

20



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**"EVALUACION GEOLOGICO-ECONOMICA DEL
YACIMIENTO CARBONIFERO FUENTES RIO
ESCONDIDO, COAHUILA CON APOYO DE
REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS"**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE;

INGENIERO GEOLOGO

P R E S E N T A ;

JUAN MANUEL PALESTINA BARREDA



MEXICO. D. F.

1990



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.

I N D I C E

RESUMEN

I.	INTRODUCCION	1
	1. Localización Geográfica.	
	2. Vías de Comunicación.	
	3. Clima y Vegetación.	
II.	GEOLOGIA REGIONAL	6
	1. Fisiografía y Geomorfología.	
	2. Estratigrafía.	
	3. Geología Histórica	
	4. Geología Estructural.	
III.	GEOLOGIA LOCAL	21
	1. Geomorfología.	
	2. Estratigrafía.	
	3. Geología Estructural.	
	4. Origen del Carbón.	
IV.	REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS	25
	1. Fundamento de Interpretación para Perfiles.	
	2. Equipo Usado.	
	3. Registro Estratigráfico.	
	4. Registro Eléctrico Convencional.	
	5. Registro Eléctrico Lateral.	
	6. Registro Densidad-Caliper.	
	7. Registro Neutrón.	
	8. Registro Sónico.	
V.	GEOLOGIA ECONOMICA	57
	1. Metodología de Trabajo.	
	2. Aplicación e Interpretación de Perfiles.	
	3. Evaluación de las capas de Carbón.	

4. Evaluación Geohidrológica.

5. Hidrocarburos.

VI.	INTEGRACION DE DATOS	92
VII.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
	GLOSARIO DE TERMINOS	98
	BIBLIOGRAFIA	101
	ANEXO	104

R E S U M E N

La energía es un elemento necesario para que pueda existir - toda clase de vida, a través de ella se puede lograr cualquier - forma de movimiento que en Física es conocido como Trabajo. Energía que es necesaria e indispensable para mantener la continuidad de cualquier actividad de diferente índole ya sea científica, técnica o simplemente para transformarse en alguna de sus variedades.

Dicha energía se puede obtener de diferentes maneras, una de ellas representada por la riqueza del subsuelo en materia de recursos naturales conocidos como energéticos, que dentro de su gran variedad, se pueden mencionar algunos de ellos como los Hidrocarburos, Uranio, Carbón, etc.

Para lograr dicho objetivo, es necesario conocer a fondo y detalladamente el subsuelo y en general, la corteza terrestre que es donde se ha acumulado la materia prima energética, a lo largo de procesos geológicos desde la formación misma del planeta tierra a través del tiempo.

El conocimiento del subsuelo es posible realizarlo apoyándose en estudios de geología superficial y del subsuelo, esta última con base en perforaciones que dan como resultado la recuperación de muestras por núcleos o testigos y al muestreo continuo de recortes que por lo general no son suficientes para asegurar la confiabilidad de la información del subsuelo; tan es así, que es necesario apoyarse en los métodos geofísicos de exploración.

Dentro de los métodos geofísicos aplicados a la exploración geológica, se tienen los Perfiles Geofísicos de Pozos, que son de gran ayuda para la evaluación del subsuelo fundamentada en la medición indirecta de las propiedades físicas de las rocas, minerales, etc. que han sido atravesadas por la barrena, mediante el proceso de introducir una sonda en el pozo, con el objeto de lograr la excitación de las rocas "in situ" por medio de emanaciones radioactivas, corriente eléctrica y ondas acústicas. Esto a

razón de que las rocas responden a dichos estímulos, es posible - evaluar propiedades petrofísicas como porosidad, contenido de flujos, saturación; así como a la identificación de rocas y minerales.

El objetivo principal del presente trabajo está referido a la aplicación de métodos indirectos en apoyo a la exploración geológica por carbón y del subsuelo en general, mediante Registros Geofísicos de pozos, en el área que se llamará informalmente Subcuenca - Carbonífera Fuentes-Río Escondido, en el estado de Coahuila. El yacimiento carbonífero está asociado a un sistema deltaico que se desarrolló durante el Cretácico (Campaniano-Maestrichtiano) y que es clasificado como del tipo alto constructivo, lobulado en la parte norte y elongado en la sur.

Sus facies están representadas por las Formaciones Upson (pro delta), San Miguel (frente deltaico) y Olmos (planicie deltaica). Los mantos de carbón se encuentran en la base de la Formación Olmos, encontrándose a una profundidad que varía desde el afloramiento hasta 200 m aproximadamente en una estructura formada por un suave homoclinal ligeramente ondulado; con una orientación N-S y buzamiento hacia el Este.

El carbón de este yacimiento corresponde al tipo sub-bituminoso de flama larga, no coquizable, con un poder calorífico promedio de 4500 cal/g clasificado como carbón "térnico". Es usado principalmente como combustible para generar electricidad, mediante procesos termodinámicos concretados en plantas termoeléctricas. Como resultado del esfuerzo realizado desde el inicio de la exploración a la fecha, se resume la evaluación de 629 millones de toneladas de carbón en reservas probadas; así como su caracterización tanto física como química. Las cuales representan una gran fuente de reservas para cubrir la demanda energética, que día a día se incrementa, asegurando así en parte el futuro inmediato del país.

I. INTRODUCCION

Durante la existencia del hombre a través del tiempo y del es pacio, surge la inquietud y la necesidad de conocer o ver más allá de lo que se encuentre a su alcance y a simple vista. Basado en la experiencia del tiempo y con ayuda de los estudios que han realizado los hombres de ciencia; ha logrado satisfacer en parte dichas -necesidades e inquietudes.

Con estudios que han aportado grandes e incalculables descu--brimientos científicos y técnicos, el hombre se ha valido para a--plicarlos en la lucha por la sobrevivencia —a veces encaminados --hacia el mal y en otros casos al bien—, esto último para mejorar--sus condiciones de vida en todos sus aspectos; es decir, alcanzar--su desarrollo. La incesante lucha por el desarrollo del país, ha--motivado a aplicar técnicas y métodos para la exploración de los --recursos naturales; referidos a los energéticos que son de gran im--portancia por influir en el aspecto económico-político de la na--ción. Se sabe de la dependencia total de los hidrocarburos, ya --que el petróleo es el principal energético en la actualidad y que--no lo será por mucho tiempo debido al uso irracional y al manejo --político que de él se hace. Aunado también a la creciente demanda y en algunos casos llegar hasta la crisis, hace reflexionar y a la vez enfocar la atención a las diferentes fuentes alternas de ener--gía y en particular a los recursos carboníferos.

El uso del carbón como energético en el país, se inicia a fi--nes del siglo pasado en el sistema ferroviario nacional. En la ac--tualidad las principales consumidoras de carbón mineral como com--bustible, es la industria siderúrgica y en menor proporción las --plantas termoeléctricas.

La exploración por carbón en la Subcuenca Carbonífera Fuentes Río Escondido en el estado de Coahuila, se inicia a partir de 1960 por la empresa Paraestatal Comisión Federal de Electricidad a tra--

vés del Departamento de Geología y Minería, utilizando varias cam
pañas para cubrir su objetivo.

La contribución de la Geofísica como disciplina en la explotación por carbón, está dada por la aplicación de métodos indirec
tos por medio de los perfiles geofísicos de pozos, aplicados en gran parte de las barrenaciones realizadas. Y que ha resultado factible por la gran aportación de información técnica y en barre
nos donde es posible una recuperación total; el Ingeniero se apoya completamente en su información, remarcando su importancia como herramienta útil en la Geología. Dentro del punto de vista de la Ingeniería Económica, es recomendable su uso debido al ahorro de tiempo así como en la disminución en los gastos de operación.

Es necesario señalar que el presente trabajo no pretende la innovación de ninguna ciencia en especial, y solamente se concreta a aplicar técnicas ya desarrolladas para el mejor aprovechamiento de los recursos naturales, con resultados prácticos tanto en el aspecto geológico como en el económico, utilizando el menor tiempo para lograr el objetivo.

1. LOCALIZACION GEOGRAFICA

La Subcuenca carbonífera de Fuentes-Río Escondido se encuentra situada geográficamente en la porción noreste del estado de Coahuila y ubicada entre los meridianos:

100°15' - 101°00' Longitud Oeste

28°15' - 29°00' Latitud Norte

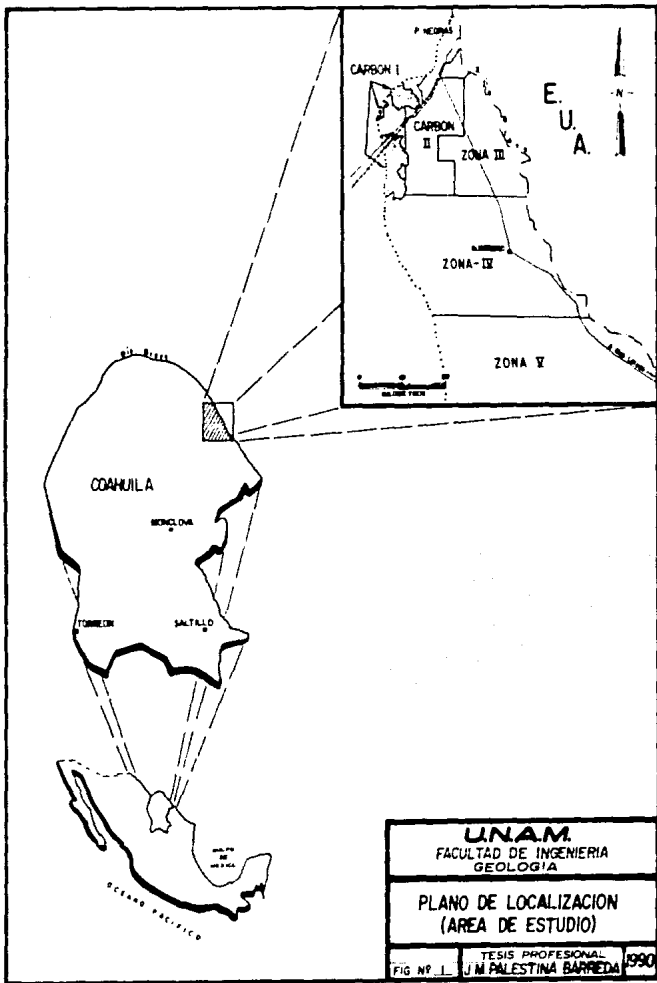
Se encuentra limitada hacia el oriente por el río Bravo, al poniente por las poblaciones de Villa Unión, Allende, Nava y Zaragoza; al sur por las zonas circunvecinas al límite estatal entre Coahuila y Nuevo León, y por el norte la ciudad de Piedras Negras, Coahuila (Fig. N° 1). Esta subcuenca tiene una extensión de 6000 km² aproximadamente, repartidos en una franja de 150 km de longitud - por 40 km de amplitud.

2. VIAS DE COMUNICACION

La principal población que existe cerca del área de estudio, es la ciudad fronteriza de Piedras Negras, comunicada por la carretera federal 57 con la ciudad de México, D. F. y por la carretera estatal 2 con las poblaciones de Cd. Acuña, Coahuila y Nuevo Laredo, Tamps., Piedras Negras es frontera con la ciudad de Eagle Pass, Tx. la cual tiene comunicación por la misma carretera 57 con los Estados Unidos de Norteamérica. La ciudad de Piedras Negras cuenta con un aeropuerto de donde parten aviones del tipo monomotor, bimotor y aparatos que no necesitan grandes pistas para aterrizar. Existiendo también la comunicación por ferrocarril (Coahuilense) con la ciudad de Saltillo, Coahuila y México, D. F.

3. CLIMA Y VEGETACION

Clima extremoso, seco y caluroso en verano, alcanzando temperaturas de hasta 48°C y un invierno crudo y húmedo, descendiendo la temperatura hasta -8°C bajo cero. Dentro de la clasificación de Köppen queda representado como seco estepario con lluvias en in-



vierno, precipitación media anual de 520 mm y una temperatura media anual de 25.8°C. La altura sobre el nivel del mar varía de -200 m a 250 m aproximadamente.

La vegetación predominante en la región es característica de estepa representada por herbáceas, arbustos y cactáceas.

II. GEOLOGIA REGIONAL

1. FISIOGRAFIA Y GEOMORFOLOGIA:

La Subcuenca carbonífera Fuentes-Río Escondido, fisiográficamente se encuentra ubicada dentro de la subprovincia de la Cuenca del Bravo y ésta pertenece a la "Provincia Fisiográfica de la Llanura Costera del Golfo" (según Alvarez Jr., Fig. N° 2), la Cuenca del Bravo para su estudio se encuentra dividida en tres zonas conocidas como:

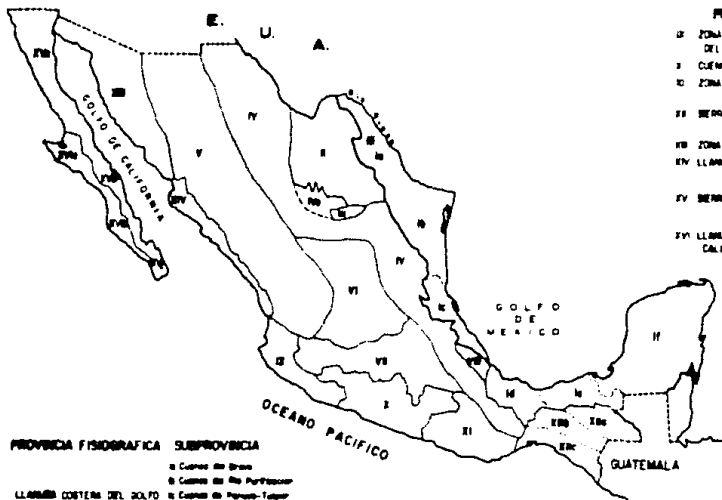
- Occidental
- Central
- Oriental

La zona de estudio queda comprendida dentro de la parte occidental constituida por calizas, lutitas y areniscas del Cretácico Superior; que por lo suave de sus echados dan lugar a una topografa ligeramente ondulada, sin embargo, hacia el poniente se presenta una estructura anticlinal en la que predominan las calizas; dicha estructura es conocida como Serranía del Burro cuya orientación es NW-SE y extendiéndose desde el río Bravo en los límites de Coahuila y Chihuahua, hasta las poblaciones de Zaragoza y - - Allende, Coahuila.

Geomorfológicamente, la zona se puede considerar en etapa de madurez, tomando en cuenta su topografa, grado de erosión y el sistema fluvial que se caracteriza por la evolución meándrica del río Bravo. El relieve actual del área, es debido principalmente a procesos exógenos, tanto de acumulación como denudación y en menor proporción los procesos endógenos.

2. ESTRATIGRAFIA:

La secuencia estratigráfica de la subcuenca carbonífera Fuentes-Río Escondido, está comprendida del Cretácico Superior al Reciente. Formada principalmente por sedimentos que varían en su composición de areniscas, limolitas y lutitas depositadas en secuencias repetitivas; carbón y conglomerado.



PROVINCIA FISIOGRAFICA SUBPROVINCIA

LLANURA COSTERA DEL GOLFO DE MEXICO
 I Correo del Golfo
 II Correo de Rio Purisima
 III Correo de Paraiso-Tuxtepec
 IV Zona de Veracruz
 V Zona Portuaria de Tuxtepec
 VI Portuaria de Tampico

II REGION MONTAÑOSA DE SONORA
 III CUENCA DE BALSAS
 IV SIERRA MADRE OCCIDENTAL
 V SIERRA MADRE ORIENTAL
 VI SIERRA MADRE CENTRAL
 VII ZONA DE FOSAS TECTONICAS
 VIII SIERRA DE CHICHUAHUATE

NO ABRIGA OTROS SUBPROVINCIA

PROVINCIA FISIOGRAFICA SUBPROVINCIA
 IX ZONA MONTAÑOSA DE LA COSTA DEL SURESTE
 X CUENCA DEL BALSAS
 XI ZONA MONTAÑOSA DE QUERETARO-OAXACA
 XII SIERRA MADRE DE CHALIS
 XIII ZONA DESERTICA DE SONORA
 XIV LLANURA COSTERA DE SINALOA
 XV SIERRA DE BAJA CALIFORNIA
 XVI LLANURA COSTERA DE BAJA CALIFORNIA

IXa Chimalpa
 IXb Cacahua
 IXc Cuyutlan

XV a Cimarron
 XV b Tacámbaro
 XV c De la Paz (Chereme)
 XV d Subsector Tacámbaro
 XV e Los Purisima

II ZONA DE ESTUDIO

UNAM.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

PROVINCIAS FISIOGRAFICAS

TESIS PROFESIONAL
 FIG. N° 2. J. M. PALESTINA BARRERA 1990

Los mantos de carbón se encuentran en la Formación Olmos del Cretácico Superior y considerando su origen de un sistema deltaico las unidades que componen las diferentes facies de dicho sistema son las Formaciones Upson, San Miguel y Olmos correspondiendo a las facies de prodelta, frente deltaico y planicie deltaica respectivamente; que por su relación genética son unidades diacrónicas que transgreden las líneas del tiempo.

A continuación se describirán las formaciones presentes en el área de estudio, empezando por la formación más antigua y terminando por la más reciente. (Tabla N° 1)

- FORMACION UPSON (CAMPANIANO SUPERIOR)

E.T. Dumble la define en 1892. Su localidad tipo se encuentra en Upson, en el Condado de Maverick, Texas, formada por una arcilla gris oscura o gris verdosa, intemperiza usualmente en color amarillento y localmente presenta pequeñas laminaciones de yeso.

Litología y espesor: Se le encuentra desde el SE de Texas hasta el sur de las cuencas Adjuntas y Monclova en el estado de Coahuila. En la Subcuenca de Fuentes-Río Escondido se encuentra aflorando al N-NW de Piedras Negras, en los afloramientos se ha observado que está constituida por lutitas gris claro-oscuro con pequeños lentes de limolita calcárea y algunos lentes de arenisca hacia la cima, las lutitas son muy orgánicas en algunas zonas y algunos estratoses encuentran bio-turbados por barrenaciones de organismos. Contiene como fósiles: gasterópodos, pelecípodos, restos de peces, foraminíferos y dinoflagelados. El espesor de la formación en la localidad tipo es de 180 m; en un afloramiento cerca de Eagle Pass, Texas es de 170 m y en la Subcuenca Fuentes-Río Escondido es de 170 m.

Relaciones estratigráficas: Descansa concordantemente en la Formación Austin y subyace concordantemente a la Formación San Miguel.

ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	SUBCUENCAS DE MONCLOVA Y ADJUNTAS COAHUILA	SUBCUENCA DE SABINAS	SUBCUENCA DE PARRAS Y LA POPA	SUBCUENCA DE FUENTES- RIO ESCONDIDO COAHUILA	
								CENOZOICA
MESOZOICO	TERCIARIO	RECIENTE					ALUVION	
		PLEISTOCENO			LIMAS ESPERANZAS			
		PLIOCENO						
		MIOCENO			CONDL. SABINAS		CONDL. SABINAS	
		OLIGOCENO						
		EOCENO						
	CRETACICO	SUPERIOR	INVESTIGATIVO	F. ESCONDIDO	F. ESCONDIDO	GRUPO DIFUNTA	F. ESCONDIDO	
				F. OLMOS	F. OLMOS		F. OLMOS	
			CAMPARIANO	F. SAN MIGUEL	F. SAN MIGUEL		F. SAN MIGUEL	
				F. UPSON	F. UPSON		F. UPSON	
			SANTONIANO	F. CRETA AUSTIN	F. CRETA AUSTIN		LUTITAS PARRAS	F. CRETA AUSTIN
			COMPTACIANO					
		MEDIO	TURONIANO	F. EAGLE FORD	F. EAGLE FORD	F. MEXICANA	F. EAGLE FORD	
			CENOMANIANO		F. CALZA BUCA		F. CALZA BUCA	
					F. CALZA GRAYSON	F. CUESTA DEL CURA		
			ALBIANO	F. CALZA MENCINA	F. CALZA BUENA	F. BUENA		
				F. CALZA ABOCA				
				F. CALZA LA PEÑA	F. LA PEÑA	F. LA PEÑA		
INFERIOR	APTIANO	F. CALZA OLINDO	F. SUP. DO					
	MURCIANO		LUTITAS LA MULA	F. COPA				
			CALZA FACILERA					
	SURIPUENO							
	VALANGUINIANO							
	BARRENIANO			F. TABISES				

TABLA No. 1

UNAM
FACULTAD DE INGENIERIA
GEOLOGIA

**TABLA DE CORRELACION
ESTRATIGRAFICA**

TABLA No. 1 TESIS PROFESIONAL 1960
FIG. No. 3 J. M. PALESTINA BARRERA

De acuerdo a la posición con respecto a la Formación San Miguel y basados en las características litológicas y estratigráficas, se considera que pertenece a facies de prodelta, de un antiguo sistema deltaico alto constructivo.

Edad y correlación: Por medio de estudios de foraminíferos (Steven K. Fox) y debido a la posición estratigráfica, se le ha determinado una edad del Campaniano Inferior. Esta formación es equivalente al grupo Taylor que aflora en el estado de Texas y en México es correlacionable en edad a la parte inferior de la Formación Méndez que aflora en la Cuenca Tampico-Misantla.

- FORMACIÓN SAN MIGUEL (CAMPANIANO SUPERIOR)

E.T. Dumble la define en 1892 en el antiguo rancho de San Miguel al norte de Eagle Pass, Texas. En México se ha reconocido en las subcuencas de Parras y la Popa, Adjuntas, Monclova y Fuentes-Rfo-Escondido. En esta última, aflora al norte y noreste de la ciudad de Piedras Negras.

Litología y espesor: Originalmente esta formación fue dividida en cinco miembros en su localidad tipo, aunque su correlación no siempre es posible individualmente. Los miembros no han recibido nombres y se enumeran en orden progresivo del más antiguo al más joven:

- De concreciones fosilíferas
- Limolitas compactas
- Areniscas blancas
- Limolita sin estratificación
- Arenisca con laminaciones

En el área de estudio no se han diferenciado miembros de esta formación y es casi seguro que no se puedan lograr correlaciones con los miembros establecidos en otras zonas debido a la génesis de la formación (facies de frente deltaico). Localmente presenta características de depósitos de barra de desembocadura de canal y

depósito por rotura de canales distributarios, (aumento en el espesor de las areniscas del frente deltaico, estratificación cruzada, intraclastos de arcilla, restos de materia orgánica transportada) tiene una considerable variedad de espesores y características. Las interestratificaciones de areniscas y lutitas son comunes en la base, hacia la cima se presentan estratos muy gruesos - de arenisca con escasas interestratificaciones de lutitas, en algunos casos los estratos de lutita están ausentes y se detectan - 20 m o más de areniscas limpias.

