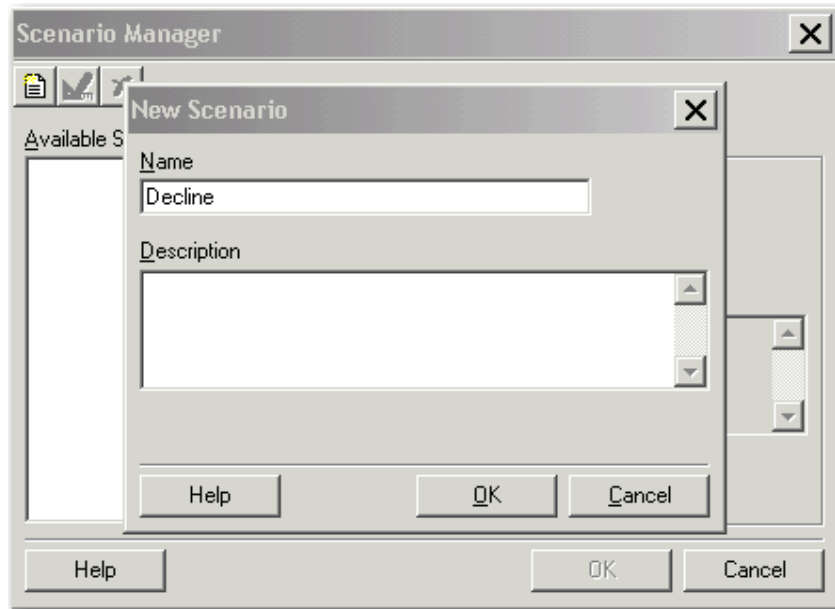
Figura 60. Curva de declinación con el pronóstico desde el último punto.



Fuente. DSS Software

6. Para guardar la declinación, en la barra de herramientas, en la opción Decline, seleccionar Save Case.
7. Nombrar el caso y realizar una pequeña descripción.
8. Para guardar la información en una tabla, en la barra de herramientas, en la opción Decline, seleccionar Forecast → Save Using Wizard.
9. Escoger la opción de guardar los datos en una tabla.
10. Seleccionar la tabla en la cual se quieren almacenar los parámetros del Forecast 1.
11. Seleccionar la tabla en la cual se quieren almacenar los resultados
12. Seleccionar Monthly en el intervalo de respuesta y un rango de (0,0) para que muestre todos los valores mensualmente.
13. Crear un nuevo escenario en donde se van a guardar los resultados, figura 61.

Figura 61. Creación de un nuevo escenario para guardar los resultados.



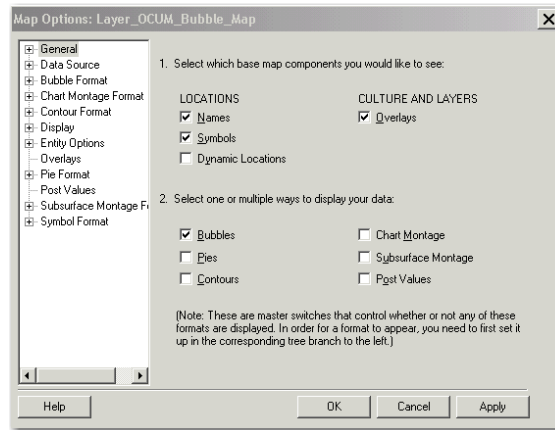
Fuente. DSS Software

14. Finalmente se obtienen las curvas de declinación (Figura 28)

ANEXO 5.

4. En General, seleccionar Bubbles, figura 64.

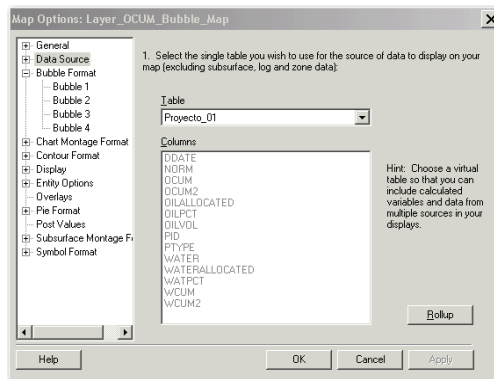
Figura 64.Selección opción Bubbles para la creación de mapas de burbuja



Fuente. DSS Software

5. En Data Source, seleccionar la tabla en donde se encuentra la información almacenada (Proyecto_01), figura 65.

Figura 65.Selección de los datos para la creación de mapas de burbuja

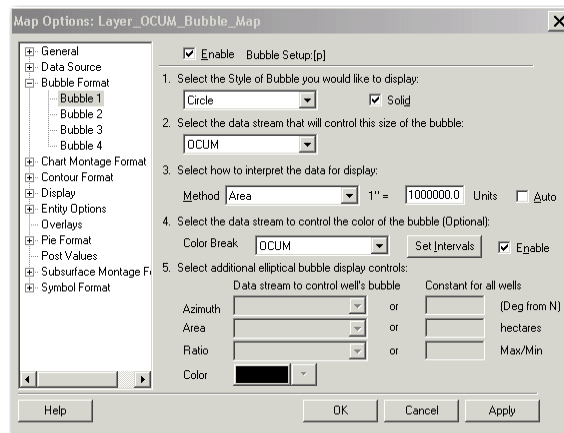


Fuente.DSS Software

6. En Bubble Format, seleccionar el ícono Save.
7. Nombrar el mapa de burbujas y realizar una pequeña descripción.
8. En Bubble 1, activar la opción Enable. Seleccionar el estilo de la burbuja (círculo sólido), los datos que se desean graficar (OCUM), el método de

interpretación de los datos (Area), y los datos para controlar el color de la burbuja (OCUM). En Set Intervals se puede modificar los colores de las burbujas, figura 66.

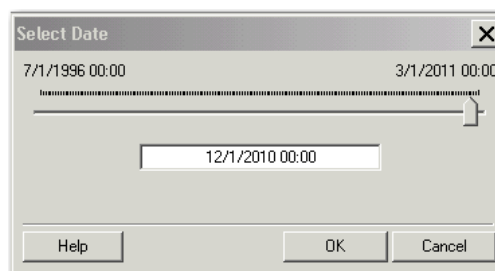
Figura 66.Edición del mapa de burbuja



Fuente.DSS Software

9. Al abrir el mapa es necesario seleccionar la fecha a la cual se quieren observar los valores de acumulado de aceite o de cualquier otra variable, figura 67.

Figura 67.Selección de fecha para la construcción de los mapas de burbuja



Fuente.DSS Software

10. Finalmente obtenemos los mapas de burbuja (Figuras 29-33).

ANEXO 6.

ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI) PROCEDIMIENTO DSS

La información de todos los pozos en Occidental de Colombia, se encuentra almacenada por arena en dos tablas diferentes: LayerMaster y SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V (figura 68).

LayerMaster

Es una tabla muestra que almacena información a nivel de Layer (arena). Contiene la siguiente información:

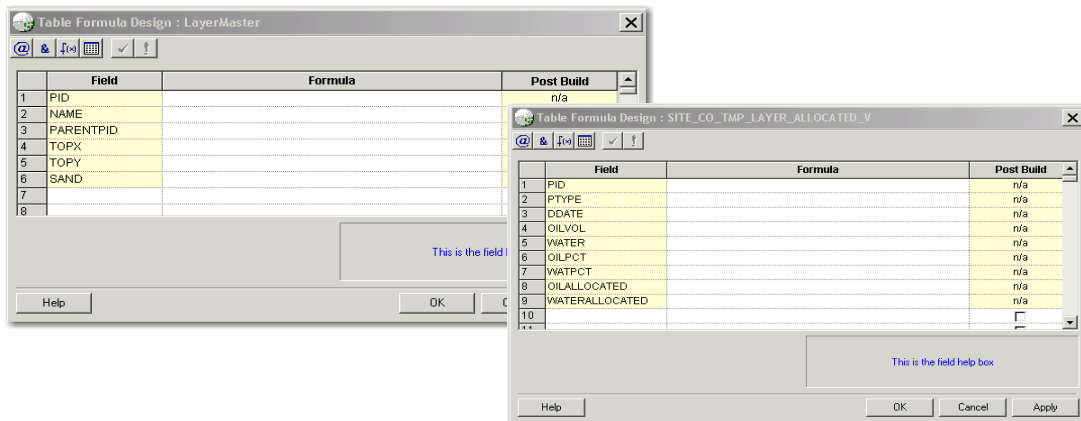
- ✓ PID = Identificación única del pozo.
- ✓ NAME = Nombre del pozo
- ✓ PARENTPID = PID de la entidad predecesora.
- ✓ TOPX = Tope del pozo en el eje x.
- ✓ TOPY = Tope del pozo en el eje y.
- ✓ SAND = Arena o Unidad.

SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V

Es una tabla linkeada que almacena la siguiente información:

- ✓ PID = Identificación única del pozo.
- ✓ PTYPE = Entidad a la que están los datos.
- ✓ DDATE = Fecha
- ✓ OILVOL = Tasa de Aceite por pozo.
- ✓ WATER = Tasa de Agua por pozo.
- ✓ OILPCT = Porcentaje de producción de aceite asignado según un PLT.
- ✓ WATPCT = Porcentaje de producción de agua asignado según un PLT.
- ✓ OILALLOCATED = Tasa de Aceite por pozo según el PLT.
- ✓ WATERALLOCATED = Tasa de Agua por pozo según el PLT.

Figura 68. Tablas LayerMaster y SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V

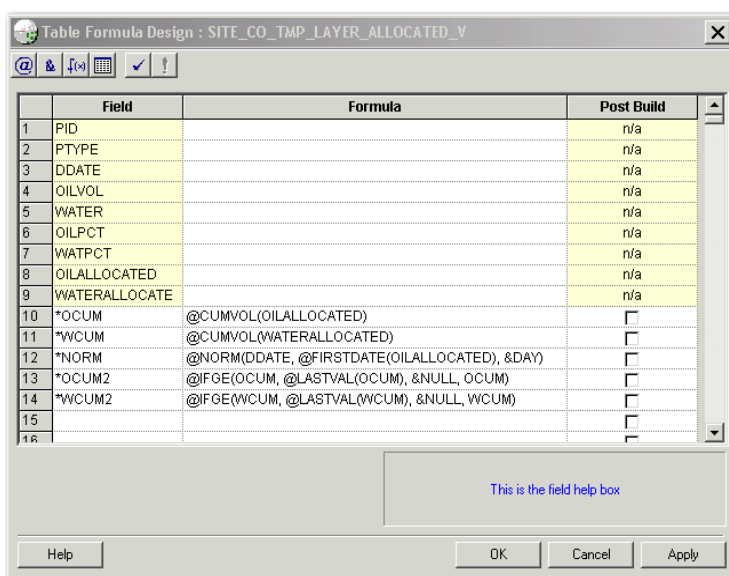


Fuente.DSS Software

A. CREACIÓN DE FÓRMULAS EN SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V

1. Hacer clic derecho sobre la tabla SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V y seleccionar la opción Fórmulas.
2. Adicionar las siguientes fórmulas en la tabla (figura 69):
 - ✓ OCUM = @CUMVOL(OILALLOCATED)
 - ✓ WCUM = @CUMVOL(WATERALLOCATED)
 - ✓ NORM = @NORM(DDATE, @FIRSTDATE(OILALLOCATED), &DAY)
 - ✓ OCUM2 = @IFGE(OCUM, @LASTVAL(OCUM), &NULL, OCUM)
 - ✓ WCUM2 = @IFGE(WCUM, @LASTVAL(WCUM), &NULL, WCUM)
3. Hacer clic derecho en la Tabla SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V y abrir la opción Variable Settings Manager
4. Cambiar al Modo Avanzado y definir el Join Type para las columnas DDATE, PID y PTYPE (tabla 14).

Figura 69. Tabla SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V con las formulas expuestas anteriormente.



Fuente.DSS Software

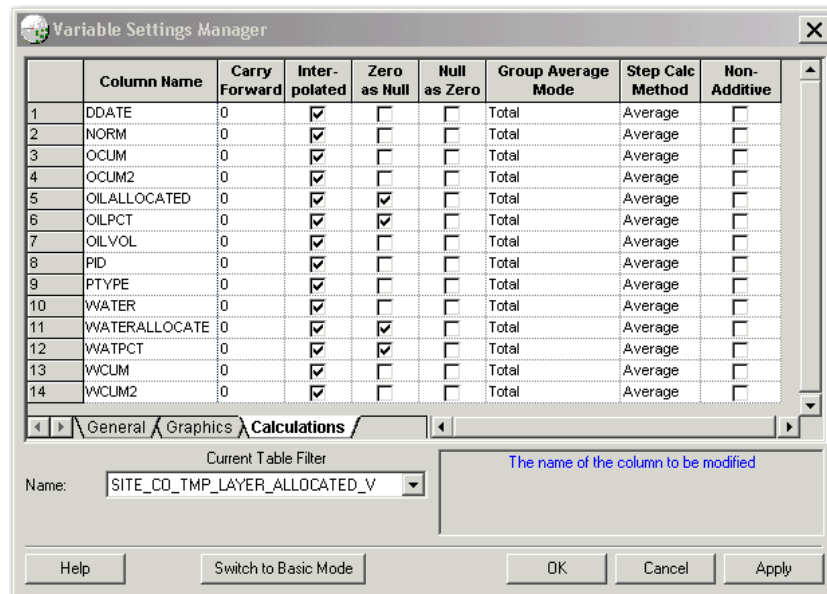
Tabla 14.Join Type para las columnas DDATE, PID y PTYPE.

| COLUMN NAME | JOIN TYPE |
|-------------|-----------|
| DDATE | DATE |
| PID | PID |
| PTYPE | PTYPE |

Fuente. Autores

- Ingresar en la pestaña Calculations y activar las casillas en la columna Zero as Null para OILALLOCATED, OILPCT, WATERALLOCATED y WATPCT → OK (figura 70).
- Hacer clic derecho en la Tabla SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V e ingresar a Properties
- Ingresar a la pestaña Range → OK → Refresh.

