



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS PRESENTES
EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

MIGUEL ANGEL CHORA ALVA



**DIRECTOR DE TESIS: ING. VILLAMAR VIGUERAS MANUEL JUAN
CO-DIRECTOR: ING. GUADALUPE CONTRERAS ORDAZ**

MÉXICO D.F.

ENERO 2010



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 esta 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1407

SR. MIGUEL ÁNGEL CHORA ALVA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel J. Villamar Vigueras y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PROPIEDADES DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS PRESENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

- I INTRODUCCIÓN**
 - II PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS**
 - III ROCAS SEDIMENTARIAS**
 - IV MUESTRAS DE CANAL**
 - V EXPERIMENTACIÓN**
 - VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**
APÉNDICE A: MÉTODO DE PITZER
APÉNDICE B: SELECCIÓN DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 4 de Noviembre de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

Agradecimientos

A mis padres, María de Lourdes Alva Olvera y Elías Chora M.

por haberme dado la vida, por el apoyo que me han brindado muy en especial a ti madre mía.

A mis hermanos

que de alguna manera influyeron en este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México

por permitirme estar en esta máxima casa de estudios.

A la Gloriosa Facultad de Ingeniería

por darme mas que enseñanza, formación la cual es muy importante en la vida tanto laboral como personal.

A mis abuelos

Dedico este trabajo a mis abuelos en especial a Felipe Chora Alva.

A la Ing. Guadalupe Contreras Ordaz

por todo el apoyo, tiempo y dedicación que me brindo para terminar este proyecto.

A mis amigos

Eduardo González Carmona., Roxana López D., Oswaldo Barrón P., Jovan Segura, Servando Ruiz, Toño Rojas, Miguel A. González L., Luis Rodríguez M., Jimmy, Chen, Pancho, Leonel, Jovan Montiel A. a ti Patricia Rivera P. y a todos mis demás amigos.....

A mis tíos

Redelfo Alva, Agustín A., Mario A, Thelma Lomeli S. y en especial a Andrés Alva O. quien siempre me ha brindado su apoyo incondicional.

A mis primos

en especial Selene Chora M. y Alejandro Tello Chora.

ÍNDICE GENERAL

Resumen	i
Objetivo	ii

Capítulo 1

Introducción	1
I.1 Columna geológica esperada	4
I.2 Geopresiones	5
I.3 Programa de toma de información.	10
I.4 Recopilación y análisis de la información de pozos de correlación.	14
I.5 Selección y programa de los fluidos de perforación	15
I.6 Selección de barrena	22

Capítulo 2

Propiedades físico-químicas de las rocas sedimentarias

II.1 Superficie específica	25
II.2 Capacidad de Intercambio catiónico	26
II.3 Capacidad de absorción	27
II.4 Hidratación e hinchamiento	27
II.5 Plasticidad	28
II.6 Tixotropía	29
II.7 Propiedades mecánicas	30
II.8 Mecanismo osmótico de cambio de volumen	31
II.8.1 El Balance de Repulsión y Atracción	35
II.8.2 Eficiencia osmótica	37
II.8.3 Hinchamiento por ósmosis	38
II.9 Estabilidad química de los carbonatos	41
II.10 Modelo de Debye Hückel.	42

Capítulo 3

Rocas sedimentarias	49
III.1 Rocas sedimentarias	51
III.2 Estratificación	51



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 esta 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.

III.3	Estructuras de algunas arcillas	59
III.4	Clasificación de areniscas	66
III.5	Principales rocas sedimentarias	68
III.6	Composición de las rocas sedimentarias	69
III.7	Rocas Evaporíticas	79
III.8	Lutitas	80
III.9	Registros geofísicos	91
III.9.1	Potencial espontáneo.	91
III.9.2	Registro de GR	94
III.9.3	El registro NGS	95
III.9.4	Registros sínicos	98
III.9.5	Registros de densidad	100
III.9.6	Registro Litho-Densidad	102
III.9.7	Registros neutrónicos	103
III.10	Sísmica de pozo	106
III.11	Medición mientras se perfora	107
III.11.1	Herramienta MWD	107
III.11.2	Herramienta LWD	108
III.11.3	Secciones estructurales	109

Capítulo 4

	Muestras de canal	118
IV.1	Procedimiento para la recuperación de muestras de canal	118
IV.2	Descripción de las muestras de canal	118
IV.3	Problemas en la recuperación de muestras	133
IV.3.1	Definición de tubería atrapada	135
IV.3.2	Categorías de atrapamiento de tuberías.	135
IV.3.3	Empacamiento y puenteo	136
IV.4	Problemas de detección de porcentaje de muestras	136
IV.4.1	Muestras muy pulverizadas	137
IV.5	Uso de fluoroscopia para evaluar la fluorescencia	137
IV.5.1	Preparación de la muestra	138

IV.5.2	Color de la fluorescencia y brillo	140
IV.5.3	Distribución de la fluorescencia	141
IV.5.4	Técnica de fluorescencia cuantitativa "QFT".	142
IV.5.5	Procedimiento para hacer un fluoranálisis	143
IV.6	Calcímetro de Bernard: Calcimetría	143

Capítulo 5

Experimento para determinar la cantidad de carbonatos

V.1.1	Fotografía de la muestra	145
V.1.2	Molienda de la muestra	147
V.2	Solubilidad	147
V.2.1	Material	148
V.2.2	Procedimiento	148
V.2.3	Cálculo de la solubilidad	152
V.2.4	Procesamiento de datos	152

Capítulo 6

	Conclusiones y recomendaciones	155
	Bibliografía	156
	Apéndice A: Método de Pitzer	161
	Apéndice B: Selección de un fluido de perforación	172

Índice de figuras

Capítulo 1

Fig.1.1 Eras geológicas	2
Fig. 1.2 Periodos y épocas en que se subdivide el tiempo geológico.	2
Fig. 1.3 Efecto del esfuerzo la sobrecarga sobre la porosidad de formación durante la compactación normal.	7
Fig. 1.4 Gradientes de formación	9
Fig. 1.5 Gradientes de poro y fractura del pozo Ceres 1	9
Fig. 1.6 Programa de perforación de un pozo	17
Fig. 1.7 Barrenas a) Tricónica, b) PDC, c) Diamante	24

Capítulo 2

Fig. 2.1 Comportamiento geomecánico ($\sigma_0 - \epsilon_t$) de rocas sedimentarias inalteradas.	31
Fig. 2.2 Dos maneras de visualizar la Doble Capa. La vista izquierda muestra el cambio en la densidad de carga alrededor del coloide. La derecha muestra la distribución de iones positivos y negativos alrededor del coloide cargado.	33
Fig. 2.3 a) Variación en concentración de Iones, b) Variación de densidad de carga y c) Potencial zeta.	34
Fig. 2.4 a) Potencial Zeta contra Potencial superficial; b) Interacción	35
Fig. 2.5 Efecto de tipo y concentración de electrolitos.	36
Fig. 2.6 Control de moldaje de arcillas líquidas	37
Fig. 2.7 Presión de hinchamiento	38
Fig. 2.8 Exposición de la bentonita a soluciones saturadas con distintas sales	39
Fig. 2.9 Bentonita expuesta a NaCl y re-expuesta a agua a diferentes cargas axiales.	40

Capítulo 3

Fig. 3.1 Ejemplo de la formación de rocas con sedimentos	52
Fig. 3.2 Arenisca	53
Fig. 3.3 Arenisca de grano fino a medio, subangular a subredondeado, con intercalaciones de lentes de lutitas y estratificación cruzada.	53
Fig. 3.4 Clasificación de las calizas en función de la textutra, (Dunham). (lodo = lodo carbonatado = matriz = micrita), (cemento carbonatado= esparita)	56
Fig. 3.5 Clasificación de las calizas en función de los componentes petrofísicos	56
Fig. 3.6 Caliza oolítica	58

Fig. 3.7 a) Mudstone bentonítico y b) Mudstone arcilloso	58
Fig. 3.8 Lámina T-O-T, o, también conocida como la estructura de sándwich. Esta lámina tiene pues dos hojas T y una hoja O, o sea la lámina es del tipo 2:1.	61
Fig.3.9 Sepiolita y paligorskita, formadas por láminas discontinuas de tipo mica	62
Fig. 3.10 Presentaciones esquemáticas de los tres minerales arcillosos.	63
Fig. 3.11 Representaciones esquemáticas de las estructuras enrejadas cristalinas de minerales arcillosos, incluyendo a) Montmorillonita, b) Illita y c) Caolinita	63
Fig. 3.12 Agua de hidratación de la montmorillonita de calcio o de sodio	64
Fig. 3.13 Asociación de partículas arcillosas	65
Fig. 3.14 a) Sedimento de tres componentes representado por un diagrama ternario. b) Clasificación y nomenclatura de los sedimentos comunes. (Modificado de Pirsson y Schuchert.)	66
Fig. 3.15 Cuarzo	67
Fig. 3.16 Cuarzoarenita	67
Fig. 3.17 Arcosa	67
Fig. 3.18 Grawacka	67
Fig. 3.19 a) Lutita gris claro, b) lutita pardo claro	67
Fig. 3.20 Conglomerado	69
Fig. 3.21 Brecha	71
Fig. 3.22 Marga	71
Fig. 3.23 Caliza Silíceea	71
Fig. 3.24 Caliza de grano fino	71
Fig. 3.25 Dolomía	71
Fig. 3.26 Pedernal	73
Fig. 3.27 Ópalo	73
Fig. 3.28 Feldespato potásico a) y b)	73
Fig. 3.29 a) Biotita, b) Muscovita y c) Clorita	75
Fig. 3.30 Minerales ultraestables; a) Circón y b) Turmalina	76
Fig. 3.31 Minerales estables: a) y b) Apatito, y c) Granate	76
Fig. 3.32 Minerales moderadamente estables: a) Epidota y b) Esfena	76
Fig. 3.33 Minerales inestables: a) y b) Hornblenda y c) Augita	76
Fig. 3.34 Material muy inestable, olivino	76

Fig. 3.35 Minerales de estabilidad no bien definida: a) Barita y b) Fluorita	77
Fig. 3.36 a) y b) Fragmentos de rocas argiláceos.	77
Fig. 3.37 Fragmentos de roca volcánicos	77
Fig. 3.38 a) Pizarra, b), c) y d) granos de pizarra	78
Fig. 3.39 Areniscas a) y b)	78
Fig. 3.40 Calizas a) y b)	78
Fig. 3.41 Forma esquemática la que se puede distribuir la lutita en los sedimentos (DEWAN, 1.983, P. 232).	83
Fig. 3.42 Esquema de las formas en la que la arcilla autógena puede formarse en el espacio poroso (DEKAN, 1983, P. 234).	84
Fig. 3.43 Espaciamientos basales de esmectitas (S) y vermiculitas (V) en contacto soluciones salinas acuosas.	86
Fig. 3.44 Sistema Lodo de perforación – Lutita- Fluido de poro	88
Fig. 3.45 Efectos del fluido de perforación sobre los minerales arcillosos	88
Fig. 3.46 En la parte central de esta fotografía (MEB), se observan placas arcillosas del tipo clorita, en este caso actuando como material cementante.	88
Fig. 3.47. Diferenciación entre los tipos de corte dúctil y frágil	90
Fig. 3.48 Distribución de las fuerzas que actúan durante el corte.	91
Fig. 3.49 Ejemplo de registro de SP en una serie de lutitas de arena	93
Fig. 3.50 Cambio en la línea de base de SP	93
Fig. 3.51 Registro NGS de espectrometría de rayos gamma naturales	97
Fig. 3.52 Presentación del registro sísmico	97
Fig. 3.53 Detección de una zona sobre presurizada con el registro sísmico	100
Fig. 3.54 Presentación del registro FDC	100
Fig. 3.55 Registro de densidad en lutitas sobre presurizadas	104
Fig. 3.56 Presentación del registro SNP	104
Fig. 3.57 Presentación del registro CNL-FDC	104
Fig. 3.58 Herramienta MWD	108
Fig. 3.59 Herramienta LWD	109
Fig. 3.60 Sección estructural de Cantarell	110
Fig. 3.61 Sección transversal del Paleocanal de Chicontepec. Las arenas tienen una limitada continuidad lateral.	110
Fig. 3.62 Típica sección estructural del campo Muspac, indicando los principales horizontes.	111

Fig. 3.63 Columna geológica del Campo Cantarell	113
Fig. 3.64 Columna geológica del Campo Muspac y del Paleocanal de Chicontepec	114
Fig. 3.65 Columna geológica de la Cuenca de Burgos (hacia el sur de la cuenca), parte 1	116
Fig. 3.66 Columna geológica de la Cuenca de Burgos, parte 2, (hacia el sur de la cuenca)	117

Capítulo 4

Fig. 4.1 Cuadro de comparación visual para estimar el grado de redondez y esfericidad de los clastos (basado en Powers, 1953)	120
Fig. 4.2 Impregnación de hidrocarburos	123
Fig. 4.3 Registro de hidrocarburos	128
Fig. 4.4 Registro de los 500 a los 600 m de profundidad.	129
Fig. 4.5 Registro de los 920 a los 1025 m de profundidad.	130
Fig. 4.6 Registro de los 1140 a los 1245m de profundidad.	131
Fig. 4.7 Registro de los 1465 a los 1568 m de profundidad.	132
Fig. 4.8 Los derrumbes son diferentes que los cortes normales de la barrena por ser más grandes y más ovalados.	135
Fig. 4.9 Fluorescopia	138
Fig. 4.10 La fluorescencia varia de color amarillo-claro a oscuro aunque también existen tonalidades verdosas y azulosas	139

Capítulo 5

Fig. 5.1 Analizador de imágenes.	146
Fig. 5.2 Lutita café claro	148
Fig. 5.3 Lutita gris clara	146
Fig. 5.4 Mudstone arcilloso	146
Fig. 5.5 Mudstone bentonítico	146
Fig. 5.6 Domo	146
Fig. 5.7 a) Se coloca la muestra en el mortero, b) Se empieza la molienda de la muestra, c) La muestra finamente molida	147
Fig. 5.8 Recortes de las cribas vibratorias tamizadas y lavados	149
Fig. 5.9 a) Se pesa exactamente un gramo de la muestra molida en la balanza analítica; b) Gramo de caliza; c) Gramo de otra muestra	149

Fig. 5.10 Dispositivo experimental	149
Fig. 5.11 a) matraz con el gramo de muestra y b) matraz con la bureta y el tubo de vidrio, c) los tres matraces están conectados por tubos de vidrio	150
Fig. 5.12 a) Reacción de ácido clorhídrico, b) Liberación del CO ₂ , c) Desplazamiento de líquido	151
Fig. 5.13 a) Reacción a los 10 s; b) a los 20 s; c) a los 60 s y d) a los 80 s	151

Índice de tablas

Capítulo 2

Tabla 2.1 Valores de temperatura, pH y fuerza iónica, de una muestra de agua de valores de temperatura, pH y fuerza iónica, de una muestra de agua de formación	42
Tabla 2.2 Constante de equilibrio para carbonatos a diferentes temperaturas	44
Tabla 2.3 Constante del producto iónico del agua de diferentes temperaturas.	45
Tabla 2.4 Radios iónicos aproximados en soluciones acuosas a 25°C	46
Tabla 2.5 Constantes de la ecuación de Debye-Hückel de 0 a 100 °C	46

Capítulo 3

Tabla 3.1 Características de los periodos geológicos	49
Tabla 3.2 Clasificación general de rocas sedimentarias	52
Tabla 3.3 Tipos de estratificación	53
Tabla 3.4 Comparación de algunos sistemas de clasificación de las rocas carbonatadas	54
Tabla 3.5- Sistema de clasificación de rocas calizas ideado por Dunham (1962)	55
Tabla 3.6. Sistema de clasificación de rocas calizas propuesto por Folk (1962)	55
Tabla 3.7 Equivalencia en las diferentes denominaciones de las rocas carbonatadas	57
Tabla 3.8 Clasificación de sedimentos por el tamaño de grano	57
Tabla 3.9 Clasificación de las arcillas	62
Tabla 3.10 Propiedades de las lutitas	81
Tabla 3.11 Tipos de arcillas	82
Tabla 3.12 Mineralogía y Capacidad de intercambio cationico de una muestra de lutita	87
Tabla 3.13 Tiempo de transito de algunas rocas	99
Tabla 3.14 Densidades para algunas rocas	102

Capítulo 4

Tabla 4.1 Clasificación de la fluorescencia	141
---	-----

Capítulo 5

Tabla 5.1 Porcentajes de solubilidad	152
Tabla 5.2 Columna geológica compuesta Tabasco-Chiapas	153

Resumen y objetivos.

Resumen

En esta tesis se resumen propiedades de las rocas sedimentarias que más impacto tienen durante la perforación de pozos.

Son conocidas las consecuencias de la inestabilidad del agujero durante la perforación por ejemplo el atrapamiento de la sarta de perforación de las herramientas de registro y tubulares, agujeros erosionados que generan cementaciones deficientes, por lo que es importante determinar el origen de la inestabilidad y su mecanismo. El tipo de litología generalmente asocia, minerales arcillosos como mayoritarios o como matriz cementante (lutitas, limolitas, areniscas arcillosas, calizas arcillosas, lutitas calcáreas) y arcillas (Montmorillonita (esmeclitas), illita, caolinita, clorita). Los problemas asociados a estos minerales son aumento de volumen, fracturas/derrumbes, dispersión.

Inicia con un resumen de los aspectos importantes de la Ingeniería del Petróleo cuando se realiza una perforación. Se dedican dos capítulos a las Rocas Sedimentarias. En el Capítulo dos se habla de las propiedades físico-químicas de las rocas sedimentarias; en el Capítulo tres se detallan las propiedades de las Rocas Sedimentarias y en especial de las Lutitas. En el resumen se consideran sus características mineralógicas y sus propiedades fisicoquímicas. Finalizando con ejemplos de registros geofísicos.

En el Capítulo cuatro se describen las pruebas que se hacen a las muestras de canal que se obtienen durante la perforación y en el Capítulo cinco únicamente se realiza la prueba de solubilidad a muestras de Mudstone, Mudstone Arcilloso, Mudstone Bentonítico, se reportan los resultados obtenidos. Esta prueba se realiza para ir confirmando el cambio de facies.

En el Capítulo seis se dan las conclusiones y recomendaciones y finalmente la Bibliografía empleada y los Apéndices.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

Objetivos

1º Destacar las propiedades físico-químicas de las principales rocas sedimentarias encontradas durante la perforación de pozos petroleros.

2º Mostrar parte del trabajo que se hace en el campo para determinar el tipo de litología de los diferentes estratos.

3º Realizar una prueba experimental (de las que se realizan) para caracterizar las muestras de canal.

4º Esta tesis sirve como un documento para los alumnos de un curso de Química de los Hidrocarburos.

Capítulo 1

Introducción

El estudio geológico de una región puede señalar la factibilidad para el desarrollo de grandes asentamientos urbanos, la realización de monumentales obras civiles, uso de rocas como material de construcción, control de corrientes superficiales de agua, zonas con potencialidad geotérmica, localización de yacimientos minerales, ubicación de yacimientos de hidrocarburos y tipo de roca que los constituye, entre otros usos.

La morfología y la distribución de los distintos tipos de roca, es el resultado de procesos dinámicos:

- Los que ocurren en el interior del planeta (Endógenos), los que actúan sobre los materiales rocosos (Exógenos).

La interacción de estos dos agentes definen las características del relieve, litología y el aspecto geológico-económico de una región. La superficie de la República Mexicana presenta gran variedad de rocas que pueden conjuntarse en tres grandes grupos de acuerdo a su génesis:

- Ígneas, derivadas de la solidificación del magma; Sedimentarias, producto de la consolidación de los sedimentos, derivados a su vez de procesos erosivos; Metamórficas, éstas derivan de la transformación de rocas ígneas y sedimentarias, misma que ocurre en condiciones de presión y temperatura altas.

Para la ubicación temporal de los acontecimientos pasados, el tiempo geológico se ha dividido en eras, las que a su vez se subdividen en periodos y éstos en épocas. Las cuatro grandes eras son: Arqueozoica, Paleozoica, Mesozoica, Cenozoica, la escala en años se muestra en la Fig.1.1 y los periodos y épocas en la Fig. 1.2

En los periodos intermedio y final de la era Mesozoica, Jurásico y Cretácico, las condiciones prevalecientes en la zona, fueron favorables para el desarrollo de yacimientos petrolíferos como los de Tampico (Tamaulipas) y Poza Rica (Veracruz), así como para el desarrollo de importantes colonias de arrecifes.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

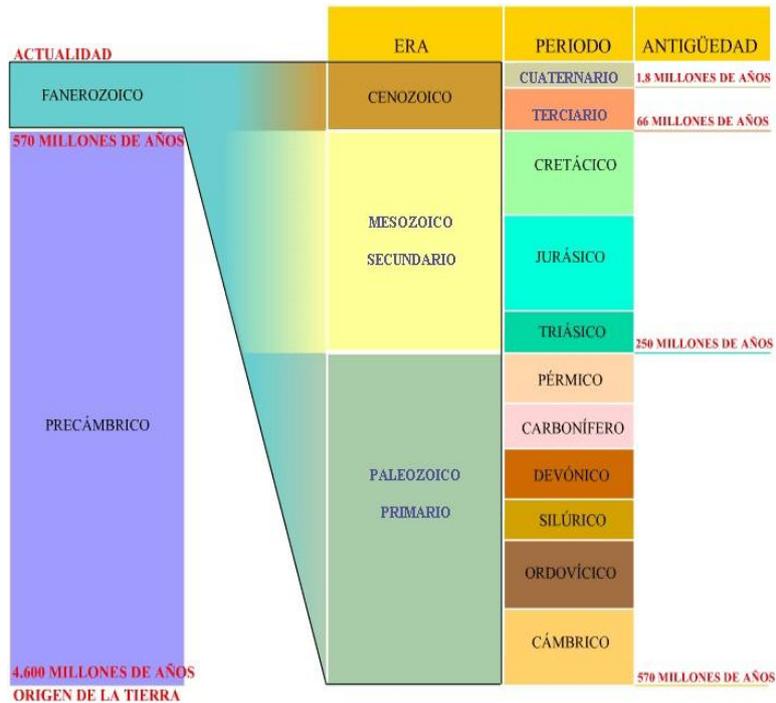


Fig.1.1 Eras geológicas

ERA	Millones de años	PERIODO	EPOCA
CENOZOICA	0,01	CUATERNARIO	HOLOCENA
	2	TERCIARIO	PLEISTOCENA
	7		PLIOCENO
	26		MIOCENO
	38		OLIGOCENO
	54		EOCENO
65	PALEOCENO		
MESOZOICA	136	CRETACICO	
	195	JURASICO	
	225	TRIASICO	
PALEOZOICA	280	PERMICO	
	345	CARBONIFERO	
	395	DEVONICO	
	440	SILURICO	
	500	ORDOVICICO	
ARQUEOZOICA	570	CAMBRICO	
	800	PRECAMBRICO	
	1600		
	2500		

Fig. 1.2 Periodos y épocas

En la era Cenozoica, los principales yacimientos minerales del país tienen su origen, entre estos se encuentran los de Pachuca, Guanajuato, Taxco y Zacatecas. Por otra parte, algunas rocas sedimentarias de esta era alojan importantes yacimientos petrolíferos como Cinco Presidentes, Salina del Istmo y Cantarell ⁽¹⁾.

En la publicación Hydrocarbon Reserves of México, Volumen 2 “Major Oil and Gas Fields of México” de Pemex Exploración y Producción (PEP) ⁽²⁾ se detallan los aspectos relevantes de los campos mas importantes de gas y aceite. Los campos fueron seleccionados basados en sus reservas originales y remanentes y por su contribución a la producción total de aceite y gas de México, haciendo énfasis en la estratigrafía local en la que se indica la era a la que pertenece la roca y la litología que nos indica el tipo de roca, información que es muy importante en la perforación de pozos petroleros.

Diseño de la perforación de pozos

El objetivo de la perforación es construir un pozo útil (puede ser un pozo exploratorio, de producción, limitador): un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible ⁽⁴⁾.

El área de diseño de perforación, con base en información de pozos de correlación, elabora un programa detallado de perforación donde incluye los agujeros a perforar, la seguridad durante la operación; tanto del equipo como del personal; costo mínimo, trayectoria direccional, registros geofísicos, actividades y tiempos estimados para la perforación y terminación de pozos.

En los activos de producción los ingenieros geólogos y de yacimientos estiman el desplazamiento al objetivo, evitando cruzar fallas, domos salinos, contactos gas-aceite, agua, aceite o problemas de probable colisión con otros pozos ya perforados, basándose en estudios de geología estructural y estudios de sísmica. Los ingenieros de perforación disponen de poca información, pues solamente visualizan la configuración geológica a nivel de objetivo y evalúan la perforabilidad de los pozos con base en pozos vecinos, haciendo una correlación lineal con el pozo programado ⁽⁵⁾. Siempre teniendo presente la seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad.

Coordenadas del conductor y objetivo

La selección de localizaciones de pozos óptimas requerirá estudios geológicos integrados y estudios de caracterización de yacimientos. Las técnicas sísmicas avanzadas, la inversión, la estratigrafía secuencial y el análisis de atributos,

ayudaran a los interpretes a seleccionar las localizaciones de pozos con base a un modelo geológico, maximizando la productividad y minimizando el riesgo de perforación de pozos antieconómicos ⁽⁶⁾.

Posición estructural.

Una vez que se establecen los objetivos del pozo, se deberán considerar los pronósticos geológicos que consisten en:

- La columna geológica esperada.
- Los bloques afallados de la estructura para seleccionar los pozos vecinos.
- Contar con mapas geológicos para seleccionar los pozos que se revisaran para programar el nuevo pozo.

I.1 Columna geológica esperada

La columna litológica consiste en una sucesión alternada de rocas sedimentarias. Con el estudio sísmico, y los datos geológicos obtenidos de los pozos vecinos perforados, se correlaciona y obtiene la columna geológica que se espera atravesar en la intervención del pozo a perforar, a fin de identificar la ubicación de fallas, domos salinos, pliegues, contactos, etc., y así seleccionar la trayectoria mas perforable ⁽⁵⁾.

El conocimiento de estas formaciones geológicas permite determinar la existencia de formaciones con presiones anormales (se refiere a la presión del fluido de poro del yacimiento que difiere de la presión normal ejercida por una columna de agua salada, ⁽⁷⁾ que complican severamente las operaciones cuando son atravesadas durante la perforación. Los problemas asociados con sobre presiones afectan todas las fases de la operación.

El conocimiento de las presiones en un área determinada ayuda a prevenir problemas.

I.2 Geopresiones

Las formaciones con alta presión causan serios problemas en la perforación y terminación de pozos en casi todas las áreas importantes de perforación del mundo. Desde el punto de vista estadístico, casi la mitad de los pozos de tierra firme y más de la tercera parte de los pozos costa afuera son perforados a través de dificultosas formaciones caracterizadas por su elevada presión (o geopresurizadas).

Con demasiada frecuencia esto da por resultado grandes gastos, contaminación del ambiente, pérdida de reservas de petróleo y aun, en algunos casos, pérdida de vidas. Por esas razones, es importante detectar la presencia y determinar la magnitud de esas zonas y las presiones que ellas contienen.

El conocimiento exacto de los gradientes de formación y de fractura, juegan un papel de gran importancia en las operaciones de perforación y terminación de pozos. Constituyen la base fundamental para la óptima programación del lodo de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento para mantener el control del pozo. Con programas de perforación bien planeados se reduce el daño causado por el lodo a las formaciones productoras, se aumenta al máximo el ritmo de penetración y se disminuyen considerablemente los problemas provocados por un mal asentamiento de las tuberías de revestimiento, especialmente en zonas con presión anormal donde la presión de formación puede estar muy cercana a la de fractura.

El método mas efectivo para planear la perforación de un pozo y determinar cómo se llevará el control mientras se perfora, es construir un perfil de presiones. En el perfil se comparan las relaciones entre la presión de formación, el gradiente de fractura y el peso del lodo a utilizar durante la perforación. Tiene más relevancia cuando se trata de un pozo sobre presionado.

En la actualidad, con la explotación de los horizontes productores y una baja importante en la presión de los mismos, ha tenido un impacto importante en las zonas de transición que separan las zonas sobre presionadas de las productoras, en donde muchas veces se presentan perdidas de circulación y obligan a la cementación de tuberías de revestimiento que se encuentran fuera de programa. Con el conocimiento del comportamiento que presentan los pozos, se ha logrado atenuar la problemática descrita. Sin embargo, es evidente que se requiere una actualización y divulgación efectiva de los conocimientos necesarios para controlar este tipo de problemas.

Cabe mencionar que los cambios de presiones están ligados -entre otros casos- a cambios laterales o verticales de facies y planos de falla.

¿Que son las geopresiones?

Los fluidos contenidos dentro de las formaciones geológicas ejercen presiones. La magnitud del efecto de esas presiones se relaciona directamente con el tipo de fluido contenido, con la porosidad de la formación, con la permeabilidad (la capacidad del fluido para moverse) y con el ambiente geológico en que la formación se encuentra. Una formación esta geopresurizada (o sobre presurizada) si esas presiones de fluido son anormalmente altas.

Los fluidos asociados con formaciones geológicas son agua (dulce, salmuera), petróleo y gas. La salinidad de las formaciones depende de la depositación.

La sobrecarga se define como la presión ejercida por el peso combinado de todos los materiales y fluidos contenidos en los poros de los mismos, sobrepuestos unos a otros hasta determinada profundidad, por tanto, el limite superior para un gradiente de presión anormal es la sobrecarga.

Las presiones de sobrecarga varían de área a área dependiendo de factores tales como profundidad, naturaleza de la estructura, consolidación de la formación y posiblemente la edad geológica e historia de las rocas. La profundidad de la formación es la consideración más importante ⁽⁸⁾.

Puesto que la porosidad no disminuye en forma lineal con la profundidad bajo una compactación normal de sedimentos, entonces el gradiente de sobre carga únicamente se incrementa con la profundidad, pero no en forma lineal (Fig. 1.10). Un valor promedio del gradiente de sobrecarga es $0.231 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$, que corresponde a una densidad media del sistema roca-fluido de 2.31 g/cm^3 .

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y debe calcularse para cada zona en especial. Para calcular la presión de sobrecarga se deben leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determinar la densidad promedio.

En la zona del terciario de la zona continental del Golfo de México, la presión de sobrecarga podría aproximarse así: $S = 0.231 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$



Fig. 1.3 Efecto del esfuerzo la sobrecarga sobre la porosidad de formación durante la compactación normal.

La presión hidrostática es la presión ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. Cualquier presión mayor a la presión hidrostática, es una presión anormalmente alta, así también, presiones menores a la hidrostática son llamadas presiones subnormales o anormalmente bajas.

La presión hidrostática se expresa como: $Ph = \rho h / 10$ [Kg/cm²]

La presión hidrostática es afectada por el contenido de sólidos, por los gases disueltos y por la diferencia de gradientes de temperatura del fluido.

A la densidad de los fluidos de formación, generalmente se les llama "gradiente de presión", aunque estrictamente no lo es, puesto que el gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad y sus unidades son kg/cm²/m en el Sistema Internacional y lb/pulg²/pie en el sistema inglés. Sin embargo, se ha hecho costumbre en el ambiente del campo utilizar densidades como gradientes, lo cual dimensionalmente no implica error.

Se ha establecido que el gradiente anormalmente alto es mayor al equivalente en densidad de 1.07 g/cm³ cerca de las costas y costa afuera y 1.0 g/cm³ en zonas continente adentro, especialmente en las partes altas; sin embargo, no existe un límite bien definido para su valor máximo, aunque en términos generales se acepta un equivalente en densidad de 2.30 g/cm³ o un gradiente de 0.230 kg/cm²/m. Las presiones de yacimiento más altas que se conocen son del orden de 2.10 - 2.15 g/cm³, aunque también se han encontrado flujos de agua salada que requieren densidades mayores a 2.40 g / cm³ para poder ser controlados.

Presión de formación o de poro: Es la presión que ejercen los fluidos (gas, aceite agua dulce, agua salada o las combinaciones de estas) contenidos en los

poros de las rocas. A esta presión también se le conoce como presión de roca, de yacimiento, de poro, de depósito y se clasifican de la siguiente manera:

Presión subnormal: cuando la presión es menor a la normal, es decir, a la presión hidrostática de la columna de fluidos de formación extendida hasta la superficie (Fig. 1.4).

Presión normal: se considera como presión normal, a una columna de salmuera de 80,000 ppm de sal y un gradiente de presión de $0.107 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$, equivalente a un fluido de densidad de 1.07 g/cm^3 en zonas costeras y 1.00 g/cm^3 continente adentro. La presión normal se refiere a la presión de la formación la cual es aproximadamente igual a la carga hidrostática de una columna de agua de igual profundidad ⁽⁹⁾.

Presión anormalmente alta: Cuando es mayor a la presión hidrostática de los fluidos de formación normal (Fig. 1.4).

En la Fig. 1.4 se puede comparar el gradiente de presión anormal con el de presión normal y el subnormal. La Fig. 1.5 muestra la ventana operacional real del pozo exploratorio Ceres 1, el cual fue perforado en forma vertical. La profundidad es de 1 a 2200 m verticales ⁽¹⁰⁾.

Generalmente, los pozos con presión normal no crean problemas para su planeación. Las densidades del lodo requeridas para perforar estos pozos varían entre 1.02 y 1.14 g/cm^3 . Los pozos con presiones subnormales pueden requerir TR's adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión cuyo origen puede ser: factores geológicos, tectónicos o yacimientos depresionados por su explotación.

El gradiente normal en el subsuelo varía entre las diferentes provincias geológicas, debido a que los fluidos del subsuelo contienen cantidades variables de sólidos disueltos y gas, y están sujetos a diferentes temperaturas y presiones. En ocasiones, el gradiente normal se define como un valor igual al del agua dulce. Esto es $g_n = 1.0 \text{ g/cm}^3$ (8.33 lb/gal) para zonas terrestres.

Los problemas que causan las altas presiones son:

- Brotes y reventones
- Pegaduras de la tubería
- Pérdidas de circulación por usar lodos densos
- Derrumbes de lutitas

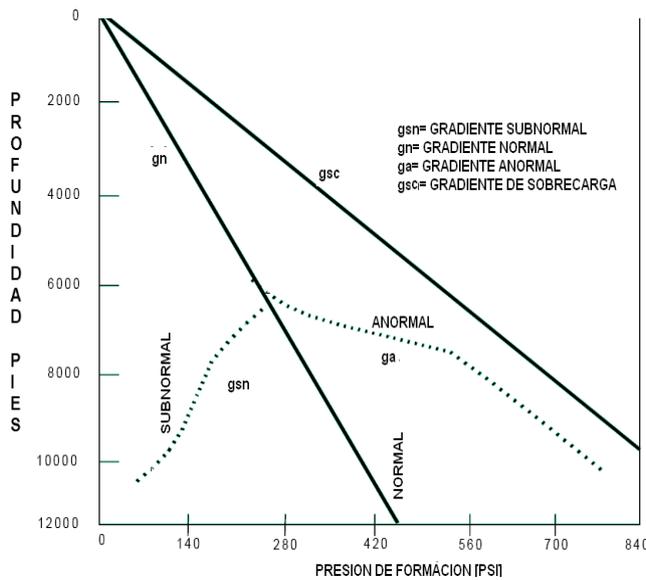


Fig. 1.4 Gradienates de formaci3n

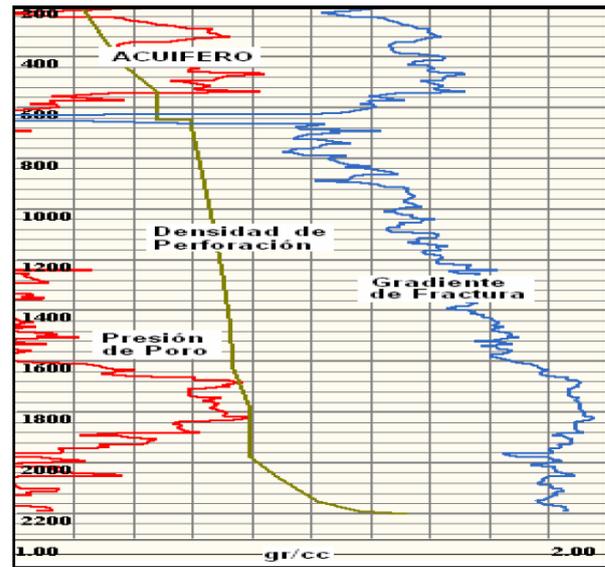


Fig. 1.5 Gradienates de poro y fractura del pozo Ceres 1

Esfuerzo de matriz. Se considera como esfuerzo de matriz la resistencia que ofrece la roca para ser perforada, tanto en su estructura y dureza f3sica, como en su cohesi3n molecular. El esfuerzo de matriz para una presi3n normal, resulta de restar al gradiente de sobrecarga la presi3n de poro. Por ejemplo, el esfuerzo de matriz para una presi3n de poro de 1.07 g/cm^3 es igual a un equivalente en densidad de $2.30 \text{ g/cm}^3 - 1.07 \text{ g/cm}^3 = 1.23 \text{ g/cm}^3$ (Fig. 1.4). Bajo este concepto, consid3rese como esfuerzo de matriz a la resistencia de la roca para ser perforada.

Generalmente el gradiente de presi3n total de sobrecarga, en un 3rea determinada de perforaci3n, es menor que el te3rico y el conocimiento real, es muy importante para algunas operaciones de perforaci3n. Los pesos de los lodos pueden aproximarse al gradiente de presi3n de sobrecarga pero no rebasarlo para no inducir una perdida. La presi3n m3xima que se puede mantener en los preventores para no fracturar la formaci3n siempre ser3 menor a la sobrecarga.

Cuando la presi3n de poro aumenta, el esfuerzo de matriz disminuye en la misma proporci3n; parece como si el empuje de los fluidos contenidos en los poros de las rocas y que empujan en todas direcciones disminuyera la resistencia de la roca, haci3ndola mas ligera y mas f3cil de perforar.

Gradiente de fractura o presi3n de fractura: Es la presi3n necesaria para vencer la resistencia mec3nica de la roca o para vencer la presi3n total de

sobrecarga. El gradiente de fractura aumenta con la profundidad ya que la resistencia de la roca aumenta con la profundidad (Fig. 1.4).

Es de interés conocer esta presión debida a la posibilidad de levantar la sobrecarga total, ya sea accidentalmente o a propósito para crear fracturas.

Es común que durante la perforación de intervalos muy compactos y de baja presión, se obtengan pérdidas de lodo sin haber rebasado el gradiente de fractura. Esto sucede generalmente cuando se atraviesan rocas del Mesozoico. Las pérdidas se registran en la entrada al Cretácico o en el contacto Paleoceno-Cretácico formado por carbonatos de baja presión o sin presión y fuertemente fracturados, lo mismo sucede en parte del Jurásico. Estas pérdidas no pueden considerarse como levantamiento de sobrecarga, las fracturas ya existen y la pérdida de lodo es debida a que el contenido de fluidos en las rocas no tiene la suficiente presión para resistir el empuje de la columna hidrostática del fluido con el que se perfora.

Uno de los aspectos mas importantes a considerar para el diseño de un fluido de perforación es la secuencia estratigráfica probable que se va a atravesar.

En base a lo anterior, se deben de tomar todas las precauciones posibles que tendrá el fluido con la perforación y el efecto con respecto a la estabilidad del hueco, por lo tanto, un buen entendimiento de la naturaleza de las arcillas llevara a la selección apropiada del fluido de perforación.

I.3 Programa de toma de información.

Desde la planeación del pozo, se incluye un programa para la toma de información que consiste en determinar los intervalos o profundidades en los que se corren registros, se cortan núcleos o se efectúa alguna prueba de producción.

Registros

Generalmente el uso de esta palabra esta directamente relacionada con los registros de tipo geofísico. Sin embargo, existe otro tipo de registro llamado "Registro continuo de parámetros de perforación". Es un monitoreo, metro a metro, de las condiciones de perforación.

Este registro puede efectuarse en un sólo intervalo o bien en todo el pozo e incluye la siguiente información: Velocidad de perforación, costo por metro perforado, peso sobre barrena, velocidad de rotaria (R.P.M.), horas de rotación, torsión, temperatura de entrada y salida del fluido, densidad de entrada y salida del lodo, contenido de cloruros en el fluido a la entrada y salida, detección de H₂S y CO₂, presión de bombeo, contenido de gas en el lodo, gas de conexión, litología, emboladas de la bomba, niveles en presas, densidad equivalente de circulación, presión de formación y de fractura, volumen de llenado y toneladas kilómetro acumuladas del cable de perforación.

Además del registro anterior, también se incluye el programa de la toma de registros geofísicos.

Núcleos

Las operaciones de corte de núcleos proporcionan muestras de formación. Es el único método para realizar mediciones directas de las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella.

A partir del análisis de los núcleos, se tiene un conjunto de datos muy valiosos para los diferentes especialistas relacionados con la ingeniería petrolera, geólogos, ingenieros en perforación e ingenieros de yacimientos.

Los geólogos y los ingenieros de yacimientos obtienen información sobre: litología, porosidad, permeabilidad, saturación de aceite, gas y agua, interfaces aceite-agua, gas-aceite, rumbo y echado de las capas. Para los ingenieros de perforación, la mecánica de la roca proporciona información más detallada a considerar en los futuros proyectos de perforación.

Selección de la profundidad del corte del núcleo

Depende de:

1. Tipo de pozo (exploratorio o de desarrollo)
2. Tipo de información requerida (Geológica, de yacimientos, perforación etc.)

Para los pozos exploratorios se requiere evaluar los horizontes que por correlación tienen posibilidades de ser productores.

Se cortan de uno o dos núcleos por intervalo dependiendo del análisis de los primeros núcleos. Así mismo, se busca obtener información geológica adicional

como: litología, textura, edad, depositación planos de fractura, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

Para los pozos de desarrollo, la información requerida depende de los antecedentes de producción de los pozos de correlación: Distribución de porosidades, distribución de permeabilidades, permeabilidades relativas, saturación residual de aceite, mojabilidad, presión en el volumen de poro, contacto agua aceite y susceptibilidad de acidificación.

Tipos de núcleo

Existen dos métodos para cortar núcleos:

- Núcleo de fondo
- Núcleos laterales

La selección depende de: profundidad del pozo, condiciones del agujero, costo de operación, porcentaje de recuperación.

Las operaciones de fondo permiten la obtención de diferentes tipos de núcleos:

- Núcleos convencionales
- Núcleos encamisados
- Núcleos orientados
- Núcleos presurizados

Núcleos convencionales:

- I. Se baja el barril muestrero con la sarta de perforación y se inicia el corte del núcleo.
- II. A medida que la operación continua, el núcleo cortado se mueve al barril interior.
- III. Cuando se tiene cortada la longitud programada, se reduce el peso sobre la corona, se aumentan las rpm (revoluciones por minuto) y en algunas ocasiones, se detiene la circulación para desprender el núcleo.
- IV. Por éste método, se obtiene muestras cilíndricas de 9m de largo y con diámetros que van de 2 3/8" a 3 9/16".
- V. Una vez en la superficie, el núcleo se recupera en el piso de perforación y el geólogo se encarga de guardarlo en forma orientada.

Núcleos encamisados

Estos se utilizan en formaciones pobremente consolidadas, quebradizas o suaves. A medida que se corta, el método consiste en cortar el núcleo, con una camisa de neopreno o de fibra de vidrio.

La consolidación artificial de núcleo se lleva a cabo congelando o inyectando gel plástico. Posteriormente se trasporta al laboratorio para su análisis.

Núcleos orientados

Una de las ventajas geológicas sobre los recortes es que se pueden identificar estructuras de origen genéticas y sedimentarias a gran escala.

El echado de los estratos, las estructuras sedimentarias o diagenéticas y las fracturas se pueden analizar.

Núcleos presurizados

En las operaciones convencionales, las propiedades del núcleo cambian a medida que el núcleo viaja a la superficie. La disminución en la presión y en algún grado en la temperatura, resulta en la liberación de los esfuerzos de la roca y con ello, la modificación de la permeabilidad y porosidad absolutas y efectivas.

La exudación y la expansión del gas modifican sustancialmente la saturación relativa de los fluidos. Un núcleo presurizado permite obtener muestras que mantengan, lo más cerca de las condiciones originales, la composición y las propiedades representativas del yacimiento.

Una vez cortado el núcleo, se presuriza el barril por medios mecánicos en la parte superior e inferior de la herramienta. Esto debe mantener las condiciones originales.

Núcleos de pared

Esta técnica se utiliza para recuperar pequeñas muestras de las perforaciones ya perforadas a una profundidad determinada. La pistola se baja con cable y se disparan las cámaras de recuperación.

Cada herramienta puede recuperar un promedio de 30 a 50 muestras a diferentes profundidades y paredes del agujero. Por lo general esta técnica se aplica una vez analizados los registros.

El costo es bastante inferior. Las mediciones realizadas a los núcleos de fondo, también pueden efectuarse a las muestras de la pared.

Prueba de producción

El objetivo que se persigue es determinar el daño, la permeabilidad y la capacidad productiva del pozo. Realizando mediciones por diferentes estranguladores, registrando presión, temperatura y presión de fondo ⁽¹¹⁾.

I.4 Recopilación y análisis de la información de pozos de correlación.

Uno de los aspectos mas importantes en el proceso del desafío de la perforación de un pozo es el de determinar las características técnicas (formaciones a perforar, estabilidad, etc.) y problemas que se podrían encontrar durante la perforación del mismo. Esto se puede realizar mediante el análisis de la información generada en el campo. De la calidad y cantidad de información disponible dependerá la calidad del proyecto a realizar.

Pozos exploratorios

En los pozos exploratorios, se llevan estrictos seguimientos geológicos a través de los fósiles índice, lo que permite identificar los diferentes contactos y edades de las formaciones⁽⁹⁾ y seguimientos geofísicos realizados en el campo prospecto. El conocimiento geológico del área permitirá: determinar la geología del pozo a perforar, e identificar anomalías geológicas que pueden encontrarse durante la perforación.

Pozos de desarrollo

Las herramientas más importantes son los registros geofísicos; los cuales, por medio de comparación de curvas permiten correlacionar el pozo en perforación, con los pozos vecinos ya perforados ⁽⁹⁾; en particular la información sismológica permite determinar la litología a perforar, presiones de formación y fractura, propiedades mecánicas de las formaciones y echados de las formaciones.

Resumen de operaciones

Se realiza un programa resumido de las operaciones que se ejecutan durante la intervención del pozo, así como al termino del mismo se hace un resumen

operacional el cual consiste en un informe de operaciones donde se van detallando las operaciones a medida que se este interviniendo el pozo, con sus operaciones normales, problemática que se presenta, como fue solucionada, asentamientos de tuberías de revestimiento, cementaciones, días de duración de cada etapa de perforación, cambio de etapa, días totales.

Todo lo anterior es con la finalidad de tener estadística y conocer mas el campo, verificando el tiempo programado durante la intervención con el tiempo real, correlacionando para las futuras programaciones de perforación en el mismo campo.

I.5 Selección y programa de los fluidos de perforación

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de un pozo es la selección del fluido de perforación, parte de los problemas que ocurren durante la perforación de los pozos están relacionadas directa o indirectamente con el tipo y las propiedades de dicho fluido. Entre otros, se encuentran las pérdidas de circulación, los brotes, resistencias y atrapamiento de sarta por inestabilidad de la formación, pegaduras por presión diferencial, bajos ritmos de penetración, y daño a la formación productora.

La información que debe recabarse durante el proceso de selección del fluido de perforación, se refiere a las presiones de poro y fractura, antecedentes de pérdidas de circulación o de brotes, litología (presencia de lutitas hidratables, intercalaciones de sal, etc.), temperatura y presencia de fluidos contaminantes (agua salada, CO₂ y H₂S).

Un aspecto que ha tornado gran importancia en este proceso, es la protección al medio ambiente. De hecho, este último ha originado que se dejen de utilizar sistemas de fluidos de perforación que en años anteriores dieron buenos resultados, pero que contienen productos altamente tóxicos para el medio ambiente, tales como el Cromolignosulfonato emulsionado. Estos han sido sustituidos por lodos inhibidos a base de polímeros o cálcicos, entre otros ⁽⁴⁾.

Inestabilidad del agujero

De las rocas que son penetradas durante la perforación de un pozo, la más susceptible de inestabilidad es la lutita. Las arenas no consolidadas encontradas a

profundidades someras, pueden ser erosionadas por el fluido de perforación en flujo turbulento. Tanto las areniscas como los carbonatos pueden ser inestables cuando están sujetas a esfuerzos tectónicos o cuando la presión hidrostática del fluido de perforación es menor que la presión de los fluidos contenidos en las rocas, particularmente cuando la permeabilidad es baja. Los problemas con la lutita se magnifican por la extraordinaria manera en que esta roca se afecta cuando se moja con agua. Los principales síntomas de inestabilidad son incrementos en el torque, arrastre, dificultad para hacer conexión, derrumbes y descalibre del agujero.

Las lutitas están presentes en más del 75% de las formaciones perforadas y causan más del 90% de los problemas de inestabilidad.

Por lo anterior, cuando se perforan formaciones arcillosas con lodos base agua dulce, la calidad del filtrado cobra una importancia básica. Este debe contener sustancias químicas que eviten o reduzcan considerablemente la hidratación superficial y osmótica. Los inhibidores químicos contenidos en el filtrado deben satisfacer las cargas superficiales de la arcilla, evitándose la hidratación osmótica.

La inestabilidad del pozo se incrementa conforme aumenta la inclinación del pozo ⁽¹³⁾.

Como ejemplo, se hace referencia al campo Escuintle de la Región Sur de México, el cual es productor de aceite en las formaciones carbonatadas del Cretácico Superior San Felipe, Agua Nueva y Cretácico Medio.

El programa de perforación de un pozo típico de este campo comprende 6 etapas y la terminación (Fig. 1.6) Debido a que se requiere terminar en tubería de explotación de 5", se perfora con un arreglo de tuberías de revestimiento de 30", 20", 13 3/8", 9 5/8", 7" y 5". A continuación se hace una breve descripción de los objetivos y aspectos principales de cada etapa.

Etapa conductora de 36"

Esta consiste en perforar con barrena de 36" hasta 50 m, posteriormente introducir y cementar el Tubo de 30" para obtener el medio de retorno del fluido de perforación hacia el equipo superficial de control de sólidos, presas y bombas.

Barrena (pulg)	Profundidad (m)	Objetivo de la etapa	Fluido de Perforación	Densidad (gr/cc)
36	50	Cementar el tubo conductor de 30" para tener un medio de circulación.	Bentonítico	1.08
26	700	Cementar tubería de revestimiento de 20" a fin de aislar los acuíferos superficiales y ganar gradiente de fractura para poder incrementar la densidad del fluido de perforación en la siguiente etapa.	Inhibido	1.20
17 ½	1800	Llegar a la cima de la zona de presiones anormales y cementar tubería de revestimiento de 13 3/8" a fin de poder cambiar el fluido de perforación base agua a base aceite y manejar mayores densidades en la zona de presiones anormales.	Inhibido	1.70
12	4000	Atravesar la zona de presiones anormales y aislar la misma con la tubería de revestimiento de 9 5/8" a fin de poder utilizar una menor densidad del lodo en la siguiente etapa.	Base Aceite	1.95 – 2.00
8 3/8	4700	Atravesar las formaciones Eoceno y Paleoceno hasta la cima de la formación Cretácico Superior Méndez, las cuales tienen un gradiente de presión de poro en el rango de 1.50 a 1.60 gr/cc. Se cementa la tubería de revestimiento de 7" para aislar estas formaciones a fin de poder cambiar la base del fluido de perforación para la siguiente etapa.	Base Aceite	1.70
5 7/8	5500	Perforar la zona productora del campo (Formaciones Cretácico Superior y Medio), cuyo gradiente de presión de poro está en el rango de 1.15 gr/cc.	Base Agua	1.20
Terminación	5500	Terminar el pozo con un fluido limpio.	Agua Filtrada	1.00

Fig. 1.6 Programa de perforación de un pozo

Etapa superficial de 26"

El objetivo es perforar con barrena de 26" hasta la profundidad de 700 m e introducir y cementar la tubería de revestimiento de 20" con el fin de aislar los acuíferos superficiales y alcanzar un gradiente de fractura de 1.75 g/cm^3 que permita incrementar la densidad al fluido de perforación en la siguiente etapa.

En esta etapa se atraviesan intercalaciones de arena poco consolidadas y arcillas que se dispersan fácilmente en agua. Las presiones de poro están en el rango de $1.07 - 1.10 \text{ g/cm}^3$ y la temperatura máxima es de $60 \text{ }^\circ\text{C}$. El fluido de perforación debe cumplir funciones específicas, tales como inhibir la dispersión de las arcillas, capacidad de sustentación de los recortes en estado de reposo, ayudar a obtener una buena limpieza del agujero, facilidad de remoción de los recortes en superficie, permitir la toma de registros geofísicos, producir bajas caídas de presión

por fricción para optimizar la hidráulica, y evitar la contaminación de los acuíferos superficiales.

