

BIBLIOTECA UCM



5304176589

T
816

**ESTUDIO SEDIMENTOLÓGICO, DIAGENÉTICO
Y ESTRUCTURAL DE LAS FORMACIONES
GEOLÓGICAS DEL EMIRATO DE ABU DHABI
(EMIRATOS ÁRABES UNIDOS)**

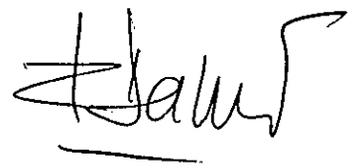
Antonio de la Cruz de la Calle

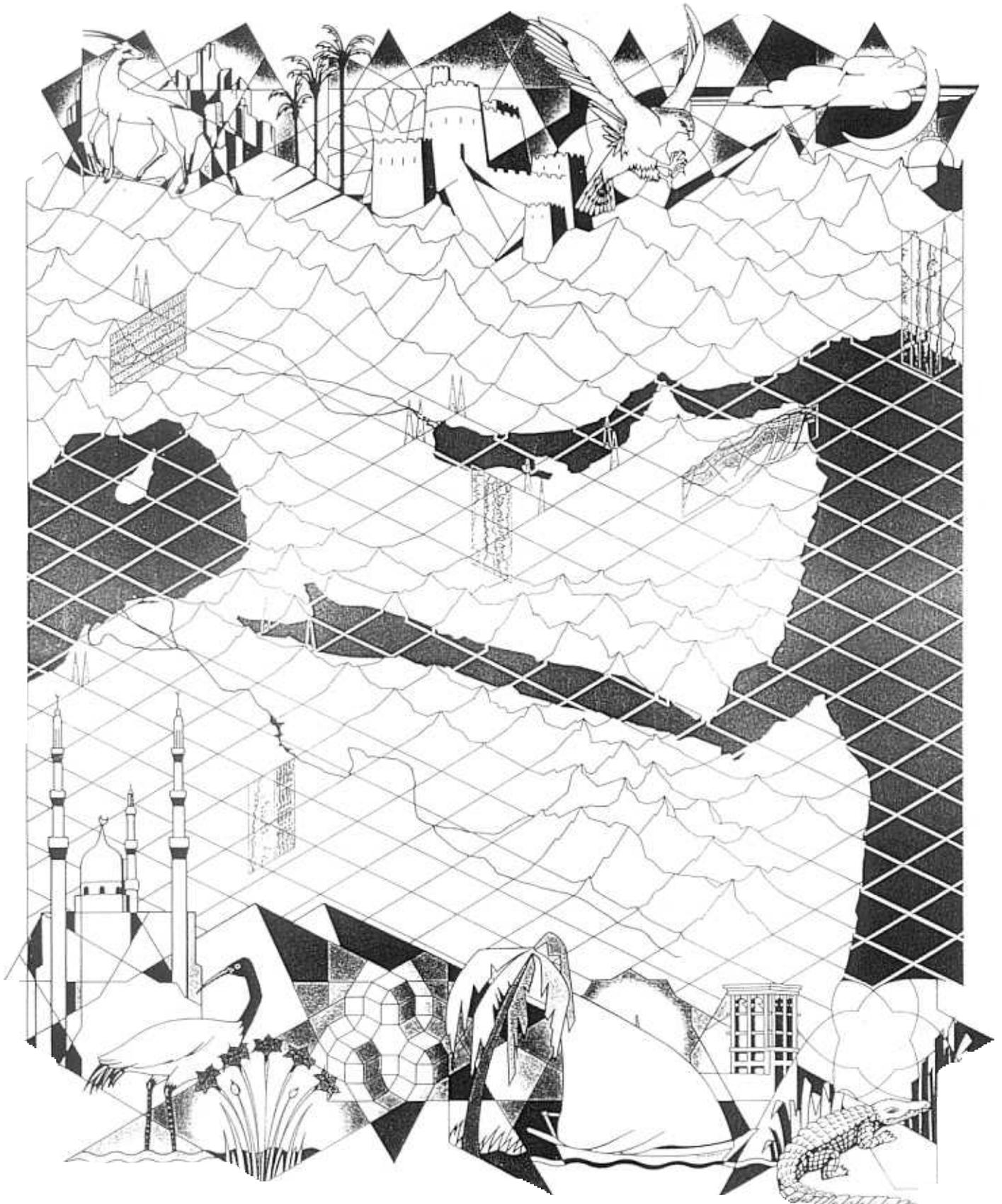


R.T 3.506

**Tesis Doctoral
Facultad de Ciencias Geológicas
DEPARTAMENTO DE ESTRATIGRAFIA
Universidad Complutense de Madrid
Septiembre 1994**

***Tesis Realizada por Antonio de la Cruz y de la Calle
bajo la Dirección del Profesor Dr. Cristino Dábrio
Gonzalez, Catedrático del Departamento de Estratigrafía
de la Universidad Complutense de Madrid***

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Antonio de la Cruz y de la Calle', with a horizontal line underneath.



RESUMEN

Este estudio sedimentológico, diagenético y estructural de las formaciones petrolíferas de los Emiratos Arabes fue realizado para estimular las aplicaciones de *Dipmeter* en carbonatos, que hasta la fecha son muy escasas si se las compara con su uso en las regiones detríticas.

Los perfiles de *Dipmeter* registran los buzamientos mediante la correlación de curvas de microrresistividad, obtenidas por cuatro brazos en contacto con las paredes del sondeo, que identifican cualquier cambio de textura en la estratificación. Esta capacidad de respuesta, incluso a los pequeños cambios de textura, hace del *Dipmeter* la herramienta insustituible para estudiar la complicada fibra diagenética de los carbonatos. Durante este proyecto se pudo comprobar que el registro de la *firma textural* de los carbonatos, por las *curvas de resistividad*, proporciona una información tanto o más interesante que la de los propios buzamientos.

Este proyecto se benefició del uso del *Microescáner* cuyo primer prototipo fue utilizado extensamente en los carbonatos de Abu Dhabi. Este *Dipmeter*, de última generación, presenta como novedad que los brazos 3 y 4 tienen, cada uno, 27 electrodos que obtienen otras tantas curvas de resistividad que, una vez procesadas, proporcionan imágenes de resistividad de *1 cm de resolución*. El *Microescáner* ha permitido, por primera vez, la visualización directa de una serie de elementos sedimentarios, diagenéticos y estructurales cuya presencia, en el subsuelo, sólo podía establecerse anteriormente por métodos indirectos de interpretación. Así se han obtenido imágenes inéditas que muestran gran cantidad de detalle sobre *laminaciones, nódulos de anhidrita, estilolitos, fracturas* e incluso *fallas*. Estas imágenes permiten también estudiar la interrelación de todos estos elementos entre sí y evaluar la *estructura interna* de la roca almacén y la *distribución de la porosidad* en relación con la producción petrolífera.

Para lograr una interpretación mas certera se han utilizado todos los datos e información disponibles de otros perfiles petrofísicos, testigos, microfotografía de sección delgada y microscopio electrónico, perfiles sísmicos, etc.

Debido a la originalidad del proyecto encomendado por *SCHLUMBERGER MIDDLE EAST* de encontrar las respuestas de *Dipmeter* a los carbonatos de Abu Dhabi, y a la poca bibliografía existente, el procedimiento a seguir fue comparar exhaustivamente los testigos disponibles con las respuestas del *Dipmeter* (buzamientos y curvas de resistividad) para poder extrapolar e interpretar después estas respuestas a otros intervalos del sondeo con perfiles de *Dipmeter*, ó incluso a otros sondeos del campo petrolífero aunque no dispongan de testigos.

Los resultados obtenidos en las interpretaciones de *Dipmeter* en carbonatos, ponen de relieve los aspectos y problemas que afectan a la

geología del petróleo en Oriente Medio. Lejos de haber coleccionado, solamente, un interesante catálogo de interpretaciones, se han incluido en el proyecto *nueve casos prácticos*, ampliamente tratados, donde se exponen problemas en diferentes campos petrolíferos y formaciones geológicas, proponiendo metodologías y aportando soluciones. Entre las numerosas conclusiones del estudio merecen destacarse las siguientes :

En la formación **Arab** (Jurásico Superior) se han obtenido buzamientos del Dipmeter en sedimentos afectados moderadamente por diagénesis en casos de bioturbación, dolomitización, disolución, cementación orgánica, compactación y precipitación. Cuando la diagénesis ha actuado con mas intensidad no se obtienen buzamientos.

En cambio, las curvas de resistividad (Geodip) reflejan fielmente la textura de los carbonatos aún en los casos mas extremos de diagénesis. Permitiendo identificar la estructura interna (zonas porosas, permeables, masivas, desarrollo de estilolitos etc.), la litología diagenética (dolomitización, anhidrita etc.). Así como los contactos diagenéticos (agudo o gradual).

La correlación de las *16 electrofacies* obtenidas por el programa *Faciolog* en los veintiséis sondeos que atraviesan la formación Arab (Jurásico Superior) en el campo Bunduq, permiten reconocer los diferentes medios sedimentarios y diagenéticos entre las zonas superiores de la formación *Arab* (*A, B y C*), y la zona *D*. En la zona *C* se identificaron ocho ciclos de carbonato-anhidrita (sabkhas). La presencia de estos *numerosos ciclos* y su *espesor total*, ponen de manifiesto *la subsidencia relativa de la región durante el período de deposición*. *La correlación de electrofacies refleja la complejidad de la diagénesis en los depósitos de sabkhas y los continuos cambios laterales de facies*, incluso en distancias pequeñas.

El espesor y la frecuencia de las *electrofacies* con presencia de *anhidrita* *aumenta hacia arriba en la zona C*. *Esto es debido al fenómeno de acreción vertical de facies que está directamente relacionado con el medio de deposición de estos materiales, cada vez más someros*

Las *electrofacies* con desarrollo de *porosidad*, *tienen más espesor en la zona de cresta del campo*. Hacia los flancos, estas facies se hacen muy delgadas o desaparecen y su lugar es ocupado por lime mudstones con escasa porosidad (Facies 1).

Los acuñaamientos son típicos de la formación Arab tanto en la zona *C* como en la *D*. Las facies más *densas y compactas (menos porosas)*, desarrollan acuñaamientos hacia la cresta, *mientras que las facies porosas lo hacen hacia los flancos*.

La respuesta de las curvas de resistividad (*programa GEODIP*) a las *zonas estilolíticas* en la zona *B* del grupo *Thamama* (*Cretácico Inferior*) ha permitido correlacionar estas zonas a lo largo de mas de 20 Km en la dirección de máximo elongamiento (*NE-SW*) del campo petrolífero de *Sahil*.

El espesor de las *zonas de estilolitos* correlacionadas varía entre un mínimo de *5-8 pulgadas* (12.7-20.3 cm.) y un máximo de *3-4 pies*. (1-1,22 m)

La presencia de estilolitos es menor en la cresta del campo. En cambio *son más frecuentes en los flancos del campo y especialmente hacia el contacto de las fases hidrocarburos/agua* (Oil/Water Contact-OWC). La razón es el incremento de la presión litostática en los flancos que promueve los efectos de la disolución por presión, y también a la presencia de agua abundante que favorece la disolución. Comparando las zonas estilolíticas con perfiles de producción, la zona mas superior, que coincide con la *zona densa D1*, es la que tiene mas continuidad a lo largo de la cresta y por lo tanto constituye la barrera vertical más impermeable al flujo de hidrocarburos.

Las imágenes de *zonas estilolíticas* proporcionadas por el Microescáner han permitido *explicar las anomalías existentes en la producción de la zona D* de la formación *Arab* en el campo petrolífero de *Umm Al-Anbar*. Normalmente la producción de esta zona, en otros campos de Oriente Medio, proviene de los niveles dolomitizados en las calizas pelíticas pero en este campo aparecen muy densos y sin porosidad. A pesar de no existir testigos en esta zona, las imágenes del Microescáner aportaron la respuesta a esta anomalía señalando que, precisamente, *en los niveles dolomitizados es donde tuvo lugar el proceso de estilolitización que aprovechó las discontinuidades de los niveles dolomitizados para comenzar su desarrollo.*

Las imágenes del Microscáner obtenidas en la formación *Khuff* (Pérmico Medio) en el campo petrolífero Abu Al Bukhoosh permitieron identificar *225 fracturas* entre 3.658 y 3.963 m. La dirección dominante de esta fracturas es *NE NNE (35° N)*, existe otra dirección conjugada de la anterior pero menos abundante en dirección *NW NNW* así como fracturas tensionales en dirección *N-S* y un sistema adicional de fracturas poco desarrollado en dirección *E-W*. En cuanto al buzamiento de estas fracturas, las *fracturas dominantes*, cuya dirección es *N35E*, buzán en la dirección *NWWNW*, aunque algunas fracturas también buzán hacia el *SEESE*. Algunas de las fracturas, dentro de esta dirección dominante son *subverticales*. El otro conjunto de *fracturas* de dirección *N35W*, conjugado del anterior, buza en la dirección *SWWSW*. Las *fracturas tensionales* de dirección *N-S*, buzán hacia el *E* y *W*. Las fracturas en dirección *E-W*, buzán hacia el *Norte*.

Considerando estos resultados, se recomendó efectuar el mayor número de sondeos inclinados en dirección opuesta a la dirección *NW* en que predominan el buzamiento de las fracturas. La razón es que en la dirección propuesta (*S.E*). se interceptarían mayor cantidad de fracturas con el consiguiente aumento de la producción.

Las imágenes del Microescáner obtenidas en los sondeos SY-13 y SY-15 en la formación *Simsima* (Cretácico Superior) del campo

petrolífero de *Shah* han puesto de manifiesto que la dolomitización en esta zona consiste en grandes parches alargados que atraviesan la estratificación a grandes ángulos. Las fracturas se presentan en formas sinusoidales que cortan al sondeo de forma elipsoidal. En el cruce de las fracturas, que tiene forma de aspa ("X"), es donde se concentra la dolomitización, indicando que las fracturas actuaron como canalizadoras de los fluidos de dolomitización que se concentraron preferentemente en la intersección de las fracturas siguiendo el gradiente de mínima presión. En las intersecciones de fracturas es donde se concentra la *máxima poropermeabilidad* y por lo tanto la máxima producción de hidrocarburos. Todo esto implica que las *dolomías son diagenéticas* y que se desarrollaron como episodio *posterior a la fracturación*.

Relacionadas con las fracturas anteriores, las imágenes presentan otras fracturas de *karstificación subverticales y con bifurcaciones*. Estas fracturas karstificadas atraviesan las fracturas inclinadas y son por tanto más recientes. Desde el punto de vista de la producción petrolífera es interesante hacer notar que ambos sistemas de fracturas están interconectadas y esta circunstancia ha hecho mejorar notablemente la permeabilidad de la roca almacén en la formación Simsima.

Con respecto a la presencia de fallas, la interpretación de buzamientos en los sondeos SA-7 y SA-34 situados en flanco occidental del campo petrolífero de Sahil, permitió determinar la presencia de fallas normales interceptadas por estos sondeos en la grupo Thamama. La falla intersectada por el sondeo SA-34, tiene una dirección del bloque hundido y un buzamiento del plano de falla hacia el SW y una dirección del plano de falla NW-SE. Para la falla intersectada por el sondeo SA-7 la dirección del bloque hundido y el buzamiento del plano de falla es hacia el Oeste y la dirección del plano de falla N-S.

Las imágenes de resistividad proporcionadas por el Microescáner han conseguido *resultados inéditos en la visualización de los elementos estructurales de las fallas* cortadas por el sondeo SA-48 situado en el flanco oriental del campo. en tres niveles diferentes (9.340, 9.240 y 9.165 pies) en cuyas imágenes puede observarse la reducción del espesor de sedimentos producida por la intersección de la falla (el mínimo espesor coincide con la dirección de buzamiento del plano de falla). También se aprecia la deformación producida por la falla en el bloque hundido que ha generado una gran profusión de fracturas acompañantes. La orientación de las imágenes también ha permitido precisar el buzamiento exacto del plano de falla que *anteriormente no podía calcularse*.

En los tres niveles citados se pudieron comprobar las reducciones de espesor de sedimentos entre sondeos, como condición necesaria, pero no suficiente, para que probar la existencia de fallas normales.

Los buzamientos de los planos de fallas en los tres sondeos citados indican la existencia de un gran anticlinal en el campo petrolífero de Sahil en contradicción con el sinclinal propuesto por una compañía

consultora que basó su estudio exclusivamente en perfiles sísmicos que presentan dificultades de interpretación en la región.

La interpretación conjunta *geológico-geofísica* en la formación *Sudair* (Triásico Inferior) sugiere la presencia de una falla intersectada a la profundidad de 13.740 pies por el sondeo SARB-8 donde la correlación de perfiles indica una reducción de espesor de 750 pies. Hasta que este sondeo fue realizado se creía que dicha formación se extendía regionalmente en Abu Dhabi con un espesor uniforme. La interpretación del Dipmeter indica una falla cuyo plano y bloque hundido están en situados hacia el ENE y cuya dirección es NNW-SSE. La comparación del *Perfil Sísmico Vertical (PSV)* y del *Sismograma Sintético (SS)* señalan la presencia de un fuerte reflector lateral probablemente producido por un escarpe de falla que está de acuerdo con la profundidad y geometría de la falla interpretada por el Dipmeter.

AGRADECIMIENTOS

Este estudio representa la experiencia obtenida por el autor durante el período de trabajo con **SCHLUMBERGER MIDDLE EAST LTD.** como responsable del Departamento de Geología en la **UNIDAD DE INTERPRETACIÓN DE SCHLUMBERGER** en Abu Dhabi (Emiratos Arabes Unidos) entre Agosto de 1983 y Octubre de 1986.

Durante este período tuvieron lugar múltiples proyectos no solamente en los Emiratos Árabes Unidos sino también en Egipto e Irán, países que según la organización de *Schlumberger* en Oriente Medio eran asistidos técnicamente por la *Unidad de Interpretación de Abu Dhabi*, lo cual constituyó una oportunidad excelente para conocer la geología más representativa de la región. La misión principal del autor consistió en *interpretar y divulgar las aplicaciones de los perfiles petrofísicos obtenidos por la instrumentación tecnológica de vanguardia fabricada por SCHLUMBERGER* destacando sus aplicaciones geológicas, así como *asesorar a geólogos e ingenieros de las compañías petrolíferas de Abu Dhabi, Egipto e Irán sobre la interpretación de estas aplicaciones.* Estos instrumentos son introducidos en los pozos de petróleo para conseguir perfiles petrofísicos de los sondeos (wireline logs) los cuales son de vital importancia en la exploración y producción de hidrocarburos.

Como parte de las actividades del autor, se realizaron también numerosas presentaciones en cursos, seminarios, compañías de petróleos y conferencias internacionales dando a conocer los resultados.

Las compañías de petróleos que operan en estos países en general, y sus departamentos de geología en particular merecen agradecimiento por compartir su experiencia y facilitar información.

El autor agradece la interesante oportunidad ofrecida por el Sr. Richard Piggin de **SCHLUMBERGER MIDDLE EAST LTD** en Dubai al encomendarme el proyecto de *encontrar soluciones para la aplicación de Dipmeter en carbonatos*, las cuales constituyen el principal objetivo de este estudio.

El Director de la División de Abu Dhabi, Sr. J. Tergiman, facilitó mis tareas en momentos difíciles con su optimismo y jovialidad.

El Dr. Stephan Luthi de **SCHLUMBERGER MIDDLE EAST (Dubai)** merece agradecimiento por su hospitalidad e inspiración profesional.

Durante el difícil período de la guerra entre Irak e Irán, los viajes a Irán fueron organizados y resultaron incluso agradables, gracias al entusiasmo y sentido del humor del Sr. J.P. Plomb, Director Técnico de **SCHLUMBERGER SERVICES IRÁN.**

El trabajo en Egipto resultó fructífero gracias a las gestiones del Sr. Christopher Smith, Director Técnico de **SCHLUMBERGER EGYPT LTD.**

Este proyecto se ha beneficiado de las conversaciones mantenidas con mis colegas ingenieros y geofísicos de la **UNIDAD DE INTERPRETACIÓN DE SCHLUMBERGER** en Abu Dhabi, Srs. J. P. Iver, M. Awad, Shabbir Ahmed y Dr. M. Watfa.

Deseo agradecer a las compañías de petróleos de Abu Dhabi, Egipto e Irán el permiso para la publicación de perfiles de sondeos y otros datos, así como a los geólogos de estas compañías que contribuyeron conmigo, como coautores, en algunos de los informes y publicaciones que aparecen en la bibliografía de esta tesis. En este sentido, merecen una mención especial las siguientes compañías y geólogos:

BUNDUQ OIL COMPANY JAPAN.

Dr. Higuchi y Mr. H: Takizawa.

ABU DHABI OIL COMPANY LTD (ADOC).

Mr. H. Takizaki.

ABU DHABI NATIONAL OIL COMPANY (ADNOC).

ABU DHABI MARINE OFFSHORE AREAS

(ADMA) Mr. S. Azer

ZAKUM ABU DHABI OIL COMPANY (ZADCO).

Mr. Nazer

ABU DHABI ONSHORE OPERATIONS COMPANY

(ADCO). Dr. Ayoud y Mr. Agrab.

La experiencia previa del autor como geólogo y geofísico obtenida en *Sudáfrica* con la compañía **SOUTHERN OIL EXPLORATION CORPORATION (SOEKOR)** y en *Inglaterra* con la compañía **ESSO EXPLORATION INC. EUROPE-AFRICA**, ha contribuido notablemente en la interpretación de los resultados de este proyecto y por lo cual expreso agradecimiento a estas compañías.

Tampoco quisiera olvidar a los esforzados y pacientes ingenieros de **SCHLUMBERGER MIDDLE EAST**, que trabajando en condiciones muy duras, consiguieron con éxito los perfiles de sondeos presentados en este proyecto.

Finalmente, deseo expresar mi profundo agradecimiento al director de esta tesis doctoral Dr. Cristino Dábrio Gonzalez, catedrático del **Departamento de Estratigrafía de la Universidad Complutense de Madrid**, por su contribución a la mejora general de este proyecto.

ÍNDICE

	<i>Página</i>
RESUMEN	2
AGRADECIMIENTOS	7
ÍNDICE	9
FIGURAS	15
TABLAS	25
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	26
CAPÍTULO II. GEOLOGÍA REGIONAL	30
2.1. TECTÓNICA DE PLACAS.....	30
2.2. LA ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS EN ORIENTE MEDIO.....	31
2.2.1. Relación entre roca madre, roca almacén y rocas impermeables.....	32
2.3. RELACIÓN ENTRE LA TECTÓNICA DE PLACAS Y LA ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	34
2.4. GEOLOGÍA DE ABU DHABI.....	36
2.4.1. Estratigrafía General.....	36
2.4.2. PALEOZOICO.....	37
2.4.2.1. Permo - Triásico.....	37
2.4.3. MESOZOICO.....	38
2.4.3.1. Jurásico (Inf., Med. y Sup.).....	38
2.4.3.2. Cretácico (Inf., Med. y Sup.).....	39
2.4.4. CENOZÓICO.....	42
2.4.4.1. Terciario (Inf., Med. y Sup.).....	43
2.4.5. CUATERNARIO.....	44
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	45
3.1. TECNOLOGÍA DE LOS PERFILES DE SONDEOS.....	45
3.1.1. Introducción al perfil medidor de buzamientos (Dipmeter).....	45
3.1.2. La última generación en instrumentación de Dipmeters: El Microescáner de Formaciones.....	46
3.1.2.1. Procesamiento de datos.....	48
3.1.3. Concepto de Electrofacies.....	48
3.1.3.1. Obtención de Electrofacies.....	49
3.2. PROCEDIMIENTO DE INTERPRETACION DE DIPMETERS.....	50
3.2.1. Factores que afectan la resistividad de las rocas.....	51

	<u>Página</u>
3.2.2. Diferencias en la interpretación de Dipmeters en carbonatos y areniscas.....	53
3.3. CLASIFICACIÓN DE ROCAS CARBONATADAS...	54
3.4. CLASES DE POROSIDAD.....	55
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS SEDIMENTARIO, DIAGENÉTICO Y ESTRUCTURAL EN LAS FORMACIONES DE ABU DHABI.....	57
4.1. LA FORMACIÓN KHUFF.....	57
4.1.1. CASO PRACTICO N° 1 <i>DETERMINACIÓN DE FRACTURAS EN LA FORMACIÓN KHUFF RELACIONADAS CON LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS (Campo petrolífero Abu Al Bukhoosh).....</i>	59
4.1.2. Análisis de las fracturas.....	61
4.1.3. Fracturas asociadas a fallas.....	62
4.1.4. Relación entre fracturas y producción de hidrocarburos.....	63
4.1.5. Fracturas y zonas de estilolitos.....	64
4.2. LA FORMACIÓN ARAEJ	65
4.2.1. Estudio de las estructuras sedimentarias y diagenéticas mediante Microescáner.....	66
4.2.1.1. Estructuras sedimentarias.....	66
4.2.1.2. Estructuras diagenéticas.....	66
4.2.1.2.a. Formación Araej Superior.....	67
4.2.1.2.b. Formación Araej Medio (miembro Uweinat).....	68
4.2.1.2.c. Formación Araej Inferior.....	68
4.3. LA FORMACIÓN ARAB	70
4.3.1. CASO PRACTICO N° 2 <i>ESTUDIO PILOTO SOBRE EL USO DE GEODIP (BUZAMIENTOS Y CURVAS DE RESISTIVIDAD) EN CARBONATOS DE LA FORMACIÓN ARAB. (Campo petrolífero Bunduq).....</i>	71
4.3.2. Medios sedimentarios y diagenéticos.....	71
4.3.3. Interpretación de los buzamientos.....	72
4.3.3.1. Grainstones dolomitizadas.....	72
4.3.3.2. Packstones y Grainstones.....	73
4.3.3.3. Calizas arcillosas y Packstones.....	74
4.3.4. Interpretación de las curvas de resistividad....	75
4.3.4.1. Medio diagenético encima del nivel freático (vadose zone).....	76
4.3.4.1.a. Dolomías anhidríticas.....	76
4.3.4.1.b. Determinación de facies de mareas con el perfil de radiactividad.....	77

4.3.4.2. Medio diagenético bajo el nivel freático.....	77
4.3.4.2.a. Calizas arcillosas dolomitizadas....	78
4.3.4.3. Estructura de la roca almacén.....	78
4.3.4.4. Fracturas.....	79
4.3.4.5. Cementos bituminosos.....	80
4.3.5. El Microescáner de Formaciones en la Formación Arab.....	81
4.3.5.1. Laminación de algas y nódulos de anhidrita.....	82
4.3.5.2. Fracturas cerradas.....	83
4.3.5.3. Identificación de facies sedimentarias.....	83
4.3.5.3.a. Laminación de algas en facies de mareas.....	84
4.3.5.3.b. Depósitos laminados en zonas de mareas.....	84
4.3.5.3.c. Laminación cruzada.....	85
4.3.5.4. Identificación de facies diagenéticas.....	86
4.3.5.4.a La anhidrita de la sabkha.....	86
4.3.5.4.b. Dolomitización en las zonas superiores de la Formación Arab (zonas A, B y C).....	86
4.3.5.4.c. Cementos bituminosos.....	87
4.3.5.4.d. Disolución por presión.....	87
4.3.5.4.e. Fracturas.....	88
4.3.5.4.f. Interpretación del Microescáner de Formaciones cuando no se dispone de testigos.....	89
4.3.5.4.g. Respuesta del Microescáner a problemas de producción.....	90
4.3.6. CASO PRACTICO N° 3 <i>EFFECTOS DE LA ESTILOLITIZACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN LA ZONA D DE LA FORMACIÓN ARAB (Campo petrolífero Umm Al-Anbar)</i>	90
4.3.6.1. Respuesta del Microescáner a los estilolitos.....	91
4.3.6.2. Asociación de estilolitos con Dolomías no porosas.....	91
4.3.6.3. Asociación de fracturas y estilolitos.....	92
4.3.6.4. Relación entre los perfiles radiactivos y estilolitos.....	93

5304176589

	<u>Página</u>
4.3.6.5. Uso de las curvas de resistividad del Microescáner cuando no se dispone de imágenes.....	94
4.3.6.6. Interacción de dolomías, estilolitos y fracturas.....	95
4.3.7. CASO PRACTICO N° 4	
<i>DETERMINACIÓN DE ELECTROFACIES EN LA FORMACIÓN ARAB.</i>	
<i>(Campo petrolífero Bunduq)</i>	96
4.3.7.1. Calibrado de los perfiles con los testigos.....	96
4.3.7.2. Base de Datos de Electrofacies.....	97
4.3.7.3. Identificación y descripción de Electrofacies.....	98
4.3.7.4. Cambios de facies laterales y verticales.....	100
4.4. LA FORMACIÓN HITH	101
4.5.1. Anhidritas y carbonatos dolomitizados.....	101
4.5. GRUPO THAMAMA.....	102
4.5.1. Presencia de estilolitos en el grupo Thamama.....	103
4.5.1.1. La influencia de estilolitos en la geología del petróleo.....	103
4.5.1.2. Disolución por presión.....	103
4.5.1.3. La formación de estilolitos.....	105
4.5.1.4. Clases de estilolitos.....	106
4.5.1.4.a. Estilolitos dentados.....	106
4.5.1.4.b. Microestilolitos.....	107
4.5.1.4.c. Marcas de disolución.....	108
4.5.1.4.d. Disolución sin marcas.....	109
4.5.2. CASO PRACTICO N° 5.	
<i>IDENTIFICACIÓN Y CORRELACIÓN DE ZONAS ESTILOLÍTICAS POR GEODIP: ANALISIS DE LAMINACION FINA PARA DETERMINAR BARRERAS DE PERMEABILIDAD</i>	
<i>(Grupo Thamama - Campo petrolífero de Sahil)</i>	109
4.5.2.1. Características de la roca almacén en el grupo Thamama.....	110
4.5.2.2. Respuesta de Geodip en las zonas de estilolitos.....	111
4.5.2.3. Correlación de las zonas de estilolitos	113
4.5.2.4. Determinación de barreras de permeabilidad.....	114

	<u><i>Página</i></u>
4.5.3. Estudio del grupo Thamama con el Microescáner de Formaciones.....	116
4.5.3.1. Zona densas.....	116
4.5.3.2. Facies de Bacinella boundstones.....	117
4.5.3.3. Facies de Packstones pelíticas.....	117
4.5.4. CASO PRACTICO N° 6.	
ESTUDIO ESTRUCTURAL DEL GRUPO THAMAMA	
(Campo petrolífero de Sahil)	118
4.5.4.1. Influencia de las fallas en la producción de hidrocarburos.....	119
4.5.4.2. Detección de fallas.....	119
4.5.4.3. Identificación de fallas con Dipmeter.....	121
4.5.4.4. Identificación de fallas con Microescáner.....	124
4.5.4.4.a. Reducción de espesor en fallas normales.....	124
4.5.4.4.b. Buzamientos en zonas deformadas de falla.....	125
4.5.4.4.c. Interpretación de las imágenes en las zonas deformadas de falla.....	125
4.5.5. CASO PRACTICO N°7	
ESTUDIO ESTRUCTURAL GEOLOGICO-GEOFISICO EN LA FORMACIÓN SUDAIR	128
4.5.5.1. Interpretación geológica.....	129
4.5.5.2. Interpretación geofísica.....	129
4.5.5.3. Modelos sísmicos.....	130
4.5.5.4. Obtención del Perfil Sísmico Vertical (PSV).....	131
4.5.5.5. Resultados del Perfil Sísmico Vertical (PSV).....	131
4.5.5.6. Comparación PSV y Sismograma Sintético.....	131
4.6. LA FORMACIÓN SHUAIBA.....	132
4.7. LA FORMACIÓN MISHRIF.....	133
4.8. LA FORMACIÓN SIMSIMA.....	135
4.8.1. CASO PRACTICO N° 8	
INFLUENCIA DE LA FRACTURACION EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA DOLOMITIZACIÓN Y EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE LA FORMACION SIMSIMA	
(Campo petrolífero Shah)	135
4.8.1.1. Identificación de estructuras sedimentarias.....	136

	<u><i>Página</i></u>
4.8.1.1.a. Identificación de los contactos de la roca almacén.....	136
4.8.1.1.a.a. Top R1 Reservoir Zone.....	137
4.8.1.1.a.b. Top R2 Reservoir Zone.....	137
4.8.1.1.a.c. Top R3a Reservoir Zone...	137
4.8.1.1.a.d. Top R3b Reservoir Zone...	137
4.8.1.1.a.e. Top R3c Reservoir Zone...	137
4.8.1.1.a.f. Base de la formación Simsima.....	138
4.8.1.2. Identificación de estructuras diagenéticas.....	138
4.8.1.2.a. Porosidad parcheada.....	138
4.8.1.2.b. Caliza nodular.....	139
4.8.1.2.c. Estructuras de disolución.....	139
4.8.1.2.d. Dolomitización y fracturas...	139
4.8.1.2.e. Fracturas de karstificación....	140
4.8.1.2.f. Los sistemas de fracturas y la permeabilidad.....	141
4.8.1.2.g. Disolución por presión y estilolitos.....	142
4.8.1.3. Fracturas y Microescáner.....	142
4.8.2. CASO PRACTICO N° 9	
<i>IDENTIFICACION DE FACIES CON</i>	
<i>MICROESCANER EN LA FORMACION SIMSIMA</i>	
<i>(Campo Petrolífero Bu Hasa)</i>	143
4.8.2.1. Identificación de Facies.....	144
4.8.2.1.a. Packstones nodulares.....	144
4.8.2.1.b. Packstones y microestilolitos	145
4.8.2.1.c. Packstones dolomíticas.....	145
4.8.2.1.d. Packstones con nódulos de anhidrita.....	145
4.8.2.2. Evaluación de las pasadas de Microescaner.....	146
4.8.2.3. Interpretación con Dipmeter (SHDT)..	146
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES	148
CAPÍTULO VI BIBLIOGRAFÍA	155

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1. El instrumento medidor de buzamientos, Dipmeter, es revisado antes de ser introducido en el sondeo.
- Figura 2. Componentes del Microescáner mostrando los 27 electrodos de los brazos tercero y cuarto.
- Figura 3. Elementos estructurales y placas tectónicas en Oriente Medio con las secciones AB y CD.
- Figura 3a. Secciones transversales en el Mar Rojo (Tipo Rift) y del Escudo/Plataforma Arábigo y Golfo Pérsico.
- Figura 4. Imagen Landsat mostrando plegamientos NW-SE causados por choque de las placas Arábigo y Asiática.
- Figura 5. Grandes anticlinales concéntricos producidos por el stress creado al chocar las placas Arábigo y Asiática.
- Figura 6. Campos Petrolíferos de Oriente Medio.
- Figura 7. Campos petrolíferos y elementos estructurales en Abu Dhabi.
- Figura 7a. Formaciones que proporcionan rocas madres, rocas almacén y rocas impermeables en los campos petrolíferos de Oriente Medio.
- Figura 8. Orientación E-W de los campos petrolíferos del Sur de Irán (Formación Asmari) paralelamente a estructuras de cabalgamiento.
- Figura 9. Correlaciones Lito-Estratigráficas en Oriente Medio
- Figura 10. Correlaciones estratigráficas de sondeos en campos petrolíferos de la zona marítima de Abu Dhabi.
- Figura 11. Correlaciones estratigráficas de sondeos en campos petrolíferos tierra adentro de Abu Dhabi.
- Figura 12. El instrumento medidor de buzamientos, Dipmeter, y geometría de los buzamientos de la estratificación.
- Figura 13. Registro de Microescáner mostrando laminación inclinada y fracturas subverticales.
- Figura 14. Relación de los perfiles de sondeo con la mineralogía, la textura y la estructura.
- Figura 15. *Proceso de obtención de Electrofacies.*
- Figura 16. Posibles interpretaciones de los modelos de buzamientos en los perfiles de Dipmeter.
- Figura 17. Determinación de facies en materiales clásticos mediante las curvas de resistividad del Dipmeter.
- Figura 18. Clasificación de rocas carbonatadas (Dunham, 1962).
- Figura 19. La porosidad en carbonatos (Choquette y Pray, 1970).
- Figura 20. Fotografía de microscopio electrónico presentando oolitos muy abundantes en sedimentos recientes de Abu Dhabi.
- Figura 21. Fotografía de microscopio electrónico presentando cristales de dolomita bien desarrollados con porosidad intercrystalina (formación Arab zona C)
- Figura 22. Testigo de la formación Khuff (Pérmico) presentando fracturas subverticales y nódulos de anhidrita.

Figura 23. Perfiles Geodip y Global en la formación Khuff.

Figura 24. Identificación de fracturas subverticales en calizas pelíticas mediante el Microescáner de formaciones (MSF).

Figura 25. Determinación de la profundidad, dirección y ángulo de buzamiento y dirección de fracturas inclinadas.

Figura 26. Mediciones de fracturas inclinadas obtenidas por el Microescáner en la formación Khuff.

Figura 27. Determinación de la profundidad, dirección y ángulo de buzamiento y dirección de fracturas subverticales

Figura 28. Mediciones de fracturas subverticales obtenidas por el Microescáner en la formación Khuff.

Figura 29. Determinación de la dirección de buzamiento y dirección de fracturas en las imágenes del Microescaner (formación Khuff).

Figura 30. Sondeo de paredes irregulares causadas por stress tectónico.

Figura 31. Direcciones de las fracturas obtenidas por el Microescáner en la formación Khuff.

Figura 32. Buzamientos de las fracturas obtenidas por el Microescáner en la formación Khuff.

Figura 33. Elementos estructurales de la península Arábiga.

Figura 34. Fallas Normales y Elipse de deformación.

Figura 35. Dirección de las fracturas dominantes (N35°E) mostrando fracturas verticales asociadas y direcciones de buzamientos al NWWNW y SEESE.

Figura 36. Relación entre la dirección y buzamiento de las fracturas con la dirección dominante de las fallas en la formación Khuff.

Figura 37. Los sondeos inclinados (A), en contra del buzamiento de las fracturas, tendrían mayor producción (formación Khuff/Campo ABK).

Figura 38. Orientaciones en la producción de hidrocarburos según la dirección de las fracturas dominantes (N25°E).

Figura 39. Fracturas dominantes de más de 4 pies en dirección N35°E identificadas en zona estilolítica (formación Khuff).

Figura 40. Las fracturas dominantes, de gran extensión, han logrado la permeabilidad suficiente para salvar el obstáculo de las zonas de estilolitos.

Figura 41. Las abundantes fracturas en esta zona de estilolitos ha mejorado la poropermeabilidad y saturación de hidrocarburos

Figura 42. Perfiles de sondeos y evaluación de fluidos (Global) en la formación Araej (Jurásico Medio).