Figura 70. Manejo de variables

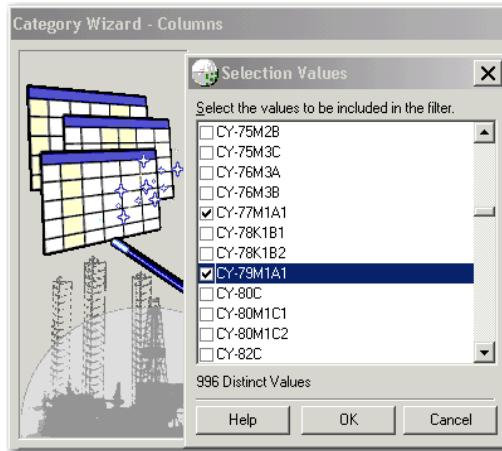


Fuente. DSS Software

B. CREACIÓN DE FILTROS

1. En la barra de herramientas, opción Tools, seleccionar Load Entities.
2. Seleccionar la entidad Layer y Editar el filtro.
3. Seleccionar Using Categories → Next
4. Crear un nuevo formato.
5. Seleccionar los pozos a los que se le vaya a realizar el cálculo de índice de heterogeneidad (figura 71).
6. Nombrar el proyecto y adicionar una breve descripción de los pozos filtrados → Finish.
7. Ahora la entidad Layer funcionará sólo con los pozos que fueron filtrados → OK.

Figura 71.Selección de pozos para Manejo de variables



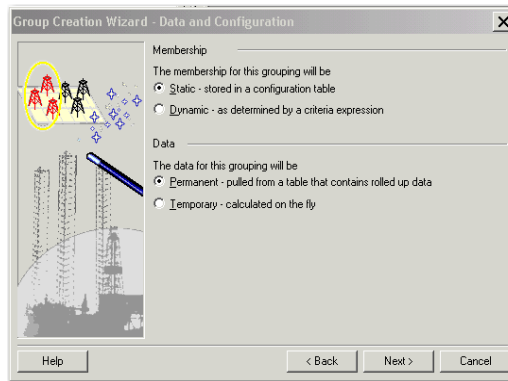
Fuente. DSS Software

C. CREACIÓN DE GRUPOS

1. En la barra de herramientas, opción Tools, seleccionar Groupings → Group Manager.
2. En el menú del Grouping Type, se selecciona la opción Layer Group.
3. Hacer clic en el ícono New Grouping. Se asigna un nombre y un ID para el grupo.
4. En la siguiente ventana (figura 72) se determina cómo DSS adiciona los pozos al grupo: si el usuario quiere que la adición de los pozos sea estática (que los miembros del grupo no cambien con el tiempo) o dinámica (los miembros del grupo cambian con respecto a un criterio definido). En esta misma ventana se puede definir la forma en la que los datos son creados o almacenados. Los datos permanentes quedan guardados en una tabla a la cual se puede acceder en cualquier momento, mientras que los datos temporales son

generados al momento de ser utilizados. En esta paso es recomendable dejar las opciones que se encuentran por defecto (miembros de grupos estáticos), para que queden almacenados en la tabla configmaster, y los datos tienen que ser permanentes ya que los datos temporales se tienen que calcular al momento de ser utilizados, lo cual ocasionaría que los cálculos fueran más lentos.

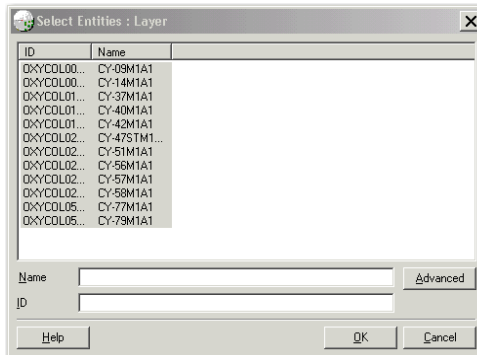
Figura 72.Opciones de adición de los pozos al grupo



Fuente. DSS Software

5. En la siguiente ventana se agregan los pozos al grupo (figura 73). Haciendo clic sobre el botón add new item, y se escogen los mismos pozos seleccionados al crear el filtro.

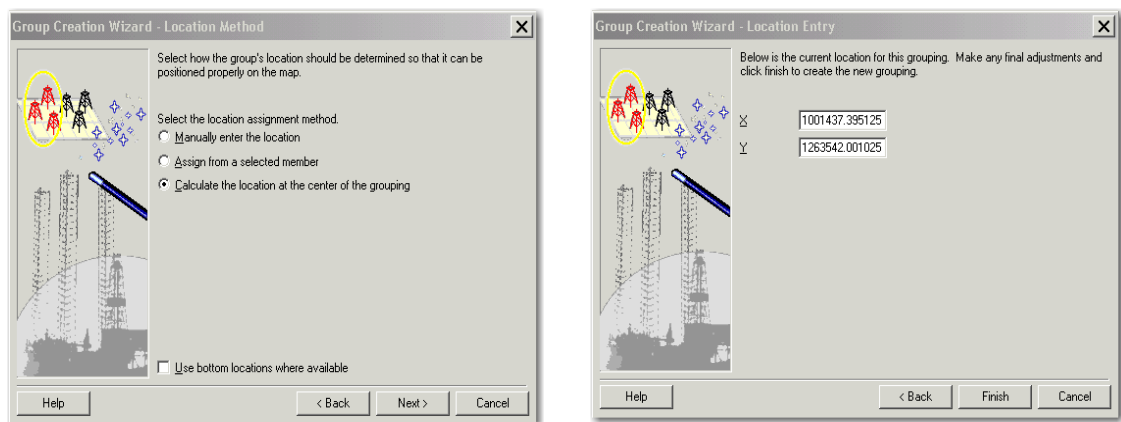
Figura 73.Adición de los pozos al grupo



Fuente. DSS Software

6. Luego de escoger los pozos, en la siguiente ventana hay que asignar la ubicación espacial representativa del grupo. Se encuentran tres opciones: Asignar la ubicación manualmente escribiendo unas coordenadas específicas, asignar la ubicación escogiendo un miembro del grupo y asignar la ubicación en el centro del grupo. En este caso, se escoge la tercera opción para que el programa automáticamente asigne las coordenadas (figura 74).

