



BIBLIOTECA

E xploración Geoquímica

Hernán ■ Vásquez ■ C.

La exploración Geoquímica utiliza métodos directos para determinar la presencia de acumulaciones de hidrocarburos.

La mayoría de los grandes descubrimientos de hidrocarburos en el mundo se realizaron con base en manifestaciones superficiales (manaderos) y se considera que con base en esta evidencia directa se ha descubierto más aceite y gas que con cualquier otra técnica de prospección.

Los manaderos y microescapes de aceite y gas en la superficie terrestre y fondos marinos son

Hernán Vásquez C. Geólogo e Ingeniero de Petróleos de la Facultad de Minas de Medellín y Universidad de Texas, U.S.A. Profesor del Depto. de Geología, Universidad EAFIT.

el resultado de la migración vertical de hidrocarburos desde los yacimientos hasta la superficie.

Las expresiones superficiales de los escapes de hidrocarburos aparecen como halos con las mayores concentraciones en los límites de la acumulación.

Los hidrocarburos se generan a partir del material orgánico por procesos biogénicos y termocatalíticos, y son los productos livianos como los gases los que tienen la mayor facilidad para migrar y llegar a la superficie.

Los primeros estudios geoquímicos se restringieron a la investigación de los gases (etano y metano+) en los suelos cercanos a la superficie, y mas adelante a los efectos que el paso de estos hidrocarburos causaba sobre rocas y minerales.

La prospección geoquímica no solo utiliza la información de los gases contenidos en el suelo, sino también una serie de indicadores secundarios como: la presencia de microorganismos que consumen hidrocarburos, la susceptibilidad magnética de minerales magnéticos diagenéticos, la radiometría con base en la presencia de uranio en ambientes reductores y oxidantes, la inducción electromagnética sobre anomalías de mineralización, la espectrometría remota láser de las aureolas de gas, las imágenes de satélite para detección de anomalías, la termoluminiscencia del flujo de rayos gamma cercanos a la superficie y el radar para la detección de propano superficial.

INTRODUCCIÓN

La exploración geoquímica se considera un método directo para la búsqueda de acumulaciones de petróleo, que se basa en el supuesto de que parte de los hidrocarburos de una acumulación de aceite o gas, migran verticalmente hacia la superficie encima del yacimiento. Entonces los métodos geoquímicos pueden suministrar evidencia directa de las acumulaciones de hidrocarburos. Indicaciones superficiales de hidrocarburos en la forma de manaderos de aceite y gas han sido encontrados prácticamente en todas las provincias petrolíferas del mundo y la mayoría de las regiones productoras fueron primero reconocidas por la presencia de manaderos de aceite y gas en sus suelos, rocas y corrientes de agua. En la mayoría de los países los primeros descubrimientos de petróleo fueron realizados por medio de perforaciones cerca de manaderos, depósitos de asfalto, o evidencia de escapes de hidrocarburos. Los manaderos de aceite y gas están asociados con muchas regiones productoras (Link, 1952). Y hasta 1940 se estimaba (Degolyer, 1940) que la evidencia visible de hidrocarburos era responsable del descubrimiento de más petróleo, que por medio de cualquier otra técnica de prospección.

La exploración geoquímica se considera un método directo para la búsqueda de acumulaciones de petróleo, que se basa en el supuesto de que parte de los hidrocarburos de una acumulación de aceite o gas, migran verticalmente hacia la superficie encima del yacimiento. Entonces los métodos geoquímicos pueden suministrar evidencia directa de las acumulaciones de hidrocarburos.

No hay una tecnología mas antigua para encontrar petróleo que la utilización de los manaderos cercanos a la superficie, y aunque la relación entre los manaderos y los yacimientos es difícil de establecer, para Link (1952), los macromanaderos tienen una asociación regional con áreas productoras. Según Thompson (1933) con la excepción de algunos campos en el E, Midcontinent y Rockies de USA, prácticamente todos los campos mayores del mundo fueron localizados por escapes de gas o aceite cerca a la cresta de los anticlinales o ápices de los domos.

Según un informe de Kuzmin se obtuvo un éxito del 58% en pozos exploratorios de seis cuencas rusas cuando se utilizó la geoquímica superficial (26 pozos productores de 45 probados). También la Academia de Ciencias y el Ministerio de Geología de la antigua Rusia, reportaron ratas de éxito debidos a estudios geoquímicos, de 90% en la región de Komi y de 70 a 80% en la región del Volga Medio, Y según Pyre (1977) los descubrimientos de Gulf en Kuwait (Campo Burgan) y en Italia (Campo Ragusa, Sicilia) se relacionan a manaderos localizados encima del yacimiento. Además el O&G Journal (Enero de 1977-Publicación de Centenario), menciona que las perforaciones relacionadas a manaderos y sus sistemas o trends de ocurrencia, es una buena forma de prospección tanto hoy como lo fue ayer.

Manaderos (Figs. 1 y 2)

Los escapes (manaderos) pueden clasificarse para operaciones de campo en tres grupos: a) Manaderos activos o vivos, que pueden ser de gas, aceite liviano, aceite pesado o asfalto pegajoso. b) Manaderos inactivos o muertos,

que son normalmente asfaltitas o pirobitúmenes no conectados a líquidos. c) Manaderos falsos, materiales que pueden tener la apariencia de manaderos activos o inactivos pero que no están relacionados a la acumulación de hidrocarburos.

Según Dickey & Hunt (1972) los manaderos visibles son mas comunes en las márgenes de cuencas petrolíferas donde los sedimentos que contienen los hidrocarburos están aflorando. Los manaderos ocurren en afloramientos de rocas permeables que fueron yacimientos hasta cuando el sello impermeable fue removido por erosión o roto por actividad tectónica. Algunos pozos perforados en las cercanías de manaderos descubren acumulaciones mas profundas, debajo del lecho con manadero, y aún en el mismo pero mas bajo estructuralmente.

Y los manaderos no solo son mas numerosos en las márgenes de las cuencas, sino también en sedimentos plegados, fallados o erodados. Dependiendo de su origen, Link (1952) los clasifica en cinco categorías:

1. Los que emergen de lechos monoclinales con extremos expuestos en superficie.
2. Asociados con estratos o formaciones en los cuales se generó el aceite.
3. Grandes acumulaciones petrolíferas que han sido destapadas por erosión o quebradas por fallamiento o plegamiento.
4. En afloramientos de inconformidades.
5. Asociados con intrusiones como volcanes de lodo, intrusiones ígneas y domos salinos.

Un método directo para definir la presencia de un manadero en zonas cubiertas por agua, es

el análisis de muestras de sedimentos del fondo del mar para contenido de gases. Carlisle et al. (1975) analizaron muestras de sedimentos del fondo marino en un área donde la información geofísica mostraba la presencia de burbujas de gas así como la localización de una falla.

Los probables mecanismos de los microescapes consideran el ascenso vertical de burbujas de gas de tamaño coloidal a través del sistema interconectado de microfracturas rellenas con agua del subsuelo.

La flotación conduce estas burbujas hacia la superficie casi verticalmente. También se sugiere que la migración puede ocurrir a través del sistema de «joints» y de los planos de estratificación.

La explicación de por que los hidrocarburos con peso molecular mayor del eptano no se encuentran presentes en los gases del suelo es la de que ellos son líquidos a las temperaturas y presiones del suelo y por lo tanto no poseen la flotación requerida para este tipo de migración o movimiento. Las burbujas de gas son empujadas hacia arriba por el agua a velocidades que pueden alcanzar varios mm/seg. Esto explica el rápido desarrollo de anomalía de gases hidrocarburos sobre depósitos recientes de gas y también su rápida desaparición después de la producción del yacimiento.

Halos, Anomalías (Figs. 3 y 4)

La mayor distribución de hidrocarburos sobre acumulaciones importantes de petróleo es aquella en la cual los hidrocarburos anómalos forman un halo (Horvitz, 1939, Rosaire, 1939) y donde bajas concentraciones ocurren sobre la parte principal del depósito, con altos sobre los bordes y bajos también en las áreas externas.

Otra forma importante es la del tipo creciente encontrada comúnmente en acumulaciones contra fallas, donde los valores altos ocurren encima de los contactos gas/agua o aceite/agua

y los bajos encima del intercepto de la acumulación con la falla. Un tercer sistema consiste de un área de alta concentración rodeada por valores bajos o de base, y aunque es frecuente, normalmente

corresponde a acumulaciones menos importantes.

Algunas anomalías muestran una máxima, pero muchas otras muestran un efecto de halo con el campo en el centro. Los halos se interpretan en diferente forma: si los gases migran verticalmente, la fracción eptanopesados debe originarse del aceite y el metano del "gas cap", lo cual originaría un halo con la configuración de la acumulación.

Las bacterias que oxidan solo el eptano también producen un halo, lo mismo que el níquel y los elementos radioactivos. Otra idea es la de que las bacterias consumen los hidrocarburos en la parte central, con menor actividad bacterial

Un método directo para definir la presencia de un manadero en zonas cubiertas por agua, es el análisis de muestras de sedimentos del fondo del mar para contenido de gases. Carlisle et al. (1975) analizaron muestras de sedimentos del fondo marino en un área donde la información geofísica mostraba la presencia de burbujas de gas así como la localización de una falla.

en los bordes. Pero también se considera que los halos reflejan la topografía y la geología superficial.

Según Juranek (1958) el tiempo para alcanzar el estado permanente de difusión varía con el cuadrado de la profundidad, de tal manera que los gases hidrocarburos en los sedimentos más superficiales son más importantes para generar las anomalías, que aquellos de profundidad, y aunque los primeros estén en concentraciones menores.

Según Helberg el efecto del halo puede a menudo ser causado por una reducción de la permeabilidad debido a cementación encima de la ocurrencia de petróleo, la cementación causada por el movimiento hacia arriba del agua y efectos de mineralización.

El modelo de Smith et al. sugiere que en «joints» y fallas verticales los coeficientes de difusión de los diferentes gases se aumentan por un factor de 39, lo cual explicaría las anomalías de fallas, aunque lógicamente el gas también podría entrar a la falla desde fuentes superficiales.