Figura 43. Fotografía de microscopio electrónico de la formación Araej Inferior mostrando porosidad por disolución.

Figura 44. Laminación en la formación Araej Superior

Figura 45. Comparación del Microescáner con testigos con identificación de porosidad parcheada en calizas arrecifales con intervalos de estilolitos (formación Araej Superior).

Figura 46. Patchy porous limestones overlying a relatively tighter interval caused by stylolitization, Upper Araej formation.

- Figura 47. Tight limestone section caused by stylolites and stylolite zones, Upper Araej.
- Figura 48. Alternating porous and tight limestones caused by stylolitization, Upper Araej formation.
- Figura 49. Tight and porous limestones (white and dark intervals), Upper Araej formation.
- Figura 50. Alternating porous and tight limestones caused by stylolitización, Upper Araej.
- Figura 51. Tight limestone section originated by stylolite seams and stylolite zones, Upper Araej.
- Figura 52. Tight limestone caused by stylolitization, Uweinat formation.
- Figura 53. Tight dolomite section caused by stylolitization, Lower Araej.
- Figura 54. Subrounded porosity patches in tight limestones, Upper Uweinat.
- Figura 55. Relatively porous and tight limestones (dark and grey intervals) identified in the Uweinat formation.
- Figura 56. Tight limestone interval caused by stylolitization, Uweinat formation.
- Figura 57. Tight limestone interval caused by stylolitization reducing porosity and permeability, Uweinat formation.
- Figura 58. Tight and porous intervals in the Uweinat formation.
- Figura 59. Porous interval with a relatively tight section in the middle caused by stylolitization, Uweinat formation.
- Figura 60. Tight dolomitic interval caused by stylolitization, lower Araej.
- Figura 61. Microscanner-core comparison with identification of stylolites and anhydrite nodules in a tight section, lower Araej.
- Figura 62. Fractures in the lower Araej section.
- Figura 63. Tight dolomites due to stylolitization.
- Figura 64. Thin and heterogeneous reservoirs in the lower Araej which produced gas and some condensate.
- Figura 65. Zona estilolitica en la formacion Araej Inferior.
- Figura 66. Identificación por Geodip de ciclos de Sabkha (Dolomías y Anhidrita) en la formación Arab (Jurásico Superior).
- Figura 67. Tidal depositional environment in carbonates determined by SHDT (Local and Side by Side dips). Upper Arab formations.
- Figura 68. Isochores of sedimentary environments showing thickening and thinning of sediments along a general NW-SE direction in agreement with Geodip results.
- Figura 69. Geodip showing current direction (ESE) in moderate diagenetic grainstones.
- Figura 70. Ripple cross-lamination in tidal lagoon environment. Arab D.
- Figura 71. Geodip results over tar zone. Arab D.
- Figura 72. General Dipmeter results in carbonate environments under diagenesis.
- Figura 73. Geodip results in Diagenetic environments. Arab C.
- Figura 74. Microresistivity response in anhydritic dolomites. Arab B

Figura 75. The gamma ray log as indicator of tidal environments in the upper Arab formations.

Figura 76. Microresistivity resolution in gradational interval between high resistivity lime mudstones and low resistivity dolomites.

Figura 77. Microresistivity responses in tight lime mudstones and porous dolomites. Arab D.

Figura 78. Microresistivity resolución in tight and porous dolomite, Arab D.

Figura 79. Microresistivity response in porous and tight dolomites, Arab D.

Figure 80. Microresistivity response to fracturing, upper Arab D.

Figura 81. Microresistivity response in dolomitic anhydrite.

Figura 82. High linear microresistivity in zones of bitumen tar.

Figura 83. Microscanner-core comparison of lamination, algal mat and anhydrite stringer, Arab B formation.

Figura 84. Carbonate-Anhydrite cycles in the Arab B formation.

Figura 85. Carbonate-anhydrite cycles in the Arab C formation.

Figura 86. Carbonate reservoirs in the Arab C formation with inclusions of nodular anhydrite.

Figura 87. Alternating tight limestones and porous dolomites with anhydrite nodules.

Figure 88. Nodular anhydrite (white) in conductive carbonates (limestones and dolomites), Arab B.

Figure 89. Microscanner-core comparison identifying filled fracture, stylolite and sharp contact, Arab A.

Figura 90. Microscanner identification of thin lamination indicating algal mat development (tidal environment, Arab B).

Figura 91. Microscanner identification of tidal lamination, Arab C.

Figura 92. Microscanner identification of cross-bedding and herring bone structure characterizing tidal environment, Arab A.

Figure 93. Microscanner identification of anhydrite nodules and lamination in dolomitized packstones/grainstones (tidal environment, Arab B).

Figura 94. SW direction of sediment transport from dolomitized cross bedding, Arab A.

Figura 95. Limestone lamination disrupted by diagenetic anhydrite, Arab D.

Figura 96. Microscanner identification of dolomitized patches of packstones - grainstones showing higher porosity and cross bedding, Arab A.

Figura 97. Microscanner identification of dolomitized patches and laminae with higher porosity, Arab B.

Figura 98. Organic cementation by bitumen.

Figura 99. Identification of dolomitic packstones cemented by bitumen as high resistivity Microscanner images.

Figure 100. Microscanner identification of tight nodular lime mudstones surrounded by conductive argillaceous seams as a result of pressure solution, Arab C.

Figura 101. Microscanner identification of fractures in tight packstones, Arab C.

Figura 102. Stylolite related fracture, unloading fractures and the paleo-stress that originated them.

Figura 103. Generación de estilolitos por disolución por presión.

Figura 104. Fracture identification in tight dolomitic wackestones, Arab C.

Figura 105. Microscanner identification of laminated limestone contorted by growth of diagenetic anhydrite, Arab C.

Figura 106. Microscanner identification of contorted dolomite laminae in massive anhydrite interval (Sabhka supratidal environment, Arab A.).

Figura 107. Microscanner identification of diagenetic anhydrite reducing porosity and hydrocarbon content in Arab C reservoir.

Figura 108. Why are these dolomites tight ?

Figura 109. Tight dolomites, Arab D.

Figura 110. Tight dolomites, Arab D.

Figura 111. Microscanner identification of stylolites in tight dolomites, Arab D

Figura 112. Microscanner identification of stylolites in tight dolomites, Arab D

Figura 113. Three Microscanner runs displayed with pad orientation

Figura 114. Pressure solution features which are likely to be identified by Microscanner

Figura 115. Open fractures associated with subhorizontal lamination and stylolites, Arab D.

Figura 116. Three Microscanner runs display with pad orientation.

Figura 117. Open fracture associated with stylolites can provide reservoir communication, Arab D.

Figura 118. Three Microscanner runs with pad orientation, Arab D.

Figura 119. Estadios de la asociación de estilolitos y dolomías.

Figura 120. High gamma values associated with tight dolomites, Arab D.

Figura 121. Stylolitization effects increasing radiactivity and reducing porosity and fluid content, Arab D.

Figura 122. Effects of different degrees of stylolitization in the carbonate matrix and contents of the stylolite seam.

Figura 123. SHDT interpretation (Dualdip) indicating the occurrence of open fractures associated with stylolites and dolomites.

Figura 124. Relationship between stylolites identified by Microscanner with open hole logs and hydrocarbon fluids, Arab D.

Figura 125. Identification of sedimentary and diagenetic features, Arab D.

Figura 126. Comparison of electrofacies results and log data.

Figura 127. Comparison of eletrofacies obtained from the data bank (right) with core data.

Figura 128. Electrofacies correlation in the Arab formation showing the complexity of diagenetic facies changes and pinch-outs.

Figura 129. Nodular anhydrite (white) in carbonates (limestones and dolomites), Hith formation.

Figura 130. Anhydrite interval with thin layers of dolomite (from mud log), Hith formation.

- Figura 131. Steep contact Anhydrite/Dolomite, Hith formation.
- Figura 132. Anhydritic dolomite, Hith formation.
- Figura 133. Perfiles de sondeos y analisis de fluidos (Global) en la formación Thamama (Zona marítima de Abu Dhabi).
- Figura 134. Perfiles de sondeos y analisis de fluidos (Global) en la formación Thamama (Zona marítima de Abu Dhabi).
- Figura 135. Stylolitic lime mudstone.
- Figura 136. Geodip response to stylolite zone.
- Figura 137. Stylolite zones reduce porosity and permeability in carbonate reservoirs.
- Figura 138. Stylolite zones from core data can be identified by Geodip.
- Figura 139. Campo petrolifero de Sahil mostrando los sondeos utilizados en la correlación de zonas estilolíticas.
- Figura 140. Dipmeter interpretation procedure in carbonates.
- Figura 141. Comparison between stylolite identification by Geodip and by MSFL.
- Figura 142. Identification of permeability barriers.
- Figura 143. Correlation of stylolite zones based on Geodip interpretation.
- Figura 144. Geodip curves showing facies signature changes from flank to crestal areas and facies thinning due to faulting.
- Figura 145. Correlation with Geolog.
- Figura 146. Location of reservoir features in relation to structures.
- Figura 147. Dips increasing downwards (red pattern) produced by draping of shale laminae over limestones, Dense Bad member.
- Figura 148. Identification of conductive shale laminations and pyrite nodules (P) characterizing the Dense Bad member.
- Figura 149. Massive homogeneous intervals of argillaceous limestones interrupted by shale laminations. Section between zones B and C (Thamama formation).
- Figura 150. Tight limestones with pyrite nodules (P) and conductive shale laminations typical of dense zones, Thamama, zone C.
- Figura 151. Identification of algae Baccinella boundstones underlying tight stylolite zone. Thamama, zone C.
- Figura 152. Identification of pellicital algae packstones, Thamama, zone B.
- Figura 153. Bedding disturbance probably produced by burrowing or diagenesis, Thamama, zone C.
- Figura 154. Análisis estructural en el campo petrolífero "El Morgan" (Golfo de Suez) a lo largo del tiempo.
- Figura 155. Imagen del plano de falla y laminaciones obtenida por el Microescáner de formaciones.
- Figura 156. Structural model for Sahil field. CFP Total.
- Figura 157. Structural model for Sahil field. Adco.
- Figura 158. Interpretación estructural en el sondeo SA-34 (Campo Sahil).
- Figura 159. Reducción de espesor (36 pies) en los perfiles de Rayos Gamma entre los sondeos SA-21 y SA-34.
- Figura 160. Geometria de fallas interpretadas con Dipmeter en el subsuelo.

Figura 161. Possible Faulting.

Figura 162. Interpretación estructural en el sondeo SA-7. (Campo Sahil).

Figura 163. Missing interval by normal faulting in well SA-7 (Sahil Field).

Figura 164. Comparison of "STANDARD PLOT" and "CLUSTER" results

Figura 165. Seismic map with the NE-SW strike of the fault in the proximity of wells SA-7 and SA-14 in agreement with the Dipmeter interpretation.

Figura 166. Changes in the structural dip.

Figura 167. Structural interpretation from Dipmeter (MSD).

Figura 168. Fault interpretation from Microscanner and dips (MSD).

Figura 169. Fault interpretation from Microscanner and dips (MSD).

Figura 170. Fault interpretation from Microscanner and dips (MSD).

Figura 171. Dipping fault plane.

Figura 172. Interpretación estructural de los datos de Dipmeter en el sondeo SARB-8 (Formación Sudair-Triásico Inferior).

Figura 173. Interpretación sísmica en la formación Sudair (Triásico Inferior)

Figura 174. Modelo estructural mediante el Perfil Sísmico Vertical (PSV).

Figura 175. Perfil Sísmico Vertical mostrando reflectores debajo de la formación Khuff.

Figura 176. Comparación entre el Perfil Sísmico Vertical (PSV) y el Sismograma Sintético (SS).

Figura 177. Correlación entre el Perfil Sísmico Vertical, Sismograma Sintético (Geogram) y Perfil Sísmico.

Figura 178. Modelo estructural de la interpretación sísmica de la falla intersectada en el sondeo SARB-8.

Figura 179. Zonas de facies arrecifales de la formación Shuaiba con sus correspondientes valores de poropermeabilidad.

Figura 180. Perfiles de sondeos y análisis de fluidos (Global) en la formación Shuaiba (Aptense).

Figura 181. Ciclos de secuencias regresivas en la formación Mishrif.

Figura 182. Litofacies arrecifales de la formación Mishrif.

Figura 183. Perfiles de sondeos y análisis de fluidos (Global) en la formación Mishrif.

Figura 184. Distribución de los organismos en relación con los medios sedimentarios de la formación Mishrif.

Figura 185. Distribución de la porosidad en la formación Mishrif en relación con los medios sedimentarios.

Figura 186. Alternating tight and porous intervals showing sharp heterogenous contacts. Simsima formation.

Figura 187. Sharp boundary between tight and porous interval and tight nodules.

Figura 188. Identification of sharp contacts between porous and tight intervals.

Figura 189. Top R1 (4205 Ft) showing the contact between Umm Er Radhuma shales (above) and Upper Simsima argillaceous carbonates (below).

Figura 190. Top R2 (4.276 Ft) showing the base of the Upper Simsima (above) with uniform cyclic sedimentation.

Figura 191. Top R3a (4.364 Ft) showing leached dolomite reservoir fabrics.

Figura 192. Top R3b (4.406 Ft.) showing nodular and laminated dolomitic limestones (dark) with resistive shales (gray)

Figura 193. Top R3c showing the contact between patchy dolomites with hydrocarbons (above) and nodular and laminated limestones without hydrocarbons content (below)

Figura 194. Base Simsima (4.472 Ft) showing the contact of nodular and laminated limestones (above) and dolomitic shales (below).

Figura 195. Differentiation between regular and patchy sedimentation in the Upper Simsima.

Figura 196. Connected dolomite patches (dark) enhancing porosity and permeability in the Upper Simsima.

Figura 197. Non-connected dolomitized patches (dark) reducing porosity and permeability in the R3a reservoir

Figura 198. Microscanner images in bad hole sections, R3a reservoir.

Figure 199. Mapping of well resistivity by two runs of the Microscanner showing patchy porosity in heterogenous beds.

Figure 200. Identification of tight subrounded patches (nodules ?) in interval with good porosity.

Figura 201. Patchy porosity and dipping fractures showing different degrees of conductivity (open and closed fractures ?).

Figura 202. Identification of porous interval with uniform conductivity overlying a tighter interval with patchy porosity.

Figure 203. Highly heterogeneous beds showing tight and conductive patches.

Figura 204. Porosity patches in tight section.

Figura 205. Resistive nodules in porous dolomite. R3b reservoir.

Figura 206. Nodular section in the R3c zone.

Figura 207. Laminar and nodular section in the R3c zone.(Probable fractures).

Figura 208. Laminar and nodular section in the R3c zone with steep dipping fractures.

Figura 209. Intercalations of dolomite laminae (dark) and resistive argillaceous limestones (gray), Upper Simsima.

Figura 210. Steep dolomitized intervals (dark) associated with fracture-like features in the Upper Simsima.

Figura 211. Steep dolomite bands (dark) showing close association with steep dipping fractures, Upper Simsima.

Figura 212. Subvertical and steep dipping fractures in the Upper Simsima.

Figura 213. Subvertical and steep dipping fractures in the Upper Simsima.

Figura 214. Occurrence of dipping fractures (associated with dolomitization) and subvertical fractures (associated with tight argillaceous limestones)

Figura 215. Steep dolomite bands associated with former fracturing, Upper Simsima.

Figura 216. Shear fracture system associated with dolomitization, R2 reservoir.

Figura 217. Steep dipping fractures associated with dolomitization bands, R2 reservoir.

Figura 218. Crossed patterns ("X") of dolomitization due to shear fracturing, R3b reservoir.

Figura 219. Dolomitic shales. Base Simsima.

Figura 220. Dolomitic shales. Base Simsima.

Figura 221. Fracture identification in tight intervals separated by thin conductive dolomitic intervals (dark color).

Figura 222. Identification of sinusoidal traces of steep fractures in the wrap around images of the formation Microscanner (two runs).

Figura 223. Procesos desencadenantes de la fracturación en la formación Simsima.

Figura 224. Fractures enlarged by solution (karstification), Simsima formation.

Figura 225. Highly fractured section showing high conductivity and permeability due to karstification. Subvertical fractures branching off.

Figure 226. Diagram from Microscanner showing the fracture interconnecting system that enhances permeability in the Simsima reservoirs.

Figura 227. Identification of fractures and stylolite zones with tight sections (light gray color) and porous intervals (dark color).

Figura 228. Tight interval showing fractures associated with stylolites, Simsima formation.

Figura 229. Thin tight zone bounded by stylolites in a porous section. Simsima formation.

Figura 230. High sampling rate Global.

Figura 231. Sharp contact boundary between porous dolomite (dark) and tight argillaceous limestones (gray color section), R2 reservoir (Simsima)

Figura 232. Crossed patterns ("X") of dolomitization due to intersecting shear fractures, R2 reservoir. Simsima formation.

Figura 233. Perfil de producción (Global) indicando buenas características de la roca almacén en las secciones dolomitizadas. Formación Simsima.

Figura 234. Microscanner identification of nodular lime packstones subbounded by argillaceous seams.

Figura 235. Can microstylolites be identified by Microscanner ?.

Figura 236. Identification of microstylolite zones by SHDT.

Figura 237. Microscanner - core comparisons (3 runs), Simsima formation.

Figura 238. Comparison of Microscanner and core data, Simsima formation.

Figura 239. Microscanner - Core comparison, Simsima formation.

Figura 240. Microscanner identification of anhydrite nodules and nodular limestone surrounded by argillaceous seams.

Figura 241. Microscanner identification of anhydrite nodules in dolomite packstones. Simsima formation.

Figura 242. Microscanner identification of porous grainstones with large anhydrite nodules. Simsima formation.

Figura 243. Microscanner identification of anhydrite nodules in lime packstones.

Figura 244. Increasing borehole coverage in successive runs and repeatability of Microscanner results. Simsima formation.

Figura 245. SHDT identification of nodular packstones with argillaceous seams (facies A and D) and alternation of gray packstones with dark brown dolomitic layers (facies B = C)

Figura 246. Identificación de nódulos de anhidrita por Dualdip y Duadim

Figura 247. Identificación de nódulos de anhidrita por Dualdip y Duadim

LISTA DE TABLAS

Tabla I. Influencia de la diagénesis en los buzamientos de Dipmeter.

Tabla II. Aplicación de las curvas de resistividad del Dipmeter en la identificación de carbonatos y sus propiedades.

EL INSTRUMENTO MEDIDOR DE BUZAMIENTOS, DIPMETER,
ES REVISADO ANTES DE SER INTRODUCIDO EN EL SONDEO

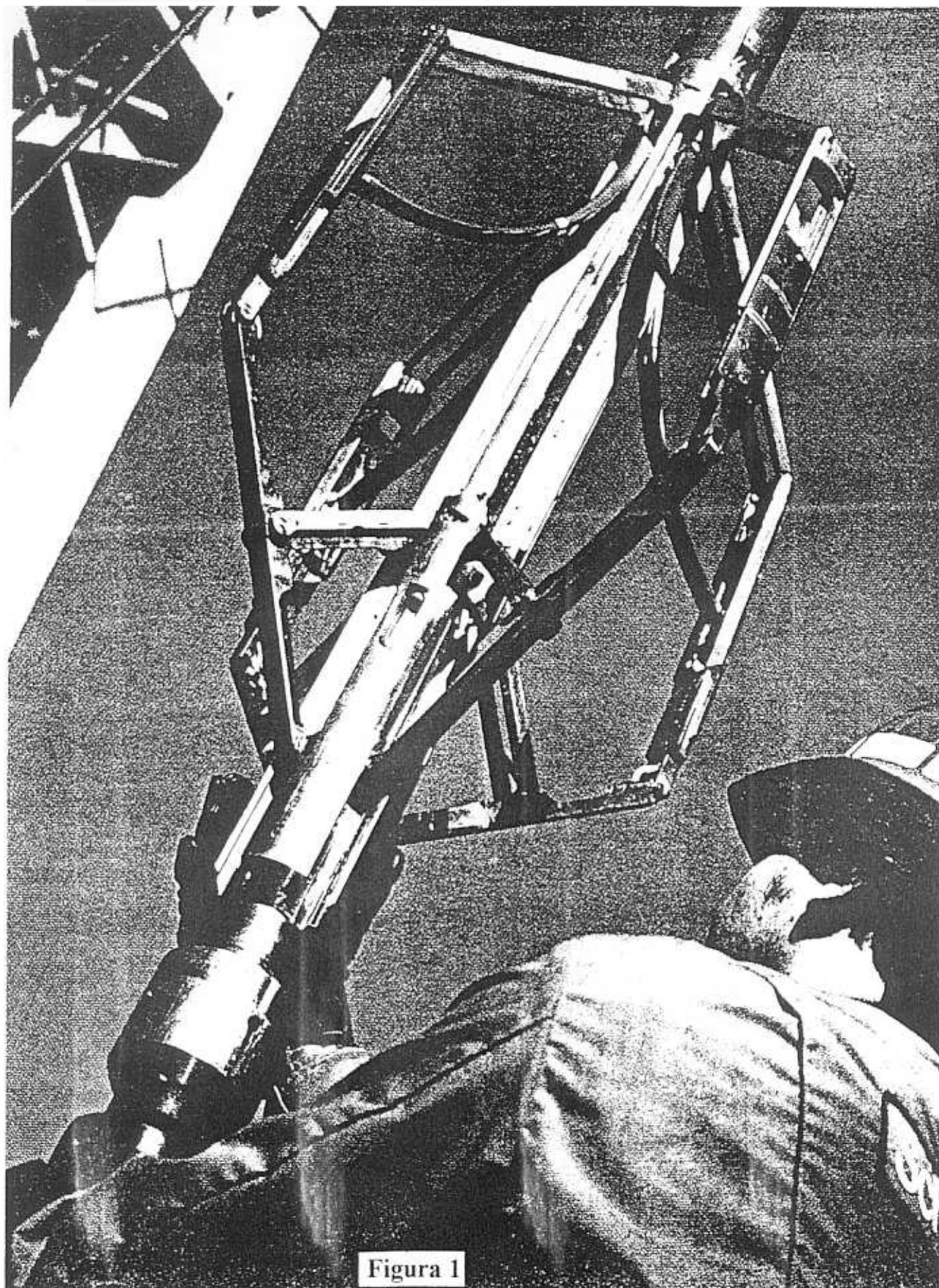


Figura 1

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

Este estudio de las formaciones geológicas de Abu Dhabi, se ha realizado principalmente mediante la interpretación y correlación de los perfiles de sondeos y testigos de muestras, procedentes de los pozos de petróleos perforados en tierra y en el mar, para la producción de hidrocarburos.

Como las formaciones carbonatadas de Abu Dhabi están cubiertas en toda su extensión, no ha sido posible hacer correlaciones con ningún tipo de afloramientos. Estas formaciones, depositadas en plataformas marinas de poca profundidad, están cubiertas por grandes extensiones de dunas, superficies de gravas y cantos angulares formando el típico "suelo del desierto" y depósitos evaporíticos de **sabkhas**, por los que la zona costera de Abu Dhabi es bien conocida en la bibliografía geológica internacional gracias a los trabajos de grupos británicos que realizaron varias tesis doctorales de la zona. Entre estos autores podemos destacar a Evans (1964), Butler (1965), Kinsman (1966), Kendall y Skipwith (1968), y Schneider (1975).

El perfil de sondeo más utilizado en este proyecto es el **Dipmeter**, ya que es el instrumento que proporciona más datos geológicos, entre ellos, el buzamiento de las capas. Estos buzamientos se consiguen mediante la correlación de curvas de resistividad, obtenidas preferentemente en los contactos con la estratificación por medio de electrodos que están situados en los brazos extensibles de este instrumento. Estos brazos están siempre en contacto con las paredes del pozo y son cuatro en los Dipmeters modernos (Fig. 1).

Durante más de 50 años, los perfiles de **Dipmeter** han sido utilizados con notable éxito en la exploración y posterior desarrollo de campos petrolíferos. La bibliografía especializada rebosa con artículos que facilitan descripciones detalladas de interpretaciones sedimentológicas y estructurales.

Lamentablemente, la inmensa mayoría de estas aplicaciones de **Dipmeter** han tenido lugar, con monótona persistencia, en regiones detríticas, siendo muy escasos los trabajos realizados en carbonatos. Teniendo en cuenta la gran extensión global ocupada por las regiones de carbonatos y su gran potencial como rocas capaces de almacenar hidrocarburos, la respuesta de estas formaciones en los perfiles de **Dipmeter** y su correcta interpretación, es un asunto importante por sus derivaciones científicas y económicas. La interpretación de estas respuestas del **Dipmeter** en regiones carbonatadas, constituye el motivo principal del presente estudio.

En el pasado, el uso de **Dipmeter** en estas regiones ha sido muy escaso debido a la creencia, bastante extendida y razonable en cierto modo, que los complejos procesos postsedimentarios de diagénesis que

tienen lugar en las rocas carbonatadas habrían afectado su estructura primaria tan severamente, que alterarían los rasgos sedimentarios originales y, por lo tanto, poca información podría conseguirse de los datos de buzamiento de estos perfiles, en contraposición a la gran riqueza de estos datos disponibles en las formaciones de areniscas. Esta creencia está tan extendida y es tan intuitiva, que incluso los especialistas de prestigio consultados en la etapa preliminar de este proyecto, se mostraron escépticos en cuanto a los resultados positivos de este trabajo.

Indudablemente, los procesos diagénéticos pueden eliminar parcial o totalmente la textura primaria en las rocas carbonatadas, Sin embargo, los resultados de este proyecto muestran que la información, verdaderamente importante, facilitada por las **curvas de resistividad del Dipmeter muestran una visión realista sobre los procesos sedimentológicos, diagénéticos e incluso estructurales que pueden haber afectado a las rocas carbonatadas.** Si los procesos diagénéticos han sido leves, las texturas sedimentarias y diagénéticas pueden coexistir en la roca siendo mostradas por los datos de buzamiento y por las curvas de resistividad. Si la diagénesis ha actuado en profundidad, sólo los procesos diagénéticos quedarán registrados en las curvas de resistividad. En cualquier caso, las curvas de resistividad del Dipmeter reflejan de una forma muy precisa el estado actual de la roca carbonatada, tal y como se encuentra en la roca almacén en el momento de la producción de hidrocarburos, que es lo que realmente interesa.

De todo esto se desprende, de una forma muy general, que *los valores de buzamiento tienen su aplicación máxima en regiones detríticas; en cambio, en carbonatos es donde se encuentran mayor utilidad a las curvas de resistividad.* Sin embargo, el estudio conjunto en cualquier región, de buzamientos y curvas de resistividad proporcionará, generalmente, los mejores resultados.

Este estudio se ha beneficiado notablemente del uso generalizado de la última generación de instrumentación de Dipmeters. Entre estos se encuentra el **Microescáner de Formaciones** o *Formation Microscanner (FMS)* como se le conoce en inglés, o también, **MST (Micro Scanner Stratigraphic Tool)**. La principal innovación de este Dipmeter de última generación, consiste en que dos de sus cuatro brazos (el tercero y cuarto) contienen cada uno **27 sensores** o electrodos que registran continuamente la resistividad de la formación con la que están en contacto (Fig.2). Como resultado, este Dipmeter proporciona una imagen de la resistividad (como contrapunto de la conductividad), de gran resolución. Esta imagen responde cualitativamente a los contrastes de microrresistividad, variando dentro de una gama de blanco a negro con diferentes intensidades de tonos grises entre ellos. *Las zonas claras están relacionadas con alta resistividad en la formación, mientras que, por el contrario, las zonas oscuras identifican zonas de conductividad.*

Las comparaciones efectuadas entre los perfiles del Microescáner de Formaciones y los testigos de muestra, sugieren un gran

parecido entre estos perfiles y las fotografías en blanco y negro de los testigos.

Schlumberger distribuyó internacionalmente los primeros prototipos del **Microescáner de Formaciones**, a mediados de 1984, en siete países diferentes, a fin de comprobar sus respuestas en diferentes regiones geológicas. La región de Abu Dhabi fue una de las primeras seleccionadas con el fin de estudiar las respuestas de este instrumento en los carbonatos de la zona. *Estos perfiles fueron cuidadosamente correlacionados con los testigos de muestra, consiguiéndose resultados muy interesantes en la identificación de laminación delgada, diferentes procesos diagenéticos como porosidad secundaria y estilolitos, así como aspectos estructurales tales como fracturas y fallas, las cuales juegan un papel muy importante en la producción de hidrocarburos en rocas carbonatadas.* Todos estos resultados serán presentados con detalle en los siguientes capítulos.

Siempre que ha sido posible, se ha procurado que las conclusiones presentadas en este estudio sean el resultado de diferentes líneas de evidencia apuntando en la misma dirección, tales como diferentes perfiles de sondeos (**radiactividad, porosidad, resistividad**), estudios de testigos, microfotografías e interpretaciones geológicas y geofísicas.

Este proyecto ha sido estructurado del siguiente modo: Introducción general en el capítulo primero. El marco geológico regional dentro de la tectónica de placas, su relación con la acumulación de hidrocarburos y la geología de Abu Dhabi son descritos el capítulo segundo. En el capítulo tercero se incluye la metodología usada en el proyecto, conteniendo una descripción de **Dipmeters** así como los procedimientos a tener en cuenta en su interpretación. El capítulo cuarto contiene las interpretaciones sedimentológicas, diagenéticas y estructurales en las formaciones de Abu Dhabi, siguiendo el orden cronológico de sedimentación. En este capítulo se han incluido **nueve casos prácticos**, ampliamente tratados, en los que el análisis de la información obtenida ha permitido al autor exponer todos los factores y dificultades que afectan la geología del petróleo en Oriente Medio, así como proponer iniciativas, metodologías y soluciones para todos estos problemas. Las conclusiones del estudio están descritas en el capítulo quinto, y la bibliografía en el capítulo siguiente.

El autor ha comunicado previamente parte de los resultados de este estudio en las siguientes conferencias internacionales:

GEOLOGY AND LOGGING. SCHLUMBERGER,

Dubai, U.A.E. 1983.

SCHLUMBERGER DIPMETER SEMINAR.

Paris 1984.

60TH ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE

AND EXHIBITION OF THE SOCIETY

OF PETROLEUM ENGINEERS (S.P.E.),

Las Vegas, NV. USA 1985.

COMPONENTES DEL MICROSCANER MOSTRANDO LOS 27 ELECTRODOS DE LOS BRAZOS TERCERO Y CUARTO

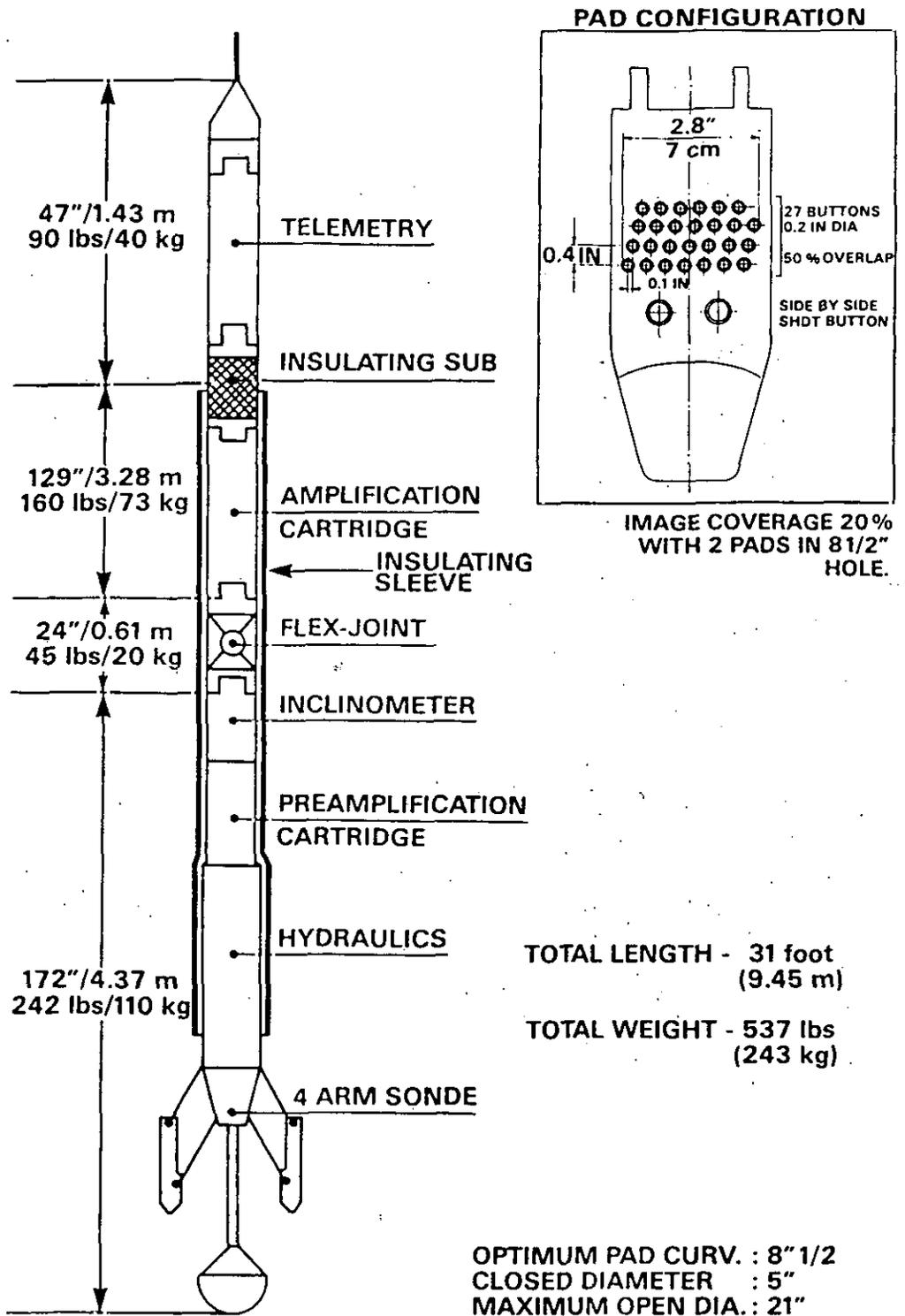


Figura 2

**SIXTH ANNUAL WIRELINE, SEISMIC AND
TESTING INTERPRETATION SYMPOSIUM.
SCHLUMBER-DOLL RESEARCH**

Ridgefield, CT. USA 1986.

**SECOND ABU DHABI PETROLEUM
CONFERENCE OF THE SOCIETY OF
PETROLEUM ENGINEERS (S.P.E.),**

ABU DHABI, U.A.E. 1986.

Otra parte importante de este estudio está incluida en numerosos informes técnicos y presentaciones preparadas por el autor para las compañías petrolíferas de Abu Dhabi (ver **Capítulo VI. Bibliografía**).

CAPÍTULO II. GEOLOGÍA REGIONAL

Para comprender mejor la geología de Abu Dhabi y cómo ha sido afectada por la tectónica regional, convendría relacionarla dentro del marco geológico de Oriente Medio al que pertenece.

En términos geológicos, **Oriente Medio** es una región de gran interés en la que en una distancia relativamente corta, de aproximadamente 900 kilómetros, se encuentran *varios estilos tectónicos* completamente diferenciados que caracterizan a esta región.

En un viaje imaginario en dirección Noreste que comenzara en Egipto, encontraríamos las *cuencas de extensión de tipo Rift, con abundantes bloques asociados a fallas normales que caracterizan la zona del Mar Rojo y el Golfo de Suez* (Figs. 3 y 3a). A continuación nos encontramos con las dos provincias geológicas que forman la península arábiga: El **escudo Arábigo** y la **plataforma Arábigo**. El escudo Arábigo está formado por rocas ígneas y metamórficas y ha permanecido como **cratón emergido** desde el Cámbrico. Más hacia el Este, encontramos la plataforma Arábigo que forma una gran extensión con un *paleotalud de inclinación suave hacia el Este* (Fig. 3a), la cual ha experimentado subsidencias periódicas, teniendo por resultado *una gran acumulación de litofacies que ocupan grandes extensiones, y cuyas edades van desde el Cámbrico hasta el Pleistoceno, sin que hayan sufrido grandes transformaciones tectónicas*. Esta zona de la plataforma Arábigo, es precisamente la que caracteriza la geología de los Emiratos Arabes Unidos y Qatar. Nuestro viaje hacia el Este terminaría en Irán, en el sistema de *cabalgamientos que caracterizan la región de las montañas Zagros, cuyos mantos de corrimiento se extienden por encima de la plataforma Arábigo* (Fig. 3a). La figura 4 presenta una imagen de satélite *Landsat* sobre Irán que refleja el sistema de plegamientos con orientación Noroeste-Sureste, que fueron causados por la interacción de las placas Arábigo y Asiática. El autor ha tenido la fortuna de trabajar en estos estilos tectónicos de Oriente Medio, incluso en el mismo orden que se han descrito en este viaje hacia el Este, y cuyos resultados, en la región de Abu Dhabi, serán expuestos en este estudio.

2.1. TECTÓNICA DE PLACAS.

Estos estilos tectónicos bien diferenciados, constituyen el resultado de la estrecha interacción de la tectónica de placas en la región y, como se verá en la siguiente sección, *tiene importantes consecuencias en la presencia, tamaño y orientación de los campos de petróleo de Oriente Medio*.