En esta formación se observan fucoides o barrenaciones de organismos, incluyendo el tipo Ophiomorpha, considerándose que estas hue llas fueron producidas por crustáceos que podían vivir en aguas someras de salinidad normal. Este tipo de estructuras orgánicas se presenta en algunos núcleos y es indicador de las condiciones de depósito margino-litoral.

Relaciones estratigráficas: Se le encuentra suprayaciendo a la Formación Upson y subyaciendo a la Formación Olmos. Ambos contactos son concordantes considerándose como unidades diacrónicas.

Edad y correlación: Dumble (1892) le asignó la misma edad definida para la parte inferior del Grupo Taylor (Campaniano Superior). Aunque también correlaciona esta formación con las capas glauconíticas del Grupo Navarro, porque encontró Exogyra Ponderosa y Exogyra Costata (Maestrichtiano Inferior). Venderpool se inclina por la edad Maestrichtiano Inferior para la Formación San Miguel por la fauna encontrada.

En el área de estudio se le ha asignado una edad Campaniano Superior, aunque al igual que las Formaciones Upson y Olmos, por su génesis en ambientes deltaicos presentan diacroneidad y es difícil asignarles edad fija para cada una de las formaciones. Esta unidad es correlacionable en edad con el Grupo Difunta de la cuenca de Parras y la Popa, equivalente al Grupo Taylor que aflora en

Texas y a la parte inferior de la Formación Méndez que aflora - - en la cuenca Tampico-Misantla.

- FORMACION OLMOS (MAESTRICHTIANO INFERIOR)

E.T. Dumble (1892) le llama a las capas de la Formación Olmos, - "Series de Carbón". Stephenson (1927) describió las capas de la Formación Olmos en la estación de Olmos, condado de Maverick y en el arroyo del mismo nombre, que es su localidad tipo.

Diversos investigadores han estudiado la distribución y naturaleza de la Formación Olmos: Shmitz (1885), Bose (1923), Evans - (1974), Smith (1970), Maxwell (1962), Mc. Bride (1975) y otros. Se ha concluido que los carbones del Cretácico Superior fueron - formados por un ambiente deltaico pantanoso, con cambios de facies, lateral y verticalmente como consecuencia de los procesos - que acompañan a un delta de tipo alto constructivo, donde la progradación de las facies y subsidencia de la cuenca, son constantes.

Litología y espesor: Stephenson (1927) describe la formación como lutitas gris verdosas y capas de lutitas arenosas, finamente - estratificadas irregularmente, presenta areniscas de color gris - verdoso, con tamaño de grano de grueso-fino, de estroficación - delgada, conteniendo mantos de carbón y lignito hacia la base de la formación. La parte inferior de la formación está compuesta - por depósitos de planicie deltaica (pantanos, marismas-manglares) por la presencia de lutitas con alto contenido de materia orgánica, mantos de carbón, depósitos delgados de lutitas características de bahía, acumulación de sedimentos arenosos pertenecientes a canales distributarios. En la cima predominan los depósitos de - planicie fluvial, constituidas por areniscas fluviales, lutitas - de sobrebanco y zona de transición entre canales y cuencas de - inundación, presentando un espesor de aproximadamente 100 m.

Relaciones estratigráficas: Sobreyace y subyace concordantemente a las Formaciones San Miguel y Escondido respectivamente.

Edad y correlación: Los fósiles encontrados, tales como cefalópodos (*Sphenodiscus* s.p.) y pelecípodos como los restos de *Exogyra costata* y gasterópodos, que indican que corresponde a principios del Maestrichtiano. Esta unidad es equivalente a la parte inferior del Grupo Navarro y a la parte superior de la Formación Méndez que aflora en la cuenca Tampico-Misantla.

- FORMACION ESCONDIDO (MAESTRICHTIANO SUPERIOR)

Fue nombrada por E.T. Dumble en 1892. La localidad tipo se encuentra cerca de la desembocadura del río Escondido con el río Bravo, aproximadamente a 4 km al sur de Piedras Negras.

Litología y espesor: La formación está constituida de lutitas fósilíferas, caliza mudstone, limolitas arenosas con fucoïdes y además contiene numerosos estratos de arenisca.

En el condado de Maverick, la Formación Escondido presenta de 180 a 250 m de espesor, expuesta por un gran afloramiento debido a su resistencia a la erosión, la base se halla excelentemente expuesta en afloramientos al norte y este de Eagle Pass, Texas. En México se encuentra en las subcuencas de Adjuntas, Sabinas y Fuentes-Río Escondido.

Los fósiles encontrados en varios afloramientos y en su localidad tipo, son los siguientes: *Sphenodiscus pleurisepta*, *Casidulus* c. f., *C. Exogyra costata*, *Ostrea glabra*, crustáceos, pelecípodos y gasterópodos. Por ello esta formación se considera de un ambiente nerfítico y al término de estas condiciones finalizó su sedimentación.

Relación estratigráfica: Se encuentra suprayaciendo y subyaciendo concordantemente a la Formación Olmos y al Grupo Midway (Paleoceno). Esta formación se encuentra parcialmente cubierta por el -

Conglomerado Sabinas-Reynosa (Mioceno-Plioceno).

Edad y correlación: Con base en su flora y fauna, además de su posición estratigráfica, se considera de edad Maestrichtiano Tardío y es equivalente a la parte superior del Grupo Navarro que aflora en el estado de Texas; además correlacionable con el Grupo Difunta en las subcuencas de Parras y la Popa.

- FORMACION CONGLOMERADO SABINAS-REYNOSA

Humphrey (1956) lo definió en la Región Carbonífera de Sabinas, para depósitos del tipo de conglomerado. Dentro de la cuenca de Sabinas aflora a lo largo del río del mismo nombre.

Litológicamente consiste de fragmentos de caliza que varían de 1 m hasta 0.05 m de diámetro, arenas y caliche cementados por carbonato de calcio (Ca CO_3), considerándole un espesor aproximado de 30-m.

Aflora en gran parte del área de estudio y constituye el principal acuífero en la región por tener gran porosidad, permeabilidad, así como su gran extensión y por encontrarse a poca profundidad. Descansa discordantemente sobre la Formación Olmos y está cubierto por una capa de caliche de espesor variable (1 a 15 m) y éste a su vez lo cubre la capa de suelo residual que constituye el aluvión de edad reciente; marcando así el final de la columna estratigráfica del área estudiada.

Por su posición estratigráfica se le asigna una edad del Mioceno-Plioceno.

3. GEOLOGIA HISTORICA

Durante la evolución geológica en la región, se suscitaron - grandes eventos geológicos tales como regresiones y transgresiones que dieron lugar durante el Jurásico Superior; a la formación de dos elementos paleogeográficos: la península de Coahuila y la península de Tamaulipas.

A principios del Cretácico desde el Neocomiano, las tierras - estuvieron sujetas a los diferentes procesos erosivos que propiciaron la acumulación de grandes espesores de sedimentos en las - cuencas existentes, representados por las Formaciones Taraises y - Cupido (Neocomiano-Aptiano).

Al final del Neocomiano, los mares habían cubierto las áreas - positivas, exceptuando la parte sur de la península de Coahuila. - Esta transgresión fue acompañada de una lenta subsidencia, aumentando la profundidad de los mares y depositándose los sedimentos - calcáreos de las Formaciones Cupido y La Peña hasta el Albiano. - Durante el Cretácico Superior existieron movimientos epeirogénicos haciendo más someros los mares cambiando el tipo de sedimentación a calcáreo arcillosos, representados por las Formaciones Eagle - Ford (lutitas y calizas) y continuando así la sedimentación hasta el Coniaciano-Santoniano.

La serie de movimientos ascendentes efectuados a partir del - Cenomaniano, provocaron la retirada de los mares, formándose una - gran planicie costera en el centro y norte de Coahuila. En dicha planicie se desarrollaron grandes sistemas deltaicos, los cuales - originaron los yacimientos carboníferos de Coahuila. Estos sistemas deltaicos favorables para el depósito de turba, se extendieron - aproximadamente en el norte desde Eagle Pass hasta Castaños - en el sur, hacia el oriente hasta Lampazos y hasta Cuatrociénegas al poniente. Se considera que dichos sedimentos provenían de la - parte occidental debido a que existía una gran cantidad de corrientes acompañadas de gran erosión y transporte.

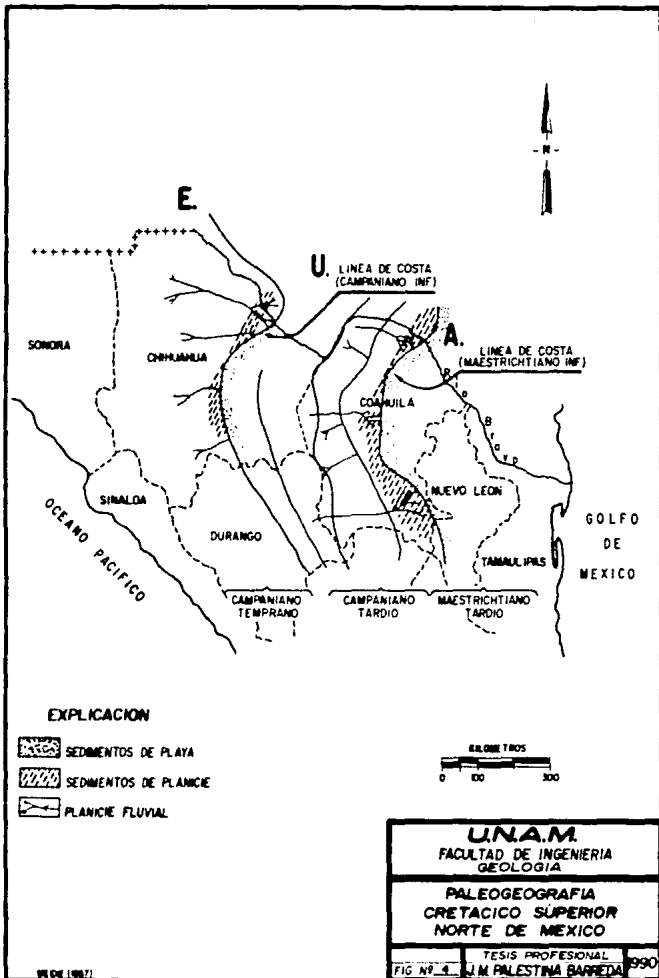
A principios del Campaniano en la subcuenca actualmente conocida como Fuentes-Río Escondido, se empieza a desarrollar el pro-delta de un sistema deltaico, al depositarse detritos finos correspondientes a la Formación Upson. La regresión continuó y se deposita a fines del Campaniano, la Formación San Miguel en un ambiente de playa o frente deltaico (Fig. N° 4).

Al finalizar el Campaniano, los mares se retiran dejando arena clara sobre la mayor parte de la zona, la cual se deposita a principios del Maestrichtiano la Formación Olmos, correspondiendo a sedimentos de ambiente de planicie deltaica. Estas tres últimas formaciones pertenecen al sistema deltaico y por tal razón de considerarlas unidades diacrónicas, pueden encontrarse con diferentes arreglos en una columna estratigráfica.

Las características sedimentológicas de la Formación Olmos, variaron de palustre originalmente, fluctuaciones de depósitos nerfíticos y continentales probablemente hasta el Maestrichtiano tardío, donde comenzaron a depositarse las areniscas y limos erosionados de tierras emergidas; esta sedimentación se encuentra representada por la Formación Escondido.

En este tiempo, los movimientos epeirogénicos son más notorios marcando el comienzo de la revolución laramídica que continuó hasta el Paleoceno-Eoceno. Esta orogenia es el principal fenómeno tectónico que modificó las antiguas estructuras de depósito y originó los esfuerzos que levantaron, plegaron y fallaron a los sedimentos del Cretácico en la margen occidental de la subcuenca.

A principios del Terciario inferior hasta el Plioceno, las formaciones Cretácicas quedaron expuestas a los procesos de erosión, dando lugar a la depositación de abanicos aluviales y de pie de monte, correspondiendo a la Formación Conglomerado Sabinas-Reynosa del Mioceno-Plioceno.



4. GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Las principales unidades estructurales son el resultado de la deformación de los sedimentos mesozoicos, por la Orogenia Laramide que formó los grandes plegamientos de la Sierra Madre Oriental como la serranía del Burro y su extensión suroriental de Peyotes en la porción noreste de México.

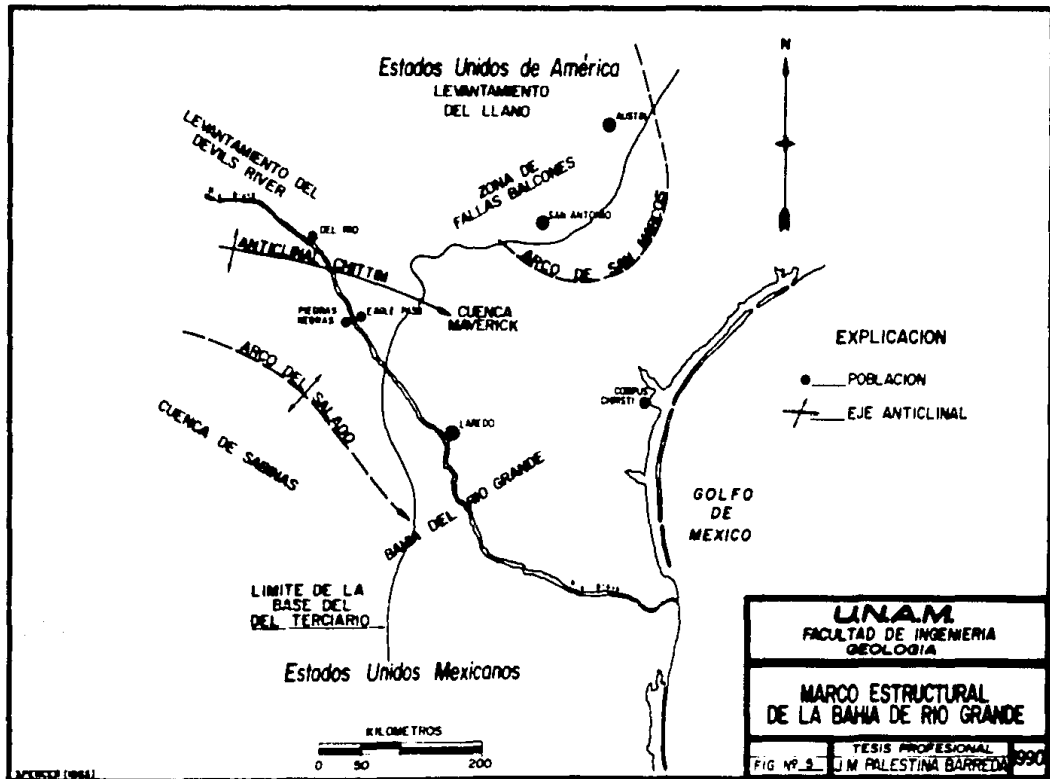
La estructura más notable regionalmente, la constituye el anticlinorio Burro Picachos formado por rocas cretácicas. Se extiende con una dirección NW-SE desde el río Bravo en los límites de Coahuila y Chihuahua hasta las poblaciones de Zaragoza y Allen de, Coahuila.

Localmente la estructura geológica que marca la división de la subcuena Fuentes-Río Escondido con las otras cuencas carboníferas es el Arco del Salado (Fig. N° 5) considerado como la prolongación del anticlinorio de la serranía del Burro, que fué producto de los esfuerzos ocasionados por la Orogenia Laramide a finales del Cretácico Superior.

La subcuena Fuentes-Río Escondido se encuentra representada estructuralmente por un homoclinal que generalmente tiene un buzamiento de 2 a 3° hacia el este, considerando como el mayor rasgo tectónico e íntimamente ligado con el sinclinal de Eagle Pass, Texas. Tal homoclinal se encuentra erosionado hacia la porción NW, dando lugar a una discordancia erosional entre las formaciones cretácicas y la Formación Conglomerado Sabinas-Reynosa del Mioceno.

Dicha subcuena pertenece a la cuena de Maverick y ésta a su vez, a la bahía del Río Grande y limitada al noreste por el Arco de San Marcos, al norte por la zona de Fallas Balcones, al noreste por el levantamiento Devil's River y al sur por el Arco del Salado (Fig. N° 5).

La cuena de Maverick para su estudio, se encuentra dividida-



en dos subcuencas (Weise B.R.), la Oriental y la Occidental; basándose principalmente en la dirección del aporte de los sedimentos; formando la subcuenca oriental los sedimentos provenientes del norte y la occidental los del noroeste.

La Formación San Miguel que se encuentra presente en el área de estudio representada por cuerpos arenosos y la cual pertenece a la subcuenca occidental; de ahí a que se le llame informalmente Subcuenca Carbonífera Fuentes-Río Escondido.

III. GEOLOGIA LOCAL

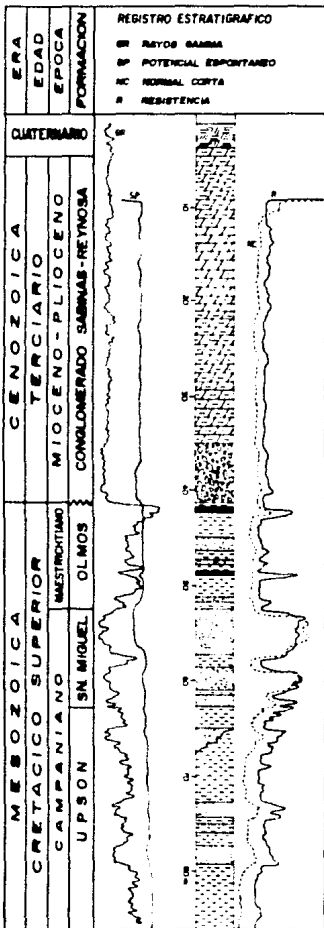
1. GEOMORFOLOGIA

El área que comprende el Proyecto Fuentes-Río Escondido según la clasificación de Loveck (1939), manifiesta características de una etapa geomorfológica de madurez; donde las vertientes del drenaje corresponden a un sistema sub-paralelo. La Formación Conglomerado Sabinas-Reynosa como se ha mencionado, cubre discordantemente la columna estratigráfica, que litológicamente está formado por sedimentos calcáreos, presenta algunas evidencias de Karst (dolinas) que se han desarrollado, favorecidas por el sistema de fracturamiento que llega a controlar el curso del drenaje.

2. ESTRATIGRAFIA

Las formaciones de interés económico para la exploración por carbón, pertenecen como se ha mencionado a un ambiente deltaico de tipo constructivo, lo que significa que los agentes erosivos y de sedimentación, predominan sobre la acción destructiva del oleaje marino. Las facies representativas del sistema mencionado se definen del mar hacia el continente de la siguiente manera: prodelta, frente deltaico y planicie deltaica, siendo en esta última donde se desarrollan las turberas que posteriormente; bajo procesos de madurez térmica, presión y tiempo permitirán la formación de carbón.

En el área de estudio se han podido identificar las facies mencionadas, representadas por las Formaciones: Upson, San Miguel y Olmos, respectivamente. (Fig. Nº 6). Según McBride (1981) las líneas de tiempo que pueden interpretarse en la secuencia de sedimentación, son de carácter diacrónico, de manera que la continuidad de los horizontes de carbón resultan heterocronos, significando que la continuidad de dichos horizontes está controlada por la distribución lobular de la planicies y por el avance del crecimiento del delta hacia el mar, aunque localmente y de acuerdo a las interpretaciones estructurales existen canales distributarios contemporáneos al desarrollo deltaico; que limitaron lateralmente



SIMBOLOGIA

- SUELO
- CALICHE ARCILLOSO
- CALICHE ARENOSO
- CONGLOMERADO
- CARBON
- LUTITA
- LIMOLITA
- ARENOSCA

UNAM
FACULTAD DE INGENIERIA
GEOLOGIA

COLUMNA ESTRATIGRAFICA
DE LA SUBCUENCA
FUENTES-RIO ESCONDIDO

TESIS PROFESIONAL
1990

FIG. Nº. 8. J. M. PALESTINA BARRERA

la distribución de los horizontes de carbón.

3. GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La estructura tiene una pendiente homoclinal regionalmente al este y se encuentra perturbado por suaves ondulaciones paralelas al rumbo del echado. Se han detectado algunas familias de fracturas asociadas a fallas normales, permitiendo la correlación estructural del horizonte de carbón. Detectándose desplazamientos verticales (fallas) que van de algunos metros a un máximo de 30 m los cuales son principalmente acumulados y escalonados, por lo que no es posible interpretarlos como un solo desplazamiento.

Las fallas se han asociado a la subsidencia diferencial de la cuenca, así como a los desplazamientos verticales ocasionados por los impulsos taramídicos.

4. ORIGEN Y CLASIFICACION DEL CARBON

El carbón es una roca sedimentaria, combustible, formada a partir de residuos vegetales que se encuentran en diferentes estados de conservación y que hayan seguido un sepultamiento y posteriormente una compactación dentro de cuencas poco profundas al origen.

El carbón proviene sobre todo de restos de plantas superiores, constituidas principalmente de celulosa y de lignita. Dando como resultado los carbones húmicos, reconocidos por su alternancia de capas brillantes formadas por restos de tallos y de raíces hüllificadas y de capas opacas constituidas por la acumulación de esporas mezcladas a microfragmentos leñosos y sustancias minerales.- Cuando estas últimas son predominantes, se consideran lutitas carbonosas.

Lo anterior, a diferencia de los depósitos de material en la línea de costa, los cuales en conjunto son más finos, la alternancia de capas opacas y brillantes no es visible a simple vista y el aspecto se torna homogéneo. Indicando la presencia de la se -

rie sapropelítica constituida por microesporas (cannel-coal) y de algas (boghead), dentro de una matriz mixta, orgánica e inorgánica.

Dentro de la relación que guarda un depósito de carbón con respecto a la fuente de origen de la materia orgánica vegetal, los carbones pueden clasificarse como autóctonos o alóctonos; ya sea que la materia vegetal, crezca, muera y se deposite en el mismo lugar o sufra una transportación hasta su lugar de depósito. El análisis petrográfico de los carbones de Río Escondido los sitúa en la categoría de autóctonos, aunque algunos rasgos alóctonos se han identificado. Basados en la clasificación de combustibles fósiles sólidos propuesta por Alpern (1980) el carbón de Río Escondido se incluye en los denominados bituminoso vítrico, con una reflectancia promedio de 0.58% aunque algunas muestras han sido clasificadas como lignito.

De acuerdo al sistema de clasificación A.S.T.M., el carbón de Río Escondido queda definido como alto volátil bituminoso "C" - - (Ver Glosario de Términos).

IV REGISTROS GEOPISICOS DE POZOS

Definición: R. Desbrandes los define como toda obtención gráfica de una característica de las formaciones atravesadas por un pozo, en función de la profundidad.

