



TECNOLOGÍAS PETROLERAS A UTILIZAR EN LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN AGUAS PROFUNDAS.

Orlando Baqué Maceo⁽¹⁾, Odalys Reyes Paredes⁽²⁾,

1. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Washington # 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.P. 12 000, C. Eléct.: obaque@ceinpet.inf.cu
2. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Washington # 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.P. 12 000, C. Eléct.: oreyes@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

La perforación costa afuera evolucionó en dos direcciones principales. En primer lugar, en el desarrollo de tecnologías para perforar pozos en zonas en las que la columna de agua aumentaba año tras año. Las plataformas más comúnmente utilizadas para la perforación de pozos petroleros de exploración y desarrollo a estas profundidades son las semi-sumergibles y barcos anclados o de posicionamiento dinámico. En una segunda dirección, se han desarrollado los equipos y herramientas de terminación de pozos que se han sumergidos en el agua, en lo que se denomina completamiento submarino.

La producción de petróleo en aguas profundas también se caracteriza por una producción temprana, capaz de garantizar en sus inicios la producción de petróleo de los campos marinos. Las completaciones submarinas, las líneas de flujo hacia la superficie, las unidades flotantes de almacenamiento y descargue (FSO por sus siglas en inglés), las unidades flotantes de producción, almacenamiento y descargue (FPSO por sus siglas en inglés), son algunas de las técnicas que caracterizan este período.

El camino inevitable para encontrar y producir nuevas reservas de hidrocarburos en regiones de aguas profundas y ultraprofundas mundialmente ha alcanzado un paso significativo en los años 1998 y 1999; y parece cierto que la industria por sí misma reconoce que estas aguas le proporcionarán la llave de su supervivencia futura y éxitos internacionales.

ABSTRACT

The offshore technology developed in two main directions. First, in the technology to drill exploration and development wells in deep and ultra-deepwater zones. The floating platforms more usually used for the exploration and development well drilling are the semi-submergibles and ships anchored or dynamically positioned. In the second direction, it was developed the completion equipment and tools, which were submerged in water. This was named subsea completion.

The oil production in deepwater also is characterized by an early production, capable of guaranteeing the first oil offshore production of the field. The subsea completions, the flow pipelines towards surface, the Floating Storage and Offloading Vessels (FSOs), the Floating Production, Storage and Offloading Vessels (FPSOs) are some of the techniques that characterize this period.

The inexorable drive to find and produce new hydrocarbon reserves in both deep and ultra-deepwater regions worldwide has gathered significant pace in 1998 and 1999, and what seems apparent is that the industry itself recognizes that these waters hold the key to its future survival and international success.



INTRODUCCION

La industria del petróleo y el gas ha extendido sus operaciones de exploración y producción hacia el mar. Esta evolución se ha producido a lo largo del último siglo, a partir de 1897 cuando se instaló el primer mástil de perforación encima de un muelle en las costas de California (EE.UU). Más adelante, se comenzaron a utilizar los equipos de perforación costa afuera, con plataformas marinas, semi-sumergibles y Jack up y embarcaciones de perforación con sistemas de posicionamiento dinámico.

En el presente trabajo se actualiza a la compañía nacional petrolera Cuba Petróleo (CUPET) en las tecnologías de *Perforación*, *Operaciones wireline*, *Completamiento de pozos* y *Producción temprana* para la exploración y producción de campos petroleros offshore mediante una búsqueda bibliográfica profunda y actualizada de estas actividades.

MATERIALES Y METODOS

Se realiza una búsqueda de información a través de INTERNET, bibliotecas especializadas, participación en cursos con profesores extranjeros, consultas y asesorías con personal de CUPET y otras compañías. Se revisaron las Revistas OFFSHORE de los años 1998 hasta Enero del 2000, se visitaron los sitios Web de más de 20 compañías petroleras entre otros, se realizó una búsqueda de todos los países que en el ámbito mundial aplican la tecnología offshore. El procesamiento de la información nos condujo a la precisión de los factores fundamentales a tener en cuenta en la tecnología petrolera offshore que aparecen estandarizados por compañías que operan en las principales áreas del mundo.

RESULTADOS Y DISCUSION

La tecnología de aguas profundas, por su naturaleza, es algo que cambia con el tiempo, permitiéndole a la industria trabajar cada vez más a mayores profundidades. Hoy en día, se consideran aguas profundas a aquellas que sobrepasan los 500 metros de tirante de agua; y ultraprofundas a las que sobrepasan los 1500 metros. Esta clasificación varía de acuerdo a la localización geográfica, así, en el caso del Golfo de México, el Gobierno de E.U. considera un tirante de 300 metros como límite para las aguas someras.

Actualmente las áreas con mayor actividad en aguas profundas a escala mundial son, en primer orden, el Golfo de México, las costas de Brasil, el Golfo de Guinea, el margen del Atlántico (Oeste de las Islas de Shetland), las costas profundas de Noruega (Cuencas de Moere y de Voering) y el Noroeste de Australia. Todo esto ha sido posible gracias a los avances de la tecnología offshore, la cual ha reducido grandemente los costos técnicos (exploración y desarrollo) en la producción de un barril de petróleo.

La perforación en aguas profundas.

La realización de una perforación petrolera en aguas profundas requiere de la utilización de una plataforma flotante o anclada sobre el fondo del mar capaz de reproducir todas las funciones que se pueden encontrar normalmente sobre un equipo de perforación en tierra. Estas condiciones aumentan la



complejidad de una plataforma de perforación en el mar y explican por sí solas el costo diario muy superior a aquel de un aparato en tierra con idénticas características.

La perforación en la exploración de aguas profundas: Se trata frecuentemente de zonas nuevas no equipadas de infraestructuras en el mar y a veces desprovistas de un puerto que pueda servir de base operacional. La elección de la plataforma de perforación se efectúa según las directrices siguientes:

- ☐ profundidad superior a 100 metros: barco o semi-sumergible,
- ☐ zona aislada, presencia de icebergs: naves de posicionamiento dinámico,
- ☐ mar difícil: semi-sumergible,
- ☐ profundidad superior a los 400 metros: naves de posicionamiento dinámico,

Otros criterios pueden ser tomados en cuenta para la elección de un equipo para la perforación de un pozo exploratorio, como notablemente la disponibilidad o la movilidad para el caso de un programa de perforación de varios pozos. La capacidad o la carga móvil del equipo debe ser elegida en función del programa de perforación escogido y del alejamiento de la base logística.

La perforación durante el desarrollo de los yacimientos: En todos los casos existe un ambiente petrolero con una base en tierra para el almacenamiento de los materiales y de los productos. La elección del equipo de perforación depende esencialmente de las condiciones meteorológicas. Las perforaciones de pozos de desarrollo en las profundidades marinas (>300 metros) se consideran un caso particular ya que se trata del límite de la tecnología actual. Se realiza frecuentemente con la ayuda de un semi-sumergible anclado o de un navío de posicionamiento dinámico; la producción se realiza entonces a partir de cabezales de pozos submarinos. En todos los casos, ya que la perforación es agrupada en estructuras fijas emergentes, el drenaje de los yacimientos se realiza mediante perforaciones dirigidas.

Las plataformas para la perforación en aguas profundas: Existen dos grandes categorías de equipos de perforación utilizados en el mar: los equipos móviles flotantes o anclados en el fondo; y los equipos integrados a las estructuras fijas de producción para la perforación de pozos de desarrollo.

Para la exploración y producción de petróleo en aguas profundas es imprescindible la utilización de plataformas flotantes o ancladas para la perforación de los pozos. Cuando la profundidad del agua sobrepasa los 100 metros, se está prácticamente obligado a prevenir una instalación flotante de perforación, frecuentemente mantenida en posición por un sistema de anclaje funicular (con cables enlazados a las anclas) o por un sistema de posicionamiento dinámico. A causa de los movimientos de las olas y de las variaciones del nivel marino, una plataforma como esta, necesita un dispositivo de compensación de la longitud en la sarta de perforación.

Los barcos de perforación: Para su utilización en la perforación, el navío es transformado y se le monta un equipo de perforación. El puente se convierte en almacén de tuberías, el bombeo y el tratamiento del lodo son instalados en las bodegas. El mantenimiento del navío en el sitio de la perforación es garantizado por un sistema de anclaje funicular de 8 a 10 líneas. Estos navíos estaban limitados a profundidades de agua del orden de los 200 metros a causa de sus capacidades reducidas de almacenamiento. Otra generación aparece a principios de los años 70, con cascos especialmente



construidos de 150 a 160 metros de longitud, de 20 a 22 metros de ancho y de 7 a 8 metros de láminas de agua. La capacidad de cargas variables del orden de las 8000 toneladas permite almacenar de 600 a 1000 metros de riser y material para las perforaciones de 5000 metros. El anclaje funicular es entonces reemplazado por un sistema de posicionamiento dinámico que utiliza los propulsores principales y los propulsores transversales en túnel que mantienen al equipo en la vertical del punto de perforación. La potencia instalada sobrepasa los 11 MW. Estos navíos de grandes movibilidades (figura 1) han permitido la exploración de zonas difíciles en los mares árticos concurridos por los icebergs (o en láminas de agua mayores de 2000 metros donde los descubrimientos de los yacimientos quedan por el momento inexplorados).

Las plataformas semi-sumergibles (figura 2): Alrededor del año 1966, aparecen los primeros gran semi-sumergibles constituidos de pontones inmergidos, asegurando la flotación y enlazados a un puente por columnas. En comparación con un navío de perforación de 160 x 25 metros, la sección de las interfaces agua/aire es reducida por un factor 10, lo que asegura una gran estabilidad incluso por la influencia de una fuerte ola. La altura del puente a la base de los pontones es del orden de los 40 metros con una inmersión de 22 metros en posición de perforación. El traslado se efectúa sin líquido en sus compartimentos, con un tirante de agua de aproximadamente 7 metros en correspondencia con la altura de los pontones. El anclaje es realizado por medios de cadenas o cables, asociados a anclas de 10÷15 toneladas. A finales de los años 1970, los semi-sumergibles podían perforar a 500 metros de lámina de agua con un anclaje funicular clásico, a un precio de aumento del tonelaje. Ciertos aparatos estuvieron dotados de posicionamiento dinámico y el desplazamiento alcanzó las 50000 toneladas (Henri Goodrich).

El anclaje de las plataformas flotantes: Previamente a su anclaje, es conveniente determinar la dirección, según la cual será orientada la plataforma con el objetivo de que las acciones de los elementos exteriores entren lo menos posible en conflicto con el desarrollo de las operaciones de la perforación.

Un barco, cualquiera que sea, es siempre vulnerable sobre sus flancos y el solo medio de defensa que él puede oponer a la fuerza de estos elementos es poner su proa de frente a las olas. Si los elementos lo golpean transversalmente, obtenemos como resultado una presa importante del viento, debido a las fuertes tensiones en las líneas de anclajes laterales que conllevan a un desgaste de las anclas y a veces, a la ruptura de las líneas; y un balanceo importante, interrumpiendo toda operación. Entonces, es conveniente determinar el sector de origen de los vientos y las olas más frecuentes para que el barco se encuentre con la proa frente a ellos por si las condiciones ambientales se convierten desfavorables.

Para un semi-sumergible, la acción de los elementos con relación al eje principal tiene mucha menos importancia que para un barco. La elección de la posición de la membresía es subordinada a la posición del helicóptero, de los puestos de amarre de los barcos de abastecimientos y de los flears (antorchas). Como en el caso anterior, después de haber determinado las direcciones y los sectores de origen de los vientos y las olas, se elige la orientación que permita al helicóptero de aterrizar y despegar de frente a los vientos dominantes, sin ser molestado por la torre de perforación; a los barcos de abastecimientos de



atrascar frente a las olas dominantes con el fin de limitar sus movimientos durante las operaciones de cargue y descargue y de poder utilizar las antorchas en todo momento.

Posicionamiento dinámico: Los barcos de posicionamiento dinámico utilizan propulsores laterales y las hélices de desplazamiento convencionales para mantenerse en la vertical de la cabeza del pozo submarino. La gran ventaja de esta técnica es la movilidad de la embarcación gracias a la ausencia del sistema de anclaje. Por lo tanto, este sistema de posicionamiento dinámico es independiente de la lámina de agua.

Para una perforación petrolera, el récord de profundidad de la cabeza del pozo es superior a los 2000 metros. Las dificultades en la actualidad se presentan en el comportamiento mecánico y el peso del riser.

Operaciones wireline realizadas en aguas profundas.

Las operaciones wireline en aguas profundas no requieren de grandes complejidades tecnológicas, estas se realizan desde la plataforma o barco, donde existe un espacio disponible para ubicar la unidad de registro. Las unidades de registro son unidades O.S.U (offshore service unit), tales como la unidad O.S.U-FE de la compañía Schlumberger. Esta unidad se traslada en barco hasta la plataforma. Una vez ubicada la unidad de registro y las herramientas, las cuales son trasladadas en la canasta de herramientas, se procede a bajar la herramienta al pozo utilizando el winche acoplado a la unidad de registro.

En plataformas flotantes los registros a cable representan un desafío debido a que la embarcación se levanta por causas de movimientos irregulares, lo que trae consigo la degradación de la resolución vertical de los datos y variaciones en la profundidad de los registros. Las correcciones por el movimiento irregular de las herramientas son críticas para aquellos registros que implican una estadística volumétrica (neutrónicos), imágenes de alta resolución (FMS y BHTV) y mediciones compensadas del agujero (ejemplo, sónicos) y para precisar los datos de la toma de núcleos. En este caso la utilización de un wireline heave compensator (WHC) minimiza los efectos de movimiento de las herramientas de registro.

Se pueden realizar registros a hueco abierto (open hole logging), registros a hueco encamisado (cased hole logging) y registros durante la perforación. El tiempo de duración de los registros depende de muchas variables, como es profundidad del agua, longitud del intervalo a registrar, velocidad del registro, tipo y número de herramientas a utilizar.

Operaciones de registro utilizando coil tubing: En pozos altamente desviados (encima de los 60°) y pozos horizontales existen grandes dificultades para correr las herramientas dentro del hueco, de ahí la posibilidad de utilizar coil tubing o tubería flexible para correr las mismas. El tubing es usado para empujar o arrastrar la herramienta al intervalo de interés y serán herramientas nucleares dado que son las únicas capaces de leer a través del tubing.

Para realizar los registros utilizando coil tubing el cable es ensartado a través del coil tubing y entonces la cabeza del cable para la herramienta de registro es fijada rígidamente al final del coil tubing, una vez conectada la herramienta de registro en el coil tubing, el cual es relativamente flexible, puede ser empujada hacia el intervalo que va a ser registrado dentro del pozo. La velocidad del registro puede ser



controlada. El tubing generalmente tiene un diámetro de 1.25 o 1.5" (3.2-3.8cm) con una pared de espesor ligeramente menor que 0.10" (0.25 cm), la máxima profundidad es de 15,000' (4,571m). El registro puede hacerse a una velocidad por encima de los 200 pie/min. (65m/min). El coil tubing, como una tubería flexible, puede fracasar dado una torcedura o durante la tensión en el arrastre o empuje de la herramienta al agujero.

Registros durante la perforación (LWD). En muchas áreas los tiempos largos de operación en pozos en condiciones difíciles generan una porción significativa de los costos de perforación, especialmente en áreas marinas donde las tarifas de los taladros son elevadas. En estos ambientes las operaciones LWD son de costo efectivo ya que permiten obtener medidas de la formación durante la perforación, reduciendo drásticamente el tiempo necesario para evaluar un pozo por métodos convencionales. Por otro lado se dispone de la información en tiempo real, lo que permite tomar decisiones rápidas como revestir o no el pozo, ajustar los programas de extracción de núcleos, definir los intervalos de terminación y determinar el programa de perfilaje a pozo abierto. Un beneficio adicional del LWD está dado por el hecho de que los hoyos se encuentran en mejores condiciones a temprana edad, minimizando los efectos ambientales que requieren corrección. Actualmente los perfiles LWD se obtienen eficientemente adaptando un diseño modular de las herramientas de medición, estos se corren actualmente mientras se perfora para obtener perfiles previamente a la degradación del pozo y libres de efecto de lodo.

Completamiento en aguas profundas.

Los primeros pozos submarinos se completaban desde taladros de perforación semi-sumergibles con ayuda de buzos que dirigían el emplazamiento de los equipos y operaban las válvulas. Hoy en día, las completaciones submarinas pueden resultar demasiado profundas para los buzos, de tal modo que los equipamientos de producción se controlan y manejan por medio de vehículos operados por control remoto (ROV). El simple conjunto de cabezal de pozo y tuberías de conducción se ha ampliado hasta incluir varios cabezales conectados a un conjunto de válvulas de distribución a través de líneas de flujo, y luego a un sistema de producción flotante, a una plataforma cercana o a las instalaciones emplazadas en la costa.

La tecnología submarina comprende hoy en día una amplia variedad de equipamientos y actividades: cables guías para descender los equipos al fondo del mar, árboles de válvulas de cabezal de pozos, o de producción, preventores de reventones (BOP), árboles de intervención y de pruebas, conjunto de válvulas y de distribución, plantillas, vehículos operados por control remoto (ROV), líneas de flujo, tubos ascendentes (risers), sistemas de control, sistemas de distribución de energía eléctrica, bombeo, medición de fluidos, separación y reinyección de agua.

En algunas zonas, como el Golfo de México y el área marina de Brasil, será necesario traspasar las barreras de la tecnología limitada por la profundidad. En todo el mundo solo se han completado dos pozos desde profundidades del fondo del mar superiores a los 1524 m (5000 pies).



Existen dos tipos de embarcaciones capaces de realizar la perforación, el completamiento y los servicios en los pozos submarinos: un sistema flotante anclado al fondo del mar y otro que mantiene su ubicación sobre el pozo con un sistema de posicionamiento dinámico. En ambos casos es necesario que la embarcación se mantenga en la ubicación correcta o en posición.

El proceso básico de completar un pozo submarino con un árbol de producción horizontal se puede describir como una serie de cinco pasos, que comprenden varias tareas derivadas dentro de las cinco categorías principales: suspensión del pozo, instalación del árbol de producción, completamiento, instalación e intervención y aislamiento y preparación para la producción.

Para garantizar el éxito de las operaciones, las compañías operadoras y contratistas se enfrentan a nuevos desafíos en el desarrollo de los campos petroleros situados en áreas de aguas profundas. Estos desafíos comprenden temas relacionados con la seguridad y el medio ambiente, el diseño conceptual, los costos, la productividad de los pozos y la confiabilidad del equipamiento.

Habitualmente, las completaciones en aguas profundas se caracterizan por pozos submarinos con árboles de válvulas secos: diseñadas para una tasa de producción elevada; y por pozos submarinos con árboles de válvulas húmedos: son mucho más complejas que las completaciones para plataformas convencionales.