El fluido empleado es un sistema base agua tratado con cal para inhibir las arcillas de las formaciones superficiales, mediante el intercambio catiónico de Ca^{2+} . Esta formulado con dispersantes (lignito y lignosulfonato) para el control de la reología y polímeros para el control del filtrado. Esos fluidos proporcionan un grado de inhibición aceptable para esta etapa. La densidad máxima empleada es de 1.20 g/cm^3

Se recomienda que el MBT (Metilen Blue Test) se mantenga en un valor menor de 90 kg/m^3 para mantener el sistema relativamente limpio de sólidos de baja gravedad. El exceso de cal se mantiene entre $5.0 - 8.0 \text{ Kg/m}^3$.

Debido al diámetro de la barrena (26"), durante la perforación se generan gran cantidad de recortes, los cuales deben ser transportados hasta la superficie y eliminados del sistema. Este proceso de remoción depende principalmente de la velocidad anular, el punto de cedencia y los geles del fluido de perforación. Para maximizar la velocidad anular, se manejan gastos en el rango de 45-50 gpm por pulgada de diámetro de la barrena. Además, periódicamente se bombean baches de fluido con alta viscosidad.

Los recortes y los materiales utilizados para darle densidad al fluido de perforación deben mantenerse en suspensión durante las conexiones y los viajes. Geles iniciales entre $5-12 \text{ lb/100 ft}^2$ son suficientes para este propósito. Los geles a 10 minutos se mantienen en el rango de $20 - 35 \text{ lb/100 ft}^2$ y se recomienda que no sean mayores a 5 veces el valor del Gel inicial, ya que la presión requerida para romper circulación puede ocasionar fracturas en las formaciones cuando se reanuda el bombeo. La viscosidad plástica se mantiene en el rango de $15 - 30 \text{ Cp}$ y el punto de cedencia entre $15-30 \text{ lb/100 ft}^2$. El filtrado API, menor a 12 cm^3 .

En general, no se tienen problemas significativos asociados con el fluido de perforación durante la perforación de esta etapa.

Etapa intermedia de 17 1/2"

El objetivo es perforar hasta la cima de la zona de presiones anormalmente altas a fin de alcanzar un gradiente de fractura de 2.10 g/cm^3 y cementar la tubería de revestimiento de 13 3/8".

Esta es una de las etapas mas problemáticas en la perforación de este campo, ya que se tienen una serie de requerimientos. Por un lado, se tienen arcillas altamente reactivas, con presión de poro en el rango de 1.50-1.55 g/cm³, las cuales si no son perforadas con la densidad necesaria y se inhiben adecuadamente, se manifiestan en forma de derrumbe que pueden ocasionar atrapamientos y empacamientos de la sarta de perforación. Además se tienen intercalaciones de arena con fluidos contaminantes (agua salada y CO₂). La temperatura máxima que se alcanza es de 85 °C. La densidad con la que se termina esta etapa es de 1.70 g/cm³.

Antes se empleaban fluidos de perforación dispersos como el Cromolignosulfonato emulsionado. Estos dan un buen desempeño desde el punto de vista de estabilidad a la temperatura pero contienen una gran cantidad de sólidos, que inciden negativamente en la eficiencia de la perforación. Además, debido a las restricciones ambientales su uso ha sido prácticamente erradicado.

Hoy se emplean fluidos base agua inhibidos a base de Cal, polímeros encapsuladores y glicoles. El Polyglicol se usa como inhibidor, la cal para el intercambio iónico, el NaCl para disminuir la actividad del agua. Se emplea asfalto como sellante y para reducir la invasión del fluido. Es necesario monitorear las propiedades del fluido de perforación a fin de darle el tratamiento adecuado. El MBT se debe mantener en valores menores a 90 Kg/m³.

Un problema que se tiene en esta etapa, es el embolamiento de la barrena y de los estabilizadores con los recortes de formación. Esto origina bajos ritmos de penetración y fricciones en los viajes o al momento de hacer las conexiones durante la perforación. Para disminuir esto, se requiere que el fluido de perforación tenga lubricidad para que el recorte no se adhiera a las herramientas. Anteriormente este problema se disminuía agregando diesel. Sin embargo, con las restricciones ambientales esta practica se esta evitando. Ahora se agregan detergentes y humectantes metálicos.

En lo que respecta al acarreo y suspensión de los recortes, en esta etapa se hacen las mismas consideraciones que en la anterior.

Las propiedades típicas del fluido de perforación son: Viscosidad Plástica de 25 - 40 cp, Punto de Cedencia de 12 - 25 lb/100 ft². Gel Inicial 5 -12 lb/100 ft². Gel a 10 min. 20-35 lb/100ft², Filtrado menor a 7 cm³, pH de 11, Exceso de Cal de 5- 8 Kg/m³, Salinidad 20,000-30,000 ppm.

Etapa intermedia de 12"

En esta etapa se perfora la zona de presiones anormalmente altas, que comprende las formaciones Depósito y las rocas del Oligoceno hasta llegar a la cima del Eoceno, donde se cementa la tubería de revestimiento de 9 5/8". Se atraviesan espesores hasta de 2200 m de lutitas altamente reactivas con gradientes de presión de poro en el rango de 1.90 -1.95 g/cm³, las cuales en contacto con el agua tienden a hincharse y desestabilizarse, produciendo derrumbes, atrapamientos y empacamientos de la sarta de perforación. Sólo es posible perforarlas en forma segura con fluidos base aceite. Estos fluidos son muy estables a las altas temperaturas y son inertes a los contaminantes comúnmente encontrados durante la perforación (cemento, sal, anhidrita, CO₂, H₂S).

Una desventaja de los fluidos de emulsión inversa es su toxicidad, así como de los recortes generados. Estos deben manejarse en forma segura para evitar la contaminación de los suelos y los cuerpos de agua superficiales. Estos recortes deben ser transportados fuera de la localización para posteriormente recibir diversos tratamientos y ser finalmente confinados en sitios y condiciones seguras. Estos procesos son altamente costosos, por lo que el uso de estos fluidos debe estar bien justificado.

Las propiedades típicas del fluido de perforación son: densidad de 2.02 g/cm³, viscosidad plástica de 50 -60 cp, punto de cedencia 15- 22 lb/100 ft², Gel Inicial 8-16 lb/100 ft², Gel a 10 min. 20-35 lb/100 ft², estabilidad eléctrica mayor de 500 voltios, filtrado 3-5 cm³, exceso de cal mayor de 10 Kg/m³, salinidad mayor de 300,000 ppm, relación aceite/agua de 80/20

Etapa intermedia 8 3/8

En esta etapa se perforan sedimentos del Eoceno y Paleoceno, hasta la cima de la formación Cretácico Superior Méndez, donde se cementa la tubería de revestimiento de 7". Estas rocas se componen al igual que el oligoceno, de lutitas hidratables aunque con valores de gradiente de presión de poro en el rango de 1.50 - 1.60 g/cm³.

El principal problema de esta etapa es que se tienen intercalaciones de rocas calcáreas con gradientes de fractura de 1.90 g/cm^3 , por lo cual se requiere perforarlas con una menor densidad que la etapa anterior a fin de evitar pérdidas de circulación. Básicamente el mismo fluido de perforación de la etapa anterior pero con una densidad de 1.70 g/cm^3 .

Etapa de explotación 5 7/8"

En esta etapa se perfora la zona productora del Campo (formaciones carbonatadas del Cretácico Superior y Cretácico Medio). Los problemas más comunes para los fluidos de perforación en esta etapa son: altas temperaturas ($155 \text{ }^\circ\text{C}$), contaminación con CO_2 y/o H_2S . Esta zona se caracteriza por presencia de fracturas naturales, en las cuales el valor de gradiente de presión de poro (1.18 g/cm^3) es prácticamente el mismo que el de fractura. Se deben perforar en un punto de equilibrio para evitar las pérdidas de circulación y al mismo tiempo mantener controlado el pozo.

El fluido empleado es base agua Polimérico para alta temperatura con carbonato de calcio como agente puenteante y densificante. El mantenimiento de un pequeño exceso de cal actúa como inhibidor de hidratación de cuellos arcillosos al intercambiar cationicamente el sodio por el calcio en las arcillas encontradas. Si se detecta presencia de H_2S el sistema debe ser tratado con un compuesto Aminico.

El incremento de la viscosidad puede ocurrir por insuficiencia de aditivos, incremento del contenido de sólidos o por contaminación de carbonatos. El MBT es mantenido en un valor menor de 40 Kg/m^3 . Esto ayuda a eliminar los problemas de gelación asociados con las temperaturas de fondo y la contaminación con gases ácidos. La adición de polímeros defloculantes reducen las fuerzas de gel y el punto de cedencia.

Las propiedades típicas de estos fluidos son: Densidad de $1.20 - 1.60 \text{ g/cm}^3$, Viscosidad Plástica de $10 - 33 \text{ cp}$, Punto de Cedencia $6 - 18 \text{ lb/100ft}^2$. Gel Inicial 28 lb/100ft^2 , Gel a 10 min. $5 - 20 \text{ lb/100ft}^2$, Filtrado $3 - 6 \text{ cm}^3$, pH de 10.

Una ventaja del empleo de los fluidos base agua es que permiten la aplicación de la técnica de perforación bajo balance, es decir perforar con el pozo fluyendo en forma controlada. Con los fluidos base agua se facilita la separación en superficie del aceite y el gas producido durante la perforación bajo balance. Con esa técnica se

mejoran los ritmos de penetración, se disminuyen las pérdidas de circulación y el daño a la zona productora.

I.6 Selección de barrena

La selección de barrenas es una parte importante del proceso de planeación de la perforación de un pozo, ya que de ella depende, en cierta medida, la optimización del ritmo de penetración, el cual está influenciado por parámetros como: esfuerzos efectivos de la roca, características de la barrena, condiciones de operación (peso sobre la barrena, velocidad de rotación e hidráulica), ensamble de fondo, propiedades fisicoquímicas de la roca, fluidos de perforación y desviación del pozo, entre otros.

Tradicionalmente, la selección de barrenas se ha efectuado con base en la información de registros de barrenas usadas en pozos de correlación. Se selecciona la barrena más económica utilizando el criterio de costo por metro. Este criterio de selección requiere una buena base de datos de registros de barrenas usadas en pozos vecinos, y la experiencia del personal involucrado en la selección de la barrena. En este caso, se les otorga poco valor a las características mecánicas de la roca como criterio para su selección.

Su efectividad está limitada a la repetición de las mismas condiciones de operación, bajo el supuesto de que los datos existentes representan parámetros óptimos de operación; lo cual, no siempre es cierto. Como resultado, la selección de barrenas termina siendo un proceso de ensayo y error. Una alternativa a esta limitación es la selección —y el análisis de la eficiencia— de la barrena en función de las propiedades mecánicas de la roca y los parámetros de operación, como el peso sobre la barrena, la velocidad de rotación, el ritmo de penetración, y el torque.

La primera disyuntiva que el ingeniero de diseño enfrenta es elegir una barrena tricónica o una de arrastre. La revisión de información indica que no existe un criterio normalizado sobre el tipo de barrena a elegir, por lo que generalmente se hace a partir de experiencias del comportamiento de cada tipo de barrena en litologías conocidas ⁽¹⁴⁾.

Hoy en día existen diversos tipos de barrenas para la perforación de un pozo.

Los nuevos desarrollos en la tecnología de las barrenas así como las bases de datos de barrenas, facilitan la selección de una barrena adecuada a la formación logrando así un mayor nivel de operación ⁽⁴⁾.

Para la planeación del programa de barrenas de un pozo a perforarse, se procede como sigue:

El Ingeniero de diseño encargado de la planeación del pozo, deberá de llevar a cabo una selección inicial de las barrenas, basado en los objetivos, riesgos y geometría. Efectúa un estudio detallado de los registros de barrenas de los pozos vecinos, para que el programa sea un promedio del área.

Tipos de barrenas

En la actualidad existen diversos tipos de barrenas, Fig. 1.7 para la perforación de pozos que difieren entre si, ya sea en su estructura de corte o por su sistema de rodamiento. Las barrenas se clasifican en:

- Barrenas tricónicas, Fig. 1.7 a).
- Barrenas de diamante, Fig. 1.7 c).
- Barrenas de diamante policristalino, (PDC), Fig. 1.7 b).

Parámetros de operación: Peso sobre barrena (PSB); Velocidad de rotación (RPM) y la hidráulica de perforación.

Esta selección de parámetros para la optimización de la perforación es una de las partes más importantes, y el procedimiento es:

- Seleccionar los pozos de desarrollo para la correlación
- Obtener los registros de barrenas de pozos vecinos.
- Determinar el costo del equipo para el pozo planeado.
- Calcular los costos de perforación para cada una de las barrenas utilizadas en los pozos de correlación.
- Seleccionar las condiciones que dan como resultado el mínimo costo de por metro.



Fig. 1.7 Barrenas a) Tricónica

b) PDC

c) Diamante

Capítulo 2

Propiedades físico-químicas de las rocas sedimentarias

Dichas propiedades derivan, principalmente, de:

- Su extremadamente pequeño tamaño de partícula (inferior a 2 mm)
- Su morfología laminar.
- Las sustituciones isomórficas, que dan lugar a la aparición de carga en las láminas y a la presencia de cationes débilmente ligados en el espacio interlaminar.

Como consecuencia de estos factores presentan por una parte un valor elevado del área superficial y, a la vez, la presencia de una gran cantidad de superficie activa, con enlaces no saturados. Por ello pueden interactuar con muy diversas sustancias, en especial compuestos polares, por lo que tienen comportamiento plástico en mezclas arcilla-agua con elevada proporción sólido/líquido y son capaces en algunos casos de hinchar, con el desarrollo de propiedades reológicas en suspensiones acuosas.

Por otra parte, la existencia de carga en las láminas se compensa, como ya se ha citado, con la entrada en el espacio interlaminar de cationes débilmente ligados y con estado variable de hidratación, que pueden ser intercambiados fácilmente mediante la puesta en contacto de la arcilla con una solución saturada en otros cationes, a esta propiedad se la conoce como capacidad de intercambio catiónico.

II.1 Superficie específica

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g . Las arcillas poseen una elevada superficie específica, muy importante para ciertos usos industriales en los que la interacción sólido-fluido depende directamente de esta propiedad.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

A continuación se muestran algunos ejemplos de superficies específicas de arcillas:

- Caolinita de elevada cristalinidad hasta 15 m²/g
- Caolinita de baja cristalinidad hasta 50 m²/g
- Halloisita hasta 60 m²/g
- Illita hasta 50 m²/g
- Montmorillonita 80-300 m²/g
- Sepiolita 100-240 m²/g
- Paligorskita 100-200 m²/g

II.2 Capacidad de Intercambio catiónico

Es una propiedad fundamental de las esmectitas. Son capaces de cambiar, fácilmente, los iones fijados en la superficie exterior de sus cristales, en los espacios interlaminares, o en otros espacios interiores de las estructuras, por otros existentes en las soluciones acuosas envolventes. La capacidad de intercambio catiónico (CIC) se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

- Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.
- Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.
- Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80 % de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20 % de la carga total de la lámina.

A continuación se muestran algunos ejemplos de capacidad de intercambio catiónico (en meq/100 g):

- Caolinita: 3-5
- Halloisita: 10-40
- Illita: 10-50

- Clorita: 10-50
- Vermiculita: 100-200
- Montmorillonita: 80-200
- Sepiolita-paligorskita: 20-35

Por ejemplo, en el ámbito petrolero en México, para las arcillas que alojan cationes (Na, Ca) que se pueden intercambiar con moléculas de H₂O de un fluido circundante, la CIC que se ha reportado para las estructuras arcillosas que muestran inestabilidad, son:

Valores menores de 10 meq/ 100g	no reactivo
10 – 18 meq/ 100g	reactivo
18 - 28 meq/ 100g	muy reactivo
Valores mayores de 28 meq/ 100g	incompatible

Estos valores se obtienen por varios métodos, siendo MTB el más conocido.

II.3 Capacidad de absorción

Algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes ya que pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlamilar (esmeclitas) o en los canales estructurales (sepiolita y paligorskita).

La capacidad de absorción está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate. La absorción de agua de arcillas absorbentes es mayor del 100% con respecto al peso.

II.4 Hidratación e hinchamiento

La hidratación y deshidratación del espacio interlamilar son propiedades características de las esmeclitas. Aunque hidratación y deshidratación ocurren con independencia del tipo de catión de cambio presente, el grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlamilar y a la carga de la lámina.

La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras. Cuando el catión interlaminar es el sodio, las esmectitas tienen una gran capacidad de hinchamiento, pudiendo llegar a producirse la completa disociación de cristales individuales de esmectita, teniendo como resultado un alto grado de dispersión y un máximo desarrollo de propiedades coloidales. Si por el contrario, tienen Ca o Mg como cationes de cambio su capacidad de hinchamiento será mucho más reducida.

II.5 Plasticidad

Las arcillas son eminentemente plásticas. Esta propiedad se debe a que el agua forma una envoltura sobre las partículas laminares produciendo un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas. La elevada plasticidad de las arcillas es consecuencia, nuevamente, de su morfología laminar, tamaño de partícula extremadamente pequeño (elevada área superficial) y alta capacidad de hinchamiento.

Generalmente, esta plasticidad puede ser cuantificada mediante la determinación de los índices de Atterberg, el cual indica una separación arbitraria entre los estados o modos de comportamiento de un suelo sólido, semisólido, plástico y semilíquido o viscoso. La norma ASTM D 4318-98 ⁽¹⁾ contiene los métodos estándar para determinar el índice de Atterberg, éste índice se refiere al límite líquido y límite plástico de suelos junto con el límite de contracción. Estos métodos a veces se usan para determinar las características de intemperismo del material lutítico-arcilloso. Cuando está sujeto a ciclos de humectación y secado, los límites líquidos de estos materiales tienden a incrementarse. La cantidad del incremento es considerada una medida de la susceptibilidad de las lutitas al intemperismo. El límite líquido se refiere al contenido de agua en porcentaje de un suelo para el límite definido arbitrariamente entre los estados líquido y plástico. El límite plástico se

refiere al contenido de agua en porcentaje de un suelo en el límite entre los estados plástico y semi-sólido.

La relación existente entre el límite líquido y el índice de plasticidad ofrece una gran información sobre la composición granulométrica, comportamiento, naturaleza y calidad de la arcilla. Existe una gran variación entre los límites de Atterberg de diferentes minerales de la arcilla, e incluso para un mismo mineral arcilloso, en función del catión de cambio. En gran parte, esta variación se debe a la diferencia en el tamaño de partícula y al grado de perfección del cristal. En general, cuanto más pequeñas son las partículas y más imperfecta su estructura, más plástico es el material.

Este método también se utiliza para evaluar las características de intemperización de lutitas arcillosas, se sujeta la muestra a ciclos repetidos de humectación y secado, generalmente el valor del límite de líquido tiende a incrementarse, y se le considera como una medida del suelo a intemperizado.

En el caso de suelos que contienen cantidades substanciales de materia orgánica, su límite de líquido decrece abruptamente cuando la muestra es secada en una estufa antes de la prueba, caso en el que debe determinarse antes y después de secado.

II.6 Tixotropía

La tixotropía se define como el fenómeno consistente en la pérdida de resistencia de un coloide, al amasarlo, y su posterior recuperación con el tiempo. Las arcillas tixotrópicas cuando son amasadas se convierten en un verdadero líquido. Si, a continuación, se las deja en reposo recuperan la cohesión, así como el comportamiento sólido. Para que una arcilla tixotrópica muestre este especial comportamiento deberá poseer un contenido en agua próximo a su límite líquido. Por el contrario, en torno a su límite plástico no existe posibilidad de comportamiento tixotrópico.

II.7 Propiedades mecánicas

Los granos o cristales minerales en las rocas están unidos por una matriz, un cemento o por compactación, por lo que las propiedades como resistencia a la deformación dependerán en gran parte de las características propias de dichos elementos cohesivos (composición, grado de compactación y cementación), así una ortocuarcita cementada por sílice puede poseer mayor capacidad de carga que un granito.

La mayor parte de las calizas, dolomías y areniscas poseen una dureza y resistencia compresiva intermedia; con resistencia a la compresión de 1120 – 2250 kg/cm², sin embargo entre las rocas más blandas y débiles están: lutitas arenosas, limosas, arcillosas, margas y algunos conglomerados mediana o débilmente consolidados.

Las rocas sedimentarias, como la pizarra arcillosa, la arenisca y calizas pueden estar estratificadas y por tanto mostrar una anisotropía considerable en las propiedades mecánicas. Otras veces las rocas sedimentarias ocurren bajo una estructura compacta y masiva, presentando sólo una ligera anisotropía.

La resistencia a la compresión en las rocas sedimentaria dependerá de la dirección en que actúan los esfuerzos con relación a la estratificación, la resistencia más alta se obtiene cuando los esfuerzos son normales a los planos de estratificación.

Cuando la arcilla se moja pierde toda su resistencia y la falla dependerá solamente de la densidad y de la carga; efectos similares pueden ocurrir en las lutitas, en donde por esfuerzos mecánicos y la posible presencia de minerales expansivos pueden fallar por algún plano de su estructura “laminar”.

En la Fig. 2.1, se advierte que la caliza y la dolomía entran principalmente en las categorías de resistencia B y C, aunque algunas de las muestras ensayadas ⁽²⁾ son del tipo A, o D. También puede verse que muchos de los puntos caen próximos a la línea superior (módulo relativo 500:1) o por encima de ella. Esta situación parece deberse a su particular estructura (compacta) y mineralogía (calcita y dolomita). Los diagramas correspondientes a la arenisca y pizarra arcillosa, en la figura aparecen abiertos por su extremo inferior debido a que diversas probetas se rompieron con presiones inferiores a 75 kg/cm². Como puede observarse, el valor de una cierta propiedad mecánica puede tener un intervalo de variación. Por ejemplo la resistencia a compresión simple de una caliza puede variar de 350 a 2500 kg/cm²,

sin embargo para la sal gema la variación es de solamente de 200 a 300 kg/cm² aproximadamente.

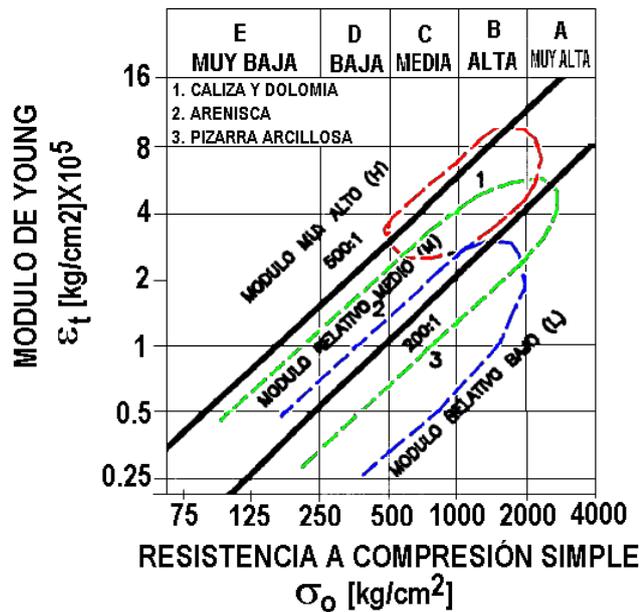


Fig. 2.1 Comportamiento geomecánico ($\sigma_0 - \epsilon_1$) de rocas sedimentarias inalteradas ⁽³⁾

Los plegamientos de los estratos son también una característica estructural esencial de las rocas sedimentarias y son importantes cuando se realizan obras debido a que la deformación provoca que los planos de estratificación presentes echados fuertes y que las rocas sean debilitadas por fracturado intenso cerca de los ejes axiales de los plegamientos, creando condiciones desfavorables al hacer cortes, túneles o excavaciones.

II.8 Mecanismo osmótico de cambio de volumen ⁽⁴⁾

Las arcillas pueden causar serios problemas por expansión, aumentando la presión cuando están confinadas. Se han propuesto muchos mecanismos para explicar el cambio de volumen de una arcilla, al estar expuesta a soluciones salinas concentradas. En general se tienen dos mecanismos potenciales: consolidación osmótica y consolidación osmóticamente inducida. El primero está relacionado con la interacción fisicoquímica a nivel de partícula donde un aumento de la concentración de iones interactúa con la doble capa ⁽⁵⁾ y se presenta una tendencia a la contracción del suelo. El segundo se debe a flujo de agua que sale de la muestra inducido por un gradiente osmótico que genera una presión de poro negativa.

Algunos estudios realizados demuestran que la consolidación osmótica es el mecanismo predominante del cambio de volumen, de origen químico, en arcillas y mezclas de arena y arcilla. En la Ingeniería del Petróleo estudios teóricos sobre los mecanismos de colapso de pozos cuando se atraviesa el estrato de lutita (shale) consideran el flujo osmótico como un elemento que contribuye a la estabilización mecánica del pozo.

Los cambios de volumen en suelos arcillosos saturados ocurren a largo plazo debido a su baja conductividad hidráulica, Los parámetros que controlan este comportamiento son la compresibilidad que relaciona los cambios de volumen con los cambios de tensiones efectivas y la permeabilidad que es una medida de los suelos para conducir fluidos en sus poros.

Debido a las interacciones fisicoquímicas entre las partículas de arcilla y el agua ionizada de los poros, la compresibilidad y la permeabilidad de los suelos arcillosos también depende de una variable geoquímica que es la capacidad de intercambio catiónico, además de la posibilidad de succión osmótica. Mucho se ha empleado la teoría de la doble capa eléctrica para describir de manera cualitativa el comportamiento de la arcilla a escala microscópica. En esta teoría se considera que se forma una atmósfera iónica en la proximidad del coloide cargado y para explicar cómo actúan las fuerzas eléctricas de repulsión. Es posible entender este modelo como una secuencia de etapas que ocurren alrededor de un solo coloide negativo, si los iones que neutralizan sus cargas son repentinamente sacados.

Veamos primero el efecto del coloide sobre el Ion positivo (llamado *contra-Ion*) en la solución. Inicialmente, la atracción del coloide negativo hace que algunos iones positivos formen una rígida capa adyacente alrededor de la superficie del coloide; esta capa de contra-iones es conocida como la *capa de Stern*.

Otros iones positivos adicionales son todavía atraídos por el coloide negativo, pero estos son ahora rechazados por la capa de Stern, así como por otros iones positivos que intentan acercarse al coloide. Este equilibrio dinámico resulta en la formación de una *capa difusa* de contra-iones. Los contra-iones tienen una alta concentración cerca de la superficie, la cual disminuye gradualmente con la distancia, hasta que se logra un equilibrio con la concentración de los contra-iones en el seno de la disolución (Fig. 2.2).

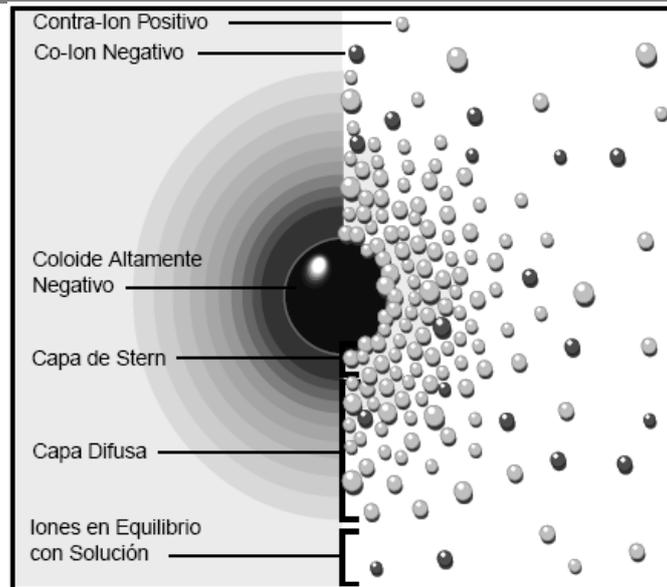


Fig. 2.2 Dos maneras de visualizar la Doble Capa. La vista izquierda muestra el cambio en la densidad de carga alrededor del coloide. La derecha muestra la distribución de iones positivos y negativos alrededor del coloide cargado.

En forma similar, aunque opuesta, en la capa difusa hay un déficit de iones negativos, llamados *co-iones* pues tienen la misma carga que el coloide. Su concentración se incrementa gradualmente al alejarse del coloide, mientras que las fuerzas repulsivas del coloide son compensadas por los iones positivos, hasta alcanzar nuevamente el equilibrio. La capa difusa puede ser visualizada como una atmósfera cargada rodeando al coloide. A cualquier distancia de la superficie, la densidad de carga es igual a la diferencia de concentración entre iones positivos y negativos. La densidad de carga es mucho mayor cerca del coloide y gradualmente disminuye a cero cuando las concentraciones de iones positivos y negativos se asemejan.

Los contra-iones de la capa de Stern y de la capa difusa son los que juntos llamaremos la *doble capa*. El espesor de esta doble capa depende del tipo y concentración de los iones de la solución.

El coloide negativo y su atmósfera cargada positivamente producen un potencial eléctrico relativo a la solución. Este tiene un valor máximo en la superficie y disminuye gradualmente con la distancia, aproximándose a cero fuera de la capa difusa. La caída del potencial y la distancia desde el coloide es un indicador de la fuerza repulsiva entre los coloides en función de la distancia a las cuales estas fuerzas entran en juego.

Un punto de particular interés es el potencial donde se unen la capa difusa y la de Stern. Este potencial es conocido como el potencial Zeta, el cual es importante porque puede ser medido de una manera muy simple, mientras que la carga de la superficie y su potencial no pueden medirse. El potencial Zeta (Fig. 2.3 c) puede ser una manera efectiva de controlar el comportamiento del coloide, puesto que indica cambios en el potencial de la superficie y en las fuerzas de repulsión entre los coloides.

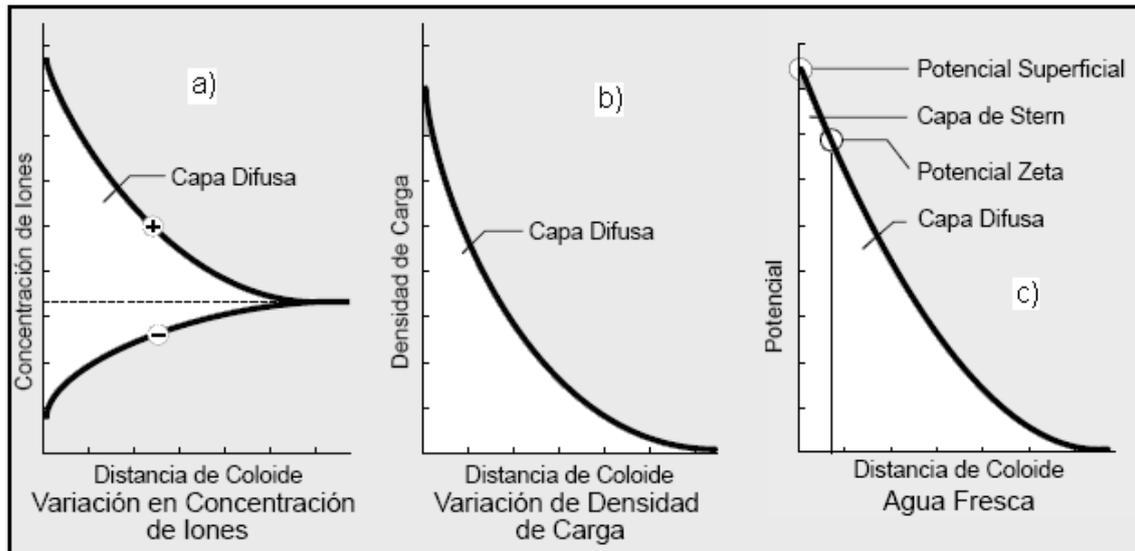


Fig. 2.3 a) Variación en concentración de Iones, b) Variación de densidad de carga y c) Potencial zeta.

Existe una variación de densidad de Iones en la capa difusa. Las Fig. 2.3 a) y b) son dos representaciones del cambio en densidad de carga en la capa difusa. La primera muestra la variación en la concentración de iones positivos y negativos con la distancia de un coloide negativo. La segunda enseña el efecto neto; eso es, la diferencia en la densidad de carga positiva y negativa.

La relación entre potencial zeta y potencial superficial depende del nivel de iones en la solución. En agua fresca, la gran doble capa hace que el potencial zeta sea una buena aproximación del potencial superficial, Fig. 2.4.

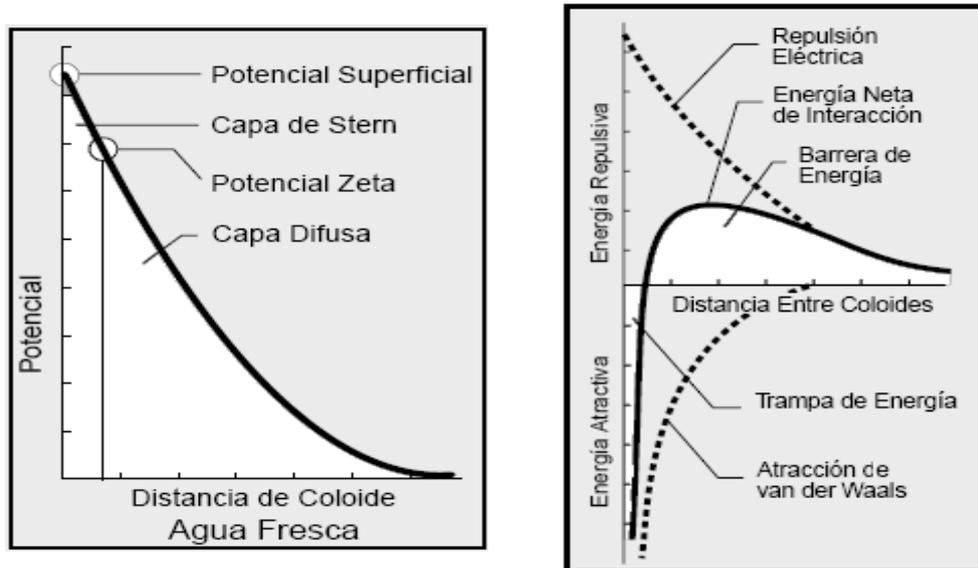


Fig. 2.4 a) Potencial Zeta contra Potencial superficial; b) Interacción

II.8.1 El Balance de Repulsión y Atracción

La repulsión electrostática llega a ser importante cuando los coloides se aproximan y la doble capa comienza a interferir. Se requiere energía para superar esta repulsión y forzar la unión entre las partículas. Esta energía aumenta fuertemente cuando las partículas se acercan. Se usa una curva de repulsión electrostática para indicar la cantidad de energía que hay que vencer para que las partículas puedan ser forzadas a juntarse. Esta energía llega a un valor máximo cuando las partículas están casi juntas y disminuye a cero fuera de la doble capa. Su valor máximo está relacionado con el potencial de la superficie.

Existe una tendencia de los coloides a aglomerarse o permanecer separados al combinar la atracción de Van der Waals y la curva de repulsión electrostática: la curva combinada es llamada la *energía neta de interacción*. A cada distancia el pequeño valor se resta del mayor valor para dar la energía neta. El valor neto se representa entonces arriba si es repulsivo o abajo si es atractivo, y así se forma la curva. La curva de interacción neta cambia siempre de atracción a repulsión y nuevamente a atracción. Si existe una zona repulsiva, entonces el punto de máxima energía de repulsión se llama la *barrera de energía*. La altura de esta barrera indica cuán estable es el sistema. Para aglomerar dos partículas que van a chocar estas deben tener suficiente energía cinética debido a su velocidad y masa, como para

pasar sobre dicha barrera. Si la barrera desaparece, entonces la interacción neta es totalmente atractiva y consecuentemente las partículas se aglomeran. Esta región interna es referida como la trampa de energía, pues los coloides pueden considerarse como sistemas unidos por fuerzas de Van der Waals. Efecto de Tipo y Concentración de electrolitos simples e inorgánicos pueden tener un efecto significativo en el potencial Zeta. El efecto frecuentemente depende de la valencia relativa de los iones y de su concentración.

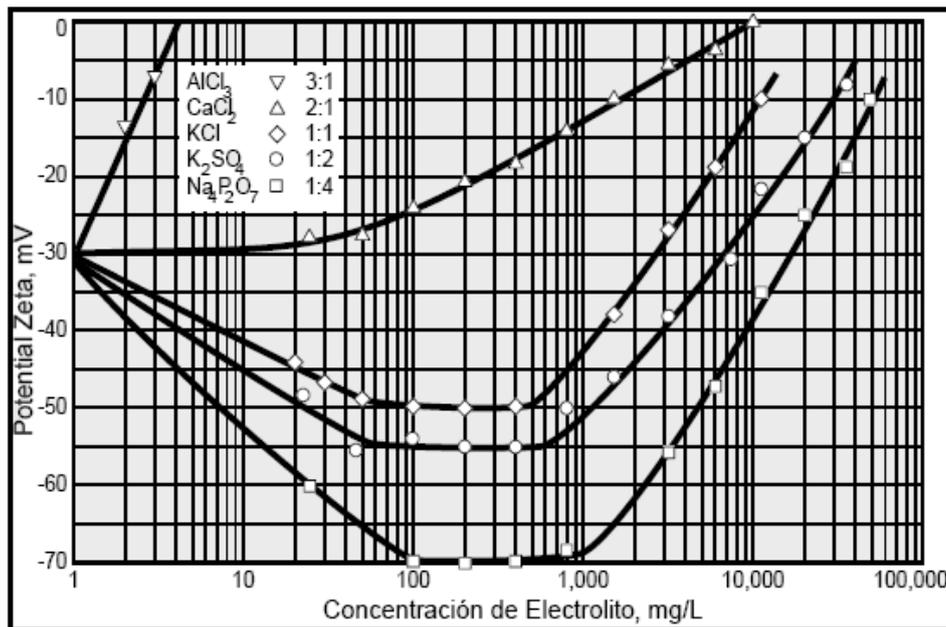


Fig. 2.5 Efecto de tipo y concentración de electrolitos.

La valencia relativa también puede considerarse como el tipo de electrolito, el cual se entiende como la razón estequiométrica entre el catión y el anión. En este ejemplo, el potencial zeta de una suspensión diluida de sílice coloidal fue modificado al añadir diferentes electrolitos. Cloruro de aluminio es un electrolito 3:1 y sus cationes trivalentes fácilmente desplazan el potencial zeta hacia cero. Contrasta esto con el efecto de sulfato de potasio, un electrolito 1:2. Al principio, el potencial zeta decrece hasta que se alcanza una meseta cerca de 50 mg/L.

Al rededor de 500 mg/L, el potencial zeta empieza a subir porque los iones comprimen la doble capa. Dependiendo de nuestros propósitos es posible alterar el entorno del coloide para aumentar o disminuir la barrera energética. Varios métodos pueden ser usados para este propósito, tales como cambios en la atmósfera iónica,

el pH o agregando compuestos activos para afectar directamente la carga del coloide. En cada caso la medida del potencial zeta indicará el efecto de la alteración, principalmente en su estabilidad, Fig. 2.6.

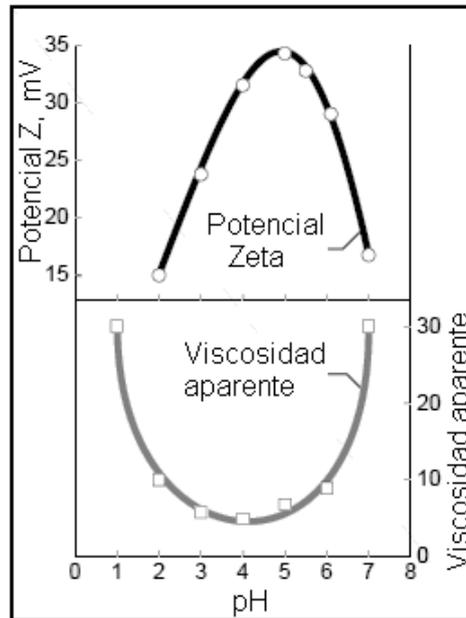


Fig. 2.6 Control de moldaje de arcillas líquidas

La doble capa eléctrica de partículas de arcillas tiene un efecto significativo sobre sus características — sedimentación, floculación y viscosidad. En las suspensiones de arcillas líquidas se debe minimizar su viscosidad para que fluyan prontamente y liberen fácilmente a las burbujas de aire. La Fig. 2.6 muestra el efecto de pH en la viscosidad aparente y potencial zeta de thoria (ThO_3). Observe que el potencial zeta máximo corresponde a una viscosidad aparente mínima.

II.8.2 Eficiencia osmótica

La eficiencia osmótica presenta gran dependencia con la química del agua de los poros y también con la porosidad. En realidad, se observan eficiencias osmóticas altas únicamente en materiales arcillosos de baja porosidad (alta densidad) y para concentraciones electrolíticas diluidas. Esto es así porque la extensión de la capa doble es quien determina cuales son los poros electrostáticamente libres. En rocas con los poros suficientemente pequeños, las capas dobles difusas de las partículas se superponen y la distribución de cargas eléctricas en la solución impide el paso de las especies iónicas a través de los poros.

En el campo de la ingeniería de petróleo, en algunas aplicaciones relacionadas con la perforación de pozos en lutitas se tiene en cuenta el flujo osmótico de líquido como elemento que influye en la estabilidad mecánica del pozo recién perforado. Frydman & Fontoura (2001) demuestran numéricamente como el flujo osmótico originado de la diferencia de concentraciones salinas entre el agua utilizada en la perforación y el agua de los poros de la roca contribuye para acelerar la disipación de presión de poros generada inicialmente en el proceso de perforación. Este mecanismo adicional de disipación de presión de poros contribuirá a la estabilización mecánica del pozo.

En uno de los pocos programas experimentales para verificar la influencia de la química en el comportamiento mecánico de suelos compactados expansivos, se realizó una serie de ensayos de presión de hinchamiento en la bentonita sódica. En uno de los ensayos realizados (Fig. 2.7), se puede apreciar como la presión de hinchamiento, que constituye una variable clave en estos tipos de sistemas almacenamiento, se reduce a menos de la mitad cuando se expone la muestra de bentonita (inicialmente hidratada con agua pura) a una solución saturada de NaCl. Esto indica que también estos materiales pueden ser altamente afectados por acciones químicas.

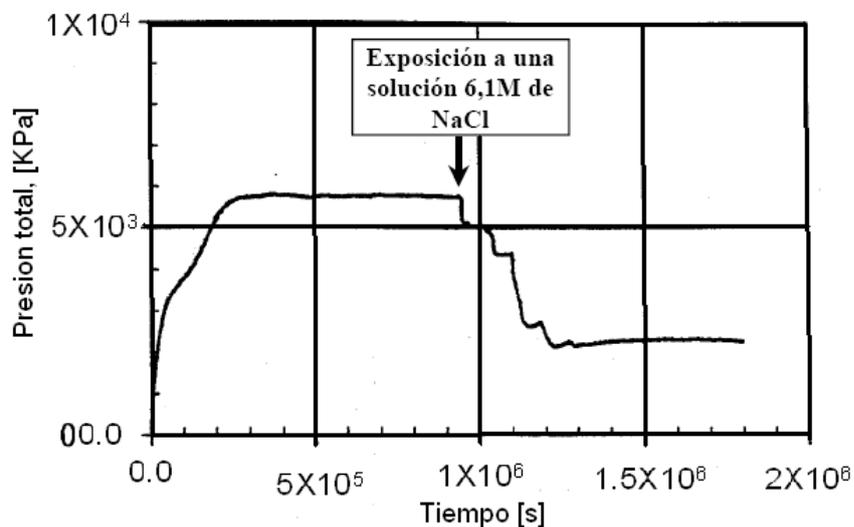


Fig. 2.7 Presión de hinchamiento

II.8.3 Hinchamiento por ósmosis

Se realizó una serie de ensayos edométricos en muestras de una bentonita natural con 80% de fracción arcillosa y un índice de plasticidad de 320%. La fracción

arcillosa se compone principalmente de una montmorillonita sódica. Las muestras han sido preparadas mezclando el polvo de arcilla con agua destilada hasta una consistencia cercana a su límite líquido (que vale 400% para agua destilada y cercano a 100% para salmueras)

En la Fig. 2.8, tres muestras de la bentonita fueron inicialmente consolidadas a 640 [kPa] y a continuación individualmente expuestas a soluciones saturadas de NaCl, KCl y CaCl₂. Se verifica que en los tres casos la exposición a las salmueras produce una gran retracción en las muestras. La diferencia de comportamiento de las muestras es por el intercambio de cationes. Cuando se expone la arcilla sódica a una solución saturada de CaCl₂, el Ca²⁺ en la solución reemplazará el Na⁺ y demás cationes en el complejo de cambio de la arcilla. También el intercambio de cationes que tiene lugar en la muestra expuesta a la solución de KCl hace que esta se deforme un poco más que la muestra expuesta a la solución de NaCl.

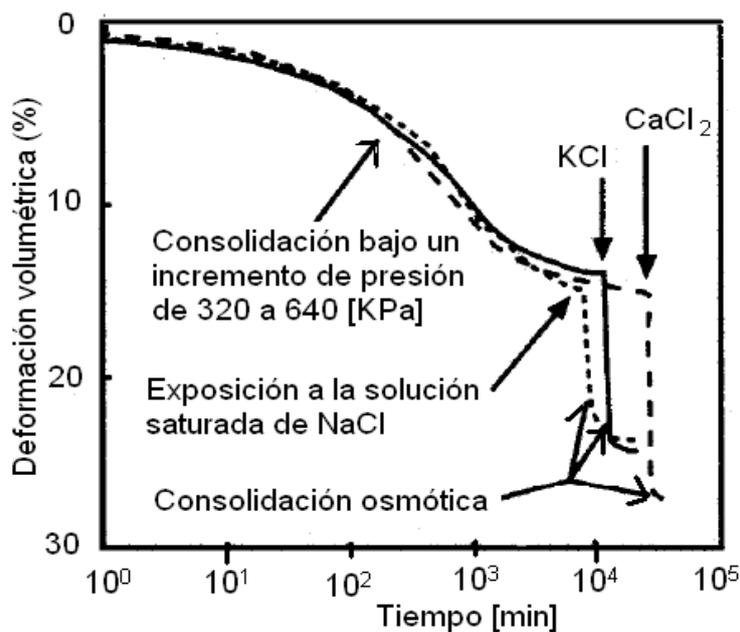


Fig. 2.8 Exposición de la bentonita a soluciones saturadas con distintas sales

En la Fig. 2.9 se puede ver otro conjunto de ensayos donde las muestras de bentonita, después de consolidadas a tensiones entre 40 y 960 [kPa], son expuestas a una solución saturada de NaCl y subsecuentemente a agua destilada. Esta exposición a diferentes tipos de soluciones causa un ciclo de retracción e hinchamiento que deja

deformaciones permanentes en la muestra. La retracción inicial no es totalmente recuperada por el subsecuente hinchamiento.

En la Fig. 2.9, se observa que cuanto mayor es la carga aplicada menores son las deformaciones. Esto es así porque cuanto mayor es la carga aplicada mayor será la rigidez de la microestructura.

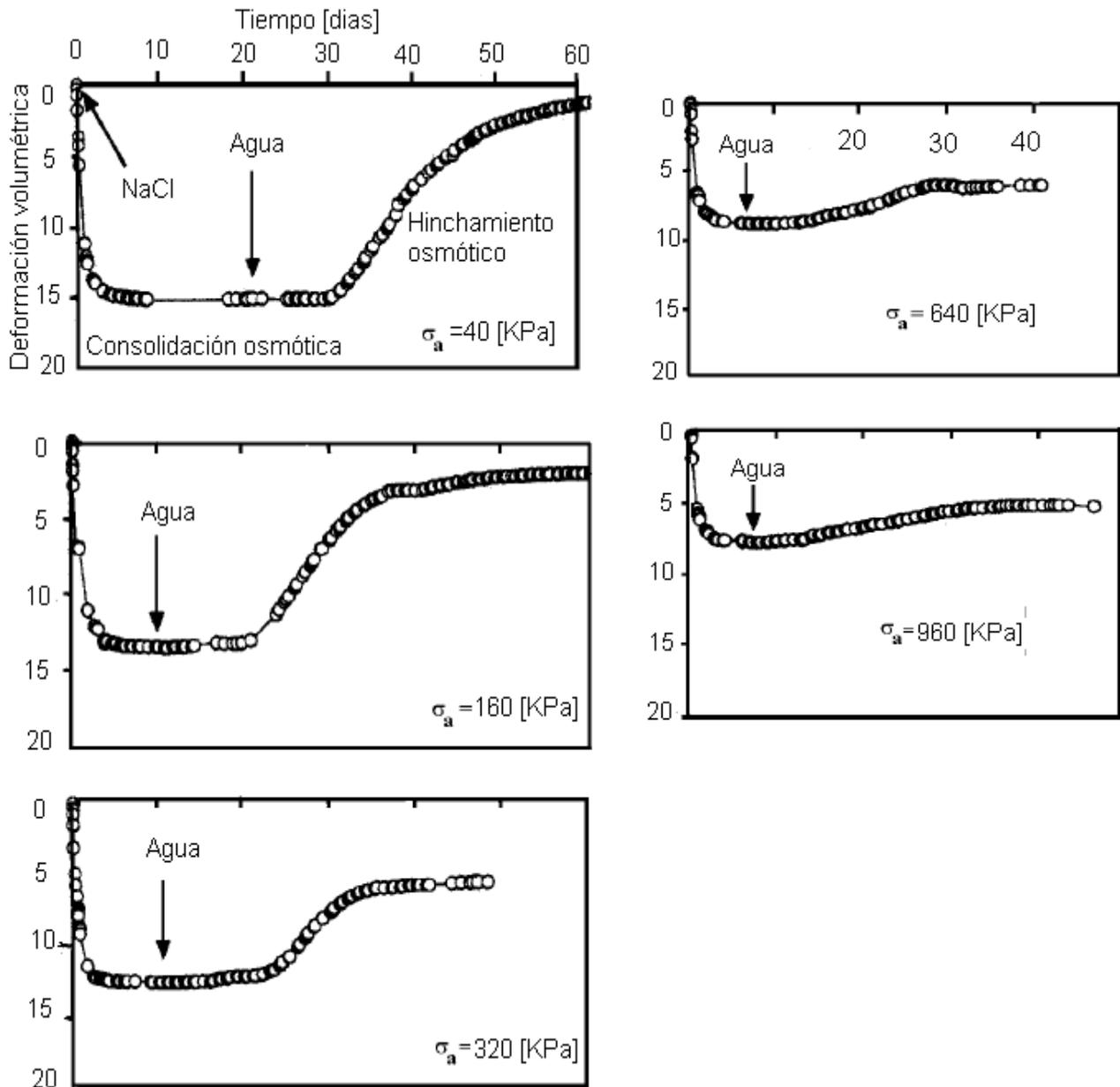
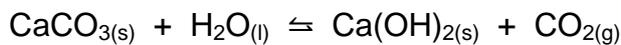


Fig. 2.9 Bentonita expuesta a NaCl y re-expuesta a agua a diferentes cargas axiales

II.9 Estabilidad química de los carbonatos ⁽⁶⁾

Los carbonatos provén información del pasado geológico, son muchos los eventos a los cuales han estado sujetos, lo que amplía el número de variables que se consideran para poder explicar las posibles causas de su variación composicional. La siguiente descripción esta referida a la calcita y su comportamiento en presencia de agua y de gas CO₂. No se considera el efecto de la presencia del anhídrido, H₂S, que al reaccionar con el agua, da origen a un ácido débil (baja disociación), este compuesto ácido tiende a modificar el pH del medio desplazando el equilibrio hacia el lado derecho de la siguiente ecuación ⁽⁷⁾:



Los mecanismos de manejo de varias situaciones típicas que pudieron ocurrir geológicamente inciden directamente sobre las consideraciones para calcular la estabilidad química de los carbonatos. Las situaciones más importantes son:

a) La temperatura. En los yacimientos de petróleo la temperatura suele ser cercana al gradiente térmico promedio de la tierra, 25 – 30 °C/km ⁽⁸⁾. Considerando la profundidad a la que ocurre la explotación del petróleo, por ejemplo, 5 – 6 km.

b) La descompresión del fluido en su ascenso a la superficie, modifica las condiciones de equilibrio fluido – mineral hacia fases termodinámicamente más estables.

c) Las características del agua de formación presente en el yacimiento.

La mayoría de las reacciones resultantes de la interacción agua – roca se equilibran a temperaturas mayores de 150°C. El estado de equilibrio se expresa en términos de ecuaciones que gobiernan el comportamiento de los compuestos como son: a) la ley de acción de masas, b) balance de materia, c) balance de cargas iónicas, d) balances de energía, e) procesos de reparto de especies volátiles entre las fases líquido y vapor, f) cálculo de cocientes de equilibrio que describen la disolución de minerales, los cuales se comparan con constantes de equilibrio apropiadas para indicar el grado de saturación de minerales en los fluidos que ascienden.

La Tabla 2.1 muestra algunos valores de temperatura, pH, y fuerza iónica de muestras de formación de algunos pozos petroleros.