A principios del siglo se introduce un método indirecto en los trabajos relacionados con el subsuelo, ya que para esas fechas toda innovación únicamente se concretaba a operaciones mecánicas con base en perforaciones rústicas de pozos y sin tener mayor visión que dentro del mismo diámetro del pozo.

A partir de esa fecha y sin que transcurriera mucho tiempo, se iniciarían los estudios para conocer a grosso modo el comportamiento de las rocas del subsuelo. Estudios particularmente relacionados a la resistividad eléctrica de las rocas y distribución de corrientes eléctricas en el subsuelo, trabajos realizados por el Ing. Conrad Schlumberger, Profesor de la Escuela de Minas de París. El método usado para llevar a cabo dichos estudios, consistió en mediciones discretas de resistividad, tomadas de metro en metro a lo largo de la pared del pozo dando como resultado una curva de resistividad eléctrica; marcando así el inicio de los perfiles geofísicos de pozos, a la vez que nacía el perfil eléctrico o de resistividades.

Desde entonces a la fecha, se han ido perfeccionando e incrementando los estudios e investigaciones de tal manera que en la actualidad existe una gran variedad de perfiles geofísicos utilizando diferentes principios físicos hasta llegar a la sofisticación, diseñados por compañías dedicadas exclusivamente a dicho fin, existiendo diferentes marcas comerciales, todas ellas de origen extranjero. Todo ello de acuerdo a satisfacer las diferentes necesidades y obtener la mayor información posible del subsuelo, en relación con los diferentes parámetros petrofísicos aplicables a la prospección geológica y especialmente a la búsqueda de recursos naturales, enfocando principalmente a los energéticos.

1. FUNDAMENTO DE INTERPRETACION PARA PERFILES

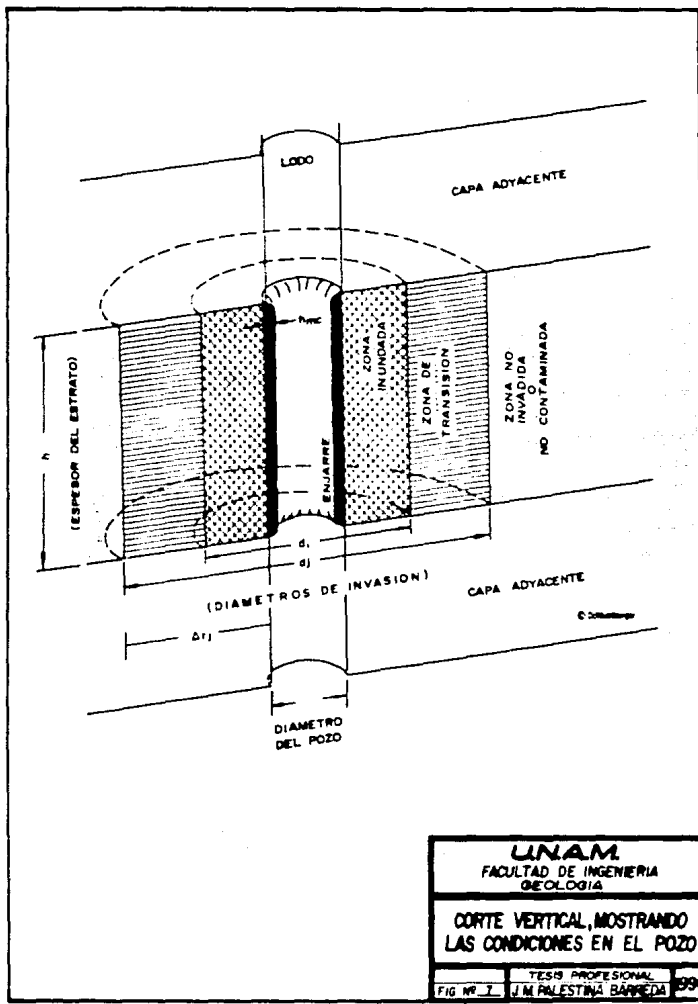
De manera gráfica se puede describir el corte vertical de un pozo en el cual se pueden distinguir las diferentes zonas que se originan por la invasión del agua del lodo de perforación, asumiendo sea un estrato permeable (Fig. N° 7).

Se empezará por considerar la resistividad del lodo de perforación (R_m), éste ejerce una presión diferencial en las paredes -- del pozo la cual hace que el filtrado del lodo penetre dentro de la formación permeable formando lo que se denomina ZONA LAVADA de resistividad R_{xo} , desplazando al fluido contenido en dicha formación, produciendo una invasión ya que la presión hidrostática de la columna del lodo es mayor que la presión de los fluidos de la formación a fin de evitar que dichos fluidos penetren en el pozo; alejándose de las paredes del pozo la influencia del filtrado disminuye formándose la ZONA TRANSICIONAL o INTERMEDIA, de resistividad (R_i). Finalmente, la ZONA NO INVADIDA o no contaminada de resistividad (R_t), donde el filtrado del lodo no alcanza a llegar.

Durante la invasión, las partículas sólidas quedan integradas en la pared del pozo, que en los estratos permeables se forma un enjarre de resistividad (R_{mc}). Este tiene muy baja permeabilidad y por consiguiente reduce el proceso de invasión a medida que se va formando.

Se ha mencionado a la resistividad, entre los parámetros de la formación obtenidos directamente de los perfiles, por lo que es de particular importancia; y se define como la capacidad de impedir la circulación de corriente eléctrica a través de una sustancia. Y la unidad usada en perfiles eléctricos, es de $\text{Ohm-m}^2/\text{m}$, -- simplificado a veces como Ohm-m .

Al recíproco de la Resistividad se le llama conductividad -- eléctrica y se mide en mhos-m , por lo tanto a una resistividad alta corresponde una conductividad baja y viceversa; que en registros eléctricos se expresa en milimhos-m o simplemente milimhos.



UNAM
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

CORTE VERTICAL, MOSTRANDO
 LAS CONDICIONES EN EL POZO

TESIS PROFESIONAL
 J. M. PALESTINA BARRERA 1990

FIG. N° 7

La resistividad de una formación limpia (no arcillosa) es proporcional a la resistividad del fluido que la satura totalmente. A la constante de proporcionalidad se le llama Factor de Formación o Factor de Resistividad de la Formación F, por tanto si R_o es la resistividad de la formación 100% saturada de agua, de Resistividad R_w se tiene que:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

El factor de formación está en función de la porosidad de la roca, así como de la estructura porosa y distribución del tamaño de los poros. Y se obtiene por la fórmula de Archie:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

donde:

m = Factor de cementación

a = Factor de tortuosidad (obtenido empíricamente)

ϕ = Porosidad de la roca.

Generalizando se tiene:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad \text{en arenas}$$

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad \text{en formaciones bien consolidadas}$$

Humble propuso la siguiente fórmula:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad \text{en areniscas}$$

La resistividad de la zona lavada, se obtiene por la fórmula de Archie:

$$R_{xo} = \frac{F R_{mf}}{S_{xo}^2}$$

Y la resistividad de la zona limpia se obtiene por la relación:

$$R_t = \frac{F R_w}{S_w^2}$$

A continuación se presentan algunos de los símbolos usados - en la interpretación de perfiles:

h = Espesor del estrato permeable
 dh = Diámetro del pozo
 di = Diámetro de la zona lavada
 dj = Diámetro de invasión
 R_m = Resistividad del lodo
 R_{mf} = Resistividad del filtrado de lodo
 h_{mc} = Espesor del enjarre
 R_{mc} = Resistividad del enjarre
 R_s = Resistividad de la capa adyacente
 S_{xo} = Saturación de filtrado
 R_w = Resistividad del agua de formación
 S_w = Saturación de agua

Para la interpretación de perfiles es necesario tomar en - cuenta consideraciones petrofísicas que están ligadas a diferen - tes parámetros, y que son obtenidas a partir de cada una de las - zonas ya estudiadas y representadas en el siguiente cuadro esque - mático; para que posteriormente sean tratados conforme se vayan - describiendo cada uno de los diferentes perfiles:

- | | |
|------------------|--------------------------|
| 1) ZONA LIMPIA | R_t, R_w, S_w |
| 2) ZONA INVADIDA | R_i |
| 3) ZONA LAVADA | R_{xo}, R_{mf}, S_{xo} |
| 4) EN EL POZO | R_m, R_{mc}, h_{mc} |

2. EQUIPO USADO

Para la exploración por carbón en la subcuenca carbonífera - Fuentes-Río Escondido, el equipo que se ha usado en los últimos - años, pertenece al tipo semiportátil; Modelo NB 3000 Mount Sopris Instrument Company de fabricación norteamericana (U.S.A.), que - tiene una capacidad de registro de hasta 1000 m de profundidad - (Fig. N^o 8). Con el cual se obtienen diferentes perfiles, los cua

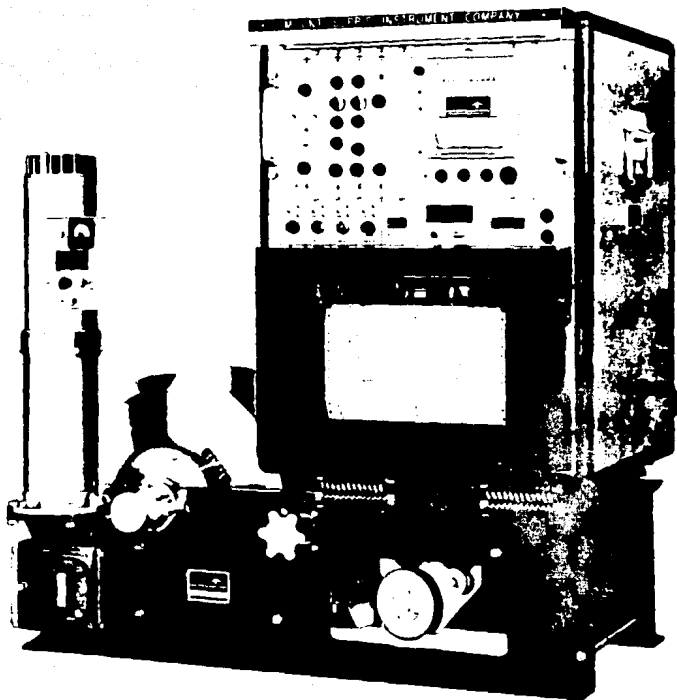


FIG. N° B.- EQUIPO PARA REGISTROS GEOPISICOS, NB 3000 MOUNT SOPRIS (U.S.A.)

les se combinan de acuerdo a obtener información apegada a los objetivos de la prospección por carbón; dando lugar al arreglo de los siguientes registros:

- Estratigráfico
- Eléctrico convencional
- Densidad-Caliper
- Eléctrico Lateral
- Neutrón
- Sónico

A continuación se describirán cada uno de los perfiles geofísicos, así como su arreglo entre los mismos.

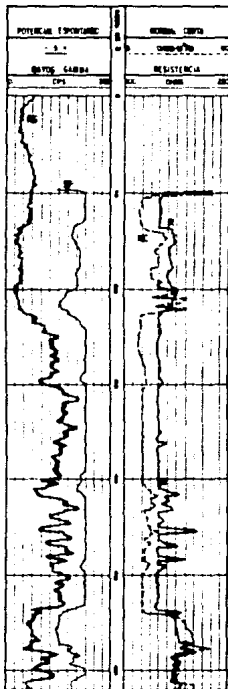
3. REGISTRO ESTRATIGRAFICO

Se le llama así al arreglo de cuatro perfiles que son corridos simultáneamente, en el carril de la izquierda se tiene el perfil de Rayos Gamma GR y Potencial Espontáneo SP, en el carril de la derecha el perfil de Resistencia Eléctrica R y una Normal Corta NC (Fig. N° 9).

Perfil de Rayos Gamma: El perfil de Rayos Gamma mide la radioactividad natural de las rocas. Estas emisiones resultan de la desintegración natural de los elementos radioactivos como el Potasio y Uranio. Es sabido que la mayor parte de la radiación Gamma en la tierra, es emitida por el isótopo radioactivo del Potasio de peso atómico 40 y por los elementos de la serie Uranio y Torio.

También es sabido que elementos radioactivos (K y Th) tienden a concentrarse en las arcillas, lo que en el perfil se refleja con una deflexión de la curva de la derecha, indicando un aumento en la radioactividad, lo que permite trazar una línea a base de lutitas que sirve de referencia; y en las formaciones sedimentarias el perfil obtenido reflejará el contenido de lutita.

De lo anterior se desprende que en las formaciones limpias; esto es, que no contengan arcillas, el perfil reflejará un nivel-



UNAM FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGIA		
PRESENTACION DEL REGISTRO ESTRATIGRAFICO O COMBINADO		
TESIS PROFESIONAL	1990	
FIG. NO. 3	J. M. PALESTINA BARRERA	

bajo de radioactividad; es decir, la curva se desplazará a la izquierda a menos que el agua que satura la formación contenga sales de potasio disueltas o que influya otro factor.

La sonda con que se corre el perfil Gamma, lleva colocado un detector consistente en un contador de centelleo (NaI), que mide la radiación originada por el volumen de formación cercano a la sonda.

Estas señales recibidas, son transformadas por un fotomultiplicador y enviadas a través del cable al graficador, expresadas en conteos por segundo (CPS). El perfil Gamma presenta ventajas al poder ser corrido en pozos entubados, en donde el perfil SP no se puede obtener. Al igual que en pozos abiertos (open hole) donde el SP no es satisfactorio.

El perfil Gamma tiene diferentes usos:

- Correlación
- Indicador del contenido de arcilla (Vsh)*
- Detector de materiales radioactivos
- Delineación de minerales no radioactivos (carbón)
- Trazador radioactivo, detector de zonas de pérdidas
- Calcular el espesor del carbón y profundidad (cima y base).

$$* \quad V_{sh} = \frac{G_{LOG} - G_{MIN}}{G_{MAX} - G_{MIN}}$$

donde:

G_{LOG} = Lectura del intervalo de interés

G_{MAX} = Lectura máxima

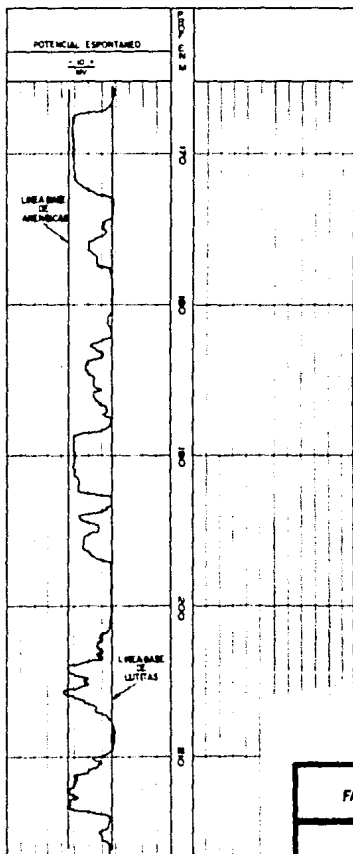
G_{MIN} = Lectura mínima

Potencial Espontáneo (SP): La curva del Potencial Espontáneo (SP) registra la diferencia de potencial entre un electrodo móvil en el pozo y un electrodo fijo en la superficie; en función de la profundidad.

En las formaciones sedimentarias constituidas por una secuencia areno-arcillosa, el perfil se mantiene más o menos constante frente a las lutitas; formando una línea recta. Esta línea se toma como referencia, la cual representa la línea base de lutitas.

En los estratos arenosos permeables el perfil SP se aparta de la línea base de lutitas. En espesores considerables la curva sufre una desviación constante que marca a la vez una línea a base de areniscas. Estas desviaciones están en función de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo. Por lo que el potencial puede ser negativo o positivo según que la curva se desplace hacia la izquierda o hacia la derecha de la línea base de lutitas (Fig. N° 10).

Esto significa que cuando el lodo de perforación es más dulce que el agua de la formación, el perfil SP se desplazará a la izquierda en las capas permeables. En el caso contrario, cuando el agua de la formación sea más dulce que el lodo de perforación, el perfil tenderá a desplazarse a la derecha de la línea base de lutitas.



UNAM
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

PERFIL DEL
 POTENCIAL ESPONTANEO (SP)

TESIS PROFESIONAL
 FIG. Nº. 10. J. M. PALESTINA BARRERA 1990

Cuando el agua del lodo y de la formación tienen la misma salinidad no se genera SP, lo cual se manifiesta como un trazo recto en el perfil sin ningún desplazamiento. Esto sucede también cuando la roca es compacta.

La curva del SP ayuda a determinar capas porosas y permeables pero no necesariamente se obtienen estos parámetros directamente de SP. El SP se usa en pozos con lodos dulces para determinar:

- Capas permeables
- Límites de las capas
- Correlación de capas
- Resistividad del agua de formación R_w
- Cualitativamente, el contenido arcilloso de una capa (Vsh).

Las desviaciones de la curva SP resultan del flujo de corrientes dentro del lodo en el pozo, producidas por fuerzas electromotrices en la formación, al ser invadida por el filtrado del lodo; y que son de origen electroquímico o electrocinético.

Siendo el potencial electroquímico el que predomina, ya que el efecto del potencial electrocinético sobre el total del SP obtenido, es sólo ocasional. Se sabe que cuando dos soluciones de diferente concentración salina se ponen en contacto, existe una diferencia de potencial en el límite de separación. Condición que se presenta en los pozos debido a que todas las formaciones contienen agua intersticial que por lo general es más salada que el agua del filtrado del lodo. Este fenómeno electroquímico se presenta formado por dos componentes tomando en cuenta que el pozo atraviesa una secuencia areno-arcillosa.

Primeramente teniendo como límite de separación una capa de arenisca permeable, debido a que las soluciones están en contacto directo pero sin mezclarse y suponiendo que contienen solo NaCl -

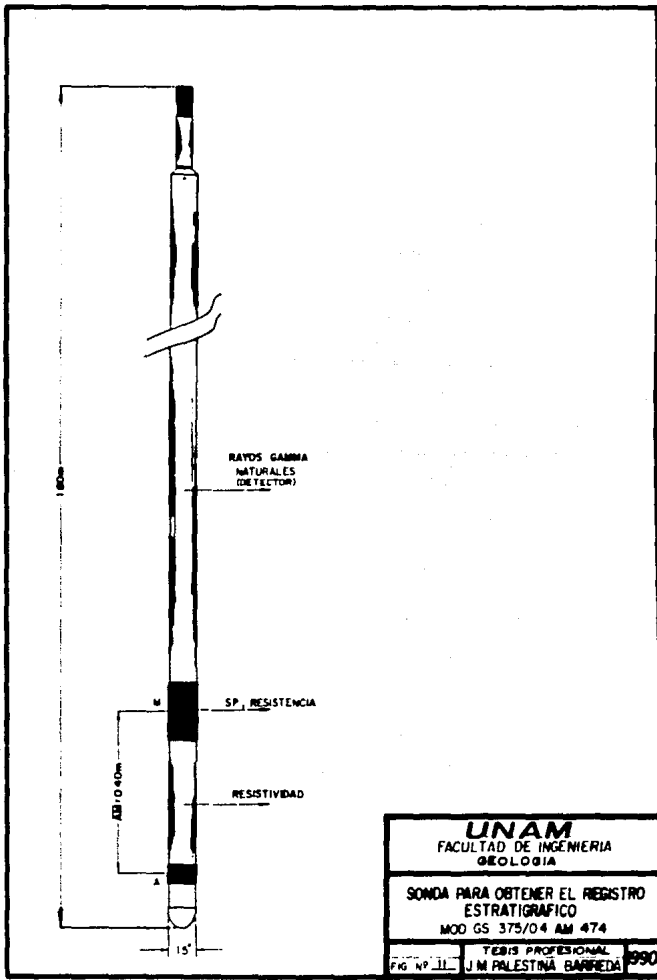
por la diferencia de concentraciones existirá un movimiento de iones de Na^+ y de Cl^- de la solución más concentrada a la solución menos concentrada hasta lograr el equilibrio. Produciéndose una diferencia de potencial al que se le conoce como Potencial de Difusión (contacto de fluidos), producido en el borde de la zona invadida.

El otro componente electroquímico se presenta cuando el límite de separación entre las soluciones está formado por una capa de lutita, debido a su estructura laminar y a las cargas sobre las láminas se comporta como una membrana catiónica; esto significa que es permeable a los cationes de Na^+ e impermeable a los aniones de Cl^- y únicamente los cationes de Na^+ se desplazarán a través de la lutita de la solución más concentrada a la menos concentrada, lográndose así una separación de iones, formando una corriente eléctrica y a la fuerza que se genera, para producir dicho movimiento corresponde a una diferencia de potencial a través de la lutita que se le llama Potencial de Membrana.

Siendo este componente el que aporta la mayor parte del Potencial de la curva obtenida del SP. El valor del Potencial Espontáneo SP será la suma del Potencial de Membrana y el de Difusión (Contacto de fluidos).

De lo anterior se observa que en la cadena Lodo-Arena-Lutita forman un círculo eléctrico en el cual existe una caída de potencial debido a la resistencia puesta por los conductores, siendo en el lodo donde ocurre la mayor parte de la caída de potencial. Si se aislara el contacto lutita-arena impidiendo que el circuito se cierre a través del lodo, no existiría circulación de corriente y por tanto no hay caída de potencial; alcanzando este su máximo valor llamado Potencial Espontáneo Estático (SSP).

El perfil SP no se puede registrar en pozos perforados con lodos no conductores, por no haber conexión eléctrica entre el electrodo de la sonda y la formación.



UNAM
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

SONDA PARA OBTENER EL REGISTRO
 ESTRATIGRAFICO
 MOD GS 375/04 AM 474

TECIS PROFESIONAL 1990
 FIG. NO. 11 J. M. PALESTINA BARRERA

Si la resistividad del filtrado del lodo y el agua de formación son del mismo valor, en el perfil no se observará deflexión alguna de la curva.

Perfil de Resistencia Eléctrica (R): Como su nombre lo indica, este perfil sirve para medir el valor de la resistencia eléctrica, en Ohms, del material que componen las rocas y del carbón. Para obtenerla se usa un electrodo móvil colocado en la sonda y otro fijo en la superficie, haciendo pasar un flujo de corriente entre ambos electrodos; obteniéndose valores de resistencia en radios de investigación pequeños y de punto único (puntuales).

El perfil de resistencia eléctrica se usa para delimitar estratificaciones delgadas, incluyendo capas delgadas de carbón y teniendo su mayor aplicación en la determinación del espesor de las capas o mantos de carbón.

Perfil Normal Corta (NC): Perfil que conforma el registro estratigráfico, presente también en el Registro Eléctrico Convencional donde se describirá a detalle (Fig. N° 11).

4. REGISTRO ELECTRICO CONVENCIONAL

Arreglo conformado por tres perfiles, una Normal Corta y una Normal Larga situadas en el carril derecho y la curva de Potencial Espontáneo SP, en el carril izquierdo del registro (Fig. N° 12).