Cerca a Boulder (Col.) las anomalías isotópicas de C y O aparecen en forma de halo. Ambos elementos se vuelven más livianos hacia el interior del halo. La forma del halo de la anomalía se interpreta como el resultado de escape de petróleo alrededor del perímetro de una roca sello impermeable.

Los resultados de estudios en Rusia y Alemania indican que la máxima concentración de gases hidrocarburos ocurren en suelos sobre áreas productivas, con valores mínimos sobre las no

productivas. También se ha sugerido que una alta relación hidrocarburos livianos/pesados es indicativo de un yacimiento de gas, mientras que una baja relación es evidencia de depósito de aceite.

Como un ejemplo se tienen tres anomalías fuertes de deflexiones de drenajes anulares en el campo Alabama Ferry y otra débil sobre Eileen Sulivan. No hay antiformas estructurales que causen estas anomalías. Un examen de los isótopos de cinco zonas productoras de Glenrose «D» muestra una relación entre las anomalías y las secciones gruesas productoras de la formación. Las inconformidades entre Glenrose y la superficie podrían ser explicadas por la presencia de carbonatos diagenéticos y/o mineralización silíceo que causa endurecimiento y mayor resistencia a la erosión en áreas encima de zonas productoras, lo que originaría altos topográficos con las correspondientes deflexiones de drenaje.

Una fuerte característica lineal bordea el lado este del campo y puede representar un límite fallado del área productora. Otras características lineales bordean otras áreas de la barra de grainstone más al norte.

Las formas de los escapes son bastante controladas por fracturas, con el resultado de que estas aparecerán lineales y rectilíneas y no curvas. Las formas rectilíneas producidas por los escapes de gas normalmente coinciden con los sistemas de fracturas, lo cual indica la necesidad de su definición por métodos como fotos aéreas.

El microescape central, débil pero positivo, interior al halo no se presenta en áreas

controladas por fracturas, y muchas veces no es visible con herramientas como el radar, pero podría ser indicado con muestreo del gas. Pero no debe de olvidarse que algunas de las anomalías causadas por estos indicadores, pudieron haber sido formadas por la salida a superficie de canales preferenciales de aguas expulsadas por compactación. Con la llegada de estas plumas al nivel freático o suelo profundo, las sales disueltas al alcanzar el ambiente oxidante alteran los alrededores y forman anomalías.

Origen y Generación de los Gases Hidrocarburos

Los hidrocarburos se generan a partir del material orgánico por procesos biogénicos y termocatalíticos. Las bacterias producen metano y solo trazas de hidrocarburos mayores (Ria, 1975).

Los hidrocarburos son producidos por la maduración térmica del material orgánico. El metano se origina durante todos los estados de la maduración y su composición isotópica para el C, está relacionada al nivel de maduración y al tipo del material orgánico, y por lo tanto las relaciones isotópicas pueden utilizarse para diferenciar su origen térmico del biogénico. Un método geoquímico útil para la correlación de los gases con su roca madre es la determinación de $d^{13}C_1$.

Como el metano se genera cerca a la superficie por acción bacteriana y a mayores profundidades por "crackeo" térmico del material orgánico presente en los sedimentos, así como de los hidrocarburos líquidos ya formados, estos tipos de metano están definidos

por las relaciones isotópicas de sus carbonos: con $d^{13}C$ para valores menores (mas negativos) de -55 a -60 ppm (partes por mil), para el metano de origen bacteriano; para valores entre -30 y -50 para el metano asociado al petróleo y -20 a -30 ppm para el asociado al carbón. El metano magmático es mas positivo de -20 ppm.

El metano, el mas común de los livianos tiene muchas fuentes potenciales que complican la localización de su punto de origen, pero las relaciones isotópicas del C pueden permitir la diferenciación de los varios tipos de metano y ayudar a encontrar su origen.

Los hidrocarburos se generan a partir del material orgánico por procesos biogénicos y termocatalíticos. Las bacterias producen metano y solo trazas de hidrocarburos mayores.

Los hidrocarburos son producidos por la maduración térmica del material orgánico. El metano se origina durante todos los estados de la maduración y su composición isotópica para el C, está relacionada al nivel de maduración y al tipo del material orgánico, y por lo tanto las relaciones isotópicas pueden utilizarse para diferenciar su origen térmico del biogénico.

Las relaciones isotópicas de los carbonos del metano dependen del tipo de roca madre, de la historia térmica del sedimento y algo relacionado a los cambios durante la migración. La separación de estos factores es entonces necesaria cuando se utilizan las relaciones isotópicas para encontrar las fuentes u origen del metano.

Ocurrencia (Fig. 5)

Los hidrocarburos gaseosos son atrapados en los suelos en diferentes formas:

- a. Como gases entre los espacios entre las partículas del suelo (gas en los poros)
- b. Absorbidos en partículas (gases absorbidos)
- c. Disuelto en el agua subterránea (gas disuelto).

La prospección geoquímica superficial es básicamente la búsqueda de fenómenos químicos superficiales resultantes de la acumulación de hidrocarburos.

Los métodos geoquímicos para la prospección de aceite y gas fueron primero investigados en los años 30 y principios de los 40 por Sokolov y compañeros (1933) en Rusia, por Laubmeyer en Alemania (1933) y Hortviz (1939) y Rosaire (1940) en USA.

Los primeros estudios se restringieron al análisis de metano e hidrocarburos no metano total, en gases del suelo, utilizando técnicas tales como condensación, combustión y manometría.

La difusión, el transporte del gas en solución en aceite y agua, y los procesos de desorción y sorción en las superficies de rocas, afectan y cambian la composición de los gases hidrocarburos durante la migración desde las rocas madres, yacimientos o ambos, hasta la superficie, pero la composición isotópica del carbono del metano no se afecta.

Los hidrocarburos livianos pueden ser particularmente importantes en la exploración,

por ser los de mayor movilidad y porque pueden detectarse a grandes distancias de su lugar de origen.

El metano se encuentra en casi todos los sedimentos en cantidades detectables, y es por ello por lo que casi todos los esquemas de exploración han tratado de utilizar una migración vertical de hidrocarburos: el halo de hidrocarburos encima del yacimiento, los colores lavados (o desteñidos) de los suelos, la detección de oxidación bacteriana de hidrocarburos cerca a la superficie y la presencia de carbonatos isotópicamente livianos también encima de los yacimientos, son ejemplos de esquemas analíticos que dependen de la detección directa o indirecta de la migración de hidrocarburos livianos. Hay, sin embargo, factores que afectan las relaciones de los hidrocarburos livianos con el área de origen. Las fracturas parecen controlar la localización de salida del metano, como es el caso en las columnas de agua para situaciones costaafuera. También los acuíferos del subsuelo son capaces de desplazar el movimiento de los hidrocarburos por distancias considerables. Este y otros efectos, como el movimiento lateral a través de lechos permeables, hacen que los resultados de la detección directa del metano puedan ser algo inciertos.

La migración puede causar cambios en las relaciones isotópicas del carbono. La medida del cambio isotópico para los hidrocarburos livianos, podría ayudar a clarificar los efectos de la migración sobre las relaciones isotópicas.

Fuentes poco profundas de metano, etano, propano y butano no han sido encontradas, por lo tanto sus cambios en relaciones isotópicas,

y para profundidades por encima de donde se formaron por "crackeo" térmico, deben de ser causadas principalmente por cambios migracionales.

El gas que se escapa o migra de los yacimientos hacia la superficie se dispersa hacia arriba y hacia los lados en forma de plumas cónicas y por lo tanto este gas se disminuye bastante antes de llegar a la superficie, aunque también puede ser concentrado por fallas, fracturas o "joints", con ejemplos clásicos en algunos campos.

Pero a menos que el flujo de hidrocarburos hacia la superficie sea relativamente grande estos hidrocarburos pueden ser totalmente destruidos por la presencia de oxígeno y microbios en la capa mas superior, la cual se extiende normalmente entre 2 y 10 pies de profundidad, dependiendo de la porosidad del suelo, humedad, litología, etc.

Las relaciones isotópicas de los carbonos del metano dependen del tipo de roca madre, de la historia térmica del sedimento y algo relacionado a los cambios durante la migración. La separación de estos factores es entonces necesaria cuando se utilizan las relaciones isotópicas para encontrar las fuentes u origen del metano.

El paso de hidrocarburos y compuestos asociados, tales como H₂S, a través de los estratos rocosos, produce un ambiente reductor, por lo tanto, la reducción y remoción por lavado de iones de hierro y manganeso puede ocurrir en secuencias que superyacen yacimientos petrolíferos. El percolado de metales es mas fácilmente detectable como

una decoloración superficial, y los cambios de color que resultan de la reducción y pérdida de hierro (III) en rocas superficiales cuando están en presencia de petróleo, han sido observados en la península de Apheron y región de Baku (USSR) (Kartsev et al. 1954). Donovan et al. (1974) estudiaron los cambios de color y la composición de metales en rocas de áreas en donde se realizaron estudios de isótopos del C y O₂. Por ejemplo, el percolado de hierro y manganeso de areniscas que superyacen el campo Cemento (Ok) (Donovan, 1974) fueron observadas visualmente y mas tarde confirmadas por análisis de metales. También Dabriel y Donovan (1980) descubrieron relaciones anormales altas de manganeso a hierro en agujas de pino y hojas de salvia (sage) sobre el campo Recluse (Wy) y sugirieron que era el resultado de efectos de microescapes petrolíferos sobre las plantas. Se sugirió que la magnitud de las anomalías en las plantas, combinadas con la evidencia química que confirmara el escape petrolífero, podría permitir el uso de plantas como una herramienta de prospección bioquímica.

Nitrógeno Disuelto

Según Zorken et al. (1976) las concentraciones de nitrógeno aumentan hacia los centros de las cuencas petrolíferas y hacia las depresiones intraplataformas. Altas concentraciones de nitrógeno se han encontrado en regiones petrolíferas.