Las placas **Africana** y **Arábigo** que habían permanecido unidas hasta el Oligoceno, tienen por lo tanto la misma carga de sedimentos en sus extremos. Durante el Pre-Oligoceno, estos sedimentos fueron sometidos a

**ELEMENTOS ESTRUCTURALES Y PLACAS TECTONICAS EN
ORIENTE MEDIO Y OCEANO INDICO CON LAS SECCIONES AB Y
CD**

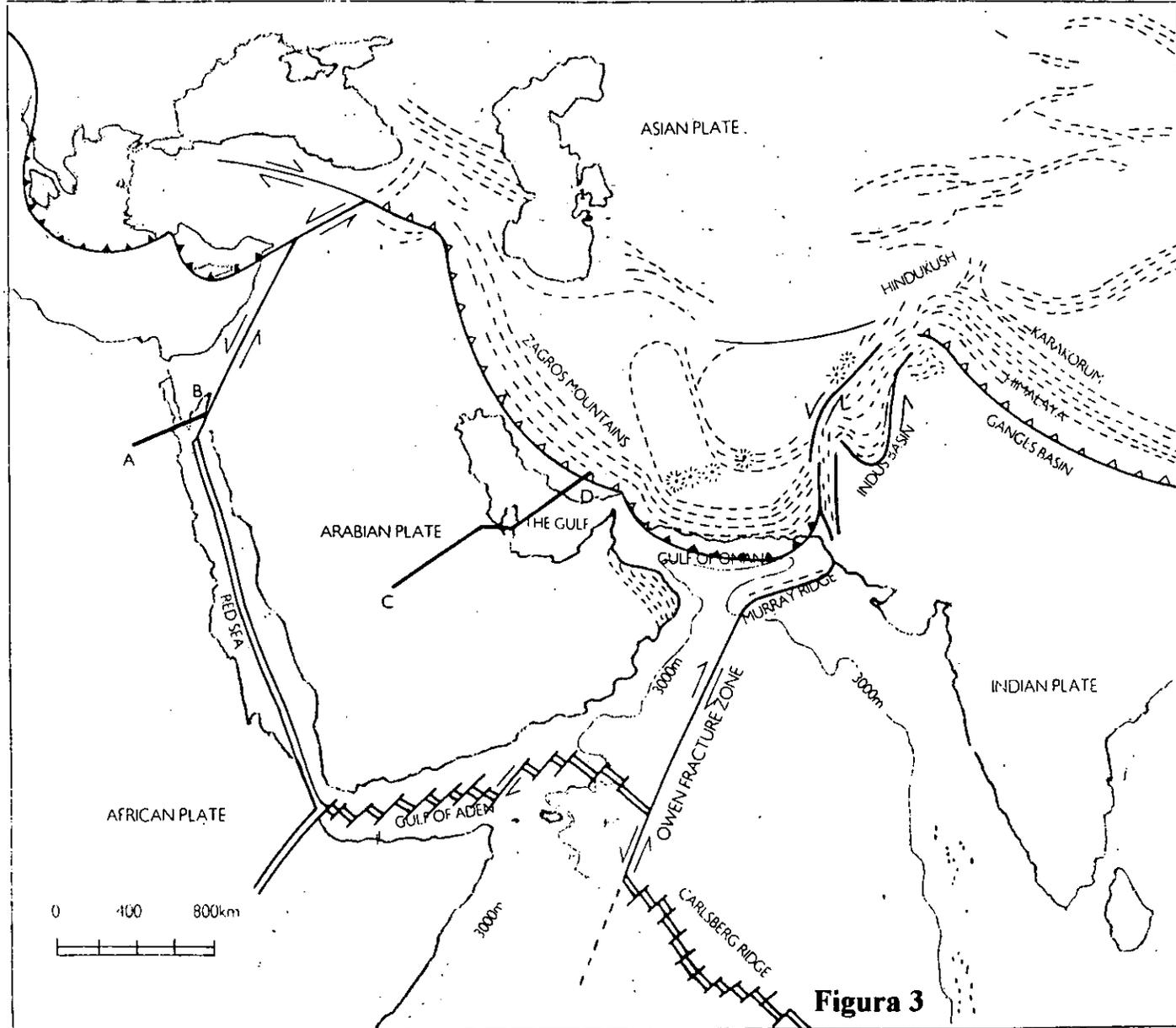


Figura 3

SECCIONES TRANSVERSALES EN EL MAR ROJO (TIPO RIFT) Y DEL ESCUDO/PLATAFORMA ARABIGOS Y GOLFO PERSICO

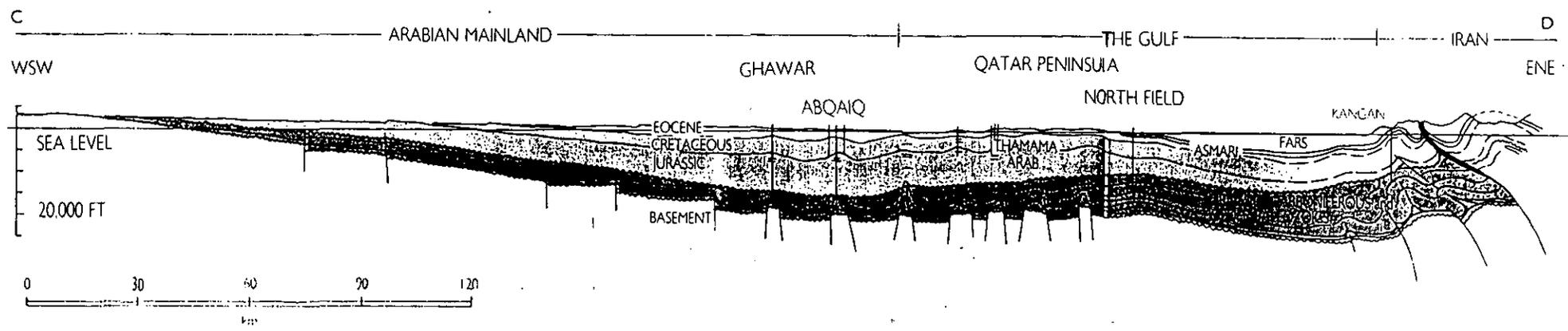
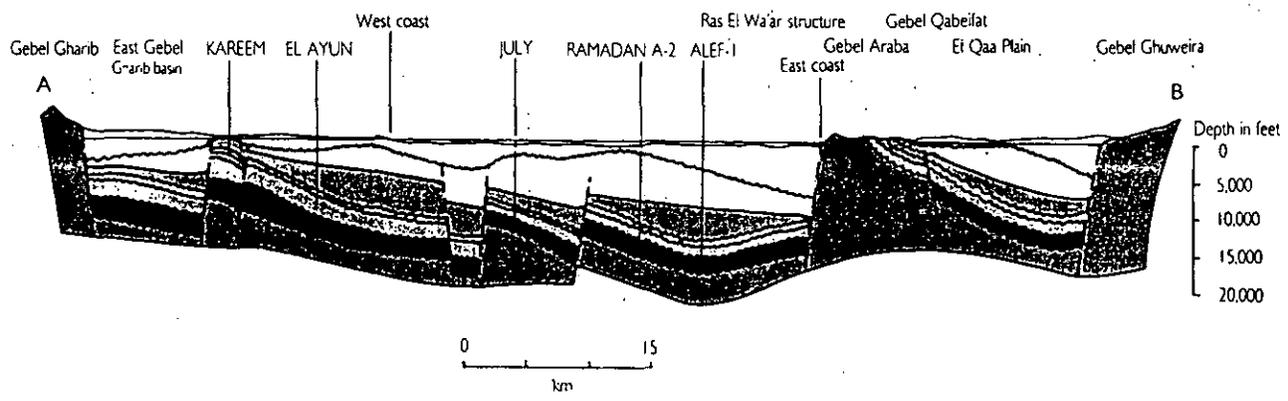


Figura 3a

**IMAGEN LANDSAT MOSTRANDO PLEGAMIENTOS NW-SE
CAUSADOS POR CHOQUE DE LAS PLACAS ARABIGA Y ASIATICA**

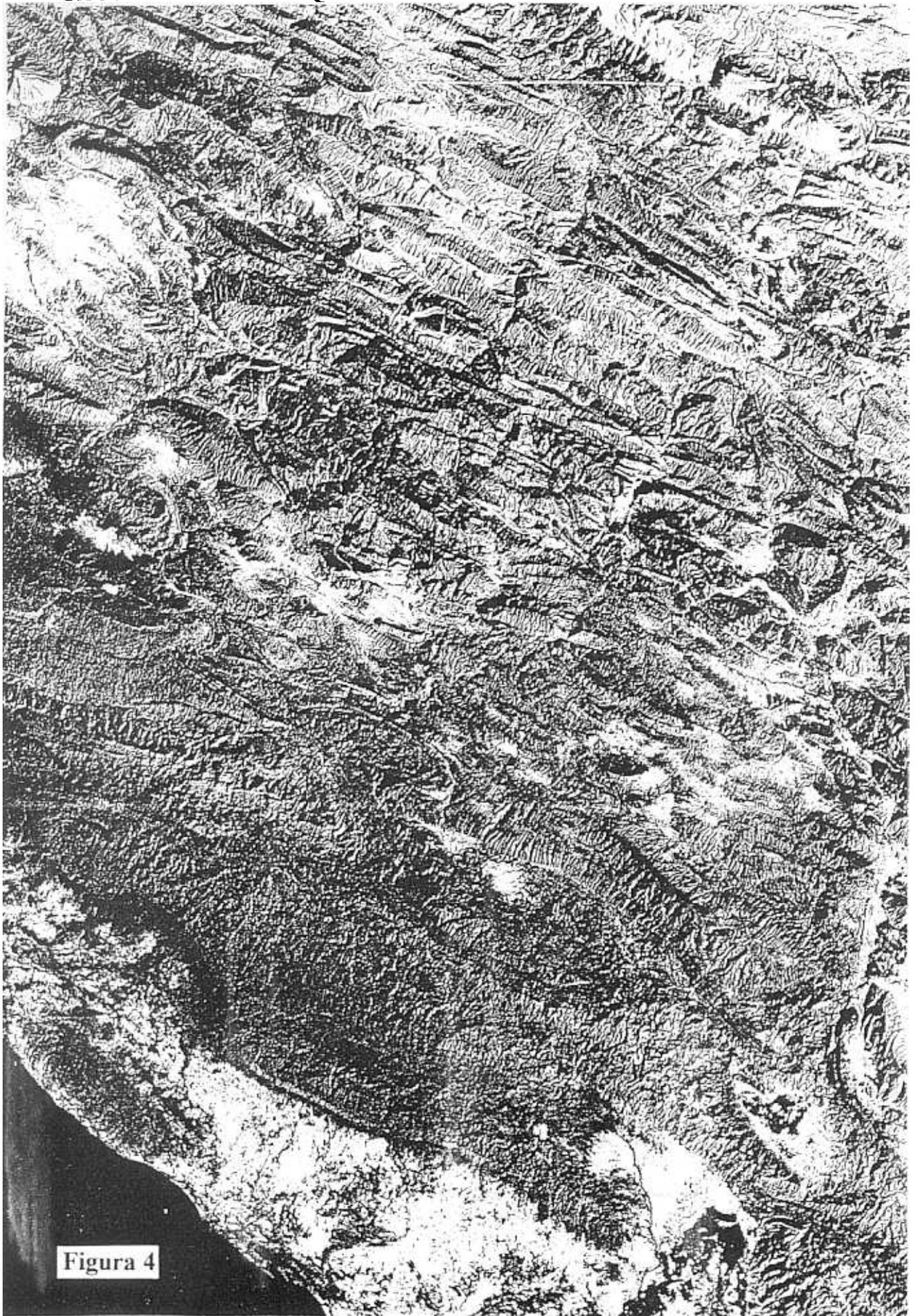


Figura 4

levantamientos que provocaron su erosión y dejaron expuesta la corteza granítica. En el Oligoceno, las placas Africana y Asiática comienzan su separación como resultado del stress de distensión lateral. Durante este proceso se originan *grandes bloques separados por fallas normales que provocan el hundimiento de la corteza granítica y la creación subsiguiente de fosas tectónicas de tipo Rift que caracterizan la zona*. Estas depresiones fueron sometidas a inundación por aguas del **Océano Indico** y, en ciertas épocas, cuando debido al movimiento irregular de las placas, la abertura de la depresión fue más estrecha, se incrementó la evaporación depositándose a continuación potentes **capas de evaporitas**. A medida que progresaba la separación de estas placas, la intensidad de las fallas normales agudizó la separación de los bloques, que a su vez hizo más extensas las fosas tectónicas favoreciendo cada vez más las inundaciones del Océano Indico y la formación de lo que hoy conocemos como el **Mar Rojo** y el **Golfo de Suéz**.

Hacia el otro extremo de este escenario, en el Sur de Irán, el movimiento de stress tensional Noreste de la placa Arábica choca de frente contra la placa Asiática que tiene mucha más extensión. Como resultado, *la placa Arábica desciende por debajo de la placa Asiática y esta enorme concentración de esfuerzos produce pliegues y cabalgamientos de gran intensidad que están presentes en la región de las montañas Zagros, en Irán, con sus típicas estructuras de "lomo de ballena" formadas por grandes anticlinales (Fig. 5)*. Estructuras similares y con el mismo origen se encuentran en el Norte de Irak, Norte de Paquistán, Norte de Siria y Sureste de Turquía.

2.2. LA ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS EN ORIENTE MEDIO.

La región de **Oriente Medio** contiene **24 campos de petróleo gigantes**. De éstos, **14** entran por derecho propio dentro de la categoría de **supergigantes**, lo cual significa que contienen unas reservas de hidrocarburos que superan los **10 billones de barriles**. Estos supergigantes se encuentran en Arabia Saudí, la **Zona Neutral** (entre Irak y Arabia Saudi), **Kuwait**, **Irak**, **Irán**, **Emiratos Árabes** y **Bahreïn** (Figs. 6 y 7).

Para comprender mejor las enormes reservas de petróleo de esta región, es suficiente mencionar que solamente **4** de estos **14** campos supergigantes han sido descubiertos fuera de Oriente Medio (**2** en la **Unión Soviética** y los otros en **Venezuela** y **Méjico**).

Además de tener una serie de factores geológicos positivos tales como buenas **rocas madres**, capaces de generar grandes cantidades de hidrocarburos, **rocas de almacenamiento** de buena porosidad y permeabilidad y **rocas impermeables** que evitan la fuga de hidrocarburos, los campos de petróleo gigantes de Oriente Medio, están presentes en una gran variedad de formaciones geológicas de diferentes edades (*desde el*

GRANDES ANTICLINALES CONCENTRICAS PRODUCIDOS POR EL STRESS CREADO AL CHOCAR LAS PLACAS ARABIGA Y ASIATICA

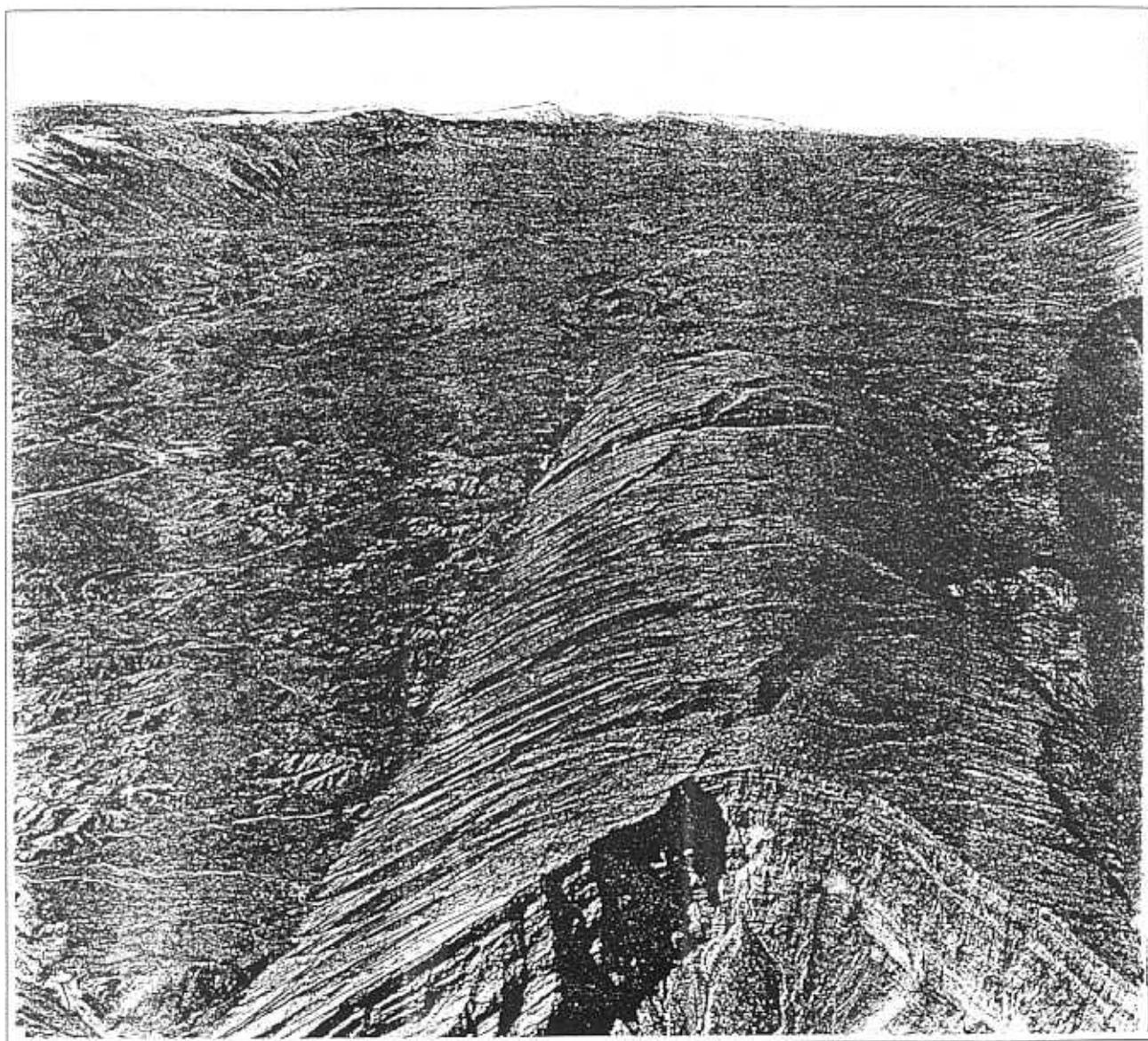


Figura 5

CAMPOS PETROLIFEROS DE ORIENTE MEDIO

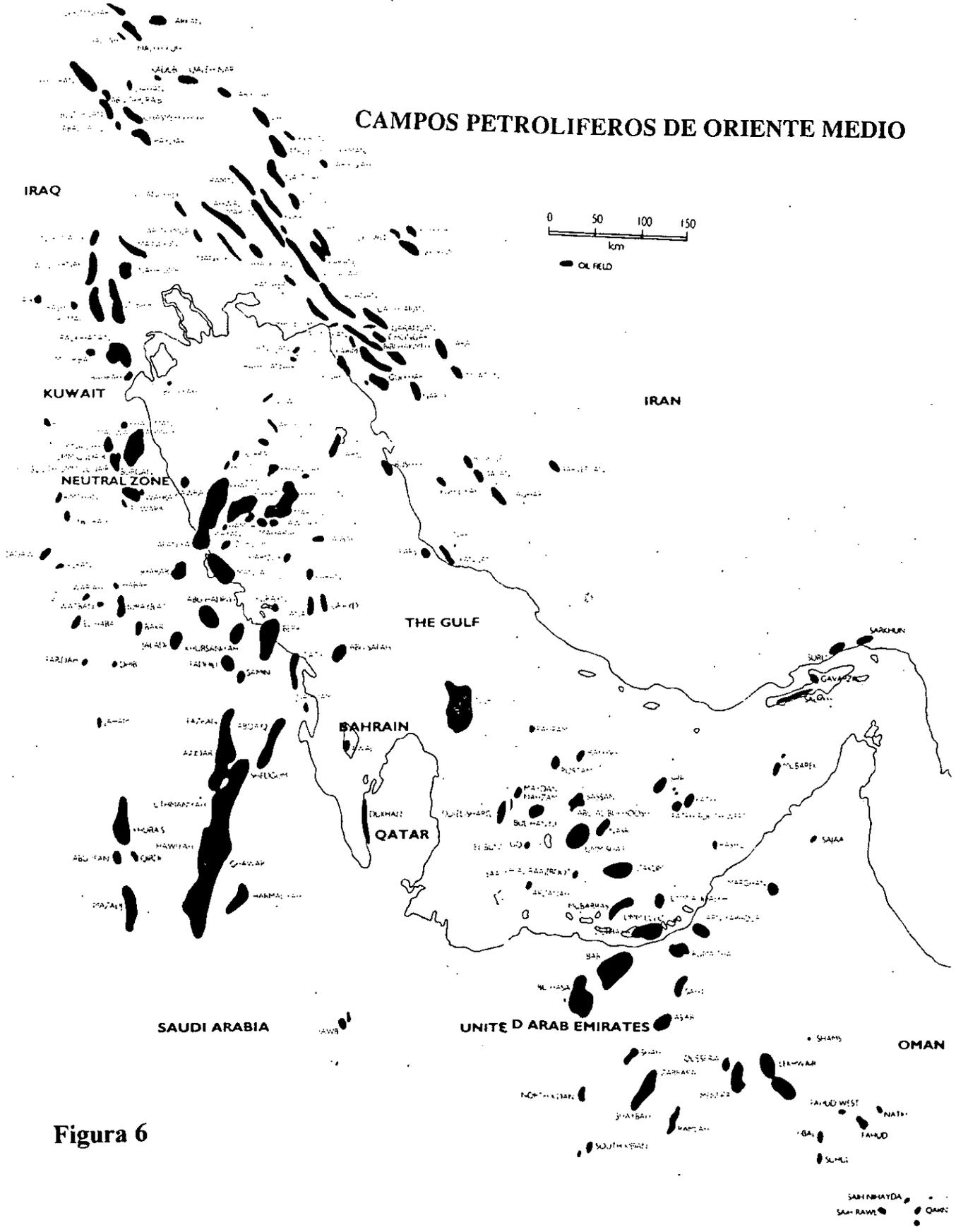
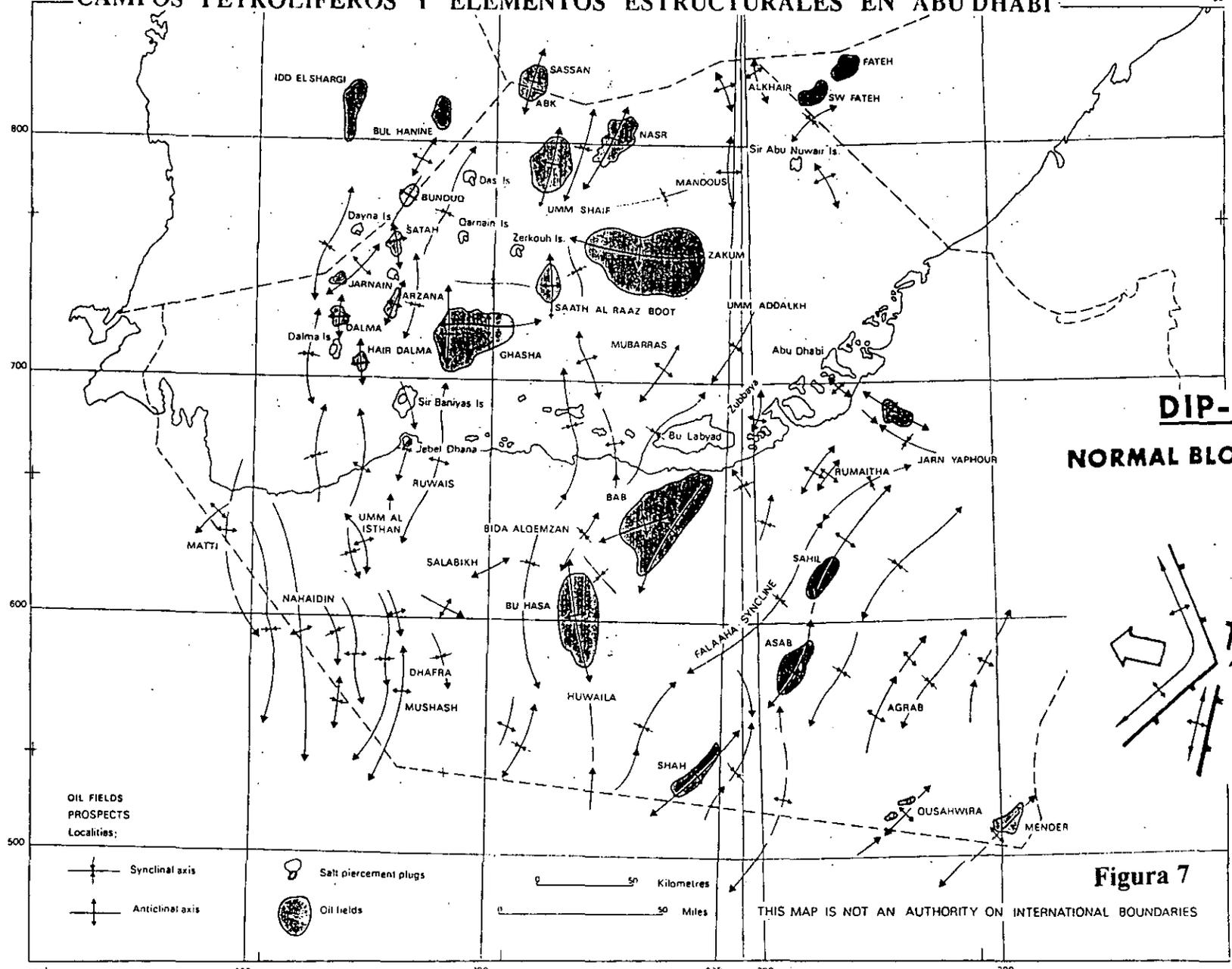
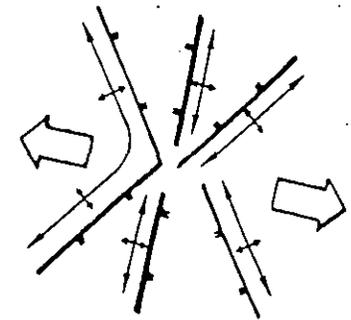


Figura 6

51° CAMPOS PETROLIFEROS Y ELEMENTOS ESTRUCTURALES EN ABU DHABI 56°



**DIP-SLIP
NORMAL BLOCK FAULTING**



OIL FIELDS
PROSPECTS
Localities:

—+— Synclinal axis
—+— Anticlinal axis

○ Salt piercement plugs
● Oil fields

0 50 Kilometres
0 50 Miles

Figura 7

THIS MAP IS NOT AN AUTHORITY ON INTERNATIONAL BOUNDARIES

Pérmico superior hasta el Mioceno inferior), de diferentes litologías y facies depositadas en diferentes medios sedimentarios. Lo cual implica que estos factores positivos, que han propiciado las vastas reservas de petróleo de Oriente Medio, han persistido durante largos períodos de tiempo geológico.

2.2.1. Relación entre roca madre, roca almacén y rocas impermeables

Todos los carbonatos de Oriente Medio relacionados con acumulación de hidrocarburos, ya sea como roca madre, roca almacén o rocas impermeables, que evitan la fuga de hidrocarburos, se formaron en plataformas de poca profundidad (Fig. 7a-II). El Golfo Pérsico, tal como lo conocemos hoy día, ocupa una extensión mucho más reducida de lo que fue en otros períodos geológicos. Durante los episodios de reducción se formaron ingentes cantidades de depósitos salinos que más tarde actuarían como un sellado impermeable evitando la fuga de hidrocarburos.

Los campos de petróleo gigantes de Arabia Saudí que producen de la formación Arab, tienen rocas almacén formadas por partículas calcáreas llamadas oolitos, del tamaño de arenas. Estas partículas se encuentran abundantemente en las playas de los Emiratos Arabes (principalmente Abu Dhabi), Qatar y Arabia Saudí, y juegan un papel importante en la calidad de la roca almacén como se describirá más adelante (Fig. 20).

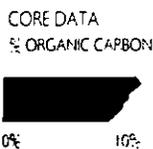
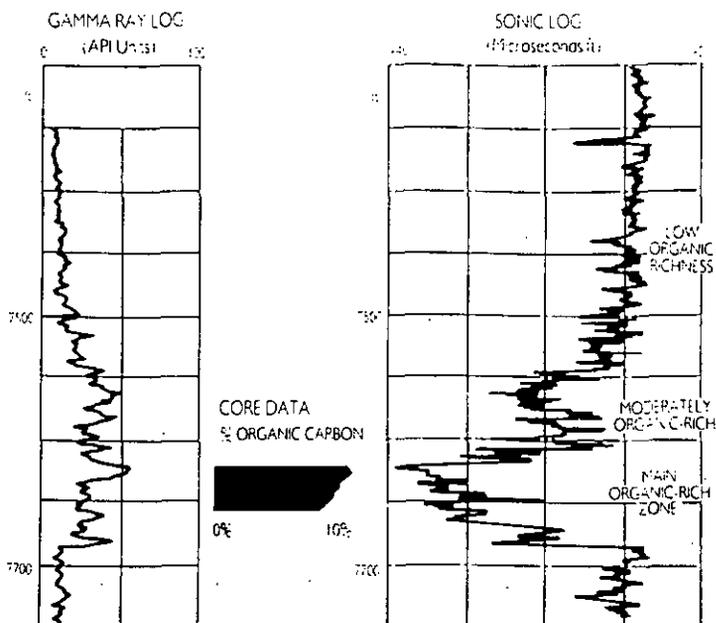
Los carbonatos que forman la roca almacén de la formación Arab (Jurásico Superior) forman secuencias que reducen su espesor hacia la parte superior de la formación (estrato-decreciente), para finalizar en depósitos de anhidrita formados por encima de las llanuras de marea (sabkhas). Depósitos de anhidrita de generación equivalente, se están formando hoy día en las llanuras costeras de varios países de Oriente Medio y principalmente en el emirato de Abu Dhabi.

La formación Arab está superpuesta por la formación **Hith** formada por grandes espesores de anhidrita, que al ser impermeable, ha actuado como una losa impidiendo la fuga de hidrocarburos.

Las formaciones Khuff (Pérmico Superior) y Thamama (Cretácico Inferior) tienen características deposicionales similares a la formación Arab, pero se diferencian en su composición litológica. Las rocas impermeables que sellan los hidrocarburos en la roca almacén de la formación Thamama, no están formadas por anhidritas sino por lime mudstones de la formación Nahr Umr, que son materiales de gran densidad y sin porosidad, donde se han desarrollado fenómenos de disolución por presión con la consiguiente formación de estilolitos. El campo petrolífero de Burgan en Kuwait está impermeabilizado por pelitas cuyo espesor sobrepasa los 100 pies (30 m).

Los depósitos de anhidrita del Triásico Medio e Inferior constituyen la roca impermeable que inmovilizaron los hidrocarburos de la formación Khuff (Pérmico Superior). Estas rocas impermeables pueden

FORMACIONES QUE PROPORCIONAN ROCAS MADRES, ROCAS ALMACEN Y ROCAS IMPERMEABLES EN LOS CAMPOS PETROLIFREOS DE ORIENTE MEDIO

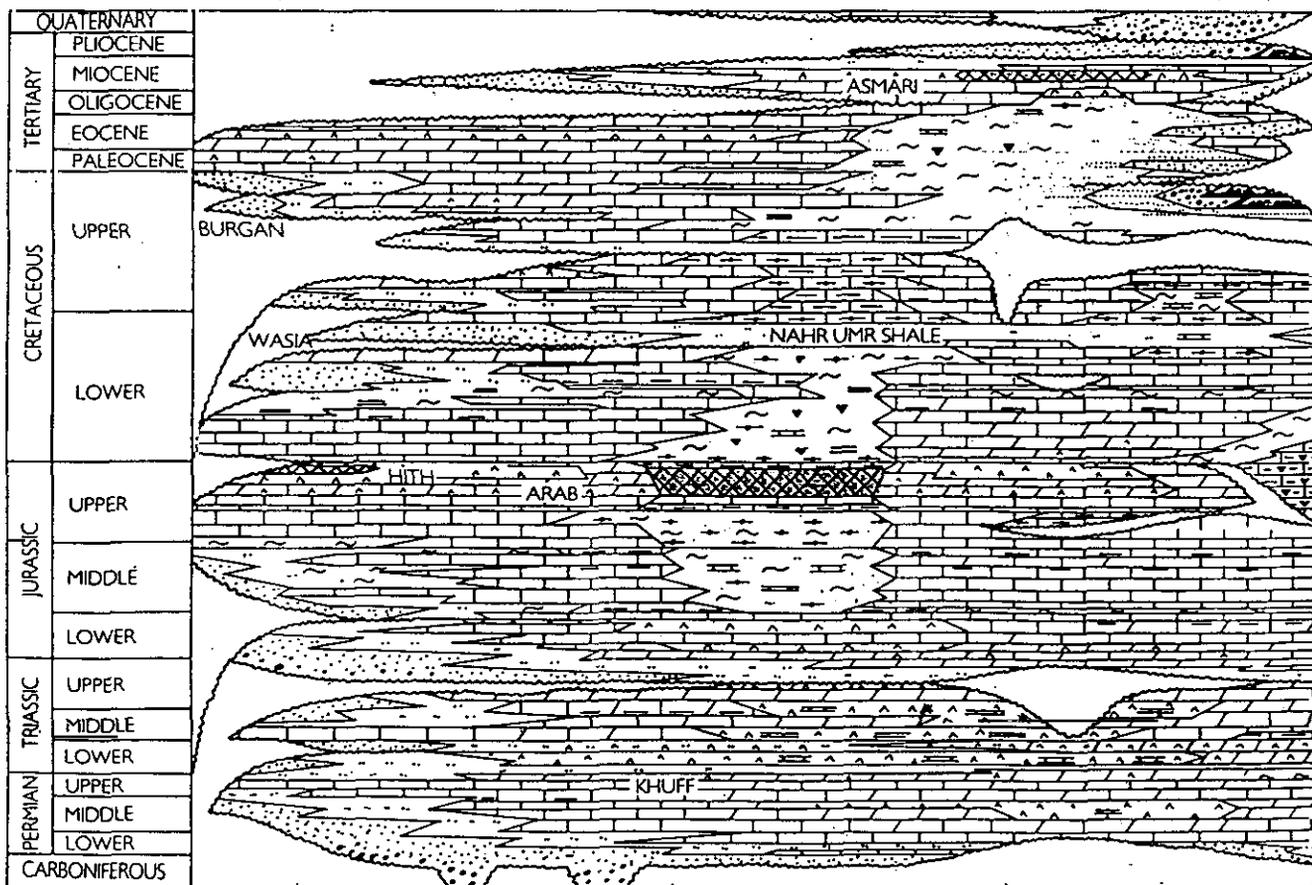


7a-I

- SAND
- CARBONATE
- SHALE
- SALT
- ULTRAMAFIC
- NO DEPOSITION
- ANHYDRITE
- SOURCE ROCK
- CHERT
- CALCAREOUS

7a-II

WSW (ARABIAN PENINSULA)



(IRAN) ENE

llegar a fracturarse y formar fallas por donde pueden filtrarse los hidrocarburos a formaciones más superiores. Esta circunstancia se produce en el campo petrolífero de Abu Al Bukhoosh donde, al fallarse los niveles de anhidrita de la formación Hith, los hidrocarburos contenidos en rocas del Jurásico pudieron migrar hasta rocas almacén de edad Cretácica. Cuando no existen rocas impermeables, los hidrocarburos pueden aflorar en superficie y esta circunstancia se ha aprovechado a veces para descubrir nuevos campos petrolíferos. En los orígenes de la exploración petrolífera en Oriente Medio, la fuga de hidrocarburos a través de rocas impermeables, dieron buenas pistas sobre el descubrimiento de grandes campos petrolíferos, especialmente en regiones de plegamientos complicados. Este fue el caso del sondeo que descubrió el campo petrolífero Kirkuk en Irak, que fue perforado en las proximidades de los "fuegos eternos" generados por la combustión de los escapes de gas.

Los carbonatos de la formación Khuff se encuentran a menudo dolomitizados y fracturados. Estos factores han mejorado las características de la roca almacén, con escasa porosidad primaria, de esta formación que produce hidrocarburos a pesar de encontrarse a grandes profundidades.

La formación Asmari produce grandes cantidades de hidrocarburos en el Sur de Irán; esta formación se compone principalmente de una caliza de grano fino, pero de porosidad reducida. Sin embargo, el intenso plegamiento y fracturación de la cadena montañosa Zagros, produjo una excelente roca almacén intensamente fracturada. Los testigos de la formación Asmari, al igual que los de la formación Khuff, muestran la gran influencia de la fracturación en la mejora de la porosidad, poniendo en contacto, mediante fracturas, las diferentes zonas de escasa porosidad. Algunos testigos de la formación Asmari, muestran claramente la presencia de fracturas rellenas de hidrocarburos. Esta porosidad secundaria contrasta con la porosidad primaria de las formaciones Arab y Thamama, como consecuencia directa de su composición granular primaria.

En cuanto a las rocas madres generadoras de hidrocarburos, las que encontramos en Oriente Medio no contienen grandes cantidades de materia orgánica que pudieran justificar los grandes volúmenes de crudos generados, como contraposición podemos citar por ejemplo, las ingentes cantidades de materia orgánica de las rocas madres del Kimmeridgian, en el Mar del Norte. De hecho, teniendo en cuenta la gran producción de crudos de Oriente Medio, no existe una correspondencia clara entre la escasa presencia de materia orgánica de las rocas madres y la acumulación de hidrocarburos en la roca almacén. Hasta hace pocos años, este asunto era muy debatido.

La prolífica producción de la formación Arab, debe su contenido en hidrocarburos a la materia orgánica presente en las formaciones Hanifa y Tuwaiq del Jurásico Medio de Arabia Saudí, que se corresponde con la formación Dukhan en la región de Abu Dhabi (Fig. 9). La tendencia de los materiales Jurásicos a proporcionar rocas madres está muy extendida en todos los continentes.

Los perfiles Gamma ray y Sonic responden con eficacia al contenido orgánico de las rocas madres (Fig. 7a-I)

Los estudios de geoquímica indican que las rocas madres que generaron los hidrocarburos de la formación Asmari (Mioceno) proceden de la formación Kazhdumi (Cretácico Inferior). La migración de estos hidrocarburos rellenó primero la roca almacén de la formación Sarvak (Cretácico), continuando después hasta introducirse finalmente en la formación Asmari a favor de fracturas y fallas. Una vez allí quedaron detenidos por los materiales impermeables de la formación Gachsaran con abundancia de materiales plásticos salinos (Fig. 8).

2.3. RELACIÓN ENTRE LA TECTÓNICA DE PLACAS Y LA ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS.

La tectónica de placas contiene respuestas interesantes con respecto a la distribución, tamaño y orientación de los campos petrolíferos gigantes de Oriente Medio.

En el Golfo de Suéz, a pesar de concurrir todos los factores positivos mencionados anteriormente, no existen campos de petróleo gigantes o supergigantes. Según lo descrito previamente en la tectónica de placas de la región, el proceso de distensión que creó las fosas tipo Rift, ocasionó numerosos bloques separados por fallas normales, contribuyendo por lo tanto, a la *interrupción de campos petrolíferos a gran escala.* En cuanto a la forma y orientación de estos campos, tienen formas **elongadas**, con tendencia a presentar el eje de mayor longitud en dirección Noroeste - Sureste, que es perpendicular a la dirección Noreste - Suroeste del stress extensional que causó el Rift en el Mar Rojo y en el Golfo de Suéz (Fig. 3a). *Como era de esperar, la dirección de las fallas normales, es subparalela a la dirección de máxima elongación de los campos petrolíferos (Noroeste - Sureste), en respuesta al stress extensional que actuó perpendicularmente a esta dirección.* Lo cual está de acuerdo con el esquema de fallas derivados de los modelos de laboratorio, que son producidos por fuerzas de extensión.