Normal Corta (NC): Perfil de resistividad el cual se obtiene mediante un arreglo de electrodos conocido como del tipo normal, consistente en hacer pasar una corriente eléctrica constante a través de un electrodo de corriente A; que va integrado en la sonda y de otro en la superficie B obteniéndose la diferencia de Po-

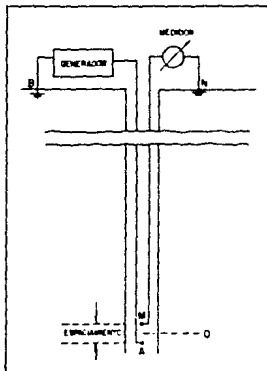
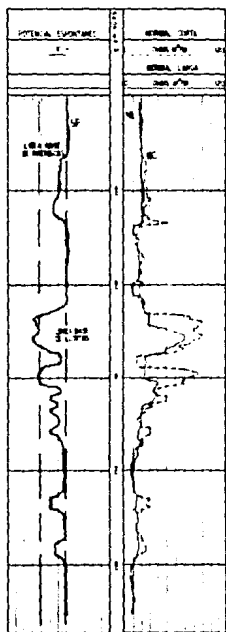


FIG 12-a - ARRREGLO NORMAL

UNAM
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

PRESENTACION DEL REGISTRO
 ELECTRICO CONVENCIONAL

TESIS PROFESIONAL 990
 FIG. NO. 12. J.M. PALESTRA BARRERA

tencial por medio de otro electrodo M situado también en la sonda y un electrodo de referencia N, y cuando la separación entre los electrodos A y M es de 0.40 m. Esta separación entre los electrodos hace que el radio de investigación hacia la formación sea somero, de aproximadamente 0.80 m ya que dicho radio es equivalente al doble del espaciamento entre los dos electrodos (Fig. N° 12a)

Normal Larga (NL): Perfil de resistividad obtenido de manera análoga al perfil anteriormente descrito, a diferencia de la separación de los electrodos A y M que es de 1.60 m dando como resultado un radio de investigación profundo de aproximadamente 3.20 m.

Perfil de Potencial Espontáneo (SP): Perfil descrito con anterioridad en el Registro Estratigráfico, que acompaña a la NC y NL para conformar el arreglo del Registro Eléctrico Convencional.

5. REGISTRO ELECTRICO LATERAL

Arreglo conformado por un perfil lateral situado en el carril derecho, y el perfil del Potencial Espontáneo SP, en el carril izquierdo (Fig. N° 13).

Perfil lateral: Perfil de resistividad obtenido a través del - - arreglo llamado Lateral o Inverso, que a diferencia del arreglo normal; los electrodos de corriente (A) y (B) ambos van colocados en la sonda. Tomando como punto de medida la mitad del espaciamento entre A y B, equivalente al punto O midiéndose la caída del potencial entre O y M; y que guardan una separación de 1.80 m la cual provoca que el radio de investigación sea profundo de aproximadamente 3.60 m (Fig. N° 13a).

Perfil de gran importancia dado su radio de investigación, - usado para obtener el Rt de la Zona no Contaminada o no Invasada. De gran utilidad en la evaluación geohidrológica, así como también para reafirmar la presencia del carbón.

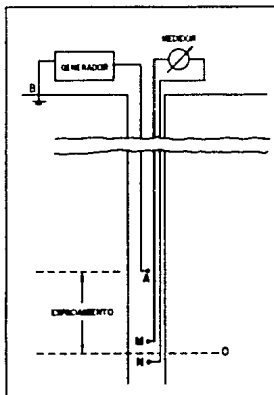
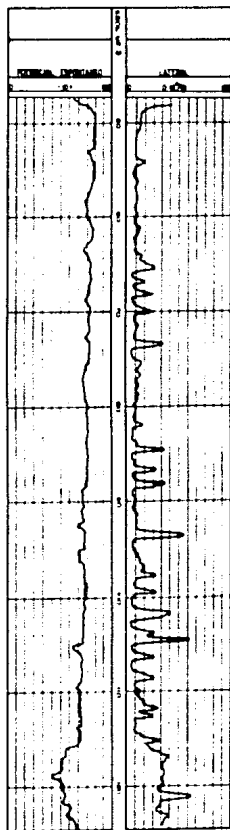


FIG 15-b.-ARRAÑO LATERAL

UNAM
FACULTAD DE INGENIERIA
GEOLOGIA

PRESENTACION DEL REGISTRO
ELECTRICO-LATERAL

TESIS PROFESIONAL
FIG Nº 13 J.M. PALESTINA BARRERA 1990

Potencial Espontáneo (SP): Perfil que acompaña al Lateral y descrito con anterioridad en el Registro Estratigráfico. La sonda, para obtener tanto el Registro Eléctrico Convencional como para el Registro Eléctrico Lateral, está representada por la Fig. N° 14.

6. REGISTRO DENSIDAD-CALIPER

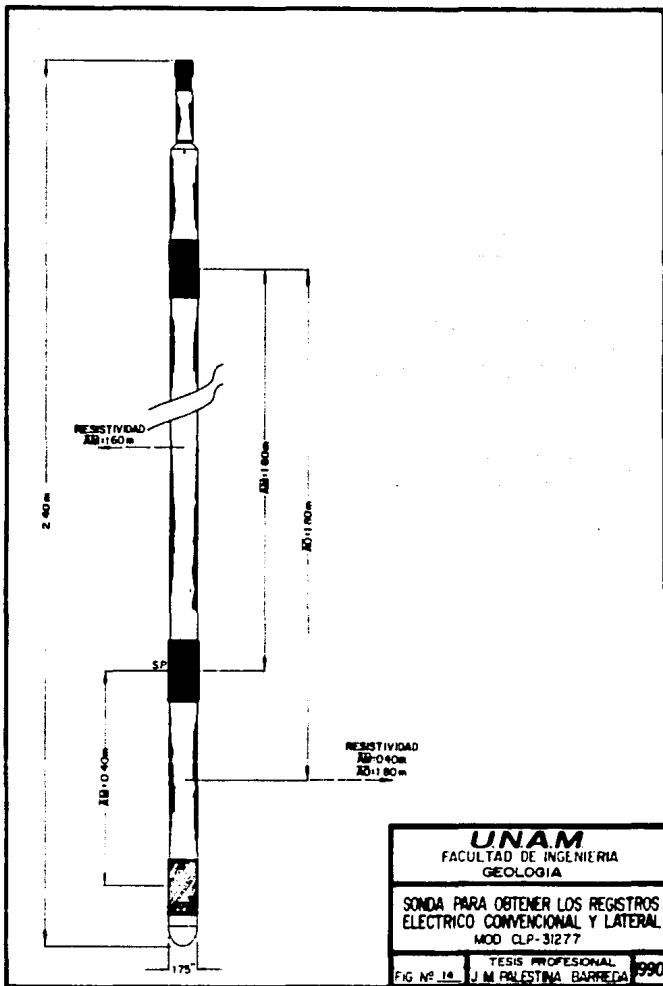
Pertenece a los Perfiles Radioactivos, consta de un perfil de Densidad o Gamma-Gamma situado en el carril izquierdo acompañado del perfil Caliper en el carril derecho del registro. (Fig. N° 15).

Perfil Densidad: Perfil Radioactivo conocido también como Gamma-Gamma. Se obtiene a través de una fuente radioactiva de Cesio₁₃₇ con una actividad nominal de 100 milicurios (mCi), la sonda contiene dicha fuente y un detector con una separación o espaciamiento entre ellos de 0.25 m.

La fuente emite hacia la formación que rodea el pozo, rayos Gamma de mediana energía, consideradas como partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. Al chocar los rayos Gamma con los electrones, ceden algo de su energía cinética a éstos; continuando su trayectoria con menor energía, interacción conocida como Efecto Compton de Dispersión.

Si el número de electrones en la formación es grande, la dispersión así como la absorción serán intensas; ya que algunos de los fotones después de múltiples colisiones serán retrodispersados, es decir que regresarán a la sonda y medidos por el detector.

Por medio de la relación fotones inducidos contra los fotones detectados, se obtendrá una medida indirecta de la densidad electrónica (número de electrones por cm^3); relacionada a la vez con la densidad volumétrica en g/cm^3 del material que compone la formación.

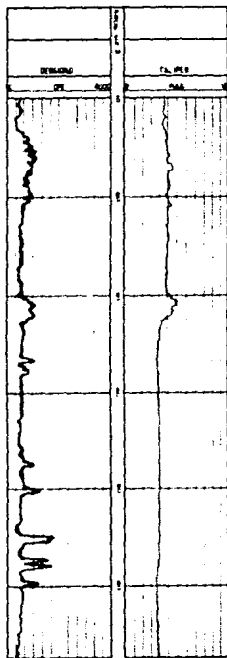


UNAM
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

SONDA PARA OBTENER LOS REGISTROS
 ELECTRICO CONVENCIONAL Y LATERAL
 MOD. CLP-31277

TESIS PROFESIONAL
 J. M. PALESTINA BARRERA 990

FIG. N° 14



UNAM.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

**PRESENTACION DEL REGISTRO
 DENSIDAD-CALIPER**

TESIS PROFESIONAL 1990
 FIG. Nº. 12. J. M. PALESTINA BARRÉDA

Para determinar la densidad mediante el perfil Gamma-Gamma - usando herramientas con la misma geometría (arreglo fuente-detector), pero diferente sensibilidad y/o intensidad de la fuente; y tomando como base calibraciones o lecturas en cps en un bloque de plexiglas y otro de aluminio de dimensiones finitas y densidades conocidas; el fabricante propone la siguiente fórmula para obtener la densidad de formación (g/cm^3):

$$\rho = A \log (D_L) + B$$

donde:

$$A = \frac{-1.159}{\log \left(\frac{cps_P}{cps_A} \right)}$$

$$B = 2.49 - A \log cps_A$$

D_L = Rango de conteos en el perfil
(intervalo de interés)

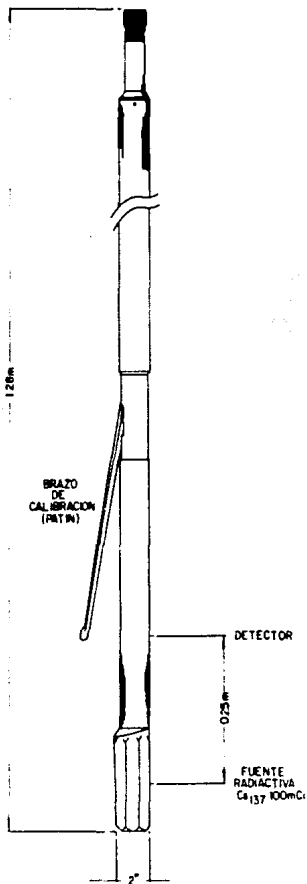
cps_P = Rango de conteos en el bloque
de plexiglass

cps_A = Rango de conteos en el bloque
de aluminio.

La sonda al igual que la Fuente y el Detector, se mantienen pegados a la pared del pozo por medio del brazo de calibración; - que sirve a la vez para medir el diámetro del pozo.

La razón por la cual la Fuente y el Detector, deben mantenerse en contacto directo con la formación durante la obtención del registro, es de que exista el mínimo de espaciamento entre la Fuente-Formación-Detector; para que la densidad de formación obtenida en el perfil no se vea afectada por la densidad del lodo de perforación. Lo anterior se logra, ya que el patín ejerce una fuerza normal de 13.6 kgf a la pared del pozo (Fig. N° 16).

Perfil Caliper: Proporciona principalmente el diámetro del pozo, así como los derrumbes o cavernas que se suscitan durante y



UNAM
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

SONDA PARA OBTENER EL REGISTRO
 DENSIDAD CALIPER
 MOD. GGC-1074

TESIS PROFESIONAL
 J. M. PALESTINA BARRERA

990

FIG. Nº 18.

después de la perforación.

Cabe hacer mención que el Registro Densidad-Caliper, como se verá más adelante, es de gran importancia ya que es determinante para:

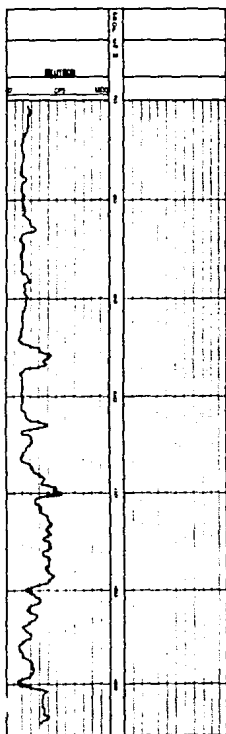
- Identificar el carbón
- Calcular espesor
- Calcular la porosidad
- Obtener la densidad de formación

7. REGISTRO NEUTRON

Conformado por un perfil radioactivo en el carril izquierdo (Fig. N° 17). Como se sabe, los neutrones son partículas eléctricamente neutras, y su masa es casi igual a la del átomo de Hidrógeno. La sonda con la que se obtiene este perfil tiene colocada en la parte inferior una fuente radioactiva de Americio-Berilio (Am-Be) que emite continuamente neutrones de alta energía, esto es de gran velocidad que al encontrarse con los núcleos del material que compone la formación, se produce un choque elástico y en cada colisión van perdiendo parte de su energía produciendo un decremento en su velocidad.

La energía perdida por un neutrón, está en función de la masa del núcleo con el cual choca, ocurriendo la mayor pérdida de energía cuando el neutrón choca con núcleos de igual masa; como los de Hidrógeno. Las colisiones con núcleos más pesados no producen gran pérdida de velocidad, por lo que la pérdida de velocidad estará en función de la cantidad de Hidrógeno presente en la formación.

Durante un lapso de tiempo relativamente pequeño de algunos microsegundos; los neutrones han sido amortiguados, resultado de varias colisiones; a velocidades termales que corresponden a energías de aproximadamente 0.025 electrón volt dispersados sin nin--



UNAM.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

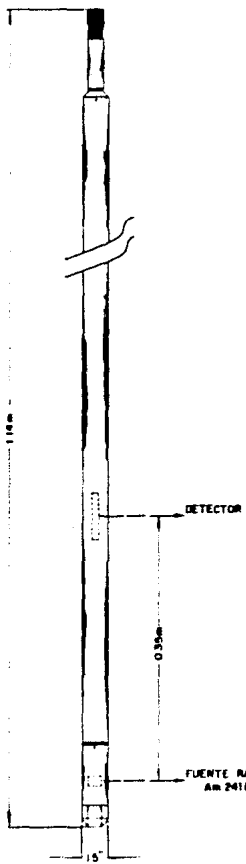
PRESENTACION DEL REGISTRO
 NEUTRON

TESIS PROFESIONAL
 FIG. N° 17 J. M. PALESTINA BARREDA 1990

gún orden y conservando su energía únicamente por efecto de temperatura, convirtiéndose así en un neutrón térmico y registrados o captados por el detector (Helio-3) colocado a 0.35 m de la fuente (Fig. N° 18).

Con el arreglo fuente-detector que se usa, se puede concluir que a mayor lectura, corresponderá una concentración de Hidrógeno menor y viceversa. En el registro se presentan las lecturas en cuentas o ciclos por segundo (cps), expresándose así, el contenido de Hidrógeno presente en la formación (Fig. N° 17). El perfil Neutrón es usado principalmente para determinar la porosidad ya que en las formaciones indica el espacio poroso saturado ya sea de agua, gas, aceite o petróleo. Se puede correr en pozos abiertos o entubados, pero la porosidad leída en pozos entubados presenta menor exactitud debido al peso y posición de la tubería de revestimiento, sufriendo la respuesta del perfil cierta atenuación.

En combinación con el perfil Gamma, sirve como indicador de litología, así como para correlación de pozos. En el caso del carbón como se verá posteriormente, ayudará para la identificación de éste, apareciendo en el perfil como zonas de bajo conteo, indicando un alto contenido de Hidrógeno. Es de gran importancia en la evaluación geohidrológica para obtener la porosidad de los acuíferos.



UNAM FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGIA	
SONDA PARA OBTENER EL REGISTRO NEUTRON MOD NN-676	
TESIS PROFESIONAL J. M. PALESTINA BARRERA	1990

FIG. Nº 18

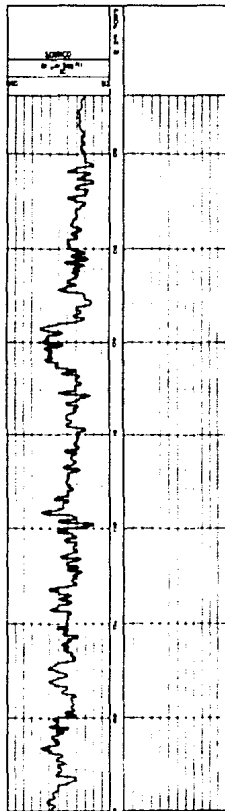
8. REGISTRO SONICO

Formado por un perfil acústico localizado en el carril izquierdo, en el cual se registra la profundidad contra Δt que es el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer una distancia de un pie de formación; Δt se le conoce también como "Tiempo de tránsito" y es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido (Fig. N° 19).

La sonda con la cual se obtiene el perfil sónico, consta de una fuente de sonido o transmisor y a 0.91 m de éste, se encuentran dos receptores separados entre sí, un pie (Fig. N° 20). El transmisor al ser activado eléctricamente emite una sucesión de ondas acústicas de compresión que se propagan en todas direcciones. Las ondas compresionales viajarán por el lodo para propagarse en la formación y volverán a atravesar el lodo para que finalmente sean captadas por los receptores. Dicha trayectoria está representada tridimensionalmente por un cilindro vertical bicónico truncado en ambos extremos y que define la propagación de las ondas de interés (Fig. N° 20a).

El material que conforma la sonda permite que la velocidad del sonido sea menor que en la formación, lo que sucede también con el lodo de perforación o algún otro fluido usado con ese fin. Por lo que las ondas acústicas que llegarán primero a los receptores serán las que viajen a través de la formación, que son las que se detectan y enviadas a la superficie promediándolas automáticamente por un computador a la vez que se integran los tiempos de tránsito y así obtener el tiempo total de tránsito registrado por el graficador en microsegundos-pie (μ s/ft).

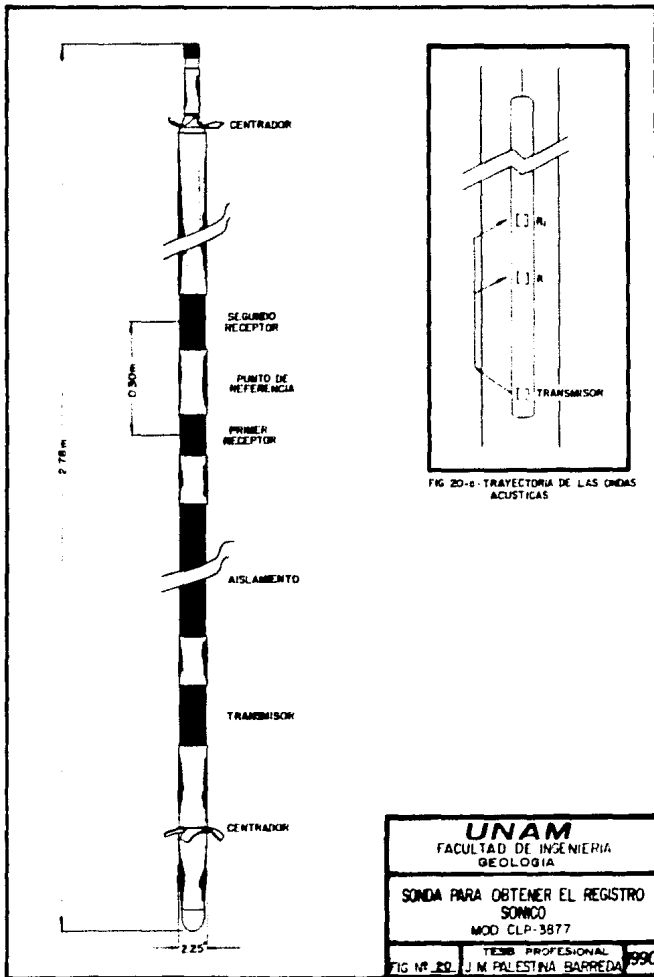
Algunas de las ondas acústicas chocan contra la pared del pozo y son refractadas por no corresponder al ángulo crítico de incidencia; estas ondas no son de interés alguno por utilizar mayor tiempo de tránsito. En formaciones sedimentarias, la velocidad de sonido se encuentra afectada por varios factores, como lo son-



UNAM.
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

PRESENTACION DEL REGISTRO
 SONICO

TESIS PROFESIONAL
 FIG. N° 19. J. N. PALESTINA BARREDA



la composición litológica de las rocas y de su porosidad.

Por lo que en formaciones porosas disminuirá la velocidad del sonido a través de ellas, aumentando así el valor de Δt , por lo cual el perfil sónico proporcionará parámetros relacionados con la porosidad y compactación de las rocas. En formaciones compuestas por areniscas limpias (libres de arcillas) y consolidadas donde predomina la porosidad primaria, existirá una relación lineal entre la porosidad (β) y el tiempo de tránsito (Wyllie 1956) representada por la siguiente ecuación:

$$\Delta t_{\log} = \beta \Delta t_{\text{fluido}} + (1-\beta) \Delta t_{\text{matriz}}$$

de donde:

$$\beta = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\text{f}} - \Delta t_{\text{ma}}}$$

donde:

$$\Delta t_{\log} = \Delta t \text{ del perfil}$$

$$\Delta t_{\text{ma}} = \Delta t \text{ de la matriz de la roca}$$

$$\Delta t_{\text{f}} = \Delta t \text{ del fluido.}$$

Por lo general, las areniscas consolidadas presentan porosidad de entre 18 a 25% independientemente del contenido del fluido que las sature (agua, petróleo, gas) o el contenido de lutita diseminada y alcanzando valores de porosidad de hasta 35% dependiendo del área y de sus condiciones geológicas. La porosidad también se verá afectada por la presencia de intercalaciones de lutita laminar, presentando un aumento relativo de porosidad debido al volumen de arcilla (V_{sh}) ya que el Δt_{sh} (Δt de las lutitas) por lo general es mayor que el Δt_{ma} de las areniscas, dando como resultado una porosidad aparente; mayor que la porosidad efectiva.

La fórmula de Wyllie anteriormente descrita para obtener la -

porosidad a partir del perfil sónico, también es aplicable a rocas carbonatadas. Uno de los principales problemas que se presentan en este tipo de rocas, es debido a la porosidad secundaria - formada principalmente por cavernas, fracturas, etc.

V. GEOLOGIA ECONOMICA

1. METODOLOGIA DE TRABAJO

La metodología de exploración por carbón aplicada en la sub-cuenca Fuentes-Rfo Escondido, comprende cuatro etapas que van desde el conocimiento regional del depósito hasta el detalle del mismo; estas etapas fueron tomadas de la tecnología de exploración convencional utilizada para la prospección minera en general. Incrementando e implementando las disciplinas en todos sus aspectos sin ser la Geofísica la excepción y traduciendo su función en la aplicación de los registros geofísicos de pozos; como herramienta auxiliar del geólogo.