Según Getz (1977), metano (80%) y amonio (15%) son los gases principales desprendidos durante la maduración del carbón y sugieren la reacción del amonio con iones de hierro (III) para formar el nitrógeno que migraría a

yacimientos inaccesibles al metano, indicando que la presencia de yacimientos de nitrógeno podría indicar también la presencia de yacimientos de metano.

Manifestaciones Costaafuera

El muestreo costaafuera se realiza tomando muestras en los 6 pies superiores de los sedimentos y recogiendo la parte inferior de la muestra en un colector para empacarla en plástico evitando el contacto con aire y la pérdida de los hidrocarburos absorbidos.

La profundidad de muestreo no es tan crítica en áreas cubiertas por agua como lo es en tierra. Para las primeras, el primer pie parece contener mayores concentraciones de hidrocarburos, contrario a lo que ocurre en tierra en donde los primeros 3 a 6 pies contienen muy bajas concentraciones.

Las muestras de áreas costaafuera son analizadas en forma similar a las terrestres. Pero tal vez, debido a la capa de agua, los valores bases (background) para áreas petrolíferas, son mayores que los correspondientes en tierra. En las marinas, el metano+ base varía al menos entre 35 y 50 ppb (partes por billón) por peso, mientras en tierra están normalmente por debajo de 10 ppb. Por otra parte, en áreas no petrolíferas costaafuera las fracciones C1 a C5 son también bajas, por debajo de 10 ppb.

Una técnica adicional se ha desarrollado para la determinación de hidrocarburos mantenidos en arenas muy sueltas, que normalmente se desprenden en el proceso de recolección de la muestra. Estos hidrocarburos, prácticamente sueltos, son de gran ayuda en la evaluación.

Los hidrocarburos en muestras de agua recogidas con sedimentos también dan indicaciones que permiten evaluar áreas con fondos arenosos.

Iones Asociados con Petróleo

Los siguientes iones han sido considerados como indicadores de petróleo, pero debido a su amplia ocurrencia podrían ser de poco valor en prospección.

Iones de Amonio: presentes en altas concentraciones (100-1000 mg/lit) en las aguas de muchos sedimentos con petróleo (Kartsev et al. 1954, Bogomolov et al. 1970). Se cree que son derivados de compuestos nitrogenados originalmente presentes en el petróleo.

Iones Cloruros: Se encuentran comúnmente en altas concentraciones en suelos que superyacen levantamientos estructurales (Kartsev et al. 1954). Novosiletskey et al. (1977) utilizaron las relaciones de iones de sodio a cloruro como indicadores de petróleo, los valores de 1.0 a .6 como acumulaciones de aceite y gas. Pero debe de anotarse que la interpretación de información del suelo se complica con la lluvia y los movimientos del acuífero.

Iones de Yodo: concentraciones en el rango de 3 a 100 mg/lit se encuentran normalmente en aguas de sedimentos con petróleo, lo cual se compara con aguas superficiales con contenido de 10^{-5} a 10^{-3} mg/lit (Kartsev et al. 1954).

Naftenatos: son aniones activos de ácidos carboxílicos, cíclicos, ramificados activos que

contienen de 10 a 15 átomos de carbón. Se han encontrado con fenoles en algunas aguas de sedimentos con petróleo (Kartsev et al. 1954). Novenkova et al. (1978) demostraron que los ácidos nafténicos pueden ser producidos por microorganismos, a partir del petróleo nafténico, en 39 meses.

Iones de sulfuros: y otros sulfuros, se forman por la reducción bacteriana de iones sulfatos bajo condiciones anaeróbicas.

Gases Inertes

Helio: El helio es producto de descomposición radioactiva dentro de la tierra y se acumula con petróleo en yacimientos debajo de estratos de baja permeabilidad. Como es inerte y de baja masa atómica se disipa a través de fisuras llenas de fluidos en rocas y suelos y por lo tanto su distribución superficial puede indicar la presencia de yacimientos de helio en el subsuelo, en los cuales también puede existir petróleo.

El uso del helio en exploración mineral (Dyck-1976, Rusos, Canadian Geological Survey) indica:

- a. El contenido de helio en gas del suelo de profundidades menores de 1 m es variable y no puede distinguirse del presente en el aire atmosférico.
- b. Las concentraciones de helio se vuelven estables y significativas solo debajo de los 50 m de profundidad.

Radón 222: Los metales como el uranio se acumulan en depósitos petrolíferos en

ambientes reductores y debido a la quelación por moléculas orgánicas. El radón 222 es un producto en la cadena de descomposición nuclear del uranio 235. Tiene una vida promedio de 3.8 días y no se encuentra más allá de los 50 a 60 m, si la difusión es la única responsable de su dispersión. Según Dyck & Smith (1969) las anomalías de radón 222 están asociadas a depósitos de gas y aceite, posiblemente debido a la migración del agua subterránea hacia la superficie.

Mineralización

En cuanto a los escapes relacionados a carbonatos secundarios y silicificación, las zonas de alteración sobre depósitos de petróleo contienen mineralizaciones de carbonatos. La mineralización de los carbonatos, así como los cementos de pirita secundaria se atribuyen al CO_2 y H_2S formados por acción bacteriana y la degradación de los hidrocarburos que escapan de los depósitos.

El escape de H_2S microbiano crea un ambiente reductor químico en las columnas de alteración sobre los depósitos petrolíferos, que puede producir minerales magnéticos diagenéticos y la acumulación de uranio en sedimentos cercanos a la superficie. Estas anomalías micromagnéticas se atribuyen a óxido de hierro magnético y diagenético así como a sulfuros en las rocas cercanas a la superficie: maghemita, magnetita, pirrotita y gregita se consideran minerales magnéticos diagenéticos. El H_2S microbiano relacionado a microescapes de hidrocarburos puede causar aumento de uranio sobre depósitos petrolíferos.

Las anomalías de bajo uranio y bajo potasio se forman muy temprano en la vida de los depósitos petrolíferos. El potasio se comporta lo mismo en ambientes reductores u oxidantes, y por lo tanto las anomalías se preservan. El uranio es soluble en aguas meteóricas en condiciones superficiales oxidantes, y en el ambiente reductor se vuelve algo insoluble y tiende a acumularse. En climas húmedos, la percolación causa la formación de anomalías bajas en uranio en las capas superficiales. En climas secos las acumulaciones son mayores lo cual resulta en altas anomalías de uranio.

Las anomalías aeromagnéticas son atribuidas parcialmente a hierro en el campo y parcialmente a acumulaciones de minerales magnéticos diagenéticos presentes en los sedimentos y cercanas a la superficie.

La susceptibilidad magnética del suelo es una herramienta para confirmar la presencia de minerales magnéticos que dan origen a las anomalías micromagnéticas. La susceptibilidad magnética del suelo, o muestras de zanja, mide el contenido de partículas magnéticas.

Los hidrocarburos que se mueven desde yacimientos del subsuelo hacia la superficie se oxidan al llegar a esta última. El CO_2 resultante reacciona con el agua para producir iones de bicarbonatos que al combinarse con iones de Ca y Mg en las aguas del subsuelo producen cementos que rellenan poros y forman depósitos calcáreos superficiales. Si el escape de hidrocarburos es rápido la evaporación de H_2O de aguas superficiales puede producir cambios en la composición isotópica del O (Nisle, 1941).

Donovan (1974) describe cambios mineralógicos y químicos muy importantes en afloramientos de areniscas Pérmicas que superyacen el anticlinal productor de Cement en Oklahoma. Las areniscas, que en afloramientos son típicamente rojas y friables en las áreas cercanas, aparecen alteradas a rosado, amarillo y blanco en los afloramientos de los flancos del anticlinal y a duras y cementadas con carbonatos, en la cresta.

Yeso calcificado, altamente deficiente en $\delta^{13}\text{C}$ ($\delta^{13}\text{CPDB} = 35\%$) superyace parte de anticlinales productivos cerca a áreas donde el fallamiento permite la migración vertical de fluidos.

Movimiento de Gases

Según Sokolov (el padre de la prospección geoquímica) la mas intensa migración de gases es el resultado de filtración, flotación y otros mecanismos a través de fallas, fracturas, fisuras y otros canales de permeabilidad; la difusión es suplemento de estos procesos. Pero estos otros mecanismos muestran una distribución superficial errática en vez de la delimitación del depósito.

Las pocas áreas en que los hidrocarburos superficiales parecen tener alguna relación con acumulaciones en el subsuelo incluyen una combinación de climas áridos y la existencia de lechos muy permeables encima de la acumulación; un ejemplo es la cuenca de Fort Polignac, desierto del Sahara, donde la ausencia de vegetación, un nivel freático bajo y la presencia de sedimentos permeables, permitieron que algunos hidrocarburos migraran a la superficie.

Composición

La información general muestra que los gases detectados cerca a la superficie tienen una composición química muy correlativa con la de los yacimientos de gas y con aquellos detectados durante las perforaciones.

La composición de los manaderos puede no corresponder a los hidrocarburos de los yacimientos del subsuelo, en aquellos casos en los cuales los manaderos contienen gases provenientes de más de un yacimiento, y por ejemplo la mezcla de aceite de poca profundidad y un gas profundo producirán un tipo de aceite de composición intermedia.

Por lo tanto las cuencas con contenido de gas seco, pueden ser distinguidas de aquellas que contienen al menos o parcialmente líquidos (aceites, condensados). Y según Bernard (1980) la presencia de cantidades apreciables de etano-propano-butano en las anomalías sugiere fuentes relacionadas a aceite.

Según Pixler (1969) los gases observados durante la perforación permiten distinguir el tipo de acumulación asociada a la indicación. Las relaciones individuales de C_2 a C_5 con respecto al C_1 muestran distribuciones que reflejan las variaciones naturales de los hidrocarburos del yacimiento desde líquidos hasta gases. Relaciones por debajo de más o menos 2 o por encima de 200, según Pixler corresponden a depósitos no comerciales. El rango superior de estas relaciones ha sido

incrementado por Verbanac (1982), quien sugiere las siguientes relaciones para yacimientos de gas seco: $C_1/C_2 < 350$, $C_1/C_3 < 900$, $C_1/C_4 < 1500$, $C_1/C_5 < 4500$. Estas relaciones se superponen o sobrepasan el rango biogénico.