Hasta la fecha, se han descubierto once campos petrolíferos en el Golfo de Suéz, siendo el campo **Morgan** el de mayor extensión y cuyas reservas alcanzan 1,5 billones de barriles. *Sin embargo, debido a la interrupción de bloques fallados, no existen campos supergigantes en esta región.*

En la región de los Emiratos Árabes, el aumento de la inclinación de la plataforma Árábica hacia el Este, tuvo como consecuencia un mayor espesor de la sedimentación en esta dirección (Fig. 3a). La región se caracteriza por la presencia de pliegues suaves y de gran extensión, formando muchos de ellos la estructura de grandes campos petrolíferos. *Las principales direcciones de plegamiento son Norte-Sur, Noreste-Suroeste y Noroeste-Sureste.* Los pliegues de dirección Norte-Sur llamados también "**pliegues arábigos,**" son muy abundantes en la región

ORIENTACIÓN E-W DE LOS CAMPOS PETROLIFEROS DEL SUR DE IRAN (FORMACIÓN ASMARI) PARALELOS A ESTRUCTURAS DE CABALGAMIENTO

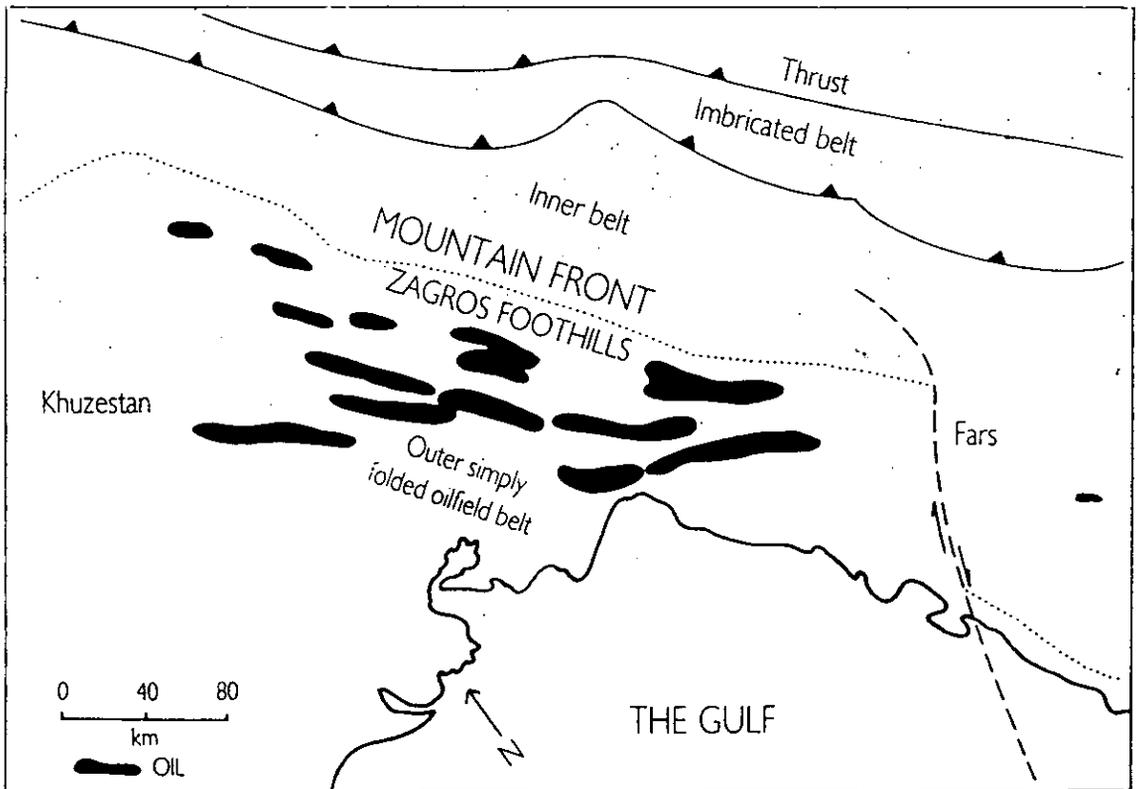
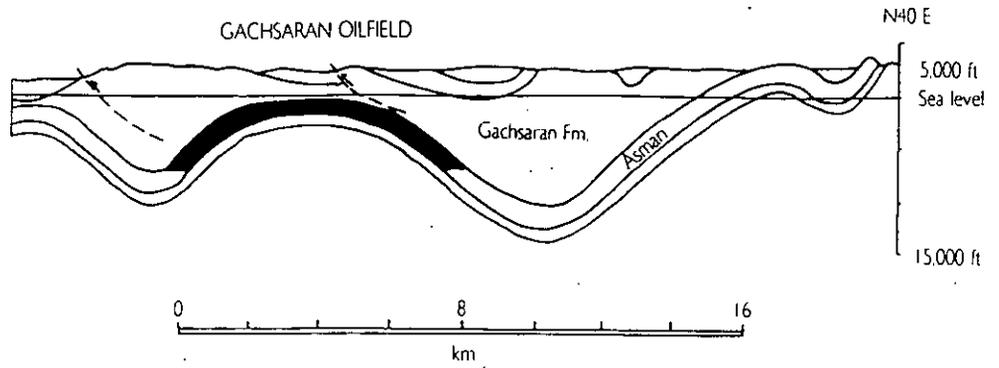


Figura 8

occidental de Abu Dhabi, y posiblemente, estén relacionados con movimientos tectónicos profundos del basamento. Estos pliegues forman la estructura de muchos campos petrolíferos en esta región.

En la zona marítima de Abu Dhabi, existen grandes pliegues en dirección Este-Oeste que están superpuestos en los pliegues arábigos, que son más antiguos. Estos pliegues, fueron producidos al chocar las placas arábica y asiática y son, por tanto, contemporáneos con el plegamiento de las montañas Zagros en Irán. Algunos de los campos petrolíferos que Abu Dhabi posee en su zona marítima, tales como Zakum y Ghasha, tienen este origen (Figura 7).

Un gran número de los pliegues de Abu Dhabi tienen su origen en movimientos **diapíricos** de la formación salina **Hormuz**, que yace a grandes profundidades, y que en algunas zonas también ha producido estructuras en forma de domos. Varios sondeos de la zona marítima han encontrado material salino de la formación Hormuz, incrustado en formaciones del Terciario. Algunas de las islas de la región de Abu Dhabi, tales como Dalma, Das Baniyas y la península de Jebel Dhanna (Fig. 7), deben su origen a la formación salina Hormuz que aflora en superficie por diapirismo, junto con una asociación de materiales cámbricos, terciarios y cuaternarios. *La inclinación de la placa arábica hacia el Este, junto con el incremento de la sedimentación en esta dirección, pudo constituir el mecanismo causante del diapirismo (Fig. 3a).* Estos movimientos verticales produjeron fracturas y fallas que, como veremos en los siguientes capítulos, desempeñan una gran influencia en la producción de hidrocarburos.

La zona de choque de las placas arábica y asiática también juega un papel importante, imponiendo su estilo tectónico en la acumulación de hidrocarburos. Las principales estructuras se encuentran en los cabalgamientos y fallas inversas de las **montañas Zagros en Irán**, que tienen una orientación casi paralela a la zona de contacto de placas (Fig. 8). Como consecuencia del choque inicial de las placas se originó una pequeña cuenca estrecha y alargada, donde se depositaron las arenas y calizas de la formación **Asmari** que, más tarde, almacenarían hidrocarburos en muchos de los campos gigantes de Oriente Medio.

Durante las fases finales de subducción de la placa arábica bajo la placa asiática, la formación Asmari se plegó y se fracturó intensamente, lo cual contribuyó positivamente a sus características como roca almacén, proporcionando grandes estructuras y permeabilidad. Otro aspecto favorable del choque de placas en esta zona, es la influencia positiva del **grado geotérmico** en la zona de subducción, causando una rápida maduración de hidrocarburos de la roca madre. La emigración posterior tuvo un papel importante rellenando de hidrocarburos el espacio poroso disponible, lo cual evitó un deterioro futuro debido a la compactación excesiva. El campo petrolífero de **Gachsaran** produce de la formación **Asmari** y es de los de mayores dimensiones en Irán.

2.4. GEOLOGÍA DE ABU DHABI

Las formaciones geológicas del subsuelo de Abu Dhabi están ocultas casi en su totalidad, existiendo solamente afloramientos aislados en los alrededores de la ciudad de Al Ain y en el límite de la zona montañosa de Omán (Noreste de los Emiratos Árabes).

Las formaciones de Abu Dhabi fueron depositadas en plataformas de carbonatos marinos de poca profundidad, y están cubiertas por dunas de arena que cubren grandes extensiones y que, hacia el interior del país, alcanzan una altura de 150 metros. La superficie no cubierta por las dunas está ocupada por gravas y cantos angulares, formando el típico suelo del desierto. Las regiones costeras están dominadas por depósitos de sabkhas cuya formación tiene aún lugar en nuestros días, preferentemente en las llanuras costeras bajo la acción de las mareas. Esta formación se ve favorecida por la altas temperaturas de la región. Las sabkhas costeras de Abu Dhabi se extienden hasta 100 Kilómetros tierra adentro, desapareciendo después bajo las dunas.

2.4.1. Estratigrafía General.

La siguiente descripción de la estratigrafía de Abu Dhabi está basada principalmente en la información del subsuelo, obtenida de los sondeos realizados para la investigación de hidrocarburos (Schlumberger WEC, 1981).

En la región de Abu Dhabi, el espesor máximo de sedimentos sobre la plataforma Arábica, es de 17.000 pies (5.182 m). *La información que tenemos de la sedimentación Pre-Pérmica es muy escasa puesto que existen pocos sondeos que hayan alcanzado formaciones de esa edad.*

Como era de esperar, la evolución estructural de la plataforma Arábica, ha tenido una gran influencia en la sedimentación de la región. *Como resultado de la orogénia Hercínica del Paleozoico Superior, la sedimentación clástica que había predominado hasta entonces cambió profundamente hasta convertirse en sedimentación calcárea, en plataformas marinas carbonatadas de poca profundidad que persistieron hasta el Eoceno.*

La orogénia Alpina cambió de nuevo el ambiente de sedimentación, restableciendo las condiciones clásticas en la región.

Los procesos sedimentarios de la región se han visto afectados fuertemente por movimientos verticales, cambios de nivel del mar y variaciones climáticas.

La figura 9 muestra las correlaciones litoestratigráficas de la región. Las figuras 10 y 11 reflejan respectivamente las correlaciones estratigráficas de sondeos en la zona marítima y en el territorio continental de Abu Dhabi.

CORRELACIONES LITOSTRATIGRAFICAS EN ORIENTE MEDIO

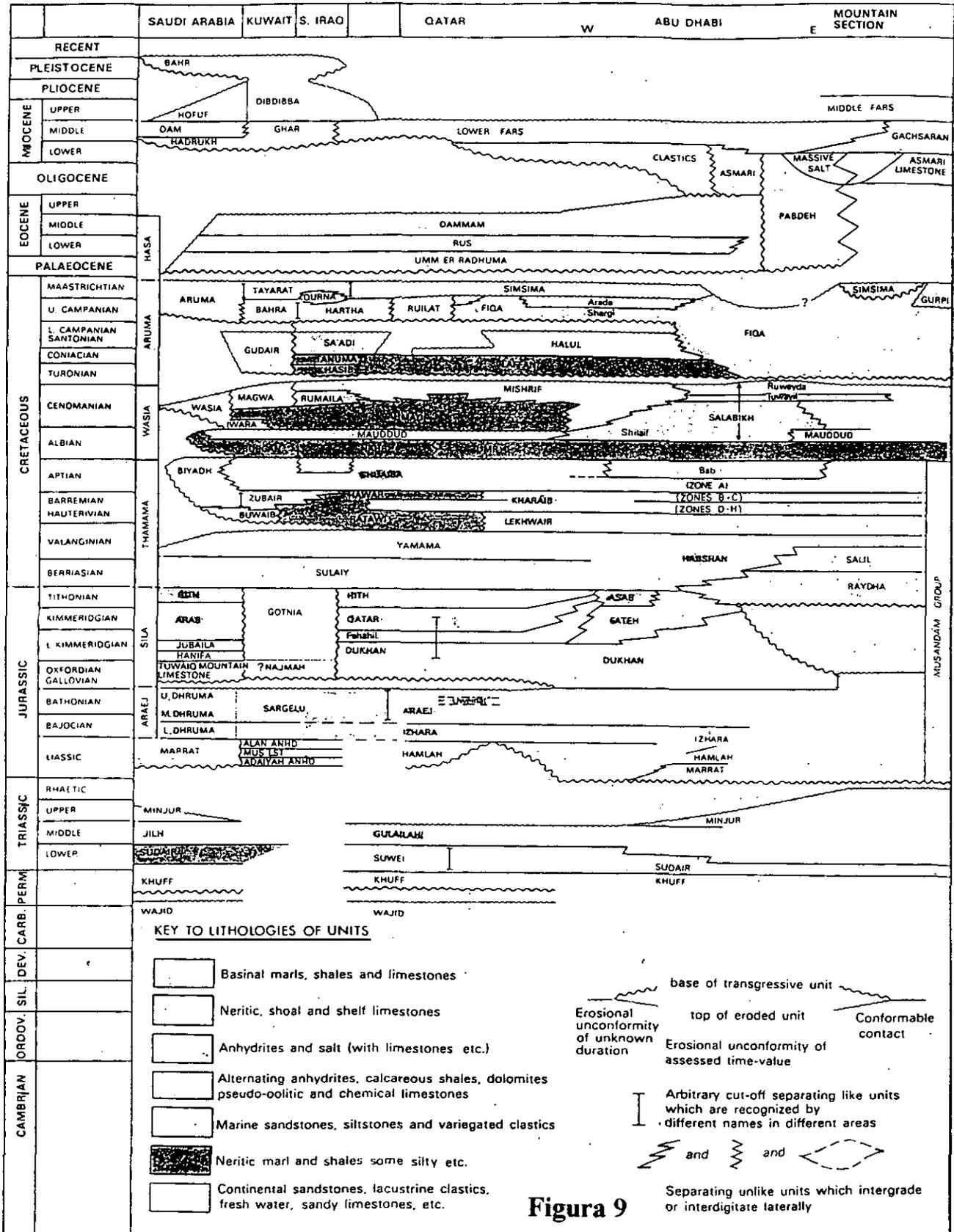


Figura 9

CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS DE SONDEOS EN CAMPOS PETROLIFEROS DE LA ZONA MARITIMA DE ABU DHABI

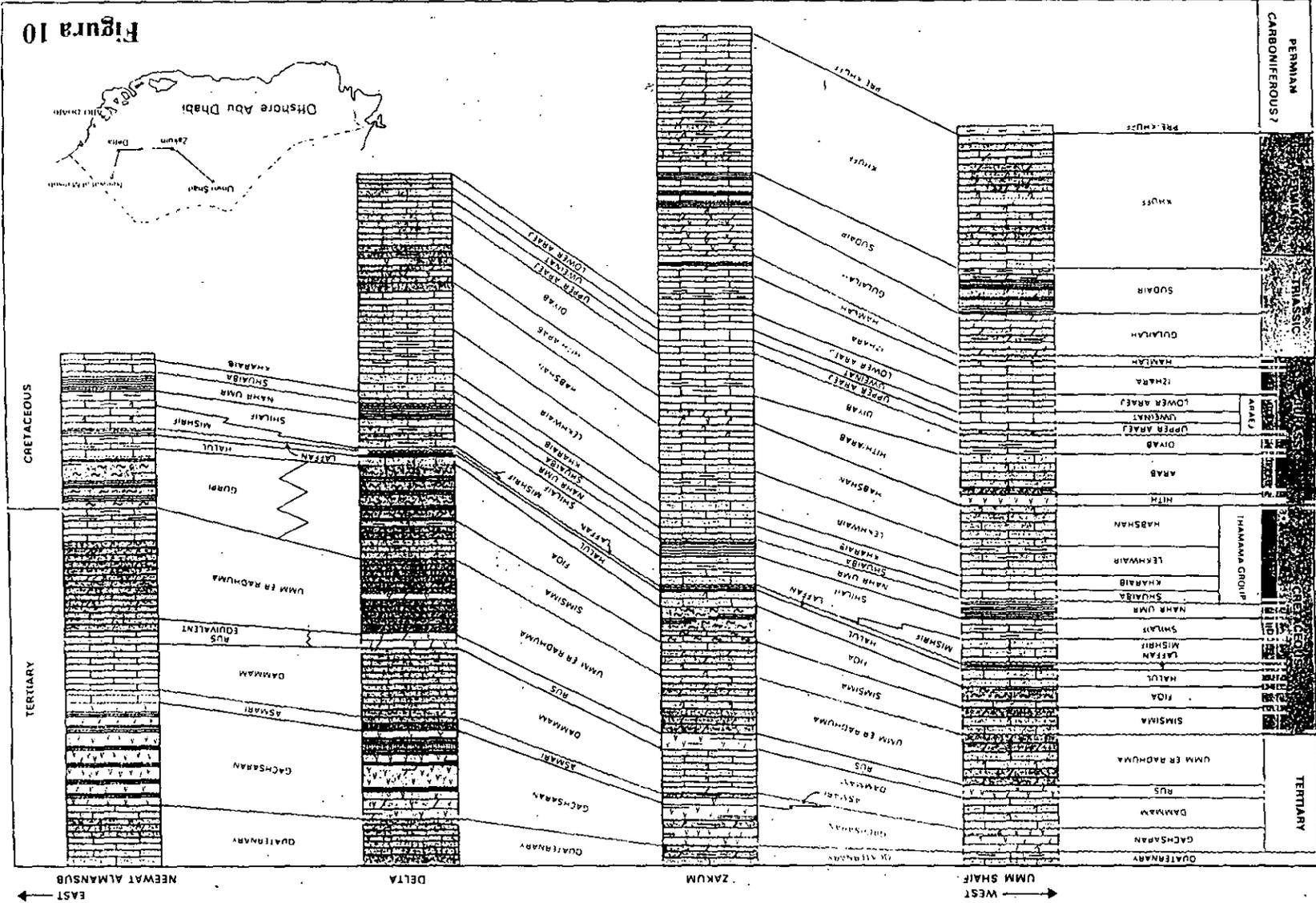
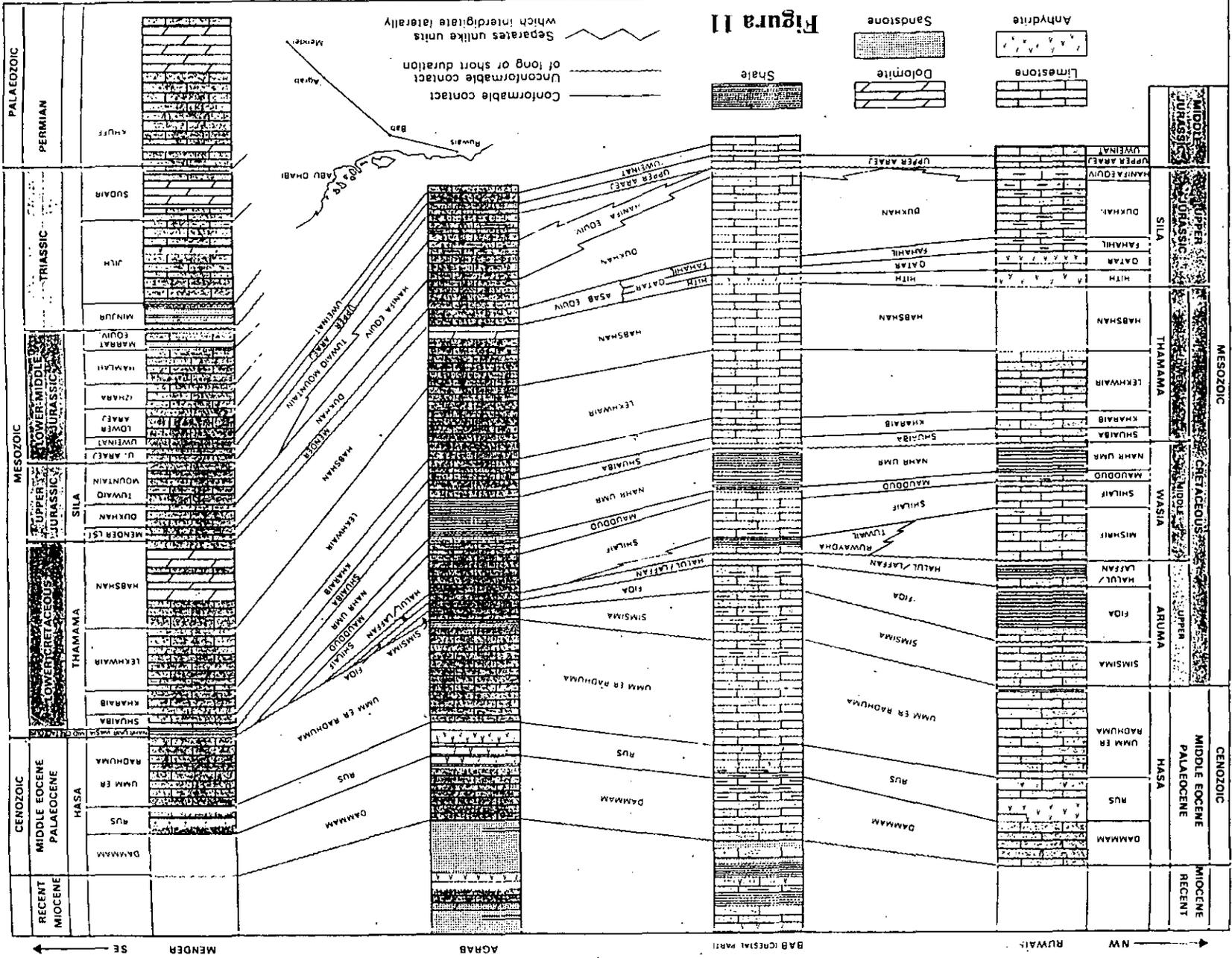


Figura 10

CORRELACIONES ESTRATIGRAFICAS DE SONDEOS EN CAMPOS PETROLIFEROS TIERRA ADENTRO DE ABU DHABI



2.4.2. PALEOZOICO

Los primeros materiales no metamórficos que cubren la plataforma Arábiga son sedimentos evaporíticos, clásticos y carbonatos pre-Cámbricos del grupo **Huqf**. Sobre estos materiales se depositaron, en el Paleozoico Inferior, areniscas marinas de poca profundidad alternando con pelitas y limos que ocuparon grandes extensiones. En la región de Abu Dhabi se depositaron durante el Cámbrico dolomías, rocas volcánicas y pelitas. Parte de estos materiales fueron transportados a la superficie por **diapirismo**.

Durante el Carbonífero Superior, el escudo Arábigo experimentó intensos **pliegues y fallas** con la consiguiente erosión, a consecuencia de la orogénia Hercínica. Sobre la discordancia originada, se depositaron sedimentos del Carbonífero Superior y del Pérmico Inferior.

2.4.2.1. Permo-Triásico

Los períodos Pérmico y Triásico se caracterizan por el ciclo sedimentario continuado a que dieron lugar, en un ambiente sedimentario, cada vez más restringido, donde se depositaron dolomías asociadas con evaporitas (principalmente anhidritas) y material detrítico sobre la extensa plataforma de carbonatos originada durante la transgresión marina del Pérmico Medio. *Durante este período, las condiciones climáticas se hicieron progresivamente más áridas y calurosas.*

Las formaciones más conocidas depositadas en Abu Dhabi son **Khuff, Sudair, Gulailah y Minjur**.

La formación **Khuff** consiste principalmente en evaporitas y carbonatos marinos de poca profundidad. Hasta la fecha, la formación Khuff no ha sido intersectada, tierra adentro, en su totalidad. En la zona marítima de Abu Dhabi esta formación alcanza casi los 3.000 pies de espesor (915 m).

En el Triásico Inferior, continúan depositándose carbonatos marinos de poca profundidad, acentuándose las *altas temperaturas y la aridez general, produciéndose un levantamiento pronunciado del escudo Arábigo hacia el Oeste*. En estas condiciones se deposita la formación **Sudair** que alcanza un espesor medio de 950 pies (290 m) y puede dividirse en tres unidades: La unidad inferior la forman dolomías y calizas arcillosas. La unidad media se compone de dolomías con intercalaciones finas de anhidrita y pelitas. La unidad superior la forman intercalaciones de dolomías y pelitas.

Durante el Triásico Medio, continúan las condiciones climáticas anteriores, en un medio restringido, donde se depositan *simultáneamente* dos formaciones: la formación **Gulailah** en la zonas marítimas de Abu Dhabi con un espesor máximo de 1.000 pies (305 m) y la

formación **Jilh** que se extiende bajo el territorio de Abu Dhabi, alcanzando una profundidad de 1.400 pies (427 m) hacia el Sureste.

Ambas formaciones tienen una litología semejante compuesta de dolomías cristalinas, intercaladas con anhidrita y calizas arcillosas.

Durante el **Triásico Superior** se depositan materiales de origen continental de la formación **Minjur**, que corresponden a unas litofacies de regresión general que tienen cierta potencia en el territorio de Abu Dhabi, pero que están ausentes en la zona marítima. Lo cual parece indicar que existe una **discordancia** hacia finales del período **Triásico** (Fig. 9).

2.4.3. MESOZOICO

Puesto que al formar un ciclo sedimentario homogéneo, el período **Triásico** ha sido asociado con el **Pérmico**; solamente se describirán el **Jurásico** y el **Cretácico** dentro del *Mesozoico de esta región*.

2.4.3.1. JURÁSICO

El **Jurásico Inferior** se caracteriza por una pronunciada transgresión marina que produjo una extensa plataforma donde se acumularon carbonatos y evaporitas, con cierto aporte de materiales clásticos del Oeste. En esta plataforma se depositaron dolomías seguidas de calizas arcillosas y pelitas de la formación **Hamlah**, cuya potencia oscila entre 172 y 442 pies. (52 y 134 m) Sobre esta formación se depositaron grandes espesores de calizas arcillosas y pelitas de la formación **Izhara**, cuya potencia máxima es de 700 pies (213 m).

En el Jurásico Medio las condiciones de sedimentación son las de una plataforma marina de aguas claras, poco profundas y cálidas que favorecieron los depósitos de la formación Araej, que puede dividirse en tres unidades:

Araej Inferior compuesto de Packstones/Grainstones y calizas arcillosas de un espesor medio 350 pies (106 m).

Araej Medio (Uweinat Member) formado por wackestones y packstones con pequeñas intercalaciones de grainstones, con un espesor máximo de 180 pies (55 m). Las condiciones de sedimentación durante el Araej Medio fueron muy estables en una plataforma muy extensa cubierta por mares poco profundos.

Araej Superior compuesto de calizas arcillosas seguidas hacia arriba por grainstones y packstones, con un espesor total entre 128 y 335 pies (40 y 105 m).

El **Jurásico Superior** se sedimentó sobre la **discordancia** que marca el final del **Jurásico Medio** y se compone de una potente secuencia de carbonatos y evaporitas, formando un megaciclo de sedimentación que representa *un cambio progresivo que incluye desde un medio relativamente*

profundo de plataforma marina hasta depósitos por encima de mareas (supramareales).

A principios del Jurásico Superior, se produce una rápida subsidencia en la parte occidental de Abu Dhabi que genera una cuenca en la anterior plataforma. A continuación tiene lugar una transgresión marina desde el Este hacia el Oeste, que deposita los carbonatos de la formación Diyab en aguas relativamente profundas que consisten en calizas arcillosas con cambios de facies hacia el Este, donde se depositan las calizas menos profundas y menos arcillosas de la formación Fateh.

Hacia finales del Jurásico Superior, esta cuenca occidental se va colmatando con una sedimentación cíclica de carbonatos y evaporitas, que son los materiales que componen la formación Arab. Esta formación está bien definida en la parte occidental de la cuenca, pero va perdiendo su identidad progresivamente hacia el Este. Debido a sus diferentes características, la formación Arab se ha dividido en las zonas A, B, C, y D (siendo la zona A la más superior).

La formación Hith (Jurásico Superior) representa la fase final regresiva de sedimentación en ambientes supramareales. Esta formación tiene un espesor máximo de 325 pies (99 m) y se compone principalmente de anhidrita y dolomías en la región occidental, mientras que hacia el Este, la anhidrita va disminuyendo gradualmente (Figs. 9 y 10).

El final del Jurásico se caracteriza por la presencia de un hiato en algunas zonas de Abu Dhabi (sureste y centro). Sin embargo, existe una conformidad generalizada entre los sedimentos de este período y los del Cretácico.

2.4.3.2. CRETÁCICO

Existe un amplio consenso de opinión que considera a la formación Hith como la separación entre el Jurásico y el Cretácico. Según esta opinión, esta formación marca el fin de las facies evaporíticas y la reanudación de las condiciones que favorecen el depósito de los carbonatos de plataforma.

Durante el Cretácico Inferior tiene lugar el depósito de las formaciones que constituyen el importante grupo Thamama.

Los depósitos de la formación Habshan coinciden con una *extensa transgresión marina*, en un medio de sedimentación donde predominan unas condiciones de litorales protegidos y poco expuestos, donde se depositan calizas arcillosas de lagoon y wackestones. Hacia el Este, las primeras facies de esta formación se caracteriza por sus depósitos de calizas granulares (oolitos y grainstones con alternancia de dolomías y dolomías anhidríticas). Los sedimentos de la formación Habshan terminan en una discordancia que se va atenuando hacia el mar (Norte).

La formación Lekhwair representa el restablecimiento de condiciones de sedimentación de facies de plataforma a mares más abiertos

que durante la formación anterior, pero siempre considerando las cuencas de plataformas carbonatadas de poca profundidad, que es la constante en toda la región. Esta formación se caracteriza por una serie de secuencias cíclicas de sedimentación, cada una de las cuales comienza invariablemente con calizas arcillosas que gradualmente van haciéndose más porosas y menos arcillosas, hacia arriba. *Las facies arcillosas representan las fases de transgresión en un medio de plataforma abierta submareal. Por el contrario, las calizas porosas y menos arcillosas constituyen las fases regresivas generadas en un medio sedimentario más energético sometido al oleaje. Estas fases dieron lugar a un apilamiento de secuencias que fueron generadas por oscilaciones del nivel relativo del mar.* Afortunadamente, la parte más significativa de estos ciclos está formada por estas *facies regresivas* que disponen de las *mejores características* para constituir buenas rocas almacén. La formación **Lekhwair** termina en otra discordancia de poca extensión.

La formación **Kharaib** presenta las mismas características de *sedimentación cíclica* de la formación anterior, comenzando con una unidad regresiva (low stand) a la que sigue un ciclo completo de transgresión y regresión. La formación termina en una unidad de escaso espesor que constituye la fase transgresiva (high stand) del ciclo siguiente. La característica principal de la formación **Kharaib** es la predominancia de las *facies regresivas representando un medio de sedimentación muy estable, constituido por una plataforma marina extensa y de poca profundidad.*

El fin del Cretácico Inferior lo marca la formación **Shuaiba**, cuya sedimentación, al igual que las formaciones anteriores, continua siendo *ciclos carbonatados* en una *plataforma abierta y de poca profundidad*. Los primeros depósitos de esta formación están formados por facies regresivas (low stand) de calizas exentas de material arcilloso, correspondientes a *wackestones/packstones*, cuyo ciclo se había iniciado en la formación anterior. Sobre estos materiales se depositaron unas facies transgresivas de calizas de grano más fino con material arcilloso, correspondientes a un medio sedimentario más profundo, que fueron las condiciones que predominaron durante esta formación hasta el fin del Cretácico Inferior. Sin embargo, localmente pueden encontrarse facies de esta formación que corresponden a una sedimentación en medios más superficiales, correspondientes a **arrecifes de rudistas**. La existencia de estos arrecifes tiene su origen en las zonas de la *topografía submarina* levantadas por la actividad *diapírica* del material *salino* depositado a grandes profundidades. Estas elevaciones alcanzaron la altura necesaria para que se desarrollaran estas zonas de **arrecifes de rudistas**, rodeadas de facies más profundas de fondo de cuenca. Estas facies arrecifales son muy favorables para la producción de hidrocarburos y están muy bien representadas en el campo petrolífero de **Bu Hasa**, donde estas facies toman una orientación NW-SE. Para diferenciar mejor los tipos de facies correspondientes a esta formación, el nombre de **Shuaiba** se reserva para las facies de *plataforma y/o arrecifes de rudistas*. Con el nombre de **Bab**

Member, se denominan las *facies más profundas* de calizas correspondientes a *fondo de cuenca* o "*calizas densas*" desde el punto de vista petrolífero, por su escasa porosidad.

Las formaciones del Cretácico Medio son conocidas colectivamente tanto en Abu Dhabi como en Qatar con el nombre de **Grupo Wasia**, que por orden cronológico, agrupa en Abu Dhabi a las formaciones **Nahr Umr**, **Salabikh** y **Mishrif** (Fig. 9).

Después del ciclo sedimentario del **Grupo Thamama**, se produjo en Abu Dhabi un levantamiento y erosión que fue más acusado hacia el Sureste. Durante el Cretácico Medio se reanuda la *subsistencia* y se depositan los primeros sedimentos de la formación **Nahr Umr**, que van aumentando de espesor desde aproximadamente 220 pies (67 m) en el Norte hasta 600 pies (183 m) en el Sur y Sureste.

La formación **Nahr Umr** se compone principalmente de *lime mudstones*, *limos glauconíticos*, *masas lenticulares de areniscas* y *estratos calizos*, principalmente, *packstones* y *wackestones*. Una vez depositada la formación **Nahr Umr**, finaliza el aporte de materiales continentales y comienza una fase de transgresión marina, que incorpora a la cuenca *carbonatos marinos* depositados en medios próximos al nivel de base del oleaje.

Con el progresivo aumento de la *subsistencia*, se origina una profunda cuenca cuyo *depocentro* se sitúa tierra adentro, en lo que constituye hoy el territorio continental de Abu Dhabi. El eje de esta cuenca tiene dirección Norte Sur, extendiéndose mar adentro a lo largo de la zona marítima central de Abu Dhabi. El miembro **Shilaif** de la formación **Salabikh**, depositado en esta cuenca, alcanza un espesor de hasta 200 pies (60 m) hacia el Este y Oeste, alcanzando hasta 600 pies (183 m) en las zonas centrales de la cuenca. **Shilaif** se compone de una sucesión de calizas arcillosas de grano fino (*packstones* y *wackestones*). En esta cuenca, que progresivamente va cerrándose debido al avance de sus plataformas, se depositan los carbonatos de la formación **Mishrif** en aguas someras, siguiendo la progradación de plataformas desde el Este y el Oeste en dirección hacia el centro de la cuenca. Esta formación alcanza su máximo espesor en la zona marítima occidental donde presenta 1.600 pies (487 m), mientras que en la parte oriental tiene un espesor de 865 pies (264 m). La formación **Mishrif** es una secuencia bastante compleja de *materiales calizos de grano fino*, con abundantes restos bioclásticos depositados en *facies lejanas de talud* superpuestas por otras facies cada vez más superficiales de grano menos fino con abundantes restos de *conchas* y *rudistas* en *packstones* y *grainstones*.

El Cretácico Medio constituye una *discordancia* muy acusada cuya mayor evidencia se pone de manifiesto por la *ausencia* del **Grupo Wasia** hacia el Sureste de Abu Dhabi (región de Mender), según puede observarse en la figura 11.

Hacia finales del Turonense, una vez terminada la deposición del **Cretácico Medio**, se reanuda la subsidencia en la región y comienzan a depositarse los primeros sedimentos del **Cretácico Superior**. Las formaciones que componen este período, son, en orden ascendente; **Laffan**, **Halul**, **Fiqa** y **Simsima**. Todas estas formaciones son conocidas en Abu Dhabi con el nombre de Grupo **Aruma**.

La formación **Laffan** se compone principalmente de *pelitas* con cantidades menores de *calizas arcillosas*. Los primeros depósitos de esta formación se depositaron en un medio deltáico, acumulándose los sucesivos materiales en una plataforma marina de carácter abierto.

La formación **Halul** se superpone en concordancia con la formación **Laffan**, registrando una regresión gradual puesta de manifiesto por sedimentos marinos depositados en aguas someras. Los estratos inferiores están formados por *pelitas calcáreas* y *calizas arcillosas* (*lime mudstones*). Los estratos superiores muestran cambios significativos, estando formados por calizas depositadas en medios más enérgicos con abundancia de fragmentos *bioclásticos* y *calizas foraminíferas* (*wackestones* y *packstones*).

La formación **Fiqa** representa el segundo ciclo de la fase transgresiva del **Cretácico Superior**. Se compone de facies marinas de plataforma de relativa profundidad, cuyo espesor varía entre los 335 y los 1.100 pies (105 y 335 m) en las zonas marítimas. La litología de esta formación se compone de *pelitas calcáreas* y *calizas arcillosas* (*principalmente lime-mudstones* y *wackestones*).

La formación **Simsima** representa una fase regresiva formada por calizas, principalmente *wackestones* y *packstones*, con dolomías depositadas en aguas marinas muy superficiales. En las zonas marítimas de Abu Dhabi, esta formación alcanza los 600 pies (183 m) de espesor hacia el Noroeste y los 1.200 pies (366 m) hacia el Sureste.

Debido a un *cambio de facies*, las formaciones **Simsima** y **Fiqa** pierden sus características hacia la zona marítima más oriental de Abu Dhabi, donde predominan las *calizas de aguas profundas* de la formación **Gurpi** que se depositaron en una cuenca centrada hacia el Norte de los Emiratos Arabes.

2.4.4. CENOZOICO

El final del período **Cretácico** se caracteriza por una retirada generalizada de los mares, que, tras la consiguiente erosión, produjo discordancias extensas evidenciadas por la ausencia del Grupo **Aruma** (Cretácico Superior) en la región Mender (Sureste de Abu Dhabi).

2.4.4.1. Terciario.

Durante el **Terciario Inferior**, la región tuvo una notable estabilidad. Este período se compone de tres formaciones asociadas en el **Grupo Hasa** que se conocen con los nombres de **Umm Er Radhuma**, **Rus** y **Dammam**. Estas formaciones están mejor representadas hacia la parte occidental de Abu Dhabi y van perdiendo su identidad a medida que nos acercamos hacia el Este. En la región marítima oriental de Abu Dhabi, estas formaciones son reemplazadas casi completamente por la formación **Pabdeh** formada por 2.200 pies (670 m) de calizas arcillosas y pelitas. La formación Pabdeh es muy similar a la formación **Jahrum**, localizada al Sureste de **Irán** (Figs 9 y 10).