Figura 74.Asignación de la ubicación espacial representativa del grupo



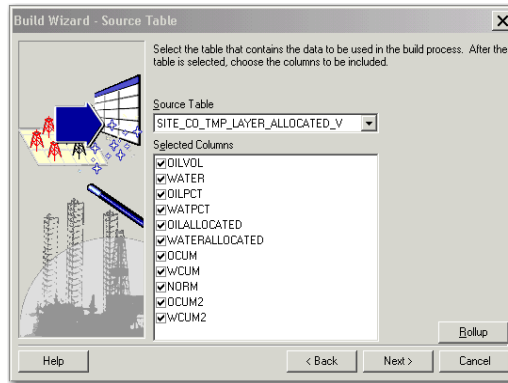
Fuente. DSS Software

D. NORMALIZACIÓN DE LOS DATOS DEL GRUPO

1. Luego de tener el grupo creado, es necesario guardar los datos en una tabla para poder realizar la normalización y el cálculo de HI. Para esto, se ingresa en la barra de herramientas, se escoge opción Tools, luego Groupings, y por último Build Wizard.
2. Se escoge el grupo para el cual se va a realizar la normalización (Layer Group)
3. Se escoge la tabla en la cual se encuentran los datos para realizar la normalización, en este caso es la tabla llamada

SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V. Aquí mismo, se seleccionan todas las columnas que contiene dicha tabla (figura 75).

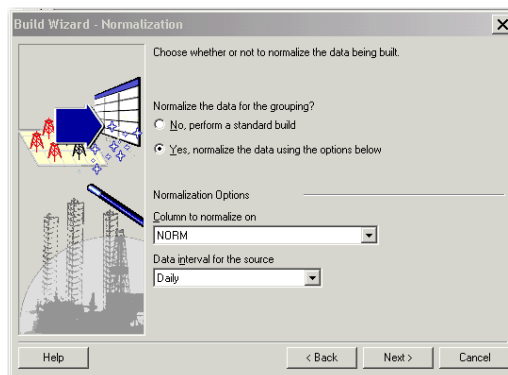
Figura 75.Selección de la tabla para la normalización



Fuente. DSS Software

4. En la siguiente ventana se determina si los datos que están siendo construidos se van a normalizar (figura 76). Por lo tanto, se debe escoger la opción positiva (Yes, normalize the data using the options below). Al realizar esta acción, se activan las opciones de Normalización, en la cual debemos asignar la columna que se quiere normalizar (NORM) y escoger el intervalo de los datos en los que se quiere que se realice la normalización (DAILY).

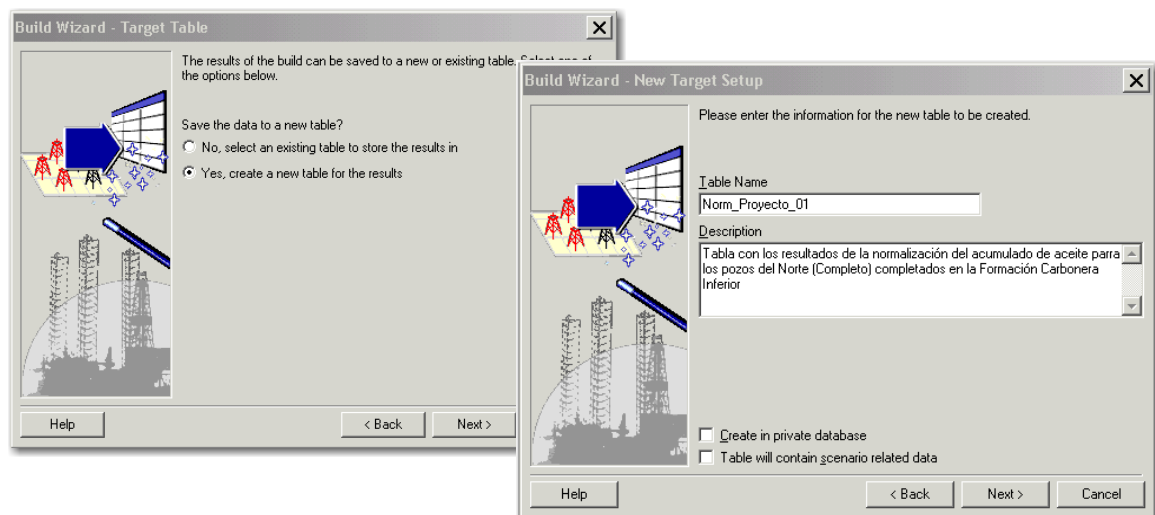
Figura 76.Selección de intervalo de datos a ser normalizados



Fuente. DSS Software

5. Seleccionar el intervalo de respuesta como 1 y un rango de 0 a 5000.
6. Escoger la opción de no filtrar los datos.
7. En la siguiente ventana se debe crear una nueva tabla para guardar los resultados, nombrando la tabla y realizando una pequeña descripción de la misma. Crear la tabla en la base de datos privada (figura 77).

Figura 77. Creación de la tabla que almacena los resultados

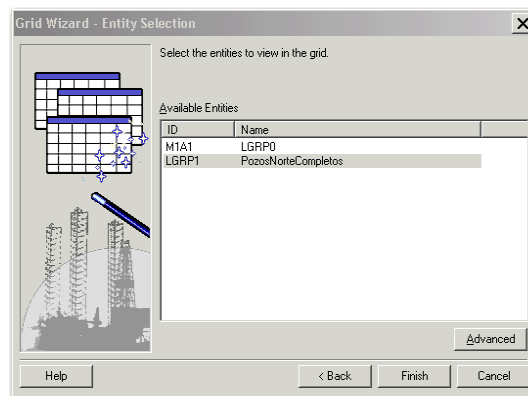


Fuente. DSS Software

8. Escoger el grupo al cual se le realizará la normalización.
9. Finalizar y correr la normalización.
10. Para ver la normalización, se debe abrir la tabla creada con los resultados.
11. Seleccionar todas las columnas disponibles
12. En el rango se debe asignar valores de cero (0) para que muestre todo el rango disponible.

13. Escoger la opción de mostrar solo los ítems seleccionados.
14. Seleccionar la entidad Layer Group.
15. Seleccionar el grupo al cual se le realizó la normalización (PozosNorteCompleto) → Finish (figura 78).