Los gases biogénicos y aquellos del carbón tienen relaciones $C_1/C_2 > 1000$ o 10000 (Janzenic, 1979, Coleman, 1976, Bernard, 1980). Pero Oremland (1981) reportó pequeñas cantidades de C_2 a C_4 biogénicos provenientes de lodos marinos, donde la relación más baja C_1/C_2 fue de 149:1. Y aunque los compuestos pesados pueden estar presentes en pequeñas cantidades en el gas biogénico o del carbón, la relación de estos compuestos con el metano es

muy pequeña. Por lo tanto, los gases del petróleo pueden generalmente distinguirse de los gases típicos del carbón o biogénicos.

Las medidas de los isótopos estables del C suministran información adicional entre el metano biogénico y el térmico.

Las cantidades de gases migrados descienden normalmente en el siguiente orden:
Metano > etano > propano > butano

Los cambios composicionales relacionados a difusión pueden ocurrir en el límite de capas donde la concentración de gases hidrocarburos se acerca cero. Gases de muestras tomadas a 1 - 2 pies de profundidad pueden compararse con aquellas correspondientes a 13 pies, y concluirse que estas últimas son siempre más petrolíferas, sugiriendo una pérdida de metano

Según Sokolov (el padre de la prospección geoquímica) la más intensa migración de gases es el resultado de filtración, flotación y otros mecanismos a través de fallas, fracturas, fisuras y otros canales de permeabilidad; la difusión es suplemento de estos procesos.

y el proceso de difusión. Lo anterior puede estar representado en las lecturas del cromatógrafo. Pero el hecho de que la composición del gas represente los yacimientos del subsuelo, puede implicar que la mayor migración hacia la superficie debe ocurrir por fallas y fracturas mejor que por difusión. Los desprendimientos o manaderos de gas pueden ser geológicamente continuos o intermitentes.

Para definir el tipo de depósito de origen (gas, gas-condensado, aceite) utilizando la composición química de los hidrocarburos migrados Sokolov y Cheremisinov (1971) consideran la utilización de la relación del metano al total de hidrocarburos gaseosos pesados. La relación máxima es de 150 a 200, que corresponde a depósitos de gas formados por migración lateral distante y a gases de volcanes de lodo. Y para aquellas áreas en donde la migración vertical no afecta la formación de los depósitos de gas, este criterio puede utilizarse para predecir acumulaciones de aceite o gas-condensado.

Con base en estudios particulares se ha podido concluir que aunque los yacimientos y las anomalías cercanas a la superficie contienen metano como el hidrocarburo más abundante, este, al menos parcialmente, puede resultar de acción bacteriana sobre el material orgánico del suelo. Y es por ello por lo que el metano es considerado en forma separada del etano+. Pero aun así el metano es muy útil en la interpretación de hidrocarburos cercanos a la superficie, y muy especialmente cuando se determina en la fracción fina de la muestra (material >63 micrones removido de la muestra original).

En mapas para el metano (Flomaton, Jay, Black Jack Creek) los valores varían de 50 a 99 ppb y encima de 100 ppb. El metano varía de 0 a 201 ppb por peso con promedio de 28. Las relaciones de los valores anómalos al promedio base es de 5.8.

El contenido de metano en el suelo es relativamente bajo en relación al etano+. Normalmente, por peso, el metano está presente en valores 3 a 4 veces los del etano+ y por volumen normalmente representa el 85 al 95% de la fracción C_1-C_5 ; en esta área particular solo representa el 52%. Y esta baja relación posiblemente esta relacionada al hecho de que el metano en el yacimiento está por debajo de lo normal debido a la presencia de altos porcentajes de H_2S , CO_2 y N_2 .

Las anomalías de metano de Jay y Black Jack Creek posiblemente reflejan el hecho de que estas acumulaciones son más importantes que las de Flomaton y Big Scambia Creek, donde no aparecen anomalías de metano.

Estudios en Louisiana costafuera (1973-74) indican que la interpretación con base en etano+ muestra una anomalía halo bien definida en la parte este. Su parte central corresponde a una profundidad de agua de 1000 pies. El mapa correspondiente al metano es similar al de etano+, con valores que varían de 14 a 1011 ppb y un promedio de 220 ppb. El mapa de valores correspondiente al pentano con valores de 0 a 101 ppb y promedio de 9,9 ppb es también muy similar al del etano+. La información del pentano es importante para la determinación de la presencia de hidrocarburos líquidos y su anomalía se interpreta como correspondiente a una acumulación de

hidrocarburos líquidos. Sin embargo la ausencia de pentano en las muestras no excluye la presencia de líquidos en el yacimiento, porque normalmente los gases asociados al petróleo contienen poco pentano, y además los hidrocarburos cercanos a la superficie provienen principalmente de la fase gaseosa del yacimiento.

Los valores de las relaciones de anomalías a la base (background) son de 1.8 para metano y etano+ y 2.0 para el pentano, y aunque son significativas como anomalías costafuera, son mucho menores que las terrestres.

La información de hidrocarburos cercanos a la superficie tiene mucha relación con las acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo, y por lo tanto originadas allí.

Arrancando con Craig (1953) ha sido posible hacer mediciones de relaciones isotópicas del carbón para determinar el origen de diferentes materiales carbonosos, si las relaciones de C^{13} a C^{12} se conocen es posible determinar si diferentes muestras de petróleo tienen el mismo origen. Recientemente se han desarrollado técnicas para determinar las relaciones isotópicas de hidrocarburos en el rango de concentraciones encontradas en cercanías de la superficie. La técnica incluye la remoción del CO_2 inicialmente presente y después convertir los hidrocarburos purificados a CO_2 . Se determina la relación de isótopos del carbón de este CO_2 y los resultados se expresan con d-values, o desviaciones en ppt (partes por mil) de la relación C^{13}/C^{12} de las muestra con relación a un estándar. Un estándar muy popular, PDB, se basa en relación de isótopos encontrados en la relación de una concha

calcárea de una belemita fósil de la formación Peede de S. Carolina (USA). Un valor positivo indica que es mas pesado o contiene mas C^{13} que el gas estandar.

En 1973 en el campo Francitas, Jackson County, Texas (USA) se determinaron relaciones isotópicas del metano adsorbido de muestras cercanas al suelo (12 pies): para metano adsorbido se determinaron con valores de $d^{13} = -44.0$ y para una segunda muestra con alguna cantidad de gas intersticial, de -40.8 . La $d^{13}C$ para el gas producido del campo varió de $-41,0$ a -43.8 .

De once muestras de gas natural de diferentes localidades (Silverman, 1964) en USA, Canadá, Trinidad y Venezuela, se encontraron d^{13} que varían desde -33.6 a $-47,4$. Para el metano biogénico $d^{13}C$ varía de -50 a -80 (Lebeder et al., 1969).

Prospección

Para establecer la relación entre un depósito de hidrocarburos y su localización superficial, se asume que el escape vertical de gases es mayor en los límites del campo, y se manifiesta en superficie por un halo de mayor valor anómalo que define la periferia del prospecto.

Según Gulf Research Development la composición química de gases cercanos a la superficie, está relacionada a los tipos de hidrocarburos almacenados en el subsuelo, o sea que anomalías típicas con manaderos ocurren sobre acumulaciones de aceite, en tanto que manaderos o manifestaciones mas livianas (gases) ocurren sobre acumulaciones de gases. La prospección geoquímica puede

entonces utilizarse para verificar la presencia de hidrocarburos líquidos o gaseosos.

Las anomalías superficiales se originan porque no existen rocas sellos completamente impermeables, de tal manera que los hidrocarburos y otros compuestos escapan de los yacimientos, los componentes mas livianos migran hacia la superficie donde pueden ser atrapados en los suelos y posteriormente difundirse o escaparse a la atmósfera o al océano.

Los hidrocarburos que alcanzan la superficie pueden ser detectados directamente o por los cambios que originan. Las indicaciones indirectas de hidrocarburos incluyen el lavado reductor de rocas superficiales, los cambios microbiales en los suelos y la distribución superficial de helio y radon presentes en algunos yacimientos de hidrocarburos.

A diferencia de los manaderos, muchas veces localizados a grandes distancias de su origen, los micromanaderos producen sistemas o anomalías cerca a la superficie que normalmente están localizadas encima de los depósitos que las originan.

Estudios originales de hidrocarburos en suelos cercanos a la superficie (Laubmeyer, 1933, Sokolov, 1935) e hidrocarburos adsorbidos en el suelo (Rosaire, 1938, Horvitz, 1939) sugieren la relación de estos hidrocarburos con las acumulaciones del subsuelo. Los hidrocarburos, entonces, se mueven desde las acumulaciones del subsuelo hasta cerca de la superficie.

Análisis de gases hidrocarburos del suelo han sido utilizados en prospección por muchos

años. El papel principal es el de suministrar evidencia superficial directa de la presencia de escapes o microescapes de hidrocarburos de depósitos del subsuelo. Este método mide cuantitativamente los componentes livianos de los microescapes y también suministra la base para estimar si la fuente es gas o petróleo.

Los científicos rusos han contribuido probablemente mas a la literatura de la prospección de gas del suelo que ningún otro grupo y han reportado éxitos (70%) en la localización de depósitos de aceite y gas por estos métodos.

Mientras los macromanaderos son fácilmente reconocibles, los micromanaderos pueden ser aún más abundantes y su identificables podrían ser muy importantes en exploración.

Según Gulf Research Development la composición química de gases cercanos a la superficie, está relacionada a los tipos de hidrocarburos almacenados en el subsuelo, o sea que anomalías típicas con manaderos ocurren sobre acumulaciones de aceite, en tanto que manaderos o manifestaciones mas livianas (gases) ocurren sobre acumulaciones de gases. La prospección geoquímica puede entonces utilizarse para verificar la presencia de hidrocarburos líquidos o gaseosos.