Tabla 2.1 Valores de temperatura, pH y fuerza iónica, de una muestra de agua de formación ⁽⁸⁾

Pozo	T(°C)	Ph	Fuerza iónica (molal)
ES-2	191	5.6	0.8
LU-5	168	5.1	6.5
CA-85	236	4.8	6.5
CA-195	172	5.3	5.4
CA-135	176	5.3	3.4
CA-81	166	5.3	5.1
LU-3B	162	5	6.5

Para efectuar la modelación de equilibrio químico en soluciones existen dos tipos de aproximaciones, el modelo de Asociación Iónica y el de Interacción Iónica. El primero utiliza la ecuación de Debye Hückel o variantes de ella y se aplica a agua diluida con fuerza iónica menor a 1 molal, en este modelo los coeficientes de actividad son función del tamaño iónico y de la fuerza iónica de la solución. El segundo tipo consiste en la aplicación de métodos viriales, o de Pitzer en los que se emplean coeficientes que toman en cuenta las interacciones entre los componentes individuales de la solución en lugar de considerar las especies de la solución. Es importante mencionar que ambos modelos no permiten considerar procesos de advección, dispersión y cinética de los procesos. Sin embargo para elaborar modelos de interacción agua – roca son, cuantitativamente exactos.

II.10 Modelo de Debye Hückel.

Algunas variables tienen que especificarse para calcular la solubilidad de los carbonatos, este conjunto de condiciones deben considerar las situaciones de interés geológico, por ejemplo que las reacciones consideradas:

1. Involucren únicamente la interacción de calcita pura en agua pura, con una fase presente de gas insignificante.
2. Calcita en agua pura, pero con el sistema abierto al CO₂; expuesta a la atmósfera, con presión parcial fija de CO₂.
3. Relaciones de equilibrio calcita y agua, fijando un valor de pH, en ausencia de CO₂

4. Equilibrio en un sistema con una presión parcial fija de CO_2 un valor de pH de interés.
5. Equilibrio resultante de la adición de CaCO_3 a un sistema originalmente abierto al CO_2 , pero cerrado a un yacimiento antes de la adición de CaCO_3 .

Caso 1 Pueden utilizarse para determinar la solubilidad de la calcita, esto es el sistema cerrado $\text{CaCO}_3\text{-H}_2\text{O}$. Esto es, de hecho, de poca utilidad geológica.

Caso 2 Es de considerable importancia geológica, esto representa las relaciones en lagos y ríos y otras aguas naturales diluidas en íntimo contacto con la atmósfera, en el cual el pH del sistema es controlado completamente por el equilibrio del carbonato.

Caso 3 Pueden ser representativo para el análisis de agua subterránea. El análisis comúnmente da el carbonato disuelto total, HCO_3^- , CO_3^{2-} , H_2CO_3 , concentración de calcio, y pH. Especialmente para el cálculo del contenido de calcio, considerando varias reacciones.

Caso 4 es también de gran importancia geológica. Dado el conocimiento que un sistema está en equilibrio con una presión parcial dada de CO_2 y que tiene un pH dado, se puede calcular en este caso la actividad del ion calcio en equilibrio con la calcita y la solubilidad de la calcita de tal sistema.

Caso 5 Situación en la cual el agua de lluvia en equilibrio con la atmósfera, absorbe la tierra, quizá a través de una tierra no reactiva, y viene a estar en contacto con la calcita. Se obtiene información acerca de actividad y concentración del ion calcio en la solución resultante para el equilibrio, el pH de equilibrio del agua.

Se ejemplificará únicamente el caso 4. Los cálculos dados, se aplican para agua de baja fuerza iónica (< 0.1), por lo cual se puede emplear el método de Debye Hückel. En el Apéndice 1 se incluye un artículo para el cálculo de concentraciones de equilibrio por el método de Pitzer.

Se tienen siete variables involucradas, a temperatura constante y para una presión parcial constante. Considerando que se encuentran reportados los valores de los coeficientes de actividad para todas las especies- estas son P_{CO_2} , $a_{\text{H}_2\text{CO}_3}$, $a_{\text{HCO}_3^-}$, $a_{\text{CO}_3^{2-}}$, a_{H^+} , a_{OH^-} , $a_{\text{Ca}^{2+}}$. En cada caso la constante de equilibrio para CaCO_3 , la

primera y segunda constante de disociación para el ácido carbónico, y la constante de equilibrio para el agua son aplicables, puesto que el equilibrio con CaCO_3 es siempre estipulado, y el equilibrio interno de todas las especies iónicas en la solución es supuesto. Así, la aplicación de las cinco ecuaciones, donde los valores numéricos de las constantes de equilibrio son para 25 °C:

$$\frac{[\text{Ca}^{2+}][\text{CO}_3^{2-}]}{[\text{CaCO}_3(c)]} = K_{\text{CaCO}_3} = 10^{-8.3} \dots 2.1 \quad ; \quad \frac{[\text{H}^+][\text{HCO}_3^{1-}]}{[\text{H}_2\text{CO}_3]} = K_{\text{H}_2\text{CO}_3} = 10^{-6.4} \dots 2.2$$

$$\frac{[\text{H}^+][\text{CO}_3^{2-}]}{[\text{HCO}_3^{1-}]} = K_{\text{HCO}_3^{1-}} = 10^{-10.3} \dots 2.3 \quad ; \quad \frac{[\text{H}^+][\text{OH}^{1-}]}{[\text{H}_2\text{O}]} = K_{\text{H}_2\text{O}} = 10^{-14} \dots 2.4$$

$$\frac{[\text{H}_2\text{CO}_3]}{P_{\text{CO}_2(g)}} = K_{\text{CO}_2} = 10^{-1.47} \dots 2.5$$

En estas ecuaciones todas las especies están en disolución, excepto en los que se indica que se encuentra en forma cristalina ($\text{CaCO}_3(c)$) y como gas ($\text{CO}_2(g)$). Los valores para las constantes de equilibrio a diferentes temperaturas se dan al Tabla 2.2, y en la Tabla 2.3 para el agua. Las ecuaciones 2.1 a 2.5 proveen la columna vertebral de cada situación descritas bajo los cinco casos listados.

Tabla 2.2 Constante de equilibrio para carbonatos a diferentes temperaturas ⁽⁹⁾				
Temperatura (°C)	pK ₁	pK ₂	pK ₃	pK _{CO2}
0	6.58	10.62	8.02	1.12 (0.2°C)
5	6.52	10.56	8.09	
10	6.47	10.49	8.15	
15	6.42	10.43	8.22	
20	6.38	10.38	8.28	
25	6.35	10.33	8.34	1.47
30	6.33	10.29	8.40	
40	6.30	10.22	8.52	1.64
50	6.29	10.17	8.63	
80	6.32	10.12	8.98	
pK _x = - log K _x				

Para determinar la actividad y molalidad del ion calcio en equilibrio con calcita en una disolución de fuerza iónica de 0.10, y a un pH de 10.

Tabla 2.3 Contante del producto iónico del agua de diferentes temperaturas.

Temperatura [°C]	pKw	Presión [atm]	pKw
0	14.944	1	13.997
10	14.535	250	13.907
15	14.346	500	13.824
20	14.167	750	13.747
25	13.997	1000	13.667
30	13.833	1250	13.585
40	13.535	1500	13.524
50	13.262	1750	13.449
60	13.017	2000	13.394
70	12.800	Únicamente se considera el comportamiento de pKw de 25°C a diferentes presiones.	
80	12.598		
90	12.422		
100	12.259		
110	12.126		
120	12.002		
130	11.907		

Requiriéndose las siguientes ecuaciones:

$$-\log \gamma_i = \frac{Az_i^2 \sqrt{I}}{1 + Ba \sqrt{I}} \quad \dots \quad 2.6 \quad \text{Ecuación de Debye Hückel para el cálculo de los coeficientes de actividad.}$$

$$I = 1/2 [C_1 z_1^2 + C_2 z_2^2 + \dots + C_i z_i^2] \quad \dots \quad 2.7 \quad \text{Ecuación de Debye Hückel para el cálculo de la fuerza iónica.}$$

Para la ecuación 2.7 C_i es la concentración molal del ión "i" y Z_i es la carga del ión. La ecuación 2.6 se emplean los siguientes datos de la Tabla 2.4 y de la Tabla

2.5 ⁽¹⁰⁾

Tabla 2.4 Radios iónicos aproximados en soluciones acuosas a 25°C

\bar{a} (en Å)	IONES INORGÁNICOS
2.5	Rb ⁺ , Cs ⁺ , NH ₄ ⁺ , Tl ⁺ , Ag ⁺
3	K ⁺ , Cl ⁻ , Br ⁻ , I ⁻ , CN ⁻ , NO ₂ ⁻ , NO ₃ ⁻
3.5	OH ⁻ , F ⁻ , SCN ⁻ , OCN ⁻ , HS ⁻ , ClO ₃ ⁻ , ClO ₄ ⁻ , BrO ₃ ⁻ , IO ₄ ⁻ , MnO ₄ ⁻
4	Na ⁺ , CdCl ⁺ , Hg ₂ ²⁺ , ClO ₂ ⁻ , IO ₃ ⁻ , HCO ₃ ⁻ , H ₂ PO ₄ ⁻ , HSO ₃ ⁻ , H ₂ AsO ₄ ⁻ , SO ₄ ²⁻ , S ₂ O ₃ ²⁻ , S ₂ O ₈ ²⁻ , SeO ₄ ²⁻ , CrO ₄ ²⁻ , HPO ₄ ²⁻ , S ₂ O ₆ ²⁻ , PO ₄ ³⁻ , Fe(CN) ₆ ³⁻ , Cr(NH ₃) ₆ ³⁺ , Co(NH ₃) ₆ ³⁺ , Co(NH ₃) ₅ H ₂ O ³⁺
4.5	Pb ²⁺ , CO ₃ ²⁻ , SO ₃ ²⁻ , MoO ₄ ²⁻ , Co(NH ₃) ₅ Cl ²⁺ , Fe(CN) ₅ NO ²⁻
5	Sr ²⁺ , Ba ²⁺ , Ra ²⁺ , Cd ²⁺ , Hg ²⁺ , S ²⁻ , S ₂ O ₄ ²⁻ , WO ₄ ²⁻ , Fe(CN) ₆ ⁴⁻
6	Li ⁺ , Ca ²⁺ , Cu ²⁺ , Zn ²⁺ , Sn ²⁺ , Mn ²⁺ , Fe ²⁺ , Ni ²⁺ , Co ²⁺ , Co(en) ₃ ³⁺ , Co(S ₂ O ₃)(CN) ₅ ⁴⁻
8	Mg ²⁺ , Be ²⁺
9	H ⁺ , Al ³⁺ , Fe ³⁺ , Cr ³⁺ , Sc ³⁺ , Y ³⁺ , La ³⁺ , In ³⁺ , Ce ³⁺ , Pr ³⁺ , Nd ³⁺ , Sm ³⁺ , Co(SO ₃) ₂ (CN) ₄ ²⁻
11	Th ⁴⁺ , Zr ⁴⁺ , Ce ⁴⁺ , Sn ⁴⁺

\bar{a} (en Å)	IONES ORGÁNICOS
3.5	HCOO ⁻ , H ₂ Cit ⁻ , CH ₃ NH ₃ ⁺ , (CH ₃) ₂ NH ₂ ⁺
4	H ₃ N ⁺ CH ₂ COOH, (CH ₃) ₃ NH ⁺ , C ₂ H ₅ NH ₃ ⁺
4.5	CH ₃ COO ⁻ , ClCH ₂ COO ⁻ , (CH ₃) ₄ N ⁺ , (C ₂ H ₅) ₂ NH ₂ ⁺ , H ₂ NCH ₂ COO ⁻ , oxalato ²⁻ , HCit ²⁻
5	Cl ₂ CHCOO ⁻ , Cl ₃ COO ⁻ , (C ₂ H ₅) ₃ NH ⁺ , C ₃ H ₇ NH ₃ ⁺ , Cit ³⁻ , succinato ²⁻ , malonato ²⁻ , tartrato ²⁻
6	benzoato ⁻ , hidroxibenzoato ⁻ , clorobenzoato ⁻ , acetato de fenilo ⁻ , acetato de vinilo ⁻ , (CH ₃) ₂ C=CHCOO ⁻ , (C ₂ H ₅) ₄ N ⁺ , (C ₃ H ₇) ₂ NH ₂ ⁺ , ftalato ²⁻ , glutarato ²⁻ , adipato ²⁻
7	trinitrofenolato ⁻ , (C ₃ H ₇) ₃ NH ⁺ , metoxibenzoato ⁻ , pimelato ²⁻ , suberato ²⁻ , anión del congo rojo ²⁻
8	(C ₆ H ₅) ₂ CHCOO ⁻ , (C ₃ H ₇) ₄ N ⁺

Tabla 2.5 Constantes de la ecuación de Debye-Hückel de 0 a 100 °C

$$-\log f_i = \frac{Az_i^2\sqrt{I}}{1 + B\bar{a}\sqrt{I}}$$

Temp. °C	UNIDAD DE VOLUMEN DEL DISOLVENTE		Temp. °C	UNIDAD DE VOLUMEN DEL DISOLVENTE	
	A	B		A	B
0	0.4918	0.3248	55	0.5432	0.3358
5	0.4952	0.3256	60	0.5494	0.3371
10	0.4989	0.3264	65	0.5558	0.3384
15	0.5028	0.3273	70	0.5625	0.3397
20	0.5070	0.3282	75	0.5695	0.3411
25	0.5115	0.3291	80	0.5767	0.3426
30	0.5161	0.3301	85	0.5842	0.3440
35	0.5211	0.3312	90	0.5920	0.3456
40	0.5262	0.3323	95	0.6001	0.3471
45	0.5317	0.3334	100	0.6086	0.3488
50	0.5373	0.3346			

También se requiere expresar las ecuaciones que relacionan la concentración molar del ión (m_i) y su respectivo coeficiente de actividad (γ_i):

$$m_{Ca^{2+}} \gamma_{Ca^{2+}} m_{CO_3^{2-}} \gamma_{CO_3^{2-}} = 10^{-8.3} \dots 2.8 \quad ; \quad \frac{a_{H^+} m_{HCO_3^-} \gamma_{HCO_3^-}}{m_{H_2CO_3}} = 10^{-6.4} \dots 2.9$$

$$\frac{a_{H^+} m_{CO_3^{2-}} \gamma_{CO_3^{2-}}}{m_{HCO_3^-} \gamma_{HCO_3^-}} = 10^{-10.3} \dots 2.10 \quad ; \quad a_{H^+} m_{OH^-} \gamma_{OH^-} = 10^{-14} \dots 2.11$$

$$a_{H^+} = k_{H^+} \dots 2.12 \quad ; \quad m_{H_2CO_3} = 10^{-1.5} P_{CO_2} \dots 2.13$$

$$\gamma_{H_2CO_3} = 1 \dots 2.14$$

Usando la ecuación Debye-Hückel 2. 6 con valores apropiados para A y B y para \tilde{a}_i de las tablas 2.6 y 2.7, los siguientes valores obtenidos son: $\gamma_{Ca^{2+}} = 0.4$; $\gamma_{CO_3^{2-}} = 0.36$; $\gamma_{HCO_3^-} = 0.78$; $\gamma_{OH^-} = 0.76$ y $\gamma_{H_2CO_3}$ se considero como uno. Para un pH=10 y una presión de CO_2 de $10^{-3.5}$ atm, escribiendo las ecuaciones 2.8 a 2.13 en función de los coeficientes de actividad calculados, y sustituyendo los valores obtenidos respectivamente, con excepción de a_{H^+} , la cual se conoce directamente al medir el pH de la solución.

$$m_{Ca^{2+}} m_{CO_3^{2-}} = \frac{10^{-8.3}}{\gamma_{Ca^{2+}} \gamma_{CO_3^{2-}}} = 10^{-7.5} \dots 2.8 \quad ; \quad \frac{a_{H^+} m_{HCO_3^-} \gamma_{HCO_3^-}}{m_{H_2CO_3}} = \frac{10^{-6.4}}{\gamma_{HCO_3^-}} = 10^{-6.3} \dots 2.9$$

$$\frac{a_{H^+} m_{CO_3^{2-}} \gamma_{CO_3^{2-}}}{m_{HCO_3^-} \gamma_{HCO_3^-}} = \frac{\gamma_{HCO_3^-} 10^{-10.3}}{\gamma_{CO_3^{2-}}} = 10^{-10} \dots 2.10 \quad ; \quad a_{H^+} m_{OH^-} \gamma_{OH^-} = \frac{10^{-14}}{\gamma_{OH^-}} = 10^{-13.9} \dots 2.11$$

$$a_{H^+} = 10^{-10} \dots 2.12 \quad ; \quad m_{H_2CO_3} = 10^{-1.5} P_{CO_2} = 10^{-5} \dots 2.13$$

Sustituyendo los valores obtenidos en 2.12 y 2.13 en la ecuación 2.9, se obtiene el valor de $m_{HCO_3^-} = 10^{-13}$, empleando este valor en la ecuación 2.10 se obtiene $m_{CO_3^{2-}} = 10^{-13}$. Empleando la ecuación 2.8 para calcular la concentración de ión Calcio obtenemos $m_{Ca^{2+}} = 10^{-6.2}$, finalmente se calcula la actividad del ión calcio en equilibrio:

$$\gamma_{Ca^{2+}} m_{Ca^{2+}} = a_{Ca^{2+}} = 10^{-6.6}$$

En particular el agua considerada en equilibrio con la calcita, la molalidad del ion calcio, así calculada, es baja – unas pocas centésimas de una parte por millón.

El orden de magnitud es ciertamente confiable para $m_{Ca^{++}}$. Si el análisis del agua produce altos valores para el calcio disuelto, debe de estar presente otra fuente de especies adicionales iónicas o moleculares que contienen calcio.

Deducir las interacciones de carbonatos en soluciones naturales, se han propuesto muchos modelos, que fundamentalmente dependen de que el valor de sus propiedades termodinámicas estén reportadas. Con estos modelos los valores termodinámicos, como es el caso de la actividad del ión calcio es factible calcularlos.

Capítulo 3

Rocas sedimentarias

En el Capítulo 1 se mencionaron numerosos factores de carácter geológico y químico implicados durante la perforación, por lo que es importante la descripción de las propiedades de las rocas presentes en las estructuras geológicas que se han reportado ⁽¹⁾, en estudios de yacimientos de petróleo ⁽²⁾, por ejemplo la Tabla 3.1 muestra las principales épocas y formaciones de interés petrolero de los campos del Distrito Ebano-Panuco.

Tabla 3.1 Características de los periodos geológicos

Periodo	Época	Formación	Características
Terciario	Oligoceno	Mesón	Arcillas arenosas, amarillentas
	Paleoceno	Velasco	Lutitas
Cretácico	Superior	Méndez	Lutitas y Margas
		San Felipe	Calizas, en partes margosas
		Agua Nueva	Calizas densas con intercalaciones de lilita y Pedernal
	Medio	Tamaulipas Superior	Caliza densa, microcristalina, en partes cretosa
	Inferior	Horizonte Otates	Caliza gris oscura a negra, Lutita negra
		Tamaulipas Inferior	Caliza densa, en partes arcillosa, con intercalaciones de Lutita y Pedernal
Jurasico Superior	Kimmeridgiano	Huizachal	Su parte superior está constituida por una serie de calizas, gris oscuro, densas, arcillosas, con intercalaciones de Lutita, ocasionalmente se encuentra caliza dolomítica café. En su parte inferior (capas rojas) se encuentran arenisca roja y Lutita roja
	Divesiano		

Uno de los trabajos más importantes que se llevan a cabo en geología ⁽³⁾, si no el más importante, es el estudio de los cortes provenientes de la perforación de pozos, a llevar a cabo el examen de las muestras se debe tener en mente, que los datos obtenidos servirán para resolver muchos problemas tanto particulares del pozo, como locales o regionales y por consiguiente que la información, de ser posible, debe ser verificada.

El estudio de los cortes provenientes de la perforación de pozos petroleros tiene tres aspectos fundamentales:

- Determinar los contactos entre las diferentes formaciones del subsuelo
- Interpretar la estratigrafía local para utilizarla en problemas de estructura regional y local, sedimentación y, en su caso acumulación de hidrocarburos.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

- c) Investigar el carácter económico de los horizontes para poder aplicar en su caso, los métodos de producción adecuados.

Tanto el carácter litológico de una muestra como las relaciones que guardan entre sí diferentes muestras de un mismo pozo se pueden determinar por el estudio adecuado de los diferentes fragmentos cortados por la barrena, a simple vista, con ayuda del lente de mano o bien de un microscopio para litología. ⁽³⁾

Como sabemos las muestras provenientes de las perforaciones son de dos tipos: de canal y de núcleo. Las primeras son recogidas en la superficie mediante el sistema de circulación del lodo, a intervalos que varían según el tipo de pozo, (de exploración o de explotación) y que pueden variar desde un metro (conveniente para pozos de exploración) hasta 10 ó 20 metros (para algunos pozos de exploración en campos conocidos). El intervalo de muestreo está relacionado con la aproximación que se deseé para obtener la información adecuada al objeto de la investigación; por ejemplo el grado de conocimiento de los contactos, las características particulares de los diferentes estratos, etc.

La determinación de un contacto puede requerir que el muestreo se haga a intervalos de un metro o aún menores en los casos de los horizontes productores, pero claro es que no será el caso general. Sin embargo, es recomendable hacerlo para aquéllos pozos de exploración que sirven para investigar la secuencia estratigráfica.

Las muestras de canal provenientes de la perforación con equipo rotatorio no proporcionan información precisa por el grado de contaminación causado por la recirculación del material de la formación. Este factor ocasiona que los contactos de las formaciones, tanto desde el punto de vista litológico, como paleontológico, sean difíciles de precisarse con la debida aproximación, salvo en aquellos casos en que se tengan conocimientos previos de la columna geológica que se está atravesando. Antes de iniciar el estudio de una muestra, debe tenerse la precaución de limpiarla perfectamente, para lo cual es necesario remover tanto los restos del fluido de perforación como el polvo que se hubiere acumulado, a fin de evitar confusión al determinar la litología de la muestra.

La industria petrolera ha invertido esfuerzos y dinero en entender que fenómenos ocurren durante la perforación de un pozo. De esta forma se ha

identificado una variedad de fenómenos que van desde la composición del material rocoso, el tiempo de exposición del material con el fluido, el régimen natural de esfuerzo y presión, el comportamiento mecánico de la roca y el mecanismo térmico. Conocer las propiedades de las rocas que se encuentran durante la perforación de un pozo, es muy importante para que la operación de perforación sea exitosa. A continuación se detallan las propiedades de los tipos de rocas generalmente asociadas a los yacimientos petroleros.

III.1 Rocas sedimentarias

Para fines de clasificación los sedimentos y rocas sedimentarias pueden agruparse de una manera general en dos clases principales:

1. Los constituidos en su mayor parte de materiales detríticos, fragmentados o clásticos, derivados de rocas preexistentes, y
2. Los formados principalmente por sustancias precipitadas, químicamente, y por restos orgánicos de plantas animales, ya sean marinos o terrestres.

Dentro de las rocas clásticas podemos considerar a los conglomerados, arenas y limos y arcillas. Ver Tabla 3.2.

Las rocas sedimentarias se formaron mediante la actividad química o mecánica de los agentes de denudación de las rocas preexistentes, y que han sido depositadas a temperaturas y presiones ordinarias a partir de suspensiones en agua o aire. Partiendo de una masa rocosa, esta se desagrega o fragmenta y las partículas son acarreadas a un lugar de depósito, el cual puede ser el fondo de un lago, el lecho de un río o el fondo del mar, se caracterizan por la estratificación.

La Fig. 3.1 se muestra como las gravas forman conglomerados, las arenas forman areniscas, los limos forman limolitas y las arcillas forman lutitas.

III.2 Estratificación

Es una característica con la que se depositan en forma de estratos (se observa en núcleos y muestras de mano) las rocas sedimentarias y debe ser medible, es decir, mayor de 1 cm. de espesor, su clasificación se muestra en la Tabla 3.3.

Tabla 3.2 Clasificación general de rocas sedimentarias

Clasificación	Características	
Rocas sedimentarias	Clásticas	
	No clásticas	
	Químicas	
	Orgánicas	
Aloquimicos (agregados carbonatados)	Intraclastos.- Fragmentos contemporáneos dentro de la formación	
	Oolitas.- Agregados de estructura concéntrica y radial de calcita que se forma a partir de un núcleo detrítico de 2mm de diámetro, cuando son mayores se denominan pisolitas.	
	Fósiles.- Material esquelético en general	
	Pelets.- Agregados carbonatados de textura criptocristalina de forma esférica o elíptica sin estructura interna	
	Oncolitos.- Agregados de algas de forma arredondeada y sin estructura radial	
Sedimentos clásticos	Cantos	Conglomerado Brecha
	Gravas	Conglomerados finos
	Arena	Arenisca
	Limo	Limolitas
	Arcilla	Lutitas
Sedimentos inorgánicos	Calizas Aloctonas	Calcilutita
	Calizas Detríticas	Calcarenita
	Calizas Transportadas	Calcirrudita
	Dolomías	
Evaporitas	Halita (Sal)	
	Yeso	
	Anhidrita	
Sedimentos orgánicos	Calizas Autóctonas Bioquímicas	
	Formadas "in situ"	Caliza arrecifal
Sedimentos Mixtos	Combinación de material de origen químico	

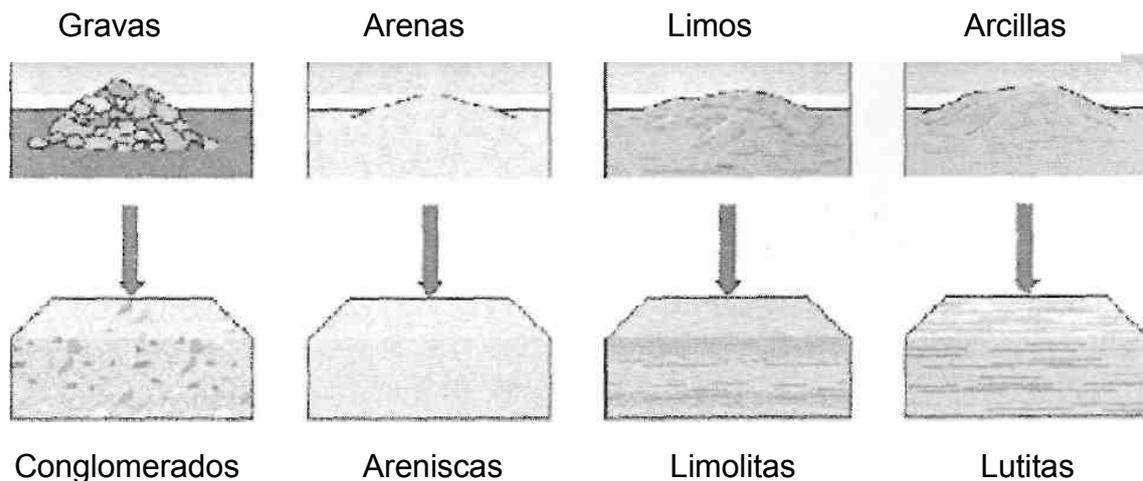


Fig. 3.1 Ejemplo de la formación de rocas con sedimentos

Los registros estratigráficos de los cuerpos de rocas se pueden estudiar con base en sus características físicas, químicas, petrofísicas, paleontológicas y

geométricas, en unidades estratigráficas las cuales pueden contener petróleo en caso de los plays (El play es un modelo inicial que combina un cierto número de factores geológicos con el resultado de la existencia de la acumulación de hidrocarburos en un determinado nivel estratigráfico de la cuenca ⁽⁴⁾).

Tabla 3.3 Tipos de estratificación

Estratificación	Características
Delgada	1 a 30 cm
Media	30 a 80 cm
Gruesa	80 cm a 1.6 m
Masiva	mayor de 1.6 m
Graduada 	<p>Es la estratificación que se forma por corrientes de agua de mayor a menor intensidad dando como resultado clasificación de los granos de mayor a menor tamaño, como se muestra en la Fig. 3.2.</p> <p>Fig. 3.2 Arenisca⁽⁵⁾</p>
Cruzada 	<p>Es la estratificación inclinada con respecto a un estrato más grande, dentro del cual ocurre, como se muestra en la Fig. 3.3. Dicha estratificación representa el trabajo de un enérgico movimiento de flujo de agua o de aire, como en los ríos, el viento o las olas sobre la costa. La estratificación cruzada en las rocas sedimentarias implica corrientes antiguas</p> <p>Fig. 3.3 Arenisca de grano fino a medio, subangular a subredondeado, con intercalaciones de lentes de lutitas y estratificación cruzada.⁽⁵⁾</p>

Las unidades lito-estratigráficas tienen un tipo de roca específico y pueden tener diferentes geometrías que también pueden ser determinadas por información obtenida del subsuelo y por métodos geológicos y geofísicos; por su parte, las unidades litodémicas son rocas que se componen de intrusiones o deformaciones.

Las unidades bioestratigráficas se componen y caracterizan por su contenido fósil y son muy importantes para realizar correlaciones locales o regionales porque proporcionan los medios para definir y reconocer unidades de roca basadas en el contenido fósil y en la cantidad y calidad de la materia orgánica.

La correlación estratigráfica sirve para establecer la correspondencia entre partes geográficamente separadas de una unidad geológica, se utiliza para comparar dos o más secciones estratigráficas, a partir de alguna propiedad definida ⁽⁶⁾.

Para las rocas carbonatadas, también se usa la clasificación con base en la textura con la que se depositan los sedimentos (clasificación de R. Dunham), por lo que se consideran útiles tres características de textura:

1. Presencia o ausencia de lodo calcáreo, el cual diferencia los lodos calcáreos del grainstone.
2. Abundancia de granos lo que permite la subdivisión en mudstone, wackestone y packstone
3. La presencia de señales de la liga o trabamiento durante la depositación, lo que caracteriza al bounstone

R. Dunham considera como carbonatos cristalinos, aquellas rocas que retienen demasiado o poco de su textura de depósito para ser clasificados por efectos de recristalización y dolomitización, quedando en algunos casos, residuos de los granos, por medio de los cuales puede clasificarse la roca, prescindiendo de la textura de depósito, por ejemplo: dolomía cristalina de oolitas. Otra clasificación son la de Folk, y la de Fuchtbauer (Pettijohn (1957) o Chilingar (1960).

Tabla 3.4 Comparación de algunos sistemas de clasificación de las rocas carbonatadas.

AUTOR	APLICACIONES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Dunham (1962)	Muestra mano y sección delgada	Rápida identificación en el campo	
Folk (1959-1962)	Sección delgada	Subdivisión de textura	Algunas subdivisiones son artificiales
Fuchtbauer (1970)	Campo, muestra mano y sección delgada	Rápida clasificación	Mezcla descriptiva y conocimiento genético
Leighton and Pendexter (1962)	Campo, muestra mano	Rápida designación en la roca	Mezcla descriptiva y criterio genético; algunos valores de % son rigurosos
Monty (1963)	Sección delgada		Sistema de nomenclatura y términos complicados
Todd (1966)	Sección delgada	Intento de una clasificación exhaustiva	También involucra análisis de facies
Plumley et. al (1962)	muestra mano y sección delgada	Rápida clasificación de tipo genético	Algunos conocimientos son hasta cierto punto cuestionables

Aunque existen muchos sistemas de clasificación de las rocas carbonatadas, los esquemas de Dunham (1962) y Folk (1962) son los más usados; el primero tiene como ventaja la identificación y clasificación de las rocas directamente en el campo (Tabla 3.5), y la segunda proporciona una subdivisión de las rocas de acuerdo a su textura (Tabla 3.6)

Tabla 3.5- Sistema de clasificación de rocas calizas ideado por Dunham (1962)

La textura original del depósito es reconocible				La textura no se reconoce
Los componentes originales no están soldados.			Componentes soldados	Carbonatos cristalinos
Contiene lodo		Sin lodo	Boundstone	
Sostenida por lodo		Sostenida por granos		
% Granos vs Matriz		Packstone	Grainstone	
<10% Granos	>10% Granos			
Mudstone	Wackestone			

Tabla 3.6. Sistema de clasificación de rocas calizas propuesto por Folk (1962).

Composición volumétrica de aloquímicos	> 10% de Aloquímicos		< 10% de Aloquímicos		Rocas biohermales.	
	Calcita espática >Matriz micrítica	Matriz micrítica >Calcita espática	1-10% Aloquímicos	<1% Aloquímicos		
> 25% Intraclastos	Intrasparrudita Intraesparita	Intramicrodita Intramicrocrita	Abundantes Aloquímicos	Intraclastos: Microcrita con intraclastos	Organismos en posición de crecimiento	
> 25% Ooides	Oosparrudita Oosparita	Oomicrodita Oomicrocrita		Ooides: Microcrita con oolitas		
<25% Ooides	> 3.1	Bioesparrudita Biosparita		Biomicrodita Biomicrocrita		Microcrita, o parches de espátula presenta Dismicrocrita
	3.1 a 1.3	Biopelsparrudita Biopelsparita		Biopelmicrodita Biopelmicrocrita		
Volumen fósiles/peloides	< 1.3	Pelsparita		Pelmicrocrita		Peloides: Microcrita pelotifera

En la Fig. 3.4 se presenta la clasificación de las rocas carbonatadas en función de la textura según Dunham ⁽⁷⁾, 1962, y de acuerdo a los componentes petrofísicos, según Folk 1962 ⁽⁷⁾, en la Fig. 3.5 y en la Tabla 2.4 los diferentes tipos de clasificaciones.

TEXTURA DEPOSICIONAL VISIBLE					
COMPONENTES + ó - TRANSPORTADOS				ESQUELETOS EN POSICIÓN DE VIDA	TEXTURA DEPOSIC. NO VISIBLE
SOPORTE DE MATRIZ (>15% LODO)		SOPORTE DE GRANOS			
		<15% LODO	SIN LODO		
MATRIZ ↑ ± GRANOS (<10%)	MATRIZ ↑ + GRANOS (>10%)	GRANOS ↑ + MATRIZ	GRANOS ↑ + CEMENTO		
MUD-STONE	WACKE-STONE	PACK-STONE	GRAIN-STONE	BOUND-STONE	CARB. CRISTA-LINOS

Fig. 3.4 Clasificación de las calizas en función de la textutra, (Dunham). (lodo = lodo carbonatado = matriz = micrita), (cemento carbonatado= esparita)

De los componentes petrofísicos según Folk, 1962, Fig. 3.5.

CALIZAS ORTOQUÍMICAS		CALIZAS ALOQUÍMICAS			
MATRIZ ↑ ± GRANOS ↓ (<10 %)		GRANOS ↑ (>10 %)			
GRANOS <1 %	GRANOS <10 %	+ MATRIZ	+ CEMENTO		
MICRITA 	MICRITA INTRA-CLÁST.	INTRA-MICRITA	INTRA-ESPARITA	> 25 % INTRACLASTOS	INTRA CLAS TOS
	MICRITA OOLÍTICA	OO-MICRITA	OO-ESPARITA	> 25 % OOIDES	
DISMICRITA 	MICRITA FOSILÍFERA	BIO-MICRITA	BIO-ESPARITA	FOS / PEL > 3 / 1	
	MICRITA CON PELLETS	BIOPEL-MICRITA	BIOPEL-ESPARITA	3/1 < FOS/PEL > 1/3	
		PEL-MICRITA	PEL-ESPARITA	FOS / PEL < 1 / 3	

Fig. 3.5 Clasificación de las calizas en función de los componentes petrofísicos

La matriz se trata del lodo calcáreo que en ocasiones constituye el total de la roca o que ocupa los espacios entre los granos, la micrita es de color más oscuro que la calcita espática (generalmente de color blanco), su tamaño es menor a 20 micrómetros.

El cemento es una calcita espática que rellena los espacios de los poros de las rocas, cuando el fango calcáreo ha sido lavado por la acción de corrientes, su tamaño es mayor a 20 micras.

Tabla 3.7 Equivalencia en las diferentes denominaciones de las rocas carbonatadas

R. Dunham	Robert Folk	Pettijohn
Mudstone	Micrita	Calcilutita
Wackestone	Micrita	Calcarenita
Packstone	Micrita	Calcarenita
Grainstone	Espatita	Calcarenita
Bounstone	Biolita	Bioherma, Biostroma

Según el tamaño de grano de Udden-Wentworth, modificada de Adams y otros (1984), en la Tabla 3.8 aparece la escala de tamaño de grano.

Límites de Clase [mm]	Clases de tamaño		Término para roca
256	Gravas	Peñascos	Conglomerado
16		Mataténas	Brecha
4		Guijarros	Rudita
2		Gránulos	Rocas rudáceas
1	Arenas	Arenas muy gruesas	
0.5		Arenas gruesas	Arenisca
0.25		Arenas medianas	Arenita
0.125		Arenas finas	Rocas arenáceas
0.0625		Arenas muy finas	
0.0312	Limos	Limo grueso	Argilita
0.0156		Limo medio	Limolita Rocas argiláceas
0.0078		Limo fino	Lodolita
0.0039		Limo muy fino	Rocas Lodosas
		Arcilla	Lutita

Los aloquímicos en las rocas carbonatadas son agregados carbonatados y son los siguientes:

Los intraclastos son fragmentos contemporáneos, retrabajados dentro de la misma formación, en ocasiones erosionados antes de la consolidación de los sedimentos.

Las oolitas son agregados de estructura concéntrica y radial originalmente de aragonita y remplazada por calcita, que se forman a partir de un núcleo detrítico con un tirante de agua de ± 5 m, de forma esférica y un diámetro de 0.5 a 2 mm; cuando rebasan el tamaño de 2 mm se denomina pisolitas. La Fig. 3.6 muestra una caliza oolítica.

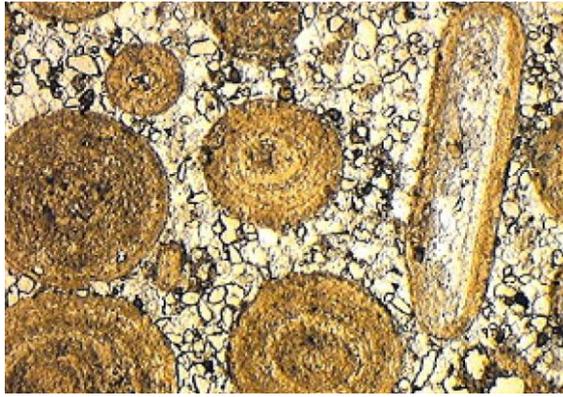


Fig. 3.6 Caliza oolítica

Los fósiles son restos de organismos vegetales o animales que vivieron en el pasado y que se han conservado, la fosilización es una serie de transformaciones químicas que reemplazan los compuestos orgánicos; cuando la materia orgánica se conserva (fósil geoquímico), este se convierte en hidrocarburo.

Los *pellets* son agregados carbonatados de textura criptocristalina, de forma esférica o elíptica, sin estructura interna, cuyas dimensiones son de 0.5 a 0.75 mm; cuando rebasan el tamaño de 0.75 mm se denominan peletoides.

Los *oncolitos* son agregados de algas de forma redondeada y sin estructura concéntrica y radial como las oolitas, pero que en ocasiones si se observa la estructura de superposición del envoltorio de algas, su tamaño es variable, desde unos cuantos mm a algunos cm.

A continuación hay una descripción de las rocas carbonatadas según R. Folk.

El *mudstone* es una roca carbonatada constituida por lodo calcáreo que contiene menos del 10% de granos diseminados mayores de 2 mm (caliza arcillosa, micrita), mudstone es sinónimo de calcilita.



Fig. 3.7 a) Mudstone bentonítico y b) Mudstone arcilloso

La Fig. 3.7 a) es un mudstone bentonítico del pozo cactus 1073 tomado a una profundidad de 3505 a 3507 m de profundidad y b) un mudstone arcilloso del pozo Tizón 212 tomado a una profundidad de 6380 a 6390 m de profundidad.

El wackestone es una roca carbonatada con soporte de lodo calcáreo que contiene más de 10% de granos diseminados, mezcla de grano y lodo (caliza, calcarenita, caliza fosilífera y cretosa), wackestone es sinónimo de caliza calcarenítica.

El packstone es una roca carbonatada con lodo calcáreo y soporte de granos en contacto (calcarenita biogena, calcirrudita) tiene el 60% de granos unidos, packstone es sinónimo de calcarenita, calcirrudita.

El grainstone esta libre de lodo calcáreo con soporte de grano y ocupados los espacio de los granos por calcita espática y calcarenita espática (100% de granos unidos), grainstone es sinónimo de calcarenita espática, calcirrudita espática.

El bounstone es una roca carbonatada con señales de haber sido ligada durante su depósito. Fósiles en etapa de crecimiento (carbonato arrecifal, coquina, microcoquina biolítica). Bounstone es sinónimo de carbonato arrecifal, biolitita, coquina.

III.3 Estructuras de algunas arcillas

Las rocas sedimentarias que tienen mayor importancia en el ámbito petrolero son:

- Aquellas que contienen minerales arcillosos como mayoritarios o como matriz cementante: arenisca arcillosa, caliza arcillosa, lutitas calcáreas, o lutitas.
- Arcillas: Montmorillonita (esmeclita), illita, caolinita, clorita, intraclastos.

Este tipo de minerales, se encuentran asociados con la inestabilidad de las estructuras durante la perforación del pozo, son las estructuras más reactivas y se presentan problemas como: fracturas y derrumbes, contaminación de los fluidos, hinchamiento. Por lo que las propiedades que se detallan a continuación serán de suma importancia para este tipo de rocas, es indispensable mencionar que el campo de las rocas sedimentarias es muy amplio y que su rango de variación de las propiedades físicas es el más amplio de las tres (ígneas, sedimentarias y metamórficas) clases principales rocas.

El término arcilla se usa habitualmente con diferentes significados, en la mineralogía se le emplea para describir a un grupo de minerales (minerales de la arcilla), filosilicatos en su mayor parte, cuyas propiedades fisicoquímicas dependen de su estructura y de su tamaño de grano, muy fino (inferior a 2 mm), en sedimentología, arcilla es un término granulométrico, que abarca los sedimentos con un tamaño de grano inferior a 2 mm.

Las arcillas, al igual que el resto de los filosilicatos, presentan una estructura basada en el apilamiento de planos de iones oxígeno e hidroxilos. Los grupos tetraédricos $(\text{SiO})_4^{4-}$ se unen compartiendo tres de sus cuatro oxígenos con otros vecinos formando capas, de extensión infinita y fórmula $(\text{Si}_2\text{O}_5)^{2-}$, que constituyen la unidad fundamental de los filosilicatos. En ellas los tetraedros se distribuyen formando hexágonos. El silicio tetraédrico puede estar, en parte, sustituido por Al^{3+} o Fe^{3+} .

Estas capas tetraédricas se unen a otras octaédricas de tipo gibbsita o brucita. En ellas algunos Al^{3+} o Mg^{2+} , pueden estar sustituidos por Fe^{2+} o Fe^{3+} y más raramente por Li, Cr, Mn, Ni, Cu o Zn. El plano de unión entre ambas capas está formado por los oxígenos de los tetraedros que se encontraban sin compartir con otros tetraedros (oxígenos apicales), y por grupos $(\text{OH})^-$ de la capa brucítica o gibsitica, de forma que, en este plano, quede un $(\text{OH})^-$ en el centro de cada hexágono formado por 6 oxígenos apicales. El resto de los $(\text{OH})^-$ son reemplazados por los oxígenos de los tetraedros (Fig. 3.8).

Una unión similar puede ocurrir en la superficie opuesta de la capa octaédrica. Así, los filosilicatos pueden estar formados por dos capas: tetraédrica más octaédrica y se denominan **bilaminares**, **1:1**, o **T:O**; o bien por tres capas: una octaédrica y dos tetraédricas, denominándose **trilaminares**, **2:1** o **T:O:T**. A la unidad formada por la unión de una capa octaédrica más una o dos tetraédricas se la denomina **láminas**.

Si todos los huecos octaédricos están ocupados, la lámina se denomina **trioctaédrica** (Mg^{2+} dominante en la capa octaédrica). Si solo están ocupadas dos tercios de las posiciones octaédricas y el tercio restante está vacante, se denomina **dioctaédrica** (el Al^{3+} es el catión octaédrico dominante)

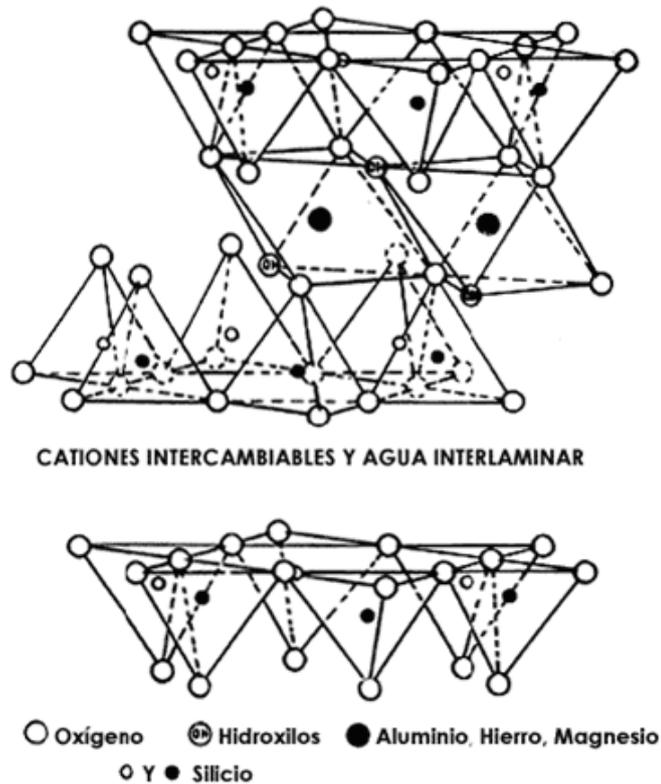


Fig. 3.8 Lámina T-O-T, o, también conocida como la estructura de sándwich. Esta lámina tiene pues dos hojas T y una hoja O, o sea la lámina es del tipo 2:1.

En algunos filosilicatos (esmeclitas, vermiculitas, micas...) las láminas no son eléctricamente neutras debido a las sustituciones de unos cationes por otros de distinta carga. El balance de carga se mantiene por la presencia, en el espacio interlaminaar, o espacio existente entre dos láminas consecutivas, de cationes (como por ejemplo en el grupo de las micas), cationes hidratados (como en las vermiculitas y esmeclitas) o grupos hidroxilo coordinados octaédricamente, similares a las capas octaédricas, como sucede en las cloritas. A éstas últimas también se las denomina **T:O:T:O** o **2:1:1**. La unidad formada por una lámina más la interlámina es la unidad estructural. Los cationes interlaminaares más frecuentes son alcalinos (Na y K) o alcalinotérreos (Mg y Ca).

Las fuerzas que unen las diferentes unidades estructurales son más débiles que las existentes entre los iones de una misma lámina, por ese motivo los filosilicatos tienen una clara dirección de exfoliación, paralela a las láminas.

También pertenecen a este grupo de minerales la sepiolita y la paligorskita, a pesar de presentar diferencias estructurales con el resto de los filosilicatos. Estructuralmente están formadas por láminas discontinuas de tipo mica. A diferencia del resto de los filosilicatos, que son laminaares, éstos tienen hábito fibroso (Fig. 3.9),

ya que la capa basal de oxígenos es continua, pero los oxígenos apicales sufren una inversión periódica cada 8 posiciones octaédricas (sepiolita) o cada 5 posiciones (paligorskita). Esta inversión da lugar a la interrupción de la capa octaédrica que es discontinua.

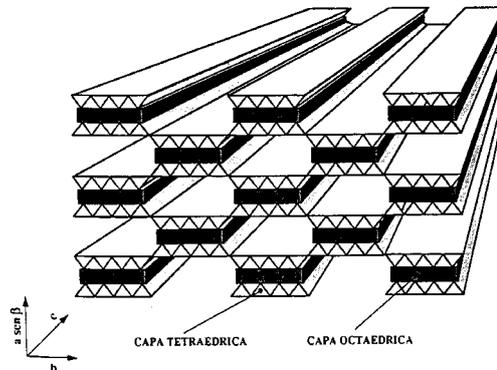


Fig.3.9 Sepiolita y paligorskita, formadas por láminas discontinuas de tipo mica

Los filosilicatos se clasifican atendiendo a que sean bilaminares o trilaminares y dioctaédricos o trioctaédricos (Tabla 3.9). Como puede verse pertenecen a los filosilicatos grupos de minerales tan importantes como las micas y las arcillas.

Presentaciones esquemáticas de tres minerales arcillosos, montmorillonita, caolinita e illita, se presentan en la Fig. 3.10. Todas estas arcillas pueden finamente ser dispersadas y exhibir propiedades plásticas cuando se mojan con agua.

Tabla 3.9 Clasificación de las arcillas

	DIOCTAÉDRICOS		TRIOCTAÉDRICOS		Carga
Bilaminares T:O (1:1)		Caolinita		Antigorita	X = 0
	Canditas	Nacritas	Serpentina	Crisotilo	
		Dickita		Lizardita	
		Halloisita		Bertierina	
Intralaminares T:O:T (2:1)	Pirofilita		Talco		X = 0
		Montmorillonit a		Saponita	X = 0.2-0.6
	ESMECTITAS	Beidellita	ESMECTITAS	Hectorita	
		Nontronita			
	Vermiculitas		Vermiculitas		X = 0.6 – 0.9
	Illitas				X = 0.9
		Moscovita		Biotita	X = 1
	MICAS	Paragonita	MICAS	Flogopita	
		Lepidolita			
T:O:T:O (2:1:1)	Cloritas				
Fibrosos	Paligorskita		Sepiolita		

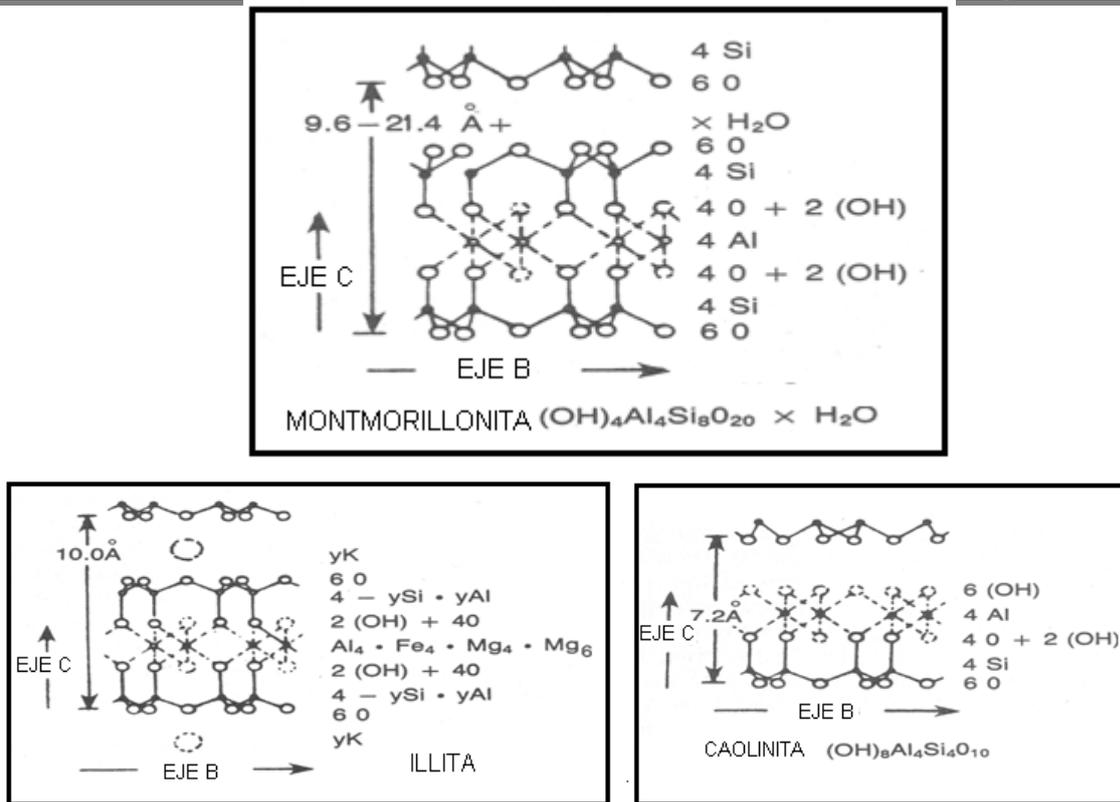


Fig. 3.10 Presentaciones esquemáticas de los tres minerales arcillosos.

En seguida se muestran las representaciones esquemáticas de la estructura de minerales arcillosos, montmorillonita, caolinita e illita, Fig. 3.11.

