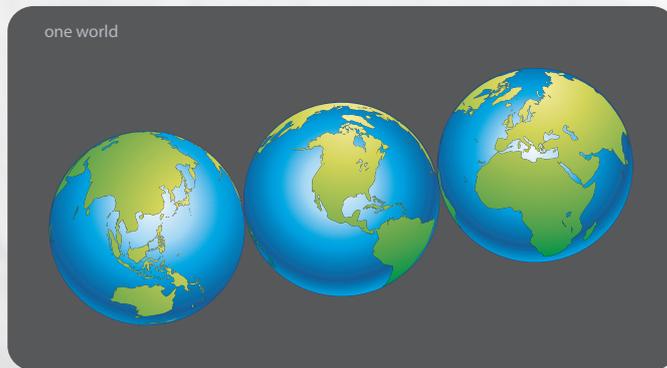


# **GRUPO ALFA Y WELDERS INDUSTRIALES, S.A. DE C.V.**



## **EVALUACIÓN GEOQUÍMICA DE SUPERFICIES DE LOS GASES LIBRES**

**UNA HERRAMIENTA PARA LA  
EXPLORACIÓN PETROLERA:  
ECONÓMICA, CONFIABLE,  
EFECTIVA, VERSÁTIL Y RÁPIDA.**

# CONTENIDO

Introducción **01**

Equipo de Muestreo **02**

Aspectos Teóricos **03**

Casos de Estudio (Ejemplos) **04**

Stockholm Field, Kansas, USA. **04.1**

Costa Oriental del Lago de Maracaibo, Venezuela **04.2**

Frente de Montaña, Venezuela **04.3**

Cuenca de Neuquén, Argentina **04.4**

Campo Moore-Johnson, Kansas **04.5**

Análisis del Laboratorio **05**

Procesamiento, Interpretación,  
Integración e Informe Final **06**

Ventajas de nuestra tecnología **07**

Lista de Proyectos más importantes **08**

Lista de Referencias **09**

# Introducción

La exploración para la búsqueda de reservorios de petróleo o gas, requiere hoy día, de un esfuerzo coordinado basado en la integración exitosa de la data geológica, geofísica y geoquímica.

La Prospección Geoquímica de Superficie proporciona al grupo exploratorio una herramienta efectiva y de bajo costo para reducir los riesgos exploratorios. Los levantamientos geoquímicos pueden ser utilizados para delinear la expresión en superficie de las micro-emanaciones (micro-menes) de gas natural proveniente de las profundidades, como guía para identificar áreas con acumulaciones de hidrocarburos.

Las exploraciones geoquímicas superficiales, cuando son diseñadas y llevadas a cabo adecuadamente, pueden beneficiar los programas de exploración en todas sus etapas, desde el reconocimiento de aéreas inexploradas hasta las extensiones de yacimientos en campos maduros. Dichos estudios reducen los riesgos en la exploración y el área de búsqueda, ayudando a las técnicas más costosas, tales como las exploraciones geofísicas o la perforación de pozos, a enfocarse en las partes de las concesiones o cuencas con mayor potencial de contener acumulaciones de petróleo.

El análisis de los gases livianos de hidrocarburos, contenidos en forma libre en el suelo, puede ser usado para:

- 1) Evaluar en forma rápida el potencial productivo de una región inexplorada.
- 2) Diferenciar entre áreas con acumulación de petróleo o gas.
- 3) Optimizar la localización para adquirir data sísmica.
- 4) Priorizar el procesamiento sísmico en aéreas con data sísmica ya existente.
- 5) Priorizar los prospectos de perforación existentes en base a las condiciones geoquímicas más favorables.
- 6) Extender los límites de yacimientos en aéreas maduras.

La premisa fundamental de la exploración geoquímica de superficie, utilizando los gases libres, es que los hidrocarburos termogénicos, generados y atrapados a profundidad, dejan escapar cantidades variables de gases livianos que migran hacia la superficie en concentraciones detectables.

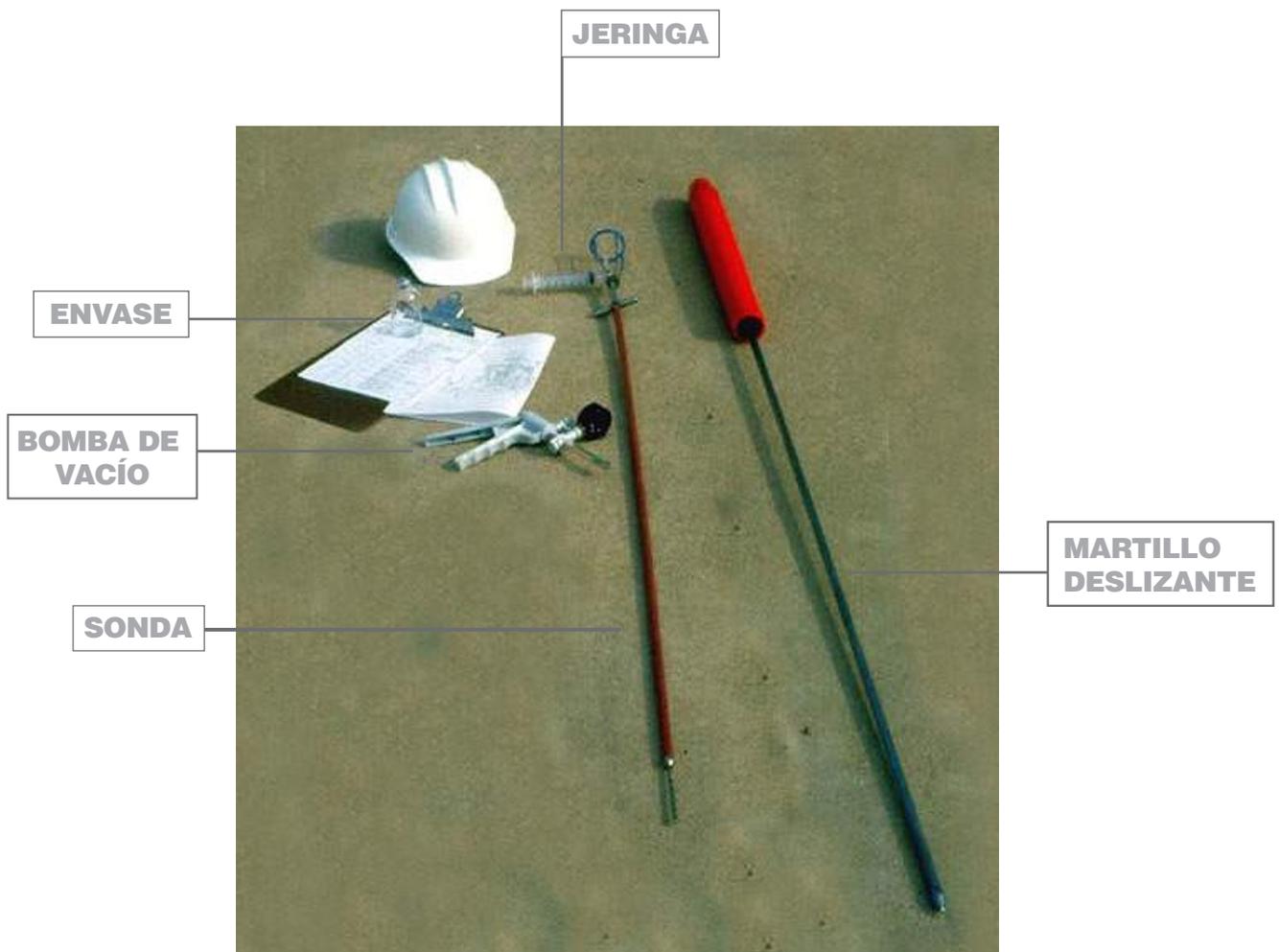
Las relaciones entre esos hidrocarburos livianos (C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub>) detectados en las muestras cercanas a la superficie mantienen las mismas proporciones relativas, a aquellas muestras tomadas directamente en los yacimientos sub-superficiales, indicando el origen termogénico de esos gases (Jones and Drozd, 1983).

# Introducción

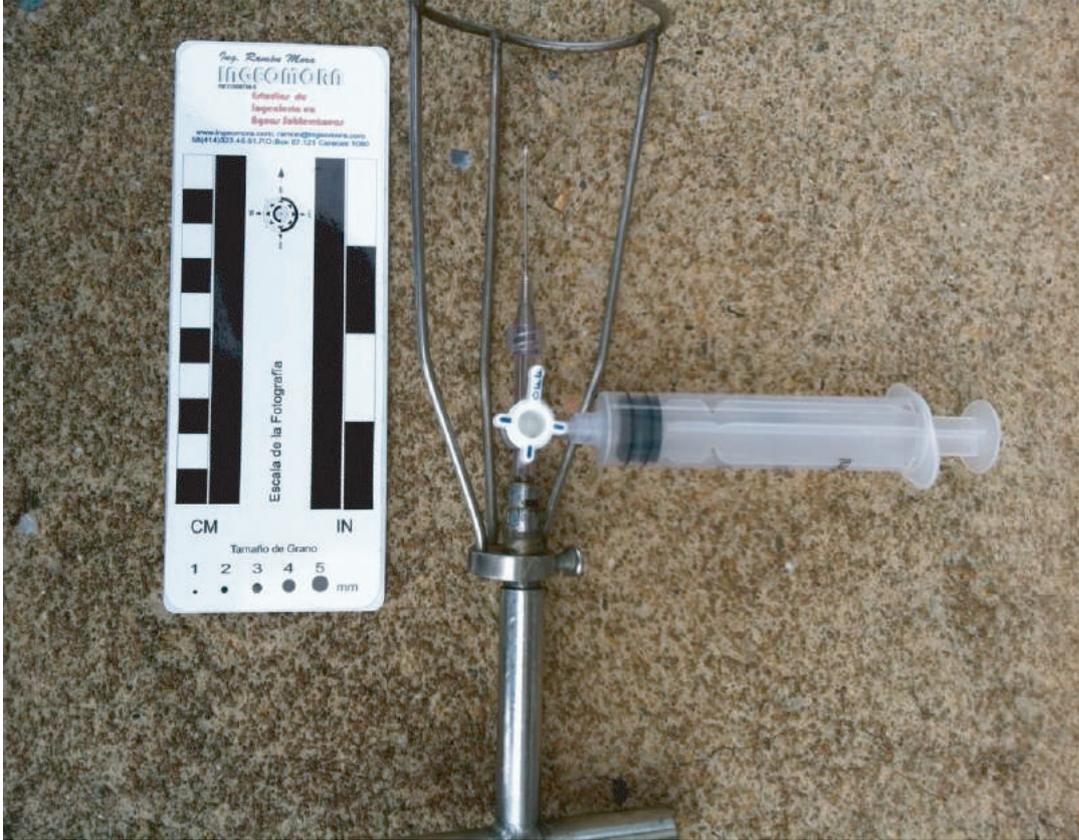
Los cambios regionales en las relaciones de los hidrocarburos livianos se utilizan para predecir el potencial de petróleo vs gas en yacimientos sub-superficiales (Jones and Drozd, 1983). Las relaciones entre las magnitudes de los hidrocarburos livianos (C1-C4) son representados en un diagrama de Pixler (Pixler, 1969), para determinar si una cuenca en particular, campo o reservorio tiene mayor probabilidades de contener petróleo, gas o una combinación de ellos. La estrecha asociación entre las anomalías geoquímicas superficiales y las fallas y/o fracturas es bien conocida y ha sido perfectamente establecida. (Link,1952, Jones and Burtell, 1996, Dickinson and Matthews, 1993). Estas fracturas representan vías preferenciales de migración las cuales concentran el flujo de hidrocarburos desde las rocas madres hacia las trampas o reservorios y desde allí, hasta la superficie. Una concentración anómala de hidrocarburo en la superficie es siempre un mene, pues se necesita un flujo activo para poder contrarrestar las interferencias u obstáculos existentes entre los reservorios y la superficie. Las investigaciones geoquímicas de superficie utilizando la tecnología de los gases libres, requieren del análisis de esos gases libres contenidos en los poros del suelo, colectados a muy poca profundidad, e instrumentos de mediciones (cromatógrafos) de alta sensibilidad capaces de detectar y analizar concentraciones de hidrocarburos muy pequeñas.

# Equipo de Muestreo

Exploration Technologies ha desarrollado una técnica de muestreo de gases del subsuelo a profundidades muy someras (1,2m). La figura muestra lo portátil del equipo de muestreo. Una pequeña cuadrilla (dos o tres personas), puede coleccionar un número importante de muestras por día y tener fácil acceso dentro de áreas de difícil topografía; todo esto se traduce en costos de adquisición muy bajos.



# Equipo de Muestreo



DETALLE DE LA PARTE SUPERIOR DE LA SONDA DE MUESTREO

# Equipo de Muestreo



# Equipo de Muestreo



# Equipo de Muestreo



# Equipo de Muestreo



# Equipo de Muestreo



# Aspectos Teóricos

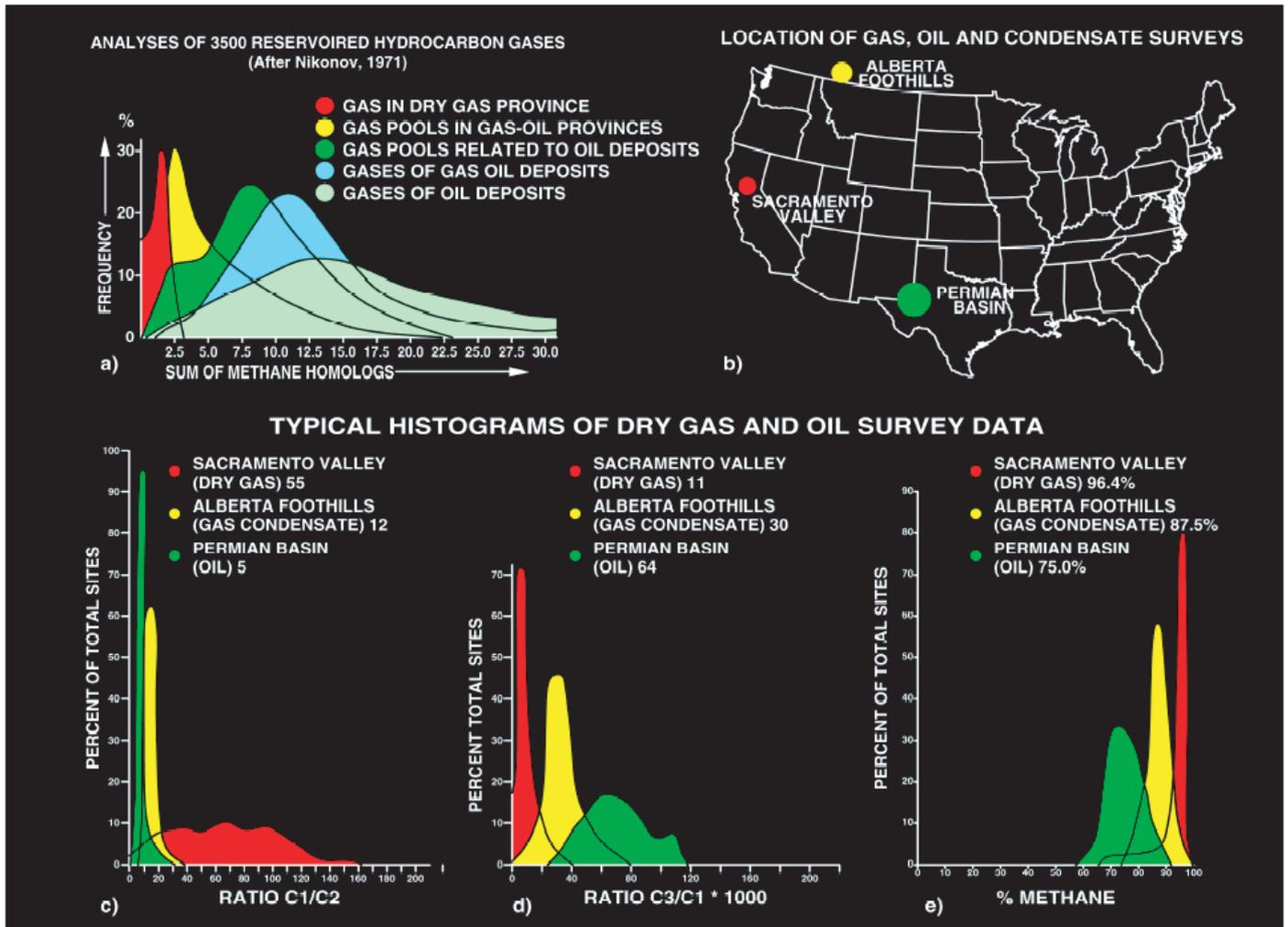
No existen “halos mágicos” que aparecen en superficie sobre los depósitos económicamente explotables. De todos los reservorios y rocas madres escapan hidrocarburos que siguen vías de migración preferenciales (mayor permeabilidad) hacia