Figura 78.Selección del grupo normalizado

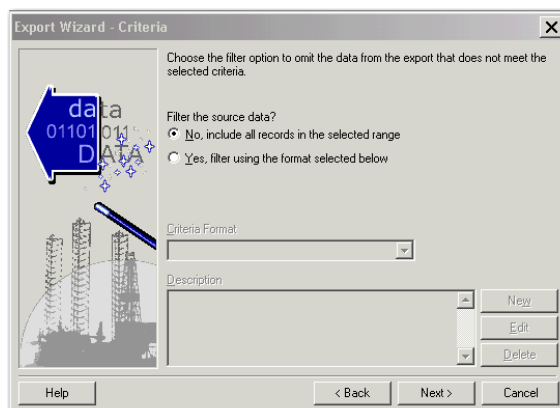


Fuente. DSS Software

E. CREACIÓN DE UNA TABLA FIJA CON LOS DATOS DE LA TABLA SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V

1. Hacer clic derecho en la tabla SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V y escoger Export.
2. Escoger la opción exportar la tabla usando los cálculos, para que exporte todos los valores (incluyendo las ecuaciones creadas en la tabla).
3. Seleccionar todas las columnas → Next
4. Seleccionar todos los registros y en el rango colocar 0 para que tome todos los datos.
5. Esta ventana se continua por default, figura 79.

Figura 79. Ventana aceptada por default

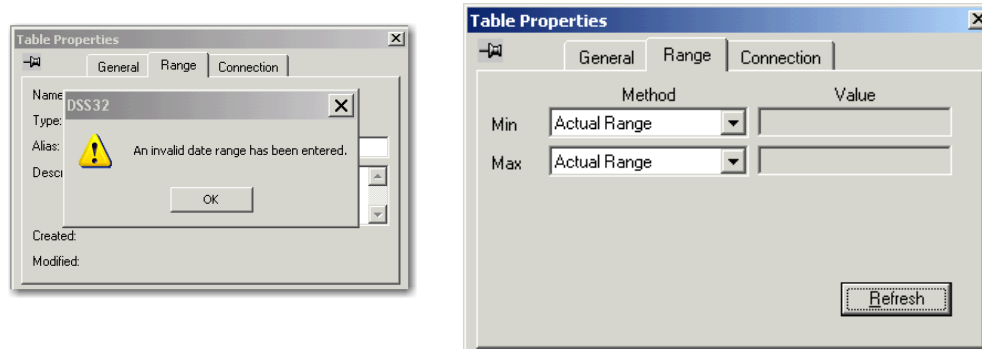


Fuente. DSS Software

6. Seleccionar la entidad Layer
7. Seleccionar todos los pozos (corresponden al filtro que se realizó anteriormente)
8. Seleccionar New Table.
9. Nombrar la tabla y asignar una pequeña descripción. Guardarla en la base de datos pública.
10. Hacer clic derecho en la Tabla Proyecto_01 y abrir la opción Variable Settings Manager
11. Cambiar al Modo Avanzado y definir el Join Type para las columnas DDATE, PID y PTYPE, ver tabla 14.
12. Ingresar en la pestaña Calculations y activar las casillas en la columna Zero as Null para OILALLOCATED, OILPCT, WATERALLOCATED y WATPCT.
13. Hacer clic derecho en la Tabla Proyecto_01 e ingresar a Properties.

14. Ingresar a la pestaña Range → OK → Refresh (figura 80).

Figura 80. Finalización de creación de la tabla fija



Fuente. DSS Software

F. CREACIÓN DEL QUERY Y CÁLCULOS DEL HI

1. Hacer clic derecho en la carpeta de Queries y escoger Create Query using MS Access.
2. Seleccionar New Query y elegir Design View → OK.
3. Adicionar tres tablas: ConfigMaster, Norm_Proyecto_01, Proyecto_01 y LayerMaster. → Close.
 - ✓ Proyecto_01. Es la tabla que contiene la información por pozo.
 - ✓ Norm_Proyecto_01. Es la tabla que contiene la información normalizada del grupo de pozos.
 - ✓ ConfigMaster. Es la tabla que relaciona las dos tablas anteriores.
4. Con clic izquierdo y sin soltarlo, unir NORM de la tabla Proyecto_01 con NORM de la tabla Norm_Proyecto_01, ya que esta variable contiene el mismo valor para las dos tablas.

5. Con clic izquierdo y sin soltarlo, unir PID de la tabla Proyecto_01 con ChildPID de la tabla ConfigMaster. Este valor corresponde al PID de cada pozo.
6. Con clic izquierdo y sin soltarlo, unir PID de la tabla Norm_Proyecto_01 con PID de la tabla ConfigMaster. Este valor corresponde al PID del grupo.
7. Guardar el Query creado (Query_HI)
8. Adicionar en la fila de Field las columnas que crea necesarias para su uso posterior. En este proyecto se seleccionaron las siguientes columnas:

De la tabla ConfigMaster:

- ✓ ChildPID
- ✓ PID
- ✓ ChildPTYPE

De la tabla Proyecto_01:

- ✓ DDATE
- ✓ OILALLOCATED
- ✓ WATERALLOCATED

De la tabla Norm_Proyecto_01:

- ✓ n_OCUM2

Se agregan haciendo doble clic en la variable seleccionada de la respectiva tabla. Se puede adicionar un nombre característico para cada variable, escribiendo el nombre seguido de dos puntos, un espacio y a continuación la variable seleccionada.

9. En las columnas ChildPID (PID del pozo) y DDATE (Fecha) escoger la opción Ascending en la fila Sort, para que organice la columna de menor a mayor valor.

10. En la columna PID escribir en Criteria el nombre del grupo al cual se le quiere realizar el query. Este nombre corresponde al nombre que se le asignó al grupo cuando fue creado; en este caso es LGRP1.
11. En la fila Field adicionar las dos ecuaciones para calcular HI tanto para el aceite como para el agua. Las ecuaciones son:
 - ✓ $HI_OIL:(Proyecto_01.OCUM2/(Norm_Proyecto_01.OCUM2/Norm_Proyecto_01.n_OCUM2))-1$
 - ✓ $HI_WAT:(Proyecto_01.WCUM2/(Norm_Proyecto_01.WCUM2/Norm_Proyecto_01.n_WCUM2))-1$
12. Guardar los cambios, cerrar y hacer un Refresh en DSS (F5).
13. Los resultados se pueden observar abriendo el Query (Query_HI)

G. CREAR UNA TABLA CON LOS RESULTADOS DEL QUERY

1. Hacer clic derecho en el Query y escoger Save to Table.
2. Escoger la opción Create a new table. Asignar un nombre a la tabla (Resultados_Query_HI) y realizar una pequeña descripción.
3. Hacer clic derecho en la tabla Resultados_Query_HI y seleccionar Formulas
4. Escribir las siguientes ecuaciones:
 - ✓ $HI_OIL_CORR = @CUMVOL(HI_OIL)$
 - ✓ $HI_OIL_CUM = @IFEQ(HI_OIL_CORR, @LASTVAL(HI_OIL_CORR), \&NULL, HI_OIL_CORR)$

✓ HI_WAT_CORR = @CUMVOL(HI_WAT)HI_WAT_CUM
 =@IFEQ(HI_WAT_CORR, @LASTVAL(HI_WAT_CORR), &NULL,
 HI_WAT_CORR)

5. Hacer clic derecho en la Tabla Resultados_Query_HI y abrir la opción Variable Settings Manager
6. Cambiar al Modo Avanzado y definir el Join Type para las columnas DDATE y PozoPID, tabla 15.

