

27/3

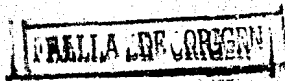
# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



APLICACION DE LOS PERFILES DE POZO,  
ELECTRICOS Y DE RAYOS GAMA PARA  
DESCUBRIR URANIO.

TESIS PROFESIONAL  
PARA OBTENER EL TITULO DE :  
INGENIERO GEOFISICO  
P R E S E N T A :  
ESTEBAN RAMOS JIMENEZ





Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## CONTENIDO.

<b>CAPITULO I.-HISTORIA Y USOS DE LA ENERGIA NUCLEAR.....</b>	<b>3</b>
<b>CAPITULO II.-GEOLOGIA Y YACIMIENTOS DE MINERALES</b>	
<b>RADIATIVOS.....</b>	<b>8</b>
<i>Yacimientos en vetas magmáticas .....</i>	<i>10</i>
<i>Scongomerados oligocénicos .....</i>	<i>11</i>
<i>Depósitos de tipo vena .....</i>	<i>11</i>
<i>Pegmatitas .....</i>	<i>12</i>
<i>Uranio magmático .....</i>	<i>12</i>
<i>Depósitos en rocas sedimentarias .....</i>	<i>13</i>
<i>Deposición sigenética del uranio .....</i>	<i>14</i>
<i>Deposición epigenética del uranio .....</i>	<i>15</i>
<i>Torío en rocas sedimentarias .....</i>	<i>16</i>
<i>Elementos radiactivos en ambiente marino .....</i>	<i>16</i>
<i>Depósitos uraníferos en areniscas .....</i>	<i>17</i>
<i>Depósitos de cobre y uranio .....</i>	<i>18</i>
<i>Depósitos de caliza uranífera .....</i>	<i>18</i>
<b>CAPITULO III.-METODOS Y EQUIPOS EXPLORATORIOS EN LA</b>	
<b>PROSPECCION RADIATIVA.....</b>	<b>20</b>
<i>Unidades .....</i>	<i>22</i>
<i>Prospección y reconocimiento radiométricos .....</i>	<i>22</i>
<i>Métodos terrestres .....</i>	<i>23</i>
<i>Métodos aéreos .....</i>	<i>28</i>
<b>CAPITULO IV.-DETERMINACION DE LOS PERFILES DE POZO,</b>	
<b>ELECTRICOS Y DE RAYOS GAMA.....</b>	<b>31</b>
<i>Descripción general de un equipo para registro</i>	
<i>de pozos .....</i>	<i>33</i>
<i>Equipo de superficie .....</i>	<i>36</i>
<i>Operación .....</i>	<i>37</i>
<i>Registro .....</i>	<i>37</i>
<i>Métodos de registro .....</i>	<i>39</i>
<i>Registros básicos para uranio .....</i>	<i>40</i>
<i>Registros suplementarios para exploración de</i>	
<i>uranio .....</i>	<i>42</i>
<i>Registros experimentales .....</i>	<i>43</i>
<i>Principios de calibración y análisis .....</i>	<i>44</i>

Preparación de un equipo registrador .....	46
Otención del registro de un pozo .....	48
Porcentaje de error probable y constante de tiempo en el registro .....	48
<b>CAPITULO V.-INTERPRETACION GEOLOGICA DE LOS PERFILES.</b> .....	<b>50</b>
Método para determinar contactos entre formaciones a partir de los registros gama y de potencial natural .....	51
Método de correlación utilizando las curvas gama y de resistividad .....	52
Análisis del registro de rayos gama .....	54
Determinación del espesor de un cuerpo mineral .....	55
Determinación del área bajo la curva .....	56
Corrección por pérdida de resolución .....	58
Factor de calibración .....	58
Corrección por desequilibrio .....	59
Corrección por condiciones del pozo .....	60
Efectos de fluido y diámetro del pozo .....	60
Efectos de adema .....	62
Condiciones no comunes en la formación (zona mineralizada) .....	62
Agua intersticial .....	63
Determinación de la ley .....	65
<b>CAPITULO VI.-ASPECTOS ECONOMICOS.</b> .....	<b>70</b>
Factores que intervienen en la explotación de un yacimiento de uranio .....	71
Ley explotable .....	72
Proyectos de producción .....	73
Interpretación de las reservas minerales .....	76
Categoría de las reservas mineras .....	77
Comentario final .....	79
<b>REFERENCIAS.</b> .....	<b>81</b>

## CAPITULO 1.

### HISTORIA Y USOS DE LA ENERGIA NUCLEAR.

El elemento uranio, fué descubierto en 1789 por el químico y mineralogista alemán M. H. Klaproth (1743-1817), quien a partir de unas muestras de pechblenda de la mina de Georg Wagsfort en Johanngeorgenstadt, Alemania, y de Joachimsthal, Austria (actualmente Checoslovaquia) obtuvo un polvo negro que manifestaba propiedades químicas diferentes a las de los demás elementos químicos conocidos hasta entonces. Debido a esto, lo consideró como un nuevo elemento, al que llamo Uranio en honor al recién descubierto planeta Urano.

Tuvieron que pasar más de 50 años para que los químicos reconocieran el polvo negro o café, que no era precisamente el elemento, sino un óxido; no obstante fué hasta 1841 cuando el químico francés E. M. Peligot (?-1890), analizó por hidrólisis una muestra de tetracloruro de uranio en la que encontró un peso total de cloruro y del polvo negro, similar al obtenido por Klaproth. Después, calentó el tetracloruro seco con potasio y obtuvo un polvo metálico de uranio elemental. Peligot, también descubrió cómo purificar compuestos de uranio utilizando la solubilidad de nitrato de uranio en éter dietílico.

Más tarde, en el año de 1896, el físico francés Henri Becquerel al investigar la relación entre la fluorescencia y los rayos X manejando diversos componentes químicos, descubrió accidentalmente que un compuesto que contenga uranio, sin previa exposición a radiaciones, podía oscurecer una placa fotográfica, aún envuelta en papel negro grueso (cabe mencionar que 30 años antes, el francés Niepce de Saint Victor (1867) en uno de sus experimentos se dió cuenta que no estaba tratando con el efecto fotográfico ordinario al observar el mismo fenómeno. Becquerel descubrió que los átomos de ciertos elementos se transforman a veces por sí solos, en átomos de otros elementos diferentes y que

esta transición ocurría debido a la emisión de partículas cargadas a velocidades extremadamente elevadas. Los átomos originados de esta manera se llaman "átomos radiactivos", y las radiaciones producidas durante la transformación de los átomos de uranio fueron las responsables de la obscuridad en la placa fotográfica.

La curiosidad por conocer la naturaleza de la radiactividad, dió lugar a descubrir que también el torio era radiactivo. Después en 1898, Marie y Pierre Curie descubrieron dos nuevos elementos radiactivos: el polonio y el radio. Las radiaciones emitidas por éstos materiales eran de tres tipos distintos: rayos alfa ( $\alpha$ ), beta ( $\beta$ ) y gama ( $\gamma$ ).

En el año de 1939 los químicos alemanes Otto Hahn y Fritz Strassman y los físicos Lise Meitner y Otto Frisch anunciaron la fisión del núcleo, pues demostraron que cuando cierto núcleo de uranio (que más tarde se determinó que era el isótopo uranio-235) absorbe un neutrón, dicha acción puede causar ruptura o fisión del núcleo en dos partes de pesos distintos. La noticia de este descubrimiento causó gran agitación entre los físicos, pues un proceso nuclear de esta naturaleza tiene que liberar inmensas cantidades de energía.

Antes de que se descubriera la fisión atómica, el uranio tuvo pequeñas aplicaciones en la industria textil, en los laboratorios, en la preparación de materiales fluorescentes, como colorante de vidrios y cerámica, así como un constituyente del acero, etc. Las sales de uranio se han empleado como mordientes para colorear pieles, en la industria de la madera y como agentes entonantes en la industria fotográfica. El acetato de uranio se usa como reactivo en los laboratorios para la determinación del sodio, ya que la sal triple con Hg y Zn es insoluble.

Las fuentes principales de las enormes cantidades de combustibles fósiles que el mundo utiliza, son el carbón, petróleo y gas natural. Aunque las fuentes de éstos combustibles parezcan inmensas, no son por esto inagotables.

La próxima gran fuente de energía que se puede utilizar en nuestro país, será probablemente el reactor nuclear, que regulará las reacciones en cadena para liberar energía almacenada en los diversos materiales fisibles que existen en el mundo. Se ha obtenido éxito con las aplicaciones de la energía nuclear en la propulsión de barcos mercantes y navales. Además, en las zonas industriales de diversos países en todo el mundo, se están desarrollando plantas de energía nuclear en gran escala para la producción de electricidad. La energía eléctrica nuclear no compite aún económicamente, con la producida por plantas hidroeléctricas o las que utilizan carbón, petróleo o gas como combustible, excepto en regiones remotas donde el costo de éstos combustibles es elevado. No obstante, la tecnología de diseño y operación de plantas nucleares va progresando tan rápidamente que se pronostica que tal vez para fines de este siglo ya casi todas las plantas generadoras serán nucleares.

La capacidad de producir y regular las reacciones nucleares está afectando considerablemente al género humano en dos formas y lo continuará haciendo en lo futuro. La primera forma consiste en la producción de grandes cantidades de energía, bien sea como explosiones o como energía liberada por reacciones automantenidas para usos pacíficos. La otra forma es la producción de diversos isótopos radiactivos, primero en los trituradores atómicos y actualmente en los reactores nucleares.

Los isótopos radiactivos como fuente de radiaciones reemplazan frecuentemente otras fuentes más costosas y menos convenientes, como el Ra y los rayos X. El tratamiento médico de los tejidos enfermos ha progresado inmensamente con estas fuentes. En la industria se han utilizado para medir el espesor de materiales y para calificar por medio de radiografías grandes piezas fundidas. Las fuentes económicas de radiación prometen también ser útiles en la preservación y esterilización de los alimentos. Los radioisótopos utilizados para regular las mutaciones genéticas están acelerando también el programa de investigación agrícola relacionado con la selección de productos de calidad superior.

también se han construido pequeños dispositivos para producir electricidad utilizando el calor generado durante la desintegración de radioisótopos, para proveer energía a instrumentos de estaciones meteorológicas localizadas en regiones remotas, boyas navales, faros, guardacostas y en satélites.

Por lo que respecta a nuestro país y tomando en cuenta que nuestra industria está sujeta a una acentuada contribución de los hidrocarburos (estimada en más de un 90%), entonces toca a la energía nuclear liberar a éstos en lo posible, de los usos inconvenientes que se hacen de ellos y aprovecharlos en procesos industriales de más alto rendimiento.

En la siguiente década, la energía hidroeléctrica, el carbón y el uranio contribuirán a resolver el incremento en la producción de electricidad y, posteriormente, recaerá la carga principal sobre el uranio y el carbón principalmente.

Estimaciones recientes de las Naciones Unidas indican que el consumo anual de electricidad de origen nuclear en el mundo es de un 20%, y que para fines de siglo, la nucleoelectricidad podría aumentar su participación hasta en un 70% del total.

En México, la alternativa de más significación para el uso racional de nuestras fuentes tradicionales de aprovisionamiento es el desarrollo del uranio como nuevo recurso energético; por lo que se han localizado en nuestro territorio yacimientos de minerales radiactivos que constituyen las reservas suficientes, acordes con la creciente utilización en los próximos años de combustibles nucleares para la generación de electricidad.

La energía nucleoelectrónica aumentará vertiginosamente y en unas cuantas décadas habrá de transformarse en la mayor fuente de energía de nuestra civilización.



Tras los progresos científicos del presente siglo, ahora se considera que la energía nuclear se usará por muchos centenares de años, quizá de milenios, en alguna de sus dos modalidades: fisión o fusión.

Sólidamente han de prepararse y emprenderse las tareas para la utilización de esta energía en nuestro país.

## GEOLOGIA Y YACIMIENTOS DE MINERALES RADIACTIVOS.

Los depósitos de uranio ocurren en rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas; en una extensa variedad de condiciones geológicas y en diversos tipos de menas.

En las rocas ígneas y metamórficas, desde las de la era Precámbrica hasta las del Terciario Superior, los depósitos primarios de uranio se hallan distribuidos, por lo menos, en cuatro de las principales formas geológicas de la corteza terrestre: la Faja Cordillerana de Norteamérica, las zonas marginales al oeste del Escudo Canadiense, las áreas de intrusión ígnea en Europa y en el "espinazo" de las regiones central y meridional de África.

Los depósitos de uranio en las rocas sedimentarias también tienen extensa distribución en todo el mundo.

En la actualidad, se ha visto que los depósitos ocurren en una gran variedad de medios geológicos, tales como rocas intrusivas o extrusivas, en rocas metamórficas y en depósitos sedimentarios tanto estratiformes como no-estratiformes. Las mayores reservas de este mineral conocidas hasta ahora corresponden a las rocas sedimentarias. La variedad de medios geológicos en los cuales se encuentra la mineralización es debida a la alta solubilidad del ion uranilo ( $UO_2^{+2}$ ), su isomorfismo con ciertos elementos, tales como el Ca, Fe, Zn y Th, y el rango de estabilidad de la uraninita. En promedio, las rocas ígneas ácidas contienen 10 veces más uranio que las ultrabásicas. El promedio de contenido de uranio en rocas ígneas se muestra en la tabla I.

TABLA I.

TIPO	PPM DE URANIO
Ultrabásicas	0.3
Básicas	1.0
Intermedias	1.5 - 3.0
Graníticas	4.0

Mucha de la radiactividad en rocas ígneas está en grado medio en: zircón, esfena y apatita; y en grado alto en monacita, alanita, pirocloro, xenotime, uraninita y torita. El contenido de uranio varía ampliamente de cristal a cristal dentro de un solo espécimen de mano.

En la periferia de batolitos y apfisis, se han encontrado minerales radiactivos, y también en intrusivos, diques porfídicos, granitos, rocas vítreas, obsidiana y pitchstone (roca asfáltica). Las rocas volcánicas e hipabisales pueden tener mayor contenido de uranio que las rocas plutónicas de composición similar según se ha observado. En las rocas ígneas jóvenes también hay este elemento. En orden creciente, el uranio aparece en los minerales siguientes:

- a.- Zircón.
- b.- Alanita.
- c.- Monacita.
- d.- Xenotime.
- e.- Torita.
- f.- Pirocloro.
- g.- Uraninita.

El uranio es un elemento oxifilo que durante la diferenciación magmática se concentra en magmas residuales y en rocas ácidas o félsicas.

La uraninita y la pechblenda son componentes primarios de algunas pegmatitas y fisuras mesotermales, y también como minerales epigenéticos, son alterados por óxidos hidratados, fosfatos y silicatos.

Algunos minerales de uranio primarios no se alteran fácilmente *in-situ*, pero sí por atrición durante la transportación con sedimentos elásticos; otros son resistentes a la desintegración mecánica y descomposición química. Por el contrario, los componentes secundarios sí son susceptibles a la alteración y se reducen fácilmente por atrición.

El uranio disuelto en agua o en la superficie durante la alteración de las rocas se deposita en parte y el resto es llevado en drenaje natural superficial y subterráneo, que incluso llega a los océanos. En el agua, se precipita como compuesto insoluble y por adsorción en diferentes clases de sedimentos, en precipitados de Fe, Al, Mn, sílice, minerales arcillosos y por compuestos orgánicos. Algunos sedimentos fosfáticos son uraníferos.

La mayor parte del Th se halla en la litosfera y se concentra esencialmente en rocas ácidas, es resistente a la descomposición química y tiende a concentrarse en depósitos de placer. Una vez desintegradas las rocas, se disuelve y se hidroliza fácilmente en ambientes oxidantes.

Los principales yacimientos de uranio en rocas ígneas y metamórficas ocurren en vetas; existen cuerpos diseminados en pegmatitas y que son de menor importancia comercial. De este tipo se conocen por todo el mundo.

#### YACIMIENTOS EN VETAS MAGMÁTICAS.

En todo el mundo, los mayores yacimientos de uranio en vetas magmáticas son de carácter típicamente mesotermal; aunque algunos indican temperaturas de formación semejantes a las de los depósitos epigenéticos. En la mayoría de ellos, la pechblenda es el mineral principal, acompañado de varios productos de alteración secundaria.

Las características generales de un depósito de pechblenda son: rocas circundantes a las vetas de uranio de naturaleza tanto ígneas como sedimentarias y metamórficas, de las cuales las más favorables parecen ser las intrusivas ígneas y los metasedimentos arcillosos.

Dentro de los filones mismos, los minerales asociados que contienen Fe, Cu, Co, Pb, Ni y Bi, en orden decreciente de abundancia, indican condiciones geológicas favorables a los minerales primarios de uranio. En orden de depósito dentro de la veta, los óxidos de uranio parecen ocupar una posición intermedia o temprana, aunque hay excepciones notables.

Estructuralmente, las vetas que contienen pechblenda tienden a formar rellenos de cavidades libres. El efecto de las soluciones que depositan pechblenda en la roca encajonante, es complejo y no se ha entendido totalmente. En muchos casos, las soluciones mineralizantes han producido una alteración hematítica roja característica, la cual es una valiosa guía hacia la mena.

#### CONGLOMERADOS OLIGOMICTICOS.

El comportamiento del uranio en conglomerados de cuarzo, ocurre en cuencas intraeratónicas del Precámbrico, e sea en áreas del mundo relativamente estables en donde se puede esperar encontrar el mineral. La mineralización es peneconcordante y por lo común de minerales oxidados tales como la uraninita y la branerita. Generalmente se presenta materia carbonosa y casi siempre se desarrolla abundante pirita.

