

GEOQUÍMICA DE SUPERFICIE EN LA CUENCA SUBANDINA DE BOLIVIA.

Françolin, J., B. L., Petrobras/Cenpes - Río de Janeiro–Brasil.

Soares Filho, J., R. S., Braspetro/Gerex - Río de Janeiro–Brasil.

RESUMEN

La presencia de aceite o gas en rezumaderos y/o en microrezumaderos es el indicador más directo y valioso de una acumulación de hidrocarburos. Los rezumaderos y los microrezumaderos resultan de los mecanismos de difusión, efusión y flotabilidad, que permiten a los hidrocarburos escapar de las trampas profundas y migrar hasta la superficie, donde se entrapan en el suelo, por absorción o adsorción.

Petrobras Bolivia y sus socios están explorando bloques en la zona subandina del sur boliviano usando estudios integrados de imágenes de satélite, geología de superficie, estudios geofísicos y geoquímica de superficie. En dicha área se tienen afloramientos de tres sucesiones de capas sedimentarias (Carbonico, Mesozoico y Terciario). El estilo estructural dominante en la zona es de pliegues de rumbo N-S y las fallas inversas asociadas. Las areniscas devónicas de la Formación Huamampampa son los principales reservorios de gas en la cuenca.

La interpretación de imágenes de satélite y cartografía geológica fueron los estudios iniciales llevados a cabo en el área, seguidos por interpretación de datos geofísicos. La sísmica 2D mostró buena calidad en los sinclinales, pero pobre sobre los anticlinales. La interpretación de estos datos permitió la cartografía estructural al nivel del reservorio y la definición del prospecto.

En el área fueron colectadas 350 muestras de suelo, a lo largo de las líneas sísmicas, usándose perforadores manuales. Estas muestras fueron almacenadas en tarros de 1/8 de galón, cerrados con tapas especiales. La cantidad de muestra era de 2/3 del volumen del tarro, que fue completado con una solución bactericida de agua con 300,000 ppm de NaCl, hasta dejar un espacio libre de 2 cm en la parte superior del tarro.

El contenido de este espacio libre fue analizado por cromatografía. Los análisis determinan y cuantifican concentraciones del hidrocarburo que van del metano al pentano y compuestos más pesado que el hexano.

Los resultados fueron tratados estadísticamente para definir los valores promedio (M) y la desviación normal ($SD = standard deviation$). Valores más altos que $M+1SD$, $M+2SD$ y $M+3SD$ caracterizan anomalía de primera, segunda e tercer orden, respectivamente.

Las anomalías fueron integradas con los datos estructurales y estratigráficos obtenidos por la interpretación de imágenes de satélite, trabajos de campo y interpretación y mapeo sísmico.

La integración de éstas herramientas de exploración fue fundamental para evaluar el potencial de hidrocarburos del área. Con la ayuda de estos métodos exploratorios, un prospecto fue escogido y un pozo exploratorio fue perforado con suceso.

INTRODUCCION

La presencia de aceite o gas en rezumaderos y/o en microrezumaderos es el indicador más directo y valioso de una acumulación de hidrocarburos en profundidad. Los rezumaderos y los microrezumaderos resultan de los procesos y mecanismos de difusión, efusión y flotabilidad, que permiten a los hidrocarburos escapar de las trampas profundas y migrar hasta la superficie, donde se entrapan en el suelo, por absorción o adsorción.

En la actualidad, la aplicación de la geoquímica de superficie en la exploración de los hidrocarburos ha evolucionado mucho, como resultado de la disponibilidad de nuevos y modernos equipos de análisis (por ejemplo cromatógrafo de gas, columnas capilares y programas de computadoras), que proporcionan una más alta sensibilidad y una mejor identificación de los componentes individuales del hidrocarburo. Tales adelantos permiten la identificación y caracterización de microemanaciones previamente no detectadas, y ofrecen una herramienta auxiliar poderosa que ayuda al geólogo petrolero en la identificación de prioridades entre los prospectos encontrados durante la evaluación de una cuenca sedimentaria.

EL MÉTODO

El método ideal de exploración de superficie es la integración de los resultados de la geoquímica con datos geológicos y estructurales de superficie, adquiridos por métodos de sensoriamiento remoto. Este método aumentó grandemente el valor de la exploración de superficie como una herramienta investigadora capaz de reducir el riesgo en la exploración.

LA APLICACION DEL MÉTODO

Petrobras Bolivia y sus socios están explorando bloques en la zona subandina del sur boliviano usando estudios integrados de imágenes de satélite, geología de superficie, estudios geofísicos y geoquímica de superficie.