En los últimos 5 años, se han producido importantes cambios en la tecnología, el diseño conceptual y la complejidad de las operaciones en aguas profundas. Para mantener el constante crecimiento de estas operaciones, la industria petrolera se verá obligada a realizar continuos avances, para lo cual tanto los operadores como las compañías de servicios deberán ofrecer soluciones para los nuevos desafíos técnicos que se les presenten.

Producción temprana.

¿A qué le llamamos producción temprana?

No es más que la decisión de una compañía de desarrollar un campo con un sistema de producción temprana hasta que las instalaciones principales del mismo estén completadas. Este período también es asimilado por las compañías para maximizar y refinar las informaciones del yacimiento y mejorar los aspectos económicos del proyecto.

En la industria petrolera cuando se precisa de este tipo de producción en tierra no se requieren de grandes recursos para llevarla a cabo; sin embargo cuando nos referimos a yacimientos costa afuera, este período se encarece grandemente producto de la inexistencia de facilidades tecnológicas, de las condiciones hostiles concernientes a la producción offshore y a las medidas de seguridad ambiental que son necesarias tener en cuenta durante la extracción de petróleo en alta mar.

Para esta tarea en el mundo petrolero offshore se utilizan los FPSO (Floating Production, Storage and Offloading), FPDSO (Floating Production, Drilling, Storage and Offloading), DPS (Drilling Production and Storage), etc. y las facilidades submarinas (tied back). Generalmente son barcos conectados a los pozos



submarinos, los cuales poseen un equipamiento mínimo necesario para procesar el crudo y posteriormente este crudo es bombeado para otro navío, encargado de transportarlo hacia tierra.

Existen diferentes tipos de barcos almacenes encargados de procesar y almacenar el crudo hasta que este sea recogido en alta mar. Su tipo y tamaño depende de la profundidad del lecho marino, de las producciones esperadas del yacimiento, del sistema de completamiento submarino, etc. La mayoría de estos barcos almacenes son diseñado con dos sistemas de descargues, uno para operaciones normales con una boya y el otro es un sistema de descarga de reserva. Tienen una torre giratoria; y a través de ella es que se bombea el crudo hacia las otras embarcaciones. La misma gira para evitar accidentes en caso de mal tiempo y de esta forma asegurar un descarga continuo sin interrupciones. Ambos sistemas se localizan en la proa del barco; aunque en algunos barcos pueden encontrarse en la popa. Las instalaciones submarinas deben garantizar el traslado de la producción desde el cabezal del pozo hasta la superficie (los barcos de producción y almacenaje). Ellas pueden ser diversas y dependen fundamentalmente de las profundidades marinas y de las producciones esperadas del yacimiento.

CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta las características específicas de la zona económica exclusiva del Golfo de México que pertenece a Cuba y nuestro trabajo a través de las especialidades analizadas, podemos concluir lo siguiente:

Perforación

- Las únicas embarcaciones capaces de perforar y completar pozos en aguas profundas y ultraprofundas son las flotantes: barcos y semi-sumergibles.
- La elección y posición del navío de perforación depende fundamentalmente de las condiciones meteorológicas de la zona.
- La nueva tecnología offshore se implanta fundamentalmente en los equipos de perforación y las instalaciones submarinas.
- Las diferencias fundamentales entre las operaciones onshore - offshore están vinculadas con la forma de operación y ejecución de los programas en la plataforma.
- El personal que labore en las plataformas debe tener un profundo dominio de las técnicas y tecnología Offshore y estar debidamente actualizado.

Operaciones wireline

- Las plataformas siempre tienen un espacio disponible para la colocación de la unidad de registro.
- Los registros durante la perforación (LWD) nos posibilita la obtención de información más fidedigna y establecer criterios en cuanto a la terminación del pozo y corridas posteriores de registros.
- Un compensador de profundidad evita los errores de los registros provocados por las olas.

Completamiento

- Las instalaciones submarinas requieren de completamientos inteligentes.
- Las terminaciones submarinas se realizan con vehículos operados por control remoto (ROV).



- Existen dos tipos de completaciones submarinas: con árboles de válvulas secas y con árboles de válvulas húmedas.

Producción temprana

- Es la etapa inicial o definitiva de producción del yacimiento.
- Se destaca por la utilización de FPSO, FSO, FPDOS, etc. y las facilidades submarinas.

Generales

- Se consideran aguas profundas, aquellas que posean un tirante de agua entre 500 y 1500 metros de profundidad y ultraprofundas las que tengan más de 1500 metros.
- El precio de una embarcación de perforación depende de su disponibilidad y el precio del barril de petróleo.
- El personal de CUPET debe calificarse a través de cursos y entrenamientos para la explotación de yacimientos de hidrocarburos costa afuera.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Duey R., 1999, "Spec Surveys Bargains" Oil and Gas World, Vol. 91 No. 3, pag. 15-18

Nguyen J.P.(1993): Le forage. Techniques d'exploitation pétrolière. Editions TECHNIP. No 861. Francia.

Ashley Kishino A.C., J. Cromb, R. Hensley, otros. (2000): Oilfield Review. Schlumberger, primavera de 2000, 1-33

Dewan J.T.(1983): Essentials of modern Open hole log interpretation. PennWell Publishing company. USA

Smolen J.J.(1996): Cased hole and production log Evaluation. PennWell Publishing company. USA

Catalogo Cameron 1998-1999. Cameron

Revistas OFFSHORE. Años 1998-2000

Revistas E&P.Publicaciones HART. Años 1999-2000

Revistas Oil and Gas Latinoamericana. Años 1998-2000.

Offshore Tecnology- The Website for Offshore Oil and Gas Industry

Sitios Web de las firmas: Halliburton, Horizonoffshore, Schlumberger, Bjservices, Oil-gas, Petrobrás, Bakerhughes, Offshoreguides, www.deepwater.com



Fig. 1 Navio de perforación offshore.



Fig. 2 Plataforma semisumergible.

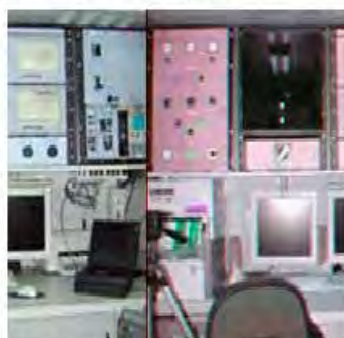


Fig. 3 Unidad de registro O.S.U.



Fig. 4 Winche acoplado a la
unidad de registro.



Fig. 5 Diagrama de explotación de un campo
petrolero offshore.



Fig. 6 Unidad de Producción, almacenaje y descargue
(FPSO).



Fig. 7 Barcos almacenes.



ESTIMULACIONES ÁCIDAS EN ROCAS VULCANOGENO - SEDIMENTARIAS DE CUBA

Felix S. Echevarría⁽¹⁾, Lourdes Lesmes⁽²⁾, Amalia Quesada⁽³⁾, R. Segura⁽⁴⁾, y Otros.

- (1) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington N.º 169 ESQ. A Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.. Eléct echegarria@ceinpet.inf.cu
- (2) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington N.º 169 ESQ. A Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.. Eléct lesmes@ceinpet.inf.cu
- (3) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington N.º 169 ESQ. A Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.. Eléct amalia@ceinpet.inf.cu
- (4) Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Washington N.º 169 ESQ. A Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C.. Eléct segura@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

Para la realización de estimulaciones ácidas nos basamos en los estudios realizados sobre Daño a la formación y en la composición Química – Mineralógica de estas formaciones Vulcanogeno – Sedimentarias, que a escala mundial no son convencionales y en las que existen muy pocos campos productores. Se parte de la premisa que las arcillas autigénicas son las que más afectan la permeabilidad del Yacimiento. El porcentaje de arcillas presente en este tipo de formación es alto y por consiguiente su matriz es arcillosa en gran parte.

A escala de laboratorio, se estudió el efecto del tratamiento ácido en este tipo de formación, mediante ensayos de compatibilidad del ácido gastado con la roca y el petróleo, usando el modelaje de estimulación con mezclas ácidas en columnas de vidrio rellenas con formación (Método Express). También se realizó análisis mineralógicos, a través de estudios de secciones delgadas, realizándose además pruebas de hinchamiento para observar la capacidad de inhibir a las arcillas. Teniendo en cuenta todos estos factores, se diseñó una tecnología de tratamiento, que tiene como función evitar las formaciones de emulsiones, evitar el contacto directo del Ácido Fluorhídrico con los carbonatos, inhibir las arcillas y controlar las precipitaciones.

A escala de campo, esto se pudo realizar con gran éxito debido al uso de la herramienta selectiva, que nos permitió hacer una colocación efectiva de la formulación ácida en las zonas determinadas, con la ayuda de sistemas modernos computarizados (HDS), teniendo como resultado incrementos en la producción de petróleo de los pozos estimulados.

ABSTRACT

For stimulation design we base on the studies accomplished with Damage to the Formation and in the Chemistry - Mineralogical composition of these type of Formation Volcanogenic - Sedimentary, that to world scale are not conventional and in which exist very few producing fields. It is part of the premise that autigenic clays are those which more affect the permeability of the deposit. The percentage of present clays in this type of formation is high and consequently their counterfoil is clayey in large part.

In laboratory scale, was studied the effect of acid treatment in this type of formation, through compatibility trials of the acid spent with the rock and oil, using the modeling of stimulation with acid mixtures in glass columns fill with formation rocks (Express Method). Also was accomplished analysis mineralogical, through thin section studies, being accomplished furthermore tests of swelling clay for observe the



capacity of inhibiting the clays. Taking into account all these factors, was designed a treatment technology, that has as function to avoid the emulsion, to avoid the direct contact of the Hydrofluoric acid with the carbonate, to inhibit the clays and to control the precipitates.

In field scale, this could be accomplished with great due to success I use of the selective tool, that permitted us to make an effective placement of the formulation acid in the given zones, with the aid of computerized modern systems (HDS), having as a result oil increases in the production of the stimulated wells.

INTRODUCCION

Reservorios de hidrocarburos en rocas volcánicas son conocidos en Argentina, Georgia, Indonesia, EU y en Cuba en la Cuenca Central donde desde 1954 han sido descubiertos los yacimientos Jatibonico, Cristales y en 1990 Pina (6).

Aquí los Reservorios están compuestos por secuencias de basaltos, andesitas y tobas de diversos tipos pero de similar composición. El factor clave en estas rocas es el grado de fracturamiento tectónico que determina el potencial productivo de los pozos. Los petróleos son medios a ligeros de 20 a 40 °API, con bajo contenido de azufre y adecuados para la obtención de aceites básicos (4).

En nuestro país estos yacimientos tienen una larga historia de explotación durante la cual han presentado diferentes problemas, originados principalmente por daños severos a la formación que han conllevado a la disminución de la producción de petróleo. Podemos decir que se define de forma general como daño a la formación (2y3), toda restricción que afecte a la productividad o inyectabilidad del pozo, esta restricción puede ser causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con la cual se reduce la permeabilidad.

Para tratar de remediar el daño causado a la formación durante la perforación así como durante la explotación, se han aplicado hasta el presente diferentes tratamientos tales como, las estimulaciones ácidas, las Fracturaciones hidráulicas, la inyección de vapor, circulación de agua caliente y la inyección de petróleo ligero entre otros, siendo ampliamente estudiado por el colectivo de autores.

Estos tratamientos no siempre tuvieron resultados satisfactorios, ya que estos yacimientos presentan una gran complejidad mineralógica con la presencia de elevados contenidos de hierro, diferentes tipos de arcillas, compuestos de silicio, etc. Todo esto nos obliga a ser muy cuidadosos en la selección del tratamiento a aplicar y en el diseño de la formulación del mismo, para evitar que se produzcan daños mayores que los que queremos eliminar (3).

Teniendo en cuenta todos estos factores, en el laboratorio se diseñó una tecnología de tratamiento, que tiene como función evitar las formaciones de emulsiones, evitar el contacto directo del Acido Fluorhídrico con los carbonatos, inhibir las arcillas y controlar las precipitaciones de Hidróxido férrico.

A escala de campo, esto se pudo realizar con gran éxito debido al uso de la herramienta selectiva, que nos permitió hacer una colocación efectiva de la formulación ácida en las zonas determinadas, con la



ayuda de sistemas modernos computarizados como el HDS. Mediante los análisis de composición química y mineralógica del ácido gastado con formación, en el laboratorio y de los fluidos de retorno de los tratamientos realizados, se pudo observar la efectividad de los tratamientos propuestos, ya que en todos los casos el pH del ácido gastado ha tenido valores por debajo de 2, observándose además los incrementos de Ca^{2+} , Mg^{2+} , Al^{3+} , Fe^{3+} y SiO_2 lo que nos indica el mejoramiento de la permeabilidad en las zonas tratadas.

Por lo tanto el uso en nuestras formulaciones de Preflujos de Ácido Acético al 10 % más Cloruro de amonio, permiten tener control sobre el pH del ácido gastado y el hinchamiento de las arcillas en este tipo de formación, teniendo como resultado incrementos en la producción de petróleo de los pozos estimulados.

MATERIALES Y METODOS

Para desarrollar este trabajo se utiliza como base el estudio realizado sobre el Daño a la Formación en este tipo de colector, donde se analizó los diferentes tipos de tratamientos aplicados. También se utiliza toda la información obtenida del análisis del historial de producción de cada pozo, para comparar los resultados antes y después del tratamiento. Se procesa además toda la información que nos brinda los diferentes tipos de registro, Utilizando el programa HDS para la interpretación de los resultados.

La metodología de trabajo utilizada, esta representada en la figura 1:

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se parte de la premisa que las arcillas autigénicas (caolinita, illita esmectita y clorita) son las que más afectan la permeabilidad del Yacimiento, ya que se encuentran directamente en el espacio poroso, en la trayectoria de los fluidos inyectados (3 Y 7).

También se tiene conocimiento de que el porcentaje de arcillas presente en este tipo de formación es alto y por consiguiente su matriz es arcillosa en gran parte.

Por lo tanto, los fluidos introducidos deben mantener el pH por debajo del valor correspondiente al punto de carga cero de las partículas, que esta en un intervalo de pH entre 3.5-4.6 y lograr que de esta forma estén inhibidas, evitando que se desprendan de la superficie de los granos, asegurando también por esta vía que su valor máximo no sobrepase un de pH de 2.2 para que de esta forma controlar también la precipitación de los compuestos de hierro que están presentes en porcentajes altos, debido a la presencia de las cloritas (1,3,7).

A escala de laboratorio, se estudió el efecto del tratamiento ácido en este tipo de formación, mediante ensayos de pruebas de compatibilidad del ácido gastado con este tipo de formaciones así como usando el modelaje de estimulación con mezclas ácidas en columnas de vidrio rellenas con formaciones Vulcanogeno – Sedimentarias, donde se pudo evaluar que las formulaciones pasadas a través de estas columnas, que tenían como resultado final un valor de pH menor de 3.5, mantenían o aumentaban considerablemente la permeabilidad, mientras aquellas donde el pH sobrepasaba este valor causaban Tupición, reduciendo la permeabilidad a cero. También se hicieron análisis mineralógicos, a través de



estudios de secciones delgadas de porciones de formación que rellenaban las columnas después del tratamiento, pudiéndose identificar que la mayor precipitación de Hidróxido férrico correspondía a las mezclas ácidas de mayor pH(columnas tupidas) mientras que por otra parte, las secciones delgadas que presentaban menos precipitados de Hidróxido férrico y floculación de las arcillas correspondían a las columnas de pH de bajo valor (5).

En la tabla # 1 se muestra un ejemplo de resultados del modelaje de la estimulación con mezcla ácidas en columnas de vidrio rellenas con formación de este tipo de colector (Vulcanogeno – Sedimentarias) y saturado con petróleo del yacimiento respectivo.

Obs.Permeabilidades (KI,KII,KIII) Darcys

Como se puede observar en las tablas I y II, el método Express nos permite verificar si la formulación seleccionada es correcta o no para su aplicación en tratamiento seleccionado.

También al nivel de laboratorio se determinó la capacidad de intercambio catiónico por el método del azul de metileno a un compuesto de tobas y conglomerados, donde los valores obtenidos indican la presencia de arcillas en el mismo. Además se realizaron pruebas de hinchamiento, utilizando la metodología que aparece en la literatura especializada. Estas determinaciones se realizaron usando agua destilada y con soluciones de agua conteniendo 3% y 5% de Cloruro de amonio, observándose la capacidad de inhibir el hinchamiento del Cloruro de amonio. Figura 2

Teniendo en cuenta todos estos factores, en el laboratorio se diseñó una tecnología de tratamiento la cual tiene en su composición un preflujo de petróleo ligero +TA, un preflujo de Hac(10)+ TA y la solución ácida formada por HCl-HF + TA (7).

Esta Tecnología ha sido aplicada en varios pozos con resultados positivos.

En la tabla # III puede observar un ejemplo de análisis de fluidos de retorno de uno de los pozos, estimulado con este método, donde se compara los parámetros del fluido inyectado con el que sale del pozo, observándose los incrementos de estos parámetros en el fluido de retorno, lo que nos verifica el funcionamiento adecuado de la formulación seleccionada (7).

En la figura 3 se puede observar los incrementos de la producción de petróleos después de aplicado el tratamiento(producción real). Además en ella se pueden observar el comportamiento que tiene la producción base, donde si no se le aplica un tratamiento de estimulación, esta tiende a cero.

Aquí se muestra la efectividad que tiene esta tecnología, en este tipo de formación Vulcanogeno – Sedimentarias.

CONCLUSIONES

- Se creó una tecnología de estimulación ácida para aplicarla en los yacimientos de rocas Vulcanógeno - Sedimentarias.
- Con el método propuesto se logra incrementar la producción de petróleo ligero, de gran importancia para la fabricación de aceites básicos.
- Las formulaciones ácidas utilizada cumplieron sus objetivos propuesto, al obtener una mejor reacción con la formación expuesta al tratamiento.



