

20
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"ANALISIS E INTERPRETACION DE DATOS
GEOLOGICOS DE SUBSUELO EN LA INDUSTRIA
PETROLERA. UN CASO PRACTICO APLICADO AL
CAMPO ARENQUE, TAMPS., MEXICO"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO GEOLOGO
P R E S E N T A :
ALBA ELENA PEREZ RODRIGUEZ



CIUDAD UNIVERSITARIA, D. F.

1991

FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

ANALISIS E INTERPRETACION DE DATOS GEOLOGICOS DE SUBSUELO EN LA INDUSTRIA PETROLERA.- UN CASO PRACTICO APLICADO AL CAMPO ARENQUE, TAMPS., MEXICO.

CAPITULO 1

	PAGINA
INTRODUCCION	1
1.1.-PROPOSITO	2
1.2.-OBJETIVO	2

CAPITULO 2

METODOS DE OPERACION DE SUBSUELO	8
2.1.-METODO DE PERFORACION ROTATORIA	8
2.1.1.-Generalidades	8
2.1.2.-Componentes del Equipo de Perforación	9
2.2.-MUESTREO DURANTE LA PERFORACION	23
2.2.1.-Generalidades	23
2.2.2.-Muestras de Canal	23
2.2.3.-Muestras de Núcleo	26

2.3.-PROCESADO Y ANALISIS DE MUESTRAS	28
2.3.1.-Generalidades	28
2.3.2.-Descripción de las Muestras	29
2.3.3.-Orden de la Descripción de las Muestras en Forma Escrita	30
2.3.4.-Criterios y Procedimientos para la Identificación de Rocas y minerales	41
2.4.-REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS	50
2.4.1.-Generalidades	50
2.4.2.-Usos y Aplicaciones de los Registros	51
2.4.3.-Programación del Trabajo	56
2.4.4.-Interpretación de Registros	58
2.4.5.-Aplicaciones Geológicas a través de Procesamiento por Computadora	65

CAPITULO 3

INTERPRETACION DE LA INFORMACION RECUPERADA	72
3.1.-GENERALIDADES	72
3.2.-PLANOS	72
3.2.1.-Planos Estructurales	75

3.2.2.-Planos de Isopacas	78
3.2.3.-Planos de Facies	81
3.2.4.-Planos Paleogeográficos	85
3.2.5.-Planos Palínspticos	85
3.2.6.-Planos Paleotopográficos	86
3.2.7.-Planos Paleogeológicos	86
3.2.8.-Planos Subgeológicos	87
3.2.9.-Planos Paleotectónicos	88
3.3.-CONSTRUCCION DE SECCIONES	88
3.3.1.-Secciones Transversales y Longitudinales (Estructurales y Estratigráficas)	89

CAPITULO 4

EJEMPLO PRACTICO APLICADO AL CAMPO ARENQUE, TAMPS., MEXICO

4.1.-LOCALIZACION Y ANTECEDENTES	94
4.2.-ESTRATIGRAFIA	96
4.2.1.-Estratigrafía del Jurásico Superior	96
4.3.-COLUMNA GEOLOGICA	102
4.4.-GEOLOGIA ESTRUCTURAL	104

4.4.1.-Estructura Regional y Origen	104
4.4.2.-Estructura Local	105
4.5.-TECTONICA	107
4.5.1.-Antecedentes	107
4.5.2.-Sección Transversal SA-A' (Estructural y Estratigráfica)	107
4.5.3.-Sección Longitudinal SB-B' (Estructural y Estratigráfica)	108
4.5.4.-Discordancia Erosional	110
4.6.-MIGRACION	110
4.6.1.-Migración Local	110
4.6.2.-Migración Regional	111

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	112
5.1.-CONCLUSIONES	112
5.2.-RECOMENDACIONES	117
BIBLIOGRAFIA	119
ANEXO: PLANOS Y SECCIONES	

AGRADECIMIENTOS

CON CARÍÑO Y GRATITUD A MIS PADRES:

SR. ADOLFO PEREZ MARTINEZ

SRA. ROSA RODRIGUEZ DE PEREZ

POR TODO EL APOYO INCONDICIONAL QUE ME HAN BRINDADO EN LA VIDA
EN MI DESARROLLO PROFESIONAL.

A MIS HERMANOS:

LILIA PEREZ RODRIGUEZ

JOSE URIEL PEREZ RODRIGUEZ

NESTOR ALBERTO PEREZ RODRIGUEZ

MA. ANGELICA PEREZ RODRIGUEZ

A MI SOBRINA:

ROSA LILIA SOSA PEREZ

A TODOS MIS FAMILIARES Y AMIGOS.

Quiero agradecerle a toda aquella persona que contribuyó en el desarrollo de mi formación profesional y externar mi gratitud a las siguientes personas:

Ing. Bernardo Martell Andrade por sus recomendaciones y sugerencias que me permitieron concluir el presente trabajo.

A los Ingenieros de la Superintendencia de Control Geológica de Pozos de la Sub-Gerencia de Geología de Subsuelo (Exploración) de Petróleos Mexicanos, por el apoyo, orientación y amistad que me brindaron durante la realización de la tesis.

Al honorable jurado

CAPITULO 1. INTRODUCCION

Deseo expresar mi agradecimiento a la sub-gerencia de Operación Geológica de Exploración de PEMEX por la autorización del uso de informes inéditos pertenecientes a los archivos de dicha empresa.

También muestro mi agradecimiento a compañeros y amigos por las críticas constructivas y apoyo que me ofrecieron durante la elaboración del presente trabajo.

En este estudio se trata de presentar satisfactoriamente diferentes tipos de trabajos que se realizan en la disciplina de Geología de subsuelo y se ejemplifican en las interrogantes planteadas en el desarrollo del Campo Arenque, Tamps., México, en él se fortalecen métodos, conceptos y crea nuevos puntos de vista.

Los resultados se consideran altamente satisfactorios; sin embargo, se advierte que las conclusiones y recomendaciones, lógicas en la actualidad, no deben tomarse como únicas o definitivas ya que son derivadas de una información volumétricamente progresiva y evolutiva. Por lo tanto, algunos conceptos vertidos en esta tesis, válidos y aceptables actualmente, serán modificados a la luz de nueva información.

1.1 PROPOSITO

La finalidad de este trabajo presentado como tesis es la de servir como guía de introducción a toda aquella persona que esté interesada en el análisis e interpretación de datos geológicos de subsuelo, utilizados principalmente en la rama del petróleo y proporcionar instrucción al personal encargado de este tipo de trabajos que han tenido poca o ninguna experiencia directa y real con la solución de problemas de tipo geológico, ya que en la actualidad no existe un texto al cual pueda uno recurrir y consultar donde se encuentre recopilada toda la información necesaria que pueda uno llegar a utilizar. Este trabajo tampoco puede ser considerado como texto, ya que no cumple con todos los requisitos para ser llamado de tal manera, pero si puede ser considerado como un trabajo de apoyo a todos los principiantes en esta rama.

El propósito en esta tesis es tratar los temas lo más sencillamente posible, con el fin de que este trabajo sea benéfico no solamente al ingeniero sino también a otras personas técnicamente adiestradas.

El lector que se interese por adentrarse en los temas aquí tratados, deberá consultar en la bibliografía que se encuentra al final de ésta.

1.2. OBJETIVO

Dentro de los recursos naturales tenemos a los elementos que constituyen la riqueza y la potencialidad productiva de un país, y debido a la exploración y explotación de éstos, tenemos las reservas de hidrocarburos que han hecho a México estar presente por más de cuarenta años en ámbito petrolero mundial.

La finalidad de esta tesis es llegar a través de los análisis e interpretaciones de los datos geológicos del subsuelo apoyados en las combinaciones de registros geofísicos a la elaboración de los diferentes tipos de planos, secciones transversales y longitudinales (estructurales y estratigráficas) que auxilian a tener bien definidos y localizados a los yacimientos que contengan hidrocarburos, y a su vez sirvan de apoyo para explotarlos racionalmente.

Pero se debe tomar en cuenta que para llegar a la definición de un yacimiento petrolífero, es necesario saber el comportamiento y cambios que suceden en nuestro planeta (tierra), es decir, su origen, composición, disposición, comportamiento y evolución, y esto lo vamos a saber a través de las Ciencias de la Tierra que comprende a la Ingeniería Geológica principalmente, que viene a ser una ciencia que está interrelacionada con varias disciplinas en las que se apoya para lograr el objetivo de la Geología. Las siguientes disciplinas se mencionan a continuación:

Geología de Subsuelo: Es una disciplina de la geología en la que se interpreta y evalúa la estructura, estratigrafía y geología histórica de las rocas en el subsuelo por medio de secciones y planos con objetivos económicos específicos.

Geología del Petróleo: Es la aplicación de la geología en la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas.

Estratigrafía: Está dentro de los primeros sitios de la geología, requiere una descripción de su ocurrencia, litología, sucesión, las relaciones mutuas, y su contenido fosilífero, es decir, que estudia los estratos de la corteza terrestre y rocas desde el punto de vista de su sucesión cronológica y su distribución geográfica.

Petrología: Es una rama de la geología que se encarga del estudio de las rocas en o dentro de ellas mismas. Lo descriptivo parte de ellas, petrografía, es el estudio de la composición del mineral y la textura de las rocas. Su origen y modo de formación es la petrogénesis.

Petrología Sedimentaria: Se encarga del estudio de los sedimentos y rocas sedimentarias, en una combinación de la petrografía y la petrogénesis, con el fin de llegar a la interpretación de las características químicas del medio sedimentario, las condiciones de transporte, de la composición litológica del área madre e incluso de los mecanismos de meteorización.

Geomorfología: Es la ciencia que se encarga de los rasgos distintivos de la superficie de la tierra: su distribución, carácter, origen y evolución.

Paleontología: Es una rama de la geología que se encarga del estudio de los fósiles contenidos en las rocas.

Geología Histórica: Es la ciencia que estudia la historia del planeta tierra a través del tiempo geológico, incluyendo un registro de la vida, y de los cambios físicos y químicos asociados que afectaron a la tierra desde su formación hasta el presente.

Geoquímica: Como su nombre lo indica, es la ciencia que estudia la química de la tierra. Una rama de ésta es la geoquímica del petróleo que es una herramienta complementaria a los estudios de tipo geológico y geofísico empleados en la exploración petrolera para la prospección de petróleo y gas, utiliza como se sabe, una serie de principios químicos encaminados a estudiar el origen,

migración, acumulación y alteración del petróleo, aplicando estos conocimientos en la exploración y explotación del aceite y gas acumulado en las rocas almacenadoras.

Geofísica: Es una técnica (cuando el objetivo es estudiar la tierra a partir de fenómenos físicos asociados a ella) que se emplea para estudiar la parte superficial económicamente explotable de la corteza terrestre, las aplicaciones más utilizadas es en la exploración de los recursos del subsuelo.

Podemos concluir que la Geología es una ciencia interdisciplinaria cuyos propósitos son explicar el origen, composición, estructura y evolución de la tierra.

En la exploración petrolera, la introducción de la geología ha sido de gran utilidad para la Industria y ha obtenido un fuerte impulso para la investigación.

El primer método geológico fué el de la Teoría del Anticlinal, el cual indicaba a la cima de los anticlinales como lugares favorables para la acumulación de hidrocarburos.

Los métodos geofísicos son técnicas de la geofísica aplicada a la solución de problemas geológicos o geotécnicos, donde las mediciones de los parámetros físicos a estudiar se efectúan en o sobre la superficie del terreno, túneles o socavones de gran diámetro. Se distinguen dos tipos:

-Métodos detectores de cuerpos. Son métodos de campo natural como el gravimétrico, el magnetométrico, potencial natural y algunos de campo artificial como líneas equipotenciales, perfilaje electromagnético.

=Método gravimétrico.- Tuvo gran desarrollo en los inicios de la geofísica de exploración de hidrocarburos, sobre todo en la definición de la topografía y localización de cuerpos intrusivos y fallamientos de tipo regional.

=Método magnetométrico.- Fue el primero en aplicarse y se utiliza en la determinación del basamento que delimita el fondo de las cuencas sedimentarias (propósitos petroleros) y detección de fallas.

-Métodos detectores de superficie. Se utilizan para determinar contactos entre horizontes con gran extensión lateral y son el sismológico de refracción y reflexión, y sondeos eléctricos.

=Método sísmico de refracción.- Se emplea en la determinación de velocidades para apoyo del sísmico de reflexión y con éxito en la solución de gran variedad de problemas geotécnicos, como calidad de roca, bancos de materiales, detección de oquedades, etc.

=Método sísmico de reflexión.- Es de los más caros y precisos, es indispensable en la solución de problemas de exploración petrolera, principalmente en las definiciones estructurales.

Los registros geofísicos de pozos resultaron de gran importancia para detectar las propiedades físicas de las rocas durante la perforación y diferenciar las distintas unidades litológicas en el subsuelo, es decir, su utilización es para la interpretación geológica de un área.

La labor de un Geólogo Petrolero es principalmente interpretativa, el geólogo debe poseer un alto grado de

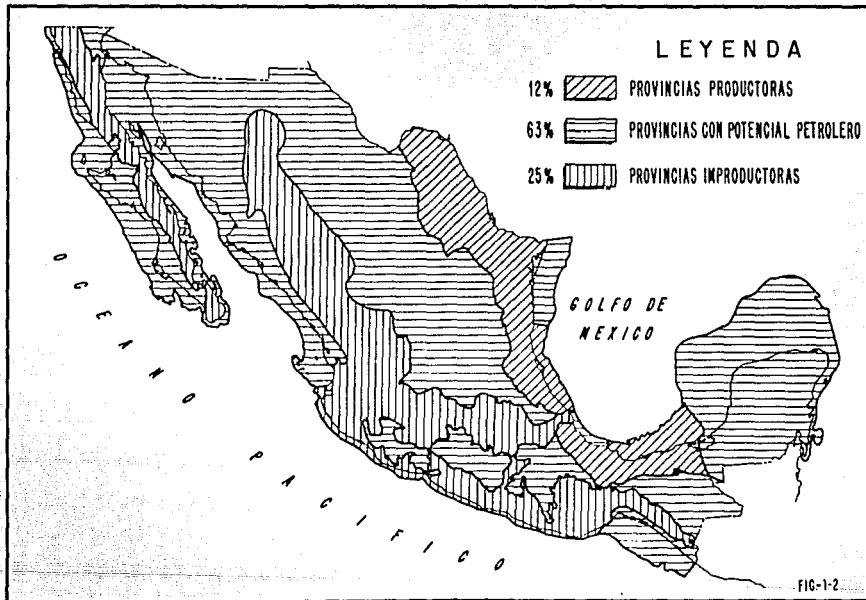
conocimientos, en las ciencias geológicas básicas y el conocimiento de ramas afines. Deberá desarrollar su capacidad de síntesis para la interpretación, así como su imaginación y valor para exponer y defender sus puntos de vista, siempre y cuando estos estén bien fundamentados.

Los trabajos de exploración geológica-petrolera durante aproximadamente ochenta años, han permitido con el auxilio de gente especializada o adiestrada, la evaluación del potencial petrolero de el territorio nacional mexicano, y a su vez estos estudios geológicos han servido para la elaboración de un mapa geológico de la República Mexicana, ya que uno de los objetivos de PEMEX es tener toda la información geológica posible del territorio de nuestro país. Fig. 1-1

En esta tesis después de una exposición teórica de los métodos para el análisis e interpretación de los datos geológicos del subsuelo, para la elaboración de un estudio, se verá la metodología empleada en la exploración petrolera con un caso práctico en el campo Arenque, Tamps., México.

Las áreas que actualmente son productoras de hidrocarburos se encuentran en la Planicie Costera y en la Plataforma Continental del Golfo de México, sobre una franja que se extiende desde la frontera de E.U., hasta el margen occidental de la Península de Yucatán y del Frente de la Sierra Madre Oriental hasta la Plataforma Continental del Golfo de México. Fig. 1-2

PROVINCIAS PETROLERAS



CAPITULO 2. METODOS DE OPERACION DE SUBSUELO.

2.1 METODO DE PERFORACION ROTATORIA.

2.1.1 GENERALIDADES

En la industria petrolera se utiliza el método de perforación rotatorio considerado como el más moderno dentro de la perforación, ya que su diseño permite la perforación de pozos (hoyos) hasta profundidades que se aproximan a los 10,000 m. además estas instalaciones pueden ser trasladadas varios kilómetros a un área nueva de perforación, ser ensambladas nuevamente e iniciar una nueva perforación.

El equipo de perforación rotatoria consiste básicamente de una torre o mástil de perforación que sirve de soporte, de componentes de circulación, elevación, rotación y una fuente de potencia para poner en acción al equipo.

Con el equipo de perforación rotatorio se perfora haciendo girar una barrena mediante una tubería de perforación que es movida por una mesa rotatoria. El material arrancado por la barrena sube a la superficie gracias a una fuerte y continua corriente de lodo que, al mismo tiempo, impide que se derrumben las paredes del agujero.

Otra característica sobresaliente del sistema rotatorio es que permite perforar pozos desviados, los cuales son muy empleados en la actualidad.

La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, cerca de Beaumont, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas.

1.2 COMPONENTES DEL EQUIPO DE PERFORACION

Las partes componentes necesarias para la perforación de un pozo mediante el sistema rotatorio las podemos ver en la Fig. 2-1. El equipo consiste básicamente de una torre o mástil que sirve de soporte, componentes de circulación, elevación, rotación y una fuente de potencia para funcionalidad de éste, a continuación se enumeran de acuerdo a sus relaciones funcionales:

- La Torre o Mástil
- El Sistema de Energía
- El Sistema de Elevación
- El Equipo Rotatorio
- El Sistema de Circulación del Lodo
- El Equipo para Control del Pozo
- El Equipo Auxiliar

Cada componente del equipo rotatorio será descrito tanto su importancia como su funcionalidad.

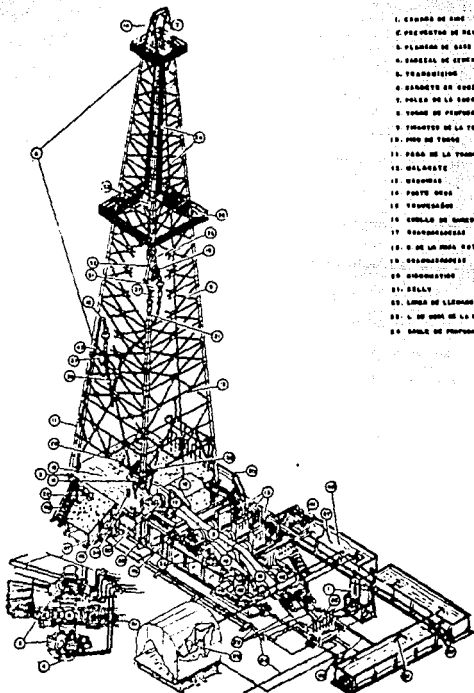
2.1.2.1 LA TORRE O EL MASTIL

Ambos son una estructura de acero que soporta muchos metros de tubería de perforación que a menudo pesa más de 100 toneladas.

Una torre estándar es una estructura de cuatro patas de apoyo que descansan sobre una base cuadrada y se ensambla pieza a pieza cada vez que se perfora un pozo. En contraste, el mástil es ensamblado una sola vez, luego de ser fabricado, el mástil se mantiene como una sola unidad y se eleva y se baja como una sola unidad cada vez que se perfora un pozo.

El mástil o torre se erige sobre una infraestructura que sirve para dos propósitos principales:

FIG.2-1 EQUIPO DE PERFORACION ROTATORIA.



- | | |
|------------------------------|----------------------------------|
| 1. COLUMNA DE APOYO | 26. PIEDRÓN |
| 2. PLACAS DE REDUCCIONES | 27. PISTOLA DE BARRIL PLUM |
| 3. PLACAS DE BARRIL | 28. PISTOLA DE BARRIL |
| 4. CÁMERA DE CEMENTACIÓN | 29. CÁMERA DE LA L. DEL LUGAR |
| 5. TRANSDUCCIÓN | 30. BARRIL |
| 6. CÁMERA DE CUBO | 31. CÁMERA DE BARRIL DEL LUGAR |
| 7. PULGA DE LA COLUMNA | 32. L. DE RETENCIÓN DEL LUGAR |
| 8. TORNO DE PERFORACIÓN | 33. ASISTENTE DE LA PUNTA |
| 9. TORNO DE LA TORRE | 34. PLATA DE LAS TORRES |
| 10. PISO DE TORRE | 35. CÁMERA DE BARRIL |
| 11. PISO DE LA TORRE | 36. CÁMERA |
| 12. GALERÍA | 37. CÁMERA DE BARRIL DE LA TORRE |
| 13. CÁMERA | 38. CÁMERA ROTATORIA |
| 14. PARTE DE LA | 39. TRANSDUCCIÓN |
| 15. TRANSDUCCIÓN | 40. PISO DE CEMENTACIÓN |
| 16. CÁMERA DE CUBO | 41. CÁMERA DE BARRIL |
| 17. TRANSDUCCIÓN | 42. CÁMERA DEL LUGAR |
| 18. L. DE LA PUNTA DEL | 43. PISO DE LA CÁMERA |
| 19. TRANSDUCCIÓN | 44. CÁMERA |
| 20. TRANSDUCCIÓN | 45. TRANSDUCCIÓN DE LA TORRE |
| 21. BARRIL | 46. TRANSDUCCIÓN DEL BARRIL |
| 22. LUGAR DE LLEVAR | 47. TRANSDUCCIÓN DE LA CÁMERA |
| 23. L. DE BARRIL DE LA TORRE | 48. LUGAR DE BARRIL |
| 24. CÁMERA DE PERFORACIÓN | 49. PISO DE BARRIL |
| | 50. CÁMERA DE BARRIL |
| | 51. BARRIL ROTATORIA |
| | 52. CÁMERA DE BARRIL |
| | 53. CÁMERA DE BARRIL |
| | 54. CÁMERA DE BARRIL |
| | 55. CÁMERA DE BARRIL |
| | 56. CÁMERA DE BARRIL |
| | 57. CÁMERA DE BARRIL |
| | 58. CÁMERA DE BARRIL |
| | 59. CÁMERA DE BARRIL |
| | 60. CÁMERA DE BARRIL |
| | 61. CÁMERA DE BARRIL |
| | 62. CÁMERA DE BARRIL |
| | 63. CÁMERA DE BARRIL |
| | 64. CÁMERA DE BARRIL |
| | 65. CÁMERA DE BARRIL |
| | 66. CÁMERA DE BARRIL |
| | 67. CÁMERA DE BARRIL |
| | 68. CÁMERA DE BARRIL |
| | 69. CÁMERA DE BARRIL |
| | 70. CÁMERA DE BARRIL |
| | 71. CÁMERA DE BARRIL |
| | 72. CÁMERA DE BARRIL |
| | 73. CÁMERA DE BARRIL |
| | 74. CÁMERA DE BARRIL |
| | 75. CÁMERA DE BARRIL |
| | 76. CÁMERA DE BARRIL |
| | 77. CÁMERA DE BARRIL |
| | 78. CÁMERA DE BARRIL |
| | 79. CÁMERA DE BARRIL |
| | 80. CÁMERA DE BARRIL |
| | 81. CÁMERA DE BARRIL |
| | 82. CÁMERA DE BARRIL |
| | 83. CÁMERA DE BARRIL |
| | 84. CÁMERA DE BARRIL |
| | 85. CÁMERA DE BARRIL |
| | 86. CÁMERA DE BARRIL |
| | 87. CÁMERA DE BARRIL |
| | 88. CÁMERA DE BARRIL |
| | 89. CÁMERA DE BARRIL |
| | 90. CÁMERA DE BARRIL |
| | 91. CÁMERA DE BARRIL |
| | 92. CÁMERA DE BARRIL |
| | 93. CÁMERA DE BARRIL |
| | 94. CÁMERA DE BARRIL |
| | 95. CÁMERA DE BARRIL |
| | 96. CÁMERA DE BARRIL |
| | 97. CÁMERA DE BARRIL |
| | 98. CÁMERA DE BARRIL |
| | 99. CÁMERA DE BARRIL |
| | 100. CÁMERA DE BARRIL |

a) Soportar el peso de la instalación, así preveyendo espacio para equipo y empleados.

b) Provee espacio debajo del piso para enormes válvulas especiales llamadas preventores de reventones.

2.1.2.2 EL SISTEMA DE ENERGIA

LA FUENTE PRIMA

Hoy en día casi todas las instalaciones utilizan motores de combustión interna. La mayoría de estos motores se accionan con diesel, pero también podría ser con gas natural o GLP (butano). La potencia de los motores de una instalación puede variar de 500 a más de 5000 caballos de vapor (373 a 3730 KW).

LA TRANSMISION DE ENERGIA

Los métodos comunes utilizados para transmitir la potencia desde la fuente prima hasta los componentes de la instalación son:

Mecánico, eléctrico o electro-mecánico. Actualmente las instalaciones Diesel-eléctricas están rápidamente reemplazando a las mecánicas.

Las instalaciones Diesel-eléctricas utilizan motores diesel. Estos motores diesel le suplen energía a grandes generadores de electricidad, que se transmite por cables hasta un dispositivo de distribución. La electricidad viaja a través de cables adicionales hasta los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo, el malacate, las bombas del lodo y a la mesa rotatoria. Fig. 2-2.

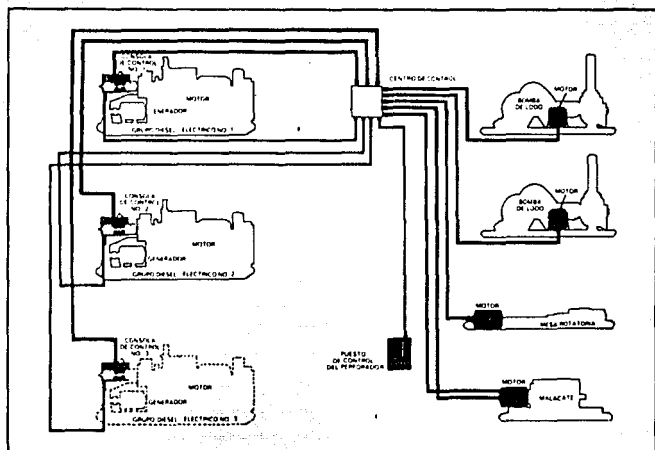


FIG.2-2 Un Sistema de Transmisi3n Diesel - El3ctrico.

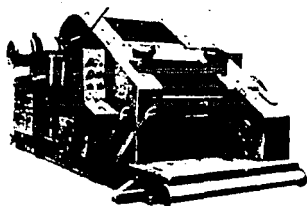


FIG.2-3 Malacate de perforaci3n.

2.1.2.3 EL SISTEMA DE ELEVACION O IZAJE

Los componentes principales del sistema de elevación o izaje son:

1.-MALACATE

El malacate es una pieza de equipo grande y pesada (fig. 2-3) que consiste del carrete principal, de diámetro y longitud proporcional. El carrete sirve para devanar y mantener enrollados cientos de metros de cable de perforación. Por medio de adecuadas cadenas de transmisión, aclopamientos, embragues y mandos, la potencia que le transmite la planta de fuerza motriz puede ser aplicada al carrete principal o a los ejes que accionan los carretes auxiliares utilizados para enroscar y desenroscar la tubería de perforación y las de revestimiento o para manejar tubos, herramientas pesadas u otros implementos que sean necesarios llevar al piso.

Los propósitos principales son sacar y meter la tubería al hoyo.

Otra característica del malacate es el eje con sus dos carretes especiales. El carretel de enroscar que se usa para azocar y apretar las piezas del tubo. El otro carretel se usa para desconectar los tubos cuando se sacan del hoyo (fig. 2-4).

2.-LOS BLOQUES Y EL CABLE DE PERFORACION.

El bloque de aparejo, el bloque de corona y el cable de perforación constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que está en la torre o mástil mientras se mete o se saca del hoyo. Durante operaciones de perforación esta carga consiste del gancho, la unión giratoria, el cuadrante, la tubería de perforación, el portabarrenas y una barrena conectada al extremo

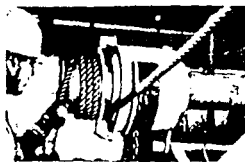


FIG. 2-4 Carretel.

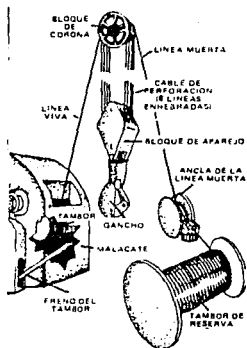


FIG. 2-5 Sistema de elevación.

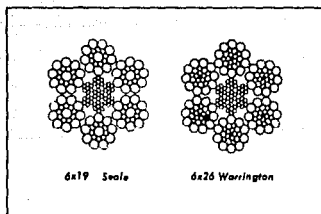


FIG. 2-6 Configuración y disposición de los elementos de un cable de perforación.

inferior de las portabarrenas. Fig. 2-5 y 2-7.

El cable de perforación generalmente está construido de cable de acero de 1 1/8" a 1 1/2" (2.866 a 3.81 cm.) en diámetro. Fig. 2-6.

El cable de perforación debe ser enhebrado (fig. 2-5), ya que llega a la instalación enrollado sobre un tambor alimentador.

El cable de perforación consta de 6 ramales torcidas o enhebradas (fig. 2-6), también que recubren otra capa de hebras que envuelven el centro del ramal. Finalmente, los ramales cubren el centro del cable que puede ser formado por fibra de acero u otro material como el cáñamo.

La torcida puede ser a la derecha o a la izquierda, pero para los cables de perforación se prefiere la torcida a la derecha.

2.1.2.4 EL EQUIPO ROTATORIO

Es una parte esencial del taladro o equipo de perforación. Es por medio de sus componentes que se va a hacer el hoyo hasta la profundidad donde se estima se encuentra el yacimiento petrolífero.

El equipo rotatorio, se compone de arriba hacia abajo, de la unión giratoria, el cuadrante, la mesa rotatoria, la barra maestra, o barra de carga, es el ensamble de equipo entre la unión giratoria y la barrena, incluyendo el cuadrante, la tubería de perforación y el portabarrenas, (fig. 2-7). El término sarta de perforación se refiere a la tubería de perforación y el portabarrenas.