la superficie. Por ello, las anomalías que se observan en superficie tienen relación directa, aunque no necesariamente vertical, con los depósitos de hidrocarburo del subsuelo que la generan. Así mismo, no existe relación entre la magnitud de las anomalías geoquímicas observadas en superficie y el potencial económico de dichos depósitos, ya que la señal geoquímica superficial está influenciada y controlada por la presión de expulsión desde el subsuelo y por las vías de migración de los gases.

Los resultados de un levantamiento geoquímico de superficie, utilizados para reflejar en un mapa la expresión de los micromenues activos de petróleo o gas natural provenientes del subsuelo, pueden ser usados como una guía para identificar áreas prospectivas tanto en cuencas inexploradas como en cuencas maduras. Los levantamientos geoquímicos cuando son diseñados y ejecutados en forma apropiada pueden beneficiar los programas de exploración en cualquiera de sus etapas, desde un reconocimiento en una cuenca inexplorada hasta la extensión de un campo.

La premisa fundamental en la que se basa la exploración geoquímica de superficie es que desde los reservorios de hidrocarburos termogénicos, generados y atrapados en el subsuelo, se escapan y migran hacia la superficie gases de hidrocarburos en cantidades que pueden ser detectadas. Jones and Drozd (1983) demostraron que los hidrocarburos livianos medidos en una muestra de gas tomada a poca profundidad están presentes en la misma proporción relativa que en aquellas muestras tomadas directamente de los reservorios del subsuelo (Nikonov, 1971; Verbanac and Dunia, 1982), indicando una fuente termogénica para esos hidrocarburos (**Figura 1**).

# Aspectos Teóricos

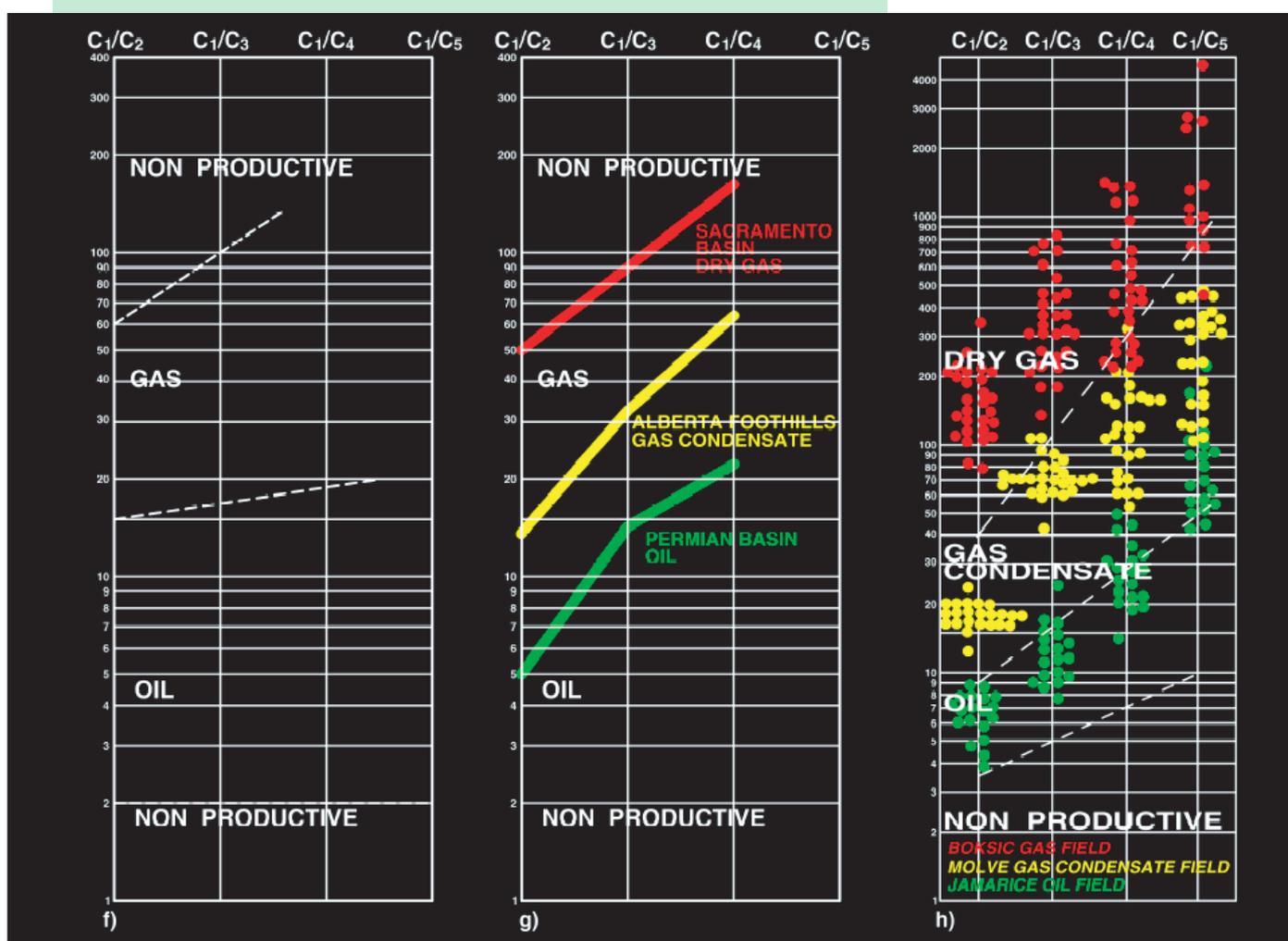


(Figura 1)

La data de las magnitudes de los micromenes puede ser usada para reflejar en un mapa, áreas con migración activa de fluidos y gases provenientes de las acumulaciones del subsuelo, identificando vías de migración o “trends” en donde los reservorios tienen posibilidad de existir. Las fallas y las fracturas pueden representar esas vías de migración desde la fuente del mene hasta la superficie.

# Aspectos Teóricos

Los cambios regionales en las relaciones de los hidrocarburos livianos son usados para predecir el potencial, petróleo versus gas, de un reservorio del subsuelo. Esta relación es ilustrada en la Figura 2, en donde los radios entre los gases livianos de hidrocarburo son graficados sobre un diagrama de Pixler de manera de determinar, para una cuenca, estructura o "trend" en particular, si contiene petróleo, gas o una mezcla de ellos.



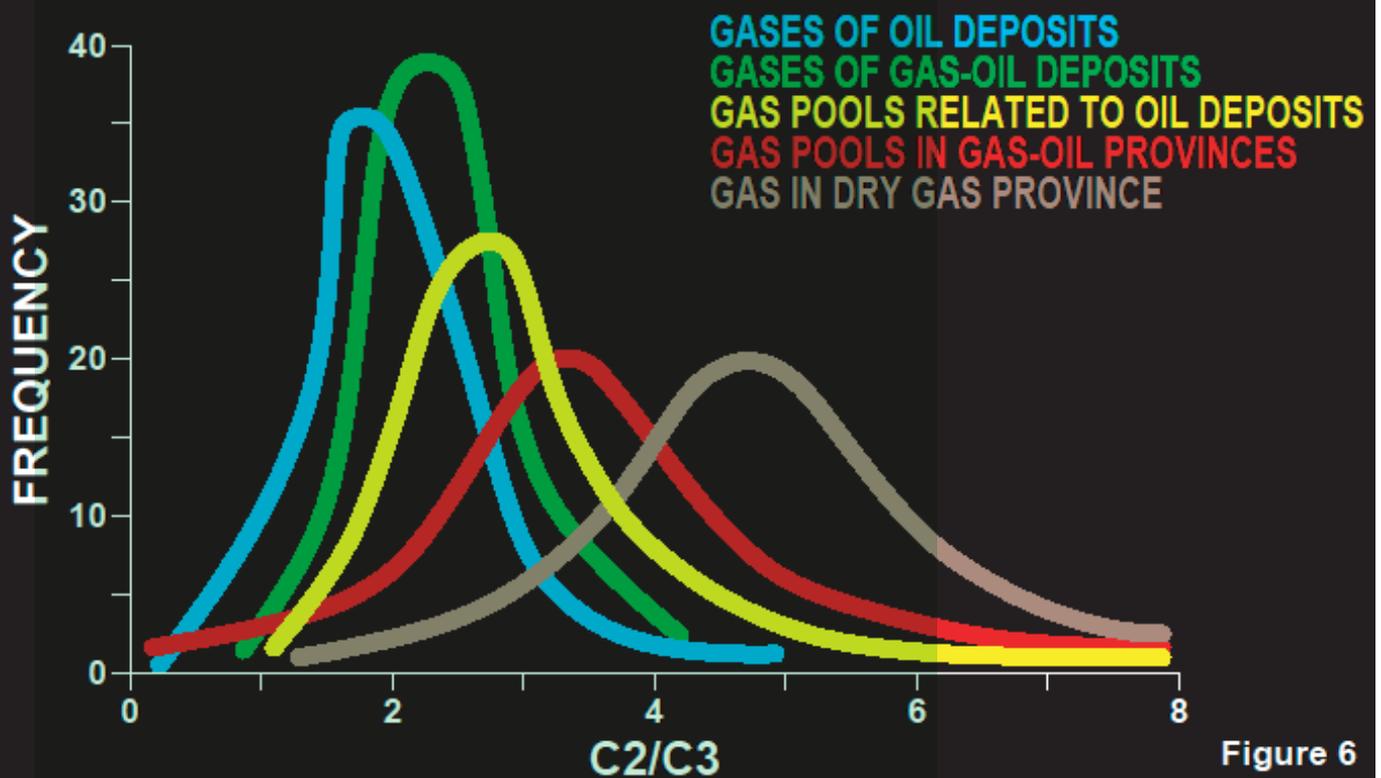
(Figura 2)

Otra verificación independiente sobre la relación de los gases livianos y el tipo de reservorio que los produce, fue publicado por Nikonov (1971) quien compiló una data de análisis de gases de 3.500 reservorios ubicados en en los Estados Unidos y la Unión Soviética. Nikonov logro agrupar su data dentro de sub-poblaciones definida por la producción dentro de cada cuenca.

# Aspectos Teóricos

## ANALYSES OF 3500 RESERVOIRED HYDROCARBON GASES

(After Nikonov, 1971)



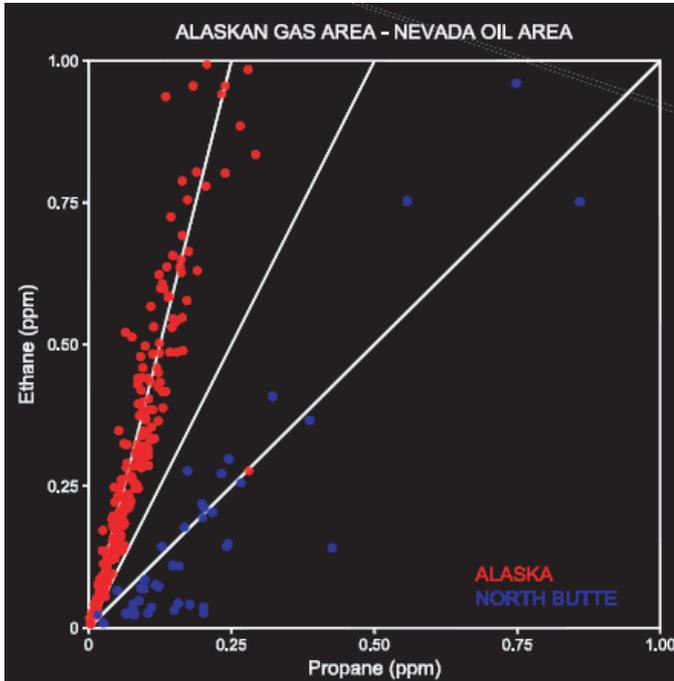
(Figura 3)

El histograma de la relación Etano/Propano (Figura 3) muestra que los cambios composicionales de los gases livianos dentro de los reservorios son similares a aquellos encontrados en los gases captados sub-superficialmente.

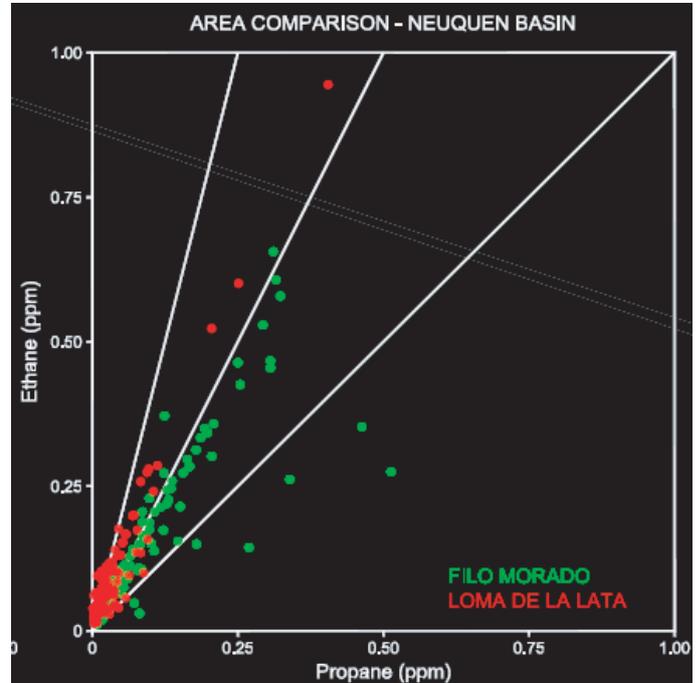
Un gráfico de dispersión Etano Vs. Propano puede servir también para establecer una relación entre la magnitud y la composición de un área de estudio, las cuales se pueden comparar con otros campos o cuencas productoras conocidas. Las tres líneas representan la relación Etano/Propano 1:1, 2:1 y 4:1.