- Los incrementos de producción obtenida, muestran la efectividad del tratamiento.
- El uso de la herramienta selectiva, nos permite hacer un tratamiento más exacto de las zonas que necesitan ser estimulada, para mejorar su comunicación con el pozo.
- El tratamiento se realiza con bajos costo, recuperándose en corto plazo, los gasto incurrido.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICAS

- 1- Christophrer M. (1981). Understanding Sandstone acidicing leads to improved field practice.
- 2- Garaicochea F. (1981). Estimulación de yacimientos.
- 3- Ciguela S., J. Guzmán, I. Kancev, M. Ventresca (1995) Daños a la formación y estimulaciones de pozos.
- 4- Echeverria F.,O. Pascual, L. Lesmes (1998). Informe de las etapa 9, 10 y 11 del proyecto 2008 Estimulaciones de Cristales. Archivo del CEINPET.
- 5- Crowe (1986). Precipitation of hydrated silica from spent hydrofluoric acid; How much of a problem is it.?
- 6- Garcia F, Pronostico de la Produccion de petroleo en reservorios Volcánicos aplicando el metodo de Montecarlo.
- 7- Schechter Robert, Oil Well Stimulation



Tabla # I Modelaje de la estimulación columna de vidrio

Columnas de Vidrio	1	2	3	4
Material de relleno	toba	toba	toba	toba
Tamaño de partículas (mm)	0.05-0.1	0.05-0.1	0.5-0.1	0.5-0.1
Volumen poral, (ml)	9.5	9.28	9.14	8.93
Porosidad	0.532	0.537	0.500	0.512
Permeabilidad inicial del núcleo sin saturar KI (Darcys)	2.24	2.13	1.33	1.26
Permeabilidad del núcleo después de saturado con crudo del yacimiento KII(Darcys)	1.33	0.80	0.65	0.81
Volumen de mezcla ácida utilizada, (ml)	20	20	10	10
Composición de la mezcla ácida	%HCL, %Hac %Servo, %disolvan	%HCL, %Hac %Servo, %disolvan	%HCL, %Hac %Servo, %disolvan	%HCL, %Hac %Servo, %disolvan
Permeabilidad final del núcleo después de la Estimulación KIII (Darcys)	1.25	Tupición	Tupición	1.71
pH	<2.2	>3	>3	<2.2
Observaciones	No mejora la KII después de la acidificación	Perdida de la KII después,de la acidificación	Perdida de la KII después,de la acidificación	Incremento de la KII después de la acidificación.

Obs.Permeabilidades (KI,KII,KIII) Darcys

Tabla # II, Resultados de los análisis químicos –mineralógico realizados a porciones de relleno de las columnas antes y después de la acidificación.

Análisis	Antes de la acidificación	Después de la acidificación
Litología	*Sección delgada # 1 Toba Vitrocristalolito clástica de composición media a básica constituidos por fragmentos de rocas volcánicas, granos de calcitas, cuarzo, plagioclasa, vidrio volcánico y arcillas por alteración del vidrio(contiene en general hierro (Fe_3O_4),Aluminio, Silicio, Calcio, Arcillas)	*Sección delgada 4^a ,zona superior de la columna 4. (Alteración de la plagioclasa y el vidrio volcánico, floculación de arcillas) *Sección delgada 4 b , zona media de la columna 4. (Grumos arcillosos impregnado por precipitados de $Fe(OH)_3$.) *Sección delgada 3 ,Zona media inferior de la columna3. (Mayor precipitación de $Fe(OH)_3$, que en las secciones anteriores)
Contenido de $CaCO_3$	11.5 %	---
Contenido de Fe_3O_4	4.14 %	---

*Secciones delgadas estudiadas por microscopia electrónica.



Tabla # III Análisis Fluidos de retorno.

Análisis	UM	Muestra Acida Tanque	Fluidos Retorno	Diferencia
Densidad	G/ml	1.03	1.095	0.065
Acides (H ⁺)	%	9.62	1.15	-7.85
Fe ²⁺	Mg/l	635	6500	5865
Fe ³⁺	Mg/l	104	7300	7196
Hierro Total	Mg/l	739	13800	13061
Ca ²⁺	Mg/l	180	24800	24620
Mg ²⁺	Mg/l	85.12	972.8	887.68
Al ³⁺	Mg/l	0	230	230
So ₄ ²⁺	Mg/l	195.46	193.4	-2.06
Sio ₂	Mg/l	0	32300	32300
CaCo ₃	Mg/l	2000	6600	6600
pH		-	2	2





EVALUACION DE LAS PROPIEDADES COLECTORAS DE LOS PROSPECTOS PETROLEROS UBICADOS EN EL SECTOR SURORIENTAL DE CUBA.

Jorge G. Ruiz Ibarra⁽¹⁾, (ISPJAE). Guillermo Miro Pages⁽²⁾ y Maritza Rodríguez Viera⁽³⁾

- (1) Instituto Superior Politécnico “José A. Echeverría”, Calle 124 s/n, Marianao 15, Ciudad de La Habana, Cuba. C. Elect: jorge@civil.ispjae.edu.cu
- (2) Instituto Superior Politécnico “José A. Echeverría”, Calle 124 s/n, Marianao 15, Ciudad de La Habana, Cuba. C. Elect: gmiro@civil.ispjae.edu.cu
- (3) Centro de Investigaciones del Petróleo. Washington No. 169, Habana 12000

RESUMEN

En el trabajo se describe la metodología para evaluar cuantitativamente las propiedades colectoras de los objetivos y prospectos petroleros por el tope del Cretácico, que se encuentran distribuidos en el sector suroriental de Cuba (en las áreas de Ana María – Vertientes - Guacanayabo - Cauto) mediante los datos geológicos, geofísicos de pozos y sísmicos existentes en esta región para lo cual se establecieron dependencias estadísticas entre: las porosidades medias de intervalos determinadas de los datos de los métodos geofísicos de pozos, con las velocidades de Intervalo derivadas del procesamiento de las líneas sísmicas que contienen a los pozos estudiados.

Fueron analizadas las líneas sísmicas que pasan por los prospectos a las que se les calcularon los valores de las porosidades, sobre la base de las ecuaciones previamente establecidas. Como resultados del trabajo se pudo evaluar a las estructuras, atendiendo tanto al comportamiento de sus propiedades colectoras como a otros criterios geologo-geofísicos y en segundo lugar se ha establecido una metodología que permite inferir las características colectoras de las estructuras de interés a partir de la integración de los datos sísmicos de superficie y geofísicos de pozos, la que es susceptible de ser empleada en otras regiones del País.

ABSTRACT

In the work the methodology is described to evaluate the properties colectoras of the objectives and oil handouts quantitatively for the one it collides of the Cretácico that are distributed in the sector suroriental of Cuba (Ana María - Vertiente - Guacanayabo - Cauto) by means of the geologic data, geophysical of wells and seismic existent in this region for that which statistical dependences settled down among: the porosities certain stockings of intervals of the data of the geophysical methods of wells, with the derived speeds of Interval of the prosecution of the seismic lines that contain to the studied wells.

They were analyzed the seismic lines that go by the handouts to those that were calculated the values of the porosities, on the base of the previously established equations. As results of the work you could



evaluate to the structures, assisting so much to the behavior of their properties colectoras like other geologist-geophysical approaches and in second place a methodology that allows to infer the characteristic colectoras of the structures of interest starting from the integration of the seismic data of surface has settled down and geophysical of wells, the one that is susceptible of being an employee in other regions of the Country.

INTRODUCCION

Uno de los problemas importantes en la exploración petrolera es la de determinar mediante la información sísmica y los datos de pozo en conjunto las propiedades colectoras de las rocas en los objetivos petrolíferos tanto en los perfiles que los cortan como en los mapas de un área determinada.

En el trabajo se evalúan en forma cuantitativa las propiedades colectoras que caracterizan a los prospectos petroleros por el tope del Cretácico (Domínguez, R y otros,), que se hallan distribuidos a lo largo y ancho de la región suroriental de Cuba (en los sectores de Ana María - Vertientes - Guacanayabo - Cauto).

La estrategia concebida para el desarrollo del presente trabajo fue establecida sobre experiencias existentes sobre la solución de tareas similares en otras partes del mundo (González, E.), (Guenther, S.N.), (Guidish, T. y otros,), (Van Wijhe, D.H.), y los propios criterios de los autores y consistió en:

- 1.- Calibración de los datos geológicos, geofísicos de pozos y sísmicos en los pozos profundos existentes en esta región, estudiando la posibilidad de establecer dependencias estadísticas para el Cretácico entre estos datos, en las líneas sísmicas que contienen a los pozos de interés y en la posición específica de la ubicación de estos.
- 2.- Análisis de todas las líneas sísmicas que reflejan los prospectos y objetivos investigados, calculando los valores de las porosidades para cada profundidad de estos en la región, sobre la base de la evaluación de las ecuaciones estadísticas previamente establecidas, y su evaluación desde el punto de vista de petrolero mediante este y otras propiedades.

DESARROLLO DEL TRABAJO.

En este trabajo, la estrategia empleada para dar solución a la tarea planteada consistió en esencia en establecer relaciones estadísticas entre los datos geofísicos de pozos y sísmicos disponibles para el Cretácico, a fin de definir ecuaciones de regresión que pudiesen ser extrapoladas y permitiesen pronosticar los valores de las porosidades mediante los datos sísmicos en los sitios de ubicación de las estructuras de interés.

Una seria limitación existente para dar solución a la tarea planteada con el rigor requerido, consiste en la poca cantidad de pozos profundos existentes que alcancen los horizontes del Cretácico, en este sentido, solo dispusimos de los datos geologo-geofísicos obtenidos en 3 pozos profundos: Ana María, Tortuga Shoals, y Angelito distribuidos hacia el extremo noroccidental del área.



De estos pozos contamos con el siguiente complejo de datos: Registros de los métodos geofísicos de pozos (acústico, de resistividad aparente, radioactivos), Cortes de tiempos obtenidos a lo largo de las líneas sísmicas que pasan por los pozos referidos (o por sus proximidades inmediatas), datos geológicos y columnas litoestratigráficas de los pozos. Con esta información se realizaron en síntesis las siguientes tareas:

- 1.- En los cortes de tiempos sísmicos se determinaron los valores de las velocidades de intervalo sísmicos V_{intS} que se encuentran hacia las mayores profundidades a partir del tope del Cretácico, en los puntos de los perfiles sísmicos donde se encuentran ubicados los pozos.
- 2.- Fueron correlacionados los intervalos con comportamiento uniforme de las Velocidades de intervalos definidos, con las capas sismogeologica principales existentes, según los datos de los pozos. Para la solución de esta tarea se emplearon los datos del VSP realizado en el pozo Ana María 1 así como el sismograma sintético calculado previamente en este pozo.
- 3.- Se establecieron las velocidades de intervalo acústico V_{intA} derivadas del método acústico de pozo. En este punto debe significarse que en el pozo Tortuga Shoals no se posee datos de método acústico de pozo por lo que aquí fue necesario obtener la curva pseudoacustica a partir de los datos de registros eléctrico de pozo mediante la ecuación de regresión calculada previamente en el pozo Rabihorcado (Miro, G.).
- 4.- Análisis y definición de la correlación estadística existente entre las velocidades de intervalo derivadas del procesamiento de los datos sísmicos V_{intS} de superficie (en las posiciones de ubicación de los pozos) y las velocidades correspondientes a los mismos intervalos anteriormente referidos, derivadas de los datos del método acústico de pozo V_{intA} .
- 5.- Análisis y definición de la correlación estadística entre las velocidades de intervalo acústicas con las porosidades determinadas en los pozos y finalmente la definición de la relación entre las porosidades con las velocidades de intervalo sísmicas.
- 6.- Calculo de las porosidades mediante los datos sísmicos, con la ecuación anteriormente definida, en los objetos y prospectos petroleros de cada sector de la región y análisis y definición de las correlaciones estadísticas entre las profundidades medias de cada intervalo y las porosidades (curva de compactación) para cada uno de los objetivos y prospectos de cada sector.

Como resultado se obtuvo la siguiente ecuación de regresión (fig 1) con buen coeficiente de correlación ($Cc= 0,79$) que vincula a las velocidades de intervalo sísmicas con las acústicas:

$$V_{int A} = 1.238V_{int S} - 999.35$$

La buena relación entre ambas velocidades se explica por la similar dependencia que tienen estas de los parámetros elásticos, independientemente de las diferencias en las frecuencias de registro y de resolución implícitas en ambos tipos de metodología de medición.



La regresión (fig 2) entre los valores de las porosidades medias ϕ de cada intervalo y las velocidades de intervalo acústica V_{intA} de los datos de los métodos geofísicos de pozo resulta una buena correlación ($Cc=0.7$) con ecuación de regresión calculada de la forma:

$$\phi = \frac{33333.3}{V_{intA}} - 66.6$$

De las dos ecuaciones anteriores queda establecido el vínculo entre la porosidad y la velocidad de intervalo sísmico V_{intS} lo que constituye el objetivo principal buscado. La expresión obtenida es del tipo:

$$\phi = \frac{33333.3}{1.238V_{intS} - 999.35} - 66.6$$

El grado de confiabilidad de los cálculos de porosidades realizados sobre la base de las ecuaciones establecidas depende de dos factores principales:

- 1.- Margen de error de los valores de las V_{intS} derivados del procesamiento de los datos sísmicos.
- 2.- Posibilidad de extrapolación de las ecuaciones determinadas sobre la base de los datos de los pozos, hacia toda la región.

Con relación al margen de error de las Velocidades de Intervalo, en la literatura geofísica, (Potapov, O. A.), (Albarracin, J.) se estima generalmente que estas son más representativas de la realidad geológica en la medida que mejor se ajuste el medio sismogeológico a los modelos de calculo, y con el fin de considerar este parámetro para estimaciones litológicas, las fuentes consultadas indican que se acepta un posible margen de error, del orden de varios cientos de m/s.

Con el fin de evaluar este factor se compararon los valores de las Velocidades de Intervalo en las estructuras, en los puntos donde se interceptan las líneas sísmicas, para valores de tiempos de registro referidos al tope del Cretácico. El resultado de este análisis indica que las diferencias entre las velocidades de intervalo entre las líneas sísmicas no sobrepasan los 500m/s y que el margen de error puede alcanzar hasta 18%, magnitud esta que estimamos aceptable a los efectos del objetivo del presente trabajo.

Con relación al grado de validez de las ecuaciones en toda la región, este depende de la medida en que se mantengan similares las características litológicas de los intervalos estratigráfico analizados. Para ello fueron comparados los valores de las Velocidades de Intervalo en los sectores de toda la región para $t \approx 1,0$ s que dio como resultado que en la mismas se observa un gradiente lateral en los valores de la velocidad de intervalo V_{intS} (mayores para el sector de Ana María 3750v- 5000m/s, medios para Guacanayabo 3000 – 4200m/s y menores para el Cauto 2500 – 3700m/s) lo que indica diferencias litológicas pero no muy marcadas por lo que el cálculo de las curvas de compactación debe de ser realizados para cada sector particular de la región.



RESULTADOS GENERALES

Una vez realizadas los análisis anteriores procedimos a calcular los valores de las porosidades en los lugares de ubicación de las estructuras de interés sobre la base de los datos de las V_{intS} determinados del procesamiento de los datos sísmicos de superficie.

Posteriormente como resultado del trabajo fueron analizados en forma combinada, entre otros, los siguientes indicadores para la evaluación de los objetivos y prospectos petroleros:

- 1.- Máxima profundidad a que pueden manifestarse rocas colectores (PMOCC): Este indicador fue evaluado sobre la base del análisis del gráfico de compactación (profundidad contra porosidad) para cada objetivo o estructura, determinándose en el mismo la profundidad donde la porosidad es nula.
- 2.- Posible litología predominante (PLPRE): Este indicador fue evaluado sobre la base de la pendiente de la tendencia de la gráfica de compactación en cada estructura y se fundamenta en que este parámetro es mayor cuando el corte es más carbonatado y lo contrario indica la presencia preferente de un corte terrígeno.
- 3.- Porosidad media de la cúpula de las estructuras. Esta porosidad fue calculada mediante las curvas de compactación de cada objetivo o prospecto según las profundidades definidas por las isolíneas que determinan la base y el tope de cada estructura.

En total fueron analizados 33 objetivos y prospectos petroleros de la región. El resultado de este análisis indica lo siguiente:

- 1.- Los sectores de Ana María y Vertientes son eminentemente carbonatados (manifiestan valores pequeños de las pendientes de la curva de compactación) en todos sus objetivos, mientras que el de Guacanayabo tiene componentes terrígenas en algunos y el del Cauto la presencia de terrígenos es mucho mayor; esto confirma lo analizado con respecto al gradiente de las velocidades de intervalos sísmicas en la región, indicado anteriormente
2. -. Las profundidades donde pueden esperarse rocas colectoras en todos los objetivos para los cuatro sectores, es menor de los 5000 metros y varía entre 2000 y 8000 metros.
- 3.- Las porosidades de las cúpulas de cada uno de los objetivos varían entre límites relativamente amplios son menores y más estrecho en Ana María (7 – 20%) que en los restantes, Guacanayabo(3 – 30%) y Cauto (3 - 38%) donde las porosidades de las cúpulas son algo mayores, lo que constituye un criterio adicional más que refiere la presencia de terrígenos en los últimos sectores referidos.

Además de los indicadores anteriores se analizaron los siguientes: presencia de Inversión de la velocidad sísmica de Intervalo asociada a las cúpulas de las estructuras, presencias de anomalías magnéticas, gravimétricas, morfométricas y aeromagamma espectrométrica, la presencia de indicios gasopetrolíferas en los pozos de los sectores y presencia de flat spot u otro tipo de estructura sísmica de interés (Domínguez, R y otros.), (Miro, G.).

Como resultado final del análisis de toda la información hemos concluido que cinco de los objetivos de la región, dos en el Cauto, dos en Guacanayabo y uno en Ana María son las estructuras mas perspectivas.