#### DEPOSITOS DE TIPO DE VETA.

Estos depósitos, tienden a ocurrir en provincias metalogénicas, y están asociados con rocas leucocráticas y melanocráticas. Estas provincias, por lo común exhiben ciertas características dependientes esencialmente de la temperatura, que se han desarrollado a la vez en el tiempo y en el espacio. El uranio ocurre con minerales de zonas hipogénicas y mesotermiales, de elementos tales como estaño, cobre, cobalto, vanadio y arsénico.

## PEGMATITAS.

En las pegmatitas, ocurren muy comúnmente minerales de uranio y de tierras raras, incluyendo niobatos, tantalatos y titanatos, pero en general no producen aquél elemento en escala apreciable. Los trabajos más importantes que se han hecho se localizan en complejos graníticos, diques y lentos en sedimentos precámbricos altamente metamorfizados en el área de Bancroft, Canadá, y en el suroeste de África. Los principales minerales que se han encontrado son uraninita y uranotorita con algo de betafita como accesorio. También se han encontrado fergusonita y alanita, además de algunos minerales secundarios tales como el uranotano en la zona oxidada.

Las pegmatitas ricas en potasio tienen mayor posibilidad de contener minerales de uranio, en tanto que las pegmatitas ricas en sodio o litio parecen menos favorables.

En el área de México en que aflora el complejo basal cristalino, la existencia de depósitos minerales radiactivos está comprobada en las pegmatitas de Telixtlahuaca, Zimatlan, Guilapan y Minuatlan, del Estado de Oaxaca. La producción obtenida en éstas áreas es de minerales de betafita, samarekita, monacita y alanita, que demuestran la existencia de numerosos yacimientos de minerales radiactivos, aunque de muy poca potencialidad.

## URANIO MAGMÁTICO.

El uranio en rocas ígneas ácidas raramente excede de 40 ppm. Algunas rocas hipercalinas, tales como las de Ilimaussaq, Groenlandia y Salt Lake, Labrador, contienen arriba de 1500 ppm de  $U_3O_8$  (uranato de uranilo). El uranio se concentra principalmente en minerales resistentes, los cuales permiten recuperar minerales no explotables desde el punto de vista económico, a menos que haya circunstancias donde los elementos asociados, tales como torio, berilio y niobio, podrían ser coproductos.

## DEPOSITOS EN ROCAS SEDIMENTARIAS.

El nivel de radiactividad en los depósitos sedimentarios varía ampliamente, de acuerdo con la manera de depositación, tamaño del grano, tiempo de descomposición, composición del fluido intersticial, etc. Generalmente las lutitas son más radiactivas que las areniscas, y estas, más que las calizas. También algunas lutitas pueden tener mayor radiactividad que otras y las areniscas pueden variar de acuerdo con la edad, localización geográfica, etc.

En esencia, la cantidad de radiactividad natural de cualquier roca sedimentaria depende de la cantidad de ocurrencia natural de uranio, torio o potasio presentes en esa roca.

El uranio contenido en sedimentos y rocas sedimentarias se encuentra en tres categorías:

- a.- Sedimentos pre-existentes.
- b.- El depositado singenéticamente con los sedimentos.
- c.- El depositado epigenéticamente después de cesar la sedimentación.

Es probable que todos los sedimentos clásticos contengan algo de uranio pre-existente.

La depositación singenética ocurre cuando muchas arcillas, precipitados de geles, evaporitas, sedimentos fosfáticos y carbonatos son llevados a partes bajas; mientras que la epigenética ocurre en todos los sedimentos y rocas sedimentarias.

La mayor parte del uranio pre-existente se encuentra en los minerales duros y resistentes.

La depositación singenética ocurre predominantemente en sedimentos químicos y puede separarse por precipitación directa o por adsorción en diferentes variedades de sedimentos.

El uranio depositado epigenéticamente en todas las clases de rocas y sedimentos por una variedad de procesos, como soluciones magmáticas, depósitos de evaporación y precipitación química; puede ser transportado por aguas subterráneas descendentes o por soluciones magmáticas y depositado como evaporitas o como caliche semiconsolidado o consolidado, en regiones semiáridas.

Algunos minerales uraníferos pesados no son susceptibles a la descomposición o a la alteración. El contenido de uranio de los clásticos de grano fino es en su mayor parte pre-existente; los contenidos más bajos se encuentran en lodos y arcillas depositados en medios químicos oxidantes.

#### DEPOSITACION SINGENETICA DEL URANIO.

Depósitos carbonosos.- En general, el contenido de uranio aumenta con el incremento del contenido de carbón. Las lutitas negras uraníferas contienen gran cantidad de materia orgánica, sulfuros y escasamente algunos carbonatos.

La depositación del uranio en lutitas carbonosas no se ha determinado con precisión, pero puede incluir precipitación como compuesto insoluble. Las más conocidas son de edad Premesozoica. Hay lutitas que tienen poco uranio, otras mucho y otras nada; por ejemplo las lutitas negras no marinas, las acetíferas, las asfaltitas y el carbón. Algunos lignitos contienen éste elemento, y se cree que llegó a ellos de formaciones adyacentes mediante el proceso epigenético. También se cree que el uranio se ha depositado singenéticamente en los sedimentos carbonosos. Las calizas y dolomías tienen poco uranio (menos de 4 ppm). Un medio rico en  $O_2$  no es favorable para la precipitación de éste mineral. Por otro lado, algunos registros radiactivos en pozos petroleros han indicado estratos de caliza dolomítica con anomalías de alta radiactividad.



Algunos sedimentos fosfáticos tienen cierta cantidad de uranio y son depositados en diferentes medios, algunos bajo el mar en presencia de materia orgánica o de CaCO<sub>3</sub>. Los fosfatos son similares a las lutitas negras en que son capas delgadas y se depositan lentamente y durante largos períodos de tiempo.

La disección tierra-agua y soluciones hidrotermales en regiones semiáridas frecuentemente dan depósitos del tipo caliche, y ahí, la profundidad del agua es somera. Las condiciones que no favorecen a la precipitación del uranio son mucha turbulencia, que tiende a aerear y formar cuerpos oxidantes: esto provoca baja concentración y alta solubilidad.

Las calizas, yeso, anhídrita, halita y sales de potasio y magnesio depositados en etapas intermedias de disección, están prácticamente libres de uranio. Pero además, también hay precipitados gelatinosos y coloidales con algo de este elemento.

El uranio frecuentemente se enriquece por absorción o combinación química en lutitas, lignitos y fosforitas. Estas ocurren normalmente son de baja ley, pero contienen vastas reservas de minerales uraníferos. Los mejores ejemplos son las lutitas aluminosas (bauxitas) de los distritos de Västergötland y Härje en Suecia, donde el uranio forma un complejo asociado con pirita, cuarzo y feldespato y los minerales de arcilla como illita y caolinita.

#### DEPOSITACION EPIGENETICA DEL URANIO.

Los depósitos epigenéticos de uranio se encuentran en todas las clases de roca, incluyendo las sedimentarias y sedimentos no consolidados. El uranio se introduce por medio de soluciones magmáticas, por aguas meteóricas descendentes, o por la mezcla de los tipos de agua. Los procesos o son químicos o son por la evaporación de soluciones. La depositación ocurre en fracturas o en formaciones de rocas porosas. Cuando ocurre bajo la zona de oxidación en un cuerpo reducido, es probable que la uraninita sea la más comúnmente depositada. Cuando ocurre en la zona de oxidación se depositan torbernita, autunita y carnotita.

## TORIO EN ROCAS SEDIMENTARIAS.

Algunos de los minerales de torio más abundantes, como monacita y zircón, son resistentes a la descomposición química, y gran parte del Th es retenido en los minerales fuertes y resistentes, que se acumulan en sólidos residuales o son depositados en sedimentos clásticos.

## ELEMENTOS RADIACTIVOS EN AMBIENTE MARINO.

De los elementos radiactivos en ambiente marino, hasta ahora el más accesible para medición directa es el Ra. El uranio puede ser medido antes de desarrollar el método de fluorescencia, que es uno de los más comunes. Las mediciones de este elemento en el mar han sido muy pocas y se ha encontrado en arcillas profundas un alto contenido de él. Este y el torio se concentran principalmente en rocas graníticas que son altamente insolubles.

El uranio puede formar compuestos complejos, los cuales son solubles en general, esto implica que puede ser llevado en un medio oxidante. Esto no ocurre con el Th. Las rocas basálticas contienen poco U y Th. Las rocas ultrabásicas aparentemente contienen un mínimo de ambos elementos. El uranio es transportable en solución y en suspensión, mientras que el Th es todo lo contrario, pues se transporta en fase mineral.

Los isótopos de torio son insolubles en el agua y fácilmente coprecipitados o adsorbidos por coloides. El contenido de Th decrece en la sapropelia marina con el incremento de contenido de uranio.

El potasio, es el elemento radiactivo más común de los que se encuentran en la naturaleza y son tres los isótopos, de masas 39, 40 y 41. Su periodo de semidesintegración es muy grande ( $1.3 \times 10^9$  años aproximadamente) y la determinación de su constante de decaimiento es muy difícil. Los datos obtenidos del potasio sirven para calcular fuentes de argón radiogénico y el calor de la tierra.

El contenido medio de este elemento en rocas sedimentarias es casi insignificante, debido a su dispersión. Basta decir que el contenido promedio en lutitas y otros sedimentos arcillosos es de un 3%, en areniscas un poco más de 1% y en calizas de solo unos cuantos décimos hasta 1%. Su contenido en agua de mar es de 0.035% generalmente.

#### DEPOSITOS URANIFEROS EN ARENISCAS.

Los depósitos de uranio ocurren principalmente en areniscas cuarcíferas pobremente clasificadas de tipo fluvial y en limolitas de origen continental, las que tienen leyes relativamente altas (0.2%  $U_3O_8$ ), y son de dos tipos diferentes:

a.- Delgadas capas tabulares peneconcordantes en areniscas arcóicas moderadamente litificadas.

b.- Grandes cuerpos arqueados que ocurren esporádicamente en unidades no litificadas de areniscas altamente arcóicas.

Los medios más favorables para el depósito de uranio en areniscas son las cuencas intermontanas de regiones relativamente estables, sujetas a levantamiento regional y asociadas con rocas ígneas ácidas, abundante material orgánico interestratificado y la presencia de rasgos tectónicos y estratigráficos que actúen como trampas para la mineralización. Pequeños cambios en el Eh y el Ph y la presión de confinamiento son los que se piensa han causado la precipitación del uranio a partir de la solución.

Un explorador con experiencia puede reconocer la coloración roja u opaca de la arenisca debida a la oxidación de la facie carbonácea en su relación con la piritita, la cual es particularmente favorable a la mineralización del uranio. Los límites de la zona de oxidación y reducción en los depósitos de tipo rollo, también pueden ser reconocidos de esta manera.

La mayoría de los depósitos son irregulares, por lo común de forma tabular, generalmente horizontal, con la dimensión mayor en planos esencialmente paralelos a la estratificación de las areniscas y lutitas que los encierran. A pesar de esta concordancia general con las capas circundantes, los cuerpos de

mineral en parte tienden a cortar transversalmente la estratificación, y en algunos lugares aumentan su espesor para formar masas a manera de concreciones, que se conocen con el nombre de "rollos". Estos depósitos están comúnmente asociados con troncos de árboles, ramas u hojas fosilizadas, y algunas de las menas más ricas consisten de maderos fósiles parcialmente reemplazados por minerales de uranio y vanadio.

Todas estas características están en general relacionadas con paleocanales, los cuales parecen representar el control estructural dominante de los cuerpos de mineral. Los minerales que forman la mena (carnotita, vanadita y hevetita) han sido depositados en las areniscas y a lo largo de las fracturas y fisuras de las lutitas por procesos hidrotermales.

#### DEPOSITOS DE COBRE Y URANIO.

Las areniscas que alojan a los depósitos de cobre y uranio son típicamente lenticulares, adelgazando y engrosándose marcadamente a lo largo del rumbo de la estratificación. Esta característica se interpreta como indicación de acumulación fluvial, dentro y adyacente a los canales del agua. Como en el caso de los depósitos de carnotita, las concentraciones de mineral parecen encontrarse en o cerca de las partes de mayor espesor y más bajas de las capas de arenisca o de conglomerado, o sea, siguiendo los antiguos canales subterráneos de agua.

Por lo que toca a México, se conoce el yacimiento del Cerro de la Luz del Cobre en el Estado de Sonora, en que el uranio se encuentra asociado con el cobre. Pero esta mineralización se encuentra en un cuerpo intrusivo, aunque éste se halla en contacto con las areniscas de la Formación "Barrick" del Triásico-Jurásico.

#### DEPOSITOS DE CALIZA URANIFERA.

Por todo el mundo se hallan repartidos estratos de calizas fosfáticas, con apreciables cantidades de uranio.

En México, desde el punto de vista del mineral de uranio, unos de los depósitos en calizas más importantes se encuentran en el Estado de Chihuahua, de los que se han estudiado El Sotelar, la zona aledaña a Ojinaga, Placer de Guadalupe y Sierra de Gómez. En el caso de esta última, el mineral se ha encontrado en las fracturas (tiuyuanita) y en cavernas formadas por la disolución de las calizas. El mineral se encuentra relleno los poros de la caliza, substituyendo total o parcialmente a ésta, o bien como material cementante en el llenamiento brechiforme de las fracturas, acompañado en éste caso, por sílice y abundante óxido de hierro.

Actualmente en la Sierra de Peña Blanca, en la Formación El Nopal, constituida por tobas y riolitas, se ha encontrado el mineral uranofano en mayor abundancia que en las localidades descritas anteriormente.

Existen otros tipos de depósitos de distribución mundial; en orden descendente de importancia en cuanto a ley se refiere, son:

- a.- Fosforitas uraníferas.
- b.- Lutitas negras uraníferas.
- c.- Depósitos aluviales y de placer.
- d.- Depósitos salino-lacustres.

A excepción de las fosforitas, los restantes son de baja ley y por lo tanto no explotables económicamente hasta ahora.

MÉTODOS Y EQUIPOS EXPLORATORIOS EN LA PROSPECCIÓN  
RADIATIVA.

La radiación nuclear se ha usado en estudios geofísicos casi desde que se descubrió la radiactividad, en 1896.

Las técnicas iniciales usaban materiales fotográficos, espintariscopios y electrómetros que generalmente eran lentos y poco sensibles. Con el desarrollo de la electrónica se han logrado grandes avances en los aparatos detectores de radiactividad, empezando con el contador Geiger-Müller (fig. 1) que es un instrumento sensible y preciso, aunque en un principio se usó sólo en laboratorio, debido a que era delicado y pesado.

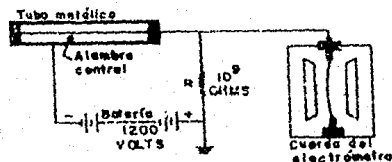


Fig. 1.- Diagrama del contador desarrollado por Geiger y Müller.

Poco antes de la Segunda Guerra Mundial, aparecieron los instrumentos sensores de radiación raspar portátiles para trabajos geofísicos de campo. Después de los contadores portátiles Geiger-Müller, aparecen los contadores de centelleo. Ambos tipos fueron usados para reconocimientos aéreos y terrestres, y en la actualidad los contadores de radiación nuclear son los más comunes. Estos se usan para detectar la radiación gama, algunas veces radiación beta y otras alfa.

El contador, da una indicación de la radiactividad en cualquier parte, y ésta es debida principalmente a tres fuentes

**diferentes:**

- 1.- Rayos cósmicos.
- 2.- Impurezas radiactivas del propio contador.
- 3.- Cantidades normales de material radiactivo en el ambiente.

1.- Rayos cósmicos.- La atmósfera terrestre está constantemente bombardeada desde el exterior por partículas cargadas, en su mayoría por protones y núcleos ligeros (cerca del 75% de protones, 25% de alfas y una fracción de otras partículas), moviéndose con altas velocidades. La interacción de estas partículas primarias con los núcleos de la atmósfera da como resultado una radiación secundaria, consistente de mesones, electrones rápidos, fotones, etc. los que constituyen la radiación cósmica; que contiene grandes energías, y la probabilidad de su detección con un contador es muy alta. Su intensidad se incrementa con la altitud barométrica. Esta, llega a ser significativa en trabajos aéreos y en regiones montañosas; y varía muy poco con la latitud geomagnética como resultado de la interacción del campo magnético terrestre y la radiación cósmica primaria.

La intensidad total de la radiación cósmica es menor en el ecuador geomagnético y se incrementa cerca de las latitudes  $40^{\circ}$  norte y sur, mientras que es casi constante en los polos magnéticos. El cambio de intensidad de rayos cósmicos con el cambio de latitud geomagnética es más pronunciado a altas latitudes.

2.- Impurezas radiactivas del propio contador.- Aunque los materiales usados en la fabricación de contadores son de baja radiactividad, es imposible obtener sustancias completamente no radiactivas. Así, cualquier contador registrará radiación nuclear que aparece dentro del contador mismo. Esta radiactividad intrínseca, normalmente es muy baja, y es constante para un contador en particular.

3.- Cantidades normales de material radiactivo en el ambiente.- Como todos los materiales contienen cierta cantidad de elementos radiactivos, es imposible colocar un contador en un

medio no radiactivo. Aún las rocas estas radiactivas contienen potasio, torio, uranio, etc., además de la atmósfera, que contiene radón, cuya concentración varía con las condiciones meteorológicas.