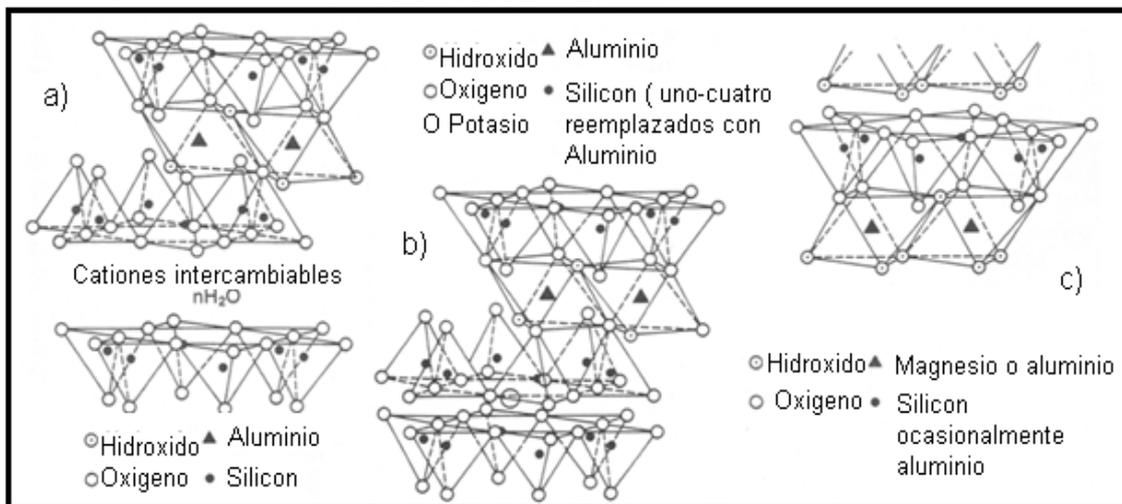


Fig. 3.11 Representaciones esquemáticas de las estructuras enrejadas cristalinas de minerales arcillosos, incluyendo a) Montmorillonita, b) Illita y c) Caolinita

De estos tipos de arcillas, la montmorillonita (bentonita) tiene características inusuales y singulares, particularmente cambios en el espacio de cristal enrejado a lo largo del eje C, resultado de la adición de humedad.

Los estudios de rayos X han mostrado que el espacio enrejado en la dirección C puede cambiar de 9.6 Å a 21.4 Å cuando el contenido de humedad varía de 0% a 30%. Como los estratos de agua ocupan espacio entre las estructuras de “sándwich”, algunos empiezan a separarse completamente y pueden absorber iones metálicos en sus superficies interiores. Otras partículas de montmorillonita pueden consistir de estructuras parcialmente separadas, dependiendo de la cantidad de agua intersticial, mientras otras partículas pueden consistir de numerosas estructuras amontonadas continuas.

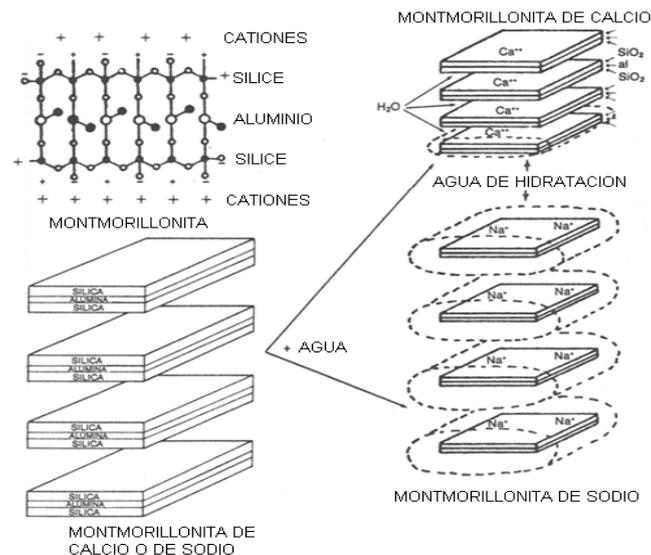


Fig. 3.12 Agua de hidratación de la montmorillonita de calcio o de sodio

Las illitas (micas hidratadas) tienen una estructura de 3 estratos similar a la de la montmorillonita pero no exhiben hinchamiento entre los estratos sobre el contacto con el agua. Esta característica de no hinchamiento es atribuible a el catión de potasio en los estratos de la estructura illita. Este catión interno no puede ser intercambiado por otros cationes, solo el potasio de la superficie externa de la estructura es una base intercambiable. Consecuentemente, la capacidad de intercambio catiónica de las illitas son menores que las obtenidas por las montmorillonitas, variando en MTB de 10 a 40 lb/100 lb de arcillas de illita.

La estructura enrejada cristalina de la caolinita consiste de sucesivos enrejados de aluminio y sílice de dos estratos. Estos enrejados están estrechamente adheridos y no existen “sandwichs” extremadamente pequeños, como es típico de las partículas de montmorillonita. La distribución de carga dentro de la estructura de enrejado es balanceada y la capacidad de intercambio básica es completamente baja, variando de 3 a 15 lb/100lb de arcillas de caolinita.

Todas las arcillas son minerales residuales, el resultado de un largo tiempo de intemperismo del feldespato y otras rocas que no contienen feldespato pero llegan a ser plásticas sobre la hidratación. La temperatura, las condiciones climatológicas y la presencia

de minerales reactivos son útiles para determinar el mineral arcilloso específico formado por el proceso de intemperismo. Los análisis químicos de las arcillas muestran ser esencialmente sílice, aluminio y aguas asociadas con varias cantidades de metales alcalinos y metales alcalino terreos.

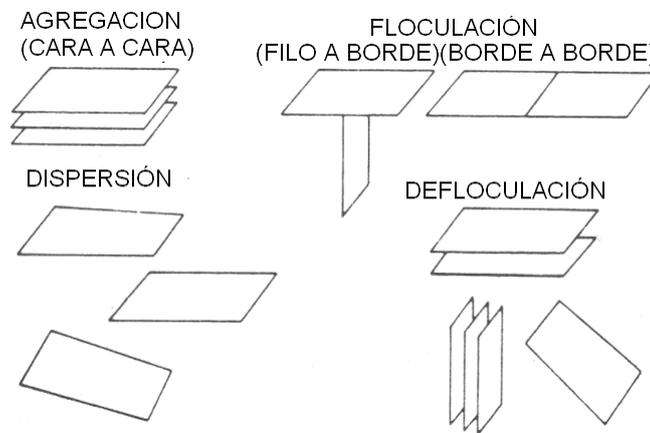


Fig. 3.13 Asociación de partículas arcillosas

Estructuralmente, la montmorillonita es una arcilla de 3 estratos compuesta con dos estratos de sílice externos y un estrato de aluminio interno. Las Fig. 3.12 y 3.13 muestran la composición estructural y como los estratos son apilados en una configuración como de placa similar a la de una cubierta de carros. Estas figuras también muestran el efecto de hidratación obtenido cuando el catión asociado es ya sea sodio o calcio. Por años se pensó que la montmorillonita tenía la misma fórmula química como la pirofilita. No obstante, los análisis químicos muestran consistentemente que el magnesio o los cationes de calcio estaban asociados con la molécula de la montmorillonita. Las conclusiones fueron que la única diferencia química entre la pirofilita y la montmorillonita fue la presencia de magnesio en este último material, y que este catión fue responsable por las únicas cualidades de la montmorillonita como un material para hacer lodo. Que esta sucediendo aparentemente que un átomo de magnesio tiene una valencia de 2^+ sustituyendo por un átomo de aluminio de valencia 3^+ , el cual crea un desequilibrio eléctrico resultando en un exceso de carga negativa. Esta carga negativa es entonces compensada por un ion de simple valencia que, dependiendo del medio ambiente que lo rodea, puede ser sodio o una mitad de un átomo de calcio de doble valencia.

III.4 Clasificación de areniscas

Hay muchas clasificaciones de las rocas sedimentarias, por ejemplo una mezcla de 3 componentes se representa gráficamente mediante un diagrama triangular. Tal diagrama se basa en el hecho que la suma del valor de las

perpendiculares a los lados, trazadas en un triángulo equilátero, desde un punto cualquiera dentro de él, es un valor constante. El largo de cada perpendicular puede tomarse como la parte proporcional de cada componente. Por ello en la Fig. 3.14 a), $X+Y+M=100$. Cada lado del triángulo, en efecto, es una mezcla de dos componentes. Por lo tanto, una mezcla ternaria consta de 3 mezclas binarias ⁽⁹⁾. La Fig. 3.14 b), muestra una clasificación de los sedimentos comunes.

Los sedimentos detríticos se pueden agrupar en depósitos epiclásticos y volcanoclásticos. Los depósitos epiclásticos son aquellos formados por fragmentos derivados de rocas preexistentes por la acción del intemperismo y la erosión, por lo que están compuestos principalmente de minerales silicatados y fragmentos de rocas sedimentarias, ígneas y/o metamórficas.

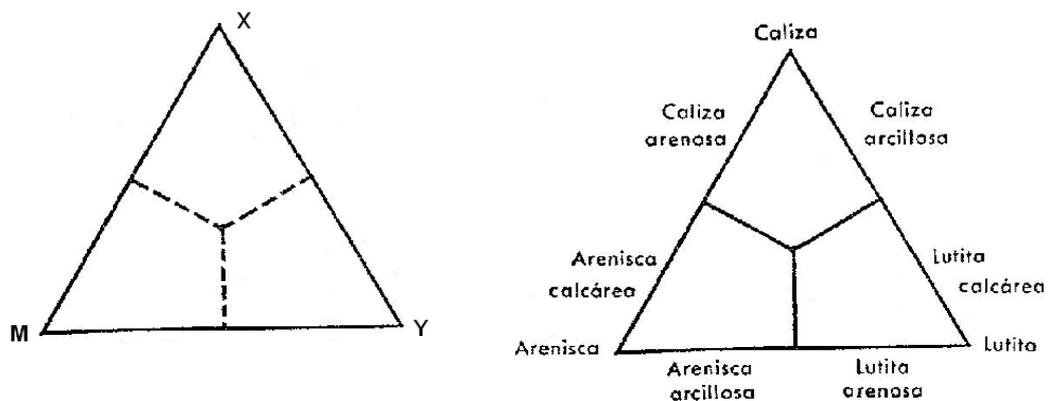


Fig. 3.14 a) Sedimento de tres componentes representado por un diagrama ternario.

b) Clasificación y nomenclatura de los sedimentos comunes.

(Modificado de Pirsson y Schuchert.)

Por otra parte, los sedimentos volcanoclásticos son especialmente ricos en detritos volcánicos, y pueden ser derivados directamente de una actividad volcánica explosiva, o bien, pueden ser detritos epiclásticos derivados de rocas volcánicas más antiguas. Sin embargo para efectos de clasificación en este trabajo, se tratan solamente sedimentos de origen epiclasticos. La clasificación de areniscas se debe a sus constituyentes mayores como son el cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca. *Algunos tipos de arenas son:*

Las arenitas de cuarzo (Fig. 3.15) llamadas también ortocuarzitas o cuarzoarenitas están constituidas por más del 95% de cuarzo, y algunas contienen algo de cemento

carbonatado. Las características de las arenitas de cuarzo es que son de color blanco, rosáceo y algunas rojas (hematita cubriendo granos) ⁽¹⁰⁾



Fig. 3.15 Cuarzo

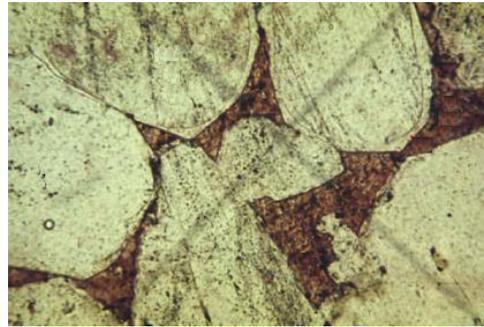


Fig. 3.16 Cuarzoarenita



Fig. 3.17 Arcosa



Fig. 3.18 a) y b) Grawacka

La cuarzoarenita es una arenisca muy madura con más de un 95% de cuarzo. El ejemplar de las fotografías (Fig. 3.16) es una arenisca roja con clastos de cuarzo (subredondeados) en una matriz también de cuarzo, que ha cristalizado en continuidad óptica con los granos (recrecimientos secundarios). La superficie de los clastos está recubierta de una fina película de compuestos de hierro ⁽¹¹⁾

Las arenitas feldespáticas también conocidas como arcosas, son aquellas areniscas que contienen menos del 90% de cuarzo y más porcentaje de feldespato que de fragmento de roca.

El aspecto grueso de feldespatos y cuarzoes derivados de rocas ígneas ácidas de textura granitoíde, con micas y arcillas, puede o no contener matriz de arcilla con un contenido promedio de feldespatos mayor al 25%.

La arenisca feldespática posee un contenido apreciable de feldespatos (arcosas y otros). En tanto la subarcosa contiene 10-25% de feldespatos.

La wacka arcósica depende de la clasificación (Pettijohn). Es una arcosa con matriz.

La arcosa es una arenisca con menos del 15% de matriz, menos del 25% de cuarzo, menos del 25% de feldespatos y menos de un 75% de fragmentos rocosos.

La Fig. 3.17 muestra la foto de una Arcosa, sus componentes son granos de cuarzo, feldespato, mica. La foto es una Arcosa ⁽¹²⁾, teñida de rojo por óxidos de hierro; son claramente visibles los fragmentos de feldespato.

Las arenitas líticas son conocidas por su alto contenido en fragmentos de roca. Así, cualquier arenisca que contenga menor proporción del 95% de cuarzo (incluyendo policristalino y pedernal) y fragmentos de roca mayor a los feldespatos, es una arenita lítica. Son areniscas con contenido substancial de fragmentos de roca, poco o sin matriz, espacio (poro) vacío o con cementante. De color gris claro con abundantes fragmentos de rocas sedimentarias y metamórficas de bajo grado.

El cuarzo es subangular a redondeado. Mas redondeado en las arcosas y grauwackas.

Las grauwackas son de color gris oscuro a negro, granos angulosos, clasificación pobre, de acuerdo a la clasificación de Pettijohn. Son minerales inestables (feldespatos y micas). Las grauwackas (Fig. 3.18) son areniscas con más del 15% de matriz. El ejemplar de las fotografías ⁽¹³⁾ muestra clastos angulosos de cuarzo, feldespatos (ortoclasa y plagioclasa sódica) y pocos fragmentos de rocas (granito, cuarcita y gneis). La matriz esta constituida por clorita, cuarzo, sericita, carbonatos, leucoxeno, magnetita y pirita. También están presentes algunos granos detríticos de muscovita, esfena, turmalina y epidota.

III.5 Principales rocas sedimentarias

Las rocas carbonatadas más conocidas y que tienen mayor importancia económica ya que en México, el 95% de los yacimientos petroleros se encuentran en rocas de carbonatos son: Marga, Caliza y Dolomía.

La Marga es una roca arcillosa con un contenido de carbonato de calcio de un 30 a un 50%. **La caliza** es una roca constituida en su mayor parte por carbonato de calcio con algunas impurezas como arcilla, sílice, material carbonáceo etc. el contenido de carbonato de calcio va de 50 a 95%. **La dolomía** es una roca carbonatada constituida por más del 50% de carbonato de magnesio sin descartar que existan probablemente todos los grados comprendidos entre la caliza y la dolomita pura.

III.6 Composición de las rocas sedimentarias

Las rocas sedimentarias se tienen en diferentes proporciones alguno o varios de los siguientes componentes:

Lutita pertenece a las rocas terrígenas, formadas por material arcilloso. Su composición es de hidrosilicatos de aluminio, potasio, hierro, material orgánico y óxidos de hierro. Según su dureza puede ser plástica, suave, semidura, dura y compacta. Comúnmente presenta contaminación por carbonatos. Su granularidad se clasifica entre 1/16 y 1/125 mm. La Fig. 3. 19 a) y b) muestran una lutita gris claro y una lutita café claro.



Fig. 3.19 a) Lutita gris claro, b) lutita café claro

Arenisca. Su composición es principalmente de granos de cuarzo, unidos por un material cementante como carbonato de calcio, sílice y material arcilloso. Las areniscas son las más importantes y distribuidas de las rocas clásticas sedimentarias.

La composición mineralógica de las areniscas es una propiedad física fundamental, ya que a partir de esta, el petrógrafo puede determinar la clasificación específica de la muestra estudiada.

De manera general, la composición mineralógica de las areniscas depende de los siguientes factores:

- Litología del área fuente.
- La resistencia de los minerales al intemperismo.
- El tiempo y la distancia de transportes de los fragmentos.
- La resistencia del mineral a la abrasión.
- Las condiciones del ambiente de depósito en que los fragmentos son sedimentados.

El conglomerado son guijas y gravas redondeadas y consolidadas. Varían en su composición de acuerdo a su tamaño, clase y tipo de matriz, con respecto a las rocas que lo constituyen. La mayoría de los conglomerados son de partículas difícilmente clasificables. La matriz de los conglomerados consta de arena, fango y arcilla. Son de granos gruesos y fragmentos de rocas bien redondeados, de textura detrítica o plástica. La grava cementada se llama conglomerado, la Fig. 3.20 muestra una imagen de un conglomerado, sus componentes son grava redondeada, cemento calcáreo-arcilloso, arenoso. La foto muestra un conglomerado ⁽¹²⁾ formado por fragmentos redondeados, de distintos tamaños, de rocas cristalinas y calizas, con cemento calcáreo a arcilloso.

Los intersticios entre los guijarros suelen rellenarse con arena o con materiales más finos. Las aguas que circulan a través de depósitos de grava pueden precipitar sílice, carbonato de calcio y óxidos de hierro, que actúan como cemento para ligar las partículas de grava entre sí y formar conglomerados. Un contenido de tipo arcilloso puede endurecerse por compactación y deshidratación y constituir un material de cementación.

La brecha es cualquier tipo de roca o un conjunto de rocas formado por fragmentos angulosos. Son generalmente de origen tectónico y piroclástico. La brecha tiene como componentes, fragmentos de roca no redondeados, masa de compactación arenosa, calcárea o arcillosa; existen también brechas metalíferas en las que se han compactado fragmentos de rocas metalíferas. La Fig. 3.21 muestra una brecha ⁽¹²⁾ formada por fragmentos angulosos de caliza.

La marga es una roca arcillosa con contenido de 30 a 50% de carbonato de calcio. Generalmente son zonas intermedias entre la caliza y lutita. Reacciona débilmente con ácido clorhídrico, dejando una gran cantidad de restos arcillosos.

La marga es una caliza cuyo componente principal es la calcita y sus componentes secundarios son limonita, dolomía, cuarzo, minerales arcillosos, sustancias orgánicas disueltas en capas. La Fig. 3.22 muestra una marga calcárea bituminosa ⁽¹²⁾ con sustancias orgánicas disueltas en capas.



Fig. 3.20 Conglomerado



Fig. 3.21 Brecha



Fig. 3.22 Marga

Caliza. Su composición es de carbonato de calcio en una concentración de 50 a 96%, con algo de material accesorio, que da como resultado la formación de las demás rocas afines a la caliza. El componente principal de la caliza es la calcita y sus componentes secundarios son la limonita, dolomía, cuarzo, minerales arcillosos y sustancias orgánicas. La Fig. 3.23 muestra una caliza silícea ⁽¹²⁾ con elevado contenido en cuarzo, que se manifiesta por la inclusión de numerosos nódulos de pedernal. La Fig. 3.24 muestra una caliza de grano fino ⁽¹²⁾, poco estratificada, división superior del jurasico.



Fig. 3.23 Caliza Silícea



Fig. 3.24 Caliza de grano fino



Fig. 3.25 Dolomía

La dolomía es una variedad de roca carbonatada que contiene más del 50% de carbonato de magnesio. Su componente principal es la dolomita y sus componentes secundarios son calcita, limonita y cuarzo. La Fig. 3.25 muestra una dolomía de grano fino ⁽¹²⁾, no estratificada, del Triásico. Esta roca, que a simple vista no puede ser diferenciada de la caliza, se clasifica utilizando el ensayo del ácido clorhídrico.

La mayoría de las dolomías son de color claro en un fragmento fresco, pero se vuelven amarillentas y pardas al exponerse al aire, debido a la oxidación del hierro ferroso contenido en los cristales de dolomita. La dolomitización se presenta con un

alto grado de recristalización; es de mayor dureza que la caliza, no reacciona fácilmente con ácido clorhídrico diluido, pero reacciona lento con ácido caliente. La mayoría de las dolomías se han formado por alteración postdeposicional de la caliza, es decir, por dolomitización. La única fuente adecuada de magnesio para la gran mayoría de las dolomías es el mar y la presencia de bentonita en abundancia, ya que su material constituyente es montmorillonita, y esta es, a su vez es una fuente muy importante de aportación de magnesio.

El cuarzo es el mayor constituyente detrítico, del 35 al 50% de la fracción terrígena de las rocas sedimentarias. Mineral más durable por su dureza, resistencia y falta de clivaje. Bajo casi todas las condiciones superficiales, muy poco cuarzo se disuelve por intemperismo.

El cuarzo en las areniscas puede presentarse en tres formas:

- Cuarzo Monocristalino: un solo cristal
- Cuarzo Policristalino: agregado de cristales
- Cuarzo Microcristalino: agregado de cristales pero muy finos

Las variedades más útiles para la evaluación del origen son:

- Cuarzo policristalino
- Pedernal
- Cuarzo con crecimiento secundario.

Los tipos de cuarzo en base a la clasificación genética:

- Monocristalino
- Ígneo
- Plutónico: más abundante
- Volcánico: no muy abundante
- Policristalino

El cuarzo después de sufrir metamorfosis se presenta como:

- Recristalizado: bajo tensión sin cizalla.
- Esquistoso: inyección de esquistos y recristalización de rocas esquistosas.
- Tensionado: roca con cuarzo cizallada y tensionada.
- Megacuarzo: granos de cuarzo, recrecimientos retrabajados formados por una arenisca o caliza mas vieja.
- Microcuarzo: pedernal y calcedonia.

El pedernal es un mineral químicamente precipitado, esencialmente monominerálico y compuesto de cuarzo microcristalino y calcedónico.

Los granos de pedernal pueden originarse de la erosión de capas de caliza y pedernal y formar parte de los constituyentes de una arenisca para después ser retrabajado de nuevo. Ligeramente menos durable que el cuarzo (mas suave y mas quebradizo).

Puede ser de origen volcánico y muy probablemente su composición química no sea exclusivamente SiO. En la Fig. 3.26 se muestra un ejemplo de un pedernal ⁽¹⁴⁾.



Fig. 3.26 Pedernal



Fig. 3.27 Ópalo



Fig. 3.28 Feldespato potásico a) y b)

El ópalo (Fig. 3.27) gel de sílice isotrópico con relieve alto, raro en sedimentos, no se ha encontrado en rocas más viejas que el Pérmico ⁽¹²⁾. Formado orgánicamente por diatomeas, radiolarios o espículas e inorgánicamente como cemento en areniscas, nódulos, costras de intemperismo, rellenos de geodas y vetas. La forma de ópalo más común es de origen volcánico. Pedernal y sílice opalino se encuentran también como cementos, relleno de poros como anillos alrededor de granos de cuarzo detrítico.

El feldespato es un mineral muy importante en rocas detríticas. Constituye del 8.5 al 12%, y es muy abundante en arenas modernas de orígenes diversos. El feldespato potásico tiene una dureza de 6; color blanco, amarillo, pardo, rojo o color carne; brillo vítreo; forma cristalina monoclinica y triclinica. La Fig. 3.28 a) es un feldespato potásico, es un cristal prismático corto con cuarzo y b) es un feldespato potásico ⁽¹²⁾ recubierto de clorita (verde).

Algunas areniscas no contienen feldespatos pero otras pueden contener más del 90%. Las arenas de los ríos parecen ser más feldespáticas que las dunas o arenas de playa.

Su abundancia es debida a:

- Composición de la roca madre
- Intemperismo químico en el lugar de origen
- Solución durante la diagénesis

Las clases de feldespatos son (según Feldk): ortoclasa, sanidina, microclina, anortoclasa y plagioclasa.

Feldespato potásico (microclina) es característico de muchas arcosas, pero en menor proporción que la ortoclasa. Las variedades sódicas predominan, son los únicos feldespatos en las grauwackas.

El feldespato es mas blando que el cuarzo y tiene mejor crucero, es inestable bajo condiciones hidrotermales y de intemperismo.

La alteración del cuarzo se refleja en:

- La caolinización en microplacas con birrefringencia muy baja
- La seritización que es la alteración a micro placas arcillosas
- La vacuolización son burbujas diminutas rellenas de agua.

Las micas y arcillas son consideradas como un solo grupo, por su composición química (aluminosilicato hidratado) y estructura cristalina (laminas). Granos grandes: Biotita, muscovita y clorita, como se muestran en la Fig. 3.27 a), b) y c) respectivamente. La biotita tiene una dureza de 2.5 a 3; de color pardo oscuro, verde oscuro o rojizo; forma cristalina monoclinica y la Fig. 3.29 a) corresponde a un cristal tabular hexagonal ⁽¹²⁾.



Fig. 3.29 a) Biotita

b) Muscovita

c) Clorita

Raramente forman más del 2% de la roca. Menor del 0.5% de la fracción terrígena.

La mica es un mineral muy durable, extremadamente difícil de redondear y casi imposible de fracturar. Es estable excepto en condiciones muy calientes y húmedas.

Se comporta como partícula mucho más pequeña. Se depositan con arcillas finas.

Es un constituyente esencial de matriz y fragmentos argiláceos, constituye del 25-35% de la fracción terrígena.

Los minerales pesados, llamados así porque presentan un peso específico mayor a 2.85, incluyen varios silicatos y óxidos: magnetita, turmalina, circón, rutilo, esfena y olivino (aunque muy raro), que son encontrados en pequeñas cantidades (<1%) en las areniscas. La preservación en las areniscas de los minerales pesados se debe a que presentan alta resistencia a la acción del clima, diagénesis y degradación. Los minerales pesados ocurren en un rango restringido, y son muy útiles para la interpretación de la fuente de roca.

Podemos agrupar a los minerales pesados en:

a) *Minerales pesados no opacos*

- Ultraestables: Rutilo, circón y turmalina, en las Fig. 3.30 a) y b) se muestra el circón y la turmalina respectivamente ⁽¹²⁾
- Estables: Apatito, granate, estaurolita, monacita y biotita, en las Fig. 3.31 a) y b), y c) se muestra el apatito ⁽¹²⁾, y granate respectivamente.
- Moderadamente estables: Epidota (Fig. 3.32 a)), kianita, granate, silimanita, esfena ⁽¹²⁾ (Fig. 3.32 b)) y zoisita.
- Inestables: Hornblenda ⁽¹²⁾ (Fig. 3.33 a)), actinolita, augita ⁽¹²⁾ (Fig. 3.33 b)), diópsida, hiperstena y andalucita.
- Muy inestables: Olivino (Fig. 3.34)
- Estabilidad relativa no bien definida: Ankerita, barita ⁽¹²⁾ (Fig. 3.35 a)), brokita, casiterita, clinozoita, cromita, fluorita (Fig. 3.35 b)), glaucofano, lawsonita,

magnesita, pirrotita, pumpelita, flogopita, siderita, espinela, topacio, vesubianita, wolframita, zoisita y otros.

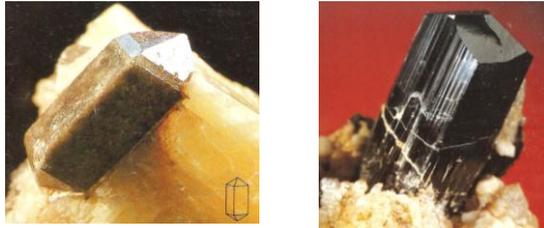


Fig. 3.30 Minerales ultraestables: a) Circón y b) Turmalina

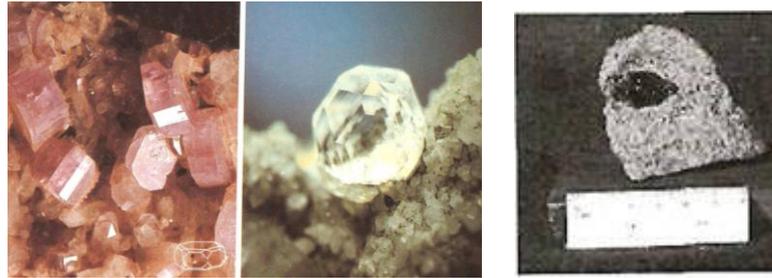


Fig. 3.31 Minerales estables: a) y b) Apatito, y c) Granate

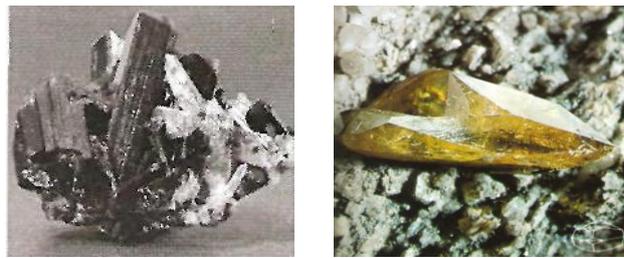


Fig. 3.32 Minerales moderadamente estables: a) Epidota y b) Esfena

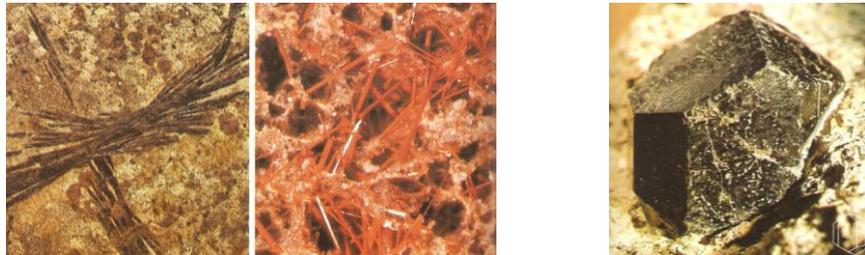


Fig. 3.33 Minerales inestables: a) y b) Hornblenda y c) Augita



Fig. 3.34 Material muy inestable, olivino



Fig. 3.35 Minerales de estabilidad no bien definida: a) Barita y b) Fluorita

Los fragmentos de roca son los mejores indicadores de proveniencia. Los fragmentos de roca son granos poliminerálíticos y algunos policristalinos (pedernal y feldespatos). El cuarzo policristalino y pedernal pueden ser considerados como fragmentos de roca.

Principales tipos de fragmentos de roca son los argiláceos (lutita, pizarra, esquisto); los volcánicos (rocas volcánicas, incluyendo vidrio) y el sílice (cuarzo, pedernal).

Los fragmentos de roca argiláceos, Fig.s 3.36 a) y b), pueden ser aplastados, deformados y amoldados alrededor de los granos más competentes y parecer parte de la matriz. Su abundancia indica proximidad a la roca madre.

Los *fragmentos de roca volcánicos*, Fig. 3.37, son abundantes en algunas areniscas, incluyen partículas piroclásticas. Algunas rocas pueden ser consideradas como rocas volcánicas o como rocas hechas de fragmentos.

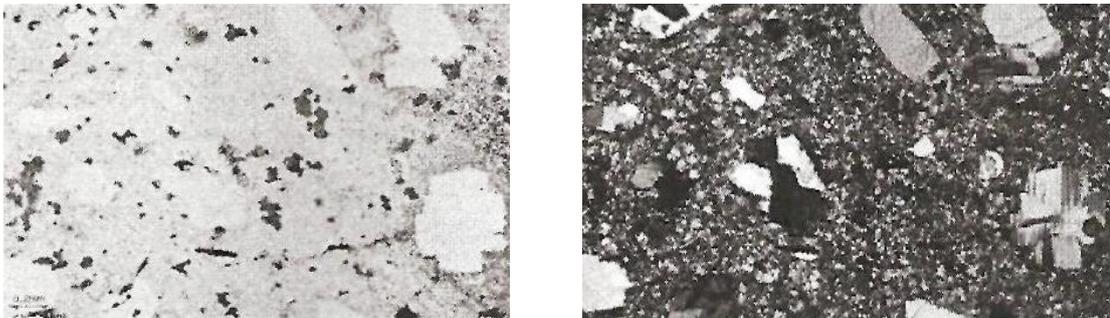


Fig. 3.36 a) y b) Fragmentos de rocas argiláceos



Fig. 3.37 Fragmentos de roca volcánicos

Los fragmentos de roca metamórficas conforman del 5-15% de la fracción de los sedimentos como son granos de pizarra ⁽¹²⁾ (Fig. 3. 38), filitas, metacuarcita, o gneis del tamaño de arena o grava. Bastantes durables si se componen principalmente de cuarzo, pero bastante blandos si se componen de micas. Los más blandos se redondean más rápidamente. Moderadamente estables químicamente (cuarzo y mica).

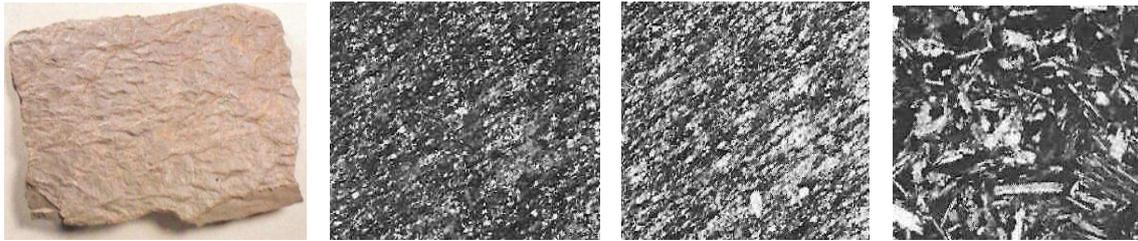


Fig. 3.38 a) Pizarra, b), c) y d) granos de pizarra

Los fragmentos de roca sedimentarias son comunes en conglomerados, aunque muchas arenas contienen granos de lodo, lutita, arenisca fina (Fig. 3.39) y caliza, Fig. 3.40 a) y b). Generalmente no son resistentes a la abrasión por lo tanto si están presentes en grandes cantidades indican transporte corto.

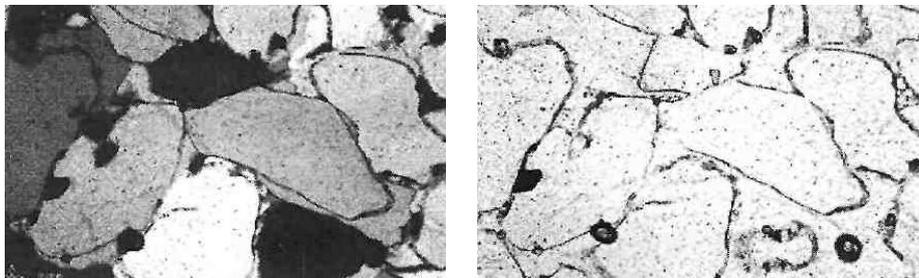


Fig. 3.39 Areniscas a) y b)

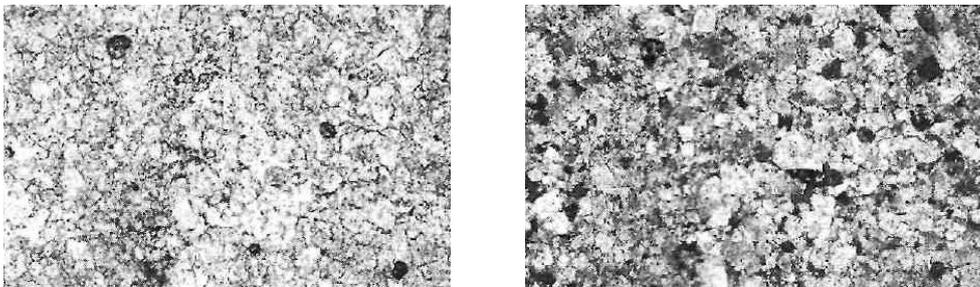


Fig. 3.40 Calizas a) y b)

Los minerales autigénicos son aquellos minerales que se forman "in situ" dentro de los sedimentos después de su depositación, mientras que estos están aun sin consolidar; o bien, se forman durante el enterramiento y la diagénesis. Estos minerales pueden presentarse como cementantes, cristalizar en los poros como minerales nuevos o formarse por reemplazamiento de minerales detríticos originales. Los minerales autigénicos con más frecuencia encontrados en las areniscas son el cuarzo (por sobrecrecimiento) y la calcita, pero también lo son: ópalo, calcedonia, feldespatos, arcillas, glauconita, dolomita, siderita, óxidos de fierro, sulfatos, sulfuros, zeolitas y fosfato.

III.7 Rocas Evaporíticas

Las rocas evaporitas son un grupo de rocas de depósito sedimentario formado por precipitación de sales procedentes de cuerpos de disoluciones concentradas o salmueras, rodeadas de tierra; como la concentración es ocasionada por la evaporación se les ha llamado colectivamente evaporitas. Las más comunes son el yeso, la anhidrita y la halita.

Yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) es un sulfato de calcio hidratado que varia de suave a semiduro y en ocasiones fibroso, monoclinico, límpido e incoloro cuando es puro, con brillo vítreo y madreperlaceo. Los agregados de yeso ocurren en masas no uniformes o en mantos de estratificación perturbada, debido a la dilatación que tiene lugar durante la hidratación. Su textura es generalmente fibrosa, o bien puede consistir en cristales anhedrales de entrelazamiento intrincado.

La anhidrita (CaSO_4) a diferencia del yeso se presenta en forma de depósitos uniformemente estratificados, con mosaico de granos anhedrales entrelazados o con cristales grandes bien formados, acomodados en un mosaico de grano fino en su base. El color del yeso y la anhidrita varía de blanco a translucido, rosa o café.

Puede presentarse en forma masiva o compacta. Si es compacta, su textura es cristalina, sus cristales no presentan ralladura ni fibras.

Halita (NaCl) su nombre común es sal, casi siempre es de notable pureza y ocurre en mantos transparentes o translucidos, su color es grisáceo, blanco o amarillo, su textura es cristalina gruesa.

El grosor de los estratos puede ser desde centímetros hasta muchos metros. Comúnmente se encuentra asociada con otras evaporitas como el yeso a la anhidrita.

Puede ocurrir en forma de domo. Un domo de sal consiste en un núcleo central de sal en roca y un domo circundante de sedimentos. Los núcleos de muchos domos de sal se han emplazado por intrusión en los estratos sedimentarios adyacentes.

La sal es una roca sedimentaria que juega un papel muy importante en la geología estructural debido a su baja densidad (de 2.17 a 2.2 gr/cm^3) y a su baja viscosidad equivalente.

Los domos salinos son ejemplo de cuerpos rocosos que se mueven hacia arriba traspasando los estratos superiores. El fenómeno que ocasiona este tipo de eventos es llamado diapirismo, que no es otra cosa que el movimiento debido a la diferencia de densidad entre la sal y las rocas más pesadas de los estratos superiores. La roca salina está formada por halita (NaCl), cuya característica principal es que su densidad no varía con la profundidad; es decir, no existen fenómenos de compactación al incrementar la columna de sobrecarga con la profundidad. Algunas impurezas están presentes en el domo salino, como son las anhidritas (CaSO_4), cuya densidad es de alrededor de 2.98 g/cm^3 .

Los domos salinos son de diferentes tamaños un ejemplo es uno de un diámetro de alrededor de 2 a 3 km, y además se pueden extender hacia abajo muchos kilómetros. La estructura interior de la sal está dominada por plegamientos muy apretados en el medio. Este plegamiento puede ser asociado en parte al movimiento continuo hacia arriba, cuya complejidad es característica ⁽¹⁵⁾.

III.8 Lutitas

Las Lutitas (también llamada “shales”) son una roca sedimentaria, compacta, formada principalmente por minerales arcillosos entre los cuales predominan esmectita e illita asociados a contenidos menores de minerales no arcillosos como la plagiclasa, feldespato y cuarzo. La composición química de los minerales arcillosos, influye en sus propiedades físicas y químicas ⁽¹⁶⁾, cubren un amplio rango de composiciones por lo que presentan propiedades mecánicas, petrofísicas y fisicoquímicas muy diferentes ⁽¹⁷⁾. Ver Tabla 3.10

Tabla 3.10 Propiedades de las lutitas

LUTITAS
Lutita = Pelita ≈ Argilita ≈ [Aleurita] (Mudrocks)

DENOMINACIÓN:

▪ **SEDIMENTOS Y ROCAS TIPO** → f (tamaño, grado de consolidación):

Diámetro (µm)	125	62	31	16	8	4	2	1	0,5
TAMAÑO	←----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----- ----->								
Escala (Φ)	+3	+4	+5	+6	+7	+8	+9	+10	+11
Elemento:	PARTÍCULA								
Sedimento:	ARENISCA			LIMO			ARCILLA		
Roca:	ARENISCA			LIMOLITA			ARCILLITA		
				GRUESA MEDIA FINA MUY FINA			G M F M F		

▪ **ROCAS MEZCLA** → f (tamaño de grano, desarrollo de fisilidad):

LIMO:	100%	2,1	1,2	0%
ARCILLA:	0%	1,2	2,1	100%

Sedimento	LIMO (Silt)	LODO (Mud)	ARCILLA (Clay)
masiva	LIMOLITA (Siltstone)	LUTITA (s.s.) (Mudstone)	ARCILLITA (Claystone)
Roca fisil	LUTITA FISIL (Shale)		
con foliación	PIZARRA METAMÓRFICA (Argillite, Slate)		

PRINCIPALES MINERALES DE LAS ARCILLAS

▪ **ORIGEN DE LAS ARCILLAS**

→ f (proceso de formación)

- terrigenas → heredadas de otras rocas (ígneas ↑), sufren transporte
- autigenas → neoformadas "in situ" (en suelos, sedimentos, rocas)
- transformación de otras arcillas → alteración de rocas (volcánicas ↑)

→ f (lugar = ambiente de formación)

- área fuente → meteorización y formación de suelos: **TODAS**
- cuenca sedimentaria → sedimentación: **ILLITA** ↑...
- dentro del sedimento → diagénesis: **ILLITA, CLORITA**

▪ **TEXTURA**

TIPO: ➤ **CLÁSTICA = DETRÍTICA**

- **LODOSA = FINA** matriz = finos (< 62 µm)

ELEMENTO TEXTURAL: **PROPIEDAD DE LA ROCA:**

- **ORIENTACIÓN** (arcillas) ➡ • **FISILIDAD** ➡ **HOJOSIDAD, LAJADO**

▪ **PROPIEDADES**

- **COLOR:** ⇒ f(componentes + ambiente)

	COMPONENTES	AMBIENTE
ROJO	materia orgánica ↓↓	Fe ³⁺ (hematites, goethita) ↑
AMARILLO		Fe ³⁺ (limonita) ↑
BLANCO	materia orgánica ↓	Fe ↓ (caolinita)
VERDE		Fe ²⁺ (clorita, illita) ↑ > Fe ³⁺
GRIS-NEGRO	materia orgánica ↑ (>3%)	Fe ²⁺ (pirita) ↑

- **POROSIDAD:** en sedimentos ↑ → en rocas ↓ ➡ **ROCAS IMPERMEABLES**
- **PODER DE ABSORCIÓN DE AGUA**
- **INTERCAMBIO DE CATIONES**
- **PLASTICIDAD**
- **HINCHAMIENTO ...**

COMPONENTES PETROGRÁFICOS Y MINERALOGÍA:

Componentes petrográficos* → f(tamaño de grano)	Composición mineral* → f(mineralogía)
LIMO (< 62 µm) ⇒ 60%	CUARZO (limo) ⇒ 30%
	FELDESPATO ⇒ 5%
	MICAS (moscovita) ⇒ 5%
	ARCILLAS (> 4µm) ⇒ 20%
ARCILLA (< 4 µm) ⇒ 40%	ARCILLAS ⇒ 40%
*valores medios de una lutita tipo	OTROS: Carbonatos. Óxidos de Fe. Materia orgánica. Sílice. Pirita...

CLASIFICACIÓN

▪ **EN RELACIÓN CON LA COMPOSICIÓN:**

- **LUTITA COMÚN** ↑ (distintas arcillas, cuarzo...)
- **LUTITA MARGOSA** (calcita) → Rocas calcáreas: **calclutitas**
- **LUTITA SILÍCEA** (sílice ↑) → Rocas silíceas bioquímicas
- **LUTITA FERRUGINOSA** (Fe ↑) → Rocas ferruginosas
- **PIZARRA NEGRA:** (black shale)
 - **CARBONOSA** (pirita, siderita) → Rocas orgánicas: **carbón**
 - **BITUMINOSA** (min. autógenos ↑) → Rocas orgánicas: **petróleo**
- **LOESS** (cuarzo tamaño limo, anguloso) ⇒ origen eólico
- **CAOLIN** (caolinita ↑) ⇒ alteración de rocas ígneas ácidas
- **BENTONITA** (montmorillonita ↑) ⇒ alter. rocas volcánoclasticas básicas

Los sólidos de una lutita típica pueden consistir de alrededor del 50% de arcilla, 25% de sílice, 10% de feldespato, 10% de carbonatos, 3% de óxido de hierro, 1% de material orgánico y 1% de otros minerales, asimismo pueden contener del 2 al 40% de agua por volumen.

La *arcilla* esta compuesta de minerales de arcilla cristalinos, principalmente de silicatos de aluminio hidratados, cuya formula general es $X(Al_2O_3) Y(SiO_2) Z(OH)$. Contiene pequeñas cantidades de otros elementos como Mg, K, Fe y Ti. La arcilla de naturaleza detrítica es producto del intemperismo de la roca, su composición es muy variada, depende del ambiente y las condiciones de temperatura, humedad y acidez.

Las partículas de arcilla tienen una estructura de plaquetas en forma de capa. Las plaquetas son muy delgadas, 0.5 a 1 nm, pero llegan a tener una extensión de 1000 nm a lo largo y ancho. Estas se colocan una sobre otra con separaciones de 2 a 10 nm. Son de 10 a 100 veces menores que el promedio de los granos de arena más pequeños (alrededor de 2 micrones, 10^{-4} cm).

Los minerales arcillosos que se clasifican en grupos específicos de acuerdo con las rocas sedimentarias son montmorillonita, illita, caolinita y clorita. La Tabla 3.11 lista las propiedades de estos grupos de arcillas que son de importancia en la evaluación de formaciones.

Tabla 3.11 Tipos de arcillas

Tipo de arcilla	CEC meq/gr	Φ CNL	ρ (prom.) g/cm	Elementos menores	Componentes del registro espectral		
					Th %	K ppm	U ppm
Montmorillonita	0.8 -1.5	0.24	2.45	Ca,Mg,Fe	0.16	2-5	14-24
illita	0.1 -0.4	0.24	2.65	K,Mg,Fe,Ti	4.5	1.5	2
Clorita	0 -0.1	0.51	2.80	Mg, Fe		-	-
Caolinita	0.03-0.06	0.36	2.65		0.42	1.5-3	6-19

Para la tercera columna los valores de porosidad que el registro de neutrón compensado leería son en una roca con arcilla 100% seca. El hidrogeno presente en la arcilla es parte de la estructura cristalina y no contribuye a la conductividad.

La montmorillonita se hincha al contacto con el agua, sufre diagénesis la illita a altas temperaturas. Esto ocasiona la eliminación de agua y contribuye a aumentar la presión de las arenas adyacentes.

Distribución de la arcilla o lutita en arenas arcillosas

La mayoría de las herramientas de registros tienen un promedio de resolución vertical de 2 a 4 pies. En estos intervalos la arcilla o lutita puede estar depositada en la arena de tres maneras: laminar, dispersa y estructural (Fig. 3.41).

a) Laminar. En esta forma se presenta en láminas de algunos centímetros de espesor, esta intercalada con arena limpia. La porosidad efectiva y la permeabilidad de las lutitas son nulas. Por ejemplo: una arena con 40% de lutita teóricamente reduce los valores de la porosidad efectiva y permeabilidad hasta un 60%. La arcilla en una lutita laminar es de origen detrítico. La arcilla se obtiene de diversos tipos de rocas y arenas, generalmente tiene dos o mas minerales de arcilla. Siguiendo la depositación, las laminaciones de lutita y arena tienden a ser homogéneas por el trabajo de los organismos y la infiltración de partículas de arcilla dentro de la arena por el movimiento del agua.

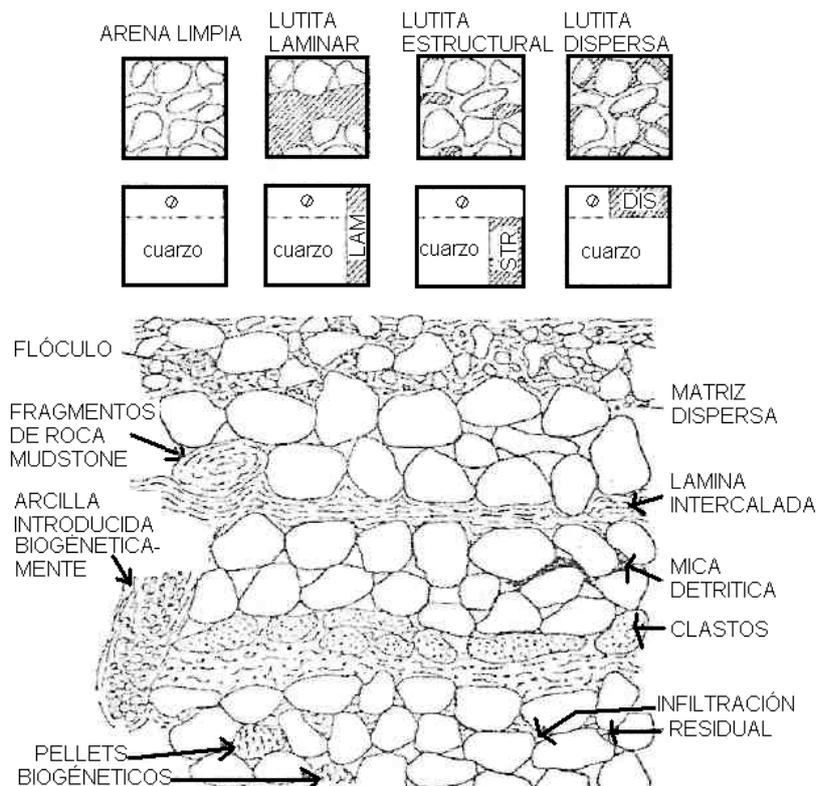


Fig. 3.41 Forma esquemática la que se puede distribuir la lutita en los sedimentos

b) Dispersa. En esta forma la arcilla, no la lutita, esta diseminada en el espacio poroso de la arena, reemplaza al fluido. Este tipo de distribución es muy dañina porque una pequeña cantidad de arcilla cierra los poros, reduce su porosidad efectiva y la permeabilidad. El máximo contenido de arcilla en la arena es de alrededor del 40%, que representa el 15% del volumen.

Mucha de esta arcilla es de origen autógeno. La arcilla autógena se desarrolla en el lugar después de la depositación de la arena, como resultado de interacciones químicas entre el fluido del poro y los constituyentes menores de la arena, tales como los feldespatos.

La arcilla autógena se caracteriza por ser de varios tipos: partículas discretas, de revestimiento y de tapón. Estos nombres se le han dado por la forma en que se generan en el poro. Las partículas discretas, generalmente caolinita, construyen plaquetas aisladas dentro el poro, ocasionando una baja muy pequeña de la porosidad efectiva y de la permeabilidad. La de revestimiento cubre los granos y forma micro poros que entrapan una buena cantidad de agua del poro, reducen la porosidad efectiva. La de tapón cierra totalmente el poro, disminuye bastante la porosidad efectiva y drásticamente la permeabilidad. La Fig. 3.42; muestra los efectos que produce en la permeabilidad la arcilla autógena.

Por su origen in situ, las arcillas autógenas tienden a ser más puras y cristalinas. Su composición puede variar radicalmente de las arcillas de tipo detrítico en las vecindades de las capas de lutita. Este tipo de arcillas no están sujetas a sobre presiones, de tal forma que una cantidad de arcilla (particularmente montmorillonita) puede entrapar mas agua. Es clásico en el análisis de registros considerar que la arcilla en arenas arcillosas tiene las mismas características que la arcilla de una lutita cercana.

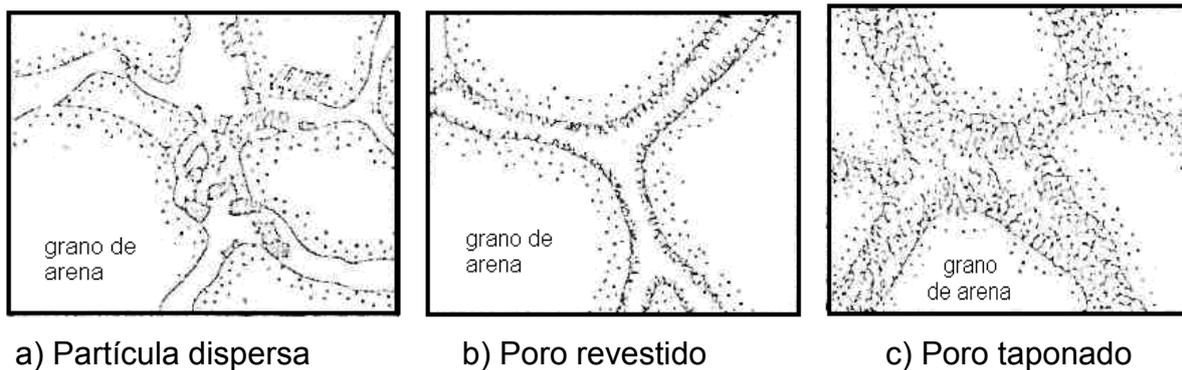


FIG. 3.42 Esquema de las formas en la que la arcilla autógena puede formarse en el espacio poroso (DEKAN, 1983, P. 234).

c) Estructural. Este tipo de arcilla ocurre menos. En esta forma los granos arcillosos toman el lugar de los granos de arena. No afecta a los registros. Sin embargo, la disposición particular de la arcilla afecta fuertemente la productividad de la formación. La arcilla dispersa es más dañina que la lutita laminar.

