



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN, POROSIDAD,
PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN (ACEITE-AGUA), EN EL
SECTOR NORTE DEL CAMPO TAJÍN DE LA CUENCA DE
CHICONTEPEC.”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

GABRIEL PÉREZ ARIAS

DIRECTOR:

M. C. NOÉ SANTILLÁN PIÑA



MÉXICO, D.F. CD. UNIVERSITARIA

ABRIL DE 2013

Agradecimientos

A Dios:

Por ser mi aliento de vida, por darme las fuerzas necesarias para que esto sea una realidad y por darme una familia tan bella. Me debo plenamente a ti.

A mis papás:

Simplemente gracias, por que todo lo que soy es por ustedes, porque si tengo una carrera terminada es gracias a todo el amor que me dieron y a sus enseñanzas que me sirvieron para ser una persona de bien... los considero los mejores papás del universo.

Irma y Gabriel

A mis hermanos:

Porque estando con ustedes pude tener una vida llena de alegrías, gracias por todos los momentos tan bellos que viví con ustedes, nunca los olvidaré.

Los amo con todo mi corazón y los quiero conmigo toda la vida.

Itzel y Armando

A mi novia:

A ti te dedico este espacio, porque llegaste a mi vida en el momento indicado, porque sólo a ti te puedo decir *Te Amo* y vivir un amor con los 5 sentidos, lleno de delirio y locura.

Elizabeth

A mis mejores amigos:

Porque con su valiosa amistad, pude tener momentos inolvidables en mi vida, ustedes forman una parte muy importante en mí.

Carlos y David

A mi director de tesis:

Gracias por darme la oportunidad de trabajar con usted todo este tiempo, fue un gusto y un privilegio. Gracias por el tiempo dedicado a este trabajo y por las correcciones tan oportunas.

M. C. Noé Santillán Piña

A mis sinodales:

Realmente les estoy muy agradecido por dedicar su valioso tiempo en la revision de este trabajo. Fue de gran ayuda escuchar comentarios de personas tan capacitadas como ustedes.

Ing. Manuel Juan Villamar Viguera

Ing. Bernardo Martell Andrade

Ing. Javier Arellano Gil

M. I. Luis Cesar Vázquez Segovia

“ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN, POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN (ACEITE-AGUA), EN EL SECTOR NORTE DEL CAMPO TAJÍN DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC.”

	Página
RESUMEN	1
1. GENERALIDADES	2
1.1. Introducción	2
1.2. Objetivos	2
1.3. Metodología de trabajo	3
1.4. Trabajos geológico-petroleros previos	3
1.5. Ubicación de la zona de estudio	5
2. PROPIEDADES DE LA ROCA ALMACÉN EN YACIMIENTOS TERRÍGENOS	8
2.1. Textura	8
2.2. Tamaño	8
2.2.1. Medición del tamaño de grano	9
2.2.2. Escalas de medición del tamaño de grano	13
2.2.3. Importancia del tamaño de grano	14
2.3. Forma	15
2.3.1. Esfericidad	17
2.3.2. Redondez	18
2.4. Textura superficial	20
2.5. Fábrica	21
2.5.1. Orientación de los granos	22
2.5.2. Empaque, relación grano a grano y porosidad	23
2.6. Clasificación de las rocas terrígenas	26
2.6.1. Clasificación de las areniscas	30
3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA ALMACÉN EN YACIMIENTOS TERRÍGENOS	35
3.1. Porosidad	35
3.1.1. Determinación de la porosidad en laboratorio con muestras de roca	37
3.1.2. Influencia del tamaño de grano en la porosidad	42
3.2. Permeabilidad	43
3.2.1. Permeabilidad absoluta	43
3.2.2. Permeabilidad efectiva a un fluido	45
3.2.3. Permeabilidad relativa a un fluido	45
3.2.4. Efectos del tamaño y forma de los granos sobre la permeabilidad	48

3.2.5. Influencia del tamaño de grano sobre la permeabilidad y la porosidad	49
3.3. Saturación	51
3.3.1. Saturación crítica	53
3.3.2. Saturación inicial	53
3.3.3. Saturación residual	53
3.3.4. Saturación irreductible	53
3.3.5. Saturación de agua	53
3.4. Garganta de poro	54
3.5. Presión capilar	55
3.6. Mojabilidad	57
3.7. Compresibilidad	59
3.8. Densidad de un material	60
3.9. Resistividad eléctrica de una roca	61
3.10. Factor de formación	62
3.11. Tortuosidad	62
3.12. Superficie específica	63
4. DEPÓSITOS TURBIDÍTICOS	65
4.1. Turbiditas	65
4.1.1. Aspectos Geológicos	65
4.1.2. Aspectos Petrofísicos	68
4.2. Cuenca de Chicontepec	70
4.2.1. Sistema Petrolero	71
4.2.2. Roca Generadora	74
4.2.3. Migración	76
4.2.4. Roca Almacén	77
4.2.5. Roca Sello	77
4.2.6. Trampas Petroleras	78
4.2.7. Sincronía	80
5. ANÁLISIS AL SECTOR NORTE DEL CAMPO TAJÍN	81
5.1. Resultado del análisis de pozos	125
5.2. Análisis por sector del Campo Tajín	130
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	137
Conclusiones	137
Recomendaciones	137
Bibliografía	138
Apéndice A (ver disco anexo)	

RESUMEN

La cuenca de Chicontepec se caracteriza por contener una secuencia turbidítica y ha sido uno de los sitios más estudiados en los últimos años debido a su gran potencial petrolero estimado.

Los depósitos turbidíticos en la actualidad son de gran importancia ya que en ellos existe la presencia de grandes acumulaciones de hidrocarburos, pero son de gran complejidad para llevar a cabo su explotación, como en el caso de la Cuenca de Chicontepec, que corresponden con una gran depresión que fue rellenada por sedimentos transportados por corrientes de turbidez, donde se tienen derrumbes y abanicos submarinos, conformando una secuencia de areniscas lenticulares con intercalaciones de lutitas.

Para llevar a cabo el análisis de las rocas de origen turbidítico, se deben considerar las propiedades físicas y petrofísicas. En el caso del estudio de las propiedades físicas se tiene: la textura, la cual nos refleja el transporte y sedimentación natural a la cual los sedimentos fueron sometidos además de conocer de qué tipo de roca provienen estos sedimentos; el tamaño, refleja los procesos de desgaste y erosión que generaron partículas de diferentes tamaños y los procesos de transporte a que fueron sometidos; la forma, está definida por la esfericidad, la redondez y la textura superficial; y la fábrica, que está en función de la orientación de los granos y de su empaquetamiento que a su vez controlan la porosidad y la permeabilidad de una roca.

El estudio de las propiedades petrofísicas nos ayudan a determinar la relación que existe entre los fluidos y su movimiento dentro del medio poroso, además determinan cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos. Este estudio comprende el análisis de la porosidad y permeabilidad de las rocas, las cuales son las propiedades más utilizadas dentro de la industria petrolera; además existen otras propiedades de suma importancia como la saturación de fluidos, la resistividad eléctrica, la garganta de poro, entre otras.

Este trabajo comprende el análisis que se realizó al Sector Norte del Campo Tajín, el cual incluyó la revisión de datos de perforación, terminación, disparos, fracturas y reparaciones mayores a 89 pozos, con el objetivo de comparar los datos de producción de cada uno de los pozos con las propiedades petrofísicas presentes en cada uno de ellos.

1. GENERALIDADES

1.1. Introducción

La cuenca de Chicontepec ubicada en los estados de Veracruz, Hidalgo y Puebla, ha sido uno de los sitios más estudiados en los últimos años, debido a su gran potencial petrolero y las reservas que se estiman existen en este campo las cuales son de 743 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mbpce) para reservas 1P; 6488 mbpce para reservas 2P; y 17036 mbpce para reservas 3P (CNH, 2012). El comisionado presidente de la Comisión Nacional de Hidrocarburos mencionó que las cifras reportadas por Pemex para el primero de enero del 2012 ya son avaladas por la CNH y que las reservas probadas aumentaron un 25.5%, las reservas probables tuvieron una reducción del 29.2% y un crecimiento marginal del 1% en las reservas posibles (Milenio, 2012).

Tal vez estos números presentados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos pueden presentar a Chicontepec como un proyecto muy redituable para el país, ya que Chicontepec representa el 38.9% de las reservas 3P totales del país, pero el problema de éste campo, es que se considera de gran complejidad geológica debido a que está formado por intercalaciones de areniscas y lutitas, estas areniscas se presentan como lentes que no están comunicados entre sí, además de esto, se complica aun más su explotación por que las permeabilidades que presentan los campos de, ya que tienden a ser muy bajas. Las mejores condiciones tanto de densidad de aceite como de propiedades petrofísicas se encuentran en los campos Tajín, Agua Fría y Coapechaca.

El proyecto de explotación petrolera de Pemex en la Cuenca de Chicontepec, también llamado este proyecto como Aceite Terciario del Golfo, encabeza la lista de las 65 inversiones públicas y privadas mas cuantiosas del país. Los 10 proyectos mas ambiciosos del país tienen un valor de 58 mil 750 millones de dólares, de los cuales 30 mil millones serán aplicados a la explotación de la cuenca de Chicontepec. En el año 2011, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) acreditó a la paraestatal, un presupuesto de 28 mil millones de pesos; dicha cantidad fue 31% superior a la autorizada en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF). Para este año, 2012, el proyecto Aceite Terciario del Golfo tendrá un presupuesto de 18.3 mil millones de pesos, el cual será 14% inferior al aprobado por los diputados federales en 2011 y 34.6% menor al ejercido el año pasado (Business News Americas, 2012).

1.2. Objetivos

Recopilar las características petrofísicas de la roca almacenadora y datos de producción en la Región Norte del Campo Tajín de la Cuenca de Chicontepec, mediante la revisión de informes de pozos.

Analizar la relación que existe entre la porosidad y permeabilidad de la roca almacenadora y los datos de producción de hidrocarburos reportados.

1.3. Metodología de trabajo

Se desarrollaron teóricamente todas las propiedades petrofísicas de la roca almacenadora, así como los principales procesos que dan lugar a un depósito turbidítico, con la finalidad de comprender la complejidad en la explotación en rocas de origen turbidítico.

Se revisaron informes de 89 pozos de la Región Norte del Campo Tajín de la Cuenca de Chicontepec y se construyeron tablas y gráficos que permitieron realizar una comparación y análisis entre la porosidad y permeabilidad con la producción.

1.4. Trabajos geológico-petroleros previos

En la cuenca de Chicontepec se han realizado una gran variedad de trabajos geológico-petroleros previos, entre los que destacan:

Busch y Govela (1978), quienes realizaron un estudio estratigráfico y estructural de las rocas de origen turbidítico de la formación Chicontepec, esencialmente de la región sureste de la Provincia Tampico-Misantla.

Contreras y Gio (1985), en su artículo "Consideraciones paleobiológicas de los ignofósiles de la Formación Chicontepec en el estado de Puebla", proporcionan la distribución de los icnofósiles, así como la interpretación ambiental respecto a la profundidad donde se detectó una zona de máxima producción orgánica.

Bitter (1986) caracterizó petrográficamente y mineralógicamente las secuencias estratigráficas de la Formación Chicontepec; además, por medio de la identificación de las estructuras sedimentarias primarias determinó las fuentes de suministro de los sedimentos terrígenos y la dirección y sentido de las paleocorrientes del fondo marino las cuales fueron las responsables del transporte y distribución de las areniscas, genéticamente relacionadas con el surgimiento de la Sierra Madre Oriental y la emersión subaérea del macizo de Teziutlán.

Schlumberger (2005) en un artículo publicado con relación a la espectroscopia menciona que "Las interpretaciones petrofísicas, que comprenden como mínimo la determinación de la porosidad y la saturación de agua, son esenciales para la toma de decisiones relacionadas con la adquisición de datos de presión, la recolección de muestras de fluidos y las operaciones de entubación y terminación de pozos." Con lo que se destaca la importancia de la adquisición de datos petrofísicos para la toma de decisiones en el campo y la importancia de la adquisición de datos confiables en tiempo real.

El Servicio Geológico Mexicano (2007) realizó un registro sistemático de la formación Chicontepec desde el punto de vista estratigráfico, realizando un análisis de acuerdo con los procedimientos establecidos en el The North American Commission on Stratigraphic Nomenclature (NACSN, 2005), en donde se incluye: nombre y rango de la unidad estratigráfica, autor y año de la referencia original, localidad tipo, descripción litológica, historia nomenclatural de la unidad, edad, contenido paleontológico, ambiente de depósito, distribución, espesores, relaciones estratigráficas, correlación, importancia económica, autor y fecha en que se realizó la última revisión y finalmente las referencias consultadas.

En este registro, se menciona que el nombre de Formación Chicontepec fue dado por Dumble (1918), aunque inicialmente Cumminis la había llamado capas Chicontepec. Este reporte también menciona que la formación Chicontepec tiene espesores que incrementan de sur a norte en el subsuelo, por ejemplo en Poza Rica los espesores promedio son de 370 m, en Furbero son de 796 m y en Palmasola de 935 m con máximos de 3300 m. En el área de Tamazunchale se tiene espesores de 400 m. (Dumble, 1918; en Servicio Geológico Mexicano, 2007)

Martell (2008) en su trabajo “Desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su Futuro a través de la UNAM” menciona: “En las rocas almacenadoras de fluidos se deben observar y conocer varias características petrofísicas de las mismas para constituirse en rocas productoras de los fluidos que contiene, entre otros, se debe considerar la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, presión capilar, mojabilidad, etc.”. En este trabajo se comentan cuales son las principales propiedades petrofísicas de las rocas almacenadoras y productoras de fluidos, como son la porosidad y permeabilidad, y los métodos con los cuales pueden ser determinadas dichas propiedades, a través de mediciones efectuadas en laboratorio o con información recuperada por los registros geofísicos de pozos.

Santillán y Aguayo (2011) publican el artículo “Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior de la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México”, el cual contribuye al conocimiento de las facies turbidíticas depositadas en los subambientes de los complejos sedimentarios de la Cuenca Terciaria de Chicontepec, en el centro-orientado de México, mediante la descripción y estudio de las secuencias estratigráficas en los afloramientos situados al noroccidente de la provincia geológica terciaria; además de proponer un modelo paleosedimentario regional conceptualizado, sobre los mecanismos de transporte y distribución de los sistemas turbidíticos.

También se han realizado diversas tesis con el objetivo de analizar la complejidad de este campo y su producción de hidrocarburos, entre las que destacan:

Nava (2001) destaca que entre los años de 1946 a 1981 se perforaron 49 pozos exploratorios de los cuales 47 resultaron productores. En los años de 1974 a 1977 Pemex realizó estudios y confirmó la existencia de la cuenca de Chicontepec

dictaminando extensiones de 123 km de longitud por 25 km de amplitud. En la década de los 80's se comenzaron a desarrollar los campos Tajín y Agua Fría.

Mayol (2005) menciona que en 1926 las empresas “El Águila” y “Stanford Oil Company” descubrieron manifestaciones de hidrocarburos provenientes de la Cuenca de Chicontepec, esto se logró gracias a la perforación de pozos en las rocas del Cretácico, pero fueron abandonados por considerarse no redituables en esos años. En 1935 a través del pozo Poza Rica No. 8 se explotó comercialmente el primer yacimiento de hidrocarburos en Chicontepec, pero debido a su baja permeabilidad fluyó de manera intermitente. No fue sino hasta el año de 1952 cuando el campo Chicontepec empezó a producir de manera comercial con la explotación del campo Miguel Alemán, el cual produjo hasta 1970 con un total de seis pozos. El primer fracturamiento hidráulico se dió hasta 1971 el cual logró aumentar la producción de un pozo de 13 a 75 bpd.

1.5. Ubicación de la zona de estudio

La Cuenca de Chicontepec está comprendida principalmente en la parte norte de los estados de Veracruz y Puebla y se extiende hasta el extremo sur del estado de Tamaulipas y las porciones más orientales de los estados de San Luis Potosí e Hidalgo (Figura 1.1).



Figura 1.1 Ubicación de la Cuenca de Chicontepec (Pemex, 2009)

Está comprendida en dos Provincias Fisiográficas: la de la Llanura Costera del Golfo Norte y la de la Sierra Madre Oriental (Figura 1.2).



Figura 1.2 Provincias Geológicas de la Republica Mexicana 1. Plataforma de Yucatán, 2. Cuenca Deltaica de Tabasco, 3. Cinturón chiapaneco de pliegues y fallas, 4. Batolito de Chiapas, 5. Macizo Ígneo de Soconusco, 6. Cuenca de Tehuantepec, 7. Cuenca Deltaica de Veracruz, 8. Macizo volcánico de los Tuxtlas, 9. Cuicateca, 10. Zapoteca, 11. Mixteca, 12. Chatina, 13. Juchateca, 14. Plataforma de Morelos, 15. Faja volcánica transmexicana, 16. Complejo Orogénico de Guerrero-Colima, 17. Batolito de Jalisco, 18. Macizo ígneo de Palma Sola, 19. Migeoclinal del Golfo de México, 20. Cinturón mexicano de pliegues y fallas, 21. Plataforma de Coahuila, 22. Zacateca, 23. Plataforma de Valles-San Luis Potosí, 24. Faja Ignimbrítica mexicana, 25. Cinturón Orogénico sinaloense, 26. Chihuahuense, 27. Cuenca de Nayarit, 28. Cuenca Deltaica de Sonora-Sinaloa, 29. Sonorense, 30. Delta del Colorado, 31. Batolito de Juárez-San Pedro Mártir, 32. Cuenca de Vizcaíno-Purísima, 33. Cinturón Orogénico de Cedros-Margarita, 34. Faja volcánica de La Giganta, y 35. Complejo Plutónico de la Paz (Tomada de Santillán, 2011)

La Llanura Costera del Golfo Norte está comprendida en gran parte del norte del estado de Veracruz, desde el limite con Tamaulipas hasta el sur con Papantla, su limite en el occidente esta con la Sierra Madre Oriental y al oriente con el Golfo de México (Santillán, 2009).

La provincia fisiográfica correspondiente a la Sierra Madre Oriental corre en sentido paralelo a la costa del Golfo de México, desde la frontera norte del país hasta sus limites con el Eje Neovolcánico en la cercanía de Teziutlán, Puebla. Colinda al norte y noreste con la provincia de las Sierras y Bolsones; al oeste con la Mesa Central; al sur con la provincia del Eje Neovolcánico y al este con la Llanura Costera del Golfo Norte y

la Gran Llanura Norteamericana. Abarca partes de los estados de Durango, Coahuila, Zacatecas, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo y Puebla (INEGI, 2012).

Los 89 pozos que se analizaron para la región norte del Campo Tajín de la Cuenca de Chicontepec se encuentran en el municipio de Coatzintla, Veracruz. El cual está situado al norte del estado con una latitud de 20.29°N y longitud de 97.27°W; colinda con los municipios de Poza Rica, Tihuatlán, Coyutla, Espinal, Papantla y con el estado de Puebla. Sus vías de acceso son a través de la carretera Coatzintla- Poza Rica y a través de los tramos Poza Rica-Barra de Cazonos y Poza Rica-Martínez de la Torre, manteniendo en comunicación a éste municipio con las ciudades de Poza Rica, Tuxpan, Papantla y Cazonos.

2. PROPIEDADES DE LA ROCA ALMACÉN EN YACIMIENTOS TERRÍGENOS

En el estudio de las propiedades de la roca almacén se debe considerar que existen tanto propiedades físicas como petrofísicas, las cuales están ligadas entre sí y determinarán la movilidad de los fluidos y la geometría del espacio poroso. En el caso del estudio de las propiedades físicas, que es el objetivo de este capítulo, se analizó la textura de las rocas, la cual engloba factores como la orientación, la esfericidad y la redondez de los granos, entre otros factores de suma importancia en el análisis de las propiedades físicas de la roca.

2.1. Textura

La textura se refiere a las características de las rocas sedimentarias como lo es el tamaño, la forma y la orientación de cada uno de los granos que forman la roca. La textura de las rocas refleja el transporte y sedimentación natural a la cual los sedimentos fueron sometidos, además de esto, con la textura se sabe de qué tipo de roca provienen estos sedimentos. La textura de las rocas se produce primeramente por procesos físicos de los cuales se derivan el tamaño del grano, la forma y la fábrica, para después dar lugar a otras propiedades como lo son la porosidad y la permeabilidad.

La textura de un sedimento depende de muchos factores, ya que sus componentes son de orígenes muy variados, y como consecuencia de esto, de tamaños muy diferentes. Ya que estas fracciones fueron transportadas, su tamaño dependerá de su tamaño inicial y de los efectos de transporte.

Después del análisis de la textura de las rocas, se da lugar a las estructuras sedimentarias, las cuales no se analizarán en este trabajo; estas estructuras se dividen en dos grandes grupos que son las primarias (se forman debido a los procesos de sedimentación) y las secundarias (se forman debido a los procesos diagenéticos o posteriores). Las estructuras sedimentarias son de suma importancia ya que se estudian para inferir condiciones particulares del medio de depósito como lo son: agentes de depósito, tipo de flujo (ya sea turbulento o laminar) y también para inferir la polaridad de la estratificación.

2.2. Tamaño

El tamaño de grano es fundamental en el análisis de la textura de las rocas sedimentarias ya que el tamaño de las partículas en un depósito en particular refleja los procesos de desgaste y erosión que generaron partículas de diferentes tamaños y los procesos de transporte a que fueron sometidos. El tamaño de grano puede ir desde pequeñas arcillas que para su identificación es necesario un análisis en microscopio, hasta tamaños de roca de gran diámetro como las gravas.

El tamaño de grano es una medida de la energía media de sedimentación y de la energía de sedimentación de la cuenca. En general los sedimentos gruesos constituyen un ambiente de mayor energía y los sedimentos finos un ambiente de baja energía (Reineck, 1975).

El tamaño de las partículas es una característica textural muy importante en rocas clásticas, ya que proporciona información acerca de las condiciones dinámicas de transporte y depósito (Krumbein, 1963).

2.2.1. Medición del tamaño de grano

En la actualidad existe una gran variedad de métodos por los cuales se puede medir el tamaño de las partículas. Dos de ellos son: medir 1) el diámetro y 2) el volumen de la partícula, pero debido a que para determinar el volumen de la partícula sólo se aplica para sedimentos no consolidados y dado que en la Cuenca de Chicotepec sólo contamos con rocas bien consolidadas, sólo podemos utilizar el caso de la medición del diámetro de las partículas.

El diámetro de la partícula se encuentra lejos de ser un factor fácil de medir, porque existe un número infinito de formas de las partículas y la diversidad del tamaño de grano en partículas sedimentarias es casi infinita, ya que el tamaño varía de entre menos de un micrómetro a algunos decímetros de diámetro (Herrera, 2006).

Para el caso de la medición del diámetro de las partículas tenemos los siguientes casos:

- Medición directa
- Medición con microscopio óptico
- Medición con microscopio electrónico.

Sólo en el caso de partículas grandes se utiliza el caso de la medición directa

Los métodos que se presentan a continuación se realizan mediante láminas delgadas de rocas litificadas. Son procedimientos ópticos para areniscas con selección buena a muy buena y con esfericidad alta.

Método de Chayes

El método de Chayes (1956) propuesto en el libro "Petrographic modal analysis", es apropiado para estudios en los cuales se desea tener una idea general sobre la distribución granulométrica, pues ofrece el valor de la granulometría media, pero no determina el grado de selección de los tamaños de las partículas.

Éste método consiste en la medición del diámetro del campo del microscopio a un aumento determinado y luego el conteo del número de granos cortados por las líneas

de referencia del microscopio; después de esto el diámetro se multiplica por dos y se divide entre el número de granos. Este procedimiento se repite hasta que se tenga un número de granos cortados estadísticamente significativos.