Los diferentes tipos de contadores Geiger-Müller y de centelleo difieren también en sus respuestas a las radiaciones nucleares; y aún dos contadores de la misma fabricación y modelo no pueden concordar. Los cintilómetros generalmente detectan la radiación gama, pero la mayoría de los contadores Geiger-Müller están diseñados para admitir el mismo tipo de radiación.

#### UNIDADES.

Las mediciones de radiactividad se pueden expresar de diferentes maneras, dependiendo del propósito que se persiga, por lo que se tienen términos diferentes como sigue:

- 1.- Cuentas por unidad de tiempo (cuentas/seg o cuentas/min).
- 2.- Microrentgen por hora o milirentgen por hora ( $\mu R/hr$  o  $mR/hr$ ).
- 3.- Uranio equivalente ( $eqU$ ).
- 4.- Millivolts ( $mV$ ).
- 5.- Unidades de rayos gama del Instituto Americano del Petróleo (API) para registros de pozos.
- 6.- Múltiplos del "background" o ambiente.
- 7.- Partes por millón de un radioelemento (ppm).

En el pasado se han usado otras unidades tales como microgramos de radio equivalente por tonelada, unidades de radiación y unidades estándar.

#### PROSPECCION Y RECONOCIMIENTO RADIOMETRICOS.

El reconocimiento radiométrico puede agruparse en:

- a.- Aéreo.
- b.- Local y detallado.
- c.- Estudio de pequeñas o grandes extensiones de terreno.
- d.- Reconocimientos a pie o en camioneta.



Los reconocimientos locales y de pequeña extensión se hacen casi invariablemente a pie. Las técnicas y equipo que se usan en este tipo de reconocimientos están determinadas por diversos factores, tales como tipo de terreno, información que debe tenerse del área (geología, clima, topografía, etc.), personal disponible y tiempo suficiente para llevar a cabo el trabajo de campo.

#### MÉTODOS TERRESTRES.

El equipo montado en camionetas hace posible el rápido reconocimiento de grandes áreas, para lo cual es necesaria una extensa red de caminos que permitan el acceso de estos vehículos o similares. Los reconocimientos radiométricos en vehículos terrestres son aplicables a investigaciones rápidas de minerales radiactivos superficiales, para encontrar anomalías radiactivas que posteriormente deberán aclararse con estudios más detallados y para determinar burdamente la distribución relativa de radiactividad en áreas grandes, así como la localización de algunos contactos geológicos ocultos.

Las partes esenciales del equipo terrestre portátil se componen de: un detector de centelleo, un indicador y una fuente de energía, como en cualquier contador. El sensor debe estar montado tan alto como sea posible sobre el vehículo con la finalidad de incrementar su área de investigación. La dirección de la sensibilidad mayor debe ser normal al eje del mismo. Frecuentemente se monta un sensor a cada lado del vehículo para incrementar la tasa de conteo y permitir una investigación direccional. Los detectores pueden estar protegidos con plomo para disminuir la radiación proveniente de direcciones no deseadas.

En la travesía con vehículos terrestres, el medidor de cuentas es el indicador satisfactorio. Este, debe tener un circuito electrónico que tenga una constante de tiempo relativamente corta para detectar los cambios rápidos en la razón de cuentas por tiempo a lo largo de las líneas que se vayan transitando. El medidor puede ser visual o de registro gráfico; si

se usa el visual, debe ser comprobado con un reloj constantemente, a menos que se use una alarma. Con el medidor de registro analógico, se obtiene un registro permanente de la travesía lograda. El odómetro del vehículo puede ser conectado para accionar el graficador, de manera que el tamaño del registro sea proporcional a la distancia recorrida. Pueden hacerse marcas e índices sobre la gráfica para señalar puntos de comprobación, y las notas del observador pueden ser también anotadas en la misma, dando un solo registro completo y permanente.

Cuando se detecta un alto o una anomalía, es preferible hacer un examen más metódico de esa pequeña área. Para los tipos de reconocimiento como los antes descritos, se pueden utilizar espectrómetros diferenciales de rayos gama con capacidad para cuatro canales con el fin de separar las radiaciones de:

- a. - Potasio 40.
- b. - Bismuto 214.
- c. - Talio 208.
- d. - Cuenta integral o total.

Dichos canales pueden observarse claramente en el espectro radiométrico de la figura 2, donde están definidas las ventanas y el pico central de cada radioelemento. Debe mencionarse que la cuenta total abarca generalmente de 0.1 a 3.0 Mev para fines exploratorios.

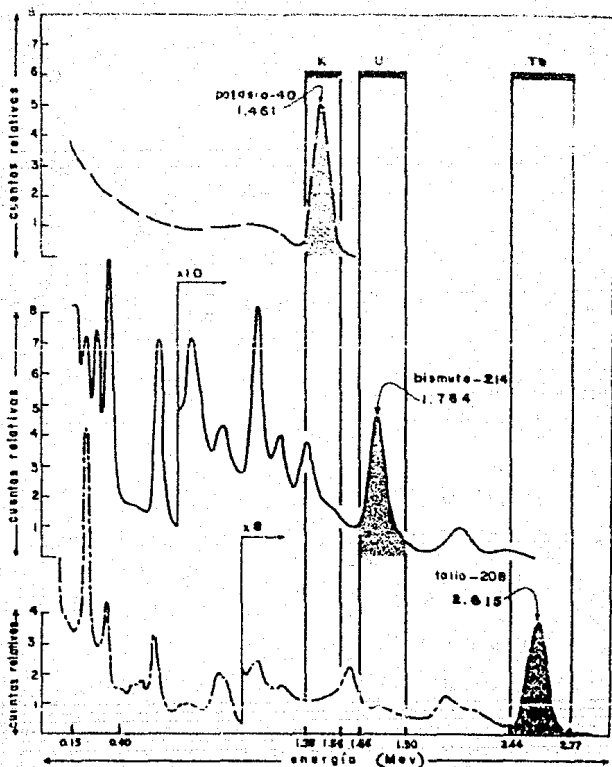


Fig. 2.- Espectro diferencial de energías de rayos gama.

Los espectrómetros arriba mencionados, se montan en camionetas (figura 3) y constan de tres unidades:

1.- Un detector equipado con un cristal de yoduro de sodio activado con talio, de 15.24 cm de diámetro por 10.16 cm de

espesor.

2.- Un espectrómetro diferencial de rayos gamma con los cuatro canales ya mencionados.

3.- Un graficador de registro analógico conectado al espectrómetro que se menciona.

El sistema es alimentado por una fuente de energía de 24 voltios montada en la misma camioneta; el voltaje de entrada al espectrómetro es de 1000 V.



Fig. 3.- Equipo espectrométrico montado en camioneta, para investigaciones de campo.

En áreas donde las radiaciones son pequeñas o nulas, pero que se postula la existencia de minerales de uranio, con base en la geología de la región; los levantamientos magnetométricos aéreos y terrestres son auxiliares valiosos para localizar los yacimientos uraníferos sepultados. En forma análoga, los levantamientos de emanometría (radón) ayudan a la localización de estos yacimientos.

En la figura 4, se muestran algunos espectrómetros y contadores utilizados en trabajos terrestres; y en la figura 5 se observan el magnetómetro de precesión nuclear y un emanómetro, que sirven para determinar los posibles yacimientos a profundidad que no se pueden detectar por medio de contadores y cintiladores.

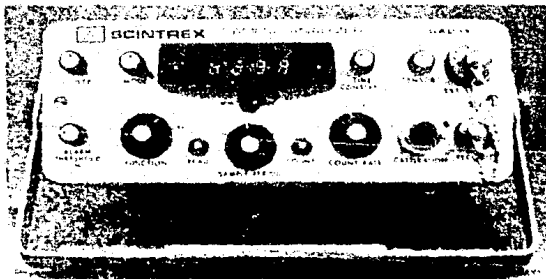


Fig. 4.- Tipos de contadores y espectrómetros que se utilizan en radiometría terrestre.

Los reconocimientos radiométricos terrestres se llevan a cabo generalmente en áreas donde existen mapas de caminos. Si éstos proveen suficiente acceso al área, los mapas geológicos y topográficos ayudan en la planeación de travesías en el campo de interés.

## MÉTODOS AERÍOS.

La exploración aeroradiométrica se ha venido haciendo en diversos países dedicados a esta rama de la minería, mediante el uso de varios tipos de aviones y helicópteros equipados con el instrumental necesario capaz de detectar la radiación gamma emitida por los materiales uraníferos esparcidos en una amplia variedad de rocas y litologías.

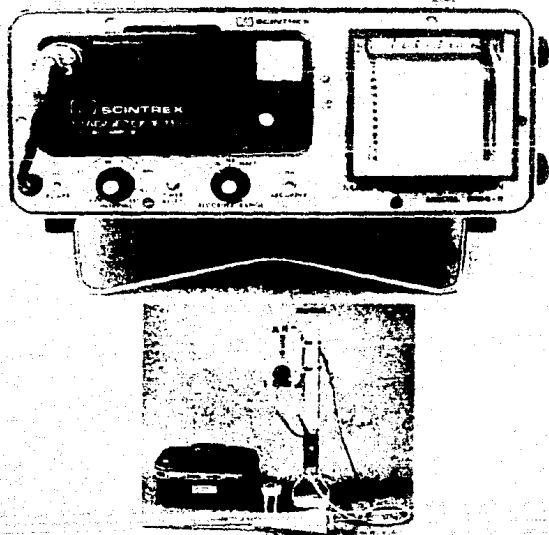


Fig. 5.- Magnetómetro de precesión nuclear y emanómetro, utilizados en la detección profunda de mineral radiactivo.

Para programar un mejor reconocimiento aéreo, se requiere tener control de las líneas de vuelo, además de fotografías aéreas, planos geológicos y topográficos, cartas climatológicas y personal especializado para realizar este tipo de

vuelos, ya que son a baja altura (100 m sobre el nivel del terreno aproximadamente), e implican ciertos riesgos si la topografía no es plana. La ventaja de los vuelos aeroradiométricos es la rapidez con que se cubren grandes áreas, ya que se vuela a un promedio de 180 km/hr.

En la figura 6, se muestra el interior de un avión equipado, y en la figura 7 un helicóptero; con los que se han realizado vuelos exploratorios en nuestro país. Ambas naves cuentan con espectrómetros diferenciales de cuatro canales, más dos adicionales; uno para magnetometría y otro para altimetría.

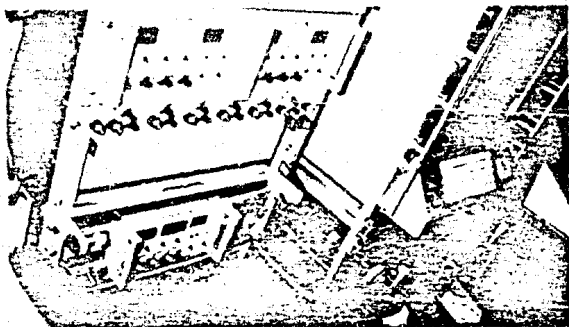


FIG. 6.- Interior de un avión, con equipo completo para realizar trabajos de radiometría y magnetometría.

Una vez localizadas las áreas favorables con esos equipos, se procede a la verificación terrestre de las anomalías con cintilómetros portátiles de rayos gama, con lo que se delimitan las áreas anómalas; posteriormente se estudian en detalle con espectrómetros de rayos gama portátiles, para obtener configuraciones de isorradadas de cada uno de los canales y de relaciones entre algunos de ellos, ésta información se correlaciona con datos geológicos de detalle que se recaban casi simultáneamente al trabajo anterior. En áreas extensas en que se localizan numerosas anomalías, se hace un cubrimiento radiométrico

con cintilómetro portátil a pie en toda la extensión del área favorable para contener minerales radiactivos; con ello se va adquiriendo conocimiento de formaciones productoras y aún de miembros y capas guías. Simultáneamente a este trabajo se va efectuando la cartografía geológica del área en estudio.

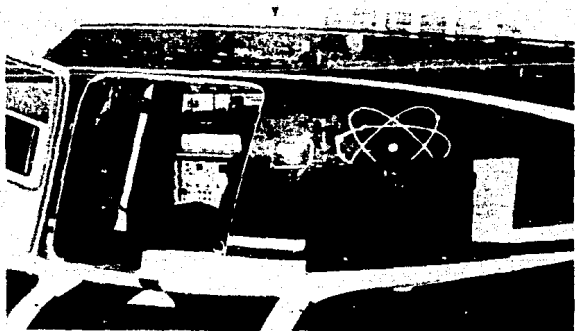


Fig. 7.- Helicóptero equipado con un Espectrómetro Diferencial de Rayos Gama para cuatro canales.

Cuando por los resultados de los levantamientos antes descritos se han señalado las áreas más convenientes para la extracción del mineral uranífero, se inicia la exploración por medio de obras directas adecuadas.

En las cuencas sedimentarias, lo más práctico para detallar áreas de radiación, es barrenar con máquinas rotatorias y hacer el levantamiento radiactivo con registro automático de toda la profundidad del pozo, efectuando además simultáneamente los registros de resistividad y de potencial natural en cada uno de ellos.



DETERMINACION DE LOS PERFILES DE POZO, ELECTRICOS  
Y DE RAYOS GAMA.

Las primeras mediciones que se hicieron del subsuelo dentro de pozos, fueron probablemente en Pennsylvania y al oeste de Virginia, E.E.UU. (Van Ostrank, 1915), donde se obtuvieron gráficas de temperatura en función de la profundidad perforada. Poco después en Alemania, Ambronn (1922) desarrolló un método para hacer determinaciones de resistividad en pozos, aunque la idea aparentemente no se desarrolló.

En 1927, se usó por primera vez un registro en un pozo petrolero de Alsacia, Francia, donde los hermanos Schlumberger efectuaron mediciones de resistividad sobre bases experimentales para localizar formaciones de roca productoras de petróleo y establecer correlaciones entre pozos. En el año de 1929 son introducidos éstos registros en América (Venezuela).

Pocos años después de la introducción del registro de resistividad, se descubrió que existen electropotenciales naturales relacionados con las capas permeables en el interior de los pozos perforados, por lo que se creyó conveniente elaborar el registro de éstos potenciales espontáneos o naturales. A esta combinación se le llamó Registro Eléctrico de Pozo (Electrical Well Logging) y se popularizó rápidamente como una ayuda para el reconocimiento geológico y algunas veces para encontrar petróleo en áreas difíciles. Esto, dió lugar a un rápido crecimiento en la exploración y explotación de hidrocarburos en muchos países.

Los primeros datos de registros geofísicos de pozos se usaron cualitativamente. Las investigaciones teóricas, de laboratorio y de campo también establecieron relaciones entre datos de registro y características de la roca. Estas investigaciones dieron lugar a lo que ahora se denomina Evaluación de la Formación.

Con los avances logrados en los últimos años, ha sido posible obtener una amplia información de las rocas del subsuelo, aún en casos de litología compleja.

Los registros de pozos han encontrado diversas aplicaciones, por ejemplo en la cementación de pozos para saber si está bien cementado el adere o "casing" como parte de la terminación de un pozo productor de petróleo; el neutrónico, que mide la radiactividad a partir del bombardeo de las formaciones con neutrones; el de rayos gama, que mide la radiactividad natural de las rocas y que sirve además para substituir al registro eléctrico en las exploraciones petroleras y de agua cuando el pozo está ademado con tubería de fierro. A los diferentes equipos de registro se les han ido agregando otros dispositivos que miden diversas propiedades de las rocas, tales como densidad, temperatura, porosidad, permeabilidad, potencial natural, resistividad, verticalidad de las formaciones, etc., etc.

Los registros geofísicos de pozos tienen su máxima aplicación en la industria petrolera debido a la gran demanda de hidrocarburos en todos los países, y su objetivo principal es descubrir las rocas productoras.

En forma análoga, son aplicados para descubrir acuíferos y minerales a profundidad. Por medio de estos registros se ha obtenido mayor conocimiento de la composición del subsuelo, como son las determinaciones de litología, permeabilidad, contenido de fluidos de las formaciones, echado o inclinación de las capas, porosidad, temperatura, cambios de facies y muchas otras características propias de cada formación.

A la vez, correlacionando visualmente los registros de pozos de un campo petrolero o de una zona mineralizada, se puede deducir la geología del subsuelo, necesaria para determinar las tendencias, alineamientos o secuencias estructurales de rocas y reconocer cambios laterales de facies. Esto, en la actualidad es una gran ayuda para seguir con cierta seguridad las acumulaciones de mineral uranífero en las rocas sedimentarias.

El uso de la perforación en la exploración del uranio, auxiliada por técnicas de geofísica y geoquímica, ha conducido a un procedimiento de exploración mineral relativamente imitado. y, con la inclusión del registro de pozos se ha convertido en el medio principal para proveer datos en todas las fases de la exploración, desde el reconocimiento primario hasta el conorno final de un yacimiento mineral.

La exploración con pozos en rocas de tipo sedimentario no solo da información de la mineralización, sino también datos estratigráficos, de alteración y otros más que no son evidentes por la expresión de la superficie.

Con una guía geológica apropiada, el pozo perforado, sus muestras y el registro geofísico, se obtienen datos estratigráficos, litológicos, estructurales, de alteración y geoquímicos que son inalcanzables por cualquier otro medio. El uso de la perforación rotatoria sin recuperación de núcleos en la fase inicial de la exploración, puede eliminar rápidamente mucha teoría incierta basada en las escasas evidencias superficiales, permitiendo la rápida y definida evaluación de un área potencial.