Los problemas más severos son provocados por una clase de minerales arcillosos clasificados como expandibles, entre los que se encuentran la esmectita, montmorillonita, la beidelita y sus interestratificados. Estos minerales predominan en las lodolitas (mudstone) y en lutitas como las asociadas a los yacimientos de petróleo. En el primer caso los minerales de encuentran como partículas desorientadas sometidas a baja presión y temperatura, mientras que en el segundo

están en forma de partículas orientadas y compactadas sometidas a mas alta presión y temperatura.

Las esmectitas o filosilicatos 2:1, llamados así por su organización laminar, tienen gran superficie activa resultante de su estructura, y también cationes o especies químicas, que en presencia de agua reaccionan, por hidratación de cationes, lo que provoca expansión en la esmectita y consecuentemente en la lutita, generando sobre presión, expansión y contracción en el estrato.

También este estrato es el que comúnmente contiene mayor cantidad de arcillas expandibles. Generalmente están constituidas principalmente por cuatro tipos de arcillas: esmectitas (montmorillonita), ilitas, caolinitas y clorita. De estos la clorita tiene también una estructura 2:1, y se caracteriza porque las láminas están unidas con hojas de Brucita, $Mg(OH)_2$, y por el reemplazo de silicio por aluminio en las hojas tetraédricas. La montmorillonita tiene las cualidades más distintivas, particularmente el cambio en el espaciamiento de la estructura cristalina que resulta de añadir agua. Estudios de rayos X han mostrado que el espaciamiento cristalino en la dirección del eje Z puede cambiar desde 0.96 nm a 2.14 nm cuando el contenido de humedad varía de 0 a 30%.

En la Fig. 3.43 se muestra el espaciamiento basal de la esmectita y de la vermiculita.

Son rocas de grano fino con abundante materia orgánica (hasta un 25%). Esta sedimentitas pueden ser silicoclásticas (lutitas, fangositas), carbonáticas (micritas) o de mezcla (margas). La materia orgánica está constituida esencialmente por kerógeno (80%) acompañado por bitumen (20%). Como indicadores de la madurez de la roca madre, se emplean los denominados biomarcadores. Entre ellos se encuentran: - Color de polen y esporas (palinomorfos), que con el aumento de temperatura pasan de tonalidades amarillas a castaña y finalmente a negras; - Reflectancia de la vitrinita. Este maceral aumenta su reflectividad con la temperatura (aumento del tamaño de las estructuras aromáticas en anillos); 3.- Color de alteración de conodontos (CAI) en una escala similar a la de polen y esporas ⁽¹⁸⁾.

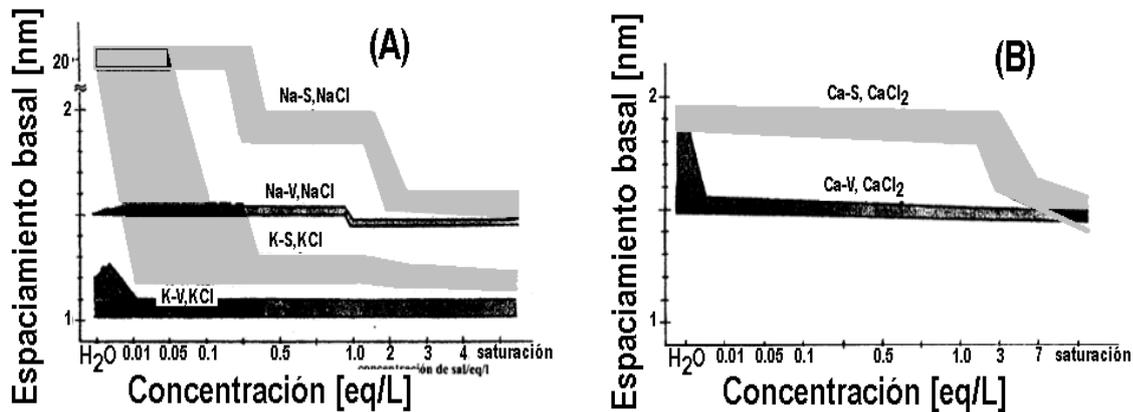


Fig. 3.43 Espaciamientos basales de esmectitas (S) y vermiculitas (V) en contacto con soluciones salinas acuosas.

Una clara distinción entre los términos arcilla y lutita, no así en la evaluación de perfiles, donde ambos términos se usan indistintamente para denominar la fracción de la roca ocupada por arcilla o lutita. En términos petroleros, se define como arcilla los silicatos complejos hidratados de aluminio que constituye la caolinita, illita, montmorillonita (Esmectita), clorita y vermiculita. La lutita es la roca de minerales de arcilla y algunas variedades de minerales con grano muy fino, como el óxido de hierro, micrita y materia orgánica ⁽¹⁹⁾.

La arcilla presente en las formaciones debe tomarse en cuenta para los efectos de los análisis de registros. Independientemente de su influencia sobre la porosidad y la permeabilidad, la importancia señalada se desprende de sus propiedades eléctricas, las cuales ejercen una influencia significativa en la determinación de las saturaciones de fluidos ⁽²⁰⁾.

Es muy normal que las lutitas presenten una cierta cantidad de carbonato cálcico (menor del 50%) por el carácter aglomerante de éste, le da una mayor estabilidad frente al agua. Si el contenido es bastante grande (generalmente superior al 20%) la roca se denomina marga o marga caliza y da clara reacción con clorhídrico en frío. Si el contenido en caliza es pequeño la reacción no es aparente y la roca se denomina lutita margosa o marga silíceas aunque este último nombre no es muy apropiado ⁽²¹⁾.

Análisis químicos muy precisos mostraron consistentemente que con la molécula de montmorillonita se encuentra asociado el catión magnesio, el cual influye en la característica de ser arcilla hidratable y de fácil dispersión en el agua. Lo que

aparentemente ocurre es que el catión magnesio con valencia 2+, sustituye a un átomo de aluminio de valencia 3+, lo que crea un desbalance eléctrico.

Numerosos estudios se han realizado para esclarecer y tomar medidas preventivas cuando se llegue al estrato de las lutitas, la gran mayoría enfocados al fluido de perforación sin considerar otras propiedades de este tipo de sedimento.

En un estudio realizado a una muestra de lutita (edad Oligoceno, profundidad 2465 m) se le sometió a estudios de caracterización (ver Tabla 3.12) y a diversas etapas de hidratación, utilizando electrolitos de Na, K, Mg y Ca (0.001 M y 0.001 M) para determinar la adsorción de cationes y su efecto sobre los minerales arcillosos. También se determinó la capacidad de intercambio catiónico, para la transferencia de cationes entre la solución electrolito y la lutita, se empleó el Método de Debye para soluciones acuosas a 25 °C, y la presión osmótica de hinchamiento de la lutita se estimó según la teoría de la doble capa, considerando que la esmectita es el componente activo de la lutita.

Tabla 3.12 Mineralogía y Capacidad de intercambio cationico de una muestra de lutita.

Mineral	%	Capacidad de intercambio catiónico (meq/100 g) = 83.12	Na ⁺¹ = 41.18 meq/100 g
Cuarzo	20.4		Ca ⁺² = 33.67 meq/100 g
Calcita	17.6		Mg ⁺² = 7.38 meq/100 g
Plagioclasa	6.3		K ⁺¹ = 0.88 meq/100 g
K- Feldespato	3.4		
Halita	1.0		
Minerales arcillosos	50.8		
Minerales arcillosos: Esmectita dioctahédrica, Material ilitico, illita(0.6)/esmectita R 0, illita(0.5)/esmectita R 1, illita(0.75)/esmectita, clorita (0.9) – esmectita, clorita, odinita.			

Los resultados experimentales mostraron que la lutita reacciona con el agua perdiendo Mg. Cuando la reacción es con soluciones diluidas de K, Ca o Mg, estos cationes son transferidos de la lutita a las soluciones. Cuando las soluciones tienen un coeficiente de actividad menor de 0.97 los cationes son absorbidos por la lutita.

Sabemos que se presenta hinchamiento osmótico, debido a que la lutita en la pared del pozo está sometida a la acción del lodo de perforación y de la acción de los fluidos del poro⁽²²⁾, ver Fig. 3.44

Sobre la superficie de la esmectita actúan los factores indicados en la Fig. 3.45. Aplicando el modelo de la doble capa, a manera de desarrollar un primer modelo que permita estimar la presión osmótica de hinchamiento²².

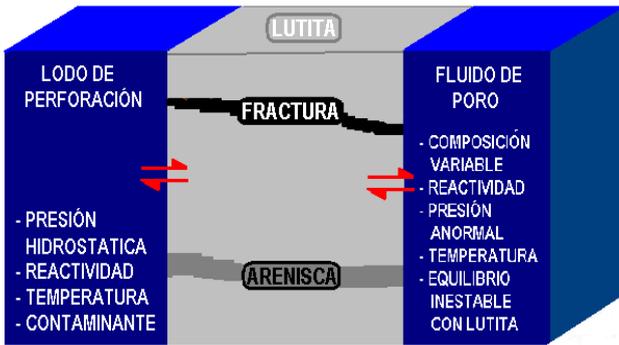


Fig. 3.44 Sistema Lodo de perforación – Lutita- Fluido de poro.

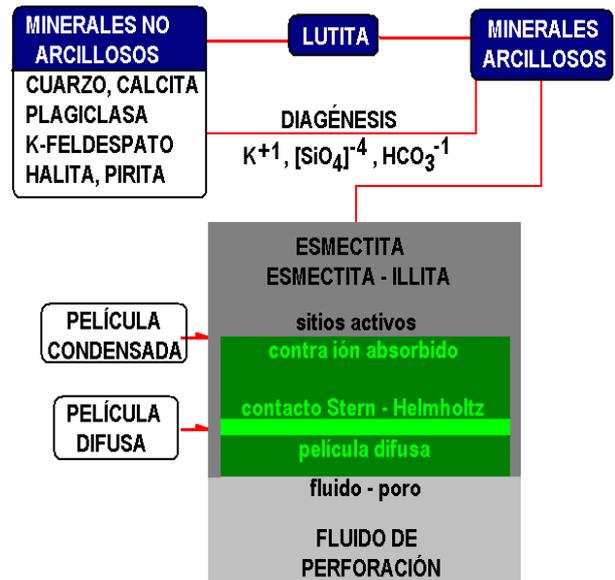


Fig. 3.45 Efectos del fluido de perforación sobre los minerales arcillosos

Un estudio mostró el efecto de la salinidad sobre la presión sobre la esmectita. Otro aspecto importante es el que al sustituir un catión en la estructura genera una nueva especie mineral. La lutita que reacciona a 80 °C con soluciones 0.0001M de Na, K, Ca o Mg, cuando el electrolito es K hay mayor formación de material ilítico, en el caso del Mg se forma clorita/esmectita, clorita y odinita. Es importante mencionar, que se requiere de muchas técnicas experimentales para cuantificar las variables de los modelos de estudio, por ejemplo mediante microscopia electrónica de barrido (MEB) se determina la composición puntual de la especie y este dato sirve para estimar la masa molecular del mineral en cuestión ⁽²³⁾. Por ejemplo la Fig. 3.46 esta una fotografía (MEB) de una clorita.



Fig. 3.46 En la parte central de esta fotografía (MEB), se observan placas arcillosas del tipo clorita, en este caso actuando como material cementante.

Determinación de los parámetros mecánicos básicos en lutitas, formación Carapita, oriente de Venezuela, mediante el uso del sistema TSI (TERRATEK STRENGTH INDEX) ⁽²⁴⁾

Otros estudios reportan la factibilidad de determinar indirectamente los valores de resistencia a la compresión en muestras de lutitas, mediante ensayos tipo Scratch en el sistema TSI. Esta metodología se ha utilizado en areniscas y consiste en someter al núcleo de roca al corte superficial con una cuchilla con desplazamiento horizontal a velocidad y profundidad constante. El uso de esta metodología en lutitas ha sido limitado, considerando la necesidad de preservar las muestras en baño de aceite mineral para evitar la pérdida de propiedades. Los resultados indican que los parámetros mecánicos estimados a partir de los ensayos con el sistema TSI, utilizando aceite mineral como fluido inhibitorio, resultaron ser muy parecidos a los resultados obtenidos de los ensayos de compresión no confinada y compresión triaxial. Adicionalmente, se observó que las muestras sometidas a la presencia de fluido base agua arrojaron valores de energía intrínseca y ángulo de fricción interna muy cercanos a los resultados obtenidos en las muestras sometidas a la presencia de aceite mineral.

El principal problema de perforación asociado a lutitas es la inestabilidad del pozo, que puede ser producto de tres factores: físico-químicos, mecánicos y externos. Los factores físico-químicos están relacionados a la interacción de la lutita con el fluido de perforación, los factores mecánicos están asociados a esfuerzos y deformaciones de las rocas y los externos son los factores operacionales que pueden ser controlados durante la perforación.

Un aspecto importante asociado a la inestabilidad del pozo es la inadecuada o incompleta caracterización a escala de laboratorio, lo que conlleva a una inapropiada estrategia de perforación, afectando incluso, la adopción o masificación de nuevas tecnologías como pozos horizontales, pozos de alto ángulo, pozos extendidos, uso de barrenas de diamante policristalino, entre otros.

La caracterización geomecánica de lutitas consiste en determinar información sobre la rigidez y resistencia de la roca a través de ensayos sobre muestras preservadas y no perturbadas, con la finalidad de desarrollar modelos constitutivos realistas que permitan hacer diagnósticos apropiados sobre el desempeño de la roca bajo las condiciones de esfuerzo que se desarrollan alrededor del hoyo. Para ello es

posible utilizar el ensayo de rayado que permite estimar los valores de una forma económica en comparación con los ensayos de compresión, ya que requiere poco tiempo para la ejecución y análisis de resultados, y lo más importante, se pueden reutilizar las muestras para otros ensayos y determinar así otras propiedades.

Consiste en someter una muestra de roca al corte de una cuchilla a lo largo de su superficie con una velocidad constante. La fuerza de corte generada por la cuchilla tiene dos componentes (horizontal y vertical). La profundidad de corte "d" de la cuchilla puede ser ajustada y puede variar desde 0,1 mm hasta 0,4 mm. Para realizar el ensayo se utilizan dos tipos de cuchillas, una para determinar la energía intrínseca específica (equivalente a la resistencia a la compresión no confinada) y otra que permite determinar la energía específica (que relaciona la fricción) para determinar el ángulo de fricción interna de la roca. Durante el procedimiento de ensayo se pueden presentar dos tipos de corte: dúctil y frágil (ver Fig. 3.47). Estos tipos de corte dependerán de cuan profundo se realiza el corte, por ejemplo: para cortes pocos profundos el modo de corte es dúctil y para corte de mayores profundidades el modo de corte es frágil.



Modo de corte dúctil



Modo de corte frágil

Fig. 3.47. Diferenciación entre los tipos de corte dúctil y frágil

La descomposición de las fuerzas en el corte afilado es simple ya que el corte se realiza con una cuchilla de ángulo recto permitiendo una sola superficie de corte, lo cual genera dos componentes de fuerzas F_{ch} y F_{cv} . Con este tipo de cuchilla, la superficie se desplaza perpendicularmente a la dirección del corte con un ángulo. La descomposición de las fuerzas durante el corte no afilado es más compleja debido a la intervención de una fuerza de fricción F_f producto de una superficie adicional de contacto. Esta fuerza de fricción se produce durante el corte ya que se utiliza una cuchilla con dos superficies de contacto. La Fig. 3,48 muestra un diagrama con los

dos tipos de cuchilla y la descomposición de las fuerzas actuante en una muestra de roca.

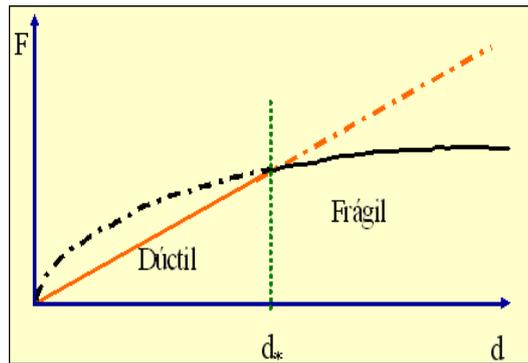


Fig. 3.48 Distribución de las fuerzas que actúan durante el corte.

Dos observaciones importantes de este estudio son, - el fluido utilizado durante los ensayos no parece tener una influencia determinante en los parámetros mecánicos ya que las muestras de lutitas sometidas a la presencia del fluido base agua, arrojaron valores de energía intrínseca muy cercanos a los valores de energía intrínseca específica obtenidas en las muestras sometidas a la presencia de aceite mineral, mientras que el ángulo de fricción interna se mantuvo constante, la segunda que los parámetros mecánicos obtenidos de los ensayos de rayado arrojaron valores muy similares a los obtenidos de los ensayos mecánicos, lo cuál pareciera confirmar la factibilidad de utilizar los ensayos de rayado en muestras de lutitas, de manera rápida y sencilla para complementar la información arrojada de los ensayos clásicos.

A medida que aumenta la complejidad de los pozos, los esfuerzos por encontrar mejores técnicas que satisfacen las demandas de un buen desempeño de las operaciones de perforación, se multiplican.

III.9 Registros geofísicos

Los registros de pozos son técnicas que se utilizan en pozos para la exploración y explotación petrolera. Sirven para determinar propiedades físicas in situ de las rocas. Dan un diagnóstico confiable de las condiciones de las rocas que están en el subsuelo ⁽²⁵⁾.

III.9.1 Potencial espontáneo.

El potencial espontáneo es desarrollado dentro del pozo como resultado de la diferencia de salinidad entre el fluido del pozo y del agua de la formación. No

obstante, deberá haber también un cuerpo lutítico y una formación permeable para crear este potencial espontáneo.

El principal uso de la curva SP es para diferenciar estratos eléctricamente conductivos e impermeables, tal como lutitas, de estratos permeables. Puesto que la curva SP es un indicador de permeabilidad iónica, las deflexiones sobre la curva SP muestran que la permeabilidad puede no ser suficiente para la producción comercial. La magnitud de las deflexiones del SP es controlado por el contraste de resistividades entre el lodo de perforación y el agua de formación. De aquí que, si la resistividad del lodo es conocida, la resistividad del agua de formación también puede ser determinada.

Las capas permeables típicamente tienen su deflexión hacia la izquierda, mientras las capas impermeables se reflejan hacia la derecha. De aquí que, la máxima deflexión a la derecha usualmente es una indicación de lutitas, mientras una deflexión izquierda o negativa ocurre para las arenas y calizas porosas y permeables. La línea de las lutitas es la base desde la cual las deflexiones son medidas ⁽²⁶⁾.

Componente Electroquímico del SP. Considérese una formación permeable con capas gruesas de lutitas arriba y abajo; supóngase también que los dos electrolitos presentes, filtrado de lodo y agua de formación intersticial, solo contienen cloruro de sodio (NaCl). Debido a la estructura laminar de la arcilla y a las cargas en las láminas, las lutitas son permeables a los cationes Na^+ pero impermeables a los aniones Cl^- . Solo los cationes Na^+ (cargas positivas) pueden moverse al través de la solución de NaCl mas concentrada a la menos concentrada. Este movimiento de iones cargados constituye una corriente eléctrica y la fuerza que causa que se muevan constituye un potencial al través de la lutita.

No hay una relación directa entre el valor de la permeabilidad y la magnitud de la deflexión de SP, ni la deflexión de SP tiene una relación directa con la porosidad.

El SP estático o SSP es la deflexión del SP frente a una formación limpia y gruesa. La deflexión se mide a partir de la línea base de las lutitas.

Corrimientos de la línea base de lutitas. La línea base de lutitas (a partir de la cual se miden las deflexiones del SP) por lo general esta bastante bien definida en el

registro del SP (Fig. 3.49). Sin embargo, en algunos pozos se observan cambios en la línea de base.

Estos cambios ocurren cuando una capa de lutitas, que no es una membrana catiónica perfecta, separa aguas de formación de diferentes salinidades. Los cambios grandes dificultan la definición de la línea base de lutitas y la determinación del valor SSP.

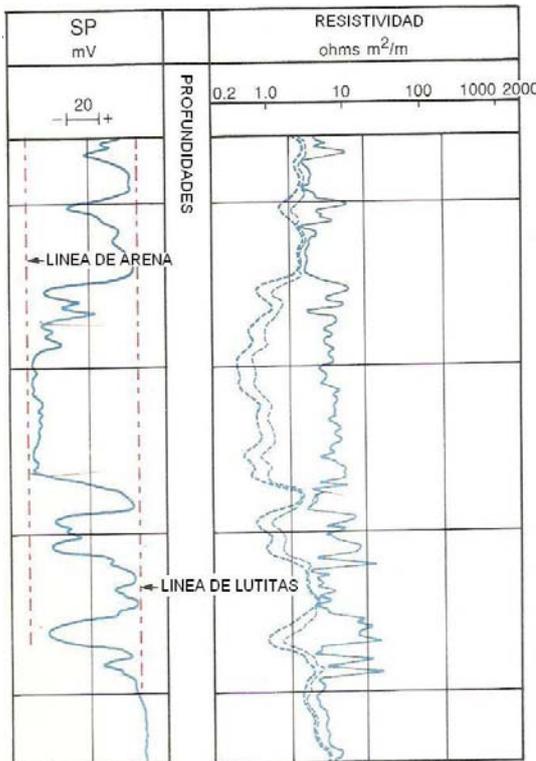


Fig. 3.49 Ejemplo de registro de SP en una serie de lutitas de arena

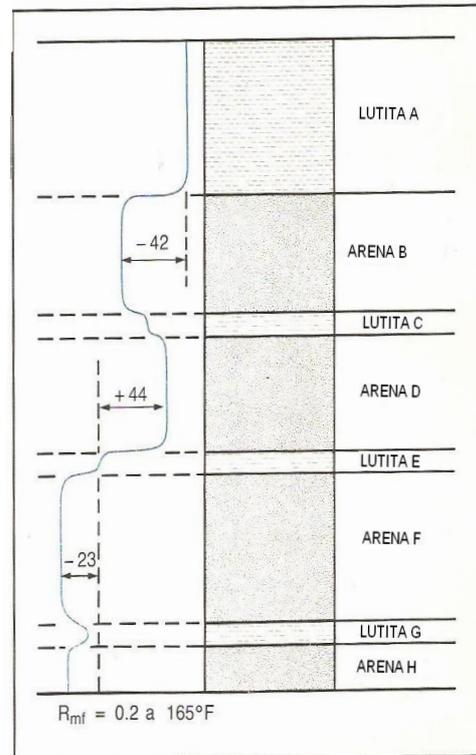


Fig. 3.50 Cambio en la línea de base de SP

La Fig. 3.50 muestra un caso de campo simplificado. El pozo penetra una serie de areniscas (B,D,F,H) que están separadas por lutitas delgadas o areniscas arcillosas (C,E,G). El SSP del intervalo B, por la deflexión en el límite superior, debe ser de -42mV. La lutita C no es una membrana catiónica perfecta y el SP enfrente de C no regresa a la línea de base de lutita de A. La deflexión de SP del intervalo D, medida desde la arcilla E, indica que es una mejor membrana que C. La línea base de lutitas para la arenisca D esta representada por la línea punteada en el extreme izquierdo; el SSP del intervalo D es de 44mV o mas. De manera similar, se puede observar que la lutita G no es tan buena membrana como la E; el SSP del intervalo F es negativo e igual a por lo menos -23mV.

Cuando no exista una capa arcillosa que separe las aguas de diferentes salinidades dentro de una capa permeable, también hay un cambio en la línea base

del SP. En este caso, la curva de SP muestra poca o ninguna variación en el nivel donde ocurre el cambio de salinidad, pero las deflexiones de SP en los límites superior e inferior de la capa permeable, muestran amplitudes bastante diferentes. De hecho, pueden presentar diferentes polaridades si la salinidad del filtrado de lodo esta entre las salinidades de dos diferentes aguas de formación intersticiales. Si la capa permeable no contiene arcilla y si esta capa y las lutitas que la rodean son lo suficientemente gruesas, las deflexiones de SP en los dos límites son las deflexiones del SP estático correspondientes a las dos distintas aguas.

En todos los casos, la deflexión del SP en el límite de la capa permeable de lutita da la polaridad de la deflexión del SP estático y, por lo general, un límite inferior de su magnitud.

III.9.2 Registro de GR.

El registro de rayos gamma mide la radioactividad natural de las rocas continuamente, es una técnica que puede determinar la litología de pozos entubados.

Los rayos gamma son emisiones de ondas electromagnéticas de alta energía las cuales son altamente penetrantes aun en materia densa. Son emitidas como resultado de la desintegración de elementos radioactivos junto con rayos alfa y beta ⁽²⁷⁾.

En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad.

El registro de GR puede ser corrido en pozos entubado lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro del SP y como sustituto para la curva SP en pozos perforados con lodo salado, aire o lodos a base de aceite. En cada caso, es útil para la localización de capas con y sin arcilla y, lo más importante, para la correlación general.

Propiedades de los Rayos Gamma.

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos.

Cada uno de estos elementos emite rayos gamma; el número y energía de estos es distintivo de cada elemento.

Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones de Compton sucesivas con los átomos del material de la formación y pierden energía en cada colisión. Después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de un efecto fotoeléctrico. Por consiguiente, los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energías se degradan (reducen) al pasar a través de la formación. La tasa de absorción varía con la densidad de la formación: dos formaciones que tengan la misma cantidad de material radioactivo por volumen de unidad, pero con diferentes densidades, mostrarán diferentes niveles de radioactividad; las formaciones menos densas aparecerán algo menos radioactivas.

La sonda de GR contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en el volumen de la formación cerca de la sonda.

La deflexión del registro de GR es función no sólo de la radioactividad y densidad de las formaciones sino también de las condiciones del agujero (diámetro, peso del lodo, tamaño y posición de la herramienta), ya que el material interpuesto entre el contador y la formación absorbe rayos gamma.

Aplicaciones

El registro de GR es particularmente útil para definir las capas arcillosas cuando el SP está distorsionado (en formaciones muy resistivas), cuando el SP es insignificante (en formaciones que llevan agua dulce o en lodo salado; es decir cuando $R_{mf} = R_w$); o cuando el SP no se puede registrar (en lodo no conductor, pozos vacíos o perforados con aire o en pozos revestidos).

El registro de GR refleja la proporción de arcilla y, en muchas regiones, se puede utilizar cuantitativamente como un indicador de la arcillosidad.

III.9.3 El registro NGS

Al igual que el registro de GR, el NGS o registro de espectrometría de rayos gamma naturales mide la radioactividad natural de las formaciones. A diferencia del registro de GR que sólo mide la radioactividad total, este registro mide el número de

rayos gamma y el nivel de energía de cada uno y permite determinar las concentraciones de potasio, torio y uranio radioactivos en la formación.

Principio Físico

La mayor parte de la radiación por rayos gamma en la tierra se origina por la desintegración de tres isótopos radioactivos: el potasio, el uranio y el torio.

Como resultado, se emiten rayos gamma de muy diferentes energías y se obtienen espectros de energía bastante complejos. La herramienta NGS utiliza un detector de centelleo de yoduro de sodio contenido en una caja de presión que durante el registro se mantiene contra la pared del pozo por medio de un resorte inclinado.

El registro NGS proporciona un registro de las cantidades (concentraciones) de potasio, torio y uranio en la formación. Estos generalmente se presentan en las pistas 2 y 3 del registro (Fig. 3.51). Las concentraciones de torio y uranio se presentan en partes por millón (ppm) y la concentración de potasio en porcentajes (%).

Además de las concentraciones de los tres elementos radioactivos individuales, una curva de GR total (estándar) se registra y se presenta en la Pista 1. La respuesta total se determina por medio de una combinación lineal de las concentraciones de potasio, torio y uranio. Esta curva estándar se expresa en unidades API. Si se desea, también se puede proporcionar una medición "libre de uranio" (CGR) que solo es la suma de los rayos gamma del torio y del potasio.

El registro NGS se puede utilizar para detectar, identificar y evaluar minerales radioactivos y también para identificar el tipo de arcilla y calcular los volúmenes de arcilla. Esto, a su vez, puede proporcionar una perspectiva de la fuente, el medio ambiente del depósito, la historia diagenética y las características petrofísicas (área de la superficie, estructura de los poros, etc.) de la roca.

La respuesta del torio y el potasio o únicamente la respuesta del torio en el registro NGS, es frecuentemente mejor indicador de la presencia de arcilla que el registro de GR sencillo u otros indicadores de presencia de arcillas.

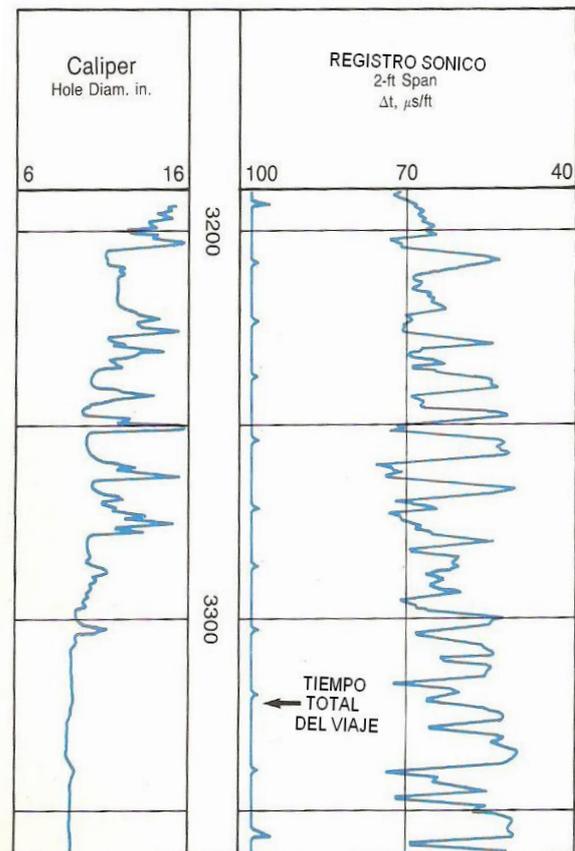


Fig. 3.51 Registro NGS de espectrometría de rayos gamma naturales Fig. 3.52 Presentación del registro sónico de rayos gamma naturales

La combinación del registro NGS con otras mediciones sensibles a la litología (como absorción fotoeléctrica, densidad, neutrones, sónica) permite el análisis mineral volumétrico de mezclas litológicas muy complejas, permite que los minerales se identifiquen con más certeza y los volúmenes se calculen con mayor precisión.

La respuesta del uranio del registro NGS a veces es útil como indicador de "fluido movido" para pozos perforados en yacimientos previamente explotados.

Asimismo, las capas permeables pueden tener un mayor contenido de sal de uranio que los intervalos menos permeables.

III.9.4 Registros sónicos

En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo, t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito, Δt ; t es inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos. El registro sónico puede correrse simultáneamente con otros servicios ⁽²⁸⁾.

Presentación del Registro

Las velocidades sónicas en litologías de formaciones comunes fluctúan alrededor de 6000 a 23,000 pies/seg. Para evitar fracciones decimales pequeñas se registra el inverso de la velocidad t (en escala inglesa) en microsegundos por pie ($\mu\text{s}/\text{pie}$) como en un intervalo cerca de 44 $\mu\text{s}/\text{pie}$ para dolomita densa de porosidad cero a cerca de 190 $\mu\text{s}/\text{pie}$ para el agua.

El tiempo de tránsito por lo general se registra en una escala lineal en las Pistas 2 y 3 del registro (Fig. 3.50). El tiempo de viaje integrado se da por una serie de puntos que por lo general se registran en el extremo izquierdo de la Pista 2. Cada pequeño pico indica un aumento de 1 ms del tiempo total del viaje; cada 10 ms se registra un pico grande. El tiempo de viaje entre dos profundidades se obtiene simplemente contando los picos. El tiempo de viaje integrado es útil para propósitos sísmicos.

Velocidades Sónicas en las Formaciones

En formaciones sedimentarias, la velocidad del sonido depende de muchos parámetros; principalmente, depende del material de la matriz de roca (arenisca, caliza, dolomita...) y de la distribución de porosidad. En la Tabla 3.13 se presentan

los rangos de valores de la velocidad sónica y del tiempo de tránsito para matrices de rocas y revestimientos comunes.

Los valores mencionados son para sustancias no porosas. La porosidad disminuye la velocidad del sonido a través del material de la roca y al mismo tiempo aumenta el tiempo de tránsito.

Tabla 3.13 Tiempo de tránsito de algunas rocas

	V'ma (pie/seg)	Δt (μs / pie)	Δt ma (μs / pie) Usado comúnmente
Areniscas	18.000- 19,500	55.5 -51.0	55.5 o 51.0
Piedras	21.000-	47.6	47.5
Calizas	23,000		
Dolomitas	23,000	43.5	43.5
Anhidritas	20.000	50.0	50.0
Sal	15.000	66.7	67.0
Revesti- Miento (hierro)	17.500	57.0	57.0

Presiones Anormales de Formación

Las formaciones que tienen presiones de fluido anormalmente altas, con frecuencia están sobre yacidas por arcillas sobre presionadas que tienen un exceso de agua en los poros. El tiempo de tránsito sónico es mayor en estas arcillas que en las que se compactan normalmente. Por lo tanto, puede emplearse un registro sónico para predecir la posibilidad de sobre presión.

Normalmente, el tiempo de tránsito sónico decrece en las arcillas al aumentar la profundidad. Un gráfico de esta tendencia, tsh contra profundidad, define la compactación normal. Las desviaciones de esta tendencia hacia valores más altos

Rayos gamma de alta energía son emitidos de una fuente química (usualmente cesio 137) e interactúa con los electrones de los elementos de la formación. Dos detectores en la herramienta cuentan el número de rayos gamma que regresan, los cuales son liberados a los electrones de la formación ⁽²⁹⁾. Se puede considerar a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones en la formación. Con cada choque, los rayos gamma pierden algo de su energía, aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida. Esta clase de interacción se conoce como efecto Compton. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que esta a una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación.

El numero de colisiones en el efecto Compton esta directamente relacionado con el número de electrones de la formación. En consecuencia, la respuesta de la herramienta de densidad esta determinada esencialmente por la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. La densidad de los electrones esta relacionada con el volumen de densidad real pb, que a su vez depende de la densidad del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros.

La información del registro se presenta como se muestra en la Fig. 3.52. La curva de densidad total, pb, se registra en las pistas 2 y 3 con una escala de densidad lineal en gramos por centímetro cúbico.

El registro de densidad responde a la densidad de electrones (pe) de las formaciones. El índice de densidad de electrones se relaciona con la densidad total:

$pe = pb * 2 (\sum Z's / \text{peso molecular})$, donde $(\sum Z's)$ es la suma de los números atómicos de los átomos que constituyen la molécula.

Efecto de Arcillas

La arcilla en las formaciones puede afectar la interpretación. Aunque las propiedades de las arcillas varían con la formación y la ubicación, las densidades típicas para capas y laminaciones arcillosas son del orden de 2.2 a 2.65 g/cm³. Las densidades de la arcilla tienden a ser menores a pocas profundidades donde las fuerzas compactantes no son tan grandes. La arcilla o lutitas diseminadas en los espacios porosos pueden tener una densidad algo menor que las capas de arcillas.

Efecto de Presión

La densidad total de la arcilla aumenta con la compactación y en áreas donde los sedimentos son relativamente jóvenes, el aumento en la densidad de la arcilla con la profundidad se hace aparente en los registros. Sin embargo, se observan desviaciones a esta tendencia en zonas sobre presionadas; la densidad de la arcilla disminuye al aumentar la profundidad (Fig. 3.55). Esta disminución aparece con frecuencia en arcillas a varios cientos de metros arriba de arenas permeables de alta presión. Una zona de alta densidad (barrera sello) por lo general se encuentra en la parte superior de este intervalo de densidad disminuida. Se pueden utilizar registros de densidad, que se corrieron a intervalos durante la perforación del pozo, para predecir zonas de presión anormal a fin de poder tomar precauciones para eliminar posibles riesgos.

III.9.6 Registro Litho-Densidad

El registro Litho-Densidad es una versión mejorada y aumentada del registro FDC. Además de la medición de densidad total, la herramienta también mide el factor fotoeléctrico de la formación P_e .

Tabla 3.14 Densidades para algunas rocas

Compuesto	Fórmula	Densidad Real ρ_b	$\frac{2\Sigma Z^2s}{\text{Peso Molec.}}$	ρ_e	ρ_e (como lo capta la herramienta)
Cuarzo	SiO_2	2.654	0.9985	2.650	2.648
Calcita	$CaCO_3$	2.710	0.9991	2.708	2.710
Dolomita	$CaCO_3MgCO_3$	2.870	0.9977	2.863	2.876
Anhidrita	$CaSO_4$	2.960	0.9990	2.957	2.977
Silvita	KCl	1.984	0.9657	1.916	1.863
Halita	NaCl	2.165	0.9581	2.074	2.032
Yeso	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	2.320	1.0222	2.372	2.351
Carbón		1.400	1.0300	1.442	1.355
Antracita		1.800	1.0300	1.852	1.796
Carbón		1.200	1.0600	1.272	1.173
Bituminoso		1.500	1.0600	1.590	1.514
Agua Dulce	H_2O	1.000	1.1101	1.110	1.000
Agua Salada	200,000 ppm	1.146	1.0797	1.237	1.135
Aceite	$n(CH_2)$	0.850	1.1407	0.970	0.850
Metano	CH_4	ρ_{meth}	1.2470	$1.247\rho_{meth}$	$1.335\rho_{meth}-0.188$
Gas	$C_{1.1}H_{4.2}$	ρ_g	1.238	$1.238\rho_g$	$1.325\rho_g-0.188$

El factor fotoeléctrico puede relacionarse con la litología; mientras que la medición ρ_b , responde principalmente a la porosidad y de manera secundaria a la matriz de la roca y al fluido en los poros, la medición P_e responde principalmente a la

matriz de la roca (litología) y de manera secundaria a la porosidad y al fluido de los poros.

La Tabla 3.14 da el valor de P_e para varias rocas, minerales y fluidos de yacimientos que comúnmente se encuentran en un campo petrolero.

III.9.7 Registros neutrónicos

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrogeno en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido.

Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con otro registro de porosidad o con un análisis de muestras. Una combinación del registro de neutrones con uno o más registros de porosidad proporciona valores de porosidad e identificación de litología aun más exactos, incluso una evaluación del contenido de arcilla.

El equipo SNP está diseñado para operarse sólo en agujeros abiertos, vacíos o llenos de líquido. La herramienta es sensible a la arcilla de la formación ya que esta generalmente contiene pequeñas cantidades de boro y de otros elementos raros que tienen secciones transversales de captura de neutrones térmicos particularmente altas. Este efecto, si es excesivo, puede ocultar la respuesta de la herramienta al gas en formaciones con arcillas.

Para optimizar la respuesta al gas y mejorar la interpretación en la presencia de elementos absorbentes de neutrones térmicos, la herramienta de Doble Porosidad incorpora dos detectores de neutrones termales epidermales además de los detectores de neutrones termales. Se obtienen dos mediciones de porosidad por separado, una de cada par de detectores. En formaciones térmicas las porosidades medidas generalmente concuerdan. En formaciones con arcillas que contengan un gran número de elementos absorbentes de neutrones termales, la porosidad que miden los detectores epidermales tienen un valor mas bajo y concuerda de manera más cercana con la porosidad derivada de la densidad. La comparación de las dos mediciones de porosidad indica el contenido de arcilla o la salinidad del fluido de la formación.

Las lecturas de porosidad en el SNP se calculan y graban directamente en el registro (Fig. 3.55).

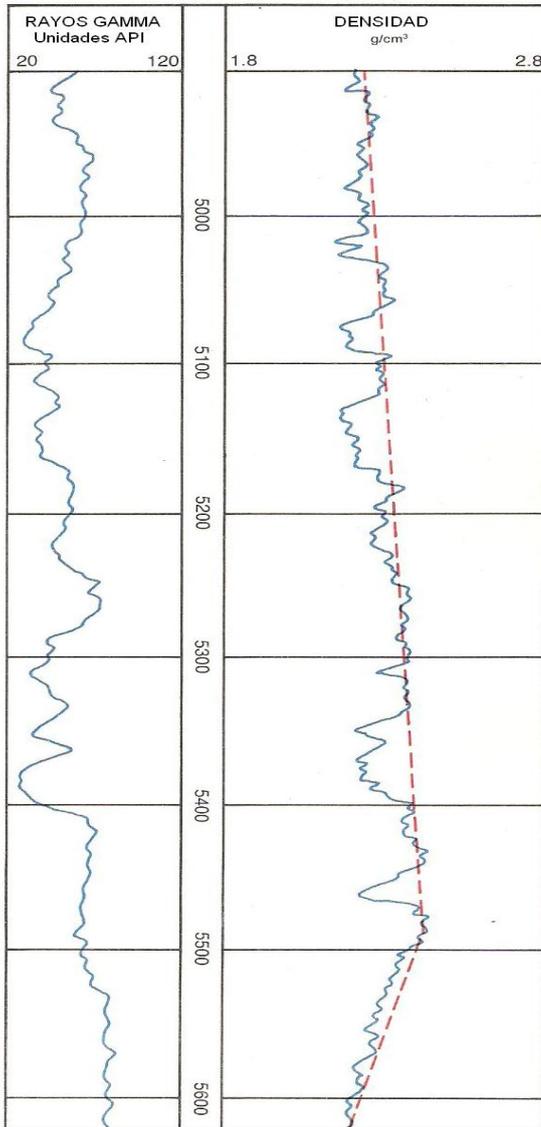


Fig. 3.55 Registro de densidad en lutitas sobre presurizadas

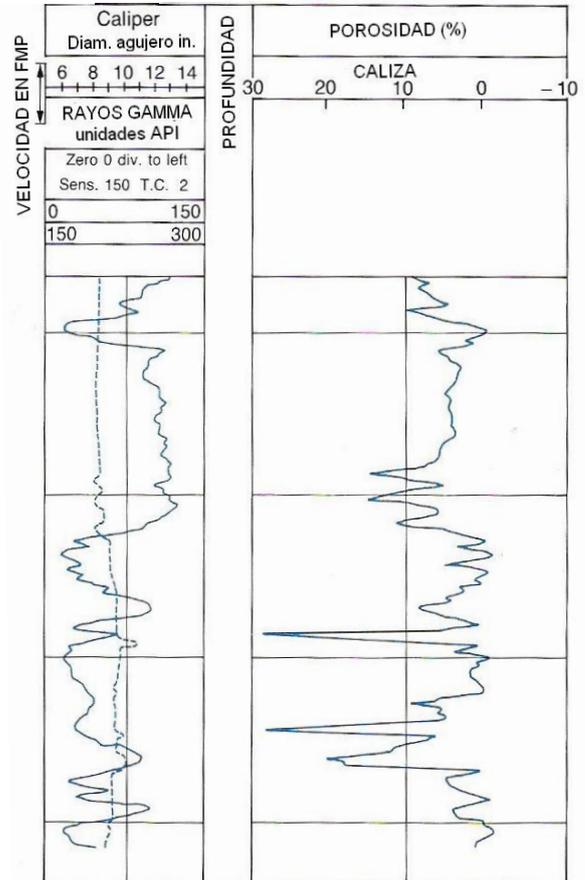


Fig. 3.56 Presentación del registro SNP

Los registros CNL y de Doble Porosidad se graban en unidades lineales de porosidad para una matriz de litología en particular. Cuando una herramienta CNL se corre en combinación con otra herramienta de porosidad, todas las curvas pueden registrarse en la misma escala de porosidad. Esta superposición permite una interpretación visual cualitativa de la porosidad y la litología en presencia de gas. La Fig. 3.57 es un ejemplo de la combinación de un registro CNL-FDC.

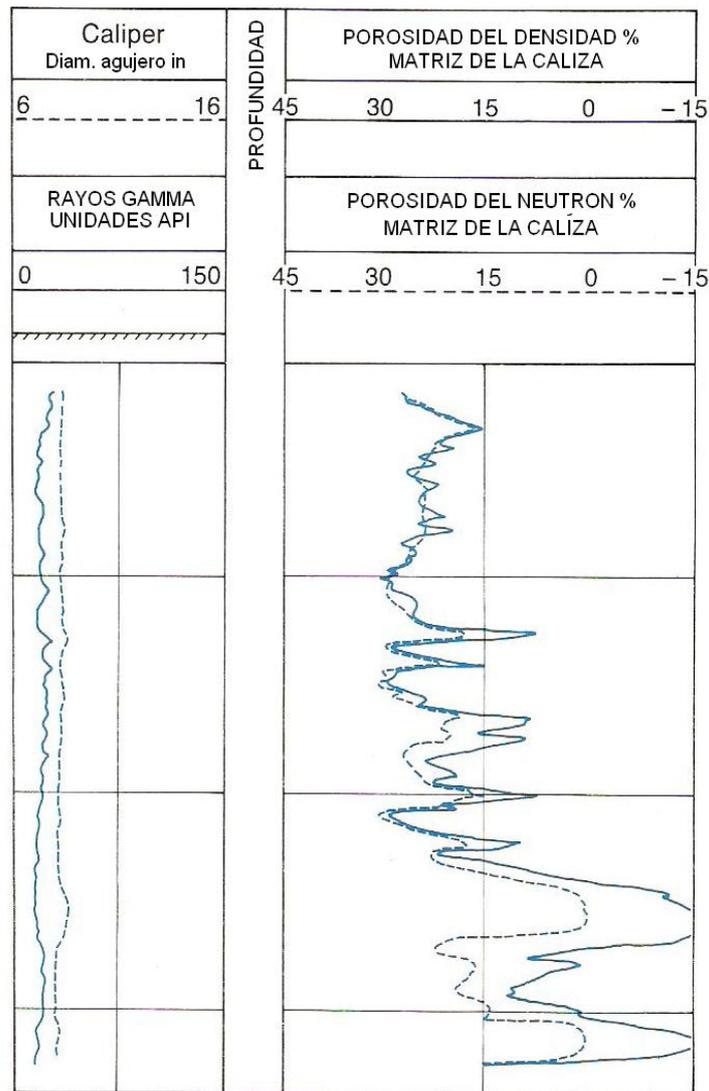


Fig. 3.57 Presentación del registro CNL-FDC

Arcillas, Agua Ligada

Las herramientas de neutrones "ven" todo el hidrogeno en la formación aún cuando alguno no este asociado con el agua que satura la porosidad de la formación. Por ejemplo, "ve" el agua ligada asociada con las arcillas que por lo general tienen un índice de hidrogeno apreciable; en las formaciones con arcilla, la porosidad aparente derivada de la respuesta de la herramienta de neutrones será mayor que la porosidad efectiva real de la roca del yacimiento.

Efecto de Litología

Las lecturas de todos los registros de neutrones se ven afectadas hasta cierto punto por la litología en la matriz de la roca. Los registros SNP y CNL por lo general tienen una escala para una matriz de caliza.

Aplicaciones

La determinación de la porosidad es uno de los usos más importantes de los registros de neutrones. Para determinaciones exactas de porosidad, son necesarias correcciones para litología y parámetros del agujero.

El registro SNP está específicamente diseñado para agujeros abiertos y proporciona lecturas de porosidad con un mínimo efecto de agujero. También puede usarse eficientemente en agujeros llenos de gas.

III.10 Sísmica de pozo

En las etapas iniciales de planeación de la exploración y del desarrollo en una nueva área, se usan ampliamente exploraciones sísmicas superficiales para delinear las trampas estructurales o estratigráficas. Mejoras recientes en las técnicas de filtrado y procesamiento digitales han conducido a resultados de alta calidad en condiciones favorables. La resolución de las exploraciones sísmicas superficiales, sin embargo, sigue siendo fundamentalmente limitada debido a las bajas frecuencias de operación ⁽²⁸⁾.

Al iniciar la perforación, existen oportunidades para mejorar esta situación a través del uso de registros de pozo. Después de corregir y calibrar contra disparos de verificación, los registros sonidos y de densidad pueden utilizarse para generar sismogramas sintéticos, los cuales son extremadamente valiosos para verificar las reflexiones en una sección sísmica y relacionar las características sísmicas con estructuras geológicas. Las anomalías o inversiones de velocidad pueden verificarse para no provocar una perforación fuera de la estructura de los pozos de exploración.

Una aplicación geofísica reciente de los registros de servicio de cable implica la preparación de un Perfil Sísmico Vertical (VSP). En esta técnica, un cañón de aire u otra fuente sísmica en la superficie genera la señal de entrada que un geófono de pozo detecta. Ya que la energía sonora viaja solo una vez a través de las capas superficiales intemperizadas, el perfil resultante tiene una resolución mucho mejor que la sísmica superficial alrededor del agujero y, en casos favorables, pueden identificar reflectores ubicados muy por debajo de la profundidad máxima del pozo.

III.11 Medición mientras se perfora

La medición mientras se perfora o MWD (Measure While Drilling). Es un equipo que mide parámetros en el fondo del pozo y después los transmite a la superficie, resultando en una mejora de la perforación ^(30,31). Esta herramienta ha incrementado la confianza en los usuarios en muchas operaciones de perforación, esta herramienta es una alternativa viable en vez de usar líneas de cable ⁽³²⁾.

Estas herramientas de medición surgieron primordialmente para pozos direccionales, donde se deseaba disminuir el tiempo no productivo de equipo al esperar que se corriera registro de posición con cable. Llamados Single Shot, este registro solo podía medir la posición en un solo punto y después si era necesario tomar mas lecturas debía extraerse la herramienta cambiar y volver a correr, es decir varios viajes de registro para tomar varias posiciones. Debido al bajo costo que representa obtener muchas mediciones en vez de una, el MWD gano gran popularidad.

Después se incluyeron los registros geofísicos, los registros mientras se perfora o LWD (Logging While Drilling), los cuales no tenían la calidad que ostentan los clásicos registros con cable, pero con el paso del tiempo han mejorado y en muchas ocasiones solo se ocupa el sistema LWD para obtener registros, debido a la geometría del pozo.

III.11.1 Herramienta MWD

Actualmente son muchos los parámetros medidos mientras se perfora. El termino MWD es usando de manera común para referirse a las lecturas tomadas en el fondo del pozo con un instrumento electromagnético dentro de un drill collar no magnético en el ensamble de fondo (BHA). La capacidad para enviar los datos adquiridos hacia la superficie en tiempo real usualmente se incluye en la definición de MWD. Los métodos telemétricos de envío de datos tienen mayor dificultad para transportar la gran cantidad de información generada, por ello dentro de la definición de MWD, también debe incluirse las herramientas que almacenan los datos en una memoria física y es después recuperada para leerse en superficie. La figura 3.58 muestra la herramienta MWD

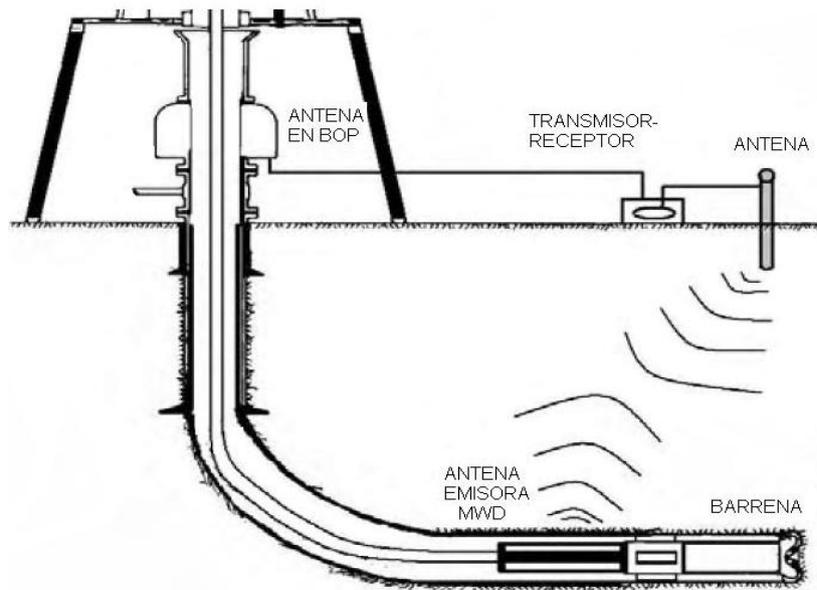


Fig. 3.58 Herramienta MWD

Las herramienta MWD puede medir ⁽³³⁾ la presión, temperatura, peso de la barrena, longitud medida, inclinación y azimut, esfuerzos axiales en la tubería, gasto de lodo, calibración del agujero. En realidad son muchos parámetros que pueden ser medidos por esta herramienta, y el uso de cada uno esta en virtud de la disponibilidad y la necesidad de aplicación.

III.11.2 Herramienta LWD

LWD es el término genérico para aquellos dispositivos que miden las propiedades de la roca. Antes solo los registros con cable median dichas propiedades ⁽³⁴⁾. Pero los adelantos tecnológicos han permitido prescindir muchas veces de los registros con cable.

La forma en la cual opera el LWD es muy similar en componentes al MWD, la diferencia esta en lo que mide.