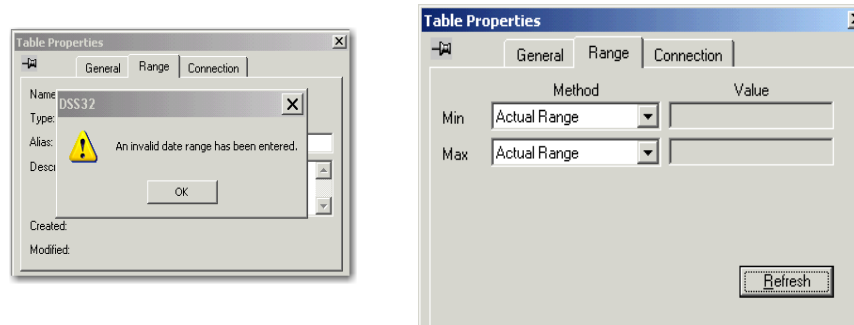
Tabla 15.Join Type para las columnas DDATE y PozoPID.

| COLUMN NAME | JOIN TYPE |
|-------------|-----------|
| DDATE | DATE |
| PozoPID | PID |

Fuente.Autores

7. Hacer clic derecho en la Tabla Resultados_Query_HI e ingresar a Properties
8. Ingresar a la pestaña Range → OK → Refresh (figura 81)

Figura 81. Finalización de creación de la tabla con los resultados del Query

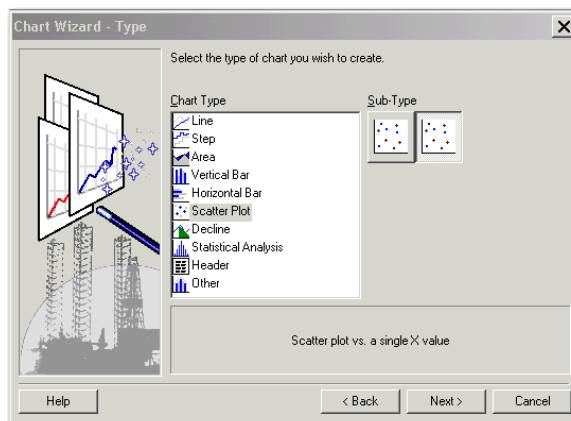


Fuente. DSS Software

H. CREAR UN CROSS HAIR PLOT

1. En la pestaña Display, hacer clic derecho en la carpeta Workbooks → New Workbook.
2. Seleccionar Workbook Wizard → Next.
3. Seleccionar el tipo de entidad. Escoger Layer
4. Seleccionar New para crear un nuevo Chart
5. Seleccionar Chart Wizard
6. Escoger el tipo de gráfica que se desea realizar. Es este caso, es una gráfica de dispersión (Scatter Plot) con un valor en el eje x, figura 82.

Figura 82. Selección del tipo de gráfico a realizar

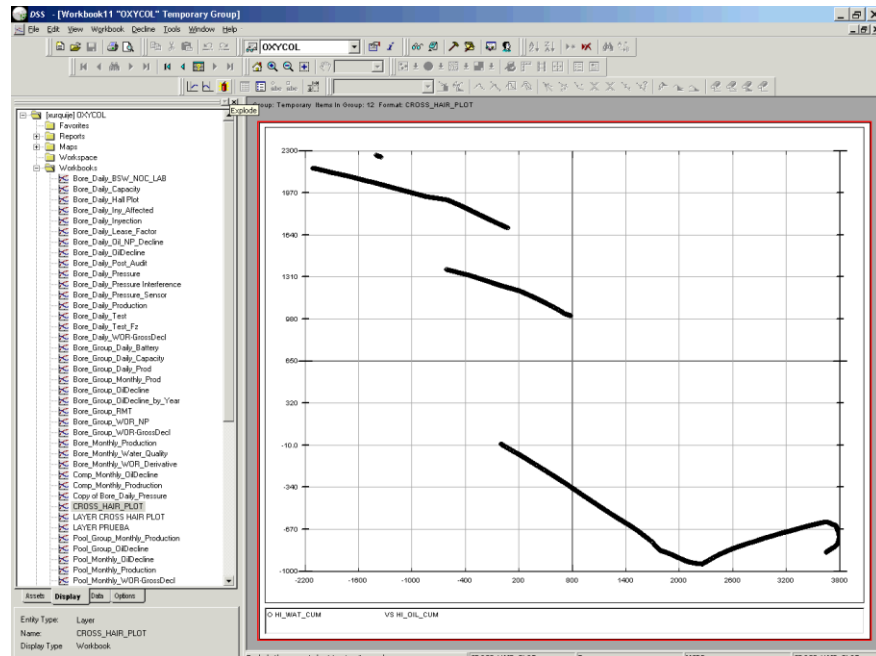


Fuente. DSS Software

7. Seleccionar la tabla en la cual se encuentra la información que se desea graficar.
8. Escoger el intervalo y seleccionar el rango.

9. Seleccionar en columnas la variable que se desea graficar en el eje y y escoger la variable en el eje x.
10. Nombrar la gráfica y realizar una pequeña descripción.
11. Nombrar el workbook y realizar una pequeña descripción.
12. A continuación se muestra la gráfica realizada (figura 83); pero cuando se seleccionan varios pozos a la vez, es necesario hacer un “Explote” para que los desagrupe.