#### DESCRIPCION GENERAL DE UN EQUIPO PARA REGISTRO DE POZOS.

Elementos básicos.- Generalmente, los elementos básicos de un equipo consisten de:

- a. Una sonda o sensor, que correrá en toda la profundidad del pozo.
- b.- Un cable, con los conductores eléctricos necesarios para llevar las señales del sensor al equipo registrador que se encuentra en la superficie.
- c.- Un equipo de registro y graficador de señales captadas por la sonda a las diferentes profundidades de un pozo.
- d.- Una fuente de energía para alimentar al sensor y el resto del equipo.
- e.- Un triplé con polea para cable.

En los equipos para pozos poco profundos como son los que se usan en la explotación del uranio, éesos elementos y otros componentes son ensamblados como una sola unidad y se establecen en el lugar donde se va a operar. En localidades donde la perforación no es necesaria, el equipo puede ser desmontado y separado en partes pequeñas para ser transportado en helicóptero u otro medio adecuado. La figura 8, muestra la unidad ensamblada que se describió anteriormente.



Fig. 8.- Equipo completo y listo para efectuar el registro de un pozo con mineral de uranio.

La sonda, contiene los circuitos electrónicos necesarios para obtener las señales físicas de interés y conducirías hasta la superficie a través del cable para ser registradas.

Para ciertas mediciones es necesario energizar las formaciones que ha cortado el pozo, mediante campos de fuerza externos generados por energía eléctrica; en este caso la sonda lleva los electrodos o generadores respectivos instalados dentro de ella a la distancia adecuada; los electrodos receptores del campo generado así van midiendo la distorsión del campo provocado en la formación conforme va pasando la sonda a lo largo del pozo. Ejemplo de éstas mediciones son la resistividad y la velocidad acústica.

Para otras mediciones, no se requiere inducir energía a la formación, ya que en ella misma o en su vecindad se genera el

campo de fuerza de interés como por ejemplo la radiactividad natural, potencial natural (PN) y temperatura.

Los componentes principales de una sonda son el generador de energía, las terminales (electródos) del generador y los electródos que llevan las señales del campo generado, llamado detector o receptor, según el tipo de sonda. Estas generalmente son cilíndricas; su diámetro y longitud se escogen de acuerdo con la profundidad y el diámetro del pozo. Las que se han utilizado en nuestro país son de 5.08 cm (2 pulgadas) de diámetro por 91.44 cm (3 pies) de longitud.

La mayoría de éstos dispositivos de registro contienen partes electrónicas y otros elementos delicados, por lo que deben ser estables e impermeables para resistir las presiones hidrostáticas y temperaturas debidas a la profundidad y fluidos del pozo.

Los cables que las sostienen son de acero y tienen de uno a siete conductores. El rango de su diámetro varía de 0.46 cm a 1.37 cm, dependiendo de la cantidad de conductores, del peso de las sondas y de la profundidad de los pozos en los que se emplearán. El cable es izado y enrollado en un carrete equipado con un colector; éste es un artefacto que mantiene el contacto eléctrico entre los conductores del cable y el circuito superficial. Este cable es energizado por un generador eléctrico instalado en el motor del camión o por una planta de energía apropiada.

La profundidad a que se baja la sonda debe ser conocida con la mayor precisión posible; la longitud del cable introducido en el pozo se mide con una polea calibrada por donde va pasando aquél. Como éstos se estiran con la tensión, su longitud es mayor y por lo tanto debe hacerse una corrección apropiada por estiramiento, que se determina midiendo su tensión con un dinamómetro.

#### EQUIPO DE SUPERFICIE.

El equipo de superficie (figura 9) permite un control eficiente con mandos desde la cabina del vehículo. Los tableros permiten la selección del circuito necesario para una operación dada o para un grupo de operaciones simultáneas. Los dispositivos de seguridad personal, del equipo de perforación y del cable, están incorporados también a este equipo de superficie.



Fig. 9.- Equipo registrador con mandos desde el interior de un vehículo.

La señal captada, generalmente se grafica ya sea con una plumilla o por una cámara fotográfica manipulada en movimiento sincronizado con la sonda en el interior del pozo. Hay una serie de accesorios que permiten registrar tramos a diferentes escalas de profundidad. Los registradores modernos dan o proveen información a dos escalas de profundidad simultáneamente. En ciertas unidades registradoras, como las diseñadas para profundidades someras o propósitos secundarios, la información se grafica automáticamente con tinta sobre papel con rayado especial.

En los equipos más modernos que se emplean en la exploración y evaluación de yacimientos de uranio; además del registro de rayos gama, el de resistividad y el de potencial natural, se incluye el de densidades; pudiendo emplearse otros para problemas específicos. Aquí, además del registro gráfico se obtiene grabación adicional proveniente del registro gama para su preservación y procesamiento detallado posterior en una computadora.

#### OPERACION.

Para llevar a cabo mediciones precisas de profundidad y otras características del subsuelo, el registro de los datos se hace mientras la sonda corre de abajo hacia arriba del pozo. En una operación típica, la sonda se baja hasta el fondo de éste, y el registro se empieza cuando es subida hacia la superficie.

La velocidad de registro depende del tipo de medición que se vaya a ejecutar y de la calidad de información que se desee obtener. Una corrida en un pozo de unos 3000 m, lleva alrededor de 4 hrs en promedio, incluyendo los tiempos de subida y descenso de la sonda. Cuando se requiere información adicional del pozo para ciertos intervalos de interés, la operación completa puede llevar de 10 a 20 hrs.

#### REGISTRO.

En la mayoría de las operaciones de registro, se obtienen simultáneamente diferentes características de las formaciones y se grafican en el mismo rollo como un solo registro. Esto se ilustra en la figura 10.

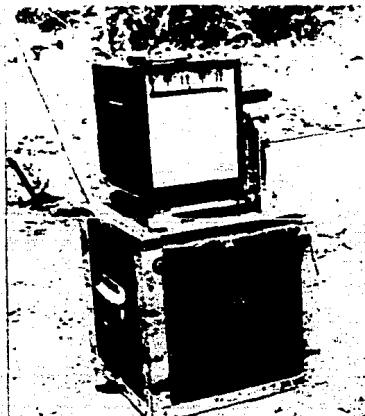


Fig. 10.- Equipo para registro de tipo analógico

La gráfica del perfil analógico lleva los datos que la identifican; por ejemplo en la parte superior o encabezado lleva la identificación del pozo y otros datos pertinentes del equipo. La parte inmediata inferior contiene el título de las curvas y las escalas en función de la profundidad. El registro comprende las columnas donde son registradas las curvas; la profundidad recorrida por la sonda es marcada o fotografiada simultáneamente a intervalos constantes, por ejemplo el equipo que utilizó Uramex lo marca cada metro en una columna entre los carriles de los perfiles graficados.

Cada curva o "traza" exhibe deflexiones correspondientes a características de los diferentes estratos del subsuelo. Para facilitar la lectura de las deflexiones de las curvas y de las profundidades de las formaciones correspondientes, las columnas comprenden una rejilla de líneas verticales y horizontales, que indican escala y profundidad. Estas líneas, se pueden observar en el registro de la figura 10. Para la profundidad, hay diferentes escalas que se utilizan en los registros de pozos para uranio, y son las siguientes:

a.- Escala 1:100; que es la que se emplea normalmente en los pozos y sirve para determinar litología, correlación con otros pozos y para definir cuerpos mineralizados de espesor apreciable.

b.- Escala 1:50; que se usa para registrar tramos interesantes del pozo, con el fin de obtener más detalle y para determinar cuerpos mineralizados de pequeño espesor.

c.- Escala 1:250; que se logra mediante reducción fotográfica y se utiliza para correlación geológica local.

d.- Escala 1:500; también se efectúa por reducción fotográfica y sirve para correlación geológica regional.

e.- Escala 1:1000; que se obtiene por reducción y sirve para correlaciones litológicas más amplias.

f.- Escalas 1:2000, 1:3000 y 1:5000; que no se usan para este propósito y se emplean sólo con fines petroleros.

La anchura de cada mitad es de 5.5 cm y corresponde a la escala de intensidades, que varían de 0.1x1000 a 50x1000 (6 sea



100 y 50,000 miltiplos correspondientes a unidades, respectivamente). El Area de la rejilla para registro está dividida longitudinalmente en dos partes iguales, de manera que se tienen la mitad izquierda y la mitad derecha. La izquierda está dividida en diez partes iguales y es donde se imprimen los datos del potencial espontáneo o natural; generalmente se le llama "curva de PN". La mitad derecha tiene la misma anchura y está dividida también en diez partes iguales; sirve para graficar la curva de resistividad.

Hay algunas diferencias entre las curvas del potencial natural (PN) y de resistividad: la del PN no tiene cero de escala; el valor medio es relativo, pues sólo mide amplitudes que corresponden a un fenómeno ya existente en el pozo. En cambio, la curva de resistividad sí tiene cero de escala y mide un fenómeno que es provocado artificialmente.

Las escalas para registrar se seleccionan de acuerdo con la respuesta que se quiera obtener. Generalmente son lineales; sin embargo, cuando se espera un rango de respuesta alto, se prefieren escalas no lineales o logarítmicas o alguna otra ley acorde con el rango de respuesta. Si se desean deflexiones lineales aun cuando la respuesta cubra un amplio rango, se usa un segundo galvanómetro para registrar la señal a una segunda escala; para propósitos de identificación, ésta segunda traza frecuentemente es reforzada o adelgazada.

Para manejar convenientemente los diferentes formatos de registro, se ha recomendado el elaborado por el Instituto Americano del Petróleo (API).

#### MÉTODOS DE REGISTRO.

Actualmente hay unos treinta tipos diferentes de registro para obtener la evaluación de una formación o para ayudar a resolver problemas como los de producción ya sea de hidrocarburos o de minerales como el uranio.

Los métodos de registro se clasifican de acuerdo con las propiedades físicas en las cuales están basados.

Mediante el perfil geofísico de un pozo y con los sensores adecuados, se puede adquirir información relativa a las propiedades físicas de las rocas cortadas por el pozo y de las características geométricas de las mismas, como resistividad eléctrica, velocidad acústica, potencial espontáneo o natural, salinidad, temperatura, radiactividad, porosidad, permeabilidad, diámetro del pozo, desviación y echado del mismo; cálculos basados en datos de registros para análisis de formaciones o combinaciones de cualesquiera de éstos.

En general, los registros geofísicos de pozos pueden dividirse en tres grupos:

- 1.- Acústicos.
- 2.- Eléctricos.
- 3.- Nucleares.

En la tabla II que se anexa, se muestra la clasificación de éstos grupos, con sus finalidades y aplicaciones principales. Además, se da un cuarto grupo que abarca otros registros de poca aplicación.

#### REGISTROS BASICOS PARA URANIO.

El programa básico, generalmente consiste de mediciones de radiación gama, resistividad y potencial natural (PN), con una sola corrida en el pozo.

El registro de radiactividad reemplaza al de resistencia y se usa para definir cualitativamente la litología, estratigrafía y para correlaciones detalladas de estratos delgados y cambios de facies. El de potencial natural (PN) se utiliza para confirmar la litología y correlaciones derivadas del registro de resistividad. Estos registros, están limitados a pozos no adernados y sólo se aplican en los que se llenan con agua o que contienen lodos hidratados.

El registro de rayos gama detecta pequeñas variaciones de la actividad gama total característica de cierta litología que puede usarse para correlaciones estratigráficas e identificación de unidades litológicas útiles en ausencia de radiactividad anómala. En la figura 11, puede verse este registro (curva gama) "vaciado" en un corte o tajo a cielo abierto de una zona mineralizada, donde se observan algunos rasgos del subsuelo.

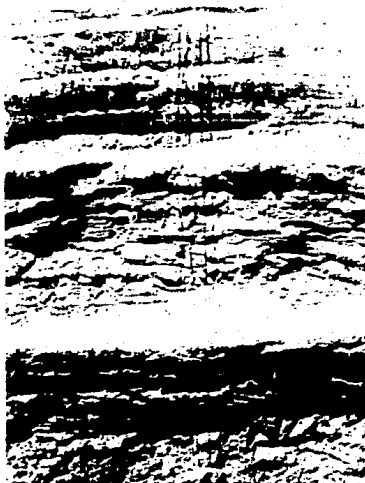


Fig. 11.- Curva gama, "vacuada" en un tajo a cielo abierto, donde se puede observar la litología del subsuelo.

Este registro se puede usar en pozos llenos con aire, con lodos a base de aceite, con espuma o en pozos ademados. El equipo diseñado para este tipo de trabajos proporciona una respuesta lineal a un amplio rango de intensidad gama que se usa en la evaluación de minerales radiactivos.

Estos tres registros sirven también para identificar los frentes en los yacimientos del tipo de rollo.

Los principios de calibración y el análisis de los registros de rayos gama se revisan cuidadosamente y se corrigen para condiciones no necesariamente normales, incluyendo el tipo de fluido y el efecto del número atómico equivalente ( $Z_{eq}$ ) incrementado por el uranio. Las concentraciones de uranio equivalente se pueden determinar con precisión, pero el problema de desequilibrio entre el valor estimado y el contenido químico real, permanece todavía.

Los pozos con intersección de mineral, se registran rutinariamente de una manera más cuidadosa para calcular con mayor precisión la profundidad y localizar el valor de las verdaderas anomalías.

#### REGISTROS SUPLEMENTARIOS PARA EXPLORACION DE URANIO.

Dentro de los registros suplementarios están:

- a.- El de calibración del diámetro del pozo con la profundidad.
- b.- El de densidad-porosidad gama-gama, o densidad-calibración combinada.
- c.- Ocasionalmente el registro neutrón-neutrón.
- d.- El de temperatura o temperatura diferencial.
- e.- El sónico.

El registro de calibración se usa para corregir los resultados de otros registros, además asegura y precisa que las mediciones del diámetro son requisitos absolutos para el análisis cuantitativo de los registros nucleares.

El registro simple de densidad gama-gama, que se desarrolló en la industria petrolera y se usa en hidrología y exploración carbonífera, no se puede usar para medir la densidad ni la porosidad de las rocas almacenadoras de uranio debido a la alta intensidad de radiación gama natural de las anomalías.

La información de densidad se puede usar de varias maneras:

1.- Para obtener factores de tonelaje que intervienen en el cálculo de reservas.

2.- Para indicar la competencia de las rocas, las cuales afectan a los costos y métodos mineros.

3.- Para determinar la porosidad y variaciones en la cementación.

4.- Y, en la determinación de la cantidad de agua intersticial de formación que modifica la respuesta de los registros nucleares e indica los posibles problemas ocasionados por el agua en las minas.

El registro neutrón-neutrón se utiliza en la rama del uranio desde 1964, y su uso se ha venido incrementando paulatinamente.

Los registros de temperatura y temperatura diferencial tienen aplicación en la identificación de acuíferos e interconexión de los mismos.

#### REGISTROS EXPERIMENTALES.

Algunos tipos de registros aplicables a la rama del uranio, están aún en etapa de desarrollo. Entre éstos se citan el gama natural selectivo o registro de razón compton/foto, sugerido por J.A. Czubek en el año de 1973; el de espectro gama natural o registro EUT (potasio, uranio y torio); el de polarización inducida (PI); el de E<sub>n</sub>-P<sub>n</sub> y el de susceptibilidad magnética, que están probándose en el campo y necesitan mayor perfeccionamiento para poder ser utilizados en operaciones de rutina. Finalmente, el registro de activación neutrónica, que está en su fase inicial de desarrollo.

## PRINCIPIOS DE CALIBRACION Y ANALISIS.

El concepto de volumen de muestreo efectivo y los factores que gobiernan su forma y tamaño, son fundamentales para el diseño de cualquier sistema registrador de rayos gama, para los métodos de calibración y el análisis de registros. Para propósitos prácticos, el volumen efectivo de muestreo se puede tomar como un esferoide que contiene el material que proporciona el 98 ó 99% de los rayos gama interceptados por el detector.

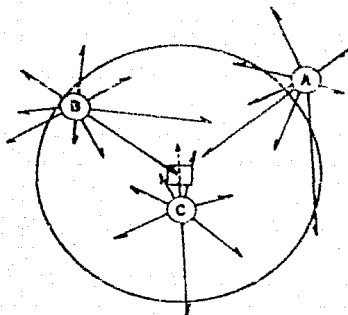


fig. 12.- Volumen efectivo de muestra.

En la figura 12 se muestra el esferoide seccionado circundando a un detector. La longitud de las flechas representa las diferentes energías primarias de los fotones gama y la probable distancia media de viaje antes de que la dispersión reduzca la energía abajo del mínimo, la cuál penetrará al detector o al punto donde tiene lugar la absorción total. La probabilidad de detectar un rayo gama natural que se origina en el punto A, fuera de la muestra, es despreciable; mientras que un fotón que se origina en B, justamente dentro de la muestra, tiene una pequeña pero significativa probabilidad de llegar al detector con la energía suficiente para penetrar a él y ser registrado. Para los

rayos gama que se originan en C, hay una probabilidad muy grande de que sean detectados, debido a que hay poca oportunidad de absorción por el medio y menor riesgo de dispersión múltiple, lo que disminuye la energía por debajo del valor de entrada de detección; y en la proximidad al detector incrementa el ángulo de cubrimiento ocupado por este, por lo tanto incrementa la probabilidad de ocupar la trayectoria del fotón. El grado de abafinamiento o depresión del esferoide en las regiones polares depende de la absorción por la sonda a través de su eje.

El registro dinámico, o una serie de mediciones estáticas poco espaciadas, se logra moviendo el detector hacia la parte superior del pozo, con lo que el esferoide es trasladado a un cilindro que tiene el mismo radio y altura, medidos a lo largo del eje del mismo pozo.