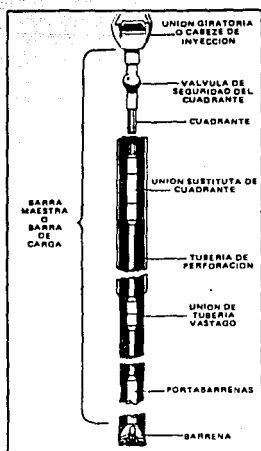


FIG.2-7 Barro maestra.



FIG.2-8 Junto Kelly.

LA UNION GIRATORIA

Una unión giratoria o cabeza de inyección es un aparato mecánico, va conectada al bloque de aparejo por una enorme asa. La unión giratoria tiene tres funciones básicas: soportar el peso de la barra maestra, permitir que la barra maestra gire y proveer un sello hermético y un pasadizo para que el lodo de perforación pueda ser bombeado por la parte interior de la barra maestra.

EL CUADRANTE O JUNTA KELLY (Fig. 2-8.)

Generalmente tiene configuración cuadrada, hexagonal, o redonda y acanalada y su longitud puede ser de 12, 14 ó 16.5m. Su diámetro nominal tiene rangos que van de 6 a 15cm., y su diámetro interno de 4 a 9cm.

La junta tiene roscas a la izquierda y la conexión inferior que se enrosca a la sarta de perforación tiene roscas a la derecha

El cuadrante sirve como un pasadizo para el fluido de perforación que baja hacia el hoyo y además transmite la rotación a la sarta de perforación y a la barrena.

LA MESA ROTATORIA

Es lo que le da el nombre a la perforación rotatoria. Descansa sobre una base muy fuerte, constituida por vigas de acero que conforman el armazón del piso, reforzado con puntales adicionales.

La mesa rotatoria tiene dos funciones principales: impartir el movimiento rotatorio a la sarta de perforación o sostener todo el peso de esta sarta mientras se le enrosca otro tubo para

seguir ahondando el hoyo, o sostener el peso de la sarta cuando sea necesario para desenroscar toda la sarta en parejas o triples para sacarla toda del hoyo.

LA SARTA DE PERFORACION

La sarta de perforación, está compuesta de tubería de perforación con un montaje de tubos más gruesos y pesados en su parte inferior. Estos se conocen como lastrabarrenas (Drill-Collars) y sirven para aplicar suficiente peso a la barrena y mantener la verticalidad del pozo.

Cada junta de tubería de perforación mide aproximadamente 30 pies (9m.). Cada extremo de la junta contiene roscas. El extremo con las roscas interiores se conoce como la caja y el extremo con las roscas exteriores se conoce como la espiga.

A la sarta le imparte el movimiento rotatorio la mesa rotatoria por medio de la junta kelly, la cual va enroscada al extremo superior de la sarta.

Del fondo del hoyo hacia arriba, la sarta de perforación la componen: la barrena, los lastrabarrenas, la tubería y la junta kelly. Ver fig. 2-7.

Los portabarrenas, como la tubería de perforación, son tubos de acero a través de los cuales se puede bombear lodo, se utilizan en el extremo inferior de la sarta para poner peso sobre la barrena, este peso es el que le permite a la barrena perforar.

LAS BARRENAS

Pieza también de fabricación y especificaciones especiales, que corta los estratos geológicos para hacer el hoyo que llegará al yacimiento petrolífero.

Las características y grado de solidez de los estratos que conforman la columna geológica en el sitio determinan el tipo de barrena más adecuada que debe elegirse.

Las barrenas de rodillos tienen dispositivos conformes de acero llamados conos que ruedan libremente a medida que la barrena gira. Los fabricantes de las barrenas pueden cortar dientes de los mismos conos (fig. 2-9A), o insertar botones de carburo de tungsteno, un material muy duro, dentro de los conos (fig. 2-9B). Estos dientes cortan la formación a medida que la barrena gira. Las barrenas permiten que el fluido de perforación pueda circular.

Las barrenas de diamantes no tienen conos ni dientes (fig. 2-9C). En vez de éstos, varios diamantes se incrustan en el fondo y los lados de la barrena, las barrenas de diamantes son efectivas para perforar formaciones duras.

2.1.2.5 EL SISTEMA DE CIRCULACION DEL LODO

Sus dos componentes principales son: el equipo que forma el circuito de circulación y el fluido o lodo permanente. (fig. 2-10).

Para que el sistema de perforación rotatorio pueda funcionar, es indispensable circular fluido a través de la sarta de perforación y asciende por el espacio anular entre la sarta de perforación y la pared del hoyo o la tubería de revestimiento.

BOMBAS DE CIRCULACION

La bomba de lodo, es el componente primario de cualquier sistema de circulación de fluido. Las bombas funcionan con motores eléctricos conectados directamente con las bombas.

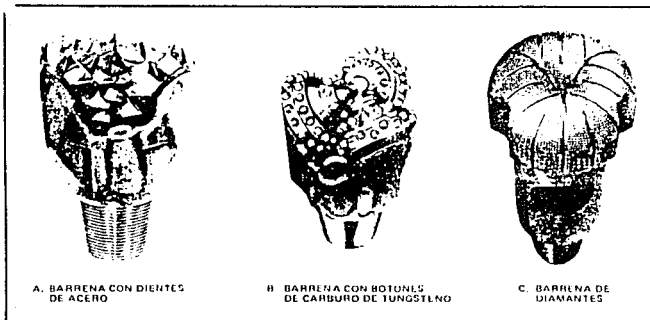


FIG. 2-9 A, B y C. Tipos de barrena.

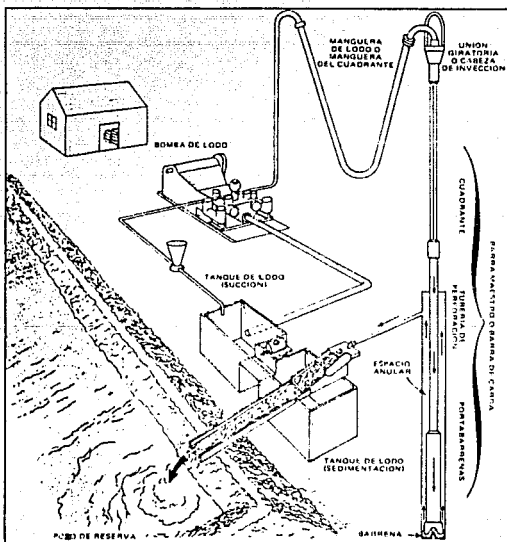


FIG. 2-10. Circulación del fluido y tratamiento del lodo.

La función principal de las bombas de circulación es la de mandar determinado volumen de lodo a presión hasta el fondo del hoyo, vía del circuito descendente formado por la tubería de descarga de la bomba, el tubo de paral, la manguera, la junta rotatoria, la junta kelly, la sarta de perforación y la barrena para ascender a la superficie por el espacio anular creado por la pared del hoyo y el perímetro exterior de la sarta de perforación. Ver fig. 2-10.

EL CICLO DEL LODO

El lodo se bombea desde el tanque de succión del lodo, a través de una línea de descarga hasta el tubo vertical. El lodo se bombea por el tubo vertical hasta una manguera fuerte de caucho reforzado llamada la "manguera del lodo" o "manguera del cuadrante". Esta va conectada a la unión giratoria. El lodo entra a esta última; luego baja por el cuadrante por la tubería de perforación, por las portabarreras y sale por la barrena. Aquí vira hacia arriba por el espacio anular, el espacio entre la tubería de perforación y la pared del hoyo.

Finalmente el lodo deja el hoyo a través de un tubo de acero o zanja llamada la línea de descarga y cae en una tela metálica vibratoria llamada zaranda vibratoria. La zaranda separa los rípios del lodo y los hecha a un foso de desperdicio. Entonces el lodo vuelve a los tanques del lodo y vuelve a circular por el hoyo impulsado por la bomba del lodo. Ver fig. 2-10.

EL FLUIDO O LODO DE PERFORACION

Los fluidos de perforación más frecuentes usados para la perforación son los "lodos de perforación". Estos consisten de una mezcla formada por finas partículas sólidas suspendidas en un líquido que puede ser agua (dulce o salada), petróleo o bien combinación de las dos. Además requieren de la adición de

diversos materiales que le den ciertas propiedades necesarias para cumplir sus funciones.

Estas funciones son:

- Enfriar y lubricar la barrena, acciones cuyos efectos tienden a prolongar la durabilidad de la barrena.

- Arrastrar hasta la superficie la roca desmenuzada (ripio), por la barrena, evitando de esta forma la formación de acumulaciones de recorte, los cuales podrían causar que se pegara la tubería de perforación.

- Mantiene suspendidos los recortes de roca cuando la circulación es interrumpida temporalmente, de ahí la importancia de las buenas cualidades tixotrópicas del lodo, gelatinización inicial y final de 10 minutos por las cuales se aprecia la fluidez del lodo y su espesura en reposo, que le imparte la propiedad de mantener el ripio o recorte en suspensión.

- Depositar sobre la pared del hoyo un revoque delgado (enjarre), y flexible y lo más impermeable posible que impida la filtración excesiva de la fase líquida del lodo hacia las formaciones.

- Controlar por medio del peso del lodo la presión que puedan tener las formaciones que corta la barrena; es decir, contrarresta la presión de los fluidos contenidos en las formaciones atravesadas.

- Permite la apreciación de hidrocarburos en los cortes que salen del pozo.

- Constituye el vehículo para el traslado de fuerza hidráulica de las bombas a la barrena, lo que en parte ayuda a socavar formaciones blandas.

TIPOS DE LODO DE PERFORACION

Básicamente los lodos se preparan a base de agua, de aceite (derivados del petróleo), o emulsiones. En su composición interactúan tres partes principales: la parte líquida; la parte sólida, compuesta por material soluble que le imprime las características tixotrópicas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso; y materias químicas adicionales, que se añaden directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas.

LODOS DE TIPO COMUN

I. Lodo a base de agua y arcilla.

a) Lodos de agua dulce.

- lodo ordinario no tratado.
- lodo con fosfatos.
- lodo "rojo" con quebracho y sosa caústica.
- lodo con calcio.

b) Lodos de agua salada.

- lodos de cloruro sódico.
- lodos de cloruro calcico.

c) Lodos de silicato sódico.

I. Lodos a base de agua.

El agua es uno de los mejores líquidos básicos para la preparación del lodo, el agua debe ser de buena calidad ya que sales disueltas que pueda tener, como calcio, magnesio, los cloruros, etc., tienden a disminuir las buenas propiedades del lodo.

El lodo compuesto de agua y sustancia coloidal, es el llamado lodo a base de agua. Durante la perforación puede darse la oportunidad que el contenido coloidal de ciertos estratos sirva para hacer lodos, pero en ocasiones los estratos son carentes de materiales coloidales y su contribución es nula. Por lo tanto se utiliza bentonita preparada con fines comerciales como la mejor fuente de componentes coloides del lodo.

El lodo bentonítico resultante es muy favorable para la formación del enjarre en la pared del pozo. Sin embargo, a este tipo de lodo se le agrega un material pesado, como la barita, (preparada del sulfato de bario), para que la presión que ejerza sobre los estratos domine las presiones subterráneas que estiman encontrar durante la perforación.

Para mantener las deseadas características de este tipo de lodo, como son: viscosidad, gelatinización inicial, y final, pérdida por filtración, pH y contenido de sólidos, se recurre a la utilización de sustancias químicas, como quebracho, sosa cáustica, silicatos y arseniatos.

II. Lodos a base petróleo

- a) Lodos de petróleo emulsionado
- b) Lodos de petróleo crudo.

Lodos a base de petróleo.

Para ciertos casos de perforación, terminación o reacondicionamiento de pozos, se emplean lodos a base de petróleo o derivados del petróleo.

La gran mayoría de la veces se utiliza diesel u otro tipo de destilado pesado al cual hay que agregarle negrohumo o asfalto para impartirle consistencia y mantener en suspensión el material pesante y controlar otras características.

La composición del lodo puede controlarse para mantener el fluido deseado, bien sea básicamente petróleo o emulsión, petróleo/agua o agua/petróleo.

Otros tipos de lodo.

Para la base acuosa del lodo, además de agua dulce, puede usarse agua salobre o agua salada (salmuera), o un tratamiento de sulfato de calcio.

Muchas veces se requiere de un lodo de pH muy alto, o sea muy alcalino, como es el caso del lodo a base de almidón.

2.1.2.6 EL EQUIPO PARA CONTROL DE POZO.

Cuando se habla de control de pozo se tiene en mente un reventón, ésto es una ocurrencia indeseable en cualquier instalación, porque pone en peligro la vida de las cuadrilla. Las consecuencias de un reventón puede ser hasta la destrucción del equipo cuyo valor es de millones de dólares, desperdicio de petróleo y dañar el medio ambiente. El fluido (ya sea líquido o gas), brota del pozo con una fuerza enorme y muchas veces se enciende. El problema surge cuando la presión de la formación es mayor que la ejercida por la columna del lodo en el pozo. El lodo de perforación es el que evita que el fluido de la formación entre al hoyo y reviente.

PREVENTOR DE REVENTONES.

Se tienen dos tipos de preventores de reventones:

EL PREVENTOR ANULAR

Tiene un elemento de goma que sella al cuadrante, la sarta de perforación, los portabarrenas o al hoyo mismo si no existe una sarta dentro del hoyo.

EL PREVENTOR DE ARIETE

Consiste de grandes válvulas de acero que tienen elementos que sirven de sello. Existe un tipo de preventor de ariete de tubería porque cierra la tubería de perforación pero no sella un hoyo abierto. El preventor de ariete ciego se utiliza para sellar un hoyo abierto.

Los preventores de reventones se instalan uno encima del otro en la boca del pozo, con el preventor anular en la parte superior y los preventores de ariete de tuberías y ciegos en la parte inferior.

EL ACUMULADOR

Los preventores de reventones se abren y se cierran con fluido hidráulico que va almacenado bajo presión en un aparato llamado acumulador.

Un tablero de control, situado en el piso de la instalación se utiliza normalmente para operar los preventores.

EL ESTRANGULADOR

Los estranguladores van conectados a los preventores de reventones con la línea del estrangulador.

Un estrangulador es sencillamente una válvula. Hay estranguladores ajustables que son operados neumáticamente o hidráulicamente y tiene una apertura que puede variar de tamaño desde la porción cerrada hasta la posición abierta, y estranguladores fijos que tienen un flujo restringido de tamaño permanente.

EL SEPARADOR DE LODO Y GAS

Es una pieza esencial del equipo en una instalación para poder controlar un cabeceo de gas. El separador de lodo y gas salva el lodo utilizable que sale del pozo mientras que un cabeceo se esta circulando hacia afuera y separa el gas flamable que pueda ser quemado a una distancia segura de la instalación.

2.1.2.7 EL EQUIPO AUXILIAR.

Existe un gran número de piezas de equipo menores que son necesarios para llevar a cabo la perforación de un pozo como:

-Los generadores de electricidad

Los generadores producen corriente alterna que siempre reciben su potencia a través de motores diesel, tienen capacidades de 50 a 100 kilovatios.

-Los componentes de aire

-El equipo para almacenamiento de lodo

-Los instrumentos de perforación

Un sistema de instrumentación es quizá la parte más importante de las instalaciones modernas. Tenemos indicador de peso, registrador de nivel de lodo, registrador de la densidad de lodo, indicadores de torsión y aparatos que mantienen un registro gráfico cronológico del trabajo que se está perforando.

2.2 MUESTREO DURANTE LA PERFORACION

2.2.1 GENERALIDADES

La obtención de información desde el punto de vista geológico, va más allá de hacer descripciones litológicas generalizadas y/o de establecer las cimas obvias de las formaciones, pues incluye la interpretación de la génesis y la historia diagenética de las rocas con base en las muestras de canal y de núcleos, la cual, a la vez, requiere habilidad, dedicación y análisis perceptivo.

La obtención de muestras nos va a proporcionar puntos de correlación para la elaboración de planos estructurales y proporcionar datos estratigráficos.

Esto implica dos factores: la descripción en forma de registro para representar lo que está presente en las muestras y la interpretación de la historia geológica en base al material que se describe en forma de registro.

Tenemos los tipos de muestras más utilizados durante la perforación rotatoria: las muestras de canal y los núcleos de fondo. También se puede cortar núcleos de pared, sin embargo, esta técnica no ha sido muy utilizada en nuestro país.

2.2.2 MUESTRAS DE CANAL

También son conocidas como rípios o recortes. Son los fragmentos de roca arrancados por la barrena en el fondo del pozo. Durante la perforación son recogidas por la corriente de lodo que los lleva por el espacio anular hasta la criba vibratoria, donde son colectadas para posterior análisis geológico.

Los fragmentos cortados en el fondo del pozo generalmente varían de 1/8" a 5/8" y son normalmente en forma de hojuela. El tamaño de los fragmentos depende del carácter y composición de la roca atravesada, la mordacidad y tipo de barrena, la velocidad de rotación de la barrena y del peso sobre la barrena. Si la roca atravesada es blanda, los fragmentos son angulares. Las muestras de cualquier litología determinada tienden a ser algo uniformes en tamaño. El muestreo se efectúa a intervalos de aproximadamente 1.0 m. e incluso se cortan núcleos a intervalos frecuentes, esto se hace con el fin de conocer la secuencia de las formaciones o zonas micropaleontológicas y así poder establecer buenas correlaciones con los pozos exploratorios sucesivos.

CONTROL DE PROFUNDIDAD DE LAS MUESTRAS

Para determinar la profundidad de la muestra se requiere conocer "el tiempo de atraso" y "la velocidad de perforación".

CORRECCION DEL ERROR EN EL TIEMPO DE ATRASO DE LAS MUESTRAS

El tiempo de atraso es el tiempo requerido para que los recortes vayan desde el fondo del agujero hasta el lugar en que se recojen.

El tiempo de atraso depende de la profundidad y diámetro del pozo, del gasto de la bomba, del diámetro de la tubería de perforación y de la velocidad de perforación, la que a su vez, depende de una serie de factores como el tipo de roca, peso y velocidad de rotación de la sarta, presión de la bomba y condiciones, y tipo de la barrena.

El geólogo que examina las muestras debe esforzarse por colocar a la profundidad real la información litológica obtenida del estudio de las muestras. El mejor modo de hacer esto es con ayuda de un registro de velocidad de avance (tiempo de perforación) o un registro mecánico.

La obtención del "tiempo de atraso o de subida" consiste en resolver la igualdad:

Tiempo de Atraso (Ts) = $T_t - T_b$
donde, T_s = tiempo de subida del lodo (tiempo de atraso).
 T_t = tiempo de viaje redondo del lodo.
 T_b = tiempo de bajada.

Otra forma de calcular el "tiempo de atraso" es la siguiente:

$$\text{Tiempo de Atraso} = \frac{\text{Profundidad} \times 3,28 \text{ [Pies]}}{\text{Velocidad anular [Pies/Min.]}} = \text{[Minutos]}$$

donde, $\text{Velocidad anular} = \frac{25 \times Q_{\text{bomba}}}{D^2 - d^2}$ pies/min.

D = diámetro del agujero.

d = diámetro de la tubería de perforación.

Q = gasto de la bomba (este dato lo proporciona el perforador).

En el caso de que la circulación del lodo se suspenda por algunos minutos, al reanudarse la perforación, estos minutos se deben sumar al tiempo de atraso de las muestras que terminarán su viaje.

LA VELOCIDAD DE PERFORACION

Se debe conocer para calcular las profundidades correctas de las muestras que se analizan en la superficie. Esta velocidad puede tomarse del registro del perforador o de otros que registran todas las operaciones de perforación que muestren el

peso total de la sarta, el peso sobre la barrena y la velocidad de perforación, éstos últimos son de gran ayuda para el geólogo pues por la inspección de estos registros se pueden inferir cuando se pueden esperar muestras contaminadas a causa de las operaciones realizadas, como ejemplo tenemos los derrumbes que vienen después de los viajes de la sarta de perforación por cambios de barrena, pruebas de formación por medio de tubería de perforación, operaciones de extracción de núcleos, etc., y como consecuencia de esto se recuperan muestras contaminadas

2.2.3 MUESTRAS DE NUCLEO

Las muestra de roca llamadas núcleos de fondo (o testigos) son cuerpos cilíndricos cuyo diámetro depende de la profundidad a la que se corten.

Estas indican la naturaleza real de las formaciones y sus propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos).

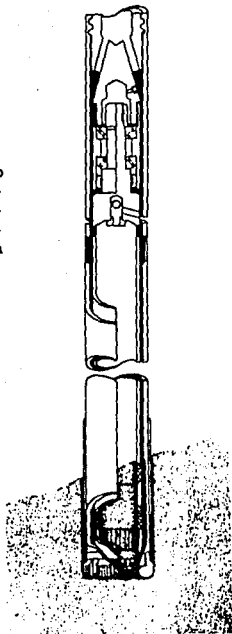
El muestreo se realiza por medio de una herramienta rotatoria conocida como barril muestrero o sacanúcleos (Fig. 2-11), la longitud de este tipo de muestreros es de 9 m. Estos tipos de muestreo se realizan una vez que se ha interpretado toda la información geológica y geofísica del área donde se va a perforar.

Los objetivos por los cuales se sacan núcleo son:

- a) Para obtener información litológica cuando no hay recuperación de muestra de canal.
- b) Para obtener buena información litológica y estratigráfica en pozos paramétricos.

FIG.2-11. EL BARRIL MUESTRERO

Al ir rotando y bajando, el sacatestigo corta un núcleo de la Formación de la - que se desea información cuantitativa.- El núcleo queda sujeto en el interior - de la herramienta y es llevado por ésta hasta la superficie.



c) Para obtener determinaciones petrográficas y petrofísicas en intervalos que manifiestan hidrocarburos.

d) Para hacer correlaciones con otros pozos en intervalos de interés económico.

e) Para hacer dataciones y determinaciones petrográficas en cuerpos de rocas ígneas y metamórficas.

Es indispensable que los núcleos sean marcados, guardados en cajas, rotulados y almacenados apropiadamente. Antes de guardar en caja el núcleo, este debe ser muestreado y descrito detenidamente.

Modo de preparar un núcleo.

1.- Prepárese el número adecuado de cajas. Téngase trapos a la mano.

2.- Supervísese el contenido del núcleo para asegurar al orientación y orden correcto.

3.- Límpiase el núcleo frotando con trapos limpios secos. No se lave.

4.- Ajustese el núcleo.

5.- Ate el núcleo.

6.- Márquese el núcleo con las líneas y profundidades de referencia, utilizando marcadores de fieltro y una regla recta. La línea negra siempre a la derecha, la línea roja siempre a la izquierda (esto orienta al núcleo en cuanto a la parte superior e inferior). También es útil marcar la cima (parte superior) del núcleo con una C y la base (parte inferior, fondo), con una B.

7.- Describanse el núcleo y sus manifestaciones.

8.- Guardese en cajas y márchense las cajas.

2.3 PROCESADO Y ANALISIS DE MUESTRAS

2.3.1 GENERALIDADES

La descripción precisa de las muestras constituye lo básico del trabajo geológico, el cimiento sobre el cual descansa toda la estructura de la investigación del subsuelo.

Consigna los métodos y procedimientos recomendados para el análisis y descripción de rocas y su registro litológico, principalmente de muestras de canal, pero también de núcleos y de muestras superficiales.

En esta parte no se tiene como propósito restringir la interpretación; por el contrario, se espera que a través de esto, estimule el uso de la información básica obtenida una vez del procesado, el análisis y la descripción de las muestras.

A un análisis rutinario de las muestras se le aplican los conocimientos de petrología sedimentaria, procesos diagenéticos y criterios para reconocer ambientes de depósito.

El origen, medio de transporte, medio de depósito y la historia post-deposicional de los sedimentos, se van a determinar mediante el análisis y la descripción de las muestras.

2.3.2 DESCRIPCION DE LAS MUESTRAS

CALIDAD DE LAS MUESTRAS, TECNICAS DE DESCRIPCION Y ANALISIS

La calidad de un registro de muestras frecuentemente está en relación directa a la calidad de las muestras.

Muchos son los métodos para examinar muestras que se utilizan, pero se recomienda el siguiente procedimiento: se tienden las muestras en charolas de cinco celdas con las profundidades marcadas en las charolas. Los recortes apenas deben cubrir el fondo de las charolas. Por lo general la atención debe concentrarse en los recortes de menor tamaño, de forma angular y apariencia fresca. Para un estudio detallado las muestras se examinan en seco para las estimaciones de porosidad, y húmedas para las demás propiedades. Después de que se han analizado y descrito los recortes, se apartan para secarse y regresarse a sus bolsas de muestras.

USO DE LUZ REFLEJADA

El análisis y descripción de la muestras una vez recuperadas de la criba vibratoria o zaranda, se llevan a un laboratorio que se encuentra en las mismas instalaciones del pozo, donde serán analizadas a través de un microscopio binocular con luz reflejada.

Uso de Luz Transmitida

Los detalles texturales y estructurales se hacen evidentes cuando se transmite luz a través de esquirlas delgadas de roca carbonatada. Esta técnica es especialmente útil para el examen rutinario de las muestras de canal.

Los fragmentos de muestras de canal, seleccionados por su forma delgada, laminar, se someten ligeramente a la acción de ácido clorhídrico diluido, se colocan en portaobjetos y se cubren totalmente con un agente humectante (mezcla de agua y glicerina). La luz se transmite a través de las esquirlas utilizando un espejo colocado debajo de la platina del microscopio, o un pequeño espejo reflector colocado directamente en la platina y debajo de la muestra.

2.3.3 Orden de la Descripción de las Muestras en Forma Escrita

Cuando se requieren informes de las descripciones de muestras se utiliza el siguiente orden:

1) Tipo de roca - Subrayado y seguido por la clasificación.

Una descripción apropiada de una roca se compone de dos partes fundamentales: El nombre básico de la roca (subrayado); por ejemplo: dolomía, caliza, arenisca, y el término apropiado de clasificación composicional o textural; por ejemplo: lítica, grainstone oolítico, etc.

2) Color

El color de las rocas puede ser un efecto de conjunto de los colores de los granos constituyentes o ser resultado del color del cementante o la matriz. Los colores pueden ser, por ejemplo, moteado, bandeado, jaspeado, veteado. Se recomienda describir los colores de las muestras, bajo una amplificación de diez aumentos.

De la limolita o hematita vienen los matices amarillos, rojos o pardos. El color de gris a negro puede resultar de la presencia de material carbonáceo o fosfato, sulfuro de hierro o manganeso. La glauconita, la serpentina, la clorita y la epidota

dan una coloración verde. Los moteados, rojos y anaranjados se derivan de la intemperización superficial o de la oxidación subterránea por acción de las aguas circulantes.

3) Textura-incluyendo el tamaño del grano, redondez y clasificación.

La textura es una función del tamaño, forma y arreglo de los elementos componentes de una roca.

a) Tamaños de granos o cristales. Guardan relación directa con la porosidad y pueden ser un reflejo del ambiente en que se depositó el sedimento. El microscopista va a registrar los grados de tamaño auxiliándose con un comparador estándar de granos de arena tamizados o fotografías de los mismos, (fig. 2-12 y 2-13). Son microfotografías de láminas delgadas de Beard y Weyl (1973) que muestran tanto el tamaño del grano como la clasificación. Un comparador de tamaño sencillo y útil es una rejilla fotográfica que tenga cuadros de medio milímetro por lado que pueda fijarse al fondo de una bandeja de examen de muestras.

b) Forma. Se ha utilizado la forma de los granos para descifrar la historia del depósito del que forman parte los granos. La forma incluye esfericidad y redondez.

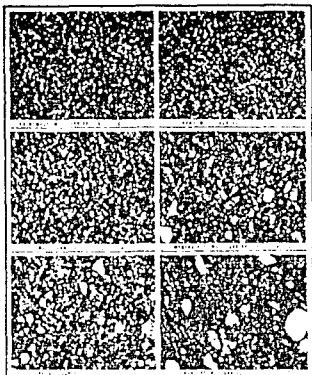
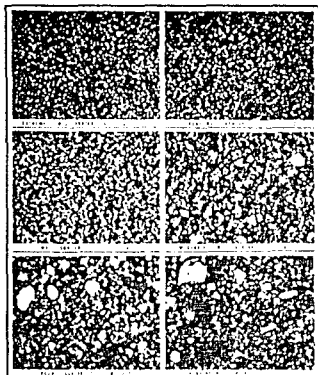
Esfericidad. Se refiere a una comparación del área superficial de una esfera del mismo volumen que el grano, con el área superficial del mismo grano. Para propósitos prácticos es recomendable utilizar la tabla 1.

Redondez. Se refiere a la regularidad de los bordes y esquinas de un fragmento, y es una característica importante que merece cuidadosa atención en la preparación de registros detallados. Tabla 1.

FIG. 2-12. Comparadores para tamaño del grano y clasificación (fotomicrografías de láminas delgadas).

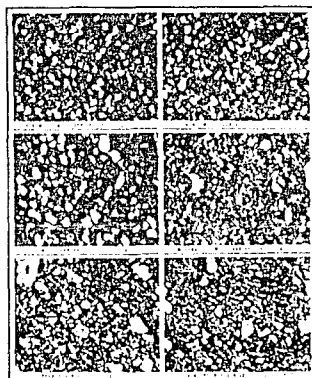
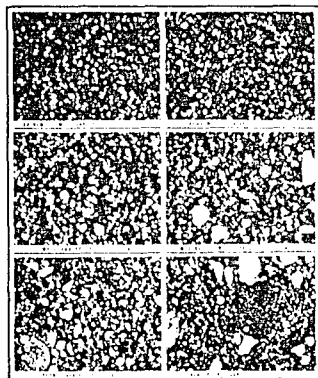
a) Grano muy fino límite inferior
Diámetro promedio 0.074 mm.

b) Grano muy fino límite superior
Diámetro promedio 0.105 mm.



c) Grano fino límite inferior
Diámetro promedio 0.149 mm.

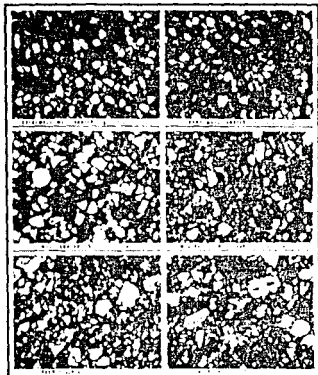
d) Grano fino límite superior
Diámetro promedio 0.210 mm.