Como se muestra en la Figura 4ª la data proveniente del campo de gas Kenai se ubica sobre la línea 4:1; una revisión de la figura de Nikonov muestra que esta relación es típica para gaseosos. También se muestra en la figura la data proveniente de un levantamiento geoquímico conducido en North Butte Valley en Nevada.

# Aspectos Teóricos



(Figura 4a)



(Figura 4b)

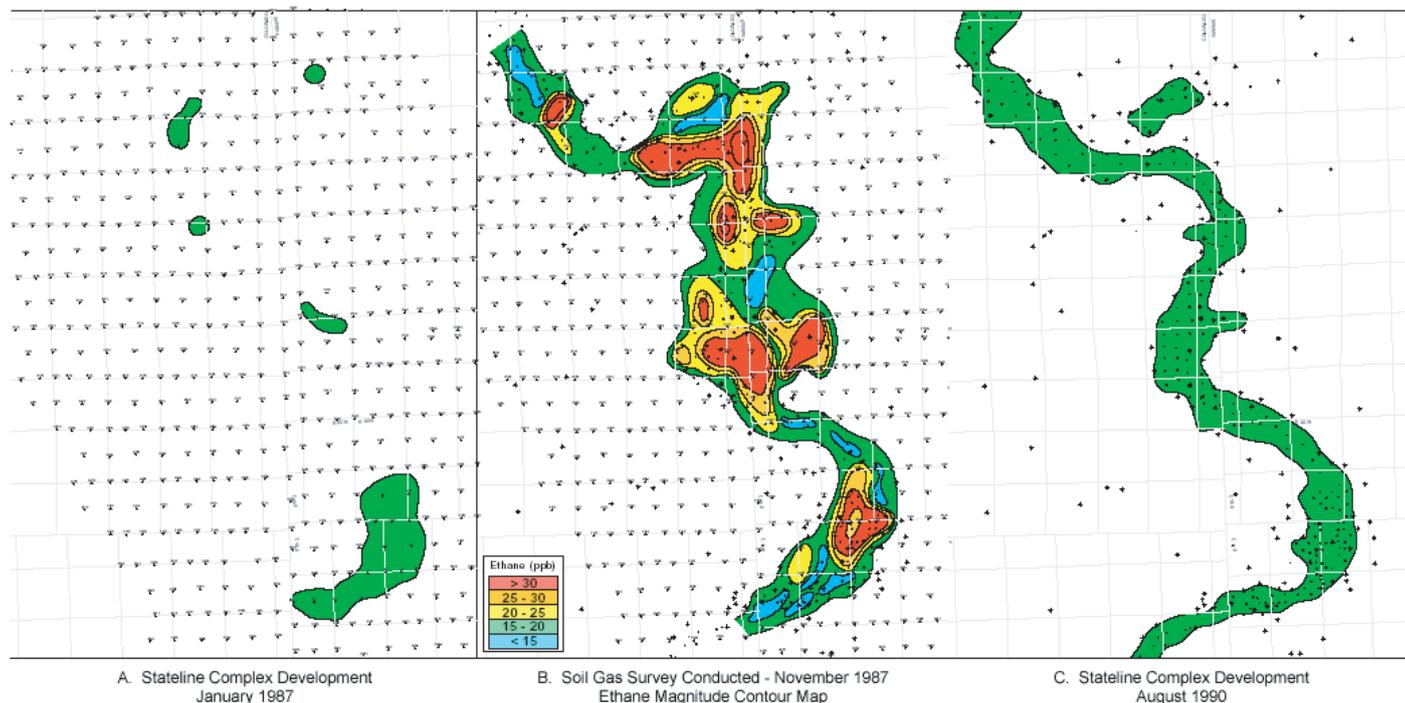
El prospecto descubierto representa un depósito de bitumen, no productor, por carecer de un adecuado flujo de gas. Se puede observar que la data obtenida ha perdido coherencia y muestra una mayor dispersión. Una revisión de la relación  $C_2/C_3$  establecida por Nikonov sugiere que esencialmente que la data proveniente de reservorios de petróleo y gas, no comerciales, caen por debajo de la línea 1:1.

El grafico de dispersión de la Figura 4b, representa la data colectada sobre dos reservorios comerciales de petróleo y gas en la cuenca de Neuquen en Argentina. Los levantamientos se realizaron sobre los campos Filo Morado y Loma de la Lata con propósitos de calibración y fueron escogidos por sus diferencias tanto en composición como el mecanismo de entrapamiento.

La data geoquímica proveniente de estos dos campos de la cuenca de Neuquen exhiben una clara diferencia composicional y concuerdan con la composición de los reservorios correspondientes. Para Filo Morado se predice petróleo en concordancia con la producción del reservorio. La data proveniente de Loma de la Lata es del horizonte productor de gas condensado y también concuerda.

# (Ejemplos) Casos de Estudio

Stockholm Field, Kansas, USA.



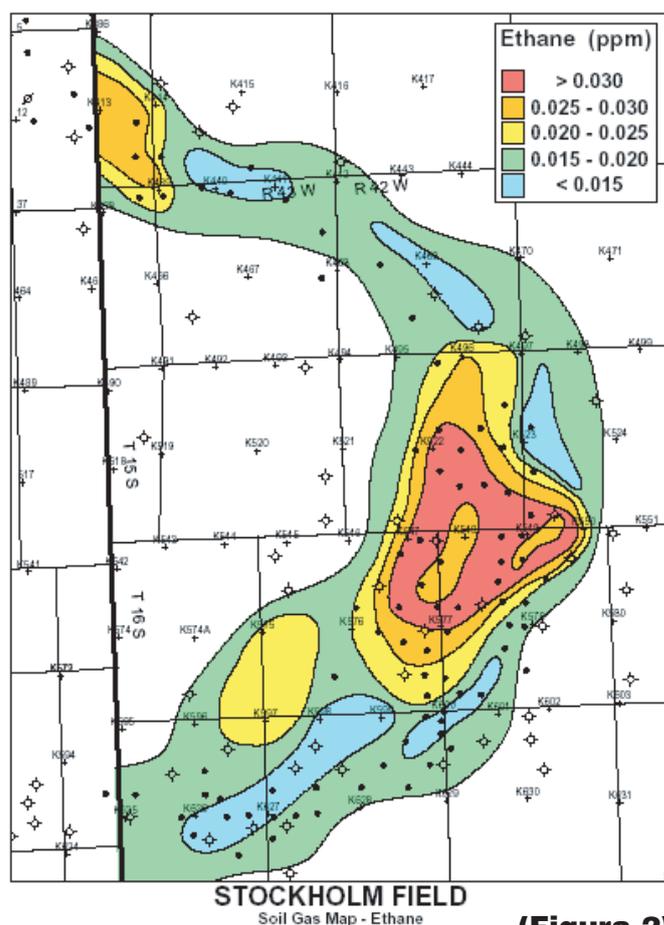
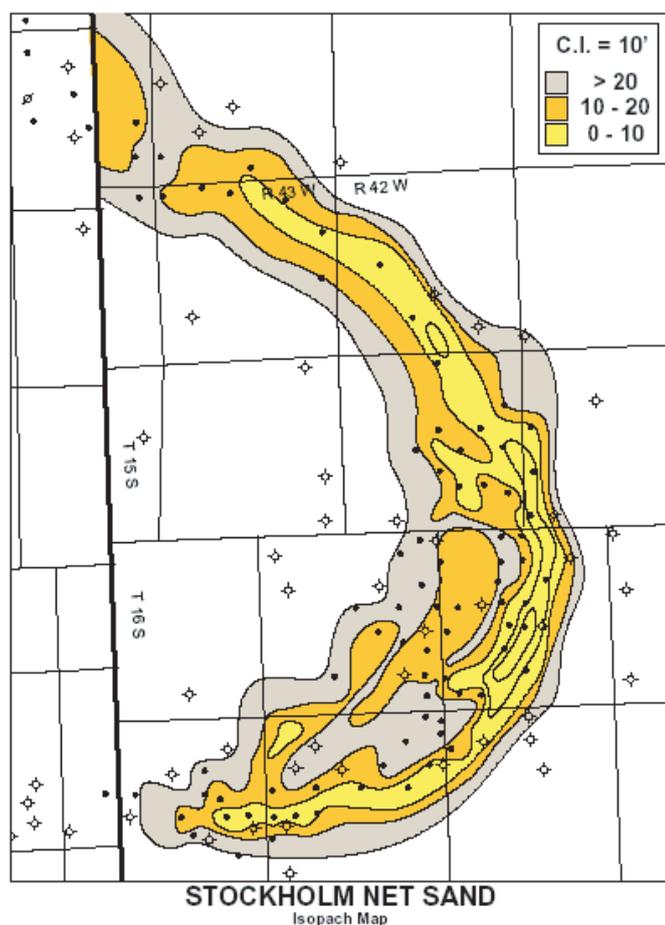
(Figura 1)

Si un número suficiente de muestras es colectado y analizado apropiadamente y el área en estudio ha generado hidrocarburos, entonces los resultados del levantamiento geoquímico pueden ser usados para delimitar en superficie el área con acumulación de hidrocarburos.

Un levantamiento geoquímico de superficie fue realizado sobre un área de 150 millas cuadradas en 1987 en el denominado “Stateline Trend” en la frontera de los estados de Kansas y Colorado, USA, para definir la morfología del valle de incisión y la extensión de las arenas Morrow dentro del valle. Figura 1 muestra A) el desarrollo del área para Enero de 1987; B) el mapa de contorno del etano luego del levantamiento geoquímico en Noviembre de 1987 y C) la morfología del desarrollo luego de tres años de perforaciones el cual finalizó en 1990. La morfología del valle obtenida mediante el levantamiento geoquímico quedó confirmada con las perforaciones de desarrollo. El levantamiento también detectó micromenas provenientes de los campos “Morrow”, productores de gas y de los “Mississippian”, productores de petróleo.

# (Ejemplos) Casos de Estudio

## Stockholm Field, Kansas, USA.



(Figura 2)

La Figura 2 muestra un detalle de la porción Sur del Stateline Trend sobre el campo Stockholm, ubicado al sureste del estado de Kansas. Aquí las concentraciones de hidrocarburos son muy bajas en el orden de las decenas de partes por billón. El mapa de la derecha (Figura 2) representa el mapa de contorno de las concentraciones de Etano de muestras de gas del suelo recolectadas a 1,2m de profundidad. El campo es una trampa estratigráfica de areniscas fluviales que produce petróleo a una profundidad de 1550 metros. La figura de la izquierda representa el mapa isópaco de arenas netas del yacimiento. Aquí se puede observar la perfecta correlación entre los límites del reservorio y la

expresión superficial del mapa de Etano. El campo esta ubicado en un área geológicamente estable y la ausencia de deformaciones estructurales explica las bajas concentraciones medidas en la superficie. Así se concluye que las magnitudes de los hidrocarburos no son necesariamente proporcionales a la productividad. Este ejemplo también ilustra la importancia de utilizar una densidad de muestreo apropiada para cada objetivo exploratorio. Tratar de representar en un mapa los límites de una anomalía individual requiere un muestreo mucho más denso que aquel necesario para definir tendencias regionales.

# (Ejemplos) Casos de Estudio

## Costa Oriental del Lago de Maracaibo, Venezuela

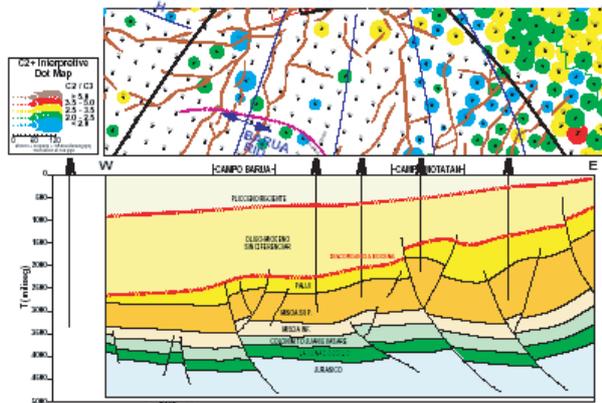
Otro ejemplo interesante podemos encontrarlo en el proyecto “Evaluación Geoquímica de Superficie en el Área Barua-Motatán” realizado en 1997 sobre un área de 1000 Km<sup>2</sup>. Este levantamiento regional permitió corroborar la existencia de hidrocarburos más livianos (condensado y gas) en formaciones profundas por debajo de las secuencias someras productoras de petróleo más pesado. La Figura muestra los mapas de burbujas para los diferentes compuestos, así como el mapa de contorno del Etano+ en toda el área del levantamiento. Como se puede observar en el área sobre los campos maduros de Barua y Motatán las magnitudes de las concentraciones son bajas (diámetro de la burbuja) y la mayoría de ellas están asociadas a un petróleo más pesado (color azul). Sin embargo se pueden diferenciar algunos puntos de colores amarillos (condensado) y muy pocos rojos (gas). Hacia el este, por el contrario, en áreas del piedemonte, las anomalías son de mayor magnitud, gasíferas, con predominio de los colores amarillo y rojo. Si observamos los cortes sintéticos en sentido oeste-este, en la parte superior de la Figura, se deduce claramente que las anomalías del piedemonte no se originan verticalmente por debajo de ellas, sino más al oeste, en las rocas subyacentes a las arenas productoras del petróleo más pesado.

El sistema de fallas que corta las arenas inferiores se convierte en la vía de migración de los gases hasta o muy cerca de la discordancia del eoceno, la cual probablemente representa el plano de debilidad preferencial por donde los gases viajan al este y llegan a la superficie.

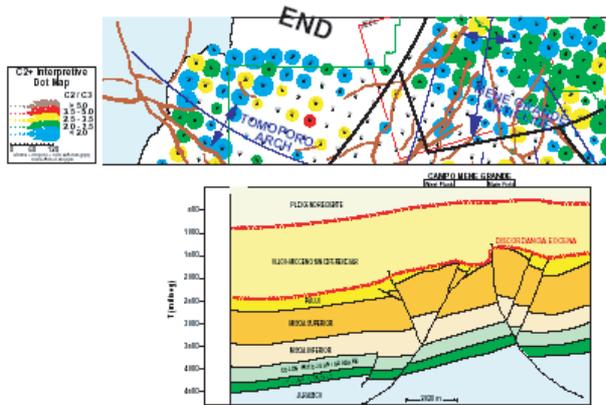
Por otra parte, como se mencionó antes, las magnitudes de las anomalías detectadas sobre los campos propiamente dichos son de magnitudes muy pequeñas debido, primero a la presión existente en los yacimientos someros; segundo, a la casi ausencia de gases livianos (metano y etano) en esos reservorios y tercero, porque estos mismos yacimientos se comportan como un “sello” o esponja, absorbiendo los hidrocarburos livianos que migran desde las acumulaciones más profundas. Esta evaluación permitió corroborar en forma independiente el modelo de generación de hidrocarburos para la cuenca el cual señalaba que debía de existir dos generaciones de hidrocarburos. Así mismo se delimitaron 4 sub-áreas, basados en las diferencias geoquímicas regionales, en donde se delinearón 26 anomalías geoquímicas. Una de las anomalías, el lineamiento de Tomoporo (Tomoporo Coastal Trend), se constituyó, posteriormente en un gran descubrimiento.