El valor de la granulometría media de los sedimentos se determina con la ecuación 2.1:

$$\text{granulometría media} = \frac{\sum 2\left(\frac{d}{n}\right)}{N} \quad (2.1)$$

donde:

n = número de granos cortados por la línea

d = diámetro del campo visual del microscopio

N = número total de campos visuales sometidos a conteo

Método de Friedman

El método de Friedman y Sanders (1978), en el libro “Principles of Sedimentology”, consiste en establecer, en la sección delgada, el eje mayor del clasto ubicado en el cruce de hilos del microscopio. Deben contarse entre 100 y 400 granos en cada sección. El espaciamiento entre cada punto y entre cada línea del recuento se establece arbitrariamente y depende fundamentalmente de la granulometría promedio y del tipo de fábrica.

El procedimiento se basa en superponer una malla de contaje sobre la lámina delgada y el procedimiento consta de tres etapas que son las siguientes:

- Determinación de la densidad numérica de cada fase mineral
- Determinación del porcentaje superficial ocupado por cada fase mineral
- Cálculo del área media de las secciones de cada fase mineral a partir de los datos obtenidos en las dos etapas anteriores

Este método no solamente da como resultado el tamaño medio de las secciones del grano, sino también de la densidad numérica y de los porcentajes superficiales ocupados por las secciones de las distintas fases. Estos porcentajes superficiales son equivalentes a los volumétricos.

Determinación de la densidad numérica (Q_A)

La densidad numérica se define como el número de secciones de granos por unidad de superficie y se representa como Q_A . Para determinarla hay que determinar el número de secciones de cristales, de los distintos minerales, que hay en la imagen y dividirlo por el área de dicha imagen, para esto se deben tomar en cuenta las normas de Gundersen (Tomado de Montero, 2009) para poder saber cuales son las secciones que deben entrar al conteo. Por lo que Gundersen propone colocar un marco de referencia

sobre la imagen, este marco esta formado por un rectángulo con dos lados adyacentes de líneas continuas y los dos lados opuestos de líneas discontinuas, tal como se observa en la Figura 2.1. El número de secciones que hay que contar seria la suma de todas las secciones situadas completamente dentro del marco de referencia, más las secciones que tengan alguna porción dentro del marco siempre que no corten las líneas continuas del marco, como se muestra en la Figura 2.1.

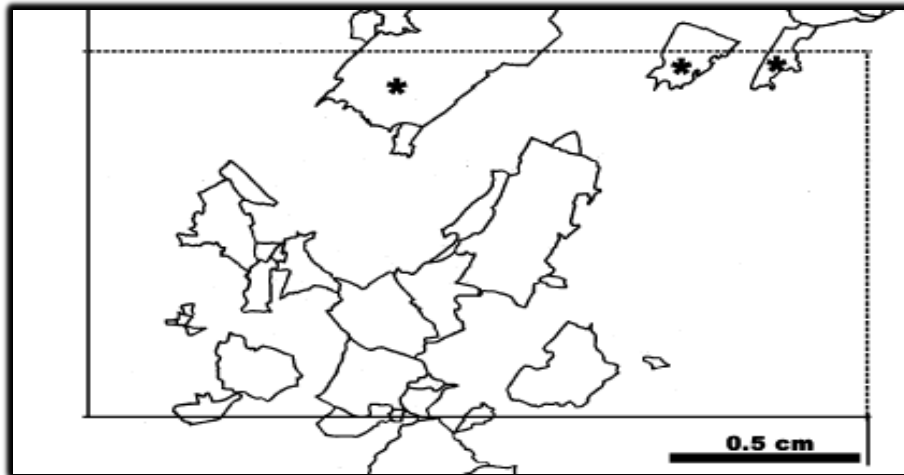


Figura 2.1 Marco de contaje superpuesto en una lámina delgada (Montero, 2009).

Se cuentan todos los granos cuyas secciones están completamente dentro del marco las cuales son 20 para este ejemplo, más las tres secciones incompletas que no cortan las líneas continuas, marcadas con un asterisco en la figura.

Una vez obtenido el número de secciones y tomando en cuenta el área del marco se determina la densidad numérica con la ecuación 2.2:

$$Q_A = \frac{\text{número de secciones}}{\text{área del marco}} \quad (2.2)$$

Determinación del porcentaje superficial ocupado por cada fase

Si en el interior del marco de referencia se dispone de una malla de puntos, como se muestra en la Figura 2.2, puede llevarse acabo la determinación del porcentaje de superficie que ocupa cada fase mineral en la imagen.

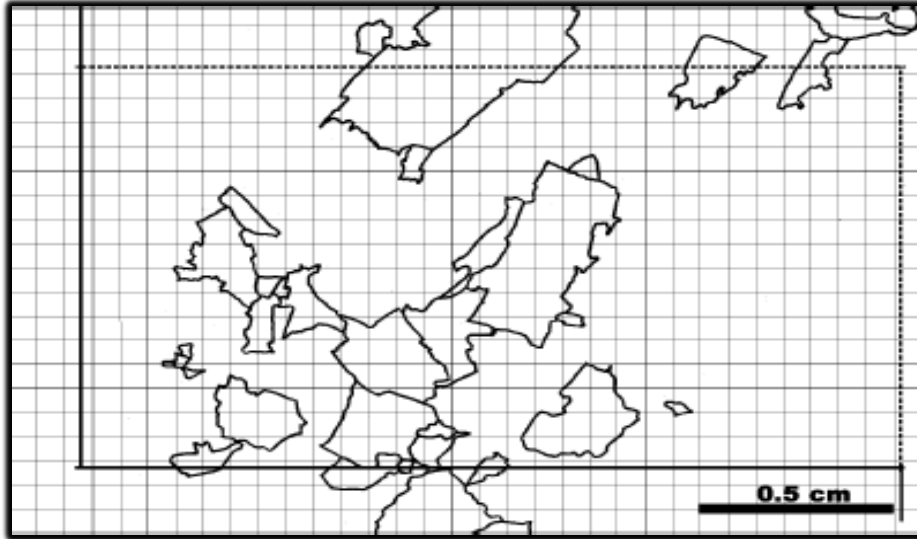


Figura 2.2 Malla para el conteo de puntos superpuesta a la lámina delgada (Montero, 2009).

En la imagen se muestra que hay 510 puntos dentro del marco, de los cuales 107 están situados dentro de secciones.

Una vez obtenidos estos valores se determina el porcentaje superficial ocupado por cada fase con la ecuación 2.3:

$$A_A = 100 * \left(\frac{\text{puntos dentro de secciones}}{\text{puntos dentro del marco}} \right) \quad (2.3)$$

Para este ejemplo tenemos:

$$A_A = 100 * \left(\frac{107}{510} \right) = 21\%$$

Calculo del tamaño medio de grano de cada fase mineral (a)

El tamaño medio de grano de cada fase mineral se calcula a partir de los datos obtenidos en las dos etapas anteriores, dividiendo la superficie ocupada por cada fase mineral entre la densidad numérica de cada fase mineral, como lo muestra la ecuación 2.4:

$$a = \frac{\text{superficie}}{\text{densidad}} \quad (2.4)$$

2.2.2. Escalas de medición del tamaño de grano

Debido a la gran variedad de tamaños de grano se usan escalas logarítmicas o geométricas, ya que el uso de una escala lineal complicaría mucho el estudio. La escala universalmente usada por la sedimentología es la de Wentworth (1922), la cual fue modificada por última vez en el año de 1992.

La escala granulométrica de Wentworth ha sido utilizada básicamente para diferenciar los tipos de sedimento. Los términos en la escala de Wentworth sólo se refieren al tamaño de las partículas y no a la composición de estas. En 1934 Krumbein utiliza la escala phi, la cual expresa el tamaño de grano como un logaritmo negativo base 2 del diámetro de grano en milímetros, y de esta manera cada límite textural de Wentworth es un número entero.

$$\Phi = -\log_2 d \quad (2.5)$$

donde:

d=diámetro (mm).

Los grupos principales de tamaño son: gravas (diámetros mayores a 2mm de diámetro), arena (diámetros entre 2 y 0.0625 mm de diámetro), limo (diámetro entre 0.0625 y 0.0039 mm) y por último las arcillas (diámetro menor a 0.0039mm) (Figura 2.3).

	Tamiz de malla estándar de U. S.	Milímetros	Unidades Phi (Φ)	Clase de tamaño Wentworth
GRAVA		4096	-12	Bloque
		1024	-10	
		256	-8	Canto, Guija
		64	-6	
		16	-4	Guijarro
	5	4	-2	
	6	3.36	-1.75	Gránulo
	7	2.83	-1.5	
	8	2.38	-1.25	
	10	2.00	-1.0	
12	1.68	-0.75		
14	1.41	-0.5		
16	1.19	-0.25		
18	1.00	0.0		
20	0.84	0.25		
25	0.71	0.5	Arena gruesa	
30	0.69	0.75		
35	0.50	1.0	Arena media	
40	0.42	1.25		
45	0.35	1.5	Arena fina	
50	0.30	1.75		
60	0.25	2.0	Arena muy fina	
70	0.210	2.25		
80	0.177	2.5	Limo grueso	
100	0.149	2.75		
120	0.125	3.0	Limo medio	
140	0.105	3.25		
170	0.088	3.5	Limo fino	
200	0.074	3.75		
230	0.0625	4.0	Limo muy fino	
270	0.053	4.25		
325	0.044	4.5	Arcilla	
	0.037	4.75		
LIMO		0.031	5.0	Arcilla
		0.0156	6.0	
		0.0078	7.0	
		0.0039	8.0	
ARCILLA		0.0020	9.0	Arcilla
		0.00098	10.0	
		0.00049	11.0	
		0.00024	12.0	
		0.00012	13.0	
		0.00006	14.0	

Figura 2.3 Escala granulométrica de Wentworth (Manual para el trabajo geológico de campo, 2010).

2.2.3. Importancia del tamaño de grano

El tamaño de grano es una propiedad física fundamental para la descripción de las rocas sedimentarias ya que es de esta propiedad que se derivan otras propiedades de

suma importancia como lo es la porosidad y la permeabilidad; en el ámbito petrolero, el potencial de la roca almacén depende directamente de este tamaño de grano, por ejemplo las arenas son mejores almacenadoras de hidrocarburos que las rocas de grano fino como lo son las lutitas, pero las lutitas son por excelencia las rocas generadoras de hidrocarburos, lo cual se explicará más a detalle en capítulos siguientes.

El tamaño y selección del sedimento reflejan los mecanismos de sedimentación y las condiciones de depósito, además, el tamaño de grano es útil para la interpretación de los ambientes de depósito de rocas sedimentarias antiguas; con esto, las características del tamaño de grano reflejan las condiciones de los ambientes de depósito, lo que ha provocado un extenso análisis por parte de los expertos.

Los geólogos han estudiado por más de una década el tamaño de grano, enfocando principalmente sus estudios en la forma de interpretar los resultados y así poder hacer un mejor análisis de los datos obtenidos.

2.3. Forma

La forma es la relación que guardan entre sí los tres ejes principales de la partícula. La forma de los minerales y los clastos de las rocas sedimentarias son determinadas por una variedad de factores como lo son: la forma original de los granos minerales de la roca de donde provienen, la naturaleza e intensidad del transporte, y los procesos de sepultamiento como la compactación, la cual puede cambiar la forma de estos sedimentos. Sin embargo, los sedimentos pueden mostrar un amplio rango de formas dependiendo de su historia.

Las partículas sedimentarias muestran una gran variedad de formas geométricas, que dependen de su estructura interna y proporcionan información del origen e historia de la partícula, algunas son simples y simétricas, pero otras tienen formas extremadamente complejas (Davis, 1977).

La forma se refiere al grosor y configuración general de los granos y refleja variaciones en sus proporciones. La forma de los granos se define por tres aspectos diferentes pero relacionados entre sí. La esfericidad es la primera de ellas, ya que la forma de algunas partículas se asemeja al de una esfera, otras pueden tener laminaciones o forma de vara. El segundo es la redondez, la cual no debe ser confundida con la esfericidad, debido a que la redondez es una medida de la angulosidad de las esquinas del grano. Los granos bien redondeados tienen esquinas y bordes suaves, los granos pobremente redondeados tienen esquinas y bordes muy angulosos. La textura superficial es la tercera de ellas, la cual se refiere a todas las marcas que ocurren en la superficie de los granos.

Las formas esferoidales o equidimensionales proceden de rocas de composición y estructura uniformes; las formas discoidales y tabulares proceden de rocas

estratificadas o con minerales laminados; las formas proladas, laminadas o en barra corresponden con rocas metamórficas o con minerales elongados; las formas biogénicas corresponden con estructuras orgánicas. La Figura 2.4 ejemplifica de mejor manera estas diferentes formas de los granos.

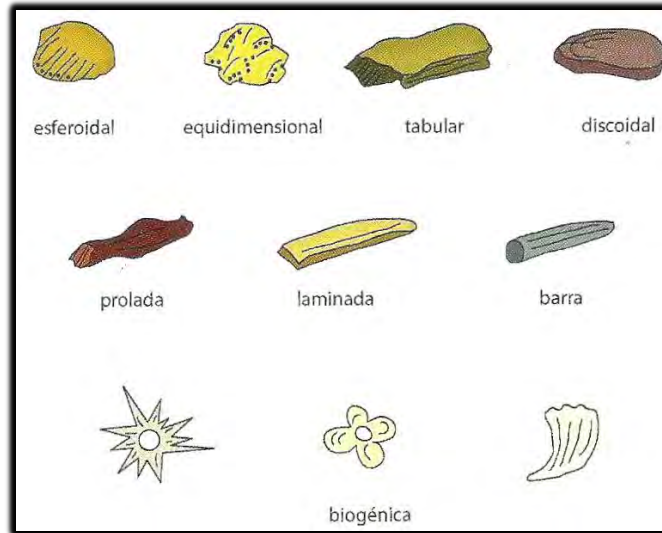


Figura 2.4 Clasificación de formas con base en su aspecto (Manual para el trabajo geológico de campo, 2010).

La esfericidad, la redondez y la textura superficial son propiedades independientes y reflejan en general, la composición y los planos de debilidad de la roca. La Figura 2.5 muestra un ejemplo de la redondez y esfericidad de las partículas, propiedades que suelen estimarse por simple comparación visual de la partícula en estudio, con las presentadas en la figura.

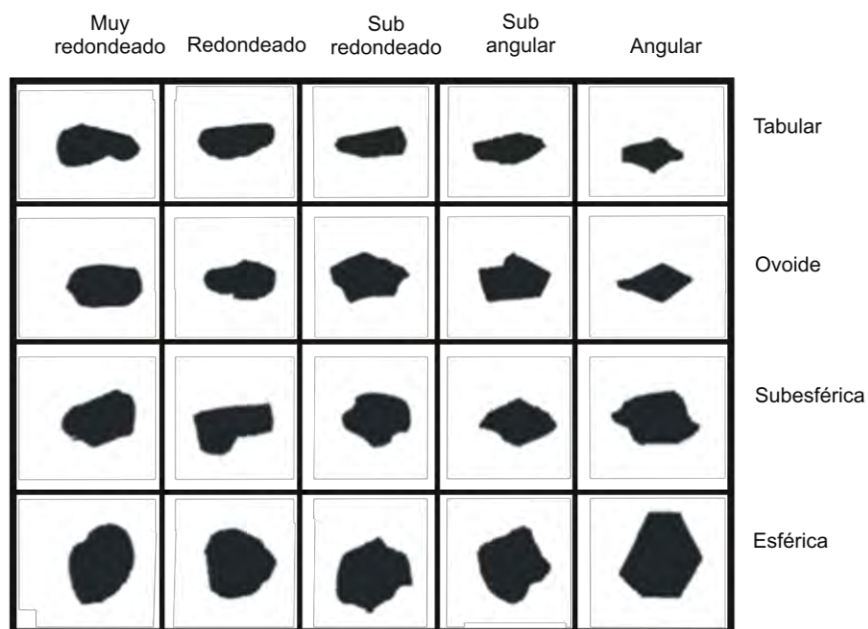


Figura 2.5 Redondez y esfericidad (Krumbein y Sloss, 1963).

2.3.1. Esfericidad

La esfericidad de una partícula es un término que fue introducido por Waddel (1932) y se refiere a qué tanto el grano se asemeja a tener la forma de una esfera perfecta. La Figura 2.6 muestra una tabla de comparación visual para el cálculo de la esfericidad de los granos.

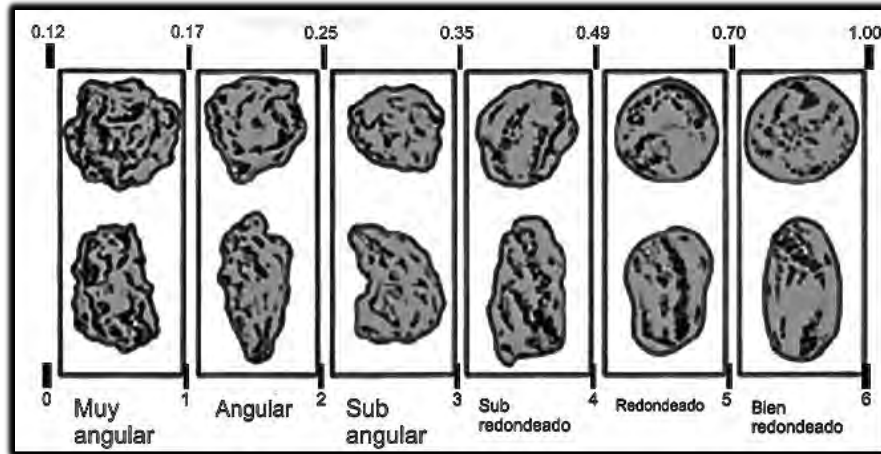


Figura 2.6 Escala de redondez (Powers, 1953).

La esfericidad de las partículas esta principalmente en función de la forma original de los granos, sin embargo las partículas de tamaño de gravas pueden ser fácilmente modificadas debido a la abrasión y fracturas durante el transporte. La esfericidad afecta la velocidad de asentamiento de las partículas pequeñas (las partículas esféricas se asientan más rápido que las partículas no esféricas) y el transporte de las partículas de tamaño de grava que se mueven por tracción (las partículas esféricas ruedan de mejor manera que las que no se asemejan a una esfera).

Aunque es sabido que la esfericidad está afectada por el transporte de las partículas, aún no se ha podido demostrar que solamente con la esfericidad se pueda interpretar los ambientes de depósito. Aunque estudios empíricos muestran diferencias en la esfericidad de los granos de diferentes ambientes, estas diferencias no terminan por ayudar en identificar el ambiente de depósito en el cual fue formado.

El término de esfericidad se refiere al grado en el cual la partícula se asemeja a una esfera, está fuertemente influida por el origen de la partícula, así como por la redondez (Davis, 1992).

La esfericidad es la relación entre la longitud y la extensión de las imágenes, también puede expresarse como dn / D_s , donde dn es el diámetro nominal (diámetro de la esfera de un mismo volumen) y D_s es el diámetro de la esfera circundante.

2.3.2. Redondez

La redondez de los granos está dada por el grado de curvatura de cada una de las esquinas de la partícula y es una función de la composición, del tamaño del grano, del tipo de transporte (nivel de energía) y de la distancia que recorrió durante este transporte.

La redondez expresa la suavidad de los contornos y describe su grado de curvatura; oscila entre los términos de muy anguloso (con fuertes ángulos y ningún contorno suavizado) a muy redondeado (sin ningún tramo plano en su contorno convexo) (Corrales, 1977).

La redondez de las partículas se refiere a la uniformidad de los bordes y esquinas, la erosión física y las reacciones químicas contribuyen a estas características, en donde la abrasión es la más importante (Davis, 1977).

Terminología:

Bien-redondeado: las caras, los bordes, y las esquinas originales han sido destruidos por la abrasión y cuya superficie entera consiste en amplias curvas sin ningunas áreas planas. Valor de la redondez entre 0.7 y 1.00 (Pettijohn, 1957).

Redondeado: Redondo o en forma curvada; los bordes y las esquinas originales se han alisado a curvas algo amplias y cuyas caras originales son quitadas casi totalmente por la abrasión. Algunas áreas planas pueden permanecer. Valor de la redondez entre 0.49 y 0.7.

Subredondeado: Parcialmente redondeada, muestra considerable abrasión pero no completa, forma original evidente, pero los bordes y las esquinas están redondeadas a curvas lisas. Área reducida de caras originales. Valor de la redondez entre 0.35 y 0.49.

Subangular: Algo angular, libre de los bordes agudos, pero no suavemente redondeados, muestra signos de abrasión leve pero conservando la forma original. Caras sin tocar, mientras que los bordes y las esquinas están redondeados hasta cierto punto. Valor de la redondez entre 0.25 y 0.35.

Angular: Bordes y esquinas agudos, poco o nada de evidencia de la abrasión. Valores de redondez entre 0.17 y 0.25.

Muy angular: Powers (1953) utilizó esto como clase similar a la de angular de Pettijohn (1957) y con un valor de la redondez de 0.10 a 0.17. Sugerida para reservar este término para esas pocas partículas cuyos bordes y esquinas son tan agudos que podrían cortar.

A continuación se muestra la tabla 2.1 que es la escala de redondez de Powers.

Intervalo de redondez	Valor medio del intervalo	Calificación
0.10-0.17	0.14	Muy anguloso
0.17-0.25	0.21	Anguloso
0.25-0.35	0.30	Subanguloso
0.35-0.49	0.41	Subredondeado
0.49-0.70	0.59	Redondeado
0.70-1.00	0.84	Muy redondeado

Tabla 2.1 Escala de redondez (Powers, 1953).

Otro método para la determinación de la redondez es mediante la comparación visual con cartas preestablecidas (Powers, 1953).

En la Figura 2.7 se tiene un ejemplo en lámina delgada de granos de sedimento con bajos valores de esfericidad y además subredondeados.

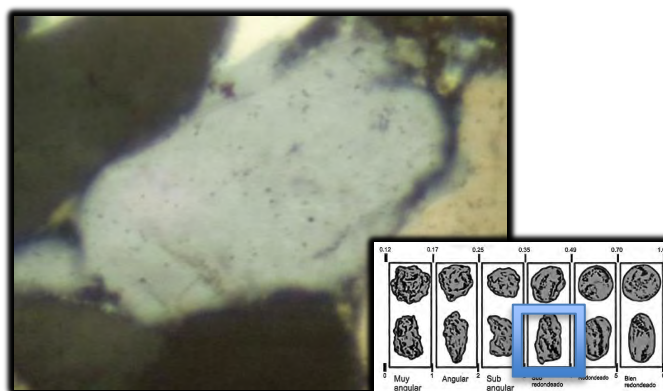


Figura 2.7 Estimación visual de la redondez y esfericidad de los sedimentos (Laboratorio de petrología, F.I.).

Si hablamos un poco acerca de la influencia que tienen los minerales duros y resistentes tales como el cuarzo y el zircón debemos señalar que se redondean menos durante el transporte que los granos débiles como los feldespatos o los piroxenos. Los granos de minerales resistentes de 0.05 a 0.1 mm parecen no ser redondeados por ningún tipo de transporte. Debido a estos factores, siempre es necesario trabajar con partículas del mismo tamaño y composición cuando se realizan estudios de redondez.

Existen estudios experimentales en canales de flujo y túneles de viento para la determinación de los efectos de abrasión en el transporte de granos de cuarzo del tamaño de arenas, estos estudios han mostrado que el transporte por viento es de 100

a 1000 veces más efectivo en la redondez de los granos que el transporte por agua, de hecho se necesitan aproximadamente 100 km de distancia de transporte por agua para que ocurra el redondeo; esto se ha podido verificar en ríos donde se han hecho estos estudios de redondeo. La eficiencia de la redondez de las arenas en las playas por la acción del oleaje no ha sido entendida del todo, en general el proceso de oleaje es menos efectivo en la redondez de los granos que el transporte por viento pero más efectivo que el transporte por los ríos.