En dicha área se tienen afloramientos de tres sucesiones de capas sedimentarias (Carbonico, Mesozoico y Terciario), separadas por dos importantes discordancias. Cada una de estas discordancias representa un cambio del régimen tectónico. Salvo los sedimentos cuaternarios, todas las sucesiones sedimentarias están plegadas (Fig. 1). La discordancia angular más notable está entre el Terciario y las capas cuaternarias.

El estilo estructural dominante en la zona es de pliegues de rumbo N-S y las fallas inversas asociadas (Fig. 1), creadas por un régimen tectónico superficial (thin skin). Dos niveles de despegue, correspondiente a las lutitas marinas del Silúrico y Devónico, controlan las fallas del área. Los anticlinales son los objetivos principales para la exploración de hidrocarburos en el área y generalmente se expresan en la superficie como cordilleras paralelas de dirección N-S. Frecuentemente se observa un desplazamiento entre los ejes profundo y somero de los anticlinales, relacionado con el transporte tectónico y con la geometría de las fallas en la Formación Los Monos ("fish tail"). En algunos casos, se presentan anticlinales profundos que yacen bajo sinclinales someros, con la Formación Los Monos actuando como una capa de desarmonía que desconecta la estructura superior de la inferior. Las estructuras más evidentes que afectan las rocas terciarias tienen lugar como un gran número de fallas de rumbo NW/SE, las cuales presentan pequeños desplazamientos. En algunos sitios, estas fallas forman una estructura transversal regional, de muchos kilómetros de longitud que cambia el buzamiento de las capas o las desplaza. Las areniscas devónicas de la Formación Huamampampa son los principales reservorios de gas en la cuenca y están, en los anticlinales, a profundidades de 2.000 a 3.000 metros bajo del nivel del mar.

La interpretación de imágenes de satélite y cartografía geológica de superficie son los estudios iniciales llevados a cabo en el área, donde afloran rocas de edad Devónica hasta el Reciente. El trabajo de campo definió el estilo estructural del área y fue importante para facilitar la interpretación de los datos geofísicos. Secciones geológicas basadas en geología de superficie pueden ser parcialmente extrapoladas a profundidad con el uso del método "Kink Band" de construcción de pliegues (Fig. 2), pero la presencia de la Formación Los Monos, que actúa como una capa desarmonica, requiere un control de datos sísmicos y de pozo.

La prospección geoquímica de superficie fue basada en 350 muestras de suelo colectadas en pozos de profundidad entre 1 y 2 metros. Las muestras fueron colectadas a lo largo de las líneas sísmicas, una cada 500 metros, usando un taladro manual, y almacenadas en tarros de 1/8 de galón, cerrados con tapas apropiadas. El volumen de los tarros fue completado con una solución bactericida de agua con 300,000 ppm de NaCl, hasta dejar un espacio libre de 2,5 cm en la parte superior del tarro. Luego en el laboratorio los tarros fueron agitados y calentados para que el gas contenido en la muestra de suelo fuera liberado hacia el espacio libre. El aire contenido en este espacio libre fue extraído y analizado por cromatografía de alta resolución para determinar las concentraciones de gases livianos. Los resultados fueron tratados estadísticamente para definir los valores promedio y la desviación normal (standart deviation). Valores más altos que el promedio adicionados a tres veces la desviación normal son definidos como anomalías de tercer orden. Las anomalías de tercer orden observadas coincidieron con los ejes de los anticlinales (Fig. 3).

Datos sísmicos digitales fueron adquiridos en la zona, utilizándose equipos de 24 bits de ultima generación y parámetros adecuados a la zona subandina. La sísmica 2D mostró buena calidad en los sinclinales y en los flancos de los anticlinales, pero pobre sobre los anticlinales. La interpretación de estos datos, calibrada por las secciones geológicas balanceadas (Fig.4), permitió la cartografía estructural al nivel del reservorio y la definición del prospecto. También fueron identificados prospectos anteriormente desconocidos, todos ellos coincidentes con las anomalías de geoquímica de superficie.

LOS RESULTADOS OBTENIDOS

La integración de éstas herramientas de exploración fue fundamental para evaluar el potencial de hidrocarburos del área. Con la ayuda de estos métodos exploratorios, un prospecto fue escogido y un pozo exploratorio fue perforado con suceso.



Fig. 1 - Mapa estructural de la zona.

