

Rodolfo Soto
Juan Carlos García - ECOPELROL- ICP
Juan Carlos Carvajal
Freedy Torres
Gerson Pérez - INPESA LTDA
Francis Groff - Schlumberger.

**METODOLOGÍA PARA
INTEGRAR MODELOS
PETROFÍSICOS, DATOS
DINÁMICOS DE
PRODUCCIÓN Y MODELO
DE FLUIDOS, EN LA
CARACTERIZACIÓN DE
YACIMIENTOS**

INVITADO

invitado



Rodolfo Soto
EGOPETROL - ICP

RESUMEN

La identificación de las unidades de flujo de un yacimiento, es una tarea que exige la integración y el análisis cuidadoso de toda la información disponible, no existe una metodología estándar y la forma en que esta tarea es abordada depende de la cantidad y tipo de información y de las características del yacimiento.

Este artículo presenta una metodología para identificar las unidades de flujo, o unidades conectadas hidráulicamente, de un yacimiento. Un primer paso es el control de calidad de los datos que termina con la definición de si existe o no suficiente información para llevar a cabo el trabajo. Una vez se tiene la totalidad de la información disponible y confiable se desarrolla un proceso que se puede resumir en cuatro etapas: 1. Ajuste y definición de los topes y bases de las zonas del yacimiento que se desean estudiar y el cálculo de sus características petrofísicas promedio, 2. Distribución de producción teniendo en cuenta la información de registros de producción, "Production Logging Test" (PLT) y el modelo composicional del fluido, 3. Definición de las unidades de flujo a partir del análisis integral de la información en una de las zonas a estudiar, 4. Desarrollo de un modelo en lógica difusa que permita aplicar el mismo análisis a todas las zonas del yacimiento que se desean caracterizar.

En el desarrollo de este tipo de estudios es importante la disponibilidad de buenos equipos de cómputo y la disposición de software que permitan el diseño y construcción de bases de datos para integrar y controlar la calidad de la información, los cálculos y visualización necesaria para desarrollar los análisis de producción y software que permitan desarrollar modelos de lógica difusa a partir de los análisis realizados.

INTRODUCCIÓN

El grado de éxito de muchos proyectos de perforación, completamiento y producción, depende de la confiabilidad de los modelos empleados en la descripción del yacimiento. Un entendimiento de la estructura de los yacimientos permite clarificar las diversas heterogeneidades presentes, desde el punto de vista litológico y/o petrofísico.

Una descripción detallada de los datos de corazones permite tener un entendimiento más acertado de los factores que pueden llegar a influir en la distribución de las propiedades petrofísicas de la roca, y en el comportamiento de los fluidos en el espacio poroso. De ahí la necesidad de caracterizar las propiedades de la roca y los fluidos, tomando como base los análisis básicos y especiales de corazones, para definir los diferentes tipos de unidades de flujo presentes en los paquetes de arenas productoras^{1,2}.

Una unidad de flujo ha sido definida por Hearn et al^{1,2} como una zona del yacimiento que tiene continuidad lateral y vertical, con promedios similares en las propiedades de la roca que afectan el flujo de fluidos. Ebanks³ definió la unidad de flujo como un volumen de roca subdividido de acuerdo a propiedades petrofísicas que influyen el flujo de los fluidos.

Hasta este punto sólo se han tenido en cuenta los parámetros estáticos involucrados en el comportamiento del yacimiento (modelo geológico y propiedades petrofísicas). Para definir el verdadero potencial de los reservorios de hidrocarburos, es necesario además, determinar el grado de conectividad hidráulica existente entre los diferentes compartimentos en los cuales ha sido dividido el yacimiento de acuerdo a la ubicación de las fallas identificadas por la interpretación sísmica.

Para el desarrollo y aplicación de la metodología de identificación de unidades de flujo entre pozos, es necesario involucrar una definición complementaria de unidad de flujo: *una unidad de flujo es un volumen de yacimiento que permite un*

nivel significativo de "comunicación" entre los pozos que se encuentran dentro de él. Esta definición se centra más en las pruebas de conectividad hidráulica entre los pozos, que en la similitud de las propiedades petrofísicas presentes en los cuerpos arenosos o unidades petrofísicas.

Un análisis detallado de las diferentes variables de campo relacionadas con la historia del yacimiento, permite identificar áreas con comportamientos similares o anómalos. Esta información incluye presiones, historias de producción de los pozos, registros de producción (PLT's), y registros de trazadores químicos, además de otros datos necesarios para la integración de la información, como los estados mecánicos y los estudios de desviación de los pozos.

Dependiendo de la calidad y cantidad de información disponible, es posible desarrollar diferentes procesos de análisis, enfocados a determinar el grado de conectividad existente entre las diferentes áreas del yacimiento. En estos análisis, no sólo se utiliza la información dinámica del yacimiento (relacionada con el comportamiento histórico), sino que es procesada en forma integral junto con la información estática.

En éste artículo, se muestran los diferentes pasos recomendados en la identificación de unidades de flujo del yacimiento, integrando información estática y dinámica del yacimiento. No obstante vale la pena recalcar que esta metodología puede ser modificada por los analistas, dependiendo de su experiencia y conocimiento de la información disponible, y de la complejidad del yacimiento en estudio.

Metodología

La metodología general recomendada en la identificación de unidades de flujo, es la siguiente:

- Recopilación de información y desarrollo de bases de datos.
- Distribución de producción entre las diferentes secuencias estratigráficas.

- Análisis integrado de información mediante una base de datos especializada.
- Desarrollo de un modelo en lógica difusa, para identificación de sectores o áreas hidráulicamente conectadas.

Recopilación de información y bases de datos

La información utilizada para realizar el análisis de conectividad hidráulica entre pozos, fue la siguiente:

- Registros convencionales de pozo (modelo petrofísico).
- Análisis de desviación de los pozos.
- Marcadores de unidades y secuencias estratigráficas.
- Mapas estructurales al tope de cada una de las secuencias estratigráficas en la formación de interés.
- Historias de producción e inyección de los pozos del campo.
- Interpretaciones de PLT's y / ó trazadores químicos.
- Historia de presiones medidas en los pozos del campo.
- Estados mecánicos de los pozos.
- Modelo de fluidos y gradiente composicional del yacimiento, ajustados con las pruebas experimentales PVT de los fluidos.

Distribución de producción entre las diferentes secuencias estratigráficas o unidades petrofísicas

Cuando la formación de interés está constituida de unidades petrofísicas diferentes entre sí en cuanto a sus propiedades petrofísicas y texturales, y se considera que el comportamiento en cuanto a aporte de fluidos es muy diferente para cada una de estas unidades petrofísicas, se hace necesario realizar una distribución de producción detallada por cada una de estas unidades que conforman la

formación de interés, de manera tal que permita hacer los análisis de información de producción en forma particularizada y así verificar la conectividad hidráulica entre los diferentes pozos del campo. La **figura 1**, se muestra un ejemplo de división estratigráfica de una formación en particular.