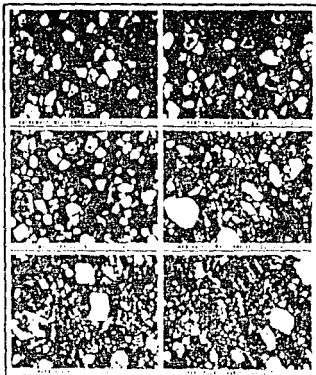
(Tomado de Beard y Weyl).

de láminas delgadas). del grano y clasificación (fotomicrografías

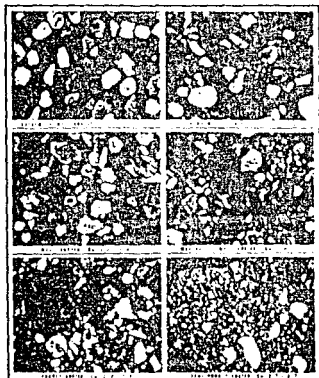
a) Grano fino límite inferior.
Diámetro promedio 0.297 mm.



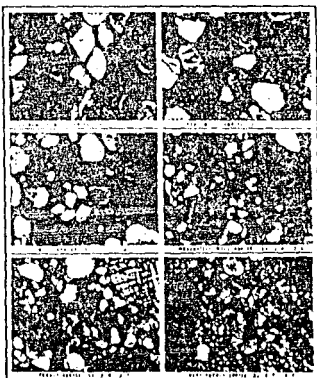
b) Grano fino límite superior.
Diámetro promedio 0.420 mm.



c) Grano grueso límite inferior.
Diámetro promedio 0.590 mm.

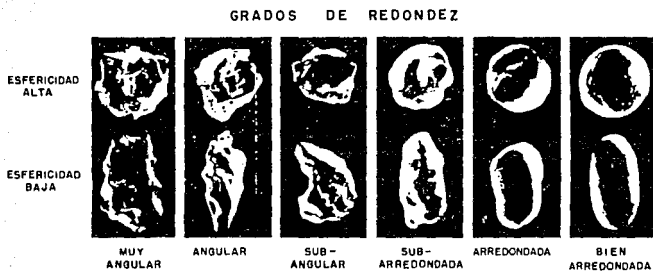


d) Grano grueso límite superior.
Diámetro promedio 0.840 mm.



(Tomado de Beard y Weyl).

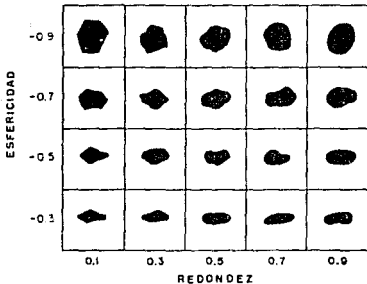
Tabla I. Grados de Redondez y Esfericidad.



(TOMADO DE POWERS, 1953)

ESFERICIDAD
 0.3 BAJA
 0.6 y 0.7 MODERADO
 0.9 ALTA

REDONDEZ
 0.1 ANGULAR
 0.3 SUBANGULAR
 0.5 SUBARREDONDADA
 0.7 ARREDONDADA
 0.9 BIEN ARREDONDADA



c) Clasificación. Es una medida de la dispersión de la distribución de frecuencia de los tamaños de los granos en un sedimento o roca. Comprende forma, redondez, peso específico y composición mineral, así como tamaño. Una clasificación proporcionada por Payne (1942), es la siguiente:

Buena: 90% en 1 ó 2 clases de tamaño.

Regular: 90% en 3 ó 4 clases de tamaño.

Mala: 90% en 5 ó más clases de tamaño.

Valores más precisos se ven en las figuras 2-12 y 2-13.

También se tiene la clasificación de Dunham (1962) que es bastante simple y se basa en la textura del sedimento carbonatado, a partir del cual se ha formado la roca.

Da una gran importancia al contenido de lodo y lo considera ligado a depósito de poca energía. Otro aspecto básico de esta clasificación es el "armazón" de la roca, distinguiendo dos grupos: con "armazón" de granos y "armazón de lodo". En el primero, los granos están en contacto unos con otros, mientras que en el segundo el soporte lo constituye el lodo, y los granos flotan en él. Esta clasificación tiene como objetivo primordial establecer una ordenación según la energía del medio. Los mudstones representan la menor energía y los boundstones los de mayor energía.

TEXTURA ORIGINAL VISIBLE				Textura original no visible
Contenido lodo micrítico		de granos PACKSTONE	Falta el lodo Armazón de - granos	
Armazón de lodo			MUDSTONE	WACKSTONE
Menos del 10% de granos.	Más del 10% de granos.	GRAINSTONE		

4) Cementante y Matriz

El cementante es un precipitado químico depositado alrededor de los granos y en los intersticios de un sedimento como agregados de cristales o como crecimiento sobre granos de la misma composición. La matriz consiste en pequeños granos individuales que llenan los intersticios entre los granos de mayor tamaño. El cementante se deposita químicamente y la matriz mecánicamente.

Los materiales de cementación más comunes son el sílice y la calcita.

Este cementante generalmente se presenta en forma de sobrecrecimientos cristalinos secundarios, depositados en continuidad óptica sobre granos de cuarzo detrítico. El ópalo, la calcedonia y el pedernal son tres formas de cementante silíceo. La dolomita y la calcita se depositan en forma de cristales en los intersticios y como agregados en los huecos.

La calcita en forma de espato transparente puede encontrarse como drusa o relleno de otra oquedad en las rocas carbonatadas. Los cementantes de anhidrita y yeso están asociados con la dolomita y el sílice. Otros materiales secundarios presentes en la cementación de menor importancia, son la piritita, en forma de pequeños cristales, siderita, hematita, limolita, zeolitas y material fosfatado.

Las arcillas son comunes como material de matriz, que pueden producir pérdida de porosidad por compactación o por expansión cuando se introduce agua en la formación.

5) Fósiles y Accesorios

Los microfósiles y algunos pequeños macrofósiles o incluso

fragmentos de fósiles mayores, se utilizan para correlación y también pueden ser indicadores ambientales. Como apoyo para las correlaciones, todas las personas que realicen descripciones de muestras, deben familiarizarse con algunos fósiles diagnósticos, por ejemplo, el foraminífero globotruncana, que es índice del Cretácico y se encuentra en todo el mundo.

Se deben tener en mente cuando se examinan muestras, formas, tales como: foraminíferos, ostrácodos, chara, corales, briozoarios, algas, crinoides, braquiópodos, pelecípodos y gasterópodos. La identificación más detallada tendrá que hacerse con la ayuda de la literatura y/o el asesoramiento y asistencia de un paleontólogo.

Minerales Accesorios. Pueden ser indicadores importantes del ambiente de depósito, así como guías para correlación. Los accesorios más comunes son glauconita, piritita, feldespato, mica, siderita, restos de plantas carbonizadas, minerales pesados, pedernal y fragmentos de roca en tamaño arenoso.

6) Estructuras sedimentarias

No son perceptibles en muestras de canal, en cambio, en cualquier núcleo (testigo) siempre puede encontrarse una o más de ellas y deben reportarse en la descripción del mismo. Las estructuras comprenden la relación de las masas o agregados de los componentes de las rocas. Son condicionadas por cambios en espacio y tiempo; por ejemplo, la estratificación puede ser resultado de cambios verticales en la composición (tiempo) así como de cambios en los tamaños de los granos o de la textura. En el momento del depósito se forman contemporáneamente con él (singenéticas) o posteriormente durante el sepultamiento (epigenéticas).

7) Porosidad y Permeabilidad

En la industria petrolera, las observaciones petrofísicas más importantes que se hacen en el curso del análisis y descripción de la muestras son la de porosidad y permeabilidad

Detección y Tipos

La detección y evaluación de la porosidad y la inferencia de presencia o ausencia de permeabilidad durante el análisis y descripción de rocas es una de las responsabilidades más importantes del geólogo. La porosidad (ϕ) es una medida del volumen de espacio hueco en la roca; la permeabilidad es una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido. La permeabilidad depende de la porosidad efectiva y el tamaño promedio de los poros individuales y guarda relación directa con la cantidad de fluido recuperable, mientras que la porosidad determina la cantidad de fluido que está presente.

La determinación cuantitativa de la porosidad es obtenida con el equipo de porosímetro de gas.

Secuencia para la obtención de ésta:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad \text{ec.2-1}$$

$$V_p = V_r - V_s \quad \text{ec.2-2}$$

$$V_s = V_{cc} - V_{ep} \quad \text{ec.2-3}$$

$$V_r = A \times L \quad \text{ec.2-4}$$

2.- Meterle presión a la "manga de hule" para evitar lecturas erróneas (120 lbs/plg').

3.- Seleccionar el orificio con el cual se va a trabajar la muestra y meterle presión lentamente para que la presión de salida Ps, no sea menor de 4" de agua.

Dependiendo de la compactación o porosidad de la muestra es el orificio que se utilizará. Orificio 1 para muestra porosa y orificio 3 para muestra compacta.

4.- Después de obtener la Ps de 4" en el manómetro de agua, se incrementa la presión de entrada Pe de dos en dos en el manómetro de mercurio, hasta llegar a su presión límite que es de 18" de mercurio.

5.- Estos datos de Pe y Ps son anotados en la hoja de cálculo para posteriormente obtener por medio de una gráfica la corrección por efecto de Klinkenberg.

6.- Se procede a obtener la permeabilidad con la ec. 2-6.

$$K = \frac{Q \mu L}{A(P_e - P_s)} \quad \text{ec. 2-5.}$$

$$K_1 = \frac{K_1 \times C_o \times C_d}{C_2} \quad \text{ec. 2-6.}$$

donde Q= gasto y $C_o = Q = \frac{V}{t}$ (cm³/seg)

μ = viscosidad del gas, y $\mu = N$ (nitrógeno) = 1

L = longitud de la muestra.

A = área de sección transversal de la muestra

C_o = constante de orificio

Cd= constante por dimensiones, involucra A y L.

Kl= corrección por efecto de Klinkenberg, involucra Pe y Ps
C2

En las rocas siliclásticas son comunes tres tipos de porosidad: intergranular, móldica y en fractura. El tipo intergranular es por mucho el más común y el que se observa más fácilmente en las muestras de canal.

En las rocas carbonatadas la porosidad generalmente se clasifica en una de las siguientes categorías: interparticular, intercristalina, vugular, móldica (resultado de la lixiviación de granos solubles) y en fractura. Estas categorías pueden subdividirse en tipos como interoolítica, fósil lixiviado, pelmóldica, etc.

-Porosidad interparticular: es el espacio poral entre las partículas de las rocas.

-Porosidad intercristalina: es el espacio poral entre los cristales, generalmente no es mayor que las partículas o los cristales.

-Porosidad vugular: comprende un espacio poral igual o mayor que el tamaño de las partículas de las roca, resulta de la lixiviación de partículas y puede tener la forma de oquedades de forma irregular.

A continuación se tiene en ejemplo real de todas estas propiedades reportadas en un registro geofísico de pozo.

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE EXPLORACION ZONA SURESTE SUPERINTENDENCIA DE OPERACION GEOLOGICA

GRAFICA DE COLUMNA GEOLOGICA

POZO YAGUAL N°1

INICIO PERF 22/Marzo/1986 TERMINO PERF 3/ Marzo/1988 FECHA ELABORACION Marzo /1988 RESULTADO _____

DISTRITO COMALCALCO LOC. _____ MPIO. COMALCALCO EDO. TABASCO

COORDS. X: 78996.95 Y: 3618.41 ELEV. T. 5.92 M. N R 12901 M. GEOLOGO _____

LEYENDA DE SIMBOLOS

ESCALA: 1:500

ROCAS TERMINOS GENERALES

	CALIZA		DOLOMITA
	CALIZA ARCILLOSA		CALIZA DOLOMITICA
	CALIZA ARENOSA		LUITITA CALCAREA
	MARGAS		ARENISCA
	LUITITA		ARENA
	LIMOLITA		ANHIDRITA
	CONGLOMERADO		INTRUSIVA
	YESO		CARBON
	MALMICA		GNISS
	VOLCANICA		METACUARCITA
	ESQUISTO		
	PIZARRA		

ROCAS CLASIFICACION

	GRANOS EN CONTACTO CON CEMENTO		GRAINSTONE
	DOLM SIN CEMENTO		GRAINSTONE
	GRANOS EN CONTACTO CON MATRIZ		PACKSTONE
	GRANOS FLOTANDO EN MATRIZ		WACKSTONE
	10% GRANOS EN MATRIZ		MUDSTONE
	GRANOS LIGADOS		ROUNDSTONE

DATOS MECANICOS

	INTERVALO DE NUCLEO CON SU PERFIL RECUPERADA
	P/PF INTERVALO DE PRUEBA DE PRODUCCION/FORMACION
	LÍNEA
	1/2" ZAPATA DE TUBO DE REVESTIMIENTO
	PESCADO
	POZO MECANICO 1/2 CEMENTO
	CUPULADOR

COLORES

B	BLANCO	G	GRIS	O	OCRE
Cr	CREMA	V	VERDE	N	NEGRO
Am	AMARILLO	R	ROJO	Cl	CLARO
C	CAFE	Az	AZUL	Oscuro	OSCURO

ESTRUCTURAS

	ESTRATIFICACION B-P-FCM		MODULO
	LAMINACION B-P-FCM		INTRAPLEGADA TECTONICA
	CAPREA DE ALGAS		CONVOLUTA
	SEGREGACION GRADADA		LAMINACION CRENELADA
	ESTRATIFICACION CRUZADA		FLAMINFORM
	ESTRATIFICACION CONVOLUTA		LENTICULAR
	ESTRATIFICACION LENTICULAR		CONGLOMERATICA
	ESTRATIFICACION NODULOSA		SEDIMENTOGENICA
	LAMINACION ONDULADA		CATACLASTICA
	GRUPOS		MICROFALLA
	OJOS DE PEZ		NAMITA
	OCEPALO		
	BIOTURBACION		
	GRIETAS DE DESECACION		
	COLAPSO (BRECHA DE)		
	LISTON DE ANHIDRITA		
	CORTE Y RELLENO		
	CILGO DE CARGA		
	CAL. FL. (FLUIDO)		
	ICHO.F. (HUELLA)		
	HICADURAS		
	ESTRATIFICACION LIGADA		
	BRECHA SEDIMENTARIA		
	BRECHA TECTONICA		
	FRACTURA		
	FRACTURA SELLADA CON CALCA		
	ESTILOLITA (HORIZONTAL Y VERTICAL)		
	PELIZ FLANCHADO		
	TAL. (TALUD)		
	ECHADO		

GRADOS

E	EXCELENTE	P	PORRE
B	BUENA	T	TRAZAS
R	REGULAR		

ACCESORIOS

X	FLUORESCENCIA
+	SAS
●	CONDENSADO
○	ACEITE LIGERO
●	ACEITE PESADO

ORGANICOS

	BIOCLASTO INDETERMINADO		TOUCASAS
	FELLA FECAL		RADIIOLITO
	ESPICULA INDETERMINADA		ALGA VERDE
	BIVALVO INDETERMINADO		MILIOLOITO
	MOLUSCO		TEXTULARIO
	FRAGMENTO DE MOLUSCO		ALVEOLITO
	PELEOPODO		NUMMULOLES
	CAPRINIO		DIATELAS
	GASTEROPODO		FAVOSITAS
	BRAQUIDOPODO		ESTRONMATOPODO
	OSTRACODO		COLOMELLAS
	EQUINODERMO (PLACA)		AMONITA
	EQUINODERMO (ESPICULA)		CEFALOPODO
	CORAL		
	ALGA ROJA		
	PISOLITA DE ALGA-ONCOLITO		
	BRIOZOOARIO (TUBULAR)		
	BRIOZOOARIO (RETIFORME)		
	SERPULIDO		
	FORAMINIFERO BENTONICO		
	FORAMINIFERO PLANCTONICO		
	HESTO DE PEZ		
	ESPICULA DE ESPONJA		
	RADIOLARIO		
	CALCIESFERULIDO		
	TINTINIDO		
	NANNOCOIDO		
	HESTO DE PLANTA		
	SACCODOMAS		
	GLOBOTRUNCANAS		
	HEBERGELIAS		

INORGANICOS

	GRANO INDETERMINADO
	PELLETOIDO COMPUESTO
	OOLITA
	PISOLITA
	OOLITA COMPUESTA - (GRAPESTONE)
	BIOCLASTO CON CUBIERTA COLITICA
	CUARZO
	PFL. F. FORM.
	PELLETOIDO
	INTRACLASTO
	EOCLASTO
	FANTASMA DE GRANO
	GRANO
	METAMORFICO
	CUARZO
	FELOSPATO
	VOLCANICA
	INTRUSIVA

AMBIENTES DE DEPOSITO

CONTINENTAL	[Rejo 923]
LITORAL	[Rosa 928]
LACUNAR	[Azul claro 904]
ARBEICE	[Verde oscuro 910]
BANCO OOLITICO	[Verde oscuro 908]
TALUD	[Cafe 943]
CUENCA	[Azul oscuro 801]

TEXTURA

MATERIALES GRANOS Y CEMENTOS		MATERIALES GRANOS Y CEMENTOS	
CRISTALINO	AMORFO	CRISTALINO	AMORFO
GRANULAR	ARCILLAS	GRANULAR	ARCILLAS

TIPO DE HIDROCARBUROS

X	FLUORESCENCIA
+	SAS
●	CONDENSADO
○	ACEITE LIGERO
●	ACEITE PESADO

TIPO DE POROSIDAD

PRIMARIA	SECUNDARIA
○	INTERPORAL
○	INTRAPORAL
○	FENESTRAL
○	UBULAR
○	MICROPORAL

TIPO DE DIAGENESIS

CEMENTANTE	GRANOS	MATRIZ
○	LIGADOS	X
○	BILIGADOS	X
○	MIXTOS	X
○	PURIFICADOS	X
○	CONDENSADOS	X

Clasificación de Archie Modificada para la Porosidad de Rocas Carbonatadas

Esta clasificación fué publicada en el Boletín de la Asociación Americana de Geólogos Petroleros (AAPG) en febrero de 1952 (volumen 36, No. 2, pags. 278-298).

La clasificación de Archie se compone de dos partes: una se refiere a la textura de los componentes de la roca, incluyendo el tamaño de los granos o cristales; y la otra, al tipo más la frecuencia de la estructura de poros visibles. La clasificación proporciona un medio para estimar las relaciones petrofísicas burdas de una roca carbonatada, por lo tanto, se recomienda su inclusión como parte de la descripción de todos los registros litológicos. Tabla 2.

A continuación se presenta una tabulación de las tres clasificaciones de los componentes de la roca.

Los cristales o granos que componen la roca se describen dentro de la clasificación de acuerdo con su tamaño; por ejemplo, grueso (G), mediano (M), fino (F) y muy fino (MF).

El tamaño de los poros visibles se clasifica como sigue:

Clase A: no hay porosidad visible bajo el microscopio (10X) ó cuando la porosidad es menor a .01mm. de diámetro.

Clase B: porosidad visible, mayor a .01mm., pero menor a .1mm.

Clase C: porosidad visible, mayor a .1mm., pero menor al tamaño de la muestra de canal.

Clase D: porosidad visible, evidente por cristales secundarios en

TABLA 2. CLASIFICACION DE ARCHIE MODIFICADA

TEXTURA DE LA ROCA	APARIENCIA EN MUESTRAS DE MANO	APARIENCIA AL MICROSCOPIO BINOCULAR 10X A 15X
TIPO I Compactas Cristalinas	Cristalina, dura, densa, aristas angulosas y caras suaves al fracturarse. Resinosa	Constituïda de cristales muy compactos que no permite espacio poroso visible entre los cristales. Fractura de pluma.
Tipo II Cretosa	Opaca, aspecto "terroso" o cretoso. Ausencia de aspecto cristalino debido a cristales más pequeños menos unidos, lo que refleja la luz en varias direcciones o por estar hechas de granos extremadamente finos o por organismos marinos	Cristales menos unidos que el tipo I, unidos en ángulos diferentes, textura extremadamente fina puede todavïa parecer terrosa bajo esta magnificación, pero otras pueden empezar a parecer cristalinas
TIPO III Granular o Sacaroïde	Aspecto arenoso o sacaroïde. Tamaño de los granos o cristales: -Muy fino .05 mm. -Fino .1 mm. -Medio .2 mm. -Grueso .4 mm.	Cristales unidos en ángulos diferentes permitiendo porosidad considerable entre los cristales. Las texturas oolíticas y otras granulares entran en esta categoría.

Tabla 2

CLASIFICACION Y SIMBOLOS (ARCHIE, 1952)

TIPO	TAMAÑO DEL CRISTAL O DE LOS GRANOS		APARIENCIA	% DE O EN MATRIZ NO VISIBLE	POROSIDAD VISIBLE % DE LA SUPERFICIE DE LA MUESTRA DE CANAL				POROSIDAD TOTAL APROXIMADA %		
	G M F MF	0.4 + 0.2 0.1 0.05			A VITREA	A	B	C	D	A + B	A + C
I COMPACTAS	G	0.4 +	RESINOSA	2	10	15	*	12	17		
	M	0.2	A								
	F	0.1	VITREA	5	10	15		15	20		
	MF	0.05									
II CRETOSAS	MF	0.05-	TERROSA	15	10	15		25	30		
III SACAROIDES	F	0.1	SACAROIDE FINA	10	10	15		20	25		
	M	0.2	SACAROIDE GRUESA	5	10	15		15	20		
	G	0.4									

G= Gruesos M= Medios F= Finos MF= Muy finos

* Porcentaje indicado por el número de muestras de canal que presenta evidencias, de poros grandes.
EJEMPLOS: III F-B₁₀ = Sacaroides fina (por lo tanto porosidad en matriz 10%), porosidad visible alrededor de 10%. Porosidad total alrededor de 20%

(II-I)VF-A= Terrosa vítrea, textura muy fina (por lo tanto porosidad en matriz 8%). No tiene porosidad visible. Porosidad total 8%.

NOTA: El término matriz utilizado por archie se refiere a granos y/o cristales.

paredes de las muestras de canal o por las apariencias de caras intemperizadas, mostrando evidencias de fracturamiento o canales de disolución; los tamaños de los poros son mayores que las muestras de canal.

La frecuencia de los poros se clasifica como sigue:

<u>Frecuencia</u>	<u>% de superficie cubierta por poros</u>
Excelente	20
Buena	15
Regular	10
Pobre	5

La tabla 2 muestra la clasificación generalizada y la simbología propuesta.

Se debe tener presente que esta clasificación es un tanto subjetiva y el análisis de las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad son obtenidas de manera cualitativamente y no cuantitativamente como se menciona anteriormente.

2.3.4 CRITERIOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA IDENTIFICACION DE ROCAS Y MINERALES

METODOS DE ANALISIS

2.3.4.1 ANALISIS CON ACIDO CLORHIDRICO DILUIDO (AL 10%)

Existen cuando menos cuatro tipos de observaciones que deben hacerse a los resultados del tratamiento con ácido:

1) Grado de efervescencia: La caliza (calcita) reacciona inmediatamente, la dolomita reacciona lentamente, este método es

adecuado para el examen habitual. Las calizas manchadas a menudo se confunden con las dolomías, debido a que el aceite que cubre a la roca (superficie) evita que el ácido reaccione inmediatamente con el CaCO_3 .

2) Naturaleza del residuo: Las rocas carbonatadas pueden contener porcentajes significativos de pedernal, anhidrita, limo o materiales arcillosos que no se detectan fácilmente en los fragmentos de roca sin tratar. En el curso del análisis y descripción de muestras normales en secuencias carbonatadas, determinese la composición de la fracción no calcárea, disolviendo uno o más fragmentos de roca en ácido y estímore el porcentaje de residuo insoluble.

3) Reacción del petróleo: Si hay aceite en un recorte, se formarán grandes burbujas en un fragmento al que se sumerja en ácido diluido.

4) Tratamiento con ácido: El tratamiento de la superficie de una roca carbonatada con ácido, proporciona valiosa información sobre la textura, tamaño de los granos, distribución y naturaleza de los minerales no carbonatados y otras características litológicas de la roca.

El tratamiento con ácido se lleva a cabo puliendo o esmerilando una superficie plana en una muestra que luego se sumerge (10 a 30 seg.) en ácido diluido con la superficie plana paralela a la superficie del ácido. Después, la superficie se lava cuidadosamente por inmersión suave en agua, teniendo cuidado de no perturbar el material insoluble adherido a la superficie de la muestra. Los materiales insolubles, tales como arcilla, limo, arena, pedernal o anhidrita resaltarán en relieve contra la matriz soluble. En la superficie tratada con ácido, comúnmente se

revelan las estructuras internas de los fósiles, oolitas y fragmentos detríticos. Si el aspecto de la superficie tratada con ácido es tan diagnóstica que se desee un registro permanente, puede tomarse una película de acetato, o puede fotografiarse dicha superficie.

DUREZA

Una forma adecuada de distinguir diferentes tipos líticas, consiste en rayar la superficie del fragmento de roca. Los silicatos y materiales silicificados, no pueden rayarse. La caliza y la dolomía pueden rayarse fácilmente; el yeso y la anhidrita se ranurarán, al igual que la lutita o la bentonita.

En esta prueba debe procederse con precaución para determinar si el material rayado es un aloquímico (grano) o un ortoquímico (cementante o matriz).

PARTICION

La partición laminar, no es realmente una prueba, es un importante carácter de las rocas. El registrador de muestras siempre debe distinguir la lutita, que exhibe partición o fisilidad, de fango calcáreo endurecido (mudstone) que dan fragmentos que no tienen caras de planos paralelos.

HIDRATACION Y EXPANSION

Un grado notable de hidratación y expansión en presencia de agua es característica de las montmorillonitas (constituyente importante de las bentonitas) y las distingue de los caolines y las illitas.

2.3.4.2 TECNICA DE TEÑIDO PARA ROCAS CARBONATADAS

La distinción entre calcita y dolomita es muy importante en los estudios de rocas carbonatadas.

Un colorante aplicable al análisis de muestras y que es sencillo y rápido, es la Alizarina Rojo S. Este colorante puede utilizarse en cualquier tipo de espécimen de roca y ha demostrado ser especialmente útil en el examen de muestras de canal de perforación. La Alizarina Rojo S muestra claramente la distribución de los minerales. La calcita toma un color rojo intenso; otros minerales no se tiñen.

PROCEDIMIENTO

- 1) Sumérgase las esquirlas que van a teñirse momentáneamente en ácido; luego, engújese en agua destilada.
- 2) Aplíquese una gota o dos de Alizarina Rojo S a las esquirlas colocadas en una placa de porcelana o en una superficie impermeable durante 45 segundos.
- 3) Sáquese las esquirlas y lávese el excedente de solución colorante con agua destilada. Déjese reposar hasta que se seque.
- 4) Examínese las esquirlas bajo el microscopio. La calcita se teñirá de rojo, la dolomita y otros minerales no se teñirán.

La coloración de la muestra analizada se desprenderá aplicando aceite mineral (nujol) aceite de clavo o glicerina, o frotándolos con agua caliente y un jabón suave.

2.3.4.3 PARA FELDESPATOS

Uso de Solución de Acido Fluorhídrico, Cobaltinitrato de Sodio y Rodizonato

La tinción de los feldespatos incluye tratamiento con vapor de ácido fluorhídrico (al 25%). Trabájese bajo campana y úsense guantes de hule y gafas de seguridad.

PROCEDIMIENTO

- 1) Púlase la placa con abrasivo 400.
- 2) Trátase la superficie pulida de la placa en un recipiente cerrado de vapor ácido fluorhídrico durante 5 minutos a la T° ambiente.
- 3) Enjuáguese el espécimen muy brevemente en agua.
- 4) Sumérjase rápidamente el espécimen dos veces en una solución de cloruro de bario al 5%.
- 5) Enjuáguese el espécimen en agua.
- 6) Colóquese la superficie de la muestra tratada con ácido hacia abajo durante 1 minuto en solución saturada de cobaltinitrato de sodio.
- 7) Elimínese el excedente de cobaltinitrato con agua corriente. El feldespato de potasio se tiñe de amarillo.
- 8) Enjuáguese la placa en agua destilada y cubrase la superficie tratada con ácido con reactivo de rodizonato. Prepárese el reactivo disolviendo 0.02g. de sal potásica de ácido radiozónico en 30 ml. de agua destilada.

9) Enjuáguese en agua corriente para eliminar el exceso de colorante. La plagioclasa se tiñe de rojo

2.3.4.4 RESIDUOS INSOLUBLES

A continuación se describe el procedimiento utilizado para hacer el análisis detallado de residuos insolubles.

PREPARACION DE MUESTRAS

Por lo general la única fuente de material disponible son las muestras de canal, con ellas se preparan casi todos los residuos.

En la preparación de residuos insolubles, se coloca una muestra medida (aprox. 10 g. por peso) en un vaso de precipitado de 200 ml., al cual se agrega ácido clorhídrico diluido al 12-15%. La primera aplicación es lentamente, para evitar la espumación y el rebosamiento causadas por la rápida efervescencia. Unos minutos después de la aplicación inicial, puede agregarse ácido adicional.

Después de varias horas, las muestras se lavan una o dos veces para eliminar el ácido agotado; luego, se realiza una nueva aplicación de ácido. Si la muestra sólo tiene un pequeño porcentaje de carbonato, bastará una sola aplicación de ácido. La evidencia de digestión completa o falta de ácido será la presencia de las muestras de fragmentos de dolomita con superficies ásperas, o fragmentos redondeados de caliza. Finalmente, la muestra debe lavarse para eliminar los indicios de ácido y evitar la espumación y aglutinación de los residuos.

EXAMEN Y DESCRIPCION

El porcentaje de material insoluble que queda después de la

acidificación se determina por medición visual y se describe en un registro de la columna de residuos insolubles.

Los residuos se examinan bajo un microscopio binocular con ampliaciones de 9 a 50 aumentos. El material observado puede clasificarse en 1 ó más grupos: pedernales, clásticos (incluyendo material arcilloso, lutita, limo y arena, diversos o accesorios, que incluyen fósiles silíceos y minerales o moldes de fósiles.

Pueden ser indicadores importantes del ambiente de depósito, así como guías para correlación.

2.3.4.5 ANALISIS DE VERSENATO

Este es un método relativamente rápido y poco costoso para determinar cuantitativamente las relaciones de Calcita/Dolomita en determinadas rocas carbonatadas. El método ha demostrado ser útil para establecer la relación exacta entre la caliza y la dolomita íntimamente asociadas y está basado en la reacción de color de un reactivo sobre muestras de roca carbonatadas, trituradas y tamizadas.