# (Ejemplos) Casos de Estudio

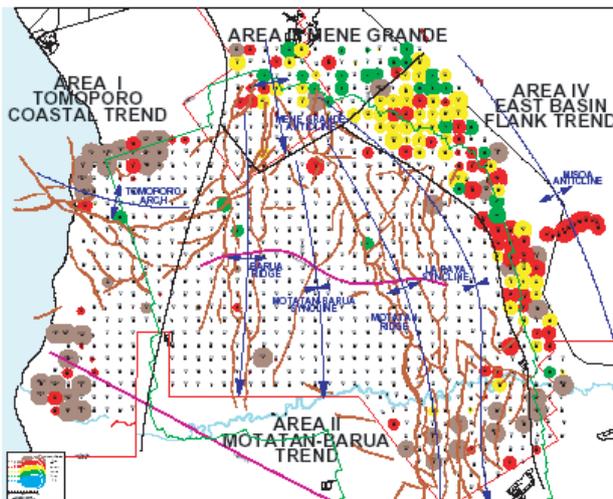
## Costa Oriental del Lago de Maracaibo, Venezuela



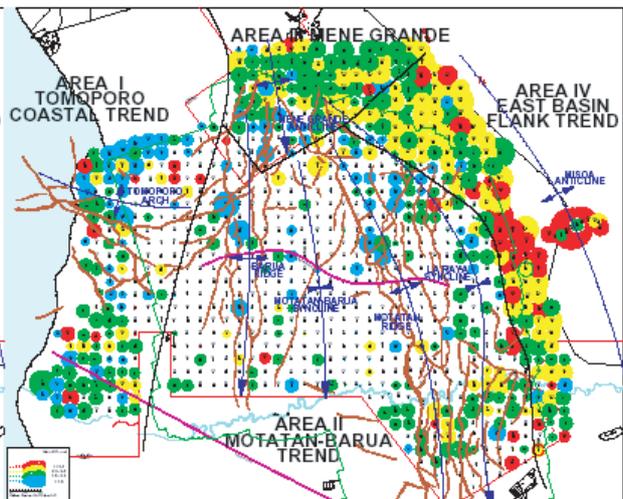
C2+ INTERPRETIVE DOT MAP AND REGIONAL CROSS SECTION



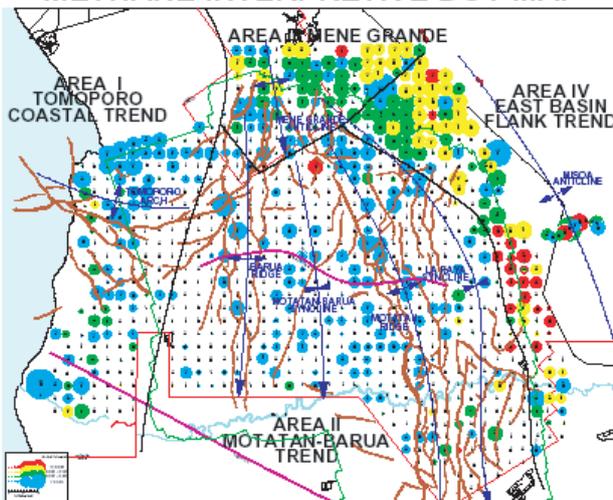
C2+ INTERPRETIVE DOT MAP AND REGIONAL CROSS SECTION



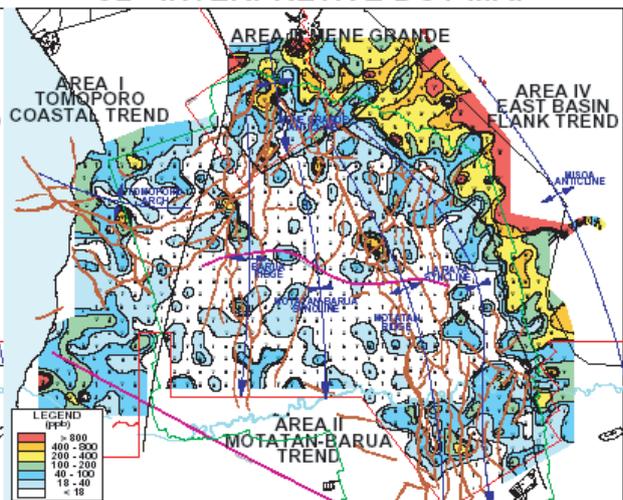
METHANE INTERPRETIVE DOT MAP



C2+ INTERPRETIVE DOT MAP



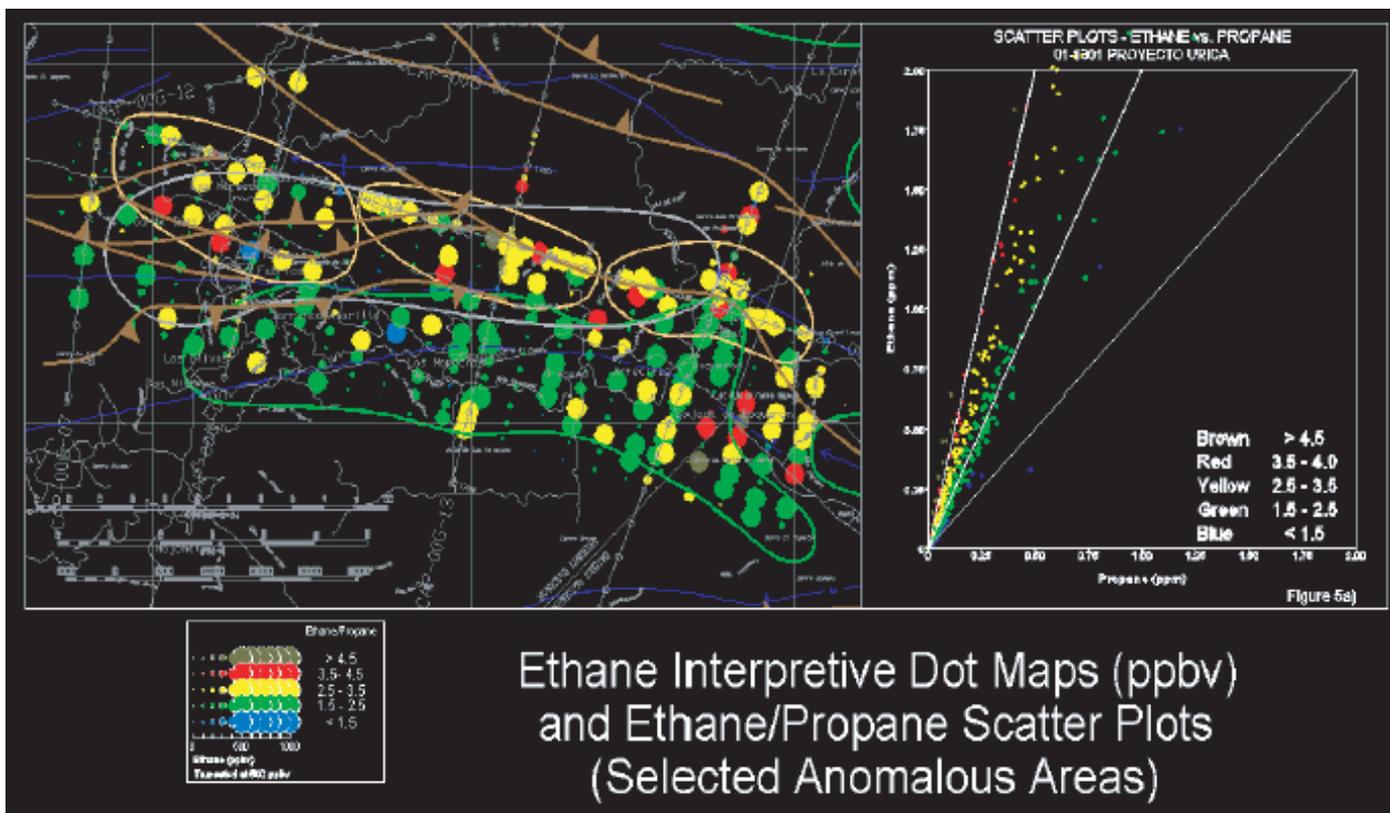
I-BUTANE INTERPRETIVE DOT MAP



ETHANE MAGNITUDE CONTOUR MAP

# (Ejemplos) Casos de Estudio

## Frente de Montaña, Venezuela

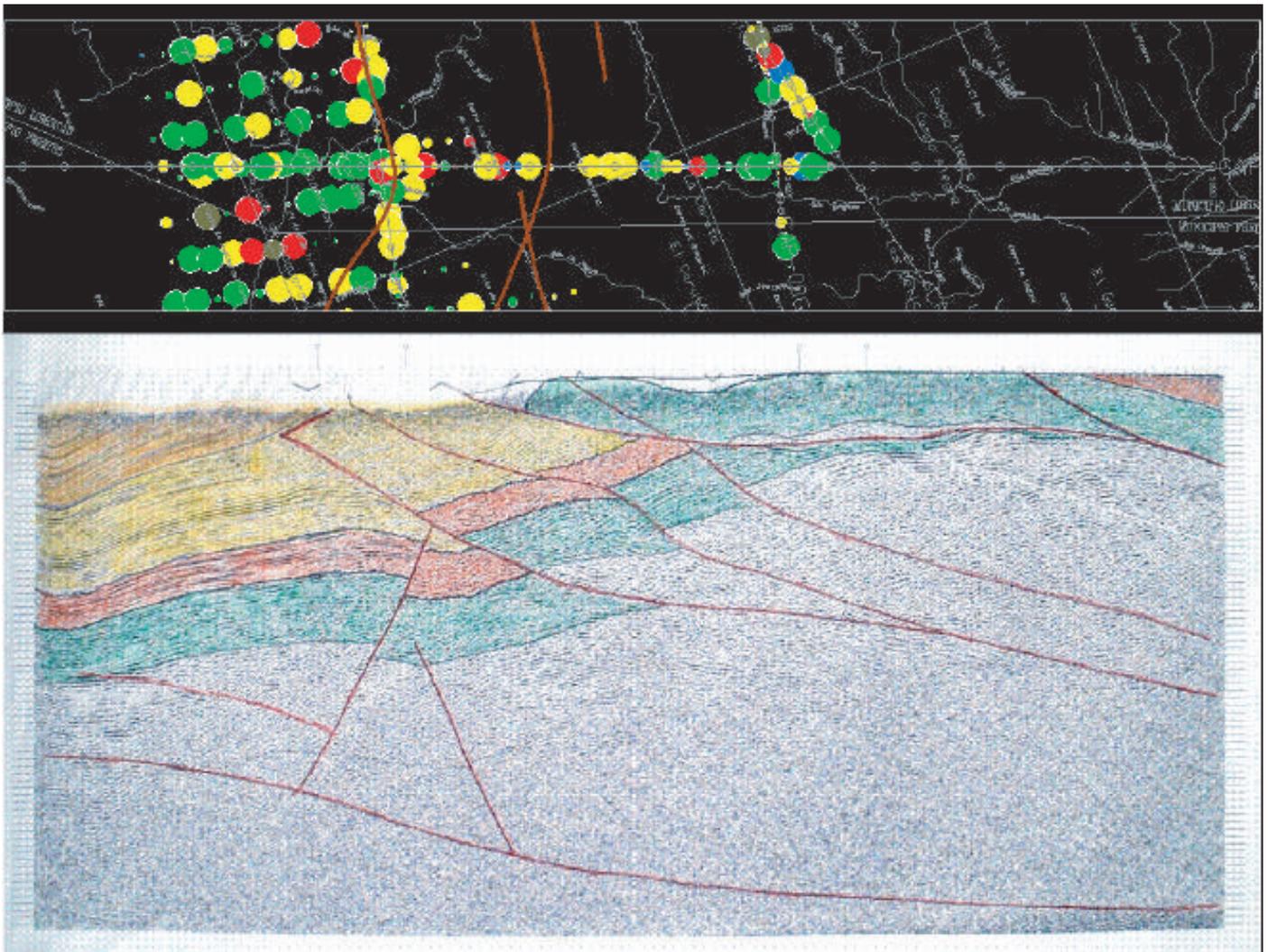


(Figura 1)

En este proyecto se realizó una evaluación geoquímica regional en un área del frente de montaña al norte de Venezuela. Se adquirieron 3500 muestras de gas del suelo sobre líneas sísmicas y sobre áreas específicas, en retículas de 400m X 400m. Tal como se aprecia en la Figura 1 (muestra solo una parte del área estudiada) en este sector del área de estudio, utilizando el mapa de burbujas del Etano+ se diferenciaron 5 anomalías de gases asociados a petróleo liviano (color verde) y a condensado (color amarillo); este es un ejemplo clásico de cómo, con la geoquímica del gas libre, no solo se logra diferenciar áreas anómalas sino también, el tipo de reservorio o acumulación que está generando dicha anomalía.

# (Ejemplos) Casos de Estudio

Frente de Montaña, Venezuela



**(Figura 2)**

La Figura 2 muestra la expresión de los micromenes sobre una de las líneas sísmicas del mismo sector. Podemos observar el contraste entre las diferentes poblaciones de anomalías y sus relaciones con las estructuras que sirven de límites.