Todo ello, con el objetivo de obtener mayor información y mejores resultados abarcando el aspecto económico, concretando en la evaluación y caracterización del yacimiento. Lo anterior se divide en cuatro etapas fundamentales:

- Exploración regional
- Exploración a semidetalle
- Exploración a detalle
- Evaluativa.

La aplicación de los registros geofísicos, resulta de gran importancia en cada una de las diferentes etapas, al proporcionar parámetros petrofísicos de importante valor técnico, enriqueciendo los criterios que conlleven a la determinación de áreas con mayores posibilidades económicas en relación al yacimiento de carbón. A continuación se analizará su aplicación en cada una de ellas.

- Exploración Regional:

Etapla considerada de importancia en la cual se pretende identificar las zonas de interés, al reconocimiento del marco geológico y a la selección de métodos de exploración; con el objeto de dar prioridad a las áreas de mayor factibilidad y obtener la mayor información preliminar posible, y que servirá de base para la to-

ma de decisiones. Fundamentado en la selección de documentación-técnica, estudios de fotogeología, geología superficial, muestreo y caracterización química y petrográfica del carbón, geología del subsuelo con base en prospección geofísica; mediante métodos indirectos referentes a sísmica de refracción, geoelectrónica (sondeos eléctricos verticales, S.E.V.) y registros geofísicos de pozos aplicados en las barrenaciones de exploración regional. Así como también en barrenaciones realizadas con anterioridad con fines diferentes pero que pueden proporcionar información del subsuelo que servirá de apoyo al objetivo carbón.

- Exploración a Semidetalle:

Los objetivos principales se basan en definir la ubicación de los depocentros de carbón en el depósito, determinar la génesis del yacimiento, conocer las características físico-químicas del carbón, definir la dimensión de la red de barrenación de exploración, la influencia del nivel freático; concluyendo en la evaluación de reservas posibles con un grado de certeza del 40 a 60% y un distanciamiento entre barrenos de 2 a 4 km. Para conocer el origen del depósito y los factores que rigen el comportamiento del yacimiento, se realizan estudios geológicos a escala de semidetalle; aplicando estudios de sedimentología y estratigrafía para conocer el ambiente del depósito, bajo los métodos de estructuras sedimentarias y de análisis secuencial; que permiten la reconstrucción de paleocanales, pantanos, lóbulos deltaicos, barras de barra, lagunas, etc.

Con el objeto de encaminar la barrenación hacia las áreas favorables del depósito con mejor espesor de carbón. Para efectuar la barrenación se recurre a la perforación rotaria que representa el método directo de exploración; que da como resultado una mayor información por la recuperación de muestras, a través del recorte de perforación o por los núcleos o testigos, significando la técnica de exploración usada mundialmente para el conocimiento del subsuelo en general. Es aquí donde los registros geofísicos cum-

plen con su objetivo, el de proporcionar al geólogo la información del subsuelo mediante la medición indirecta de las propiedades físicas de las rocas y minerales; dando lugar a la evaluación de propiedades petrofísicas de las formaciones y proporcionando a la vez el comportamiento estructural en el subsuelo. Evaluación detallada en el siguiente tema, correspondiente a la aplicación e interpretación de perfiles.

La recuperación de la información que se obtiene a través de los perfiles corresponde generalmente al 100% en relación a la profundidad del pozo, sólo en casos excepcionales no se logra obtener en su totalidad por causa de derrumbes en la pared del pozo o bien por el nivel del fluido de perforación o cuando el pozo se encuentra ademado parcial o totalmente.

Otra de las disciplinas tomadas a consideración durante la etapa, es lo referente a estudios de Geohidrología, con el objeto de determinar el comportamiento de los acuíferos en el área; al uso racional del vital líquido como indispensable en cualquier actividad relacionada con la ingeniería. Así como también por los efectos que la misma agua pueda causar en la etapa de minado y consumo durante la operación de las plantas termoeléctricas. La aplicación de los perfiles geofísicos al respecto, es tratada dentro del tema de Evaluación Geohidrológica.

- Exploración a Detalle:

Durante esta etapa y con la información recabada anteriormente permite afinar los criterios que lleven a la construcción de paleo-ambientes, y determinar la geometría del depósito. Contando con los elementos sedimentológicos para integrar el modelo sedimentario regionalmente, ampliando los criterios para la correlación de los mantos de carbón; así como los niveles estratigráficos de interés que conforman la secuencia sedimentaria del área.

Otro factor importante es el referente a la caracterización del carbón y de las rocas asociadas, mediante estudios de laboratorio

consistentes en análisis físico-químicos y petrográficos.

Para la interpretación del comportamiento de las variables físico-químicas del yacimiento, se aplican métodos de geoestadística, dando el distanciamiento óptimo entre las barrenaciones a considerar. Para que dentro de esta etapa se calculen las reservas en la categoría de probables, de acuerdo al grado de precisión en su estimación de entre 60 a 80%.

La aportación de los registros geofísicos está representada por el análisis de control geológico, comprendido en el tema de Aplicación e Interpretación de Perfiles.

- Etapa Evaluativa:

Considerada la de mayor costo e importancia ya que de ésta depende totalmente la selección del método de explotación a utilizar, determinándose al término de la misma, las reservas probadas con un porcentaje de certeza de entre 80 a 100%, valor que representa un porcentaje de error menor al 20%. Ya que durante la planeación minera es necesario e importante definir el comportamiento de las rocas encajonantes de los mantos de carbón, recomendándose su análisis mediante estudios detallados de Geotecnia, complementados por los registros geofísicos de pozo, los cuales aportan parámetros petrofísicos que permiten el conocimiento de la calidad del piso y techo de la zona de carbón, su porosidad, estabilidad, comportamiento de fallas, fracturas, niveles piezométricos, módulos elásticos dinámicos conocidos como Constantes Elásticas; con el objeto de determinar la rigidez de las rocas. Obteniéndose a la vez, de toda la columna estratigráfica, porosidad total, porosidad efectiva, volumen de arcilla (Vsh), densidad de la roca, exponente de cementación, coeficiente de partición y porosidad secundaria producida por fracturamientos. Los anteriores estudios de Geotecnia no se detallarán por no estar dentro del objetivo principal de este trabajo.

Para finalizar, se mencionarán los estudios que complementan la

etapa evaluativa consistente en ensayos semi-industriales para la utilización del carbón, geoquímica, estudios ambientales y factibilidad técnica y económica de la explotabilidad del yacimiento.

Como se ha visto la importancia que representa el uso de los registros geofísicos a través de las diferentes etapas que conforman la exploración del yacimiento. Importancia que se remarca cuando el geólogo se apoya totalmente en ellos, cuando la recuperación durante la perforación es nula o deficiente. Cabe mencionar que la información obtenida por los perfiles geofísicos, se obtiene indirectamente como método tal; pero a su vez directamente por la razón de captarse en el lugar de origen, esto es "in situ".

Su aplicación ha resultado factible, dada su diversidad de aplicaciones, abarcando los aspectos geológico y económico, utilizando el tiempo óptimo para cubrir los objetivos.

2. APLICACION E INTERPRETACION DE PERFILES

Siguiendo la metodología de exploración por carbón en la subcuenca Fuentes-Río Escondido, se desglosará a continuación la interpretación de perfiles, así como su aplicación desde su obtención hasta su análisis cualitativo y cuantitativo en sus diferentes etapas de procesamiento de datos y parámetros; para que de esa manera sean aplicados como herramienta del geólogo.

La información es obtenida mediante el proceso de introducir una serie de herramientas (sondas) dentro del pozo, hasta su profundidad total; con la finalidad de excitar a las rocas que han sido atravesadas por la barrena, por medio de corriente eléctrica, ondas acústicas y emanaciones radioactivas; captándose la información al tiempo de ascenso de la sonda. El proceso se fundamenta en las respuestas con las que reaccionan las rocas ante dichos estímulos, de acuerdo a las propiedades petrofísicas de cada roca en particular. Siendo éstas, el reflejo de cada perfil.

Información que es procesada en el graficador del equipo, la cual queda impresa en el papel, y con los arreglos de cada sonda se obtienen los diferentes registros (logs); descritos con anterioridad. Como se ha mencionado, los perfiles tienen una vasta aplicación dentro de la Ingeniería en la Evaluación de Formaciones, por lo que empezaremos por describir el objetivo principal del presente trabajo, el cual está referido a los depósitos de carbón.

Para lograr la evaluación de las capas de carbón mediante los perfiles, es necesario un adecuado análisis de los mismos, el cual se puede dividir en dos etapas; una de carácter primario (petrofísico), y otras de carácter secundario (de control geológico) ligadas entre sí, dependiendo esta última de la primera. De manera general, se representará el análisis de la siguiente manera:

ANÁLISIS	1. Petrofísico	a) Identificación del carbón b) Espesor c) Profundidad d) Calidad e) Clasificación f) Descripción litológica
	2. Control geológico	a) Correlación b) Elaboración de planos estructurales

1. ANÁLISIS PETROFÍSICO

Se basa en la formación obtenida del subsuelo de manera gráfica y en forma de parámetros, por la totalidad de perfiles y de acuerdo a las escalas seleccionadas para cada registro. Este análisis es de gran importancia, ya que servirá de apoyo en las siguientes etapas que conforman la exploración. El análisis petrofísico consiste en:

- a). Identificación del carbón: La identificación de las capas, lentes o mantos de carbón, está basada en la combinación de tres registros principalmente: el Registro Estratigráfico, Densidad-Caliper y Neutrón.

La identificación se fundamenta en las propiedades petrofísicas del carbón, que en los perfiles se traduce como zonas de altos y bajos niveles o lecturas de cuantificación, de acuerdo a la escala de cada perfil, que por comparación con las demás rocas encazonantes son fácilmente diferenciables; ya que ninguna roca de la secuencia estratigráfica, presentará similitud alguna a las propiedades del carbón (Fig. N° 71).

Las principales propiedades petrofísicas que presenta el carbón son:

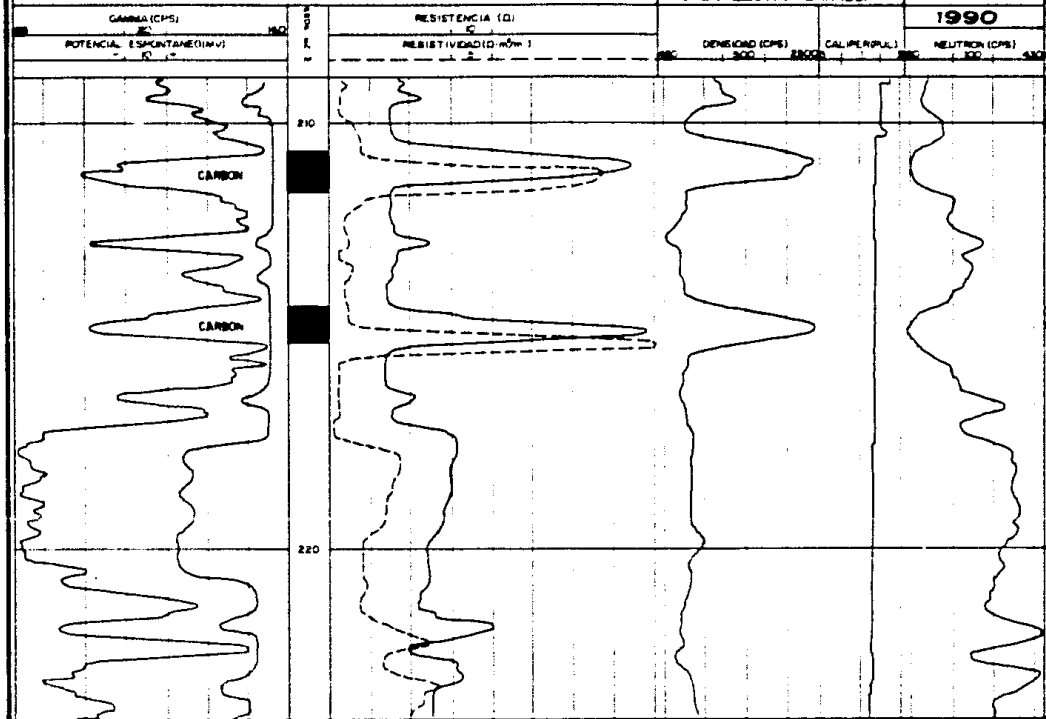
- Baja densidad (reflejado en el perfil en un alto conteo - - (cps). Con un peso específico de entre 1.42 - 1.57 g/cm³).

COMBINACION DE PERFILES PARA LA IDENTIFICACION DE LAS CAPAS DE CARBON

TESIS PROFESIONAL
J. M. PALESTINA BARRERA

FIG Nº 21

1990



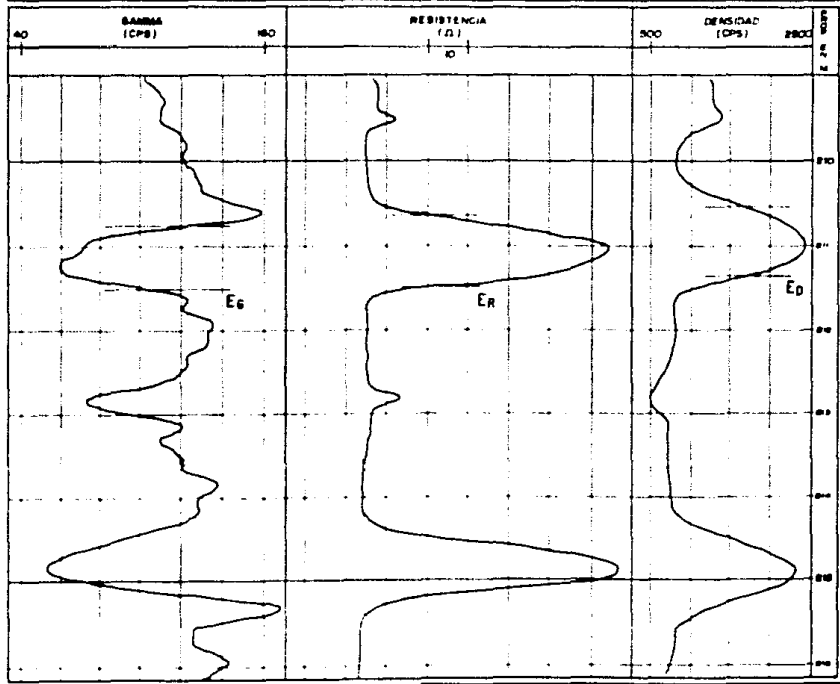
- Bajo nivel radioactivo natural (bajo conteo en cps en el perfil de Rayos Gamma naturales, equivalente a una concentración menor de 0.0002% de U_3O_8).
- Alta resistencia (resistencia promedio de 165 Ω con una relación de 1.6 con las lutitas y de 1.4 con las areniscas).
- Alta resistividad (resistividad promedio de 50 Ω -m con una relación de 4.3 a 1 con las lutitas y de 2.8 a 1 con las areniscas).
- Alto contenido de hidrógeno (porosidad neutrón promedio de 40%, reflejado en el perfil por un conteo bajo en cps).
- Caliper sin deflexión (conserva el diámetro del pozo, lo que indica poca deleznableidad).

- b). Espesor: Identificado el carbón, se procede a calcular su espesor por medio de los perfiles de Rayos Gamma, Resistencia y Densidad. El espesor se obtiene tomando como referencia el intervalo entre los puntos de inflexión de las curvas indicativas del carbón, en cada uno de los tres perfiles; tomándose como espesor real, el promedio o media aritmética de los tres intervalos. Para obtener mayor detalle y precisión en el cálculo del espesor, los registros son corridos en escala vertical 1:50, en las zonas de carbón. (Fig. N° 22).
- c). Profundidad: La profundidad queda referida al registro estratigráfico, tomando como referencia la deflexión indicativa de carbón del perfil de rayos Gamma, en escala vertical 1:100. - Así como también de los cambios litológicos dentro de la secuencia estratigráfica atravesada por el pozo.
- d). Calidad: Para poder determinar la calidad de la capa de carbón a considerar, es necesario conocer su densidad, la cual se puede obtener de manera directa o indirecta; la primera se logra a través de una muestra (núcleo o testigo) por medio del laboratorio y la segunda, apoyándose en el perfil de densidad o gamma gamma, obtenida in-situ.

COMBINACION DE PERFILES PARA DETERMINAR
EL ESPESOR DE LAS CAPAS DE CARBON

UNAM
FACULTAD DE INGENIERIA
GEOLOGIA

TESIS PROFESIONAL
J. M. PALESTINA BARRERA
FIG. Nº 22 1990



Mediante una evaluación estadística entre ambas medidas de densidad, se ha comprobado que son prácticamente iguales existiendo una diferencia de aproximadamente $\pm 3\%$ que representa un coeficiente de correlación mínimo.

Tomando como base el estudio anterior, se obtuvo la ecuación y nomograma correspondiente a una regresión no lineal en la cual se obtiene el porcentaje de ceniza, a través del valor de la densidad. El caso particular, el valor de la densidad estará dado por el calculado a partir del perfil gamma-gamma.

A partir del contenido de ceniza (P%), se calcularon las ecuaciones para obtener el (P%) de carbono fijo, (P%) materia volátil y poder calorífico (cal/g); las cuales resuelven una regresión lineal entre los parámetros antes mencionados (Fig. N° 23). Quedando definidos en el capítulo de Glosario de términos.

- e). Clasificación: La clasificación de la capa de carbón se basa en el contenido de ceniza (Base-seca), para ello se adoptó a partir del análisis químico, la clasificación aplicable para los mantos de carbón correspondiente al área de estudio. Clasificación representada de la siguiente manera:

CONTENIDO DE CENIZA (P%)	CLASIFICACION
0 - 10	Carbón limpio
10 - 20	Carbón
20 - 40	Carbón sucio
40 - 60	Hueso
60 - 80	Lutita carbonosa
80 - 90	Lutita orgánica
< 90	Lutita

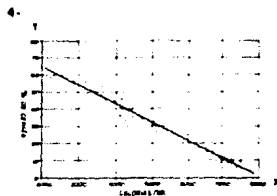
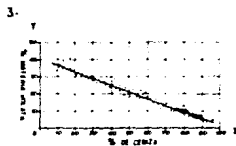
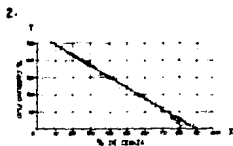
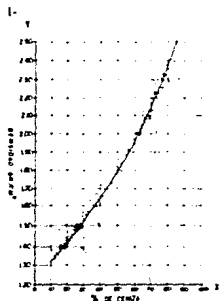
Clasificación para los mantos de carbón, con base en el contenido de ceniza (Base seca) para la Sub - - cuenca Carbonífera Fuentes-Río Escondido.

1- X: CENIZA
 Y: DENSIDAD
 $\therefore X = \frac{Y - 1.20}{0.0081}$

2- Y: CARBONO FIJO
 $\therefore Y = 55.769231 - X(0.634615)$

3- Y: MATERIA VOLATIL
 $\therefore Y = 40.928571 - X(0.392857)$

4- X: PODER CALORIFICO
 Y: CENIZA
 $\therefore X = \frac{85.9375 - Y}{0.010563}$



UNAM
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

GRAFICACION CRUZADA (CROSS-PLOT)
 PARA DETERMINAR
 LA CALIDAD DEL CARBON

TESIS PROFESIONAL
 FIG. N° 23 J. M. PALESTINA BARRERA 990

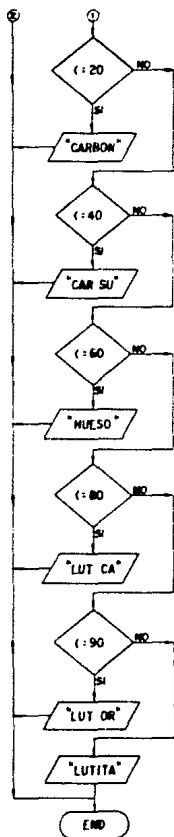
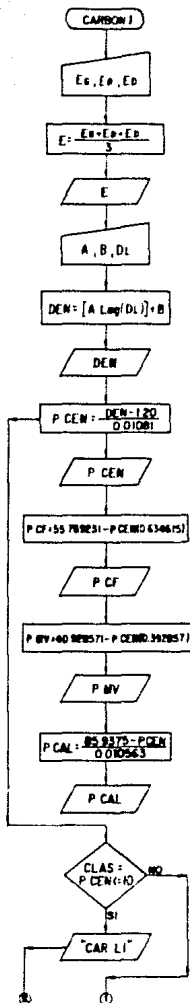
Las ecuaciones, así como los datos paramétricos que proporciona la información anterior correspondiente al Análisis Petrofísico se resumieron en el Programa de Cómputo "Carbón I" (Figs. N^o 24 y 25) que resuelven la secuencia de cálculos; a la vez que es aplicable únicamente a los carbones del área de estudio. Obteniéndose la siguiente información de cada capa de carbón:

- Profundidad de la cima (m)
- Espesor (m)
- Densidad (g/cm³)
- Contenido de ceniza (P%)
- Contenido de carbono fijo (P%)
- Contenido de materia volátil (P%)
- Poder calorífico (cal/g)
- Clasificación.

f) Descripción litológica: Para conocer con más detalle el subsuelo, es necesario conocer la litología que engloba a las capas de carbón; por ser de gran importancia en el conocimiento del origen de la cuenca de depósito.

Para ello se efectúa la descripción litológica de la sección estratigráfica cortada por cada barrenación, con base en los Registros Estratigráfico, Eléctrico Convencional y Neutrón. Y tomando como principio las diferentes propiedades petrofísicas de cada roca de manera análoga a la identificación del carbón, se puede observar un marcado contraste reflejado en la diferencia de respuestas en cada perfil que presenta cada roca.