Una vez definidas las diferentes zonas estratigráficas en que se encuentra dividida la

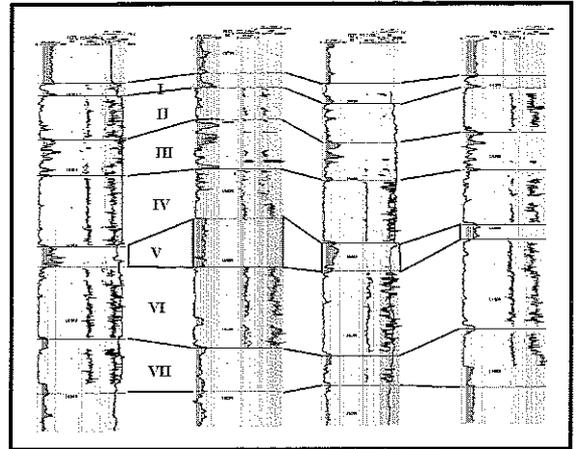


FIGURA 1.
Ciclos estratigráficos
definidos en una formación
de interés.

formación de interés del yacimiento, se inicia por distribuir la producción en cada uno de las zonas estratigráficas. Debido a que la información de producción por lo general se reporta en superficie y en forma total por fluido (agua, crudo y gas), se hace necesario distribuir esta producción a un nivel de detalle tal que nos permita generar historias de producción por zona y por tipo de fluido.

La principal fuente de medida de aporte de fluidos de intervalos abiertos en determinada unidad estratigráfica, son las medidas de los registros de producción PLT'S. En la siguiente sección se

hace una breve descripción del uso de esta herramienta en la distribución de producción.

Registros de Producción (PLT's)

Una herramienta confiable para determinar el aporte de producción de fluidos de cada uno de los intervalos abiertos, es el análisis de registros de producción, "Production Logging Test" (PLT), corridos en los diferentes pozos del campo. La **tabla 1** muestra un ejemplo de interpretación de la respuesta de la herramienta PLT corrida en un pozo productor, en una fecha específica, y la **tabla 2** muestra los parámetros usados en la interpretación de los resultados de la prueba.

TABLA 1. Resultados de interpretación de un registro PLT de un pozo productor en particular.

Unit	Interval		Reservoir conditions				%Calc.	% Verific.
	Top	Bottom	Water (Bbls)	Oil (Bbls)	Gas (Bbls)	Total Fluid		
II	15178	15233	0	0	0	0	0.00	0.00
III	15233	15290	0	0	0	0	0.00	0.00
IVA	15290	15338	0	827	7899	8726	16.06	16.06
IVB	15338	15378	0	0	0	0	0.00	0.00
V	15378	15415	0	0	0	0	0.00	0.00
VIA	15415	15452	0	0	0	0	0.00	0.00
VIB	15452	15490	0	2900	34794	37694	69.36	69.36
VIC	15490	15516	0	950	6974	7924	14.58	14.58
VII	15516	15565	0	0	0	0	0.00	0.00
TOTAL			0	4677	49667	54344	100.00	100.00

TABLA 2. Parámetros reportados en la prueba y usados en la interpretación del registro PLT.

FLUID	Surface	Vol. Factor	Down Hole	Comments
Water	0	1.06	0	Well production 23-APR-00
Gas	66400000	0.0042	49667	CH=40; WHP=2568; WHT=146
Oil	2570	1.82	4677	BSW= 0; GOR=25056
TOTAL			54344	PWF=3656

De las tablas anteriores, se puede obtener el aporte de cada uno de los intervalos abiertos en el pozo, a la producción total del pozo en la fecha del registro. En esta interpretación, se usa la presión de fondo fluyendo (PWF) registrada al tope de las perforaciones, y un factor volumétrico para cada fase del fluido, y con ellos se calculan los caudales a condiciones de superficie. No obstante cuando el fluido es complejo y se presentan variaciones composicionales marcadas a las diferentes profundidades del yacimiento, se hace necesario calcular las propiedades de los fluidos (crudo y gas) al punto medio o al tope de cada intervalo cañoneado productor o inyector, si es que estamos hablando de un pozo inyector. A partir del modelo de gradiente composicional y la ecuación de estado representativa del fluido del yacimiento, se corren pruebas de expansión a volumen constante (CVE), expansión a composición constante (CCE) y pruebas de separador en el simulador de propiedades de fluidos PVT, y se leen las tablas de propiedades de los fluidos como densidades, viscosidades,

factores volumétricos, volúmenes relativos de líquido y gas, índices de solubilidad del gas y relación gas - aceite ^{8,9}. En la **figura 2**, se muestra un ejemplo de propiedades de fluidos, calculadas a una profundidad específica de un intervalo productor.

Con estas propiedades, se corrigen las fracciones reportadas en superficie y se determina el aporte de fluidos de cada uno de los intervalos abiertos a producción y que corresponden a una misma unidad estratigráfica.

Aunque en la gran mayoría de los pozos se corre este tipo de registros para definir el aporte de los intervalos abiertos a la producción total después de realizado un trabajo de pozo (fracturamiento, estimulación, recañoneo o taponamiento de alguno de los intervalos), para verificar la eficiencia de la operación, es común encontrar intervalos sin reporte de PLT'S, lo cual hace difícil conocer la nueva distribución de aporte de los fluidos, luego de llevado a cabo

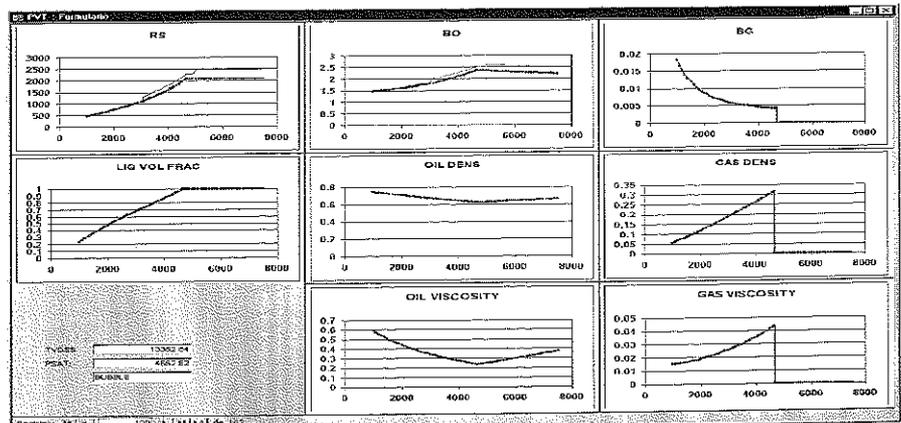


FIGURA 2. Ciclos estratigráficos definidos en una formación de interés.

el trabajo de pozo. En consecuencia, es necesario buscar una metodología de distribución de producción, alterna a la interpretación de los registros PLT.

La distribución de producción por intervalos, se puede realizar a través de aproximaciones sencillas como capacidad de flujo (permeabilidad absoluta * espesor neto de arena, K^*H), o aplicando la ecuación de Darcy expresada en forma de potencial de flujo. En

las ecuaciones 1 y 2, se muestran las ecuaciones usadas para determinar los potenciales de flujo al punto medio de los intervalos productores. Cabe anotar que en esta expresión no se tiene en cuenta ningún factor de daño o skin, pues se parte de la suposición de que este factor es el mismo para todos los intervalos. En la **figura 3**, se muestra un ejemplo de aplicación de potenciales de flujo, para obtener las fracciones de aporte de fluido de cada uno de los intervalos productores.

$$P_F = \frac{K_e * H_s}{i_F} * (P_R - P_{wf}) \quad (1)$$

$$K_e = K_r * K_a \quad (2)$$

P_F = Potencial de flujo.
 K_e = Permeabilidad efectiva del fluido (mD).
 K_r = Permeabilidad relativa del fluido (mD).
 K_a = Permeabilidad absoluta del medio poroso (mD).
 H_s = Espesor estratigráfico de la zona productora (ft).
 P_R = Presión de yacimiento (psi).
 P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi).
 m_F = Viscosidad del fluido (cp).