PREPARACION DEL REACTIVO

Para preparar la solución reactiva final, mezclense 50 ml. de la solución de etilendiaminotetereacetato de sodio, diluida con 50 ml. de agua destilada, 12.5 ml. de la solución bufer y 0.25 ml. de la solución indicadora. Para preparar la solución de aerosol, un agente comercial, disuélvase 0.1g. de aerosol en 100 ml. de agua.

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

1) Tritúrese la muestra y recójase la porción que pase a través de un tamiz de 150 mallas.

2) Colóquense aproximadamente 0.02 mg. de la muestra de un vaso de precipitado de 10 ml. y humedézcase la muestra con una gota de solución en aerosol.

3) Colóquese el vaso de precipitados bajo una mezcladora con una varilla agitadora de vidrio y póngase en marcha el motor de la mezcladora.

4) Agréguese 3 ml. de la solución reactiva al vaso de precipitados y empiece a tomar el tiempo con un cronómetro cuando la solución entre en contacto con la muestra.

5) Cuando la solución cambie de azul a rosado, deténgase el cronómetro y anótese el tiempo en la hoja de datos del Análisis de Versenato en la columna de tiempo de reacción.

6) La relación de calcita/dolomita se obtiene con la tabla adjunta. El sílice y las impurezas arcillosas de menos de 30% no tienen ningún efecto sobre el tiempo de reacción, pero la presencia de más de 15% de anhídrita disminuye la reacción tanto de la caliza como de la dolomita. Tabla 3.

2.3.4.6 PELICULAS DE ACETATO

Una película de acetato de la superficie de casi cualquier tipo de roca se hace en forma rápida y fácil. Reproduce el detalle microscópico de la estructura de la roca y puede servir en vez de una lámina delgada.

Cuando sólo se dispone de muestras muy pequeñas de la roca, como en el caso de núcleos de pared, puede prepararse una película para conservar los detalles del tamaño y la estructura de los granos antes de destruir el núcleo en el curso de un examen paleontológico o petrofísico.

TABLA 3. TABLA DE RELACION (%) DE CALCITA/DOLOMITA CONTRA TIEMPO DE REACCION.

RELACION CALCITA/ DOLOMITA	TIEMPO (seg.)	RELACION CALCITA DOLOMITA	TIEMPO (seg.)	RELACION CALCITA DOLOMITA	TIEMPO (seg.)
100/0	29	57/43	54	32/68	104-106
99/1	30	56/44	55	31/69	107-110
95/5	31	55/45	56-57	30/70	111-114
90/10	32	54/46	58	29/71	115-119
89/11	33	53/47	59	28/72	120-124
87/13	34	52/48	60-61	27/73	125-131
84/16	35	51/49	62	26/74	132-137
80/20	36	50/50	63	25/75	138-146
79/21	37	49/51	64	24/76	147-156
77/23	38	48/52	65-66	23/77	157-168
76/24	39	47/53	67-68	22/78	169-182
75/25	40	46/54	69-70	21/79	183-198
72/28	41	45/55	71-72	20/80	199-218
70/30	42	44/56	73-74	19/81	219-237
69/31	43	43/57	75-76	18/82	238-258
68/32	44	42/58	77-78	17/83	259-285
67/33	45	41/59	79-80	16/84	286-318
66/34	46	40/60	81-82	15/85	319-355
64/36	47	39/61	83-85	14/86	356-402
63/37	48	38/62	86-88	13/87	403-462
62/38	49	37/63	86-90	12/88	463-537
61/39	50	36/64	91-92	11/89	538-630
60/40	51	35/65	93-96	10/90	631-703
59/41	52	34/66	97-99		
58/42	53	33/67	100-103		

Para obtener una película de acetato se debe tener una superficie plana y pulida de la roca.

Las rocas carbonatadas deben tratarse ligeramente con ácido antes de hacerse una película. Un periodo de 5 a 15 seg. es suficiente para producir un relieve adecuado en la superficie de la roca.

Para hacer una película la superficie pulida o tratada con ácido se sostiene en una posición horizontal y se humedece con acetona. Se extiende sobre la misma un pedazo de acetato para dibujo, de espesor adecuado desde uno de los bordes, teniendo cuidado de asegurar que no haya ningún movimiento lateral cuando se haga contacto con la roca. Cuando la película se haya secado totalmente puede separarse de la roca.

2.3.4.7 LAMINAS DELGADAS

Sin la ayuda de secciones delgadas no podrían distinguirse algunas características de las rocas.

Algunos de los problemas de interpretación que pueden ser esclarecidos mediante el uso de láminas delgadas son: identificación de minerales, relaciones grano-matriz, relaciones grano-cementante; relaciones y distribución del espacio poroso, tamaño de los granos, calidad de la roca generadora, etc. Es importante disponer de equipo de polarización para usarlo en el examen de láminas delgadas ya que muchas características de la textura de la roca y algunos minerales se reconocen fácilmente con el uso de la luz polarizada.

2.4 REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS

2.4.1 GENERALIDADES

De acuerdo con la definición tradicional, un registro geofísico de pozo, es la representación digital o analógica de una propiedad física de las formaciones atravesadas por un pozo que se mide contra la profundidad.

El registro geofísico representa alguna propiedad física del sistema roca-fluido como: la resistencia al paso de la corriente, radiactividad natural, transmisión de ondas acústicas, respuesta de neutrones por efecto de contenido de hidrógeno, temperatura, etc. Estas propiedades se determinan con instrumentos llamados sondas, los cuales son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy sofisticados y delicados.

El objetivo principal de la mayor parte de los registros geofísicos de pozos que se toman en la actualidad es, determinar si una formación contiene hidrocarburos así como también las características litológicas de la formación que los contiene.

La fig. 2-14 muestra la representación esquemática de la toma de un registro.

En la actualidad existe una gran diversidad de tipos de registros, la gran mayoría de ellos podrían clasificarse en dos grandes grupos: a) aquellos que registran propiedades que naturalmente existen en las rocas o debidas a fenómenos que se generan espontáneamente al perforar el pozo; y, b) aquellos que tienen como denominador común el envío de una cierta señal a través de la formación, cuyo nivel de energía, propia o transformada, se mide al cabo de haber recorrido cierta distancia, para obtener indirectamente determinadas propiedades de las rocas. Como ejemplo del primer grupo se tienen los de

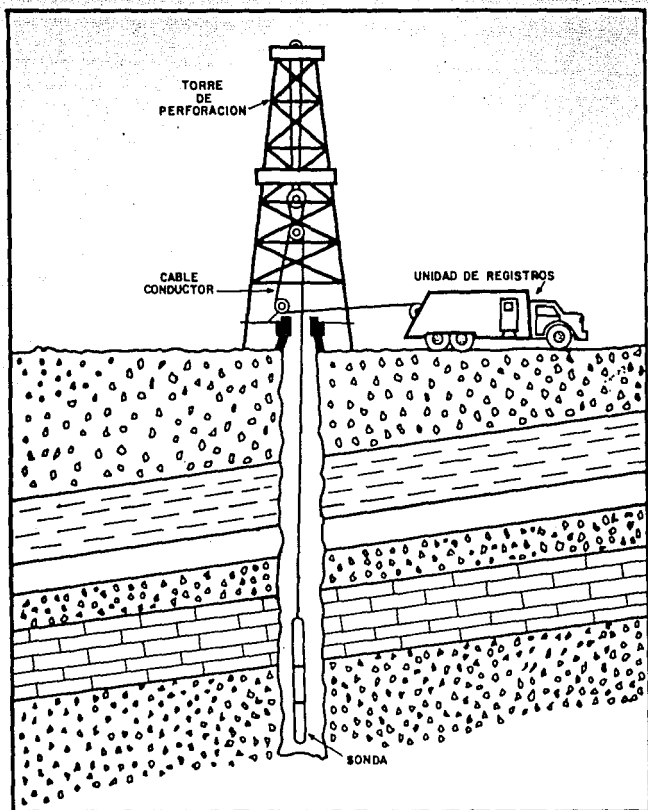


FIG.2-14 ESQUEMA DE LA OPERACION DE REGISTROS

rayos gamma naturales y de potencial natural. Como ejemplos de registros del segundo grupo se tienen, entre los más comunes, los de resistividad, velocidad del sonido, densidad y neutrones.

Se tiene además un tercer grupo de registros que sirven de complemento a la interpretación de los anteriores. Como ejemplo se tienen los registros de diámetro del agujero y los de producción, entre otros.

2.4.2 USOS Y APLICACIONES DE LOS REGISTROS

La información que se puede obtener de los registros es de gran utilidad tanto cualitativa como cuantitativamente, para dar apoyo en las evaluaciones de formaciones, así como para la interpretación geológica.

ANALISIS O ESTUDIOS CUALITATIVOS

Estos permiten mediante el uso de uno o varios tipos de registros con ayuda de la demás información aportada por el pozo, resolver los siguientes problemas.

- Definir si hay hidrocarburos.
- Cuántos horizontes con hidrocarburos.
- Si las formaciones probables productoras de hidrocarburos son permeables.
- Los límites de las formaciones, de acuerdo con las variaciones de espesores.
- Correlaciones de pozo a pozo para la elaboración de secciones estructurales o estratigráficas.
- Determinación de fallas estructurales.
- Definir por correlación con los registros de otros pozos, si el pozo será productor de gas o aceite.
- Si hay posibilidad de encontrar otros horizontes productores a mayor profundidad.

- Correlación y límites entre capas.
- Diferenciación entre rocas duras y blandas.
- Determinación de contactos agua-hidrocarburos.
- Determinación de litología.
- Simulación matemática de yacimientos.

ANÁLISIS O ESTUDIO CUANTITATIVO

Consisten básicamente en la obtención de la porosidad y la saturación de agua de los yacimientos.

Con ayuda de estos estudios cuantitativos en conjunto con los cualitativos e información adicional de los yacimientos, se puede a su vez elaborar estudios o tomar decisiones sobre lo siguiente:

- Determinación cuantitativa de la porosidad e índice de saturación de fluidos.
- Qué cantidad de hidrocarburos existe en los yacimientos encontrados por el pozo, y qué cantidad de ellos puede recuperarse.
- Determinación del volumen de arcilla y permeabilidad.
- Si es costeable la terminación del pozo.
- A qué profundidad deberá cementarse la última tubería de revestimiento.
- Qué intervalo (s) deberá (n) perforarse para explotar el pozo.
- Si el pozo origina a su vez la perforación de otros pozos, hacia que rumbo y distancia deberán perforarse éstos y qué profundidad deberán tener.

CLASIFICACION DE LOS REGISTROS

1.-NATURALES O FENOMENOS ESPONTANEOS

Equipo básico: un simple detector	REGISTRO
-Potencial Natural	SP
-Actividad Natural de Rayos Gamma:	
Total	GR
Espectrometría	NGS (espectralog)
-Temperatura	T
-Diámetro de agujero	CAL (calibración)
-Desviación	DEV

2.-PROPIEDADES FISICAS MEDIDAS POR INDUCIR AL MEDIO

Equipo básico: Fuente (emisor) + Detector (es)

-Resistividad

a) Herramientas de espaciamiento largo

No Enfocadas	Normal, Lateral, ES
Enfocadas	LL,SFL

b) Microherramientas

No Enfocadas ML

Enfocadas MLL, PL, MSFL

c) Herramientas ultralargas ULSEL

-Conductividad IL

-Constante dieléctrica EPT

-Índice de Hidrógeno N, NE, NT, SNP,
CNL

-Sección transversal de captura o tiempo
de decaimiento de neutrones termales TDT, NLL, GST,
TMD

-Sección transversal de absorción foto-
eléctrica LDT

-Densidad electrónica FDC, LDT, D, CD

-Tiempo de relajación del spin del protón
(resonancia magnética nuclear) NML

-Composición elemental (espectrometría de
rayos gamma inducidos) IGT, GST, HRS

-Velocidad Acústica SV, SL, LSS, BHC
WST

-Echados

DM, CDM, HDT,
SHDT

-Propiedades Mecánicas
(amplitud de ondas acústicas)

A, VDL

-SP Registro de Potencial Natural.
-GR Registro de Rayos Gamma Naturales.
-NGS Registro Espectrometría de Rayos Gamma.
-T Registro de Temperatura.
-CAL Registro de Calibración del Agujero.
-DEV Registro de Desviaciones.
-ES Registro Eléctrico Convencional.
-LL Registro Laterolog o Eléctrico Enfocado.
-ML Registro Microlog o Microeléctrico.
-MLL Registro Microlaterolog o Microeléctrico enfocado.
-SFL Registro de Enfoque Esférico.
-HDT Registro de Echados de Alta Resolución.
-IL Registro de Inducción.
-EPT Registro de Propagación Electromagnética.
-FDC Registro de Densidad Compensada.
-LDT Registro de Litodensidad.
-CNL Registro Neutrón Compensado.
-N Registro Neutrón.
-SNP Registro Neutrón de Pared.
-TDT Registro de Tiempo de Decaimiento Termal de Neutrones.
-NLL Registro de Tiempo de Vida del Neutrón.
-IGT Registro de Espectrometría Inelástica.
-HRS Registro de Espectrometría de Alta Resolución.
-NML Registro de Resonancia Nuclear magnética.
-BHC Registro Sónico de Porosidad.
-WST Registro sísmico de Pozo.
-VDL Registro de Densidad Variable.
-BHTV Registro de Televisión de Agujero.

Los factores que influyen en la respuesta de los registros son:

- 1.-Litología.
- 2.-Porosidad.
- 3.-Contenido de Fluidos.

2.4.3 PROGRAMACION DEL TRABAJO

En esta parte se verán las etapas que deben de seguirse durante la realización de un trabajo.

La información que proporcionan los registros de pozos es muy valiosa ya que son los testigos más fieles de las características y propiedades físicas de las rocas que son atravesadas por el agujero.

El estudio de las reservas de un yacimiento y de los mecanismos de su producción, requiere la aplicación de varias disciplinas de las Ciencias de la Tierra, especialmente de la Ingeniería Geológica y Geofísica, para lograr el análisis completo de la información disponible: registros de pozos, pruebas de núcleos y datos de superficie.

TABLA 4

La característica común de todos los estudios es obtener la mayor cantidad de información, correlacionándola con los registros de pozos, ya que estas son las únicas mediciones tomadas directamente en el pozo en forma continua en función de la profundidad.

Durante la fase de exploración se realiza una descripción morfológica del probable yacimiento, con el apoyo de la geología y de la información geofísica de la superficie.

PARAMETRO

PARAMETRO	Datos Sismicos				Datos de Pozos								Datos de Producción								
	TIEMPO	VELOCIDAD	AMPLITUD	CARACTER	RAZON DE BARRERAMIENTO	REGISTROS DE LOBO	CORTES (RE)	NUCLEOS	PRUEBAS DE FORMACION	REGISTRO ELECTRICO	REGISTRO ACUSTICO	REGISTRO DE DENSIDAD	REGISTRO NEUTRON	REGISTRO RAYO GAMMA	PRUEB. DE LINEAS DE ACERO	MUESTRAS DE PARED	PRUEBAS	ESTUDIOS DE PRESION	CORTF DE AGUA	RAZON GAS PETROLEO	HISTORIA
PROFUNDIDAD	B	A			C	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A						
EXTENSION AREAL	B	A	C	C				D								D	B	D	D	B	
ESPESOR	B	B	C	B	B	C	H	A	A	A	A	A	A								
ESPESOR NETO		B	B	C	C	D	A	D	B	B	B	B	B		C						C
LITOLOGIA	B	B	C	C		B	A	C	R	B	B	B	B		A						
PROPIEDADES MECANICAS	B	C	C	C		C	A		B	H	C	H	C								
CONTACTOS	B	B			D	D	D	C	A	A	A	A	A	A	B	A	A	C	C	C	
PRESION	B	C			D			B	C	C	C			H	B	A					B
POROSIDAD	B	B	C	D		D	A	C	A	A	A				C		E				D
PERMEABILIDAD				D		D	A	B	C	C	C	C	C	C	C	C	H				C
PERMEABILIDAD RELATIVA								A								D	C	C	D	D	
SATURACION DE FLUIDOS	C	C	C		D	D	C	B	A	B	B	B	B	B	C	D	C	C	C	C	C
TAMAÑO DE LOS POROS							B	A	C	D	D	D	D		D	C	D				
MECANISMOS DE PRODUCCION	C	C	C					D	C										B	B	A
PROP. DE HIDROCARBUROS	D				D	D	D	B	D	D	D	D	C	D	A						
PROPIEDADES DEL AGUA							D	B	C				C		A						
RAZON DE PRODUCCION							C	B	D	D	D			C	D	A	C				B

A= Una de las mejores fuentes disponibles

B= Buena

C= Ultil

D= Inferido en combinación con otras fuentes.

*= Un campo de desarrollo

TABLA 4.- Fuentes disponibles para la obtención de los parámetros en la evaluación de yacimientos.

En la determinación de los elementos de correlación se deben identificar las secuencias verticales de depósito entre los pozos del área. Para esto se utilizan las muestras de canal y los análisis de núcleos. En esta etapa es importante la calibración de las respuestas de los registros mediante la descripción macroscópica de los núcleos.

Después de efectuada la corrección de los registros a su profundidad real, se efectúa la zonificación y la correlación con los núcleos, se determina el modelo de evaluación de las zonas de interés.

Este permitirá calcular a partir de los registros los parámetros que determinan el aspecto económico del desarrollo del campo, como son: la litología, la porosidad, la saturación de fluidos y el fracturamiento.

Para determinar la litología se utilizan programas de computadora apoyados en la información litológica de muestras de canal y núcleos.

Para determinar la porosidad se usan varios registros: los sínicos, densidad de la formación y neutrónicos.

Un parámetro importante obtenido directamente de los registros es la resistividad, se usa esencialmente para determinar la saturación de fluidos en las diferentes zonas alrededor del pozo. Fig. 2-15.

La salinidad del agua de formación se determina por los análisis de muestras recuperadas o de las pruebas en un intervalo acuífero, obtenidas en ocasiones por el multiprobador de formación o por conocimiento regional del comportamiento del agua intersticial.

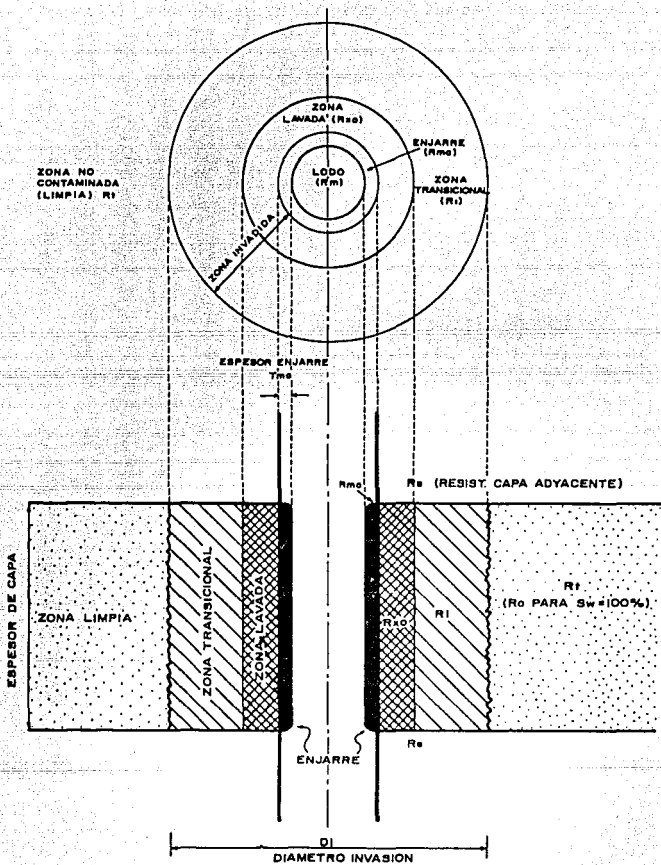


FIG. 2-15 Zonas generadas en el proceso de invasion de una capa de roca porosa y permeable.

Al confirmarse el modelo de evaluación se determina el juego óptimo de registros para analizar exhaustivamente las formaciones en los próximos pozos.

La permeabilidad sólo puede ser estimada relacionando las respuestas de registros y resultados computados. Puede ser estimada a través de medición sobre los núcleos, pruebas de producción o análisis de incrementos de presión, con el multiprobador de formación.

A esta altura es posible calcular el volumen de fluidos y construir planos con los siguientes parámetros: espesor, cima y base de las unidades litoestratigráficas, porosidad, saturación de agua y permeabilidad. Tomando en cuenta secciones sísmicas y registros de echados.

2.4.4 INTERPRETACION DE REGISTROS

Actualmente es posible medir una gran cantidad de parámetros que incluyen entre otros: la resistividad, la densidad, el tiempo de tránsito, el potencial espontáneo, la radioactividad natural y el contenido de hidrógeno de la roca.

La interpretación de registros es el proceso por el cual dichos parámetros medibles se traducen a los parámetros petrofísicos deseados de porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, productividad, litología, etc.

Se requieren los parámetros petrofísicos de la formación virgen y no contaminada, por lo tanto, las técnicas de interpretación deben ser capaces de compensar el problema de la contaminación por el filtrado del lodo.

El Proceso de Invasión

A continuación se analizarán en especial dos casos más comunes:

A) Formaciones con agua como fluido único original. En la fig. 2-16, se tiene un corte horizontal de un pozo y la zona vecina; yendo del pozo hacia dentro de la formación, se distinguen varias zonas:

a) El centro del pozo se encuentra lleno de lodo y la resistividad de éste se denomina "Rm".

b) Zona de enjarre, está formada por las partículas sólidas del lodo que se depositan en la pared del agujero, su resistividad se designa como "Rmc", tiene una permeabilidad muy baja, y una vez desarrollada reduce la velocidad de la invasión posterior por el lodo filtrado.

c) Zona lavada, ésta se encuentra muy cerca del agujero, el filtrado desplaza la mayor parte del agua de formación y parte de los hidrocarburos, a la resistividad se le designa, "Rxo"

d) Zona invadida o de transición, se encuentra a mayor distancia horizontal del pozo, el desplazamiento de los líquidos de formación por medio del filtrado del lodo es cada vez menor, su resistividad se conoce como, "Ri".

e) Zona no invadida, virgen o no contaminada, se encuentra en seguida de la zona invadida y es la formación inalterada, en donde no ha llegado el filtrado del lodo, conservándose sus características originales del contenido de fluidos. Su resistividad es conocida como "Rt", es la resistividad verdadera de la formación 100% invadida de agua salada, se denomina "Ro".

La segunda parte de la figura 2-16, es un perfil que representa la variación de resistividades de las diferentes zonas, partiendo del eje del pozo hacia dentro de la formación y suponiendo que la resistividad del filtrado del lodo es mayor que la resistividad del agua de formación a la temperatura de ésta (es decir, que la salinidad del agua de la formación es mayor que la salinidad del lodo), se observa el esquema de comportamiento de resistividades, y por lo tanto,

Rxo>Ri>Ro

En la zona barrida, es donde ha ocurrido el máximo desplazamiento de agua de la formación por el filtrado del lodo. La resistividad de esta zona es más alta que la de la zona transicional y que la de la zona no contaminada.

En la zona transicional (invadida) se observa una variación de la resistividad que va siendo menor conforme se aleja cada punto de la pared del pozo, fenómeno provocado por ir disminuyendo el efecto de la invasión e ir aumentando el efecto de los fluidos propios de la roca.

B) Formaciones con hidrocarburos. En formaciones que contienen hidrocarburos (petróleo y/o gas), la fig. 2-17, representa como en el caso anterior, el corte horizontal de un pozo, en donde la movilidad de los hidrocarburos es mayor a la del agua debido a diferencias en la permeabilidad relativa, el petróleo o el gas se alejan más rápido que el agua intersticial. En este caso se forma entre la zona lavada y la zona virgen una zona anular con una alta saturación de agua de formación; es probable que se presenten anillos en la mayoría de las formaciones con contenido de petróleo. Con el tiempo los anillos desaparecen por medio de dispersión.

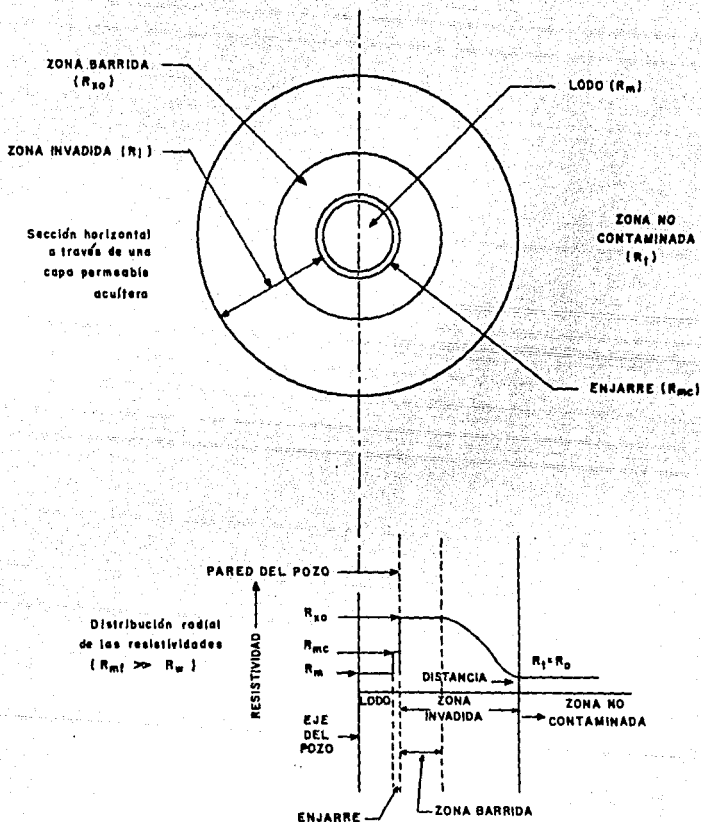


FIG-2-16

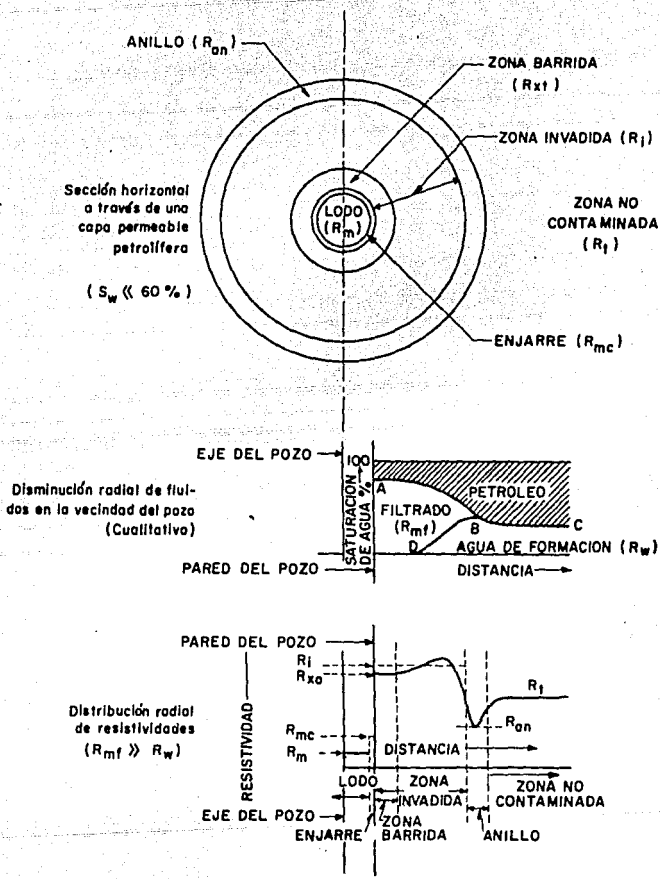


FIG. 2-17

G. E. Archie introdujo en el año de 1942 el concepto de "Factor de Formación", que junto con el concepto de "Índice de Resistividad" constituyen dos de los fundamentos principales de la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos.

El factor de resistividad de formación o factor de formación y su relación con la porosidad ha establecido de manera experimental que la resistividad de una formación pura con contenido de agua, es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada. La constante de proporcionalidad se llama factor de resistividad de formación, F. De este modo, si R_o es la resistividad de una roca de formación no arcillosa, saturada al 100% con agua de resistividad R_w ; el cociente que resulta de dividir la resistividad de una roca 100% saturada con agua salada, R_o , entre la resistividad del agua que la satura, R_w , será

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots \text{Ec. 2-7}$$

R_w

El Factor de Formación está inversamente relacionado a la porosidad.

Archie, basándose en sus observaciones propuso una fórmula que relaciona la porosidad y el Factor de Formación, F; la relación es:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots \text{Ec. 2-8}$$

Donde "m" es el factor o exponente de cementación que físicamente es indicativo del grado de cementación de la roca. Así pues, Archie, encontró que para arenas no consolidadas el valor de "m" es del orden de 1.3, mientras que para arenas consolidadas es de aproximadamente 2.

El exponente de cementación "m", y la constante "a" se determinan de manera empírica, dependiendo de la tortuosidad de los poros ("a"), y la cementación de la misma ("m").

A través de los años, se ha tenido una aceptación general de las siguientes relaciones Factor de Resistividad de Formación (dependiendo de la litología o estructura porosa):

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \text{ para arenasEc. 2-9}$$

$$F = \frac{1}{\phi'} \text{ para formaciones compactas.Ec. 2-10}$$

La primera relación se conoce como la fórmula de Humble; la segunda como relación de Factor de Formación de Archie.