El primer registro LWD comercial fue hecho en 1980 ⁽³⁵⁾. La función principal del sistema LWD, es caracterizar la roca mientras se avanza a través de ella. La ventaja de esto, es obtener registros antes que la roca sea invadida por el fluido de perforación. También esta involucrada la toma de decisiones en tiempo real, es decir, la corrección de la trayectoria basándose en la información obtenida por los registros. Se puede saber que se llego a la zona objetivo sin tener que esperar a

correr registros con cable, lo cual minimiza el tiempo de exposición de la roca, y evitando los diversos problemas causados por la sobre exposición de la roca el fluido de perforación.

Es conocido que muchas veces la información geológica disponible es a través de correlaciones o sísmica, esta información no es tan exacta como se quisiera, siempre existe un nivel de incertidumbre respecto a la ubicación de las zonas de interés. Las herramientas LWD ayudan a actualizar esta información complementándola con los datos obtenidos a medida que avanza la perforación.

Los principales registros que están disponibles son ⁽³⁶⁾: Resistividad, Rayos gamma, Densidad neutrón, Sónico. La figura 3.59 muestra la herramienta LWD.

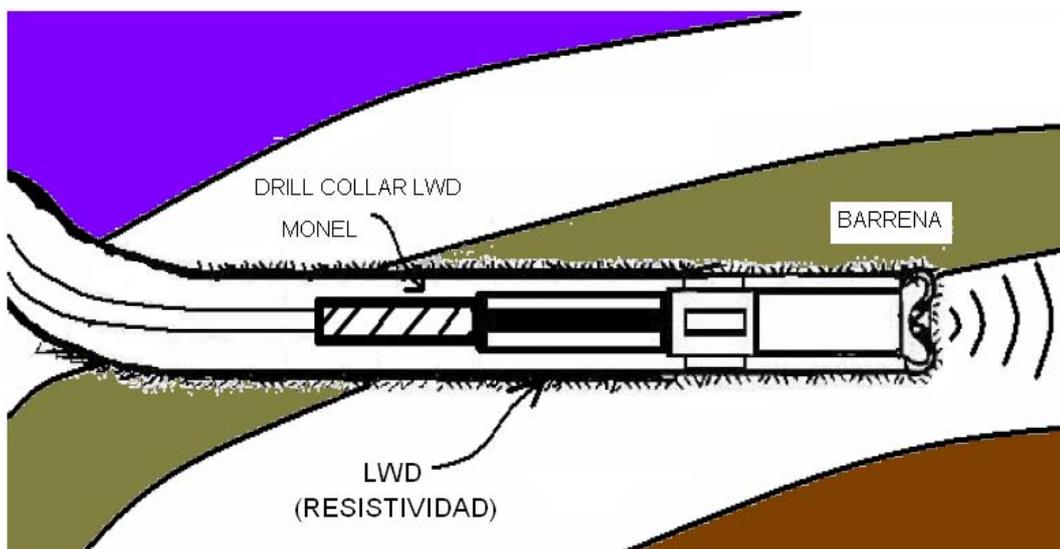


Fig. 3.59 Herramienta LWD

La trayectoria de un pozo direccional puede ser descrita en términos de su inclinación, profundidad medida y azimuth. La herramienta llamada survey o de geoposición, proporciona la inclinación y azimuth del pozo en cierto punto de la trayectoria. Las mediciones se realizan por estaciones, debido a eso al final se obtiene una discretización de la trayectoria. Con estos puntos y algún método numérico de los muchos existentes se traza la trayectoria real del pozo.

III.11.3 secciones estructurales.

La figura 3.60 muestra la estratigrafía del campo Cantarell, la figura 3.61 muestra la estratigrafía del campo Chicontepec y la figura 3.62 la de Muspac ⁽³⁷⁾.

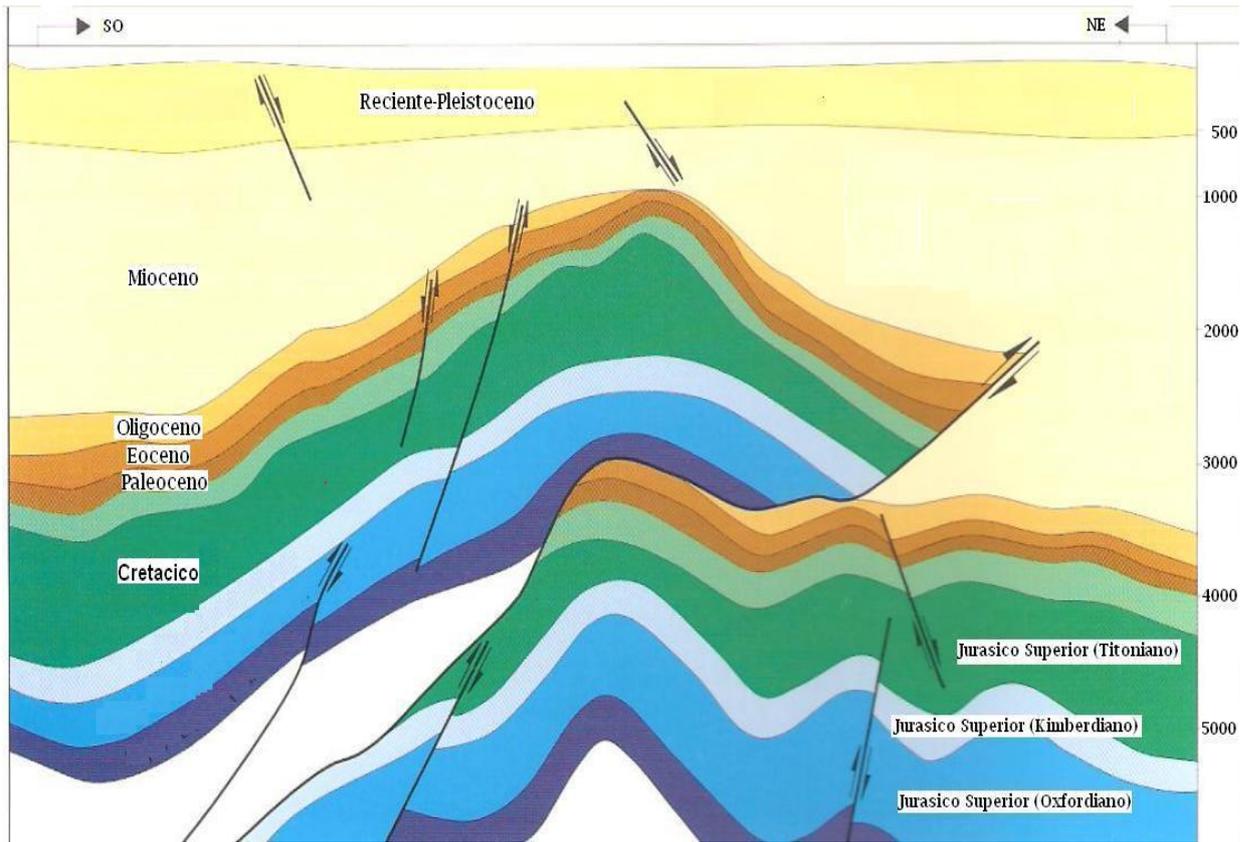


Fig. 3.60 Sección estructural de Cantarell

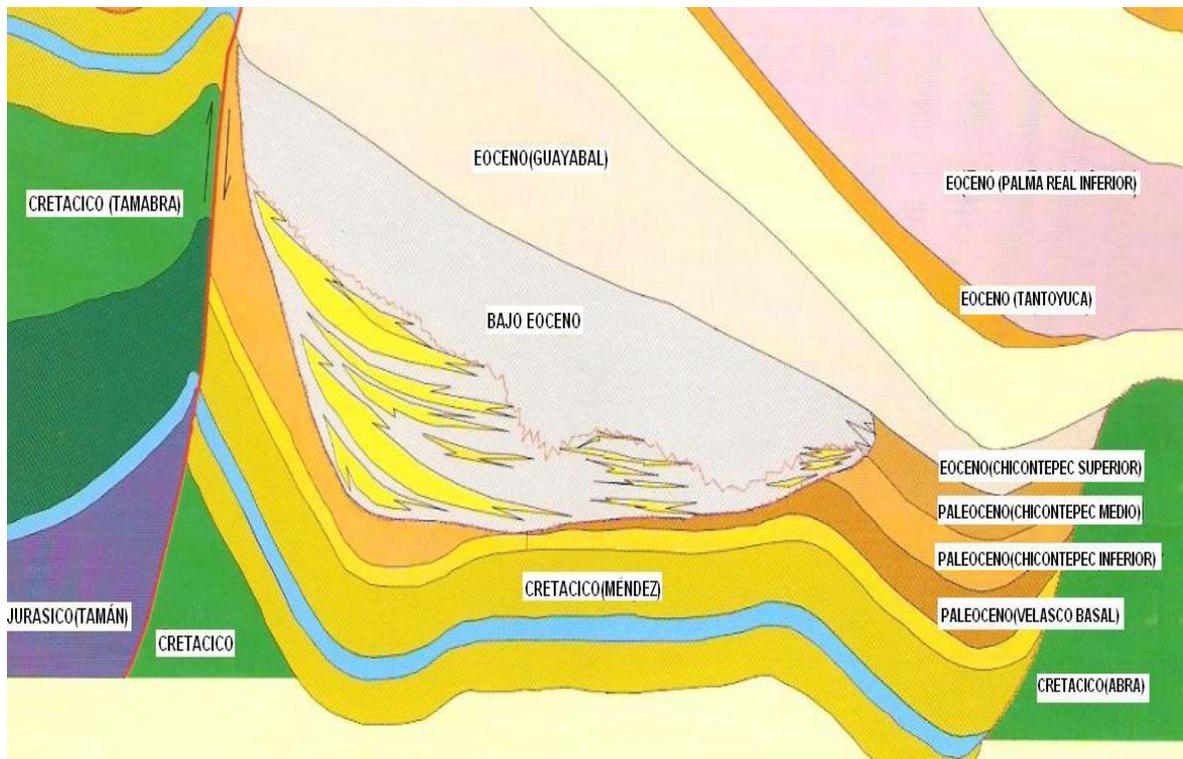


Fig. 3.61 Sección transversal del Paleocanal de Chicontepec. Las arenas tienen una limitada continuidad lateral

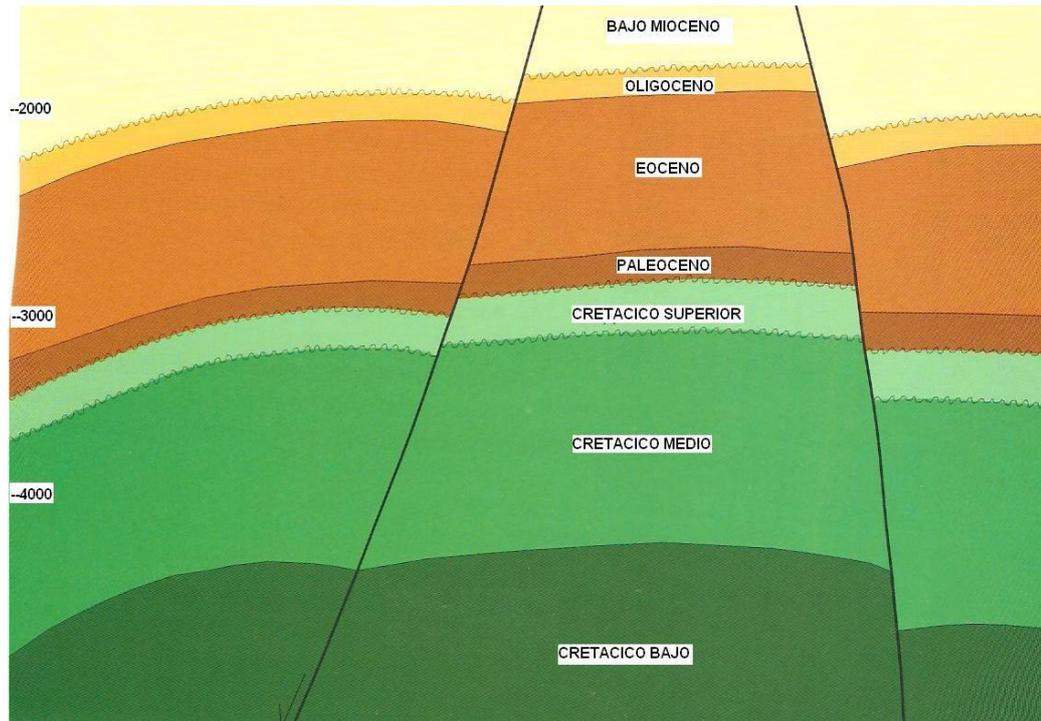


Fig. 3.62 Típica sección estructural del campo Muspac,
indicando los principales horizontes.

El campo Cantarell es el más importante campo productor en México, el segundo en reservas totales después del Paleocanal de Chicontepec y el número uno en reservas probadas, debido a su magnitud es el octavo más grande campo en el mundo.

El Paleocanal de Chicontepec tiene aproximadamente 25% de las reservas totales del país y 85% de las reservas de la región norte la calidad de los aceites varía de 18 a 45 °API.

Muspac es el más importante productor de gas de la región sur y el tercero más importante en el país después de Akal y de Caan ⁽³⁷⁾.

La figura 3.63 muestra la columna geológica del campo Cantarell, la figura 3.64 la columna del campo Muspac y la columna del Paleocanal de Chicontepec.

A continuación se presenta una caracterización de las rocas perforadas en la edad terciaria del Campo Cantarell ⁽³⁸⁾.

Se describen las unidades cronoestratigráficas presentes en el área de estudio de las más jóvenes a las más viejas.

PLIO-PLEISTOCENO. Consiste de lutitas color verde bentoníticas, con un espesor promedio de 650 m.

MIOCENO: Es una alternancia de lutitas bentónicas color verde y limolitas a arenas siliciclasticas de gran fino, color gris claro a verde claro, presentan un espesor promedio de 1000 m.

OLIGOCENO. Consiste de lutitas bentoníticas, color verde, con un espesor promedio de 350 m.

EOCENO SUPERIOR: Lutita color gris claro y gris verdoso bentonítico, con espesor promedio de 20 a 80 m.

EOCENO MEDIO: En la parte superior esta constituido por una lutita gris claro a gris verdoso, bentonítica, ligeramente calcárea. En la parte media consiste de packstone-grainstone color crema, constituido por granos de bioclastos, intraclastos y ooides de 100 micras a 7 mm hasta 2 cm de tamaño. Se presenta en la parte sur del campo y tiene una distribución E-W, cambiando a facies arcillosas en los pozos de la parte norte del campo. Su espesor varía de 20 a 120 in. EOCENO INFERIOR: En la parte superior consiste de lutita gris claro a gris verdoso, bentonítica, ligeramente calcárea. En la parte inferior, consiste de packstone color pardo, constituido por granos redondeados a subredondeados de exoclastos, bioclastos y ooides de 100 a 500 micras de tamaño, bien clasificados, diseminados en matriz micritica moderadamente recristalizada, con intercalaciones de lutita bentonítica y calcárea color verde de estructura laminar.

Se presenta en la parte norte del campo en la dirección SE. El espesor varía de 10 a 140 m.

PALEOCENO SUPERIOR: En la parte superior consiste de packstone color pardo, constituido por granos redondeados a subredondeados de exoclastos, bioclastos y ooides de 100 a 500 micras de tamaño, bien clasificados, diseminados en matriz micritica moderadamente recristalizada, con intercalaciones de lutita bentonítica y calcárea color verde de estructura laminar. Se presenta en la parte norte del campo en una dirección NW-SE. La parte inferior consiste de lutita gris verdoso en ocasiones pardo rojizo, bentonítica y calcárea; en ocasiones mudstone arcilloso color gris verdoso de estructura laminar.

PALEOCENO INFERIOR: Consiste de lutita gris verdoso, pardo rojizo, bentonítico y calcárea, en ocasiones mudstone arcilloso color gris verdoso de estructura laminar. Presenta un espesor de 40 a 60 m.

BRECHA CALCAREA: Constituida por clastos subangulosos a subredondeados cuyo tamaño varía de 0.2 a 15 cm de dolomía y en menor proporción mudstone-wackstone de bioclastos e intraclastos color crema, pardo gris. Su espesor varía de 200 a 300 m y subyace discordantemente al Paleoceno y sobreyace al Cretácico Superior.

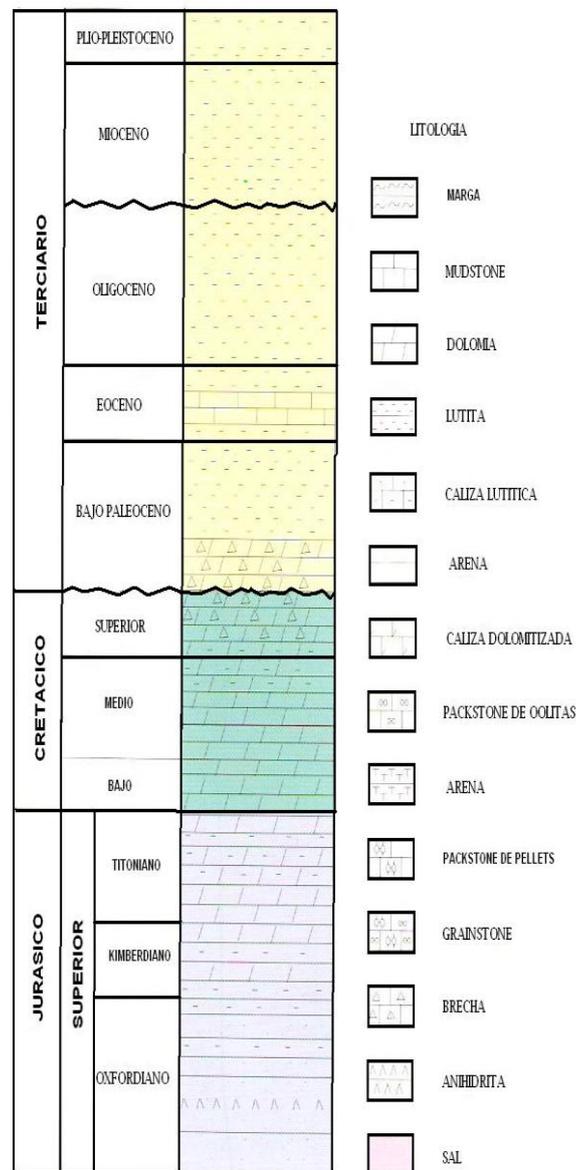


Fig. 3.63 Columna geológica del Campo Cantarell

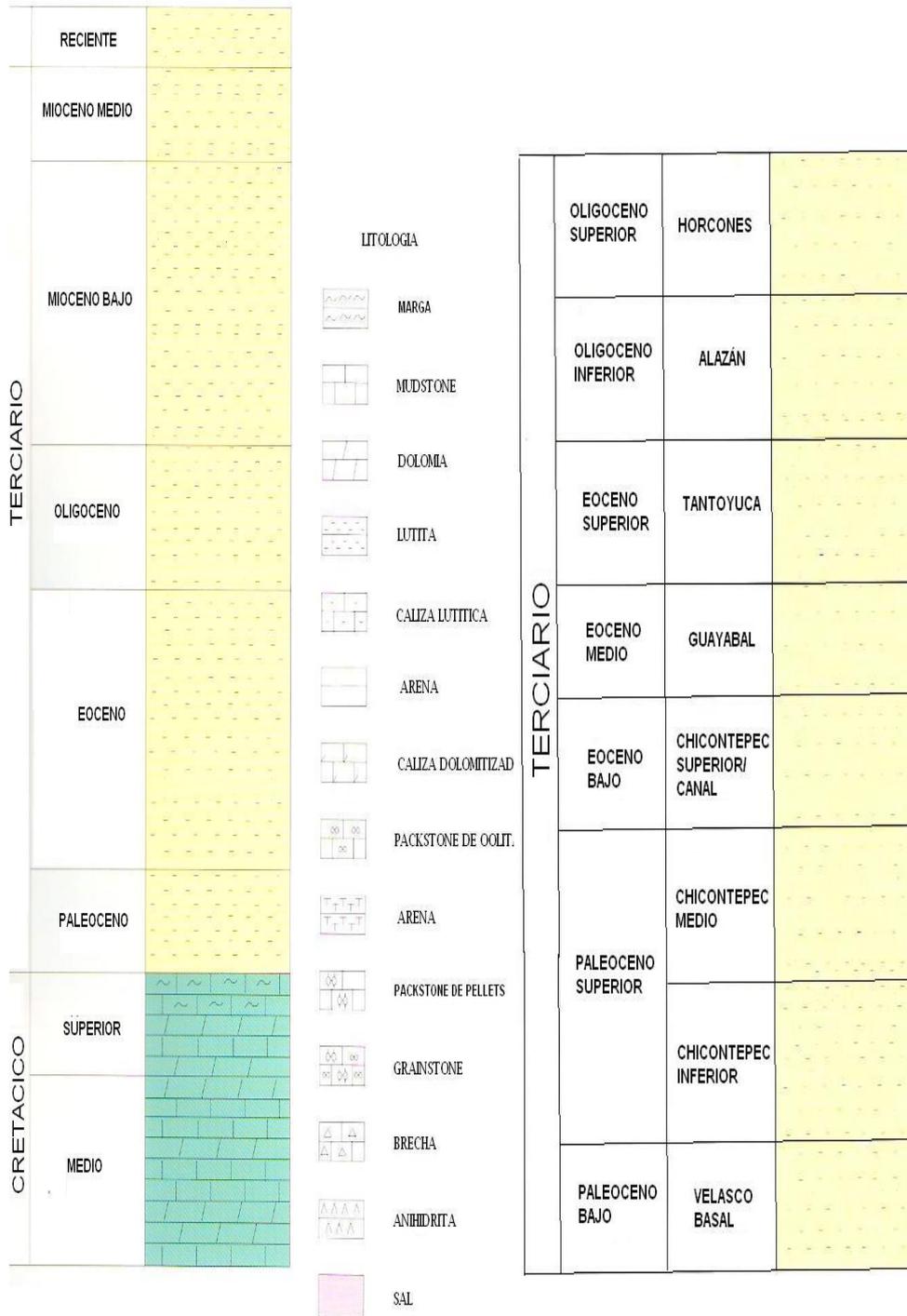


Fig. 3.64 Columna geológica del Campo Muspac y del Paleocanal de Chicontepec

En seguida se describe la columna geológica de la Cuenca de Burgos ⁽³⁹⁾.

Terciario

A fines del Cretácico y principios del Terciario se establece en el área que hoy ocupa la Cuenca de Burgos, una extensa plataforma de bajo relieve con inclinación hacia el oriente, dando lugar a una gran variedad de ambientes, que desarrollan potentes espesores de arenas y arcillas del Paleoceno al Reciente.

Paleoceno

Durante el Paleoceno Temprano una transgresión marina marca el inicio de una sedimentación fina, dando lugar a depósitos arcillo-arenosos de ambientes de plataforma media-externa a batial superior con desarrollos de areniscas turbidíticas que corresponden a la Formación Midway.

Para el Paleoceno Tardío un evento regresivo, producto de una caída del nivel del mar, así como el ajuste regional del depocentro del Río Houston, da lugar al incremento de cuerpos arenosos dentro de una secuencia arcillo-arenosa que constituye a la Formación Wilcox.

Paleoceno Midway

La formación Midway está constituida por lutita gris oscuro, semidura, arenosa, calcárea, presenta alternaciones de areniscas gris claro y gris oscuro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillosa y cementante calcáreo.

Paleoceno Wilcox

La formación Paleoceno Wilcox está constituida por una secuencia de lutita gris oscuro, semidura arenosa y calcárea, con alternancia de areniscas gris claro y gris claro, de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompactados en matriz arcillosa y cementante calcáreo, ésta secuencia se encuentra depositada concordantemente sobre la secuencia areno-arcillosa del Paleoceno Wilcox.

Las arenas encontradas en esta secuencia son de mejor calidad en cuanto a su granulometría y poca arcilla. La figura 3.65 y 3.66 muestran la columna geológica de Burgos ⁽³⁹⁾.

PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION	LITOLOGIA		
TERCIARIO	CUATERNARIO	PLEISTOCENO	CALABRIANO			
	PLIOCENO	U	PIACENZIANO 1.6	GOLIAD		
		L	ZANCLEANO 3.5			
	MIOCENO	U	MESSINIANO 5.2	LAGARTO		
			TORTONIANO 6.3			
			10.2			
		M	SERRAVALLIANO	CATAHOULA		
			15.2			
	L	LANGHIANO 16.2				
	OLIGOCENO	U	BURDIGALIANO 20.0	ANAHUAC		
		L	AQUITANIANO			
	EOCENO	U	25.2	FRIO MARINO		
		L	CHATTIANO 30.0			
		M	L	RUPELIANO	VICKSBURG	
			U	36.0		
			PRIABONIANO	JACKSON		
			39.4	YEGUA		
			BARTONIANO	COOK MOUNTAIN		
			42.0	WECHES		
		L	LUTETIANO	QUEEN CITY		
ALEOCENO		U	49.0	REKLAW		
	L	YPRESIANO				
	54.0	WILCOX				
	L	DANIANO	MIDWAY			
CRETACICO	SUPERIOR	66.5	MENDEZ			
		MAASTRICHTIANO				
		74				
		CAMPIANO				
		84				
		SANTONIANO			SAN FELIPE	
88	CONIACIANO	AGUA NUEVA				
92	TURONIANO	CUESTA DEL CURA				
		CENOMANIANO				

Fig. 3.65 Columna geológica de la Cuenca de Burgos (hacia el sur de la cuenca), parte 1

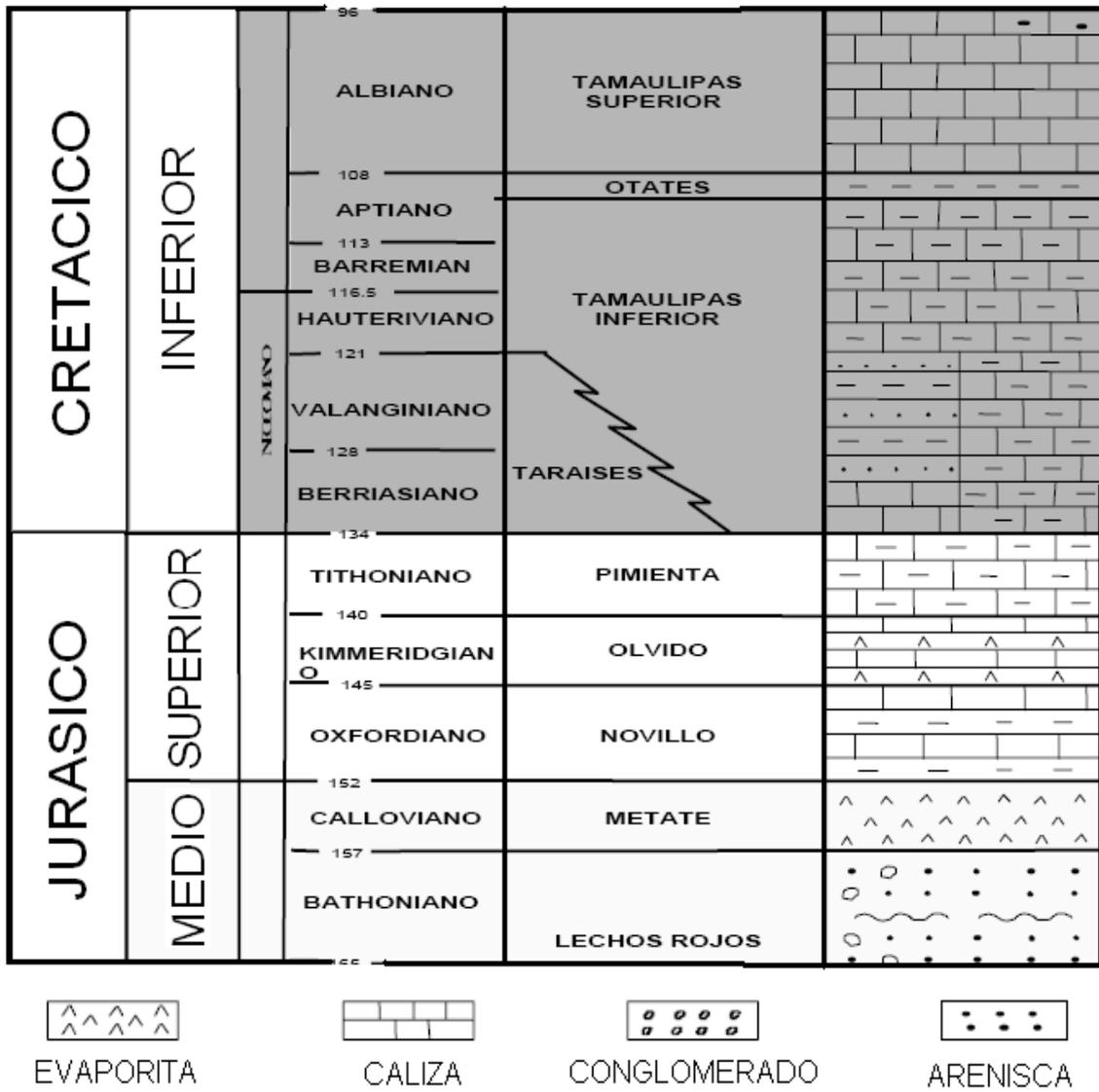


Fig. 3.66 Columna geológica de la Cuenca de Burgos,
 parte 2, (hacia el sur de la cuenca)

Capítulo 4

Muestras de canal

IV.1 Procedimiento para la recuperación de muestras de canal

En la malla superior de las cribas vibratoras (temblorinas) se hace la recuperación de las muestras de canal, la cual viene mezclada con el fluido de perforación, dicha muestra se recupera en un recipiente, para esto se tiene que tomar en cuenta el tiempo de atraso, el cual consiste en calcular el tiempo que tarda la muestra en salir a superficie a partir del momento que es cortada hasta el momento en que se recupera en cribas vibratoras, se debe de hacer corrección del mismo por geometría de agujero ya que haciendo la corrección la muestra corresponde a la profundidad real, esto se hace principalmente en las primeras etapas de perforación que es donde los diámetros del agujero son muy grandes y muy irregulares, también se debe en parte al tipo de sedimentos que se están cortando por encontrarse estos pobremente consolidados, el tipo de fluido que se utiliza esta en función de la etapa que se va a perforar, es decir, para perforar sedimentos terrígenos se utiliza lodo base aceite o lodo base agua: para cortar rocas carbonatadas se hace con fluido base agua y con lodo base aceite se atraviesan las rocas evaporíticas.

Para determinar la litología, de la muestra perforada con lodo base agua, se lava en un recipiente con agua y jabón en polvo varias ocasiones hasta eliminar el fluido de perforación, la rebaba de hierro producto del desgaste de la barrena en la muestra se separa con un imán, así como también se eliminan los recortes que se consideren que son caídos y/o derrumbes (identificándose estos por su mayor tamaño), con la finalidad de contar con una muestra representativa.

Una vez lavada la muestra para determinación litológica, se coloca húmeda en un recipiente o en un fondo petri se lleva al microscopio estereoscópico, se analiza, clasifica y se describe de acuerdo a la descripción de la muestra de canal.

IV.2 Descripción de las muestras de canal

1. Tipo de roca, nombre de la roca y su relación con materiales accesorios Ej.
Caliza arcillosa



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

2. Color. Este puede ser un efecto del conjunto de los colores de los granos o resultado del color del cementante. Los principales materiales que les dan la coloración a las rocas son: Los agentes ferruginosos, carbonaceos, silíceos y calcáreos. Como agentes colorantes ferruginosos tenemos la limonita y hematita que da los matices rojos, amarillos y cafés. El color de gris a negro puede resultar de la presencia de material carbonaceo o fosfato, sulfuro de hierro o magnesio. La glauconita, el hierro ferroso, la serpentina, la clorita y la epidota imparten 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. Algunos aditivos de perforación también pueden causar tinción.
3. Textura. Incluye el tamaño del grano, redondez y clasificación. Describe cómo son sus granos minerales sin considerar la composición química, sus relaciones, los fragmentos de rocas o fragmentos de fósiles que la constituyen, por lo que queda definida por: tamaño de sus granos, forma de los constituyentes, relaciones de proximidad, crecimiento, orientación existentes entre las partículas que la forman. Incluye el tamaño del grano, su redondez y clasificación textural. Los grados y clasificación de tamaños de los sedimentos son atributos importantes. Guarda relación directa con la porosidad y puede ser un reflejo del ambiente en que se depositó el sedimento. La forma del grano se utiliza para descifrar la historia del depósito del que forman parte los granos.

Granulometria: Generalmente, a las areniscas se les clasifica por el tamaño de sus granos y la forma de los mismos. El tamaño de los granos de la arenisca se denominan de muy finos, finos, medios y gruesos. De acuerdo a su forma se pueden describir como: **Bien Redondeados:** Sin caras originales, sin aristas ni vértices. La superficie consta totalmente de curvas amplias; carece de áreas planas y de aristas secundarias. La forma original se reconoce por la forma actual del grano. **Redondeados:** Caras originales completamente destruidas, pero todavía pueden presentar alguna superficie plana. Puede haber ángulos cóncavos entre caras remanentes. Todas las aristas y los vértices originales han sido pulidos hasta curvas suaves y amplias. Vértices secundarios muy suavizados y escasos. Con una redondez de 0.60, todos los vértices secundarios

desaparecen. Se reconoce aun la forma primitiva. **Subredondeado:** Muestran considerable desgaste. Las aristas y los vértices están redondeados en curvas suaves, y la superficie de las caras primitivas se encuentra bastante reducida pero se mantiene todavía en forma primitiva del grano. Vértices secundarios muy redondeados y en número reducido. **Subanguloso:** demuestran los efectos típicos del desgaste. Los fragmentos mantienen todavía su forma primitiva, y las caras están virtualmente intactas; pero las aristas y los vértices han sido redondeados en cierto grado. Los vértices secundarios son numerosos, pero menos que los angulosos ⁽¹⁾. La figura 4.1 muestra una escala de comparación visual que permiten determinar la redondez (cantidad de aristas que presenta el clasto) y la esfericidad (grado de semejanza con una esfera) ⁽²⁾

4. Cementante. un precipitado químico depositado alrededor de los granos, en los intersticios de un sedimento, como agregados de cristales o como crecimiento sobre granos de la misma composición.

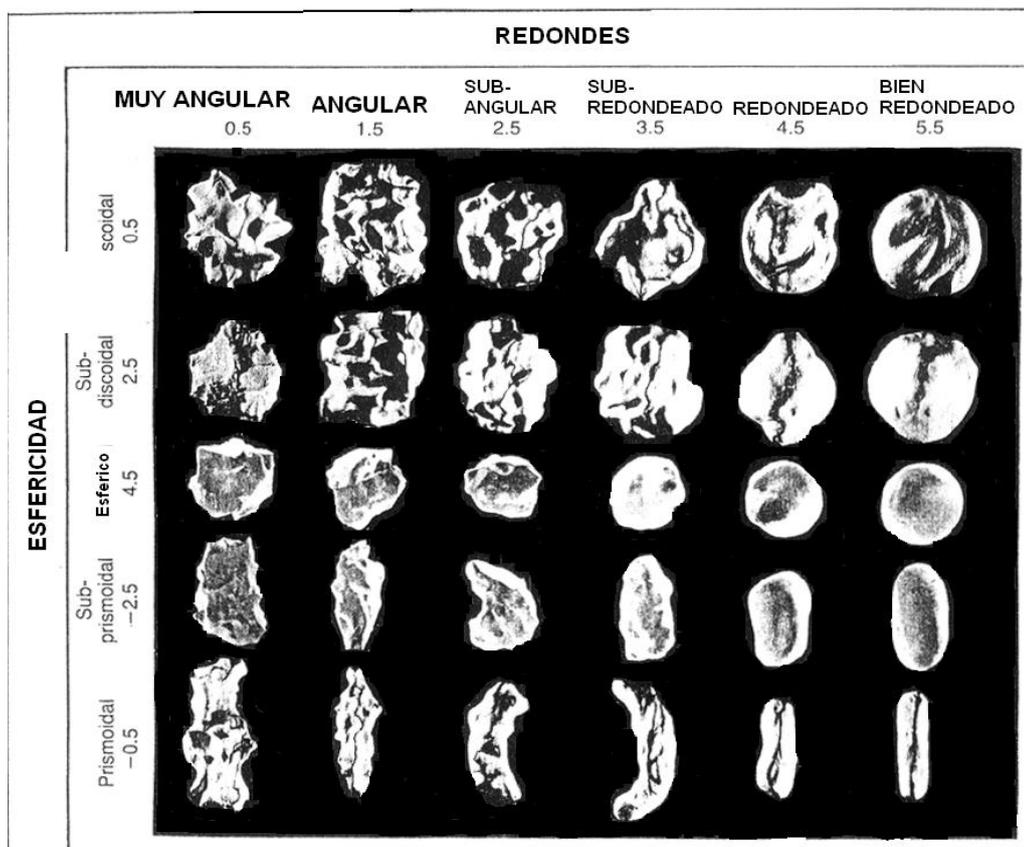


Fig. 4.1 Cuadro de comparación visual para estimar el grado de redondez y esfericidad de los clastos (basado en Powers, 1953)

El orden de depositación del cementante depende del tipo de solución, el número de iones en solución y el ambiente geoquímico en general. En una roca puede haber varios cementantes diferentes o, generaciones de cementantes, separadamente o depositados uno encima de otro o reemplazándose. El cementante químico es el mas general.

Los principales materiales cementantes en las rocas en general: son el sílice y la calcita, el olivino es muy común como cementante en rocas volcánicas.

El ópalo, la calcedonia y el pedernal son tres formas de cementante silíceo. La dolomía 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 o como drusa o relleno de otra oquedad, puede encontrarse en las rocas carbonatadas. Los cementantes de anhidrita y yeso están asociados más comúnmente con las dolomías y el sílice, que con la calcita.

Otros materiales de cementación de menor importancia son la piritita, siderita, hematita, limonita, zeolitas y material fosfatado.

5. Fósiles y accesorios. Los fósiles caracterizan a las rocas sedimentarias. La variedad de fósiles es muy amplia. No solamente se conocen representantes de todos los géneros actuales sino familias enteras y aun clases de animales y vegetales solo conocidas por sus restos. Los fósiles buenos o característicos son los que tienen amplia distribución geográfica, pero son de corta duración (en la escala geológica). Los malos fósiles son aquellos cuya forma es constante durante largo tiempo. Una tercera clasificación son los fósiles de facies, estos han salido del dominio de la investigación para entrar al de la técnica, luego que los foraminíferos encontrados en el curso de las perforaciones de prospección para petróleo, son objeto de millares de fichas de identificación precisas, en las sociedades petroleras ⁽³⁾. El estudio de microfósiles puede ser usado en una variedad de aplicaciones para hacer interpretaciones geológicas y realizar correlaciones, que son importantes en la explotación y producción de hidrocarburos ⁽⁴⁾

6. Estructuras sedimentarias. Una estructura sedimentaria se define como "una disposición geométrica de los elementos que constituyen un sedimento". Esta disposición es una consecuencia de los agentes geológicos y de los procesos físicos, aunque intervienen asimismo los de tipo químico y biológico.

Si se intenta restringir un poco más el término de estructura sedimentaria, se puede añadir, que se originan en un ambiente de sedimentación y que se conservan, por lo tanto, en los sedimentos.

Evidentemente cualquier estructura sedimentaria no dependerá de la edad que posea el sedimento que la incluye, sobre todo cuando los procesos que la han originado han sido procesos físicos y químicos. Es por ello que, si de estos tipos de estructuras sedimentarias se puede obtener algún dato sobre el ambiente de sedimentación, será extensible con mucha mayor facilidad a todos los sedimentos, sea cual sea su edad. En el caso de utilizar restos fósiles como indicadores ambientales hay que tener muy en cuenta que su presencia en un determinado sedimento esta en función de la edad del mismo.

El estudio de las estructuras sedimentarias que se forman en la actualidad, han sido la clave para la interpretación de las que se formaron en el pasado. Aunque no hay que olvidar que muchas de las estructuras sedimentarias actuales no llegan a conservarse en sedimentos fósiles.

Es imposible predecir que tipo y que cantidad de ellas llegaran a conservarse, pues dependerá de las condiciones ambientales bajo las que se forman y de que estén, en mayor o menor grado, en equilibrio con el ambiente sedimentario.

7. Porosidad e indicios de hidrocarburos. Se le llama porosidad a la cantidad de espacios vacíos que se encuentran dentro de la roca, ésta se clasifica en porosidad primaria y secundaria. La porosidad primaria es la que conservan las roca desde el momento de su depositación, o sea que solo es alterada por la compactación y el enterramiento de los sedimentos. Los tipos de porosidad mas conocidos son: intergranular, intrafosilar, fenestral, cobijada y por crecimiento de trama (intraarmazón). En cuanto a la porosidad secundaria, ésta es la que se forma en las rocas después de su depósito y compactación o sea que es eogenética, mesogenética o

telogenética (postdeposicional) las causas por las que se da la porosidad secundaria son: disolución de fragmentos aragoníticos, por dolomitización, por recristalización, por fracturación no tectónica, etc.

Es muy importante conocer la presencia de hidrocarburos gaseosos o líquidos de aquellas secciones que se perforan simultáneamente con la construcción de un pozo; de tal manera que al detectar su presencia, pueda establecerse el valor económico de la sección perforada por procedimientos adecuados que permitan probar su potencial productivo ⁽⁵⁾

En la Fig. 4.2 se muestra una imagen que indica indicios de hidrocarburos



Fig. 4.2 Impregnación de hidrocarburos

Por ejemplo:

a) Lutita gris verdoso, ligeramente bentonítica, arenosa, calcárea con laminación ondulada, porosidad primaria intercrystalina de $\pm 8\%$, con pobre impregnación de aceite.

b) Arenisca de cuarzo, gris claro, pobremente cementada con material arcillo-calcáreo, con pequeños bandeamientos, porosidad primaria intergranular de $\pm 15\%$, con regular impregnación de aceite.

Para el caso del **conglomerado**, observaremos que son de granos gruesos y fragmentos de rocas bien redondeados, de textura detrítica o plástica. La grava cementada se llama conglomerado, el tamaño de los fragmentos varían ampliamente cuando la grava es cascajo sin desgastar relativamente, con aristas agudas y puntiagudas se denomina brecha sedimentaria.

Para la **arenisca**, hay de granos gruesos, finos o medianos, bien redondeados; de textura detrítica o plástica. El cuarzo es el mineral que forma la arenisca cuarzosa. Las arenas verdes o areniscas glauconíticas contienen alto porcentaje del mineral glauconita. La arcosa es una variedad de arenisca en la que el feldespato es el mineral dominante además del cuarzo, tenemos la caliza detrítica del tamaño de la arena. El color de las areniscas varía de blanco, en el caso de las rocas constituidas virtualmente por cuarzo puro, a casi negro, en el caso de las piedras ferro-magnesianas. Las areniscas figuran entre las más porosas de las rocas consolidadas, aunque ciertas cuarcitas sedimentarias pueden tener menos de 1% de espacios vacíos. Según el tamaño y la disposición de los espacios vacíos o poros, las areniscas muestran diversos grados de permeabilidad.

En el caso de la **lutita**, la cual es la roca sedimentaria que ocurre con mas frecuencia en todos los continentes, un lodo (limo y arcilla), compuesto por las partículas mas finas de los sedimentos. Las lutitas que contienen arena se llaman arenosas, compuestas generalmente de silicatos aluminicos, pirita, etc.

Es la roca más fácil de identificar y la que forma estratos más extensos en las rocas sedimentarias. Se identifica el microscopio por el tamaño de sus granos (generalmente entre 0.25 y 4 Micras) por su textura plástica, suave, semidura, masiva, cuando es compacta, por su habito de corte en bloques, generalmente presentan contaminación por carbonato de calcio. Presenta partición o fisilidad. En muchas ocasiones, su componente principal es montmorillonita y es notable su grado de hidratación y expansión.

La limolita es una roca compuesta principalmente por limo, posee una superficie algo áspera al tacto.

La marga es una roca arcillosa compuesta por limo, arcilla y un 50% de CaCO_3 , generalmente de colores grisáceos y poco coherentes. La marga es un material calcáreo de grano muy fino comúnmente mezclado con arcilla.

La caliza es de textura cristalina o sacaroide. De las rocas sedimentarias no clásicas dominantes, la caliza es la más común. Se identifica agregando una gota de ácido clorhídrico. Si reacciona, disolviéndose vigorosamente, se tiene la seguridad de que es una caliza. Solo queda calcular su pureza por el método de la

solubilidad. También su textura ayuda a la identificación así como los fósiles accesorios que conserva.

La creta esta formada por calcita de origen bioquímico en forma de esqueletos de animales microscópicos o restos de plantas entremezclados con calcita de grano fino. La roca es blanca, friable y muy porosa.

La coquina es una roca de origen y composición similar a la creta, pero se diferencia porque sus restos esqueléticos son mayores, siendo valvas, conchas, etc.

La dolomía es una roca formada por más del 50% de dolomita y el resto por caliza. Puede haber confusión al identificar esta roca, de la caliza, porque es común que existan muchos grados de dolomitización a partir de la caliza.

La dolomía se distingue de la caliza en su identificación, porque al agregarle ácido reacciona vigorosamente solo un instante, debido a la disolución del polvo de carbonato que contenga suelto, posteriormente, comienza a reaccionar lentamente pero si se le agrega ácido caliente reacciona un poco menos que una caliza pero en forma vigorosa. Además la reacción de ácido clorhídrico con carbonato de magnesio nos da un cloruro de magnesio que deja un color amarillo en el platillo de prueba. Ese color amarillo del residuo identifica a la dolomía. Para seguridad se le hace una solubilidad. Se toma en cuenta su porosidad y textura ya que al ser una roca recristalizada, conserva propiedades específicas que da la recristalización.

La Anhidrita esta compuesta del mineral anhidrita, la roca de este nombre cambia a yeso en presencia de humedad. Se distingue por su dureza, por sus cristales translúcidos y porque al someterse al calentamiento con agua se convierte en yeso. La granularidad óptica de los cristales es más fina que el yeso y no presentan ralladuras ni fibras. La anhidrita comúnmente esta más asociada con dolomías y calizas y es más abundante que el yeso. La prueba más común es disolver una muestra en ácido clorhídrico diluido caliente y al enfriarse se recristaliza de la solución en forma de cristales aciculares.

El **yeso** es una de las rocas sedimentarias más comunes en capas gruesas, a las cuales se les aplica el mismo nombre del mineral y que también son producidas por evaporación de agua marina. Comúnmente se identifica por su granularidad y

porque aparece generalmente en forma masiva por la hidratación que sufre. Cuando aparece en forma cristalina, sus cristales presentan rayaduras, estriaciones internas. Las escamas del crucero del yeso tienen maclado de "Cola de Golondrina".

Otros ejemplos de rocas sedimentarias podemos mencionar: los de textura detrítica o plástica como son: toba, ceniza volcánica, aglomerados, till o tillita; los de textura cristalina como: sílex de calcedonia; los de textura amorfa: ópalo, carbón.

La **calcarenita** es una caliza clástica bien clasificada que contiene 50% ó mas de detritos carbonatados del tamaño de la arena, además ocurren otros materiales como el cuarzo y minerales arcillosos, etc.

La **caliza oolítica** es una caliza constituida por oolitas reunidas en un centro carbonatado. Se entiende por oolita a los agregados carbonatados de estructura concéntrica y radial de calcita que se forman a partir de un núcleo detrítico de 2 milímetros de diámetro.

La **limolita** es comúnmente conocida como piedra de fango, es una arcilla intermedia entre la lutita y la arenisca (62 a 2000 micras).

Los **lechos rojos** son sedimentos clásticos de color rojo. La coloración roja se debe al óxido férrico presente en forma de hematita. Los sedimentos rojos son en su mayoría: pizarras ferruginosas, arenisca roja, arcosa roja y conglomerado rojo. El elemento que da coloración al estrato es el óxido férrico. Están presentes en los periodos Permiano y Triásico.

Una vez determinada la litología se guarda las muestras en sobres o bolsas de plástico, rotuladas con el nombre del pozo y su profundidad de intervalo respectiva, se llevan a un archivero que se encuentra en la oficina del representante de exploración a bordo para que queden resguardadas como archivo para cualquier aclaración a futuro.

El registro de hidrocarburos es parte integral dentro del proceso de perforación en la prospección de hidrocarburos, proporcionando una herramienta que permita controlar el trabajo de construcción de un pozo petrolero y a la vez ubicar con el conocimiento geológico las formaciones productoras de hidrocarburos (gas-aceite).

Durante la fase de perforación y en las pruebas de producción se obtiene valiosa información como la estratigrafía del área (intervalos productores). Muestras de roca recuperada, el proceso de corte de núcleo, datos sobre el contenido de gas liberado de la roca y conocimiento de las condiciones físicas con las cuales se debe perforar un pozo con el fin optimizar la perforación de los mismos.

En las figuras 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7 se muestra el registro de la litología del pozo Narvaez del Campo Macuspana en el estado de Tabasco. El objetivo de este registro es informar cuando ocurren los cambios litológicos. Se analizaron las muestras de canal cada 5 metros, se registraron 1100 metros y el tiempo de duración de la perforación fue de 65 días. El registro incluye la velocidad de penetración, la porosidad visual, características del lodo, las condiciones de operación, descripciones litológicas y la presencia de ácido sulfhídrico. El registro se hizo desde los 500 a los 1600 metros de profundidad. Solo se muestran unas pocas secciones del registro, de los 500 a los 600 m, que es el inicio del registro y donde se ve que hay mas arena y arenisca que lutita, además hay unas manifestaciones de gas; de los 920 a los 1030 m, donde se aprecian trazas de lutita arenosa, ligeramente calcárea y donde la velocidad de penetración es baja; de los 1140 a los 1245 m se aprecian dos zonas de manifestación de gas, además hay un estrato muy delgado con buena porosidad; y de los 1465 a los 1565 m ocurre el cambio de litología de lutita a arenisca y es aquí se encuentra un yacimiento de los 1505 a los 1548 m.