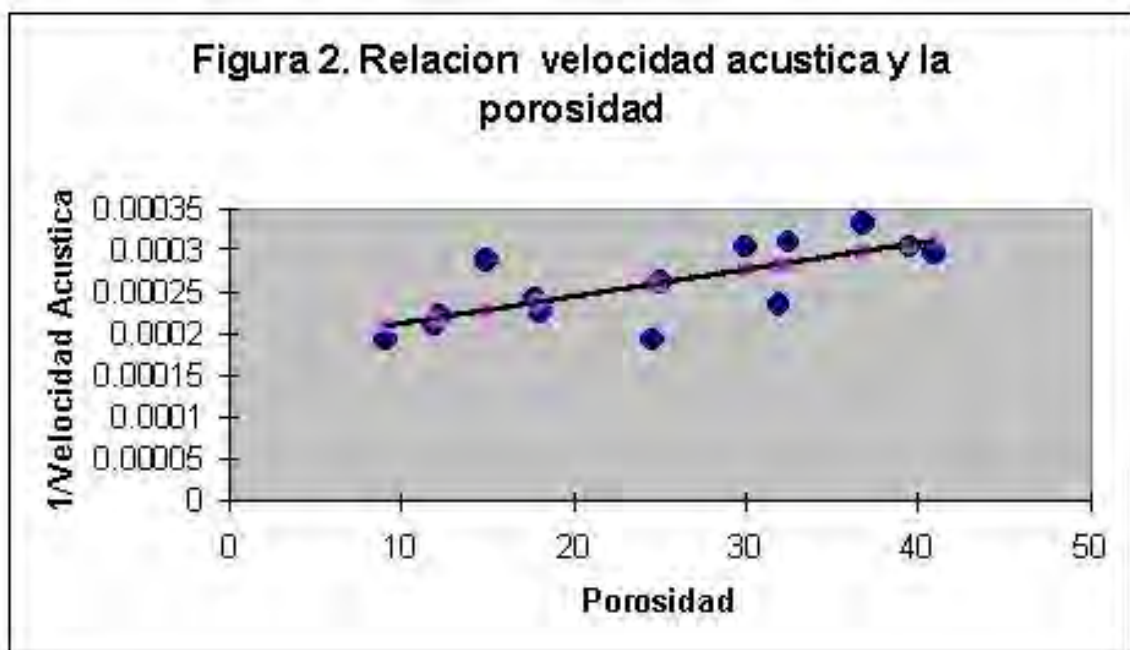
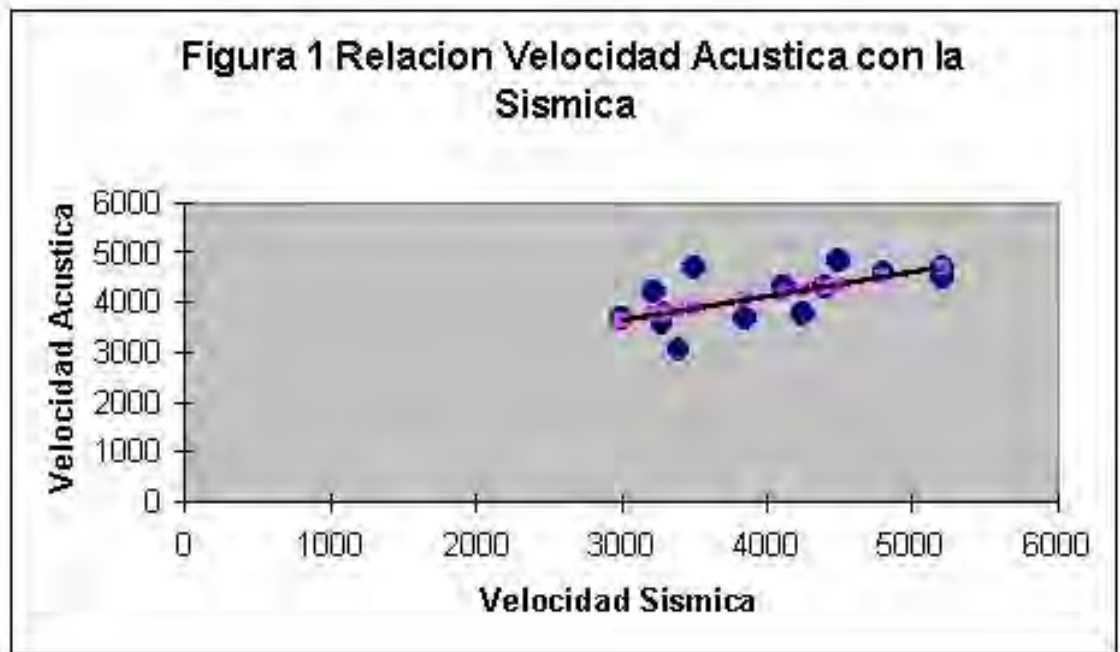
CONCLUSIONES

Ha quedado establecida una metodología que permite inferir las características colectoras de las estructuras de interés a partir de la integración de los datos sísmicos de superficie y geofísicos de pozos, la que es susceptible de ser empleada en otras regiones del País.

Se definieron 5 estructuras que son las que parecen presentar el mayor interés petrolero en la región sur oriental de Cuba atendiendo tanto al comportamiento de sus propiedades colectoras como a otros criterios geologo-geofísicos.

BIBLIOGRAFIA

- Albarracin, J. (1990). "Reconocimiento de índices geológicos de gran importancia por medio de sísmica. Ejemplos de la Cuenca de Maracaibo". Memorias del Quinto Congreso Venezolano de Geofísica
- Domínguez, R y otros, (2000). "Informe de generalización de los datos geologo-geofísicos en el sector suroriental de Cuba.", DIGICUPET, c. La Habana.
- González, E. y otros, (2000). "Combinando física de rocas, reconocimiento de patrones, sísmica y geoestadística para reducir la incertidumbre en la caracterización de yacimientos". Memorias del Décimo Congreso Venezolano de Geofísica
- Guenther, S.N., (1995). "Diferentes abordagens na utilizacao de dados sísmicos na generacao de modelos de porosidade". Resúmenes ampliados del Cuarto Congreso Internacional de la Sociedad Geofísica del Brasil.
- Guidish, T. y otros, (1988). "Reservoir description from seismic lithologic parameter estimation". Memorias del Cuarto Congreso Venezolano de Geofísica
- Miro, G, (1993). "Aplicación de los métodos geofísicos, morfométricos y de teledetección para el estudio de la Cuenca del Cauto" Tesis doctoral, ISPJAE
- Pinto, J. (1996). "Interpretación Sísmica 3D estructural y estratigráfica Area 8 Centro Sur, Campo Ceuta, Lago Maracaibo". Memorias del Octavo Congreso Venezolano de Geofísica
- Potapov, O. A., (1990). "Manual de interpretación de datos sísmicos" Moscú, Editorial Niedra, 435-436
- Van Wijhe, D.H. (1979). "The prediction of porosity in the Permian carbonate of eastern Netherlands using seismic data" Revista "Geophysics" Vol 44 N° 9, 1502-1518





ESTUDIO PETROFÍSICO INTEGRAL EN RESERVORIOS VULCANÓGENOS SEDIMENTARIOS DE CUBA.

Juan Rodríguez-Loeches(1), Ariel Díaz Sanabria(1)

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington · 169 esquina a Churuca, Cerro, Ciudad de la Habana, CP 12000. Cuba. C.Eléct: loeches@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

Es conocido en el Mundo la existencia de Reservorios Vulcanógenos Sedimentarios como son los casos de la Cuenca de San Jorge en Argentina, en Japón, el Cáucaso y otros. En Cuba se ha encontrado petróleo en diferentes regiones vinculado a estas rocas. Para un mejor conocimiento de las características del espacio poral en rocas volcánicas, se realizó un estudio petrofísico integral de las mismas en los Yacimientos Pina y Cristales.

Fueron construidas diferentes dependencias y curvas que caracterizan el espacio poral a partir de las determinaciones realizadas en el laboratorio de Petrofísica del CEINPET, el laboratorio del Instituto Venezolano del Petróleo(INTEVEP) y el Laboratorio de Tomografía de Imágenes y Medios Porosos de la Universidad de Calgary, Canadá, entre las que se encuentran la del Factor de Formación, Acústico, Porosidad Efectiva, Radio de los Poros, Resonancia Magnética Nuclear y otras.

Se caracterizó el espacio poral en este tipo de reservorio donde se concluyó que la Saturación de Agua Residual es elevada por presentar una matriz con diámetros de poros que en su mayoría son menores de 0,5 micras. Que prácticamente todo el petróleo alojado en los poros de mayores diámetros es móvil, ya que la saturación de petróleo residual es menor que un 10% .

ABSTRACT

In over the world in known the existence of volcanoclastics (tuffaceous) reservoirs, such as San Jorge Basin in Argentina and others in Japan and Caucaso region. In our country we have oil related to this rock type. For a better knowledge of the porosity in these rocks an integral petrophysical study of Pina and Cristales oil fields was done.

Different dependence graphics were plotted, so we make a characterization of the pore space from determinations in three laboratories: CEINPET, Cuba; INTEVEP, Venezuela and Tomographic Imaging and Porous Media Calgary University. The main properties we determined were the Formation Factor, Acoustic, Effective porosity, pores radius and Magnetic Nuclear Resonance.

With the quantitative description of the porosity we conclude that residual water saturation is too high because of the small diameter of matrix pores (about 0,5 micron). In the other hand we can say oil in pores with a greater diameter is mobile inasmuch as the saturation of residual oil is shorter then 10%.



INTRODUCCION

En la literatura mundial relacionada con investigaciones petrofísicas es común encontrar estudios de reservorios relacionados con rocas carbonatadas y areniscas. Los reservorios en rocas vulcanógeno sedimentarias están menos difundidos y estudiados, por lo que la literatura especializada al respecto es difícil de encontrar.

El objetivo de este trabajo es poder brindarle una información cuantitativa relacionada con las características petrofísicas de estos reservorios a todos los que se dedican a la exploración petrolera y que sirva de complemento y de uso, tanto a los que se dedican a las investigaciones de laboratorio como a los interpretadores de registros geofísicos.

El peso fundamental del trabajo está relacionado con dos proyectos (2,3) desarrollados por diferentes especialistas del Centro de Investigaciones del Petróleo, en el propio centro y en laboratorios en el exterior.

MATERIALES Y METODOS

Para el estudio de las características del espacio poral en las rocas vulcanógeno sedimentarias fueron seleccionados varios pozos del Yacimiento Pina (2) que cortaron núcleos en los paquetes tobas finas, tobas gruesas y efusivos. Todas las dependencias y gráficos relacionados con este Yacimiento se construyeron atendiendo a estos paquetes de rocas. Para las dependencias y gráficos del Yacimiento Cristales (3) se realizó de acuerdo a dos grupos litológicos: Tobas y Efusivos.

Como paso previo a la confección de las dependencias se hizo una revisión de todas la data petrofísica, realizándose depuraciones y actualizando los resultados, lo cual nos permitió tener datos confiables y construir la tabla de valores promedios . En la Tabla No. I se muestran algunos de estos promedios, así como la cantidad de resultados procesados. Para ello se emplearon todas las mediciones realizadas, o sea, muestras saturadas con keroseno, saturadas con salmuera, cilindros, acústicos y parafinados.

Tabla No. I Valores promedios.

Yacimiento	Capa/Lito.	Cantidad	Φ (%)	δv (g/cm ³)	δm (g/cm ³)	Sar(%)	Kv (mD)	Kh (mD)
Pina	Fina	508	20,57	2,003	2,518	74.5	6,199	3,877
Pina	Gruesa	146	14,60	2,223	2,602	74,6	3,207	3,544
Pina	Efusivo	197	12,33	2,266	2,585	77,1	32,304	12,742
Cristales	Toba	309	13,72	2,246	2,604	77.5	-	1,549
Cristales	Efusivo	183	11,06	2,333	2,704	75.9	-	1,307

Se construyeron diferentes dependencias para caracterizar este tipo de rocas. Una de estas dependencias nos permite conocer la densidad del esqueleto (densidad de matriz) para ser empleada en los trabajos de interpretación de los registros acústicos. En la Fig. 1 se presentan los resultados para el paquete de tobas finas del Yacimiento Pina.

La relación entre la porosidad abierta y la porosidad efectiva fue graficada, donde la porosidad efectiva se calculó para todas las muestras por paquetes o litologías que tenían determinada la saturación de agua



residual a partir de la expresión: $\Phi_{\text{Efect.}} = \Phi (1 - S_{\text{ar}}/100)$. La dependencia construida para Cristales es polinomial y la de Pina es una línea recta. En la Tabla No. II se presentan las ecuaciones de estas dependencias. En la Fig. No.2 se plotean las tobas del Yacimiento Cristales.

Otra de las dependencias construidas fue la del Factor de Formación a partir de la determinación de la resistividad eléctrica medida en las muestras saturadas 100 % con salmuera en condiciones de laboratorio. Para todos los casos fue construida una dependencia por litologías o paquetes, así como una general para todo el yacimiento, donde también se consideró una dependencia teniendo en cuenta un coeficiente de tortuosidad igual a 1. En la Tabla No. III se relacionan los resultados.

Como resultado de la determinación de las propiedades acústicas se pudo establecer el Δt del esqueleto para los diferentes paquetes en el Yacimiento Pina. Para ello, se prepararon muestras cilíndricas (acústicos) que saturadas con una salmuera, se les determinó el Δt con un equipo LUSAC, de fabricación cubana, y la porosidad se determinó por el método hidrostático. Conociendo el Δt de la roca (Δt_r) y el Δt de los fluidos (Δt_f), a través de la siguiente ecuación se puede obtener la porosidad (Φ):

$$\Phi = (\Delta t_r - \Delta t_{\text{esq}}) / (\Delta t_f - \Delta t_{\text{esq}})$$

donde el Δt_{esq} es el Δt del esqueleto y para cada paquete se obtiene en el intercepto de la ecuación de tiempo para las muestras saturadas cuando la porosidad es cero.

Lo relativo a las dependencias de porosidad – permeabilidad absoluta (K) se construyeron para el Yacimiento Pina, a partir de las determinaciones realizadas en el CEINPET. En la Fig. 3 se presenta la que corresponde a los efusivos, donde se incluyen algunas mediciones realizadas en cilindros en el Instituto Venezolano del Petróleo (INTEVEP), correspondientes a permeabilidad de matriz.

Los rocas impermeables (< 0,01 mD) no se tuvieron en cuenta para el cálculo de la ecuación semilog con la que se correlacionaron los resultados.

En los laboratorios de INTEVEP también se realizó una prueba de permeabilidad relativa para una muestra de toba del Yacimiento Pina. La Fig. 4 muestra este resultado.

Muestras del Yacimiento Pina que fueron cortadas en presencia de un lodo base agua fueron investigadas en los equipos Zacks (Dean Stark) y se obtuvieron valores de saturación de petróleo residual menores de 10%.

Por último para la cuantificación del espacio poral, se realizaron mediciones de presión capilar en muestras saturadas con salmuera empleando los métodos de capilarimetría y centrifugación en los laboratorios del CEINPET y de INTEVEP, así como mediciones de RMN (Resonancia Magnética Nuclear) en los laboratorios de Tomografía de Imágenes y Medios Porosos de la Universidad de Calgary, Canadá. Las técnicas de RMN se basan en la aplicación de un campo magnético constante (β_0) sobre la roca o formación, el cual provoca que los protones (hidrógenos) que se encuentran en los poros, se orienten en la misma dirección del campo magnético aplicado. Posteriormente se aplican pulsos de radio frecuencia (β_i) perpendiculares al campo magnético para eliminar las heterogeneidad de éste. La orientación de los



espines (protones) sufre un decaimiento (pérdida de intensidad del signo) que es un proceso irreversible de pérdida de fase, entre otras cosas, por la colisión entre los espines.

La técnica de RMN emplea el método **espín - eco** y lo que se mide es la pérdida de la intensidad de la señal en el tiempo del eco (TE) que es el tiempo que existe entre la aplicación de un pulso de radio frecuencia y otro. A partir de una formulación matemática se obtiene la distribución T_2 (tiempo de relajación). El tiempo de relajación observado (T_2) está relacionado con tres mecanismos de relajación que ocurren en el medio poroso, conocidos como volumétricos, superficiales y de gradiente o difusión.

A partir de los mecanismos de relajación obtenemos información del tamaño de los poros y la distribución del espacio poral.

En la Fig.5 se muestran los resultados de Presión Capilar por el método de centrifugación para las tobas del Yacimiento Cristales y la Fig. 6 la distribución del espacio poral para dos ejemplos de este Yacimiento. En la Fig.7 se presenta la distribución de T_2 que es igual al radio de los poros para una muestra de toba del Yacimiento Pina.

RESULTADOS Y DISCUSION

Tanto las tobas como los efusivos de los dos Yacimientos estudiados se presentan con una porosidad de media a alta, donde el mayor valor de porosidad lo presentan las tobas de la capa fina del Yacimiento Pina, lo cual obedece a que la mayoría de las rocas de este paquete son "tobas de granos finos" muy alteradas a minerales arcillosos (2). Valores elevados de saturación de agua residual se observan en la tabla No. I para ambos yacimientos. Como quedó demostrado en la determinación del radio de los poros, tanto por los métodos tradicionales de centrifugación, y capilarimetría, así como por la RMN, este tipo de rocas presentan, al igual que en otras regiones del Mundo, una elevada porosidad pero radios de poros en lo fundamental menores de $0,5\mu$ y de aquí, los elevados valores de saturación de agua residual.

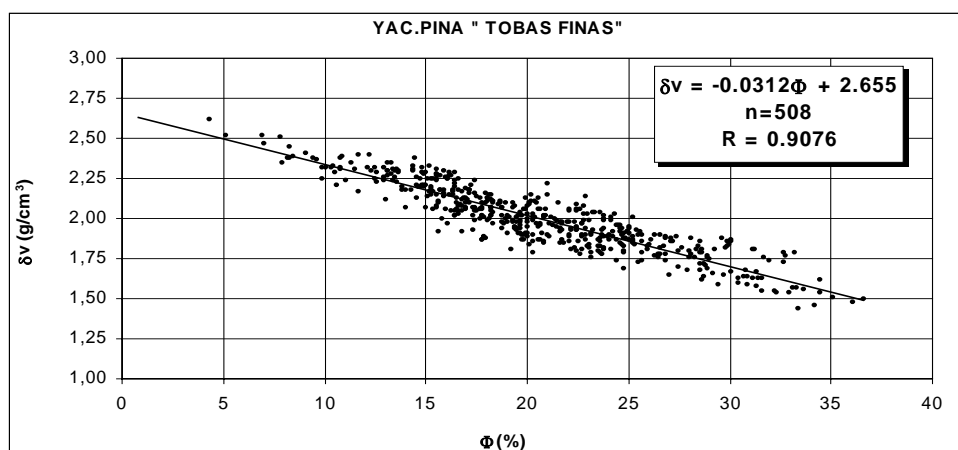


Fig. 1 Gráfico para el establecimiento de la densidad de matriz.



El establecimiento de la densidad de la matriz (esqueleto) se realizó para el Yacimiento Pina. El ejemplo de la Figura 1 muestra una buena correlación para el paquete de tobas finas. Se obtuvieron las siguientes densidades, haciendo la porosidad cero en la ecuación de regresión.

Paquete	δ Esq
Efusivos	2.592
Finas	2.655
Gruesas	2.625

Los valores de porosidad efectiva resultan bajos, en correspondencia con los altos valores de saturación de agua residual propio para este tipo de rocas. Las tobas gruesas son las que presentan una mejor relación porcentual con relación a la porosidad abierta.

Tabla No.II Ecuaciones para el establecimiento de la Porosidad Efectiva.