La búsqueda de los micromanaderos resultó en el desarrollo de una variedad de indicadores, los cuales fueron identificados en campos conocidos y luego aplicados en prospección, a pesar de que en muchas ocasiones estos indicadores no tienen ninguna relación física o química con los manaderos.

Los indicadores causan unas anomalías superficiales cuyo estudio ha venido evolucionando desde 1930. Para su identificación se recogen muestras superficiales o cercanamente superficiales y se les determinan unos indicadores secundarios, como:

Gases inertes o radiogénicos

Hidrocarburos pesados (incluyendo la tierra parafínica)

Radioactividad

Bacterias que utilizan el metano

Fluorescencia espectral o luminiscencia de extractos del suelo

Trazas de metales en suelos y plantas

Sales inorgánicas o aniones

Carbonatos (algunas veces con análisis isotópico del C)

El escape del petróleo a la superficie sufre los siguientes cambios:

1. Evaporación de los hidrocarburos mas volátiles
2. Lavado de solubles en el agua
3. Degradación microbiana
4. Polimerización
5. Gelatinificación

Los rusos, bajo la dirección de V.A. Sokolov, condujeron mas exploración geoquímica que cualquier otro grupo o país. En 1962 mas del 10% de las cuadrillas de geoquímica se dedicaron a la investigación superficial geoquímica y las mas exitosas correlaciones con acumulaciones de subsuelo las obtuvieron en regiones áridas como Baku y Turkmena.

Sokolov reconoce que se observan mas hidrocarburos en la superficie de los que pueden ser explicados por simple difusión, y considera

que el exceso llegó por otros mecanismos de migración como:

1. Filtración de gas y aceite por presiones diferenciales dentro de poros y fracturas.
2. Flotación del gas y el aceite en el agua que se encuentra en poros y fracturas de las rocas.
3. Transferencia de gas libre y disuelto así como petróleo por aguas subterráneas.
4. Expulsión de aceite y gas con el agua desde los sedimentos que están conectados.

Las muestras de zanja de pozos en perforación suministran mas evidencia que sugiere el movimiento de hidrocarburos hacia arriba y desde las acumulaciones de hidrocarburos. A las muestras se les remueven los hidrocarburos absorbidos y su análisis indica que incluyen más hidrocarburos pesados que los encontrados en muestras cercanas a la superficie.

La información suministrada por las muestras de zanja indica una relación entre los hidrocarburos detectados y las acumulaciones petrolíferas. Los registros de los pozos productores muestran valores bajos en las secuencias superiores, pero a cierta distancia de la acumulación aparece un aumento de la concentración que continua aumentando gradualmente hasta alcanzar un máximo al penetrar el intervalo de la acumulación. Los registros de pozos no productores por el contrario muestran valores bajos en toda la sección penetrada. La distancia encima de la acumulación a la cual se inician los incrementos depende de la naturaleza de la acumulación, con menores distancias para las acumulaciones de hidrocarburos mas pesados y mayores para los

livianos. Las cantidades relativas, así como los tipos de hidrocarburos en las muestras están relacionados a la composición del yacimiento. Encima de un depósito de aceite la fracción predominante es de pentano y mas pesados, y para el caso de gas, metano a butano.

Los valores de gases en las muestras son de 35 a 150 veces mayores que las encontradas en muestras cercanas a la superficie.

Según Pachenko y Bogdanov, el análisis comparativo de gases disueltos en agua puede utilizarse para predecir los depósitos de aceite, gas-condensado y gas. La predicción se basa en el metano y sus homólogos. La mayor concentración de homólogos (30 a 50%) es característica de depósitos de aceite y la menor, hasta un 5%, de gas. Los valores intermedios corresponden a valores de gas-condensado.

La predicción de depósitos del subsuelo por la composición del gas cercano a la superficie ofrece buen soporte para definir la asociación genética entre gases hidrocarburos del suelo y los yacimientos.

De los estudios realizados en el Rykman Creek Field se concluyó que a mayor profundidad de la cuenca y a mayor distancia aparente de migración, mas pequeñas serán las anomalías del gas del suelo. Por lo tanto, manaderos grandes (como el Pineview) generalmente implican gran actividad tectónica o una fuente o trampa muy cercana a la superficie. Una migración más larga y menos bien definida se sugiere como la causa para que las anomalías se vuelvan más difusas, con el aumento de la distancia de migración.

La mayoría de las técnicas de prospección se basan en la detección del etano, propano, n e isobutano, los cuales no se producen biogénicamente en cantidades apreciables (Davis & Squires, 1954) y son por lo tanto indicadores más confiables de gases provenientes del subsuelo.

La migración de los gases puede ser causada por diferencias en concentración (difusión), presión (efusión) o una combinación de las dos (Stegena, 1961). En tierra el flujo de agua cercana a la superficie causa movimientos laterales de los gases que migran, pero estos efectos algunas veces no han sido considerados en la prospección geoquímica. Smith et al.,(1971) estimaron que un acuífero de tres metros de espesor a una profundidad de 870 m, localizado a mitad de camino entre la superficie y la acumulación petrolífera, y con una velocidad lateral del agua de 1m/año, podría mover los gases que migran verticalmente una distancia lateral de 190 km. Cualquier aplicación de métodos de prospección geoquímica para la búsqueda de aceite o gas, necesitan entonces estudiar el efecto del movimiento del agua subterránea sobre la migración de los gases.

Sokolov et al., (1970) revisaron los métodos y resultados obtenidos de estudios de gases del subsuelo y mas profundos y las formas de las diferentes anomalías. Kropelin (1975) analizó las condiciones físicas y químicas requeridas para la prospección.

El análisis de los gases de los poros y los métodos para obtener las muestras del aire del suelo, fueron descritos por Laubmeyer (1933). Los hoyos se perforan a 1 ó 2 m de profundidad,

se sellan por un período de 24 a 48 horas y luego se toman las muestras de aire para el análisis. Los hidrocarburos obtenidos en las muestras se separan en dos fracciones:

- a. Fracción liviana con metano y etano
- b. Fracción pesada con una mezcla de propano e hidrocarburos mas pesados.

Los resultados de los estudios en Rusia y Alemania indican que la máxima concentración de gases hidrocarburos ocurren en suelo sobre áreas productivas, con valores mínimos para áreas no productoras. También se sugiere una alta relación de hidrocarburos livianos/pesados como indicativo de un yacimiento de gas, y lo contrario como evidencia de un depósito de aceite.

El estudio de los gases absorbidos fue iniciado por Horvitz y Rosaire (1930), y en 1939 Horvitz desarrolló un método para tratamiento de muestras (de 5 a 10 m de profundidad) con ácido y calentamiento para el desprendimiento de los hidrocarburos adsorbidos, que luego se determinaban por combustión y manometría. Siguiendo el método de Kartsev et al. (1954), Sokolov (1970) reportó que en muchas áreas el análisis del gas absorbido daba mejores resultados que el análisis del gas de los poros, y además que las concentraciones de gases hidrocarburos aumentaban con la profundidad cuando estaban sobre acumulaciones de aceite y gas, como resultado de la migración vertical desde el yacimiento.

Sokolov et al. destacan la importancia de medir las concentraciones de hidrocarburos disueltos en agua formacionales. Zarella et al. (1967) lideraron el uso del benceno en aguas del

subsuelo provenientes de pozos perforados, como una guía para indicar la presencia de aceite y gas. En muchos pozos perforados se encontró que el benceno disminuía en concentración con el aumento de la distancia del depósito y que la migración vertical del benceno estaba restringida entre acuíferos.

Métodos Microbianos

La prospección microbiana se basa en la detección de microorganismos capaces de consumir gases hidrocarburos tales como metano, etano, propano y butano. Miller (1976) describió un estudio microbial donde organismos de muestras del suelo fueron cultivados con base en su habilidad de consumir gases (C_1 - C_4). Diferentes organismos tuvieron un tiempo de reacción a los gases, por ejemplo en un caso el etano requirió 23 días comparado con solo 7 para el metano. El número de consumidores de hidrocarburos en el suelo se tomó como un indicador del flujo de hidrocarburos a través del suelo.

El mayor problema con los métodos microbianos es el de distinguir entre organismos que normalmente consumen hidrocarburos para su metabolismo básico de aquellos que bajo condiciones de laboratorio se cambian al metabolismo de hidrocarburos.

Susceptibilidad Magnética

Los suelos muestran una mediana sensitiva y fácilmente accesible para las medidas de la susceptibilidad magnética que permiten detectar minerales magnéticos diagenéticos sobre depósitos de petróleo.

Desde 1976 se han utilizado perfiles y mallas de muestreo de gases del suelo para confirmar cientos de anomalías detectadas por sensores de microondas de hidrocarburos. Se utilizan además las muestras interestriciales del gas del suelo, obtenidas a 30 pulgadas de profundidad y analizadas para hidrocarburos livianos C_1 a C_4 por medio de cromatógrafo de llama.

La susceptibilidad magnética y los gases hidrocarburos del suelo muestran como la forma estandarizada de información permite la comparación estadística de anomalías.

La prospección microbiana se basa en la detección de microorganismos capaces de consumir gases hidrocarburos tales como metano, etano, propano y butano. Miller.

En la región donde zonas anómalas fuertes ocurren, estos indicadores independientes corresponden a las zonas de producción mas gruesas. Estos dos indicadores, entonces pueden complementarse como una mejor guía para las áreas productoras.

Hay un punto seco geoquímico dentro del campo donde la susceptibilidad magnética y los gases hidrocarburos son tan bajos como lo son fuera del campo.

Los valores muy altos de susceptibilidad magnética se atribuyen a un alto contenido de hierro proveniente de muestras de ambientes sedimentarios con hierro.

La alteración geoquímica en las formaciones de la chimenea y causada por microescapes encima de yacimientos, cambia la suscep-

tibilidad magnética de las formaciones y la localización de tales anomalías puede resultar en la localización de objetivos de alta prioridad.