La formación **Umm Er Radhuma** alcanza un espesor variable entre los 1.500 pies en el Sur y más de 3.200 pies hacia el Este. Los materiales que componen esta formación son el resultado de una amplia *transgresión* que tuvo lugar al comienzo del **Paleoceno**. Los primeros sedimentos de esta formación están formados por *pelitas y fragmentos de conchas*, que dieron lugar a unas *calizas bioclásticas*, depositadas en medios muy someros. En algunas localidades (**Zakum**, **Umm Shaif**), estos niveles iniciales de pelitas, están cubiertos por varios ciclos de *sabkhas* que terminan en capas delgadas de *anhidritas*.

Durante el **Eoceno Inferior** se desarrolló una amplia plataforma que ocupó toda la zona actual de Abu Dhabi, donde se acumularon los *materiales evaporíticos* de la formación **Rus**. Esta formación aumenta su espesor desde 200 pies (62 m) en el Norte hasta los 850 pies (260 m) en el Sur, abundando en su composición potentes niveles de *anhidrita masiva* que corresponde a una sedimentación en zonas supramareales. También están representados unos niveles de *caliza arcillosa* de poca potencia depositados en *medios de lagoons*.

Durante el **Eoceno Medio**, se produce una *transgresión* que deposita materiales en una ancha plataforma marina donde se acumulan las *calizas nummulíticas* de la formación **Dammam**, así como pelitas calcáreas y calizas arcillosas hacia la base, con niveles superiores de *calizas de foraminíferos* cuyo tamaño de grano sugiere un medio de sedimentación marino de poca profundidad y mucha energía.

Durante el **Terciario Superior** (entre el *Eoceno Superior* y el *Oligoceno Inferior*), tiene lugar un período de levantamiento y erosión. Este levantamiento fue más significativo hacia Qatar y la parte occidental de Abu Dhabi, teniendo lugar una mayor erosión en esta zona sobre los sedimentos de la plataforma Eocena (Fig.9). Durante la fase transgresiva que tuvo lugar a continuación, se depositó la formación **Asmari** en el extremo oriental de Abu Dhabi, que se compone de *sedimentos marinos someros de calizas fosilíferas parcialmente dolomitizadas*.

Durante el **Mioceno Inferior** se depositó la formación **Gachsaran** cuya potencia varía desde 400 pies (122 m) en el Oeste hasta

2800 pies (855 m) en sus depósitos más orientales. Esta formación se compone de tres unidades bien diferenciadas. La unidad inferior está formada por *anhidrita*, con niveles más finos de *dolomías* y *sedimentos clásticos*. La unidad media se compone de *dolomías* y *calizas*. Formando la unidad superior niveles de *anhidrita*, *pelitas* y *carbonatos*. Esta formación se depositó en una cuenca evaporítica restringida cuyo *depoentro* estuvo situado hacia el interior del territorio de Abu Dhabi.

Durante el **Mioceno Superior** y el **Plioceno** tiene lugar un período de levantamiento y erosión, producido por la *orogénia Alpina* que modela toda la topografía de Abu Dhabi que se conoce en la actualidad. Durante este período tiene también lugar el desarrollo de las montañas **Zagros en Irán y las montañas de Omán**.

2.4.5. Cuaternario.

Durante el Cuaternario emergió la península de **Qatar** que ha estado desde entonces expuesta a la erosión. Durante este período se depositaron, principalmente, los sedimentos que tapizaron la superficie de los Emiratos Arabes, entre los que merecen destacarse *pseudoolitos* y *calizas conglomeráticas*, *arenas calcáreas* y *gravas de playas y continentales*, *limos* y *arenas eólicas* formando **dunas** y **depósitos costeros de sabkhas**

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA

3.1. TECNOLOGÍA DE LOS PERFILES DE SONDEOS

La instrumentación destinada a conseguir perfiles de sondeos registra continuamente los parámetros petrofísicos de que se dispone para interpretar la geología del subsuelo. Los perfiles más usados son los que miden la *radiactividad* de las rocas (Gamma Ray /GR; Nuclear Gamma Tool /NGT), la *porosidad* (*Neutron Porosity*), la *resistividad*, la *velocidad del sonido* (*Sonic*) y el *buzamiento* (*Dipmeter*). Aunque en este estudio el perfil de sondeo más usado es el perfil de buzamientos o **Dipmeter**, el resto de los perfiles también se han tenido en cuenta para complementar la interpretación.

3.1.1. Introducción al perfil de buzamientos (Dipmeter).

El perfil de buzamiento fue introducido por primera vez en la industria petrolífera en 1930, y desde entonces sus aplicaciones han ido extendiéndose de tal forma que hoy día no se concibe un estudio geológico del subsuelo en el que este perfil no se use de forma sistemática, no solamente, en la fase de exploración, para precisar la *geometría* y *disposición* de los posibles yacimientos, sino en las fases posteriores de *desarrollo* y *producción*, para conocer con detalle la *estructura interna* de los yacimientos y su influencia en la *producción*.

El instrumento que facilita el perfil de buzamientos consta de cuatro brazos en los **Dipmeter** modernos midiendo la *resistividad* de la roca adyacente al sondeo. Estos cuatro brazos tienen una separación de 90 grados y generan los datos de *buzamientos* (Figs. 1 y 12), mediante registros de **microrresistividad** producida por los contrastes existentes entre los *planos de estratificación* o laminación, y su posterior correlación entre los cuatro brazos. Las mediciones de la **microrresistividad** se realizan mediante electrodos situados en los cuatro brazos del **Dipmeter**. En realidad existen cinco electrodos en los **Dipmeter** modernos, ya que dos de ellos están situados en el mismo brazo. Se obtiene así un mayor nivel de seguridad en la correlación de las curvas de resistividad, y por lo tanto, en los cálculos de *buzamientos*. Los antiguos **Dipmeter** solían tener solamente *tres brazos*, cuyos tres electrodos eran suficientes para determinar el plano de buzamiento.

La ampliación a cuatro brazos, además de hacer más seguro el cálculo de *buzamientos*, contribuyó a *establecer un mejor contacto entre los electrodos y las paredes del sondeo*. Los brazos del **Dipmeter** son controlados hidráulicamente desde la superficie. *Se cierran para bajar el instrumento hasta el fondo del sondeo y se abren con una fuerza suficiente para estar en contacto con las paredes del sondeo cuando se efectúan los*

EL INSTRUMENTO MEDIDOR DE BUZAMIENTOS, DIPMETER, Y GEOMETRIA DE LOS BUZAMIENTOS DE LA ESTRATIFICACIÓN

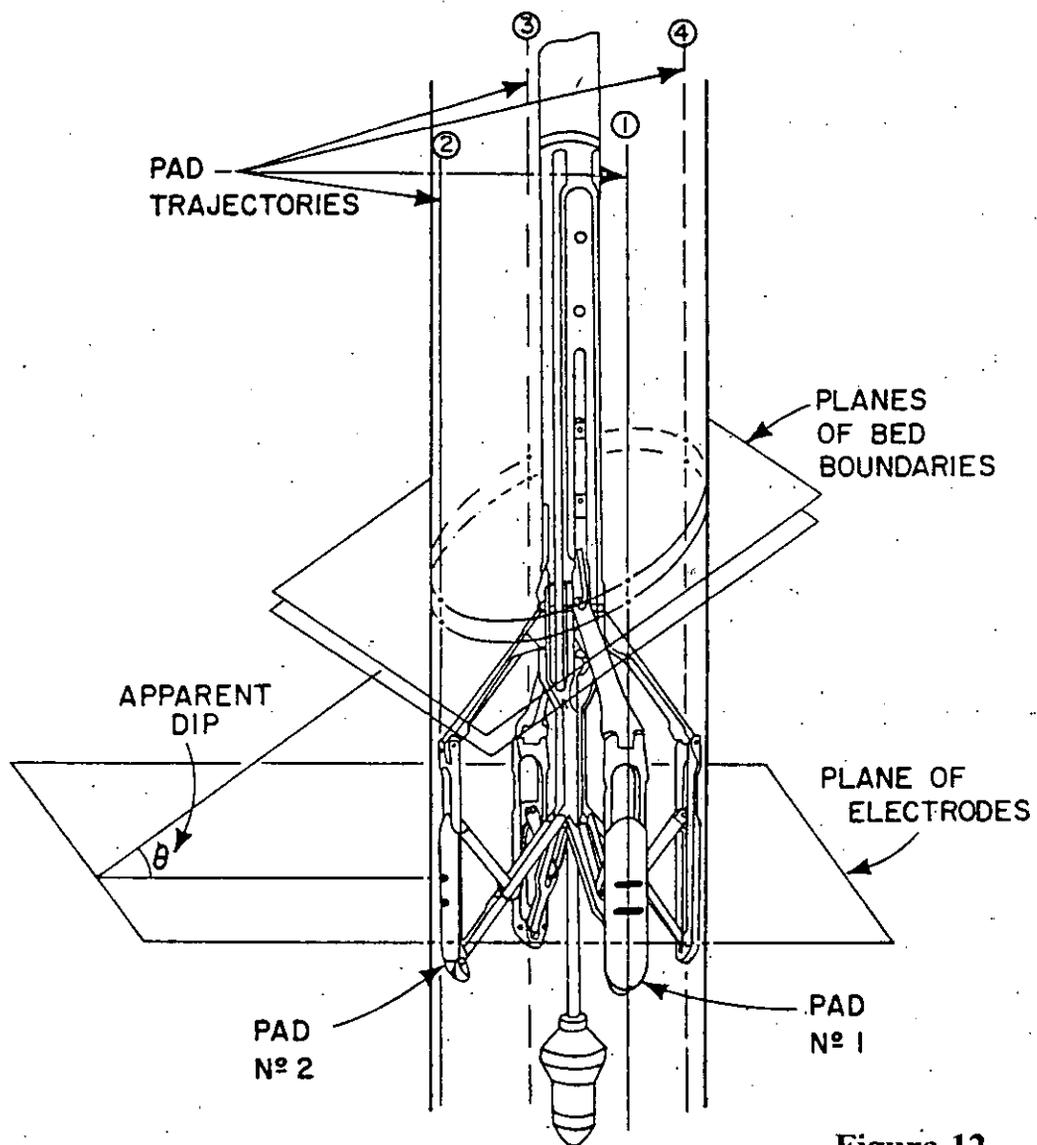


Figura 12

perfiles, a medida que el instrumento sube hacia la superficie, aproximadamente, a la velocidad de 900 metros por hora.

Verticalmente, las mediciones tienen lugar con una frecuencia superior a dos lecturas por centímetro. Teniendo en cuenta que los tramos de sondeos pueden extenderse a más de 1.000 metros, podemos darnos cuenta de la complejidad de los cálculos requeridos para obtener los *buzamientos*. Además de medir buzamientos, este instrumento mide la *geometría* del sondeo, incluyendo la *desviación* del sondeo con respecto a la vertical, el *azimut* o ángulo que forma el electrodo de referencia (numero 1) con respecto al Norte magnético, el azimut de la desviación del sondeo, e incluso la forma más o menos circular de la *sección* del sondeo. Todas estas mediciones permiten conocer exactamente la posición del instrumento en el espacio, y por lo tanto, calcular el *buzamiento real*, ya que sin estos datos sólo podría registrar el *buzamiento aparente*.

Mediante la correlación por ordenador de una determinada forma o inflexión de las *curvas de resistividad*, reconocidas en los cuatro electrodos, se determina un plano con identidad geológica (con textura diferenciada) del cual se determina el *buzamiento real* mediante algoritmos trigonométricos.

En la operación de correlacionar las curvas de resistividad intervienen los siguientes parámetros:

El **intervalo de correlación**, que determina la longitud de curva de resistividad a tener en cuenta en cada operación de correlación.

La **unidad de distancia**, o incremento longitudinal verificado en dos correlaciones sucesivas. Esta distancia es generalmente el 50% del intervalo de correlación

El **ángulo de búsqueda**, que determina la distancia máxima de búsqueda de correlaciones para una determinada forma de las curvas de resistividad.

Según los diferentes programas de correlación de curvas de resistividad y cálculo de buzamientos, *Schlumberger* ha diseñado varios productos entre los que se encuentran **Mark IV, Cluster, Geodip, Local Dip, etc. GEODIP** es un programa de gran aplicación en carbonatos que presenta en el mismo perfil los buzamientos y la correlación de las curvas de resistividad que nos ha permitido, entre otras aplicaciones, determinar la extensión de las *zonas de estilitos* en el campo petrolífero de Sahil.

3.1.2. La última generación en instrumentación de Dipmeters: El Microescáner de Formaciones.

Este nuevo **Dipmeter** (Fig. 2) presenta como novedad más sobresaliente, que los brazos tercero y cuarto poseen un conjunto de 27 **electrodos** cada uno, lo cual permite obtener otras tantas curvas de resistividad que una vez procesadas, proporcionan unas **imágenes de resistividad** de la formaciones atravesadas en el sondeo. Estas imágenes

están orientadas y forman ángulo de 90 grados. En total, las imágenes pueden cubrir hasta 14 centímetros del perímetro del sondeo. En *pasadas sucesivas*, se puede cubrir una zona más extensa de este perímetro. Las *imágenes de resistividad* han sido procesadas mediante una escala de tonos grises de intensidad variable. *Los tonos más claros indican resistividad alta, los tonos más oscuros indican mayor conductividad.*

Las imágenes del **Microescáner de Formaciones** asemejan las *fotografías en blanco y negro* que se pudieran obtener de los *testigos* de los sondeos.

El **Microescáner de Formaciones** se ha diseñado para que, al escanear las paredes del sondeo, sus brazos tercero y cuarto produzcan imágenes de resistividad de alta resolución. En conjunto, esta herramienta es muy parecida a los **Dipmeters** que la precedieron, ya que dispone de dos electrodos en cada brazo (más los 27 que existen en dos de sus brazos). La ventaja de este nuevo **Dipmeter**, es que pueden conseguirse simultáneamente *buzamientos e imágenes de resistividad en la misma pasada*. Cuando se están obteniendo *buzamientos*, la velocidad con que se mueve este **Dipmeter** puede alcanzar los *1.200 metros por hora*. En cambio, cuando se registran *imágenes* esta velocidad debe reducirse a *300 metros por hora*.

La figura 13 muestra un buen ejemplo de registro del Microescáner, donde pueden apreciarse fracturas subverticales que aparecen en materiales de laminación delgada con fuerte buzamiento. Este ejemplo muestra el resultado conjunto de dos pasadas sucesivas obtenidas con el Microescáner.

El principio en que se basa esta nueva herramienta es el mismo de los **Dipmeter** anteriores. Desde la parte inferior de la herramienta, donde están los electrodos, se emite una *corriente eléctrica* controlada que se dirige a la formación. Esta *corriente se recibe en la parte superior* del **Dipmeter** y parte de ella queda registrada en los electrodos mediante una serie de **curvas de resistividad** individuales que detectan los *cambios de textura* de la formación.

La corriente emitida se controla automáticamente para optimizar el funcionamiento del instrumento en formaciones de resistividad variable. Una parte importante de este nuevo **Dipmeter** está formada por la sección del **inclinómetro** que, debidamente aislado, contiene el **acelerómetro** y **magnetómetro**, que facilitan las correcciones de velocidad y permiten conocer la **orientación del Dipmeter**.

Las mediciones en la vertical son muy *detalladas*, realizándose cada **2.5 mm**, lo cual representa una enorme cantidad de datos a procesar.

Figura 13

3.1.2.1. Procesamiento de datos.

Después de obtener los perfiles, se lleva a cabo un meticuloso proceso de *correcciones y control de calidad*, en el que se pueden destacar los siguientes aspectos. Las curvas de resistividad se corrigen primero con respecto a la *escala de profundidad*, teniendo en cuenta para su posterior compensación, cualquier *movimiento irregular* del instrumento.

Otra de las correcciones efectuadas, tiene por objeto la eliminación de las *anomalías locales* creadas por el *exceso de ruido*. Estas son fáciles de diferenciar, debido a la exagerada inflexión de las curvas de resistividad.

Las curvas de resistividad se someten a una *normalización* para evitar los posibles efectos debidos a los cambios automáticos de corriente que se producen en la formaciones con grandes contrastes de resistividad. Esta normalización elimina las *distorsiones* que pudieran presentar las imágenes en litologías variadas.

También se pueden realizar correcciones de *homogeneización en la horizontal*, en el caso que aparecieran líneas anómalas producidas por algún electrodo que midiera erróneamente la resistividad.

Existen opciones en intervalos fijos o variables, en las que pueden introducirse *mejoras de imágenes* para aquellas secciones del sondeo donde los *contrastos de resistividad sean poco acusados*.

Finalmente, después de estos procesos, los datos son *codificados gráficamente* de acuerdo con su resistividad correspondiente, mediante una escala que varía de *blanco a negro* pasando por varias intensidades de *grises*. *Los tonos más claros representan mayor resistividad y los tonos más oscuros mayor conductividad*.

3.1.3. Concepto de Electrofacies.

Desde el punto de vista tradicional, las *facies sedimentarias* se definen por su *geometría, litología, contenido paleontológico, estructuras sedimentarias y la dirección de paleocorrientes* (Selley, 1978). Esta definición nos permite distinguir entre distintas facies siempre que exista al menos un cambio en estos cinco parámetros definatorios. Estos parámetros pueden ser observados fácilmente en las formaciones geológicas que afloran directamente en la superficie terrestre, pero no siempre pueden determinarse con precisión en el *subsuelo*.

Los nuevos perfiles de sondeos usados en la industria petrolífera, facilitan una información precisa y detallada para determinar la *mineralogía, textura, dirección de los flujos de corrientes y algunas estructuras sedimentarias* (Fig. 14). Siguiendo esta filosofía, es posible *identificar un determinado intervalo de una formación en el subsuelo por las respuestas de sus perfiles de sondeos*. De esta forma se determina una *"electrofacies"* que puede tomar la identidad, e incluso correlacionarse con *facies geológicas*. Bien es verdad que estas *electrofacies* pueden tener más

PROCESO DE OBTENCION DE ELECTROFACIES

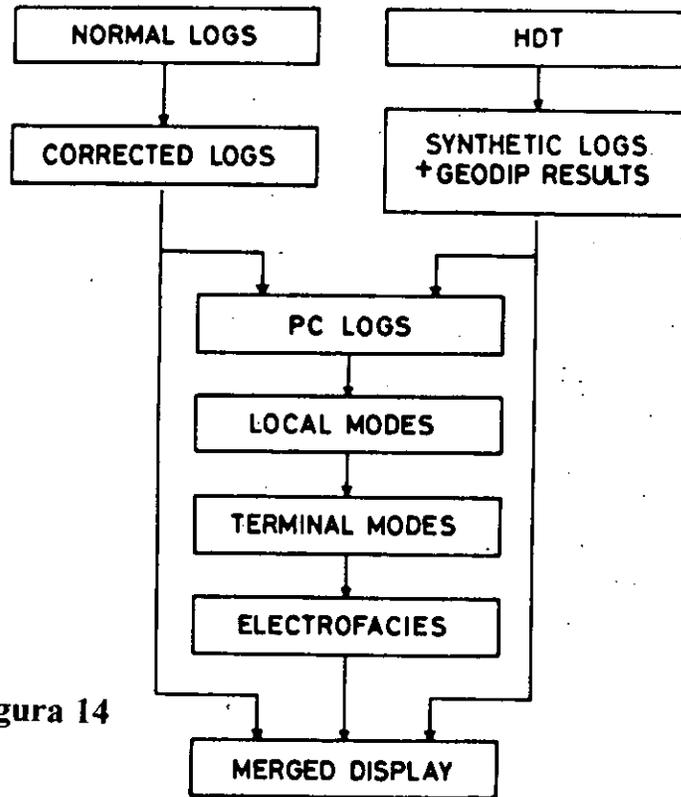


Figura 14

Log Type	Mineralogy	Texture	Structure
RESISTIVITY		**	*
SP		**	**
NGT	*** 1)		
SONIC	*	* 2a)	* 2b)
LDT	*** 3)	*	
GST	*** 3)	*	
CALIPER	* 4)	* 4)	
DIPMETER	*	***	*** 5)

- 1) Clay type and accessory minerals, also organic matter.
- 2a) Sonic transit time.
- 2b) Sonic attenuation.
- 3) Main mineralogy.
- 4) Hardness of minerals, cementation and compaction.
- 5) Sedimentary structures from detailed correlation (GEODIP).

Figura 15

RELACION DE LOS PERFILES DE SONDEO CON LA MINERALOGIA, LA TEXTURA Y LA ESTRUCTURA

características diagenéticas y estructurales que las facies sedimentarias en sentido estricto. Este análisis de Electrofacies se lleva a cabo mediante el uso de un programa de ordenador llamado "FACIOLOG". Este programa *determina automáticamente las electrofacies a partir de ciertos perfiles de sondeos elegidos por el usuario, según los parámetros que se quieran destacar en la electrofacies*. El objetivo de este programa consiste en subdividir la formación en diferentes **electrofacies** con el mayor sentido geológico posible.

Antes de decidir sobre la elección definitiva de los perfiles de sondeos que definitivamente serán utilizados para obtener las electrofacies, puede que sea necesario considerar los posibles resultados obtenidos utilizando diferentes perfiles. Una vez analizados estos resultados se eligen los perfiles de sondeos que proporcionan electrofacies con más identidad geológica. Cuanto mejor identificadas estén las facies geológicas en los perfiles de los sondeos, mejor será el significado geológico de las electrofacies determinadas mediante el programa **Faciolog**

Antes de decidir sobre la elección definitiva de los perfiles apropiados, puede que sea necesario considerar los diferentes resultados conseguidos con los *diferentes perfiles de sondeos*. De esta forma el resultado final con las *electrofacies* definitivas del sondeo quedaran identificadas por el mismo conjunto de perfiles.

3.1.3.1. Obtención de Electrofacies.

La selección de los perfiles de sondeos se hace de acuerdo con los parámetros que se quieran destacar, según las facies con las que se esté tratando. También deberá tenerse en cuenta los perfiles que mejor pudieran definir las facies geológicas observadas en los posibles *testigos* disponibles en algún sondeo que tomaremos como *modelo*. Cuando los resultados nos parezcan satisfactorios, eligiremos estos perfiles para el *análisis automático* de las *electrofacies* a lo largo de todo el campo objeto del estudio. Como es natural, para poder llevar a cabo este análisis, se debe disponer de todos los perfiles seleccionados que corresponden a todos los sondeos o, en su defecto, a la mayor cantidad posible de ellos.

Con el fin de evitar errores debido a efectos locales tales como la rugosidad en las paredes del sondeo, la diferente acumulación de los lodos de perforación etc, *los perfiles elegidos se corrigen automáticamente de estos efectos usando unas técnicas standard de pre-interpretación*. Seguidamente, los perfiles se *normalizan* para evitar que, aquellos que muestren la mayor variabilidad, pudieran afectar los resultados. Este procedimiento se lleva a cabo mediante el **análisis de componentes principales**, lo que permite tratar a todos los perfiles con una lógica uniforme.

Después de estos preparativos, el programa **Faciolog** comienza a identificar conjuntos con valores similares en diferentes profundidades de los perfiles a los que llamaremos "**modas iniciales**". El número de estos

conjuntos se reduce más tarde a las "modas finales". Cada una de estas *modas finales* puede relacionarse ya con **electrofacies** de pleno significado geológico. El procedimiento seguido por el programa **Faciolog** se muestra en la figura 15.

Como el programa **Faciolog** generalmente se aplica para obtener electrofacies en varios sondeos, se puede facilitar mucho el proceso y la obtención de resultados creando una **base de datos**, la cual ayudará al propósito de obtener resultados consistentes en todo el estudio. Esta **base de datos** contiene los resultados obtenidos por el programa durante el proceso en los sondeos que se eligen como modelos. Las **modas iniciales** obtenidas en estos modelos se incluyen en la **base de datos** como los valores de los diferentes perfiles. Cuando el programa se aplica al resto de los sondeos, la **base de datos** se usa como referencia en la determinación de las electrofacies, así como en la **descripción geológica** y en el **código gráfico** de las electrofacies, cuya *asignación es automática*.

El programa **Faciolog** de Schlumberger para la determinación automática de electrofacies es una técnica standard, que ya ha sido aplicada en diferentes regiones geológicas con varios tipos de roca almacén. En el proyecto que nos ocupa se aplicó con éxito en el análisis de electrofacies en la formación **Arab**, y sus resultados se describen en la sección 4.3.7. *Determinación de Electrofacies en la formación Arab.*

3.2. PROCEDIMIENTO DE INTERPRETACIÓN DE DIPMETERS.

Una vez obtenido el perfil de buzamientos, nos enfrentamos a la tarea de su **interpretación**. *Los buzamientos por sí solos no identifican automáticamente la geología de la zona. El conocimiento de la geología local y regional, junto con la interpretación de otros perfiles, será de gran ayuda para una correcta interpretación. Y como casi siempre, no hay sustituto para la experiencia y la veteranía.*

Lo primero que puede llamar nuestra atención cuando examinemos el perfil de buzamientos, son ciertos *agrupamientos de los buzamientos que aumentan de magnitud, disminuyen ó permanecen constantes con la profundidad del sondeo (pero cuyo azimut se mantiene generalmente en la misma dirección)*. Por convenio, diremos que tenemos en estos casos unos **modelos rojos, azules o verdes** respectivamente.

Como veremos más adelante, no se puede asociar unívocamente cualquiera de estos modelos a una situación geológica concreta. Cualquiera de estos modelos puede responder a numerosas causas geológicas. Por ejemplo, un modelo rojo puede ser el resultado de la deformación o arrastre causado en los estratos por una falla (drag), o el flanco de un pliegue concéntrico (causas estructurales), o bien, el relleno de un canal, o la acumulación de sedimentos sobre una estructura preexistente como puede ser un arrecife (causas sedimentarias).

Los modelos verdes pueden indicar el buzamiento estructural de una determinada zona geológica, o bien, indicaciones sedimentarias correspondientes a depósitos de baja energía, o simplemente un buen nivel de desarrollo de estratos.

Una zona caótica de mezcla de buzamientos (**modelo amarillo**) también puede tener su origen en situaciones geológicas determinadas, como puedan ser el *intervalo fracturado de una zona de fallas, o zona de conglomerados, alteraciones diagenéticas, bioturbación, capas fuertemente distorsionadas como consecuencia de derrumbamientos por altas pendientes, o carbonatos con textura muy recristalizada.*

Incluso un intervalo donde no existan buzamientos (**modelo blanco**), también puede ser revelador de algún indicio geológico, como pueda ser una *textura masiva sin capas, o niveles de grano muy grueso, o intervalos con gran actividad biológica que quedaron intensamente bioturbados.* La figura 16 muestra todos estos modelos con sus posibles interpretaciones.

Para empezar a discernir sobre la causa real que originó cualquiera de estos modelos, es imprescindible tener a la vista toda la información que nos pueda dar el detalle más completo sobre la columna litológica, como por ejemplo *otros perfiles, testigos y fragmentos de sondeos, etc.* ; **Nunca debería intentarse la interpretación del perfil de buzamientos sin esta información. !**

Como primera orientación para diferenciar la naturaleza estructural o sedimentaria de un grupo de buzamientos deberemos prestar atención a la **litología**. Generalmente, *los buzamientos estructurales pueden corresponder a varias litologías. En cambio, los buzamientos sedimentarios generalmente están asociados a una sola litología. En cuanto a escalas, los modelos asociados a fenómenos sedimentarios, están asociados a intervalos más pequeños que los modelos de buzamiento estructural.*

Para estudiar el **buzamiento estructural** conviene tener a mano el perfil de buzamiento con el programa de correlación **CLUSTER**. En cambio, para una **interpretación sedimentológica** interesa más el programa de correlación de **GEODIP**.

Según se expresó en el capítulo de introducción, la interpretación será más fundada cuando se tengan en cuenta, simultáneamente, los perfiles de buzamiento y microrresistividad.

3.2.1. Factores que afectan la resistividad de las rocas.

Puesto que los **buzamientos** se obtienen a partir de la correlación de las **curvas de resistividad**, interesa conocer qué factores determinan los *contrastes de resistividad* en la roca, ya que estos *condicionarán la presencia de buzamientos en los perfiles.*

La resistividad de la roca depende de su textura, por lo tanto, de la forma y tamaño de las diferentes partículas que componen la roca, así

POSIBLES INTERPRETACIONES DE LOS MODELOS DE BUZAMIENTOS DE LOS PERFILES DE DIPMETER

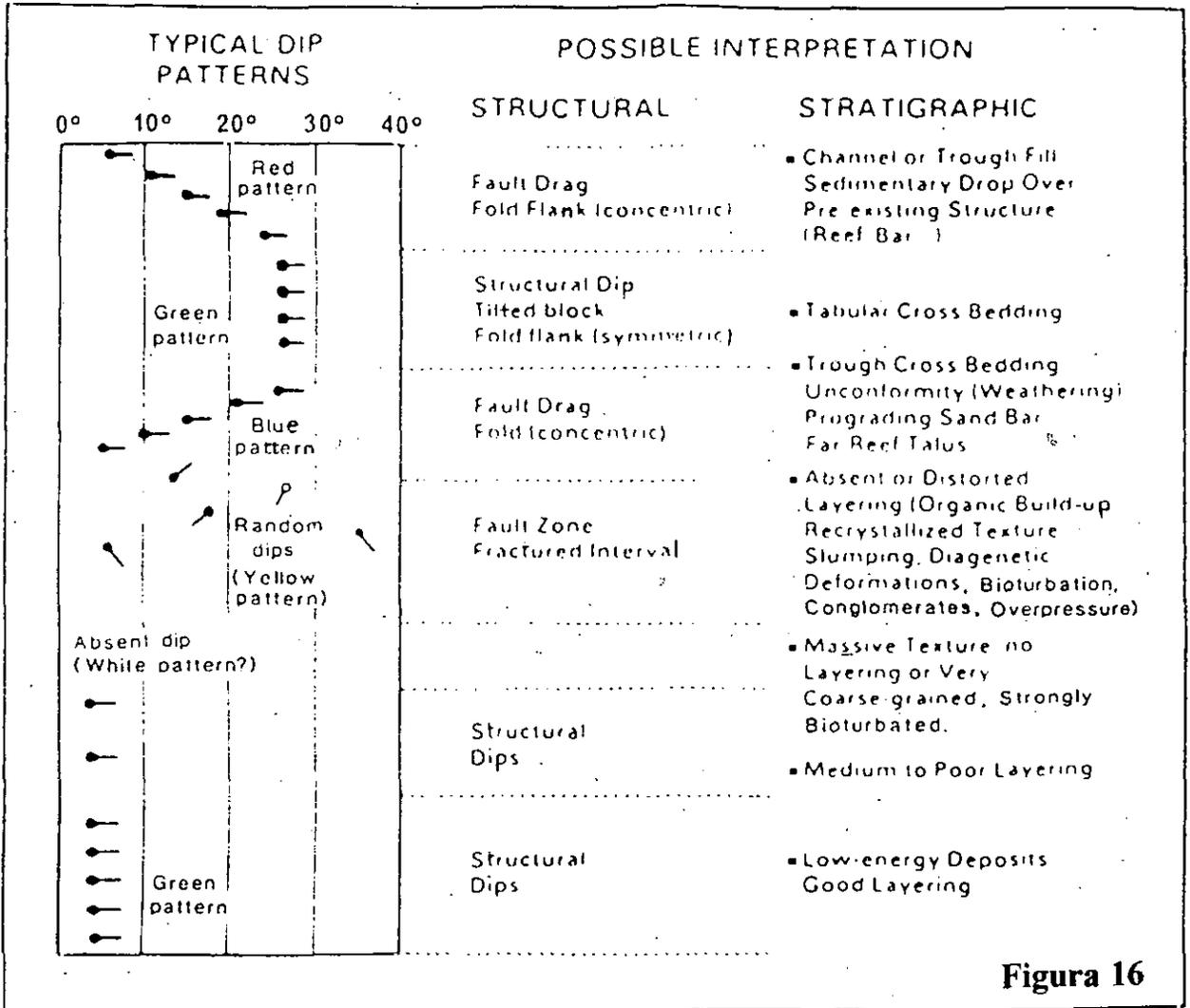


Figura 16

como su *disposición espacial*, tienen gran influencia en la *resistividad*. Estos factores texturales condicionan el fluido presente en la roca, que, a su vez, constituye un factor importante en la *resistividad*.

En este punto, deberíamos dar una explicación sobre la *resistividad medida por los electrodos del Dipmeter*. Interesa obtener el máximo detalle en los perfiles de resistividad para poder identificar cualquiera de estos detalles en la correlación. Por esta razón se ha prescindido de la calibración absoluta y se ha adoptado una escala con **cero flotante**, que proporciona el *máximo detalle cualitativo* en la *resistividad local*, pero que no puede usarse como *medición cuantitativa*.

En cuanto a los *lodos de perforación*, los mejores resultados de los perfiles de buzamientos se obtienen en *lodos disueltos en agua (lodos conductores)*, ya que éstos permiten un buen contacto eléctrico entre los electrodos y las paredes del sondeo. Cuando se utilizan lodos *no-conductores*, los electrodos van provistos de instrumentos incisivos o cortantes que rayan las paredes del sondeo para asegurar un buen contacto; pero aún en estos casos, los resultados no son tan deseables como con los lodos conductores.

Al ser el resultado de *factores deposicionales* y *diagenéticos*, la *textura de los carbonatos* es bastante compleja (probablemente más que en los sedimentos clásticos), y queda muy bien reflejada en las *curvas de resistividad del Dipmeter*. Estos perfiles de la resistividad están realizados en la parte más superficial de la zona filtrada por los lodos de sondeo (**flushed zone**) - R_{xo} - según la fórmula siguiente:

$$R_{xo} = \frac{R_{mf}}{m \cdot P}$$

Donde :

R_{mf} = Resistividad del lodo filtrado

P = Porosidad

m = Factor de cementación

m define la *tortuosidad* que sigue la corriente eléctrica dentro de la roca, que está muy relacionada con las *variaciones de la textura*. Esta es la razón por la que los perfiles de la *microrresistividad del Dipmeter* determinan muy bien los cambios de *textura en la roca*.

Según la fórmula anterior, cuando la *porosidad* de la roca es *reducida* la *tortuosidad* (m) aumenta debido a efectos texturales, y por lo tanto, la *resistividad* (R_{xo}) *aumentará*. Las **curvas de microrresistividad se desplazarán en los perfiles hacia la derecha**.

Cuando la *porosidad* aumenta, la *tortuosidad* en la roca se hace *menos compleja* y, por lo tanto, la *resistividad* (R_{xo}) *disminuye* y la

conductividad aumenta. Las curvas de microrresistividad se desplazarán en los perfiles hacia la izquierda.

3.2.2. Diferencias en la interpretación de Dipmeters en carbonatos y areniscas.

El perfil de buzamientos se usa extensamente en las regiones de areniscas, en la *interpretación estructural (determinación del buzamiento estructural, estudios de fallas y pliegues)* y en la *interpretación sedimentológica (determinación de estructuras sedimentarias que puedan indicar la dirección de aporte de sedimentos y su geometría).*

En las regiones de carbonatos, la *complicada textura* de estos materiales, debida no solamente a su *composición inicial* sino a su *posterior diagénesis*, produce una respuesta más compleja en los perfiles de buzamiento. Sin embargo, como presentaremos en los capítulos siguientes, cuando esta respuesta se interpreta correctamente, *el uso del Dipmeter en carbonatos es, cuando menos, tan interesante e importante como en las regiones de areniscas.*

El método seguido en este trabajo para interpretar las respuestas del perfil de buzamientos en carbonatos ha consistido en una concienzuda comparación entre los *perfiles* y los *testigos* obtenidos en los sondeos, con el fin de *extrapolar* las respuestas de los perfiles en intervalos y sondeos donde no existían testigos.

Lamentablemente, *son muy escasos* los trabajos de interpretación de *Dipmeter en carbonatos* y la bibliografía geológica internacional así lo refleja. Esta circunstancia añadió más dificultad a este trabajo, pero lo hizo a su vez más original.

Las numerosas comparaciones de testigos y perfiles de buzamiento realizadas en este trabajo muestran que, cuando la estructura sedimentaria de los carbonatos no ha sido destruída por diagénesis, pueden observarse los mismos agrupamientos de buzamientos de modelos rojos y azules que aparecen en areniscas, indicando, por ejemplo, el relleno de un canal o la dirección de transporte sedimentario respectivamente. *Bajo estas condiciones, los principios de interpretación de Dipmeter en materiales clásticos pueden aplicarse en carbonatos.*

Cuando las estructuras sedimentarias de los carbonatos ya no están presentes al haberse destruido por diagénesis, o debido a su deposición masiva, las curvas de resistividad del Dipmeter proporcionan una información muy valiosa sobre el estado de la diagénesis en los carbonatos, indicando, por ejemplo, la presencia, extensión y distribución de la porosidad secundaria, facilitando la identificación de estilolitos y su desarrollo tanto vertical como horizontalmente, y permitiendo analizar la posibilidad de que actúen como barreras de la permeabilidad. La respuesta característica de las curvas de resistividad permite identificar facies de carbonatos, entendiendo por tales, no sólo sus características sedimentarias, sino también las diagenéticas, que, como se comprende

fácilmente, es mucho más compleja. Esta información diagenética es muy valiosa desde el punto de vista de la producción de hidrocarburos. Una vez identificados los aspectos diagenéticos de los testigos en las curvas de resistividad, se pueden extrapolar a intervalos o sondeos sin testigos, extendiendo así el beneficio de esta comparación mediante la respuesta de las curvas de resistividad.

Los perfiles de **Dipmeter** que muestran la correlación de las curvas de resistividad son **Geodip** (Dipmeter standard) y **Dualdip** (Microescáner de Formaciones).

La complicada textura de los carbonatos se refleja muy bien en las *curvas de resistividad* del **Dipmeter**, no sólo cuando se comparan estas en conjunto, sino unas con respecto a otras en el mismo nivel de un sondeo de carbonatos. La mayor uniformidad de los materiales clásticos proporciona unos perfiles de Geodip muy regulares, donde a menudo pueden determinarse secuencias que presentan cambios graduales, como puede observarse en el ejemplo de la figura 17 que corresponde a una región elástica fuera de Oriente Medio.