Paquete o Litología	Dependencia	R	Φ_a Prom (%)	Φ Efectiva (%)	$(\Phi_{\text{Efect.}}/\Phi_a) \times 100$
Cristales Efusivos	$\Phi_{\text{Efect.}} = 0,001\Phi^2 + 0,332\Phi - 0,771$	0.8123	11.06	3.02	27.3
Cristales Tobas	$\Phi_{\text{Efect.}} = 0,018\Phi^2 - 0,067\Phi + 0,429$	0.8024	13.72	2.90	21.1
Pina Tobas finas	$\Phi_{\text{Efect.}} = 0.322\Phi_a - 1.238$	0.5792	20.57	5.39	26.2
Pina Tobas Gruesas	$\Phi_{\text{Efect.}} = 0.480\Phi_a - 2.524$	0.7625	14.60	4.48	30.7
Pina Efusivos	$\Phi_{\text{Efect.}} = 0.239\Phi_a - 0.164$	0.6575	12.33	2.78	22.5

Los coeficientes de correlación obtenidos para el Yacimiento Cristales resultaron mejores que los del Yacimiento Pina; esto es motivado a que en el Yacimiento Cristales se procesaron litologías y en el Yacimiento Pina son paquetes, donde predomina la litología del nombre del paquete pero que se encuentran las otras litologías; además de que la polinomial se ajusta mejor a la data.

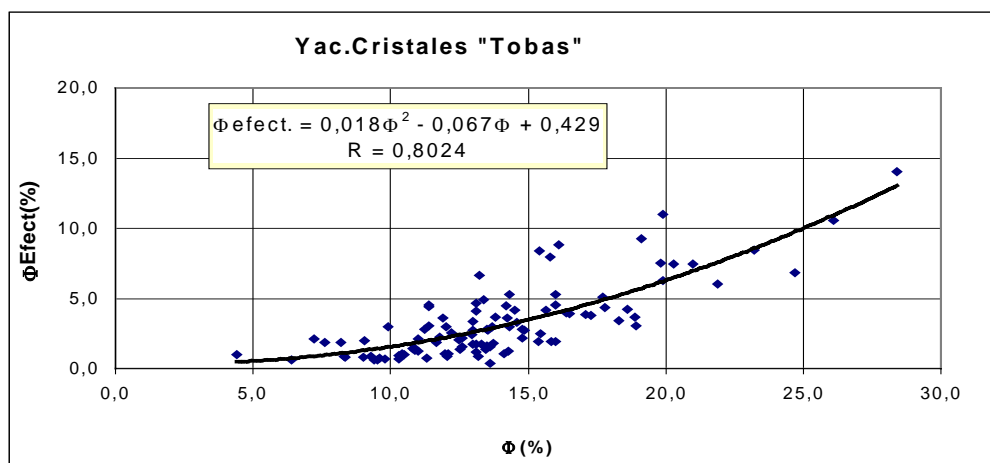


Fig.2 Gráfico para el cálculo de la porosidad efectiva



A partir de los resultados de la construcción de las dependencias del Factor de Formación con la porosidad se obtuvieron los coeficientes de cementación (pendiente) que se muestran en la tabla No. III, donde se aprecia que estos tienden al valor de 2, aunque para las tobas gruesas se alejan algo de este valor, por lo que hay que tenerlo en cuenta para los cálculos de saturación de agua cuando se estén interpretando los métodos eléctricos de pozo.

Tabla No. III Resultados del Factor de Formación.

PAQUETE	CORRELACION	PENDIENTE	INTERCEPTO
Yac. Pina			
GENERAL	0.8608	-1.89	2.87
EFUSIVO	0.8602	-1.97	2.54
FINA	0.7563	-1.64	4.12
GRUESA	0.8362	-1.53	6.65
GENERAL	0.8608	-2.48	1.00
EFUSIVO	0.8602	-2.42	1.00
FINA	0.7563	-2.51	1.00
GRUESA	0.8362	-2.47	1.00
Yac. Cristales			
EFUSIVOS	0.9379	-1.85	3.18
TOBAS	0.8326	-1.97	2.07
GENERAL	0.9299	-1.94	2.29
GENERAL	0.9299	-2.31	1.00

En lo relativo al establecimiento del Δt_{esq} quedó establecido para el Yacimiento Pina. La correlación para la capa de efusivo y la de tobas gruesas es superior a 0.9, y para las tobas finas de 0.7. Se calcularon los diferentes valores de Δt_{esq} donde se observa una diferenciación marcada entre el valor obtenido por los efusivos y tobas gruesas con respecto a las tobas finas. Esto pudiera estar motivado a las diferencias litológicas dentro de la misma capa. La tabla No. IV muestra estos resultados.

Tabla No. IV Establecimiento del Δt_{esq} para el Yacimiento Pina.

CAPA	PENDIENTE	INTERCEPTO	CORRELACION
Efusivo	8.614	160.6 (Δt Esq)	0.9574
Fina	5.780	201.8 Δt Esq	0.7184
Gruesa	5.710	170.1 Δt Esq	0.9333

Con relación a las dependencias de permeabilidad absoluta con la porosidad se realizaron para el Yac. Pina. Tanto para las tobas finas y gruesas, como para los efusivos, no se presentaron altas permeabilidades para las rocas de menos porosidad, por la posible inclusión de fracturas como ocurre usualmente en los carbonatos. Aunque para los Efusivos se encontró una tendencia general a presentar una K_v algo mayor que la K_h , ésta no es significativa, por lo que al igual que en las tobas finas y las gruesas, las ecuaciones se ajustaron uniando ambas permeabilidades. Los resultados de INTEVEP no



fueron computados en estas dependencias. En la Fig.3 se muestra la dependencia para el paquete de los efusivos. y como se aprecia, los resultados medidos en Venezuela no difieren significativamente a los determinados en los laboratorios del CEINPET.

Los resultados de permeabilidad relativa determinados en INTEVEP se corresponden con las características de este tipo de roca, donde el agua no puede ser desplazada con facilidad de sus poros ya que predomina la microporosidad en el sistema poroso de las tobas. Esta muestra presentó una permeabilidad absoluta horizontal en la matriz de 1,26 mD y una permeabilidad puntual en una fractura de 1.3 D, la K agua es de 0,04 mD una porosidad de 23% y una saturación de agua residual de 56%. Por el comportamiento de las curvas y el análisis de estos datos se comprende la poca movilidad que presenta la matriz de estas rocas.

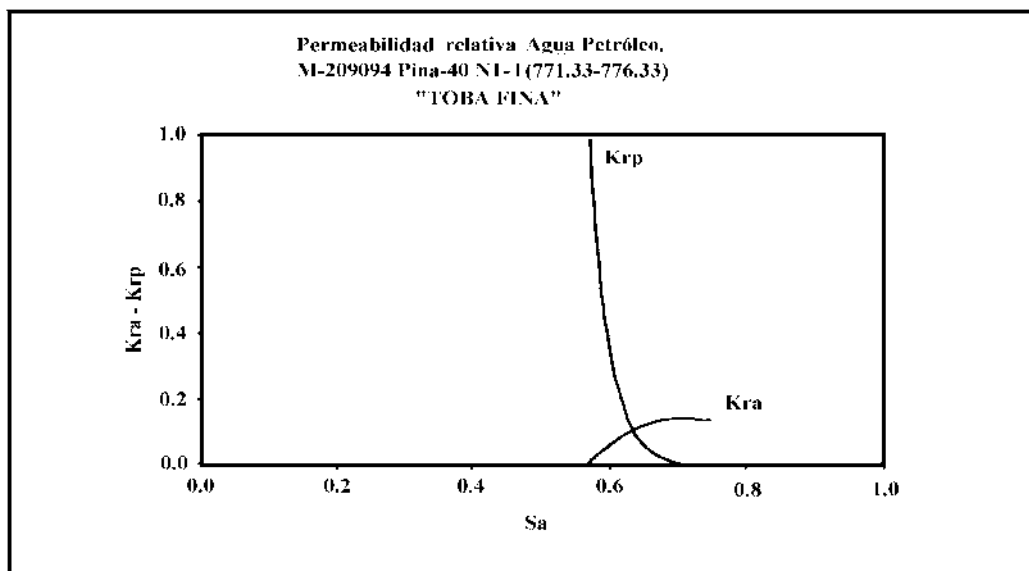
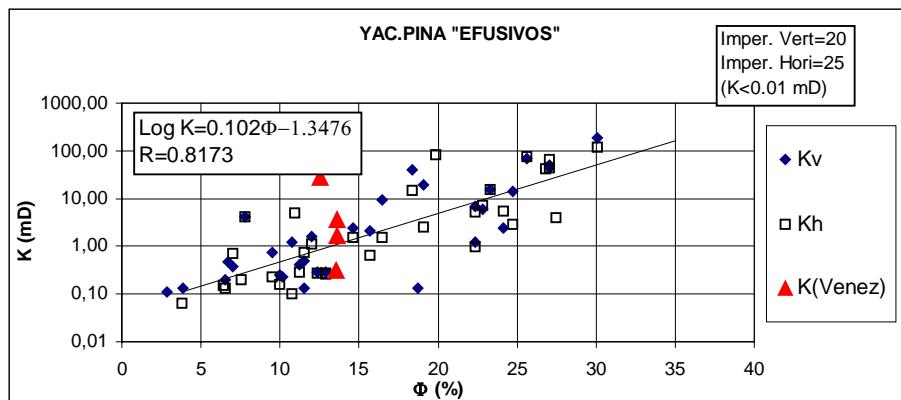


Fig. 3 Gráfico de porosidad vs permeabilidad.

Fig.4 Gráfico de permeabilidad relativa correspondiente a una muestra del paquete de tobas finas.



La caracterización del espacio poral se ejemplifica con una mayor precisión al conocer las características capilares del medio poroso. En las Figuras de la 5 a la 7 se muestran ejemplos en este tipo de secuencias. La Fig.5 correspondiente a las curvas de presión capilar de las tobas del Yac. Cristales se observa una tendencia a poseer una alta saturación de agua residual, aunque si se comparan con las establecidas para el Yacimiento Pina (1) en este caso se manifiesta que para las primeras presiones aplicadas se evacua mayor cantidad de agua, o sea, una mayor cantidad de meso y macroporosidad (1) presente en este Yacimiento Cristales. En la Fig.6 se ilustra cuantitativamente la presencia de esta macroporosidad (poros mayores de 1μ , que alcanzan valores cercanos a un 15%). La Fig.7 muestra los resultados de la medición de la RMN, en una muestra de toba del Yacimiento Pina, donde se aprecia el desarrollo preferente de la microporosidad.

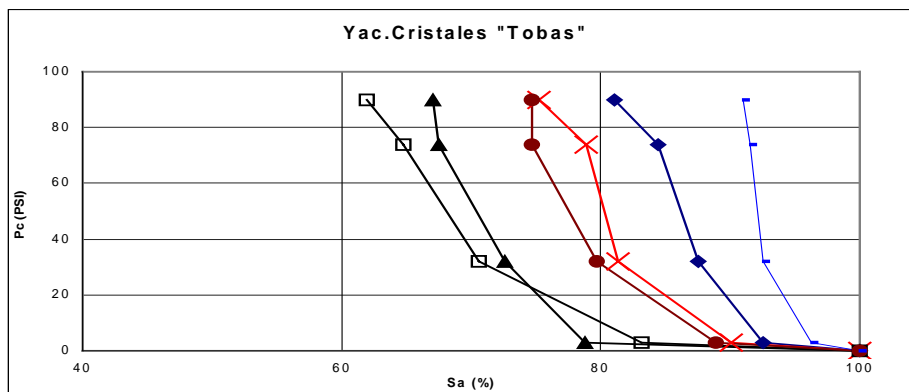


Fig.5 Curvas de presión capilar para Tobas del Yacimiento Cristales

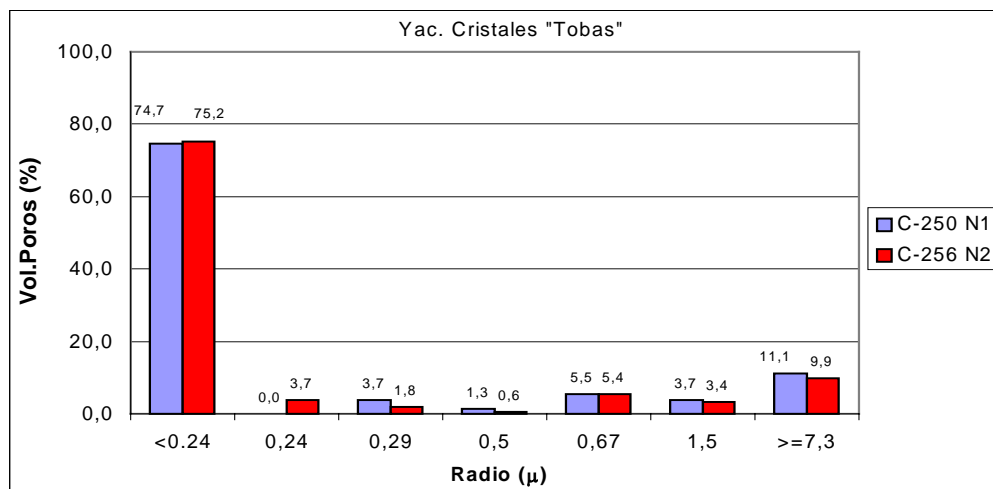


Fig.6 Distribución del espacio poral para tobas del Yacimiento Cristales.

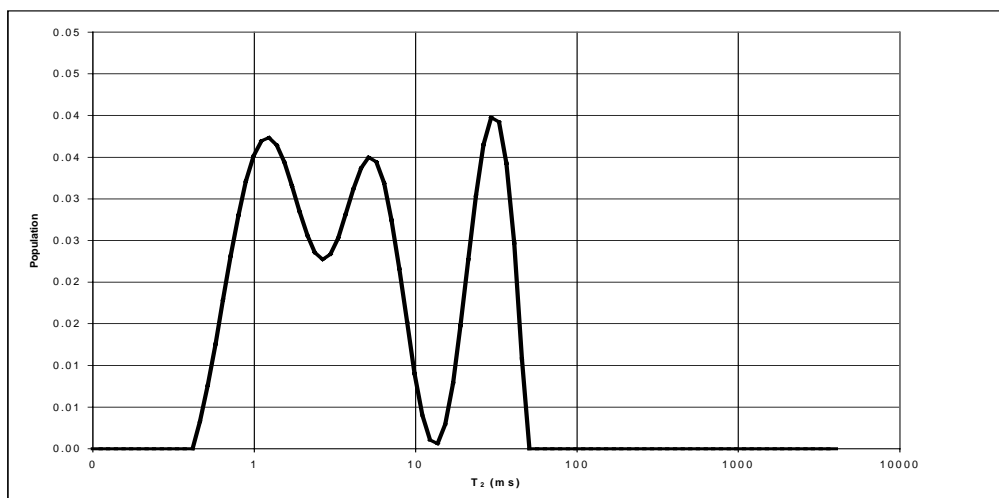


Fig.7 Gráfico de T_2 (radio de los poros) para una muestra de toba del Yacimiento Pina, saturada 100 % de salmuera.

CONCLUSIONES

- Las rocas vulcanógeno sedimentarias en los dos Yacimientos estudiados presentan similares características en lo relativo a la distribución de su espacio poral: abundante microporosidad. Esta microporosidad provoca la existencia de una alta saturación de agua residual, la que entrampada en estos poros no tiene movilidad, como quedó demostrado en la prueba de permeabilidad relativa realizada y en los valores elevados de saturación de agua residual medidos por los diferentes métodos aquí aplicados.
- La porosidad efectiva está entre un 20% y un 30% de la porosidad total de las muestras, por lo que es baja, motivado por el predominio de la microporosidad.
- La posible inclusión de fracturación en estas rocas no incide en la permeabilidad de la matriz de la roca, o sea, no existe una aparente comunicación entre matriz y fracturas.
- Los valores del exponente de cementación son cercanos a dos. Aunque como quedó demostrado, pudieran ser algo menores y de emplear el valor de 2 en las interpretaciones geofísicas de pozo traería por consecuencia errores en la determinación de la saturación de agua.
- La determinación de las propiedades de RMN nos facilita una mayor comprensión y delimitación de los fluidos móviles de los no móviles, además de servir para calibrar futuras mediciones en los pozos con esta herramienta de RMN.
- La existencia de fracturas no incluidas en las muestras que se investigan en el laboratorio, son las que comunican el petróleo que se encuentra en la macroporosidad y en las microfracturas y es donde se almacena y fluye el petróleo en este tipo de yacimientos.



BIBLIOGRAFIA

1. Bennion, D.B., and others; 1995. "Water and Hydrocarbon Phase Trapping in Porous Media- Diagnosis, Prevention and Treatment". Hycal Energy Research Laboratories L.T.D.
2. Díaz A., J. Rodríguez-Loeches, M. Mérida y otros. 1998. "Proyecto 2235 Método alternativo para la recuperación mejorada: Bloque Sur del área del pozo Cristales 77" ETAPA 1: Estudio de continuidad de las capas productivas.
3. Díaz L., J. Rodríguez-Loeches, A. Díaz, y otros. 2000. "Proyecto 2121 Etapa II, Recuperación mejorada en el yacimiento Pina". 1998. CEINPET.



NUEVOS APORTES EN LA CARACTERIZACION FISICA DE ROCAS VOLCANICAS.

ARIEL DIAZ⁽¹⁾, ORLANDO BAGUE⁽²⁾, JUAN RODRIGUEZ-LOECHES⁽³⁾

(1) Ceinpet, Washington N.º 169 ESQ. A Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C..Eléct
arield@ceinpet.inf.cu

(2) Ceinpet, Washington N.º 169 ESQ. A Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C..Eléct
obague@ceinpet.inf.cu

(3) Ceinpet, Washington N.º 169 ESQ. A Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C..Eléct
loeches@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

En Cuba desde los años ' 50 han sido descubiertos varios yacimientos petrolíferos en rocas volcánicas, los reservorios se presentan complejos geologo-estructuralmente, presencia de fracturas y microfracturas, porosidades de matriz de tipo secundario, bajas permeabilidades, elevadas saturaciones de agua residual, que conllevan a una corta vida de la explotación.

Mediante la realización de una serie de técnicas novedosas con equipamiento moderno, por primera vez se realiza estudio con rocas y fluidos de nuestros yacimientos, en laboratorios fuera de Cuba, lográndose medir diferentes propiedades que nos han permitido conocer el carácter acuohumectables de estos reservorios, comportamiento fractura matriz, así como la reducción de la porosidad con la presión de yacencia y determinar la compresibilidad de estas rocas volcánicas.

El estudio de estas propiedades de las rocas obtenidas es de gran importancia para la caracterización física de yacimiento con nuevos resultados e información para la optimización de la explotación de los yacimientos, potenciar los conocimientos y realizar los estudios de simulación con mayor calidad y confiabilidad, y muy beneficioso para la práctica y experiencia de la industria petrolera mundial, debido a la poca existencia de yacimientos en rocas volcánicas.

ABSTRACT

In Cuba, since 50s have been discovered several oil deposits in volcanic rocks. The reservoirs present complex geological structures, with fracture and microfracture, secondary matrix porosity, low permeability and high residual water saturation, which carry out to a short reservoir production life.