El radio del esferoide de volumen efectivo de muestreo, depende de:

a.- La energía primaria máxima de rayos gama emitida por la fuente.

b.- La densidad del medio (la alta densidad incrementa la probabilidad de dispersión por unidad de longitud).

c.- El número atómico equivalente  $Z_{eq}$  del medio.

d.- La energía mínima aceptada en el detector y en el circuito de conteo.

Suponiendo que el espectro de energía primaria de los minerales de uranio es constante, la distancia radial de muestreo es controlada por la absorción total de los granos minerales y por el fluido intersticial que rodea al pozo; la absorción por los diversos medios existentes en los pozos tales como el aire, agua, lodo, ademe o materiales de perforación; por los componentes de la sonda, tales como la cubierta del filtro, del detector y de la propia sonda; finalmente dentro del equipo, la efectividad para medir siempre la energía gama mínima que penetre al detector. Debido a la gran influencia de la densidad, el radio de la muestra se mide en gr-cm, y para una respuesta de energía constante, la longitud varía de acuerdo con la densidad de la formación y el

ambiente del pozo. La mayoría de las sondas usadas en la gama del uranio tienen una distancia radial de muestreo efectivo de unos 70 a 120 gr-cm. Las sondas que aceptan solamente la alta energía de las fotones tienen una distancia radial más restringida.

El conico (intensidad gama) está relacionado con el espesor de las capas cilíndricas, teniendo una distancia radial efectiva infinita alrededor de una sonda. La intensidad gama se incrementa con el espesor hasta infinito, lo cual se logra a unos 40 cm del material, teniendo una densidad de  $2.2 \text{ gr/cm}^3$ ; por lo tanto la distancia radial efectiva de muestreo para esta sonda es de unos 88 gr-cm. Este distancia, que es la típica de los sistemas usados para uranio, es grande en comparación con la usada para núcleos o recortes en la mayoría de los pozos perforados para exploración.

Las partes internas de la sonda contribuyen en gran parte al flujo gama medido por el detector, y todas las partes del volumen de muestreo no tienen igual influencia.

En México, se han utilizado equipos registradores Mount Sopris, que proporcionan información acerca del potencial natural, resistividad y radiactividad de las rocas. A continuación se describirán algunos aspectos del funcionamiento de estos equipos.

#### PREPARACION DE UN EQUIPO REGISTRADOR.

La secuencia es así: se coloca sobre el centro del pozo el tripié junto con su polea, en seguida el equipo registrador en un sitio cercano y alineado con la polea del tripié antes mencionado de manera que su parte posterior quede hacia el pozo; después se conecta el carrete con el registrador por medio de la barra espaciadora; en seguida se une el cable con la cabeza de la sonda y se conectan los cables del carrete al medidor de cuentas "ratemeter" y éste al registrador.

Para obtener una gráfica de registro óptima, deben seguirse las instrucciones de encendido y operación del equipo dadas por el fabricante; cuando todos los controles están en su



posición correcta, se quita la funda de calibración de la sonda y se inicia el registro del pozo.

El selector de rango del medidor de cuentas/tiempo (ratemeter) se coloca a una escala que permita que las lecturas aparezcan en la mitad superior de la escala registradora. Se inserta una plumilla en el registrador y se abre éste; se conecta el botón de la fuente de energía y se ajusta el control C hasta que aparezca en el registrador el valor de calibración (1250 cuentas/segundo, valor de fondo).

El selector de porcentaje de error probable (E.P.) debe permanecer en 1 mientras se hace el ajuste. La constante de tiempo resultante debe ser grande necesariamente; esto es con el fin de dar tiempo suficiente al registrador para que le llegue la respuesta final. A continuación, se le quita la funda de calibración a la sonda.

El cable debe mantenerse en tensión con el fin de que se haga un buen enrollamiento; para esto, la sonda debe ajustarse para una situación particular de registro. A continuación se cuelga la sonda de la polea y se introduce en el pozo, desenrollando el cable del carrete con ayuda de una manivela; se coloca el indicador de profundidad en cero, se aumenta la presión en la polea y se ajusta la sonda en el interior del pozo de manera que el indicador de profundidad marque 71 cm. que es la longitud total de la sonda. Se pone el selector de velocidades de la carta registradora (rollo de papel) en posición neutral o media con el fin de obtener información previa de los posibles cuerpos mineralizados y su grado de intensidad, para seleccionar las escalas adecuadas en los tramos correspondientes (cu ésta operación no se obtiene registro), se selecciona un rango de conteo de 100 cuentas/segundo y el porcentaje de error probable en 1. Entonces, se empieza a bajar la sonda al fondo del pozo con ayuda del material, observándose simultánea y continuamente el registrador, ya que pueden encontrarse anomalías durante ésta operación. Al llegar la sonda al fondo del pozo, se cambia el selector de rango en una escala que de una deflexión satisfactoria en el registro estratigráfico. Este rango, normalmente es de 100

cuentas/segundo. Cuando la sonda está en el fondo, se coloca el rollo de madera que la plumilla empiece a escribir en el origen de la división inicial del mismo; además, se debe anotar la profundidad total del pozo en el final de donde terminará la gráfica.

En seguida, se lleva la sonda a la superficie lentamente, para lo cual se selecciona una escala adecuada utilizando el control de velocidad de la carta ubicado del lado izquierdo y hacia el centro de la misma. Las escalas más usuales son las de 1 o 2 m de cable por cada división de la carta, (cada división corresponde a 1 cm).

#### ORIENTACION DEL REGISTRO DE UN POZO.

Para registrar un pozo, normalmente se usa una velocidad de 3.00 m/min. Cuando se encuentre un conteo que exceda la escala seleccionada, se continúa registrando a través de la zona anómala hasta que la plumilla regrese al nivel de radiación normal del pozo. Luego se levanta esta y se busca otra escala que permita registrarla sin rebasar el límite de dicha escala. Ahora se regresa la sonda (detector) hasta llegar a la parte interior de la anomalía, se cambia el porcentaje de error probable a 2, se vuelve a colocar la plumilla sobre el papel y se continúa el registro atravesando la anomalía a una velocidad de 1.5 m/min hasta el sitio de donde se había levantado ésta originalmente. Nuevamente se levanta y se retorna el rango y el porcentaje de error probable a las escalas iniciales, se inscribe finalmente dicha plumilla y se continúa el registro hacia la parte superior del pozo. Debe tenerse cuidado de anotar sobre el registro el rango de escala que se haya seleccionado.

#### PORCENTAJE DE ERROR PROBABLE Y CONSTANTE DE TIEMPO EN EL REGISTRO.

En los ensayos realizados en pozos con materiales emisores de rayos gama, se desea tener siempre anomalías registradas con la misma precisión estadística o con alguna otra exactitud predeterminada. Con el medidor de cuentas/tiempo Mount Sopris, modelo 12, esta precisión estadística se determina utilizando el selector de porcentaje de error probable. Para

cualesquiera posición de rango, requiere una constante de tiempo particular dependiente también de la posición del selector de rango. En la tabla III se muestran las constantes de tiempo en función de la posición de los selectores mencionados anteriormente. Para cualquier constante de tiempo dada, el operador debe registrar a velocidades no excesivas; de lo contrario la anomalía no podrá observarse en toda su amplitud. Una observación cuidadosa de todo esto, en la mejor guía para el límite máximo de velocidad; a velocidades muy bajas impedida la posibilidad de error; este proceso es recomendable al atravesar zonas mineralizadas primordialmente.

TABLE III.

CONSTANTES DE TIEMPO EN SEGUNDOS EN FUNCION DEL RANGO Y DEL PORCENTAJE DE ERROR PROBABLE.  
(para un medidor de cuentas modelo 12A).

GRADACION ctas/seg	PORCENTAJE DE ERROR PROBABLE			
	1.0		2.0	4.0
20	110.0		28.0	7.0
50	45.0	tiempo	11.0	tiempo 28.0
100	22.0	cons	5.6	cons 1.4
200	11.0	tante	2.8	tante 0.7
500	4.5	en	1.1	en 0.28
1000	2.2	segun	0.56	segun
2000	1.1	dos	0.28	dos
5000	0.45			
10000	0.22			
20000				
50000				

## INTERPRETACION GEOLOGICA DE LOS PERFILES.

Una vez que se ha obtenido el registro de un pozo con sus curvas de resistividad, potencial natural y radiación gama, se procede a correlacionarlo con otros registros correspondientes a una misma sección, con el fin de obtener la secuencia estratigráfica del subsuelo y localizar intervalos de interés, como se ilustra en la figura 13.

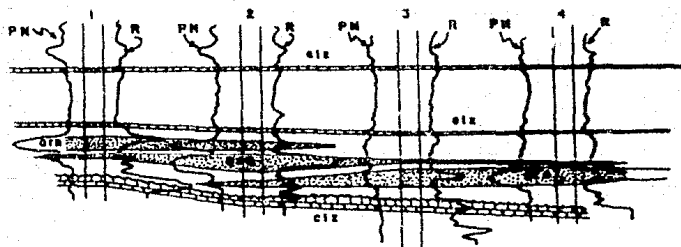


Fig. 13. Correlación estratigráfica a partir de los registros de potencial natural y resistividad.

La ventaja de un registro gama es que ofrece una mejor visión estadística de los núcleos de pozos; y la desventaja es que no determina el desequilibrio químico del uranio. En yacimientos oxidados, donde el grado de desequilibrio está relacionado frecuentemente con su posición dentro del cuerpo mineralizado, unos cuantos núcleos colocados estratégicamente ayudarán a realizar los ajustes estadísticos necesarios. Estos yacimientos son muy erráticos en sus valores, por lo que los resultados del registro deben tomarse con precaución para el cálculo de reservas. Lo más apropiado en éste caso es tomar núcleos para su análisis.

METODO PARA DETERMINAR CONTACTOS ENTRE FORMACIONES A PARTIR DE LOS REGISTROS GAMA Y DE POTENCIAL NATURAL.

En la actualidad, es posible correlacionar el registro de rayos gama con el de potencial natural, como se puede ver en la figura 14.

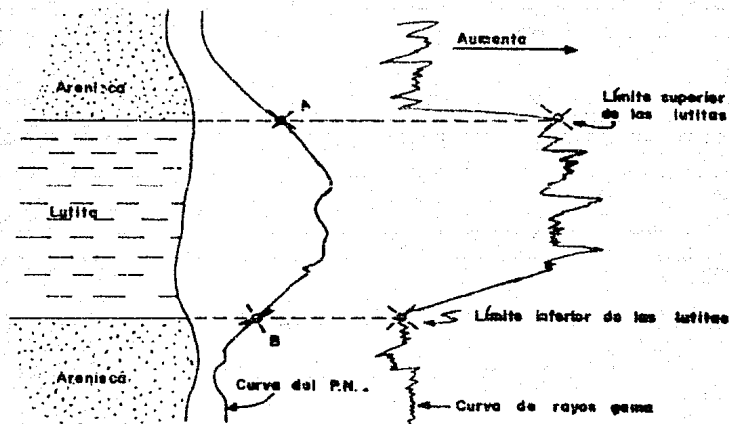


Fig.14.- Correlación estratigráfica mediante los registros de rayos gama y potencial natural (P.N.).

Obsérvese que el límite inferior de las lutitas está precisamente donde la plumilla empieza a moverse a la derecha o a la izquierda del nivel de radiación establecido.

El límite superior de dichas lutitas está en el punto donde la plumilla empieza a registrar la radiactividad inherente a la capa aludida

Viendo la curva del potencial natural, se observa que los límites superior e inferior de las lutitas coinciden con los puntos medios de la parte recta de dicha curva, en éste caso los

Figuras A y B aproximadamente.

### METODO DE CORRELACION UTILIZANDO LAS CURVAS GAMA Y DE RESISTIVIDAD.

Este método se ilustra en la figura 15.

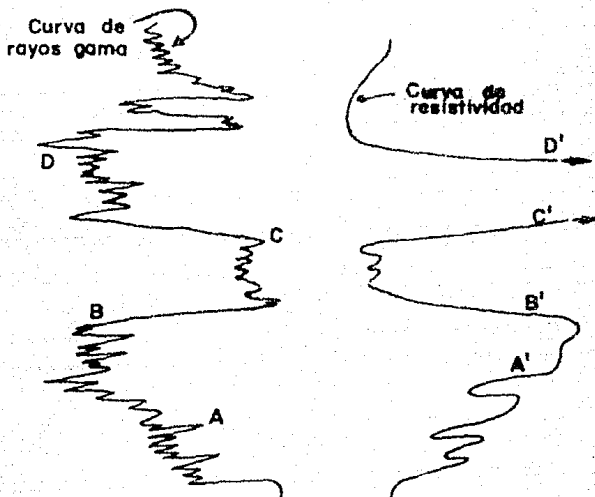


Fig. 15.- Correlación mediante las curvas gama y de resistividad.

Observando las dos curvas, se puede ver que a mayor resistividad se tiene menor radiactividad y viceversa, o sea que son inversamente proporcionales.

Con registros a baja velocidad y constantes de tiempo pequeñas, es posible determinar límites precisos de capas de espesores mínimos de 15 cm. Esto es necesario cuando existen arenas extremadamente delgadas. En la figura 16 se ilustra el método para determinar la cantidad de lutita contenida en una arena limpia por medio de la curva gama.

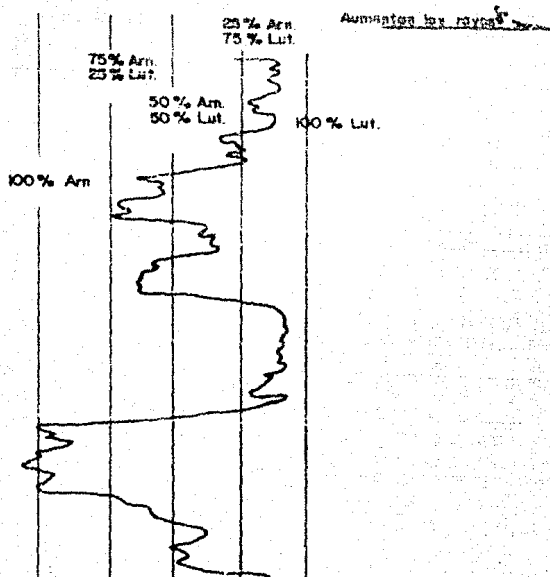


Fig. 16.- Determinación cuantitativa en % de arenas y lutitas, utilizando la curva de rayos gama.

Como se puede ver, también con los registros de rayos gama es posible determinar la calidad de permeabilidad de una zona. Cuando hay ausencia de cementante, entonces esta permeabilidad depende del contenido de lutitas en una capa de arenisca.

Puede considerarse que un 100% de lutitas en una capa, la hará impermeable y que tendrá un alto nivel de radiactividad. Por lo tanto, la permeabilidad decrece con el contenido de lutita y la radiactividad natural aumenta. Debe advertirse que este

Este método es válido sólo cuando hay ausencia de cementante. Este último puede verse claramente en la figura 17.

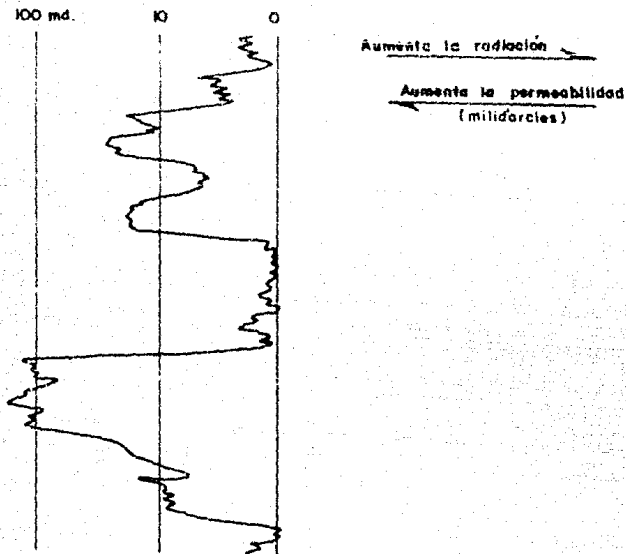


Fig. 17.- Determinación de permeabilidad utilizando la curva de rayos gama.

Es necesario observar, sin embargo, que todo lo anterior no es regla, pues hay algunas áreas de areniscas que pueden ser más radiactivas que las lutitas.

#### ANÁLISIS DEL REGISTRO DE RAYOS GAMA.

El análisis cuantitativo de la mayoría de los registros gama está basado en la ecuación siguiente:

$$LrE = kA$$

donde:



Como la ley  $L$  es directamente proporcional a la amplitud  $A$ , expresada en porcentaje de uranio  $U_{235}$ , en peso.

$E$  es el espesor de la zona mineralizada, en cm.

$k$  es la constante de proporcionalidad que relaciona el área bajo la curva con el producto  $L \cdot E$  de la ley y el espesor. Esta constante se obtiene de la calibración del equipo por un dato proporcionado por el fabricante.

$A$  es el área bajo la curva a través de la zona de interés, en el registro.

Ahora bien, para determinar la ley de un cuerpo mineralizado se requiere:

- 1.- Registrar la sección del pozo que intersecta el cuerpo mineralizado.
- 2.- Determinar el espesor  $E$  a partir del registro, y calcular el área bajo la curva.
- 3.- Multiplicar el área por  $k$  para obtener el producto de ley por espesor  $L \cdot E$ .
- 4.- Dividir  $L \cdot E$  entre el espesor.

A continuación se efectuara la determinación del espesor y del área bajo la curva a partir de la grafica de rayos gama.