Como se ha mencionado, la subcuenca carbonífera litológicamente se encuentra formada por secuencias repetitivas de arenisca, limolita y lutita, así como una capa de conglomerado y caliche. Teniéndose plenamente identificadas sus respuestas en cada uno de los perfiles. A continuación se presentan las respuestas generalizadas de los perfiles en diferentes tipos de roca:



NOMENCLATURA

- E = Espesor de la Capa
- Eg = Espesor Gamma (m)
- Ep = Espesor Resistencia (m)
- Ed = Espesor Densidad (m)
- A, B = Constantes de Densidad
- Dl = Densilog (cps)
- DEN = Densidad (g/cm³)
- P CEN = P% Ceniza
- P CF = P% Carbono Fijo
- P MV = P% Materia Volátil
- P CAL = Poder Calorífico (cal/g)
- CLAS = Clasificación
- "CAR LI" = Carbón Limpio
- "CARBON" = Carbón
- "CAR SU" = Carbón Sucio
- "HUESO" = Hueso
- "LUT CA" = Lútilo Carbonosa
- "LUT OR" = Lútilo Orgánica
- "LUTITA" = Lútilo

UNAM.		
FACULTAD DE INGENIERIA		
GEOLOGIA		
DIAGRAMA DE FLUJO (CARBON 1)		
FIG. Nº 24.	TECNICO PROFESIONAL J. M. PALESTINA BARRERA	1990

NOMBRE DEL POZO: FA-20
 LOCALIDAD: ESTUDIOS CARBONIFEROS DE COAHUILA (ZONA IV FA)
 FECHA DE ANALISIS: 24/OCT/84

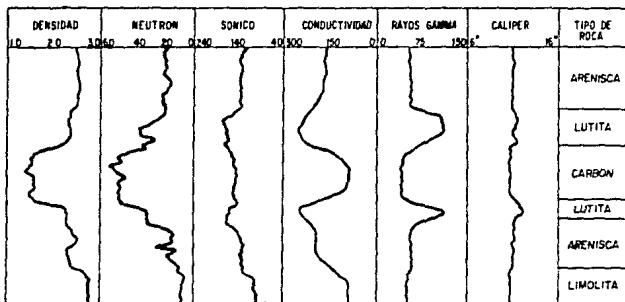
CIMA CARBON	ESPESOR m	DENSIDAD g/cm	CENIZA %	CARBONO FIJO %	MAT VOL %	PODER CAL Cal/g	CLASIFICACION
57.10	0.15	1.794	49.50	24.25	21.50	3450	Huaso
58.10	0.15	1.724	44.50	27.50	23.50	3900	Huaso
59.45	1.00	1.420	19.75	43.00	33.00	6250	Carbon
61.20	0.75	1.448	22.50	41.50	32.00	6000	Carbon medio
63.55	0.10	1.851	53.00	22.00	20.00	3125	Huaso

UNAM FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGIA	
RESULTADOS DEL ANALISIS POR CARBON (PROG CARBON-1)	
FIG. Nº 29	TESIS PROFESIONAL JIM PALESTINA BARREDA 1984

NOMBRE DEL POZO: FA-20
LOCALIDAD: ESTUDIOS CARBONIFEROS DE OAHUILA (ZONA IV FA)
FECHA DE ANALISIS: 24/OCT/84

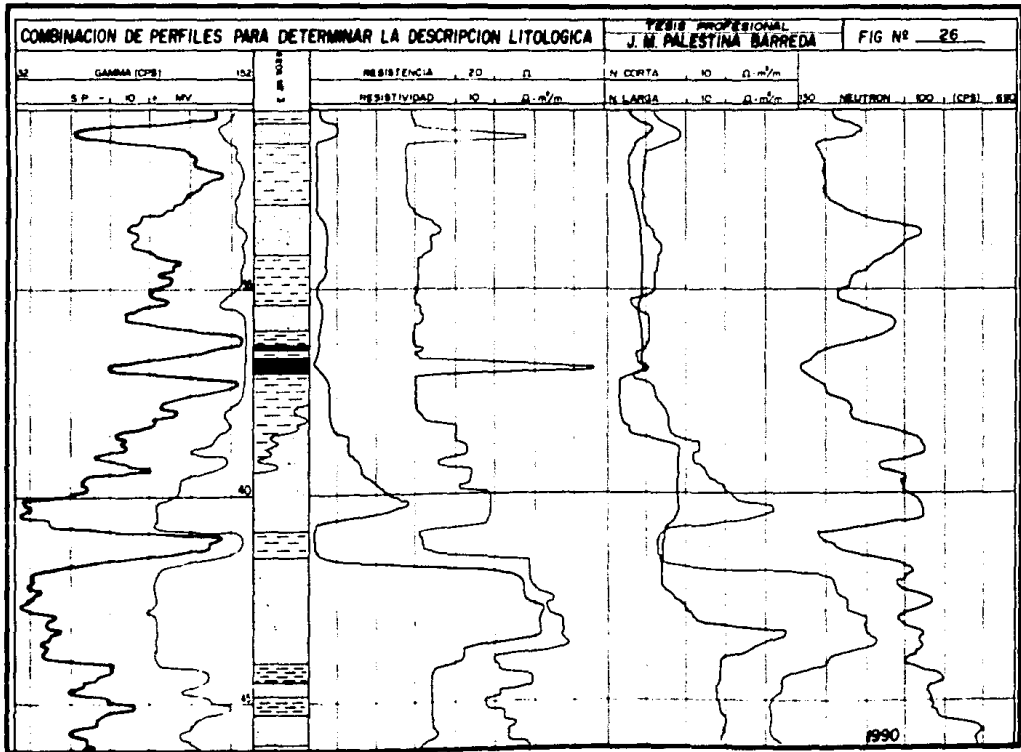
CIMA CARBON	ESPOSOR m	DENSIDAD g/cm	CENIZA %	CARBONO FIJO %	MAT VOL %	PODER CAL Cal/g	CLASIFICACION
57.10	0.15	1.794	49.50	24.25	21.50	3450	Huaso
58.10	0.15	1.724	44.50	27.50	23.90	3800	Huaso
58.45	1.00	1.420	19.75	43.00	33.00	6250	Carbon
61.20	0.75	1.448	22.50	41.50	32.00	6000	Carbon sucio
63.55	0.10	1.851	53.00	22.00	20.00	3125	Huaso

UNAM FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGIA	
RESULTADOS DEL ANALISIS POR CARBON (PROG CARBON-1)	
TESIS PROFESIONAL FIG. N° 23.	JIM PALESTINA BARRERA 1990



La descripción litológica se encuentra vaciada gráficamente - en el registro estratigráfico en escala vertical 1:100, con - la simbología correspondiente a cada tipo de roca; con el ob- jeto de ser aplicada posteriormente en la complementación del análisis de control geológico (Fig. Nº 26).

Cabe mencionar que la descripción litológica se obtiene en su totalidad, dado que existen ocasiones en las que no se obtiene recuperación total, debido a la programación del pozo o a una equivocada planeación en los tramos por molienda y recu- peración. La calidad de la roca es otro factor que influye, co- mo es el caso del conglomerado y caliche donde no es posible- obtener recuperación alguna debido a lo deleznable por la fal- ta de compactación de los sedimentos. Por consiguiente, el - Geólogo se apoya totalmente en la información que aportan los registros geofísicos, remarcando su importancia dentro de la-



exploración por carbón.

2. ANÁLISIS DE CONTROL GEOLOGICO

Este depende en gran parte del análisis petrográfico, ya que es la base para asegurar la evaluación geológica mediante el manejo cotidiano de los registros por el Geólogo. Esto se traduce en tener mayor visión, tanto localmente en la vecindad del pozo así como regionalmente, complementándose la información a manera de abarcar mayor espacio con mayor número de barrenaciones. De acuerdo al programa o programas de exploración ya sean a detalle, semidetalle o a nivel regional.

Dicho análisis, como su nombre lo indica sirve para determinar la interpretación del subsuelo que más se apegue al comportamiento estructural de las formaciones donde se encuentran depositadas las capas de carbón, para su mejor aprovechamiento en su posterior etapa de explotación.

Los elementos que conforman el Análisis de Control Geológico se describen de la siguiente manera:

- a) Correlación: Se basa principalmente en la descripción litológica de cada barrenación, incluyendo las capas de carbón, presentada gráficamente como ya se mencionó en el Registro Estratigráfico. De acuerdo a la escala original 1:100 en la cual se obtiene, permite posteriormente convertirla a otras diferentes y fácilmente manejables en las que se pueden correlacionar los cambios litológicos y principalmente las capas de carbón, permitiendo efectuar una correlación entre barrenaciones cercanas, así como también a grandes distancias; esto es, a nivel regional. Correlación que permite la elaboración de secciones estratigráficas para determinar las condiciones originales de depósito y que servirán de base al Geólogo para realizar estudios sedimentológicos y estratigráficos como el Análisis secuencial y al conocimiento de los depocentros de los mantos de carbón, para así encaminar la exploración a las

zonas de mayor interés económico (Fig. N° 1 Anexo).

Posteriormente se construyen secciones estructurales paralelas a rumbo de capa y echando de las formaciones y dando prioridad a la correlación de las capas de carbón y que se pueda realizar, ya que en algunos casos no es posible correlacionarlas en su totalidad debido al espesor pequeño, calidad de la capa, - así como también a las interrupciones de su continuidad lateral a causa de los desplazamientos verticales a los que están sujetas (Fig. N° 2 Anexo).

La correlación se efectúa aplicando criterios principalmente - con base en la posición estratigráfica que guardan entre sí, y tomando en cuenta rasgos petrofísicos con base en los perfiles aunque se sabe también que las rocas pueden presentar cambios en sus propiedades y en su espesor, tomando en cuenta el origen del sistema depositacional. En menor proporción se aplican los criterios que incluyen el espesor de la capa que en - ocasiones disminuye sufriendo adelgazamientos como resultado - del acuñamiento en distancias relativamente cortas.

Otro criterio usado en algunas ocasiones es la calidad de la - capa de carbón, pero no necesariamente; notándose que a manera que se acuña, la calidad varía hacia sus extremos; pudiéndose - concluir que entre mayor sea la continuidad lateral de la capa de carbón, será más fácilmente correlacionable. En general to da la columna litológica es correlacionada, completando la - secuencia estratigráfica, todo ello para conocer a detalle el - comportamiento de las variaciones litológicas que presenten - los estratos de roca y carbón, dando lugar a la construcción - de bloques diagramáticos. Pudiendo tener mayor visión al ob- - servar los cambios que puedan presentarse en cualquiera de sus direcciones.

b) Construcción de planos estructurales:

Para su elaboración es necesario apoyarse en la totalidad de -

los pozos considerados dentro del programa a realizar. Con la finalidad de poder obtener una interpretación estructural completa y detallada de cada una de las unidades litológicas asociadas al carbón, para poder determinar el patrón sedimentológico con el cual se pueda detallar el comportamiento geométrico, así como su distribución tanto vertical como lateral.

A continuación se mencionarán los planos estructurales que se elaboran para cada una de las unidades litológicas, tomando en cuenta características y propiedades petrofísicas de las mismas, así como también del carbón.

Se empezará por mencionar lo concerniente a las capas o mantos de carbón, y a lo que se denomina Zona de carbón, que es donde se encuentran los mejores espesores mayores de 0.80 m de mejor calidad, a la vez que las intercalaciones de estéril sean mínimas.

Con lo que respecta al estudio de la zona de carbón, éste se complementa considerando su comportamiento estructural mediante planos de:

- Cima estructural
- Base estructural
- Isopacas
- Configuración del número de capas o mantos de carbón (isolitos)

Con lo que respecta a la calidad del carbón se tiene la configuración del porcentaje de:

- Ceniza
- Carbono fijo
- Materia volátil
- Poder calorífico

Para las formaciones que conforman la subcuenca Carbonífera, se tiene la Formación San Miguel (Campaniano Sup.) que constitu

ye el frente deltaico:

- Cima estructural
- Base estructural (en caso de cortarse)

Para la Formación Olmos (Maestrichtiano Inf.) que conforma la Planicie Deltaica, donde se encuentran alojadas las capas de carbón se tiene:

- Isolitos o Isolitología (Número de cuerpos arenosos)
- Isopacas (Espesor neto de areniscas)
- Así como la configuración del porcentaje de arenas.

Para la Formación Conglomerado Sabinas-Reynosa (Mioceno-Plioceno) que cubre discordantemente a la Formación Olmos, se tiene:

- Cima estructural
- Base estructural (contacto Olmos Conglomerado Sabinas-Reynosa)
- Isopacas.

Lo anteriormente expuesto queda detallado en su elaboración - como en su aplicación en el capítulo referente a Integración de datos. Es así como queda integrado el análisis referente a Control Geológico.

3. EVALUACION DE LAS CAPAS DE CARBON:

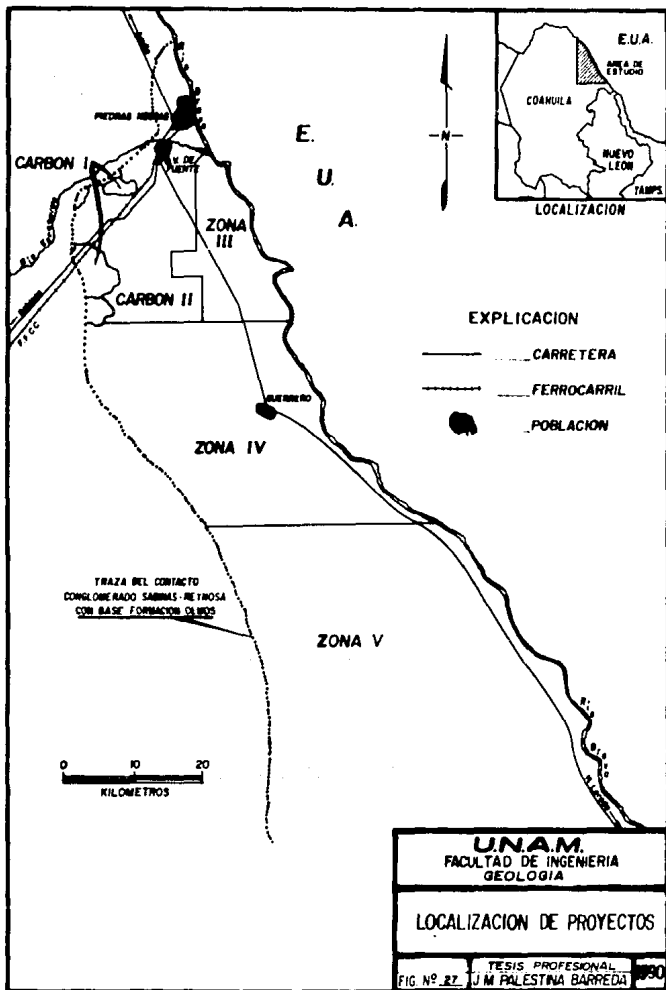
El cálculo de reservas de carbón en la subcuenca se efectuó a través de varias etapas y aplicando diversos criterios, el área para su estudio se dividió en 5 zonas (Fig. N° 27). En las cuales se calcularon las reservas in-situ de acuerdo al grado de conocimiento, las que se clasificaron como: probadas, probables, posibles y recursos; de acuerdo al sistema del Bureau of Mines y Geological Survey de los E.U.A. (Gordon 1983). Utilizando los métodos de: Planimetría, Triangulación, Mínimos cuadrados y Geostatística.

Para una mejor comprensión, a continuación se detalla de manera gráfica, el grado de conocimiento así como la categoría de reservas para cada una de las diferentes zonas; en las que se dividió la zona de estudio.

A ENERO DE 1987

PROYECTO	AREA (KM ²)	BARRENOS PERFORADOS	GRADO DE CONOCIMIENTO	CATEGORIA DE RESERVAS (MILLONES DE TONELADAS)				TOTAL
				PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	RECURSOS	
CARBON I	74.00	736	EVALUADO	203				203
CARBON II	276.00	475	EVALUADO	297				297
ZONA III	300.00	37	DETALLE		36	56	200	292
ZONA IV	900.00	140	EVALUADO Y REGIONAL	129	11		184	324
ZONA V	4450.00	10	REGIONAL				100	100
TOTAL	6000.00	1398		629	47	56	484	1216

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA



4. EVALUACION GEOHIDROLOGICA:

El agua es un elemento necesario e indispensable, ya que de éste dependen varios factores para asegurar la realización de - - cualquier proyecto de Ingeniería. Dentro de la etapa que concluye la exploración geológica por carbón correspondiente a la explotación minera, se presenta la necesidad del abastecimiento del vital líquido; así por el contrario en casos donde es necesario controlar los flujos de agua debido al abatimiento del nivel freático a causa de la obra minera, para llegar a donde se encuentran - los mantos de carbón. Por lo que resulta indispensable conocer - el comportamiento de los acuíferos con el objeto de tener el control más adecuado mediante soluciones ingenieriles y obtener así, el uso óptimo de dicho recurso minimizando los daños que se ocasionan por el descenso del nivel freático, y que afectan directamente a la población circunvecina.

Durante los procesos termodinámicos que dan como resultado - la generación de energía eléctrica como se ha mencionado utilizando el carbón como combustible y resumidos en plantas carboeléctricas, una de ellas en operación llamada Central Termoeléctrica Río Escondido, donde es necesario utilizar gastos de agua considerables del orden de 1200 lps para lograr su capacidad óptima y que servirán de complemento en dichos procesos.

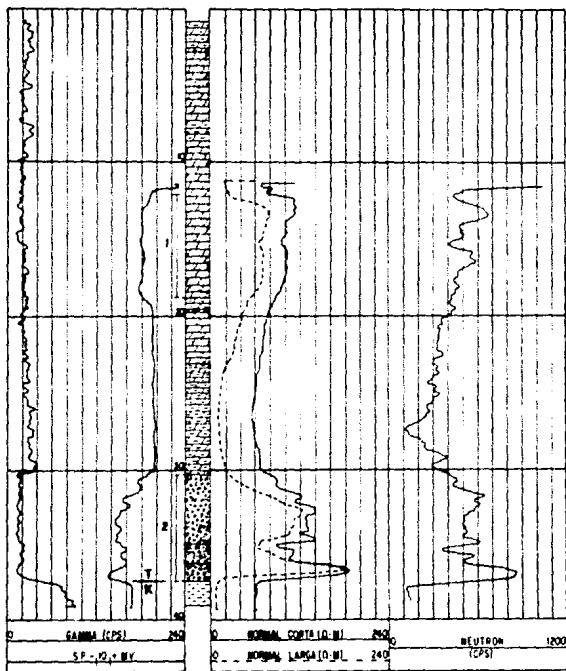
Para satisfacer las anteriores necesidades, se requiere contar de antemano, con reservas de agua donde los recursos superficiales no resultan suficientes, problema a resolver que se presenta en el área de estudio, recurriendo a la prospección del subsuelo con el objeto de localizar los posibles acuíferos.

La aportación que tienen los registros geofísicos al respecto, se concreta en la identificación de cuerpos litológicamente - factibles a constituir un acuífero, tomando en consideración su: profundidad, espesor, porosidad, contenido de fluidos (agua), saturación, permeabilidad, así como el comportamiento estructural - en el subsuelo.

Para lograr el objetivo anterior, se usa principalmente la combinación de los registros: Estratigráfico, Eléctrico convencional, Eléctrico lateral, Densidad-Caliper, Neutrón y complementados con el Registro Sónico de porosidad (Fig. N° 29). Obteníendose la información necesaria aplicable a modelo (Shaly-Sand), referentes a secuencias estratigráficas areno-arcillosas; mismas que se presentan en el área de estudio.

Por consiguiente, los cálculos a seguir están basados en parámetros relacionados con los modelos anteriores que han sido desarrollados por diferentes autores y marcas comerciales (compañías) de origen extranjero principalmente. Las fórmulas y nomogramas usados con dicho fin como cualquier algoritmo, se resumen en programas de cómputo, con el objeto de agilizar el procesamiento ya sea utilizando microcomputadoras o calculadoras programables. El programa (Hidro-3) que resuelve la secuencia de cálculos fue ajustado a las condiciones geológicas del área, por lo que es aplicable exclusivamente al proyecto Fuentes-Río Escondido (Fig. N° 29) determinándose los siguientes parámetros de cada intervalo con posibilidades acuíferas:

- Profundidad de intervalo (m)
 - Temperatura de formación (T_F)
 - Resistividad del agua de formación (R_w)
 - Salinidad eq a Na Cl
 - Volumen de arcilla (Vsh)
 - Porosidad efectiva (ϕ)
 - Factor de formación (F)
 - Saturación (S_w)
 - Permeabilidad (K)
- Profundidad de intervalo: Profundidad a la cual se encuentra el acuífero (cima y base), expresada en m, tomando como punto de referencia al perfil de rayos Gamma.
 - Temperatura de formación (T_F): Temperatura en °F a la cual se-









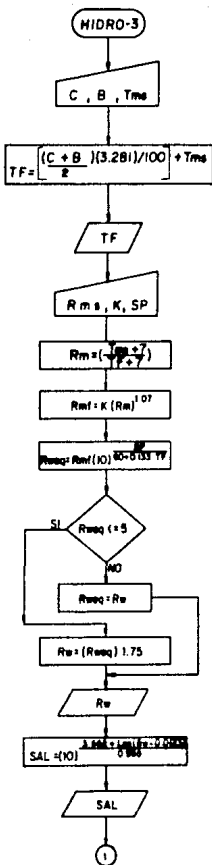
NOMBRE DEL POZO JARA-1
 LOCALIDAD CT RIO ESCONDIDO (GEOHIDROLOGIA)

UNAM
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

**COMBINACION DE REGISTROS
 PARA LA EVALUACION ACUIFERA**

TESIS PROFESIONAL
 FIG. N° 88 U. M. PALESTINA BARREDA 1990

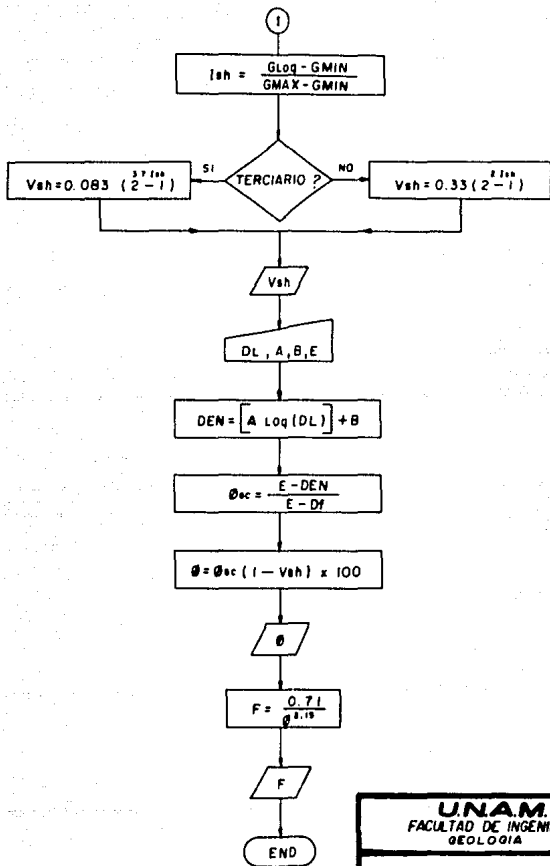
-  CALICHE ARCILLOSO
-  CALICHE ARENOSO
-  CONGLOMERADO
-  CONGLOMERADO ARCILLOSO
-  LUTITA
-  CONTACTO DISCORDANTE
CRETACEO-TERCIARIO



NOMENCLATURA

- C = CIMA
- B = BASE
- GMIN = LECTURA GAMMA MINIMA
- Glog = LECTURA GAMMA EN EL PERFIL
- GMAX = LECTURA GAMMA MAXIMA
- K = CONSTANTE DE DENSIDAD DEL LOOO
- Tms = TEMPERATURA DEL LOOO EN SUPERFICIE (°F)
- TF = TEMPERATURA DE FORMACION (°F)
- Rms = RESISTIVIDAD DEL LOOO EN SUPERFICIE (Ω-M)
- Rm = RESISTIVIDAD DEL LOOO EN EL INTERVALO
- Rmf = RESISTIVIDAD DEL FILTRADO DEL LOOO
- Rw = RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACION (Ω-M)
- Rweq = Rw EQUIVALENTE
- SAL = SALINIDAD DEL AGUA EN PPM EQ O NaCL
- Ish = INDICE DE ARCILLA
- Vsh = VOLUMEN DE ARCILLA %
- DL = LECTURA EN (cps) DEL REGISTRO GAMMA-GAMMA
- A, B = CTES DE DENSIDAD
- E = DENSIDAD DE MATRIZ
- φsc = POROSIDAD
- φ = POR = POROSIDAD EFECTIVA
- F = FACTOR DE FORMACION
- Df = DENSIDAD DEL FLUIDO

UNAM FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGIA		
DIAGRAMA DE FLUJO (HIDRO-3)		
TESIS PROFESIONAL	1990	
FIG. N° 22	J. M. PALESTINA BARRERA	



UNAM
 FACULTAD DE INGENIERIA
 GEOLOGIA

CONTINUACION DIAGRAMA DE FLUJO
 (HIDRO-3)

TESIS PROFESIONAL
 FIG. Nº 88. M. PALESTINA BARRERA 1990

NOMBRE DEL POZO: JARA-1
 LOCALIDAD: CARBON II (GEOHIDROLOGIA)
 FECHA DE ANALISIS: 09/MAR/87

INTERVALOS QUE SE RECOMIENDAN COMO ACUIFEROS

	INT. m	TEMP. DE FORM °F	RW Q-m	SALINIDAD ppm NoCl	VSH %	POR. EFEC. %	FAC. DE FORM F
1	13.00 - 18.00	81.03	7.311	669.74	11.33	9.80	104.70
2	30.20 - 37.31	81.59	5.248	948.48	6.82	12.48	62.30

UNAM	
FACULTAD DE INGENIERIA	
GEOLOGIA	
RESULTADOS DE LA EVALUACION GEOHIDROLOGICA PARA EL POZO JARA-1 (PROG HIDRO-3)	
TESIS PROFESIONAL	1990
J. M. PALESTINA BARREDA	

encuentra el acuífero, de acuerdo a su profundidad y tomando en consideración el gradiente geotérmico ($g_G = 1.0^\circ\text{F}/100 \text{ ft}$).