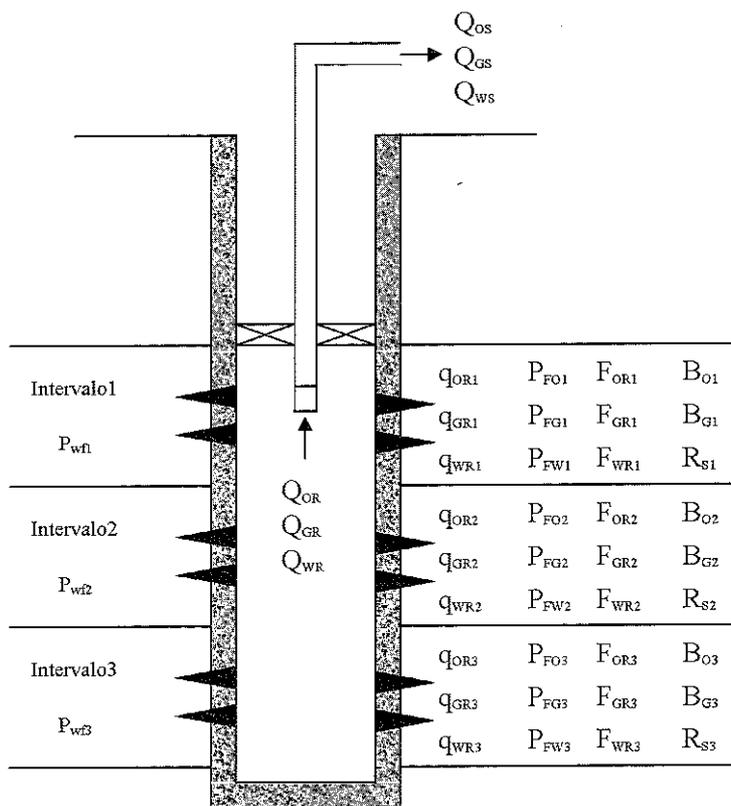


FIGURA 3.
Esquema de aplicación de potenciales de flujo para obtener las fracciones de aporte de fluido de cada uno de los intervalos productores

- Q_{OR} = Caudal total de aceite a condiciones de yacimiento.
- Q_{GR} = Caudal total de gas a condiciones de yacimiento.
- Q_{WR} = Caudal total de agua a condiciones de yacimiento.
- q_{ORi} = Caudal de aceite del intervalo i , a condiciones de yacimiento.
- q_{GRi} = Caudal de gas del intervalo i , a condiciones de yacimiento.
- q_{WRi} = Caudal de agua del intervalo i , a condiciones de yacimiento.
- P_{FOi} = Potencial de flujo de aceite en la cara del pozo, del intervalo i .
- P_{FGi} = Potencial de flujo de gas en la cara del pozo, del intervalo i .
- P_{FWi} = Potencial de flujo de agua en la cara del pozo, del intervalo i .
- F_{ORi} = Fracción de aporte de aceite en la cara del pozo, del intervalo i .
- F_{GRi} = Fracción de aporte de gas en la cara del pozo, del intervalo i .
- F_{WRi} = Fracción de aporte de agua en la cara del pozo, del intervalo i .
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo del intervalo i .
- B_{Oi} = Factor volumétrico del aceite del intervalo i .
- B_{Gi} = Factor volumétrico del gas del intervalo i .
- R_{si} = Solubilidad del gas del intervalo i .
- Q_{OS} = Caudal total de aceite a condiciones de superficie.
- Q_{GS} = Caudal total de gas a condiciones de superficie.
- Q_{WS} = Caudal total de agua a condiciones de superficie.

Las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7 y 8, indican las relaciones empleadas para determinar las fracciones de aporte de fluido en cada uno de los intervalos, a partir de los potenciales de flujo.

$$F_{ORi} = \frac{q_{ORi}}{Q_{OR}} = \frac{P_{FOi}}{\sum P_{FOi}} \quad (3)$$

$$F_{GRi} = \frac{q_{GRi}}{Q_{GR}} = \frac{P_{FGi}}{\sum P_{FGi}} \quad (4)$$

$$F_{WRi} = \frac{q_{WRi}}{Q_{WR}} = \frac{P_{FWi}}{\sum P_{FWi}} \quad (5)$$

En cualquier caso, estas fracciones cumplen las siguientes condiciones:

$$\sum F_{ORi} = F_{OR1} + F_{OR2} + F_{OR3} + \dots + F_{ORn} = 1 \quad (6)$$

$$\sum F_{GRi} = F_{GR1} + F_{GR2} + F_{GR3} + \dots + F_{GRn} = 1 \quad (7)$$

$$\sum F_{WRi} = F_{WR1} + F_{WR2} + F_{WR3} + \dots + F_{WRn} = 1 \quad (8)$$

Cuando tenemos en el yacimiento crudo negro, donde las propiedades de los fluidos no varían en forma drástica con la columna estratigráfica, se pueden aplicar valores constantes de las propiedades de los fluidos, requeridas en las expresiones anteriores. Cuando el fluido del yacimiento es complejo (composicional), se deben calcular los valores reales de dichas propiedades a partir del modelo de gradiente composicional y ecuación de estado del yacimiento.

Las otras variables requeridas para los potenciales de flujo, son la presión del yacimiento y las viscosidades de los fluidos presentes en el yacimiento. Debido a que en la mayor parte de los casos no se cuenta con registros mensuales de cada una de estas propiedades en los diferentes intervalos productores, se recomienda usar los resultados arrojados por la simulación en el período de ajuste de saturaciones y presiones. Del reporte arrojado de

la simulación en períodos de tiempo mensual, se leen los valores calculados de saturaciones (S_o , S_w , y S_g) y de presiones de yacimiento, de cada una de las celdas donde se encuentran registrados los intervalos productores.

Análisis integrado de información mediante una base de datos especializada

La información de producción distribuida por zonas, junto con el resto de información procesada, luego de ser depurada y consolidada en las bases de datos, debe ser llevada a un software especializado para realizar los análisis de conectividad hidráulica entre pozos. Estos análisis incluyen mapas de propiedades, análisis de declinación, gráficas de dispersión, secciones transversales, etc ^{10,11}. Aunque en cada proceso se pueden empezar a descubrir parámetros claves en una evaluación particular de eficiencia de completamiento, desempeño de producción e indicios de conectividad hidráulica entre los pozos, estos procesos analizados individualmente pueden conducir a conclusiones equivocadas. Si se quiere desarrollar un análisis mucho más confiable, es necesario combinar dos o más de estos procesos para constituir un sistema de análisis más completo e integrado.

Dentro del sistema de análisis recomendado se contemplan los siguientes procesos:

- Secciones transversales
- Análisis de trazadores químicos
- Delta de producción
- Comparación de inyección vs. producción
- Mapas de variables de producción
- Mapas de parámetros de declinación de producción
- Mapas de variables estáticas
- Daño aparente
- Gráficas de dispersión ("Scatter Plots")

Análisis de secciones transversales

Antes de realizar cualquier tipo de análisis, se recomienda visualizar el comportamiento

estructural y geológico del yacimiento en estudio. Para ello obtenemos secciones tanto transversales como longitudinales en las diferentes áreas del campo, e identificar los diferentes compartimientos del yacimiento, discontinuidades o barreras al flujo. Igualmente se deben realizar los mapas estructurales de cada una de las secuencias estratigráficas, para definir las estrategias de análisis más convenientes y llegar y plantear las áreas del yacimiento donde se van a concentrar los análisis. En la **figura 6**, se muestra un ejemplo de sección transversal y mapa estructural de un área del yacimiento en una zona de interés.