# (Ejemplos) Casos de Estudio

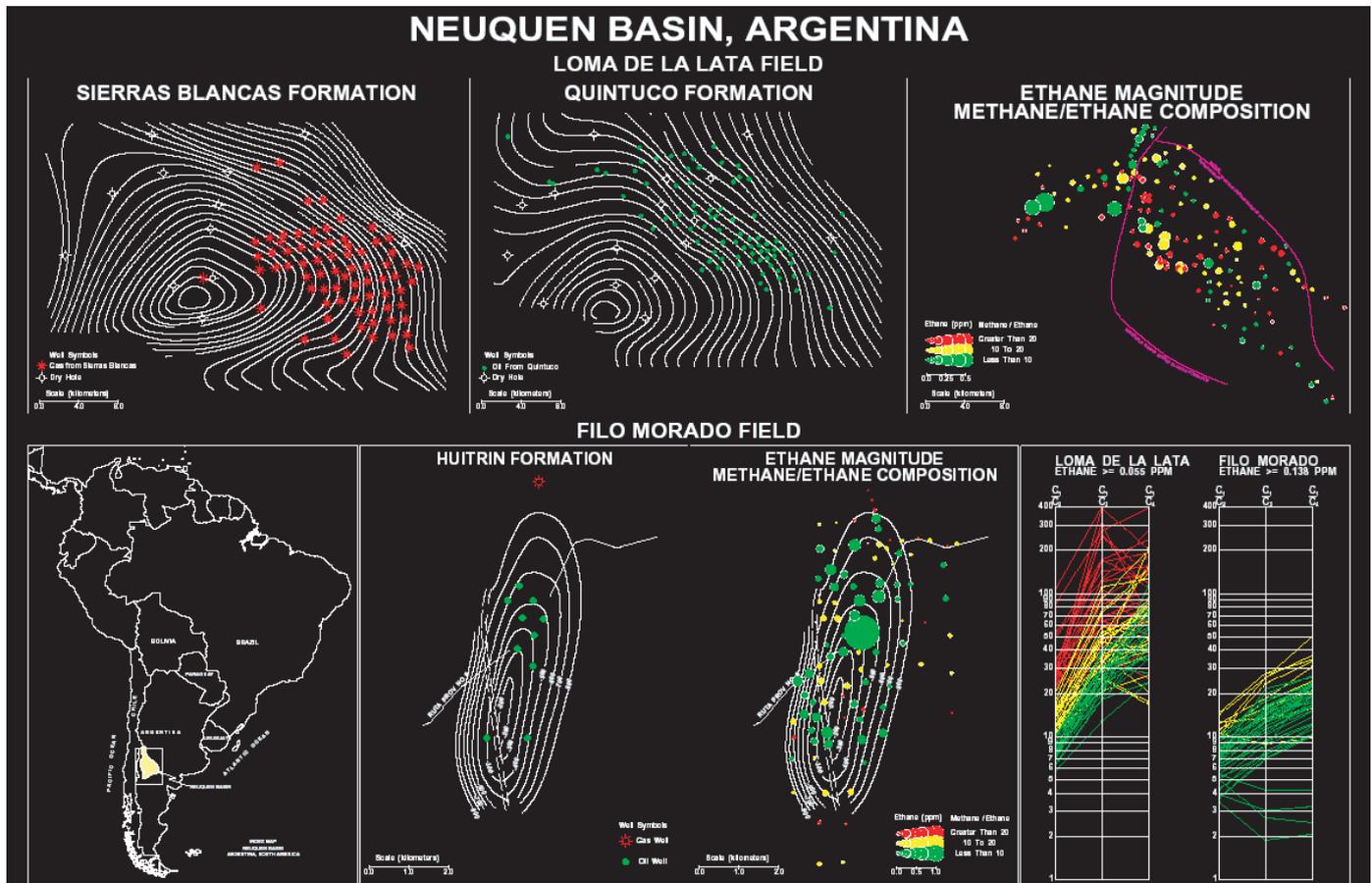
## Cuenca de Neuquén, Argentina

Un levantamiento geoquímico de superficie con propósito de calibración, fue conducido sobre dos campos, Loma de la Lata y Filo Morado en la cuenca de Neuquén, Argentina durante el mes de Diciembre de 1989, para Trend Argentina S.A., como parte de un programa regional de exploración. Estos dos campos fueron escogidos para este estudio de calibración por sus diferencias tanto en la composición de los reservorios, como por su mecanismo de entrapamiento. Filo Morado es un yacimiento de petróleo, entrapado en un anticlinal, que produce de la Formación Agrio-Huitrin, localizada a 3.000m de profundidad, mientras que Loma de la Lata consiste de dos reservorios estratigráficos formados en un monoclin, el cual buza al noreste. En Loma de la Lata el yacimiento más superficial (2000m) contiene gas y petróleo y produce de la Formación Quintuco, la cual suprayace parcialmente a otro de gas condensado, que produce de la Formación Sierras Blancas a 3000m de profundidad. Las muestras de gas se colectaron sobre una retícula localizada directamente sobre los dos campos, utilizando la técnica de muestreo de Exploration Technologies. Para ilustrar la distribución y composición de los micromenes de hidrocarburos livianos, se generaron mapas de burbujas a color, los cuales combinan tanto la magnitud (diámetro de la burbuja), como la composición (color) de cada muestra colectada. La data geoquímica exhibe una clara

diferenciación composicional entre las poblaciones de muestras, las cuales coinciden con la composición de los yacimientos infrayacentes y cambia en respuesta directa a la estructura dominante o a las características estratigráficas que controlan la localización de los reservorios. En Filo Morado la población es unimodal (un solo color) indicando una fuente única de hidrocarburo, asociado a petróleo (color verde), en concordancia con el campo de petróleo existente. Por el contrario, una data de naturaleza bimodal, con una impronta más "gasífera", se detectó en las muestras colectadas en Loma de la Lata, en donde existe un yacimiento de gas condensado que infrayace al reservorio de petróleo y gas. Adicionalmente, un cambio importante se nota sobre la porción noroeste del campo Loma de la Lata; aquí el diámetro de las burbujas asociadas al petróleo se hace mayor, indicando un incremento en las magnitudes. Esto coincide con el área donde solo el yacimiento de petróleo de la Formación Quintuco, es el único horizonte productor. Un cambio en la impronta composicional de petróleo a gas condensado, se produce al cruzar en profundidad la divisoria de permeabilidad o cambio de fasies ("pinchout"), el cual controla los límites del reservorio más profundo de gas condensado, buzamiento arriba.

# (Ejemplos) Casos de Estudio

## Cuenca de Neuquén, Argentina



(Figura 1)

# (Ejemplos) Casos de Estudio

## Campo Moore-Johnson, Kansas

### Introducción

El campo Moore-Johnson, localizado en el condado de Greeley, Kansas, produce petróleo de trampas estratigráficas/estructurales de areniscas de paleocanales del sistema denominado Morrow V7; este campo es uno de los pertenecientes al complejo denominado Stateline Trend con reservas recuperables de 110MMBO. El complejo está localizado al sureste y suroeste de los estados de Colorado y Kansas respectivamente. En 1992 un levantamiento geoquímico con una alta densidad de muestreo fue conducido en la vecindad del campo Moore-Johnson, luego del que el campo fuera descubierto y se intentaran las primeras 10 perforaciones de desarrollo, todas conducidas por un mismo operador. Todas las perforaciones se realizaron al final de 1990; tres pozos fueron productores y siete pozos secos. Un segundo intento de extender el campo se inició en 1992 con la participación de seis compañías; una de ellas (Axem/Murfin) utilizó una metodología de integración, combinando la información geológica del subsuelo y la sísmica, con el levantamiento geoquímico detallado. El resto de las compañías utilizaron las técnicas exploratorias convencionales.

Primero se condujo un levantamiento geoquímico de superficie de calibración sobre un mallado uniforme, en el área alrededor de los pozos productores y secos. El análisis de las muestras de gas indicó áreas con micromenas con magnitudes anómalas y otras con magnitudes no-anómalas (background), las cuales coincidieron con las áreas donde estaban localizados los pozos productores y secos, respectivamente.

Posteriormente se condujo un levantamiento geoquímico detallado sobre el resto del área de interés (4 mill 2 ). Toda la data geoquímica, geológica y geofísica fue integrada para producir una interpretación unificada. La compañía utilizó los resultados del levantamiento geoquímico para ubicar y completar su primer pozo y extender el campo por más de 4700 pies. La compañía completó exitosamente ocho pozos en forma consecutiva, antes de perforar su primer pozo seco. Después de perforar 10 pozos la tasa de éxito de la compañía fue de 90%. Un total de 34 pozos fueron perforados, tanto para definir los límites del canal, como para desarrollar las reservas del campo Morrow. De ese total 19 pozos fueron completados en las arenas petrolíferas. La compañía que utilizó la geoquímica de superficie, logro producir 47% de las reservas con solo el 29% de las perforaciones. Los otros operadores tuvieron tasas de éxito en la perforación de 0%, 30%, 50% y 67%; los dos últimos valores están dentro del rango que la industria ha obtenido para desarrollar los campos Morrow.

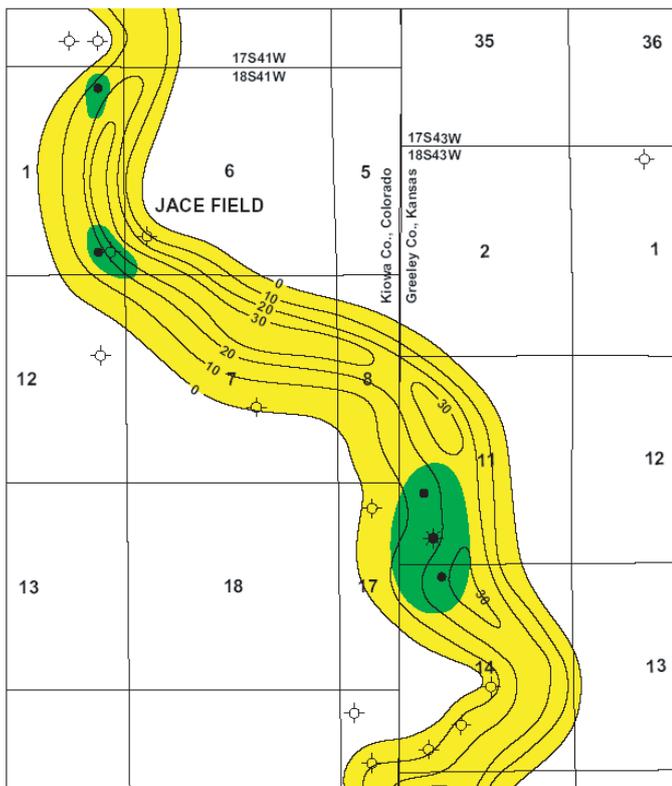
La publicación de la data geoquímica, por parte de la compañía propietaria, es lo que ha permitido la preparación de este caso de estudio y la afortunada coincidencia, con la aparición casi simultánea de un estudio completo y detallado elaborado por Bowen y Weimer (2003), de la secuencia estratigráfica de las areniscas Morrow y sus aspectos relacionados con la geología y producción, el cual incluye el campo Moore-Johnson.

# (Ejemplos) Casos de Estudio

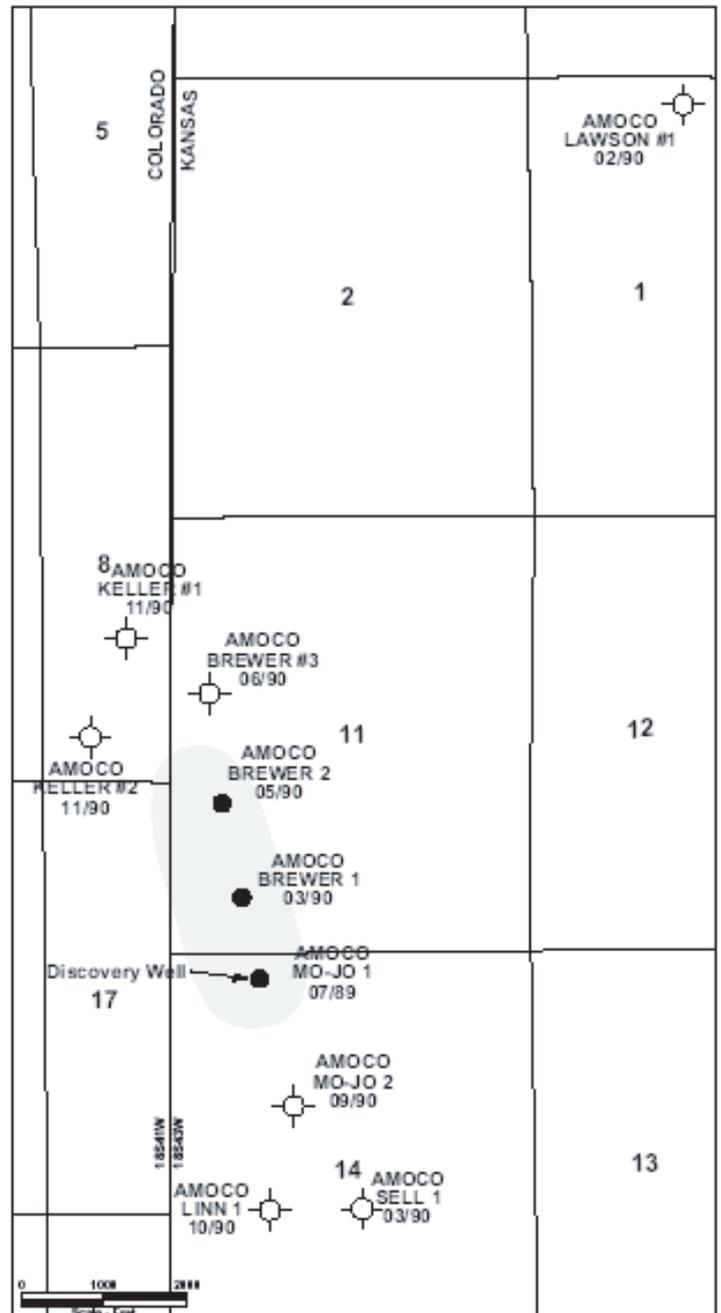
## Campo Moore-Johnson, Kansas

Descubrimiento del Campo Moore- Johnson El campo Moore-Johnson fue descubierto por Amoco en Octubre 1989 (Mo-Jo #1); dos perforaciones exitosas se realizaron en dirección noroeste (Brewer 1 y 2). Mo-Jo #1 produjo 30.000 BO en los primeros 4 meses. Utilizando el modelo geológico propuesto (Fig.1) Amoco trato de extender el campo mas al noroeste y al suroeste; sin embargo el resultado fue la perforación de seis pozos secos (Fig. 2). Amoco también perforó otro pozo seco tratando de extender el campo en dirección noreste (Lawson #1).

La tasa de éxito de las perforaciones de desarrollo para el campo Moore-Johnson, al finalizar 1990 fue de 33%, muy por debajo de los estándares de la industria para otros campos ubicados sobre el denominado Stateline Trend. La tasa de éxito en el desarrollo de los campos Frontera, Stokholm (Suroeste) y Second Wind fue de 73%, 68% y 56% respectivamente.