En síntesis, se puede afirmar que el perfil de Dipmeter en carbonatos, mostrando **buzamientos y curvas de resistividad** correlacionadas, *proporciona una información geológica muy completa, añadiendo a la información estratigráfica, no sólo los datos sedimentarios que puedan aportar los valores de buzamientos, sino el estado de la roca almacén después de la larga historia de diagénesis* (compactación, formación de estilolitos, fracturas, disoluciones, etc.), facilitado por la interpretación de las curvas de resistividad, lo cual resultará en el *deterioro o mejora* de la roca almacén en el momento de la producción de hidrocarburos.

Esta información del perfil de buzamientos es facilitada por el nuevo Microescáner mediante imágenes de resistividad de *1cm* de resolución.

3.3. CLASIFICACIÓN DE ROCAS CARBONATADAS

La clasificación de **Dunham** es la más generalizada entre las compañías de petróleo de *Oriente Medio*, y es, por tanto, esta nomenclatura la que seguiremos en este trabajo (Fig. 18). Básicamente, esta clasificación tiene muy en cuenta la *geometría y textura* de la roca. Según esta clasificación, *Grainstones* y *Packstones* son rocas cuya *textura* está formada por *granos con contacto directo entre sí*. La diferencia estriba en que *packstones* tienen más del 10 % de cemento calcáreo.

Wackestones y *mudstones* son rocas cuya *textura* está formada por cemento calcáreo y cuyos *granos no tienen contacto entre sí*. Se diferencian en que *wackestones* tienen más del 10 % en contenido granular.

Según esta clasificación, una *secuencia vertical* idealizada que, de abajo arriba, estuviera formada por *mudstones, wackestones, packstones* y *grainstones* (con *facies evaporíticas* en la parte más superior), indicaría

CLASIFICACIÓN DE ROCAS CARBONATADAS (DUNHAM, 1962)

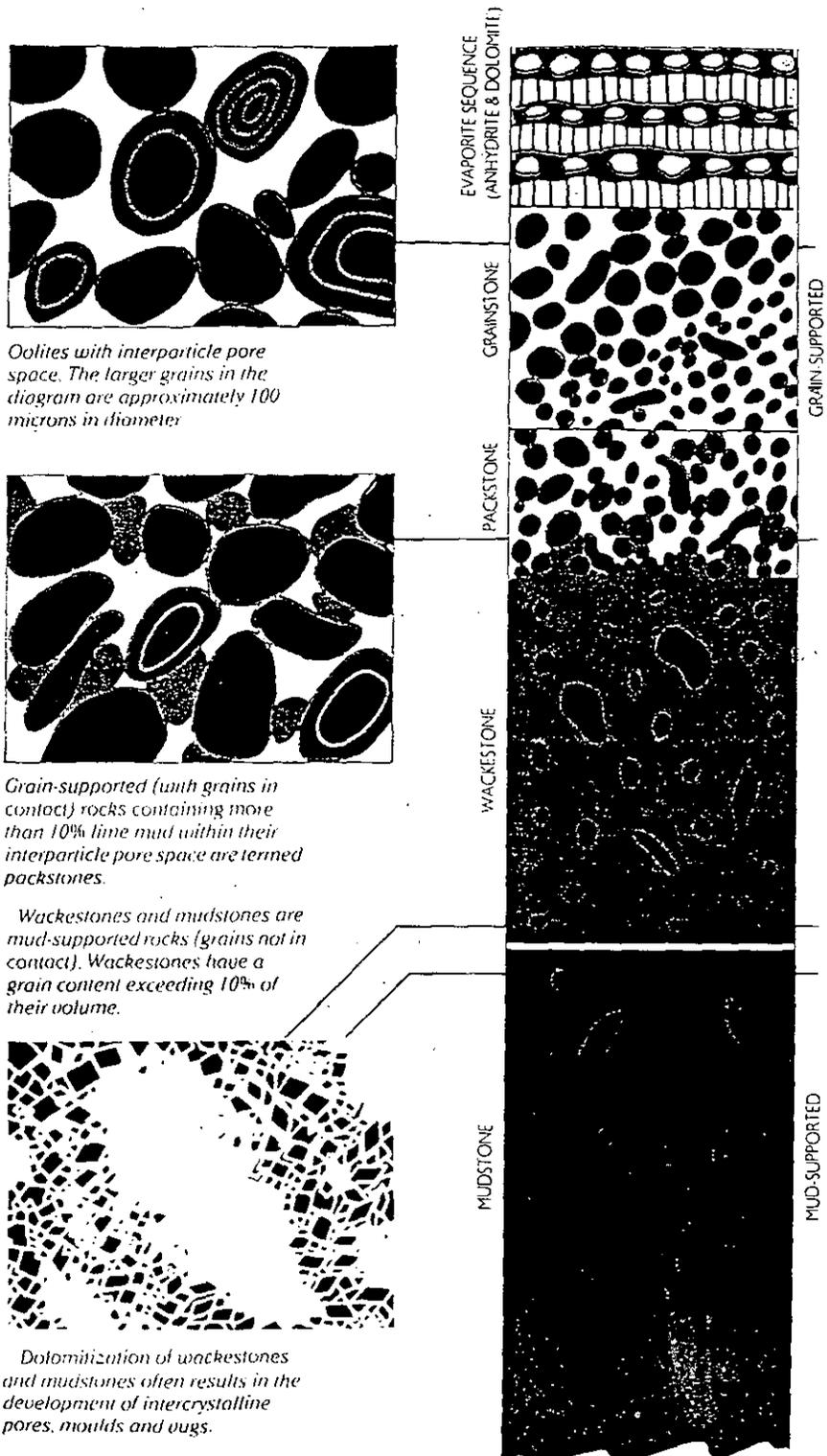


Figura 18

una deposición típica en un medio marino cada vez más somero (cuyo ejemplo más característico es la formación Arab). Desde el punto de vista de la geología del petróleo, las facies evaporíticas de esta formación, *al ser impermeables, impedirían el escape de hidrocarburos que pudieran generarse en formaciones subyacentes. Por el contrario, los niveles de packstones y grainstones formarían buenas rocas almacén.*

Las mejores rocas almacén en las formaciones **Khuff, Arab y Thamama**, están formadas por los *carbonatos más granulares*, donde los granos tienen contacto entre sí (*grainstones y packstones*). Estos materiales fueron depositados por la acción de las corrientes de *energía alta a moderada*, presentando generalmente *porosidad interparticular*. En cambio, *wackestones y mudstones*, generalmente, *no presentan características de roca almacén* por su reducida porosidad primaria, a menos que se haya desarrollado en ellas una *porosidad secundaria* en forma de *dolomitización, disolución o fracturas*.

3.4. CLASES DE POROSIDAD

La nomenclatura de los tipos de porosidad más usada, es la de **Choquette y Pray (1970)**, que clasifican los tipos de porosidad en dos grandes grupos, según que estas dependan o no de la textura de la roca. En el primer grupo se encuentran la porosidad cuya formación está estrechamente ligada con la estructura de la roca tales como poros entre partículas (**porosidad interparticular**), poros dentro de partículas (**porosidad intragranular y porosidad intercrystalina**). Si las partículas han sido disueltas por completo, se obtiene una **porosidad de molde (mouldic)**. En el segundo grupo encajan aquellos tipos de poros que son totalmente ajenos a la estructura de la roca, tales como fracturas, pequeños canales y **porosidad de disolución** que, si es bastante acusada, puede dar lugar a una **porosidad cavernosa**. La clasificación de porosidad de **Choquette y Pray** se ha expresado gráficamente en la figura 19.

Hay una clase especial de **porosidad de molde (oomouldic porosity)**, formada por la disolución de *oolitos o pequeñas partículas* cuyo diámetro no sobrepasa los 2 mm., que están formadas por *capas concéntricas de carbonato cálcico a partir de un núcleo que suele ser un fragmento de concha, material pelítico o grano de cuarzo*. Estas partículas son muy abundantes a lo largo de la costa de los Emiratos Arabes, especialmente, en Abu Dhabi donde forman muchas de sus playas (Fig.20). Este tipo de porosidad puede extenderse en tales proporciones, que todo lo que puede quedar en la roca sea el carbonato cálcico en forma de cemento fino que rodeaba a los oolitos, generando, por *disolución de oolitos*, una roca de *gran porosidad* en algunas formaciones de Oriente Medio (Arab, Thamama y Khuff).

La *porosidad* también puede ser modificada por *dolomitización* o reemplazamiento de calcita por dolomita. Este proceso, que suele ir

**FOTOGRAFIA DE MICROSCOPIO ELECTRONICO PRESENTANDO
CRISTALES DE DOLOMITA BIEN DESARROLLADOS CON
POROSIDAD INTERCRISTALINA (Ampliación 1200)**

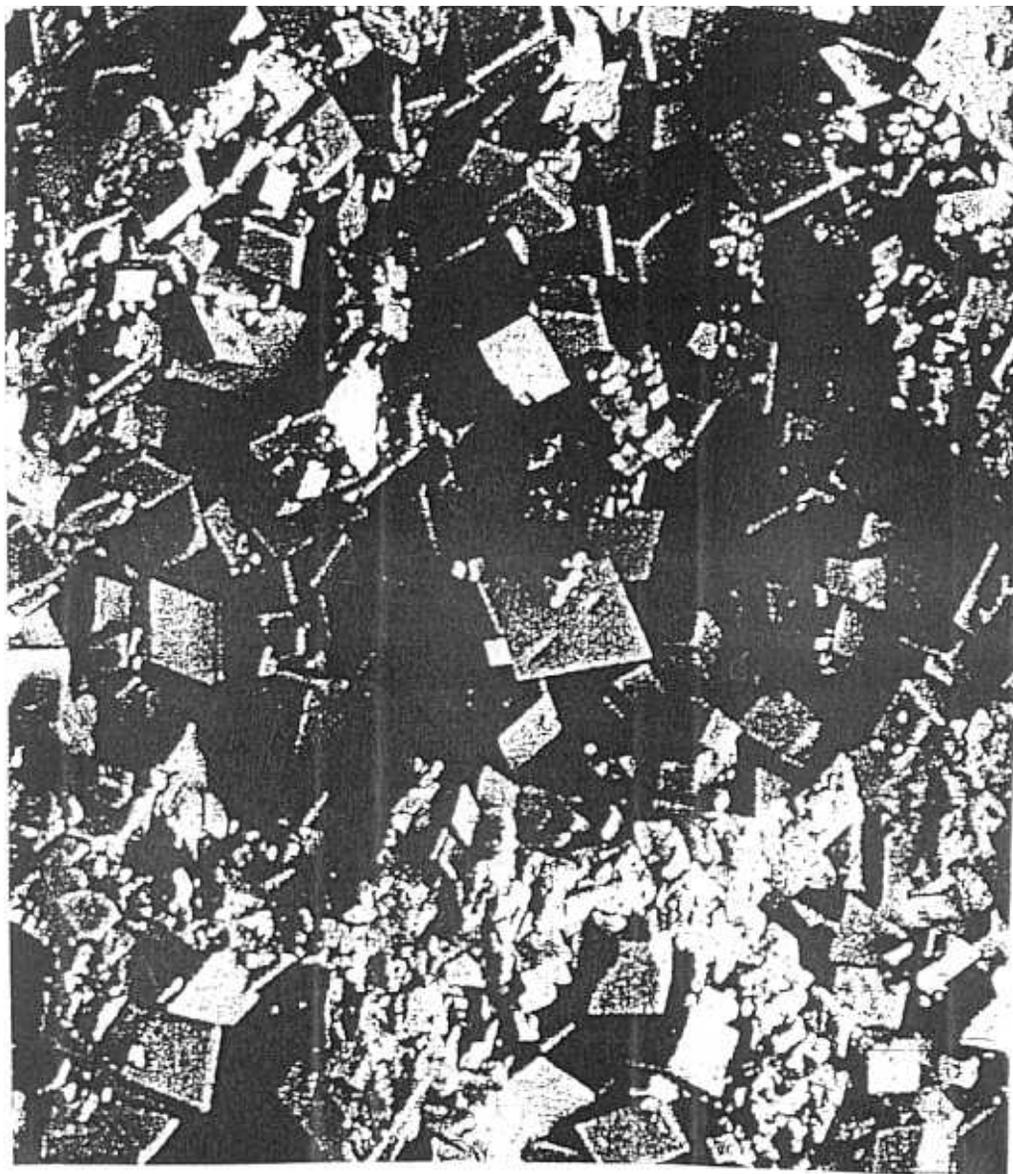


Figura 21

FOTOGRAFIA DE MICROSCOPIO ELECTRONICO PRESENTANDO OOLITOS MUY ABUNDANTES EN SEDIMENTOS RECIENTES DE LAS REGIONES COSTERAS DE LOS EMIRATOS ARABES, ESPECIALMENTE EN LAS PROXIMIDADES DE ABU DHABI (Porosidad interparticular). Ampliación 110.

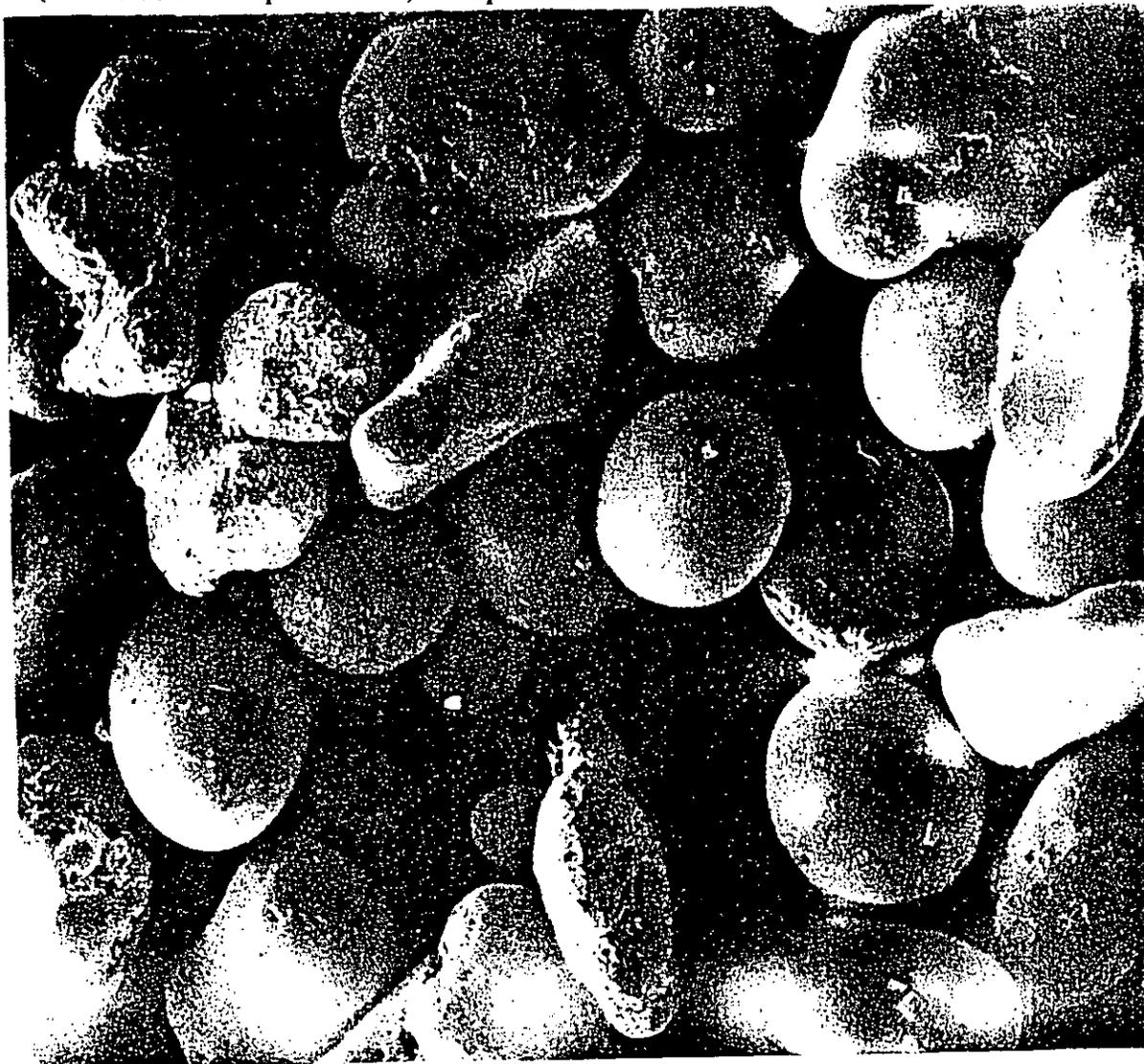


Figura 20

acompañado de *disolución* en la roca caliza, generalmente incrementa la porosidad del carbonato como puede observarse en la figura 21 (*existen excepciones debidas a procesos posteriores de estilolitización, en los que, precisamente, las dolomías con estilolitos son las rocas con menos porosidad (Ver sección 4.3.6 / Caso practico N° 3).*

Los moldes de fósiles y otras cavidades (**vugs**) que aparecen en dolomías, se han formado por *disolución diferencial*. Generalmente, este aumento de porosidad debido a *dolomitización*, lleva consigo un aumento de la permeabilidad generada gracias a la *interconectividad* de los espacios porosos. La parte superior de la formación **Khuff**, en la zona marítima de Abu Dhabi, tiene una porosidad media del 20 %, y presenta una buena muestra de porosidad *interparticular, intercristalina, intragranular y porosidad debida a fracturas*. Las zonas con porosidades superiores al 30 % contienen un gran volumen de **porosidad de molde**, ocasionada por *disolución*. En la **formación Arab** de Arabia Saudi (campo petrolífero **Ghawar** -el mayor del mundo-) fue donde primero se conoció, experimentalmente, que la *mayor porosidad debida a dolomitización tiene lugar cuando el contenido en dolomita alcanza el 80 % del volumen total de la roca*.

La **porosidad**, junto con la saturación en petróleo y la **permeabilidad** son los tres parámetros fundamentales en los que se basa los análisis de la roca almacén para pronosticar las reservas petrolíferas. Si a estos parámetros añadimos la información sobre la presión en la roca almacén, podremos estimar la producción en un tiempo determinado.

La instrumentación para registrar la **porosidad (density y neutron logs)**, proporciona una respuesta de la estructura atómica de la roca y facilita unos perfiles de la **porosidad total**.

La porosidad obtenida mediante el **registro sónico (sonic log)** se obtiene mediante la propagación de la energía acústica en la estructura de la roca y está muy poco influenciada por la **porosidad secundaria**. La comparación entre las porosidades primaria y secundaria permite, en ciertos casos, diferenciar entre estos dos tipos de poros. Las investigaciones que se están llevando a cabo con el **registro sónico** serán, en un futuro inmediato, decisivas en la consecución de perfiles más detallados y esclarecedores de la porosidad de las rocas. En el pasado, los *perfiles sónicos* se realizaban sólo mediante **ondas de compresión**; últimamente, estos perfiles se realizan también con **ondas de cizalla (shear waves)**. El cociente entre las ondas de *compresión* y las de *cizalla* proporciona la información más completa, hasta la fecha, sobre la *porosidad secundaria*. Las últimas investigaciones y pruebas de campo indican que las **ondas Stoneley** recogen datos interesantes sobre la permeabilidad, especialmente, la originada por las **fracturas**.



**FOTOGRAFIA DE MICROSCOPIO ELECTRONICO PRESENTANDO
CRISTALES DE DOLOMITA BIEN DESARROLLADOS CON
POROSIDAD INTERCRISTALINA (Ampliación 1200)**

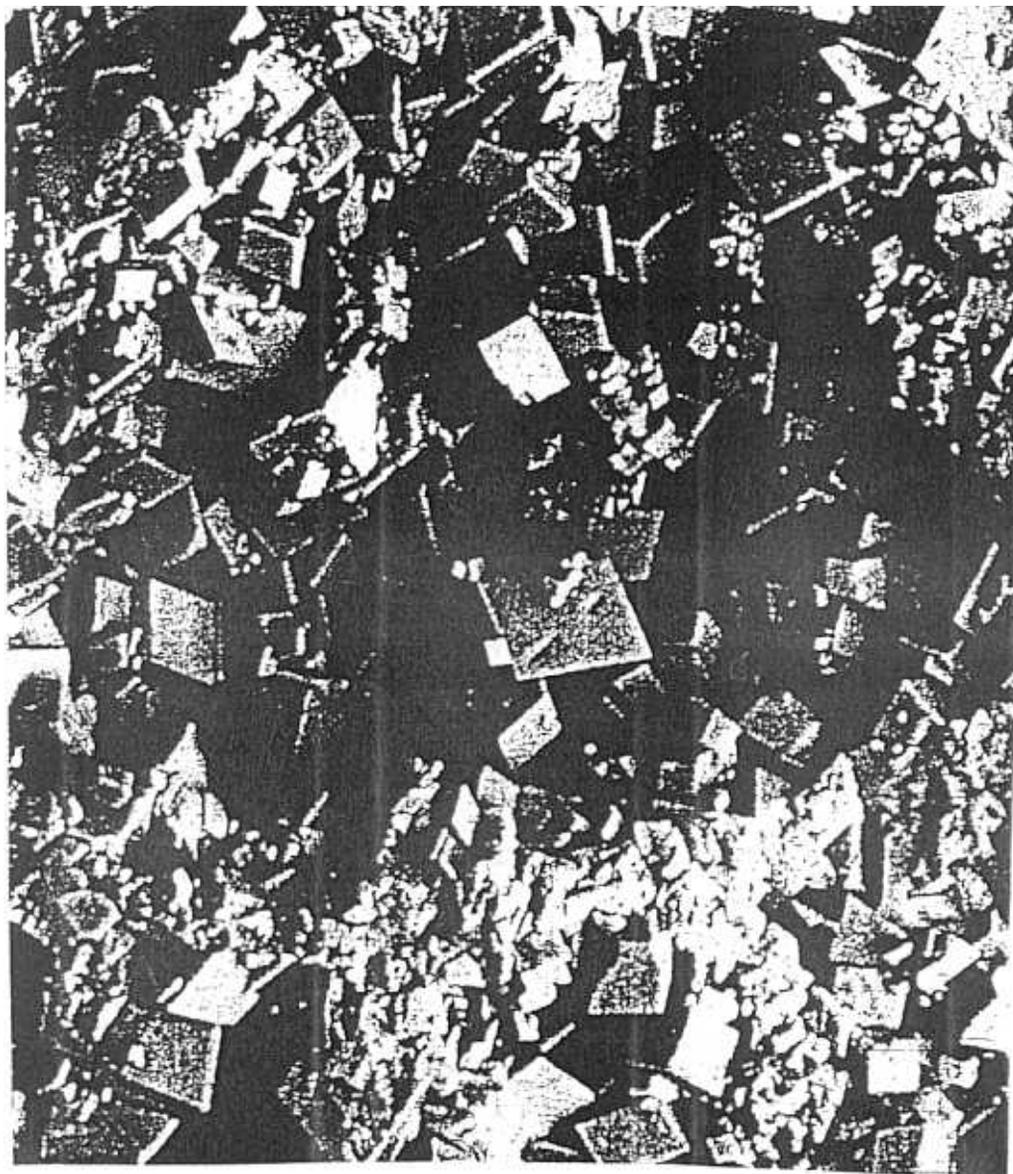


Figura 21

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS SEDIMENTARIO, DIAGENÉTICO Y ESTRUCTURAL EN LAS FORMACIONES DE ABU DHABI.

Aunque en este capítulo hemos querido incluir el mayor número de formaciones, este deseo se ha visto limitado a las formaciones geológicas en las que el autor ha trabajado directamente, ya que, lógicamente, se tienen más datos de las formaciones que tienen un papel más importante en la producción de hidrocarburos, ya sea como rocas que generan, almacenan o impiden el escape de estos hidrocarburos.

4.1. LA FORMACIÓN KHUFF.

Esta formación depositada en el **Permo-Triásico** consiste principalmente en evaporitas y carbonatos marinos someros, donde están presentes algunas *facies arrecifales* de *moderada poropermeabilidad*. Minerales pesados (pirita, galena) han sido observados en los testigos, pero no están asociados con la porosidad. La calidad de la roca almacén varía considerablemente tanto en la vertical como en la horizontal, debido a las diferentes facies y efectos diagenéticos. Generalmente, en esta formación la *dolomitización* mejora la *poropermeabilidad*. Esta formación produce grandes volúmenes de gas, principalmente en los campos de **Umm Shaif** y **Zakum**. En **Umm Shaif**, el gas se compone predominantemente de *metano* (hasta el 90 %). La porosidad fluctúa entre baja y moderada, correspondiendo su mejor desarrollo (hasta el 20 %) a la parte superior de la formación. La permeabilidad es generalmente baja, *pero en ciertos niveles mejora bastante debido a la presencia de fracturas*.

En el campo **Zakum**, la formación **Khuff** produce gas con un gran porcentaje de SH_2 , CO_2 y N_2 . La porosidad es generalmente más baja que en el campo de **Umm Shaif** y la permeabilidad aunque baja mejora en ciertos niveles gracias a la presencia de fracturas.

Los campos petrolíferos ya mencionados se encuentran en la zona marítima de Abu Dhabi, ya que la formación **Khuff** todavía está siendo explorada tierra adentro y no ha sido intersectada en su totalidad.

La formación **Khuff** en la región de Abu Dhabi se compone de secuencias de considerable espesor de dolomías, con niveles de anhidrita y otros niveles menos frecuentes de carbonatos sin dolomitización. En todos estos niveles pueden existir materiales pelíticos en pequeña proporción.

Generalmente, los materiales de la formación **Khuff** presentan porosidades muy reducidas (< del 5 %). Dentro de esta tendencia, las principales rocas almacén están formadas por materiales calcáreos (grainstones y oolitos) depositados en medios de alta energía, tales como facies de mareas y facies arrecifales que han preservado una buena porosidad y permeabilidad primaria. Existen otras facies compuestas por mudstones y packstones que fueron depositadas en medios de menor energía y que, por lo tanto, han visto reducida su porosidad y

permeabilidad. La dolomitización de estas facies ha producido una porosidad secundaria cuya influencia es importante en la delineación de la roca almacén. Aunque las fracturas son abundantes (Fig. 22), la porosidad debida a fracturas es escasa, no llegando a alcanzar por lo general el 3%. *La importancia de esta porosidad de fractura estriba en que logre establecer un pasillo que ponga en comunicación zonas con porosidades más altas* (De ahí la importancia de la determinación de la **existencia, extensión y orientación de fracturas**, asunto que será objeto de estudio con el Microescáner en el **Caso Practico N° 1 - Sección 4.1.1.**)

La evaluación de las características petrofísicas de la formación Khuff mediante los perfiles de sondeo, ha presentado muchos problemas originados por los siguientes factores :

- a.- Debido a los bajos índices de porosidad de esta formación, la instrumentación que mide la porosidad estaba dando resultados cerca del límite de su capacidad.
- b.- Los cálculos de saturación de agua dependen del valor de la porosidad y del factor de cementación (m), y ninguno de los cuales se podía evaluar con mucha exactitud.
- c.- La capacidad de producción de la roca almacén depende en gran medida de la fracturación (Fig. 22) y del desarrollo de la porosidad secundaria.
- d.- La complejidad litológica de los materiales que constituyen la formación Khuff supuso problemas para su evaluación e interpretación.

La primera iniciativa para comenzar las tareas de evaluación en la formación Khuff, consistió en determinar las **electrofacies** mediante la información aportada por los perfiles y los testigos. Mediante la utilización de los perfiles de **Global** y **Geodip**, se obtuvieron las siguientes zonaciones (Fig. 23) :

ZONA A.- Grainstones dolomitizadas depositadas en medios de alta energía que poseen los índices más altos de porosidad y permeabilidad con cierto desarrollo de porosidad secundaria. Las curvas de resistividad de Geodip muestran un gran nivel de correlaciones.

ZONA B.- Esta zona se compone de calizas sin dolomitización, de cierta porosidad, pero con un bajo nivel de permeabilidad. Las curvas de Geodip muestran poca actividad y un bajo índice de correlaciones.

**TESTIGO DE LA FORMACIÓN KHUFF (PERMICO) PRESENTANDO
FRACTURAS SUBVERTICALES Y NODULOS DE ANHIDRITA**

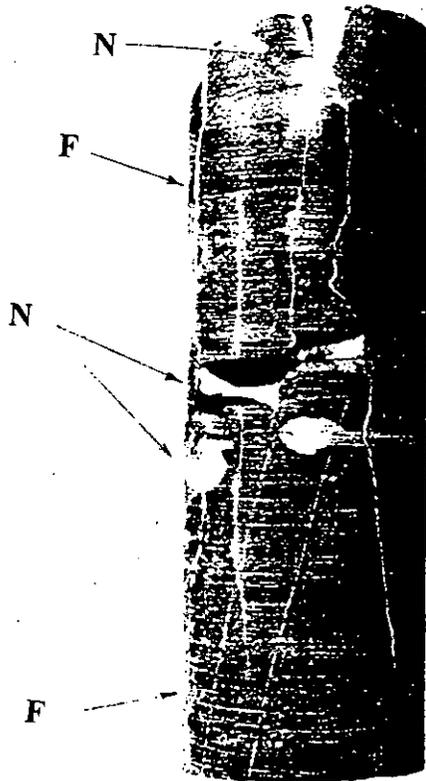


Figura 22

N - Nódulos de anhidrita
F - Fracturas subverticales

ZONA C.- Esta zona se compone de lime mudstones masivas de muy escasa porosidad y con pocas correlaciones en las curvas de resistividad de Geodip.

ZONA D.- Esta zona se caracteriza por la presencia masiva de lime mudstones, depositada en medios de baja energía, en la que existen algunos niveles de dolomías con anhidrita. La porosidad de esta zona es muy escasa aunque existen algunos niveles de cierta porosidad. La correlación de las curvas de resistividad es reducida.

4.1.1. CASO PRACTICO N° 1.

DETERMINACIÓN DE FRACTURAS EN LA FORMACIÓN KHUFF EN RELACIÓN CON LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

La producción de hidrocarburos en la formación Khuff está estrechamente relacionada con la presencia de fracturas y el desarrollo de porosidad secundaria. Los testigos de esta formación muestran la presencia de *fracturas naturales de orientación subvertical*, especialmente en las zonas más compactas (Fig. 22). Estos sistemas de fracturas pueden constituir conductos permeables por donde pueden pasar hidrocarburos a través de materiales compactos. Para que esto suceda, estos sistemas de fracturas deben estar conectados con la roca almacén de porosidad primaria o secundaria.

La figura 23 muestra los perfiles de **Geodip** (características sedimentarias y diagenéticas derivadas de las curvas de resistividad del Dipmeter) y **Global** (porosidad y volumen de fluidos) en el intervalo definido por la roca almacén de la formación Khuff.

Como veremos a continuación, el **Microescáner de Formaciones** es el instrumento más avanzado para estudiar estos *sistemas de fracturas*, ya que podemos identificarlas *directamente* en las imágenes de resistividad como *trazas oscuras*, que indican las anomalías de conductividad producidas por el relleno del lodo conductor de sondeos en las fracturas, lo cual contrasta con los tonos más grises del carbonato circundante, que normalmente es más compacto (Fig. 24). Las técnicas anteriores al **Microescáner** eran métodos que solamente asociaban de una *forma indirecta* la anomalía a la fractura que probablemente la originó.

Los perfiles del **Microescáner** en la formación **Khuff** proceden de un sondeo realizado en el campo marítimo **Abu Al Bukhoosh**. El tramo de estos perfiles está comprendido entre 13.000 y 12.000 pies (4.300 y 4.000 m). Se realizaron dos pasadas con el **Microescáner** de formaciones que son presentadas en el círculo del sondeo con su correspondiente azimut.

Las fracturas son más abundantes en el tramo inferior del sondeo.

El **inclinómetro del Microescáner** permite medir con exactitud la **dirección y buzamiento** de las **fracturas**, así como otros parámetros de

PERFILES GEODIP Y GLOBAL EN LA FORMACIÓN KHUFF

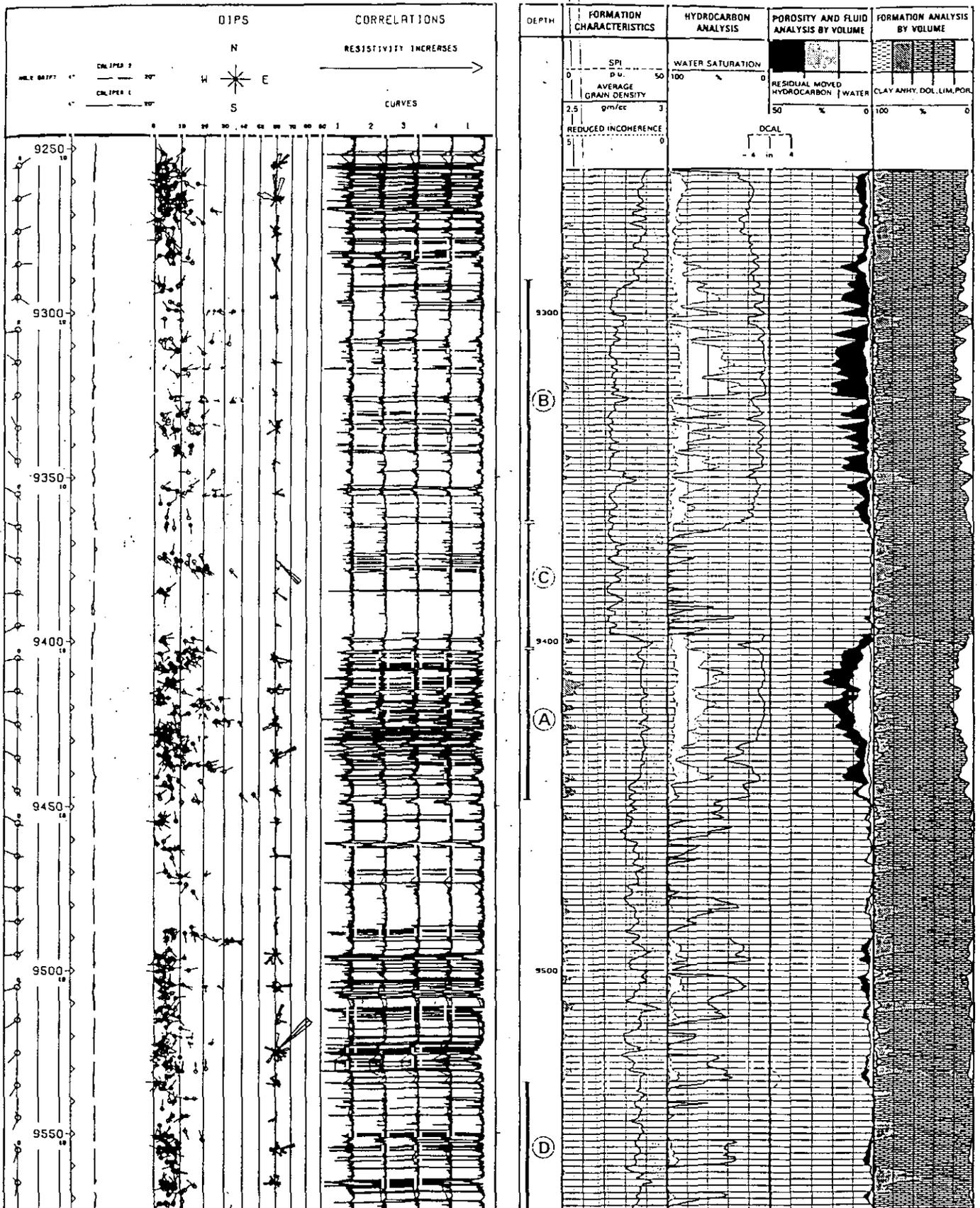


Figura 23

IDENTIFICACIÓN DE FRACTURAS SUBVERTICALES EN CALIZAS PELITICAS MEDIANTE EL MICROESCANNER DE FORMACIONES

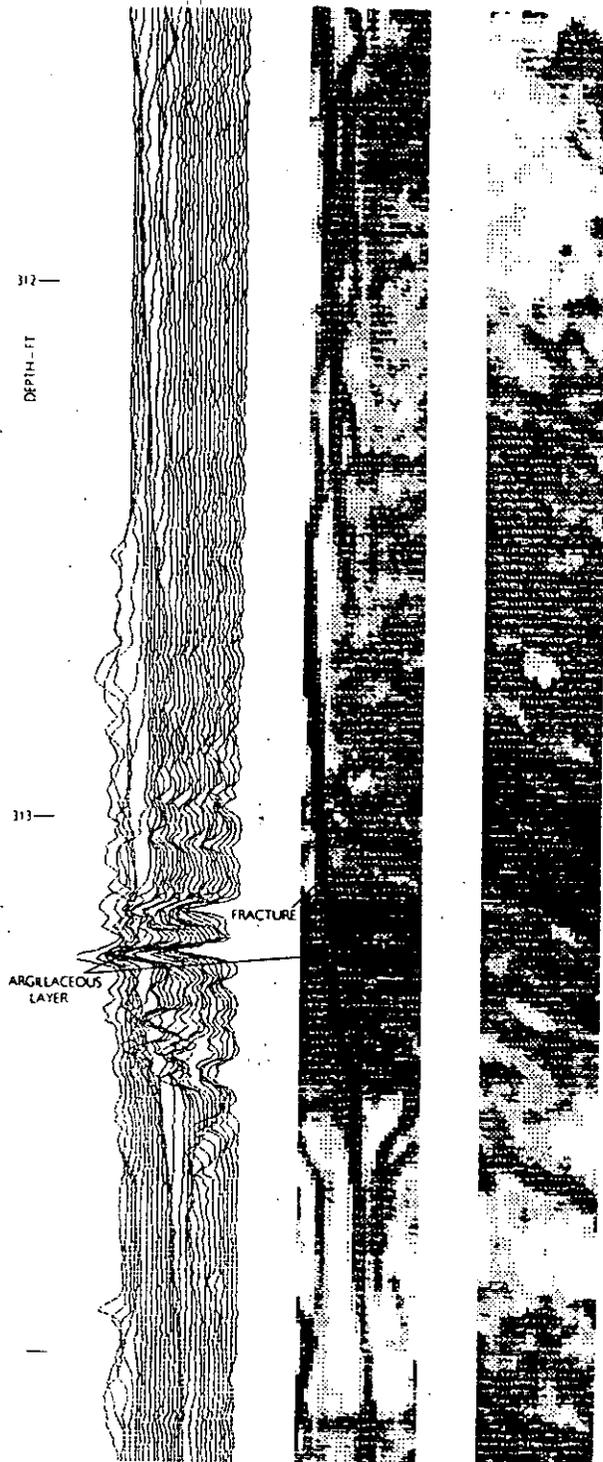


Figura 24

interés relacionados con las fracturas. De esta forma, podemos identificar y conocer la orientación del sistema de fracturas aunque no dispongamos de testigos, ya que la orientación de fracturas no puede ser medida directamente en estas muestras.