Through the accomplishment of novel techniques with modern equipment, for the first time, are accomplished rock and fluid studies of our deposits, in laboratories outside of Cuba, being achieved to measure different properties, and they have permitted us to know the wettability character of these reservoirs, fracture and matrix behavior, as well as the porosity reduction with the external pressure and to determine the compressibility of these volcanic rocks.

The study of obtained rock properties is very important for the physical reservoir characterization because offer new results and information to optimizing the reservoir exploitation, to reaffirm the knowledge and to accomplish the simulation studies with greater quality and reliability, and very beneficial for world oil industry practice and experience, due to the few volcanic rocks deposits existence.



INTRODUCCION

Desde la década de los años ´ 50 en nuestro país han sido descubiertos varios yacimientos petrolíferos en rocas volcánicas, donde los reservorios se presentan complejos desde el punto de vista geológico-estructural, predominan la presencia de fracturas y microfracturas, que le dan la propiedad de presentar porosidades de matriz de tipo secundario, bajas permeabilidades, elevadas saturaciones de agua residual, en algunos casos alto volumen de arcillas, que conllevan a una corta vida de la explotación de los mismos, lo que nos obliga a buscar métodos para incrementar sus producciones.

Para realizar cualquier estudio de incremento de la producción, ya sean mediante estimulaciones o estudios de recuperación mejorada de petróleo, es necesario conocer y realizar una buena caracterización del reservorio.

Estudiar las propiedades de las rocas es de gran utilidad para la caracterización física de yacimiento ya que tienen un efecto dominante en la recuperación de petróleo mediante desplazamiento con agua y en muchos otros procesos de interés industrial y ecológico, se puede determinar el avance frontal y el flujo fraccional para determinar la distribución de los fluidos, conocer las características de las rocas cuando los fluidos están fluyendo, lo que se puede constatar con nuevos resultados e información para la optimización de la explotación de los yacimientos actualmente en desarrollo y en explotación, y para la obtención de una propuesta futura del empleo de algún método de recuperación mejorada.

La Realización de estos estudios por primera vez para nuestra actividad, constituye **un aporte novedoso e importante** en nuestro país lo que permitió potenciar el conocimiento sobre las características de nuestros yacimientos petrolíferos y posteriormente realizar los estudios de simulación física y numérica con mayor calidad y confiabilidad, y a la vez muy beneficioso para la práctica y experiencia de la industria petrolera mundial, debido a la poca existencia de yacimientos en rocas volcánicas, y experiencia de explotación y estudios de recuperación.

MATERIALES Y METODOS

Estudio de permeabilidad Relativa (k_r) Pozo Pina-40 núcleo 1(1) en toba fina, muestra #209094, se hicieron empleando el método del estado no estacionario a condiciones de yacimiento: presión de confinamiento 2000 psi y 49 °C de temperatura. La muestra estudiada se saturó con agua de formación en una celda triaxial, luego se le inyectó crudo a una tasa constante hasta alcanzar la saturación irreducible de agua (S_{wi}) y obtener la permeabilidad efectiva al crudo (k_o). Posteriormente, se inyectó agua de formación y se registraron los volúmenes de fluidos (agua + petróleo) en función del tiempo. Este proceso se continuó hasta alcanzar la saturación residual de petróleo (S_{or}). Se midió la permeabilidad al agua (k_w).

Para las medidas simultáneas de Presión Capilar (P_c) se utilizó el método del plato poroso para determinar las curvas de presión capilar y los valores de resistencia de las muestras, en función de la saturación de agua de formación. En este método se aplica una diferencia de presión sobre las fases que



coexisten en la muestra (aire-agua), manteniendo el contacto entre la muestra y una membrana o plato poroso permeable a la fase mojante. La presión capilar es balanceada por la diferencia de presión estática entre los fluidos. El equipo para las medidas de presión capilar (Figura 1) consiste en una celda de acero inoxidable (A), diseñada para trabajar en un rango determinado de presiones, en este caso de 0 – 60 psi. En su interior se coloca un disco grueso semipermeable de cerámica (B), inicialmente saturado con el líquido de trabajo (agua de formación). Sobre este plato se colocan las muestras a ser estudiadas. La celda está conectada a un panel de manómetros y válvulas (C), por donde se introduce la presión al sistema. El efluente de agua (D) se recoge en un beaker o vial (E). La celda se cierra herméticamente con una tapa de acero y tuercas de mariposa (F).

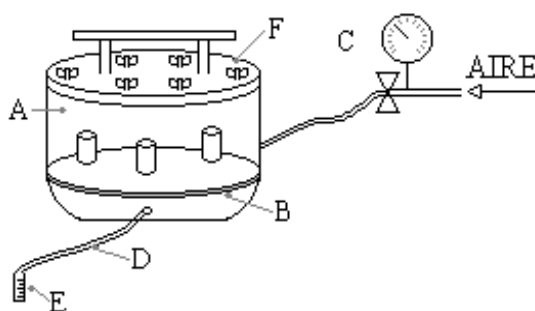


Figura 1. Esquema del Plato Poroso para las pruebas de Presión Capilar y Medidas Eléctricas.

La Mojabilidad se valoró mediante la prueba de Amott-Harvey , donde las muestras de rocas se saturan con agua de formación y luego, rutinariamente, se preparan para la prueba mediante centrifugación en aceite mineral hasta alcanzar la saturación irreducible de agua.

La medición de la mojabilidad por el ángulo de contacto se realizó por el procedimiento descrito por Wagner et al.

La determinación de las porosidades a diferentes presiones de confinamiento se realizaron en el porosímetro de Helio.

RESULTADOS Y DISCUSION

Durante el estudio de las permeabilidades Relativas (k_r), las pruebas que se han realizado presentaron muchos problemas, destacándose las bajas tasas de flujos y altas presiones características de análisis en muestras con muy baja permeabilidad. Los factores anteriores inciden directamente sobre el tiempo de experimentación (aproximadamente 2 meses por muestra). Un análisis de la curva de permeabilidad relativa (K_r) que se muestra en la figura 2, sugiere un comportamiento típico de muestras de roca mojadas por agua. De acuerdo con las reglas de Craig [2], la saturación obtenida de la muestra en la situación $K_{ro} = K_{rw}$ es de 0.64, típica de rocas mojadas al agua. La saturación de agua irreducible es muy alta (0.56) típico de este tipo de muestra. La curva de imbibición es bien comportada, sin embargo, la



de drenaje presenta un comportamiento anómalo a partir del punto $K_{ro} = K_{rw}$.

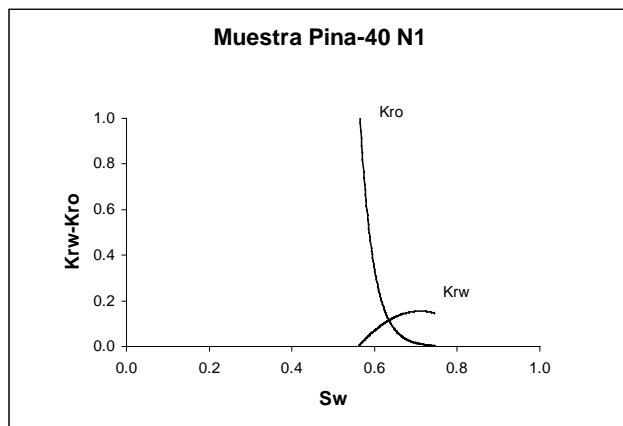


Figura 2. Curva de Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo del Pina 40 núcleo 1.

Los resultados del **estudio de mojabilidad por el método Amott-Harvey** se lograron obtener de tres muestras del yacimiento Pina, las otras muestras tuvieron problemas, cuando se centrifugan muchas de ellas se desbaratan, sobre todo las que son deleznales, por lo que hay que escoger otro método o mejorarlo.

Primeramente se realizó una interpretación mediante los índices de mojabilidad, y posteriormente se valoró el síndrome de mojabilidad, que permite valorar en cuan fuerte o débil es mojable la roca, cuyos resultados se exponen en la tabla I. Una representación triangular [1-2] de los índices de mojabilidad permite identificar los diversos síndromes de mojabilidad de rocas del yacimiento.

TABLA I. Interpretación de los Síndromes de Mojabilidad.

Muestra	INTERPRETACION
PINA-100-N ₂	Débil al aceite ($0 \leq \delta w \leq 0.3$) ($0.3 \leq \delta o \leq 0.7$)
PINA-40-N ₇	Débil al aceite ($0 \leq \delta w \leq 0.3$) ($0.3 \leq \delta o \leq 0.7$)
PINA-104-N ₁	Fuerte al aceite ($0 \leq \delta w \leq 0.3$) ($0.7 \leq \delta o \leq 1$)

δw – índice de mojabilidad al agua

δo – índice de mojabilidad al petróleo

De acuerdo a los resultados obtenidos por la interpretación del índice de mojabilidad de Amott-Harvey se confirma el carácter de mojabilidad débil al aceite de estas rocas. También por el ángulo de contacto se



pudo valorar la preferencia de estas rocas de ser mojadas por sistemas acuosos, donde se obtuvo las mediciones de $\theta = 152^\circ$ para el pina 32 núcleo 5, $\theta = 153^\circ$ para el pina 40 núcleo 1 y $\theta = 119^\circ$ para el pina 23 núcleo 4.

Las curvas de presiones capilares, determinadas por plato poroso y que se muestran en la figura 3, nos refleja una alta saturación de agua residual (S_{wr}), característico de estas rocas.

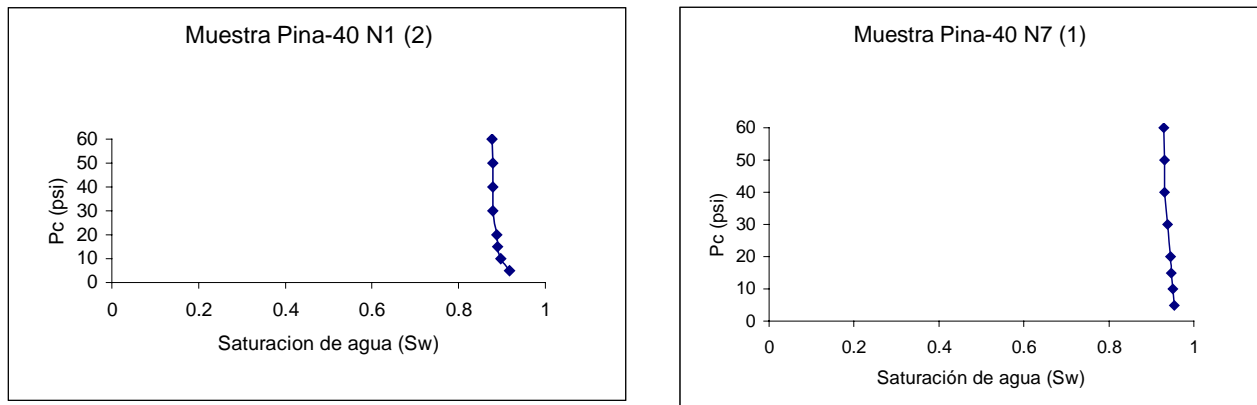


Figura 3. Curvas de presiones capilares determinadas por plato poroso.

Mediante el porosímetro de helio se determinó la compactación de las rocas. El núcleo fue sometido a una presión externa y para cada estadio se definió la variación de la porosidad. Los resultados de estos análisis nos permitieron calcular la compresibilidad de estas rocas que mostramos en la figura 4.

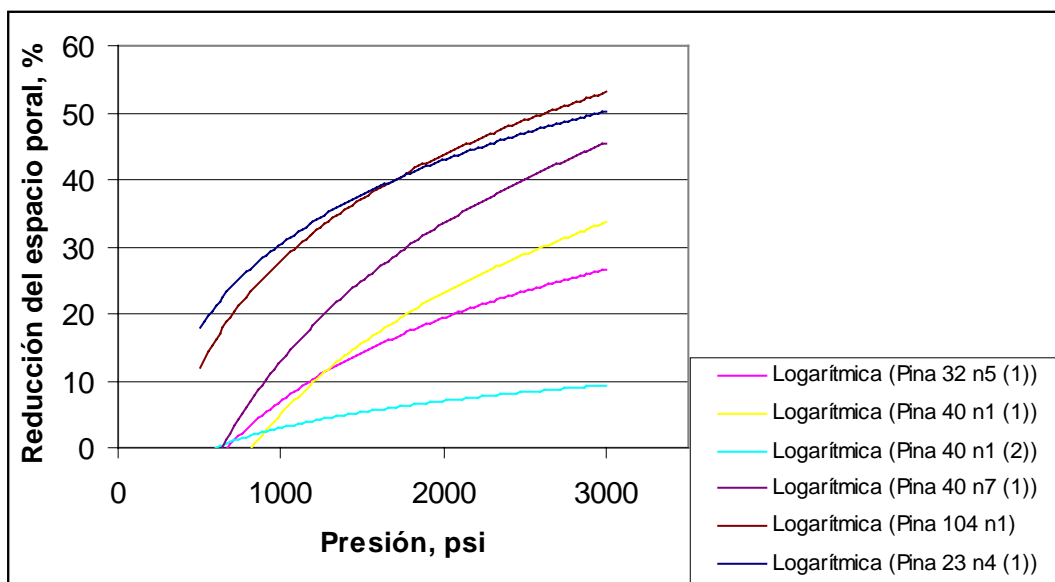


Figura 4. Compresibilidad de la roca



La pendiente de la curva es la compresibilidad de la forma $(1/V_p) (\partial V_p / \partial P^*)_p$ donde P^* es la presión externa y P es la presión interna [3]. Los valores calculados se reflejan en la tabla II.

Tabla II. Compresibilidad de las rocas en las muestras analizadas.

Muestra	Compresibilidad
Pina 23, n4 (1)	$1.05 \cdot 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
Pina 32 n5 (1)	$1.32 \cdot 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
Pina 40 n1 (1)	$1.72 \cdot 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
Pina 40 n1 (2)	$0.63 \cdot 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
Pina 40 n7 (1)	$1.85 \cdot 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$
Pina 104 n1	$1.37 \cdot 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$

Como puede observarse en la figura 4, la porosidad se reduce hasta un 50 % del volumen poral total de la muestra, lo que nos conlleva a valores de compresibilidades de las rocas muy altos, característico de rocas arcillosas o con alto contenido de arcillas.

CONCLUSIONES

1. Las permeabilidades relativas, las curvas de presiones capilares, la mojabilidad y las mediciones del ángulo de contacto demuestran que estas rocas son preferentemente mojadas por sistemas acuosos, presentando una elevada saturación de agua residual.
2. El estudio de las compresibilidades de las rocas volcánicas nos ha demostrado una reducción del espacio poroso de hasta el 50 % del volumen poroso total de la roca, dando como resultados valores bastantes elevados de compresibilidad.

BIBLIOGRAFIA

1. Díaz, L., A. Díaz, et al. (1998). Informe de las etapas 1, 2, 3 y 4 del proyecto 2121 Recuperación Mejorada del Yacimiento Pina. Archivo del CEINPET,
2. Araujo Y.C, M. Araujo (1998). Taller de interacción roca fluido. CIED PDVSA.
3. James W. Amyx, D.M. Bass, R.L. Whiting. (1960). Petroleum reservoir engineering. McGraw-Hill Book Company.



ESTUDIO INTEGRAL DE LA FRACTURACION EN EL YACIMIENTO PINA.

Maritza Rodríguez Viera⁽¹⁾, Ramón Cruz Toledo⁽¹⁾, Rafael Segura Soto⁽¹⁾.

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington 169 esq. Churrucá, Cerro, Ciudad de la Habana, Cuba, C. Eléct : mrviera@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

El Yacimiento Pina ubicado en la Cuenca Central de Cuba está compuesto fundamentalmente por rocas vulcanógeno sedimentarias, las que se vieron sometidas a fuertes movimientos tectónicos que provocaron fracturas en diferentes direcciones y distintas etapas. Estos sistemas de fracturación y otros procesos secundarios, son los que posibilitaron que estas rocas se pudieran convertir en almacén de hidrocarburos. El objetivo del presente trabajo es precisamente estudiar la fracturación, tanto en superficie (macrofracturación) como en profundidad (microfracturación) y la relación entre ambas.

Sobre la base de la aplicación de diferentes métodos geomorfológicos, de teledetección y relacionando con los trabajos de campo, se realizaron diferentes esquemas. En profundidad se estudiaron los núcleos desde el punto de vista petrográfico y petrofísico. En los Métodos geofísicos de pozo se calculó la Porosidad de fractura y se determinó el Coeficiente de Partición, y posteriormente se comparó el resultado con dos registros de FMS realizados en el yacimiento. Todos estos parámetros obtenidos en profundidad se mapearon y se integraron a los esquemas de los métodos de superficie, resultando un mapa morfotectónico. Con la integración de estos métodos se pudo caracterizar las fracturas, determinándose las direcciones principales, la densidad, la distancia entre ellas, la abertura, la relación de las generaciones de fracturas en su actualidad con respecto a la permeabilidad y la relación conclusiva que existe entre las macrofracturas y las microfracturas; además se caracterizó la distribución de las fracturas en toda el área lo que es de interés para futuras prospecciones.

ABSTRAC

The oil field Pina, belonging to Cuban Central Basin, is composed mainly by volcanogenis sedimentary rocks, which suffered strong tectonic movements, acquiring fractures in different directions and distinct generations. These fracturation systems and secondary processes, caused the transformation of rocks in hidrocarbon reservoirs. In this research we just study fracturation, both in surface (macrofracturation) and in subsurface (microfracturation), and relations between them.

Using different geomorfolologic and teledetection methods; considering field works, they were obtained distinct schemis. In subsurface the well cores were studied by petrography and petrophysics. In well geophysical methods fracture porosity was calculated and partition coefficient was determined, and after this, the result was compared whit two FMS logs of of the proper oil field. All these well parameters were mapped and they were integrated with surface methods, obtaining the morfotectonic map. As result of methods integration, the fractures could be characterized, and also their main directions, their density, the distances between them, the aperture, the relation of fracture generations according to permeability, and the conclusive relation between macro and microfractures; also it was characterized the complete area fractures pattern, avery interesting question in future prospection.



INTRODUCCION.

Este estudio fue concebido para realizar la recuperación mejorada en el yacimiento Pina. La fracturación era un tópico de primer orden, ya que en desentrañar los pormenores de la misma se centraba el posible éxito, pues ésta es la causante de que rocas de origen volcánico (efusivos) y vulcanógeno – sedimentarias (tobas finas y gruesas), sin posibilidad de almacenaje, se pudieran convertir en colectoras de hidrocarburos.