Análisis de trazadores químicos

En ciertos campos, especialmente donde la principal fuente de energía del yacimiento, es la inyección de agua y / ó gas, se acostumbra inyectar trazadores químicos con el fin de detectar los intervalos y zonas de inyección preferencial y áreas de canalización de inyección. Esta herramienta es bastante versátil en identificar zonas del yacimiento conectadas entre sí, y sus efectos de presión y producción se manifiestan en forma similar en los pozos ubicados en estas áreas de comunicación. No obstante para poder registrar los efectos de la inyección de trazadores químicos, es necesario tener establecido un programa de muestreo selectivo, en los diferentes periodos de producción de los pozos. Por lo general los muestreos de trazador, se realizan en las líneas de producción ubicadas en superficie. Esto sólo nos indica qué pozos del yacimiento se encuentran conectados entre sí, pero no nos establece qué zona de la formación de interés, presenta mayor o menor conectividad, por no ser un proceso selectivo de muestreo.

Partiendo del hecho que se ha realizado una inyección y un muestreo de trazador químico por zonas, se registran estos resultados e identificamos en el mapa estructural los pozos que mostraron respuesta ante un trazador en particular en cada una de las zonas intervalos productores – inyectores de la formación de interés. En la **figura 7**, se muestra un área del

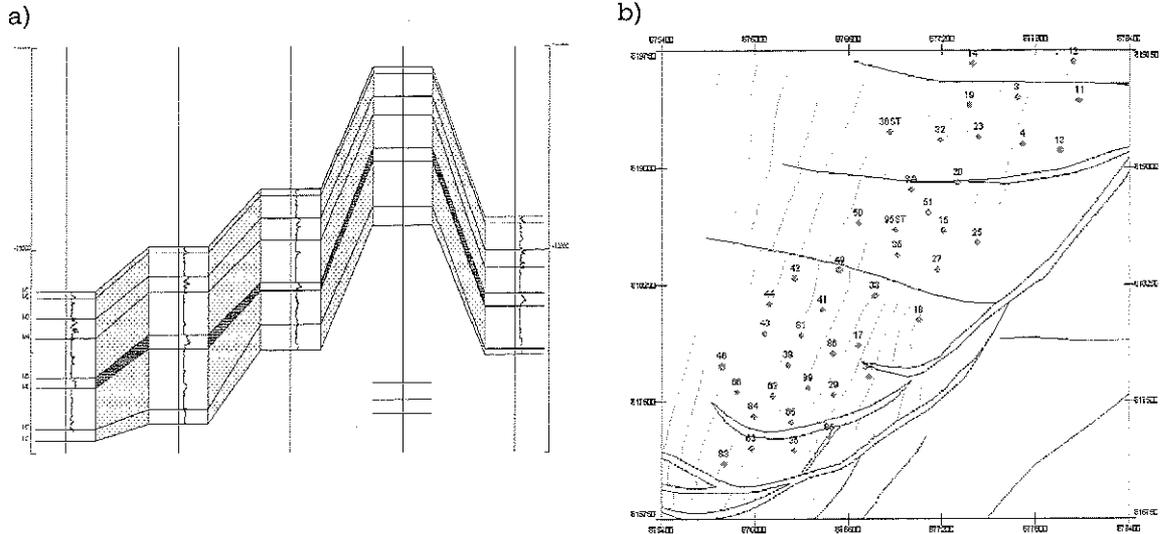


FIGURA 6. a. Sección transversal de un sector del yacimiento b. Mapa estructural del yacimiento en la formación de interés.

yacimiento en una zona en particular, donde se encontró respuesta de trazador, indicando un sector de alta conectividad hidráulica en el yacimiento.

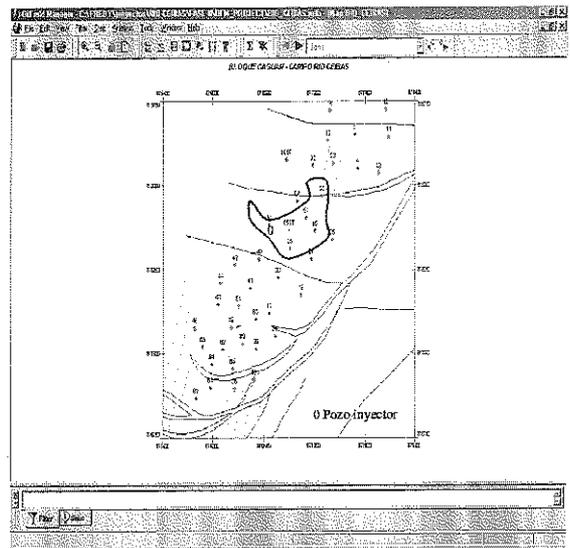


FIGURA 7. Área del yacimiento identificada con alta conectividad hidráulica entre los pozos, a partir de los análisis de trazadores químicos.

Delta de producción

En este análisis el objetivo es identificar grupos de pozos con comportamientos de producción muy similares, lo cual puede considerarse como una evidencia de que sus áreas de drenaje están conectadas. Para realizar el análisis se toman los datos periódicos de producción, tanto de aceite como de gas, de todos los pozos en cada una de las secuencias estratigráficas o zonas del yacimiento, y se calcula una curva de promedio

de producción para cada una de las áreas del yacimiento (definidas con las secciones transversales y los mapas estructurales del modelo geológico), representativa de cada zona estratigráfica. El siguiente paso es calcular la curva diferencia entre la curva de producción del pozo y la curva promedio del área en estudio. Este proceso se realiza para las curvas de producción de crudo y gas.

En estas gráficas de diferencia de producción se buscan grupos de pozos con tendencias

similares. Si además los pozos del grupo están ubicados en un mismo sector del campo, esta similitud puede considerarse como un indicio de que están conectados hidráulicamente. La **figura 8**, muestra los resultados de los análisis de delta de producción, para un sector del yacimiento. La **figura 9**, señala la ubicación de los pozos en el mapa estructural de la zona en estudio.

FIGURA 8. a. Comparación de las curvas de producción de crudo de los pozos de un sector del yacimiento con la curva promedio de producción del sector. b. Pozos con comportamiento de producción similar del sector particular del yacimiento.

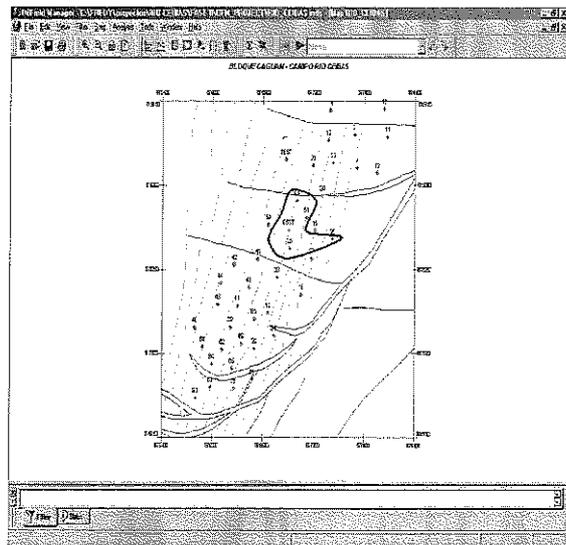
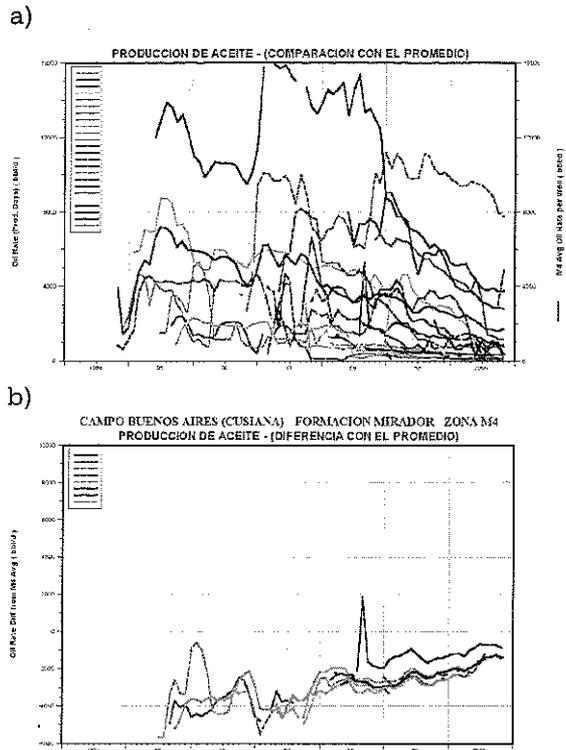