#### DETERMINACION DEL ESPESOR DE UN CUERPO MINERAL.

Se ha demostrado teórica y empíricamente que el espesor de una zona mineralizada con límites abruptos y mayor de 0.50 m, está representado por la distancia entre los dos puntos de amplitud media colocados sobre los flancos de la anomalía.

Los errores introducidos por límites gradacionales o por un espesor menor que el mencionado anteriormente, por lo general no son significativos en el cálculo de reservas. Por lo tanto, el espesor se determina midiendo la amplitud de los máximos lo más próximo posible a las partes superior e inferior de la zona mineralizada; después se calcula la distancia entre los puntos de amplitud media sobre el registro. Esto puede verse claramente en la figura 18.

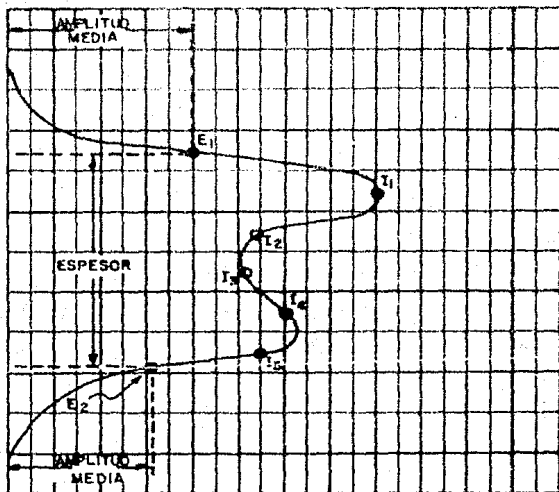


Fig. 18.- Determinación del espesor y localización de los puntos de integración numérica.

#### DETERMINACION DEL AREA BAJO LA CURVA.

La mejor manera de obtener el área bajo la curva es por medio de una integración numérica. El área total bajo ella puede ser subdividida en dos porciones denominadas Áreas de cola, más otra parte central, como se muestra en la figura 19. El primer valor que se lee es el situado en el punto superior de amplitud media determinado previamente; este primer punto extremo se designa  $E_1$  en la figura. Los puntos intermedios sucesivos del registro se leen a intervalos de 20 cm; estos aparecen designados como  $I_1$ ,  $I_2$ , etc. El segundo valor extremo  $E_2$  se lee a un intervalo abajo del último punto intermedio y justamente en el punto inferior de amplitud media.

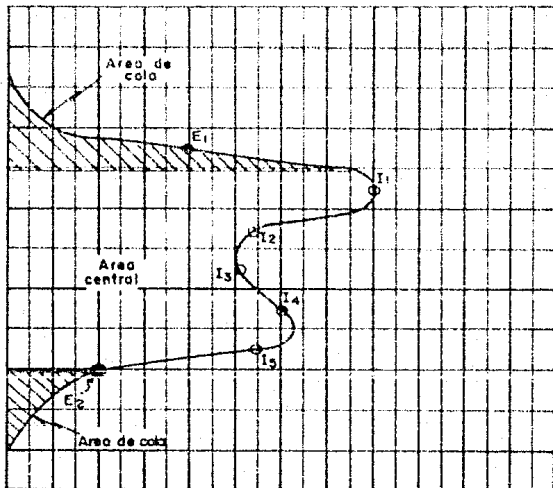


Fig. 19 - Determinación del Área central y de las áreas de cola.

Para registradores en los que se aplica el sistema métrico decimal, se elige una escala de profundidad de 1.0 m/división en la carta registradora, que es la que debe usarse en el registro de una zona mineralizada. La escala que debe emplearse para el  $\Delta I$  es de 2 mm por cada división vertical del rollo.

Un área de cola puede extenderse a un punto medio entre el punto E más cercano y su adyacente I. La suma de las dos áreas de cola se obtiene sumando los valores de cuentas/segundo en E1 y E2, multiplicados por el factor de cola. La Comisión de Energía Atómica de los Estados Unidos de Norteamérica (USAEC) ha encontrado que un factor de 1.38 resulta un error que generalmente es menor de 2% en registros practicados en la Meseta de Colorado.

El área de la porción central de la anomalía puede encontrarse sumando los valores de conteo gama de los puntos intermedios I1, I2, etc., que dan un proceso de integración

curvas de tipo trapezoidal. Por lo tanto, el área total bajo la curva del registro se obtiene sumando el valor de las áreas de cola cortadas más el valor del área central.

Trataremos ahora las correcciones que comúnmente se aplican a la información obtenida por medio de los registros de rayos gamma:

#### CORRECCION POR PERDIDA DE RESOLUCION.

El área bajo la curva puede medirse utilizando un planímetro, pero el procedimiento de integración numérica tiene una ventaja en las correcciones por pérdida de resolución, que pueden aplicarse más fácilmente. Cualquier sistema para medir la intensidad de radiación requiere un período de tiempo finito que permita el conteo de un evento de ionización antes de que ocurra el siguiente. Consecuentemente, las tasas de conteo altas serán menores que la tasa verdadera porque los eventos que pueden ocurrir durante el intervalo se llevan a cabo cuando el sistema está insensible. La diferencia entre la tasa verdadera y la indicada es la llamada pérdida de resolución.

El conteo verdadero para cada punto del registro está dado por la ecuación:

$$N = \frac{n}{1 - nt}$$

donde  $N$  son las cuentas corregidas,  $n$  es la cifra indicada en la carta registradora y  $t$  (tiempo muerto) para este equipo tiene un valor de  $6 \times 10^{-6}$  segundos. Examinando la relación anterior, se observa que las correcciones se requerirán solamente para conteos muy altos.

#### FACTOR DE CALIBRACION.

Anteriormente, se estableció la ecuación  $LrE = KA$ , donde  $k$  es la constante de proporcionalidad que relaciona el área bajo la curva con el producto de la ley radiométrica  $L$  y el espesor  $E$  de una zona mineralizada. La mejor manera de determinar  $k$ , es mediante los registros tomados en un pozo de calibración. Por

tanto, los datos obtenidos, junto con el valor resultante para  $k$ , y el tiempo muerto, se utilizarán posteriormente junto con otros factores para el cálculo de ley mineral.

Mientras se prefieran los pozos de calibración, se podrá calibrar también a partir de un cuerpo mineral de uranio natural. En este caso, la ley y el espesor deben determinarse en núcleos. Cuando se registran los pozos, debe tenerse en cuenta que el volumen muestreado por la sonda es mucho mayor que el del núcleo y que la heterogeneidad del mineral natural puede dar una discrepancia entre el análisis del pozo y el del núcleo. Sin embargo, un promedio derivado de un número adecuado de registros de pozos nucleados dará un buen valor de uso para  $k$ .

#### CORRECCION POR DESEQUILIBRIO.

Si los elementos radiactivos que emiten particular gama en un cuerpo mineralizado están en equilibrio con el elemento uranífero original, entonces se tiene:

$$\frac{L_u}{L_r} = 1$$

donde  $L_u$  es la ley media verdadera proveniente de un ensayo químico. Sin embargo, si el cuerpo mineral ha estado sujeto a procesos de los cuales ha resultado una extracción selectiva de ciertos elementos, el mineral no estará en equilibrio y entonces, la razón anterior deberá determinarse para obtener la ley media verdadera  $L_u$  a partir de la ley radiométrica  $L_r$ .

Este factor de desequilibrio puede obtenerse de las muestras de núcleos de un área. Cada muestra debe ensayarse por medios químicos, como por ejemplo el colorimétrico o cualquier otro método que sea independiente del equilibrio para obtener un valor de  $L_u$ . La determinación de  $L_r$  debe basarse en las mediciones de la radiación gama solamente. Al efectuar esto, debe tenerse cuidado para evitar la pérdida de radón, que redundaría en un decremento del contenido de Bi-214 de la muestra y una consecuente reducción de la radiación gama en ella. La pérdida de radón daría por lo tanto un error en el factor de corrección por

desequilibrio. Para evitar este error, la muestra debe estar sellada. Los ensayos para que se efectúan son dos: el primero al menos cuatro horas después de haberla sellado, y el segundo varios días después. Con los datos de estos dos ensayos y del tiempo transcurrido, es posible calcular el valor verdadero.

#### CORRECCION POR CONDICIONES DEL POZO.

Si el pozo contiene un medio que no sea el aire, se le hace una corrección por absorción de radiación gamma en ese medio. Los factores de corrección para una sonda de centelleo modelo Mount Sopris S11 están dados en la tabla IV. Para todos de perforación o para ademes, generalmente son necesarios factores grandes, los cuales deben determinarse empíricamente, debido al amplio rango de sus características.

A continuación se muestra la tabla que contiene los factores de agua usados con las sondas Mount Sopris modelos S11 y A11E.

TABLA IV.

DIAMETRO DEL POZO EN M	FACTOR DE CORRECCION
0.057	1.035
0.114	1.076
0.165	1.115
0.216	1.115

Cualquier variación de las condiciones normales en el ambiente del pozo tales como diámetro, fluido, método de barrenación o la cementación, requiere correcciones significativas. Algunas de ellas son las siguientes:

A.- EFECTOS DE FLUIDO Y DIAMETRO DEL POZO.- Las correcciones para los cambios de diámetro en pozos llenos de aire con un rango de 5.08 a 20.32 cm (2 a 8 pulg.) son insignificantes si el sensor ha sido calibrado en un pozo modelo lleno de aire de

11.43 cm (4.5 pulgadas) de diámetro. Cuando el pozo se llena con agua o lodo natural de baja densidad, la corrección para diámetro de cualquier pozo viene a ser más alta, como se muestra en la curva de corrección para pozos llenos de la figura 20. Los factores que influyen en la corrección por diámetro del pozo son:

- El diámetro de la sonda, y por consiguiente las cuentas ganadas del asblento de absorción.
- La posición de la sonda en el pozo, ya sea centrada o descentrada (este último es la más común en la práctica y generalmente requiere pequeñas correcciones).
- La densidad y la composición química del fluido del pozo.
- La sensibilidad del detector para varias energías.
- La entrada de energía mínima captada por el sistema.

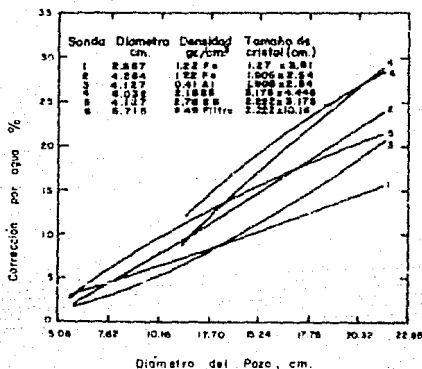


Fig. 20.- Gráfica de corrección por diámetro para pozos llenos con agua.

El  $Z_{eq}$  de la formación se incrementa con el contenido de uranio, el cual incrementa también las energías bajas del espectro de rayos gama. Este efecto compensa parcialmente el decremento en energía causado por el agua y el fluido del pozo.

En la figura 31 se muestra un experimento empírico

realizado en un pozo de calibración, donde se observa un decremento en el valor de las correcciones por diámetro del pozo con el incremento de la ley. La magnitud del efecto depende de la sensibilidad de la sonda para detectar energía.

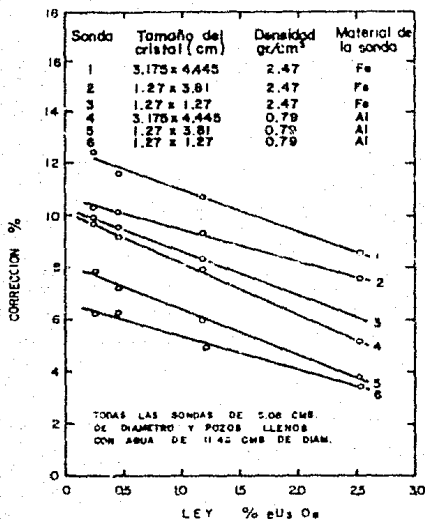


Fig. 21.- Datos experimentales que indican la influencia de la ley Zeq, o corrección por agua en pozos de 11.43 cm de diámetro. La corrección por diámetro decrece con la ley.

B.- EFECTOS DE ADEME.- Para corregir por absorción, por ademe o por método de barrenación, se deben construir curvas similares para cada tipo de sonda. Estas correcciones pueden ser grandes, y los registros deben ser analizados cuidadosamente para determinar el espesor correctamente. Esto se ilustra en la figura 22.

C.- CONDICIONES NO COMUNES EN LA FORMACION (ZONA MINERALIZADA).- Las condiciones desusuales en una formación



modifican la intensidad gamma natural y la energía, con lo cual se hace más difícil su determinación y los efectos acumulativos también son difíciles de aislar y evaluar. Estos incluyen a los fluidos intersticiales y variaciones en composición, particularmente abundancias no comunes de elementos con número atómico grande, que afectan el número atómico equivalente  $Z_{eq}$  de la formación.

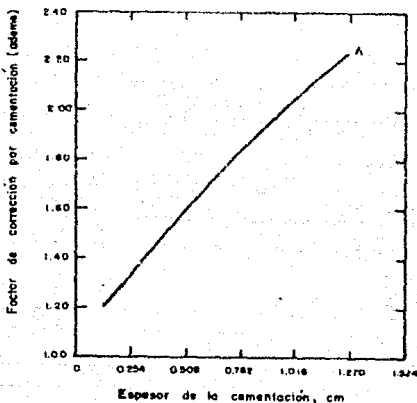


Fig. 22.- Factores de corrección para espesores de cementación, medidos con una sonda tipo que con tiene un cristal detector de NaI de 1.27 cm por 1.27 cm.

D.- AGUA INTERSTICIAL.- El agua contenida en las formaciones incrementa la absorción. El fluido intersticial diluye la concentración de los minerales radiactivos (este efecto se ilustra en los dos registros de la figura 23). Excepto para el 36% por peso de agua en el modelo B y A contienen los mismos materiales, cuyos ensayos fueron 0.50 y 0.49% de  $^{238}\text{U}$ , respectivamente. El registro de la formación saturada de agua en el modelo A, tiene sin embargo un área bajo la curva pequeña y distinta. Un análisis incorrecto de la zona saturada de agua mostrada en el modelo A, indicó una ley de 0.36% de  $^{238}\text{U}$ , una

discrepancia de 0.1% de  $^{238}\text{U}$ , o sea un error de 26.5%.  
 Utilizando la relación:

$$\text{Factor de corrección por agua} = \frac{100\% \text{ H}_2\text{O en pozo de calibración}}{100\% \text{ H}_2\text{O en la formación}}$$

La ley corregida de A llega a ser 0.495% de  $^{238}\text{U}$ , lo cual concuerda bien con la ley de 0.49% del modelo. Esta corrección empírica parece ser adecuada para variaciones normales de agua intersticial desde 8 a 22%. El agua no confinada de la parte inferior del nivel freático puede determinarse aproximadamente a partir del registro de densidad gamma, o del registro neutrón-neutrón, independiente de la saturación.

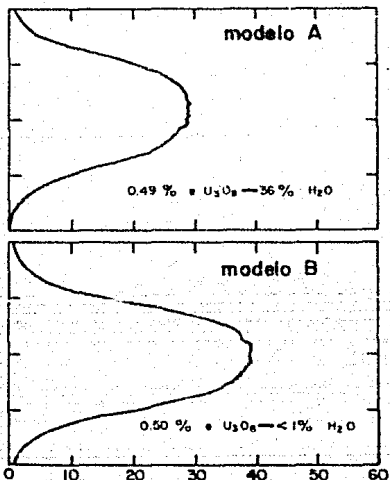


Fig. 23.- Registros de pozo modelo, mostrando el efecto de atenuación por agua intersticial en zonas saturada y seca con mineral radiactivo.

#### DETERMINACION DE LA LEY.

Para determinar la ley, se requiere como primer paso encontrar el área bajo la curva utilizando el procedimiento de integración numérica ya descrito. Antes de efectuar dicha integración, se debe inspeccionar el registro para ver si la corrección por pérdida de resolución o por tiempo muerto ha sido llevada a cabo. La decisión estará en función de la precisión deseada en el ensayo y de la frecuencia de los conteos. Esto será suficiente para hacer las correcciones solamente en anomalías con un rango de 30,000 a 50,000 cuentas/segundo. Después de que se ha encontrado el valor del área, se aplican los factores de corrección de pozo que sean necesarios.

El área resultante corregida se multiplica entonces por el factor de calibración para obtener  $LxE$ .

El paso siguiente es multiplicar  $LxE$  por el factor de corrección por equilibrio, con lo que se obtiene  $LuE$ .

Por último, la ley  $l_0$  se determina dividiendo  $LuE$  entre el espesor. La manera de obtener este espesor a partir del registro ya ha sido descrita anteriormente.

A continuación, se ilustra el cálculo de la ley a partir de un registro de rayos gama, mostrado en la figura 24. Para facilidad y orden, se usa una hoja de cálculo para cada cuerpo mineral, en la que se transcriben los datos del registro y del equipo, que servirán para el cálculo final de la ley. En este caso, se utilizan dos hojas (figuras 25 y 26) debido a que se tienen dos cuerpos de mineral en el registro.