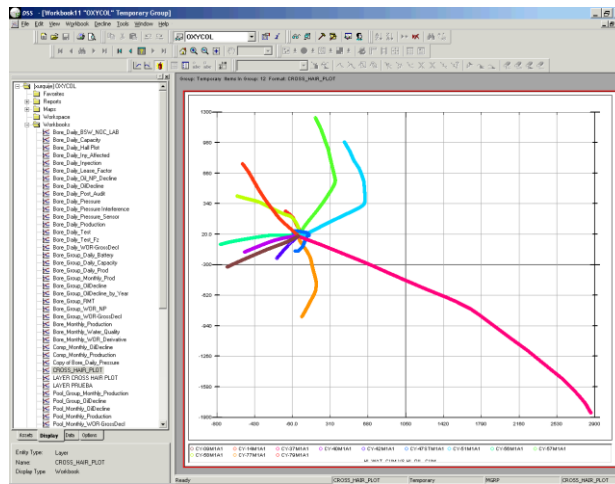
Figura83. Scatter Plot



Fuente. DSS Software

13. Hacer clic en el ícono de Explote (dinamita). A continuación muestra la gráfica con las curvas para cada pozo seleccionado (figura 84).

Figura 84. Scatter Plot para cada pozo seleccionado

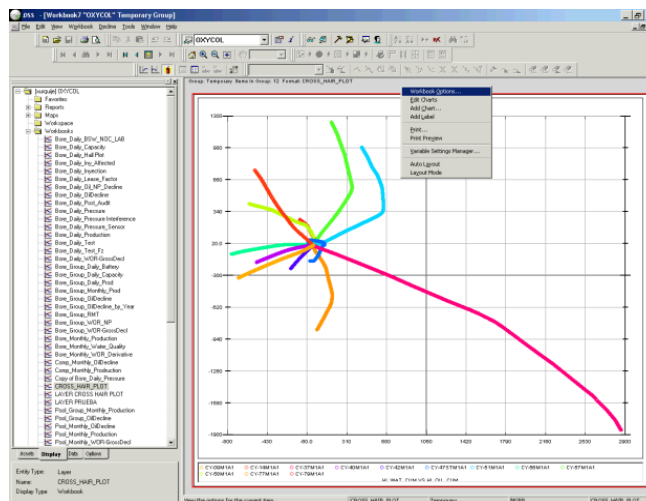


Fuente. DSS Software

H.1. OPCIONES DEL WORKBOOK

1. Hacer clic derecho sobre la barra gris en la parte superior y seleccionar Workbook options (figura 85)

Figura 85. Selección Workbook Options



Fuente. DSS Software

2. En Display, deseleccionar la tercera opción (Show default header).

3. En Display / Fonts, seleccionar el título principal y editar la fuente de la letra.
4. En Display / Titles, escribir el título principal de la gráfica a ser realizada.
5. En Multiple se pueden seleccionar los colores de la curva, el símbolo, el tipo de línea y el grosor de la misma.

H.2. OPCIONES DEL CHART

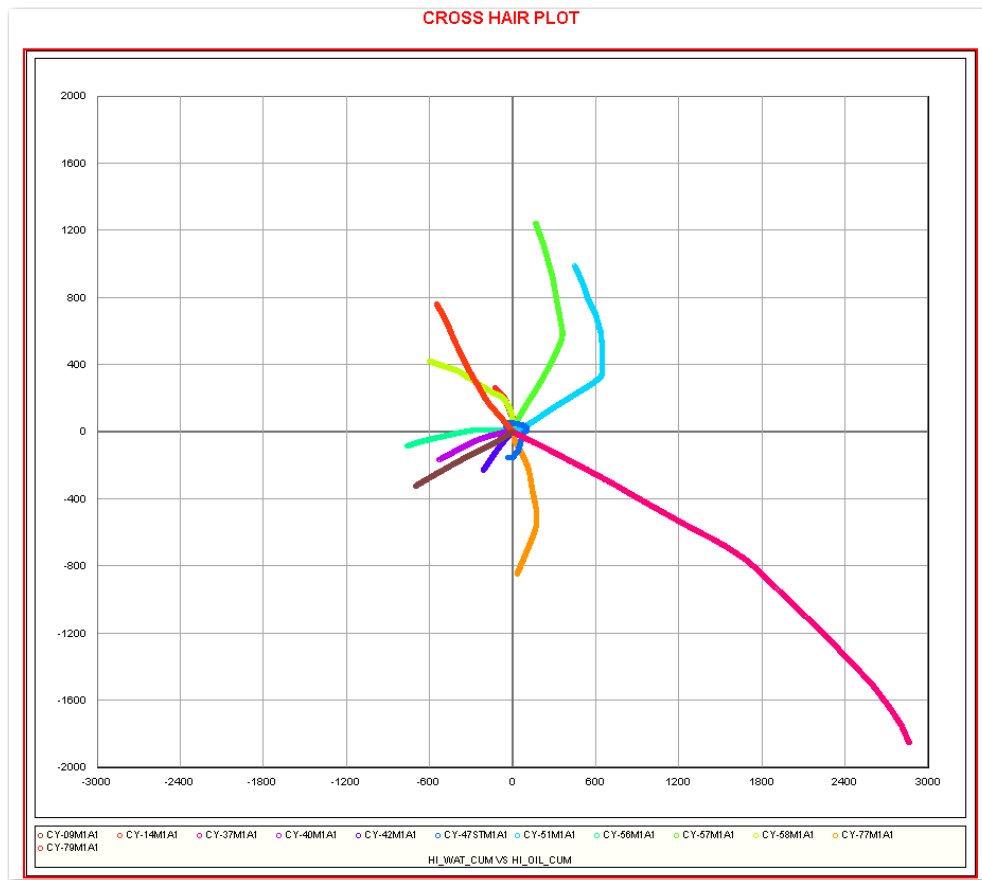
1. Hacer clic derecho sobre la gráfica y seleccionar Chart options
2. En Display se puede seleccionar el tamaño del símbolo
3. En Display / Explode, seleccionar la opción “Explode Groupings Initially” para que al desplegar el gráfico, muestre la gráfica para cada pozo. Escoger misma tabla que se escogió anteriormente.
4. En Scales, seleccionar la escala deseada. Se recomienda usar para cada eje el mismo valor en sentido contrario, para que de esta manera, se identifique fácilmente el punto 0,0.

Finalmente se obtiene el Cross Hair Plot deseado, como se muestra a continuación, figura 86.

I. CREACIÓN DE UN NUEVO PROYECTO

1. Crear un nuevo filtro con los pozos deseados.
2. Crear un nuevo grupo con los mismos pozos.
3. Correr la tabla SITE_CO_TMP_LAYER_ALLOCATED_V

Figura 86. Cross Hair Plot finalizado, Campo Caño Yarumal



Fuente. DSS Software

4. Exportar la tabla a una tabla existente (Proyecto_01)
5. Arreglar el Variable Settings Manager de la Tabla Proyecto_01 y actualizar la fecha.
6. Correr la tabla Proyecto_01.
7. Crear la normalización del grupo y guardar los datos en una tabla existente (Norm_Proyecto_01).
8. Correr la tabla Norm_Proyecto_01.