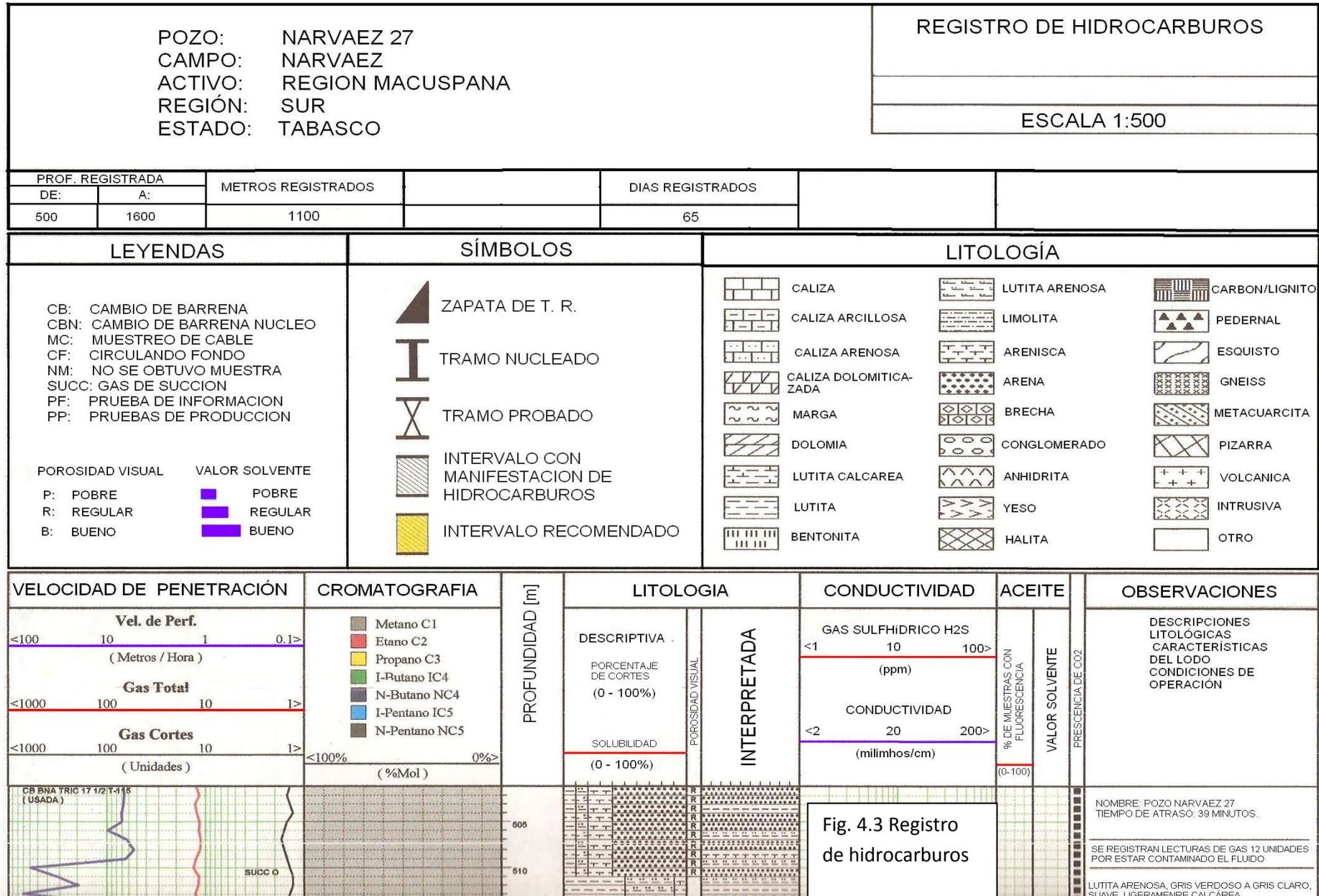
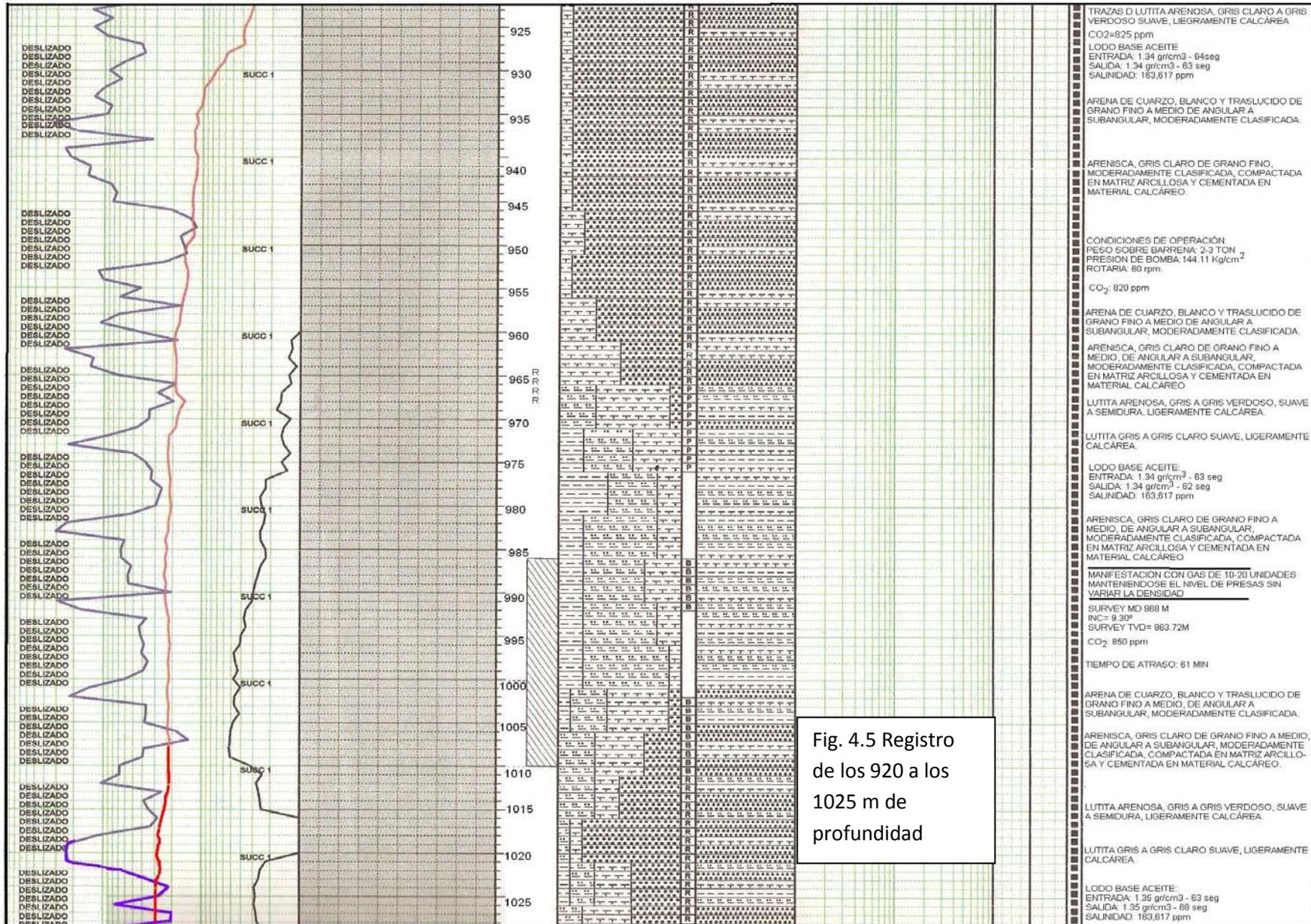


Fig. 4.3 Registro de hidrocarburos



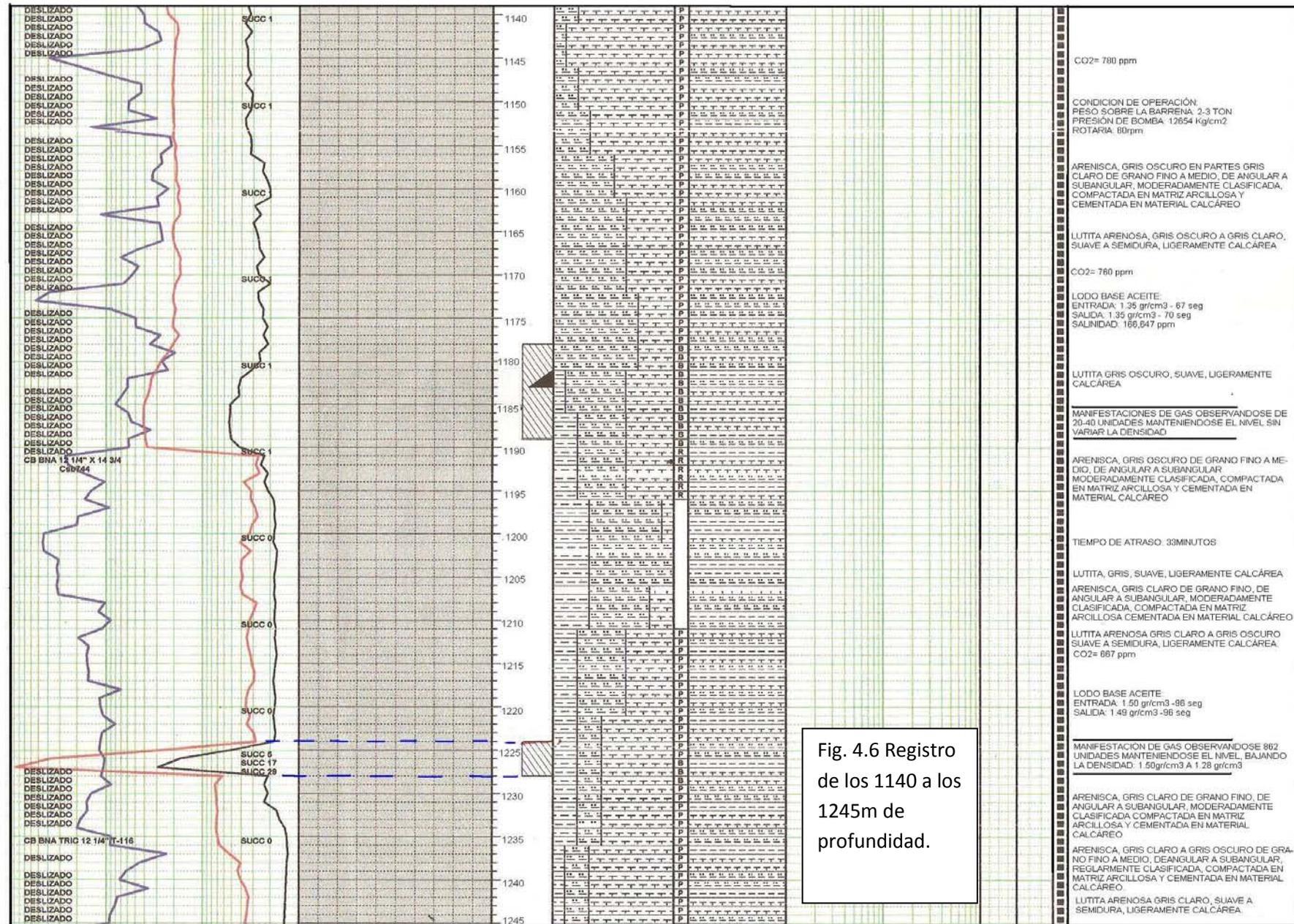


Fig. 4.6 Registro de los 1140 a los 1245m de profundidad.

IV.3 Problemas en la recuperación de muestras

Cuando se perfora con ciertas condiciones de lodo y este sufre cambios como: el exceso de filtrado y/o baja densidad del lodo de perforación, causa problemas en la recuperación de muestras representativas de la profundidad a que se perfora ya que el exceso de filtrado invadirá la formación e hidratara rocas susceptibles de hidratación produciendo derrumbes, si además el lodo tiene una densidad inadecuada el problema se agravara ya que la baja densidad aumentara los derrumbes proporcionando falsos valores en la columna litológica ⁽⁶⁾.

La baja densidad del lodo y la alta viscosidad propician que el gas que sale en la columna del lodo no sea eliminado completamente por los sistemas de desgasificación recirculándose nuevamente proporcionando datos falsos en el registro de gas.

Durante la etapa inicial del pozo, es necesario tener en movimiento un gran volumen de lodo, ya que el diámetro del agujero es muy grande y se necesita tener una buena velocidad anular para proporcionar una optima limpieza del agujero, así que es necesario tener en funcionamiento dos bombas en paralelo. También se requieran 2 bombas en operación cuando se desea tener mayor potencia hidráulica en el pozo.

Como solo podemos tener en uso un selector de conteo de emboladas, surge la conveniencia de emplear alguna forma adecuada para nuestro tiempo de atraso usando dos bombas un solo selector.

Si las bombas tienen la misma velocidad de bombeo, no habrá problema, ya que el tiempo de atraso seria la mitad del total, lo mismo se usaría en las emboladas de atraso.

La variación en la velocidad de bombeo causa variación en el tiempo de atraso, en sentido inverso a la variación, es decir, si la velocidad de bombeo aumenta el tiempo de atraso disminuye ¿Porque sucede esto? su explicación es que en la misma unidad de tiempo se esta desplazando un mayor volumen de lodo y los cortes salen mas rápido disminuyendo su tiempo de estancia en el agujero. El caso contrario sucede si la velocidad de bombeo disminuye.

Se utilizan las emboladas de atraso, en lugar del tiempo de atraso, porque en algunas ocasiones, es necesario o forzoso suspender la circulación; entonces no es posible o muy complicado llevar un control adecuado del tiempo de suspensión de circulación. Con las emboladas de atraso esto no pasa, ya que la cantidad de emboladas faltantes para recuperar una muestra no se altera.

Derrumbes. En los pozos petroleros, es muy común tener problemas con la identificación apropiada de muestras por causas de derrumbes. Un derrumbe es la caída de fragmentos de roca de un intervalo que ya ha sido perforado pero que tiene inestabilidad o es afectado por problemas mecánicos.

Las principales causas de derrumbes son:

- a).- Después de los viajes de tubería por cambio de barrena.
- b).- Cortes de Núcleo.
- c).- Operación de canastas, pescantes, muestreros etc.
- d).- Colocación de nuevos estabilizadores en la sarta.
- e).- Alto filtrado en los lodos base agua.
- f).- Disminución en la densidad del lodo
- g).- Zonas de alta presión.
- h).- Lutitas hidrófilas y deleznales.

Los derrumbes, (figura 4.8), se distinguen de la muestra de canal porque pueden ser idénticos al material atravesado mas arriba. Estos fragmentos tienden a ser más grandes que los cortes de la barrena y presentar acción de desgaste por la sarta así como forma circular en una de sus caras por la forma del agujero. Los cortes de canal son generalmente de tamaño uniforme, en forma de hojuelas, con bordes angulares y frescos.



Fig. 4.8 Los derrumbes son diferentes que los cortes normales de la barrena por ser más grandes y más ovalados.

IV.3.1 Definición de tubería atrapada

El primer paso en el proceso de solución de problemas es la identificación del problema. Si este no se identifica adecuadamente, será más difícil de resolver. Tratándose de problemas de atrapamiento de tubería de perforación, debemos definir cuando y como se inicio el atrapamiento.

Una sarta se considera "atrapada" al tener que suspenderse la operación porque la tubería no puede sacarse del pozo. Puede ser que tenga movimiento por debajo del punto de atrapamiento con circulación y rotación, como sucede al presentarse ojos de llave y colapsos de TR. Pero, si no la podemos mover, esta pegada.

La segunda parte del problema es definir cuando se pego la tubería. En otras palabras, que tipo de mecanismo es el responsable.

IV.3.2 Categorías de atrapamiento de tuberías.

El atrapamiento de la tubería se identifica como atrapamiento mecánico o diferencial. Se identifican dos categorías de atrapamiento mecánico: empaquetamiento y puenteo, y el relacionado con la geometría del pozo. Lo anterior, debido a que los mecanismos que originan el problema se pueden diferenciar claramente.

Estas tres categorías a menudo se refieren a los mecanismos de atrapamiento de tuberías. El mecanismo se define como la fuerza que actúa en el pozo y que evita que la tubería se saque de él.

En casi cualquier región del mundo, menos del 20 por ciento de los incidentes de atrapamiento de tubería inciden en el 80 por ciento de los costos de los problemas asociados. Debemos identificar los mecanismos de esos incidentes en cada área de perforación y enfocar nuestra atención en ellos.

IV.3.3 Empacamiento

Este tipo de atrapamiento ocurre cuando existe en el pozo basura que se acuña entre las paredes del pozo y las paredes de la tubería. La basura suele ser recortes, derrumbes o chatarra. Los pedazos más grandes pueden atrapar más fácilmente la tubería, aun cuando exista circulación. El empacamiento se refiere a la acumulación de los recortes y derrumbes en el espacio anular, de tal manera que llegan a obstruir la circulación y atrapar la sarta.

Este tipo de mecanismo es el más frecuente en la perforación. Tiene mayor probabilidad de ocurrir al sacar la TP fuera del pozo. También se puede presentar al suspender el bombeo y dejar la sarta estática. Ocasionalmente ocurre al introducir tubería.

El empacamiento es el más serio de los mecanismos de atrapamiento. De manera general, las probabilidades de liberar la tubería de un empacamiento son menores que las relacionadas a una presión diferencial o por causa de la geometría del pozo. Por lo tanto, se pierden más herramientas y se realizan más desvíos de pozo por esta problemática. La causa primordial está relacionada con la limpieza inadecuada del pozo o inestabilidad de las paredes ⁽⁷⁾.

IV.4 Problemas de detección de porcentaje de muestras

Otro problema en la detección del porcentaje de muestras, representativas de la columna litológica, es el efecto de la recirculación. Cuando se tiene circulación

directa por empleo de material obturante o a algún problema diferente cuando la arena es muy fina y las mallas de las cribas vibratoras son grandes.

IV.4.1 Muestras muy pulverizadas

En este caso, es necesario ser muy cuidadoso para distinguir un material recirculado para no alterar la columna litológica. Las características de una muestra recirculada es que tiende a ser de forma arredondeada debido al desgaste de aristas que sufre durante la recirculación y es de menor tamaño que los cortes normales de la formación. De esta forma se distinguen las muestras recirculadas de los cortes de barrena.

IV.5 Uso de fluoroscopia para evaluar la fluorescencia

Se entiende por fluorescencia la particular luminiscencia que presentan ciertas sustancias que al ser afectadas por la luz ultravioleta, emiten radiaciones de longitud de onda mayor, comprendida en el espectro visible. Este mismo principio se aplica a los hidrocarburos líquidos, ya que se ha comprobado que las ondas de luz abajo de 3650 unidades Angstrom, producen fluorescencia de aceite crudo. Estas ondas son reflejadas del aceite en ondas de una longitud mayor entre 4.3×10^{-7} m y 7.7×10^{-7} m (unidad de intensidad de luz) las cuales son visibles al ojo humano. A medida que el aceite es de mayor gravedad, la longitud de las ondas es mayor.

El análisis de gas total y la cromatografía nos da indicaciones inmediatas acerca de la presencia de hidrocarburos y el análisis más detallado de diversas relaciones de gas pueden utilizarse a fin de predecir de forma precisa el tipo de fluido presente y el potencial de productividad.

En las técnicas convencionales de registro de hidrocarburo en el pozo, esta información y la del análisis de la fluorescencia sirven para confirmar el tipo de hidrocarburo y la presencia de agua, y el análisis de cortes para establecer manchas de petróleo y grado de porosidad. De esta manera se obtiene una imagen global del yacimiento que se esta evaluando.

La presencia de fluorescencia indica que hay hidrocarburos pero no necesariamente que se puedan explotar comercialmente, ya que también el petróleo y el gas residuales, o las formaciones con petróleo en agua producen fluorescencia.

En la figura 4.9 se muestra un ejemplar de un fluoroscopio.



Fig. 4.9 Fluoroscopia

IV.5.1 Preparación de la muestra

Es necesario lavar los recortes y verlos de inmediato ya que los componentes volátiles, se perderán si la muestra no se analiza; la fluorescencia es lo primero que debe analizarse en una muestra nueva. Se retirara de los cortes todo fluido de perforación que todavía envuelva los cortes.

Si se esta utilizando lodo base aceite, se recogerán regularmente muestras del fluido de base, ya sea aceite o diesel, junto con la muestra del lodo a fin de comparar su fluorescencia de fondo con la que emana de la muestra. Por lo general, el diesel y otros productos de base muestran cuando la tienen, una fluorescencia marrón opaca; el aceite, en cambio, es obviamente muy soluble con los hidrocarburos provenientes de la formación. El petróleo se mantendrá disuelto en el fluido de perforación a diferencia de los gases que se liberaran de inmediato o posteriormente. Este componente adicional agregara fluorescencia a la del fluido de perforación durante todo el trabajo en el pozo, e incluso se trasladara hacia otros pozos en caso de que se vuelva a utilizar el mismo lodo. Es por ello que la fluorescencia de fondo del lodo puede cambiar lo que hace imperioso ver muestras normales a fin de identificar nuevas manifestaciones. Rápidamente, se examina la muestra bajo el microscopio para buscar indicaciones de manchas de petróleo, depósitos residuales o incluso burbujas de gas. Cualquier corte que contenga manchas claras de petróleo debe separarse y verse bajo el fluoroscopio UV.

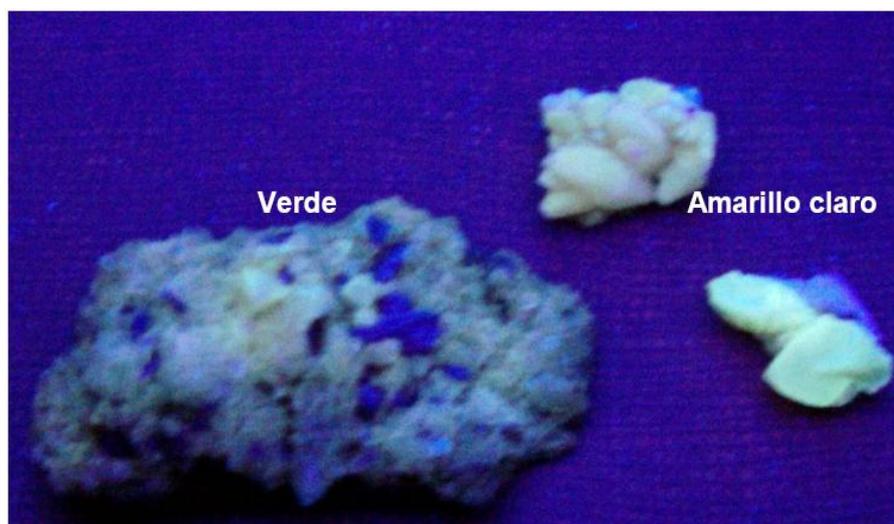


Fig. 4.10 La fluorescencia varía de color amarillo-claro a oscuro aunque también existen tonalidades verdosas y azulosas

El petróleo vivo suele caracterizarse por un brillo marrón grasoso; el petróleo volátil echara humo y olerá cuando se le aproxime a la llama y esta se tornara normalmente azul. La figura 4.10 muestra una imagen de dos tipos de fluorescencia, de color amarillo claro y color verde ⁽⁸⁾.

La cantidad de manchas de petróleo debe caracterizarse en términos de ninguna, pocas, normal, abundante etc. Y se describirá la forma de ocurrencia como moteada, por zonas, uniforme; también se analizara el color y otras características de la fluorescencia.

El petróleo muerto o residual suele caracterizarse por un residuo oscuro o asfáltico negro. Seguidamente, observe los cortes bajo la luz ultravioleta para determinar la presencia de material fluorescente. Además de los hidrocarburos, hay otros contaminantes o minerales que producen fluorescencia. Es por ello que el ingeniero debe estar muy atento para identificar solo la fluorescencia relevante y separar los cortes que merecen un análisis más minucioso. Debería ser fácil identificar la fluorescencia de los minerales analizando los cortes bajo el microscopio, pero si se comete un error los minerales no darán corte de solvente.

Los carbonatos como la dolomía, caliza y la marga muestran por lo general una fluorescencia entre amarilla y marrón. La anhidrita o el yeso tienen una fluorescencia gris azulada.

Contaminantes.- Grasa de tubería (dorada, blanco azulado, dependiendo de la composición), diesel o base aceite, aditivos de lodo.

Una vez que haya identificado los cortes con hidrocarburos, sepárelos y colóquelos en platos especiales para un examen más minucioso y pruebas bajo luz ultravioleta.

Durante esta separación no debe tocar los cortes con las manos para evitar la contaminación.

- Antes de realizar las pruebas con solventes, penetre de manera efectiva la litología. Si la muestra se prueba húmeda, se puede utilizar alcohol con el solvente para que retire el agua y el solvente pueda trabajar.

IV.5.2 Color de la fluorescencia y brillo

Lo más importante que se debe destacar en la fluorescencia es el color y el brillo además de la cantidad y la distribución.

El color permite analizar la gravedad del crudo mientras que la reducción u opacamiento del brillo puede ser una indicación de presencia de agua.

Una fluorescencia menos brillante u opaca puede ser evidencia de una formación acuífera. Si, por ejemplo, se ha observado una fluorescencia brillante azulosa en la sección del yacimiento que luego se torna muy mate, es probable que el pozo haya pasado por el contacto aceite/agua.

A través del color de la fluorescencia es posible analizar la gravedad del crudo.

Mientras menor es la gravedad API (mayor densidad), más oscura y menos intensa será la fluorescencia.

Es posible que aceite y condensados de alta gravedad no provoquen fluorescencia alguna en el espacio visible, e ahí que la QFT pueda resultar sumamente beneficiosa.

La Tabla 4.1 muestra la clasificación de la fluorescencia

Tabla 4.1 Clasificación de la fluorescencia

Aceite residual y aceite pesado			Aceite ligero		Gas y condensado			
Color del espectro	Rojo	naranja	amarillo	verde	azul	violeta	ultra violeta	rayos x
Unidades angstrom	7700 a 6100	6000 a 5900	5800 a 5700	5600 a 5200	5100 a 4500	4400 a 4300	4200 a 1500	1400 a 1000
Color de fluorescencia	cafe	naranja	crema a amarillo	blanco	verde azul	violeta	?	?
Grados API	10-15	15-25	25-35	35-45	45-55	mas de 55	?	?
Gravedad especifica del aceite	0.9993 a 0.9659	0.9659 a 0.9042	0.9042 a 0.8498	0.8498 a 0.8017	0.8017 a 0.7589	0.7587 a	?	?

Aceite. Fluorescencia brillante, colores que varían en función de la gravedad API. Muy baja gravedad API: Marrón rojizo, baja intensidad, por lo general no visible. Baja gravedad API: Marrón rojizo a marrón naranja, no siempre visible.

Gravedad media API: Dorado, amarillo a crema, verde.

Gravedad alta API: Blanco azulado, algunas veces azul pero siempre visible.

Condensado: Fluorescencia brillante (cuando esta visible), a menudo manchada, violeta.

IV.5.3 Distribución de la fluorescencia

Es necesario estimar el porcentaje de fluorescencia observado en toda la muestra como en la roca del yacimiento sola y analizar el tipo de distribución.

En primer lugar, la distribución debe describirse en términos de escasa, normal o abundante y luego calificarse con adjetivos como: pareja o total, uniforme, irregular, punteada (característico de la grasa de tubería) etc.

Se debe tratar de estimar el porcentaje de cortes que fluorescen en la muestra completa pero también el porcentaje de cortes del propio intervalo que muestran fluorescencia.

IV.5.4 Técnica de fluorescencia cuantitativa "QFT".

La QFT es un procedimiento que se realiza en el pozo y permite obtener una medición exacta de la fluorescencia de cualquier cantidad de crudo presente en una muestra.

Si bien no deben descartarse las técnicas de fluorescencia convencionales como herramienta de evaluación, la QFT elimina errores potenciales:

En primer lugar, el error producto del carácter subjetivo y descriptivo del proceso convencional que ha hecho que, no pocas veces, a partir de la misma muestra se presenten informes distintos.

En segundo lugar, el error inherente a la fluorescencia convencional ya que (muchas de las emisiones provenientes de los hidrocarburos caen fuera del rango detectable por el ojo humano. Esto no solo significa que la fluorescencia visible no constituye sino una fracción de la emisión real y por lo tanto no es enteramente representativa, sino que ciertas ocurrencias de hidrocarburos pueden pasar completamente desapercibidas.

La QFT se realiza con un fluorómetro portátil que mide de forma exacta la intensidad de la fluorescencia producida por el aceite en una muestra dada. Esta intensidad es proporcional a la cantidad de aceite en la muestra, y puede graficarse en un registro de lodo a fin de mostrar un perfil basado en la profundidad de concentración de aceite.

Esto, además de otros parámetros como gas, relaciones, litología, porosidad, fluorescencia convencional, etc. constituirá una excelente fuente de información a partir de la cual se puede realizar una evaluación y un perfil completo de un pozo.

IV.5.5 Procedimiento para hacer un fluoranálisis

Para efectuar un fluoranálisis se debe seguir un orden establecido previamente para evitar cualquier omisión que redunde en la obtención de datos fieles.

- a)- Recuperar muestras de las cribas vibratorias.
- b)- Lavar los cortes en la forma establecida.
- c)- Colocar la muestra en un fondo petri.
- d)- Introducir el fondo petri al fluoroscopio.
- e)- Separar fragmentos que se sospeche tengan aceite de acuerdo a la fluorescencia que presenten en el fluoroscopio
- f)- Colocar los fragmentos separados en un platillo de evaporación.
- g)- Introducir el platillo de evaporación al fluoroscopio y agregar un solvente.
- h)- Observar si presenta o no fluorescencia. Si presenta fluorescencia, evaluar la intensidad de los listones fluorescente, así como su color. A esta evaluación se le llama valor solvente y equivale a la fluorescencia de separación. El verdadero color de la fluorescencia se reporta hasta que el solvente se evapora y se observa el color de la fluorescencia del aceite que queda después de la prueba.

IV.6 Calcímetro de Bernard: Calcimetría

El método se basa en la reacción del ácido clorhídrico (HCl) con el carbonato cálcico (CaCO_3) con desprendimiento de dióxido de carbono (CO_2). Este gas desplaza un volumen de un líquido indicador que se cuantifica ⁽⁹⁾.

Procedimiento:

Se satura de CO_2 el líquido del calcímetro y todo el sistema con una cantidad aproximada de 0,2 g de CaCO_3 , no se toma la medida: La saturación se realiza siguiendo todo el proceso como si el CaCO_3 fuera una muestra.

- Se pesan 0,2 g de CaCO_3 y se pone en un matraz de fondo redondo.
- Se añaden 10 ml de agua destilada y un imán.
- En un botecito pequeño se echan unos 5 ml de HCl y se mete con cuidado en el matraz con ayuda de las pinzas y una varilla.
- Se enrasa a cero el líquido del calcímetro subiendo o bajando el recipiente situado en la anilla, que tiene que tener quitado el tapón.
- Al matraz se le pone el tapón grande del calcímetro con la llave en forma de T situada abierta al aire. Cuando se ha enrasado se gira la llave para cerrar al aire el circuito. Se agita el globo para que reaccione el HCl con el CaCO_3 con energía hasta lectura constante.
- Se repite el proceso con la muestra. Se pesan 0,5 g de muestra según la cantidad esperada de CaCO_3 .

Cálculos:

$$\% \text{Caliza} = 100 = \frac{(\text{lect.muestra} * \text{pesoCaCO}_3)}{(\text{pesomuestra} * \text{lect. CaCO}_3)}$$

Observaciones:

El método no es exacto varía mucho con la presión y la temperatura. Hay que repetir varias veces el CaCO_3 y la muestra.

Una vez tapado el globo con el HCl dentro hay que actuar con rapidez porque los vapores de HCl reaccionan con la muestra.

Cuidado al meter el bote con HCl en el matraz que contiene la muestra, no debe caer ni una sola gota en la muestra.

El líquido del calcímetro lleva 500 cm^3 de agua destilada con indicador metil naranja y unas gotas de HCl 1:1 para acidular.

Capítulo 5

Experimento para determinar la cantidad de carbonatos

Este experimento se llevo a cabo con la finalidad de determinar de manera cualitativa el incremento de carbonatos en los estratos, conforme se avanza en la perforación, las rocas se enriquecen en carbonatos, y se aprovecha la reacción de los carbonatos con el acido clorhídrico y la solubilidad del calcio para determinar de manera indirecta, la cantidad de calcio que hay en las calizas y así poder identificar el tipo de roca caliza presente en el recorte.

Es indispensable saber que tipo de litología se esta perforando para así poder tomar las medidas preventivas apropiadas a problemas que se puedan presentar durante la perforación. Paralelamente se dispone del registro geofísico y conforme se va perforando y realizando los análisis a la muestras de canal deben de coincidir los tipos de litología (Ver Tabla 5.2).

Únicamente al mudstone se le realiza esta prueba, a las lutitas no se les hace este tipo de experimento, puesto que se identifican fácilmente, se coloca una muestra de roca en un recipiente con agua y después de unos segundos se observa como se hinchan ligeramente las muestras, además uno toma una muestra entre los dedos y al apretarla ligeramente se siente como se deshace entre los dedos, se forma una pasta muy suave y muy deformable.

La muestra que se empleo para el desarrollo experimental proviene del pozo Tizón 12, del campo Samaria.

V.1.1 Fotografía de la muestra

Se tomaron algunas fotos con el analizador de imagenes del laboratorio de petrografía, salón 114, con un aumento de 20X, en blanco y negro, no se prepararon láminas delgadas ni tampoco se pulieron las muestras, solo se observan directamente en el analizador de imágenes, Fig. 5.1. Se tomo foto a una muestra de lutita café claro, Fig. 5.2; a una lutita gris clara, Fig. 5.3; a una de mudstone arcilloso, Fig. 5.4; a una de mudstone bentonitico, Fig. 5.5 y a una de un domo salino, Fig. 5.6.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.



Fig. 5.1 Analizador de imágenes.

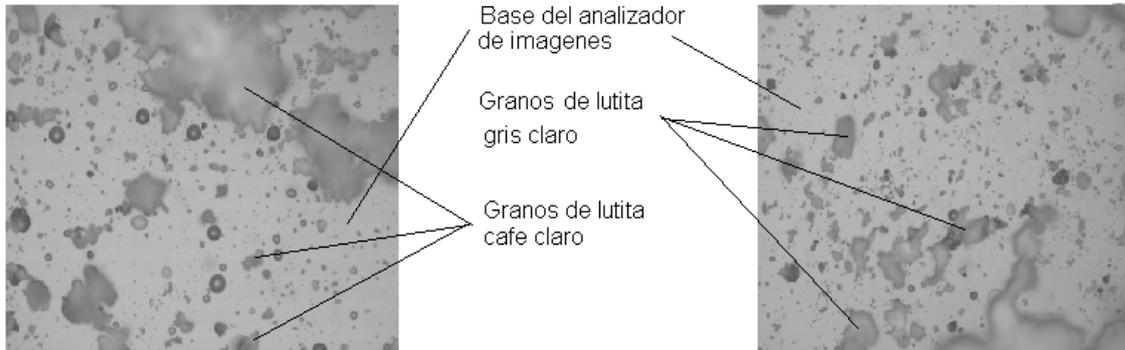


Fig. 5.2 Lutita café claro

Fig. 5.3 Lutita gris clara

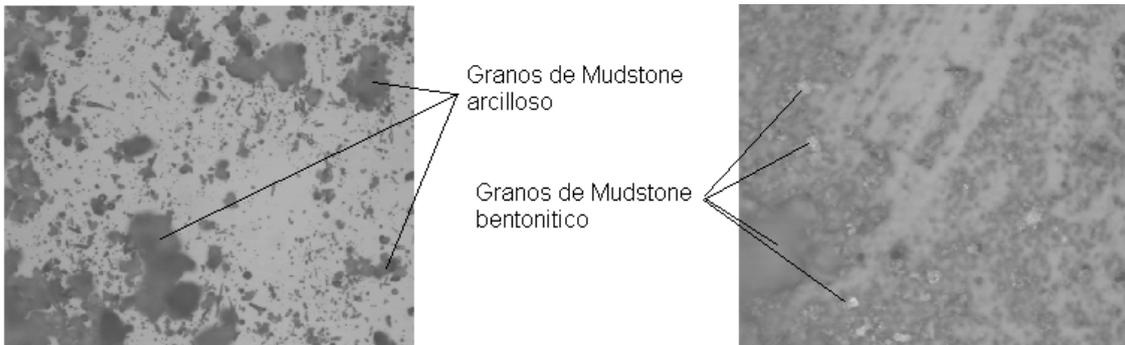


Fig. 5.4 Mudstone arcilloso

Fig. 5.5 Mudstone bentonítico



Fig. 5.6 Domo salino.

V.1.2 Molienda de la muestra

En un mortero, se realiza la molienda de recorte que pase por el tamiz 100 Tyler (150 μm). La cantidad de muestra que se requiere para la prueba es de 1 g, por lo que se lleva a la molienda aproximadamente 100 g. En la Fig. 5.7 hay tres fotos donde se puede observar el proceso.



Fig. 5.7 a) Se coloca la muestra en el mortero, b) Se empieza la molienda de la muestra, c) La muestra finamente molida.

V.2 Solubilidad

Con el nombre de solubilidad se denomina a la reacción ácido base, entre el ácido clorhídrico y el carbonato de calcio presente en muestras de canal. La siguiente reacción ejemplifica este hecho:



Con el análisis de solubilidad se ayuda gradualmente a determinar el tipo de roca, cuando se tiene duda en la determinación de lo que se ve en el microscopio o en muestras de mano en el campo, siendo la solubilidad de gran apoyo, este análisis generalmente se aplica al mudstone. Los cambios de los resultados de solubilidad son indicio de cambios de la formación.

La solubilidad esta en función del contenido de carbonato de calcio en la roca. La solubilidad se determina cuantificando el volumen generado de CO_2 durante la reacción de la roca con ácido clorhídrico.

En este experimento es fácil observar como la roca caliza reacciona violentamente al contacto con el ácido clorhídrico debido a su alto contenido de carbonato de calcio, comparando este fenómeno con la reacción que presenta una margá o una dolomía que

debido a las impurezas que presentan, su reacción con el ácido clorhídrico no es tan violenta.

V.2.1 Material

Reactivos

- Ácido clorhídrico
- Agua
- Muestras de canal

Equipo

- Balanza analítica
- Mortero
- Bureta
- 3 Matraces de 500 ml
- Tubo de vidrio
- Tapones de hule
- Oradador

V.2.2 Procedimiento

A continuación se presenta el método paso a paso para realizar la prueba de solubilidad. Los incisos 1 a 4 se realizaron durante una de las prácticas escolares que se realizan por parte del departamento de petrolera.

1. Tamizado (cribas vibradoras) de la muestra.
2. La muestra tamizada se lava con suficiente agua y jabón de polvo.
3. Con ayuda del microscopio estereoscópico, se seleccionan los recortes a analizar.
4. Se colocan los recortes en un recipiente y se secan en una parrilla, posteriormente se enfrían a temperatura ambiente.

En la Fig. 5.8 aparecen imágenes de recortes de calizas, como se puede observar los granos tienen diferentes tamaños, los granos no son homogéneos. Las muestras que se analizan tienen que ser representativas del pozo para tener mayor seguridad en saber que tipo de litología se está perforando.



Fig. 5.8 Recortes de las cribas vibratoras tamizadas y lavados

Los siguientes pasos se realizaron en el laboratorio de química, salón 315.

5. Se pesa un gramo de muestra en una balanza (se recomienda utilizar implementos de peso y medida estandarizados). En este experimento se uso una balanza analítica de excelente precisión como se puede observar en la Fig. 5.9



Fig. 5.9 a) Se pesa exactamente un gramo de la muestra molida en la balanza analítica; b) Gramo de caliza; c) Gramo de otra muestra

6. Dispositivo de prueba. Se requiere de tres matraces erlenmeyer con escala para poder leer el volumen desplazado de agua, también se puede utilizar una probeta de 500 mL. Tapones de hule para ajustar la bureta y los tubos de desprendimiento, uno para conducir el gas CO_2 generado y otro para conducir el agua desplazada. Así como se muestra en la Fig. 5.10. Se utilizo un colorante en el agua para que se pudiera observar más claramente el desplazamiento del agua de un matraz a otro.

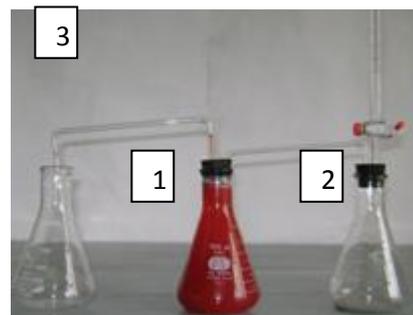


Fig. 5.10 Dispositivo experimental

7. El matraz uno se llena al enrase, con agua destilada, en la Fig. 5.10 se indica el número

uno. En el matraz dos se coloca la bureta, colocando la punta dentro del tapón (Fig. 5.10). El matraz tres recibe el agua desplazada.

- Se coloca el gramo molido de muestra en el matraz 2 limpio y completamente seco, Fig. 5.11 a), Se coloca en el matraz un tapón de hule, Fig. 5.11 b). El primer y segundo matraz deben estar sellados herméticamente para evitar la fuga de la presión, que puede originar resultados erróneos.

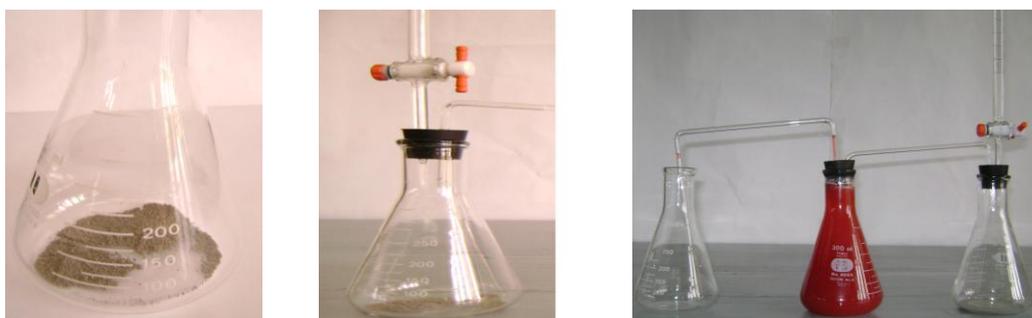


Fig. 5.11 a) matraz con el gramo de muestra y b) matraz con la bureta y el tubo de vidrio, c) los tres matraces están conectados por tubos de vidrio

- Al primer matraz donde se encuentra la muestra se le adiciona a la bureta 25 mL de ácido clorhídrico al 10% y se abre la llave de paso (de tal forma que el goteo sea constante y continuo, en cuanto termine de vaciarse el ácido clorhídrico de la bureta, esta se cierra para impedir que el CO_2 escape por ahí, en la Fig. 5.12 a), se muestra que en cuanto el ácido clorhídrico entra en contacto con los carbonatos, se inicia una reacción violenta. En la Fig. 5.12 b), el CO_2 se libera al instante en que el ácido clorhídrico entra en contacto con los carbonatos y este empieza a desplazar el agua del segundo matraz al tercer matraz como se ilustra en la Fig. 5.12 c).



Fig. 5.12 a) Reacción de ácido clorhídrico, b) Liberación del CO_2 , c) Desplazamiento de líquido

10. El tiempo de reacción es de aproximadamente 5 minutos.

La reacción comienza inmediatamente después que el ácido clorhídrico entra en contacto con la muestra, en las siguientes Fig. 5.13 a), b), c) y d) se observa la reacción de la muestra con el ácido a los 10, 20, 60 y 80 segundos respectivamente

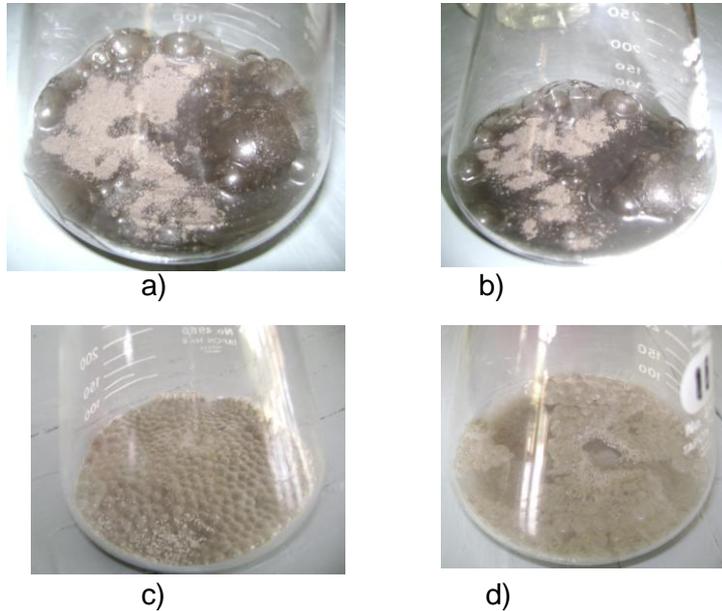


Fig. 5.13 a) Reacción a los 10 s; b) a los 20 s; c) a los 60 s y d) a los 80 s

11. Se mide el volumen de agua desplazado al tercer matraz, esto se ilustra en las Fig.s 5.14 a) y b) y se aplica la siguiente formula:



Fig. 5.14 a) y b) Se ve el volumen desplazado en el tercer matraz

V.2.3 Cálculo de la solubilidad

$$\text{Solubilidad} = \frac{[\text{Volumen de agua desalojado} - \text{Volumen de HCl}] \times 100}{[(T^{\circ}\text{C})(0.82) + 224.15]}$$

V.2.4 Procesamiento de datos

El porcentaje de solubilidad nos indica el tipo de roca carbonatada. Es conveniente fijar un tiempo de reacción uniforme en todos los análisis, de preferencia 5 minutos.

La Tabla 5.1 muestra los porcentajes de solubilidad promedio para las rocas carbonatadas más comunes.

Tabla 5.1 Porcentajes de solubilidad

<i>Roca carbonatada</i>	<i>Porcentaje de solubilidad</i>
Caliza	70 a 96
Caliza arcillosa	50 a 70
Caliza dolomítica	40 a 60
Marga	30 a 50
Dolomía	20 a 40

Para esta tesis se emplearon recortes de diferentes pozos, los cuales se listan a continuación:

<i>Pozo</i>	<i>Formación</i>	<i>Profundidad (m)</i>
Cactus 1073	Mudstone bentonítico	3505 a 3507
Tizón 212	Mudstone arcilloso	6380 a 6590

Los resultados que se obtuvieron son:

<i>Pozo</i>	<i>Formación</i>	<i>Volumen desplazado (mL)</i>	<i>Estructura</i>
Cactus 1073	Mudstone bentonítico	80	Dolomía
Tizón 212	Mudstone arcilloso	252	Caliza

El mudstone bentonítico desplaza muy poca agua debido a que la bentonita no reacciona con el ácido clorhídrico. En cambio el mudstone arcilloso desplaza casi la totalidad del agua.

La Tabla 5.2 muestra la columna geológica compuesta de Tabasco-Chiapas, mientras se va perforando un pozo en esta área tiene que haber una correlación entre las muestras de canal analizadas y la columna de esta tabla.

Tabla 5.2 Columna geológica compuesta Tabasco-Chiapas

CUATERNARIO	ACTUAL	RECIENTE	INDETERMINADO
	PLEISTOCENO	PARAJE SOLO	Arcillas arenosas a arenas muy finas (limolita) gris verdoso y gris pardusco bien clasificadas, intercaladas con capas de arenas angulosas, gris claro y de grano medio; en la base presenta delgadas capas de lignito, carbón fósil y fragmentos de moluscos.
TERCIARIO	PLIOCENO	FILISOLA	La constituyen potentes cuerpos de arena gris claro de grano fino a grueso y lentes de lutita arenosa (limolita) gris verdoso.
		Fm. FILISOLA	Potentes cuerpos de lutitas y lutitas arenosas gris verdoso y gris oscuro con intercalaciones de capas de arena gris claro y gris oscuro de grano medio, en esta zona se distingue únicamente en los pozos que se perforan cerca de la actual línea de costa y hasta en una línea imaginaria y paralela a la misma situada aproximadamente a 30 km tierra adentro.
	MIOCENO	CONCEPCIÓN SUPERIOR	Lutitas arenosas gris claro y gris verdoso bien estratificado, incluye capas de arena gris claro y gris verdoso de grano fino a medio.
		CONCEPCIÓN INFERIOR	Constituida por lutita arenosa gris, gris verdoso y gris oscuro intercaladas con capas de arena gris claro arcillosa de grano fino.
		ENCANTO	Potentes cuerpos de lutitas ligeramente arenosa gris y gris claro, hacia la base presentan intercalación de cuerpos de arenisca blanca de grano fino. En algunos campos, esta formación es productora de aceite.
		DEPÓSITO	Potentes cuerpos de lutita gris verdoso, en partes arenosas, con intercalaciones de arenisca de cuarzo; pueden ser con intercalaciones de cuarzo gris claro de grano medio a fino, bien cementada con material calcáreo; se observan lentes de bentonita gris verdoso, descansa en una discordancia sobre sedimentos arcillosos del Oligoceno Medio.
	OLIGOCENO MEDIO	Constituida principalmente por lutita bentonítica gris verdosa, con intercalaciones de capas delgadas de bentonita verde y azul.	
	EOCENO	Potentes espesores de lutitas gris claro y gris verdoso, compacta, masiva, calcárea; en la cima presenta intercalaciones con capas de caliza brechoide blanco cremoso y bentonita verde azuloso.	
	PALEOCENO	Predominan lutitas bentonítica calcáreas de gris verdoso, dura, en la cima presentan capas de arenisca gris clara, en la base se encuentran brechas de caliza blanco cremosos, indican la discordancia regional entre el Terciario y el Cretácico superior.	
	CRETÁCICO	SUPERIOR	Fm. MÉNDEZ
SAN FELIPE			Representado por calizas bentonítica, gris verdoso, con intercalaciones de finas capas de bentonita verde claro.
AGUA NUEVA			Consiste de una caliza crema (Mudstone blanco cremoso) y gris claro, compacta, presenta microfracturas en ocasiones impregnadas de aceite, así como abundancia en bandas de nódulos de pedernal biogeno gris claro, gris oscuro, café claro, negro y ámbar; hacia la base está constituido por Mudstone arcilloso, café oscuro, negro y gris verdoso.
MEDIO		El Cretácico medio varía dependiendo de la zona, dentro del área Chiapas – Tabasco. 1ª fase: de Sur a Norte; desde las primeras estribaciones de la sierra de Chiapas hasta el Sur del campo Sitio Grande, incluyendo en una línea Este - Oeste, los campos Giralda, Iris, Dorado, Mundo Nuevo, etc., se constituye por calizas de plataforma (Wackestone, Packestone y Greinstone) de colores café claro y gris claro. 2ª fase: comprende rocas de mar abierto, constituida por brechas con clastos de calizas, incluyendo restos de microfósiles, rudistas, caliza dolomitizada y dolomía café claro y gris claro, esta franja parece corresponder a una margen de cuenca o talud arrecifal. 3ª fase: más al Norte se encuentran calizas de aguas profundas (de cuenca), como Mudstone de color blanco cremoso café claro, compacto con dolomía café claro, gris, gris claro y textura microcristalina y mesocristalina.	
INFERIOR		Representado por calizas Mudstone arcillosas gris, gris verdoso y café oscuro, compacto; y Mudstone incipientemente dolomitizado gris verdoso, gris y café oscuro; en su parte media y hacia la base pasa a dolomía gris pardusco y gris verdoso, en ocasiones con intercalaciones de anhidrita blanca; en el Norte del área Chiapas – Tabasco lo constituye un Mudstone gris oscuro y gris verdoso que hacia la base se gradúa a Packestone y Greinstone de oolitas; su espesor varía de 500 m en la cuenca a 1000 en plataforma.	
JURÁSICO		SUPERIOR	TITHONIANO
	KIMMER		Consiste de una secuencia alternante de Packestone y Greinstone de oolitas peletoides café cremoso y gris verdoso compacto, con intercalaciones de anhidrita en capas delgadas, en algunos campos del área se presentan las rocas descritas ligeramente dolomitizadas o en otras transformadas en dolomía. Se incluye también Mudstone verde claro y verde oscuro. Estas rocas son consideradas como excelentes almacenadoras de hidrocarburos, y su espesor varía de 265 a 548 metros.
	OXFORDIANO		Formado por Mudstone y Wackestone café claro, gris verdoso y gris oscuro, puede presentar dolomitización incipiente, en alternancia con capas de anhidrita blanca y yeso blanco de espesor variable. Incluye Packestone de oolitas café claro, compacto. La potencia de estas rocas varía de 265 a 900 metros.
	MEDIO	CALLOVIANO	Representada por Mudstone y Wackestone café claro, gris claro oscuro, compacto, con microfracturas selladas por calcita; en la parte media y basal (de lo hasta ahora perforado). Hacia la cima consiste de Packestone, Greinstone de biógenos café cremoso y gris verdoso, incipientemente dolomitizados; presenta capas intercaladas de anhidrita blanca y yeso blanco, ambos de aspecto masivo; incluye además Mudstone arcilloso gris oscuro y café oscuro compacto. El espesor es de 1146 metros.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

Es importante conocer las características físicas y químicas de las rocas sedimentarias para diseñar un óptimo programa de perforación, al menor costo posible.

Existen pruebas sencillas que se aplican a las muestras de canal para conocer el tipo de roca

Es importante conocer y entender las reacciones que ocurren entre el fluido de perforación y la roca. Para poder minimizar o mejor aun evitar los problemas que ocurren en la perforación

Con los registros geofísicos y con herramientas como el MWD se puede saber el tipo de litología de manera indirecta y con las muestras de canal se puede saber certeramente el tipo de roca del que se trata.

Recomendaciones

Cuando se perfora siempre hay que estar al pendiente de los estratos que pueden ocasionar problemas. Además con todos los estudios que se han hecho se tiene idea de a que profundidad de pueden presentar.

Enseñar a los alumnos de ingeniería petrolera como y para que se usa el experimento de solubilidad. Así como a identificar una lutita con el tacto y por su textura



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

Bibliografía

Capítulo 1

- (1) INEGI, Dirección General de Geografía
- (2) Pemex Exploración y Producción, Hydrocarbon Reserves of Mexico, Major Oil and Gas Fields of México, Vol II, January 1, 1999,
- (3) Identificación y caracterización de las litofacies del play paleoceno Wilcox en el área China-Barrilete de la cuenca de Burgos; NE de México, Alberto Herrera Palomo, Tesis Maestría, 2006
- (4) Unidad de perforación y mantenimiento de Pozos, Un siglo de la Perforación en México, PEMEX. Vol. 8
- (5) Diseño de trayectorias de pozos con modelado geológico. M en I. José Luis González González y M. en I. José Marcelo Caballero Hoyos, ingeniería petrolera, Vol. XLIV No. 3 Marzo 2004
- (6) Construcción de pozos y desarrollo de campos petroleros en México, Nayelli García Esparza Tapia, et. Al. Oilfield Review, Vol. 15, No. 4, primavera de 2004.
- (7) Un yacimiento de definiciones, Gretchen M. Gillis, Oilfield Review, Vol. 15, No. 4, primavera de 2004.
- (8) Reservoir engineering handbook, Tarek Ahmed, Gulf Professional Publishing Second Edition.
- (9) Estimation of formation pressures from log-derived shale properties, C. E. Hottman, et. al., Shell development CO. Houston, Tex., JPT, June 1965
- (10) Modelo hidráulico para la planeación de la perforación de pozos de alcance extendido en la cuenca terciaria de Veracruz, Jesús Sánchez Martínez, Tesis Maestría, UNAM
- (11) Perforación y terminación del pozo de desarrollo Puma-101, Javier Torres Damian, Tesis UNAM 2009
- (12) Determinación de cambios litológicos por medio de parámetros de operación durante la perforación, Ing. José Luis González González, Tesis Maestría, 2002.
- (13) Perforación a través de discontinuidades: una revisión general de la estabilidad del agujero del pozo. M.C. Arturo Díaz Pérez, et. Al. Ingeniería petrolera, Mayo 2004, Vol. XLIV, #5, Mayo 2004
- (14) ¿Es hora del cambio?, Dr. Alberto López Manríquez, Ing. Juan José Camacho Sánchez, MI. José L. González G. Gerencia de Ingeniería de perforación., Ingeniería de perforación y mantenimiento de pozos. Volumen I, No. 8 septiembre/ octubre 2003.