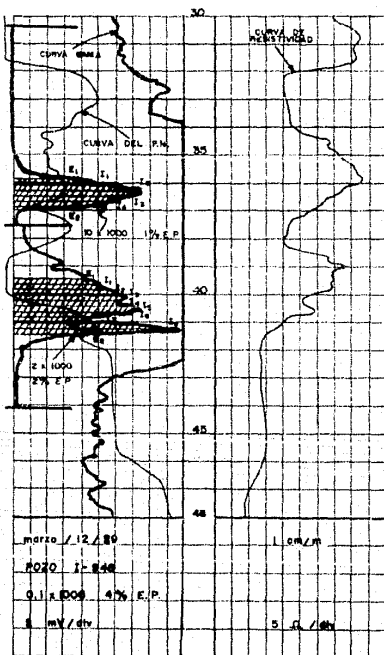
El equipo utilizado para este registro fué el modelo 34 "A" 2000, que le corresponde un tiempo muerto de  $8.2 \times 10^{-6}$ , un factor de corrección por agua de 1.076 debido al diámetro del pozo, un factor  $k$  de  $9.8 \times 10^{-6}$  obtenido en un pozo de calibración (para este equipo), un factor de cola de 1.38 utilizado en casi todos los equipos debido a que da un error muy pequeño, y un factor de desequilibrio de menos del 8%, que es el que se ha obtenido como promedio en todos los ensayos.

# URAMEX

## PROGRAMA DE EXPLORACION Y EXPLOTACION MINERA

### REGISTRO DE RAYOS SAM

POZO No. <u>1-448</u>	FECHA <u>marzo/12/80</u>
LOCALIDAD <u>La Cumbre</u>	MUNICIPIO <u>San Juan</u>
ESTADO <u>Nuevo Leon</u>	PLANO DE REP. _____
COORD X <u>93,232.50</u>	ELEV. <u>2,111.200</u>
Y <u>102,200.00</u>	B.M. <u>100.00</u>
DIAM. <u>1 1/2" <math>\phi</math></u>	PROF. REGISTRADA <u>1.00</u>
PROF. TOTAL <u>20.00</u>	DATOS PARA LA INTERPRETACION
BORDA No. <u>34/16</u>	RATEMETER No. <u>24-2000</u>
TIEMPO MUERTO <u>13 x 10<sup>-2</sup></u>	OPERADOR <u>MARCOS PEREZ</u>
NOTAS: _____	



## TESIS

# URAMEX

Pozo No. I-94B, Hoja 1 de 2

## PROGRAMA DE EXPLORACION Y EXPLOTACION MINERA INTERPRETACION DEL REGISTRO DE RAYOS GAMA

DISTRITO LA COMA REGISTRO MARQUEZ PASO ESCALA 1" = 100'  
 ESTADO NUÉVO LEÓN INTERPRETE JOSUAN RAMOS FACTOR k = 9.8 x 10<sup>-6</sup>  
 FECHA DE REGISTRO 12-NOV-57 TIEMPO MUERTO 1.3 x 10" EQUIPO 34" A - 2000  
 FECHA DE INTERPRETACION 18-MAR-60 FACTOR DE AGUA 1.05 FACTOR DE COLA 1.38  
 DESEQUILIBRIO 0.0375

Desviación	n	N	n	N
$E_1 = 2$	2020.30	2742.52		
$E_2 = 1$	1020.30	1248.22		
$(E_1 + E_2) 1.38 =$	$E_1 + E_2 =$	2990.02		
$I_1 = 3.2$	5818.18	6118.40		
$I_2 = 4.0$	7282.92	7289.92		
$I_3 = 2.8$	4903.09	5229.39		
$I_4 = 4.2$	5818.18	6118.40		
	$\Sigma =$	32649.29		

### ZONA MINERALIZADA

SUPERIOR 35.85 m

INFERIOR 36.90 m

ESPESOR (E) 1.05 m

32644.91

$\Sigma$  Ncpa

$X = 1.076$

Factor de Corrección

Area Corregida

$A = 40505.71$

$k = 9.8 \times 10^{-6}$

Factor k

Ley por espesor Lr E

0.396956

Espesor E

1.05 m

Ley media en % a Us Os

0.39805

Lr por desequilibrio = 0.03750

0.03756

$\frac{1}{2}$  espesor  $\cdot 0.030243$

Ley corregida de % a Us Os

0.3477

Fig. 25.-Hoja de cálculo para el primer cuerpo mineral.

# URAMEX

Pozo No. 1-948 Hoja 2 de 2

## PROGRAMA DE EXPLORACION Y EXPLOTACION MINERA INTERPRETACION DEL REGISTRO DE RAYOS GAMA

DISTRITO La Coma REGISTRO URAMEX 1958 ESCALA 1" = 100 m  
 ESTADO Chihuahua INTERPRETO DR. J. J. GARCIA FACTOR 1.2  
 FECHA DE REGISTRO 16 MARZO 57 TIEMPO MUERTO 8.5 / 10" EQUIPO 14-1 - 2500  
 FECHA DE INTERPRETACION 11-ABRIL-57 FACTOR DE AGUA 1.050 FACTOR DE COLA 1.38  
 Desequilibrio 0.90 (-)

Desviación	n	N		n	N
E <sub>1</sub> = 3.3	836.36	842.20			
E <sub>2</sub> = 3.3	836.36	842.20			
E <sub>1</sub> + E <sub>2</sub> =		1684.40			
(E <sub>1</sub> + E <sub>2</sub> ) / 30 =		56.1467			
E <sub>1</sub> = 3.0	1018.18	1026.85			
E <sub>2</sub> = 3.0	1018.18	1100.86			
E <sub>1</sub> = 3.5	1222.22	1226.30			
E <sub>2</sub> = 3.4	1226.36	1248.19			
E <sub>1</sub> = 3.8	1381.81	1399.84			
E <sub>2</sub> = 3.8	1381.81	1399.84			
E <sub>1</sub> = 3.5	909.09	916.00			
E <sub>2</sub> = 3.4	1127.27	892.00			
E <sub>2</sub> = 3.0	1818.18	1846.03			
		E <sub>0</sub> = 13924.48			

**ZONA MINERALIZADA**

SUPERIOR --- 39.45 m

INFERIOR --- 21.85 m

ESPESOR (E) --- 2.00 m

13924.48 % Ncp's

X = 1.076 Factor de correccion

Area corregida A = 14 444.70

k = 3.8 X 10<sup>-4</sup> Factor k

Ley por espesor LrE = 0.141558

Espeesor E = 2.00

Ley media en % e Us Os = 0.050979

LrE por desequilibrio = 0.01324

0.01324  $\frac{1}{2}$  espesor = 0.00662

Ley corregida de % e Us Os = 0.0651

Fig. 26. - Hoja de cálculo para el segundo cuerpo mineral.

Con esos datos y el registro, se empieza el cálculo del espesor, que para el primer cuerpo es de 1.05 m y para el segundo de 2.00 m. En seguida se determinan los puntos E<sub>1</sub>, E<sub>2</sub>, I<sub>1</sub>, I<sub>2</sub>, I<sub>3</sub>, etc., luego se calcula el valor de n para cada intervalo l y se calculan también sus respectivos valores de N mediante la ecuación:

$$N = \frac{n}{1 - n^2}$$

previamente establecida. Los valores de conteo corregidos (N) de E<sub>1</sub> y E<sub>2</sub> se suman y multiplican por el factor de cola 1.38. Esto a su vez, se suma con los valores N corregidos de I<sub>1</sub>, I<sub>2</sub>, I<sub>3</sub>, etc., lo que da la suma total corregida en cuentas/segundo (27644.76). Esta cantidad se multiplica por el factor de corrección por agua (1.076), que da el área total corregida bajo la curva anómala (40565.78).

Ahora bien, utilizando la relación:

$$L \cdot E = kA$$

se obtiene L·E, puesto que se conocen el Área y k ( $0.8 \times 10^{-6}$ ); dividiendo ahora entre el espesor (1.05 m), se encuentra la ley media equivalente L<sub>E</sub> en % de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> (0.37805). En seguida se multiplican L<sub>E</sub> por el desequilibrio (5%) y luego se divide entre el espesor, con lo que se obtiene la ley media verdadera L<sub>V</sub> (0.030243). Finalmente, para encontrar la ley corregida en % de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> se hace la diferencia de L<sub>E</sub>-L<sub>V</sub>, que da 0.3478, ó sean 3.478 Kg/ton de U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>.

Cabe aclarar que para intervalos pequeños, por ejemplo de 10 cm de espesor, puede considerarse éste sistema de cálculo, de mayor confiabilidad que si en el mismo pozo se hubieran obtenido y enviado núcleos al laboratorio de análisis químico.

Este procedimiento se hace con cada registro y con cada cuerpo de mineral.

Los espesores y leyes se integran a sus respectivos pozos en secciones construidas a una escala conveniente, como se puede ver en el plano de proyección isotérmica de secciones estratigráficas de la figura 27 que se anexa al final. En estas secciones, se transcribe también toda la información de los registros eléctricos mediante los cuales se logra la correlación estratigráfica además de la correlación de cuerpos mineralizados.

El método utilizado aquí para el cálculo de leyes, es el que se usa tanto en los E.U. como en Canadá, e inclusive es el recomendado por el Organismo Internacional de Energía Atómica, quien recopila y emite información referente a las reservas de todos los países miembros. Así también, recomienda usar este método con la finalidad de que no haya mucha discrepancia en cuanto a las cantidades obtenidas y reportadas por éstos.

Es por esta razón que se adoptó en nuestro país, aunado a que prácticamente casi todas las compañías que trabajan minerales radiactivos utilizan el mismo procedimiento. Ahora bien, por razones técnicas y económicas, el cálculo de leyes y espesores casi siempre se logra a partir del registro geofísico, ya que si se optara por el análisis químico se incrementaría el costo y tiempo para definir un yacimiento.

En cuanto a los principios de calibración y análisis, se tienen que efectuar en pozos modelo del Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos de Norteamérica, que es el más cercano a nosotros (aunque también los hay en Canadá y algunos países europeos), lo que por tanto también nos liga a la utilización del mismo procedimiento.

Se podría desarrollar un método alterno si se decidiera construir la infraestructura para calibrar no solo sondas, sino también otros equipos para medir y cuantificar minerales radiactivos, lo que sería benéfico técnica y económicamente para nuestro país, dadas las condiciones ventajosas que tenemos respecto a América Latina.



ASPECTOS ECONÓMICOS.

Los equipos de registro recientes proporcionan información más real y precisa que la mayoría de los que se usaron hace unos diez años. Los costos varían dependiendo de la cantidad y el tipo de servicio.

Algunas de las ventajas técnicas y económicas que proporcionan los registros son:

1.- Suplen el alto costo de los núcleos (especialmente en exploración de depósitos en areniscas).

2.- Dan información cuando la recuperación de núcleos es baja o nula (en sedimentos poco consolidados o rocas muy fracturadas).

3.- Permiten obtener información de pozos perforados previamente para otros propósitos (incluyendo pozos adormados).

4.- Los registros múltiples proporcionan simultáneamente varios tipos <sup>de</sup> datos que sirven para una estimación cualitativa rápida y eventualmente cuantitativa.

5.- Los registros digital y analógico permiten si es necesario, un remuestreo para una evaluación estadística y económica.

6.- Los registros geofísicos son congruentes e imparciales, si quien los interpreta tiene experiencia suficiente.

7.- Los registros digitizados pueden analizarse objetiva y rápidamente mediante computadoras en forma individual o en conjunto para una área determinada.

8.- El volumen de "muestra" captado por la sonda, es grande y sin alteración de sus características por estar "in

situ"; y por lo tanto es más real estadísticamente que en los núcleos.

9.- La demora, los costos de muestreo y el análisis de laboratorio se reducen.

10.- Las propiedades físicas de las rocas frecuentemente son medidas más rápida y eficazmente por los registros de pozos que por pruebas de laboratorio de pequeñas muestras.

Existen factores diversos que deben tomarse en consideración para no afectar negativamente la interpretación y resultados de la información aportada por los registros, entre otros:

a.- Toma de los registros sin atender estrictamente las especificaciones: velocidad de corrida, escalas, repetición de intervalos, verificación de calibración, condiciones mecánicas y eléctricas del equipo, conexiones, etc.

b.- Inexperiencia del intérprete en: conocimiento geológico y selección de intervalos.

c.- Es poco confiable la información petrográfica, mineralógica, estratigráfica y estructural; la que debe interpretarse con base en muestras de canal.

d.- Se requiere calibración frecuente del equipo en pozos específicos de calibración y de rutina, inmediatamente antes de ser utilizado.

#### FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA EXPLOTACION DE UN YACIMIENTO DE URANIO.

Para llevar a cabo la explotación, se realizan estudios minerometalúrgicos con el fin de determinar la composición mineralógica y la cantidad de cada componente en particular. Estos se expresan en porcentajes o en partes por millón (ppm) que pueden significar un dato adicional para hacer más viable el proyecto de explotación.

Los costos de exploración, explotación, transporte, tratamiento metalúrgico y otros aspectos, varían grandemente para cada depósito de acuerdo con la situación geográfica y las condiciones geológicas del terreno. Por esta razón cada yacimiento se evalúa no solo por sus cualidades, sino también en relación con el mercado y los costos prevalentes de los concentrados, considerando sus impurezas admisibles.

Cuando un yacimiento no es rentable en el momento de hacer su evaluación, podría serlo posteriormente en un periodo de mejoría de mercado, o cuando surja la tecnología que permita abatir los costos de producción. Inversamente, se puede suspender la operación o eliminar ciertas reservas de mineral cuando los costos aumentan y los precios bajan.

En todo caso, siempre será conveniente la realización de un estudio de factibilidad técnica y económica que determine en última instancia la susceptibilidad de aprovechamiento.

#### LEY EXPLOTABLE.

El aspecto más importante para decidir un proyecto de explotación es el análisis del volumen de mineral y el contenido de uranio de un yacimiento.

Un depósito con alta concentración y moderado volumen podrá ser beneficiado si se pagan los costos y queda una ganancia sustancial.

En la tabla V se resumen los conceptos típicos para definir el costo del concentrado de mineral.

En el caso de depósitos sedimentarios, la explotación puede hacerse a cielo abierto o utilizando el método de lixiviación "in situ". Cuando estos son cuerpos tabulares y a profundidad promedio de 60 m. con leyes mínimas de 0.1% de  $U_3O_8$  y distribuidos en unas seis hectáreas, cuyo volumen sea de unas 400 toneladas de  $U_3O_8$ , están en el límite económico de explotación, considerando que el método de beneficio sea el óptimo. En México,

la perforación exploratoria se lleva hasta 100 m, y al respecto se requiere que en la misma área debe existir cuanto menos el doble de mineral (800 toneladas de  $U_3O_8$ ) para hacer rentable la explotación. Se considera que el uranio diseminado con contenidos menores de 300 ppm está en el límite crítico de explotación.

Por otro lado, grandes volúmenes con 0.5 Kg de  $U_3O_8$ /ton no se pueden beneficiar por los métodos tradicionales; sin embargo, el proceso de lixiviación estática donde el mineral se quiebra, apila y lixivia "in situ", puede ser rentable después de un análisis económico. También, hay casos en que el uranio se recupera como subproducto en el beneficio de fosforita, cobre y oro entre otros, aprovechando leyes considerablemente más bajas, ya que cuando del tratamiento metalúrgico de un mineral se obtienen subproductos, el yacimiento se hace más rentable.

#### PROYECTOS DE PRODUCCION.

Una solución práctica que puede redituarse dividendos en la producción de concentrados es tener un grupo de yacimientos que reúnan aproximadamente 2000 ton de uranio con ley mínima de 1.0 Kg de  $U_3O_8$ /ton en un radio de 100 Km. Este, sería el objetivo económico mínimo para sostener en operación una planta de tratamiento mediana o pequeña.

Lo importante en cada yacimiento es la estimación cuidadosa de las reservas de mineral, ya que dependerá de ésta la ejecución de los proyectos con inversiones apoyadas en las reservas calculadas de antemano.

Es interesante señalar que la génesis, acumulación, morfología y concentración del uranio es irregular de un yacimiento a otro, así como entre regiones y provincias. Por otra parte, hay diferencias técnicas en la exploración al tratar de localizar yacimientos vetiformes, chimeneas y apófisis magnéticas en relación con las acumulaciones de uranio diseminado que se alojan en mantos de areniscas terciarias. Por ello, los parámetros de costos deben ajustarse a las características y condiciones particulares de cada yacimiento.

TABLA V.

FASE	CONCEPTO	INVERSION
EXPLORACION	Estudios de reconocimiento	18,7%
	Explotación primaria	
	Explotación secundaria	
	Desarrollo y muestreo	
	Estimación de reservas minerales	
EXPLOTACION	Preparación y cubrición	25,5%
	Muestreo, tumba, extracción de mineral y transporte	
BENEFICIO	Quebrado, molienda y obtención del concentrado con un contenido mínimo de 75% de $U_3O_8$ ó 86% de uranio aproximadamente	55,8%

Al evaluar un yacimiento, se debe incluir el costo de exploración geológico-radiométrica de reconocimiento, ya que el producto final estará afectado por las inversiones para la localización de este.

Cuando en un prospecto los trabajos iniciales muestran un yacimiento interesante, se debe efectuar su estimación económica. Esta se hace por medio de un estudio geológico que incluye mineralogía, litología, estratigrafía, rasgos estructurales, forma y distribución de la mineralización, densidad de la roca y muestreo, que permitan establecer leyes de extracción provisional. El cálculo de ley media, estimación de tonelaje, su contenido de  $U_3O_8$  y el método de explotación o sistema de trabajo

se calculan cuidadosamente para establecer los costos de explotación. Además, se deben practicar pruebas de beneficio para definir la tecnología del proceso y el posible factor de recuperación del uranio durante el tratamiento metalúrgico. Finalmente, deben estimarse los costos de transporte del mineral y de las posibles instalaciones metalúrgicas.

Generalmente el valor comercial de las reservas de uranio se expresa y cotiza de acuerdo con su volumen y contenido equivalente de óxidos de uranio "in situ". Los costos varían de un país a otro, dependiendo del grado de tecnología que se aplique, además de la situación geográfica y las características geológico-mineras del yacimiento.