A fin de eliminar el exponente fraccional de cementación, algunas veces la fórmula de Humble se simplifica a:

$$F = \frac{0.81}{\phi'} \text{Ec. 2-11}$$

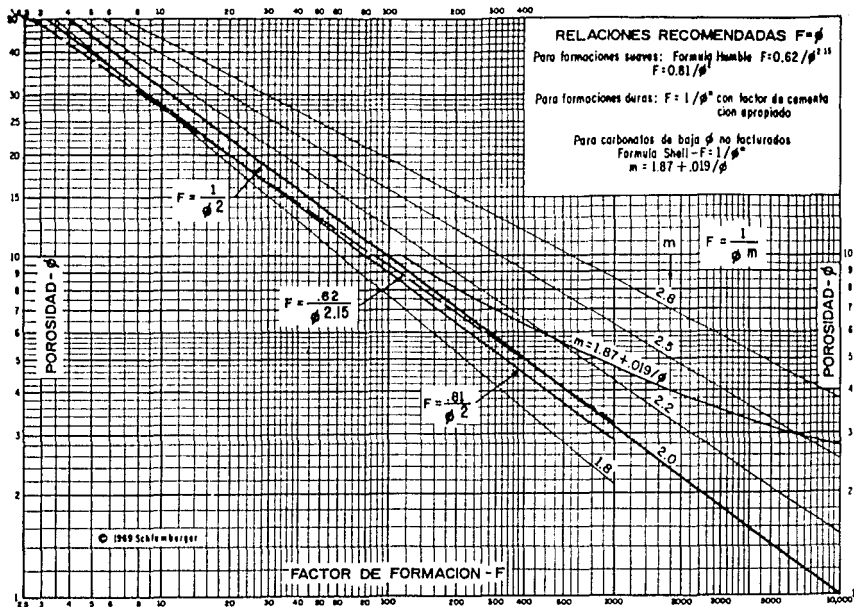
La fórmula de Humble es satisfactoria para las rocas sucrosicas, cabe mencionar que para los carbonatos se obtienen mejores resultados al utilizar la ec. 2-10.

El nomograma 1 presenta de manera gráfica las fórmulas de Humble y de Archie, para varios valores de "m".

Resistividad

Sabemos que la resistividad eléctrica de una substancia es

FACTOR DE FORMACION VS RESISTIVIDAD



NOMOGRAMA N°1

su capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma.

La unidad utilizada en los registros es ohm-m'/m.

La mayoría de las formaciones que se registran para buscar saturaciones potenciales de petróleo y gas, se componen de roca que, al estar secas, no conducirán una corriente eléctrica; esto es, la matriz de roca tiene una conductividad nula o una resistividad infinitamente alta.

Mientras más grande sea la porosidad de la formación, y por lo tanto, mayor sea la cantidad de agua de formación, la resistividad será menor.

Las mediciones de resistividad junto con las resistividades del agua y la porosidad se utilizan para obtener los valores de saturación de agua.

Saturación de Agua

Ni el petróleo ni el gas conducen la corriente eléctrica. De este modo, en una formación que contenga petróleo o gas, la resistividad es no sólo una función de F y R_w , sino también de S_w .

La saturación de agua S_w , es la fracción del volumen poroso que ocupa el agua de formación y $(1-S_w)$ es la fracción del volumen poroso que ocupan los hidrocarburos.

La ecuación de saturación de agua puede expresarse así:

$$S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}} \dots \dots \dots \text{Ec. 2-12}$$

Tenemos que FR_w es igual a R_o , la resistividad de la formación cuando está saturada al 100% con agua de resistividad R_w . La ecuación de saturación se expresa así:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \dots\dots\dots \text{Ec. 2-13}$$

La aplicación apropiada para esta ecuación es en una roca de yacimiento homogéneo con porosidad constante y que tenga una columna de agua en su base y una columna de petróleo en su parte superior.

El nomograma 2 resuelve de manera gráfica la ecuación de Saturación de Agua de Archie.

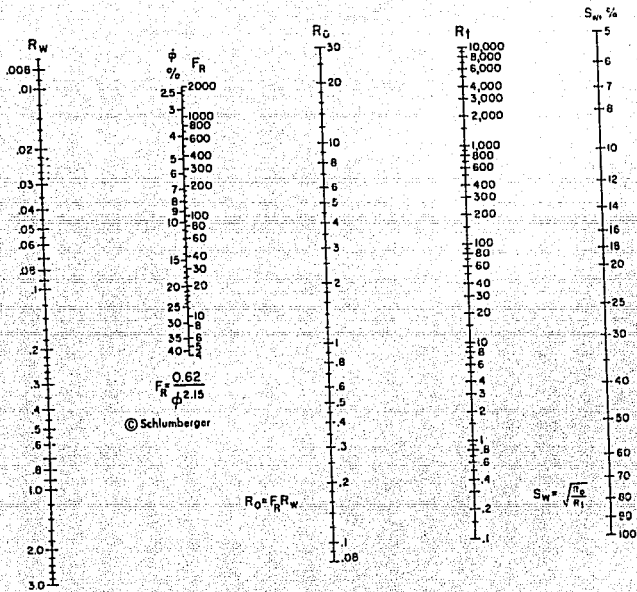
La saturación (filtrado de lodo) de agua, S_{xo} , de la zona lavada, puede expresarse también por medio de la fórmula de Archie (Ec. 2-12) como:

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{R_{mf}}{R_{xo}}} \dots\dots\dots \text{Ec. 2-14}$$

Donde R_{mf} es la resistividad del filtrado del lodo y R_{xo} es la resistividad de la zona lavada.

S_{xo} es igual a $(1 - S_{hr})$, S_{hr} es la saturación residual de hidrocarburo en la zona lavada.

La comparación de las saturaciones de agua obtenidas en la zona lavada (Ec. 2-14) y en la zona no invadida (Ec. 2-12) determina la fracción del petróleo en el volumen total que el proceso de invasión desplaza. Ya que $S_w = (1 - S_w)$ y $S_{hr} = (1 - S_{xo})$, el volumen total del petróleo desplazado es $\phi(S_{xo} - S_w)$, lo que es conocido como movilidad de fluidos, entonces el Índice de Producción de Aceite (IPA), se define como:



NOMOGRAMA N° 2 Determinación de la saturación de agua de manera gráfica.

Si la diferencia ($S_{xo}-S_w$) es muy pequeña, la movilidad y recuperación será muy baja.

2.4.5 APLICACIONES GEOLOGICAS A TRAVES DE PROCESAMIENTO POR COMPUTADORA

Los registros de servicio de cable permiten obtener continuamente en función de la profundidad los parámetros de la formación que pueden ser útiles para aplicaciones geológicas. Estas aplicaciones van desde las correlaciones simples entre pozos hasta el estudio de yacimientos completos, pasando por la información estratigráfica.

Correlación

Uno de los primeros usos de los registros fué la correlación entre los estratos equivalentes de un pozo al siguiente.

Los intervalos de registros de diferentes pozos se comparan para observar su similitud o las respuestas características de los registros a los indicadores litológicos.

Los registros de pozos tienen la ventaja de proporcionar una información continua en todo el pozo.

Los estudios de correlación de pozo a pozo permiten realizar secciones del subsuelo y determinar:

-Las profundidades de las formaciones presentes en el pozo en comparación con otro pozo.

-Si el pozo forma parte o no de una determinada estructura geológica mayor.

-Si la profundidad del pozo ha alcanzado un horizonte productivo conocido.

-La presencia o ausencia de fallas. Fig. 2-18.

-La existencia de inclinaciones, pliegues, discordancias, el hecho de que las secciones litológicas se engrosen o adelgacen; o los cambios laterales de sedimentación o litología.

Los registros que se utilizan con más frecuencia para la correlación son los de resistividad, SP y los Rayos Gamma.

Algunos registros computados tienen buenas características de correlación, ejemplo, el análisis litológico y el despliegue Geocolumn. Fig. 2-19.

Programas de Evaluación

Los sistemas computarizados ofrecen la ventaja de poder evaluar intervalos largos de registro en forma rápida y continua.

Estos pueden realizarse en centros de procesamiento, con grandes computadoras, o con computadoras personales (PC) o bien a boca de pozo con modernas unidades conocidas como cibernéticas.

Antes se tenían los programas SARABAND (para litologías sencillas) y CORIBAND (para litologías complejas). Posteriormente, estos programas han sido reemplazados por VOLAN y GLOBAL.

VOLAN

Este programa permite la interpretación de los registros:

-Resistividad: profunda (Rt) y somera (Rxo);

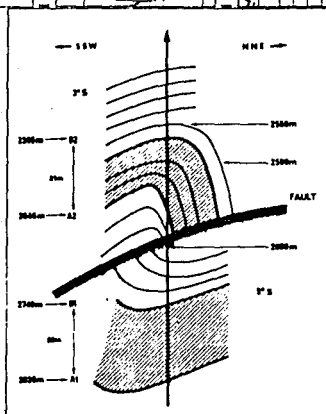
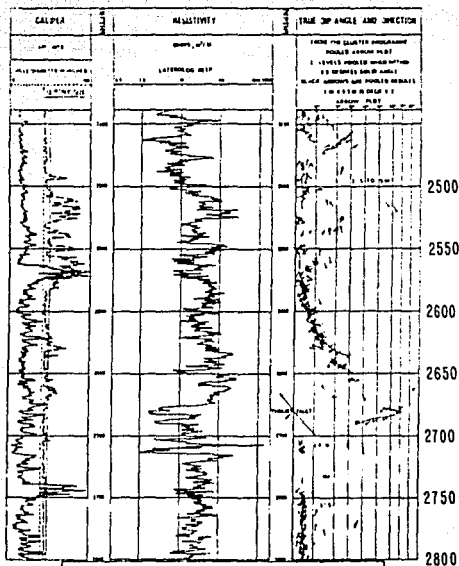


FIG. 2-18. FALLA INVERSA, CONFIRMADA POR LA CORRELACION DE EL REGISTRO DE RAYOS GAMMA Y ESTA ES SU INTERPRETACION. (SCHLUMBERGER, CONFERENCIA DE EVALUACION DE REGISTROS, IRAN, 1976).

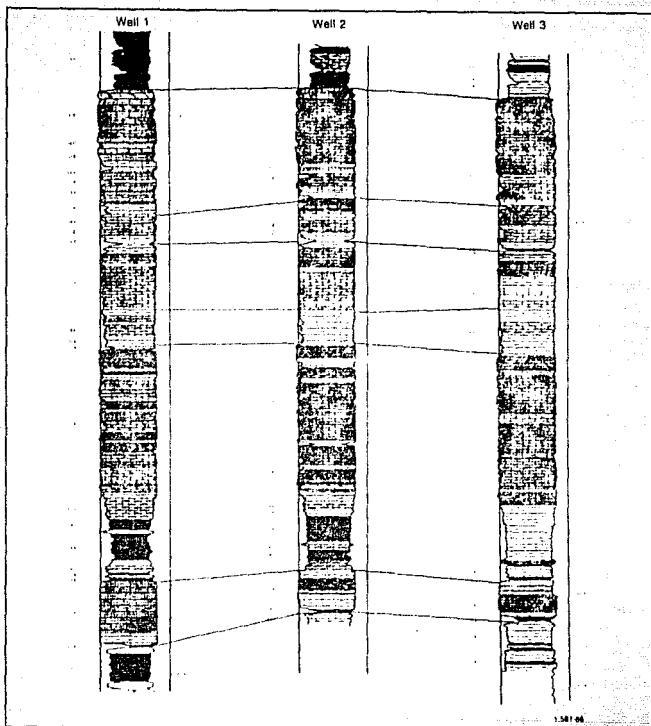


Fig. 2-19 Sección transversal de una correlación detallada con el despliegue calculado de Geocolumn.

-Porosidad: densidad, litodensidad, sónico, neutrónico y EPT;

-Rayos Gamma, NGT, SP y Calibre.

El programa permite obtener un análisis volumétrico de los diversos componentes de la formación que son:

-Volumen de fluidos: agua de formación (libre), agua de las arcillas (ligadas) e hidrocarburos, tanto móviles como residuales.

-Volumen de sólidos: arcilla seca, limolita y matriz.

Los resultados presentados en la forma de registro, incluyen las curvas, fig. 2-20.

-Carril 1: Curva de densidad de grano, de litología predominante y/o Potencial Natural.

-Carril 2: Curvas de Saturación de Agua Sw, Volumen y Peso de Hidrocarburos.

-Carril 3: Análisis volumétrico de los fluidos de la formación (hidrocarburo residual, movable y agua).

-Carril 4: Análisis volumétrico de los componentes de la formación (arcilla seca, agua ligada, limolita, matriz y porosidad).

GLOBAL

La computación global se caracteriza por su gran flexibilidad en la elección del modelo de interpretación.

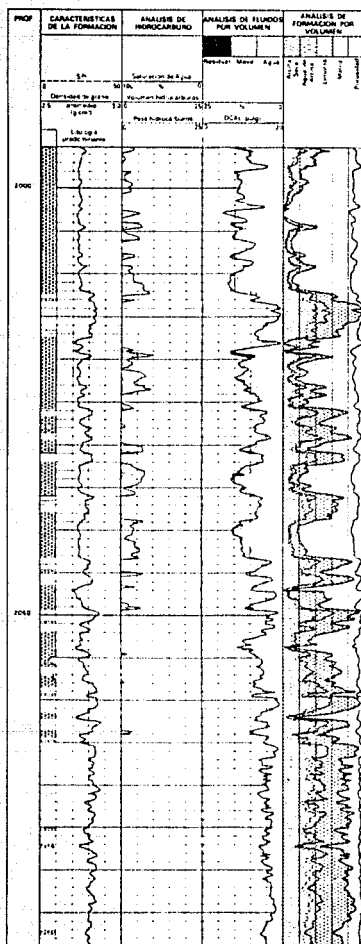


Fig. 2-20 Procesamiento VOLAN.

Ejemplo de Evaluación Global

El registro de la fig. 2-21A ilustra los resultados de la computación global y se seleccionó un modelo litológico de arcilla (illita), caliza y dolomía.

En el carril 1 puede presentarse la curva de Potencial Natural, la curva de Incoherencia Reducida que permite asegurar un control de la calidad del procesamiento, los resultados son considerados como confiables cuando esta curva no sobrepasa el valor de 1 ó bien la curva de Densidad de Grano que está presente.

En el carril 2 se presentan las curvas de Saturación de Agua, Volumen y Peso de Hidrocarburos.

En el carril 3 se tiene un análisis de Volumen de Fluidos Residual, Hidrocarburo y Agua.

En el carril 4 se tiene un Análisis Volumétrico de la litología, en este caso se presentan 3 tipos de roca (arcilla, dolomía y caliza) junto con la porosidad.

La fig. 2-21B, muestra las curvas reconstruidas de resistividad R_{xo} y R_t (curvas sólidas) que deben coincidir lo más posible con los registros de pozos (curvas punteadas) adentro del área de incertidumbre determinado en un módulo anterior. Esta última presentación permite confirmar que el modelo de interpretación está acorde a la realidad.

REGISTROS DE ECHADOS

El registro de echados reviste particular importancia para la determinación de los aspectos geológicos de las rocas en el subsuelo.

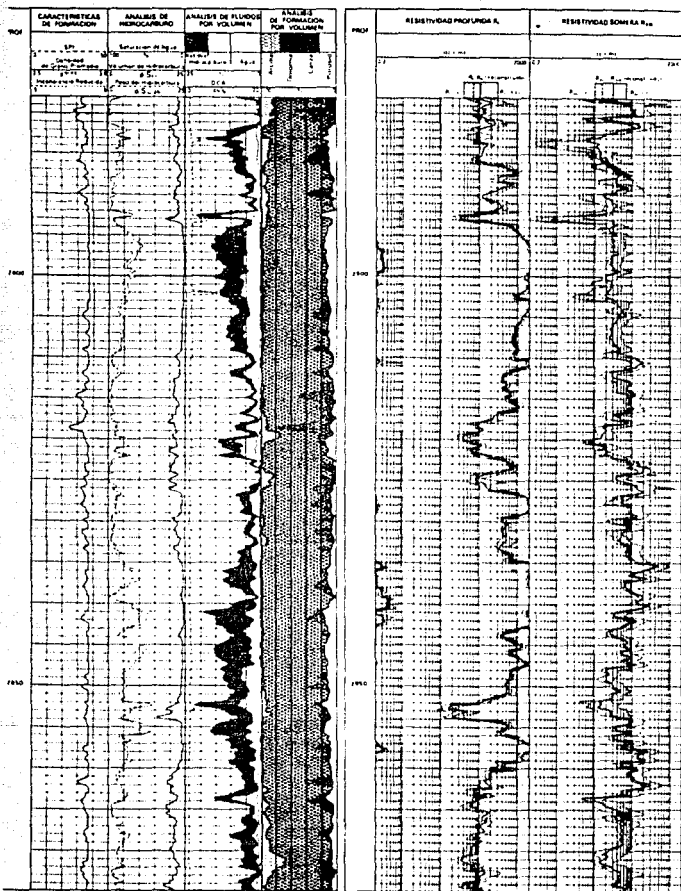


Fig. 2-21 - Presentación del procesamiento global y presentación auxiliar de los registros reconstruidos.

Esta medición procesada por computadora proporciona al geólogo datos que una vez integrados con la demás información geológica local de la superficie y del subsuelo, permiten efectuar interpretaciones de tipo estructural (fallas, pliegues) y de tipo estratigráfico (intensidad y tipo de estratificación, discordancias y ambientes de depósito, cambios verticales de facies).

Generalmente los resultados del registro se presentan en diagramas de flechas. Fig. 2-22a, 2-22b y 2-22c. La barra que aparece en cada punto indica la orientación del echado. El desplazamiento del símbolo desde el extremo izquierdo del diagrama hacia la derecha representa la magnitud del ángulo de inclinación. Verticalmente, los símbolos se colocan de acuerdo con la profundidad.

En la jerga del analista de registros de echados, éstos se interpretan por diferentes patrones tomando el nombre de su color respectivo. La fig. 2-22a, ilustra los patrones rojos, azul y verde.

En el patrón rojo, los echados consecutivos aumentan progresivamente con la profundidad y conservan el mismo azimut. Los patrones rojos pueden estar asociados con fallas, canales, barras, arrecifes o discordancias. La fig. 2-22b ilustra los patrones rojos observados en una barra, en un arrecife, y en un canal.

En un patrón azul, los echados consecutivos con aproximadamente el mismo azimut disminuyen progresivamente con la profundidad. Los patrones azules pueden estar asociados con fallas, estratificación por corrientes o discordancias. La fig. 2-22c, ilustra esquemáticamente como la estratificación cruzada

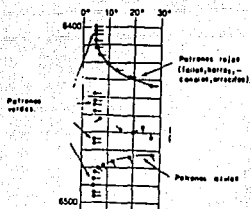


FIG. 2-22 A Patrones de inclinación y anomalías geométricas que conducen a los patrones mostrados.

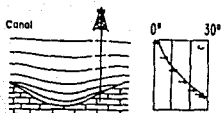
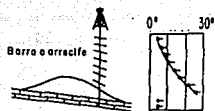


FIG. 2-22 B Patrones rasos sobre una barra, un arrecife, un canal u otro conducto.

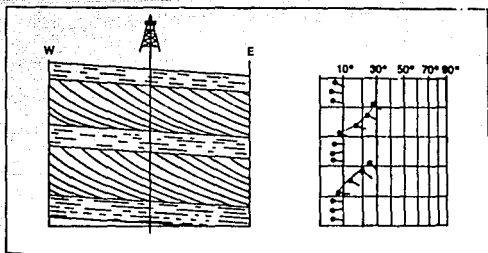


FIG. 2-22 C Patrones rasos que resultan de la estratificación por densidad del mar.

puede aparecer en el diagrama de flechas en forma de patrón azul, y en el cual decrece la intensidad del echado de la parte superior de cada etapa de manera regular hacia la parte inferior de la misma.

Un patrón verde, como en la fig. 2-22a, corresponde a un echado estructural. Es constante en cuanto a azimut y magnitud de la inclinación y es mayor si el echado estructural es grande.

A continuación se verá un ejemplo de aplicación estructural (interpretación).

-Echado estructural

En la fig. 2-23a se muestra una secuencia de esquemas rojos y azules al cruzar una falla inversa.

-La tendencia roja del intervalo superior 2710-2840m. muestra las deformaciones graduales del bloque levantado por el efecto de arrastre.

-La ausencia de resultados entre 2850-2890m. indica que los estratos están posiblemente verticales

-El pozo cruza el plano de falla a la profundidad de 2890m.

-Se observan de nuevo efectos de arrastre en el bloque del bajo entre 2890 y 2950m. y un echado estructural de 13° NE en la sección inferior de la figura.

La fig. 2-23b representa una solución esquemática del modelo de deformación.

Ahora se tiene un ejemplo enfocado a estudios de tipo estratigráfico.

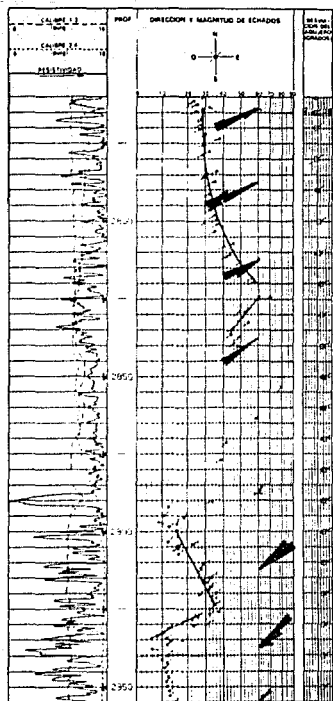


Fig. 2-23A.

Pozo cruzando una falla inversa.

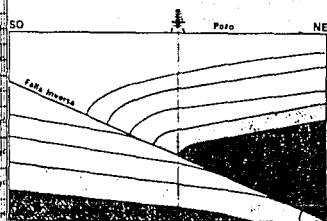


Fig. 2-23 B

Interpretación esquemática del modelo geológico.

PROCESAMIENTO GEODIP

Con estos procesamientos se ha logrado obtener información considerable sobre las características sedimentarias de las formaciones.

Aquí en este procesamiento además de la presentación de los resultados de echado, el comportamiento de las curvas de microresistividad es de particular interés para la interpretación.

La fig. 2-24 es una sección de la computación GEODIP efectuada en un pozo de la sonda de Campeche.

-Se observa en la parte superior (Terciario) una gran intensidad de correlaciones que revela la existencia de laminaciones arcillosas.

-En 3090m. se observa el cambio de resistividad que corresponde al contacto litológico entre las arcillas y la Brecha del Paleoceno.

-La Brecha del Paleoceno presenta fuerte dolomitización y se observa un aspecto totalmente errático en las curvas de microresistividad así como en los resultados de echados, que pone en evidencia la carencia de estratificación.

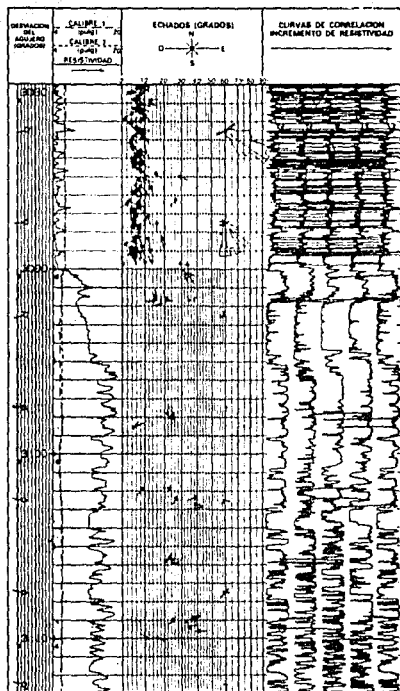


Fig. 2-24 Procesamiento GEODIP a lo largo de una sección de carbonatos del área marina de Campeche.

CAPITULO 3. INTERPRETACION DE LA INFORMACION RECUPERADA.

3.1. GENERALIDADES

Los registros se utilizan comúnmente para interpretar la geología de un área. Se ocupan en vez de núcleos porque son mucho más económicos y proporcionan una información continua, además tiene una respuesta parecida de pozo a pozo.

El geólogo debe preocuparse de correlacionar los registros de pozo a pozo, trazar una sección o perfil de los posibles eventos encontrados en el subsuelo. Conociendo la respuesta de las litología, el geólogo podrá obtener una excelente interpretación geológica basada en gran parte en el patrón de reconocimiento y la extrapolación. Los resultados se presentan como secciones y planos que a continuación veremos la manera de realizarlos a través de toda la información recuperada.

3.2. PLANOS

Los planos geológicos son las herramientas gráficas más útiles con las que cuenta el geólogo para la interpretación de la información recolectada a través de los métodos directos e indirectos de prospección.

Los planos geológicos o estratigráficos muestran los atributos de geometría, de composición litológica, de paleontología, etc., de la unidad estratigráfica de que se trate.

Estas son ilustraciones gráficas de la posición, relación y características de las rocas sedimentarias.

Con la conjunción de planos vamos a obtener y mostrar todos los rasgos y características de las rocas o formaciones estudiadas.

El objeto de los planos estratigráficos es presentar de manera interpretable, las condiciones que existieron dentro de ciertos intervalos del tiempo geológico.

Estos son los planos que ayudan a resolver problemas que se presentan en el subsuelo.

- Planos estructurales.
- Planos de isopacas.
- Planos de facies.
- Planos paleogeográficos.
- Planos palinspáticos.
- Planos paleotopográficos.
- Planos paleogeológicos.
- Planos subgeológicos.
- Planos paleotectónicos.

Los planos más utilizados y principales en la actualidad son los tres primeros mencionados, y nos enfocaremos a la construcción de esos planos ya que desde el punto de vista de visualizar, y por lo tanto de comprender, las construcciones gráficas son las más importantes.

En éstos se muestran las peculiaridades geométricas como las de composición litológica de las unidades estratigráficas.

Por lo tanto, se limita el énfasis a la distribución de la estructura en la superficie y en el subsuelo, al espesor y a la litología del cuerpo tridimensional de roca.

REQUISITOS PARA EL MAPEO ESTRATIGRAFICO.

Para la elaboración de los planos estratigráficos se requiere que los datos obtenidos de los pozos sean expresados en función de:

- a) Lugares geográficos conocidos (lugares de los pozos).
- b) Horizonte estratigráfico conocido.
- c) Profundidades conocidas.
- d) Planos o niveles de referencia conocidos, y
- e) Composición litológica conocida a la profundidad de interés.

El primer inciso nos señala que para el mapeo es necesario contar con un plano o mapa base de la región estudiada o del campo petrolero en el cual se encuentran numerados y ubicados los puntos de control.

El segundo inciso nos dice que para realizar un plano estratigráfico se requieren capas marcadoras, también conocidas como horizontes estratigráficos o " capas clave ".

En la lista se tiene los tipos de horizontes o capas claves que pueden usarse al realizar un plano estratigráfico, y estas se utilizan por la relativa facilidad con la que se identifican en las columnas litológicas de los pozos, en los registros eléctricos y aún en los afloramientos.

- Capas clave litológicas.
- Capa delgada de caliza.
- Arenisca o conglomerado delgados.
- Manto de carbón lignito.
- Manto de bentonita (ceniza volcánica).
- Zona de minerales pesados.
- Zona de residuos insolubles.
- Zona de Guijarros de fosfatos.
- Marca característica del registro eléctrico.
- Superficie de reflexión sísmica.

En el inciso c) y d) se mencionan las profundidades y niveles de referencia y es por medio de esta información que se conoce la posición estructural de las capas de interés. Los

niveles de referencia para la construcción de los planos estratigráficos pueden ser el nivel del mar, la cima de cualquier unidad litoestratigráfica o una línea de tiempo.

En el inciso e) nos dice que mediante el conocimiento de la composición litológica de las rocas es posible realizar los planos de facies.

3.2.1 Planos Estructurales

Es aquel que mediante curvas de nivel (contornos estructurales), nos muestra las estructuras geológicas de tal forma que éstas se puedan imaginar en tres dimensiones, fig.3-1.

Los planos estructurales pueden comprender datos de la superficie y del subsuelo. Estos planos presentan la configuración geométrica de un horizonte marcador (usualmente la cima de una formación), mediante curvas de nivel que pasan por puntos de igual elevación con respecto a un plano o nivel de referencia.

El plano de referencia utilizado en este tipo de planos es el nivel del mar (N. de M.), y la elevación del horizonte marcador puede ser positiva o negativa, según se encuentre éste, arriba o abajo del mencionado nivel de referencia. Fig.3-2.

Entonces, para la construcción de un plano estructural, el primer paso que se hace es determinar en todos los puntos de control la elevación (cota) de la capa clave respecto al "nivel del mar".

La elevación de la capa clave con respecto a ese nivel de referencia es la diferencia algebraica entre la cota conocida del del brocal del pozo y la profundidad a la que se encontró la capa clave fig.3-2.

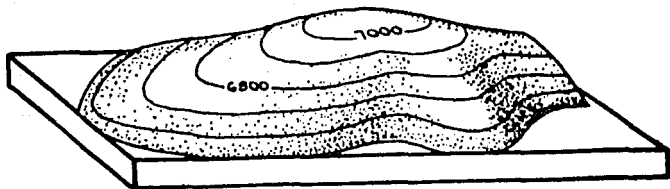
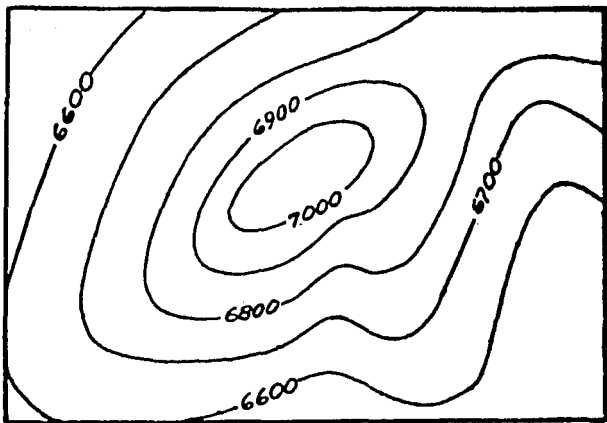


FIG.3-1. En la parte superior de esta figura se muestra el mapa estructural correspondiente al cerro mostrado abajo en forma tridimensional.

En la práctica, una forma de controlar toda la información para este tipo de planos es a través de la tabla 5.

Los datos correspondientes a las columnas 2 y 3 se obtienen del expediente de cada uno de los pozos perforados y, es a partir de dichos datos como se obtiene el valor de la elevación de la capa clave, (columna 4).

Después de tener los valores de las elevaciones, éstos son pasados a los puntos de control sobre el plano base e inmediatamente después se puede empezar a configurar por cualquiera de los métodos que se mencionan:

1.- Trazado mecánico, fig. 3-3a. Este método es el apropiado para trazar los contornos estructurales cuando se cuenta con suficiente control. Con este método se tiene una precisión de los puntos más altos y más bajos de una determinada área. También el trazado de las curvas en este método nos visualizan los cambios de pendiente en los echados.

La configuración estructural se va formando a medida que las curvas de nivel se van trazando por los puntos de igual elevación.

2.-Trazado de espacios iguales. Este método consiste en espaciar igualmente las curvas de nivel por toda el área del plano, fig. 3-3b.