Capítulo 2

- (1) Standard test methods for liquid limit, plastic limit, and plasticity of soils, ASTM designation: D 4318-98. American Society for Testing and Materials, 100 Barr Harbor Dr. West Conshohochen, PA 19428, Reprinted from Annual Book of ASTM Standards.
- (2) Estudio de geología de yacimientos, Ing. Montilla Ninfa. <http://www.scribd.com/doc/6583287/Tema-1>
- (3) Marroquín Pradis Edgar, La mecánica de rocas y el comportamiento de un macizo rocoso in situ, Universidad de Sonora. Departamento de Ingeniería Civil y de Minas, Tesis 1993.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

- (4) www.tesisenxarxa.net/TESIS_UPC/.../TDX...//08CAPITOL6.pdf
- (5) Potencial Zeta: Un Curso Completo en 5 Minutos, <http://www.zeta-meter.com/redchile.pdf>
- (6) Química de las arcillas luna tabasco
- (7) Cobeñas H. Rafael, Mejoramiento de la producción de petróleo mediante el uso de aplicaciones biotecnológicas, ITBA & Stanley L. Hogg, Valdez Rojas and Hogg S. A.
- (8) Rodríguez., Gerencia de Exploración de Petróleos Mexicanos, Hidrocarburos en los Campos del Distrito Ebanó – Panuco, 1953.
- (9) Solutions, minerals, and equilibria, Robert M. Garrels and Charles L., Ed. Jones and Bartlett Publishers 1965.
- (10) Lange manual de química Tomo II, John A. Dean, Mc Graw Hill, 13a ed. 1996.

Capítulo 3

- (1) Proyectos de caracterización de Yacimientos , http://www.inter-rock-ca.com/Spanish/Proyectos_Caracterizacion.htm
- (2) Rodríguez., Gerencia de Exploración de Petróleos Mexicanos, Hidrocarburos en los Campos del Distrito Ebanó – Panuco, 1953.
- (3) Castillo Tejero Carlos, Consideraciones sobre el examen de las muestras provenientes de la perforación de pozos. Escuela Nacional de Ingeniería, Palacio de Minería, 1955.
- (4) Geología del petróleo, Óscar Palacios Rodríguez. <http://www.scribd.com/doc/13047600/Geologia-Del-Petroleo>
- (5) Estudio de geología de yacimientos, Ing. Montilla Ninfa <http://www.scribd.com/doc/6583287/Tema-1>
- (6) Trampas estratigráficas, Cabrera Ruíz, Pablo Javier, Tesis 2008
- (7) Petrología sedimentaria, rocas carbonatadas <http://petro.uniovi.es/Docencia/prs/8Carbonat07.pdf>
- (8) La mecánica de rocas y el comportamiento de un macizo rocoso in situ, Universidad de Sonora. Departamento de Ingeniería Civil y de Minas, Marroquín Pradis Edgar, Tesis 1993.
- (9) Rocas sedimentarias, Pettijohn, F, J. (Francis John), 1904
- (10) Manual para el estudio microscópico de rocas sedimentarias, Heriberto Palacios Salinas, Instituto Politécnico Nacional
- (11) Composición química de las areniscas.
<http://www.limarino.com.ar/AAC/Clases%20Sedimentologia/Clase%207.PDF>
- (12) Guía de minerales y rocas, Annibale Mottana, Rodolfo Crespi, Giuseppe Liborio. Ed. Grijalbo. 1ª ed. 1977
- (13) Rocas sedimentarias.
http://images.google.com.mx/imgres?imgurl=http://geologia.110mb.com/petrologia/rocas/sedimentarias/sedimentarias220/opalo.jpg&imgrefurl=http://geologia.110mb.com/petrologia/sedimentarias.htm&usq=__dZAo6lQXBhVNzgpQc3hFhHV486c=&h=168&w=223&sz=69&hl=es&start=1&tbnid=IjwSU9qnfaoGxM:&tbnh=81&tbnw=107&prev=/images%3Fq%3Dopalo%2Broca%2Bsedimentaria%26gbv%3D2%26hl%3Des%26sa%3DG
- (14) Colección de Rocas Escuela Politécnica Superior de Ávila, Departamento de Geología - Universidad de Salamanca.

http://images.google.com.mx/imgres?imgurl=http://web.usal.es/~epavila/webrocas/rqc18.jpg&imgrefurl=http://web.usal.es/~epavila/webrocas/rqc.htm&usq=__HsQYZcuj9nRgp0pFTBDkpk11X_g=&h=480&w=640&sz=127&hl=es&start=1&tbnid=4FPN8XqzdDciJM:&tbnh=103&tbnw=137&prev=/images%3Fq%3Dpedernal%2Brocas%26gbv%3D2%26hl%3Des

(15) Diseño de trayectorias de pozos con modelado geológico. M en I. José Luis González González y M. en I. José Marcelo Caballero Hoyos, ingeniería petrolera, Vol. XLIV No. 3 Marzo 2004

(16) Identificación y caracterización de las litofacies del play paleoceno Wilcox en el área China-Barrilete de la Cuenca de Burgos, NE de México, Alberto Herrera Palomo, Tesis Maestría UNAM, 2006

(17) Metodología de selección de parámetros de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad de hoyo, parte 1. Ema Sánchez, Leonardo Graterol, Jaime Suárez, PVDSA

(18) Yacimientos de Gas Condensado, <http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2009/03/lutitas-petroleferas-oil-shales-y.html>

(19) Lugo C. Caracterización petrofísica de las subunidades c4 55 y c4 60 del yacimiento Eoceno c-inferior vic-363 frl bloque iii, Proyecto de grado EIGULA, Universidad de los Andes, Escuela de ingeniería Geológica. 2006.

(20) Estimación de parámetros Petrofísicos y máquinas de vectores de soporte. A. del mar, A. Urdaneta, P. Guillen y F. Hidrobo. 4º Congreso Colombiano de computación, 2009

(21) Departamento de Geología (Petrología y Geoquímica). Universidad de Oviedo. Petrología Sedimentaria, Febrero 2009

(22) Modelo experimental de estabilidad física y química en pozos, Liberto de Pablo, Cristina Aviles, Maria de L. Chávez, Carlos Islas, Ma. Guadalupe Miranda y Raúl Monsalvo.

(23) Primmer, T. J., Warren, E. A., Shama, B. K., y Atkins, M. P., 1993. The stability of experimentally grown clay minerals: implications for modelling the stability of neoformed diagenetic clay minerals. In *Geochemistry of Clay-Pore Fluid Inte*, D.A.C. Manning, P. L. Hall, y C. R. Hughes, eds., Chapman & Hall, London, 163-180.

(24) Jackeline, Rodríguez, Manuel Martínez, Marisela Sánchez, IMMEv.42 n.2 Caracas jul. 2004.

(25) Apuntes de introducción a los registros geofísicos de pozos, F. Alejandro Arroyo C. y Francisco J. Roig S., División de ingeniería en ciencias de la tierra departamento de geofísica 1987.

(26) Well log formation evaluation, Richard H. Merkel, Continuing education note series 4 ed. 1986

(27) Registros Geofísicos, Slumberger

(28) Handbook of well log analysis for oil and gas formation evaluation, Sylvain J. Pirson, Petroleum Engineering Department, The University of Texas Prentice-Hall 1963.

(29) Guide to petrophysical interpretation, Daniel A. Krygowski, Austin Texas 2003.

(30) Advanced oilwell drilling engineering handbook, Mitchell B. J., 1990

(31) Applied Drilling Engineering, Bourgoyne, SPE 1986

(32) Measurement while drilling, Louis Besson, et. Al, Society of professional well log analysts, January 1993.

(33) The Oilfield Glossary: Where the Oil Field Meets the Dictionary, www.glossary.oilfield.slb.com

- (34) The benefits of logging while drilling (LWD) for formation evaluation in the Dulang West Field, Bin Tajul, SPE.
- (35) Advanced LWD and directional drilling technologies overcome drilling and completion challenges in lateral well of Barnett shale, Janwardkar Morris, Potts, Kelley and Roller, SPE
- (36) Well logging and formation evaluation, Darling Toby, Elsevier 2005
- (37) Unidad de perforación y mantenimiento de Pozos, Un siglo de la Perforación en México, PEMEX. Vol. 8
- (38) Determinación de cambios litológicos por medio de parámetros de operación durante la perforación, Ing. José L. Gonzalez Gonzalez, noviembre del 2002. (Tesis Maestría).
- (39) Las rocas sedimentarias, Charles Pomerol, Editorial Universitaria de Buenos Aires, 1979.

Capítulo 4

- (1) Rocas sedimentarias, Pettijohn, F, J. (Francis John), 1904
- (2) Rocas sedimentarias clásticas, Dr. Bernardo J. González Riga,
http://www.icb.uncu.edu.ar/contenido/skins/www_icb_uncu_edu_ar/download/ROCAS%20CLASTICAS.pdf
- (3) Las rocas sedimentarias, Charles Pomerol, Editorial Universitaria de Buenos Aires, 1979.
- (4) Trampas estratigráficas, Cabrera Ruíz, Pablo Javier, Tesis 2008
- (5) La importancia del registro de hidrocarburos durante la perforación de pozos exploratorios, Tesis profesional presentada por Mendoza Contreras Marco Antonio.
- (6) La importancia del registro de hidrocarburos durante la perforación de pozos exploratorios, Mendoza Contreras Marco Antonio
- (7) Causas del atrapamiento de tuberías de perforación, MI. Roberto Castillo Duran, Encargado del despacho de la superintendencia de Operaciones de la Unidad Operativa Comalcalco, División Sur, Ingeniería de perforación y mantenimiento de pozos. Volumen I, No. 8 septiembre/ octubre 2003.
- (8) Métodos aplicados en la prevención de la precipitación y uso de inhibidores en el tratamiento de los asfáltenos.
- (9) Calcimetría. <http://es.wikipedia.org/wiki/Calcimetr%C3%ADa>

REPRESENTACIÓN DEL EQUILIBRIO SÓLIDO-LÍQUIDO DE SISTEMAS TERNARIOS A 25 °C CON EL MODELO DE PITZER

Jorge Lovera ^a, Alejandro Chávez ^a, Héctor Galleguillos ^b, Teofilo Graber ^b

^a Facultad Nacional de Ingeniería, Universidad Técnica de Oruro, Bolivia

^b Departamento de Ing. Química, Universidad de Antofagasta, Chile y CICITEM-Chile

Resumen

Utilizando el modelo de Pitzer y datos de solubilidades informados en la literatura (a 25 °C), se representa el equilibrio sólido-líquido de los sistemas NaCl-HCl-H₂O, NaCl-NaOH-H₂O y NaCl-LiCl-H₂O. Debido a que el intervalo de aplicación del modelo de Pitzer es hasta fuerzas iónicas de 6 mol·kg⁻¹, en este trabajo se utilizó el método de Weber para extender su aplicación hasta fuerzas iónicas de 20 mol·kg⁻¹. Los resultados obtenidos son satisfactorios y podrían ser aplicados en el estudio de procesos de cristalización fraccionada y en la simulación de procesos.

Palabras claves: solubilidad, sistemas ternarios, modelo de Pitzer.

Abstract

Using the Pitzer model and salt solubilities reported in the scientific literature (at 25 °C), it is represented the solid-liquid equilibrium of three ternary systems (NaCl-HCl-H₂O, NaCl- NaOH-H₂O, and NaCl-LiCl-H₂O). In this paper we used the Weber method to extend the use of the Pitzer model until 20 mol·kg⁻¹. The results were satisfactory and could be applied in the study of fractional crystallization processes and simulation processes.

Keywords: solubility, ternary systems, Pitzer model.

1. Introducción

Las solubilidades de sales inorgánicas en sistemas complejos son de gran importancia en muchos procesos industriales. La separación o purificación de sales, mediante procesos de cristalización fraccionada, requiere conocer las curvas de solubilidad del sistema del cual son parte las sales a separar. El diseño y optimización de los procesos de cristalización fraccionada, pueden ser realizados por métodos gráficos en diagramas de fase construidos con datos experimentales de solubilidad, como es descrito por Fitch (1970). Sin embargo, para el desarrollo de un método analítico de diseño es necesario predecir las curvas de equilibrio sólido-líquido de los sistemas de interés, para lo cual es menester disponer de modelos termodinámicos que permitan calcular los coeficientes de actividad de los solutos disueltos en soluciones concentradas.

El modelo de interacción iónica de Pitzer (1991), uno de los más utilizados por tener un



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

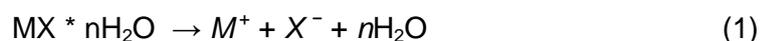
Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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.

rango de aplicación y precisión mayor que otros modelos, fue originalmente formulado para soluciones acuosas hasta 6 m y es exitosamente aplicado en este rango. Sin embargo, su aplicación en ciertos sistemas de tres o más componentes, que involucran fuerzas iónicas altas, da resultados insatisfactorios, esto indica que su extrapolación no es correcta. Los sistemas NaCl-HCl-H₂O, NaCl-NaOH-H₂O, y NaCl-LiCl-H₂O son una muestra donde se presentan fuerzas iónicas altas. La aplicación del modelo de Pitzer para tales soluciones requiere especial cuidado y una metodología adecuada, tal como la desarrollada por Weber (2000). En el presente trabajo se utiliza esta metodología con el propósito de extender la aplicación del modelo de Pitzer y representar el equilibrio sólido-líquido de los tres sistemas ternarios con Ion común antes mencionado. Los resultados alcanzados son válidos hasta una molalidad de 20 mol·kg⁻¹, mayor a los obtenidos por Weber al analizar sistemas ternarios conteniendo NaCl (12 mol·kg⁻¹).

2. Equilibrio Sólido-Líquido en Soluciones Acuosas de Electrolitos

Considere el sistema ternario $MX-NX-H_2O$, en el cual MX y NX , son electrolitos fuertes del tipo uni-univalentes (1:1) con un ión común, X . El estado físico del sistema es una mezcla heterogénea de fases sólido-líquido en equilibrio a la temperatura T . La fase líquida representa una solución saturada del soluto MX o NX , cuyos solutos cristalizan sin formar soluciones sólidas ni compuestos entre ellos (sales múltiples); no obstante, pueden formar compuestos con el agua (hidratos), por lo tanto, la fase sólida puede ser MX o NX , puro, o en su defecto un hidrato. Utilizando el modelo de Pitzer, se debe predecir la composición química de la fase líquida en equilibrio con el sólido precipitante. Supongamos que la fase sólida corresponde a $MX \cdot nH_2O$. La solución acuosa contiene iones M , N y X , en equilibrio con el sólido precipitante $MX \cdot nH_2O$. Si se mantiene constante la temperatura, entonces se establece el equilibrio químico y el de fases; lo cual está descrito a través de la constante del producto de solubilidad. Así, para la reacción de disociación



La constante de equilibrio es:

$$K_{PS} = a_M a_X a_{H_2O}^n \quad (2)$$

Si se aplica la definición de coeficiente de actividad a la ecuación (2), se obtiene

$$K_{PS} = m_M m_X \gamma_M \gamma_X a_{H_2O}^n \quad (3)$$

El producto de los coeficientes de actividad de los iones M y X , puede ser remplazado por el cuadrado del coeficiente de actividad medio del electrolito correspondiente, MX ; a saber,

$$\gamma_{MX} = \sqrt{\gamma_M \gamma_X} \quad (4)$$

La actividad del agua para el sistema ternario definido se deduce de su expresión general (Pitzer 1991), quedando así

$$\ln a_{\text{H}_2\text{O}} = \Phi M_{\text{H}_2\text{O}}^n (m_M + m_N + m_X) \quad (5)$$

donde las molalidades de los cationes, M y N , están dados respectivamente por

$$m_M = m_{MX} \quad \text{y} \quad m_N = m_{NX} \quad (6)$$

Como la solución iónica es eléctricamente neutra, la condición de electroneutralidad para el sistema considerado exige la siguiente igualdad

$$Z_M m_M + Z_N m_N = |Z_X| m_X$$

En este caso, los iones M y N son positivos y X es un ión negativo común.

Para electrolitos 1:1 se cumple $z_M = z_N = -z_X = 1$, con esto la ecuación anterior se escribe

$$m_N + m_M = m_X \quad (7)$$

Obsérvese que la molalidad del ión X , representa la concentración total de iones X , provenientes de la disociación de los dos electrolitos, MX y NX .

Combinando adecuadamente las ecuaciones anteriores, la *condición de equilibrio sólido/líquido* puede representarse por medio de la siguiente expresión:

$$K_{PS} = m_{MX} m \gamma_{MX}^2 e^{-2n\phi_{\text{H}_2\text{O}} m} \quad (8)$$

siendo $m = m_{MX} + m_{NX}$, la molalidad total que es idéntico a la fuerza iónica, I , dado que los electrolitos son 1:1. El producto de solubilidad, K_{PS} , puede ser calculado de dos maneras diferentes: uno, basado en valores tabulados de la energía de Gibbs de formación; otro a partir de la molalidad de saturación experimental de una solución conteniendo sólo el electrolito MX , simbólicamente esto es:

$$K_{PS} = e^{-\Delta G^0 / RT} \quad \text{o} \quad K_{PS} = m_{MX}^2 \gamma_{MX}^2 e^{-2n\phi_{\text{H}_2\text{O}} m_{MX}}, \quad (m_{NX} = 0) \quad (9)$$

Se sabe que las propiedades termodinámicas Y_{MX} y ϕ dependen de la composición a una determinada temperatura; en este caso, son funciones de m_{MX} y m_{NX} ; luego la ecuación (8) se puede expresar como una relación de la forma $f(m_{MX} \text{ y } m_{NX}) = 0$, lo cual significa que las dos variables intensivas están relacionadas, y, por consiguiente, una variable intensiva, m_{MX} o m_{NX} , se calcula a partir de la otra. Ahora bien, el único problema es la determinación de los coeficientes de actividad y osmótico. Las ecuaciones para Y_{MX} y ϕ del modelo de interacción iónica de Pitzer pueden utilizarse en el rango de $0 < I \leq 6 \text{ mol/kg}$ juntamente con la ecuación (8); luego, pueden encontrarse las composiciones, una en función de la otra, empleando un complejo programa iterativo de computadora.

3. Modelo de Interacción Iónica de Pitzer para Sistemas Ternarios

Después de desarrollar y simplificar las ecuaciones generales de Pitzer para un sistema ternario de electrolitos uni-univalentes (ambos del tipo 1:1), y combinándolas con la ecuación (4), a la cual previamente se aplica el logaritmo natural miembro a miembro, y con la ecuación de Gibbs-Duhem, surgen las siguientes expresiones de los coeficientes de actividad y osmótico:

$$\ln \gamma_{MX} = f^\gamma + m \left\{ B_{MX} + (1-y)B_{MX}^\phi + yB_{NX}^\phi + m \left[\left(\frac{3}{2} - y \right) C_{MX}^\phi + yC_{NX}^\phi \right] + y \left[\theta_{MN} + \left(1 - \frac{y}{2} \right) m \psi_{MNX} \right] \right\} \quad (10)$$

$$\phi - 1 = f^\phi + (1-y)m(B_{MX}^\phi + 2mC_{MX}^\phi) + ym(B_{NX}^\phi + 2mC_{NX}^\phi) + y(1-y)m(\theta_{MN} + m\psi_{MNX}) \quad (11)$$

donde:

$$f^\gamma = -A_\phi \left[\frac{\sqrt{m}}{1+b\sqrt{m}} + \frac{2}{b} \ln(1+b\sqrt{m}) \right]$$

$$f^\phi = -A_\phi \frac{\sqrt{m}}{1+b\sqrt{m}} \quad ; \quad B = \beta_0 + \frac{\beta_1}{2m} \left[1 - (1+2\sqrt{m})e^{-2\sqrt{m}} \right]$$

$$B^\phi = \beta_0 + \beta_1 e^{-2\sqrt{m}} \quad ; \quad C^\phi = 2C \quad ; \quad y = \frac{m_{NX}}{m}$$

A_ϕ es la constante de Debye-Huckel ($A_\phi = 0.3915$ a 25°C) y $b = 1.2$ es una constante establecida. Los términos β_0 , β_1 y C^ϕ son parámetros binarios de Pitzer, algunos valores de estos parámetros están tabulados para varios electrolitos (Kim y Frederick, 1988a); θ y ψ son parámetros de mezclas, algunos valores de ellos se encuentran en tablas (Kim y Frederick, 1988b).

Las ecuaciones (8), (9), (10) y (11) representan un modelo matemático para predecir la solubilidad del electrolito MX , en soluciones acuosas de NX , válida hasta $m \leq 6 \text{ mol / kg}$. Análogas expresiones también se pueden deducir para predecir la solubilidad de NX , en soluciones acuosas de MX . Cuando el soluto MX no forma hidratos con el agua ($n = 0$), la ecuación (8) se reduce a:

$$K_{PS} = m_{MX} m \gamma_{MX}^2 \quad (12)$$

la cual es independiente de la actividad del agua o bien del coeficiente osmótico del agua.

4. Extensión del Modelo de Interacción Iónica de Pitzer

A cualquier temperatura los parámetros binarios de modelo de Pitzer dependen fuertemente de la concentración; pero, como están definidos dentro del intervalo de fuerza

iónica 6 m , su aplicación en el cálculo del equilibrio sólido-líquido a fuerzas iónicas por encima de este valor límite puede generar errores de cálculo significativo. Para evitar esta situación, se requiere modificar la ecuación de Pitzer de manera apropiada y cuidadosa.

Las ecuaciones de Pitzer (10) y (11) pueden también ser escritas en una forma funcional, tal que, aparecen los términos de coeficientes de actividad y osmótico de los sistemas binarios, pero evaluados a fuerza iónica total; esto es:

$$\ln \gamma_{MX} = \ln \gamma_{MX}^b + y(\phi_{NX}^b - \phi_{MX}^b) + ym \left[\theta_{MN} + m \left(1 - \frac{y}{2} \right) \psi_{MNX} \right] \quad (13)$$

y

$$\phi - 1 = y(\phi_{NX}^b - 1) + (1 - y)(\phi_{MX}^b - 1) + y(1 - y)m(\theta_{MN} + m\psi_{MNX}) \quad (14)$$

Esta otra forma de las ecuaciones de Pitzer (válida cuando ambos electrolitos son 1:1) tienen la característica especial de que los términos binarios, γ^b y ϕ^b , no necesariamente pueden ser representados por las expresiones binarias de Pitzer, sino que pueden utilizarse otras representaciones para los coeficientes de actividad y osmótico binarios, prescindiendo así del conocimiento de los parámetros binarios β_0 ,

B_1 y C^ϕ .

Una representación muy utilizada por NBS (USA) para suavizar datos experimentales de los coeficientes de actividad (Zemaitis et al., 1986), está dada en la forma de la expresión de Debye-Huckel y una serie de potencias en m ,

$$\ln \gamma_{\pm}^b = -\frac{\alpha\sqrt{m}}{1 + \beta\sqrt{m}} + \sum_i B_i m^i \quad (15)$$

La combinación de esta ecuación con la ecuación de Gibbs-Duhem da inmediatamente la expresión para el coeficiente osmótico del agua

$$\phi^b - 1 = -\frac{\alpha\sqrt{m}}{3} F(\beta\sqrt{m}) + \sum_i \frac{i}{i+1} B_i m^i \quad (16)$$

siendo

$$F(x) = 3[1 + x - 2\ln(1 + x) - 1/(1 + x)]/x^3 \quad (17)$$

El coeficiente α depende de la constante de Debye-Huckel ($\alpha = 1.17616$ para electrolitos de tipo 1:1 a 25 °C), los parámetros β y B_i son obtenidos para cada electrolito por ajuste de mínimos cuadrados.

5. Estimación de Parámetros

Utilizando las ecuaciones (15) y (16) para los coeficientes binarios en las ecuaciones (13) y (14), se define otra expresión más para los coeficientes de actividad y osmótico en sistemas de mezcla de electrolitos. Si los coeficientes β y B_i son conocidos, además de los

parámetros de mezcla θ y ψ , entonces la predicción de solubilidades puede ser determinado con la condición de equilibrio de fases, ecuación (8). Pero si los parámetros no son conocidos a priori, estos pueden ser obtenidos por ajuste no lineal de mínimos cuadrados a los datos de solubilidad a través de la siguiente función objetivo

$$SCE = \sum_i (m_{cal} - m_{exp})^2 \quad (18)$$

6. Resultados y discusión

Ajustando los datos experimentales de solubilidad, en el sentido de mínimos cuadrados, al modelo matemático para la predicción de solubilidades a 25 °C en el sistema Li-Na-H-Cl-OH-H₂O (esta forma de escribir es para indicar que los tres sistemas ternarios se ajustaron simultáneamente), se ha extendido el rango de aplicación de los parámetros binarios de los electrolitos desde 6 *m* hasta fuerzas iónicas de 20 *m*.

Los resultados de la estimación de los parámetros binarios y de mezcla a la temperatura de 25 °C se muestran en las Tablas 1 y 2, respectivamente.

Tabla 1 Parámetros óptimos para el sistema Li-Na-H-Cl-OH-H₂O a 25 °C^a

Electrolito	β	B_1	B_2	B_3	B_4	$\ln K_{ps}$
NaCl	1,2505	0,12679	0,015909	-4,0830E-03	1,9035E-04	3,6192
HCl	1,2505	0,13222	0,035078	-2,3177E-03	4,0093E-05	
NaOH	1,2516	0,13724	0,013543	-3,2941E-05	-1,9309E-05	
LiCl	1,4194	-0,30859	0,090042	-4,3630E-03	5,9799E-05	11,1737

Válido hasta 20 *m*

Las Figuras 1-3 ilustran los resultados en el cálculo de solubilidades.

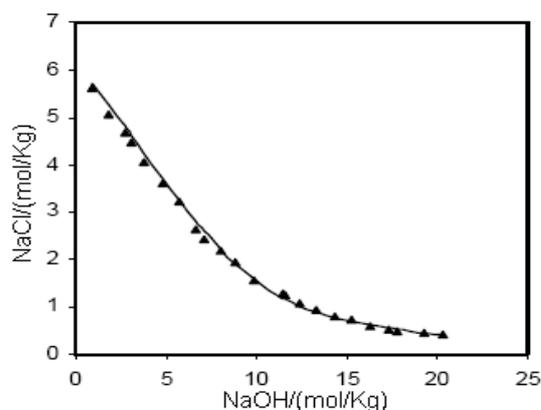


Figura 1. Solubilidades en el sistema ternario HCl-NaCl-H₂O a 25 °C.

Calculado; ●, Experimental (Linke y Seidell, 1965)

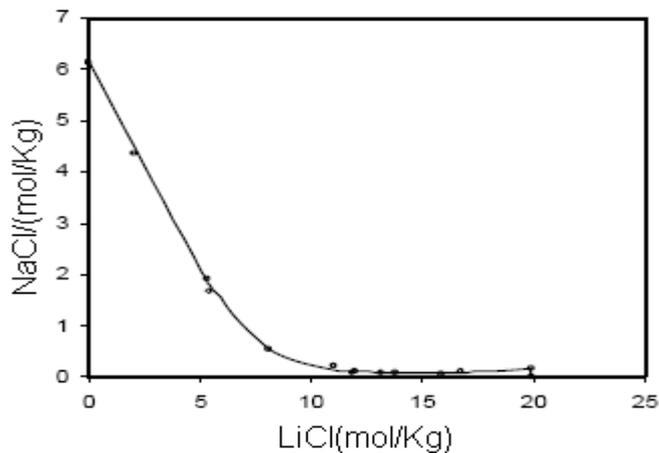


Figura 2. Solubilidades en el sistema ternario NaCl-NaOH-H₂O a 25°C.

Calculado; ▲, Experimental (Linke y Seidell, 1965)

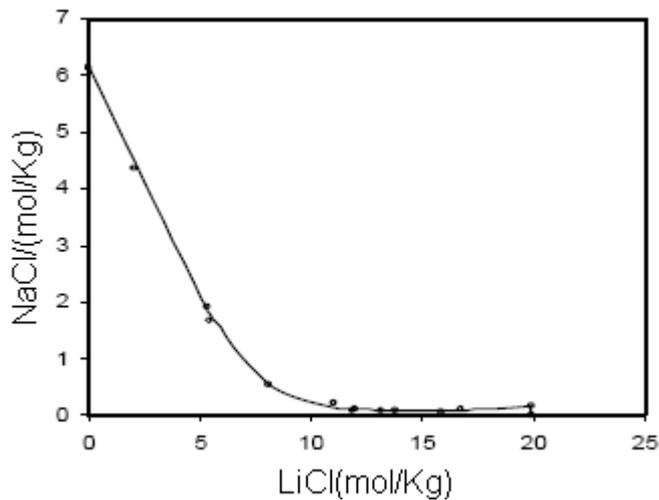


Figura 3. Solubilidades en el sistema ternario LiCl-NaCl-H₂O a 25°C.

Calculado; ○, Experimental (Linke y Seidell, 1965)

En las Figuras 1-3 se observan correlaciones apreciablemente satisfactorias entre la solubilidad del NaCl y la concentración de los otros electrolitos; el modelo de Pitzer modificado predice las solubilidades de minerales de los tres sistemas ternarios a 25°C con muy buena aproximación a los datos experimentales en el rango extendido ($6m \leq I \leq 20m$). El número de parámetros converge a cinco para cada electrolito, a saber, β , B_1 , B_2 , B_3 y B_4 , relevantes para representar adecuadamente los datos experimentales por el modelo matemático.

Los parámetros de mezcla de Pitzer, θ y ψ , fueron incluidos en la optimización de parámetros; los resultados para los sistemas HCl-NaCl-H₂O y NaCl-NaOH-H₂O difieren ligeramente de los parámetros de mezcla originales (véase la Tabla 3); en cambio, para el sistema LiCl-NaCl-H₂O los parámetros son totalmente distintos de los dados en la Tabla 3.

Estrictamente hablando, θ y ψ dependen de la concentración; sin embargo, se observa que la variación de estos parámetros es pequeña. Por tanto una dependencia débil con la concentración no cambia significativamente los resultados en la mayoría de los casos.

Tabla 3. Parámetros de mezcla de Pitzer a 25°C

sistema	válidos hasta 6 m ^a		válidos hasta 20 m ^b	
	θ	ψ	θ	ψ
HCl-NaCl-H ₂ O	0,036	-0,004	0,035	-0,004
NaCl-NaOH-H ₂ O	-0,050	-0,006	-0,049	-0,006
LiCl-NaCl-H ₂ O	0,012	-0,003	0,083	-0,017

^a Según Pitzer (1991). ^b En este trabajo

Así mismo, y por el método propuesto, se ha obtenido las constantes de equilibrio correspondientes a las reacciones de disociación de los electrolitos NaCl y LiCl·H₂O a la temperatura de 25 °C. Es evidente que estas constantes de equilibrio, también pueden ser calculados fácilmente si se cuenta con información de los potenciales químicos estándar de las sustancias que involucran las reacciones de disociación. En la Tabla 4 se muestra los valores de los productos de solubilidad estimados con el método propuesto y los calculados con datos de energía de Gibbs.

Tabla 4. Constantes de equilibrio a 25°C

Reacción de disociación	lnK _{ps} ^c	lnK _{ps}
NaCl = Na ⁺ + Cl ⁻	3,6192	3,616 ^d
LiCl·H ₂ O = Li ⁺ + Cl ⁻ + H ₂ O	11,1737	11,496 ^e

^c En este trabajo. ^d Pitzer (1991). ^e HSC 5.1 Chemistry Software

La comparación de los valores numéricos de las constantes de equilibrio produce desviaciones del orden, 0,088% y 2,8 % para las disociaciones a 25 °C de las sales NaCl y LiCl·H₂O, respectivamente. Estas diferencias por debajo de lo admisible, contribuye a la confiabilidad de los resultados de solubilidades obtenidos.

7. Conclusiones

El método analítico propuesto contiene la flexibilidad matemática necesaria que requiere la correlación de solubilidades de sales.

Se ha demostrado que es posible extender el rango de aplicación del modelo de Pitzer a fuerzas iónicas altas. Para ello, se ha modificado adecuadamente dicho modelo, introduciendo nuevos parámetros binarios de ajuste, los cuales fueron encontrados por ajuste de mínimos cuadrados.

En este caso, los resultados de la predicción con el modelo matemático modificado para los sistemas NaCl-HCl-H₂O, NaCl-NaOH-H₂O, y NaCl-LiCl-H₂O a 25 °C son satisfactorios en el intervalo de fuerzas iónicas altas (20 m).

Los resultados del cálculo de solubilidades como los datos experimentales, para los tres sistemas en particular, muestran una disminución rápida de la solubilidad del NaCl en presencia de HCl, NaOH o LiCl a 25 °C. La curva de solubilidad del LiCl en soluciones acuosas de NaCl es despreciable comparado con la curva de saturación del NaCl (véase Figura 3).

Los parámetros binarios y de mezcla, encontrados en este trabajo, son válidos hasta fuerza iónica 20 *m*, los cuales pueden ser útiles para predecir otras propiedades termodinámicas de las soluciones binarias en zonas de sobresaturación; por ejemplo, la actividad del agua en soluciones sobresaturadas de NaCl.

En términos generales, el modelo descrito en este trabajo, es consistente con el modelo de Pitzer y es fácilmente generalizable a cualquier temperatura; y puede aplicarse en la optimización y simulación de procesos de cristalización.

Nomenclatura

Símbolos latinos

a = Actividad química

M = Peso molecular

G = Energía libre de Gibbs

R = Constante universal de los gases

SCE = suma de cuadrados debido al errores

T = Temperatura absoluta

z₊, *z*₋ = carga del ión positivo y negativo, respectivamente

*A*_φ = Constante de Debye-Huckel

B, *B*^γ, *B*^φ = 2^o Coeficientes viriales en modelo de Pitzer

C, *C*^φ = 3^o Coeficientes viriales en modelo de Pitzer

f^γ, *f*^φ = Términos de Debye-Huckel

I = Fuerza iónica

*B*₁, *B*₂, *B*₃,... = Constantes empíricas

*K*_{PS} = Producto de solubilidad

m = Molalidad

y = Fracción molar de soluto

Símbolos Griegos

α = Constante modificada de Debye-Huckel

β = Constante empírica

*β*₀, *β*₁ = Parámetros de Pitzer

γ = Coeficiente de actividad

n = Número de moléculas de agua

φ = Coeficiente osmótico

θ, ψ = Parámetros de mezcla de Pitzer

σ = Desviación Típica

Superíndices

o = Estado estándar

b = Propiedad binaria

Subíndices

o = Para representar el agua

M, N = Cation o anión

X = ión común

\pm = Cantidad media de un electrolito

i = Para representar cualquier electrolito

Agradecimientos

Los autores agradecen al Proyecto Fondecyt 1040299 por el apoyo prestado en la realización de este trabajo. J. L. agradece a la Dirección del Laboratorio de Investigación de Procesos del Departamento de Ingeniería Química de la Universidad de Antofagasta (Chile) por el apoyo prestado.

Referencias

Fitch, B., (1970). How to Design Fractional Crystallization Processes. *Industrial and Engineering Chemistry* 62, 6-33.

HSC Chemistry Software (2005), Versión 5.1, Outokumpu Research Oy, Information Service P. O. Box 60FIN-28101 PORI, Finland.

Kim, H. T., Frederick, W. J., (1988). *Evaluation of Pitzer Ion Interaction Parameters of Aqueous Electrolytes at 25°C. 1. Single Salt Parameters*. *J. Chem. Eng. Data* 33, 177-184.

Kim, H. T., Frederick, W. J., (1988). *Evaluation of Pitzer Ion Interaction Parameters of Aqueous Electrolytes at 25°C. 2. Ternary Mixing Parameters*. *J. Chem. Eng. Data* 33, 278-283.

Linke, W. F., (1965). *Solubilities of Inorganic and Metal Organic Compounds*, Vol 1 and 2, 4th ed., American Chemical Society.

Pitzer, K. S., (1991). *Activity Coefficients in Electrolyte Solutions*, 2nd ed.; Pitzer, K. S., Ed.; CRS Press.

Weber, C.F., (2000). *Calculation of Pitzer Parameters at High Ionic Strengths*. Ind. Eng. Chem. Res. 39, 4422-4426.

Zemaitis, J. F., Jr., Clark, D. M., Rafal, M., y Scrivner, N.C., (1986). *Handbook of Aqueous Electrolyte Thermodynamics: Theory and Applications*, AIChE.

Apéndice 2

Fluidos de perforación

El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) define al fluido de perforación como "un fluido circulante, usado en la perforación rotatoria, para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas para realizar una operación de perforación".

Factores a considerar para seleccionar un fluido de perforación

La selección adecuada del fluido de perforación es de vital importancia para el éxito de la perforación, los errores en esta fase pueden resultar costosos y difíciles de corregir, para evitar estos errores es recomendable considerar los siguientes factores:

- **Tipo de pozos**

Exploratorio, desarrollo, reparación y terminación de pozos.

- **Factores ambientales**

Con frecuencia este factor es el de mayor peso para la selección de la base (agua o aceite) del fluido de perforación. Las regulaciones ambientales son variadas y dependen de la localización del pozo a perforar.

En zonas marinas se consideran características de fluorescencia, brillo, biodegradación, bioacumulación y toxicidad; en zonas terrestres influye el contenido de cloruros, metales pesados, pH y contenido de aceite, entre otros.

- **Condiciones de seguridad**

La seguridad es prioritaria, y el fluido seleccionado debe ser capaz de mantener las características o propiedades requeridas para:

- ❖ Ejercer un efectivo control de la presión de formación.
- ❖ Realizar una limpieza efectiva del pozo.
- ❖ Mantener control sobre los contaminantes del área.
- ❖ Permitir la rápida densificación y tratamiento.

- **Domos salinos**

Cuando se perfora un domo salino, la selección del fluido de perforación debe ser tal, que evite los deslaves en la formación, la mejor solución para estos casos es un fluido base aceite saturado con sal. Si se opta por un fluido base agua también deberá estar saturado con sal. Los principales problemas al perforar un domo salino son:

- ❖ Descalibre del pozo.
- ❖ Flujos de sal
- ❖ Flujos de agua salada
- ❖ Incremento de la densidad
- ❖ Perdidas de circulación
- ❖ Contaminación del fluido de perforación
- ❖ Alta temperatura y presión

Al perforar pozos con alta temperatura y presión, se debe seleccionar el fluido que presente mejor estabilidad. El fluido base aceite (emulsión inversa) tiene un mejor desempeño en estas condiciones. Los problemas más comunes en estos pozos son:

- Gelificación
 - Asentamiento de la barita
 - Inestabilidad térmica
 - Variaciones en la densidad (disminución)
- **Perdidas de circulación**

Si se va a perforar un pozo en una zona donde existe evidencia de que se puede presentar una pérdida de circulación de gran magnitud, el tipo de fluido seleccionado debe ser el más simple y económico posible. Para estos casos el fluido base agua es el más recomendado y de ser posible fluidos aireados. La problemática en zonas de pérdida total incluye:

- ❖ Manejo de grandes volúmenes de lodo
- ❖ Logística

❖ Costo

• **Lutitas hidrófilas**

Cuando se van a perforar zonas de lutitas hidrófilas (afines al agua), lo más recomendable es el uso de fluidos base aceite ya que un fluido base agua causaría la desestabilización de las lutitas por hinchamiento. La problemática más común es la inestabilidad del pozo.

• **Logística**

Debemos considerar la logística para el traslado de productos químicos, materiales sólidos y líquidos para la preparación, tratamiento y mantenimiento del lodo. Si el lugar es de difícil acceso será preferible un lodo base agua y si es en costa fuera lo mejor es utilizar un lodo preparado con agua de mar. La problemática es la distancia, el acceso y la disponibilidad de los materiales.

• **Factor económico**

Para ponderar este factor, es deseable elaborar un listado con los fluidos que técnicamente sean capaces de perforar el pozo con seguridad y eficiencia, realizar una comparativa y finalmente seleccionar el más económico. En el costo del fluido se debe considerar:

- ❖ Costo del fluido base.
- ❖ Costo del mantenimiento.
- ❖ Costo del tratamiento de los recortes
- ❖ Costos de logística

Después de analizar y considerar los factores mencionados, estamos en posibilidad de seleccionar la base del fluido de perforación a utilizar en cada etapa del pozo ⁽¹⁾.

• **Tipo de formación a perforar**

- a) Lutitas deleznales.- usualmente el enjarre controla la lutita y sino se debe elaborar el fluido de perforation especifico.
- b) Anhidrita,- La contaminación calcica de la formación de anhidrita limita seriamente la hidratación de la bentonita y floclara la bentonita hidratada. ocasionando aumento en la perdida de fluido y en las propiedades viscosas del fluido de perforación.
- c) Sal.- si es posible. se debe hacer un análisis del contenido de calcio y magnesio, para determinar si esos contaminantes se pueden eliminar económicamente. Si solo son unos cuantos metros de estrato se puede usar un lodo de agua dulce y si su

sección es masiva, se tendrá que usar un lodo saturado de sal o un lodo inerte.

- d) Formaciones con alta temperatura.- Las altas temperaturas, reducen la efectividad de los aditivos químicos, aumentan la pérdida de agua y la gelatinosidad de los lodos.
- e) Formaciones con pérdida de circulación.- El tipo de fluido de perforación en uso no tenga un comportamiento directo con la pérdida de circulación, otras complicaciones y costos asociados con las pérdidas de lodo, en una zona en particular, tienen influencia directa en la selección del fluido de perforación.

- **Abastecimiento de agua**

- a) Composición.- se debe analizar el contenido de calcio y magnesio y dependiendo de esto se escoja un sistema de lodo conveniente a la composición química del agua.
- b) Disponibilidad.- si el agua tiene que ser acarreada en camiones u otros medios, debe reducirse su consumo al mínimo y dependiendo del tipo de agua es lo que se tiene que usar como base ⁽²⁾.

Principales funciones de los lodos

A continuación se definen las principales funciones de los fluidos o lodos de perforación durante la perforación ⁽³⁾:

- Limpiar de cortes el fondo del agujero y el acarreo de los mismos a la superficie. (La habilidad para predecir el grado de limpieza posible para un lodo dado y para un gasto es definitivamente una ventaja en planear y completar una operación de perforación exitosa ⁽⁴⁾)
- Enfriar y lubricar la barrena
- Estabilizar las paredes del agujero.
- Control de presiones de la formación.
- Soporta parte del peso de la tubería
- Suspender los cortes y sólidos cuando se interrumpe la circulación.
- Transmitir la potencia hidráulica a la barrena.
- Facilitar la máxima obtención de información.

Tipos de lodos y su composición básica

La composición del fluido de perforación es una función de los requerimientos de la operación de perforación, la mayoría de los lodos de perforación son base agua y forman un sistema constituido básicamente por las 4 fases siguientes:

- Fase líquida. Constituye el elemento de mayor proporción que mantendrá en suspensión los diferentes aditivos que forman las otras fases. Esta fase puede ser agua (dulce o salada); o una emulsión (agua-petróleo);
- Fase coloidal o reactiva. Esta fase esta constituida por la arcilla, que será el elemento primario utilizado para darle cuerpo al fluido. Se utilizan dos tipos de arcilla dependiendo de la salinidad del agua; si el lodo es de agua dulce, se utiliza montmorillonita, si es lodo de agua salada, se utiliza una arcilla especial cuyo mineral principal es la atapulgita.
- Fase inerte. Esta fase esta constituida por el material densificante (barita), el cual es el sulfato de bario pulverizado de alta gravedad especifica. Los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación también se ubican dentro de esta fase.
- Fase química. Esta constituida por iones y sustancias en solución tales como dispersantes, emulsificantes. Sólidos disueltos, reductores de filtrado y otras sustancias químicas, que controlan el comportamiento de las arcillas y se encargan de mantener el fluido según lo requerido dadas las condiciones.

También se utilizan lodos base aceite conocidos como emulsión inversa.

Los diferentes tipos de fluidos o lodos de perforación son varios ⁽⁵⁾, a continuación los principales y su composición básica:

- *Fluidos calcicos (cal o yeso)* Estos lodos difieren de los otros lodos base agua en que las arcillas sódicas (bentonita) se convierten en arcillas cálcicas a través de la adición de cal, yeso y lignosulfatos. Los dos sistemas básicos tratados con calcio son los fluidos calcicos y de yeso. Los nombres indican la fuente del Ion soluble de calcio. La adición de sustancias ricas en iones Ca^{2+} tales como cal $\text{Ca}(\text{OH})_2$ y yeso (CaSO_4) al fluido de perforación puede ayudar a control del intercambio catiónico. Otro beneficio del Ca^{2+} es que el Ion puede adherirse a dos superficies de arcilla haciéndolas que se junten. Esto ayuda a prevenir el hinchamiento por hidratación de la arcilla. Se descubrió que pequeñas cantidades de cal evitaban el incremento excesivo de la viscosidad y los geles. Los aditivos usados para preparar los fluidos tratados con cal son sosa cáustica, dispersantes orgánicos, cal, y agentes de control de filtrado.

Los fluidos tratados con yeso se usan para perforar en áreas donde se encuentran formaciones de anhidrita, yeso o flujos de agua salada ⁽⁶⁾.

- *Fluidos base aceite con salinidad controlada.* Conocidos también como lodos de emulsión inversa, contienen agua como fase dispersa y aceite (usualmente diesel) como fase continúa. Valores hasta de 40% de agua se pueden dispersar y emulsificar con aceite. Estos fluidos son estables a altas temperaturas, inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la reacción aceite-agua ⁽⁵⁾. El hinchamiento osmótico ha sido la principal causa de inestabilidad de la lutita cuando se perforan con lodo base aceite. El fluido de perforación base aceite adyacente al cuerpo de lutita puede permitir la entrada de agua si no se presta atención a la salinidad del fluido. Con ajustes en la salinidad, se puede hacer que el fluido tome agua de la lutita o que no afecte al contenido de agua en la lutita. La presión osmótica de un fluido de perforación en contacto con una lutita es una función de la diferencia de salinidad de la fase de agua del fluido base aceite y el agua de la lutita. La hidratación de la lutita puede eliminarse ajustando la salinidad de la fase de agua del fluido de perforación base aceite a un valor suficientemente mayor que la salinidad del agua de la lutita. Esto puede ser generado con soluciones de cloruro de calcio. Con cloruro de sodio, este mismo objetivo usualmente no puede ser alcanzado. Por experiencia, 350,000 ppm de CaCl_2 maneja la vasta mayoría de casos.
- *Fluidos de sal/polímeros.* Este tipo de lodo se usa para perforar domos salinos, zonas de flujo de agua salada, secciones de anhidrita, yeso y lutitas deleznales. Los fluidos de perforación inhibidos son preparados agregando productos químicos a la fase acuosa para prevenir o retardar la hidratación y dispersión subsecuente de las arcillas sensibles. Los productos químicos pueden ser sales como cloruro de sodio y cloruro de potasio. Estas tienden a disminuir la hidratación. También pueden ser polímeros como la celulosa polianiónica que reduce la adsorción de agua mediante un proceso de encapsulamiento. Por lo tanto, el efecto inhibitorio obtenido es resultado tanto de fuerzas químicas como físicas, actuando tanto en los recortes como en las formaciones expuestas. La selección del fluido de perforación está basada en el grado de inhibición necesario para mantener el agujero en condiciones relativamente estables.

La explicación de cómo un fluido a base de sal/ polímero interactúa con la lutita para efectuar su estabilización es bien comprendida: Cualquier fuerza osmótica que tienda a causar hidratación de la lutita es disminuida por la sal en el fluido de perforación.

El ritmo de hidratación de la lutita es restringido por el polímero.

Varios tipos de sales solubles han sido usadas en los fluidos de perforación: cloruro de sodio (la más económica), cloruro de potasio (máxima estabilidad de la lutita con la mínima densidad del fluido de perforación), cloruro de calcio (altas densidades del fluido con cero sólidos). Un polímero aniónico probablemente es más efectivo que uno no-iónico o catiónico. El argumento es que los bordes rotos de las placas de arcilla poseen carga positiva, y las paredes del agujero perforado en lutitas son ricas en bordes rotos. El polímero aniónico, hidratado por moléculas polares de agua, es atraído y mantenido en los bordes con carga opuesta. Tanto el polímero como su agua de hidratación sirven para restringir los canales en la cara del agujero a través de la cual ocurriría normalmente la hidratación.

El fluido inhibido más efectivo es el sistema a base de potasio que contenga un polímero encapsulador. En un fluido de perforación, la adición de cloruro de potasio (KCl) proporciona los iones para intercambio. El Ion potasio tiene sólo una carga positiva. Sólo puede adherirse a una superficie de arcilla. El Ion potasio es muy pequeño, y puede ocupar el espacio estrecho entre las capas de arcilla. Esto hace que se dificulte cualquier otro proceso de hidratación o intercambio catiónico ⁽⁶⁾.

- Niebla. Aire seco con pequeñas cantidades de agua y espuma.
- Espuma. Agua y surfactantes espumosos en una corriente de aire.
- Lodo areado. Aire y mezcla gelatinosa.
- Lodo bentonítico. Agua y bentonita, utilizados normalmente en pozos someros en áreas no problemáticas o en la parte superior de los pozos profundos.
- Lodo fosfático. Lodo bentonítico tratado con fosfato (dispersantes), para reducir las viscosidades de los lodos bentoníticos contaminados con sólidos de la formación o cemento. Se utiliza en las partes superiores de los pozos
- Lodos polímeros (conocidos también como lodos modernos), son lodos elaborados mediante la adición de bentonita con polímeros floculantes. Son bajos en el contenido de sólidos más estables a las altas temperaturas y pueden ser densificados a cualquier valor.
- Lodo Therma-Drill. Es un lodo base agua, es ecológico (no contaminante) porque no utiliza diesel ni combustibles y sus productos son polímeros biodegradables.
- Lodos CLS. Lodo base agua tratado con cromolignitos y lignosulfatos. Estos lodos son más resistentes a la contaminación por calcio o a un aumento en los cloruros. Se pueden usar estos lodos con densidades elevadas y a temperaturas de hasta 400 °F. Los lignitos son efectivos para controlar el filtrado, mientras que los lignosulfatos son adelgazantes más efectivos.

- Lodos CLS emulsionados. De las mismas características que el tipo de lodo anterior, más una cantidad de diesel no mayor del 10%.
- Fluido sintético. Es un lodo de perforación donde el fluido base consiste en componentes orgánicos insolubles en agua y en el que ningún fluido base, ni los aditivos son de origen petrolero. El desarrollo de los fluidos de perforación base sintética tiene como objetivo el reducir el impacto ambiental causado por las descargas de recortes generados de las perforaciones con fluidos base agua y base aceite, debido a que los sintéticos no contienen hidrocarburos aromáticos y son de baja toxicidad para los organismos que viven cerca de las zonas de descarga ⁽¹⁾.

Los lodos base aceite se utilizan en los siguientes casos:

- Formaciones de alta temperatura
- Zonas de alta presión
- Lutitas hidrófilas
- Anhidritas o yesos
- Sal
- Formaciones con intercalaciones de asfalto
- Los lodos de emulsión inversa (base aceite) están constituidos esencialmente de 5 componentes básicos: aceite, agua, emulsionantes, estabilizadores y material densificante.

Los componentes del fluido de perforación son:

- Agua de perforación o agua de mar; sosa cáustica; carbonato de sodio
- Therma-thin (polímero)
- Bentonita prehidratada
- Therma-check (polímero)
- Barita

Las características de los polímeros son:

Therma-Thin es un thiner para altas temperaturas, resistente a la contaminación de calcio y de sal; trabaja como desfloculante de polímeros y su peso específico es de 1.25 gr/cm³, su presentación es en bidones de 19 litros.

Therma-Check. Es un polímero resistente a la contaminación de calcio y sal que no requiere conservadores y es de fácil mezclado. También trabaja como reductor de filtrado a altas temperaturas para todo tipo de lodos base agua, estos productos deben trabajar con un pH

de 9 a 10 máximo en el lodo y ha sido probado solamente para perforar formaciones del cretácico o del jurasico, no debe ser utilizado para perforar lutitas hidrófilas.

Bibliografía

- (1) Fluidos de perforación sintéticos, Flores Rebollar Francisco y Romero Corral Pedro Ismael, Tesis 2009, Ingeniería UNAM
- (2) Equipo y diseño de la perforación de pozos, Norma Araceli García Muñoz, Tesis UNAM 1999
- (3) Drilling and drilling fluids, G. V. Chilingarian and P. Vorabutr, Elsevier Scientific Publishing Company 1981.
- (4) Design of muds for carrying capacity, R. E. Walker and T. M. Mayes, JPT, july 1975.
- (5) Drilling fluids optimization, A practical field approach. James L. Lummus and J. J. Azar, chapter 4: clay chemistry, p. 94-108.
- (6) Unidad de perforación y mantenimiento de Pozos, Un siglo de la Perforación en México, PEMEX. Vol. 8