Cuando se determina que un depósito es económicamente redituable, debe conocerse su ley mínima de corte (cut off), basada en el costo por Kg recuperable en la planta de tratamiento. De esta forma, se define como reserva económica al tonelaje de mineral que ha sido ubicado de antemano en un yacimiento que contenga suficiente uranio para ser recuperado eficientemente en una planta de beneficio, con margen de utilidad.

El hecho de que se defina un yacimiento como explotable, implica asignarle un precio al producto y en su caso a los coproductos que se obtengan, de acuerdo con los métodos tradicionales y experiencias obtenidas en el laboratorio, que en promedio es del orden de 73% de eficiencia de recuperación (en los E.U.), incluyendo las fases de explotación y beneficio.

De acuerdo con lo anterior, cada país cotiza sus reservas en función del consumo nacional y la demanda internacional, ya sea por libra o Kg, variando esto como se indica en la tabla VI.

TABLA VI.

CATEGORIA	PRECIO INTER- NACIONAL EN DOLARES/LB	PRECIO EN ME- RITO EN \$/KG	CONCENTRACION MINIMA DE USO.
Actual y corto pla- zo	* 9 - 24	**	75%
Mediano plazo (5 años)	*24 - 50	**	75%
Largo plazo	*Hasta 100	**	75%

\* Estimado para el año de 1988.

\*\* No hay mercado actualmente.

Los datos anteriores pueden variar debido a factores imprevistos, como el aumento de las reservas de un distrito minero, o el surgimiento de técnicas de beneficio sencillas y baratas. Otro caso es cuando se aprovecha la infraestructura ya instalada en nuevos yacimientos descubiertos, con la consecuente reducción de gastos. El mayor determinante en la variación de los precios se enmarca en las leyes del libre mercado; es decir en la relación oferta-demanda, afectada por las condiciones particulares fijadas por las políticas internas de los países productores.

#### INTERPRETACION DE LAS RESERVAS MINERALES.

Las reservas, más que un número y un dato, son una cantidad tangible que representa el valor comercial de cierto volumen de uranio que podrá o no ser beneficiado de acuerdo con las técnicas y demanda existentes; en todo caso, se refiere a los montos de mineral susceptibles técnica y económicamente de aprovechar bajo el conocimiento tecnológico y condiciones económicas vigentes.

Cabe señalar que las reservas deben declararse por su categoría geológico-minera y calificarse según el costo de explotación en unidades básicas, sean kilogramos o toneladas de concentrado. Cualquier cantidad de reservas de las que no se

indique su costo, carecerá de validez y será simplemente especulativa. Cuando se se conoce la susceptibilidad de aprovechamiento, el volumen de mineral estipulado constituye un "recurso" generalmente factible de elevarse a la categoría de "reserva".

La magnitud de las reservas de uranio debe presentarse en un cuadro que defina su ubicación y, de acuerdo con el Organismo Internacional de Energía Atómica (O.I.E.A.), estarán catalogadas por el precio estimado del concentrado de uranio obtenido. Así, el mismo organismo las cotiza en las tres categorías ya apuntadas en la tabla VI bajo las condiciones técnicas de explotación y metalúrgicas imperantes en ese momento.

#### CATEGORIA DE LAS RESERVAS MINERAS.

La mena de un yacimiento o mineral principal, es aquel que se espera explotar con utilidad en las condiciones de operación de ese momento. En este caso, la mena constituye el contenido de  $U_3O_8$  equivalente como producto final del beneficio, o bien su grado de concentración en el yacimiento. También se trata del mineral o minerales susceptibles de comercialización.

La terminología aplicable en la definición de reservas mineras es como sigue:

a.- Mineral Probado o Medido.- En un depósito dado, corresponde al tonelaje que se ha determinado por cálculos analíticos desde su afloramiento, apoyado en muestreos en tajos, obras mineras y barrenos. Los muestreos deberán cubrir las diversas caras de un cuerpo mineral y las mediciones adecuadas a su morfología geológica generalmente en una retícula cerrada sobre una base geológica bien definida, de tal manera que se tenga bien establecido el tamaño, la configuración y el contenido de mineral. Aquí, la ley se determina mediante muestreos detallados en los cuatro lados del cuerpo mineralizado. Eventualmente también se les conoce como Recursos Razonablemente Asegurados (R.R.A.).

b.- Mineral Probable o Indicado.- En esta categoría, el tonelaje y contenido de mineral están calculados parcialmente a través de medidas, muestreos, datos mineros y de una continuidad



de evidencias geológicas. Las obras mineras, perforaciones y exposiciones de mineral para su inspección, medición y muestreo, están distribuidas con amplio espaciamento y son insuficientes para delinear el yacimiento, por lo que no es posible definir con exactitud el volumen del mineral y su grado de concentración. O, de otra manera solo se muestra dos o tres lados del cuerpo mineralizado.

c.- Mineral Posible o Inferido.- Es el mineral cuya estimación cuantitativa está basada en una supuesta inferencia de continuidad, en relación con las características geológicas de un yacimiento, o bien de mineralizaciones de las que se tienen pocos muestreos y pobre configuración del cuerpo mineral. Aquí solo se muestra un lado del cuerpo, por lo que el resto son datos inferidos. A este mineral, conjuntamente con el probable, también se le conoce como Recursos Adicionales Estimados (R.A.E.).

d.- Mineral Potencial o Recursos Potenciales (R.P.).- Es el que se supone existe en un distrito determinado, para lo cual se toman datos aislados en afloramientos, evidencias radiactivas o presencia de yacimientos explotables. El tonelaje del mineral potencial generalmente es especulativo, tanto por la incertidumbre de su presencia física como por las variaciones impredecibles en los precios y costos a los que quedarían sujetos en el futuro.

Las causas que pueden afectar negativamente la estimación real de las reservas de un depósito mineral son:

- 1.- Selección de un sistema inadecuado de muestreo.
- 2.- Falta de experiencia de los muestreadores.
- 3.- Muestreo proporcionalmente no representativo, debido a la naturaleza físico-química del yacimiento.
- 4.- Carencia o insuficiencia de información geológica y minera.
- 5.- Mediciones topográficas erróneas.
- 6.- Errores de cálculo en la estimación de las reservas.
- 7.- Uso de instrumentos analíticos mal calibrados o errores de operación y hasta mal cálculo en laboratorio de análisis.
- 8.- Estimación especulativa sin base técnica.

## SALIR DE LA BIBLIOTECA

Por tanto, la estimación de reservas puede ser afectada por una serie de factores técnicos y humanos que propician se obtenga un totalaje dudoso, sobre todo cuando se exagera intencionalmente, provocando que fracasen muchos proyectos mineros.

### COMENTARIO FINAL.

Del trabajo anterior se desprende que hay una serie de equipos y medios que se pueden utilizar en la exploración del uranio, desde sus primeras fases hasta el delineamiento y ubicación de un yacimiento.

En nuestro país, se conocen minerales radiactivos en una gran variedad de medios geológicos; pues los hay tanto en rocas volcánicas como en areniscas, pegasuitas, lutitas, fosforitas, calizas, etc., etc., lo que nos indica que existe un gran potencial uranífero en nuestro territorio.

Actualmente y por lo menos en la presente década, no se han encontrado nuevos campos petrolíferos; y si aunado a esto sigue creciendo la exportación de hidrocarburos, se estima que sólo hasta el año 2010 tendremos este energética.

Si nos situamos en el contexto mundial, veremos que prácticamente todos los países desarrollados (capitalistas y socialistas) utilizan la energía nucleoelectrónica, e incluso muchos que no tienen petróleo o que están en vías de desarrollo también generan este tipo de energía para resolver sus necesidades tanto industriales como de su población.

Por lo anterior, es conveniente que nuevamente se reinicien los trabajos de exploración, explotación y aún de beneficio, con la finalidad de buscar nuevos yacimientos y en consecuencia reservas que garanticen nuevas fuentes de energía para nuestro país que está en vías de desarrollo, ya que si analizamos el rubro de generación de energía, veremos que del centro de nuestro territorio hacia el norte, predomina la energía termoeléctrica y un mínimo de carboceléctrica. También se debe

apuntar que los dos reactores utilizados en Laguna Verde, Ver., requerirán concentrado de mineral para su funcionamiento. Lo que es factible, ya que contamos actualmente con reservas que deben ser beneficiadas y enriquecidas para poder ser utilizadas como combustible.

El desarrollo tecnológico que esto conlleva, sabemos perfectamente que no se logra en 2, 3 ó 5 años, y que también formar cuadros de profesionales con experiencia requiere tiempo.

La necesidad de nuevas fuentes de energía es inmediata y debe ser afrontada con criterios técnicos bien fundamentados, ya que de lo contrario podríamos vernos en una situación de apremio en un futuro muy próximo.

#### REFERENCIAS.

Alba, A.F. La energía nuclear y sus perspectivas. Instituto Nacional de Energía Nuclear, México, Noviembre de 1974.

Alba, A.F. 5. tema. Energía Nuclear. Primer seminario de estudio de los problemas energéticos. INPES, México, 15 de marzo de 1974.

Antunez, E.F. Manual para la exploración del uranio. Comisión Nacional de Energía Nuclear, México, Octubre de 1955.

Bailey, R.V. and Hilton, O.O.N. Applied mineral exploration with special reference to uranium. Boulder, Co., Westview, 1977.

Saund, J.G. and Seaton, J.L. Instrumentación y técnicas para la exploración del uranio. Simposium presentado en la Ciudad de México por Scintrex, Ltd. Concorda Ontario, Canada, México, D.F. 5 de marzo de 1979.

Curtiss, L.F. The Geiger - Müller Counter. United States Department of Commerce, Circular 490, January 23 1959.

Davis, J.F. A practical approach to uranium exploration drilling from reconnaissance to reserves. International Atomic Energy Agency, Union Pacific Mining Corp. Denver, Colorado, U.S.A. April, 1970.

Eagle, D.H. Uranium Geology and Mines. South Texas Bureau of Economic Geology Guidebook, No 12. Austin University of Texas, 1971. 59 pp.

Faul H. Nuclear Geology. A symposium of nuclear phenomena in the earth science. New York, John Wiley 1954.

Gayod, H. and Shane, L.E. Geophysical well logging Vol. 1. Houston, Texas, U.S.A. 1969.

Instruction Book, Model:2000 Logger. Mount Sopris Instrument Company. Delta Colorado, U.S.A. 1971.

International Atomic Energy Agency. Radiometric reporting methods and calibration in uranium exploration. Technical reports series No 174. Viena, 1976.

International Atomic Energy Agency. Borehole logging for uranium exploration: A manual. Technical reports series. V. 212. Viena, 1982.

*Mining, E.D. Exploration policy, economics and future prospects. International Atomic Energy Agency Panel of Uranium Exploration Methods. U.S. Atomic Energy Comm., Washington, D.C. April, 1972.*

*Nuclear Geophysics. A selection of papers on applications of nuclear techniques in minerals exploration mining and process control. Editor C.G. Clayton. New York. Pergamon Press, 1983. (International Journal of Applied Radiation and Isotopes, V. 34, No 1, 1983).*

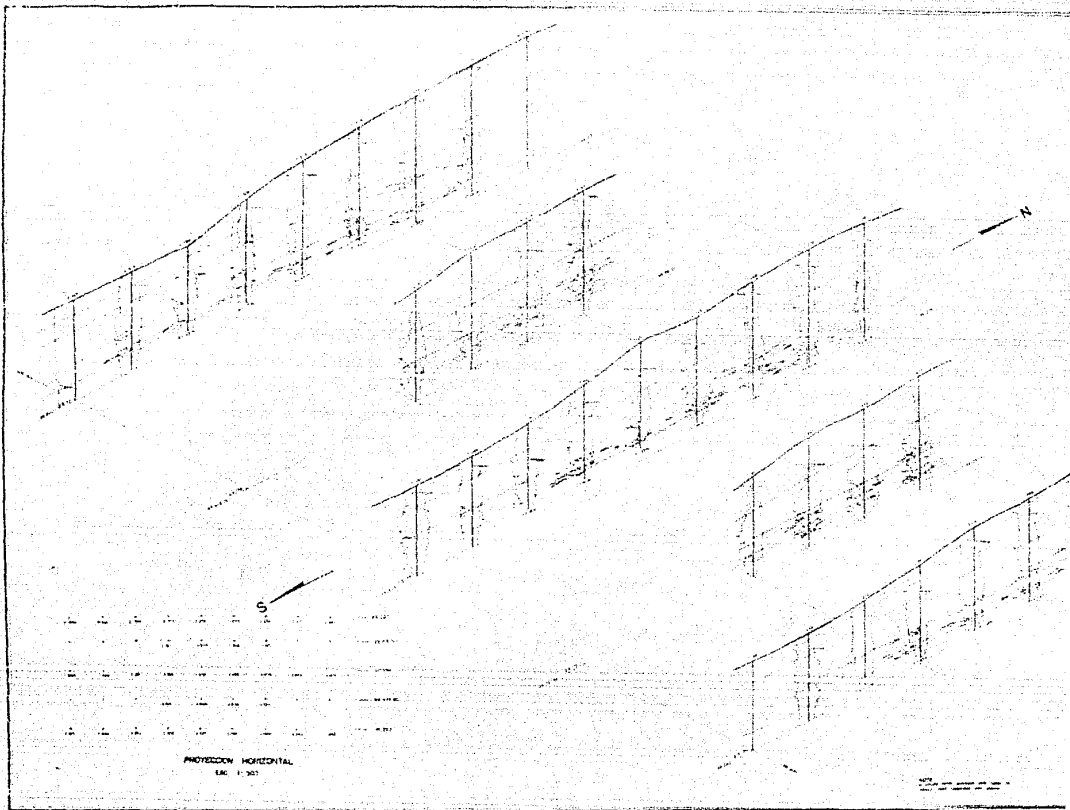
*Pirson, S.J. Geologic Well Log Analysis. Gulf Publishing Co. Houston, Texas. U.S.A. 1970.*

*The geology of uranium. New York. Consultants Bureau, 1958. (Soviet Journal of Atomic Energy, Supl. 5, 1257).*

*Uranium prospecting handbook, proceedings of a Nato-sponsored advanced study institute on methods of prospecting for uranium minerals, 1971. London. The Institution of Mining and Metallurgy. Kowie, S.H.U. ed. 1972.*

TABLA II.  
METODOS DE REGISTRO

	METODO	PROPIEDAD INVESTIGADA	APLICACIONES PRINCIPALES
ACUSTICOS	Transmisión	Velocidad de ondas acústicas	Determinación de porosidad Identificación litológica Predicción de presiones anormales Determinación de elasticidad de las rocas Calibración de registros sísmicos Construcción de sísmogramas sintéticos
		Atenuación de ondas acústicas	Detección de fracturas Detección de petróleo Detección de cambios de permeabilidad Estimación de roca consolidada Determinación de la calidad de la cementación
	Reflexión	Amplitud de ondas reflejadas	Identificación litológica Detección de fracturas y pequeñas cavidades Determinación de inclinación, rumbo de capas y planos de fractura Determinación de espesores Construcción de seudonúcleos Inspección del ademe
ELECTRICOS	Resistividad de un solo electrodo Resistividad lateral Resistividad normal Micro-resistividad Laterolog Micro-laterolog Inducción  Pot. espontáneo Pot. de oxidación Polariz. inducida	Resistividad Resistividad Resistividad Resistividad Resistividad Resistividad Resistividad  Efecto electroquímico Efecto electroquímico Polarización	Cambios litológicos Ayuda para detección de petróleo Ayuda para detección de petróleo Detección de permeabilidad Ayuda para detección de petróleo Ayuda para detección de petróleo Ayuda para detección de petróleo y predicción de presiones anormales Determinación de salinidad Detección de minerales oxidados Detección de minerales
NUCLEARES	Rayos gama	Radioactividad natural	Determinación del contenido de lutitas y localización de minerales radiactivos.
	Espectro de rayos gama Gama - Gama Neutrón - Gama	Espectro de frecuencia de la radioactividad natural. Densidad de volumen Contenido de hidrógeno y cloro	Localización de trazos radiactivos e identificación de elementos radiactivos Determinación de porosidad Determinación de porosidad y detección de agua salado
	Neutrón - neutrón Vida del neutrón	Contenido de hidrógeno Tasa de decaimiento de neutrones térmicos	Determinación de porosidad Detección de petróleo
	Espectro neutrónico Magnetismo nuclear	Espectro de frecuencia de rayos gama inducidos. Número de átomos libres de hidrógeno.	Detección de petróleo e identificación litológica  Determinación del contenido de fluidos
OTROS	Caliper	Diámetro del pozo	Cálculo del volumen de cemento necesitado, ayudo en el análisis de registros.
	Localización del collar Localización de la desviación.	Magnetismo del ademe Azimut e inclinación del pozo	Control de profundidad en pozos adomados Localización de la posición del pozo a cualquier profundidad.
	Medición de la inclinación Medición de flujo Gradimetro Medición de la gravedad Magnetometría Medición de la resistividad Temperatura	Azimut e inclinación de los planos de estratificación Velocidad de fluidos Gradiente de presión Densidad Susceptibilidad magnética Resistividad del fluido  Temperatura	Determinación de inclinación y rumbo de capas  Localización de puntos de entrada de fluidos. Densidad de fluidos del pozo Determinación de la densidad de formaciones Detección de cierrros manos. Detección de intrusiones de agua salobre Detección de capas productoras de gas
* La mayoría de los registros pueden usarse también para establecer correlaciones entre pozos			



PROYECCION HORIZONTAL  
E.C. 1:500