La polarización inducida, utilizada en prospección minera para sulfuros, también tiene aplicación en la exploración petrolera. La susceptibilidad magnética varía según los minerales presentes en la chimenea, y varía con los diferentes ambientes geoquímicos y los procesos que dependen del tipo de hidrocarburos que escapa del yacimiento. Bajo condiciones reductoras fuertes, ciertos minerales magnéticos pueden alterarse a no magnéticos, como el caso de la magnetita reducida a siderita no magnética.

Los minerales magnéticos como la magnetita y maghemite se forman por la oxidación de otros minerales de hierro, así como la greigita y pirrotita como precursores metaestables de la pirita. La polarización inducida puede entonces ser útil en combinación con micromagnetismo para la discriminación de mineralización magnética y no magnética y las susceptibilidades resultantes.

Para la comparación con el gamma ray espectral y la susceptibilidad magnética, se utiliza la suma de concentraciones de hidrocarburos (C_2 - C_4) y se ha encontrado que es un indicador efectivo de depósitos de petróleo. Se anota que el metano se excluye porque puede incluir contaminación con gas biogénico.

Se han obtenido algunos resultados con el uso de radiometría para la predicción del potencial petrolífero en áreas conocidas.

Radiometría

El uso de la radiometría en petróleo ha sido relativamente limitado porque en ocasiones se han encontrado inconsistencias, no repetitividad y hasta equivocaciones, todo lo anterior posiblemente debido a varias interferencias especialmente de tipo ambiental, discutidas por Klusman and Webster (1981) y Siegel et al. (1983) y que incluyen la temperatura del aire contra la del suelo, la presión barométrica, el tiempo de muestreo, el viento y las condiciones de precipitación, humedad relativa, posición del acuífero, humedad del suelo y el estado congelado o descongelado de la superficie.

En casos en donde la radiometría aérea se ha evaluado, la correlación entre las acumulaciones de hidrocarburos y la información remota se considera razonable (Morse & Alewine, 1983, Morse & Rawa, 1983).

Otro problema para el uso de la radiometría en la exploración petrolera ha sido la duda acerca de la migración vertical para gases desde grandes profundidades. Sin embargo, con base en los informes de Roberts (1980), Davidson (1982, 1984), etc. la investigación se ha intensificado utilizando radiometría y otros indicadores geoquímicos, especialmente en la búsqueda de hidrocarburos profundos (Horvitz, 1985).

La premisa básica para el uso de la radiometría en la búsqueda del aceite y gas, es la de que el uranio movilizadado en el estado oxidado (+6) quedará inmovilizado en el ambiente reductor. (+4) donde los hidrocarburos son atrapados. Una segunda

premisa es la de que el agua al ascender a través de los depósitos de petróleo retiene suficientes gases hidrocarburos tanto como partículas minerales y radioactivas producen anomalías superficiales.

Inducción Electromagnética de Baja Frecuencia

Según Johnson, las anomalías superficiales de mineralización por elementos como vanadio, hierro, manganeso, cobalto, níquel, cobre y uranio, se forman alrededor de depósitos de aceite y gas.

La magnitud de la anomalía en relación a las características básicas de estos elementos, varía de 2 a 6, y la concentración de estos elementos individualmente puede resultar en una anomalía total de mineralización del 1 al 3%. Se postula que estas anomalías resultan de la deflexión horizontal de aguas mineralizadas que migran verticalmente de un depósito de aceite y gas. Con el movimiento del agua mineralizada hacia la superficie, variaciones fisicoquímicas causan la precipitación del material transportado. Debido a que el agua también migra vertical y periféricamente al depósito de gas o aceite, la mineralización es más abundante en los bordes del depósito que sobre el o lejos de él, formando un halo anómalo mineralizado. El método propuesto para localizar estas anomalías es por medio de una inducción electromagnética de baja frecuencia. Lo anterior se basa en la inducción de corrientes eléctricas en zonas alteradas por el efecto de ondas electromagnéticas iniciadas encima de la superficie.

Espectrometría Remota Lasser

Binjulin et al. (1981) menciona una evaluación preliminar del uso de una unidad láser para medir las aureolas de metano que se escapan al aire a nivel del suelo encima de los depósitos posibles de aceite y gas.

Imágenes Landsat y Métodos Aéreos de Prospección

Maros & Kaminsky (1977) mencionan el uso de imágenes de satélite en la detección de anomalías del suelo relacionadas al petróleo. Se ha tratado de establecer la relación entre sistemas espectrales y tonales de Landsat y los yacimientos de hidrocarburos.

Donovan et al. (1979b) registraron anomalías de ondas de altos valores en perfiles de estudios magnéticos aéreos sobre el campo Cement, Oklahoma, Usa. Estas anomalías correlacionaban con la formación diagenética cercana a la superficie de magnetita, resultado de microescapes de yacimientos del subsuelo.

Halbouty (1980) demostró el valor de las imágenes de satélite en 15 campos gigantes de varias parte del mundo.

Termoluminiscencia

Thermonumiliscence Radiation Dosimetry, TLD es el método utilizado para medir el flujo de radiación gamma cercana a la superficie en un depósito de aceite, para determinar si el objetivo del subsuelo puede seleccionarse de las señales radiométricas superficiales. Las medidas de radiación cercana a la superficie, utilizando dosímetros enterrados 50 cm durante 3 a 4

meses, puede ser una herramienta útil en la exploración de aceite y gas.

El problema de la no repetitibilidad de medidas superficiales de radiación son causadas por cambios en condiciones ambientales (temperatura, presión barométrica, precipitación, etc.). Las técnicas TLD son también protectoras del medio ambiente.

La premisa básica para el uso de la radiometría en la búsqueda del aceite y gas, es la de que el uranio movilizado en el estado oxidado (+6) quedará inmovilizado en el ambiente reductor. (+4) donde los hidrocarburos son atrapados. Una segunda premisa es la de que el agua al ascender a través de los depósitos de petróleo retiene suficientes gases hidrocarburos tanto como partículas minerales y radioactivas que producen anomalías superficiales.

Una ventaja adicional en el uso de TLD enterrado es el de que las medidas pueden hacerse en épocas cuando otros tipos de trabajos exploratorios no pueden realizarse, con implicaciones en exploración de áreas polares.

Detección de Gas Propano por Radar (Fig. 6)

La adsorción y remisión de energía de microondas por una o varias moléculas es de importancia porque hay ciertas características que hacen posible la detección remota de gases del petróleo. La molécula envía la energía recibida en cantidades discretas, que para un detector de radar es conocida como una frecuencia particular. Las moléculas de los diferentes gases tienen estructuras y masas

únicas, lo que origina un estado particular de emisión de frecuencias asociadas con cada tipo de gas: el propano muestra un espectro de frecuencia diferente del de los butanos, pentanos, vapor de agua, etc.

Otra característica importante es la de la frecuencia de remisión de radiación en la banda X de la región de microondas, en donde operan los radares del tiempo y de navegación.

Ni el metano ni el etano son utilizados en esta técnica, y por lo tanto este método remoto no tiene los problemas relacionados al metano de origen biogénico.

El método de búsqueda de escapes de gas es el mismo sistema del radar, pero con el receptor no sintonizado a las frecuencias de transmisiones sino a la de remisión del gas. En este modo los otros reflectores duros son deprimidos y solo la radiación correspondiente a las moléculas del gas del petróleo es la registrada. Si el radar es estacionario y cercano a los micromanaderos, pueden observarse los cambios y movimientos causados por los vientos y delinearlos en los mapas.

El propano tiene unas características que lo hacen especial para la detección de escapes de gas: después del metano y el etano es el más importante constituyente del gas de manaderos, y como es más denso que el aire, se coloca sobre la superficie (tierra o mar) por algún tiempo mejorando la concentración del escape. Su frecuencia de radiación se recibe en la banda X.

Los estudios de sensoramiento de gas por radar pueden ser utilizados como herramientas de

reconocimiento regional o para chequeo de proyectos. Los regionales definen áreas mayores y los locales interpretan la forma de escape asociado a un prospecto individual, que muchas veces al combinarlo con otros métodos permite la localización de pozos exploratorios.

Algunos escapes de gas pueden verse en el radar no modificado, debido a las altas concentraciones del propano, pero para evitar algunos problemas se utilizan radares modificados que suprimen por ejemplo los objetos duros y registran solo el propano.

Los estudios regionales y semiregionales se realizan desde helicópteros, con líneas de vuelo definidas sobre mapas topográficos, con espaciamientos de media milla, a alturas de 10 a 15 pies y velocidades de 15 a 30 mph.

El radar montado en camiones se utiliza para áreas pequeñas, pero sin diferencias en la calidad de la información obtenida.

La delineación de los escapes se basa en tres criterios: brillo del área, movimiento del gas y discriminación del propano. Los escapes a menudo presentan pulsos o variaciones que vienen y se van y que forman anomalías que se mueven, lo cual puede registrarse por medio de fotografías consecutivas de la pantalla del radar; la forma general del escape permanece el mismo, pero el viento afecta esta forma: vientos de más de 15 o 20 mph tienden a dañar las formas de los escapes.

Conclusiones

Cuando la geología superficial se compara con la ocurrencia de hidrocarburos, se puede

entender la configuración de las anomalías correspondientes a acumulaciones superficiales o cercanas a la superficie que en muchas ocasiones dependen de los contactos gas/agua o aceite/agua. Y si las fallas están ausentes en el campo las anomalías superficiales pueden ser el resultado de mecanismos de escapes diferentes al de los conductos de fallas.

En el campo Alabama Ferry, descubierto en 1983, como acumulación estratigráfica con profundidad de 9600 pies en East Texas, se requirieron nuevos métodos para definir trampas poco evidentes y se utilizaron métodos poco convencionales después de su descubrimiento: Estudios de reconocimiento en oficina, geomorfología detallada de drenajes, NURE (Natural Uranium Resource Evaluation), Gamma Ray espectral aéreo e interpretación de magnetómetro, Sensores Remotos, Sensores aéreos de hidrocarburos, Estudios superficiales, Estudios espectrales de Gamma Ray, Susceptibilidad magnética del suelo, Medidas de gases hidrocarburos del suelo. La acumulación pudo haber sido detectada por cualquiera de los anteriores métodos. Pero la mayoría de estos métodos dependen de la detección de microescapes de hidrocarburos provenientes de acumulaciones petrolíferas, o de los resultados de la influencia química o bioquímica sobre las rocas cercanas al suelo.