Este método se utiliza cuando se tienen pocos pozos perforados y de sus relaciones se obtiene la pendiente del echado, para después, mantenerla uniforme en toda el área del mapa. Solo se utiliza cuando realmente la pendiente del echado no varía.

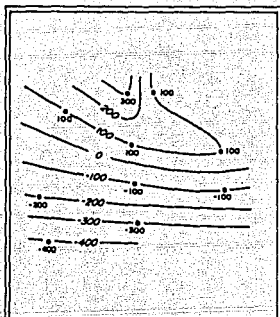


FIG.3-3A Plano estructural contorneado por el método de trazado mecánico.

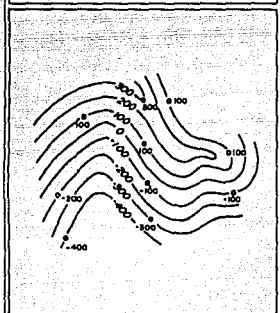


FIG.3-3B. Plano estructural basado en los mismos datos de la FIG.3-3A, pero contorneado por el método de espacios iguales.

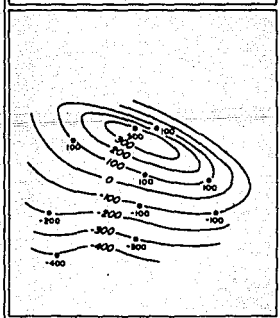


FIG.3-3C Plano estructural basado en los mismos datos de las Fig. 3-3A y 3-3B pero contorneado por el método de trazado interpretativo.

3.-Trazado interpretativo. fig. 3-3c. Se emplea cuando los puntos de control son escasos, esta técnica es la más recomendable para trazar las curvas de nivel.

El trazado interpretativo consiste en aportar una información base al plano, por lo que el interprete debe conocer el carácter general y formas de las estructuras que se presentan en la región.

En la interpretación directa de los planos estructurales se sabe que:

- Los altos se presentan como curvas cerradas de elevación más alta que las curvas circundantes. Mientras que los sinclinales la cuencas son lo contrario.

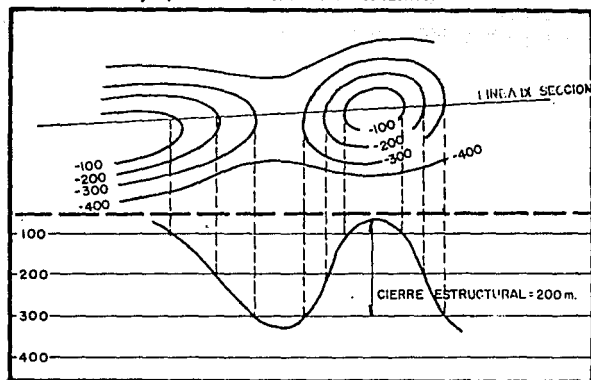
- Las estructuras monoclinales son indicadas por curvas de nivel más o menos paralelas, de elevación creciente o decreciente en una dirección dada.

- Las fallas se ilustran por la superposición de curvas de nivel a lo largo de una tendencia lineal, comúnmente con cierto desplazamiento de las curvas a ambos lados de la zona de fallamiento.

- La magnitud de una estructura es determinada a partir de su cierre. El cierre de una estructura se obtiene de restar al valor numérico de la curva cerrada más alta el valor de la curva cerrada más baja. fig.3-4.

- La separación de las curvas de nivel de la estructura indica el echado o pendiente de las capas como sucede con los planos topográficos o de configuración, el intervalo de contorno es inversamente proporcional al ángulo de inclinación de la pendiente.

FIG. 3-4. Ejemplo de un domo con su cierre estructural



Si la pendiente del echado es suave, el intervalo de contorno es grande. Si el ángulo de inclinación de la pendiente es grande, el intervalo de contorno es pequeño.

Las utilidades que nos brindan los planos estructurales son las de conocer el comportamiento estructural de una capa clave que puede encontrarse tanto en la superficie como en el subsuelo.

También es posible conocer el echado regional, los ejes de las estructuras, y las fallas o pliegues provocadas por los movimientos tectónicos ocurridos en orogenías pasadas.

3.2.2.- Planos de Isopacas.

Una isopaca es una línea (curva de nivel) que pasa por puntos de igual espesor estratigráfico.

Un plano de isopacas nos va a presentar la distribución y espesor de un estrato, una formación o un grupo de formaciones. Comprenden datos tanto de la superficie como del subsuelo, pueden abarcar áreas pequeñas o áreas grandes que incluyen hasta miles de kilómetros.

Para la construcción de un plano de isopacas se seleccionan dos horizontes o capas clave, uno en la parte superior y el otro en la parte inferior de la unidad estratigráfica. Los horizontes que limitan al cuerpo de roca que se va a mapear pueden ser:

- Dos capas claves (cima y base de una formación).
- Dos discordancias erosionales.
- Una combinación de una discordancia y una capa clave o cualquier límite que pueda ser bien correlacionado sobre el área a mapear.

El objetivo de un plano de isopacas es ilustrar el tamaño y la forma de una depresión que haya existido al final de un

período de depositación marcado por un plano de estratificación, o después de un episodio erosional marcado por una discordancia.

Un plano de isopacas difiere de los otros tipos de planos de curvas de nivel en que su "nivel de referencia" es el límite superior del cuerpo de roca que se está mapeando. Un modelo de un plano isopaco tiene una parte superior plana con espesores variables que se extienden hacia abajo de la misma.

Por esto, los planos de isopacas muestran directamente el comportamiento estructural del horizonte inferior con respecto al horizonte superior tomado como "nivel de referencia".

Para la construcción de los planos de isopacas se puede decir que una vez elegida la unidad a mapear, el procedimiento del mapeo engloba los mismos pasos que se siguen en un plano estructural. Los espesores calculados en cada punto de control (pozo) se anotan sobre el plano base para después empezar a trazar las isopacas, por cualquier método de trazado. El intervalo vertical (o de contorno) entre las isopacas puede variar desde varias veintenas de metros en un mapa regional, hasta intervalos de dos a cinco metros para estudios detallados de unidades estratigráficas delgadas.

La tabla 6 es la que se utiliza para el control de datos requeridos para la construcción de un plano de isopacas.

El espesor resulta de restarle a la elevación del límite superior la del límite inferior, el cual, también debe estar referido al nivel del mar antes de efectuar la operación mencionada. Ejemplificando, si vemos la fig. 3-2, la elevación de la cima de la Fm. Méndez es +1000m. y la elevación de su base es de + 700m., entonces restando tenemos que el espesor de dicha formación en el pozo 4 es de 300m.

Otra forma de construir los planos de isopacas es a partir de los planos estructurales de dos capas clave que limiten al cuerpo de interés. Aquí, los valores de los espesores se obtienen haciendo la diferencia de elevaciones en los puntos donde los dos juegos de contornos se intersecan al sobreponerse tales planos. Fig. 3-5.

Los planos de isopacas son muy empleados en la exploración petrolera, ya que permiten el delineamiento de la forma de una cuenca sedimentaria. Fig. 3-6, la reconstrucción de la historia estructural de una región, la evaluación de áreas de máxima subsidencia en las cuencas, la determinación de trampas de hidrocarburos, etc.

Un uso muy común de los planos de isopacas en combinación con un plano estructural es para conocer el comportamiento estructural de un horizonte más profundo que otro del que se tiene información disponible.

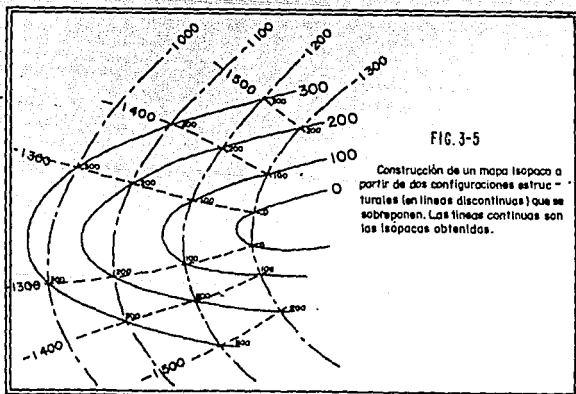
Ejemplo. Si se cuenta con la configuración estructural de la cima de la Fm. Méndez y además con un plano de isopacas de la misma formación, entonces es posible conocer la configuración estructural de la base de la Fm. Méndez (que equivale a decir la cima de la Fm. San Felipe).

Procedimiento que se sigue para hacer tal configuración, fig. 3-7.

Se sobrepone el plano isopaco sobre el plano estructural. Después se anota la elevación en cada punto de intersección resultante de los dos juegos de curvas, y posteriormente se procede a configurar.

TABLA No. 6

1	2	3	4	5	6	7
POZO	ELEVACION MESA ROT.	PROFUNDIDAD LIM. SUP. BAJO M. ROT.	ELEV. LIM. SUP. B. N. M.	PROFUNDIDAD LIM. INF. B. M. R.	ELEV. LIM. INF. B. N. M.	ESPESOR
4	3000	2000	+1000	2300	+700	300
5	1500	3000	-1500	3500	-2000	500
.						
n						



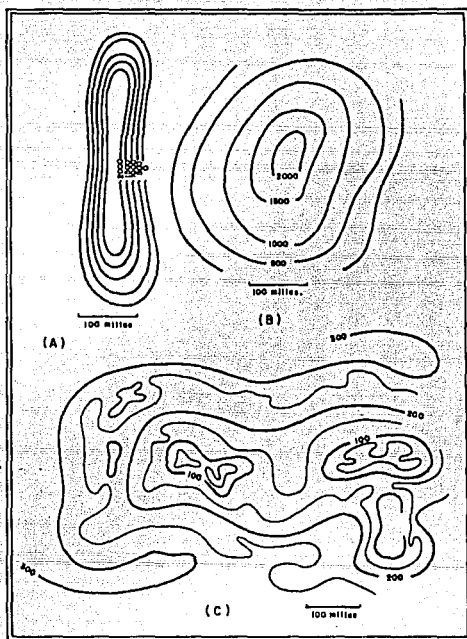
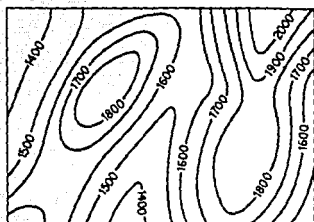
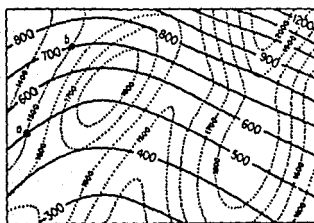


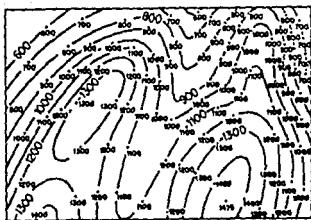
Fig.3-6. Patrones diagramáticos para mapas - isopacos de áreas negativas regionales; - (A) Geosinclinal; (B) Cuenca intracratónica; (C) Mares someros.



A



B



C

FIG.3-7. Pasos para construir un Plano estructural de un horizonte más profundo que otro -- del que se tiene información -- disponible. En A se muestra el mapa estructural de la Fm. Mendez. En B se presentan las isopacas sobrepuestas sobre -- tal mapa. El punto a es la intersección entre la isopaca -- 500 y el contorno 1500. En egte punto, la cima del horizonte más profundo está a 500 -- pies más abajo de la cima del Mendez y a una elevación de -- 1000 pies. En el punto b la -- capa más profunda está a 700 -- pies debajo de la cima del Mendez y, por tanto, su elevación es 800 pies. De esta forma se tratan todas las intersecciones.

El mapa C es el mapa estructural que resulta después de con -- tornear todas las intersecciones.

3.2.3 Planos de Facies

Un plano de facies muestra los variados aspectos que una unidad estratigráfica presenta en las diferentes partes de la cuenca en que se depositó. El aspecto de los sedimentos en un punto de observación cualquiera, como en una perforación o en un afloramiento, es algún atributo litológico o biológico observado en los sedimentos en ese punto de control.

Los planos de facies cualitativos comúnmente se emplean cuando las unidades estratigráficas contienen un gran número de componentes litológicos, como areniscas, calizas, lutitas, etc. El plano cualitativo más sencillo se hace tomando sólo en cuenta la litología dominante de la unidad en los puntos de control y separando mediante líneas las áreas de litología similar, fig. 3-8. Este tipo de planos indican los principales cambios litológicos y biológicos ocurridos durante la depositación de la unidad; éstos no indican la razón, ritmo o causa en que ocurren dichos cambios.

Los planos cuantitativos presentan por medio de líneas de contorno, la distribución areal de alguna característica medible de la unidad a mapear.

Debido a la estrecha relación entre las facies y los espesores, el plano base adecuado para cualquiera de los análisis cuantitativos es el plano de isopacas de la misma unidad estratigráfica. Las isopacas se representan con líneas relativamente gruesas y sobre el plano se sobreponen los dibujos de las facies en líneas más delgadas. De esta forma se pueden hacer comparaciones entre los espesores, porcentajes, o relaciones de los componentes individuales y espesores totales de la unidad.

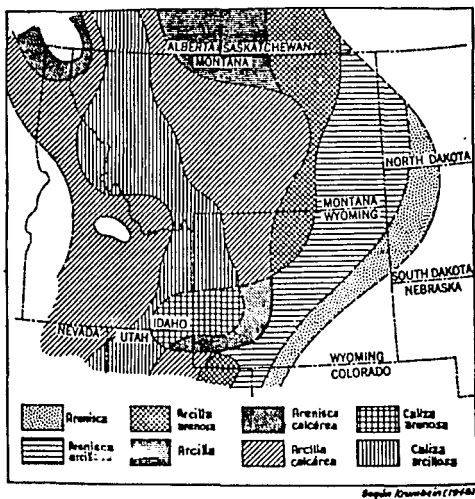


FIG. 3-8. plano de litofacies que muestra el carácter de los depósitos cámbricos en el norte de las Rocallosas.

3.2.3.1 Planos de Litofacies

Se basan en las características litológicas. Este énfasis mostrado en éstos refleja el hecho de que, la cantidad de datos litológicos sobrepasa con ventaja a los datos de fauna disponible en relación con las unidades estratigráficas. Cada tipo de plano de litofacies se puede equiparar a un plano de biofacies correspondiente basado en las observaciones de la fauna.

Los planos de litofacies presentan por uno u otro medio los cambios de los aspectos litológicos en una formación, un grupo o un sistema de rocas depositadas en una cuenca sedimentaria.

En un análisis de facies, el primer paso es la construcción de una o más secciones transversales, para establecer de esta forma, las correlaciones y así determinar cuales límites son los satisfactorios en el mapeo.

Los planos de facies se pueden preparar para cualquiera de las siguientes unidades de roca:

- a) Unidad tiempo-roca.
- b) Unidad roca-litoestratigráfica.
- c) Unidad definida operacionalmente.

A pesar de la correlación y de las dificultades inherentes en los intentos de extender los sistemas límites de tiempo sobre amplias áreas, los límites tiempo-roca son comúnmente usados para planos o mapas regionales desde los cuales la historia geológica de un área es reconstruida.

Dichas unidades son limitadas por algún marcador geológico o geofísico que se continuó sobre una escala regional. Los límites pueden ser cualquier número de características físicas reconocibles desde las muestras de los pozos, registros

geofísicos o desde datos sísmicos.

Estas unidades no se definen por criterios biológicos, pero son similares en concepto a la unidad tiempo-roca. Los estratos incluidos entre dichos marcadores son lateralmente continuos variando en litología de un lugar a otro. Esta distribución de diferentes litologías dentro de la unidad operacional se interpreta como un reflejo de ambientes contemporáneos pero de condiciones ambientales variadas.

Para la elaboración de los planos de litofacies, los datos requeridos se pueden obtener de las siguientes fuentes: registros geofísicos, determinaciones de muestras de pozos y de afloramientos, registro de hidrocarburos, registros técnicos y de los análisis de núcleos. Los más comunes son los registros geofísicos y de las determinaciones de muestras. Así, sobre las bases del mecanismo de los registros geofísicos se pueden reconocer las areniscas, las lutitas y las calizas, confirmando su composición mediante el análisis de las muestras.

Antes de comenzar con la descripción de los planos de litofacies es conveniente mencionar que éstos se construyen a partir de datos que expresen los espesores totales de los diversos tipos de roca de la sección, cualquiera que sea la posición o el espesor de las capas individuales, fig. 3-9, y que la medidas hechas en cada registro de pozo o en cada afloramiento, se pueden agrupar en forma tabular, como en la tabla 7.

3.2.3.2 Planos de Espesor (planos de isolitas)

Estos son los más simples de los planos de litofacies.

Una isolita es una línea que denota los espesores acumulados de las capas constituidas por una sola litología y que pertenecen

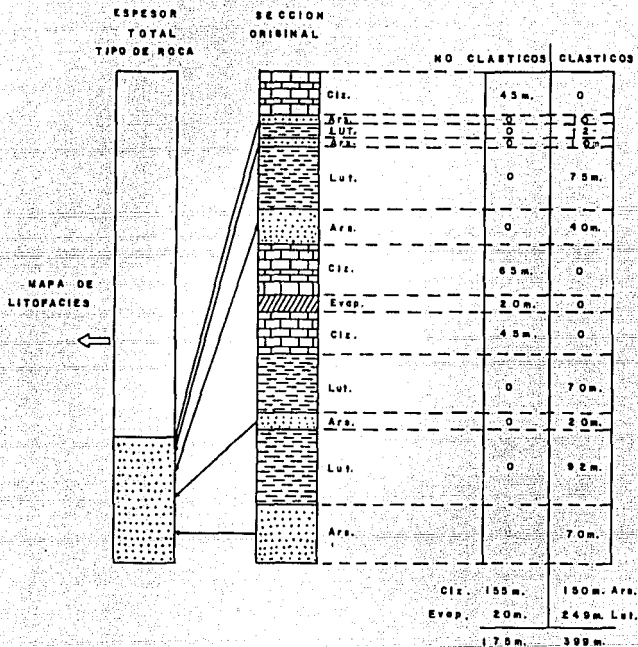


FIG.3-9. Ejemplo de una sección estratigráfica o registro - litológico de un pozo mostrando como se obtiene el espesor total de un tipo de roca (arenisca). Los otros espesores se obtuvieron siguiendo el mismo procedimiento que se indica.

a una sucesión estratigráfica formada de una o más litologías.

Una isolita y una isopaca de un mismo intervalo estratigráfico son idénticas cuando dicho intervalo se compone solamente de una litología.

Entonces, un plano de isolitas es un plano de curvas de nivel que representa la distribución en área de los espesores de un tipo específico de rocas pertenecientes a una secuencia estratigráfica.

Por lo tanto, el espesor total de una secuencia compuesta de areniscas y lutitas se puede obtener por medio de un plano de isopacas o bien por un plano de isolitas de cada uno de sus componentes.

En la fig. 3-10 a y b, se observa un plano de isopacas y la sección transversal de una cuenca de sedimentación. En la sección vemos las complejas relaciones de los diferentes tipos de sedimentos que ocupan la cuenca.

En la fig. 3-11 a, b, c, y d, se tiene un plano de isolitas para cada paquete litológico: clásticos gruesos, clásticos finos, carbonatos y evaporitas.

La fig. 3-11a, es el plano isolito de los clásticos gruesos (areniscas arcóscicas y conglomerados). Los espesores mostrados representan el espesor acumulado de todas las rocas que caen dentro de esa litología.

Este plano o mapa presenta los espesores de los clásticos y también áreas donde predominan ciertas clases de areniscas.

El plano isolito de las lutitas presenta los espesores acumulados de las mismas junto con una diferenciación en cuanto a

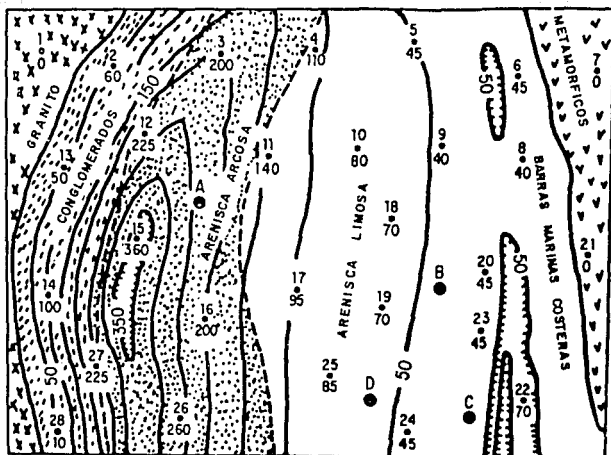


FIG. 3-11A | Mapa isotopo de las areniscas depositadas en la cuenca de la Fig. 3-10B

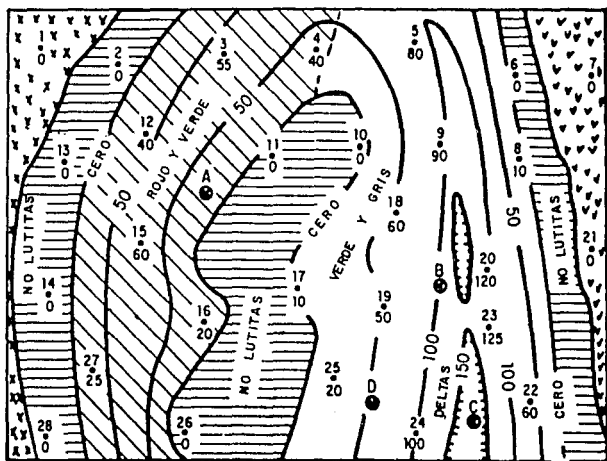


FIG. 3-11 B; Mapa isotopo de las lutitas.

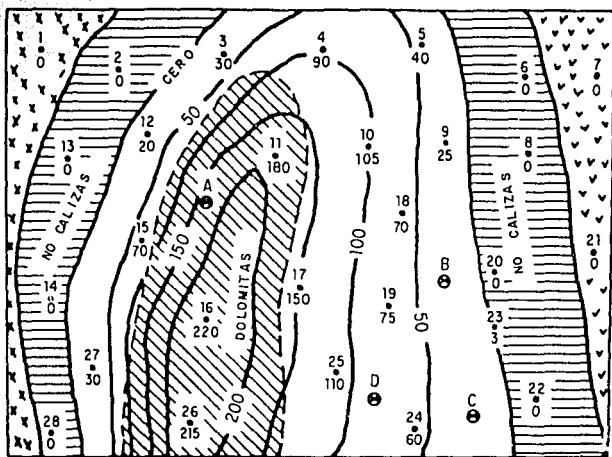


FIG. 3-11C Mapa isolito de las calizas.

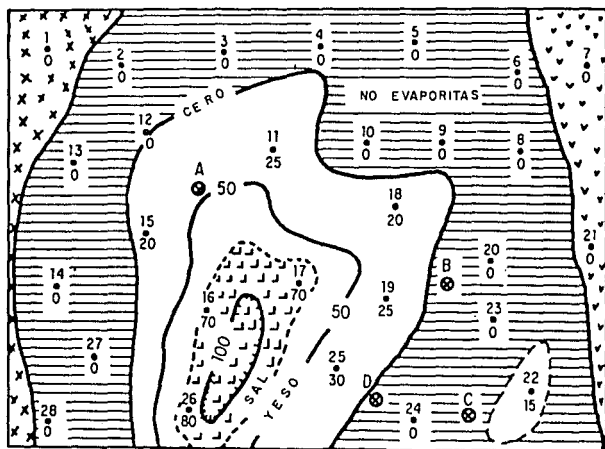


FIG. 3-11D. Mapa isolito de las evaporitas.

la simbología. Al igual que los mapas de las calizas y evaporitas indicando las áreas donde se encuentran sus correspondientes litologías.

3.2.4.- Planos Paleogeográficos.

Estos intentan presentar la distribución de los continentes y mares que existen en algún momento del pasado geológico. Fig. 3-12 a, b, y c.

Los planos paleogeográficos son principalmente interpretaciones. Estos pueden ser elaborados de diferentes formas: por añadimientos de áreas de depositación no marina, de cuencas evaporíticas, de tierras altas sujetas a fuertes erosiones, etc. Están basados en datos geológicos (tanto de superficie como de subsuelo), paleontológicos y geofísicos.

Los planos paleogeográficos son muy empleados para ilustrar los principales eventos de la geología histórica. A fin de que las interpretaciones sean más o menos correctas, tales planos requieren una referencia de tiempo que sea tan buena como un horizonte marcador.

Los planos paleogeográficos se construyen con el objeto de mostrar: la distribución de los antiguos continentes y mares, el relieve topográfico, los afloramientos de las rocas y para mostrar la posición de los rasgos tectónicos en el mismo tiempo del pasado.

3.2.5.- PLANOS PALINSPÁTICOS

Un plano palinspático es un tipo especial de plano paleogeográfico. El objeto de los primeros planos es presentar la extensión original de una determinada unidad de roca que haya sufrido cambios debido a plegamientos, fallamiento, metamorfismo,

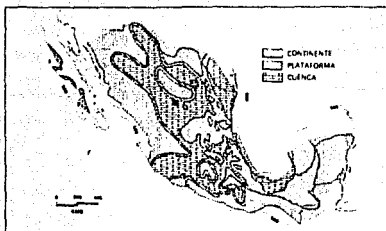


FIG. 3-12A Paleogeografía del Jurásico Tardío (Kimmeridgiense)

FIG. 3-12 B. Paleogeografía del Cretácico Temprano (Neocomiano)

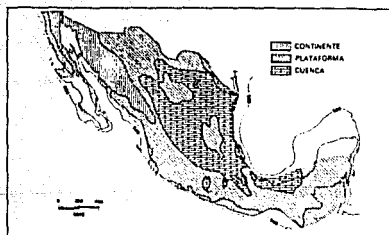
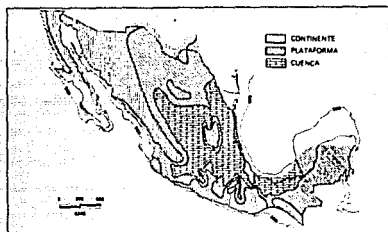


FIG. 3-12C. Paleogeografía del Cretácico Medio (Albiano-Cenomaniano)

etc. Fig. 3-13.

Los planos palinspáticos ordinariamente son usados para eliminar el acortamiento de la corteza causado por movimientos orogénicos. Por esta razón, dichos planos son importantes en la reconstrucción de la historia geológica.

3.2.6.- PLANOS PALEOTOPOGRAFICOS (o paleogeomórficos)

Son planos de contornos que representan las elevaciones (bajo el nivel del mar), de algún horizonte estratigráfico seleccionado. Fig. 3-14.

Para la realización de este, se hace un plano de isopacas de un delgado intervalo estratigráfico que descansa sobre una discordancia bien marcada o reconocida, o sobre una superficie conformada por la erosión, de relieve apreciable, y que tenga sobre puesta una capa clave concordante dentro de una distancia vertical de 30 a 60 metros. Cuando se mapea un intervalo delgado en una área regularmente extensa, van a quedar revelados los caracteres fisiográficos principales de la superficie discordante.

3.2.7.- PLANOS PALEOGEOLOGICOS (planos de sub-afloramiento)

Estos muestran la geología de la superficie tal como fué en algún momento del pasado geológico, o como ahora aparecería si todas las rocas que descansan sobre algún horizonte particular (discordancia) se quitarán de encima de éste.

También son llamados "planos de sub-afloramiento" debido a que muestran a dónde aparecieron antes las rocas en la superficie que ahora esta sepultadas. Fig. 3-15.

El problema en la construcción de estos planos es el

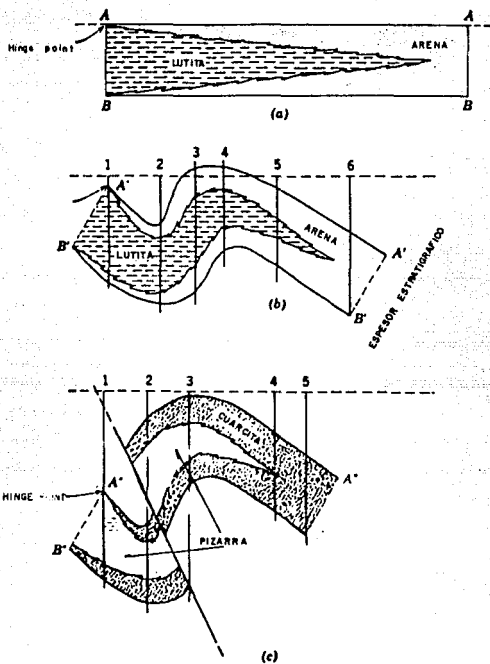


FIG. 3-13. Etapa 1. Unidad mapeable "a" después de la depositación. (b) etapa 2. Unidad mapeable "a" después del plegamiento. (c) etapa 3 -- Unidad mapeable "a" después del fallamiento. Nó tase el acortamiento horizontal de la sección durante el plegamiento y el fallamiento. Un mapa palinspático presenta a la unidad "a" en la posición original (etapa 1). Los puntos A-A deben conocerse para tener una relación constante con los puntos B-B y hacer la restauración posible.

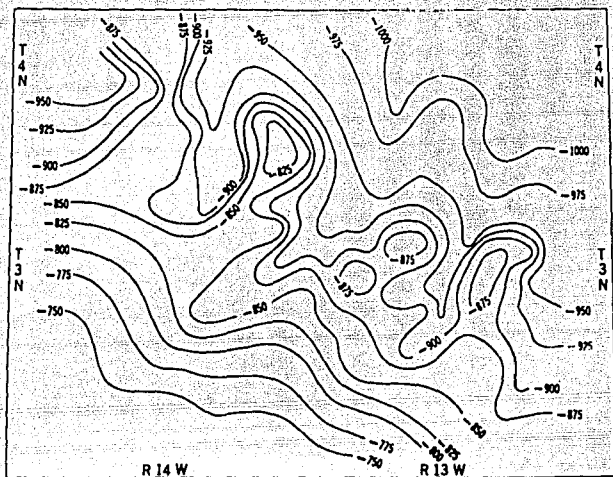


FIG. 3-14

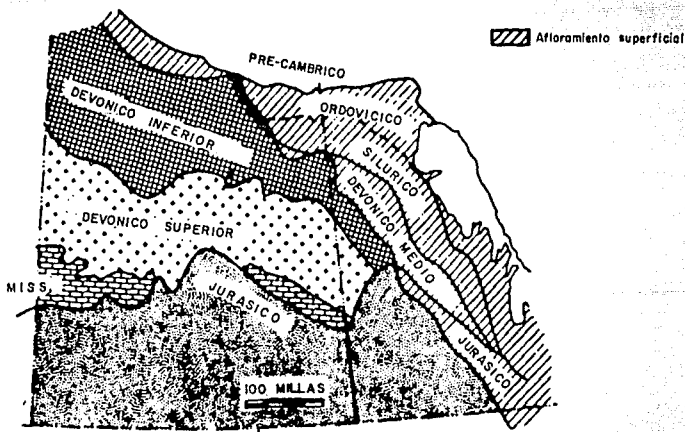


FIG.3-15. Plano paleogeológico del pre-Cretácico de la porción Canadian en la Cuenca de Williston,

realizar una buena correlación de la superficie de erosión, la cual va a ser reconocida por el contacto entre dos rocas de diferente edad, de lugar en lugar.