Una vez que se adquiere la redondez de los granos de cuarzo, no es tan fácil perder esta característica, mas bien, puede ser preservada a través de los ciclos de sedimentación. Una buena redondez de los granos de cuarzo indica que en algún ciclo anterior esta redondez se debió a un transporte por viento, pero es muy complicado saber si fue exactamente el ciclo anterior o algunos ciclos anteriores.

La redondez de los granos durante su transporte esta fuertemente relacionado a la composición y al tamaño de los granos. Los granos suaves llegan a ser redondeados más fácilmente que los granos bien consolidados, además los granos de mayor tamaño son más fácilmente redondeados que los granos de menor tamaño. A pesar de que el transporte por río es relativamente ineficiente en la redondez de granos pequeños de cuarzo, las gravas pueden llegar a ser bien redondeados por este tipo de transporte. Dependiendo del tamaño y composición de cada grano estos pueden llegar a ser bien redondeadas en el transporte por río.

Los granos bien redondeadas en rocas sedimentarias antiguas generalmente indican un transporte fluvial. El grado de redondez puede no ser una estimación real de la distancia de transporte. La mayor redondez se da al inicio del transporte generalmente dentro de los primeros kilómetros, ya que son en estos kilómetros donde el grano esta más anguloso y por tanto es más fácil de redondear esas esquinas tan marcadas que cuando ya no lo están. Además, la redondez de los granos no es un mal indicador del ambiente fluvial porque los granos pueden llegar a ser también redondeados en los ambientes marinos y en los lagos. Además las gravas pueden ser redondeadas en ambientes marinos cercanos a la costa donde pueden ser arrastradas de nuevo por corrientes de turbidez y recementadas en las partes profundas del océano.

2.4. Textura superficial

La superficie de los sedimentos o de las rocas puede ser pulida, afinada o marcada por una variedad de características como huecos, ralladuras y/o fracturas. Esta textura superficial se origina de diversas formas incluyendo abrasión mecánica durante el transporte del sedimento, pulido durante la deformación y corrosión química o ataque químico en la superficie del grano durante la diagénesis. Las características texturales sobre la superficie como el pulido, puede ser observado fácilmente con una lupa, sin embargo, un estudio detallado de la textura superficial requiere de un microscopio

electrónico el cual fue desarrollado por Krinsley (1962) para estudiar de manera detallada la textura superficial de las rocas.

Muchos de los investigadores que se han especializado en el tema han enfocado sus estudios en granos de cuarzo, debido a su dureza física y a la estabilidad química, la cual permite a estas partículas mantener marcas en su superficie por largos periodos de tiempo geológico.

Se han identificado mas de 25 diferentes características texturales superficiales como lo son crestas, escamaciones, fracturas, oquedades, etc. La textura superficial parece ser más susceptible al cambio durante el transporte de sedimentos y depositación que la esfericidad y redondez. Es mucho mas fácil remover la textura superficial antigua y generar nuevas características que generar cambios en la redondez y esfericidad de los granos, por lo tanto los geólogos están más interesados en el estudio de la textura superficial como posible indicador de condiciones de transporte y ambientes de depósito antiguo. Las marcas producidas en los granos en un ambiente pueden ser mantenidas en granos que son transportados dentro de otro ambiente.

Aunque se requiere una menor abrasión para remover las marcas en superficie que la que se requiere para cambiar la esfericidad y redondez, las marcas que se mantuvieron de ambientes anteriores pueden permanecer en los granos por un largo periodo de tiempo antes de que sean removidos o reemplazados por diferentes marcas producidas en el nuevo ambiente.

2.5. Fábrica

La fábrica de las rocas sedimentarias está en función de la orientación de los granos y de su empaquetamiento, es por esto que la fábrica es una característica de los granos. La orientación y el empaquetamiento de los granos, controlan las propiedades físicas de las rocas sedimentarias como la porosidad y la permeabilidad. La fábrica puede ser aleatoria (isotrópica) u orientada (anisotrópica). Una fábrica orientada consiste en la alineación paralela de los clastos elongados o discoidales, la cual es producto de una corriente constante y en la misma dirección. La Figura 2.8 muestra estos tipos de fábrica:

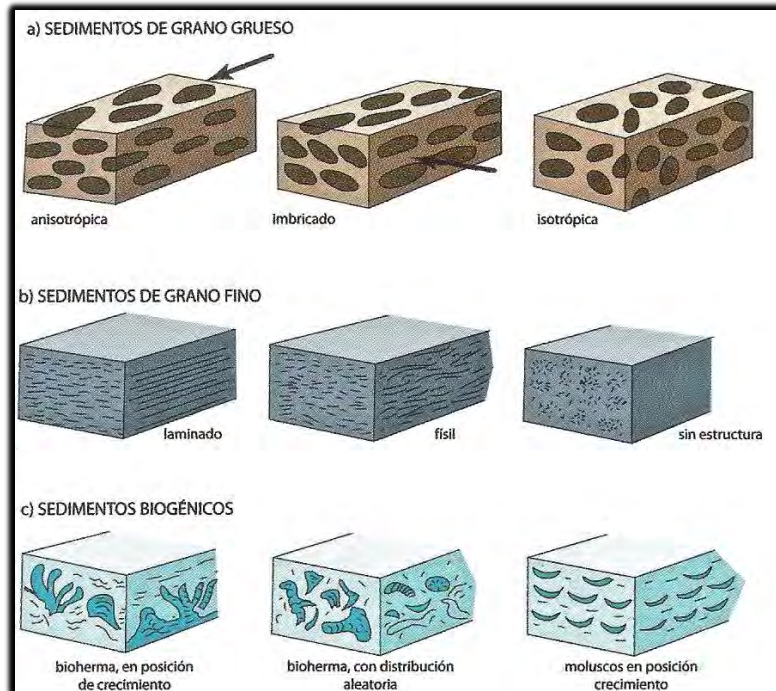


Figura 2.8 Fabrica (Manual para el trabajo geológico de campo, 2010).

Las fabricas sedimentarias pueden distinguirse en base al tipo de sedimento:

- Desarrolladas en sedimentos gruesos, son indicadores de paleocorrientes, ya que los granos tienden a alinearse de acuerdo a su eje mayor en forma paralela o transversal a la dirección de corriente (en la Figura 2.11 las flechas indican la dirección de flujo).
- Desarrolladas en materiales finos, se forman superficies laminadas, alineadas en forma más o menos paralela a la estructura laminar de las arcillas.

2.5.1. Orientación de los granos

Las partículas de las rocas sedimentarias que tienen forma de disco o forma elongada u ovalada comúnmente muestran unos grados de orientación preferencial. Las partículas en forma de disco tienden a estar alineadas en planos que son aproximadamente paralelos a la superficie de estratificación de los depósitos. Las partículas elongadas muestran una fuerte tendencia a estar orientados con sus ejes longitudinales apuntando más o menos en la misma dirección. La orientación preferencial de estas partículas es causada por el transporte y los procesos de depósito y están relacionadas a la velocidad de flujo y a otras condiciones hidráulicas en el sitio de depósito.

La mayoría de los estudios de orientación han mostrado que las arenas depositadas por flujo de fluidos tienden a estar alineadas paralelas a la dirección de la corriente,

aunque pueden estar presentes un grupo de granos secundarios orientados normales al flujo de corriente.

Las arenas pueden mostrar una buena imbricación (superposición parcial de objetos iguales) con ejes longitudinales generalmente con buzamiento corriente arriba en ángulos menores de 20° . La imbricación se refiere a la superposición de las partículas que son similares entre sí. Las partículas de sedimento arenoso depositadas por corrientes de turbidez, también tienden a ser alineadas paralelas a la dirección de flujo y mostrar una imbricación corriente arriba en ángulos que exceden los 20° ; sin embargo, en algunos depósitos la orientación de la dirección e imbricación puede ser variable. En casos donde la depositación fue debido a una corriente de bajo caudal, los granos pueden no mostrar una dirección preferencial y en muchos casos tener ausencia de imbricación. Las inconsistencias o bimodalidad (tiene dos modos o formas de producirse) de la fabrica parecen ser relacionadas a una muy rápida deposición de los sedimentos.

2.5.2. Empaque, relación grano a grano y porosidad

El estudio del empaque es importante para determinar la calidad del yacimiento; ya que cuando aumenta el empaque disminuye el volumen y tamaño de poro, afectando la permeabilidad.

El empaquetamiento de los granos se refiere al espaciamiento o patrones de densidad de los granos en una roca sedimentaria y está en función principalmente del tamaño de grano, la forma y el grado de compactación de los sedimentos. Un fuerte empaquetamiento afecta la densidad aparente de las rocas, así mismo a la porosidad y la permeabilidad.

El efecto del empaquetamiento se puede entender considerando el cambio en la porosidad cuando un arreglo de granos o esferas cambia de la forma cubica a la forma romboidal. El empaquetamiento cúbico produce una porosidad de 47.6% mientras que el empaquetamiento romboidal tan sólo puede tener una porosidad del 26% como se muestra en la Figura 2.9. El empaquetamiento natural de las partículas es mucho mas complejo debido a las variaciones en el tamaño, la forma y la clasificación y además de esto, se complica aun más en rocas sedimentarias litificadas debido a los efectos de compactación.

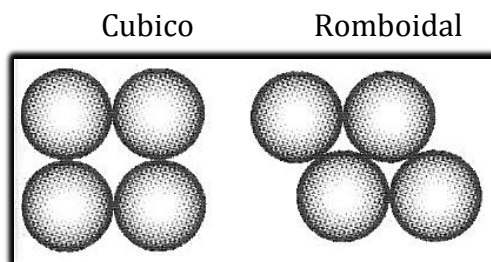
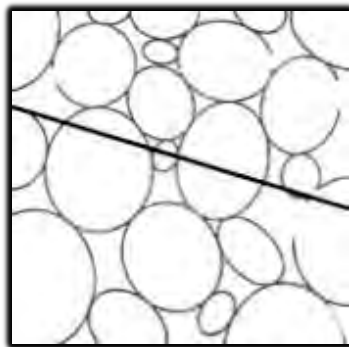


Figura 2.9 Empaquetamiento (Manual para el trabajo geológico de campo, 2010).

Configuraciones ideales de empaquetamiento para esferas de igual tamaño

Una forma de medir el índice de empaquetamiento, es contando el número de contactos grano a grano (N_c) a lo largo de una recta hipotética de longitud l como se muestra en la Figura 2.10. Aplicando la ecuación 2.6, en donde D es el diámetro medio de los clastos.



Plano en sección delgada

$$I_e = \frac{N_c}{l} D \quad (2.6)$$

Figura 2.10 Índice de empaquetamiento (Geología general, 2008).

Una pobre clasificación de los sedimentos tiende a tener más bajas porosidades y permeabilidades que los sedimentos bien clasificados debido a que los sedimentos pobremente clasificados son empaquetados más estrechamente y además se permite a los sedimentos más finos llenar el espacio poroso entre los granos de mayor tamaño. Los ingenieros petroleros y geólogos se enfocan más en el estudio de la porosidad de las rocas sedimentarias porque es la que determina el volumen de fluidos (aceite, gas o agua) que puede llevarse a cabo dentro de un yacimiento en particular.

La compactación causa una mayor reducción en la porosidad, por ejemplo, una arenisca tiene una porosidad original del 40%, pero esta porosidad puede ser reducida por el sepultamiento de la roca y por tanto llegar a tener una porosidad menor al 10% debido a la compactación que sufre la roca por la carga de sedimentos. Las fuerzas de compactación provocan un contacto más estrecho entre los granos y por tanto un cambio en el contacto grano a grano. En el año de 1950 Taylor identificó 4 tipos de contacto grano a grano, los cuales se describen a continuación y se muestran en la Figura 2.11:

- Contacto tangencial o contacto de punto.
- Contacto longitudinal: aparece como una línea recta en el plano de una sección delgada.
- Contacto cóncavo-convexo: aparece como una línea curva en el plano de una sección delgada.
- Contacto saturado: aparece como interpenetraciones entre los granos.

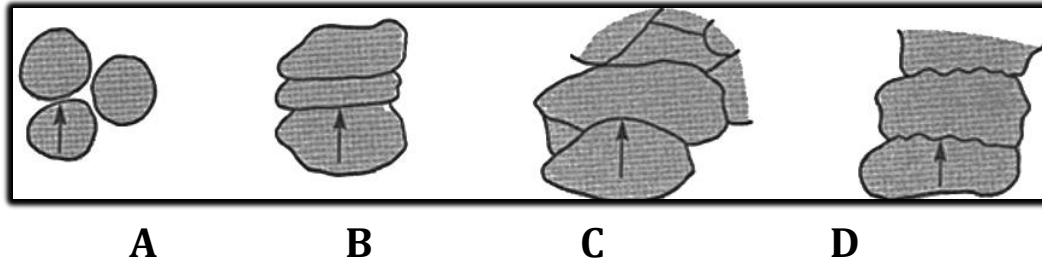


Figura 2.11 Tipos de contacto entre granos. A. Tangencial. B. longitudinal. C. Cóncavo-convexo. D. Saturado (Taylor, 1950).

En el inicio del depósito el contacto entre los granos es básicamente tangencial o puntual, pero conforme aumenta la presión, el área de contacto entre los granos es mayor y estos contactos se modifican, de tal manera que el contacto tangencial se modifica a longitudinal, cóncavo-convexo, o saturado, dependiendo de la intensidad del sepultamiento (Pettijohn, 1975).

En un empaquetamiento muy libre algunos granos pueden no hacer contacto con otros granos en el plano de una sección delgada y pueden ser denominados granos flotantes. Los tipos de contacto están relacionados a la forma de ambas partículas y a su empaquetamiento. El contacto tangencial ocurre sólo en un empaquetamiento libre mientras que los contactos cóncavo-convexo y saturado ocurren en rocas que han sido objeto de una compactación considerable durante su sepultamiento. La relativa abundancia de estos tipos de contacto puede ser usada como una medida aproximada del grado de compactación, empaquetamiento y profundidad de sepultamiento de los granos.

Los granos en las areniscas están en contacto continuo grano a grano cuando se consideran tres dimensiones, así estos granos forman una fábrica de grano soportado. Los conglomerados depositados por flujo de fluidos también generalmente tienen una fábrica de grano soportado. Por otro lado, en las corrientes de turbidez los conglomerados tienen una fábrica de matriz soportada en la cual los guijarros no tienen contacto grano a grano, pero flotan en una matriz de arena o lodo. Los conglomerados en matriz soportada indican una deposición en condiciones donde los sedimentos finos son abundantes y la deposición ocurre mediante procesos de transporte de masa o mediante procesos que causan un pequeño retrabajo en un sitio de deposición. La Figura 2.12 ejemplifica de mejor forma este tipo de contacto entre granos.

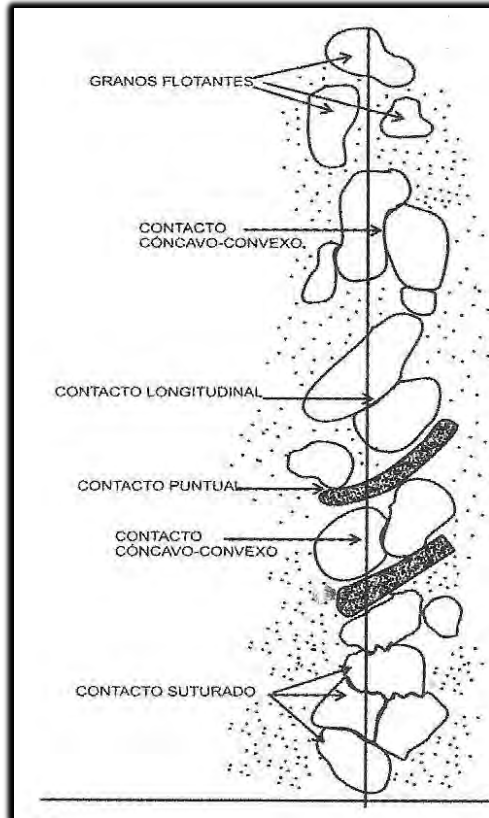


Figura 2.12 Tipos de contacto entre granos, desde los soportados por la matriz hasta los granos saturados (Manual para el trabajo geológico de campo, 2010).

2.6. Clasificación de rocas terrígenas

La mayoría de las rocas sedimentarias pueden agruparse principalmente en tres amplias categorías, que son:

- Terrígenas
- Aloquímicas
- Ortoquímicas

A continuación la Figura 2.13 muestra la clasificación general de las rocas sedimentarias:

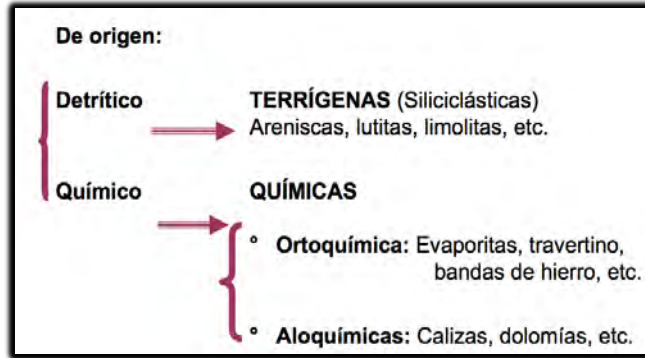


Figura 2.13 Clasificación de rocas sedimentarias (Geología general, 2008).

Las rocas sedimentarias terrígenas constan de granos detríticos también llamados granos estructurales, los cuales forman la estructura de la roca, consolidados mediante un cemento. También pueden estar presentes cantidades variables de matriz y material fragmentado de tamaño sustancialmente más pequeño que el de los granos estructurales.

La porosidad en este tipo de rocas depende de:

- Tamaño del grano
- Forma del grano
- Textura y fábrica de la roca
- Distribución o acomodo de los granos
- Homogeneidad o heterogeneidad de los granos
- Comunicación entre poros

La clasificación de las rocas sedimentarias terrígenas en base a su tamaño de grano es la siguiente:

Conglomerados

Los conglomerados se diferencian de las otras rocas debido a que éstas no son uniformes mecánica ni mineralógicamente, debido a que no sufren los mismos procesos de transporte o intemperismo.

Este tipo de roca consiste de fragmentos de roca removidos de la roca original por agentes mecánicos. Los conglomerados están formados por una base principal y por huecos; esta base está formada de sedimentos gruesos del tamaño de gravas (guijarros, peñascos, etc., mayores a 2 mm) y los huecos son espacios vacíos entre las gravas; estos huecos raramente están vacíos debido a que son llenados por detritos de menor tamaño como arenas o arcillas o por cemento. En la Figura 2.14 se tiene el ejemplo de un conglomerado.



Figura 2.14 Conglomerado (Laboratorio de petrología, F.I.).

Areniscas

Las areniscas son aproximadamente el 25% del total de rocas sedimentarias, este tipo de rocas son de gran importancia en la industria del petróleo debido a que son grandes almacenadoras de gas natural, aceite y agua. A través de su composición y estructuras internas se puede determinar su procedencia y su ambiente de depósito. El tamaño de los sedimentos es de 1/16 a 2mm. y se ejemplifica con la Figura 2.15.



Figura 2.15 Arenisca (Laboratorio de petrología, F.I.).

Este tipo de roca en el sistema del petrolero se le conoce como roca almacén, la cual debe contar con una muy buena porosidad y permeabilidad efectiva; esta roca determina el volumen de hidrocarburos a almacenar.

De acuerdo a Pettijohn las arenas pueden dividirse en tres grupos:

- Terrígenas: son las producidas de rocas preexistentes a través de intemperismo y degradación, los sedimentos producidos por estos procesos

son transportados, seleccionados y modificados por el movimiento de los fluidos.

- Carbonatadas: producidas por ambientes marinos.
- Piroclásticas: producidas por explosiones volcánicas.

Limolitas

Este tipo de roca sedimentaria esta constituida por un tamaño de partícula correspondiente al limo (1/16 a 1/256 mm.). En tamaño de grano ocupan lugar entre las areniscas de grano fino y la rocas arcillosas, sus componentes principales son los minerales arcillosos y el cuarzo. Estas rocas pueden presentar un color amarillo pálido, café, naranja, amarillo, gris o verde, como se muestra en la Figura 2.16



Figura 2.16 Limolita (Laboratorio de petrología, F.I.).

Lutitas

Las lutitas se componen de minerales arcillosos formados de fragmentos de cuarzo, feldespato y mica (menores a 1/256 mm). Son de colores muy variados como gris, verde, rojo, café y negro. Cuando la roca es de color negro es porque está formada por una gran cantidad de materia orgánica. La Figura 2.17 muestra la imagen de una lutita.



Figura 2.17 Lutita (Laboratorio de petrología, F.I.).

Este tipo de roca es de gran importancia en la industria del petróleo debido a que las lutitas que contienen gran cantidad de materia orgánica mediante procesos de sepultamiento, temperatura, espacio y tiempo formará lo que se conoce como roca generadora de hidrocarburos. Otra ventaja de las lutitas es que su porosidad puede ser muy alta, pero tienen una casi nula permeabilidad debido a la configuración de los granos y por tanto esta roca funciona como roca sello en el sistema petrolero; esta roca es de gran importancia debido a que determinará el potencial de hidrocarburos que pueden ser almacenados por la roca almacén.

2.6.1. Clasificación de las areniscas

Una de las clasificaciones más sencillas es la propuesta por Dott (1964) y establece que las areniscas que tienen menos del 15% de matriz se denominan arenitas y las que tienen un porcentaje mayor se llaman wackas. Por otro lado, según la relación porcentual entre el cuarzo, los feldespatos y los fragmentos líticos, se reconocen diferentes campos (Folk, 1968). La Figura 2.18 presenta la clasificación de las areniscas según Dott:

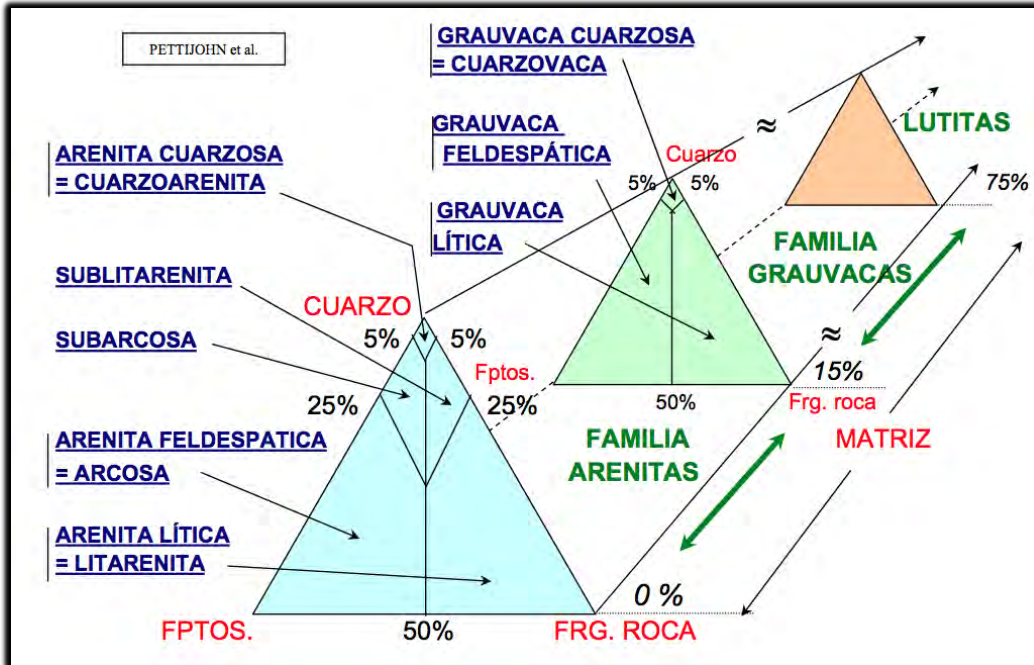


Figura 2.18 Clasificación de las areniscas (Dott, 1964).