9. Hacer clic derecho en Query_HI y seleccionar la opción Edit Query using MS Access.
10. Cambiar el nombre del grupo al cual se le va a realizar el Query
11. Guardar y actualizar (F5)
12. Correr el Query. Cerrar.
13. Hacer clic derecho sobre Query_HI y seleccionar Save to Table
14. Guardar en una tabla existente. Seleccionar Resultados_Query_HI
15. Reescribir sobre la tabla existente
16. Hacer clic derecho sobre la Tabla Resultados_Query_HI y seleccionar Properties
17. En la pestaña Range, actualizar la fecha.
18. Correr la tabla Resultados_Query_HI. Cerrar.
19. En la pestaña Display, en la carpeta Workbooks, correr el Workbook CROSS_HAIR_PLOT. Seleccionar todos los pozos.
20. Arreglar la escala de tal forma que se observen todas las curvas, figura 86.

ANEXO 7.

CÁLCULO DE PRESIONES A PARTIR DE NIVELES DE FLUIDO

Las presiones en los pozos de Cravo Norte son calculadas a partir de la medición del nivel del fluido, la cual se realiza mediante una herramienta llamada sonolog o ecometer (figura 87), que es un dispositivo acústico que mide el tiempo necesario para que un sonido explosivo haga eco con el nivel del líquido del pozo. Este tiempo es proporcional a la distancia desde la superficie hasta el líquido.

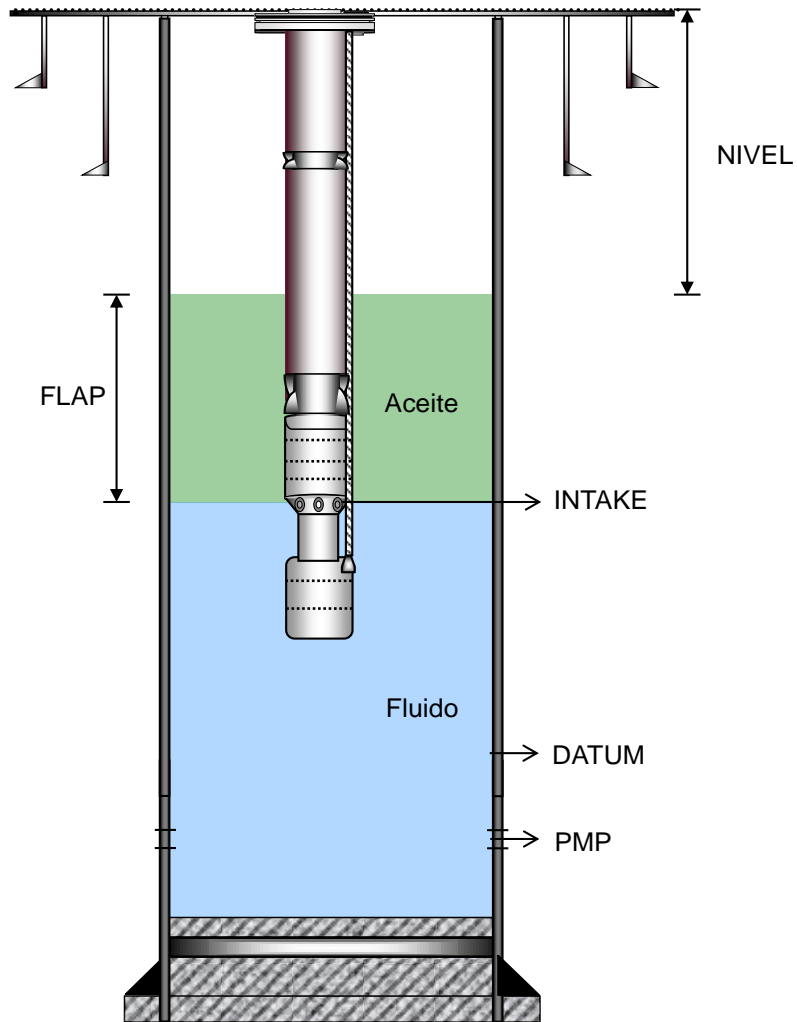
Figura 87. Sonolog o Ecometer



Fuente. Echometer Company, disponible en <http://www.sonolog.com/>

El Intake (figura 88) es el orificio por medio del cual ingresa el fluido hacia la tubería de producción. La distancia que existe entre el intake y el nivel del fluido es llamada Flap y se considera que el fluido existente en el flap se encuentra sólo en fase aceite. Mientras que el fluido que se encuentra por debajo del intake es una mezcla entre el aceite y el agua, que depende del corte de agua del pozo.

Figura 88. Estado mecánico de los pozos de Cravo Norte, con bombeo electrosumergible.



Fuente.Autores

La presión de fondo fluyendo se calcula al punto medio de pozos perforados (PMP) como se indica en la ecuación 23.

$$P_{wf} = (Intake - Nivel\ del\ fluido) * \Delta_{aceite} + (PMP - Intake) * \Delta_{fluido} \quad (\text{Ecuación 23})$$

Donde,

$$\Delta_{fluido} = (\Delta_{agua} * W_{cut}) + (\Delta_{aceite} * (1 - W_{cut})) \quad (\text{Ecuación 24})$$

Los valores de Δ_{agua} y Δ_{aceite} para el campo son 0,417 y 0,36 respectivamente²³.

Por lo tanto, P_{wf} se expresa en la ecuación 25.

$$P_{wf} = (Flap) * \Delta_{\text{aceite}} + (PMP - Intake) * \Delta_{\text{fluido}} \quad (\text{Ecuación 25})$$

La presión estática de formación P_{ws} viene dada por la ecuación 26:

$$P_{ws} = P_{wf} + DD \quad (\text{Ecuación 26})$$

$$P_{ws} = P_{wf} + \frac{Q_t}{IP} \quad (\text{Ecuación 27})$$

Donde,

$$IP = IPB * FC \quad (\text{Ecuación 28})$$

y,

$$FC = 1 + (2,339 * W_{cut}^3) + (0,125 * W_{cut}^2) + (1,046 * W_{cut}) \quad (\text{Ecuación 29})$$

El Índice de Productividad Base (IPB) es un parámetro que se toma a partir de la última prueba multitasa que haya tenido el pozo y representa el aporte del aceite que puede producir la arena.

Sin embargo, la presión de la formación para cada pozo no es comparativa, debido a que el punto medio de perforados es diferente para cada uno. Por este motivo, ésta presión es llevada a una profundidad de referencia llamada Datum. En los campos de Caño Yarumal y Caño Limón, el Datum tiene un valor de 7,100 pies; y por consiguiente, la presión al Datum viene dada por:

$$P_{ws @ Datum} = P_{ws} - (Datum - PMP) * \Delta_{\text{fluido}} \quad (\text{Ecuación 30})$$

²³ Occidental de Colombia.