Estos planos se basan en datos del subsuelo, sobre todo en los registros eléctricos; sus detalles dependen de la abundancia y distribución de los datos. El control se complementa con las relaciones estratigráficas observadas a lo largo de los afloramientos de una discordancia. Estos planos no se pueden extender con mucha confianza más allá de dichos afloramientos.

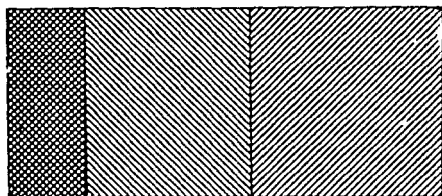
3.2.8.- PLANOS SUBGEOLOGICOS (planos de super-afloramiento)

También es conocido como "plano de super-afloramiento" o "mapas ojo de gusano". Este tipo de plano es también de los que se utilizan en una superficie discordante.

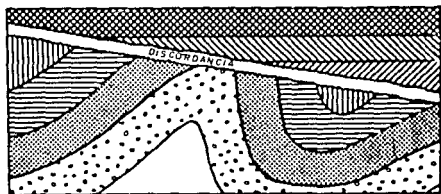
Este tipo de plano presenta las relaciones superficiales de los estratos que descansan inmediatamente arriba de la discordancia. Este modelo puede indicar formaciones traslapantes o unidades depositadas en un mar transgresivo. Sin embargo, casi siempre las relaciones estratigráficas indican transgresiones interrumpidas por una o más regresiones representadas por sus correspondientes discordancias más jóvenes.

La fig.3-16 muestra diagramáticamente las relaciones entre un mapa paleogeológico y un subgeológico construido en la discordancia indicada en la sección transversal.

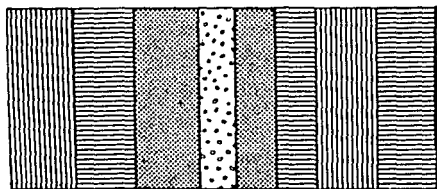
Los planos subgeológicos al igual que los paleogeológicos tienen numerosos usos en la exploración del subsuelo. Trampas estratigráficas de varios tipos, zonas sepultadas por intemperismo, y las tendencias de los afloramientos de las formaciones productoras han sido mapeadas con precisión en áreas donde se han perforado un gran número de pozos.



A



B



C

FIG. 3-16. A- Mapa subgeológico mostrando las relaciones en área de los estratos que están inmediatamente arriba de la discordancia que se muestra en la sección transversal B. Esta sección muestra el comportamiento de los estratos ubicados en la parte superior e inferior de la discordancia. B- C- Mapa paleogeológico mostrando la geología de la superficie que está inmediatamente abajo de la discordancia mostrada en B.

3.2.9.- PLANOS PALEOTECTONICOS

Muestran los modelos estructurales que existieron durante una determinada división del tiempo geológico.

Son de alcance regional, y su principal uso es para ilustrar la distribución de los elementos tectónicos positivos y negativos que prevalecieron durante la acumulación de una unidad estratigráfica particular. Fig. 3-17.

Áreas de vulcanismo, la posición de cinturones orogénicos, áreas de cuenca y áreas positivas pueden ser ilustradas en estos planos.

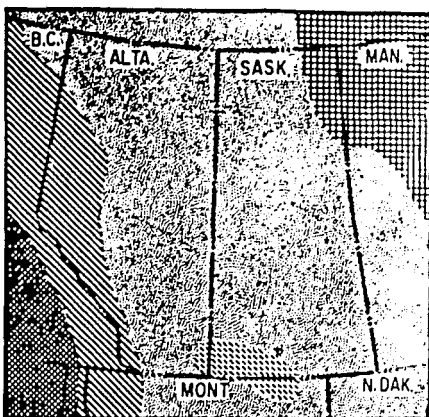
Los datos sobre los cuales se basan para la elaboración de estos planos son derivados de fuente tales como planos de litofacies, paleogeológicos y paleogeográficos. Su exactitud es bastante buena en áreas de cuencas subsidentes, relativamente menor en zonas o porciones ascendentes de cualquier región, y pobre en áreas elevadas.

3.3 CONSTRUCCION DE SECCIONES

Cuando se tienen los suficientes datos proporcionados por los pozos y estudios geofísicos, la construcción de las secciones va a resultar sencilla.

Se debe tener en cuenta que para la construcción de una sección se va a seleccionar la escala, tanto horizontal como vertical, y el grado de exageración de la escala vertical.

Las escalas que se van a utilizar se seleccionan de tal manera que lo que se va a ilustrar rápidamente se pueda encuadrar o interpretar cuando alguna persona lo vea o lo consulte.



ELEMENTOS TECTONICOS DEL CRETACICO INI.

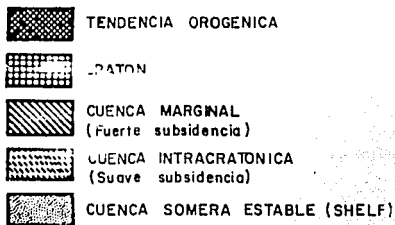


FIG.3-17. Mapa paleotectónico del Cretácico Inferior, mostrando el patrón estructural que existió en el Oeste de Canadá, en ese tiempo.

Tenemos las secciones normales que se construyen con la misma escala horizontal y vertical, en estas secciones no se produce distorsión en el echado de los estratos y espesores de las unidades. Estas se utilizan cuando se requiere conocer la posición exacta de un estrato, o una falla. En las secciones normales se puede medir directamente el punto de intersección entre fallas y los espesores de las unidades estratigráficas.

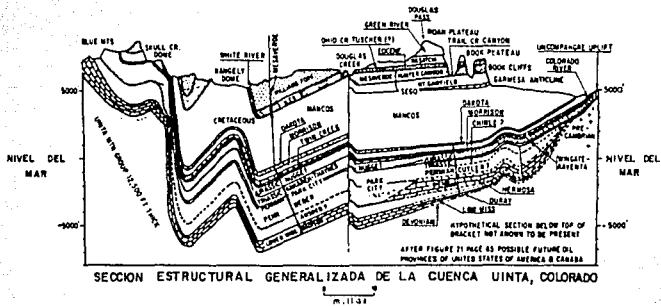
El motivo por el cual no siempre pueden utilizarse las secciones normales, es porque a veces éstas no pueden mostrar las pequeñas variaciones significativas en la dirección vertical, y por lo tanto, se exagera la escala vertical.

Esta exageración en la escala vertical, lo más común es de 10 veces.

La exageración en la escala vertical va a producir distorsiones que pueden indicar condiciones geológicas no existentes. Las secciones estructurales con escala vertical muy exagerada tiende a mostrar adelgazamientos de las formaciones en donde los echados están inclinados, dando el efecto de atenuación en los flancos de las estructuras y el ensanchamiento en las cimas de las estructuras elevadas (anticlinales), en las bases de los sinclinales y en otros lugares en donde los echados están planos. De igual manera, los porcentajes de los echados se van a incrementar de acuerdo a la exageración en la escala vertical. Fig. 3-18.

3.3.1 SECCIONES TRANSVERSALES Y LONGITUDINALES

Constituyen una herramienta gráfica importante con las cuales el geólogo va a contar para auxiliarse en la interpretación de las condiciones geológicas del subsuelo. Se construyen con el fin de mostrar, en un plano vertical, las



Efecto de exdgerar la escala vertical

(12 VECES)

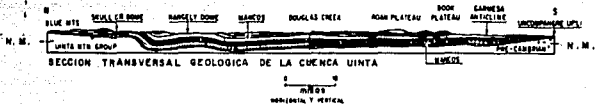


FIG.3-18. Sección transversal geológica de la cuenca de Uinta Colorado mostrando el efecto que resultó al exagerar 12 veces la escala vertical.

A pesar de las distorsiones resultantes de la exageración, ésta brinda algunas ventajas en áreas donde las estructuras locales presentan capas de buzamiento muy suave. En estos lugares la distorsión es mínima excepto en el porcentaje de los echados; por tanto, en estos casos es conveniente algún incremento en la escala vertical.

relaciones existentes entre las unidades de roca y para determinar cuales límites estratigráficos son los horizontes mapeables más convenientes en un área.

Las secciones transversales y longitudinales se dividen en dos grupos: estratigráficas y estructurales, aunque también se pueden realizar secciones donde se incorporen ambos tipos.

SECCIONES ESTRUCTURALES

Las secciones estructurales son construídas con el fin de mostrar las relaciones estructurales de las formaciones o unidades estratigráficas. El plano de referencia que comúnmente se utiliza para la construcción de ésta, es el "nivel del mar".

Para la construcción de la sección, los puntos de control a utilizar se deben seleccionar a lo largo de una línea de sección perpendicular al rumbo, lo más cercano posible a esta línea.

Lo importante en las secciones estructurales es mostrar las diferencias en elevación y las formas que adoptan las formaciones debido a movimientos orogénicos, esto lo vamos a interpretar o ver a través de los registros geofísicos que se efectúan durante la perforación de los pozos. En tales secciones, la litología de las unidades se puede o no presentar. Por esta razón, lo único que se registra en cada punto de control son las elevaciones (referidas al nivel del mar) de los contactos de formación. Las líneas que conectan a las elevaciones presentan el comportamiento de los planos de estratificación con respecto al "nivel del mar". Fig. 3-19 a.

SECCIONES ESTRATIGRAFICAS

Se construyen con el fin de esclarecer la correlación entre formaciones o unidades estratigráficas.

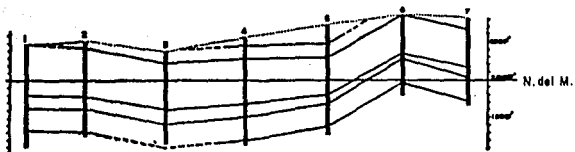


FIG. 3-19 A. SECCION ESTRUCTURAL

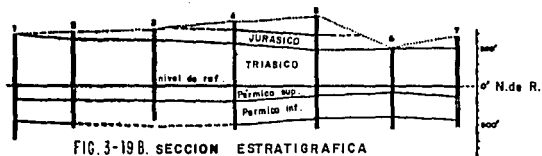


FIG. 3-19 B. SECCION ESTRATIGRAFICA

El plano de referencia utilizado para la construcción de estas secciones puede ser ya sea un horizonte estratigráfico continuo, un plano de estratificación (cima o base de una formación) o una discordancia. Al nivel de referencia de una sección estratigráfica se representa como una línea recta, a partir de la cual, se miden todos los espesores para marcar contactos (límites) de las unidades. Fig. 3-19 b.

El objetivo de las secciones estratigráficas es enfatizar las variaciones en el espesor de las unidades, en este aspecto éstas son comparables a los planos de isopacas.

En las secciones estratigráficas los espesores de las unidades encontradas inmediatamente arriba y abajo del "nivel de referencia" son muy aparentes y llegan a ser menos evidentes a medida que se incrementa la longitud del plano. Por lo tanto, la selección del nivel de referencia (N. de R.) es una consideración muy importante que debe tomarse en cuenta cuando se va a construir una sección estratigráfica.

En éstas la litología completa de las unidades estratigráficas comúnmente se muestra de tal forma que se puede entender la manera en la que ocurrieron los cambios en la depositación.

Las secciones estratigráficas se van a trazar a lo largo de una serie de líneas cortas que se conectan a los pozos. Ocasionalmente se pueden seleccionar pozos situados sobre una línea aproximadamente recta, pero es más frecuente trazar líneas en "zig-zag". Algunas veces esto nos va a dar impresiones erróneas de las verdaderas condiciones geológicas, ya que, en algunos lugares, la línea de sección puede ser paralela al rumbo estructural, mientras que en otros, puede cortar perpendicular al rumbo, por lo tanto, se recomienda seleccionar sólo aquellos pozos que den la línea de sección más recta.

Podemos decir que para la construcción de una sección transversal lo más conveniente es utilizar planos estructurales y de isopacas, como vemos en la fig. 3-20, que consiste de un plano estructural y de tres planos planos de isopacas.

A continuación se verá el método seguido para la construcción:

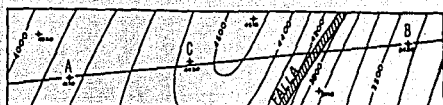
1.-Trazar una línea de sección en los planos, fig. 3-20, vemos que pasa por dos pozos conocidos (A y B) y muy cerca de otro (C), los pozos cortados por la línea de sección se pueden mostrar en la sección transversal.

2.-Del plano estructural del Triásico se obtiene el perfil estructural de éste. Las elevaciones empleadas en el perfil se toman en el punto donde los contornos cruzan a la línea de sección. El perfil debe hacerse a una escala natural a menos que el relieve estructural sea extremadamente suave. Este perfil es el nivel estructural de referencia de la sección transversal. Es también la línea de referencia desde la cual se medirán los espesores para marcar los sucesivos límites geológicos.

3.-Ahora, del plano de isopacas del Jurásico se obtienen los espesores en los puntos donde las isopacas se intersecan con la línea de sección, los espesores se miden y se marcan hacia arriba del perfil estructural del Triásico.

4.-Ya una vez que se tienen marcados los espesores se dibuja la cima del Jurásico que pasa a través de los puntos marcados.

El mismo procedimiento es el que se sigue con los otros dos planos de isopacas (Triásico y Pérmico) con el fin de trazar los contactos estratigráficos debajo del perfil estructural de referencia. El perfil superficial se realiza de un plano topográfico.



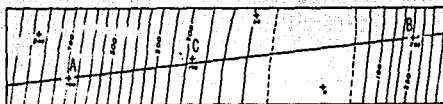
ESTRUCTURAL DEL TRIASICO



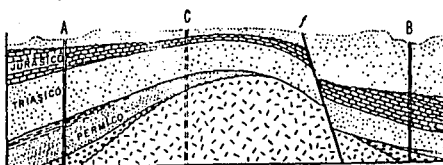
ISOPACAS DEL JURASICO



ISOPACAS DEL TRIASICO



ISOPACAS DEL PERMICO



SECCION TRANSVERSAL

FIG.3-20 Sección transversal basada en los datos tomados de los mapas (estructural y de isopacas) mostrados arriba.

Existen otras formas de representar los datos del subsuelo, además de los ya mencionados, de los cuales podemos mencionar las secciones columnares, los diagramas tridimensionales, las proyecciones isométricas y otras más.

Para concluir es conveniente decir que en cualquier estudio detallado del subsuelo es necesario emplear varios tipos de planos y secciones, para lograr una representación gráfica completa de las condiciones geológicas existentes.

CAPITULO 4. EJEMPLO PRACTICO APLICADO AL CAMPO ARENQUE, TAMPS., MEXICO.

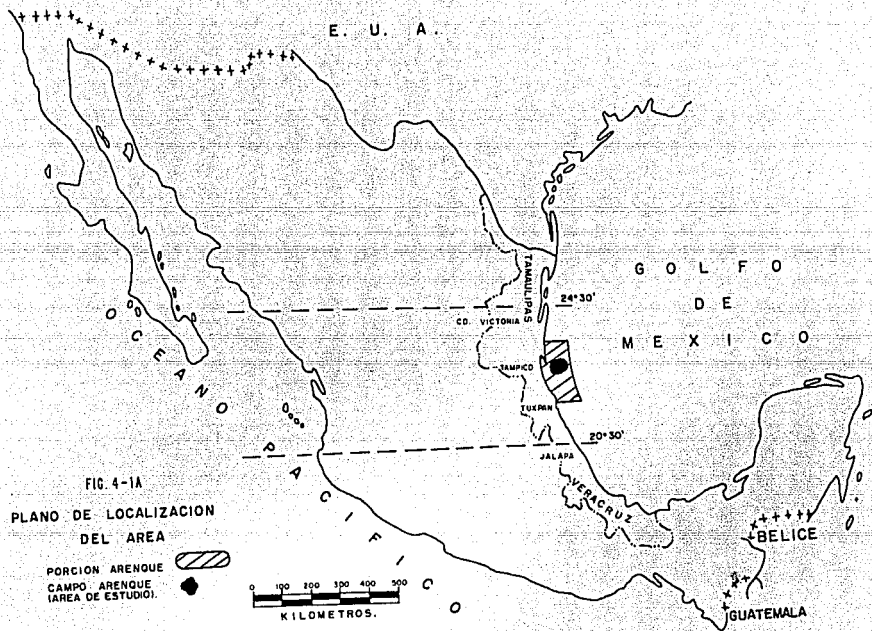
4.1 LOCALIZACION Y ANTECEDENTES

El Campo Arenque se encuentra ubicado en la Plataforma Continental del Golfo de México a 25 km. al oriente de la ciudad de Tampico, fig. 4-1 a y b, dentro de la Cuenca de Tampico-Tuxpan en la Provincia Marina de Tampico que se localiza frente a las costas sur del Estado de Tamaulipas y norte de Veracruz, con una superficie de 15000 km².

Con base en los estudios sismológicos realizados en la Plataforma Continental Marina, se propuso frente a Tampico la perforación de la localización Arenque 1, sobre la culminación de un alto que formaba parte de un trend estructural con rumbo N-S. Esta interpretación estructural correspondía aparentemente al Jurásico Superior (Fm. San Andrés); sin embargo, la determinación de este pozo determinó la existencia de una isla Jurásica Superior al encontrar a la Fm. Pimienta descansando discordante sobre rocas cristalinas del basamento.

En la porción norte se estableció producción de hidrocarburos en el Campo Arenque, cuyo pozo descubridor fué el pozo Arenque 2, productor en el intervalo de 3386-3396.95m. correspondiente a la Fm. San Andrés, con 7597 barriles diarios de aceite; también terminaron como productores los pozos Náyade 1 (localizado a 50 km. al N del Campo Arenque), Jurel 1 (situado a 18 km. al SW de Arenque) y Lisa 1-B (ubicado a 35 km. al SSW de Arenque) que junto con la estructura de Arenque, forman el alineamiento de altos del basamento del mismo nombre.

En este estudio se fija la estratigrafía formal del Jurásico Superior del Campo, que está integrada por tres unidades litoestratigráficas en que se dividió la Fm. San Andrés.



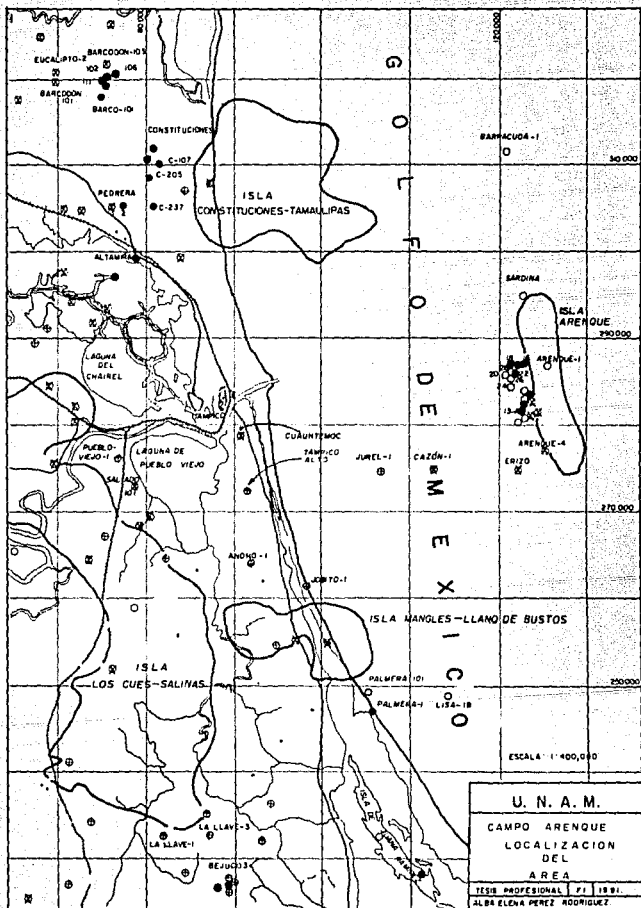


FIG 4-18

Del análisis estructural se define que el Campo se ha desarrollado en una serie de narices estructurales afectadas por 4 fallas que la dividen en 5 bloques con características de yacimientos diferentes.

En general, la columna geológica de esta región, está representada por un basamento metamórfico de edad Permo-Triásico, intrusionados por granitos de la misma edad y aún del Jurásico Temprano, sobre el que descansan capas rojas de edad Triásico-Jurásico, y las formaciones carbonatadas del Mesozoico, así como la secuencia arcillo-arenosa del Terciario. Son notables en dicha columna, una serie de discordancias a nivel basamento y Mesozoico, intramesozoicas y Mesozoico-Terciario, lo que implica marcada inestabilidad en esta región durante su historia geológica.

Tanto el basamento como la cobertura Mesozoica, están afectados por algunas fallas normales con caída al oriente, notándose que a partir de los desniveles, se genera en la secuencia del Terciario Superior, un conjunto de fallas lítricas escalonadas con caída al oriente, algunas veces relacionadas a una falla maestra; en el occidente, sobre algunos altos del basamento, son comunes las flexuras, acuñamientos y engrosamientos de la sección Mesozoica, que ofrecen buenas perspectivas como trampas estructurales y estratigráficas para la exploración de hidrocarburos.

De acuerdo al estudio geoquímico realizado en el IMP por Guzmán-Vega, 1986 (proyecto C-3018), la principal roca generadora de la región, corresponde a la Fm. Pimienta del Jurásico Tardío (Tithoniano) que contiene valores altos (0.49-5.65%) de carbono orgánico, siendo la materia de tipo algáceo y en menor proporción leñosa; con índices de alteración térmica 2+ que corresponden a la etapa de máxima generación de hidrocarburos.

4.2 ESTRATIGRAFIA

4.2.1 ESTRATIGRAFIA DEL JURASICO SUPERIOR

4.2.1.1 ANTECEDENTES

La estratigrafía de la región está compuesta por rocas del Terciario, Cretácico, Jurásico y Triásico descansando sobre el Basamento-Complejo Metamórfico (Pérmico), pero en este estudio sólo se fija la estratigrafía formal del Jurásico Superior.

La secuencia estratigráfica marina del Jurásico Superior del Campo está constituida por tres unidades litoestratigráficas, que corresponden en orden cronológico de depósito a las Formaciones Zuloaga (?), San Andrés y Pimienta. La zuloaga se asigna al Oxfordiano, la San Andrés al Kimmeridgiano y la Pimienta al Tithoniano. Fig. 4-2.

Esta secuencia suprayace en discordancia a un conglomerado basal de edad Pre-Jurásico y éste a su vez descansa discordantemente sobre las rocas graníticas del basamento cristalino de posible edad Permo-Triásica. Infrayace en concordancia a los sedimentos marinos de la Fm. Tamaulipas Inferior del Cretácico Inferior y en la parte oriental subyace discordantemente a la Fm. Méndez del Cretácico Superior. Fig. 4-7a.

4.2.1.2 FORMACION ZULOAGA (?)

El nombre formal de Zuloaga lo aplicó por primera vez Imlay (1948) para una sección de carbonatos que aflora en la Sierra de Sombrerillos, Zac. En la localidad tipo está constituida por dos unidades: la inferior está representada por calizas de color gris claro y oscuro de coloración rojiza y amarillento por intemperismo; con intercalaciones de limolita calcárea y de

TABLA ESTRATIGRAFICA

ERA	SISTEMA	PISO EUROPEO	MARINA DE TAMPICO	
MESOZOICO	CRETACICO	INFERIOR	APTIANO	
			BARREMIANO	
			HAUTERIVIANO	
			VALANGINIANO	
			BERRIASIANO	
	JURASICO	SUPERIOR	TITHONIANO	
			KIMERIDGIANO	
			OXFORDIANO	
			CALLOVIANO	
		MEDIO	BATHONIANO	
			BAJOCIANO	
			INFERIOR	ALENIANO
				TOARCIANO
		CHARVATIANO		
		PLIENSBAQUIANO		
		TRIASICO	INF. MED. SUP.	SINEMURIANO
				HETTANGIANO
	RETIANO			
	NORIANO			
	CARNIANO			
	PALEOZOICO		LADINIANO	
			ANISIANO	
			SCYTTIANO	
			PERMICO	
			CARBONIFERO	
	PRECAMBRICO		DEVONICO	
			SILURICO	
			ORDOVICICO	
CAMBRICO				


 AUSENTE POR EROSION O NO DEPOSITO

FIG.4-2

lutita y puede tener pedernal negro intercalado; la superior consiste de calizas masivas de color gris oscuro con líneas estilolíticas y nódulos de pedernal.

En este estudio se define informalmente como Fm. Zuloaga(?) a una secuencia de carbonatos que infrayace a la Fm. San Andrés.

Se identificó únicamente en el pozo Erizo 1 situado al Suroeste del Campo, pero, se infiere que puede estar distribuido en toda la parte externa de la plataforma.

Está representada por brechas calcáreas, constituidas por fragmentos de calizas laminadas con textura microcristalina a criptocristalina, de color crema claro. Carece de índices cronoestratigráficas; pero por su posición estratigráfica se le asigna una edad Oxfordiano.

Descansa en discordancia sobre el basamento cristalino y subyace en aparente discordancia a la Fm. San Andrés.

4.2.1.3 FORMACION SAN ANDRES

Con el nombre formal de San Andrés se designa a una sección Kimmeridgiana de rocas carbonatadas de Plataforma que se identificaron por primera vez (1956) en los Campos San Andrés y Tamaulipas-Constituciones. Consisten de calcarenitas oolíticas y pseudo-oolíticas de color crema, con fragmentos de corales y otros bioclastos.

En este estudio se designa con el mismo nombre a una secuencia de sedimentos clásticos calcáreos y micríticos, también de Plataforma, que se encuentra bordeando al levantamiento Pre-Jurásico Superior Arenque.

En este trabajo se subdivide informalmente en tres unidades

litoestratigráficas menores bien definidas, denominadas en orden cronológico "C", "B", y "A".

A continuación se describen sus características estratigráficas principales:

UNIDAD C (miembro inferior de la Fm. San Andrés)

Sección de carbonatos clásticos-micríticos de plataforma, que constituye el miembro inferior de la Fm. San Andrés.

Se encuentra ampliamente distribuida en el Campo, ya que se identificó en la mayoría de los pozos. Está ausente por no depósito en los pozos Arenque 1, 4 y 7. Fig. 4-7 b.

Está representada por mudstone calcáreo y wackestone y packstones de peletoides, de color claro, parcialmente obscuro por impregnación de aceite.

El máximo espesor conocido es de 50 m. correspondiente al pozo Arenque 15 y se acuña contra el basamento hacia el oriente. Fig. 4-7 b.

No tiene fauna diagnóstica; sin embargo, por su posición estratigráfica se le asigna una edad Kimmeridgiana Inferior.

Descansa concordantemente sobre sedimentos de la Fm. Zuloaga(?) y en aparente discordancia sobre un Conglomerado aluvial de edad Pre-Jurásica. Subyace concordantemente a la unidad "B" de la Fm. San Andrés.

se identifica en los registros geofísicos por su baja radioactividad, que contrasta con la unidad "B" que la suprayace. En la curva neutrón presenta un bajo valor de absorción de neutrones. Fig. 4-7 a.

Por su geometría de depósito, por sus características y por su producción de hidrocarburos en los pozos 5 y 23 se consideran como un objetivo de importancia económica.

UNIDAD "B" (miembro medio de la Fm. San Andrés)

Se define como unidad "B" a un cuerpo de terrígenos clásticos costeros de color café y gris oscuro, con ocasionales fragmentos de microfósiles, que separa a las unidades "A" y "C".

Se identificó en todos los pozos de la parte norte del Campo Arenque. Está ausente por no depósito debido a su posición paleogeográfica en los pozos Arenque 1, 4 y 7. Fig. 4-7 b.

Constituida por Conglomerado y Areniscas arcósicas, de grano fino a grueso, bien cementados en matriz calcáreo-caolinítica de color café y gris oscuro.

Al poniente desaparece transicionalmente por cambio de facies y hacia el oriente se acuña contra la isla. Fig. 4-7 b.

El espesor mínimo es de 2m. en el pozo Arenque No. 5 e indica su acuñamiento contra el paleorelieve del basamento de la Isla Arenque. Fig. 4-7 b.

No tiene fauna diagnóstica; pero, debido a que forma parte de la Fm. San Andrés, se le asigna edad Kimmeridgiano.

Descansa concordantemente sobre sedimentos de la unidad "C" y subyace en concordancia de la unidad "A"; lateralmente desaparece al occidente y hacia el oriente se acuña contra el levantamiento Arenque. Fig. 4-7 b.

Se identifica fácilmente debido a que representa una muy

alta radioactividad, que contrasta con las bajas radioactividades de las unidades "C" y "A", asimismo se observa una alta absorción de neutrones. Fig. 4-7 a.

Económicamente no presenta importancia, pero, parece ser que debido a su capacidad puede funcionar como capa sello del yacimiento "C", sobre todo en los lugares en que se engrosa.

UNIDAD "A" (miembro superior de la Fm. San Andrés)

Se define como unidad "A" a una sección de rocas carbonatadas de Plataforma. Se encuentra ampliamente distribuida ya que se identificó en todos los pozos del Campo, con excepción de los pozos 1 y 7, donde no se depositó por su posición paleogeográfica. Fig. 4-3 y 4-7 a.

Presenta una litología variada debido a sus cambios laterales de facies. Fig. 4-7 b.

En general consiste de grainstones de oolitas, oolitas superficiales y esqueletoides, de grano medio a grueso; de packstones de peletoides, con granos de algas, de tamaño fino a medio, además de intraclastos y micrita parcialmente recristalizada que varía a wackestone y packstone de bioclastos.

El máximo espesor atravesado es de 100m. en el pozo Arenque 18; sin embargo, se estima que puede alcanzar valores de hasta 140 m. en la margen externa de la Plataforma. Fig. 4-3.