- Resistividad del agua de formación (R_w): Expresado en ($\Omega - m$), R_w está en función de la salinidad y temperatura. Parámetro de gran importancia por su utilidad en cálculos posteriores dentro del análisis de perfiles y se obtiene por diferentes métodos:

- Análisis químico
- Potencial espontáneo (SP)
- Crossplot (graficación cruzada)
- Factor de formación (F), etc.

Para el caso particular, el R_w se obtiene a partir del potencial-espontáneo.

- Salinidad: La salinidad del agua que se obtiene, está expresada en partes por millón (ppm) traducido como microgramos de soluto por gramo de solución, y equivalentes a cloruro de sodio (NaCl) dado que esta sal comúnmente se encuentra en las formaciones. La salinidad guarda una relación entre la temperatura y la resistividad.

- Volumen de arcilla (V_{sh}): Arcilla diseminada en la roca expresada en por ciento, obtenida con base en el perfil de rayos Gamma naturales dado que el material radioactivo se concentra principalmente en las arcillas. Parámetro de importancia, ya que afecta la porosidad de la roca y por consiguiente su permeabilidad.

- Porosidad efectiva (ϕ): Relación que guarda el volumen vacío de roca (poros) entre el volumen total de la roca, la porosidad está en función del empaquetamiento, tamaño del grano, matriz, redondez y compactación.

Se obtiene a partir del perfil densidad o gamma-gamma; el cual proporciona la densidad electrónica de la roca, equivalente a su densidad volumétrica:

$$\phi = \frac{E - D_b}{E - D_f} \quad \begin{array}{l} E = \text{Densidad de matriz} \\ D_b = \text{Densidad volumétrica} \end{array}$$

La porosidad se expresa en porcentaje o en fracción decimal, da das las condiciones geológicas del área, es necesario conside - rar correcciones por efecto de la arcillosidad (Vsh).

- Factor de formación (F): También conocido como factor de resis - tividad de la formación, que se define como la relación entre - la resistividad de una formación 100% saturada por agua (R₀) y - la resistividad del agua (R_w). Parámetro de importancia en aná - lisis de registros relacionados con la porosidad.
- Saturación (S_w): Se define como la relación del volumen de - - agua contenido en los poros, entre el volumen total de los po - ros y se expresa en porcentaje, por lo que equivale a la canti - dad de agua contenida en el espacio poroso.
- Permeabilidad (K): Definida como la capacidad de flujo o des - plazamiento del fluido que satura la formación. Para que una - roca porosa sea permeable, es necesario que los poros se encuen - tren conectados; por lo que la permeabilidad estará en función - además de la saturación, arcillosidad y características del - - fluido. Se mide principalmente en Darcys, para fines prácticos en el área de estudio, se usa en m/s o m/día.

La información obtenida de cada acuífero, es configurada en - planos mediante la interpolación de dichos valores (parámetros) - con el objeto de conocer su comportamiento de manera gráfica y po - der observar las zonas de mayor interés.

Además se realizan configuraciones estructurales de cima, ba - se e isopacas del acuífero para determinar su comportamiento en - el subsuelo. Los planos anteriores quedan detallados en el capí -

tulo referente a integración de datos.

El área de estudio hidrográficamente pertenece a la cuenca - del río Bravo, regionalmente el suministro de agua se obtiene del mismo río y sus afluentes complementados con los recursos de - - aguas subterráneas. A continuación se presentarán los acuíferos - del subsuelo y que son objeto de estudio.

El principal acuífero del área y la región lo constituye la Formación Sabinas-Reynosa, dadas sus características litológicas, gran extensión, presentar alta porosidad (ϕ), permeabilidad (K) y saturación (S_w); así como la posición tan somera que guarda respecto a la superficie, que va del afloramiento a 30 m de profundidad. Permitiendo que en la zona donde se encuentra ubicada la - Planta Termoeléctrica se obtengan gastos de hasta 600 lps; sin - afectar las condiciones normales del acuífero. Con base en las - pruebas de bombeo, se estimó una permeabilidad promedio de 80 m/día, dado que la permeabilidad está en función de la porosidad, - características litológicas (arcillosidad), saturación, así como de la viscosidad y peso específico del fluido.

Litológicamente, la formación se encuentra constituida en su base por un paquete de conglomerado de liticos calcáreos, cementado por carbonato de calcio en algunas ocasiones con intercalaciones arcillosas que afectan la permeabilidad. Siendo este paquete el de mayor aporte de agua.

El conglomerado está cubierto por una secuencia de sedimentos denominados como caliche, en ocasiones en paquetes de sedimentos gruesos a finos, estos últimos corresponden al caliche arcilloso que por naturaleza no presenta permeabilidad. Con lo que - respecta a los sedimentos gruesos, están denominados como caliche arenoso, los cuales presentan propiedades hidráulicas semejantes al conglomerado, resultando por consiguiente de interés acuífero. Siendo ambos, el principal objeto de estudio de la Formación Conglomerado Sabinas-Reynosa (Fig. N° 28).

5. HIDROCARBUROS

La presencia de hidrocarburos se tenía contemplada desde 1912 por las evidencias de los mismos en la cuenca de Maverick (U.S.A) atrapados en la Formación San Miguel y manifestados superficialmente a lo largo del anticlinal del Chittin. A través de las etapas de exploración por carbón del yacimiento Río Escondido (1979) accidentalmente se detectó la presencia de hidrocarburos en la Zona III (ED) a profundidades que varían de entre 250-500 m.

Tomando como base lo anterior y fundamentados por la similitud estructural que guarda la Zona "ED" de la subcuenca mexicana con la correspondiente americana, donde se desarrollan los campos Zacatosa, Chittin, Fitzimmons, se pudo concluir que la Formación San Miguel tiene las mismas posibilidades de ser productora de aceite y de gas, en el área de estudio. Lo anterior se complementó con el estudio de una gran cantidad de pozos existentes, y comprendidos en la zona norte de Coahuila y sur de Texas; mediante la interpretación de los datos aportados por el análisis de los registros geofísicos correspondientes y confirmándose a través de la perforación de nueve pozos en la Zona III (ED), de los cuales 3 presentan una producción promedio de 15 barriles diarios.

Los hidrocarburos se encuentran almacenados en trampas estratigráficas en la Formación San Miguel y eventualmente en facies depaleoceanal de la Formación Olmos. Determinándose mediante estudios de Geoquímica y Geotérmicos, que los hidrocarburos son de carácter alóctono. Los que emigraron vertical y lateralmente, motivados por los impulsos laramídicos suscitados a finales del Cretácico. Las rocas que sirven como sello, corresponden a sedimentos arcillosos (lutitas) de la Formación Olmos.

Las formaciones generadoras de hidrocarburos (Cretácico Inferior) están constituidas por lutitas carbonosas y con buen contenido de carbono orgánico (0.5% de materia orgánica), que mediante estudios geoquímicos efectuados en muestras de varios pozos del área; como Fuente-1, Coconal-1 y Polvorín-1 (Pemex), se encontraron.

traron valores de carbono orgánico de entre 0.5-2.59% y de acuerdo al índice de madurez térmica se clasificó como madura.

Cabe mencionar que los perfiles geofísicos han tenido su mayor aplicación y desarrollo en la Evaluación de Formaciones para la Industria Petrolera. Abarcando los aspectos de exploración como de explotación. Obteniéndose mediante un adecuado análisis:

- Identificación litológica (que incluye litologías complejas de hasta 3 minerales especiales)
- Contenido de arcilla (Vsh)
- Saturación de hidrocarburos (aceite, gas)
- Porosidad efectiva (ϕ)
- Permeabilidad (K)
- Salinidad de agua (ppm eqq a NaCl)
- Delimitar contactos (agua salada-aceite-gas)
- Inclinación de estratos (buzamiento)
- Identificación de estructuras geológicas, etc.

En la actualidad, el desarrollo tecnológico permite procesar la información mediante equipos electrónicos, fundamentados en diferentes principios físicos, basándose en mediciones captadas - principalmente de perfiles geofísicos del tipo eléctrico, electromagnético, nuclear y sónico. Aplicados a métodos de computación - utilizando modelos matemáticos que agilizan su procesamiento y - presentados como registros sinérgicos o registros CPI (proceso de interpretación por computadora) los que permiten evaluar los - intervalos de interés (saturados de hidrocarburos, agua, etc) mediante un análisis continuo; ofreciendo mayor detalle en su interpretación. Que serán fundamentales en la programación de cada pozo.

Los principales programas computarizados son:

CORIBAN - Aplicado para determinar litologías complejas -

(mezclas de caliza, dolomías y areniscas y minerales especiales, así como la densidad de hidrocarburos).

SARABAN - Aplicado para determinar litología areno-arcillosas (porosidades medias a altas, así como la densidad de hidrocarburos).

GLOBAL - Usado en litologías aún más complejas (de hasta - 3 minerales especiales).

Para una mejor comprensión y aplicación en los conceptos anteriores, se recomienda consultar las referencias bibliográficas - 25 y 27. Las cuales están referidas a equipos diseñados con dicho fin, de origen extranjero, así como a la aplicación directa en la Evaluación de Formaciones. La cual permite el aprovechamiento óptimo del yacimiento petrolífero.

VI. INTEGRACION DE DATOS

La información recabada de cada barrenación por los perfiles-geofísicos como parte de un todo, es integrada, y que servirá de apoyo a la Geología así como a las diferentes áreas que comprende la técnica o metodología de exploración; con el objeto de determinar el comportamiento de las formaciones en el subsuelo, logrando mayor visión en todos los aspectos. Para poder concluir en conjunto con resultados prácticos, en los cuales se basará la explotación del yacimiento de carbón; y que pretenderán su aprovechamiento óptimo. Por lo que se tratará cada una de las formaciones correspondientes a las diferentes facies del sistema depositacional deltaico; donde se empezará por la formación más antigua.

La Formación Upson (Campaniano Inferior) corresponde a la facie del prodelta, donde no es posible realizar un estudio detallado dada la información restringida con lo que respecta a perforación, por razón de estar fuera del objetivo de interés referente a carbón, el cual se concreta a la cima de la Formación San Miguel. Y solamente en algunas ocasiones las barrenaciones son programadas a cortar la cima de la Formación Upson, con el objeto de obtener un control geológico a nivel regional; el cual obedece al de la estructura en general.

La Formación San Miguel (Campaniano Superior) que conforma el frente deltaico, su estudio resulta de gran importancia ya que es tratigráficamente sirve como nivel de referencia para la correlación dada su distribución uniforme (Fig. N° 1 Anexo). Dentro de la metodología de exploración se considera su cima como límite para la perforación (Fig. N° 3 Anexo). Basados en la correlación anterior se construyó la sección estructural (Fig. N° 2 Anexo), la cual tiene una orientación W-E, perpendicular al rumbo de las capas. Donde se puede observar una suave inclinación hacia el Este y un comportamiento estructural homogéneo; su estudio se complementa con planos de isopacas con el objeto de localizar áreas de menor espesor del frente deltaico, las cuales corresponden a -

espesores mayores de carbón. La Formación San Miguel por su composición litológica regionalmente se considera como posible acuífero dada su alta porosidad.

La Formación Olmos (Maestrichtiano Inferior) correspondiente a la facie de planicie deltaica, considerada como la de mayor interés económico por ser donde se encuentran los depósitos de carbón. Las secciones (Fig. N° 1 y 2 Anexo) muestran el comportamiento de la estructura en general, el cual se puede considerar como representativo de la cuenca. Como se puede observar, las formaciones cretácicas yacen concordantemente formando una estructura con pendiente homoclinal de 2 a 3° de buzamiento al E. Presentándose desplazamientos normales escalonados, que van de algunos metros a un máximo de 30, que afectan a la zona de carbón y en algunas ocasiones a la Formación San Miguel.

Su estudio se detalla con la configuración del número de cuerpos de arenisca, número de capas de carbón (Fig. N° 4 Anexo) observándose que a medida que se profundiza la cuenca, la formación aumenta de espesor dada su inclinación, así como también el número de capas de carbón; lo anterior resulta de gran importancia dentro de la planeación minera. Por lo que tomando como base la correlación de la zona de carbón (*), se realiza su configuración estructural (Fig. N° 5 Anexo) y detallada con planos de isopacas y configuraciones de su calidad (ceniza, carbono fijo, materia volátil, poder calorífico) en los cuales se detectan las áreas de mayor interés económico, en relación con los anteriores parámetros, y que complementarán la posterior etapa de explotación.

La Formación Conglomerado Sabinas-Reynosa (Mioceno-Plioceno) yace discordantemente a las formaciones cretácicas antes mencionadas (Fig. N° 2 Anexo), la cual resulta de gran importancia ya que constituye el principal acuífero del área.

(*) Definida en el Glosario de Términos.

Su estudio se basa en la identificación del paquete de conglomerado, con el objeto de determinar su distribución lateral, así como a la localización de las partes más bajas favorables a mayores espesores mediante la configuración de la cima y base (Fig. - Nº 6 y 7 Anexo), y la elaboración de planos de isopacas. Así como también la configuración del contenido arcilloso (Vsh) del paquete de conglomerado, localizándose así las zonas con mayor permeabilidad. La traza del contacto de la zona de carbón con la base del conglomerado, resulta de gran utilidad al poder delimitar la distribución lateral del carbón hacia el oeste de la cuenca.

VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los depósitos de carbón en la subcuenca Fuentes-Río Escondido fueron originados por un paleodelta que se desarrolló durante el Cretácico Superior (Campaniano-Maestrichtiano), clasificado como del tipo alto constructivo, lobulado en la parte norte y elongado en la sur. Las facies del sistema deltaico están representadas por las Formaciones Upson, San Miguel y Olmos, que constituyen el prodelta, frente deltaico y planicie deltaica respectivamente. - Unidades diacrónicas que pueden presentar diferentes arreglos dentro de una columna estratigráfica.

La extensión del paleodelta no está definida por encontrarse en parte erosionado por efecto de los impulsos laramídicos y cubierto discordantemente por la Formación Conglomerado Sabinas-Reynosa. Estructuralmente está formado por un homoclinal con un buzamiento hacia el Este, de 2 - 3°. Se han detectado algunas familias de fracturas asociadas a fallas normales, que van de algunos metros a un máximo de 30. Dichos desplazamientos son acumulados y escalonados, dificultando su ubicación exacta entre las barreras. El origen de los desplazamientos, está asociado a la subsidencia diferencial de la cuenca debido al peso de los sedimentos, así como también por efecto del tectonismo vertical originado por la Orogenia Laramídica.

Un sistema deltaico resulta de gran interés económico, ya que puede dar origen a la depositación de carbón, formación de hidrocarburos, así como al entrapamiento de los mismos, arenas alquitranadas, etc., donde los registros geofísicos son de gran importancia para su exploración. La aplicación de los perfiles geofísicos ha resultado factible debido a la optimación en tiempo y costos de operación. Obteniéndose a través de ellos, información de cada pozo referente a: descripción litológica de la columna, identificación del carbón, cálculo de su espesor, así como también para definir parámetros de caracterización del carbón como densidad, ceniza, carbono fijo, materia volátil, poder calorífico

y clasificación. Que son obtenidos mediante el análisis estadístico a priori de los resultados de laboratorio para dichos parámetros.

Los perfiles, dentro de la Evaluación de Formaciones son de gran importancia para su aplicación para detectar cuerpos permeables, contenido de fluidos (petróleo, gas, agua); obteniéndose su porosidad, permeabilidad, saturación, etc. Por lo que se recomienda al Ingeniero, familiarizarse con los registros geofísicos en el aspecto de fundamento para su interpretación, así como su aplicación. Ya que éstos proporcionan información de inapreciable valor técnico, dada su diversidad de aplicaciones en la Ingeniería.

Considerar dentro de los objetivos para la programación de cada pozo, la obtención del total de los perfiles geofísicos, recuperándose así la mayor información posible. Para ello es necesario tomar en cuenta los diámetros de perforación, fluidos de perforación (no resistivos), a la vez que el pozo se encuentre abierto; es decir sin tubería de ademe. Con el objeto de minimizar las correcciones por efecto del pozo y obtener la información con mayor grado de certeza. En el caso particular, los diámetros de perforación deberán estar comprendidos de entre 2 15/16 a 8", ya que éstos marcan las limitantes del equipo.

Dentro de la etapa de explotación, uno de los principales problemas que se presentan, es la discontinuidad de las capas de carbón debido a los desplazamientos normales (fallas) que se suscitan en la estructura. Por lo que se recomienda obtener el perfil de buzamientos (Dipmeter) el cual permitirá correlacionar con mayor exactitud los estratos de roca y carbón, conocida su inclinación o buzamiento y poder delimitar los desplazamientos con mayor exactitud. Complementando los estudios con métodos geofísicos como lo son: Sísmica de Alta Resolución (frecuencias altas, - - 150-500 Hz), Ondas de Capa (In-Seam), Electromagnetismo de Radar-

(microondas) y el Método Electrotélfónico.

La evaluación de carbón a la fecha, se estima en 629×10^6 de toneladas en la categoría de reservas probadas, las que representan una gran fuente de energía acumulada para generar energía - - eléctrica, que asegura en parte, el futuro energético del país al respecto.

G L O S A R I O D E T E R M I N O S

ALTO VOLATIL: (Carbón bituminoso de volatilidad alta). Carbones que contienen más del 32% de materia volátil en una base seca libre de materia mineral (A.S.T.M.) American Society for Testing and Materiales, con sede en U.S.A.

ANALISIS EN BASE SECA: Reporte de análisis de una muestra de carbón teóricamente libre de humedad. Se usa para análisis de n simétrico, cálculos de valor calorífico y transformación a otras bases.

ARENAS ALQUITRANADAS: Sedimentos arenosos que contienen hidrocarburos pesados residuales como asfaltos o bitúmenes, en las que las fracciones ligeras han emigrado.

CAPA DE CARBON: Unidad litoestratigráfica formal más pequeña - constituida por carbón.

CARBOELECTRICA (PLANTA): Unidad industrial que genera electricidad utilizando como combustible el carbón térmico.

CARBON DE FLAMA LARGA: Según la British Standard Institution, - Londres; es un carbón con materia volátil alta que produce una flama usualmente larga en las pruebas de laboratorio, ta les como los carbones bituminosos de volatilidad alta A, B, y C en la clasificación A.S.T.M.

CARBON LIMPIO: Término subjetivo que utiliza el prospectador para calificar un carbón color negro, brillante, ligero, cuyo con tenido de ceniza es bajo.

CARBON SUB-BITUMINOSO: Carbón ubicado entre la etapa del lignito y carbón bituminoso, según la A.S.T.M. Posee un poder calorífico entre 4600 y 6400 cal/g, materia volátil mayor al 35%

y no es aglomerante. Se subdividen en A, B y C, siendo los primeros los más cercanos a los bituminosos.

CARBON SUCIO: Término subjetivo que utiliza el prospector para calificar un carbón megascópicamente. Es de apariencia terrosa y sin brillo, contiene mayor densidad y ceniza que un carbón limpio.

CARBON TERMICO: Por sus características físico-químicas que excluyen la fabricación de coque, se utiliza fundamentalmente en la generación de calor. El uso industrial más importante lo constituye la generación eléctrica.

CARBONO FIJO: Para el caso del carbón, coque y materiales bituminosos o betunosos, es el residuo sólido diferente a ceniza, obtenido por destilación destructiva y determinado por métodos normalizados.

CENIZA: Residuo inorgánico obtenido de la combustión del carbón. El contenido de ceniza es inversamente proporcional a la calidad del carbón.

HUESO: Término informal empleado para describir carbones muy sucios, ya que sus contenidos de ceniza varían entre 40 y 60%, poseen una densidad mayor que la de un carbón sucio y menor que la de una lutita carbonosa. Es un carbón duro y resistente, generalmente de color negro y aspecto terroso.

LENTE DE CARBON: Cuerpo estratiforme con acuñamientos evidentes dentro de una formación.

LUTITA BITUMINOSA: Término informal que designa a las rocas sedimentarias ricas en material orgánico sapropélico, de tipo líptico que puede producir por pirólisis de 40 a 180 de aceite por tonelada de roca, para la clasificación de B. Al-

pern.