Arenitas de cuarzo

Estas rocas también son llamadas ortocuarcitas o cuarzoarenitas, están constituidas por más del 95% de cuarzo. Las características de las arenitas de cuarzo es que son de color blanco, rosáceo y algunas rojas; la cuarzoarenita es una arenisca muy madura.



Figura 2.19 Cuarzoarenita (Laboratorio de petrología, F.I.).

Arenitas feldespáticas

Estas rocas también son llamadas arcosas, son aquellas areniscas que contienen menos del 90% de cuarzo y más porcentaje de feldespato que de fragmento de roca. Lo grueso de los feldespatos y cuarzos derivados de rocas ígneas con micas y arcillas presentes en las arcosas conlleva a contener o no matriz de arcilla con un contenido

promedio de feldespatos mayor al 25%. 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.



Figura 2.20 Arenita Feldespática (Laboratorio de petrología, F.I.).

Arenitas líticas

Estas rocas también son llamadas litarenitas son conocidas por su alto contenido de fragmentos de roca, de esta manera cualquier arenisca que contenga menor proporción del 95% de cuarzo y fragmentos de roca mayor a los feldespatos, es una arena lítica. Este tipo de roca contiene poca o nada de matriz con poros vacíos o llenos de cementante, de color gris claro, el cuarzo es subangular a redondeado.



Figura 2.21 Litarenita (Laboratorio de petrología, F.I.).

Grauvacas

Estas rocas son de color gris oscuro a negro, de granos angulosos, pobre clasificación de acuerdo a Pettijohn. Son areniscas con mas del 15% de matriz.



Figura 2.22 Gravaca (Laboratorio de petrología, F.I.).

Otra clasificación utilizada fue la propuesta por Folk (1974) (Figura 2.23) la cual propone el gráfico A la clasificación para las arenitas que contienen menos del 15% de matriz de grano fino, en términos de los tres principales componentes; cuarzo, feldespato (más fragmentos de gneis y granito) y otros fragmentos de roca. Las arenitas con más del 15% de matriz de matriz de grano fino son las gravacas, y son divididas de acuerdo al gráfico B, considerando los mismos componentes (cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca).

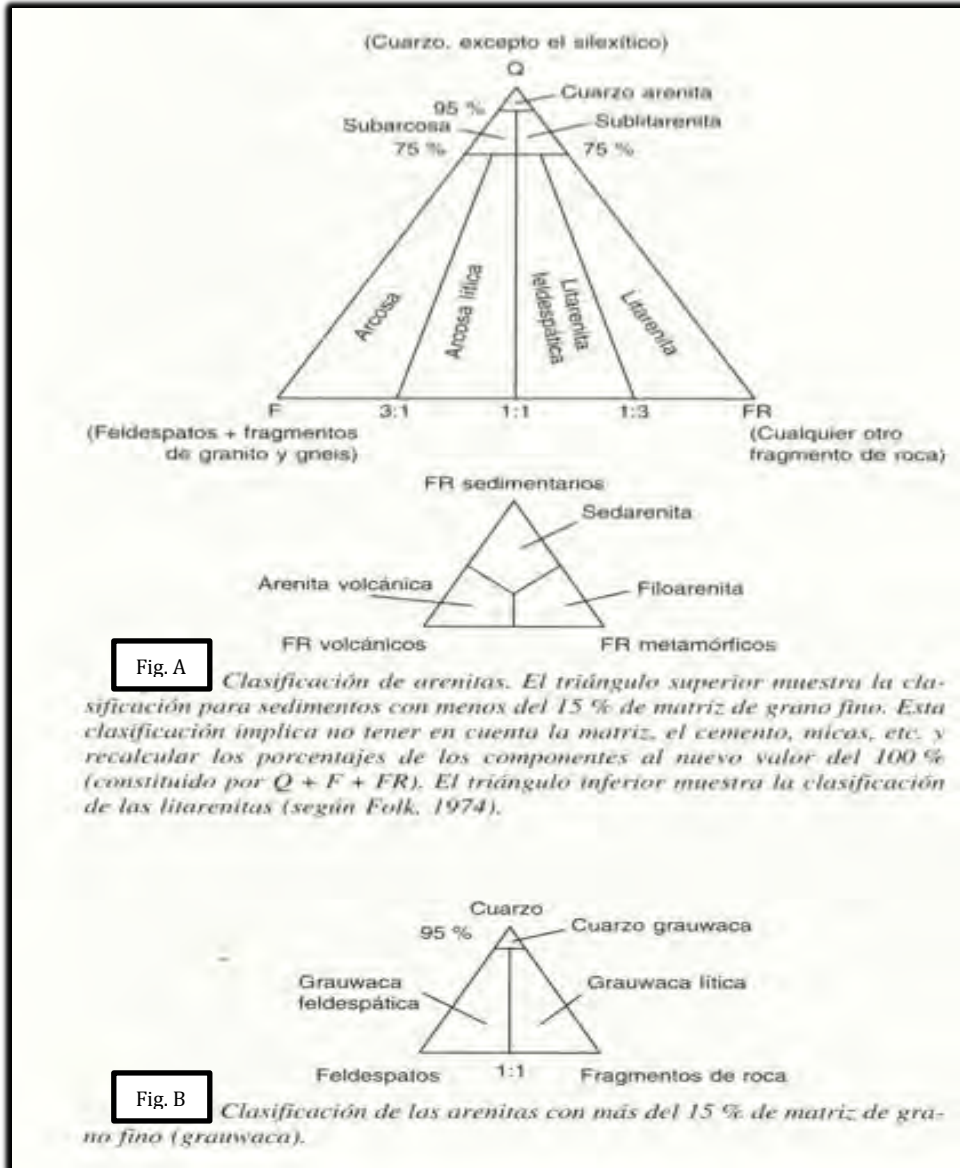


Figura 2.23 Tabla de clasificación de arenitas (Folk, 1974).

3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA ALMACÉN EN YACIMIENTOS TERRÍGENOS

La petrofísica nos ayuda a determinar la relación que existe entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso, además determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos, lo que nos ayuda a recopilar información muy valiosa que se requiere durante la explotación de un yacimiento; algunas de estas propiedades petrofísicas de la roca son la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, la presión capilar, la mojabilidad, etc.

3.1. Porosidad (ϕ)

La porosidad se puede definir como la relación del volumen de poros de un material con respecto al volumen de este material; la porosidad se expresa en fracción o en por ciento del volumen de roca.

La porosidad es una característica física de suma importancia ya que determina el volumen de gas, aceite o agua que puede estar presente en la roca.

A continuación se presentan algunas ecuaciones para poder determinar cuantitativamente la porosidad:

Podemos definir al volumen de roca como la suma del volumen de poros más el volumen de sólidos, como lo muestra la ecuación 3.1

$$V_r = V_p + V_s \quad (3.1)$$

donde:

V_r = volumen de roca

V_p = volumen de poros

V_s = volumen de sólidos

Con la ecuación 3.1 podemos definir a la porosidad como la relación que existe entre el volumen de poros con respecto a la suma del volumen de poros más el volumen de sólidos (ecuación 3.2)

$$\phi = \frac{V_p}{(V_p + V_s)} \quad (3.2)$$

donde:

ϕ = porosidad total

Desde el punto de vista de comunicación entre los poros, existen dos tipos de porosidad que son:

Porosidad absoluta: es el porcentaje del espacio poroso total, con respecto al volumen total de la roca. La cual continuando con el análisis de las ecuaciones, queda definida de la siguiente manera (ecuación 3.3):

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (3.3)$$

donde:

ϕ_a = porosidad absoluta

V_{pc} = volumen de poros comunicados

V_{pnc} = volumen de los poros no comunicados

V_r = volumen de roca

Porosidad efectiva: es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado, con respecto al volumen total de la roca. Y queda definido con la ecuación 3.4

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (3.4)$$

donde:

ϕ_e = porosidad efectiva

V_{pc} = volumen de poros comunicados

V_r = volumen de roca

Y de esta manera también podemos definir a la porosidad absoluta como la suma de la porosidad efectiva más la porosidad de los poros no comunicados, como lo muestra la ecuación 3.5

$$\phi_a = \phi_e + \phi_{pnc} \quad (3.5)$$

donde:

ϕ_a = porosidad absoluta

ϕ_e = porosidad efectiva

ϕ_{pnc} = porosidad de los poros no comunicados

La porosidad también puede dividirse en base a su origen, como lo es:

Porosidad primaria: es la que se forma al momento de la depositación de los sedimentos.

Porosidad secundaria: esta porosidad puede aumentar o disminuir la porosidad primaria y es la que se forma después de la depositación de los sedimentos debido a un proceso geológico subsecuente como:

- Porosidad por disolución de un material sólido que pertenece a la roca
- Porosidad por fracturamiento
- Porosidad por dolomitización
- Porosidad por cementación

3.1.1. Determinación de la porosidad en laboratorio con muestras de roca

Para la determinación de la porosidad absoluta con muestras de roca en laboratorio, se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Observación en microscopio de una fotografía ampliada de una sección de roca en lámina delgada, a la cual se le coloca una retícula cuadrada. Con base en el número total de nodos o cruces de línea de la retícula (N_t) y el número de nodos que caen en el espacio poroso que indica la fotografía (N_p), la porosidad se puede obtener con la ecuación 3.6:

$$\phi_a = \frac{N_p}{N_t} \quad (3.6)$$

- Observación en microscopio de láminas delgadas de roca. Este procedimiento requiere de un patrón de comparación.

En este caso, si se conoce la porosidad de la Figura 3.1, lo que se hace es comparar el valor de porosidad de esta lámina delgada con las que no se conoce su valor, que en este caso es la Figura 3.2 y así tener un valor de porosidad aproximado.

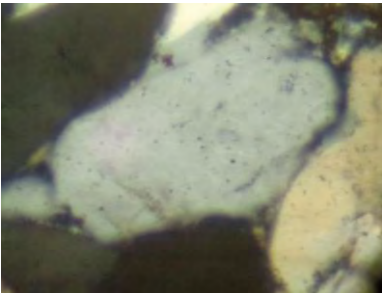


Figura 3.1 Arenisca porosidad 2% (Laboratorio de petrología, F.I.).

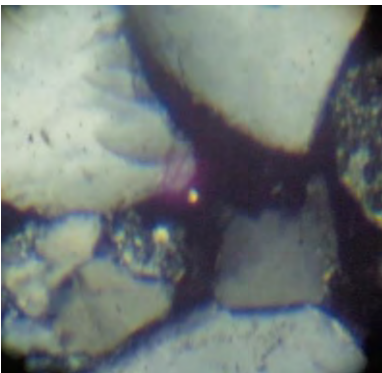


Figura 3.2 Arenisca porosidad 12% (Laboratorio de petrología, F.I.).

- Si la roca es deleznable, se mide el volumen de la muestra V_r , se desmenuza a nivel de grano y se mide el volumen de sólidos V_s , obteniéndose la porosidad absoluta de la siguiente manera (ecuación 3.7):

$$\phi_a = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (3.7)$$

Porosidad efectiva:

Se requiere medir dos de los tres siguientes parámetros V_r , V_{pc} y V_s .

donde:

V_r = volumen de roca

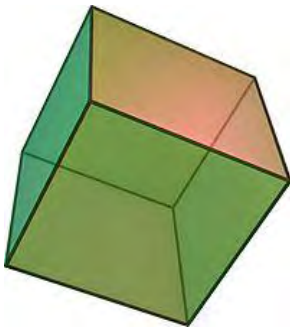
V_{pc} = volumen de poros comunicados

V_s = volumen de sólidos

- Determinación de V_r

Muestras de geometría regular. A partir de sus dimensiones como las Figuras 3.3 y 3.4.

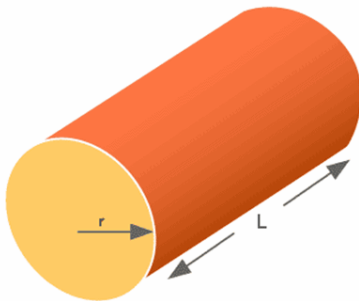
Forma cubica:



$$V_r = L^3 \quad (3.8)$$

Figura 3.3 Forma cubica.

Forma cilíndrica



$$V_r = 3.1416 * r^2 * L \quad (3.9)$$

Figura 3.4 Forma cilíndrica.

Muestras de forma irregular. El volumen de roca (V_r) se calcula mediante el Principio de Arquímedes, como se muestra en la Figura 3.5

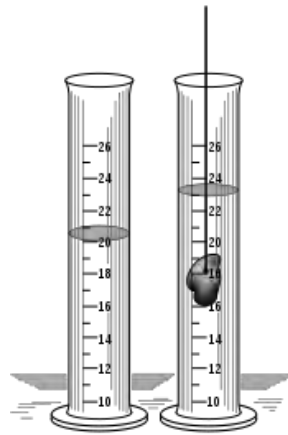
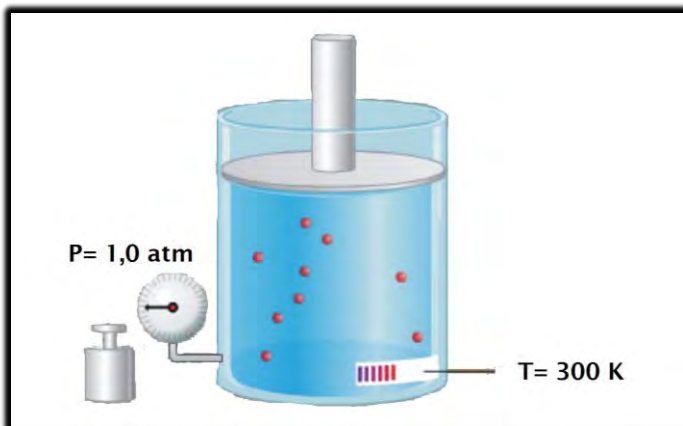


Figura 3.5 Principio de Arquímedes.

Procedimiento: Se introduce la muestra de roca en un recipiente que contenga un fluido de densidad conocida (agua), el volumen de fluido desplazado será igual al volumen de roca que se introdujo en el recipiente.

- Determinación del volumen de poros comunicados (V_{pc})
 - Extracción del aire que satura la muestra
 - Extracción completa del líquido que satura el 100% la muestra
 - Saturación completa (100%) de la muestra con un líquido
- Determinación del volumen de sólidos (V_s)
 - Utilizando un gas inerte como nitrógeno y aplicando la ley de Boyle (ecuación 3.10) (Figura 3.6).



$$P_1V_1 = P_2V_2 \text{ @ } T = cte \quad (3.10)$$

Figura 3.6 Ley de Boyle.

donde:

P_1 = presión inicial (psi)

V_1 = volumen inicial (m^3)

P_2 = presión final (psi)

V_2 = volumen final (m^3)

T = temperatura del sistema

La ley de Boyle establece que la presión de un gas en un recipiente cerrado es inversamente proporcional al volumen del recipiente, cuando la temperatura es constante.

El volumen es inversamente proporcional a la presión:

*Si la presión aumenta, el volumen disminuye

*Si la presión disminuye, el volumen aumenta

Para determinar el volumen de sólidos y poder aplicar la ley de Boyle se debe utilizar un porosímetro tipo Boyle; el método consiste en tomar medidas de los volúmenes que ocupa una masa de gas al cambiar las presiones, manteniendo la temperatura constante.

Este aparato consta de cinco componentes principales que son:

- Dos buretas de vidrio
- Un recipiente portamuestras
- Una válvula de vidrio de tres pasos
- Un tubo de vidrio junto con una regla de madera
- Un bulbo nivelador de vidrio, que contenga mercurio

El procedimiento en forma breve para determinación del volumen de sólidos es el siguiente:

- Con la celda portamuestras vacía y abierta la válvula a la atmósfera, el bulbo nivelador se lleva a una posición determinada, en la que el nivel de mercurio se ajusta a la marca cero sobre la bureta derecha
- La válvula a la atmósfera se cierra y se baja el bulbo nivelador una distancia L , en centímetros de mercurio, igual a la presión atmosférica del lugar (se toma la lectura en la regla). El nuevo nivel de mercurio sobre la bureta derecha corresponde al incremento en el volumen de gas, en centímetros cúbicos, al cambiar a presión más baja P_2 .
- Los dos pasos anteriores se repiten, pero con la muestra dentro de la celda portamuestras

Como la masa de gas se somete a dos presiones: presión atmosférica (P_1) y una presión más baja (P_2), en centímetros de mercurio, para una temperatura constante del lugar, se puede aplicar la ley de Boyle (ecuación 3.11):

$$P_1V_1 = P_2V_2 \quad (3.11)$$

donde:

P_1V_1 = condiciones iniciales del proceso

P_2V_2 = condiciones finales del proceso

V_1 = volumen de la celda portamuestras

$$V_2 = V_1 + \Delta V \quad (3.12)$$

donde:

ΔV = es el incremento de volumen causado por la caída de presión (L-D) en centímetros de mercurio; de acuerdo con el diseño, la distancia D es igual al producto $m \cdot \Delta V$ en donde m es una constante de calibración.

Con la ecuación 3.13 se determina el volumen de la celda portamuestras:

$$V_1 = \frac{\Delta V}{P_1/m \Delta V - 1} \quad (3.13)$$

Finalmente, debido a que se hacen dos mediciones, una sin muestra (V_1) y otra con muestra (V_1'), la diferencia de los dos volúmenes es igual al volumen de los sólidos.

$$V_s = V_1 - V_1' \quad (3.14)$$

Una vez realizado la medición de dos de los tres volúmenes, la porosidad se obtiene de la siguiente manera:

Si se mide

$$V_r, V_{pc} \Rightarrow \phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (3.15)$$

$$V_r, V_s \Rightarrow \phi_e = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (3.16)$$

$$V_{pc}, V_s \Rightarrow \phi_e = \frac{V_{pc}}{V_{pc} + V_s} \quad (3.17)$$

Aplicaciones principales:

- ✓ Determinar la distribución del espacio poroso en el yacimiento
- ✓ Definir la distribución de fluidos en el yacimiento

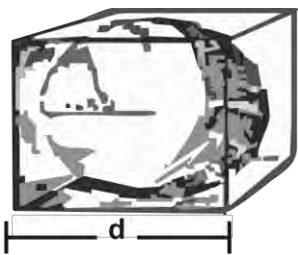
- ✓ Determinar el volumen de hidrocarburos en el yacimiento
- ✓ Estimar reservas de hidrocarburos
- ✓ Calibrar registros geofísicos de porosidad

3.1.2. Influencia del tamaño de grano en la porosidad

Con la Figura 3.7 se determina que debido a que en todos los casos el volumen del clasto es el mismo, la porosidad también tiene el mismo valor y que esta propiedad no está relacionada con el tamaño de grano, cuando no existe variación del tamaño de los granos.

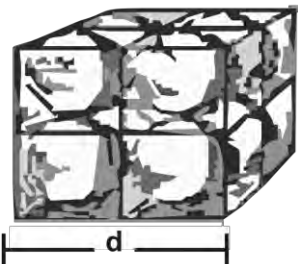
El volumen de la esfera se calcula con la ecuación 3.18:

$$V_{esf} = \frac{4}{3} \pi r^3 \quad (3.18)$$



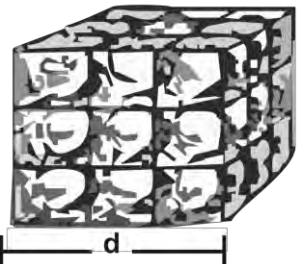
El volumen de este clasto es:

$$V_1 = 1 * \frac{4}{3} \pi \left(\frac{1}{2} d\right)^3 = 52.4 (u^3)$$



El volumen de los 8 clastos es:

$$V_2 = 8 * \frac{4}{3} \pi \left(\frac{1}{4} d\right)^3 = 52.4 (u^3)$$



El volumen de los 27 clastos es:

$$V_3 = 27 * \frac{4}{3} \pi \left(\frac{1}{6} d\right)^3 = 52.4 (u^3)$$

Figura 3.7 Porosidad (Montero, 2009).

3.2. Permeabilidad (k)

Es la facultad que posee una roca para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados que contiene sin modificarse su estructura interna. Si los poros no están conectados no existe permeabilidad.

3.2.1. Permeabilidad absoluta (Ka)

Facilidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso, que depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa. La Figura 3.8 ejemplifica la permeabilidad.

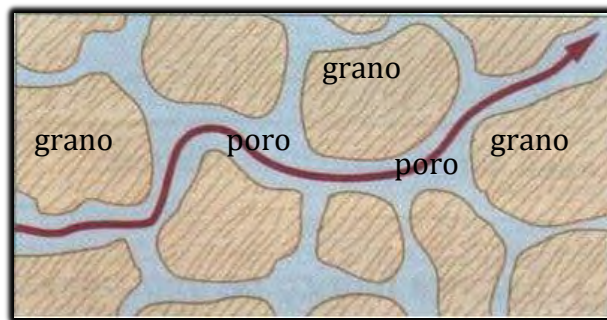


Figura 3.8 Permeabilidad en un medio poroso (Petrounefa, 2010).

La expresión matemática que define la permeabilidad fue desarrollada por Henry Darcy, la cual es muy usada en la industria petrolera.

$$k_a = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (D \text{ o } mD) \quad (3.19)$$

donde:

k_a =permeabilidad, Darcy ó milidarcy

q_f =gasto del fluido que circula, cm^3/seg

μ_f = viscosidad del fluido, centipoise

L= longitud de la muestra, cm

A= área transversal de la muestra, cm^2

ΔP =caída de presión a través de la muestra, atmosferas

La unidad de la permeabilidad es el Darcy el cual se define como la permeabilidad a la cual un volumen de un centímetro cúbico de fluido, con una viscosidad de un centipoise, fluye en un segundo, bajo un gradiente de presión de una atmósfera a través de un medio poroso con un área transversal de un centímetro cuadrado y un centímetro de longitud. La unidad Darcy se puede ejemplificar con la Figura 3.9.

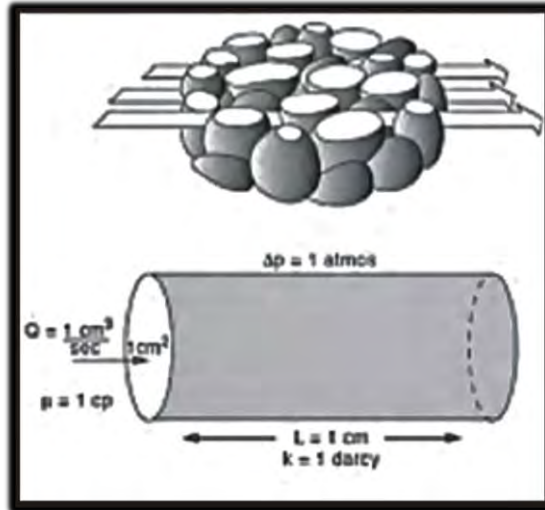


Figura 3.9 Darcy (Caracterización Dinámica de Yacimientos, 2012).

La permeabilidad primaria (k_p), la permeabilidad de la matriz (k_m) y la permeabilidad total (k_T) se obtienen a partir de permeabilidades a un fluido mojante, que no reaccione con los sólidos y que sature completamente el medio poroso.

$$k_s = k_T - k_m \quad (3.20)$$

donde:

k_s = permeabilidad secundaria

Obtención:

- Se corta una muestra cilíndrica y se le extraen los fluidos.
- Se satura con un líquido que cumpla los siguientes requisitos:
 - Sature 100% la muestra.
 - Moje los sólidos de la muestra.
 - No reaccione con los sólidos de la muestra.
- Se mete la muestra en un permeámetro de líquidos y se circula líquido igual al que satura la muestra.
- Se mide la caída de presión en la longitud de la muestra y el gasto de líquido correspondiente.
- Se aplica la ecuación de Darcy apropiada, considerando la geometría de la muestra y la viscosidad del líquido circulante.

$$k_{abs} = \frac{q \mu L}{A \Delta P} \quad (3.21)$$

donde:

k_{abs} = permeabilidad absoluta

3.2.2. Permeabilidad efectiva a un fluido (K_{ef})

Indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso, cuando este no lo satura al 100%.

$$K_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P}; \text{ si } S_f < 100\% \quad (3.22)$$

donde:

K_{ef} = permeabilidad efectiva a un fluido (mD)(Darcy)

q_f = gasto del fluido

μ_f = viscosidad del fluido

L = longitud de la muestra

A = área transversal de la muestra

ΔP = diferencia de presiones en la distancia L

S_f = saturación del fluido

Existe permeabilidad efectiva a gas, al aceite y al agua.