La aplicación de métodos baratos sobre las mayores áreas de estudio incluyen: estudios de oficina sobre información disponible, estudios regionales, fotogeología y geomorfología, geofísica, etc. para definir prospectos generales, seguidos por sensores remotos

para definir microescapes de gases o sus efectos, como la detección de hidrocarburos por microondas desde naves aéreas, medida de espectrómetro de gamma ray aéreo, estudios superficiales utilizando espectrometría de gamma ray, susceptibilidad magnética del suelo y análisis de gases hidrocarburos del suelo.

El sistema de sensor de gas desde helicópteros detecta directamente la presencia de gases hidrocarburos que escapan del suelo. El sistema trabaja como un espectrómetro de microondas cuya energía transmitida es parcialmente absorbida y remitida por los hidrocarburos. La localización de la señal y su intensidad relativa se muestra en pantalla durante el estudio y se registra en mapas. El sensor de gas aéreo puede cubrir 30000 acres/día y se registra en vuelos a baja altura.

Para el campo Ferry de Alabama, USA, la comparación de la anomalía de sensor aéreo de gas con la información de isópacos muestra una buena relación entre la distribución de los lechos productores y los niveles de la anomalía.

Las anomalías geofísicas y geoquímicas se evalúan en general estadísticamente en términos de la mediana y de la desviación estándar de toda la población.

Los estudios micromagnéticos que pueden aislar anomalías estructurales locales, como las producidas por la susceptibilidad del suelo, radiometría, polarización inducida, y las producidas por métodos geoquímicos como DC y Yodo, son un buen indicador indirecto de microescapes de hidrocarburos.

Las técnicas de la prospección geoquímica utilizan muestras del suelo tomadas a cierta profundidad en un grid determinado para ser analizadas en relación a su contenido de hidrocarburos y otros materiales que son afectados por la presencia de los hidrocarburos. Se incluyen varios tipos de análisis: 1) gases hidrocarburos de los poros del suelo; 2) gases hidrocarburos absorbidos en las partículas del suelo; 3) fluorescencia de muestras del suelo causada por la presencia de hidrocarburos de alto peso molecular; 4) análisis de bacterias del suelo que se alimentan de hidrocarburos; 5) trazas de metales y elementos radioactivos cuya adsorción es afectada por la presencia de hidrocarburos.

Se requiere mucha experiencia, aun en prospección regional, para seleccionar la fuerte influencia de variabilidad de hidrocarburos cercanos a la superficie. Hitchon (1974) enfatizó acerca de entender la composición y flujo de fluidos cercanos a la superficie, como un factor importante que raramente se considera en la prospección superficial.

El método Blau de Humble considera que reactivos como el peróxido de sodio, agregado a muestras del suelo, da reacciones de color que presumiblemente delimitan las acumulaciones petrolíferas del subsuelo; pero los cambios de coloración pueden ser causados por ácidos húmicos y fúlvicos que se originan en muestras superficiales. Según Imperial Oil, prominencias demarcadas por fluorescencia coinciden con fotolineamientos, e International Petroleum, con base en muestras del Valle Medio del Magdalena (Colombia) encontró una relación definitiva entre la fluorescencia del suelo y el fallamiento en rocas debajo de la inconformidad del Cretáceo Superior.

En otras palabras, la prospección geoquímica puede utilizarse como una herramienta regional para mostrar el área general de acumulaciones petrolíferas y gasíferas, si se conoce la geología, el efecto diagenético de los hidrocarburos cercanos a la superficie, y los sistemas de flujos, locales y regionales, de los fluidos en los sedimentos.

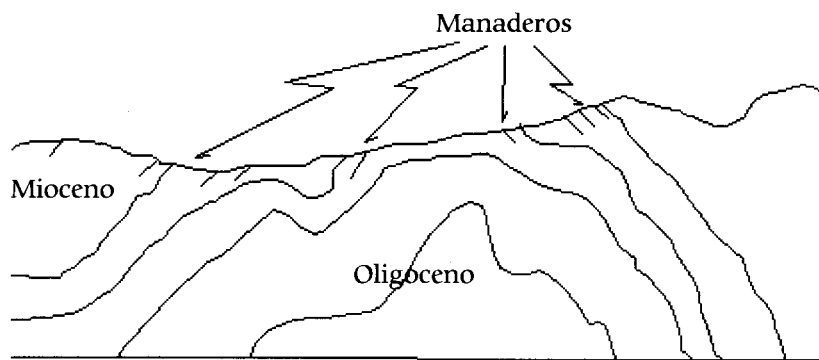
La prospección geoquímica superficial no se considera como un localizador directo de los hidrocarburos, sino como una técnica auxiliar de los métodos exploratorios geológicos y geofísicos, y tiene méritos en muchas áreas. Pero lo anterior requiere entender el régimen activo del agua del subsuelo y las relaciones entre los manaderos y los sistemas hidrodinámicos. En esta forma puede contribuirse a la diferenciación de estructuras y áreas vivas con hidrocarburos de las muestras. Es una herramienta auxiliar útil pero no la panacea para encontrar el aceite y el gas.

BIBLIOGRAFÍA

- Banerjee, A. & Rao, K.L.N. Geochemical Evaluation of Part the Cambay Basin, India. AAPG Bul. Vol. 77 No.1, Jan. 1993, pg. 20.
- Belt Jr. J.Q. & Rice, G.K. Exploration Technique Synergies I. Offshore 3D Seismic Geochemical Data Integrattion, Main Pass Project, Gulf of Mexico. The O&GJ Vol. 94 No. 14, April 1/96, pg. 76.
- _____ Exploration Technique Synergies II. Advantages seen in Integrated Offshore 3D Seismic, Geochem Data. The O&GJ Vol. 94, No. 15, April 8/96, pg. 100.
- Donovan, T.J., Forgey, R.L. & Roberts, A.A. 1979b. Aeromagnetic Detection of Diagenetic Magnetite over Oil Fields. The AAPG Bul. Vol. 63. pg. 245.

- Horvitz, L. 1980. Near Surface Evidence of Hydrocarbon Movement from Depth. Problems of Petroleum Migration. AAPG Studies in Geology No. 10. pg. 241.
- Hunt, J.M. Petroleum Geochemistry and Geology. Seeps and Surface Prospecting. p. 104. W.H. Freeman and Company San Francisco, 1979.
- Jones, V.T. & Drozd, R.J. 1983. Prediction of Oil or Gas Potential by Near Surface Geochemistry. AAPG Bul. Vol. 67/6. pg.932.
- Kenvolden, K.A. & Field, M.E. 1981. Thermogenic Hydrocarbons in unconsolidated Sediment of Eel River Basin, Offshore N. California. AAPG Bul. Vol. 65, pg. 1642.
- Land, J. P. Non Seismic Methods can provide many views of a drill site. The O&GJ Vol. 94 No. 9, Feb. 26/96, pg. 69.
- Leythaeuser, D., Schaefer, R.G. & Poch, H. 1983. Diffusion of Light Hydrocarbons in subsurface sedimentary rocks. The AAPG Bul. Vol. 67/6. pg. 889.
- Marrs, R.W. & Kaminsky, B. 1977. Detection of Petroleum-related soil Anomalies from Landsat. The AAPG Bul. Vol. 61 No. 9, pg. 1560.
- McIver, R.D. 1988. Near Surface Hydrocarbon Surveys in Oil and Gas Exploration. Treatise of Petroleum Geology Reprint Series No. 8. Geochemistry. pg. 623.
- Philp, R.R. & Crisp, P.T. 1982. Surface Geochemical Methods used for Oil and Gas Prospecting. A Review. Treatise of Petroleum Geology Reprint Series No. 8. Geochemistry.
- Reitsemá, R.H., Kaltenback, A.J. & Londberg, F.A. 1981. Source and Migration of Light Hydrocarbons indicated by Carbon Isotopic Ratios. The AAPG Bul. Vol. 65, pg. 1536.
- Sandy, J. & Gournay, L.S. 1988. Overview of Gas Sensing Radar Surveys, Theory, Instrumentation, Surveying & Interpretation. The O&GJ Vol. 86 No. 5 Feb. 1/88, pg. 69.
- Saunders, D.F., Burson, K.R., Branch, J.F. & Thompson, C.K. Unconventional Exploration Methods work in East Texas's Alabama Ferry Field. The O&GJ Vol. 87, No. 46, Nov. 13/89, pg. 108.
- _____ Alabama Ferry Field Detectable by Hydrocarbon Microseepages and related alterations. The O&GJ Vol. 87, No. 45, Nov. 6/89, pg. 53.
- Siegel, R.F., Hu Decheng, Vaz, J.E., Wang Zaimung & Viterio, A. Areal Thermoluminescence Radiometric Survey of Shangping Oil Field using Burned Dosimeters. The O&GJ Vol. 87, No. 27, July 3/89, pg. 53.
- Shinley, K. Geochemistry Gains Respectability. AAPG Explorer, Vol. 11, No. 9, Sept. 1990, pg. 12.
- _____ Lasser Seek Seeps on Land and Sea. AAPG Explorer Vol 11, No. 9, Sept. 1990, pg. 18.
- Stahl, W., Faber, E., Carey, B.D. & Kirksey, D. 1981. Near surface evidence of migration of natural hydrocarbons from deep reservoirs and source rocks. AAPG Bul. Vol. 65, pg. 1543.
- Thompson, C.K., Saunders, D.F. & Bunson, K.R. Model Advanced for Hydrocarbon Microseepage related Alterations. The O&GJ Vol. 92, No. 46, Nov. 14/94, pg. 95.
- Tompkins, R. Direct Location Technologies. An Unified Theory. The O&GJ, Vol. 88, No. 39, Sept. 24/90, pg. 126.
- Zamberge, J.E. 1984. Source Rocks of the La Luna Formation (Upper Cretaceous) in the Middle Magdalena Valley, Colombia. Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks. AAPG Studies in Geology No. 18, pg. 127.