LUTITA CARBONOSA: Roca sedimentaria, arcillosa cuyos contenidos de materiales orgánicos la sitúan entre lutita orgánica y hueso. Su porcentaje de ceniza varía de 60 a 80%, su color es negro y su densidad mayor a la del hueso.

LUTITA ORGANICA: Roca sedimentaria, arcillosa cuyo contenido orgánico es inferior a la lutita carbonosa. Su porcentaje de ceniza varía de 80 a 90%. Su color es generalmente de gris-oscuro a negro.

MANTO: Cuerpo tabular estratiforme de carbón y de mayor extensión que un lente.

MATERIA VOLATIL: Es la cantidad expresada en (%) de productos gaseosos. Con exclusión de la humedad de una muestra de análisis de carbón o coque, los cuales son liberados bajo condiciones específicas en atmósfera libre de aire. Se usan métodos empíricos normalizados para su determinación.

PODER CALORIFICO INFERIOR (VALOR CALORIFICO NETO): Es el calor producido por la combustión de una cantidad unitaria a presión atmosférica constante en condiciones tales que toda el agua en los productos de combustión, permanece en la forma del vapor. Se calcula a partir del valor calorífico superior.

PODER CALORIFICO SUPERIOR (VALOR CALORIFICO SUPERIOR Hs): Es el calor producido por la combustión de una cantidad unitaria a volumen constante en un calorímetro de bomba de oxígeno, bajo condiciones específicas.

ZONA DE CARBON: Parte de la unidad estratigráfica que contiene uno o más mantos de carbón que cumplen ciertos parámetros de espesor y calidad para su explotación.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Ariceaga M. C. A.; Arriaga A. F. 1987. "INFORME GEOLOGICO - DE LA CUENCA FUENTES-RIO ESCONDIDO, COAH", Informe Técnico-C.F.E.
- 2.- Ariceaga M. A.; Arriaga A. F. 1985. "RESERVAS DE CARBON TERMICO EN LA CUENCA DE FUENTES-RIO ESCONDIDO, COAH.", Informe Interno, Estudios Carboníferos, C.F.E.
- 3.- Arriaga A. F. 1981. "ESTRUCTURAS SEDIMENTARIAS APLICADAS EN LA EXPLORACION POR CARBON EN LA CUENCA CARBONIFERA FUENTES-RIO ESCONDIDO, COAH., PROYECTO CARBON IV ZONA ED V.", Tesis Ing. Geólogo, Escuela de Ingeniería (U.A.S.L.P.)
- 4.- B.P.B. 1981. "COAL INTERPRETATION MANUAL", B.P.B. Instruments Limited.
- 5.- Cabrera C.J.J. 1984. "APLICACION DE LOS REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS EN LA EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS CARBONIFEROS DEL NE DE MEXICO", C.F.E., Symposium Latinoamericano - del Carbón, MICARE, OLADE, SEMIP, pp 65-88.
- 6.- C.F.E. 1987. "GLOSARIO DE TERMINOS DE LA INDUSTRIA DEL CARBON", Publicación Interna, Superintendencia de Estudios Zona Norte, Piedras Negras, Coah., México.
- 7.- Crain E. R. 1986. "THE LOG ANALYSIS HANDBOOK", Vol. 1, Penn Well Publishing Co.
- 8.- Dresser Atlas. 1974. "LOG REVIEW 1", Dresser Industries, Inc.
- 9.- Gómez R. O. 1975. "REGISTROS DE POZOS", Parte I, Teoría e Interpretación, México, D. F.
- 10.- Hallenborg K. J. 1984. "GEOPHYSICAL LOGGING FOR MINERAL AND ENGINEERING APPLICATIONS", Penn Well Books.
- 11.- Hallenborg K. J. 1984. "H P 41C FORMATION EVALUATION PROGRAMS", Penn Well Publishing, Co.
- 12.- Halliburton/Wellex. "INTRODUCCION AL ANALISIS DE LOS REGISTROS DE POZOS".
- 13.- Hilchie D. W. Inc. 1978. "APPLIED OPENHOLE LOG INTERPRETATION", Golden, Colorado.
- 14.- Jordan G. R. "DENSITY LOGS AND COAL SEAM THICKNESS", Third - International Coal Exploration Symposium, Calgary Alberta, - Canadá.

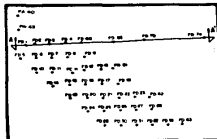
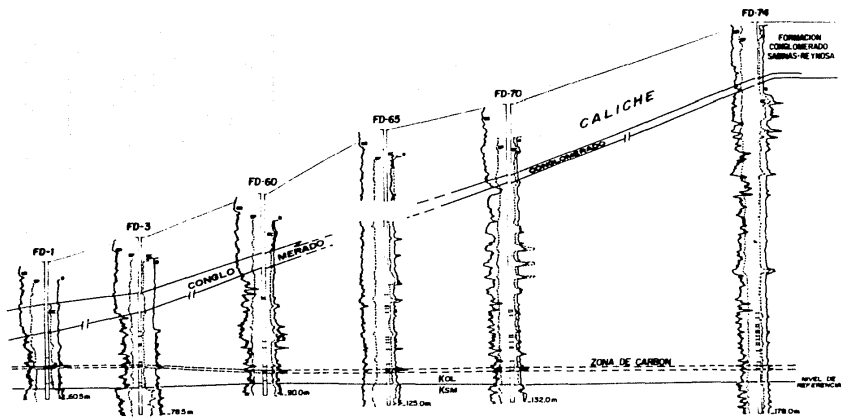
- 15.- Kowalsky J. J.; Holter M. E. 1975. "COAL ANALYSIS FROM WELLS", SPE Paper N° SPE5503, Presented at the 50th, Annual Meeting at the Society of SPE to AIME, Dallas, Tx., U.S.A.
- 16.- López R. E. 1979. "GEOLOGIA DE MEXICO", Tomo III, México, - D. F.
- 17.- Martell A. B. 1980. "NOTAS SOBRE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS EN LA PROSPECCION DE RECURSOS NATURALES", LA GACETA Geológica, Vol. Num. 25, 26, 27, 28, 29 y 30, S.G.M., México, - D. F.
- 18.- Mc. Bride Earle F.; Caffey Kyle C. 1978. "GEOLOGIC REPORT ON UPPER CRETACEOUS COAL-BEARING ROCKS, RIO ESCONDIDO BASIN, COAH., MEXICO", Series Técnicas C.F.E., No. 3.
- 19.- Mount Sopris Instruments Co. Technical Bulletin. 1981. "MOUNT SOPRIS MODEL GGC 1074 A GAMMA GAMMA DENSITY TOOL FOR MINING-APPLICATIONS", Delta Colorado, U.S.A.
- 20.- Norvis J. O.; Thomas R. 1980. "AN IN SITU COAL QUALITY PREDICTION TECHNIQUE", Century Geophysical Corp. SPE-9467.
- 21.- Obregón A. L. 1981. "CLASIFICACION DEL CARBON DE FUENTES-RIO ESCONDIDO", Informe Interno, Estudios Carboníferos, C.F.E.
- 22.- Pirson Sylvain J. 1981. "GEOLOGIC WELL LOG ANALYSIS", Gulf Publishing, Co.
- 23.- Reeves D. R. 1976. "APPLICATION OF WIRELINE LOGGING TECHNIQUES TO COAL EXPLORATION", The First International Coal Exploration Symposium, London, England.
- 24.- Rodríguez M. J. M. 1984. "PRESENCIA DE HIDROCARBUROS EN ZONAS DE CARBON EN LA SUBCUENCA DE FUENTES-RIO ESCONDIDO", Symposium Latinoamericano del Carbón, A.I.M.M.G.M., MICARE, OLÁDE, C.F.E., SEMIP, pp. 923-958.
- 25.- Schlumberger. 1984. "EVALUACION DE FORMACIONES EN MEXICO", - Schlumberger, Co.
- 26.- Schlumberger Documento. 1970. "FUNDAMENTOS DE LA INTERPRETACION DE PERFILES DE BUZAMIENTOS", Schlumberger, Co.
- 27.- Schlumberger. 1987. "LOG INTERPRETATION PRINCIPLES/APPLICATION", Schlumberger, Co.
- 28.- Schlumberger. 1979. "LOG INTERPRETATION CHARTS", Schlumberger, Co.

- 29.- Sellards E. H.; Adkins W. S.; Plummer F. B. 1975. "THE GEOLOGY OF TEXAS", Volume I, Stratigraphy. The University of Texas, Bulletin Num. 3252, Sixth Printing.
- 30.- S.P.W.L.A. 1978. "GAMMA RAY, NEUTRON AND DENSITY LOGGING" - Reprint Volume, Society of Professional Well Log Analysts, Inc.
- 31.- Suau J. 1981. "LOGGIG METHODS FOR COAL EXPLORATION", Bull - Centres Rech., Exploration, Prod. Elf-Aquitaine 5, 2, 621,-633.
- 32.- Tixier M. P.; Alger R. P. "LOG EVALUATION OF NON-METALLIC MINERAL DEPOSITS", Schlumberger Well Corp.
- 33.- Verdugo D. F. 1980. "SISTEMA PALEODELTAICO DE LA CUENCA - - FUENTES-RIO ESCONDIDO", Tesis Profesional, Fac. de Ingenieria, U.N.A.M., México, D. F.

A N E X O

A

A'

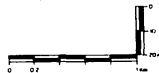


LOCALIZACION

EXPLICACION

- CONTACTO DIFUSIVO
- ZONA DE CARBON
- DISEGREGACION
- || CAPA DE CARBON
- || POTENCIAL ESPONTANEO
- NC NORMAL CORTA
- # RESISTENCIA

ESCALA GRAFICA

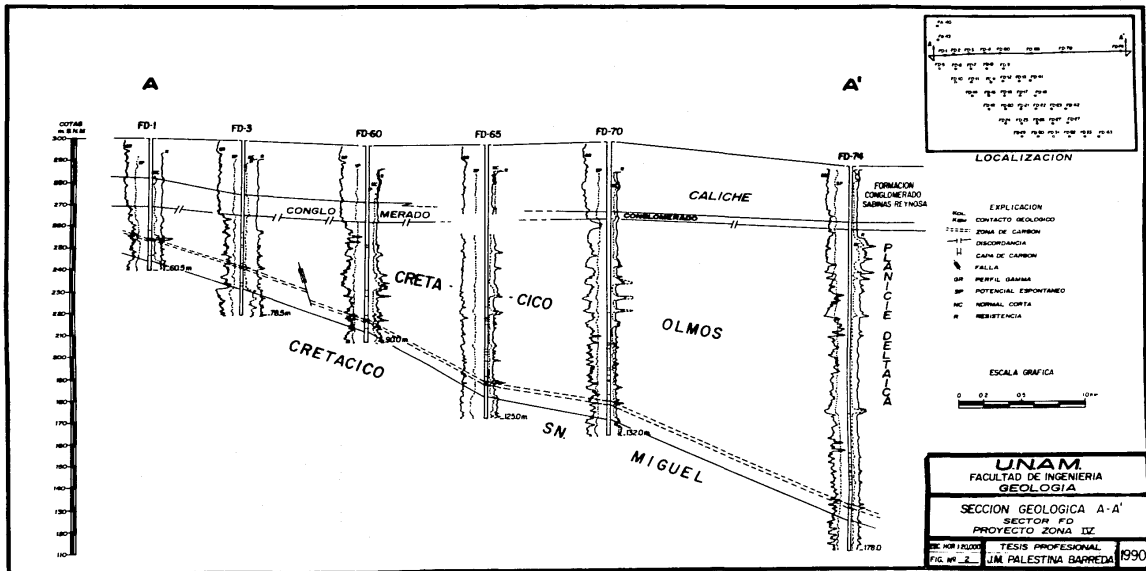


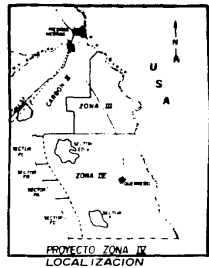
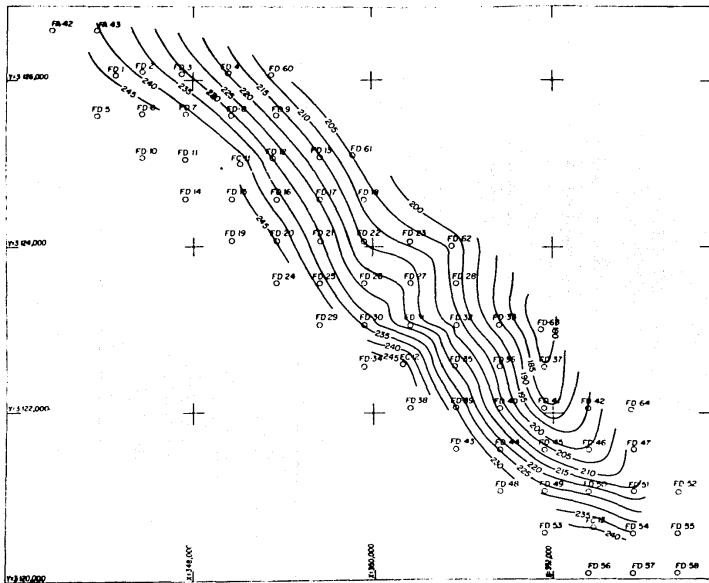
UNAM
FACULTAD DE INGENIERIA
GEOLOGIA

SECCION ESTRATIGRAFICA A-A'
SECTOR FD
PROYECTO ZONA III

SEC. INGENIERIA TESIS PROFESIONAL
FIG. Nº 1 UN PALESTINA BARREDA

1990



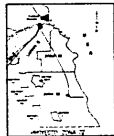
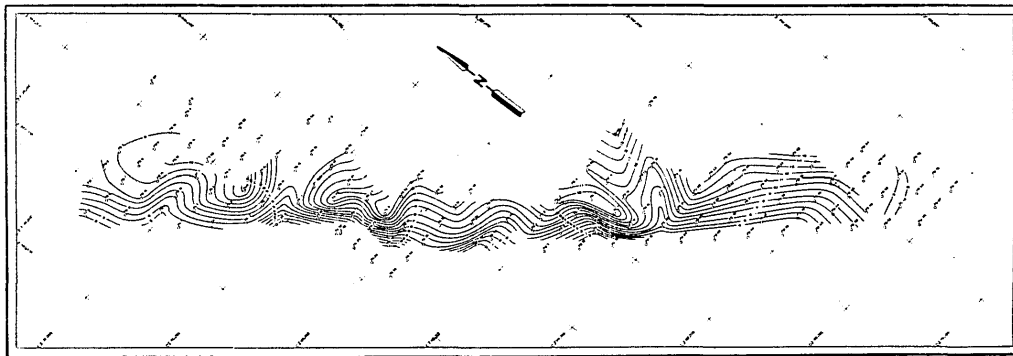


NOTA: INTERNALO ENTRE CURVAS 5.0M

ESCALA GRAFICA



UNAM. FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGIA	
CIMA ESTRUCTURAL FORMACION SN MIGUEL (FRENTE DELTAICO)	
SECTOR FD, PROYECTO ZONA IV	
ESC 1:33,000	TESIS PROFESIONAL
FIG. N° 3	JM PALESTINA BARREDA

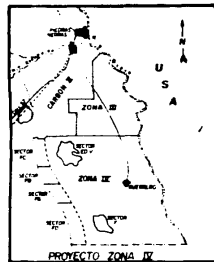
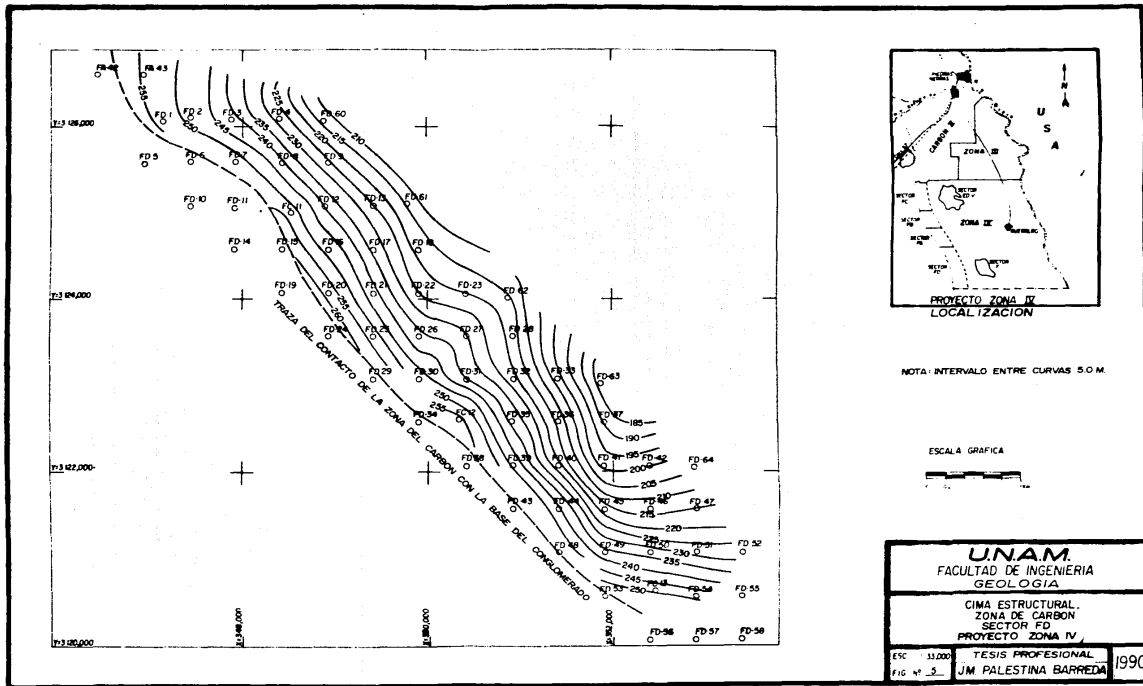


ESTR. INGENIERIA CIVIL Y OBRAS DE OBRAS

ESCALA: 1:50,000

PROYECTO: [Illegible]

UNAM	
FACULTAD DE INGENIERIA	
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA	
CONFIGURACION DEL NUMERO DE CAPAS DE CAMBIO	
RECONSTRUCCION DEL PLAN	
FECHA: 1995	FECHA PROFESIONAL: 1995
DR. S. J. M. PILESTRINA BARRERA	

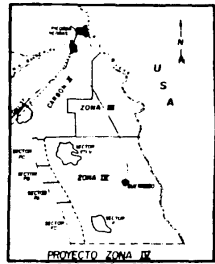
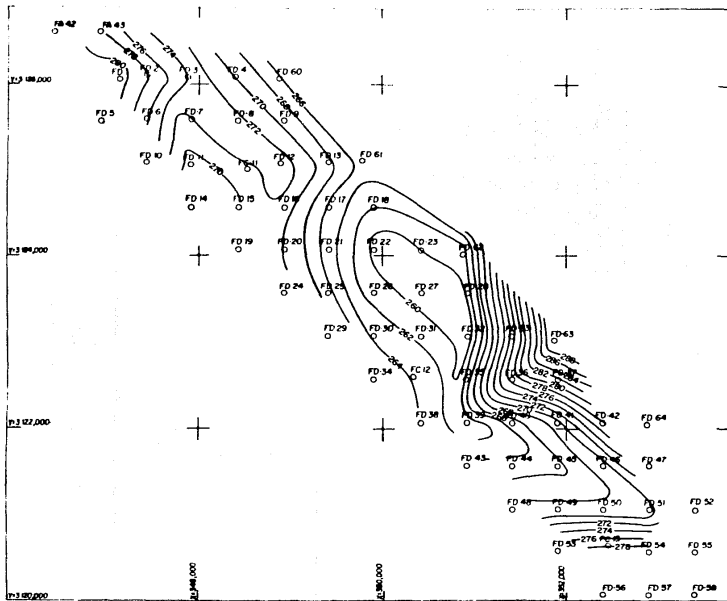


NOTA: INTERVALO ENTRE CURVAS 5.0 M

ESCALA GRAFICA

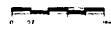


UNAM. FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGIA	
CIMA ESTRUCTURAL, ZONA DE CARBON SECTOR FD PROYECTO ZONA IV	
ESC 1:3,000 FIG. N° 3	TESIS PROFESIONAL JM PALESTINA BARRERA
	1990

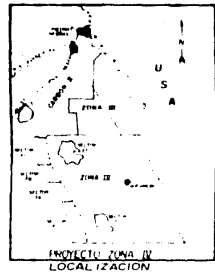
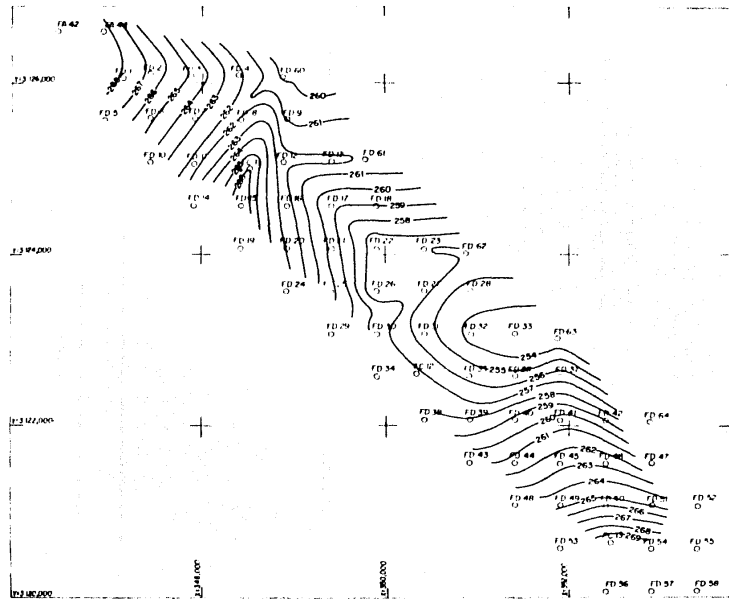


NOTA: INTERVALO ENTRE CURVAS 2.0M

ESCALA GRAFICA



UNAM FACULTAD DE INGENIERIA GEOLOGIA	
CIMA ESTRUCTURAL CONGLOMERADO SABINAS-REYNOSA SECTOR FD PROYECTO ZONA IV	
ESC : 33000	TESIS PROFESIONAL
FIG. Nº. 5	J.M. PALESTINA BARRERA
	1990



NOTA: INTERVALO ENTRE CURVAS 10M

ESCALA GRÁFICA



UNAM	
FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLOGÍA	
BASE ESTRUCTURAL CONGLOMERADO SABINAS-HUYNOSA (CONTACTO Mol-T) SECTOR FD, PROYECTO ZONA IV	
ESCALA: 1:31,000	TEMA: PROFESIONAL
FECHA: 1987	ELABORADO POR: JM PALESTINA BARRERA

1990