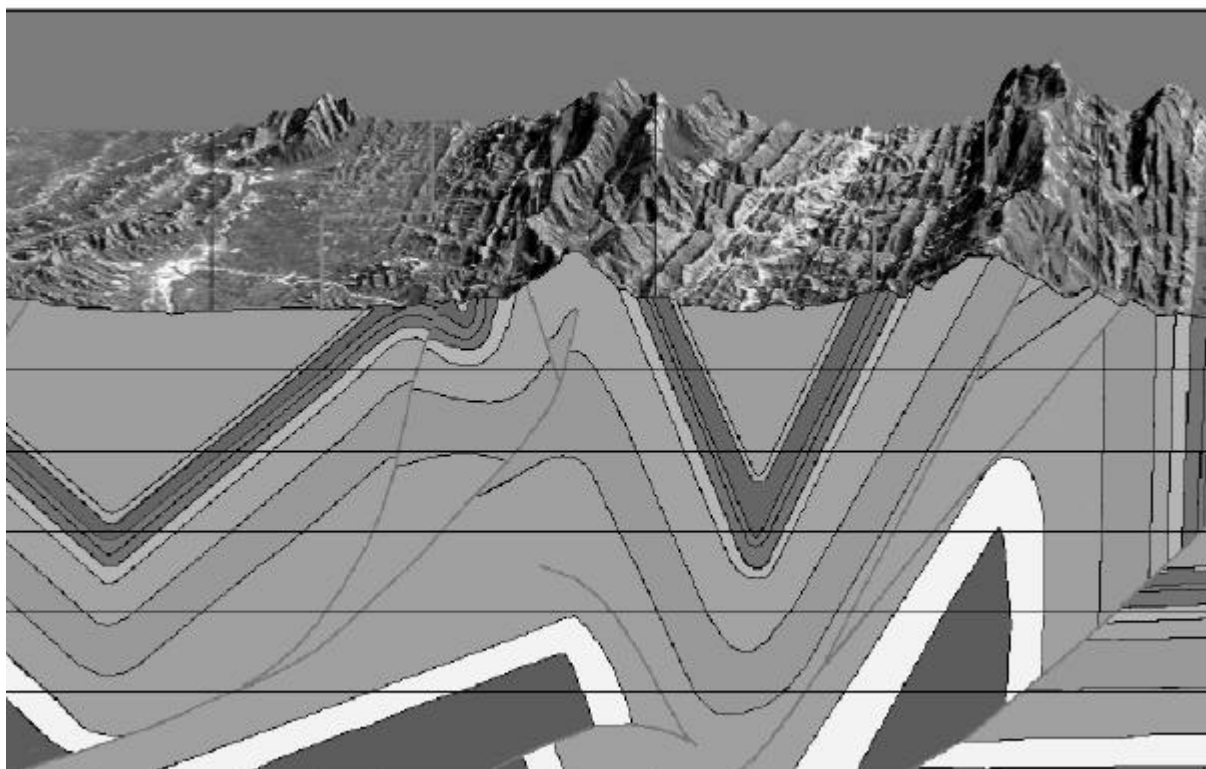


Fig. 2 - Sección geológica basada en geología de superficie.