Con la información del azimut correspondiente a las imágenes de resistividad en el sondeo se puede determinar la **profundidad** a que se encuentran las fracturas, el **ángulo y dirección de buzamiento**, así como la **dirección de las fracturas** (Fig. 25). Z_1 y Z_2 son las profundidades a que se encuentran las fracturas. O_1 y O_2 son azimuts.

En la figura 26, se muestra un ejemplo del *cálculo de los parámetros que determinan una completa orientación de las fracturas*. El caso elegido es una fractura inclinada que está comprendida entre 12.500 y 12.499 pies (3.809,8 y 3.809,5 m.). Estos cálculos se han llevado a cabo en un número considerable de fracturas, con objeto de alcanzar algunas conclusiones generales.

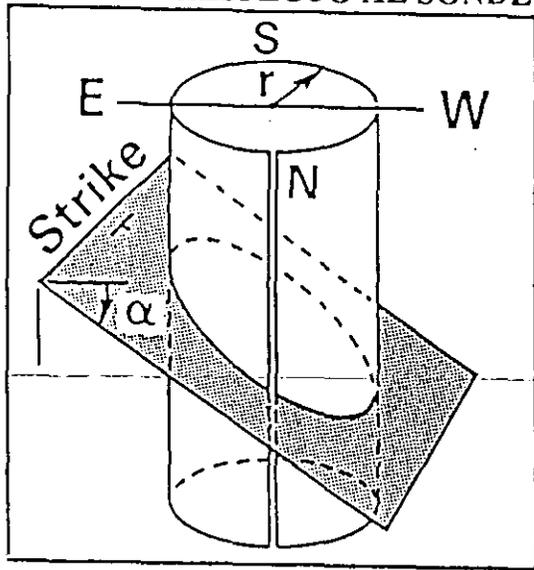
En el caso de **fracturas verticales**, los parámetros de orientación (**profundidad, buzamiento y dirección**), pueden determinarse mediante las *fórmulas* expresadas en la figura 27. Para estar seguros de la dirección de una fractura, esta debería ser observada en direcciones opuestas, en pasadas sucesivas del **Microescáner**. La figura 28 muestra un ejemplo del cálculo de los parámetros de orientación en el caso de **fracturas verticales o subverticales**.

En el caso de no disponer del azimut de las pasadas del **Microescáner**, o si sólo se hubiera realizado una pasada, también se puede determinar la dirección y buzamiento de las fracturas. La figura 29 muestra como se puede precisar *la posición de los brazos del Dipmeter* (en la escala de la profundidad), y así determinar cual de los brazos (3 ó 4) es el que ha registrado las imágenes de resistividad en el **Microescáner**. Los 27 electrodos del brazo número 3, muestran el buzamiento de una fractura. La posición de estos 27 electrodos es conocida tanto en las imágenes como en el brazo 3. *Para usar este método con seguridad, deberíamos haber observado la misma fractura con direcciones opuestas en pasadas sucesivas del Microescáner, suponiendo que estas pasadas sean diametralmente opuestas*. La dirección y buzamiento de las fracturas así determinadas, deberían ser idénticos a los determinados por las fórmulas de las figuras anteriores.

Cuando identifiquemos fracturas, conviene distinguir entre las **fracturas naturales** y aquellas producidas por medios artificiales como puedan ser las originadas por los medios mecánicos del sondeo o de la obtención de testigos que originan unas **fracturas artificiales o mecánicas**.

A este respecto es interesante reseñar las investigaciones de Plumb y Cox (1984) sobre las orientaciones del **stress estructural** en Norte América determinado mediante la elongación observada en la sección de los sondeos. Este método se basa en la interpretación de los dos calibradores que muestran la sección del sondeo en los perfiles del Dipmeter. Estos

DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD, DIRECCIÓN Y ANGULO DE BUZAMIENTO, Y DIRECCIÓN DE FRACTURAS INCLINADAS RESPECTO AL SONDEO



Fracture Intersecting Wellbore

Strike, N-S
Dip Angle, α
Dip Direction, West

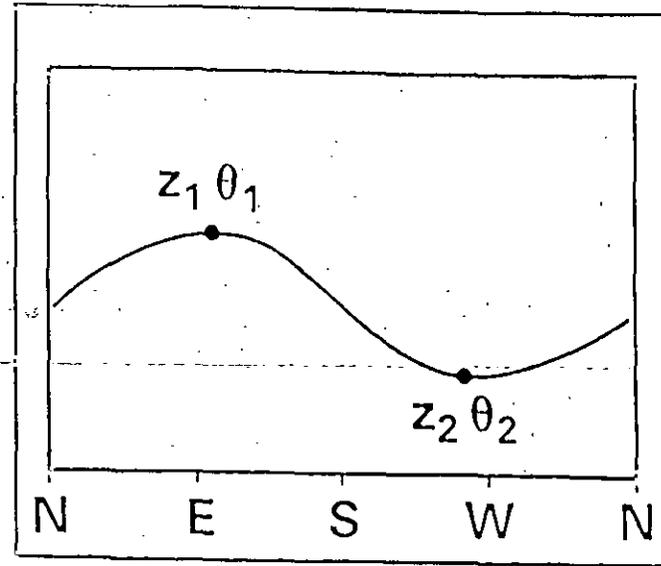


Image Log

$$\text{Depth} = \frac{z_1 + z_2}{2}$$

$$\text{Dip Angle } \alpha = \tan^{-1} \frac{|z_1 - z_2|}{2r}$$

$$\text{Dip Direction} = \theta_2$$

$$\text{Strike} = \theta_2 \pm 90^\circ$$

Figura 25

MEDICIONES EN FRACTURAS INCLINADAS OBTENIDAS POR EL
MICROSCANNER EN LA FORMACION KHUFF

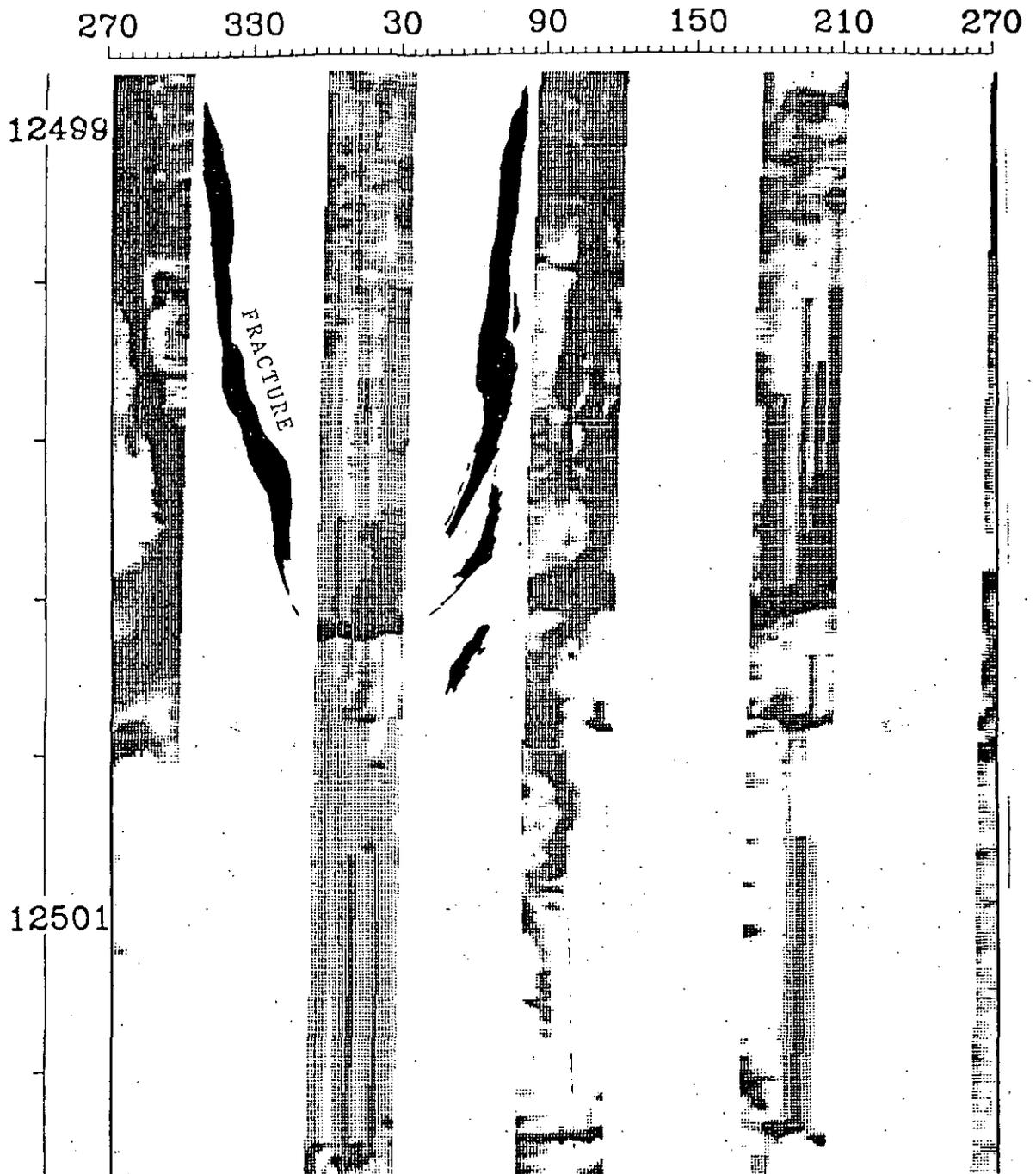


Figura 26

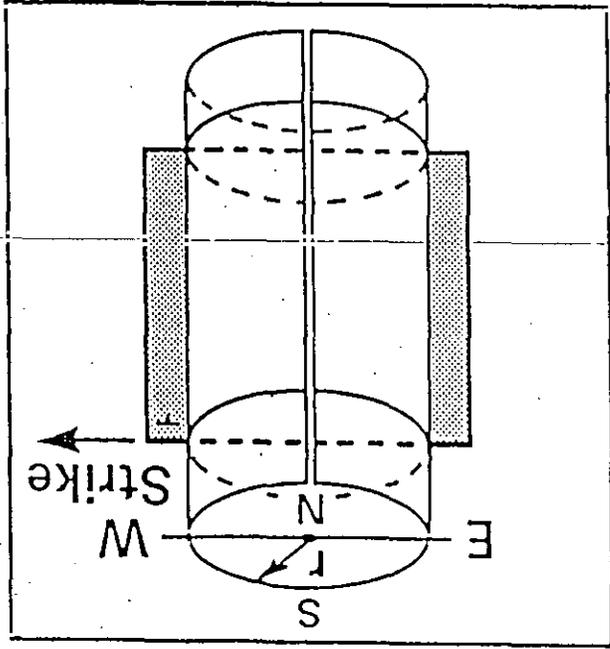
$$DEPTH = \frac{Z_1 + Z_2}{2} = \frac{12499 + 12500}{2} = 12499.5 \text{ FT}$$

$$DIP \text{ ANGLE } \alpha = \tan^{-1} \frac{|Z_1 + Z_2|}{2r} = \frac{(12499 - 12500)12}{8.5} = 54.6^\circ$$

$$DIP \text{ DIRECTION} = \theta_2 = 15^\circ$$

$$STRIKE = \theta_2 \pm 90^\circ = 15^\circ \pm 90^\circ ; 105^\circ - 75^\circ ; \text{ ESE} - \text{WNW}$$

DETERMINACIÓN DE LA PROFUNDIDAD, DIRECCIÓN Y ANGULO DE BUZAMIENTO Y DIRECCIÓN DE FRACTURAS SUBVERTICALES



Vertical Fracture
 Intersecting Wellbore
 Strike, E-W
 Dip Angle, 90°

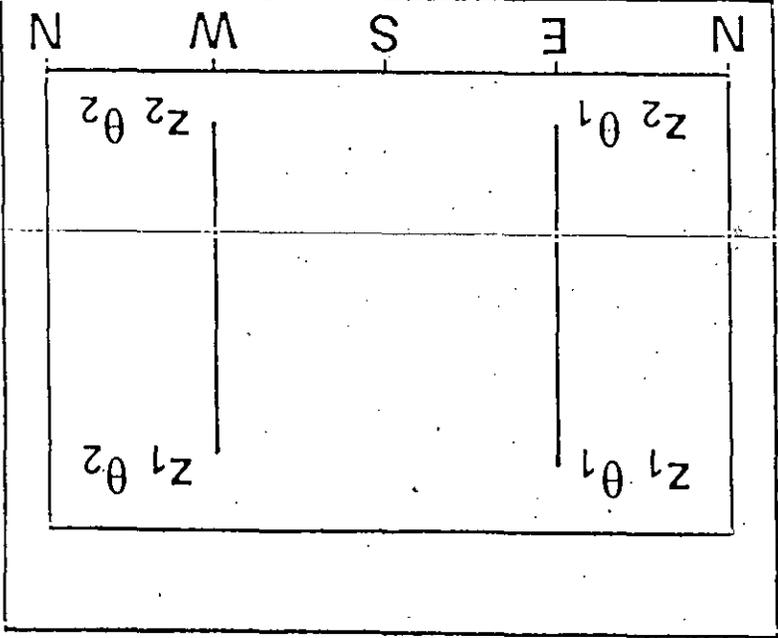


Image Log

Figura 27

$$\text{Depth} = \frac{z_1 + z_2}{2}$$

$$\text{Height} = |z_1 - z_2|$$

$$\text{Strike} = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \pm 90^\circ$$

MEDICIONES EN FRACTURAS VERTICALES OBTENIDAS POR EL MICROSCANER EN LA FORMACION KHUFF

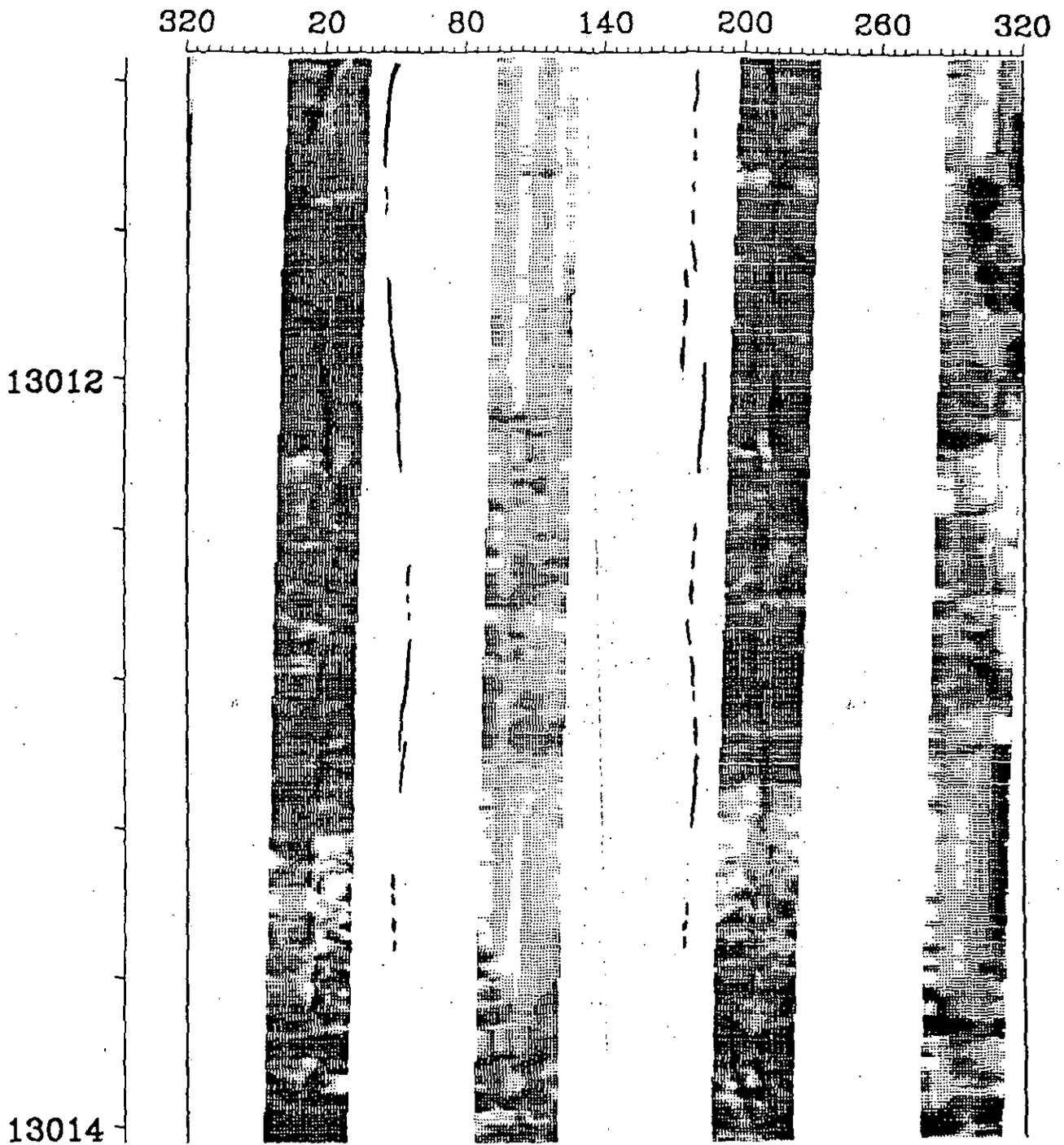


Figura 28

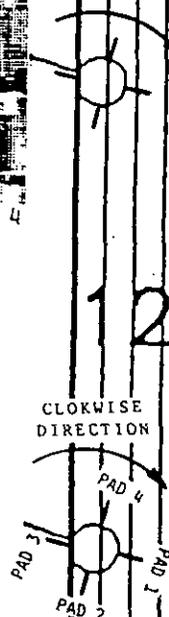
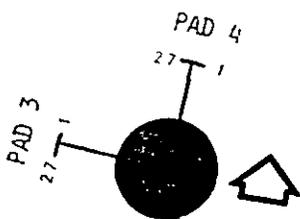
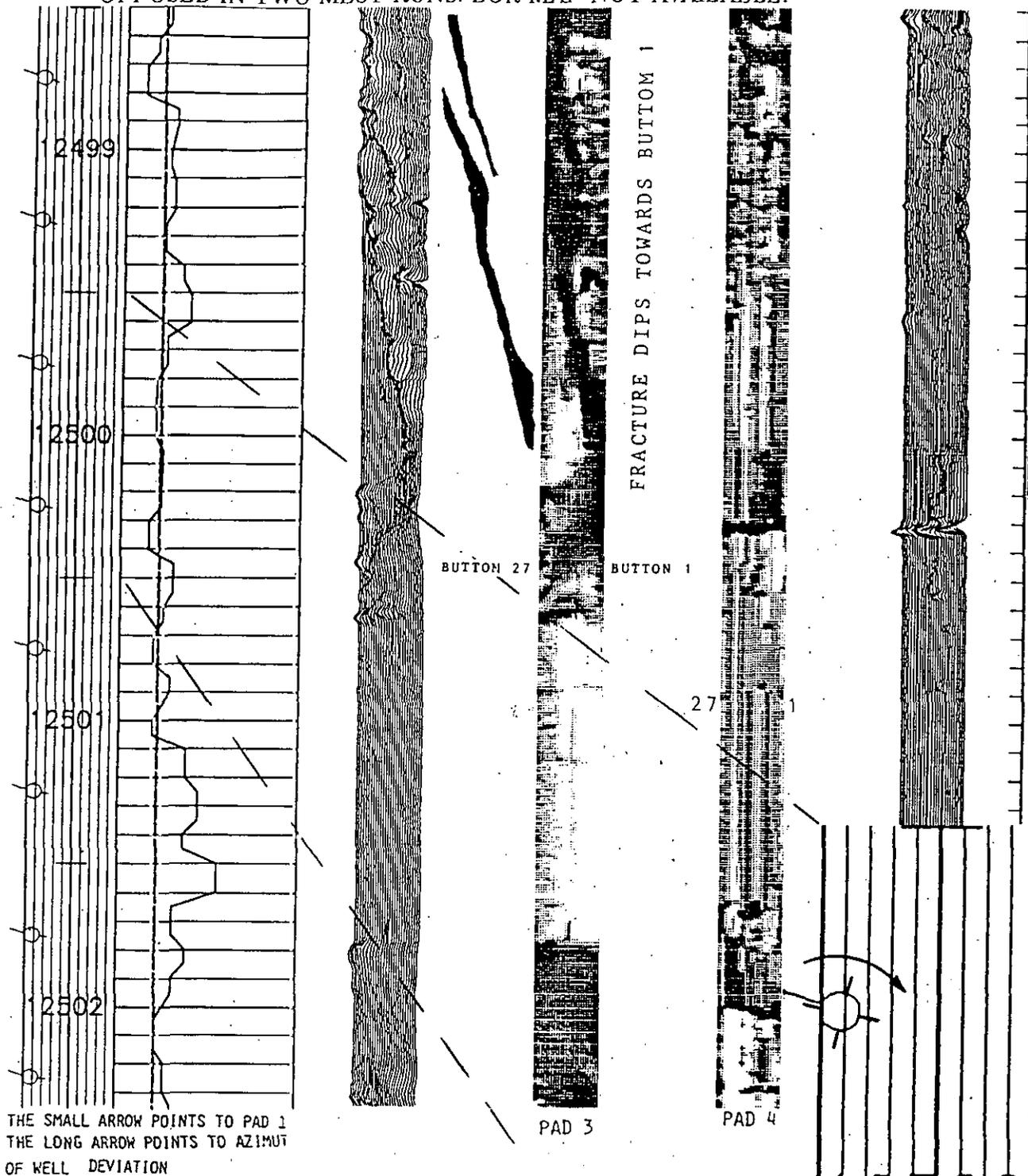
$$DEPTH = \frac{Z_1 + Z_2}{2} = \frac{13011 + 13013}{2} = 13012 \text{ FT}$$

$$HEIGHT = |Z_1 - Z_2| = |13011 - 13013| = 2 \text{ FT}$$

$$STRIKE = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2} \pm 90 = \frac{20 + 220}{2} \pm 90 ; 210 - 30; \text{ SWSSW} - \text{NENNE}$$

DETERMINACION DE LA DIRECCION DE BUZAMIENTOS Y DIRECCION DE
 FRACTURAS EN LAS IMAGENES DEL MICROSCANNER

ASSUMPTION; THE FRACTURE HAS BEEN OBSERVED DIAMETRICALLY
 OPPOSED IN TWO MEST RUNS. BOR-MAP NOT AVAILABLE.



FRACTURE STRIKE; ESE - WNW
 FRACTURE DIP DIRECTION ; NNE

autores concluyen que *la dirección de elongación del sondeo coincide con la dirección en que el stress horizontal es mínimo, y que la elongación se produce mediante fracturas artificiales generadas por la mecánica del sondeo y no por fracturas naturales cortadas en el sondeo* (Fig. 30).

Los dos calibradores del Microescáner en este sondeo (Figs. 29 y 35), muestran *la ausencia de elongaciones*, sugiriendo por lo tanto, que las abundantes fracturas cortadas por este sondeo en la formación Khuff, son **fracturas naturales** (no existe elongación en el sondeo que hubiera dado lugar a fracturas artificiales en la dirección de mínimo stress).

4.1.2. Análisis de fracturas.

La presencia de fracturas es muy significativa con respecto al comportamiento y la capacidad de la roca almacén. El análisis de estas fracturas puede aportar una información interesante sobre los efectos estructurales que las causaron.

Todo esto tiene una gran importancia en la formación Khuff, de la que todavía se tiene un conocimiento incompleto ya que, a pesar de producir hidrocarburos en la zona marítima, *todavía está en fase de exploración* en algunas zonas continentales de Abu Dhabi.

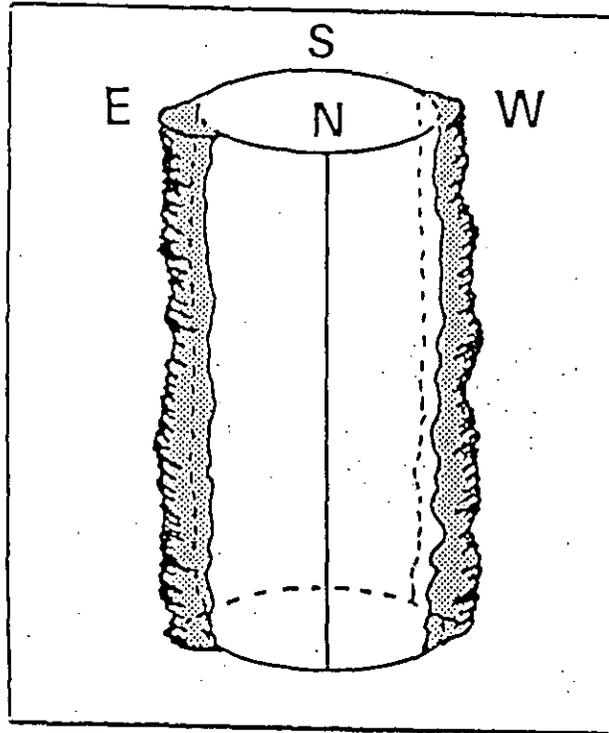
Durante el presente estudio se analizaron la dirección y el buzamiento de **225 fracturas** entre 12.000 y 13.000 pies (3.658 y 3.963 m), consiguiéndose los diagramas expuestos en las figuras 31 y 32. *Debido a la falta de sucesivas pasadas del Microescáner en algunas secciones, hubo un considerable número de fracturas donde no pudo verificarse su presencia en ángulos diametralmente opuestos del sondeo. Estas fracturas no fueron tenidas en cuenta en los diagramas.*

En la figura 31 podemos observar que la dirección predominante de las fracturas aparece a **35 grados del Norte (dirección NE NNE)**. Existe otra dirección conjugada de la anterior, pero menos predominante, en la **dirección NW NNW**, así como fracturas tensionales en dirección N-S y un sistema adicional de fracturas, también poco desarrollado, en dirección **E-W**.

Podríamos preguntarnos si estos sistemas de fracturas representan una respuesta al stress local o regional. Si estas orientaciones de fracturas de la formación Khuff (**Permo-Triásico**), se comparan con las orientaciones estructurales del Grupo Thamama (**Cretácico Inferior**), podremos observar la gran **similitud** existente entre estas dos orientaciones (Fig. 7).

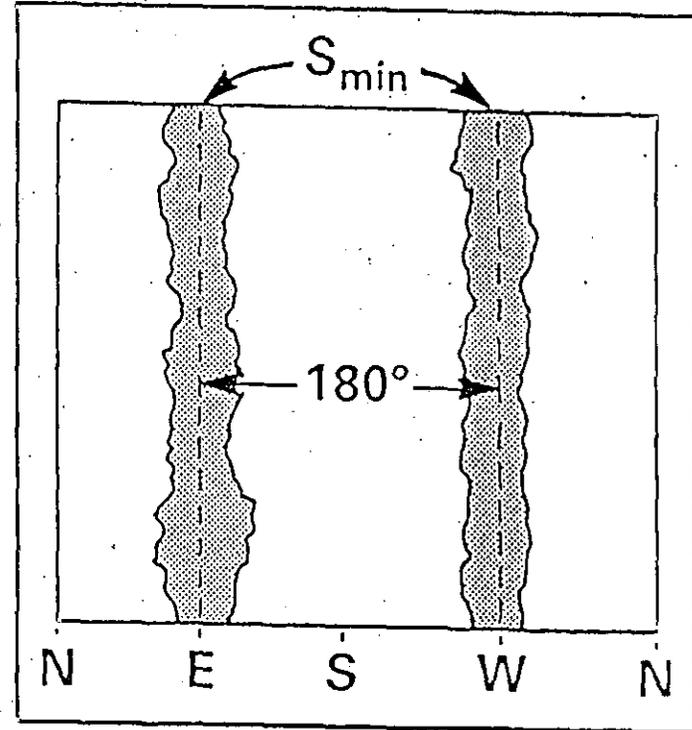
Las fracturas de orientación N-S, están probablemente relacionadas con los extensos "**pliegues arábigos**" de la zona, y deben su origen a movimientos en profundidad del basamento en relación con la **sal de Hormuz**. Esta orientación está bien representada en la zona occidental

SONDEO DE SUPERFICIE IRREGULAR CAUSADA POR STRESS TECTONICO



Symmetric, Well Bore Failure

Symmetric Failure in Brittle Rock Indicates the Azimuth of S_{min}



Travel Time Log

Figura 30

DIRECCIONES DE LAS FRACTURAS OBTENIDAS POR EL MICROESCANER
EN LA FORMACION KHUFF

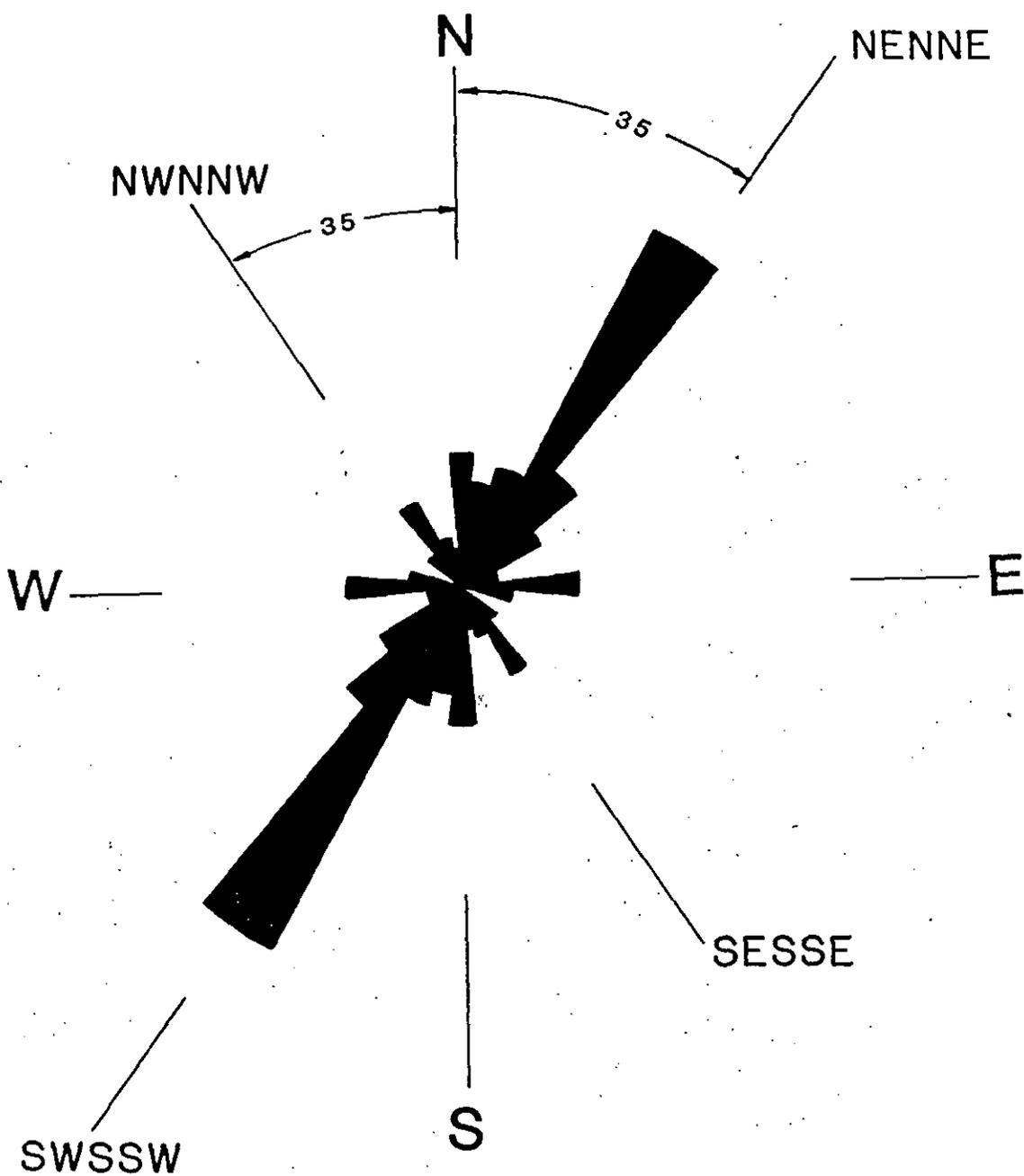


Figura 31

MEASUREMENTS IN 225 FRACTURES DISPLAYED BY MEST

**BUZAMIENTOS DE LAS FRACTURAS OBTENIDAS POR EL
MICROSCANNER EN LA FORMACION KHUFF**

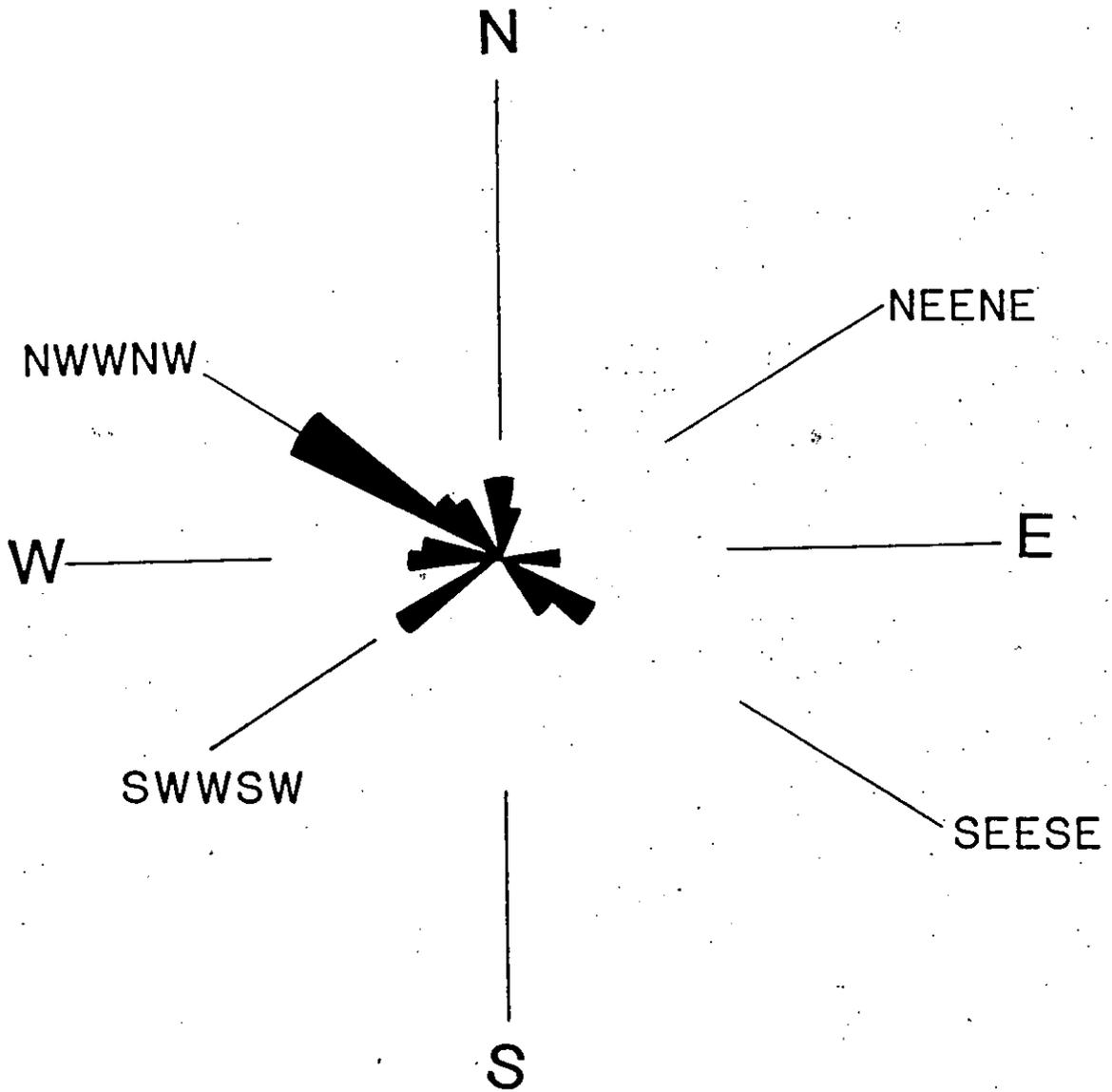


Figura 32

de Abu Dhabi que forma parte de la cuenca precámbrica, en el Sur del Golfo Pérsico.

En el sudeste y noroeste de Abu Dhabi, la orientación NE-SW de fracturas y estructuras está bien representada en las estructuras que forman los campos petrolíferos de **Shab, Asab, Sahil, Umm Shaif, Nasr y ABK (Abu Al Bukhoosh)**. En este último campo, situado en el borde marítimo entre Abu Dhabi e Irán, fue donde se realizó el sondeo donde el **Microescáner de Formaciones** registró las fracturas que están siendo analizadas.

Hacia el noreste, la *orientación de estructuras* se dispone en dirección NW - SE (**campo de Jarn Yaphour**). Estas orientaciones están de acuerdo con el **Horst Central Arábigo** (Fig. 33), sugiriendo que la región de Abu Dhabi pertenece al flanco oriental de este horst.

Se debe tener en cuenta que los movimientos en la vertical que generaron la formación de la cuenca de **Rub Al Khali** (Fig. 33), podrían haber producido las orientaciones estructurales mostradas por el elipsoide de deformación de la figura 34, el cual está de acuerdo también con las *orientaciones de las fracturas* obtenidas por el **Microescáner de Formaciones** (Fig. 31). La similitud de las orientaciones estructurales obtenidas en la formación **Khuff (Pérmico)** y en el grupo **Thamama (Cretácico Inferior)**, indica la ausencia de stress regional que actuara en otras direcciones durante este período.

En el área marítima central de Abu Dhabi, los pliegues de orientación E-W (**campos petrolíferos de Zakum y Ghasha**), parecen estar relacionados con el plegamiento de las montañas **Zagros en Irán**. Esta orientación E-W está también representada en el diagrama que muestra la orientación de las fracturas (Fig. 31).

La dirección de buzamiento de las fracturas en la formación **Khuff**, se muestra en el diagrama de la figura 32. *Estas direcciones de buzamientos son perpendiculares a la dirección de las fracturas* (Fig. 31).

Las *fracturas dominantes*, cuya dirección es N35E, buzán en la dirección **NWWNW**, aunque algunas fracturas también buzán hacia el **SEESE**. También hay que tener en cuenta que algunas de las fracturas, dentro de esta dirección dominante, son **verticales o subverticales**. Esto puede observarse en las figuras 35, 39 y 40.