**(Fig 1-Modelo Geológico-Sismico del cuerpo del Canal)**



**(Fig 2-Perforaciones durante 1989-90)**

# (Ejemplos) Casos de Estudio

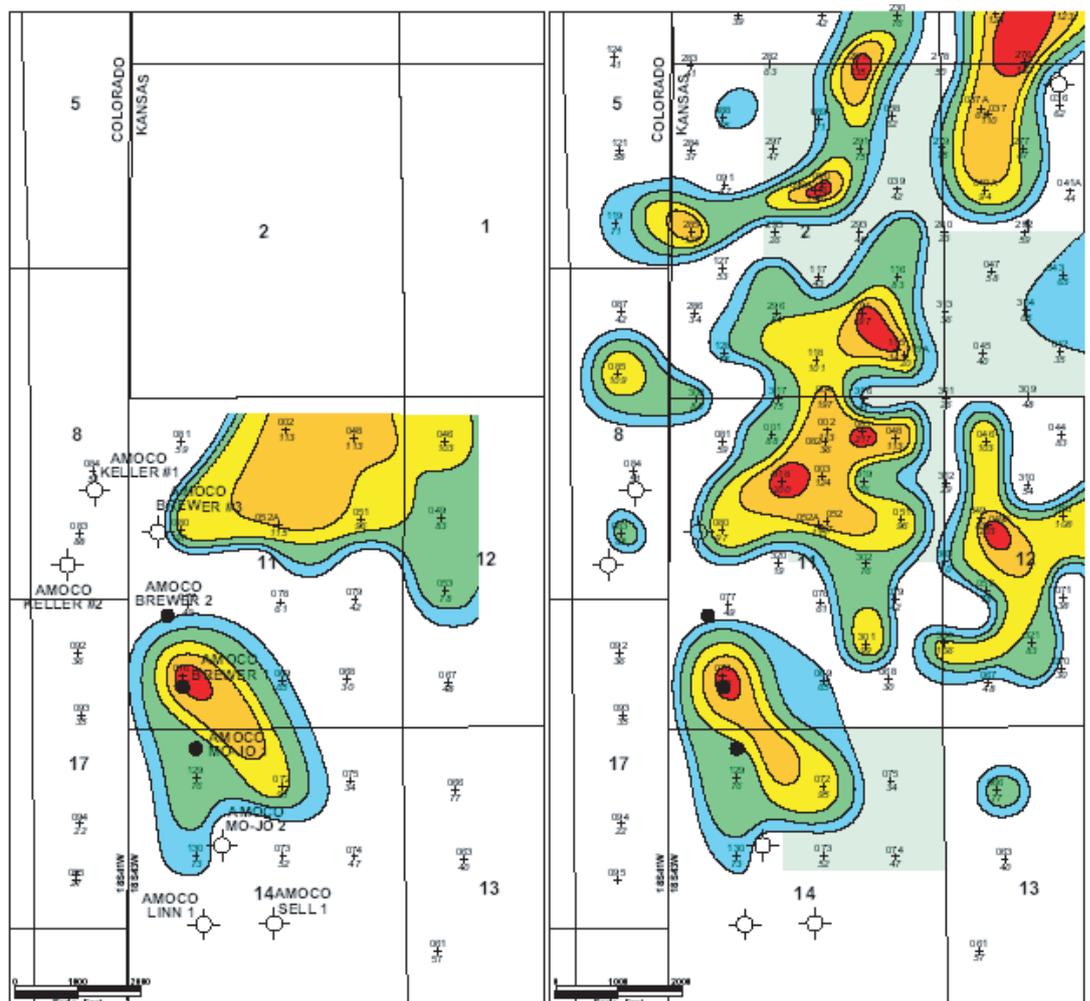
## Campo Moore-Johnson, Kansas

### Geoquímica de Superficie

En Abril de 1992 Axem/Murfin decidió explorar en forma regional el Stateline Trend utilizando la geoquímica de superficie de los gases libres, con la intención de incrementar el éxito en las perforaciones.

Como parte del proyecto, un levantamiento detallado (Fig. 3) en la vecindad del campo Moore-Johnson se realizó con la finalidad de: (1) Calibrar el resultado de un muestreo y análisis de gases del suelo sobre el área del campo en producción, (2) Ayudar a las localizaciones de las futuras perforaciones de explotación y desarrollo y (3) Determinar otras áreas a lo largo del “trend” que exhibieran anomalías geoquímicas similares y que por lo tanto tuviesen el potencial del “Morrow Trend”.

La figura de abajo representa el mapa de contorno realizado con las magnitudes del etano sobre el área de calibración; las magnitudes de etano más bajas se observan sobre las áreas donde se perforaron los pozos secos mientras que los valores anómalos coinciden con el área donde están los pozos productores. El mapa también muestra una tendencia de áreas anómalas hacia el este y noreste de los pozos productores. La figura de la derecha representa el mapa de contorno del etano, el cual confirma áreas anómalas en dirección este-noreste, sobre el bloque exploratorio de la compañía Axem/Murfin, en las secciones 2,11, y 14. Esta data geoquímica fue luego combinada con las interpretaciones geológicas y sísmicas.



**(Fig.3-  
Levantamiento  
Geoquímico de  
Superficie  
Detallado y  
Calibración)**

# (Ejemplos) Casos de Estudio

## Campo Moore-Johnson, Kansas

### Integración de la Sísmica, Geología del Subsuelo y la Geoquímica.

En los primeros seis meses del año 1992, Axen/Murfin integró la data geoquímica de los gases libres del suelo con la información geológica del subsuelo y los resultados de la sísmica. El modelo conceptual, desarrollado por Axen/Murfin, para el campo Moore-Johnson, se basó en la información obtenida de todos los desarrollos localizados más al norte, sobre los campos del Stateline Trend. En esos campos al norte, la sección Morrow se hacía más espesa en áreas donde las arenas Morrow tienen su máximo desarrollo y más delgada en áreas de no deposición de arenas, hacia los flancos este y oeste de los campos. El mapa de la izquierda muestra los pozos de control disponibles para ese momento. Axen/Murfin interpretó el desarrollo de las arenas Morrow dentro del área de estudio, con una orientación norte-sur, en contraste con el modelo anterior, en el cual el desarrollo de las arenas tenía una alineación noroeste-sureste. En la nueva interpretación, los pozos perforados por Amoco estarían ubicados al oeste del eje de la sección, buzamiento arriba del límite de la trampa estratigráfica. El mapa de contorno de las magnitudes del etano, a la derecha, muestra que los máximos micromenes de gas están localizados en la porción central del "paleovalle", siguiendo la dirección de desarrollo de las arenas Morrow (véase los mapas y la sección transversal arriba). La data geológica, sísmica y geoquímica coincidió con el modelo conceptual desarrollado para la trampa estratigráfica Morrow. La localización de un pozo exploratorio fue seleccionada en la sección 2 (Coyote #1), el cual fue completado en Agosto de 1992.

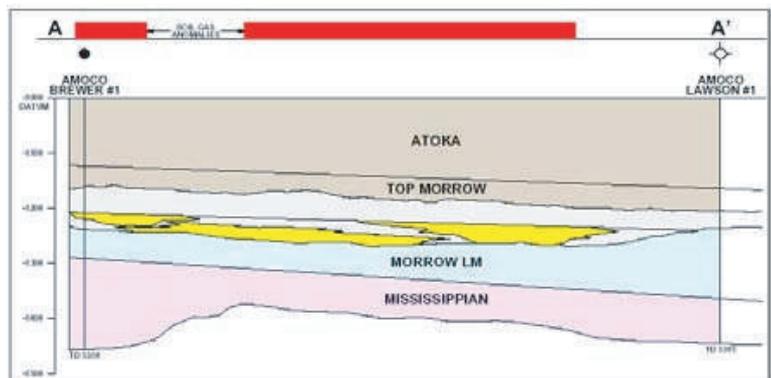
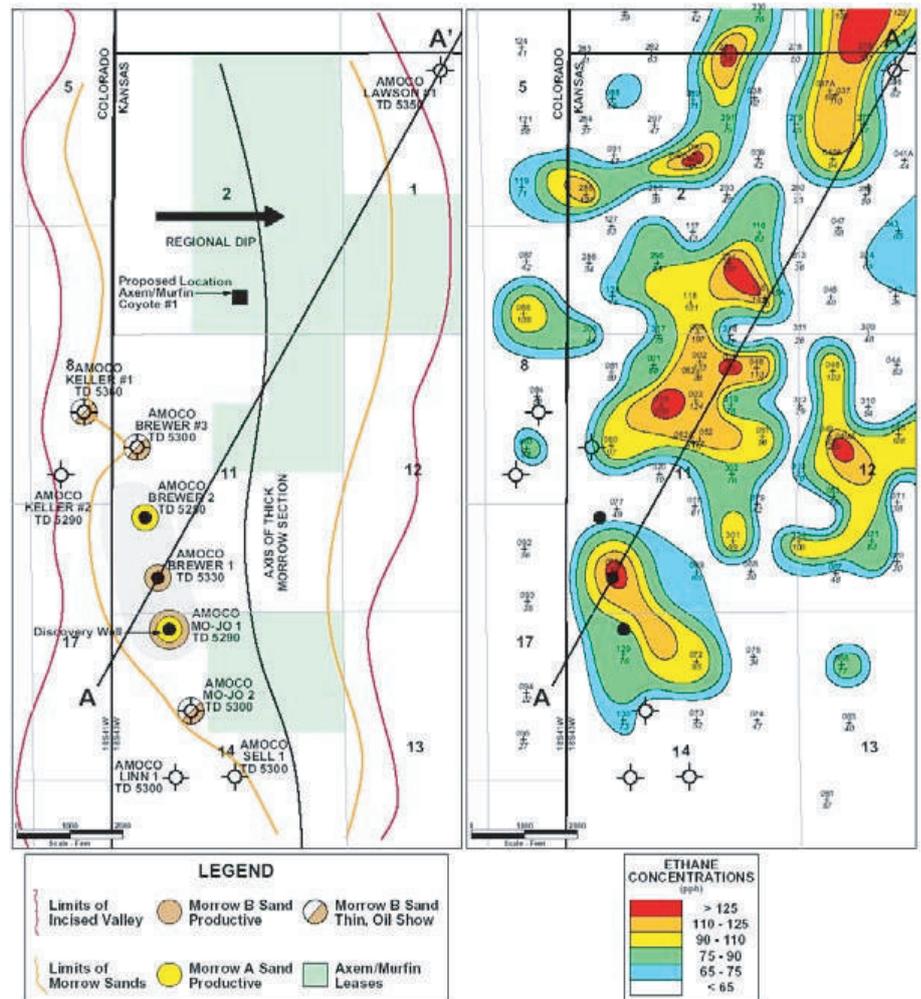
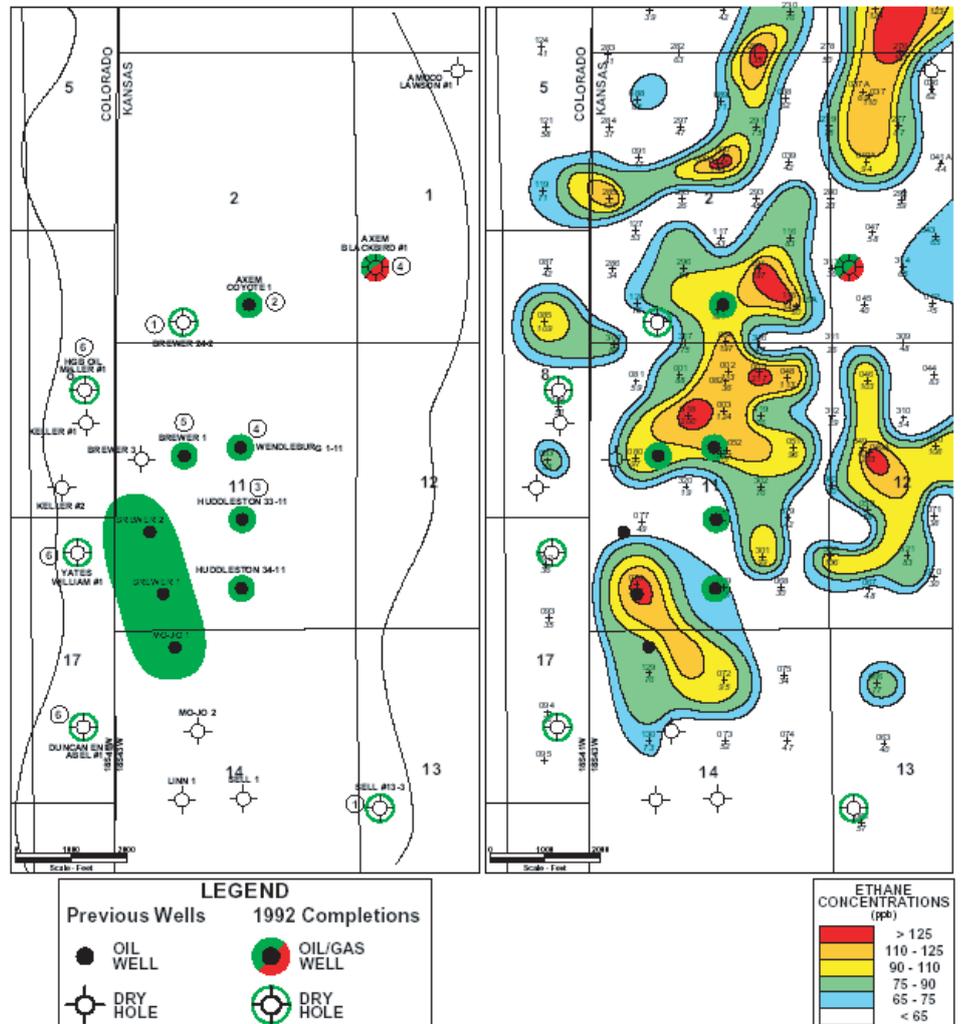


Figura 4

# (Ejemplos) Casos de Estudio

## Campo Moore-Johnson, Kansas



**Figura 5**

### Secuencia de Perforación durante 1992

Cinco compañías perforaron once pozos en el campo Moore-Johnson durante 1992. La figura de la izquierda muestra la ubicación y la secuencia de perforación de los pozos y el de la derecha, los mismos pozos dentro del mapa de contorno de etano. La secuencia de perforación fue la siguiente:

- 1) Abril/Mayo, MW Pet perforó dos pozos secos (Brewer 24-2 y Sell 13-31). Ambos fueron perforados en áreas de muy baja concentración de etano (background). Esta compañía no perforó más pozos en esta área.
- 2) Agosto, Axem/Murfin perforó su primer pozo (Coyote #1). El pozo confirmó el modelo conceptual establecido por la integración geoquímica, geológica y sísmica.
- 3) Octubre/Noviembre, Duncan Energy perforó dos pozos productores (Huddleston 33- 11 y 34-11), muy cerca a los

pozos productores de Amoco.

4) Noviembre, Exem/Murfin perforo dos nuevos pozos productores (Wendleburg 1-11 y Blackbird #1). La localización del pozo Wendleburg 1-11 fue respaldada por la presencia de una fuerte anomalía geoquímica.

5) Diciembre, HGB Oil completo el pozo Brewer 1. La localización de este pozo se baso en la información de los pozos perforados previamente en dirección Oeste, Este y Sur.