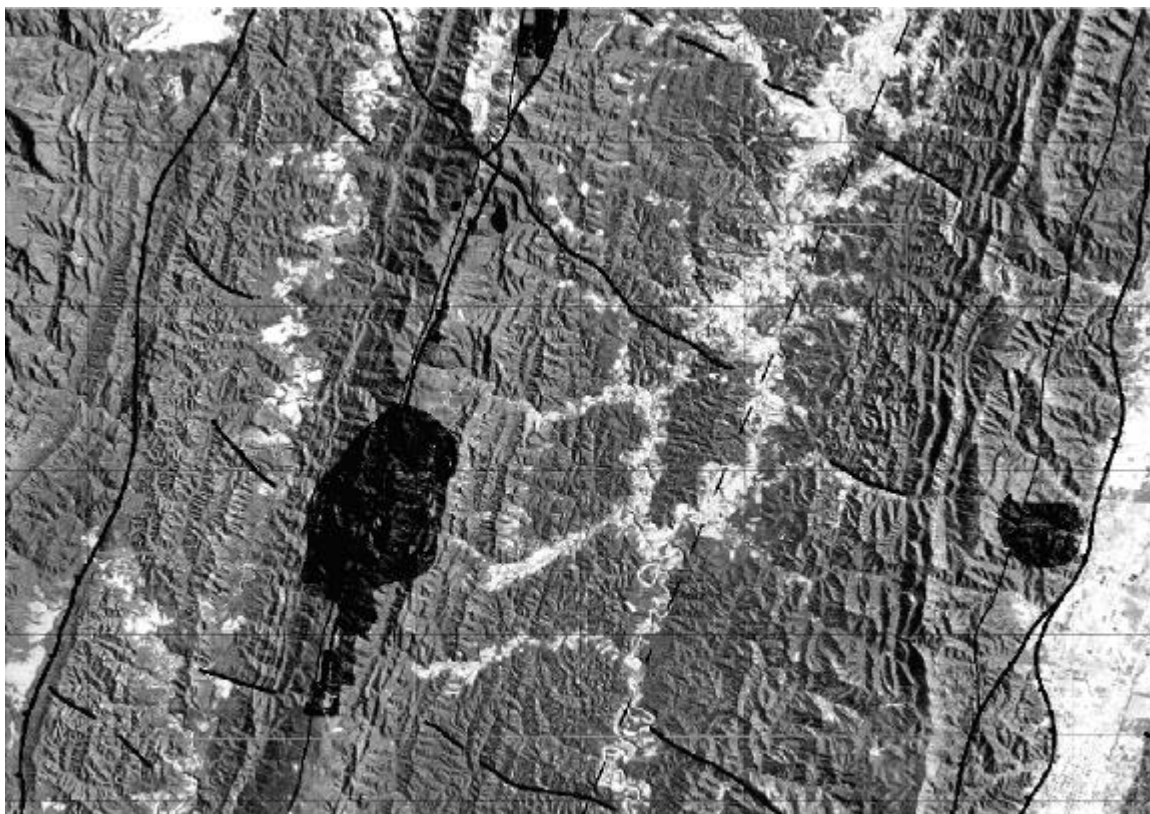


Fig. 3 - Anomalías de tercer orden (áreas negras) de geoquímica de superficie.

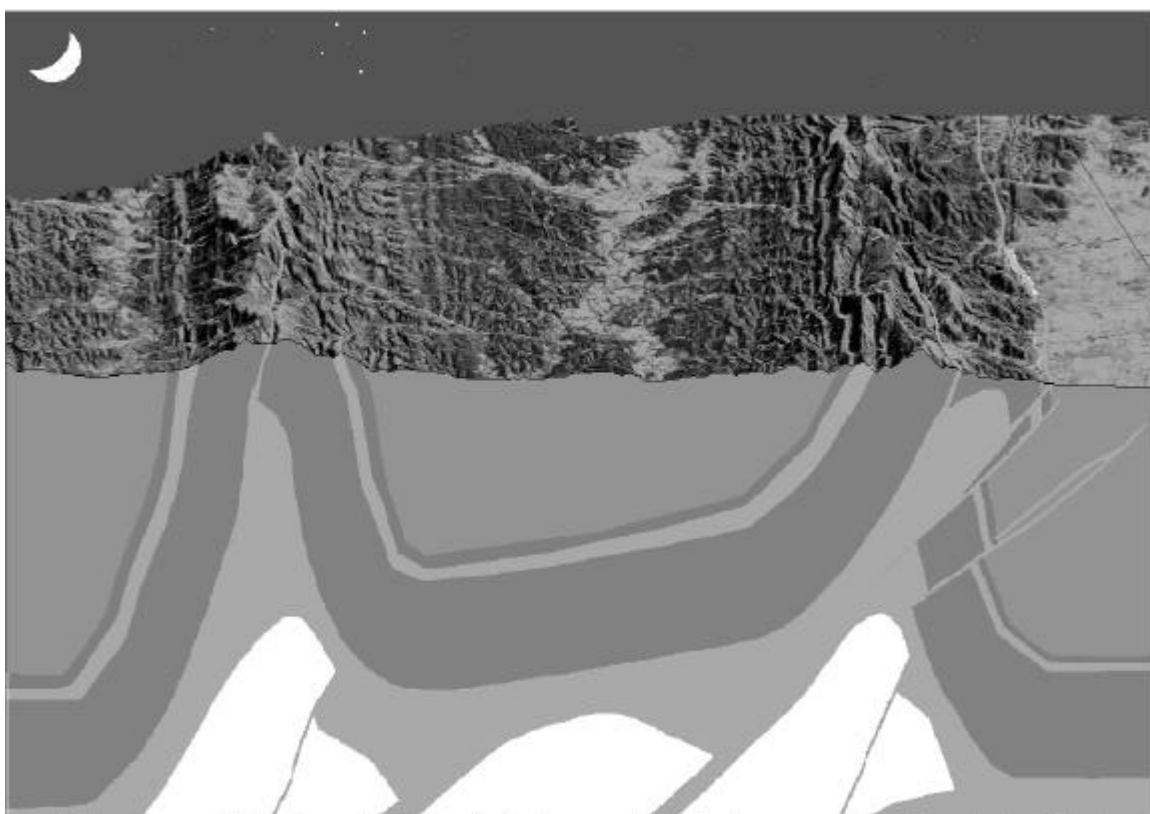


Fig. 4 - Sección geológica basadas en geología de superficie, sísmica y pozos (modificado de Coletta et al, 1997).