Para esto se hizo necesario concertar una estrategia que vinculó métodos de superficie como son los geomorfológicos, de teledetección, trabajos geológicos de campo, basados en la medición directa y en gran escala de la fracturación, con los métodos petrográficos, en los que se analizan los testigos extraídos de los pozos y las secciones delgadas obtenidas para ser observadas y medidas en el microscopio; a esto se adicionó también de manera un tanto experimental, la distribución areal de las propiedades medidas en dichos testigos o núcleos y que están relacionadas en gran parte con las cualidades que como reservorio presentan las rocas y las obtenidas de la interpretación de los registros geofísicos y que están relacionadas con la fracturación. La clave del éxito está en la vinculación establecida entre la macro y la micro porosidad.

Es la primera vez que en Cuba se puede realizar un trabajo tan detallado de esta índole, ya que el yacimiento contaba con la información y con el cuidado necesario en sus testigos, lo que permitió hacer este estudio.

MATERIALES Y MÉTODOS.

Para realizar el análisis geomorfológico se utilizaron las cartas topográficas en 1:50000 y 1:10000, así como materiales fotográficos en escala 1:250000 y 1:37000.

Se realizaron diferentes esquemas y mapas a partir de la interpretación topográfica, como son:

- Red de drenaje.
- Disección vertical.
- Pendiente.
- Longitud y densidad de fracturas.
- Esquema de tectoalineamiento y rosas diagramas.
- Esquema morfotectónico.

Cada mapa se fue interpretado de manera que se pudiera ir generando la información tectónica-estructural hasta realizar un mapa final morfotectónico.

El trabajo de campo se desarrolló en objetivos donde afloraba en superficie las rocas que constituyen reservorios en profundidad, haciéndose mediciones de la dirección de las fracturas en el corte de las canteras, sobre el afloramiento, en bloques y teniendo en cuenta la dirección panorámica; también se estudiaron los tipos de fracturas (shear-extension), las características de las mismas, o sea, si había espejo de fricción, como era la relación entre fallas antiguas y



recientes, si se cortaban entre si (cosa esta muy importante para la producción), el espacio entre ellas, la intensidad, etc.

Se estudiaron cerca de 120 núcleos a los que se les determinó de las fracturas : si eran abiertas o cerradas, si estaban mineralizadas, si tenían superficie de fricción (Slickenside), si las mismas eran verticales, oblicuas, dispersas, si se observaba además brechamiento, poros, cavernas y se contenían petróleo; también se midió la densidad de fracturas, aberturas y distancia entre ellas. Se definieron los tipos de reservorios y finalmente se hizo un análisis de la micro porosidad, midiendo la de fracturas, la de poros y la suma de ellas con el fin de compararla con la obtenida de las mediciones petrofísicas. Todo esto se hizo teniendo en cuenta los complejos por separados, las Tobas finas, las Tobas gruesas y los Efusivos.

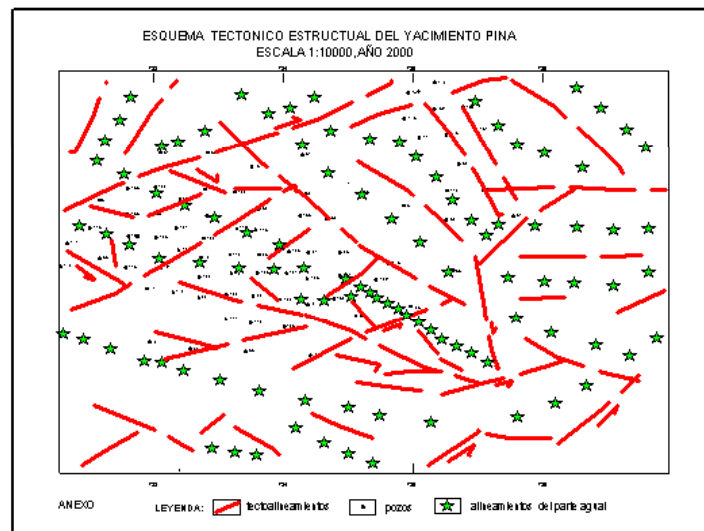
Las propiedades petrofísicas que se utilizaron fueron la Porosidad con la muestra saturada tanto con keroseno como con cloruro de sodio (NaCl) y la Permeabilidad medida tanto en la dirección de flujo, como en la del pozo, ya que van a estar íntimamente relacionadas con la matriz de bloque; además se trabajó con la Saturación de agua residual y la Susceptibilidad Magnética como complementarias, teniendo en cuenta en el primer caso la interacción con el tipo de porosidad y en el segundo por la relación que en este yacimiento se ha encontrado entre éste parámetro, la Permeabilidad y Densidad según versa en trabajos anteriores (M. Rodríguez Viera y Juan Rodríguez- Loeches, 1992).

Se determinó la Porosidad de Fractura y el Coeficiente de Partición, el cuál nos ofrece un índice de la intensidad de fracturación . Este se obtiene a partir de la relación entre la Porosidad Total, determinada de los registros neutrónicos y la Porosidad de Matriz medida en los núcleos; se consideró matemáticamente como un modelo de doble porosidad, con matriz y fracturas en paralelo, debido a que la intensidad de la microfracturación, además de los poros formados por la lixiviación e interpartícula, hace que actúe como matriz porosa, las que alimentan a las fracturas propiamente dichas, tan intensas en el yacimiento.

Finalmente se hicieron mapas de direcciones de fracturas (de la petrografía), de las propiedades petrofísicas, así como el mapa de Coeficiente de partición cuya interpretación se tuvo en cuenta en el mapa morfotectónico final.

REFLEXIÓN SOBRE ALGUNOS RESULTADOS.

Uno de los resultados más interesantes a los que se arribó, es la coincidencia de los tectonoalineamientos definidos por los métodos geomorfológicos en su gran espectro y los mapas realizados a partir de la distribución de propiedades determinadas en los núcleos: Porosidad, Permeabilidad, Saturación de agua residual, Susceptibilidad Magnética, así como los mapas del por ciento de los diferentes generaciones de fracturas: I generación (fracturas dispersas), II generación (fracturas oblicuas) y III generación (fracturas verticales); además se incluyó el mapa de Coeficiente de Partición (Intensidad de fracturas). Todo esto fue tenido en cuenta para la confección del mapa de los tectono alineamiento (Figura 1).

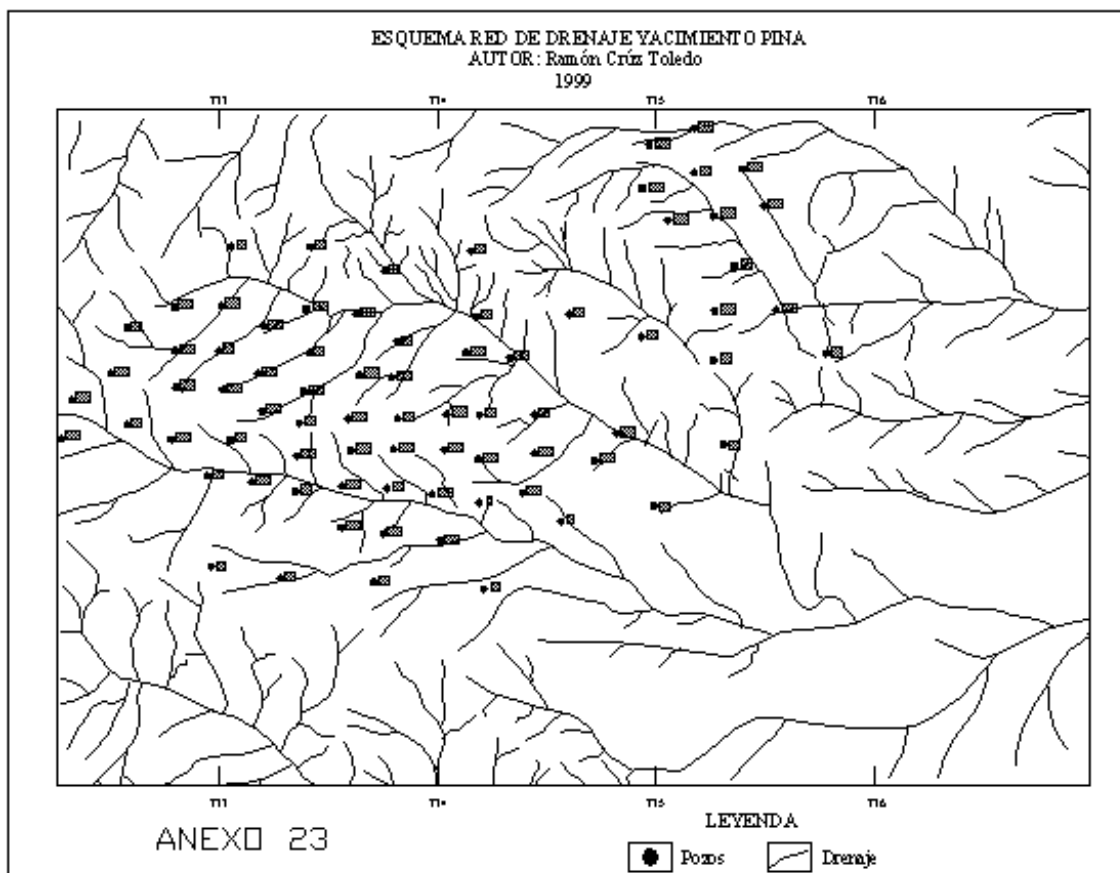


También resultaron novedosos los resultados obtenidos de la comparación de las direcciones de las macrofracturas observadas en superficie y las microfracturas y sus generaciones; por ejemplo en la dirección NW existe el predominio de la I generación de fracturas a las que se asocian las fallas más antiguas como la de Las Villas, mientras que las de la dirección NE, donde son más frecuentes la II y III generación, las más recientes están asociadas con la neotectónica.

Se observó, además una marcada coincidencia de la distribución de la tercera generación de fracturas (verticales) con los mapas obtenidos en el laboratorio de la permeabilidad de matriz, incluso las zonas de máximos y mínimos.

El conjunto de mapas geomorfológicos reveló la presencia de la falla Rumbo Deslizante (strike Slip) al este de Pina, observada en la imagen cósmica la que es asociada como elemento de suma importancia para la migración de los hidrocarburos generados por las rocas carbonatadas de la Cuenca del Margen Continental.

Las áreas con mejores producciones del yacimiento Pina se encuentran ubicadas en estructuras levantadas. La parte Sur del yacimiento no se ha revelado como la más prometedora, sin embargo la perforación y explotación de varios pozos corrobora que el pliegue tiene áreas promisorias donde podría ejecutarse el desarrollo de los mismos, constituyendo éste, el frente de un manto menos extendido. La disección vertical y la red de drenaje son esenciales para la delimitación de las estructuras reveladas (Figura 2).



El área quedó dividida en dos sectores que presentan características diferentes: área occidental y área oriental. Esto está determinado por un sistema de fallas transcurrentes de tipo sinistral de dirección NE, con actividad reciente.

El área occidental se caracteriza por:

- Un sistema de drenaje donde el orden principal de los ríos se corresponde con la dirección de los cabalgamientos y que prácticamente limitan la parte más productiva.
- Una mayor intensidad en la tectónica.
- Un mayor desarrollo de la Neotectónica compresiva, ubicándose aquí el yacimiento Pina.

El área oriental se manifiesta por:

- Drenaje Sur que cambia su dirección hacia el NE.
- Es la parte del área donde se desarrolla con mejor claridad el Sistema de fallas transcurrentes NE, donde se ubican los pozos Brujos.
- Se observa un menor desarrollo de la Neotectónica compresiva.
- Están presentes las vías de migración del Petróleo, pero no parecen existir condiciones de grandes estructuras. Aparentemente es un área de transición.



CONCLUSIONES.

1. Se determinaron las principales direcciones de las fracturas: SW-NE más densas, menos espaciadas y las de SE-NW más antiguas, espaciadas y de gran extensión. De forma subordinada las EW y NS.
2. La distancia medidas entre fracturas, a partir de las rosas diagramas del campo fueron determinadas según las direcciones de las fracturas, así las menos espaciadas son las SW-NE. Esta distancia también se determinó en los núcleos diferenciándose en este caso según las litologías Tobas Finas, Tobas Gruesas y Efusivos; en las Tobas gruesas las distancias son mayores.
3. La densidad de fracturas es mayor en la dirección SW-NW; le sigue en orden de importancia en la dirección SE-NE. En los núcleos se consideró sólo dos litotipos: Tobas y Efusivos y se observó una mayor densidad en las Tobas.
4. La permeabilidad de la matriz está directamente relacionada con las fracturas verticales más recientes.
5. Se corroboró la existencia de tres generaciones de fracturas: la I generación, de fracturas dispersas generalmente rellenas de calcita o zeolita son las más antiguas; la II, de fracturas oblicuas según la dirección de las capas, abiertas o semi abiertas, posteriores en tiempo a las anteriores y la III generación, de fracturas verticales que cortan a las anteriores, las más recientes.
6. La relación entre las macro y micro fracturas evidenciaron que la I generación está asociada a las fallas más antiguas Noroeste, mientras que la II y la III, a los movimientos más recientes Nordeste.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilera R. (1995). *Naturally fracture reservoirs (second edition)*; Pennwell Publishing Co. Tulsa, Oklahoma.
- Bagrintseva C. (1982). *Fracturación de las rocas sedimentarias*. Eddir- Nedra Moscu.
- Cruz R. y otros (1998). *La geomorfología como parte del complejo de métodos de exploración petrolera utilizados en la provincia de Pinar del Río*. Memorias del Congreso Cubano de Geología. Vol. I, pag 165 – 168.
- Rodríguez M. y otros (1992). *Metodología para la evaluación de rocas Vulcanógeno sedimentarias*. CIDP.
- Rodríguez M. y Rodríguez-Loeches J. (1992). *Algunas regularidades observadas en la Susceptibilidad Magnética de las rocas Vulcanoclásticas del yacimiento Pina*. CIDP.
- Sosa C. y otros. (1998). *Efectos de la tectogénesis reciente sobre las estructuras cabalgadas y sus reservorios, en el litoral norte desde Jibacoa hasta Punta Seboruco*. Memorias del Congreso Cubano de Geología. Vol. I, pag 690 – 693
- Tenreiro R. y otros (1997). *Neotectónica y tectónica post orogénica del archipiélago cubano. Aspectos relacionados con el potencial y la exploración de hidrocarburos*. CEINPET.



MODELO PETROFISICO EN LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS DE CUBA

Olga Castro-Castiñeira⁽¹⁾, Juan Rodríguez-Loeches Díez-Argüelles⁽¹⁾ y Dania Brey del Rey⁽¹⁾

(1) Centro de Investigaciones del Petróleo, Washington # 169 esquina a Churruca, Cerro, Ciudad de la Habana, CP 12000, Cuba, C. Eléct.: olgac@ceinpet.inf.cu

RESUMEN

En este artículo se describe el trabajo realizado para la modelación petrofísica de los yacimientos de la región noroccidental de Cuba, principalmente por interpretación de registros geofísicos de pozo. Se analiza el comportamiento de cada perfil, integrando las descripciones petrográficas de núcleos y secciones delgadas y los resultados de análisis petrofísicos de laboratorio. Las formaciones analizadas están representadas mayoritariamente por rocas carbonatadas, que se dividen en unidades de flujo de acuerdo a su permeabilidad.

El objetivo principal de la interpretación fue la determinación de la porosidad de fractura, por lo que se calculó el coeficiente de partición de Pirson, dependiente de las porosidades total y de bloque y del exponente de cementación. Su variación está entre cero y uno, resultando particularmente alto en el área analizada. El estudio de las dimensiones de los poros es un aspecto muy importante, siendo esenciales los análisis de capilarimetría, con los que se obtienen las curvas de presión contra saturación y las dimensiones de los radios de los poros. También resultó de gran interés el estudio de los fluidos residuales, que reduce la porosidad efectiva.

Como conclusión, pudo establecerse lo siguiente: se puede definir el modelo petrofísico de los reservorios en los diferentes yacimientos de la región siguiendo el mismo esquema metodológico por la similitud de su constitución. Es necesario tener presente, además de los registros geofísicos, toda la información disponible para su integración en el modelo. Este tipo de trabajo se realizó para obtener las propiedades de reservorios y utilizarlas en la simulación numérica para la recuperación mejorada en un yacimiento.

ABSTRACT

This paper describes the work accomplished for the reservoir modelation in the deposits of the northwestern region of Cuba, mainly by well log analysis. It is specified the behavior of each log that defines the characteristic electrofacies of the section, integrating the well log interpretation with petrographic and petrophysical analysis. Carbonate rocks constitute the analyzed different formations, which are divided in more general flow units from the productive point of view.

The principal objective of the interpretation is the pore fracture determination. Thus, it was necessary the calculation of the Partition coefficient of Pirson, which depends on the total porosity, the cementation exponent of the system and from non fractured. A measure of the rock fracturation is given by the variations in the coefficient between 0 and 1, resulting particularly high in the analyzed area. The study of the different pore dimensions is a very important aspect, standing out how the set governs the behavior of the capillarimetry curves (porosity types). The residual fluids content that reduce the effective porosity also resulted interesting.

As conclusion it can be emphasized the following: the model of reservoir was defined. In addition to the well logs, the integral information such as the knowledge from the geology of the area, the petrographic study of the rocks, the monitoring of the porosity type and others was also analyzed. This model was applied in the simulation for the improved recovery of the deposits.



INTRODUCCION

Los reservorios naturalmente fracturados pueden tener variaciones en sus propiedades, lo que conlleva a distintas producciones de fluidos según su distribución. La dificultad para su descripción reside en el grado de complejidad geológica de los yacimientos y en definir como se produce el paso de los fluidos a través de la roca.