FIGURA 1

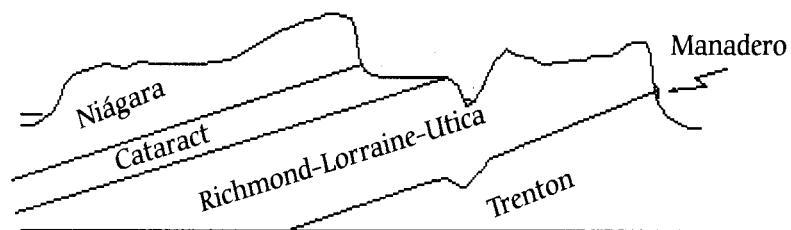


Hombre Pintado Venezuela

Link 1952

FIGURA 2

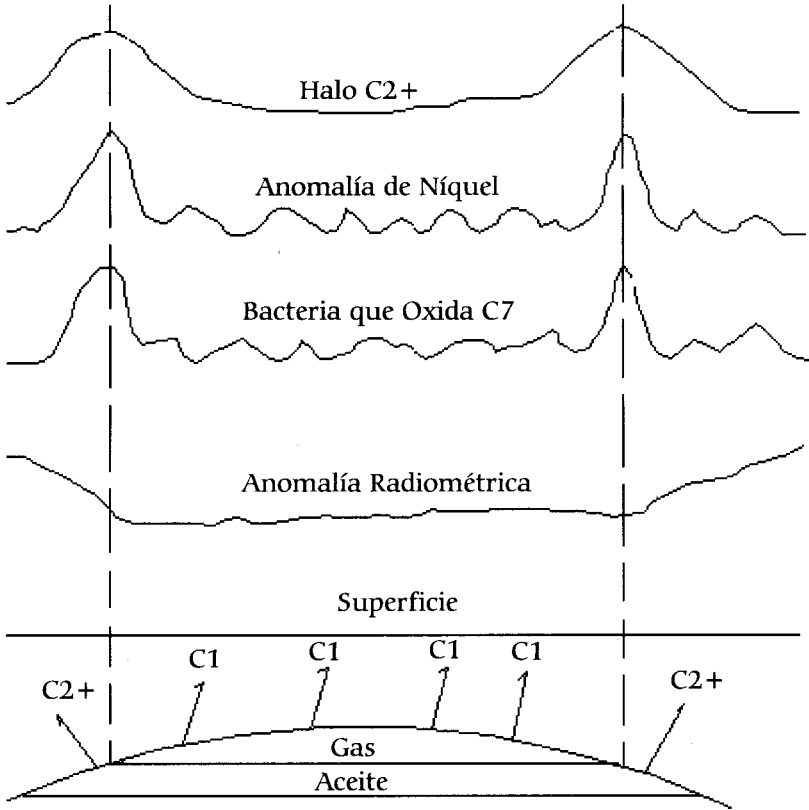
Yacimiento Petrolífero Expuesto. Cuenca Michigan



Isla Montoulin, Ontario

Link 1952

FIGURA 3
Anomalías Geoquímicas debido a
Migración Vertical de Hidrocarburos



Hunt 1977

FIGURA 4
Anomalia Múltiple - Concepto de Generación DLT

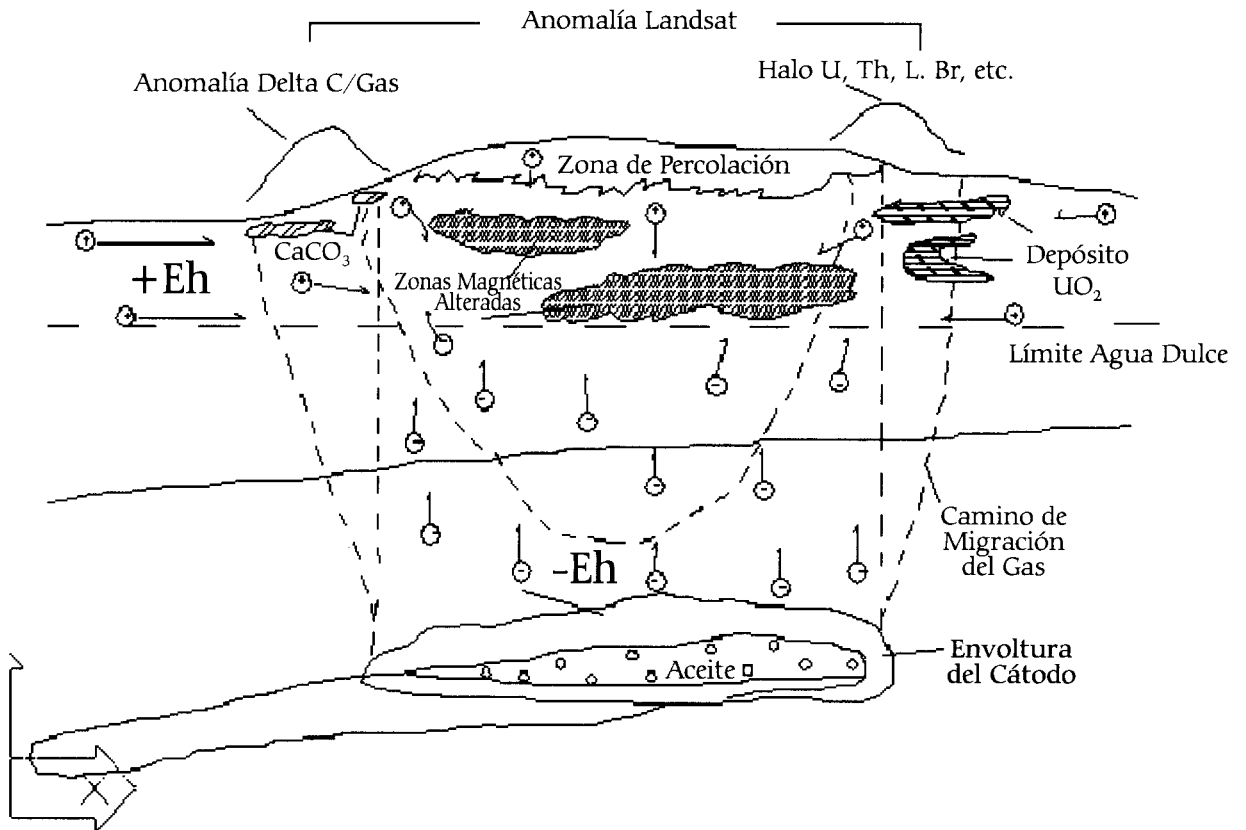
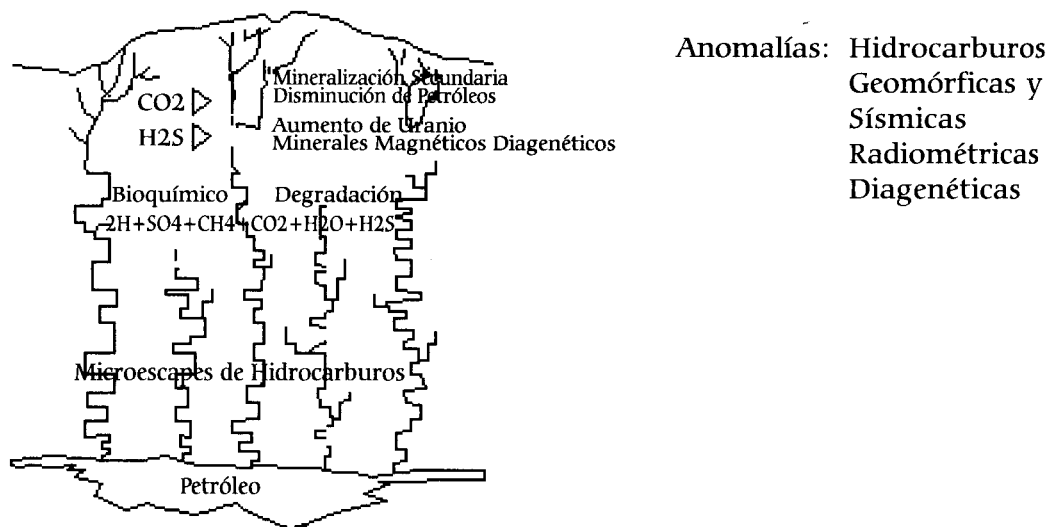
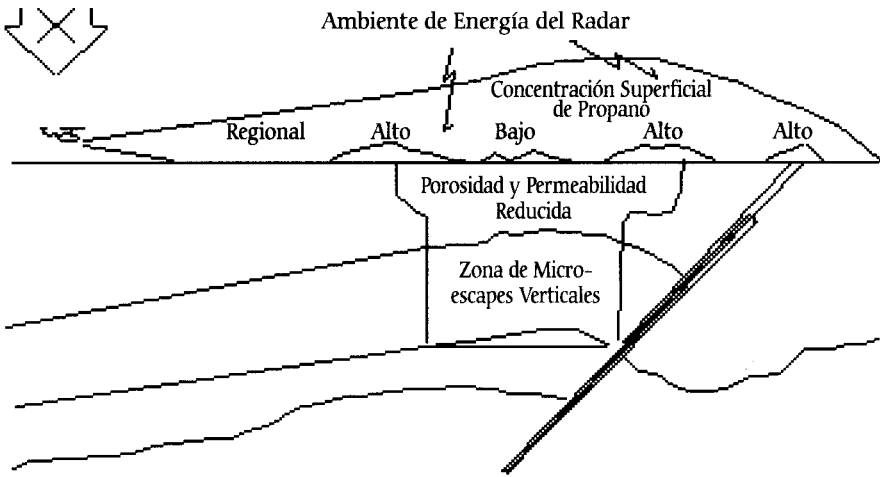


FIGURA 5
Modelo de Alteración por Microescapes de Hidrocarburos



C.K. Thompson 1994

FIGURA 6
Detección de Microescapes de Propano por Radar



Sandy, J. & Gournay, L.S. 1988