FIGURA 9. Área del yacimiento identificada con alta conectividad hidráulica entre los pozos, a partir de los análisis de delta de producción.

Mapas de Variables de Producción

Otra herramienta útil para detectar grupos de pozos con tendencias de producción similares, son los mapas de variables de producción. En

un mapa se puede comparar visualmente el comportamiento de todos los pozos, aunque con la limitante de que se muestra sólo una variable, y sólo en un punto en el tiempo. Se pueden desarrollar mapas de burbuja, en los que el comportamiento de los pozos se representa con

círculos de diferente tamaño y/o color, o mapas de grid, que representan en una escala de color la distribución de la variable mapeada. Hay que aclarar que la distribución mostrada en un mapa de grid, no es mas que una interpolación entre los datos puntuales de los pozos, de modo que el mapa será más confiable mientras más pozos haya y más cerca estén. Análogamente, la distribución mostrada fuera de los límites de los pozos es sólo una extrapolación que no merece ninguna atención.

De otra parte, se debe tener en cuenta que en algunos casos para poder comparar los pozos en un mapa, éstos deben ser llevados primero a una misma escala. Por ejemplo, si dos pozos tienen el mismo volumen de producción acumulada se verán iguales en un mapa de producción acumulada, sin importar que uno haya estado activo durante el doble o el triple del tiempo que el otro. Si lo que se desea es comparar la capacidad de producción de los pozos, y no el volumen total producido, se debe normalizar primero la variable de producción acumulada dividiendo entre el tiempo de actividad de cada pozo.

En la **Figura 10** se presentan los mapas de grid y burbuja de producción acumulada de aceite para un sector del yacimiento y una zona en particular.

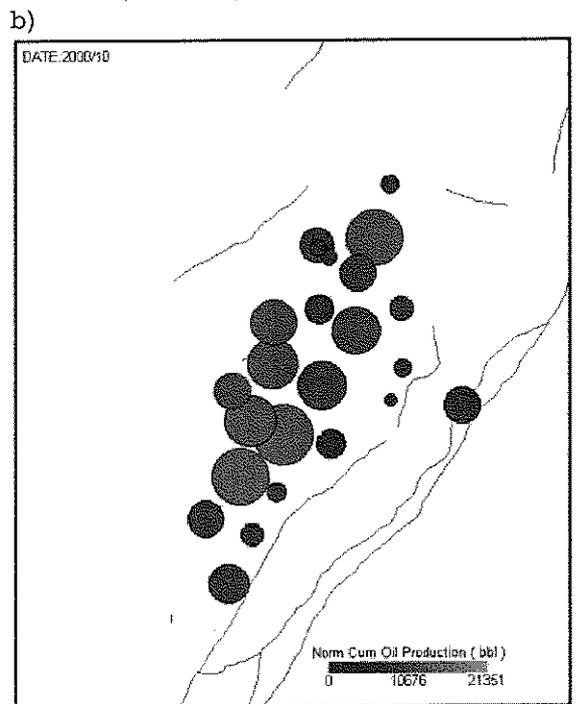
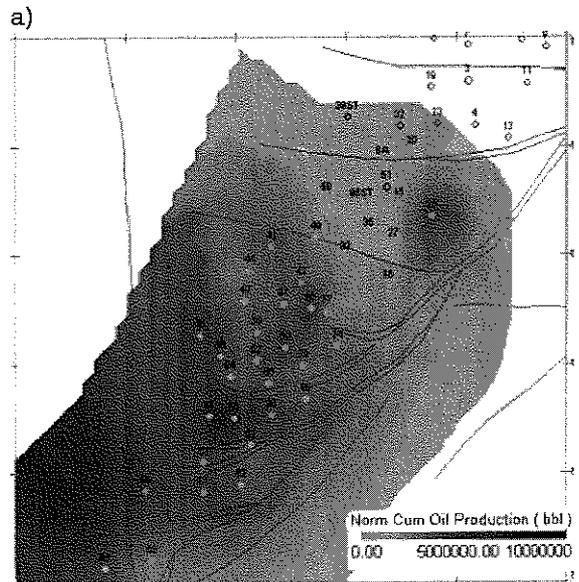


FIGURA 10.

a. Mapas grid de producción acumulada normalizada de crudo. b. Mapas de burbuja de producción acumulada normalizada de crudo.

Para cada zona se desarrollan mapas de acumulados de producción de aceite, agua y gas, de acumulados de inyección de gas, e incluso de GOR y WOR. Todos estos mapas se analizan en conjunto, verificando que el comportamiento de los diferentes pozos en cada mapa sea consistente con los mapas restantes.

De esta forma se identifican pozos con comportamientos anómalos de producción, o por el contrario grupos de pozos con tendencias de producción muy similares en cuanto agua, crudo y / ó gas.

Mapas de Variables Estáticas

Las variables estáticas también deben ser incluidas en el sistema de análisis para la determinación de unidades hidráulicas de flujo en las diferentes secuencias estratigráficas de la formación de interés. Además de las propiedades petrofísicas básicas como son porosidad, permeabilidad, espesor bruto y espesor neto, se deben incluir en el análisis el espesor perforado, la eficiencia de completamiento (relación entre espesor neto y espesor perforado) y de porcentaje de distribución de cada una de las facies definidas en el modelo petrofísico. Para visualizar la distribución de las variables estáticas, se desarrollan mapas de grid de cada una de ellas, para cada zona de la formación de interés.

Estos mapas analizados en conjunto, permite aclarar las diferentes anomalías encontradas en los análisis de información de producción. El caso más común, es la presencia de barreras de porosidad, permeabilidad, facies de pobres características petrofísicas y bajas eficiencias de completamiento, que causan limitaciones al

flujo y evitan que exista conectividad hidráulica en todo un sector del yacimiento, donde no se encuentra ningún tipo de falla sellante. En la **figura 14**, se muestra en forma general un ejemplo de comparación de algunos de los mapas estáticos usados en el análisis.

Gráficas de Dispersión ("Scatter Plots")

Las gráficas de dispersión proporcionan el potencial para desarrollar un verdadero análisis multi-pozo. Datos de un gran número de pozos pueden ser ubicados en una o varias gráficas vinculadas, de modo que se puedan analizar las correlaciones entre ellos.