Obtención:

A una muestra con geometría regular y área transversal al flujo, se satura con dos o tres fluidos, se hacen circular estos fluidos a través del medio poroso, en base a los siguientes casos:

- Un fluido en movimiento ($S_f > S_{cf}$) y el otro o los otros dos estáticos ($S_f < S_{cf}$).
(donde: S_f = saturación del fluido y S_{cf} = saturación crítica del fluido)
- Dos fluidos en movimiento o dos fluidos en movimiento y uno estático.
- Los tres fluidos en movimiento.

Para cualquier caso se mide: el gasto de cada fluido q_f para la caída de presión ΔP que se aplique a una distancia L ; con estos datos y tomando en cuenta la viscosidad del fluido se obtiene la permeabilidad efectiva a ese fluido.

Aplicaciones:

- ✓ Determinar la capacidad de flujo de un fluido en particular cuando en el medio poroso existen otros fluidos.

3.2.3. Permeabilidad relativa a un fluido (K_{rf})

La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a un fluido entre la permeabilidad absoluta, como lo muestra la ecuación 3.23:

$$K_{rf} = \frac{K_{ef}}{K_a} \quad (3.23)$$

donde:

K_{rf} = permeabilidad relativa a un fluido

K_{ef} = permeabilidad efectiva a un fluido

K_a = permeabilidad absoluta

Obtención:

- Se determina a través de una muestra de roca a la cual se le hacen mediciones de permeabilidad efectiva a distintas saturaciones de fluido en particular ya sea gas, aceite o agua.
- Cada uno de los valores se relacionan a la permeabilidad absoluta.

Los resultados de permeabilidad relativa normalmente se presentan, en forma de gráfica, en función de la saturación de agua (S_w) o de la saturación de líquido (S_L). La Figura 3.10 muestra el comportamiento de la permeabilidad relativa al aceite y al agua en base a la saturación de agua. En la que podemos observar que cuando tenemos saturación de agua de 1, la permeabilidad relativa del aceite es cero y la permeabilidad relativa al agua es 1, debido a que a esas condiciones de saturación está fluyendo únicamente agua.

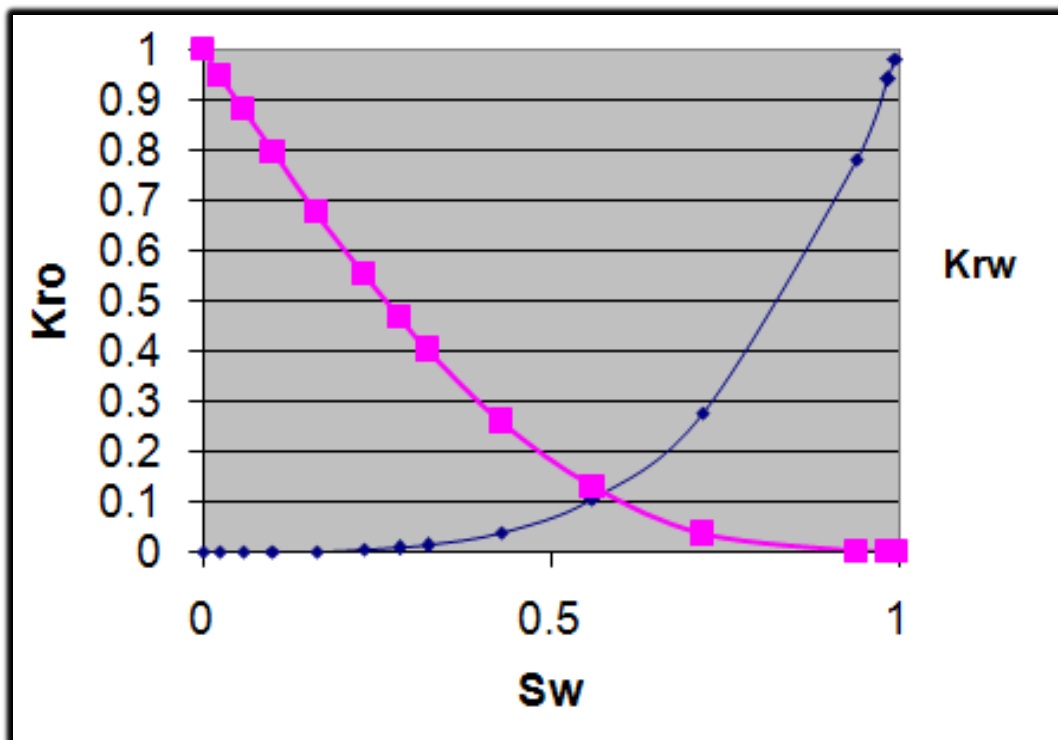


Figura 3.10 Gráfica de permeabilidades relativas para agua (K_{ro}) y aceite (K_{rw}) en base a la saturación de agua (S_w) (Montero, 2009).

La Figura 3.11 muestra por un lado como varía la relación de permeabilidades en base a la saturación de agua y se observa que cuando la saturación de agua tiene valores altos, por consecuencia la permeabilidad relativa al agua también tendrá valores altos y por lo tanto ésta relación tendrá un valor bajo.

En la gráfica del lado derecho, se observa que cuando la saturación del líquido tiene valores altos, la permeabilidad relativa al aceite de igual manera tendrá valores altos y la relación permeabilidades tendrá un valor bajo.

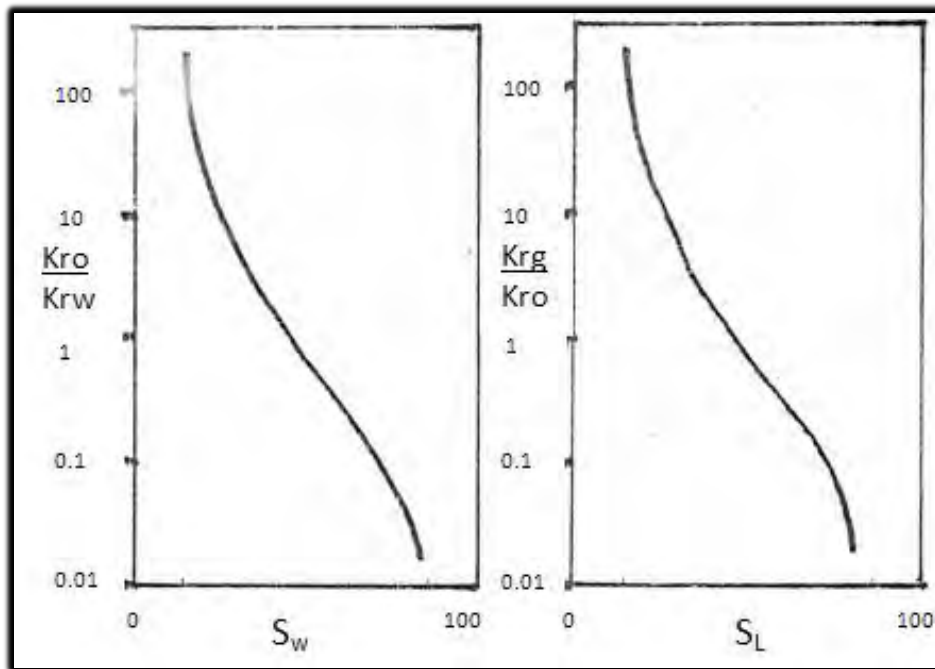


Figura 3.11 Gráfica K_{ro}/K_{rw} vs saturación de agua y K_{rg}/K_{ro} vs saturación de líquido (Montero, 2009).

donde:

$\frac{K_{ro}}{K_{rw}}$ = relación de la permeabilidad relativa al aceite entre la permeabilidad relativa al agua

$\frac{K_{rg}}{K_{ro}}$ = relación de la permeabilidad relativa al gas entre la permeabilidad relativa al aceite

S_w = saturación de agua

S_L = saturación de líquido

Aplicaciones:

- ✓ Conocer la facilidad de flujo de un fluido en un medio poroso, en presencia de otros fluidos, con relación a la máxima facilidad de flujo que ofrece el medio.

3.2.4. Efectos del tamaño y forma de los granos sobre la permeabilidad

En la Figura 3.12 se observan los efectos que tienen los parámetros texturales como el tamaño, la forma y la disposición de los granos sobre la permeabilidad. Las imágenes pertenecen a rocas con sedimentos bien consolidados.

En la muestra superior izquierda se observa que son granos grandes y de baja esfericidad lo que provoca que exista tanto permeabilidad vertical como permeabilidad horizontal con variaciones muy significativas en sus magnitudes, esto es aceptable ya que podemos observar en la figura que los fluidos tienden a recorrer trayectorias muy diferentes las cuales son indicadas con las flechas debido a estas características texturales.

Con base en el diagrama podemos generalizar que en base a los arreglos la permeabilidad aumenta horizontalmente cuando aumenta el tamaño de grano y disminuye verticalmente cuando la esfericidad disminuye.

Es importante señalar que en el caso ideal de cuando los clastos son esferas perfectas, no habría diferencias en magnitud entre la permeabilidad vertical y la horizontal.

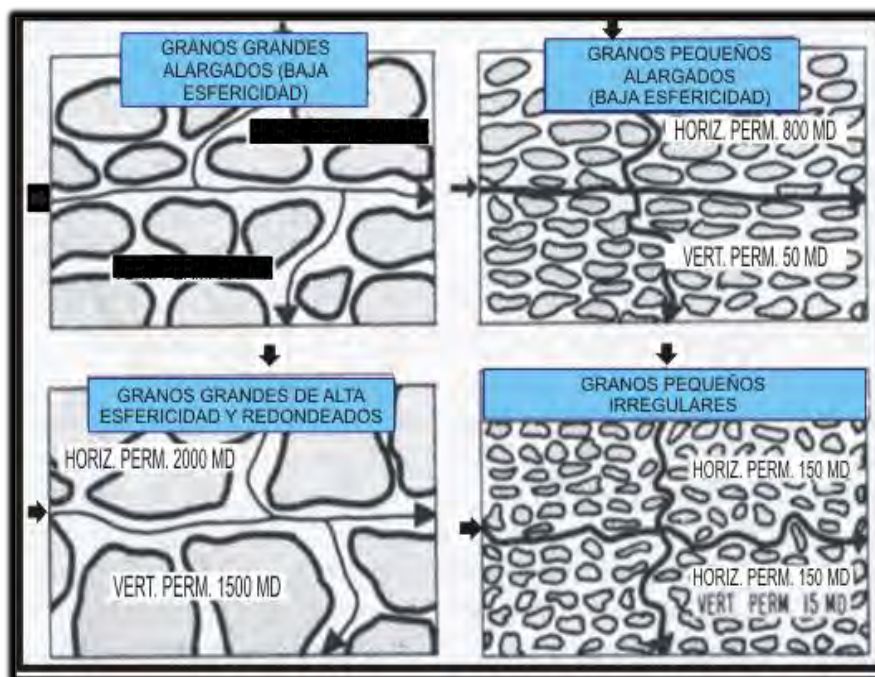


Figura 3.12 Influencia de los parámetros texturales sobre la permeabilidad (Montero, 2009).

De aquí que la tendencia de que los fluidos fluyan en una dirección en particular está en función del tamaño de grano, la forma y distribución de los canales porosos en la roca.

En la Figura 3.13 podemos observar que cuando hay una buena selección de granos y además de esto tienen alta esfericidad, no existe un flujo preferencial, pero a medida que disminuye el grado de selección y esfericidad de los clastos, la disposición de estos es de suma importancia pues establecerá una dirección preferencial de flujo lo que también se le conocerá como permeabilidad direccional.

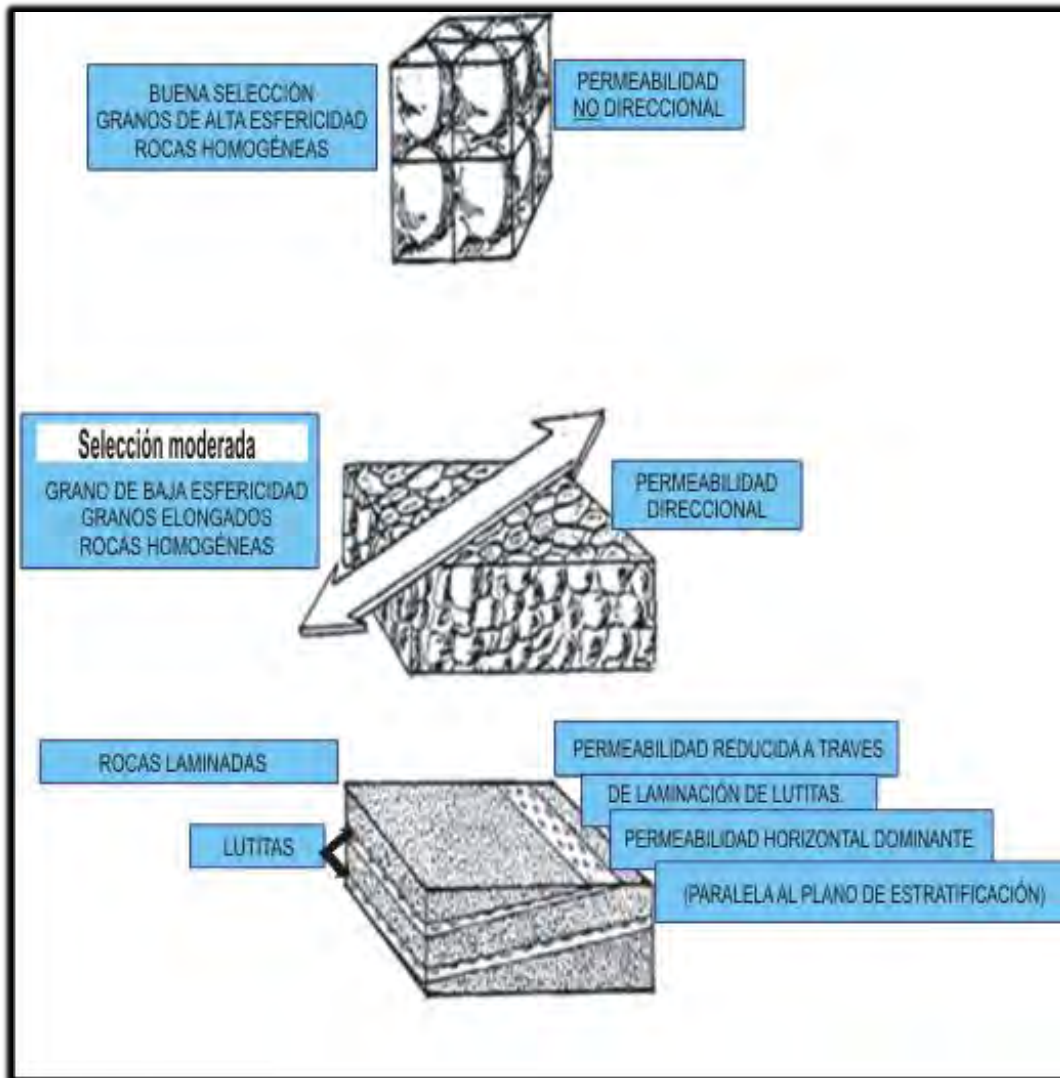


Figura 3.13 Permeabilidad direccional (Montero, 2009).

3.2.5. Influencia del tamaño de grano sobre la permeabilidad y la porosidad

En la Figura 3.14 podemos observar esquemáticamente que la porosidad y la permeabilidad dependerá directamente del tamaño y la selección de los clastos. Se puede observar que la mayor porosidad y la mayor permeabilidad se tiene en la parte superior derecha, porque es ahí donde se tiene una mejor selección de los clastos.

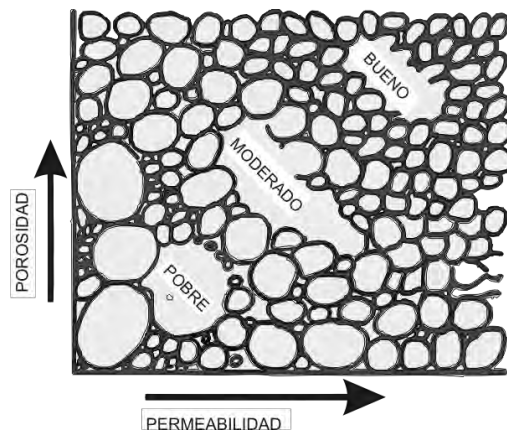


Figura 3.14 Relación entre la porosidad, permeabilidad y grado de selección (Montero, 2009).

Si ahora nos referimos especialmente a la permeabilidad absoluta definida con anterioridad y recordamos que ésta depende directamente de la conexión entre los poros y es independiente de la naturaleza del fluido, podemos observar en la Figura 3.15 la relación que existe entre el tamaño y la selección de los grano con la porosidad y la permeabilidad.

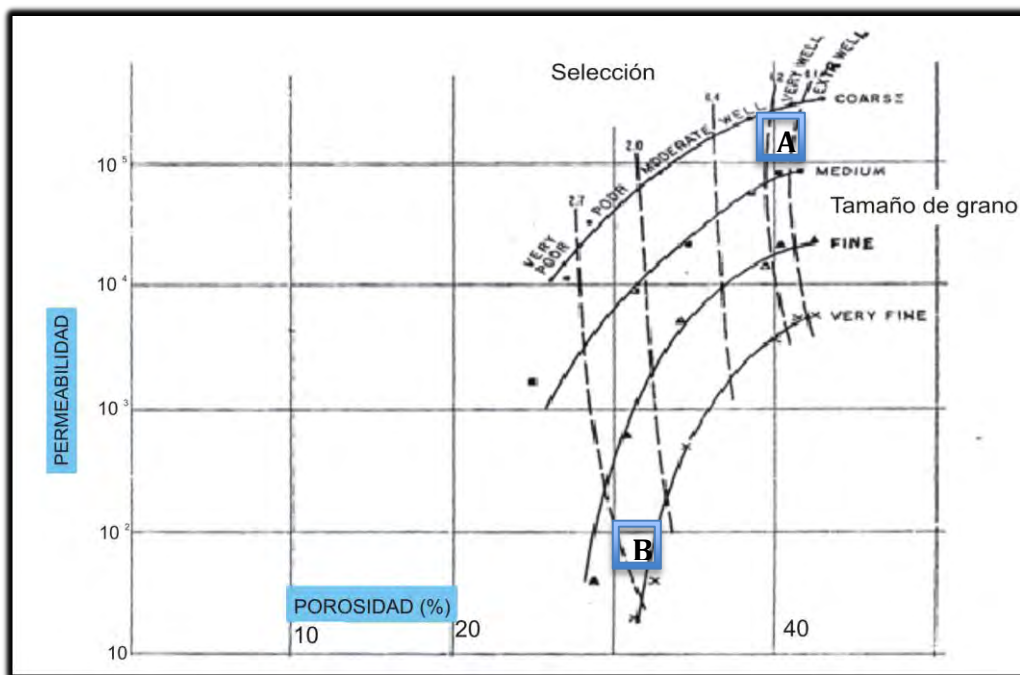


Figura 3.15 Influencia del tamaño y selección del grano en la porosidad y la permeabilidad (Montero, 2009).

Si en la figura 3.15 tenemos dos muestras hipotéticas A y B; podemos observar que la muestra A tiene una muy buena selección y un tamaño grande de grano, lo que conlleva a que ésta muestra tendrá una alta porosidad y alta permeabilidad; por el contrario la muestra B tiene una pobre selección y tamaño fino de grano y como resultado se tiene una baja porosidad y baja permeabilidad.

De esta manera quedan definidas estas dos propiedades de suma importancia en la industria del petróleo y su relación que guardan con las propiedades físicas de las rocas.

3.3. Saturación (S_f)

La saturación de un fluido es el volumen de un fluido que se encuentra dentro de los huecos de una roca, relacionado al volumen total de huecos o espacios. Se define de la siguiente manera:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} (\%) \text{ (fracción)} \quad (3.24)$$

donde:

V_f = volumen del fluido

V_p = volumen de poros

La Figura 3.16 ejemplifica la saturación de fluidos, en la que se puede observar que la saturación de agua irreductible es muy pequeña y está en contacto directo con la roca; la saturación de hidrocarburos se encuentra en el centro del poro y la capa que está rodeando a los hidrocarburos es agua que también se encuentra saturando en determinado porcentaje al poro.

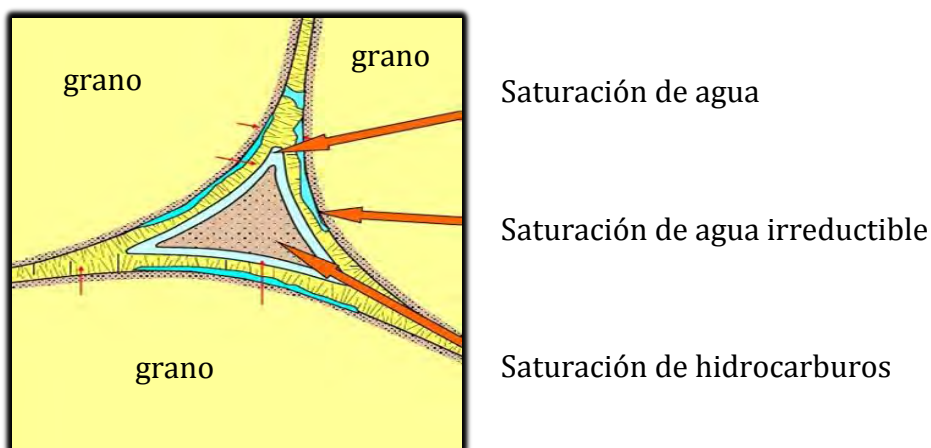


Figura 3.16 Saturación de fluidos en un medio poroso.

Obtención:

Método de destilación

Los métodos de destilación como el ASTM (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales, por sus siglas en inglés) y el de Dean y Stark se emplean para determinar la saturación de agua en núcleos (Figura 3.17).

- Los núcleos deben de tener un volumen de 50 a 60 cc, además se les debe de colocar un casquillo o dedal de extracción y deben ser pesados.
- El casquillo con la muestra debe de colocarse en un matraz (retorta) que contenga un líquido solvente como xileno, tolueno o gasolina a una temperatura de ebullición de 150°C aproximadamente.
- El matraz debe tener colocado un condensador de reflujo con el fin de devolver el condensado a una trampa de vidrio calibrada; una vez que esta trampa se llena de condensado regresa a la retorta.
- El hidrocarburo líquido ebulle, al mismo tiempo que el agua presente en la muestra se vaporiza y pasa al condensador de reflujo y de allí a la trampa.
- Cuando el volumen de agua en la trampa permanece constante por un determinado tiempo, se lee el volumen de agua recolectado y el casquillo con las muestras se pasa a un aparato "soxhlet" para la extracción final.
- El casquillo y las muestras se secan y se pesan.
- La saturación total de fluidos se obtiene por diferencias de peso e incluye la saturación de agua y de aceite.
- De nuevo, por diferencia de peso, se obtiene el peso del aceite y usando una densidad apropiada se calcula su volumen.
- Las saturaciones de agua y aceite con base en el volumen poroso de la roca se pueden calcular fácilmente.