En el pozo Arenque 5 se atravesaron 13 m. que es el espesor mínimo identificado e indica acuñaamiento contra la Isla Arenque. Fig. 4-3 y 4-7 a.

Por su posición estratigráfica se asigna al Kimmeridgiano Superior.

Descansa concordantemente sobre la unidad "B" y en discordancia sobre un conglomerado continental de edad Pre-Jurásico Superior. Subyace en aparente concordancia a la Fm. Pimienta. Fig. 4-7 a.

En el registro Gamma-Neutrón se observa una baja absorción de neutrones y una baja radioactividad. Todas estas características contrastan con las de la Pimienta y permiten su fácil identificación. Fig. 4-7 a.

La geometría del depósito; así como las características petrofísicas primarias hacen de esta unidad la principal roca yacimiento de la Fm. San Andrés.

4.2.1.4 FORMACION PIMIENTA

El nombre de Fm. Pimienta fué aplicado por A. Heim (1926) a una secuencia de calizas con pedernal y lutita de color negro, que infrayace a la Fm. Tamaulipas Inferior y aflora al sur sureste de Tamazunchale, S.L.P., en las cercanías del Rancho Pimienta.

Se identificó en todos los pozos perforados del Campo y se encuentra distribuida regionalmente.

Consta de una secuencia de mudstone calcáreo-arcillosos, de color gris oscuro; en alternancia con aisladas capas de lutita gris oscuro y negro, laminar. Se tienen frecuentes nódulos y lentes de pedernal café oscuro y negro.

Su espesor varía entre 14 y 64 m. y está afectada por erosión en la parte oriental del Campo Arenque, tal como se ha observado en los pozos Arenque 5, 7 y 15. Fig. 4-7 a.

De acuerdo al contenido faunístico reportado (radiolarios; placas de equinodermos (soccocoma); calpionellas (C. Elíptica y C. Alpina), se le asigna una edad Tithoniano.

Suprayace en concordancia a la Fm. San Andrés e infrayace en concordancia a los sedimentos de la Fm. Tamaulipas Inferior y en algunos lugares discordantemente a la Fm. Méndez del Cretácico Superior. Fig. 4-7 a.

Es identificable en los registros geofísicos por su alta radioactividad y absorción de neutrones. Fig. 4-7 a.

Es importante debido a que en todas las áreas funciona como capa sello de la Fm. San Andrés.

4.3 COLUMNA GEOLOGICA

La columna geológica de la región está representada por un Basamento Metamórfico de edad Permo-Triásico, que está intrusionado por granitos de la misma edad y aún del Jurásico Temprano, sobre el que descansan capas rojas (lechos rojos de la Fm. Huizachal) de edad Triásico-Jurásico y las formaciones carbonatadas del Mesozoico de edad Jurásico Superior que está constituida por tres unidades litoestratigráficas que corresponden en orden cronológico de depositación a las Formaciones Zuloaga que se asigna al Oxfordiano, la San Andrés al Kimmeridgiano y la Pimienta al Tithoniano; también se tienen las de edad Cretácico Inferior como la Fm. Tamaulipas Inferior; Cretácico Superior que corresponde a la Fm. Méndez; así como la secuencia arcillo-arenosa (Mioceno) del Terciario. Son notables en dicha columna una serie de discordancias a nivel Basamento y Mesozoico, Intramesozoico y Mesozoico-Terciario, lo que implica marcada inestabilidad en esta región durante su historia geológica.

El espesor promedio de la sección Mesozoico en el alineamiento del Campo Arenque es de 400 m. (200 a 800 m.); en tanto que el Terciario es de 2900 m., que hacia la parte oriental de la provincia alcanza de 3500 a 4000 m.

Se elaboró una columna geológica del área de estudio que corresponde al Pozo Arenque 15, esta columna es representativa del Campo. Fig. 4-4.

En este pozo se atravesaron las siguientes formaciones.

En el Terciario (Mioceno), se tiene un espesor total de 1165m., está constituida por lutitas con escasas intercalaciones de areniscas. En discordancia se encontró la Fm. Tamaulipas Inferior (Cretácico), con un espesor de 2145 m. y está constituida por mudstone y wackestone de microfósiles (Nannoconus y Tintinidos), con nódulos de pedernal, delgadas intercalaciones de bentonita y líneas estilolíticas.

En concordancia se encuentra La Fm. Pimienta con un espesor de 41 m. y su litología es mudstone calcáreo-arcilloso con aisladas capas de lutitas, nódulos y lentes de pedernal.

Subyaciendo en concordancia se encuentra la Fm. San Andrés con un espesor de 49 m. y está constituida por mudstone calcáreo, wackestone y packstone de peletoides con escasos intraclastos. Pelecípodos, equinodermos, gasterópodos, algas, fragmentos de corales, alternando ocasionalmente con conglomerados y areniscas arcóscas.

En discordancia se encuentra un Conglomerado Basal subyaciendo a la Fm. San Andrés con un espesor de 124 m.

La profundidad total del pozo es de 3524 m.

4.4 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

4.4.1 ESTRUCTURA REGIONAL Y ORIGEN

La fisiografía del Pre-Jurásico fué un factor preponderante en la distribución de las formas estructurales que se encuentran presentes en el Jurásico Superior.

El basamento interpretado de la aeromagnetometría y apoyado en los datos de profundidades de los pozos que lo han alcanzado, presenta sus máximas profundidades al SW del pozo Arenque 4 y frente a la desembocadura del río Pánuco. Estas fosas están generalmente afectadas por afallamientos o fuertes pendientes alcanzando profundidades de aproximadamente 4000 m. b.n.m. y tienden a profundizarse hacia el oriente.

Las principales estructuras se manifiestan en el área donde se localiza el Campo Arenque, en forma de una amplia y alargada plataforma con culminación a menos de 3,500 m. de profundidad.

Los límites de la Isla Arenque fueron interpretados de acuerdo con la presencia de eventos de interferencia que pudieran indicar el acuñamiento o truncamiento de los horizontes sísmológicos reflectores y por el resultado de los pozos perforados.

En lo que respecta al comportamiento estructural regional del Jurásico Superior se observa un buzamiento general de occidente a oriente y las estructuras observadas se consideran del tipo discontinuo o idioformo que corresponden a levantamientos de poco relieve y poca magnitud. Adoptan en general formas dómicas o semidómicas y están dispuestas de una manera irregular. Este tipo de plegamientos se presentan sobre las plataformas y son producto de movimientos oscilatorios que, además de los plegamientos, originan fallas normales cuyos saltos

varian con la magnitud del movimiento debido a dislocaciones del basamento.

4.4.2. ESTRUCTURA LOCAL

A continuación se describirán las características estructurales principales del campo a partir de la configuración de la cima de la formación San Andrés (unidad A) del Jurásico Superior. Fig. 4-5.

La estructura Arenque corresponde a una gran nariz estructural que buza al WNW y que se encuentra en el borde occidental de la gran isla denominada Arenque, fig. 4-5. Su longitud aproximada es de 12 km. y esta afectada por 4 fallas de gravedad, con saltos que varían de 80 a 25 m. y que se les denomina f1, f2, f3, f4. Hacia el SW del campo se localizan tres altos estructurales detectados por sismología de reflexión que se orientan burdamente de NW a SE, con longitudes de 3 a 4 km. y cierres aproximados de 20 a 30 m., separados de la estructura Arenque por un bajo estructural.

Las fallas mencionadas dividen a la estructura del campo en 5 bloques. Los aspectos estructurales más sobresalientes de cada uno de los bloques son los siguientes.

BLOQUE I

Corresponde a la porción norte de la nariz estructural del campo y está limitada al sur por la falla f1. Su eje configurado tiene una longitud aproximada de 6 km. y en este bloque se perforan los pozos Arenque nums. 6, 16, 18 y 22, los cuales son productores de la unidad "A".

Este bloque es el de mayor importancia del campo debido a sus dimensiones, índice de productividad y espesor impregnado.

BLOQUE II

Está representado por un "graben" limitado por las fallas f1 y f2, cuyos saltos son de 80 m. aproximadamente. La falla f1 fué detectada por sismología y la falla f2 se interpretó para confinar el pozo Arenque No. 23 a un yacimiento de pequeñas dimensiones de acuerdo con su comportamiento de producción y posición estructural.

BLOQUE III

Corresponde a un "horst" situado entre las fallas f2 y f3. En este bloque se perforaron los pozos Arenque núms. 5, 13-a y 15 y el nivel agua-aceite se estima por lo menos a 3423 m. b.n.m.

BLOQUE IV

Constituye otro "Graben", entre las fallas f3 y f4, la primera marcada por sismología y la segunda interpretativa, en base a los resultados del pozo Arenque No. 9 que desde la cima de la formación San Andrés (3386 m. b.n.m.), resultó invadido de agua salada.

BLOQUE V

Este bloque corresponde a la porción sur de la nariz estructural y en él se perforó el pozo Arenque No.4. El nivel de agua aceite se marca 3415 m. b.n.m. de acuerdo con los datos obtenidos en su terminación y análisis cuantitativo de los registros geofísicos.

Otro rasgo notable es que el límite de la Isla se desplaza de oriente a poniente como consecuencia del proceso sedimentario transgresivo que prevaleció en el Oxfordiano-Kimmeridgiano.

4.5. TECTONICA

4.5.1 ANTECEDENTES

Para conocer la evolución tectónica a que estuvo sujeta la región del campo Arenque, fué necesario la construcción de secciones estructurales transversales y longitudinales, Fig. 4-6., que combinadas con el análisis estratigráfico permitió identificar los principales eventos tectónicos.

En esta tesis sólo se tomarán en cuenta dos secciones, una transversal y una logitudinal, la primera corresponde a la sección A-A' y la segunda a la sección B-B'. La construcción de éstas será estructural (SE) y estratigráfica (SS).

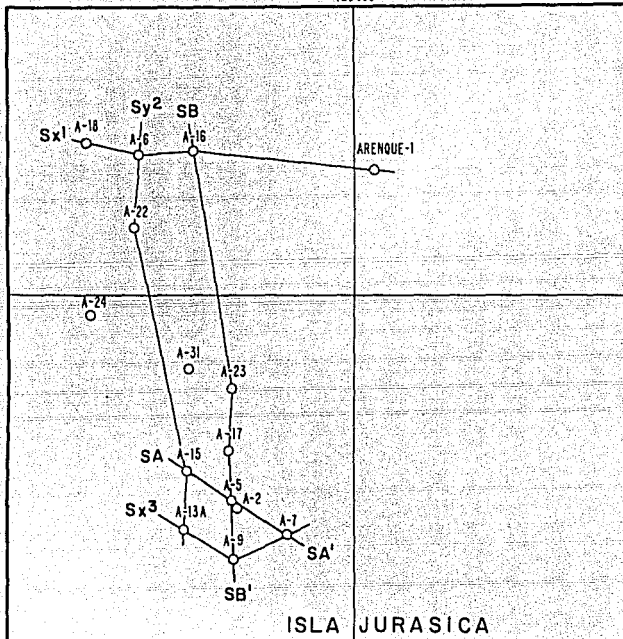
Para la construcción de secciones fué necesario efectuar la identificación de las unidades "A", "B" y "C" de la Fm. San Andrés, y se llevó a cabo por medio del registro radioactivo y análisis petrológico.

A continuación se describen los rasgos estructurales y estratigráficos principales de las secciones.

4.5.2 SECCION TRANSVERSAL SEA-A' y SSA-A'. (Fig. 4-7 a y 4-7 b.)

En esta sección se observan discordancias, la primera entre las rocas del Basamento y el Conglomerado Basal del Jurásico Superior, la segunda entre ésta y los sedimentos correspondientes a la Fm. San Andrés, y la tercera coloca discordantemente a sedimentos de la Fm. Tamaulipas Inferior con la Fm. Méndez y ésta a su vez con la Fm. Pimienta (Arenque 5 y 7), la cuarta discordancia identificada se encuentra entre las rocas del Terciario y la Fm. Méndez (Arenque 7).

125 000



285 000

280 000

ISLA JURÁSICA

ESCALA : 1 50 000

U. N. A. M.	
F. I.	1991
PLANO INDICE DE SECCIONES	
ALBA ELENA PEREZ RODRIGUEZ.	

ARENQUE-4

FIG. 4-6

Se observa el acuñamiento sobre la Isla Arenque de las unidades "A", "B" y "C", que de acuerdo a las condiciones de porosidad y permeabilidad se definen dos receptáculos que corresponden a las unidades "A" y "C". Entre los pozos Arenque nums. 5 y 7 se observa la falla normal f3 con un salto de 50 m. Esta falla fué detectada por métodos sismológicos.

Se muestra el nivel agua-aceite a 3423 m. b.n.m., de acuerdo con los datos de producción del pozo Arenque No. 5, del cual se obtuvo buena producción acumulativa de la unidad "C" (3388.5-3394 m. b.n.m.) y posteriormente se invadió de agua salada (25%), se supone que originalmente no existía en este pozo agua y que su presencia se debe a conificación o ascenso de nivel en el flanco oeste de la estructura; en cambio en el Arenque No. 15 las pruebas efectuadas a dos intervalos de la unidad "C" acusaron invasión de agua salada (3459 m. b.n.m.) y es productor en el intervalo 3384-3389 m. b.n.m. correspondiente a la unidad "A".

4.5.3 SECCION LONGITUDINAL SEB-B' y SSB-B'. (Fig. 4-8 a y 4-8 b)

Con esta sección se dió solución a uno de los principales problemas del campo, en el área donde se perforó el Arenque No.23, el cual resultó ser el más bajo estructural y se encontró producción de aceite en la unidad "C" (3492-3499 m. b.n.m.). No obstante que su producción inicial fué buena (104 m./día por orificio de 8 mm.) y la presión de fondo original calculada fué similar a la de los pozos en producción, se abatió hasta dejar de fluir, este comportamiento conduce a suponer que esta parte del área tiene un radio restringido de drene y se interpretó que dicho pozo se encuentra entre dos fallas de tipo normal (f1 y f2) que forman un "graben".

La falla f1 fué identificada por métodos sismológicos con un salto aproximado de 80 m. y la falla f2 se construyó con un salto de 80 m. para aislar a la unidad "A" del Arenque No. 23, que por

análisis de registros geofísicos debe ser productora de hidrocarburos, de la unidad "C" del Arenque No.5, la cual debe contener agua de acuerdo con el nivel determinado en el Arenque No. 15 a 3423 m. b.n.m.

Se muestra también la falla f3 entre los pozos núms. 5 y 9, con un salto de 50 m. necesarios para aislar la cima de la unidad "A" invadida en el Arenque No.9, de la base de la unidad "C" originalmente productora en el Arenque No.5.

Entre los pozos Arenque núms.16 y 23 se aprecia el acunamiento de las unidades "B" y "C" del J. San Andrés y del Conglomerado Basal, así como una distribución uniforme de la unidad "A".

A la altura del pozo Arenque No.5 se observa una discordancia entre los sedimentos de la Fm. Méndez y los de la Fm. Pimienta que desaparecen hacia el Arenque No.9.

De acuerdo con el análisis de las secciones anteriores citadas se puede establecer que el área estuvo sujeta a efectos de movimientos oscilatorios que la levantaron en algunos casos, no permitiendo el depósito de sedimentos o exponiéndolos a erosión los ya existentes.

Las cuatro discordancias identificadas se presentan:

La primera entre las rocas del Basamento Cristalino y el Conglomerado Basal, la segunda entre el Pre-Jurásico Superior y el Jurásico Superior, la tercera entre las rocas del Cretácico Superior y el Cretácico Inferior llegando a afectar hasta sedimentos del Jurásico Superior, y la última entre los sedimentos del Cretácico Superior y los del Terciario. En algunas partes del área la erosión o no depósito fué de tal magnitud que

no se encuentran sedimentos representativos del Cretácico Medio e inferior y se tiene que la Fm. Méndez descansa discordantemente sobre la Fm. Pimienta (Arenque No. 5, 7 y 9).

4.5.4 DISCORDANCIA EROSIONAL

En el área la discordancia erosional se presenta como una franja irregular, que afecta más a la porción oriental y disminuye su efecto hacia la porción occidental, presentando una topografía irregular y de difícil predicción.

Es por eso que se elaboró la sección entre los pozos Anono No. 1 y Arenque No. 4, fig. 4-9 que va de occidente a oriente, la discordancia muestra que la erosión fué menos intensa hacia la porción occidental erosionando las Formaciones del Cretácico Superior y Medio respectivamente y parte del Hauteriviano Superior de la Fm. Tamaulipas Inferior del Cretácico Inferior, siendo más efectiva la erosión hacia el pozo Arenque No. 4, es decir, hacia el oriente.

4.6 MIGRACION

Se infieren dos tipos de migración de fluidos: Local y Regional.

4.6.1 MIGRACION LOCAL

Como se sabe el movimiento de fluidos se inicia con la compactación de las rocas madre y se acentúa cuando se deforman, pliegan y erosionan.

Se consideran como rocas madre a los sedimentos de la Fm. Tamán, que se depositaron en la cuenca que se establece entre la Isla Los Cues-Salinas y la plataforma Arenque.

De acuerdo con la evolución tectónica descrita se infiere que se han sucedido 3 fases de aceleración de migración.

La primera se relaciona con la etapa de erosión o no depósito que se sucede durante el Valanginiano. La segunda ocurre cuando se produce el levantamiento regional que prevaleció hasta fines del Campaniano. La tercera se presenta como consecuencia del levantamiento que se origina a principios del Eoceno y es cuando se supone que la migración cesa al alcanzar los fluidos valores de energía potencial mínima.

La acumulación en los sedimentos de la Fm. San Andrés está controlada principalmente por la migración local y parece ser que la alteración del aceite ocurrió entre el Cretácico Superior y el Terciario Superior, y en el Terciario la erosión fué tan profunda que afectó en algunas zonas a la Fm. Pimienta, que funcionaba como sello del yacimiento.

4.6.2 MIGRACION REGIONAL

Se inicia a partir del Eoceno medio en donde el basculamiento de la plataforma modifica el echado regional, propiciando una redistribución de fluidos al romperse el equilibrio provisional que había alcanzado en la etapa de migración local.

Este fenómeno propicia la mezcla de hidrocarburos alterados y no alterados y se explica si se relaciona con la evolución tectónica.

La migración regional propicia la acumulación de hidrocarburos del Cretácico Inferior cercanas al plano de discordancia a través del cual se movieron los fluidos en su reacomodo (pozo Arenque No. 1).

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

La aplicación de la geología básica y de la ingeniería geológica en la resolución de los problemas de abastecimiento de recursos naturales se hace en forma sistemática. En el caso de la exploración petrolera, generalmente se sigue una secuencia lógica que incluye primeramente los métodos de geología superficial, después los geofísicos y por último, los métodos de geología de subsuelo.

- El método de perforación rotatoria es uno de los métodos que más se emplea para la perforación de pozos petroleros. Este tipo de perforación es aceptable en todo tipo de formaciones (blandas y duras), y también por lo económico que resulta debido a su rapidez, asegurando la producción en corto tiempo.

- De la obtención y del análisis de las muestras recolectadas durante la perforación de pozos se consigue la información necesaria tanto para el control geológico de tales perforaciones como para la elaboración de las representaciones gráficas las condiciones geológicas del subsuelo.

Los tipos de muestras que se obtienen son: 1) las muestras del canal, recortes o ripios, y 2) los núcleos de fondo.

- Los registros geofísicos de pozos constituyen una valiosa herramienta para el geólogo y para el petrolero, ya que sirven para complementar la información recuperada en los pozos, dando así, un apoyo decisivo para la selección de los intervalos a probar. Además de esto, los registros geofísicos aportan

información útil para la elaboración de una serie de trabajos geológicos estructurales, estratigráficos y sedimentológicos.

- Los planos estratigráficos y las secciones transversales geológicas son representaciones gráficas elaboradas en base a las observaciones y mediciones hechas en las muestras recolectadas en los pozos. Estas representaciones muestran la información de subsuelo en una forma fácilmente interpretable.

Para hacer una representación completa de las condiciones geológicas del subsuelo de una determinada área se requiere el empleo conjunto de varios planos y secciones.

- El fin principal de esta compilación es servir de introducción a todos aquellos compañeros que se interesen en los trabajos de esta rama tan útil y vital en la exploración petrolera (subsuelo).

- Ahora referente al último capítulo que es el ejemplo práctico de los capítulos anteriores, se llegó a las conclusiones siguientes:

El campo Arenque se encuentra en una trampa combinada estratigráfica-estructural.

La porción Arenque está relacionada geológicamente con el Archipiélago Jurásico, está constituido por paleoestructuras que corresponden a una morfología de basamento caracterizado por pilares y fosas.

Los pilares constituyeron las "Islas", es decir, permanecieron emergidas durante el depósito del Jurásico Superior, las fosas recibieron el aporte sedimentario terrígeno durante el Triásico y Jurásico Temprano. Por esto suponemos que

el batolito (basamento) estuvo expuesto hasta el depósito del Jurásico Superior, relacionado con la apertura del Golfo de México.

El batolito que constituye el basamento estuvo expuesto hasta el Jurásico Superior, en el Calloviano se efectuó la apertura del Golfo de México, y los primeros depósitos sedimentarios corresponden a facies de anhidritas. Posteriormente se depositan facies calcáreas marinas y de clásticos que constituyeron las rocas almacenadoras, generadoras y sello, del Jurásico Superior.

Por antecedentes que se tienen, tradicionalmente los objetivos exploratorios se han dirigido a investigar las posibilidades de acumulación de hidrocarburos en la Fm. San Andrés representativa de facies de plataforma de edad Kimmeridgiano; sin embargo, facies estratigráficamente inferiores de características semejantes podrían resultar con éxito.

ESTRATIGRAFICAS

a) Los sedimentos de la Fm. San Andrés se acuñan sobre el borde occidental de la Isla Arenque y tienen una distribución más amplia en las porciones norte y sur de la estructura.

Se estableció la estratigrafía del Jurásico Superior determinándose tres unidades litoestratigráficas mayores que corresponden en orden cronológico de depósito a las formaciones: Zuloaga (?), San Andrés y Pimienta.

b) El Jurásico Superior estuvo regido por tres etapas sedimentarias principales que corresponden al Oxfordiano (?), al Kimmeridgiano y al Tithoniano, y que señalan un evento eminentemente transgresivo.

c) La unidad "A" de la Fm. San Andrés alcanza su máximo espesor en la porción norte del campo, y las unidades "B" y "C" se adelgazan notablemente en esa misma dirección.

d) La mayor producción del Campo Arenque proviene de las facies oolítica (unidad "A" de la Fm. San Andrés).

ESTRUCTURALES Y TECTONICAS

a) Las formas estructurales corresponden al tipo discontinuo o ideomorfo; son producto de compactación diferencial y de movimientos oscilatorios, que originaron, además de los plegamientos, fallas normales.

b) La estructura Arenque corresponde a una gran nariz estructural que buza al W-NW desarrollada en el borde occidental de la isla.

c) La nariz estructural esta afectada por cuatro fallas de gravedad con saltos de 25 a 80 m. que divide a la estructura en cinco bloques.

d) La unidad "C" incrementa su espesor y tiene buena permeabilidad en la porción central del campo y constituye otro yacimiento.

e) La evolución tectónica está representada por siete etapas diferentes que corresponden a signos de sedimentación, o de erosión o no depositado propiciado por movimientos oscilatorios de diferente magnitud, que se resumen de la siguiente manera:

1) Erosión y deposito continental desde el Permo-Triásico hasta fines del Jurásico Medio.

2) Sedimentación intracratónica a partir del Oxfordiano y hasta el Kimmeridgiano, que se propicia por la invasión de los mares

que cubren casi la totalidad del área, quedando como elemento positivo la Isla Arenque.

Durante este tiempo se origina un sistema sedimentario bien definido, encontrándose sedimentos de agua somera de plataforma que representa a la formación San Andrés con facies diferentes.

3) Sedimentación de aguas profundas desde la parte alta del Jurásico Superior (Tithoniano hasta fines del Cretácico Inferior (Hauteriviano). En este tiempo se depositaron los sedimentos de la Fm. Pimienta y los de la Tamaulipas Inferior. Hay evidencias para suponer que durante el Valanginiano el nivel base de depósito rebasó al de equilibrio, originando procesos erosivos que afectaron los sedimentos de esta edad, del Berriasiano y los del Tithoniano, esto lo atestigua la ausencia parcial del Valanginiano en los pozos 23 y 15 y su ausencia total en el Arenque No.9.

4) Erosión o no depósito desde fines del Cretácico Inferior (Hauteriviano) hasta el Cretácico Superior (Campaniano). Esta consideración se establece por la secuencia geológica de los pozos en donde no se han identificado rocas pertenecientes a este intervalo estratigráfico.

5) Sedimentación durante fines del Cretácico Superior (Maestrichtiano). En este tiempo se depositaron las rocas de la Fm. Méndez.

6) Erosión o no depósito a principios del Terciario o fines del Maestrichtiano y principios del Eoceno, donde se sucede un levantamiento regional como consecuencia de la Orogenia Laramide que interrumpe el depósito en algunas zonas y en otras expone los sedimentos a la erosión. Este fenómeno está comprobado por la ausencia de las formaciones del Paleoceno y del Eoceno; así como el espesor variable y en ocasiones muy reducido de la Fm. Méndez.

7) Depósitos de sedimentos desde la parte media del Eoceno hasta el Reciente, origina un basculamiento hacia el oriente que coloca a la secuencia geológica en su situación estructural actual.

f) Se considera como roca generadora a los sedimentos de la Fm. Tamán que se localizan al occidente de la plataforma.

g) Se infieren para el Campo dos tipos de migración, una local y otra regional, debido a la mezcla de hidrocarburos alterados y no alterados identificados en el yacimiento.

h) La acumulación de aceite en los sedimentos de la Fm. San Andrés está controlada por la migración local y regional.

ECONOMICAS

a) La unidad "A" es la de mayor importancia económica, debido a su distribución, espesor y antecedentes de producción.

b) La unidad "C" se considera como el segundo objetivo, ya que su distribución es constante y su característica como roca almacenante se ha comprobado en los pozos 5 y 23.

5.2 RECOMENDACIONES

- Respecto a la formación profesional del Ingeniero Geólogo en la U.N.A.M., se recomienda que se incremente la cantidad y duración de las practicas en las diversas instituciones o empresas encargadas de explorar los recursos con que cuenta nuestro país. Así se logrará que el estudiante se familiarice con las aplicaciones de la geología y entablar la relación entre la teoría vista en clases y las observaciones y practicas en campo.

- Se recomienda que en los trabajos dirigidos al Jurásico Superior se considere como de interés el norte de Arenque correspondiente a la Provincia Marina de Tampico, ya que la producción de hidrocarburos obtenida en la porción terrestre adyacente, puede ser una manifestación de lo que tiende a encontrarse en la porción Marina.

BIBLIOGRAFIA

- | | | |
|--|------|--|
| - JOHN D. HAWN
L.W. LEROY | 1958 | SUBSURFACE GEOLOGY IN
PETROLEUM EXPLORATION
(COLORADO SCHOOL OF MINES
GOLDEN, COLORADO) |
| - UNIVERSIDAD DE TEXAS-
DIVISION DE EXTENSION
AUSTIN, TEXAS. | 1961 | FUNDAMENTOS DE PERFORACION.
TOMO 1. |
| - UNIVERSIDAD DE TEXAS-
DIVISION DE EXTENSION
AUSTIN, TEXAS. | 1963 | FUNDAMENTOS DE PERFORACION
TOMO 2. |
| - HENRI CAMBEFORT | 1968 | PERFORACIONES Y SONDEOS |
| - KRUMBEIN W. C. | 1969 | ESTRATIGRAFIA Y SEDIMENTOLOGIA
(1a. EDICION EN ESPAÑOL,
ED. UTEHA) |
| - MARTELL A. BERNARDO | 1969 | NOTAS SOBRE REGISTROS
COMPUTADOS, FUNDAMENTOS E
INTERPRETACION. (REVISTA DE
INGENIERIA PETROLERA) |
| - LANDES KENNETH K. | 1972 | GEOLOGIA DEL PETROLEO
(2a. EDICION, ED. OMEGA) |

- | | | |
|---|------|---|
| - SCHLUMBERGER | 1972 | LOG INTERPRETATION
(VOLUME I-PRINCIPLES) |
| - PETROLEOS MEXICANOS
GERENCIA DE EXPLORACION | 1972 | EXPEDIENTE GENERAL DEL
POZO ARENQUE No. 15. INEDITO |
| - PETROLEOS MEXICANOS
SUPERINTENDENCIA GRAL.
DE EXPLORACION | 1973 | ESTUDIO GEOLOGICO ECONOMICO
DEL CAMPO ARENQUE. INEDITO |
| - GOMEZ RIVERO O. | 1975 | REGISTROS DE POZOS I, MEXICO |
| - AMERICAN GEOLOGICAL
INSTITUTE | 1976 | DICTIONARY OF GEOLOGICAL TERMS |
| - LOPEZ RAMOS E. | 1976 | GEOLOGIA GENERAL. TOMO I |
| - MARTELL A. BERNARDO | 1976 | APUNTES DE LOS CURSOS DE
GEOLOGIA DEL PETROLEO, GEOLOGIA
SUBSUELO Y REGISTROS ELECTRICOS
(IMPARTIDOS EN LA U.N.A.M, FAC.
DE INGENIERIA) |
| - CASTILLO CARLOS
OTTO F. BOND | 1977 | DICCIONARIO INGLES/ESPAÑOL,
ESPAÑOL/INGLES. UNIVERSIDAD
DE CHICAGO. (3a. EDICION) |

- PETROLEOS MEXICANOS 1987 INTERPRETACION PALEOGEOGRAFICA
 COORDINACION REGIONAL DEL JURASICO SUPERIOR EN LA
 DE EXPLORACION Z. NORTE ZONA NORTE. INEDITO
- PETROLEOS MEXICANOS 1988 COLUMNAS DE POZOS. INEDITO
 SUPERINTENDENCIA DE
 PALEOSSEDIMENTACION,
 ZONA NORTE
- PETROLEOS MEXICANOS 1988 EVALUACION GEOLOGICA PETROLERA
 SUPERINTENDENCIA DE DEL PROSPECTO ARENQUE-TUXPAN
 PALEOSSEDIMENTACION, INEDITO
 ZONA NORTE
- SCHLUMBERGER 1989 PRINCIPIOS/APLICACIONES DE LA
 INTERPRETACION DE REGISTROS.