Si se desarrolla una gráfica de dispersión junto a un mapa del campo (básicamente otra gráfica de dispersión con las coordenadas de los pozos en los ejes X y Y), y se sincronizan estas dos gráficas, se puede ver muy fácilmente la ubicación de los mejores y peores pozos, con respecto a una gráfica de dispersión particular. En la **figura 11**, se muestra un ejemplo de un grupo de pozos de un sector del yacimiento, con buenas características de producción muy similares.

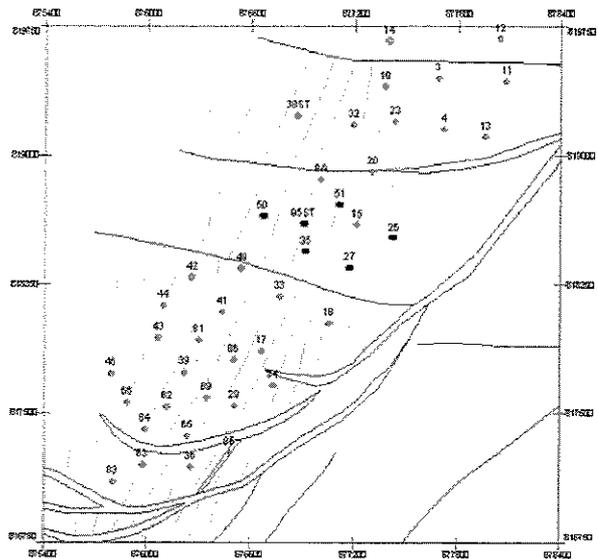
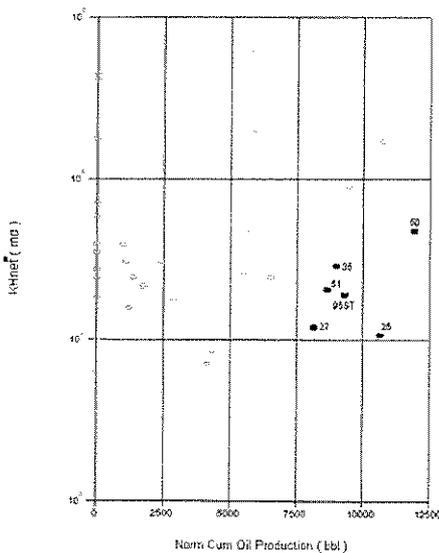


FIGURA 11. Gráfica de dispersión de un grupo de pozos de un área específica del yacimiento.

Para cada zona se desarrollan gráficas de dispersión de permeabilidad por espesor perforado, contra acumulado normalizado de aceite, acumulado normalizado de gas, y relación gas aceite (GOR) acumulada, todas sincronizadas con la respectiva gráfica de dispersión de coordenadas de los pozos.

Este análisis, similar a los procesos previos, muestra los pozos que se están comportando en concordancia con sus vecinos, y también los que definitivamente no correlacionan. Con una revisión más detallada de la localización de estos pozos sobre el mapa, se puede determinar su posible conexión o aislamiento con respecto a los pozos vecinos.

DESARROLLO DE UN MODELO EN LÓGICA DIFUSA, PARA IDENTIFICACIÓN DE SECTORES O ÁREAS CONECTADAS HIDRÁULICAMENTE

Las conclusiones de los análisis individuales de cada uno de los procesos desarrollados, se deben llevar a un modelo de lógica difusa, con el objeto de integrar las variables de mayor incidencia en la definición de unidades de flujo^{12, 13, 14}. Esta metodología permite determinar con buen grado de certeza la existencia de zonas entre pozos conectadas hidráulicamente, superponiendo índices de conectividad obtenidos a partir de los diferentes procesos de análisis (variables), dando como resultado un índice global por pozo. Con estos índices se desarrollan mapas de grid por cada una de las zonas del yacimiento.

La metodología para calcular un índice global de conectividad hidráulica, se plantea de la siguiente manera:

- Determinación de las variables de mayor incidencia en la conectividad.
- Conversión de cada variable a un índice de conectividad.
- Definición del esquema de integración de variables y asignación de pesos.
- Definición de conjuntos difusos y funciones de pertenencia para los índices.

- Planteamiento de las reglas difusas.
- Definición del sistema de inferencia para la aplicación de las reglas difusas.

A continuación se describirá cada una de las etapas aplicadas al caso de la determinación de unidades de flujo.

Variables Importantes en la Definición de Unidades de Flujo

Las variables identificadas como de mayor incidencia en la definición de unidades de flujo pueden clasificarse en dos grupos: estáticas y dinámicas. Estos grupos se muestran a continuación, especificando entre paréntesis el posible nombre que se le debe dar al índice de heterogeneidad dentro del modelo de lógica difusa.

Variables estáticas:

- Permeabilidad (IHI-Perm)
- Espesor bruto (IHI-GrossTh)
- Espesor neto (IHI-NetTh)
- Facie 0 (IHI-Facie0)
- Facie 1 (IHI-Facie1)
- Facie 2 (IHI-Facie2)

Variables dinámicas:

- Producción acumulada de aceite, normalizada (IHI-OilCumNorm)
- Producción acumulada de gas, normalizada (IHI-GasCumNorm)
- Relación producción gas - aceite (IHI-GOR)
- Índice de declinación de la producción de aceite (IHI-OilDI)
- Índice de declinación de la producción de gas (IHI-GasDI)

Cálculo de Índices de Conectividad para cada Variable

Para efectos de determinar conectividad entre pozos a partir de una variable en particular, sea estática o dinámica, más que de la evaluación

de los valores específicos de la variable en los puntos de los pozos, se requiere de un indicativo de qué tan parecido es el valor de la variable en cada pozo a los valores de sus vecinos inmediatos. Una variable que represente este índice de heterogeneidad (o conectividad) de la variable primaria, es ideal como punto de partida para el sistema de inferencia difuso.

A partir del concepto de conectividad hidráulica entre pozos (CHEP), desarrollado por B. A. Silva de J.¹⁵, del concepto de índice de conectividad de flujo entre pozos (IFCI, por sus iniciales en inglés "Interwell Flow Conectivity Index"), desarrollado por J. A. Cañas¹⁶ y del índice de heterogeneidad R. D. Reese¹⁷, para cada variable, se calculó un nuevo índice de heterogeneidad entre pozos, IHI ("Interwell Heterogeneity Index"), que además de promediar la relación de valores de la variable entre el pozo y cada vecino, ahora incluye un factor de distancia.

La ecuación general del índice de heterogeneidad es la siguiente:

$$IHI = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{V_{\min i} * d_{\min}}{V_{\max i} d_i} \right)}{n} \quad (10)$$

donde:

- IHI = "Interwell Heterogeneity Index".
- $V_{\min i}$ = Menor valor de la variable, entre el pozo objetivo y el pozo vecino i .
- $V_{\max i}$ = Mayor valor de la variable, entre el pozo objetivo y el pozo vecino i .
- d_{\min} = Distancia mínima (distancia entre el pozo objetivo y el vecino más cercano).
- d_i = Distancia entre el pozo objetivo y el pozo vecino i .
- n = Número de pozos vecinos al pozo objetivo.

En la figura 12 se presenta un esquema de los parámetros involucrados en el cálculo del índice de conectividad de una variable particular (V) en un pozo objetivo (Vo). Lo que se hace es calcular una relación de valores entre el pozo objetivo y cada vecino, poniendo el valor menor en el numerador y el mayor en el denominador;

de esta forma se obtienen siempre fracciones entre 0 y 1. Luego se toma un promedio de las fracciones obtenidas con todos los vecinos del pozo objetivo, ponderando por distancia mediante la aplicación de un factor a cada fracción. El factor de distancia, que no es más que la fracción entre 0 y 1 obtenida dividiendo la distancia al vecino más cercano (d_1 para el ejemplo de la figura) entre la distancia al vecino particular, le da más peso en el promedio a las relaciones con los pozos más cercanos.