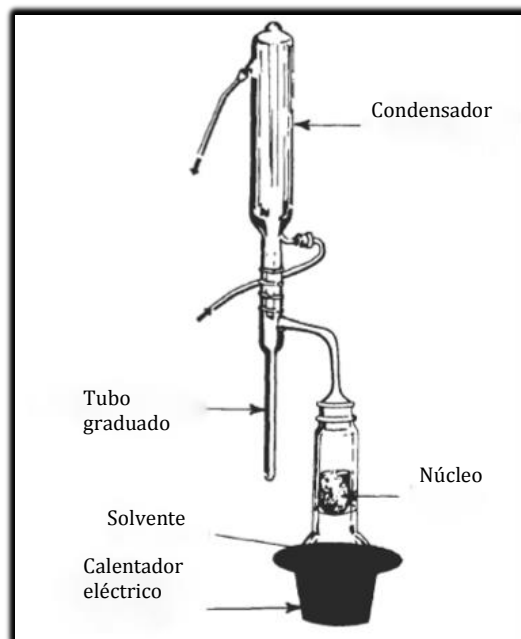


Figura 3.17 Equipo para medición de saturación de agua por extracción de solventes (Cruz, 2009).

3.3.1. Saturación crítica

La saturación crítica es aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso bajo un gradiente de presión.

3.3.2. Saturación inicial

Es aquella a la cual es descubierto el yacimiento, en el caso del agua, también se denomina saturación de agua congénita. Dependiendo de su valor, el agua congénita podrá tener movimiento o no. En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua, por lo que su saturación inicial puede variar entre un valor mínimo (saturación irreductible) por ejemplo 10% y un valor máximo de 100%.

3.3.3. Saturación residual

La saturación residual es aquella que se tiene después de un cierto periodo de explotación en una zona determinada. Dependiendo del movimiento de los fluidos, los procesos de explotación a los cuales está sometido el yacimiento y el tiempo de explotación, la saturación residual puede ser igual, menor o en casos excepcionales, mayor que la saturación inicial.

- Cuando la saturación residual es igual a la saturación inicial, no hubo producción de fluidos.
- Cuando la saturación residual es menor a la saturación inicial, es debido a que hubo un determinado periodo de tiempo en que se explotó el yacimiento.
- Cuando la saturación residual es mayor a la saturación inicial, se debe a que hubo un proceso de inyección de agua el cual desplazo al aceite y por tanto la saturación de agua aumento.

3.3.4. Saturación irreductible

Es la cantidad de fluido que ya no puede desalojar el espacio poroso bajo un determinado proceso.

3.3.5. Saturación de agua (S_w)

Es la cantidad de agua presente en los poros de una roca. Se define de la siguiente manera:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^2 R_t}} \quad (3.25)$$

donde:

S_w = saturación de agua (%)

R_w = resistividad del agua; se obtiene a partir del Registro Espontaneo (SP)

R_t = resistividad verdadera de la formación; se obtiene de un registro eléctrico

ϕ = porosidad

Saturación de agua para formaciones arcillosas

La saturación de agua para formaciones arcillosas se define de la siguiente manera:

$$C_t = \frac{C_w}{F} S_w^n + X \quad (3.26)$$

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (3.27)$$

donde:

C_t = compresibilidad total

C_w = compresibilidad del agua

F = factor de formación

S_w = saturación de agua

X = conductividad adicional por presencia de arcillas

n = exponente de saturación de las lutitas

R_o = resistividad del aceite

R_w = resistividad del agua

3.4. Garganta de poro (PT = Pore Throat)

La garganta de poro es el espacio a través del cual se comunican los poros de una roca y se define de la siguiente manera:

$$PT = \frac{0.007}{P_c} \quad (3.28)$$

donde:

PT = garganta de poro (mm)

P_c = presión capilar de inyección de mercurio (atm)

El tamaño de la garganta de poro determina las características de flujo de fluidos en el medio poroso y la migración de los fluidos; la garganta de poro es de suma importancia ya que son los accesos o entradas a los poros y determinan la comunicación entre ellos.

Por tanto la permeabilidad y la capilaridad depende directamente de esta garganta de poro y a su vez el tamaño y la geometría de la garganta de poro depende directamente de la textura de las rocas.

Obtención:

- Una forma de determinar el tamaño de la garganta de poro es visualizar y cuantificar por medio de análisis de muestras de roca, utilizando un microscopio petrográfico o un electrónico de barrido.
- Otra forma de obtener el tamaño de la garganta de poro es determinar el comportamiento capilar con inyección de mercurio a una muestra de roca a diferentes valores de presión capilar.
- Se aplica la ecuación 3.28 y así se obtienen los correspondientes tamaños de garganta de poro.
- Estos valores pueden graficarse contra sus respectivas saturaciones de fluidos mojante. La Figura 3.18 muestra una gráfica de presión capilar contra saturación de mercurio para poder obtener el tamaño de la garganta de poro.

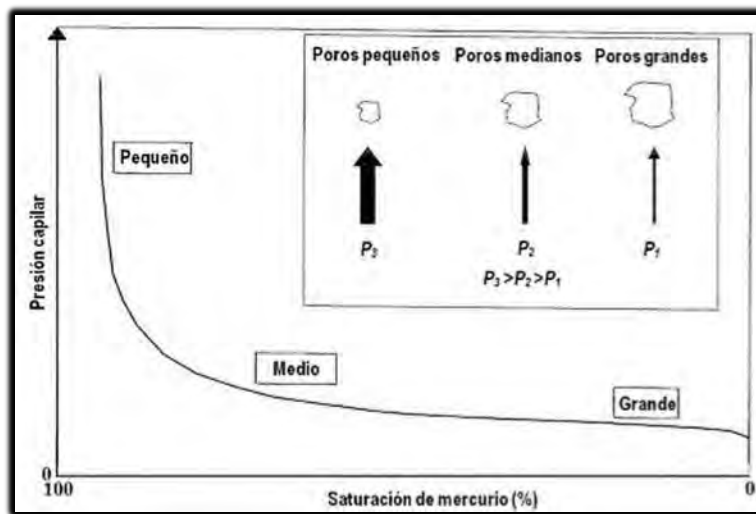


Figura 3.18 Gráfica de presión capilar vs saturación de mercurio (Cruz, 2009).

3.5. Presión capilar (P_c)

La presión capilar es la diferencia de las presiones existentes en ambos lados inmediatos a la interface que se forma entre dos fluidos no miscibles que saturan el espacio poroso de una roca, siendo uno de ellos el fluido mojante.

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (3.29)$$

P_c = presión capilar $\left(\frac{Kg}{cm^2}\right); \left(\frac{lb}{pulg^2}\right)$

P_{nm} = presión del fluido no mojante

P_m = presión del fluido mojante

Obtención:

Método de la membrana semipermeable

Para llevar a cabo este método se necesita de un equipo que consta de una pipeta graduada unida por medio de una manguera flexible a un dispositivo cilíndrico de vidrio dentro del cual se encuentra montada una membrana permeable. El extremo de la manguera que se une a la pipeta tiene montada una válvula de 3 vías, que se usa para facilitar el llenado del sistema manguera-pipeta con el agua. La Figura 3.19 muestra un esquema del aparato que se utiliza para medir la presión capilar:

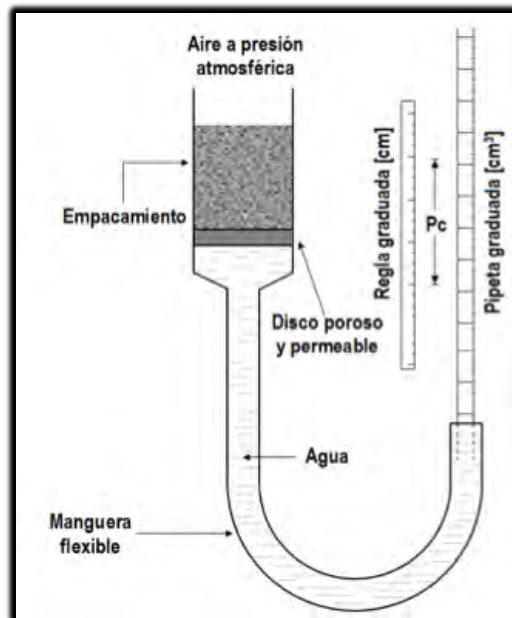


Figura 3.19 Aparato para medir presión capilar (Cruz, 2009).

Procedimiento:

1. Llenar de agua el sistema pipeta-manguera hasta cierta altura dentro de la pipeta. El nivel del agua debe llegar hasta la cara superior de la membrana, la cual previamente se encuentra saturada al 100%.
2. Tomar lectura del nivel de agua en la pipeta.
3. Vaciar arena lentamente dentro del dispositivo de vidrio, permitiendo que el agua por imbibición sature el empaque de arena que se va formando.
4. Continuar vaciando arena hasta que el empaque alcance una altura apropiada; esperar un determinado tiempo hasta que el nivel de agua alcance la parte superior de dicho empaque, con lo cual se consigue saturarlo al 100%.
5. Tomar lectura del nivel de agua dentro de la pipeta. La diferencia de lecturas registradas en los pasos 3 y 5 da como resultado el volumen de poros del empaquetamiento.
6. Medir con una regla graduada la longitud y el diámetro del empaquetamiento.
7. Definir un nivel de referencia y medir con una regla graduada la posición del nivel de agua de la pipeta y la posición del empaquetamiento, con respecto al nivel de referencia.

8. La determinación de la presión capilar por drene se hace bajando la pipeta con respecto al nivel de referencia, esperando que el nivel de agua en la pipeta se estabilice.
9. Tomar lectura del nuevo nivel de agua dentro de la pipeta y su posición con respecto al nivel de referencia, la diferencia de posiciones entre la parte superior del empaquetamiento y del nivel de agua en la pipeta es la presión capilar en cm, la diferencia de lecturas del nivel de agua en la pipeta registrados en los pasos 5 y 9 es el volumen de agua desalojada del empaquetamiento, con lo que se puede determinar la nueva saturación.
10. Repetir los pasos 8 y 9 hasta que se observe que la lectura del nivel de agua en la pipeta no cambia, bajando la pipeta.
11. La determinación de la P_c por el método de imbibición se hace a continuación del método de drene, subiendo la pipeta y registrando las mismas lecturas, hasta que la posición del nivel de agua de la pipeta alcance la misma que la del empaquetamiento.
12. Graficar en papel normal los valores de P_c (cm) contra los valores de saturación de agua correspondientes en cada etapa, obtenidos por ambos métodos.

Aplicaciones:

- ✓ Definir la distribución vertical de fluido en el yacimiento
- ✓ Determinar la profundidad del contacto agua-hidrocarburos
- ✓ Estimar saturaciones irreductibles de la fase mojante

3.6. Mojabilidad (W)

La mojabilidad es la habilidad de un líquido para extenderse sobre la superficie de un sólido.

La mojabilidad en un sistema roca-fluidos se puede expresar en términos del ángulo de contacto (θ) como lo muestra la Figura 3.20.

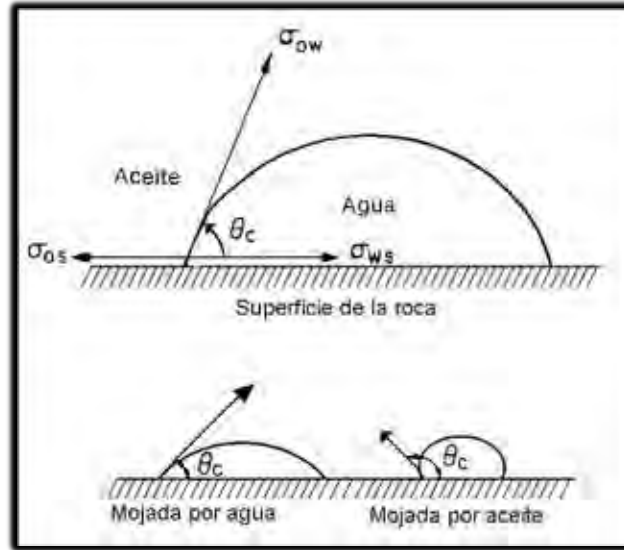


Figura 3.20 Mojabilidad en un sistema roca-fluidos (Comunidad, 2009).

Si:

- $\theta < 90^\circ$ fluido mojante agua
- $\theta = 90^\circ$ fluido mojante ambos
- $\theta > 90^\circ$ fluido mojante aceite

En el sistema roca-fluidos de un yacimiento, la roca se puede diferenciar de acuerdo a su afinidad con los fluidos, como:

- Hidrofílico u oleofóbico: sí es preferentemente mojado por el agua y por lo tanto rechaza al aceite.
- Oleofílico u hidrofóbico: sí es preferentemente mojado por el aceite y por lo tanto rechaza al agua.

Obtención:

El método de Amott se utiliza para determinar la mojabilidad; este método combina pruebas de imbibición con pruebas de desplazamiento de fluidos.

- El núcleo debe estar saturado por aceite residual y por agua; la saturación de aceite debe ser cero.
- El núcleo debe sumergirse en aceite por 20 hr y debe medirse el volumen de agua que sale por imbibición V_{w1} . Figura 3.21.
- Se coloca el núcleo en una centrífuga con la probeta llena de aceite; se centrifuga y se mide el volumen de agua desplazada V_{w2} .
- Se sumerge el núcleo en agua por 20 hr y se mide el volumen de aceite que sale por imbibición V_{o1} . Figura 3.21.
- Se coloca el núcleo en una centrífuga con la probeta llena de agua; se centrifuga y se mide el volumen de aceite desplazado V_{o2} .

Se calculan relaciones de volúmenes y se determina:

La roca es mojada por agua si:

$$\frac{V_{w1}}{V_{w1} + V_{w2}} = 0 \quad y \quad \frac{V_{o1}}{V_{o1} + V_{o2}} > 0$$

La roca es mojada por aceite si:

$$\frac{V_{w1}}{V_{w1} + V_{w2}} \triangleq 0 \quad y \quad \frac{V_{o1}}{V_{o1} + V_{o2}} \triangleq 0$$

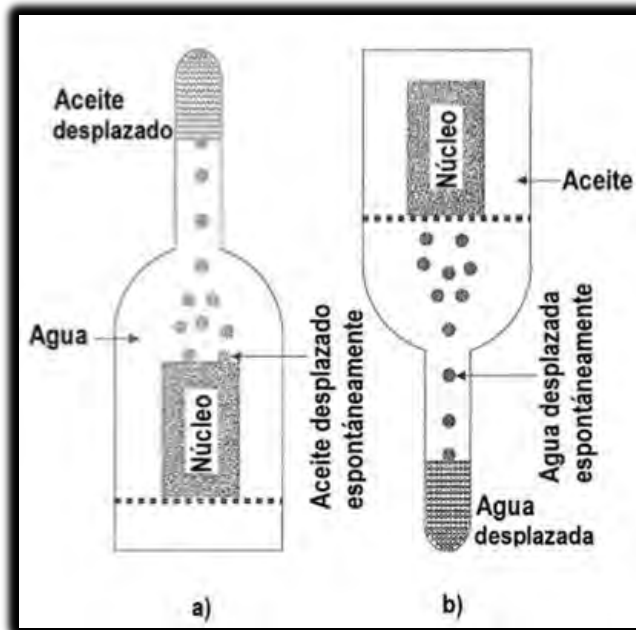


Figura 3.21 a) Celda de imbibición con un núcleo saturado con aceite sumergido en agua; b) Núcleo saturado con agua sumergido en aceite (Cruz, 2009).

Aplicaciones:

- ✓ Determinar la distribución de fluidos dentro del espacio poroso.

3.7. Compresibilidad (c)

La compresibilidad es el cambio que experimenta un volumen unitario de un material con respecto a la variación unitaria de la presión, a temperatura constante, y queda definido por la ecuación 3.30.

$$c = -\frac{1}{v} \left(\frac{dv}{dP} \right)_T \quad (3.30)$$

donde:

v = volumen del material (cm^3)

$\left(\frac{dv}{dP}\right)_T$ = variación del volumen con respecto a la presión a temperatura constante

Puede ser compresibilidad de la roca, de los poros o de los sólidos.

Obtención:

- A una muestra de roca se le somete a incrementos de presión en un equipo de alta presión, hasta alcanzar la presión de sobrecarga (P_{ob}) a temperatura constante.
- Para cada variación de presión, se mide la variación del volumen de roca, de poros o de sólidos, según lo que se requiera determinar y con esta información se construyen graficas de compresibilidad (c) vs presión (P) como se muestra en la Figura 3.22.

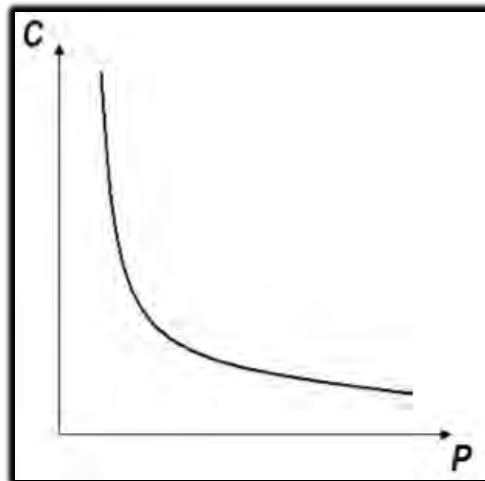


Figura 3.22 Gráfica compresibilidad (C) vs presión (P) (Cruz, 2009).

Aplicaciones:

- ✓ Conocer la variación de la porosidad debido a los abatimientos de presión de los fluidos en el yacimiento.
- ✓ Conocer la variación de un volumen de roca, de poros o de sólidos al someterse a cambios de presión.
- ✓ Estimar valores de propiedades de la roca a condiciones de yacimiento a partir de datos obtenidos a condiciones atmosféricas.

3.8. Densidad de un material (d)

La densidad de un material es la relación entre la masa y el volumen de un material; se define de la siguiente manera:

$$d = \frac{m}{v} \quad (3.31)$$

donde:

d = densidad del material $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$

m = masa del material (g)

v = volumen del material (cm^3)

Obtención:

- La densidad del sistema roca-fluido se obtiene por medio de relacionar el peso y el volumen de una muestra de roca saturada con fluidos existentes en el yacimiento.
- La densidad de la roca se obtiene por medio de relacionar el peso y el volumen de una muestra de roca saturada con aire o al vacío.

Aplicaciones:

- ✓ Apoyar la interpretación de los registros de densidad de pozos para determinar la porosidad.

3.9. Resistividad eléctrica de una roca (R)

La resistividad eléctrica de una roca es la resistencia que opone un volumen unitario de medio poroso al paso de corriente eléctrica. La resistividad eléctrica la podemos definir de la siguiente manera:

$$R = \frac{r A}{L} \quad (3.32)$$

donde:

R = resistividad eléctrica, Ωm

r = Resistencia del fluido, Ω

A = área transversal de la muestra, m^2

L = distancia entre dos puntos de la muestra, m

Las rocas en un yacimiento petrolero están compuestas por poros y sedimentos, estos poros siempre están saturados de algún fluido ya sea agua o aceite; tanto los sedimentos como el aceite no son conductores de corriente eléctrica, pero el agua sí, debido a las sales disueltas en ella, por tanto a una muestra de roca se le hace pasar corriente eléctrica, y si arroja como resultado un valor bajo de resistividad significa que hay presencia de agua en la muestra; y en caso contrario si arroja valores altos de resistividad, la roca está saturada de aceite.

Obtención

- A una muestra de geometría definida con área transversal constante A, se le satura con algún fluido, se le pasa corriente eléctrica y se mide la resistencia r que existe en una distancia L.
- Se aplica la ecuación de la resistividad.

Aplicaciones:

- ✓ Determinar la saturación de hidrocarburos en un intervalo
- ✓ Determinar la profundidad del contacto agua- hidrocarburos

3.10. Factor de formación (F)

El factor de formación es la relación que existe entre la resistividad eléctrica de la roca cuando está saturada al 100% con agua de la formación, entre la resistividad del agua de formación. Se puede definir de la siguiente manera:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (3.33)$$

donde:

F=factor de formación

R_o =resistividad eléctrica de la roca cuando está saturada al 100% con agua de la formación, Ωm

R_w =resistividad del agua de formación, Ωm

Obtención:

- Obtener la resistividad eléctrica de la roca cuando está saturada al 100% con agua de formación.
- Obtener la resistividad eléctrica del agua de formación.
- El factor de formación se determina relacionando los dos valores anteriores como lo muestra la ecuación 3.33.

3.11. Tortuosidad (τ)

La tortuosidad se define como la relación que tiene la longitud real del canal de flujo a la longitud de la muestra de roca.

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L}\right)^2 \quad (3.34)$$

donde:

L_a = longitud real del canal de flujo

L = longitud de la muestra de roca

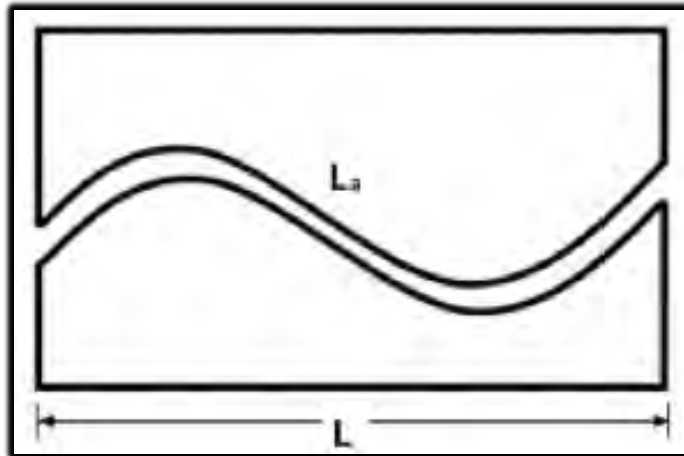


Figura 3.23 Tortuosidad.

Obtención:

- A partir del tiempo que tarda un ion en recorrer la distancia entre dos detectores colocados en dos extremos de una muestra de roca y la velocidad de flujo del fluido que transporta el ion, se puede obtener la distancia que recorre tal ion, la cual equivale a la longitud real del canal de flujo.
- Además de esto se mide la longitud recta entre los dos detectores la cual es la misma que la longitud de la muestra de roca y se aplica la ecuación 3.34.

Un valor de tortuosidad alto significa que el canal de flujo es muy sinuoso o muy zigzagueante y si el valor es bajo este canal de flujo tiende a ser una línea recta.

3.12. Superficie específica (Ss)

La superficie específica en un medio poroso se define como la superficie de los sólidos expuesta a los poros o a los fluidos que los saturan, por unidad de masa o de volumen del medio poroso.

La superficie específica de las rocas sedimentarias es función de las características de los granos o clastos que las componen, así como de las propiedades físicas de los granos descritas en el capítulo dos de este trabajo; de esta manera tenemos que la superficie específica depende de las mismas características que dependen la porosidad y la permeabilidad, y por tanto, estas tres características guardan una estrecha relación.

Obtención:

- Se debe considerar que para un volumen determinado de roca se tienen granos de un sólo tamaño, en forma de esfera y que además tienen un empaquetamiento cúbico.

- En la Figura 3.24 se puede observar que se tiene una mayor superficie específica en los granos de menor tamaño como los limos y las arenas finas, que en granos de tamaño más grande como las gravas o la arena gruesa.

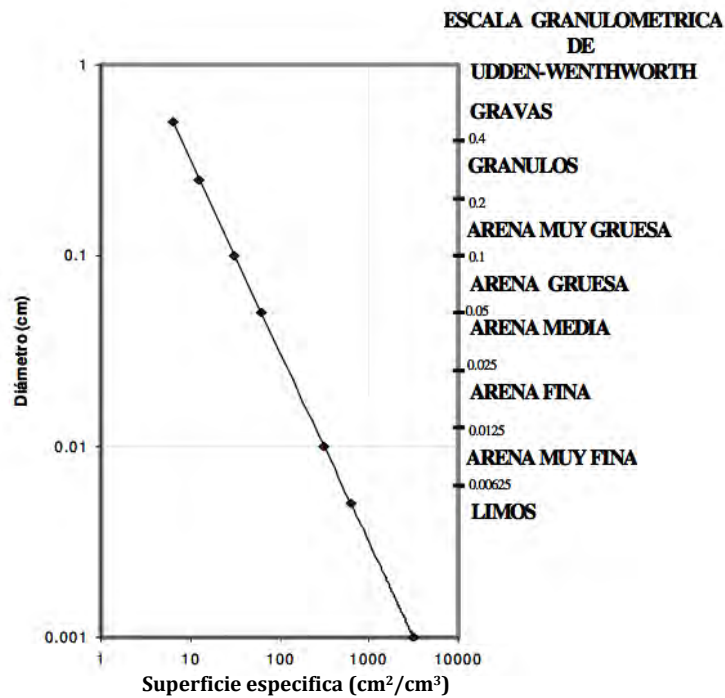


Figura 3.24 Superficie específica (Portilla, 2007).