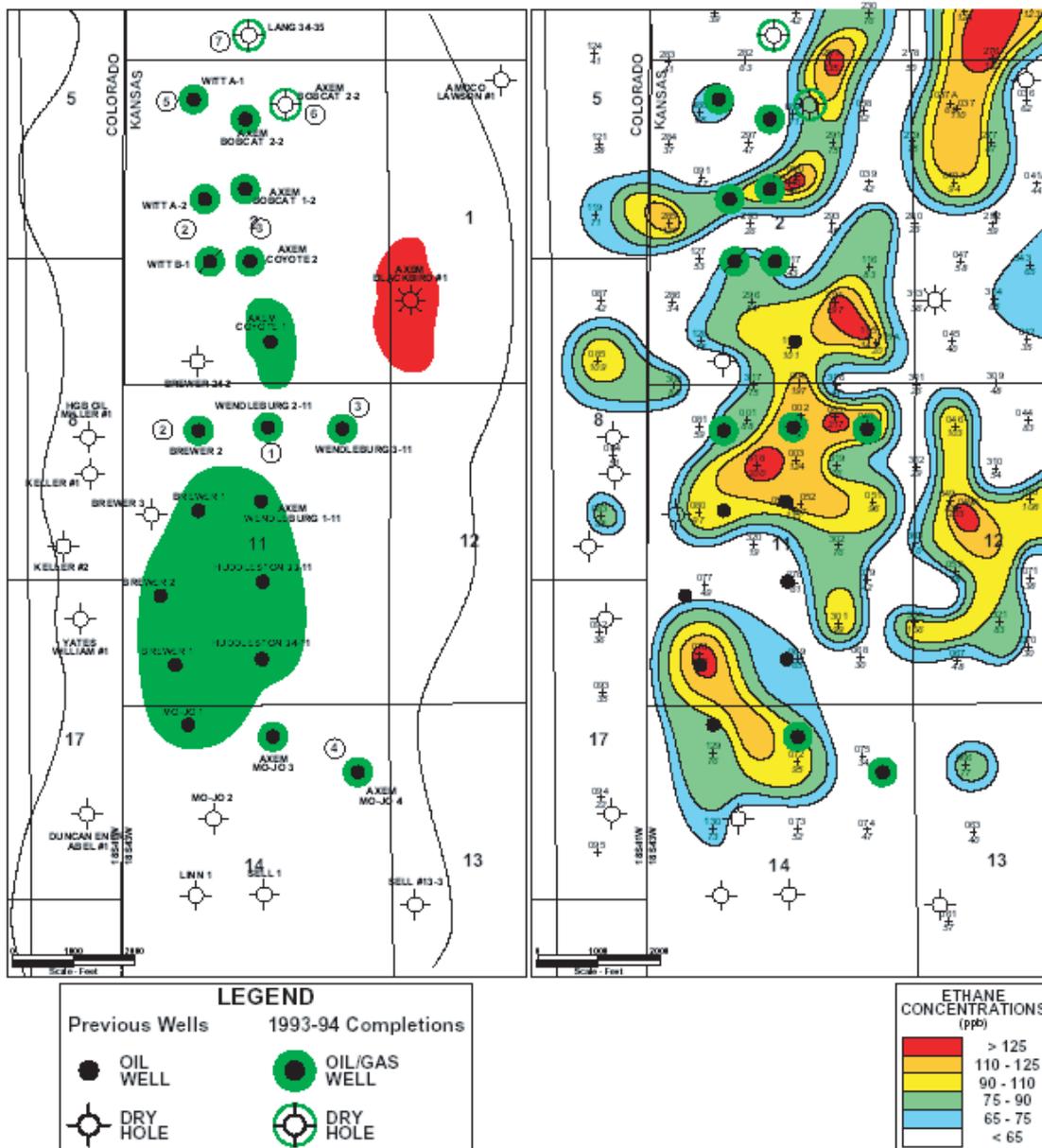
6) HGB Oil, Yate y Duncan Energy perforaron un pozo seco cada una, tratando de extender el campo hacia el oeste. Para este momento había diez pozos secos perforados, todos en áreas donde las concentraciones de etano son muy bajas.

# (Ejemplos) Casos de Estudio

## Campo Moore-Johnson, Kansas

### Secuencia de Perforación durante 1993-1994

En el siguiente mapa se muestra la ubicación de los pozos perforados previamente en 1992 y la secuencia de perforación en 1993-94; los nuevos pozos tienen una aureola verde. El mapa de la derecha, muestra los mismos pozos dentro del mapa de contorno de etano.



**Figura 6**

# (Ejemplos) Casos de Estudio

## Campo Moore-Johnson, Kansas

### La secuencia de perforación fue la siguiente:

- 1) Febrero 1993, Marathon completo el pozo Wendleburg 2-11. Este pozo fue localizado a muy poca distancia del pozo Wendleburg 1-11 perforado por Axem/Murfin.
- 2) Marzo-Julio 1993, HGB Oil perforó tres pozos (Witt #A2, Witt #B1 y Brewer #2). El pozo Witt #B1 solo produjo 1745 BO por lo que se considera un pozo seco.
- 3) Axem/Murfin perforó tres pozos productores en el área norte (Bobcat #1-2, Coyote #2 y Wendleburg #3-11). Los pozos Bobcat #1-2 y Wendleburg #3-11 están localizados sobre áreas con micromenas anómalas.
- 4) Para finales de 1993 Exem/Murfin había perforado cinco pozos, los tres al norte y dos nuevos pozos productores al sur, Mo-Jo #3 y Mo-Jo #4. El pozo Mo-Jo #3 está localizado sobre un área con magnitudes de etano anómalas.

Para finales de 1993 el campo Moore-Johnson tenía 17 pozos productores de petróleo, se había extendido 11000 pies en dirección Norte-Sur y 3000 pies de ancho, con una producción global de 780.549 BO. Axem/Murfin había

perforado 7 pozos productores y ningún pozo seco.

- 5) En Enero de 1994, HGB Oil perforo el pozo Witt #A1, localizado a 1500 pies al norte del pozo Witt #A2, en la dirección del paleovalle.
- 6) También en Enero Axem/Murfin perfora su primer pozo seco (Bobcat #2-2); sin embargo otra nueva localización, 700 pies al suroeste del primer punto, resulto en la completación del pozo. Los dos pozos Bobcat tienen una producción acumulativa de 170.646 BO.
- 7) En Marzo Duncan Energy completo un pozo marginal (Lang #34-35), el cual luego de producir 477 BO fue convertido en pozo de inyección.

El campo Moore-Johnson fue definido totalmente con 34 pozos y su mayor extensión se logró solo en 24 meses. Este es uno de los periodos de desarrollo más cortos para campos similares en el Stateline Trend. Para finales de 1994 la producción acumulada del campo Moore-Johnson a través de sus 19 pozos fue de 980.152 BO.

# (Ejemplos) Casos de Estudio

## Campo Moore-Johnson, Kansas

### El campo Moore-Johnson en retrospectiva.

La mayor ventaja de utilizar la geoquímica de los gases libres como herramienta para la perforación exploratoria y de desarrollo, es el incremento en la tasa de éxito en las perforaciones (reducción del riesgo). De los 34 pozos perforados en el campo, ya fuese para definir los límites del campo o como pozos de desarrollo, 19 resultaron productores y 15 secos. El pozo Lang 34-35 completado al norte del campo, fue un pozo marginal (447 BO) convertido primero en pozo de inyección y luego en pozo para la disposición de salmuera; por tal motivo es considerado un pozo seco.

Estos resultados representan una tasa de éxito global del 56%, lo cual se considera un promedio bajo en comparación con el promedio obtenido por la industria en el Morrow Trend.

Esta tasa de éxito global (56%) está influenciada negativamente, por la trágica tasa de éxito de Amoco

(30%), y positivamente por la excepcional de Axem/Murfin (90%). Quizás una mejor forma de caracterizar el éxito de las perforaciones en el campo Moore/Johnson sería revisando las estadísticas individuales de las 5 compañías que perforaron el mayor número de pozos. Las compañías Marathon y Yates no se toman en cuenta ya que perforaron un pozo productor y uno seco respectivamente.

El cuadro superior muestra la tasa de éxito de las 5 compañías que perforaron al menos dos pozos, la cual oscila entre 0% (MW Pet.) y 90% (Axem/Murfin). No cabe duda que la razón fundamental de la elevada tasa de éxito de Axem/Murfin fue la elaboración de un estudio integrado que incluyó la geología del subsuelo, la sísmica y la geoquímica.

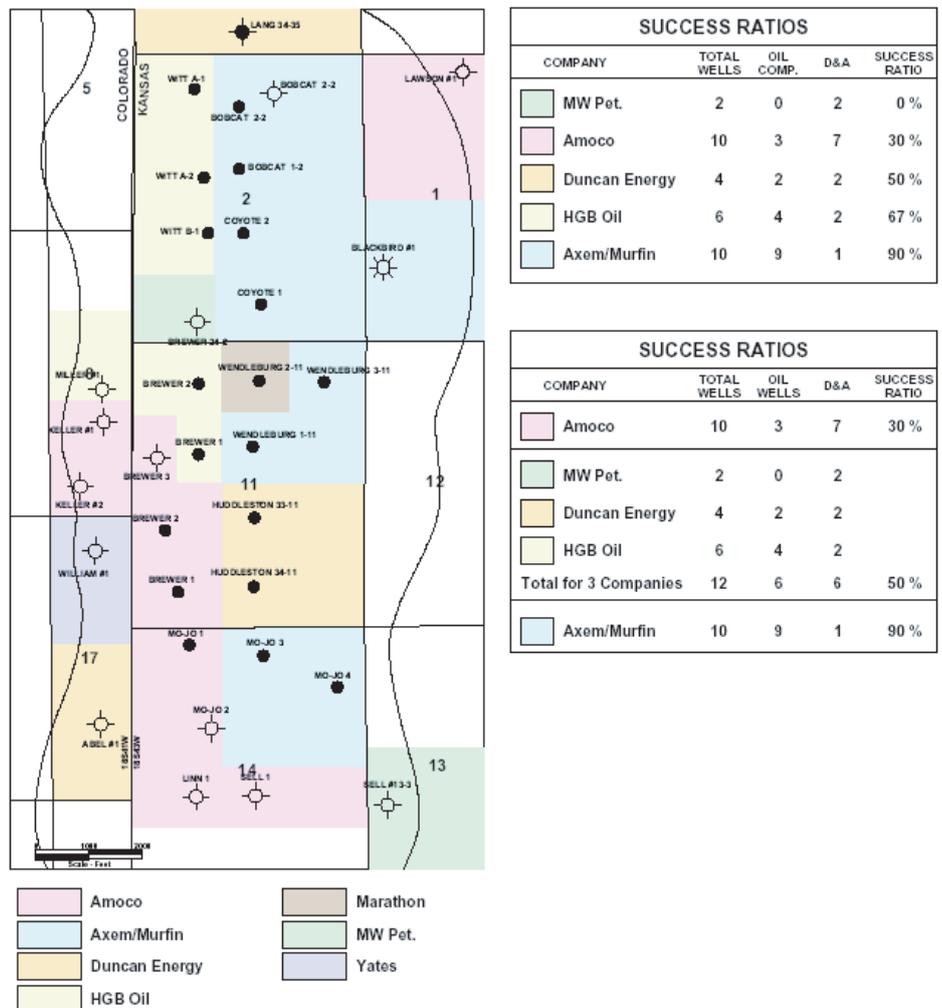


Figura 7

## (Ejemplos)

# Casos de Estudio

### Campo Moore-Johnson, Kansas

Sin embargo este análisis utiliza una población variable de pozos perforados. Si las estadísticas de MW Pet., Duncan Energy y HGB Oil se agrupan, se puede tener una comparación más pareja, tal como se muestra en el cuadro inferior.

Se puede observar que Amoco y las tres compañías agrupadas, tienen tasas de éxito de 30% y 50% respectivamente (sin el uso de la geoquímica), mientras que Axem/Murfin tiene una tasa de éxito de 90%.

De los 10 pozos perforados por Axem/Murfin 9 fueron productores, los cuales representan el 29% del total de pozos del campo Moore-Johnson. Es lógico pensar que HGB Oil y Duncan Energy obtuvieron una invaluable información del subsuelo de los pozos perforados por Axem/Murfin, lo cual influyó en su tasa de éxito exploratorio.

Los pozos Coyote #1 y Wendleburg #1-11 de Axem/Murfin, perforados y completados durante la fase inicial del desarrollo del campo Moore-Johnson, ayudaron de manera definitiva a la evaluación de los bloques de HGB Oil, localizados más al Sur.

Adicionalmente a la discusión del éxito exploratorio, el beneficio de usar la geoquímica de los gases libres del suelo puede ser ilustrado también por el descubrimiento de las reservas. Duncan Energy y HGB Oil juntas, perforaron un número igual de pozos que Axem/Murfin (10 pozos), sin embargo la producción acumulada de

ambas compañías hasta el 2003 fue de 418.429 BO; Axem/Murfin produjo 749.800 BO. Hasta el momento los pozos de Axem/Murfin han producido el 47% del total de las reservas del campo Moore-Johnson las cuales se han estimado en 2.000.000 BO.

Son indiscutibles las ventajas de utilizar la geoquímica de gases libre para disminuir los riesgos exploratorios o incrementar la tasa de éxito. Tal como quedó evidenciado, si el mapa de las isoconcentraciones de etano hubiese estado a disposición de todas las compañías, 11 pozos secos no hubiesen sido perforados y la tasa global de éxito se hubiese incrementado de 56% a 82%. En particular en el caso de Amoco, se hubiese evitado la perforación de al menos cinco de los pozos secos, lo cual hubiese incrementado su tasa de éxito de 30% a 60%.

La geoquímica de los gases libres no eliminó en un 100% la posibilidad de perforar pozos secos dentro de los límites del campo. El pozo Bobcat #2-2 es un buen ejemplo que ilustra este punto. Sin embargo tal y como fue expuesto en el estudio geológico elaborado por Bowen y Weimer, 2003, las arenas en esta parte del Morrow Trend son más pequeñas en extensión aerial y en sección y son mas compartamentalizadas que en los campos del norte. Quizás utilizando un muestreo más denso se pudiera tener la resolución necesaria como para evitar, aún más, las posibilidades de pozos

# Análisis de Laboratorio

Exploration Technologies posee instrumentos de medición (cromatógrafos) de alta sensibilidad que permiten detectar y analizar concentraciones de hidrocarburos muy pequeñas.

Al recibir las muestras en el laboratorio, éstas se analizan para conocer las concentraciones de Metano, Etano, Propano, Isobutano, Butano normal, Etileno y Propileno. Se utiliza cromatografía de gases en un detector de llama (Flame Ionization Detector). Los resultados son luego reducidos y las magnitudes calculadas en partes por millón (ppm) por volumen.

Como parte del programa de control de calidad, tanto las muestras de aire “Field Blanks” como también los blancos de viaje (Trip Blanks), son igualmente analizadas.

Una vez concluidos los análisis y calculadas las magnitudes, los resultados son procesados.

# PROCESAMIENTO, INTERPRETACIÓN, INTEGRACIÓN Y PREPARACIÓN DEL INFORME FINAL

El procesamiento y calibración de la data se hace mediante análisis estadísticos, análisis multivariante, tabulación de datos, elaboración de gráficos de dispersión (Scatter Plots), gráficos de Pixler (Pixler Plots), mapas de burbujas, mapas de contornos (donde aplique) y mapas de anomalías.

Un Informe Final, compendio de todas las actividades, se entregará en forma digital y en papel.

# VENTAJAS DE NUESTRA TECNOLOGÍA

La tecnología desarrollada por ETI ha sido utilizada y comprobada por la mayoría de las empresas petroleras del mundo, en casi todos los países productores de petróleo.