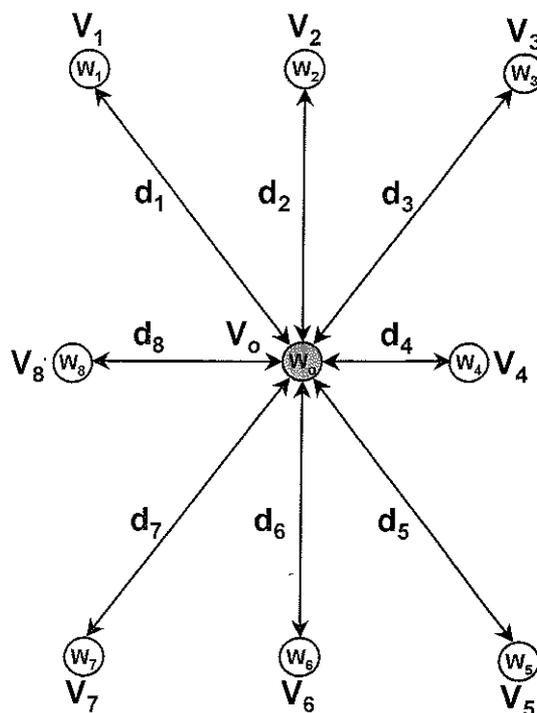


FIGURA 12. Esquema de cálculo del índice de heterogeneidad entre pozos (IHI)

Esquema de Integración de Variables y Asignación de Pesos

Buscando un esquema de integración que sea conveniente para la aplicación del modelamiento difuso, se llega a una integración natural, donde las variables estáticas generan un índice de conectividad estática y las dinámicas un índice de conectividad dinámica.

Ambos índices se integrarían para generar un único índice de conectividad de todo el yacimiento.

En el esquema de integración es importante definir si todas las variables tendrán la misma importancia, o si por el contrario, hay algunas más importantes que otras en la determinación de unidades de flujo. Este último caso es el más ajustado a la realidad, de modo que se definen pesos relativos para todas las variables involucradas. En la **figura 13** se muestra el esquema de integración, entre paréntesis se muestra el peso asignado a cada variable.

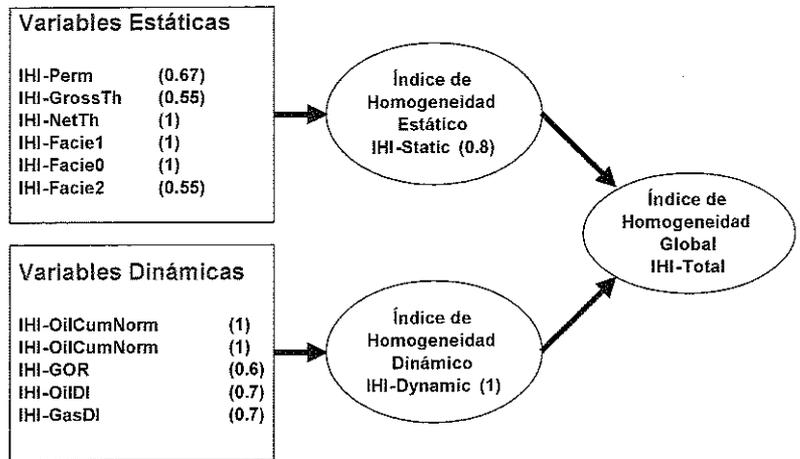


FIGURA 13. Esquema de integración de variables en el modelo de lógica difusa

Conjuntos Difusos y Funciones de Pertenencia para los Índices

Teniendo en cuenta que todos los índices varían entre 0 y 1, y además que tienen un mismo significado sin importar a qué variable correspondan (menor conectividad al acercarse a 0 y mayor conectividad al acercarse a 1), incluso para los índices de conectividad parciales IHI-Static e IHI-Dynamic, se pueden implementar los mismos conjuntos difusos, con funciones de pertenencia idénticas.

El rango de valores de los índices se discretizan en tres conjuntos difusos: bajo (Low), medio (Medium) y alto (High), a no ser que el analista considere que estos grupos no sean suficientes

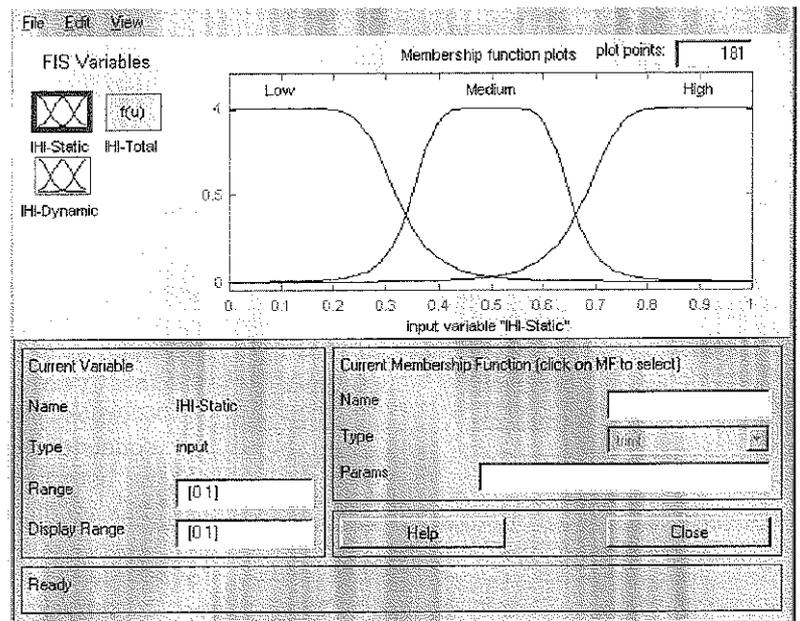


FIGURA 14. Funciones de pertenencia para los conjuntos difusos de los índices de conectividad (IHI)

para representar la heterogeneidad de su yacimiento y plantee algunos intermedios (Lowpoor y Lowgood). La **Figura 14**, muestra las funciones de pertenencia escogidas para estos conjuntos con el índice de conectividad estático.

Planteamiento de Reglas Difusas

Las reglas difusas son conjugaciones de operadores condicionales (IF, AND, OR, THEN), que me permiten cruzar los valores de las variables definidos en los conjuntos difusos y las funciones de pertenencia, para obtener un valor comparativo y cuantitativo de una variable de salida. Así por ejemplo, si A es Bueno y B es Bueno, entonces C es Bueno. El analista puede definir el conjunto de reglas difusas que crea conveniente, y darle grados de importancia (pesos), dependiendo de la complejidad del modelo. A medida que el número de variables aumenta, el número de reglas incrementa paulatinamente, y exige al analista mayor conocimiento de la incidencia de cada una de las variables.

Sistema de Inferencia Difuso (FIS)

En la **Figura 15**, se muestra un sistema de inferencia típico para modelos difusos.