4. DEPÓSITOS TURBIDÍTICOS

Actualmente los depósitos turbidíticos son de gran importancia en la industria petrolera, ya que pueden contener importantes acumulaciones de hidrocarburos. Estos depósitos turbidíticos presentan gran complejidad en su explotación, debido a la textura y configuración de las rocas que la conforman.

4.1. Turbiditas

Una corriente de turbidez es un flujo submarino que distribuye en el fondo del océano una gran cantidad de sedimentos clásticos los cuales pueden proceder de áreas cercanas al continente. Las turbiditas son una secuencia de sedimentos y son el resultado de la depositación de sólidos que son transportados por las corrientes de turbidez. Estas corrientes de turbidez son el principal medio de transporte de la plataforma externa continental y el talud al fondo oceánico.

Una corriente de turbidez o de densidad es una mezcla de agua-sedimento que fluye pendiente abajo a través del fondo marino, esta mezcla presenta diferente densidad que el agua de mar, y por tanto es llamada corriente de densidad. Estas corrientes de turbidez se generan secuencialmente y los sedimentos se depositan de forma cíclica.

4.1.1. Aspectos Geológicos

Una característica de las corrientes de turbidez es que son las responsables de la presencia de granos gruesos como arenas y gravas en el fondo del océano, ya que históricamente no se tenía algún reporte de algún mecanismo que llevase éstos sedimentos gruesos al fondo del océano, en el que normalmente sólo había presencia de granos finos como las arcillas (Figura 4.1).

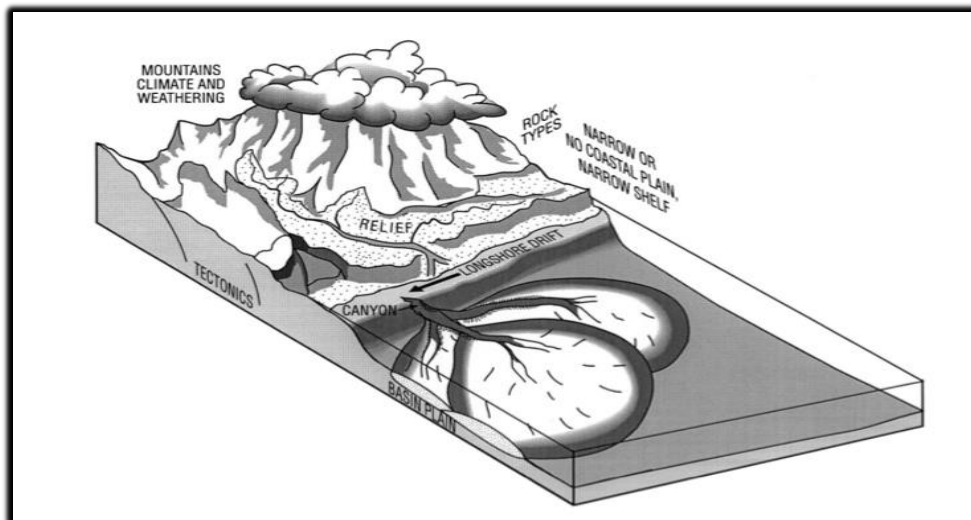


Figura 4.1 Sistema turbidítico (Bouma, 1999).

El estudio de la secuencia Bouma determinó que las turbiditas son secuencias grano decrecientes, lo cual quiere decir que el tamaño de grano, en un corte vertical disminuye de la parte inferior a la parte superior (Figura 4.2).

La secuencia Bouma identifica en una secuencia turbidítica 5 facies, que se describe de cada una de ellas el tipo de litología y estructuras sedimentarias presentes.

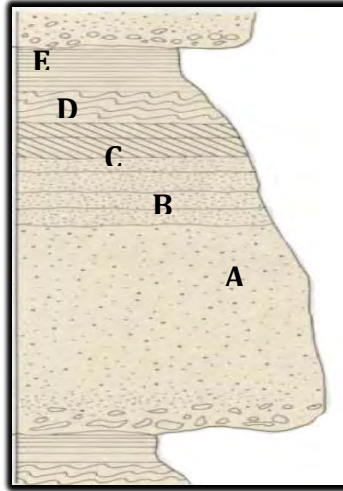


Figura 4.2 Secuencia Bouma (Aguilar, 2003).

- Facies A: tenemos la parte más importante de la turbidita, en la que se tiene un estrato de arenas de grano grueso de dimensiones considerables y es aquí donde se tendrá la mayor saturación de hidrocarburos.
- Facies B: hay estratificación paralela de arenas de grano medio.
- Facies C: tenemos estratificación cruzada en bajas proporciones.
- Facies D: tenemos presencia de ondulaciones y estratificación convoluta entre granos finos y arenas.
- Facies E: se encuentran arcillas, limos y arenas finas con laminaciones paralelas.

Al término de la facies E se tiene una pequeña porción de gravas en la que en su base se tienen marcas por erosión resultado del transporte de fluidos; después de esto vuelve a comenzar el ciclo, como lo muestra la Figura 4.2.

La velocidad de flujo de las corrientes de turbidez depende de:

- La diferencia de densidades entre la mezcla sedimento-agua y el agua de mar.
- Pendiente o ángulo de inclinación del talud continental.
- La fricción.
- Las alturas de la cabeza y el cuerpo de la corriente.

Las corrientes de turbidez son un proceso de transporte muy estudiado, en donde el sedimento está soportado por la turbulencia del fluido dentro del flujo. Ocurren debido a un cambio de densidad entre el fluido local y el circundante; las diferencias de densidad pueden ocurrir por cambios en la temperatura, en la salinidad, o por el contenido de partículas suspendidas en el fluido que provocan que éste sea más denso; el resultado es un movimiento turbulento que se mueve siguiendo la pendiente.

Las turbiditas se generan debido a que en algunos lugares del fondo marino existen apilamientos de sedimento que se encuentran cerca de una pendiente muy pronunciada, si en éste lugar se provoca un movimiento brusco como una tormenta o un temblor de gran intensidad, provocará que comience el movimiento pendiente abajo de éstos sedimentos por lo que comenzarán a viajar formando una mezcla sedimento-agua.

Esta mezcla o corriente de turbidez comenzará a tener mayor densidad que el agua de mar conforme avanza, ya que a su paso disectará canales removiendo el material fino que originalmente estaba depositado en ése lugar, posteriormente la corriente seguirá fluyendo hasta perder fuerza al momento de llegar a la planicie abisal, en la cual ya no existe pendiente, y los sedimentos comenzaran a depositarse, comenzando con los sedimentos más gruesos y de manera gradual hasta llegar a los más finos.

Entre un ciclo de sedimentación y otro, las arenas están separadas por las arcillas que se depositaron al final de cada ciclo, provocando que se generen cuerpos lenticulares de arenas sin comunicación entre ellos; además entre un ciclo de sedimentación y otro existe un desfase horizontal debido a que el apilamiento de sedimentos cambia de posición con respecto al tiempo; debido a esto, si se hace un corte vertical a éstos ciclos de sedimentación se observa que el tamaño de grano se reduce de forma gradual de abajo hacia arriba.

Siendo la presencia de granos finos (limos y arcillas), responsables de la baja permeabilidad de estas rocas; mientras que es en las arenas en donde se almacenan los hidrocarburos.

La figura 4.3 muestra los aspectos geológicos relacionados con las rocas de origen turbidítico en el que se observa el tipo de litología y estructuras sedimentarias primarias presentes; además se observa un registro de rayos gama que determina la cantidad de arcilla conforme aumenta la profundidad.

Un registro de rayos gamma es un registro de radioactividad de las rocas, producto de la desintegración natural de las pequeñas cantidades de los elementos radioactivos que contienen, los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas; las formaciones limpias (formaciones de arenas) tienen normalmente un nivel bajo de radioactividad, por lo tanto, la curva de rayos gamma naturales nos indica la diferencia de radioactividad entre uno y otro tipo de roca contenido en la formación.

La curva de rayos gamma nos permite:

- Correlacionar e identificar la litología
- Evaluar cualitativa y cuantitativamente la cantidad de arcilla
- Evaluar la deposición de materiales radioactivos
- Identificar los disparos
- Detectar e identificar los diferentes flujos
- Determinar aspectos litológicos y texturales de los sedimentos
- Realizar inferencias sobre el ambiente de depósito

Tomando en cuenta lo anterior, es fácil determinar que el tamaño medio de grano disminuye de la parte inferior a la parte superior.

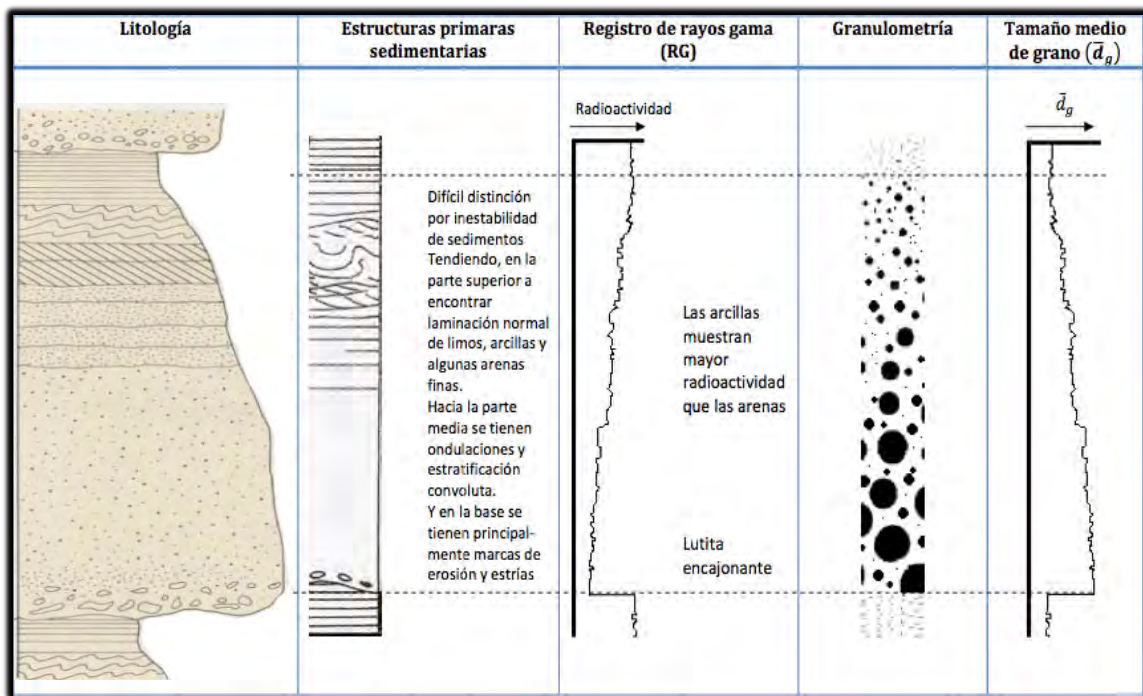


Figura 4.3 Aspectos Geológicos (Modificada de Zaldívar, 2008).

4.1.2. Aspectos Petrofísicos.

Para hacer un análisis de las propiedades petrofísicas de las rocas de origen turbidítico, además del tamaño de grano, es importante mencionar que el cementante modificará en menor o mayor grado las propiedades petrofísicas.

Para comenzar con el estudio de las propiedades petrofísicas de las rocas de origen turbidítico, se empezó por analizar la porosidad, la cual como vimos en el capítulo anterior depende mucho del tipo y acomodo de los granos. Si tomamos en cuenta para todos los análisis que la depositación de sedimentos es gradual y hacemos un corte vertical observamos que en los depósitos de turbiditas el tamaño de grano disminuye de la parte inferior a la parte superior, por tanto la porosidad también tendrá un

mayor valor en la base del depósito (facies A); además de esto en las partes más cercanas a donde ocurrió el derrumbe se tendrá también depósito de sedimentos de mayor tamaño.

La Figura 4.4 muestra el comportamiento (variación) de las principales propiedades petrofísicas en una secuencia turbidítica.

La porosidad efectiva en las rocas de origen turbidítico es mayor a la base, disminuyendo esta hacia la cima.

Respecto a la permeabilidad absoluta, nos debe quedar claro que toda roca que es permeable también es porosa, pero no todas las rocas porosas son permeables. Estas dos propiedades tienen una estrecha relación, pero para que se cumpla el hecho de que toda roca porosa sea permeable tiene que ver con todos los factores que se describen en el capítulo 2. Siguiendo la tendencia general, la mayor permeabilidad se tiene de igual forma en la base de la secuencia (facies A) y en las zonas cercanas a los derrumbes.

Otra propiedad petrofísica de suma importancia es la presión capilar, la cual se da en espacios muy pequeños como las arcilla o los limos. La presión capilar es la diferencia de presiones entre dos fluidos no miscibles, por tanto la mayor presión capilar se tendrá en la cima de la turbidita y la menor presión capilar se tendrá en la base, ya que es ahí donde se tienen arenas gruesas.

La saturación de agua irreductible (cantidad de agua no movable) presenta un mayor valor en granos de tamaño pequeño como limos y arcillas, esto debido a que cuando los granos son pequeños, los espacios entre sí son menores, entonces las fuerzas de retención de fluidos son mayores.

La superficie específica depende directamente del tamaño de grano; si consideramos que los granos son esféricos, entonces la superficie específica será la suma de las áreas de las esferas que ocupen un determinado volumen. La mayor superficie específica se tiene en los granos de menor tamaño y por tanto, en las rocas de origen turbidítico la mayor superficie específica se tiene en la parte superior, disminuyendo el valor hacia la parte inferior de la secuencia.

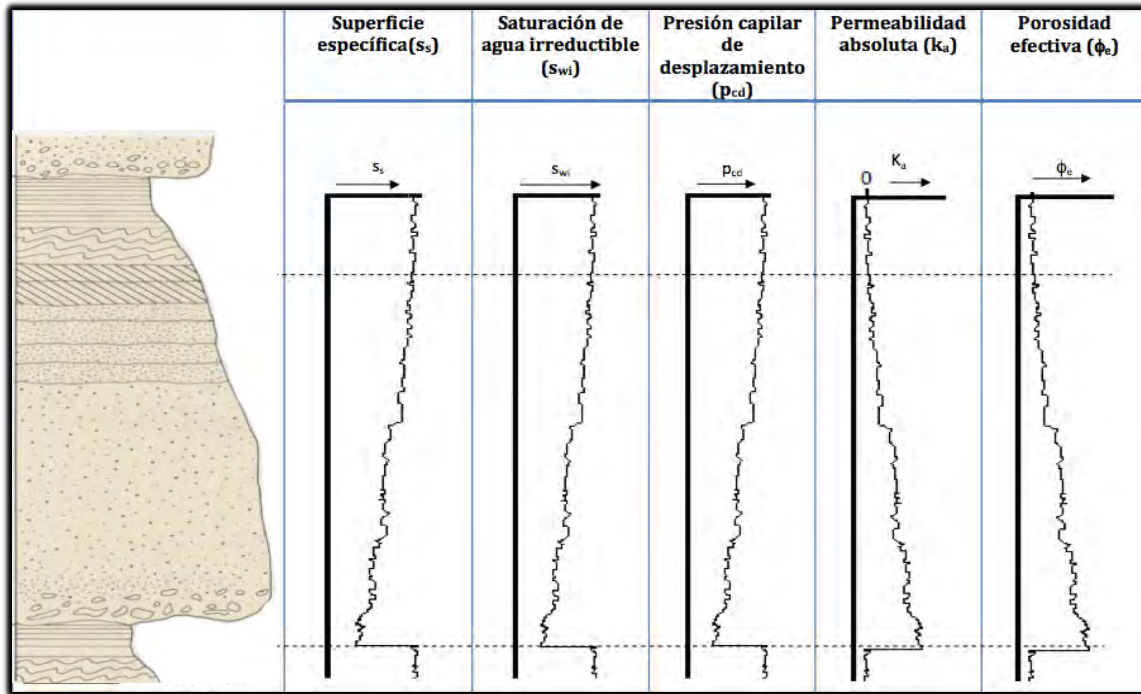


Figura 4.4 Propiedades petrofísicas en una secuencia turbidítica (Zaldívar, 2008).

4.2. Cuenca de Chicontepec

La cuenca de Chicontepec es una gran depresión que fue rellenada por sedimentos arcillosos y arenosos transportados por corrientes de turbidez y abanicos submarinos, los cuales fueron definidos como el grupo Chicontepec.

El relleno sedimentario está formado por arenas lenticulares e intercalaciones de lutitas, producto del levantamiento y erosión de la Sierra Madre Oriental durante el Paleoceno-Eoceno Inferior, siendo en los bordes de la plataforma donde se generaron derrumbes de sedimento, originando corrientes de turbidez y depositando el sedimento en ambientes de aguas profundas.

Las areniscas con potencial almacenador son litarenitas y grauvacas líticas de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa con porosidades promedio de 12%. Las principales rocas almacenadoras tienen geometría de barra de desembocadura y canales distributarios con espesores entre 12 y 18 m. Los cuerpos arenosos lenticulares son discontinuos, muy heterogéneos y de baja permeabilidad. La mayoría de las trampas son de tipo estratigráfico. La porosidad y la permeabilidad son afectadas por las combinaciones de grano fino y muy fino con arcillas y micrita en los poros (Nieto, 2010)

La Figura 4.5 muestra la localización del paleocanal de Chicontepec, el cual actualmente cuenta con 743 (mbpce) estimados para reservas 1P.



Figura 4.5 Ubicación del Paleocanal de Chicontepec (Esparza, 2004).

4.2.1 Sistema Petrolero

El sistema petrolero es un sistema natural que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza. Los elementos clave que definen la existencia de un sistema petrolero son las rocas generadora, almacenadora, sello, trampa y el sepultamiento necesario para la generación térmica de los hidrocarburos. Elementos que deben compartir las apropiadas relaciones espacio-temporales para permitir que los hidrocarburos se acumulen y se preserven (Figura 4.6).

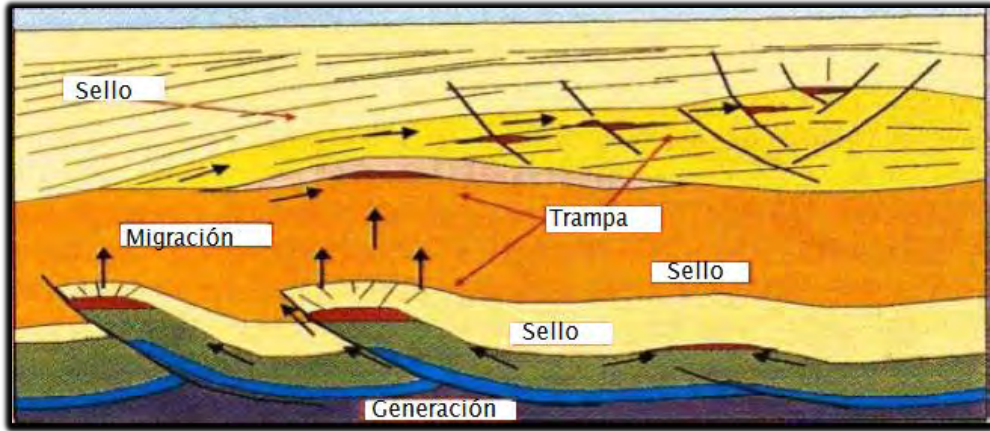


Figura 4.6 Sistema Petrolero (Martell, 2010).

La Figura 4.7 muestra otra forma de representar al sistema petrolero, en el que se puede observar que la roca generadora es una lutita, la cual desprendió aceite y migró hacia una arenisca que funciona como roca almacén dentro del sistema; este aceite quedó atrapado en la roca almacén, ya que la lutita debido a su impermeabilidad, no permitió que los fluidos pasaran a través de ella, provocando que se generara una acumulación importante de hidrocarburos en el anticlinal.

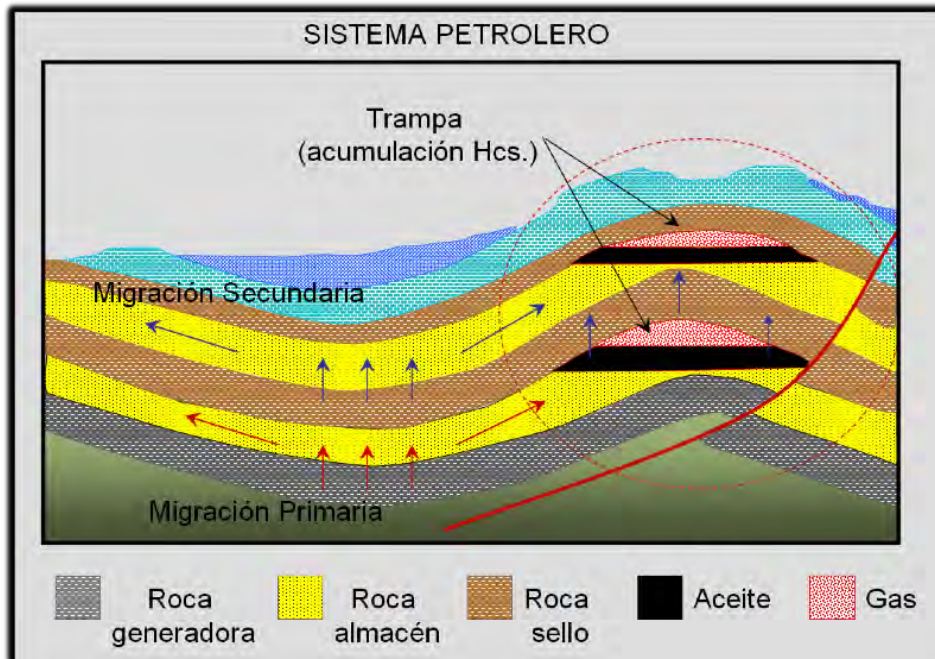


Figura 4.7 Sistema Petrolero (Universidad Olmeca, s/a).

La Figura 4.8 muestra los 16 sistemas petroleros existentes en la República Mexicana, ocho de ellos conocidos, siete hipotéticos y uno especulativo.