Es una tecnología única que no ha podido ser imitada o igualada.

La tecnología se basa en la recolección y análisis de una muestra de gas libre del suelo.

La técnica de muestreo de ETI garantiza la integridad y preservación de la muestra de gas porque:

- La toma de la muestra de gas se hace in situ.
- No existe manipulación de la muestra en el campo por el operador.
- No existe manipulación de la muestra en el laboratorio.
- Se elimina la posibilidad de “contaminación” de la muestra.

Exploration Technologies es la empresa líder a nivel mundial en exploraciones geoquímica de superficie con más de 40 años de experiencia.

La operación de muestreo es rápida.

No existe perturbación del medio ambiente durante la operación de muestreo.

Usualmente se requieren solo 3 personas por cuadrilla.

Los equipos de mediciones del laboratorio son cromatógrafos de alta sensibilidad que pueden detectar concentraciones hasta de 10 ppb (partes por billón).

El proceso de mediciones en el laboratorio es totalmente computarizado.

No existe posibilidad de alteración de la data de campo.

No existe manipulación de la data para obtener los resultados y productos entregados en los informes.

# LISTA DE PROYECTOS DE LOS ÚLTIMOS 25 AÑOS

## ÚLTIMOS TRES AÑOS DE ACTIVIDAD

2015	Indonesia	900 soil gas survey, Papua Blocks
2014	Kenya	300 soil gas survey, Lokichar Basin
2014	Belize	2500 soil gas survey, La Democracia Block
2014	Colombia	810 soil gas survey, Midas Block
2014	Colombia	400 soil gas survey, Zoe Block
2014	Colombia	300 soil gas survey, Cohembí Block
2013	Namibia	700 soil gas survey, 1717&1817 Blocks
2013	Colombia	668 soil gas survey, CR-1 Block (Phase II)

# LISTA DE PROYECTOS DE LOS ÚLTIMOS 25 AÑOS

2012	Colombia	375 soil gas survey, CR-1 Block.
2012	Colombia	350 soil gas survey continuation, Tinigua Block.
2011	Colombia	400 soil gas survey, Tinigua Block.
2011	Colombia	300 soil gas survey, Carbonera Block
2010	Colombia	640 soil gas survey, Catutumbo Basin Santa Cruz Sur
2010	Montana	300 soil gas survey, continuation, Tendoy Mountains
2010	Colombia	700 soil gas survey, Cubiro Block
2010	Texas	600 soil gas survey, La Mesa
2009	Colombia	127 site pilot survey, Gaban & Cabiona Blocks
2009	Senegal	708 site soil gas survey, Tamnia
2009	Colombia	802 site soil gas survey, Catutumbo Basin, Santa Cruz Block
2009	Kansas	260 site soil gas survey, SW Kansas
2009	Kansas	797 site soil gas survey, 6 projects
2009	Mauritania	1360 site soil gas survey, Tauodani Basin
2008	Kazakhstan	1703 site soil gas survey, Block 36
2008	Colorado	460 site soil gas survey, Baca County

# LISTA DE PROYECTOS DE LOS ÚLTIMOS 25 AÑOS

2008	Senegal	2010 site soil gas survey, Sebikhotane and Tamna Blocks
2008	Canadá	537 site soil gas survey, North Central Alberta
2008	Paraguay	240 site soil gas survey, PG&E Block
2008	Paraguay	1777 site soil gas survey, Boqueron Block
2007	Paraguay	262 site soil gas survey, Gabino Mendoza Block
2007	California	476 site soil gas survey, Antelope, Bitterwater Valley, Carneros Creek Areas
2007	Montana	204 site soil gas survey, Beaver Head County
2007	Colorado	325 site soil gas survey, Baca County
2007	Argentina	1196 site soil gas survey in San Jorge Basin
2007	California	476 site soil gas survey in San Joaquin Basin
2006	Turkey	1366 site soil gas survey for evaluation in Muratli Block in Thrace Basin
2006	Turkey	1076 site soil gas survey for evaluation in Havsa Block in Thrace Basin
2006	Turkey	1895 site soil gas survey in Erzurum Area
2006	Colorado	Phase 3 – 325 Infill Detail soil gas sites – Peoria Field
2005	Turkey	765 site soil gas survey in Mesutlu-Hamitabat area in Thrace Basin
2005	Holbrook Basin, Az	244 site Helium Survey over Navajo Springs Field

# LISTA DE PROYECTOS DE LOS ÚLTIMOS 25 AÑOS

2005	Turkey	291 site Edmemit Area soil gas survey
2005	Turkey	251 site soil gas survey in Bafra Basin
2004	Colorado	Phase 2 – 207 Infill Detail soil gas sites added to – Peoria Field
2004	Turkey	Pilot program – 200 soil gas sites in Thrace Basin
2004	Belize	96 samples – water samples
2004	Colorado	Phase 1 – 200 sites soil gas sampling program – Peoria Field
2003	Mississippi	Phases 2 & 3 – 537 sites soil gas sampling program, Black Warrior Basin
2003	Kazakhstan	2000 site soil gas sampling program, Turgay Basin
2003	Georgia	200 site soil gas sampling program, Block 12, Kura Basin
2003	Ecuador	1000 site soil gas sampling program, Oriente Basin
2002	Mississippi	Phase 1 - 271 site soil gas sampling program, Black Warrior Basin
2002	Republic of Senegal	520 site soil gas sampling program
2001	Peru	834 site soil gas sampling programs over 2 blocks
2001	Venezuela	1390 site soil gas sampling program
2001	Argentina	1091 site soil gas sampling program
2001	Peru	300 site pilot program over two areas

# LISTA DE PROYECTOS DE LOS ÚLTIMOS 25 AÑOS

2000	New Zealand	Exploration pilot program
2000	Argentina	125 site soil gas sampling program in Cerro Cochiquito
2000	Argentina	585 site soil gas sampling program in La Rebelde/La Antena
2000	Argentina	175 site soil gas sampling program in Puesto Molina Norte
2000	Republic of Yemen	443 site soil gas sampling program over two blocks
1999	Argentina	164 site soil gas sampling program in Neuquen
1999	Saudi Arabia	540 site soil gas sampling program
1999	Texas	Samples run from Valverde County
1999	Australia	101 site soil gas sampling program
1998	Argentina	180 site soil gas sampling program in Arroyo Butaco
1998	Argentina	200 site soil gas sampling program in El Tranquilo
1998	Texas	314 site soil gas sampling program in DimmitCounty
1998	Wyoming	107 site soil gas sampling program in Red Desert
1998	Canada	150 site regional soil gas sampling program
1998	Greece	263 site regional soil gas sampling program
1997	Peru	510 site regional soil gas sampling program
1997	Italy	1390 detailed soil gas samples collected over two study areas.

# LISTA DE PROYECTOS DE LOS ÚLTIMOS 25 AÑOS

1997	Colombia	350 sample regional surface geochemical evaluation in an undrilled basin
1997	Argentina	200 sample detailed soil gas study
1997	Venezuela	2595 soil gas samples collected over 4 regional study areas.
1997	Italy	865 sample regional soil gas study
1997	Venezuela	649 sample detailed grid in-fill study to follow-up 1996 sampling program.
1997	Colorado	223 sites regional soil gas survey to cover prospect areas in sub-basin
1997	Italy	1114 sample regional soil gas sampling program.
1996	North Dakota	487 sample soil gas study over calibration and prospect areas.
1996	Venezuela	1840 sample regional soil gas study over frontier areas including close spaced sites on seismic lines and roads.
1996	Canada	150 sample soil gas calibration study.
1996	Michigan	970 samples collected on 1/4 mile spacing along roads and country trails to high-grade 2 prospect areas.
1995	Texas	420 site regional survey over known production and the rest of the lease acreage.
1995	Yemen	96 site survey on specific targets in a rank frontier area to highgrade prospects.
1995	Yemen	315 samples collected on 1km spacing in 3 prospect areas to rank the prospects.
1995	Egypt	305 samples collected along known faults and on top of mountain range
1995	Texas	100 sites collected on 1/4 mile spacing over known gas field to delineate potential producing area
1995	Alaska	3000 site regional survey designed to cover producing fields, seismic crosscuts, wildlife areas to delineate regional fairways and oil vs. gas potential.

# LISTA DE PROYECTOS DE LOS ÚLTIMOS 25 AÑOS

1994	Mississippi	200 site seismic geochemical survey over salt dome area.
1994	Wyoming	99 samples collected in and around drilling prospect
1994	Texas	150 site combination soil gas and seismic shothole samples on a regional survey.
1994	Egypt	186 samples collected on 1km spacing to highgrade a lease to determine best potential area to search.
1993	India	883 samples collected on 1km spacing to highgrade a large basin to determine oil vs.gas potential.
1993	Alabama	197 Coal bed samples run for CH4
1993	Africa	203 site reconnaissance soil gas survey.
1993	Argentina	153 site added to detail prospect.
1993	Honduras	200 site detail survey to further define drillable prospects.
1993	Kansas*	245 site regional and detail survey over the Kansas/ Colorado Morrow Trend.
1993	Ethiopia	3000 site soil gas survey in conjunction with a 1400 line km seismic survey over selected areas
1993	Argentina	275 site soil gas survey along regional roads in the NW Bolsones Area.
1993	Wyoming	134 site soil gas regional 4' probe survey over a 90 square mile area in the Chimney Butte Area.
1993	Texas	228 site regional soil gas survey over a 5 square mile area in Comanche County, Texas.
1993	Nevada*	209 site soil gas survey in the Overland Pass Area, White Pine County, Nevada.
1993	Texas	110 site soil gas survey in Henderson County, Texas in the Cross Roads Area.

# LISTA DE PROYECTOS DE LOS ÚLTIMOS 25 AÑOS

1993	Argentina	359 sites soil gas survey in the Chubut Area.
1993	Argentina	608 site soil gas survey to further define drillable prospects.
1993	Wyoming	265 site soil gas survey over 140 square miles in the Big Piney Area to expand the geochemical evaluation to an area surrounding a previous survey of 134 sites.
1993	India	800 site soil gas survey in the Pranhita - Godavari Basin, India.
1992	Argentina	300 site added to detail prospect (1991) over large frontier block.
1992	Seattle, Washington	265 site survey to highgrade coal-bed methane prospect area.
1992	Colorado/Kansas	313 site detail survey to further define drillable prospect
1992	Colorado/Kansas	428 site survey to highgrade acreage.
1992	Nacogdoches County, Texas	172 site detail survey to delineate prospect area
1992	Sheridan County, Montana	103 site reconnaissance survey to evaluate prospective acreage.
1992	Van Zandt County, Texas	428 site reconnaissance survey to highgrade large acreage block.
1992	Comanche County	208 site detail survey to further delineate seismically Kansas defined prospects
1992	Uvalde/Medina	149 site reconnaissance survey to evaluate prospect areas Counties, Texas
1992	Stuben County, New York	300 site reconnaissance survey to highgrade large acreage position.
1992	Lawrence County	540 site detail survey to further Ohio delineate drillable prospects.
1993	Ethiopia	558 reconnaissance survey to test geochemical methods and techniques.

# LISTA DE PROYECTOS DE LOS ÚLTIMOS 25 AÑOS

1992	Yemen	345 site reconnaissance survey to highgrade five (5) prospective areas
1992	Argentina	1651 site reconnaissance survey to evaluate a rank frontier area for exploration
1991	Argentina	275 site regional reconnaissance grid
1991	Argentina	72 site regional reconnaissance grid.
1991	Panama	186 site soil gas reconnaissance survey conducted along Changuinola River using free, dissolved and adsorbed gases in rain forest environments.
1991	Lawrence County	392 site reconnaissance geochemical Ohio survey.
1991	Lawrence County	176 site calibration grid survey over Ohio Greasy Ridge Oil Field in Ohio
1991	Rio Blanco County	136 site soil gas reconnaissance Colorado survey over Weber Prospects.
1991	Argentina	1500 4 ft. soil gas probe survey conducted over large regional frontier block.
1991	Wyandot County	387 site soil gas survey using 4 ft. Ohio probe technique.
1991	South Butte Valley, Nevada	200 site prospect detail.
1991	Tuscaloosa Prospect	559 site soil gas survey over Tuscaloosa prospect in St. Helena Parish, Louisiana.

# LISTA DE REFERENCIA

ALANGE OIL CORP.  
AMOCO PRODUCTION COMPANY  
ANADARKO PETROLEUM CORP.  
APACHE CORPORATION  
ARCADIS G&M  
BEASON ENERGY  
BELL ENERGY, CORPORATION  
BROKEN HILLS PROPERTIES  
BROWN AND CALDWELL  
CALIK ENERGY  
CANADIAN OCCIDENTAL PETROLEUM  
CDS, ENERGY  
CENTURION PIPELINE  
CLIVEDEN PETROLEUM  
CNG CONSOLIDATED GAS COMPANY  
CORPOVEN  
CONOCO-PHILLIPS  
DCH ENVIRONMENTAL  
ENRON OIL & GAS COMPANY  
ENTERPRISE OIL  
ENSR  
EOG CANADA  
EXXON COMPANY, USA  
FORTESA INTERNATIONAL  
FRONTERA RESOURCES  
FUGRO-McCLELLAND MARINE GEOSCIENCES, INC.  
GME CONSULTING  
HINDUSTAN OIL EXPLORATION CO.  
HUNT OIL COMPANY  
ILLINOIS INSTITUTE OF TECHNOLOGY  
LOPER GROUP  
MAGNUM HUNTER  
MARATHON PETROLEUM EGYPT, LTD.  
MARATHON OIL COMPANY  
MARAVEN  
MATRIX ENVIRONMENTAL  
MAYFAIR PETROLEUM, LTD.  
MERIDIAN OIL COMPANY  
MOBIL OIL CORPORATION  
MOMPOS OIL CORP  
MITCHELL ENERGY CORPORATION  
NIMIR ENERGY SERVICES  
ORIENT PETROLEUM  
OXY USA INC.  
OXY INTERNATIONAL PETROLEUM  
PACIFIC-RUBIALES  
PETROLEOS DE VENEZUELA (PDVSA)  
PETROLEOS MEXICANOS (PEMEX)  
PETRONOVA  
PERENCO ECUADOR LTD.  
PHILLIPS PETROLEUM COMPANY  
PLAINSMEN PARTNERS  
PLUSPETROL  
SAMSON RESOURCES  
SHELL OIL COMPANY  
TERRACON  
TEXACO OVERSEAS HOLDINGS, INC.  
TEXACO PRODUCING, INC.  
TEXACO USA  
TEXAS A&M UNIVERSITY –  
TYLER ROCKIES  
GEOCHEMICAL & ENVIRONMENTAL  
TOLUNAY-WONG  
RESEARCH GROUP  
TOTAL FINA ELF  
TREND ARGENTINA, S.A.  
TRINITY GAS CORPORATION  
TURKIYE PETROLLERI A.O.  
UNION OIL COMPANY OF CALIFORNIA  
UNION TEXAS PETROLEUM CORP.  
YEMEN HUNT OIL COMPANY  
ZINN PETROLEUM COMPANY