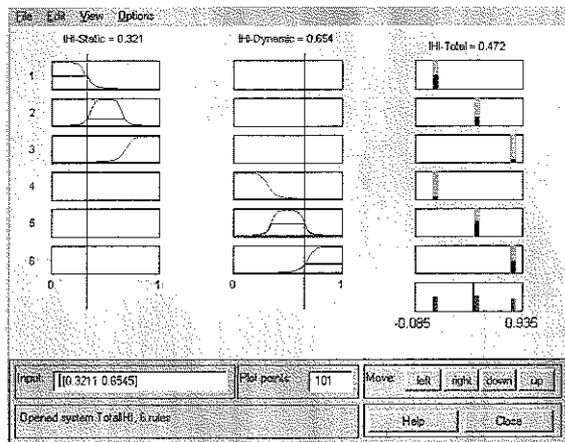


FIGURA 15.
Sistema de inferencia difuso, FIS

Como resultado final de la integración de las variables estáticas y dinámicas en estos sistemas de inferencia difusos, se puede establecer un IHI-Total para cada pozo en cada zona. Con estos índices se desarrolla un mapa grid para cada zona. En la **Figura 16**, se muestra el mapa de IHI-Total para una zona en particular del yacimiento.

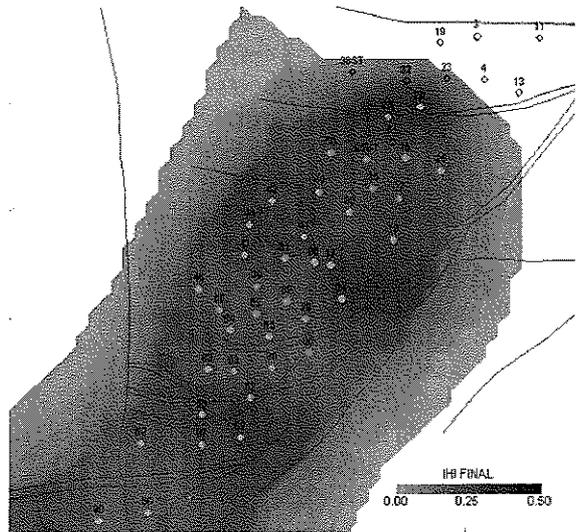


FIGURA 16.
Mapa de IHI-Total, para una secuencia estratigráfica de la formación de interés

CONCLUSIONES

1. En el contenido de este artículo, se ha mostrado en forma general la metodología recomendada, para la determinación de conectividad hidráulica entre los pozos de un yacimiento en particular. Los procesos mostrados en esta metodología han sido aplicados en datos reales de campo incluyendo yacimientos de fluido composicional, mostrando resultados finales consistentes y prácticos.
2. En este artículo, se muestran los procesos más recomendados en la identificación de conectividad hidráulica entre los pozos. No obstante el analista debe revisar toda la información disponible para su yacimiento y ver qué procedimientos puede aplicar en su caso, y qué análisis adicionales a los aquí mostrados, puede llegar a generar.
3. Cada proceso de análisis, arroja resultados muy particulares y pueden llegar a presentar ciertas diferencias entre sí. La aplicación de una metodología como la lógica difusa, ayuda a cruzar y correlacionar los resultados de cada uno de estos procesos para obtener un resultado total integrado más ajustado al comportamiento real del yacimiento.

4. Llevar los resultados de los diferentes procesos que utilizan variables tanto estáticas como dinámicas a índices de heterogeneidad, es una forma de normalizarlos, con el fin de poderlos comparar y relacionar entre sí y obtener un resultado integrado de los análisis.
5. Los métodos presentados en esta publicación, son exitosos y económicos, para definir las estrategias de producción y prácticas de completamiento más óptimas para las diferentes áreas y zonas del yacimiento.
6. Los procesos de índices de heterogeneidad y eficiencia de completamiento, son exitosos, además de definir el grado de conectividad de los pozos, en clasificar los diferentes pozos del campo, con pobres o mejores desarrollos de completamiento.

Rodolfo Soto, Juan Carlos García - ECOPEPETROL- ICP, Juan Carlos Carvajal, Fredy Torres, Gerson Pérez - INPESA LTDA, Francois Groff - Schlumberger, Bucaramanga, Colombia.

REFERENCIAS

1. Hearn, C.L., Ebanks, W.J. Jr., Tye, R.S., and Ranganathan, V.: "Geological Factors Influencing Reservoir Performance of the Hartzog Draw Field," JPT 1984, pp. 1335-1344.
2. Hearn, C.L. and Fowler, M.L.: "Reservoir Characterization for Simulation, Hartzog Draw Field, Wyoming," in Lake LW and Carroll HB Jr. (eds): Reservoir Characterization, Academic Press Inc., Orlando, FL 1986, pp. 341-372.
3. Ebanks, W.J. Jr.: "Flow Unit Concept-Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects," Amer. Assoc. Petrol. Geol. Ann. Mtg., Abs., Los Angeles (1987).
4. Testerman J.D.: "A Statistical Reservoir-Zonation Technique", Petroleum Transactions, August 1962. (889-893)
5. Gunter G.W., Finneran J.M., Hartmann D.J., Miller J.D.: "Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method", SPE 38679 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 5-8 October 1997.
6. Amaefule Jude and Altunbay Mehmet: "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to identify Hydraulic Flow Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. paper SPE 26436 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition. 3-6 Oct-93.
7. Soto B. R., Torres F., Arango S., and Cobaleda, G., "Improved Reservoir Permeability Models From Flow Units And Soft Computing Techniques: A Case Study, Suria And Reforma-Libertad Fields, Colombia", paper SPE 69625 presented at the 2001 Latin American and Caribbean Petroleum engineering conference, Buenos Aires, 25 March.
8. D. W. McCain, "The Properties of Petroleum Fluids", Second Edition, 1990.
9. Landmark Graphics Corporation. "DESKTOP-VIP User's Guide". Versión 1999.
10. ASSET EVALUATION PROVINCIA AND BONANZA FIELDS, SCHLUMBERGER, ECOPEPETROL ICP, ECOPEPETROL CENTRO, Noviembre de 2000.
11. R. Soto, J. Carlos García, Juan Carlos Carvajal y F. Torres, DETERMINACIÓN DE UNIDADES DE FLUJO DE LA FORMACIÓN MIRADOR DEL CAMPO CUSIANA INTEGRANDO INFORMACION DINNAMICA Y ESTATICA DEL YACIMIENTO, Ecopetrol ICP, Noviembre de 2001
12. Zhou, C.D., Wu, X.L., and Cheng, J.A.: "Determining Reservoir Properties in Reservoir Studies Using a Fuzzy Neural Network," paper SPE 26430 presented at the 1993 SPE Annual Tech. Conference and Exhibition, Houston, TX, 8-12 October
13. Malcolm Brown: "Fuzziness in the Field". Review (Oct. Dec. 1998).
14. Bernardo Silva de Jesús: "Hydraulic Interwell Connectivity in a Carbonate Reservoir Jonson J.L. "AB" (Grayburg) Study Area, Ector Countym, West Texas", Thesis for the degree of Master of Science. Texas A&M University, December 1991.
15. Cañas, Jesús Alberto: "Use of a Hydraulic Interwell Connectivity Concept for Sandstone Reservoir Characterization", Thesis for the degree of Master of Science. Texas A&M University, December 1993.
- R. D. Reese, COMPLETION RANKING USING PRODUCTION HETEROGENETY INDEXING, Geoquest, October 1996.

Somos la primera compañía Colombiana de mensajería especializada que recibe la certificación ISO 9002, para los servicios de:

Logística de Recepción

Almacenamiento

Recolección

Embalaje

Transporte y Distribución
de Documentos y
Mercancías Premier



Código No.843-1
NTC ISO 9002/94

Número único nacional
900 331 7378 - PBX 7700 380
WWW.SERVIENTREGA.COM.CO


Es entrega segura!