El otro conjunto de *fracturas* de dirección N35W, conjugado del anterior, buza en la dirección **SWWSW**.

Las *fracturas tensionales* de dirección N-S, buzán hacia el E y W. Las fracturas en dirección E-W, buzán hacia el Norte.

4.1.3. Fracturas asociadas a fallas

Cuando las *fracturas* y las *fallas* se generan simultáneamente, pueden considerarse como el resultado del mismo *stress*. Las fallas pueden ser comparadas a fracturas conjugadas donde ha tenido lugar un

considerable desplazamiento. En este contexto, *un sistema de fracturas en cizalla existente en las proximidades de una falla, es probable que incluya una de las orientaciones predominantes de las fracturas, coincidiendo con la de la falla*. En algunos casos, incluso las dos direcciones predominantes de las fracturas pueden coincidir con direcciones de las fallas (Spencer, 1977). Profundizando en este aspecto, la experiencia indica *que la dirección de la fractura paralela con la dirección de la falla está generalmente poco desarrollada; sin embargo, la dirección conjugada está normalmente mejor definida* (Stearns y Friedman, 1972).

Las observaciones anteriores se tuvieron muy en cuenta para estudiar la relación entre fracturas y fallas en la formación **Khuff**. La figura 36 muestra los resultados de este análisis de fracturas en el campo petrolífero situado en el límite de las zonas marítimas de **Abu Dhabi** e **Irán** y el sondeo AF-4 donde se obtuvieron los perfiles con el **Microescáner de Formaciones**. En esta figura se puede observar que, en el sistema de fracturas en cizalla, la dirección dominante NE es conjugada con la dirección NW.

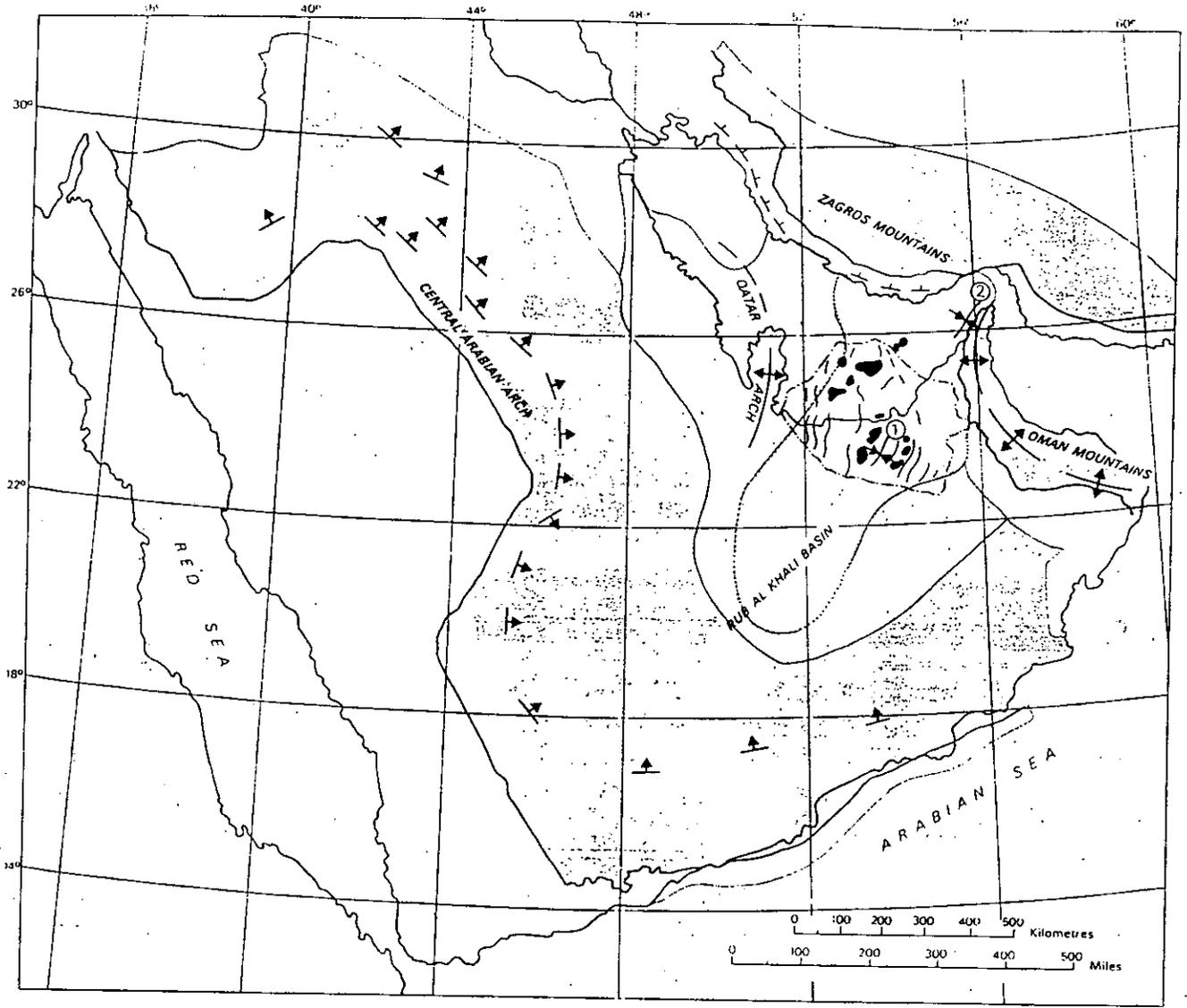
Igualmente, se observa, de acuerdo con los resultados de Stearns y Friedman (1972) en campos petrolíferos de Estados Unidos, que *la dirección de las fracturas menos dominantes (NW), coincide con la dirección de la falla*.

Estas relaciones entre fracturas y fallas son realmente importantes, ya que *la orientación de las fracturas (de cizalla y de tensión), puede predecirse por la orientación de la falla (o de las fallas)*. La proposición inversa también es correcta: De la orientación de las fracturas se puede deducir la orientación de las fallas. Para este doble propósito de orientación de fracturas y de fallas, conviene tener en cuenta el elipsoide de deformación obtenido cuando el máximo stress es vertical (fallas normales), *el cual proporciona la orientación y sentido de cizalla de las fallas y de las fracturas asociadas* (Figs. 34 y 36).

4.1.4. Relación entre fracturas y producción de hidrocarburos.

El conocimiento de la orientación de las fracturas y de su buzamiento, tiene una importancia capital con respecto a la producción de un pozo de petróleo. Como aplicación práctica, el autor recomendó a los ingenieros de este campo petrolífero *realizar el mayor número posible de sondeos inclinados en dirección S.E. (opuesta al N.W. o dirección predominante de buzamiento de las fracturas)*. La razón es simple, ya que en la zona de estudio, con un plano de falla subvertical o con un buzamiento considerable, un sondeo en dirección S.E., *estadísticamente, intersectaría el mayor número de posible de fracturas, lo cual se reflejaría en el consiguiente aumento de la producción de hidrocarburos.* Este concepto se ha expresado gráficamente en la figura 37. *Las zonas más prolíficas, en cuanto a la producción de hidrocarburos, estarán situadas donde la*

ELEMENTOS ESTRUCTURALES DE LA PENINSULA ARÁBIGA



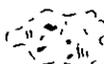
-  Arabian Shield
-  Arabian Shelf
-  Rub' al Khali Basin
-  Anticlinal axis
-  Synclinal axis
-  Strike and dip direction of beds
- ① Falaaha syncline
- ② Ras al Khaimah syncline
-  Zagros Mountains foothills foldbelt
-  Abu Dhabi: main fold axes trends

Figura 33

FALLAS NORMALES Y ELIPSE DE DEFORMACION CON ELEMENTOS ESTRUCTURALES ASOCIADOS

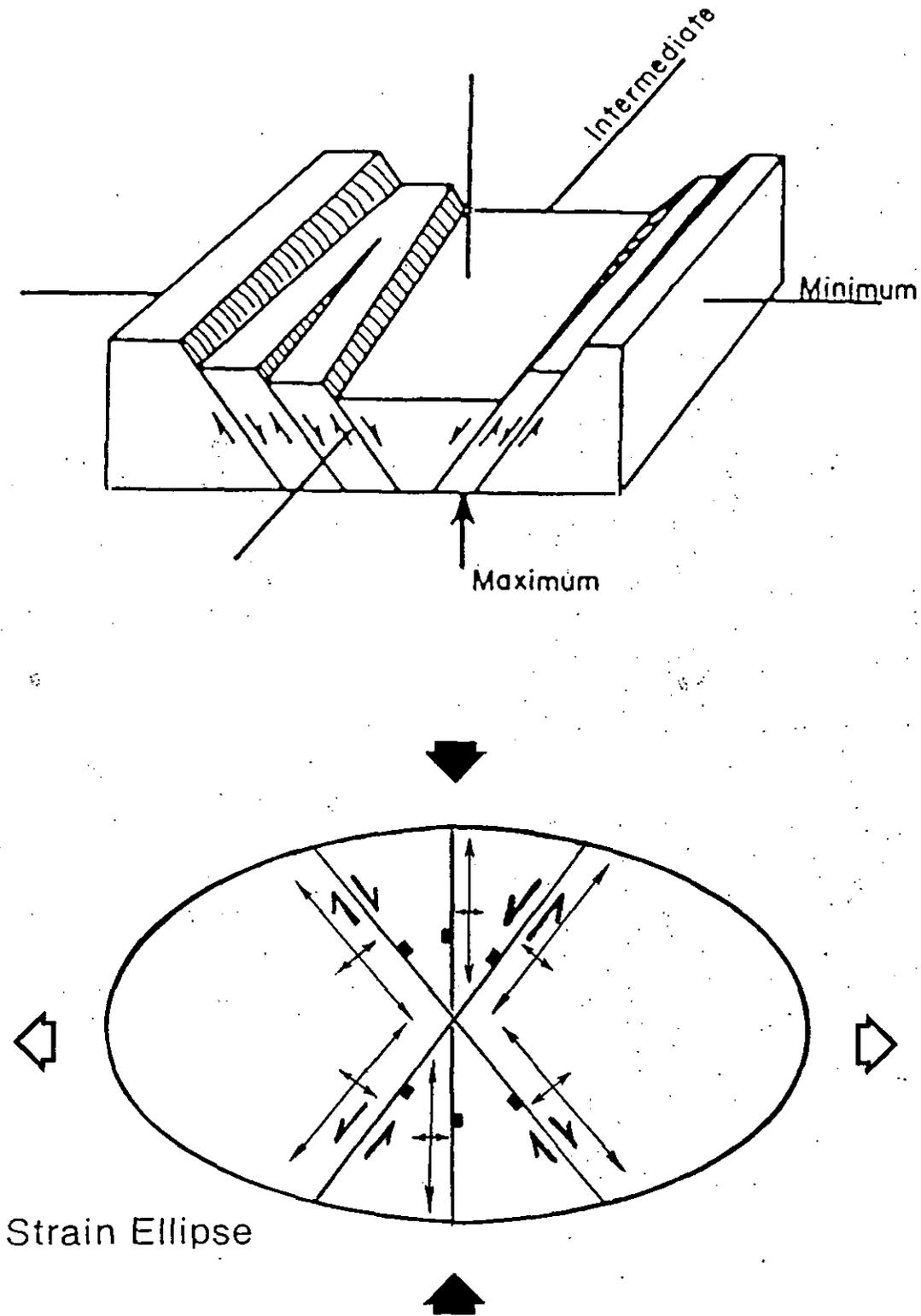


Figura 34

Maximum stress is vertical—normal faults.

DIRECCION DE LAS FRACTURAS DOMINANTES (N35°E) MOSTRANDO FRACTURAS VERTICALES ASOCIADAS Y DIRECCIONES DE BUZAMIENTOS NWWNW Y SESE (FORMACION KHUFF)

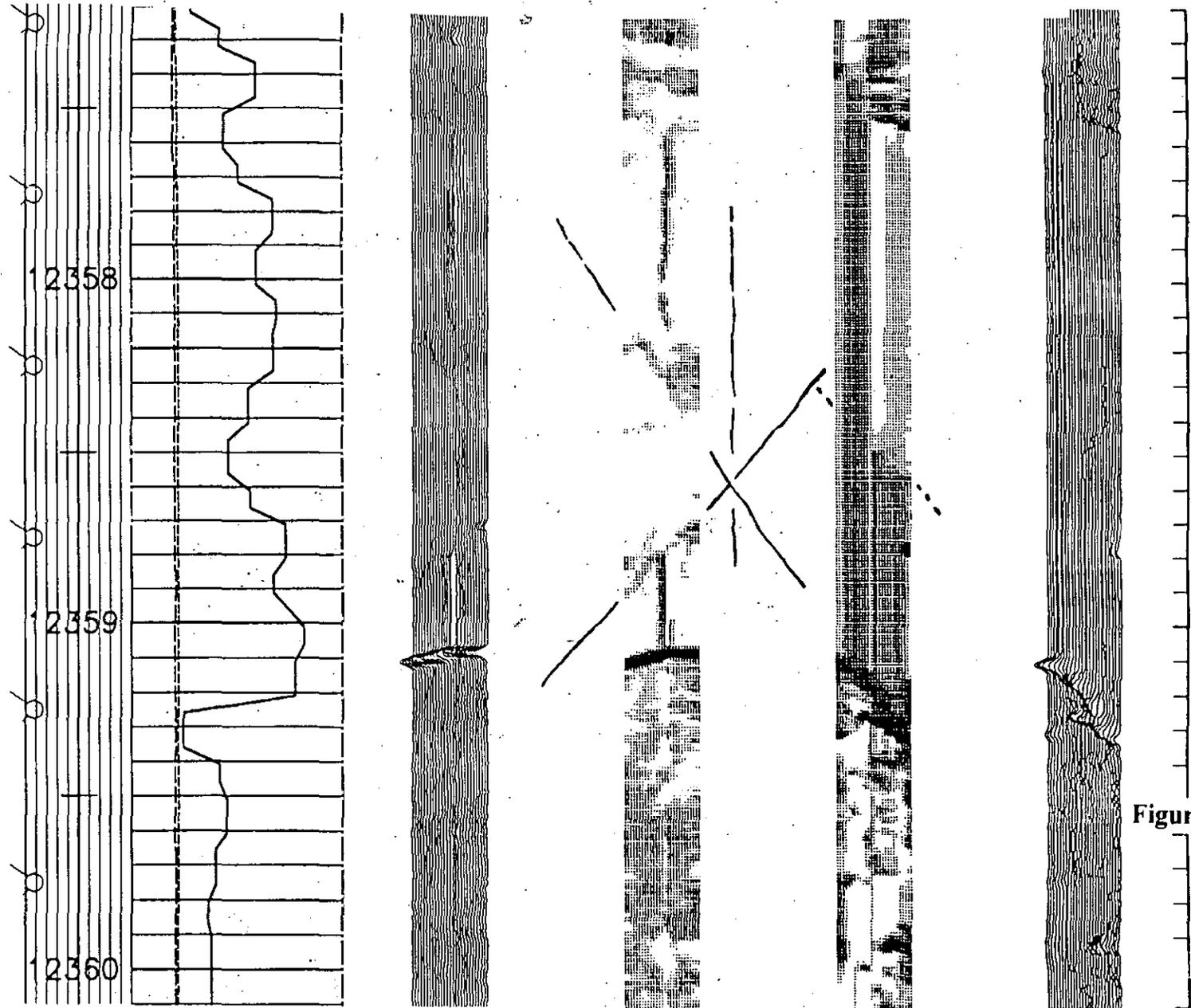
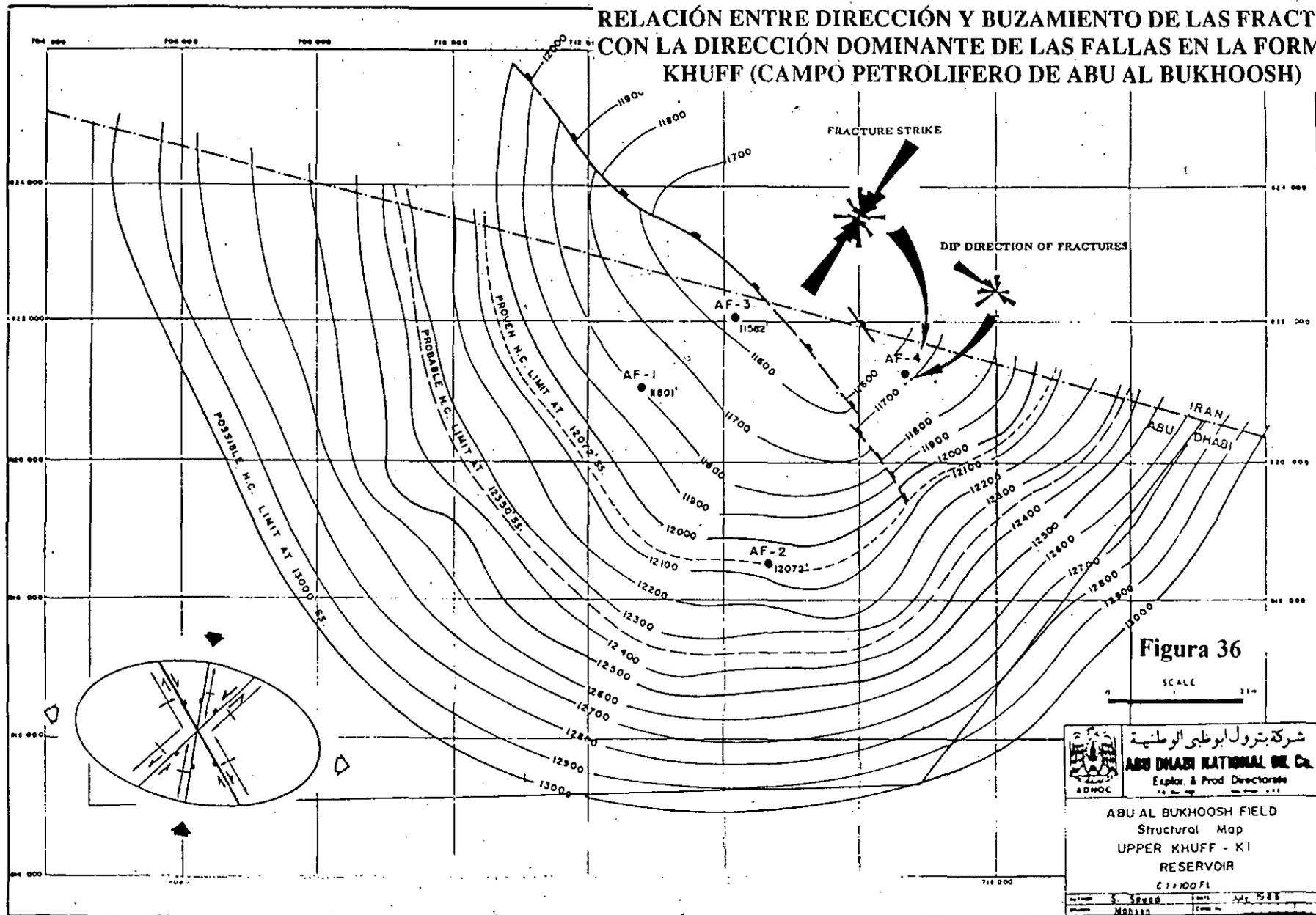
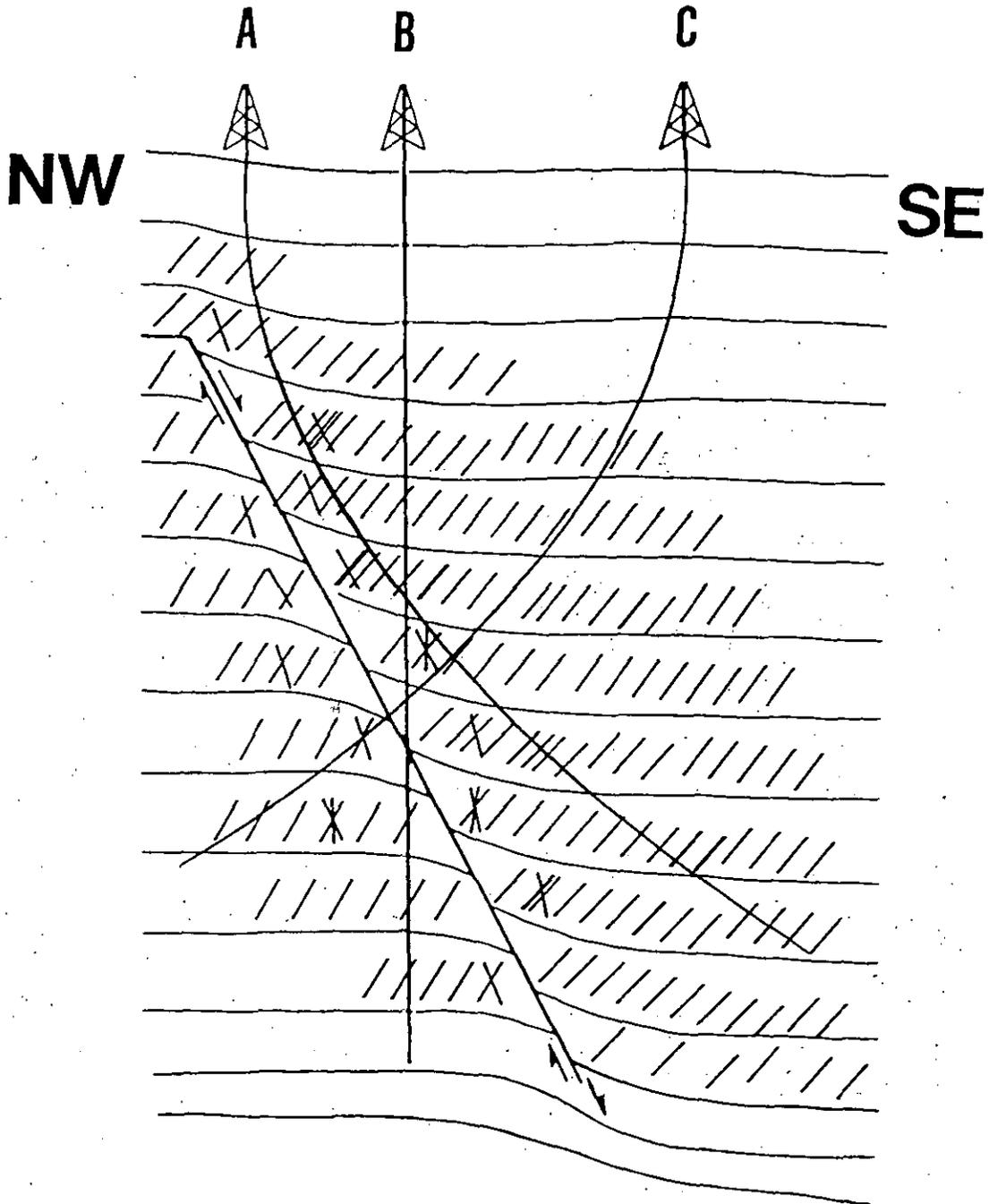


Figura 35

RELACIÓN ENTRE DIRECCIÓN Y BUZAMIENTO DE LAS FRACTURAS CON LA DIRECCIÓN DOMINANTE DE LAS FALLAS EN LA FORMACIÓN KHUFF (CAMPO PETROLIFERO DE ABU AL BUKHOOSH)



LOS SONDEOS INCLINADOS (A) EN CONTRA DEL BUZAMIENTO DE LAS
FRACTURAS OBTENDRIAN MAYOR PRODUCCION (FORMACION KHUFF
/CAMPO ABK)



WELL PERFORMANCE IN FRACTURED RESERVOIRS

WELL A DEVIATED AGAINST FRACTURE DIP, HAS INTERSECTED THE HIGHEST
NUMBER OF FRACTURES.

WELL C DEVIATED TOWARDS FRACTURE DIP, HAS INTERSECTED THE LOWEST
NUMBER OF FRACTURES.

dirección predominante de las fracturas conecten con la roca almacén de porosidad primaria o secundaria.

La *dirección dominante de las fracturas* obtenidas en la formación **Khuff** por el **Microescáner de Formaciones** (Fig. 31), podría estar relacionada con zonas de gran potencial de producción. Los resultados presentados en este trabajo han sido obtenidos en *un sólo sondeo*. Por lo tanto, la interpretación de fracturas mediante el Microescáner en otros sondeos *para delimitar zonas de producción, también se recomendó vivamente.*

A manera de ejemplo que *muestra la estrecha relación entre una roca almacén fracturada y la producción de hidrocarburos*, presentamos el mapa de la figura 38 correspondiente a un campo petrolífero en la región occidental del estado de Texas. La *dirección dominante de las fracturas en este mapa es N25°E.*

4.1.5. Fracturas y zonas de estilolitos.

Generalmente, la presencia de *estilolitos* se manifiesta claramente en los perfiles del **Microescáner de Formaciones**, con la correspondiente morfología estilolítica en forma de *trazos oscuros que indican la alta conductividad del contenido microscópico de minerales metálicos (principalmente pirita) que, en forma de residuo, existe dentro de la sutura del estilolito.*

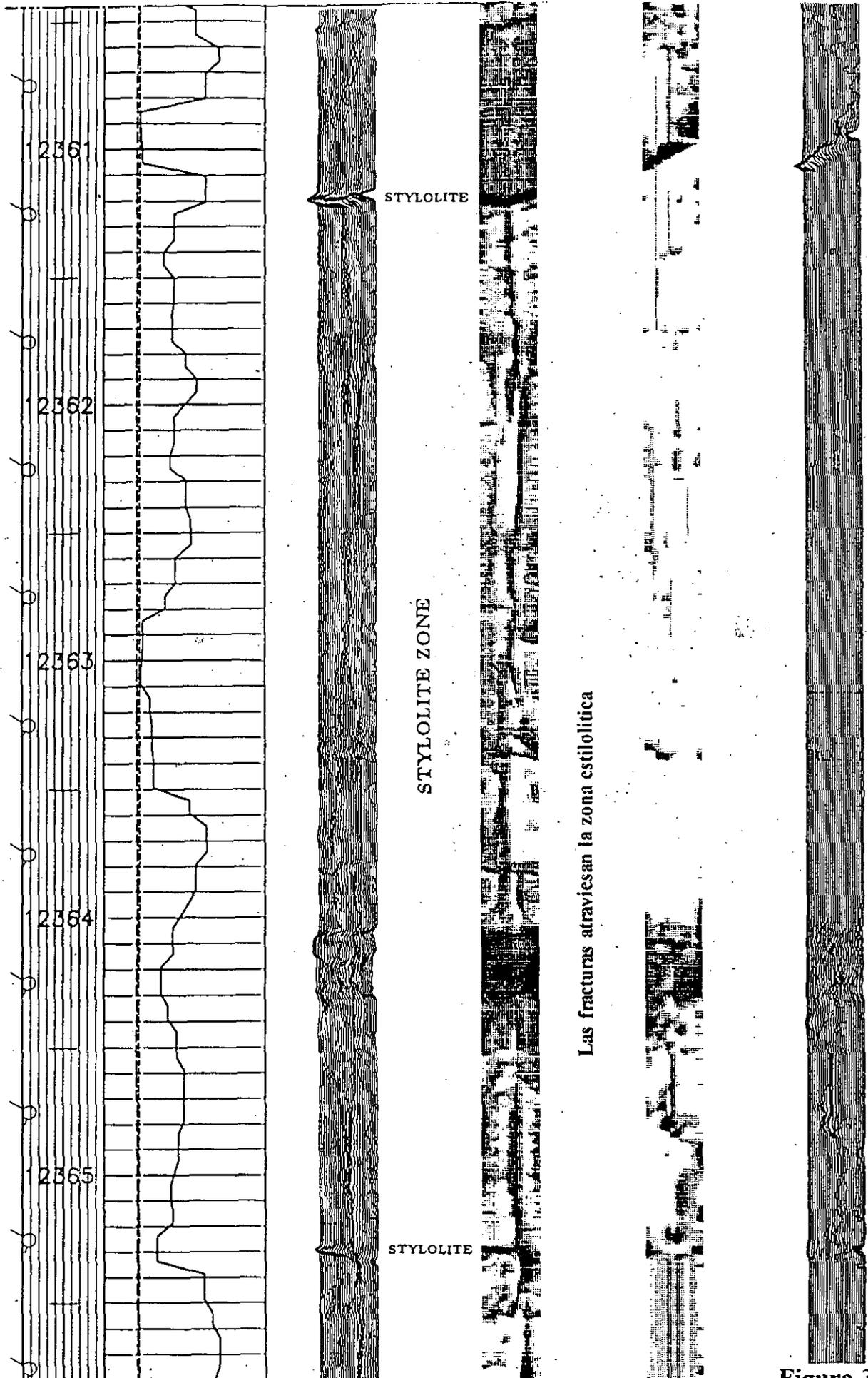
Las figuras 39, 40 y 41, muestran intervalos de la formación **Khuff**, donde pueden apreciarse *estilolitos asociados con zonas compactas de escasa porosidad* y, por lo tanto, con tonos grises que denotan su alta resistividad (*zonas estilolíticas*). Estas zonas compactas de estilolitos, están asociadas también a *fracturas*.

Estas *fracturas asociadas a los estilolitos son subverticales* y su dirección coincide con la *dirección dominante* del sistema de fracturas de cizalla (N 33°-35° E). Esta *dirección dominante*, a la que pertenecen estas fracturas, probablemente explica su notable desarrollo y su extremada longitud (superior a los 4 pies -1,2 m). La densidad de fracturación es alta y su notable conductividad, a juzgar por los intensos trazos oscuros en los perfiles del **Microescáner**, denotan que son *fracturas abiertas*.

Esta fracturas juegan un papel preponderante en la mejora de la permeabilidad y la producción de hidrocarburos como puede observarse en el registro de saturaciones de Schlumberger (Fig. 41) para este sondeo (**GLOBAL**), ya que, precisamente han actuado como conductos permeables que, conectados con la roca almacén, han permitido el paso de hidrocarburos a través de materiales compactos y zonas de estilolitos.

Los resultados de Nelson (1981) indican que existe otro tipo de *fracturas de pequeña extensión y altura que normalmente se encuentran asociadas a zonas de estilolitos*, que se han producido como resultado de *fuerzas de compresión* que han actuado en la dirección donde el paleo-stress ha sido mayor (verticalmente en este caso). Nelson observó que estas

FRACTURAS DOMINANTES DE DIRECCION N35°E DE MAS DE 4 PIES DE LONGITUD IDENTIFICADAS POR EL MICROSCANER EN ZONA ESTILOLITICA (KHUFF FORMATION)



Las fracturas atraviesan la zona estilolítica

LA LONGITUD DE LAS FRACTURAS DOMINANTES HA PERMITIDO LA PERMEABILIDAD
A TRAVES DE LAS ZONAS DE ESTILOLITOS (FORMACION KHUFF)

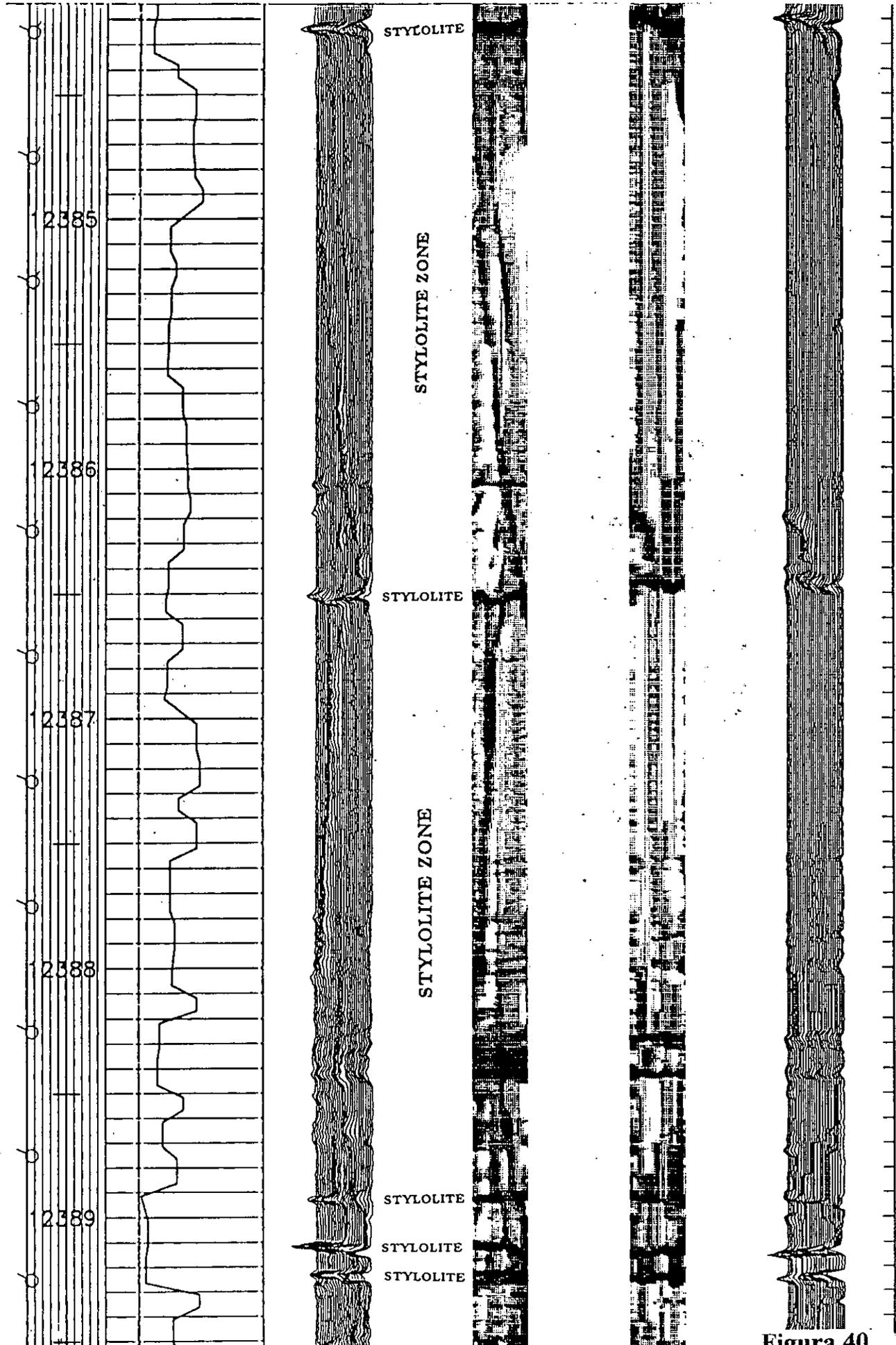


Figura 40

LAS ABUNDANTES FRACTURAS DE ESTAS ZONAS DE ESTILOLITOS HA MEJORADO LA POROPERMEABILIDAD Y SATURACION DE HIDROCARBUROS

MEST

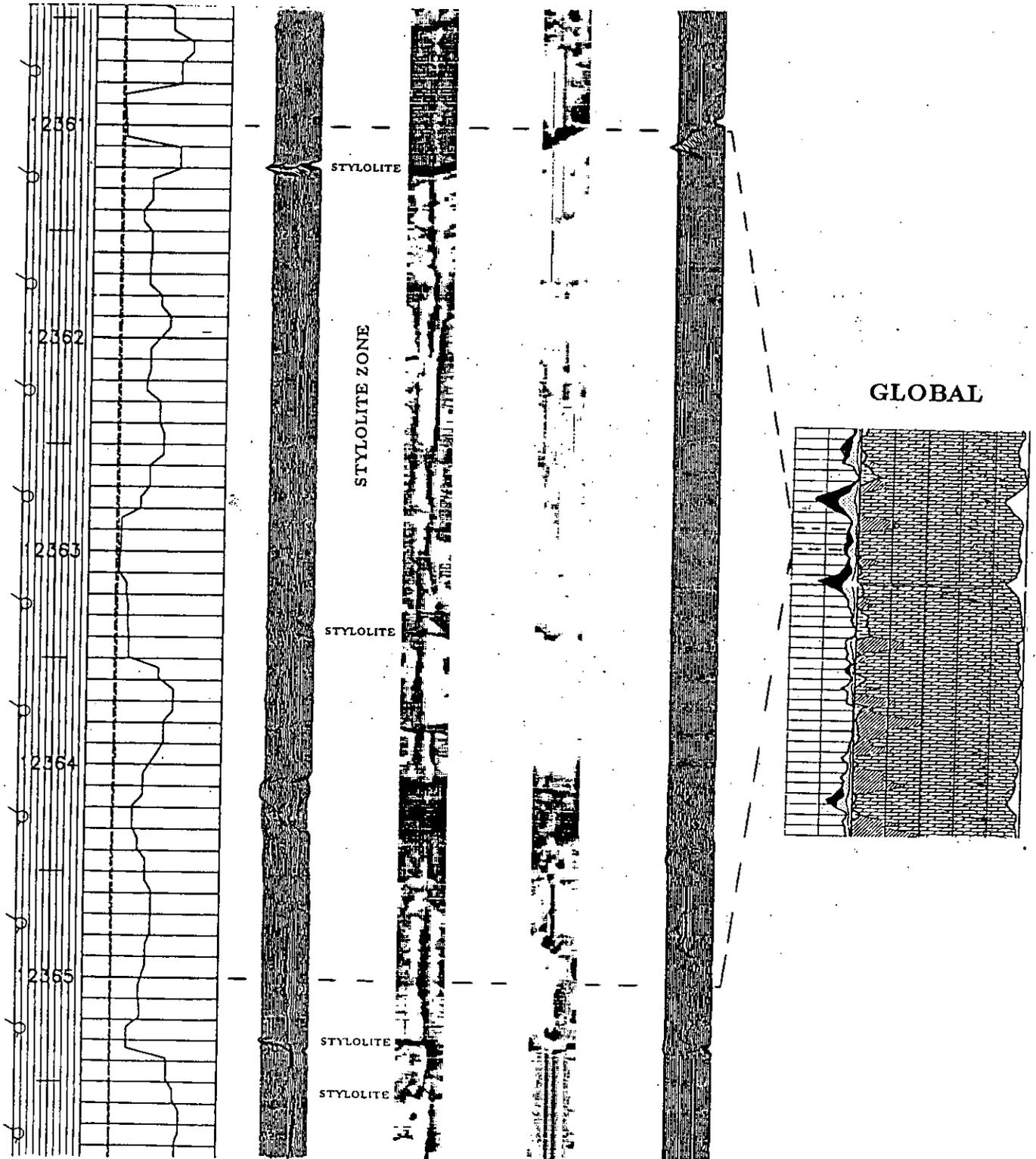


Figura 41

ABRIR CAPÍTULO IV - 4.2