El área donde mejor se desarrollan los yacimientos naturalmente fracturados en Cuba, es la franja de crudos pesados de la región noroccidental del país (Figura 1), a la que se refiere el presente trabajo. Las características en las propiedades de sus reservorios no son comunes en la literatura especializada sobre petrofísica. Esta área está relacionada a las zonas de cabalgamientos de los pliegues escamas, donde las formaciones analizadas están representadas mayoritariamente por rocas carbonatadas de la Unidad Tectono-Estratigráfica Placetas. A su vez, las formaciones pueden subdividirse en unidades de flujo más

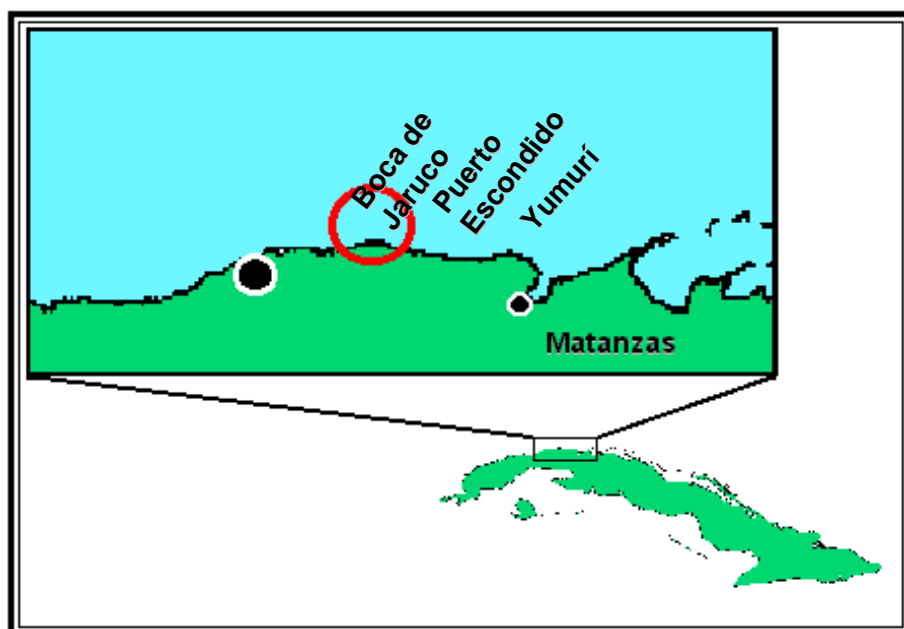


Fig. 1 Mapa de ubicación de algunos yacimientos noroccidentales de Cuba.

generales desde el punto de vista productivo, de acuerdo a su permeabilidad.

Estas rocas tienen el mismo origen y sufrieron los mismos procesos diagenéticos; por las condiciones geológicas en que se encuentran, presentan características similares en los distintos yacimientos. Por ejemplo la porosidad, aunque se considera del tipo fracturado-intergranular, alcanza valores de más de 20 % en determinados cortes. Estas secuencias pueden ser capaces de producir el petróleo pesado almacenado en ellas, característico de la región (Vilaín, 1998). Es necesario entonces, establecer una metodología muy particular para su estudio, utilizándose toda la información disponible sobre investigaciones de pozo.



INFORMACION UTILIZADA

Para establecer el modelo de reservorio se analiza el comportamiento de cada uno de los registros o perfiles de pozo, incluyendo el FMS y el FMI. Los registros con que se contó para este trabajo son de distintas generaciones y nacionalidades: se utilizaron los registros soviéticos para los pozos perforados antes de 1990, y los registros Schlumberger para los posteriores. Cuando sucede esto, se requiere una estandarización de la información.

Por otra parte se integran los resultados de análisis petrofísicos de laboratorio, con los que se construyen distintas dependencias entre las propiedades físicas evaluadas. También se incorporan las descripciones petrográficas de núcleos y secciones delgadas y las propiedades obtenidas por el tratamiento de imágenes de estas últimas. En las distintas etapas del estudio, se utilizan softwares apropiados para facilitar el trabajo, los que pueden ser especializados, como el HDS para la interpretación de los registros, o el IMAGO para el procesamiento de las imágenes, o bien estadísticos para establecer relaciones y generalizaciones (SPAD3.5, SPSS).

Con estos materiales puede realizarse una evaluación del reservorio a distintas escalas.

CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS

Llama la atención en las áreas señaladas de los yacimientos, la forma en que se manifiestan los reservorios a través de los diferentes métodos de investigación (Castro, 1992-1998):

Por registros e interpretación. Dentro del conjunto de propiedades de las rocas que brinda la geofísica de pozos a través de los registros y su interpretación en el tipo de corte analizado, pueden destacarse por el contraste que presentan: la porosidad, la resistividad y los rayos gamma.

La porosidad obtenida por los métodos neutrónicos, tanto soviéticos como de Schlumberger, puede tomar valores anormalmente altos, como se ha mencionado. Aunque la frecuencia más elevada está cerca del 20 %, pueden encontrarse porcentos mayores. Estos valores tan altos de porosidad contradicen la resistividad, que por lo general es mayor de 100 ohm, vinculada con la composición carbonatada del corte. No se establece la relación directa que debe existir entre las dos mediciones para los reservorios carbonatados naturalmente fracturados de tipo clásico. Esta falta de correlación se observa en las áreas más sureñas de la región, y se acentúa hacia el norte. Los hechos mencionados hacen que el comportamiento de la porosidad sea de gran interés cuando se va a modelar un yacimiento, de aquí la necesidad de apoyar los datos obtenidos por interpretación con otros elementos.

El contenido de arcilla no es apreciable, reflejado en los valores mínimos de torio y potasio; sin embargo, el valor del uranio puede resultar muy elevado, denotando al mismo tiempo la incidencia de la fracturación y de la roca madre en determinadas formaciones. Si no se tiene el registro de rayos gamma espectrales, puede confundirse la alta radiactividad total con un gran contenido de arcilla. En la Figura 2 se presenta un ejemplo de registros, donde aparecen los que se relacionan y otros. El procesamiento se realizó con el programa HDS de interpretación.

Por otra parte, cuando se tiene el registro de imágenes FMI, pueden destacarse las fracturas en la textura de las rocas, pudiéndose apreciar hasta la presencia fallas que las acentúan.

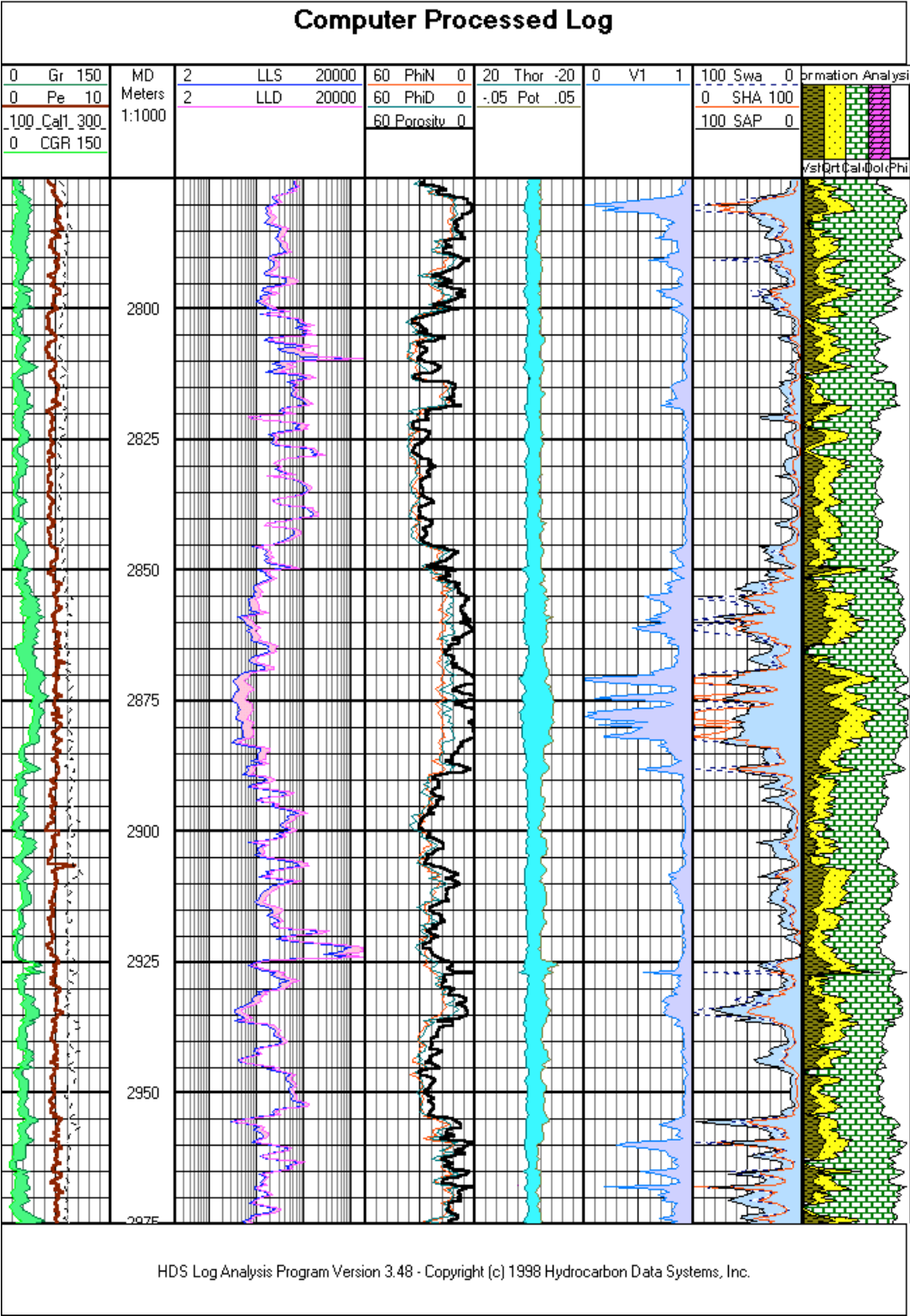


Fig. 2 Registros geofísicos e interpretación en un pozo.



Los resultados de la determinación del coeficiente de partición a partir de la interpretación de los registros son muy interesantes.

Para su evaluación, puede demostrarse que la porosidad total se relaciona con la de bloque a través de la relación (Aguilera, 1995):

$$\phi_t^{-m} = \frac{1}{v\phi_t + \frac{(1-v)}{\phi_b^{-mb}}}$$

donde ϕ_t es la porosidad total, ϕ_b la de bloque; m es el exponente de cementación del sistema, mb el del bloque y v el coeficiente de partición.

Cuando sólo hay porosidad de matriz, $v = 0$ y se obtiene el caso particular para el medio con porosidad intergranular donde $m = mb$. Si solamente hay fracturas, $v = 1$ y se obtiene que $m = 1$. Las variaciones entre 0 y 1 del coeficiente dan una medida de la fracturación de la roca. Esta relación se representa gráficamente en la Figura 3.

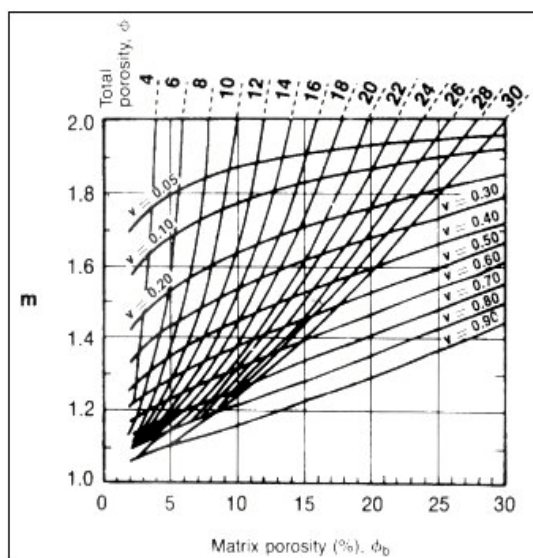


Fig. 3 Evaluación del Coeficiente de Partición.

adiciona al comportamiento de los registros y su interpretación.

Por análisis petrofísicos en muestras de núcleos. En muestras con una alta porosidad total, al analizarse la distribución del tamaño del radio de los poros obtenida por capilarimetría, no resultan normales, pudiéndose ver el predominio en muchos casos de los macroporos. Pero también se verá la incidencia que pueden tener los microporos, y por tanto la saturación de agua residual en los reservorios (Ver ejemplo de la Figura 4).



En la dependencia entre la Saturación de Agua Residual y la Porosidad que se muestra en la Figura 4, para uno de los yacimientos, se confirma esta idea al tenerse una saturación mínima considerable para los mayores valores de porosidad.

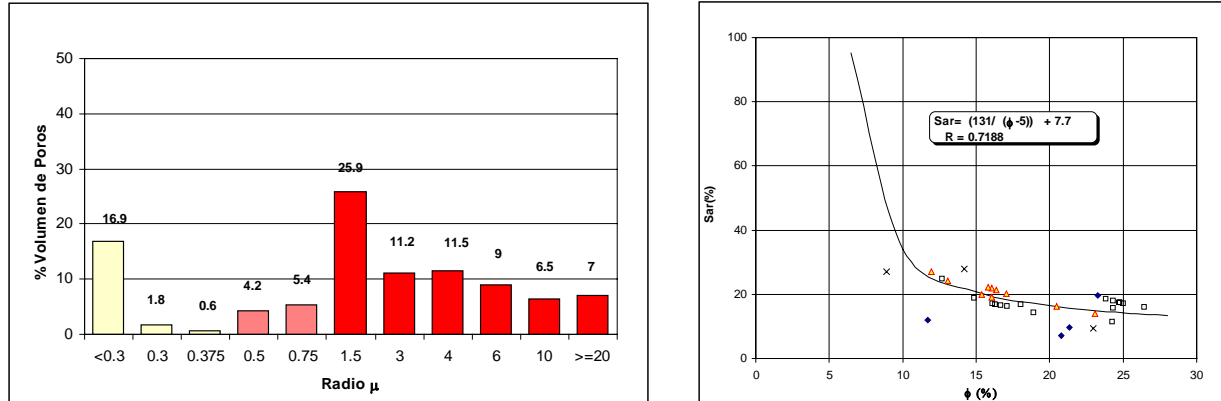


Fig. 4 Distribución del radio de los poros en muestra de núcleo y dependencia entre la porosidad y la Saturación de Agua Residual en un yacimiento de la región noroccidental.

Por otra parte, en la dependencia entre la Saturación de Petróleo Residual y la Porosidad se manifiesta la incidencia de valores un tanto altos de saturación para las porosidades mayores.

Todo esto expresa que la porosidad anormalmente alta de estos reservorios, constituida en parte con por microporos, disminuye al presentar saturaciones elevadas de fluidos residuales, pero no hasta el punto de impedir su producción.

La permeabilidad en los yacimientos ejemplificados no sigue una ley con la porosidad, pero sí se aprecia en conjunto su mejoría con respecto a las zonas menos fracturadas.

Por secciones delgadas. A escala microscópica, en secciones delgadas, es notable la alta porosidad que puede observarse en zonas de microbrechamiento, como el caso ejemplificado en la Figura 5, donde se presenta la foto y una imagen binaria en una sección para el cálculo de la porosidad con el software IMAGO.

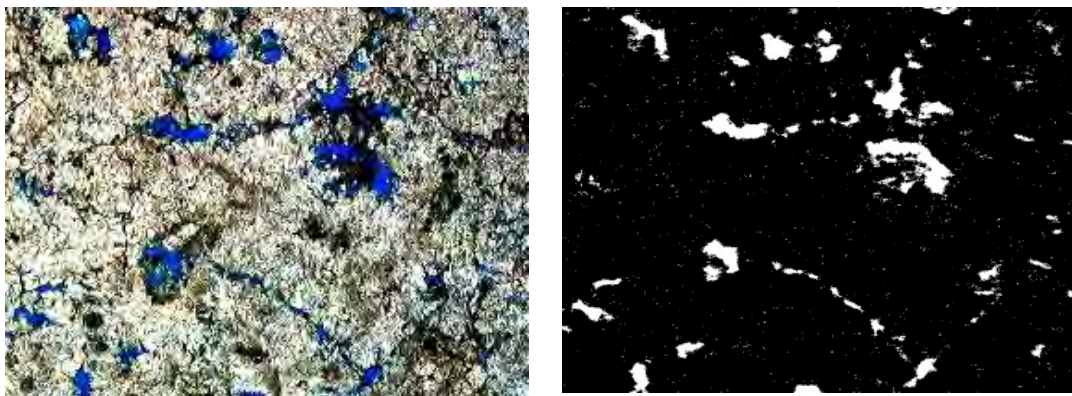


Fig. 5 Foto de una sección y su imagen binaria para el cálculo de la porosidad mediante tratamiento de imágenes.

Esta sección en la que se evaluó la porosidad, se tomó de una muestra analizada también por petrofísica.



El trabajo se realizó en el laboratorio de CORELAB (Canadá) y en los laboratorios del Centro de Investigaciones del Petróleo con resultados muy similares, lo que se presenta en la siguiente tabla, comparativa. En todos los casos se manifiesta un valor alto de porosidad.

Descripción litológica de la muestra	CORELAB	CEINPET	$\phi_{\text{registros}} (\%)$
	$\phi_{\text{petrofísica}} (\%)$ $\phi_{\text{sección}} (\%)$	$\phi_{\text{petrofísica}} (\%)$ $\phi_{\text{sección}} (\%)$	
Brecha tectónica con matriz cataclástica saturada de petróleo, estando la roca original completamente recristalizada, observándose una fracturación fuerte hasta el brechamiento, porosidad intercristalina y vugulos hasta de 5 mm de diámetro por carsificación.	20.10 15.00	18.01 5.2 – 18.05	16.20

En la sección analizada se confirma la porosidad interpartícula asumida en la interpretación de los registros, la cual no se distribuye homogéneamente, como lo demuestran los análisis de capilarimetría. Hasta aquí se han presentado los elementos que explican la presencia de reservorios con porosidades neutrónicas no típicas de los yacimientos naturalmente fracturados, determinándose la existencia de porosidad interpartícula con los elementos adicionados a la interpretación de registros, constituidos por los estudios de muestras por análisis petrofísicos y por secciones delgadas. Así se demuestra la coherencia de toda la información utilizada.

CONCLUSIONES

1. Para establecer el modelo petrofísico de los yacimientos naturalmente fracturados, es necesario tener en cuenta además de los registros o perfiles, todas las investigaciones que se realizan en los pozos.
2. Al encontrarse este tipo de reservorio en cualquier pozo que se perfora en la región de estudio, no debe pensarse que su producción está garantizada, pues como se ve, aunque las propiedades siempre son similares gracias al mismo origen y a la diagénesis común que sufrieron las rocas, en la actualidad incide la complejidad geológica de su yacencia.
3. Utilizando esta metodología de trabajo pudo establecerse el modelo correcto para la simulación numérica de uno de los bloques del yacimiento Boca de Jaruco, con muy buenos resultados, demostrándose que la porosidad efectiva no presenta los niveles reflejados por los métodos neutrónicos, debido fundamentalmente a la presencia de fluidos residuales.

BIBLIOGRAFIA

1. Aguilera, R. (1995): *Naturally Fractured Reservoir*. Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
2. Castro, O. (1992): Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Geológicas: *Evaluación de las formaciones gasopetrolíferas en la UTE Placetas - Camajuaní? de la región Habana-Matanzas por investigaciones de pozos*. ISPJAE.
3. Castro, O. , J. Rodríguez, J. Hernández (1998): *Variación de las propiedades en los reservorios naturalmente fracturados*. Memorias I del III Congreso de Geología, 117-120.
4. Vilaín, A. y otros (1998): Modelo del Bloque III en el Yacimiento Boca de Jaruco. Informe del Proyecto 2115, Etapa I. Archivo Técnico CEINPET.