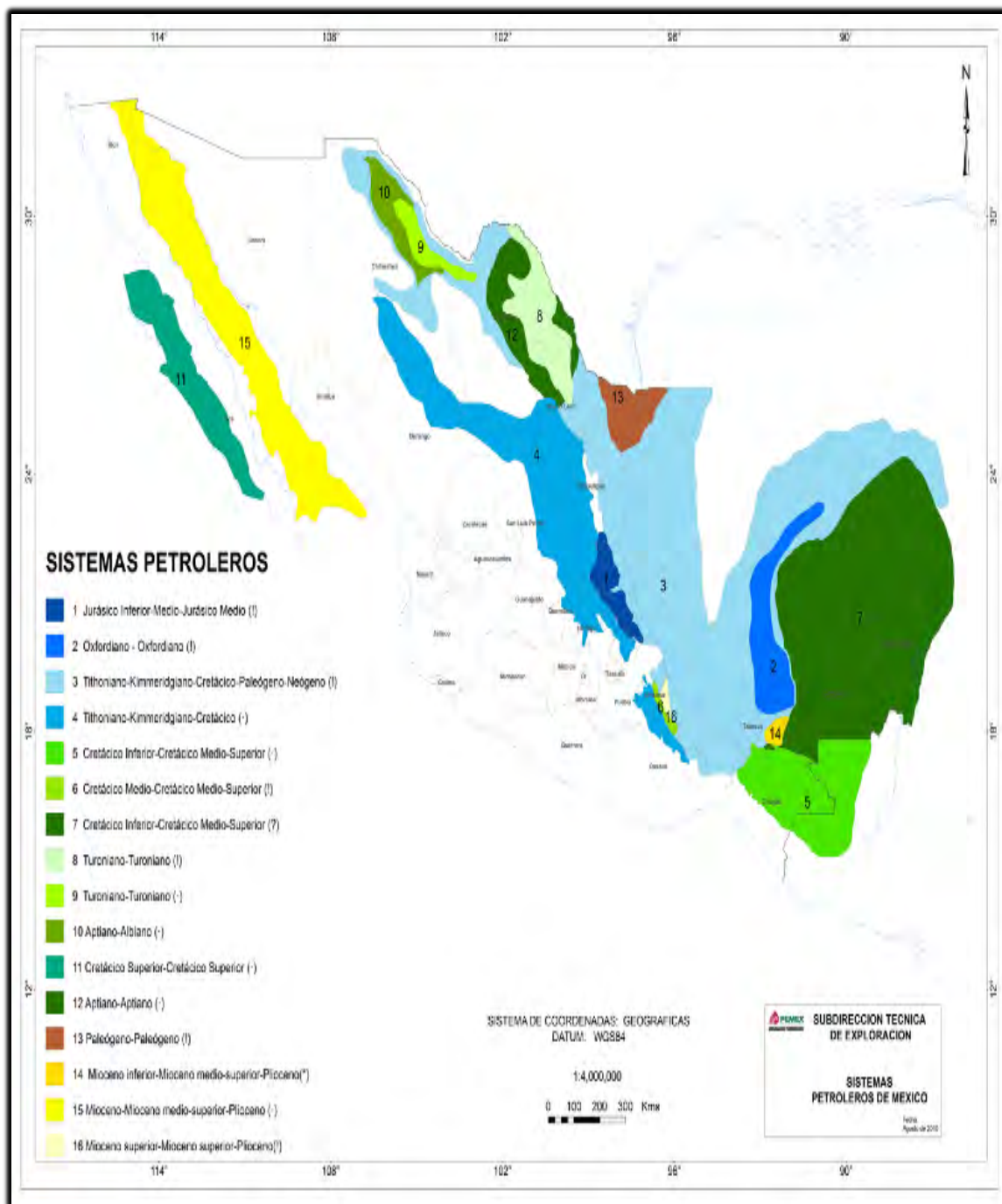


Figura 4.8 Sistemas Petroleros de México (PEP, 2010).

Sistema Petrolero: incluye el área en el cual se encuentra una roca generadora activa, su red natural de distribución, y los descubrimientos de la ocurrencia de petróleo genéticamente relacionados.

Sistema petrolero conocido: es aquel que presenta una correlación positiva aceite-roca generadora o gas-roca generadora (!).

Sistema petrolero hipotético: es aquel que no presenta una correlación positiva petróleo-roca generadora y que sólo está soportado por evidencias geoquímicas (·).

Sistema petrolero especulativo: es aquel que no presenta una correlación positiva petróleo-roca generadora, ni evidencias geoquímicas y sólo se postula por evidencias geológicas o geofísicas (?).

El sistema petrolero número 1 (Jurásico Inferior-Medio-Jurásico Medio) corresponde a la cuenca de Chicontepec, y en el encontramos lutitas carbonatadas de ambiente transicional como roca generadora, litarenitas y grauvacas líticas de grano medio a fino y algunos estratos de conglomerado de matriz arenosa como roca almacén y un sello formado por lutitas del Eoceno Temprano.

4.2.2. Roca generadora

La roca generadora es una roca sedimentaria de grano fino que en condiciones naturales ha generado y desprendido suficientes hidrocarburos como para formar una acumulación comercial. Debe cumplir con tres requerimientos geoquímicos: cantidad, calidad y madurez.

La roca generadora es aquella que posee las mejores características para la generación de hidrocarburos, debe contener suficiente materia orgánica para generar grandes volúmenes de hidrocarburos. Las mejores rocas generadoras son las lutitas negras (deben su color al alto contenido de materia orgánica), ya que al ser impermeables evitan que la materia orgánica sea destruida por agentes externos oxidantes.

Las rocas generadoras del sistema Chicontepec son lutitas calcáreas que corresponden a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta las cuales pertenecen al Jurásico Superior, Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano respectivamente. La Formación Santiago se ubica al sur de la provincia mientras que Tamán y Pimienta se localizan al norte de la provincia. En todas éstas formaciones se tiene alta concentración de materia orgánica y sepultamiento por una secuencia de espesor promedio de 1700 metros, lo que ayudó a la maduración térmica, este sepultamiento fue debido a una gruesa capa de sedimentos depositados por abanicos submarinos.

La Formación Santiago se caracteriza por lutitas carbonatadas de color negro y limolitas arcillosas con materia orgánica como bivalvos y cefalópodos del Oxfordiano. Sus espesores van desde los 10 hasta los 755 metros. El kerógeno predominante es tipo II que va desde maduro hasta sobremaduro, la fase madura genera aceite y gas y la fase sobremadura genera únicamente gas.

La Formación Tamán está formada por mudstones y calizas arcillosas y se caracteriza por tener buena estratificación, los organismos presentes son esponjas, radiolarios y cefalópodos del Jurásico Superior (Kimmeridgiano).

La Formación Pimienta está formada por mudstones y calizas arcillosas con estratificación delgada e intercalaciones de lutita negra laminar con espesores máximos de 485 metros. La materia orgánica es *Calpinella* y *Fibrosphaera* del Jurásico Superior (Tithoniano) y presenta temperaturas máximas de maduración de entre 412 y 476°C.

La principal materia orgánica se encuentra en las formaciones Santiago y Pimienta teniéndose kerógenos tipo I y II los cuales se encuentran en la ventana de generación de aceite. El kerógeno es la fracción de la materia orgánica en las rocas sedimentarias que es insoluble en ácidos, bases y en solventes orgánicos, ya que esta compuesto básicamente de grasas y ceras. Se tienen 4 tipos de kerógeno que son:

1. Tipo 1: Produce aceite
2. Tipo 2: Produce aceite y gas
3. Tipo 3: Produce gas o carbón
4. Tipo 4: No genera hidrocarburos

La Figura 4.9 muestra la columna estratigráfica que integra el sistema petrolero de la Cuenca de Chicontepec, si corresponde a roca generadora, almacenadora o sello, así como la edad geológica de cada una de las formaciones.

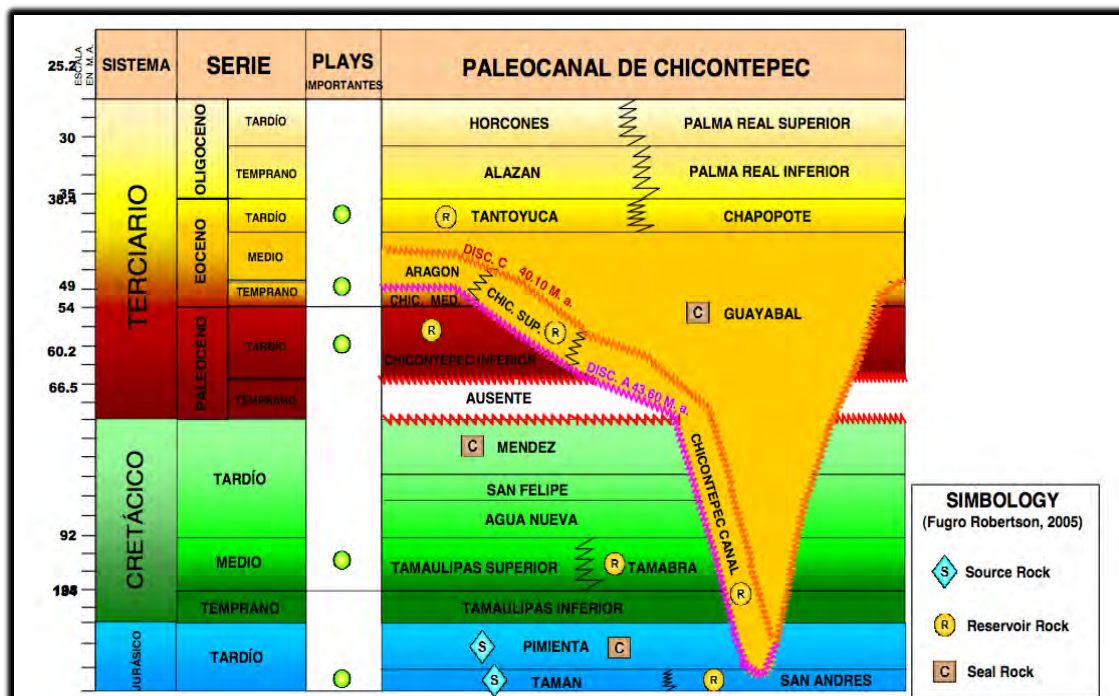


Figura 4.9 Columna estratigráfica del sistema petrolero de Chicontepec (Rentabilidad de proyectos, 2011).

4.2.3. Migración

La migración es el movimiento de aceite y/o gas entre los poros y/o discontinuidades de las rocas, en el interior de la corteza terrestre.

Tipos de migración

Los tipos de migración son los siguientes (Figura 4.10):

- **Primaria:** Designa los movimientos de los fluidos de la roca madre hacia la roca almacén. Comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del kerógeno, así como su transporte dentro y a través de los poros de la roca madre.
- **Secundaria:** Es el movimiento del petróleo, después de su expulsión de la roca generadora a través de poros más amplios que corresponden a la roca almacén.

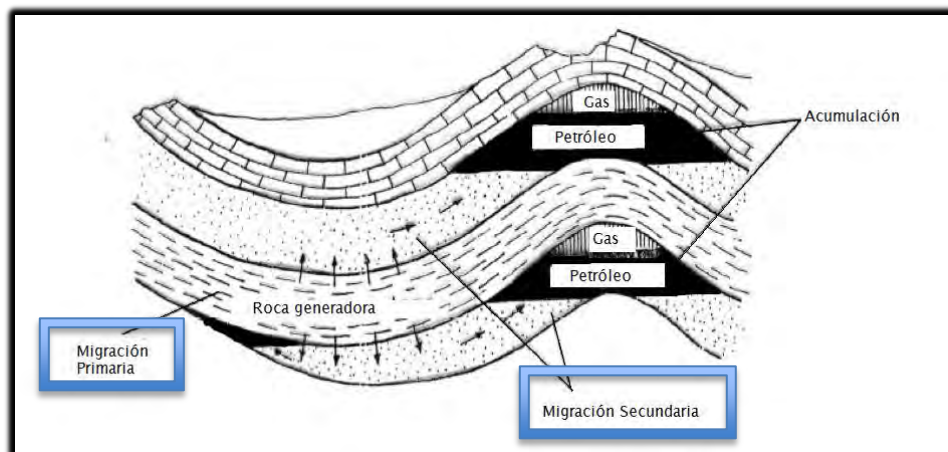


Figura 4.10 Tipos de migración (Martell, 2010).

La causa principal de la expulsión de los fluidos de la roca generadora es la compactación.

Factores que gobiernan la migración:

- Porosidad efectiva de las rocas.
- Grado de saturación de las rocas.
- Peso específico, viscosidad y cantidad de gas.
- Pendientes, discordancias y fracturamiento de los estratos.
- Composición y cantidad de las aguas asociadas con el aceite.
- Tamaño de la garganta de poro.

En el caso del Sistema Chicontepec la expulsión de hidrocarburos se dio a finales del Cretácico y durante el Paleógeno, la migración se dio en una sola dirección, en sentido vertical ascendente por un sistema de fallas laterales. La compactación contribuyó a que los fluidos fueran expulsados de la roca a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática.

4.2.4. Roca Almacén

La roca almacén es la que provee el espacio poroso para la acumulación de hidrocarburos; esta roca requiere de suficiente permeabilidad efectiva, tanto en la trampa como a lo largo de los conductos de migración, desde la roca generadora.

La roca almacén debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas almacén son las calizas fracturadas y las areniscas sin matriz.

En la cuenca de Chicontepec la principal roca almacén donde se ha encontrado la mayor acumulación de aceite, es en areniscas lenticulares. Estos lentes arenosos están formados por litarenitas y grauvacas líticas de grano medio a fino y algunos estratos de conglomerado de matriz arenosa. Las arenas pertenecen al Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior. Estas rocas se originaron debido a depósitos turbidíticos cíclicos; algunas otras rocas almacenadoras pertenecen al Paleoceno Superior.

La porosidad promedio de la roca almacén es del 12%. En el grupo Chicontepec no hay presencia de estratos de gran continuidad ni vertical ni horizontal, ya que éstos espesores son muy variables y dependen de la geometría y profundidad de cada elemento. En forma vertical, las formaciones del grupo Chicontepec presentan grandes variaciones en cuanto a sus características petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad. Las rocas almacenadoras de mayor potencial son los paquetes de areniscas que tienen geometrías de barras de desembocadura y canales distributarios con espesores de entre 12 y 18 m. La Formación Chicontepec es almacenadora y sello debido a sus horizontes arcillosos.

Las rocas almacenadoras en Chicontepec ocupan aproximadamente el 33% del relleno de la cuenca (Nieto, 2010).

4.2.5. Roca Sello

Roca sello: es una roca de baja permeabilidad que impide el escape de los hidrocarburos de la roca almacén. Este tipo de roca normalmente son las evaporitas y las lutitas.

La presencia de las rocas sello determinan la extensión geográfica del sistema petrolero.

Para que una roca sea considerada como impermeable no debe poseer fracturas interconectadas, por lo tanto las rocas sello deben tener un comportamiento plástico de manera que cuando se le apliquen esfuerzos mecánicos no se fracturen sino que se plieguen.

Las rocas sello en Chicontepec están formadas por los mismo sedimentos que fueron depositados con las arenas por las corrientes de turbidez. En la parte norte y centro de la cuenca, los sedimentos arcillosos pertenecen al Eoceno temprano del mismo grupo y la roca sello en el sureste son rocas arcillosas de la Formación Guayabal (Nieto, 2010).

4.2.6. Trampas Petroleras

Las trampas son receptáculos cerrados de la corteza terrestre que cuentan con rocas almacenadoras y rocas sello en posición tal que permiten se acumulen los hidrocarburos.

La Figura 4.11 muestra un estrato de arenas saturado con gas, aceite y agua, el cual se encuentra limitado en su parte superior e inferior por estratos de lutitas que impiden el escape de los fluidos; además, estos estratos fueron afectados por una falla normal impermeable la cual permitió la acumulación de los hidrocarburos.

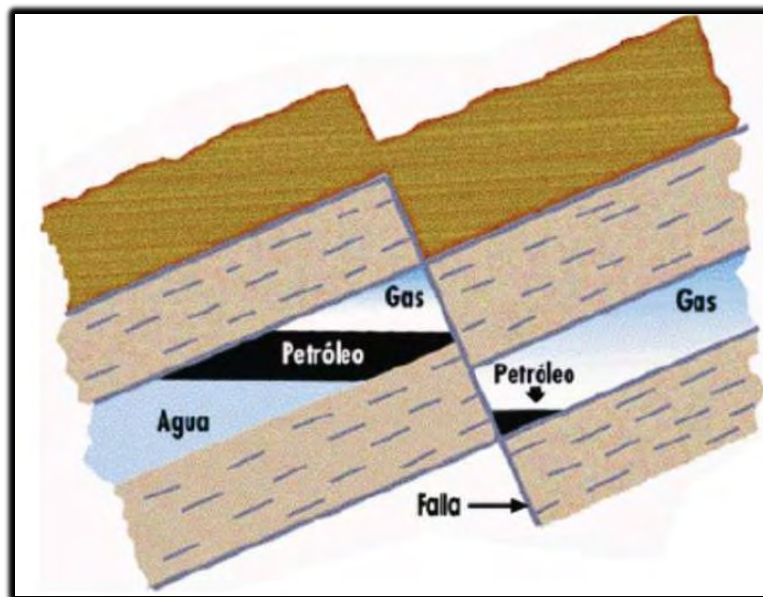


Figura 4.11 Trampa estructural debido a una falla normal (Martell, 2010).

Las trampas se dividen en diferentes tipos que son:

- Trampas por variación de permeabilidad
 - Cambios de facies
 - Discordancias
 - Variación causada por agua subterránea
 - Variación causada por truncamiento
 - Trampas estratigráficas

- Trampas estructurales
 - Pliegues
 - Domos
 - Fallas normales
 - Fallas inversas
 - Fallas laterales

- Trampas combinadas
 - Combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad
 - Hidrodinámicas

Las trampas por variación de permeabilidad son las más importantes para nuestro estudio, ya que son las que están presentes en la cuenca de Chicontepec; son las trampas que permiten que los hidrocarburos se acumulen en el subsuelo sin deformación estructural, como por ejemplo: cambios de facies y discordancias. Este tipo de trampa son el resultado de la presencia de un cierto volumen de roca almacén aislada por formaciones impermeables tanto de forma vertical como de forma horizontal; se deben a anomalías en la repartición de los sedimentos o a la naturaleza litológica de las formaciones.

El tipo más común en este tipo de trampa son las estratigráficas, las cuales se dividen en dos grupos que son:

- Trampas estratigráficas primarias: están condicionadas a que exista un cuerpo rocoso, poroso, permeable y de tamaño limitado; existe debido a que un sedimento es capaz de formar una roca almacén y se encuentre rodeado de rocas impermeables. Los cuerpos arenosos lenticulares pertenecientes a las formaciones del grupo Chicontepec pertenecen a esta categoría.
- Trampas estratigráficas secundarias: son creadas por fenómenos posteriores a la sedimentación y a veces se forman durante la diagénesis, resultan de una discordancia angular o una discordancia basal. En la Cuenca de Chicontepec, entre cada una de las formaciones, se tiene este tipo de trampa (Nieto, 2010).

Las trampas estructurales son las que permiten la acumulación de hidrocarburos por medio de deformación estructural, como por ejemplo: pliegues, domos, fallas normales y fallas inversas. Este tipo de trampa no es muy común en la cuenca de Chicontepec, pero es la más común en casi todos los yacimientos de aceite del país.

Las trampas combinadas tienen variaciones en la porosidad además de deformaciones estructurales en las cuales la roca almacén cubre sólo una parte de la estructura. Este tipo de trampas son dependientes de los cambios estratigráficos que limitan la permeabilidad y la estructura para crear el cierre y completar la trampa. Este tipo de trampa se encuentra abajo del relleno clástico de la cuenca de Chicontepec por lo tanto no es importante su estudio en este caso (Nieto, 2010).

El patrón de entrapamiento del Sistema Chicontepec está formado por trampas de variación de permeabilidad que en la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que limitan en la cima, la base y por los lados a los cuerpos arenosos. En la Cuenca de Chicontepec se tiene una mayor cantidad de trampas del tipo estratigráfico complejo, cuya geometría fue influenciada por la superposición de abanicos submarinos dentro del paleocanal los cuales determinaron los espesores y el comportamiento estructural de las secuencias de relleno, pudiendo de esta manera llegar a construir trampas combinadas.

4.2.7. Sincronía

La sincronía se refiere a la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos susceptibles a ser explotados económicamente. En el caso de Chicontepec sucedió que la erosión contribuyó al desarrollo del paleocanal de Chicontepec durante el Paleoceno tardío y el Eoceno temprano, después, las secuencias clásticas no sufrieron deformación significativa (las cuales pudieron haber alterado sus propiedades físicas), y por ultimo, se tuvo el tiempo de maduración necesario para que se generaran los hidrocarburos; todos estos elementos se asociaron para tener la sincronía de un sistema petrolero (Figura 4.12).

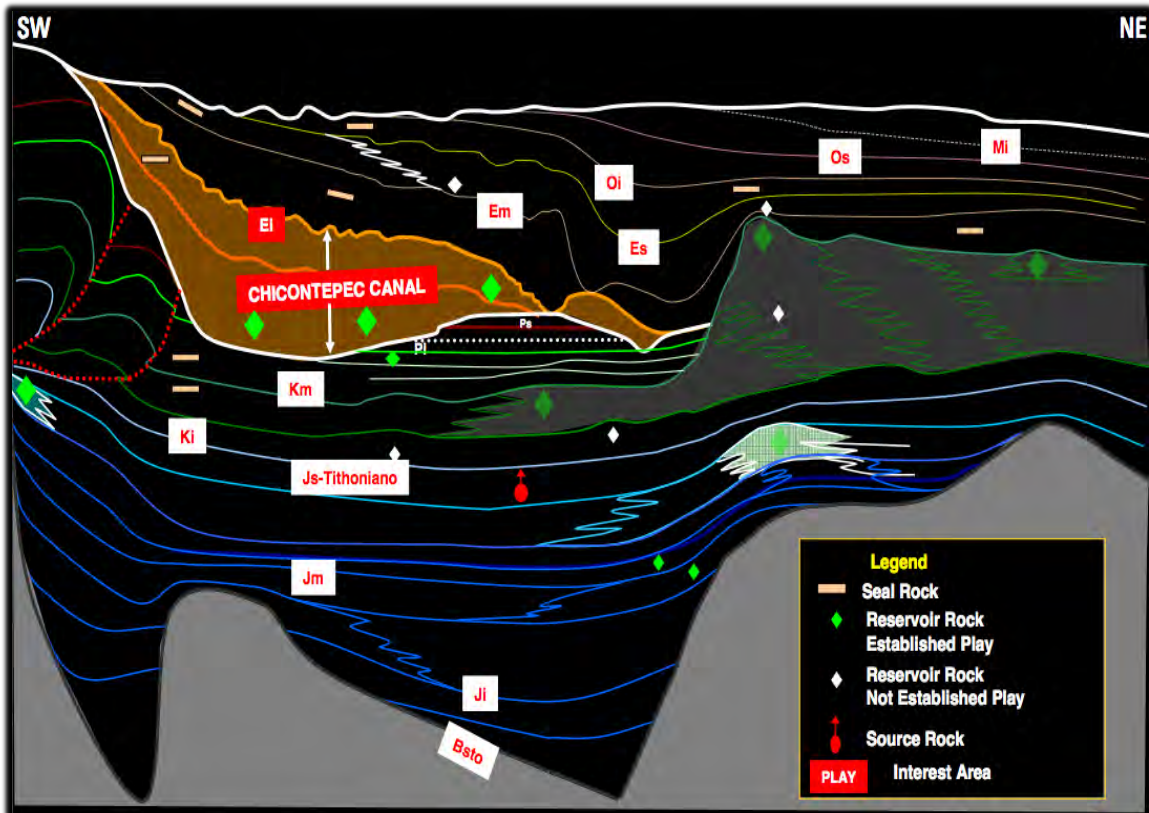


Figura 4.12 Sistema petrolero de Chicontepec (Rentabilidad de proyectos, 2011).

5. ANÁLISIS AL SECTOR NORTE DEL CAMPO TAJÍN

El análisis que se realizó al Sector Norte del Campo Tajín (Figura 5.1) incluyó la revisión de datos de perforación, terminación, disparos, fracturas y reparaciones mayores a 89 pozos, con el objetivo de comparar los datos de producción de cada uno de los pozos con las propiedades petrofísicas presentes en cada uno de ellos. Además de esto, se seccionó a éste Sector Norte en 4 sectores que fueron llamados: 1) Noroeste, NW 2) Noreste, NE 3) Suroeste, SW y 4) Sureste, SE, (Figura 5.2) con la finalidad de observar la variación de la producción y las propiedades petrofísicas en cada uno de estos sectores, además de determinar cual de estas secciones cuenta con los mejores datos de producción y cual con las mejores propiedades petrofísicas.

Sector Norte, Central y Sur del campo Tajín de la cuenca de Chicontepec.

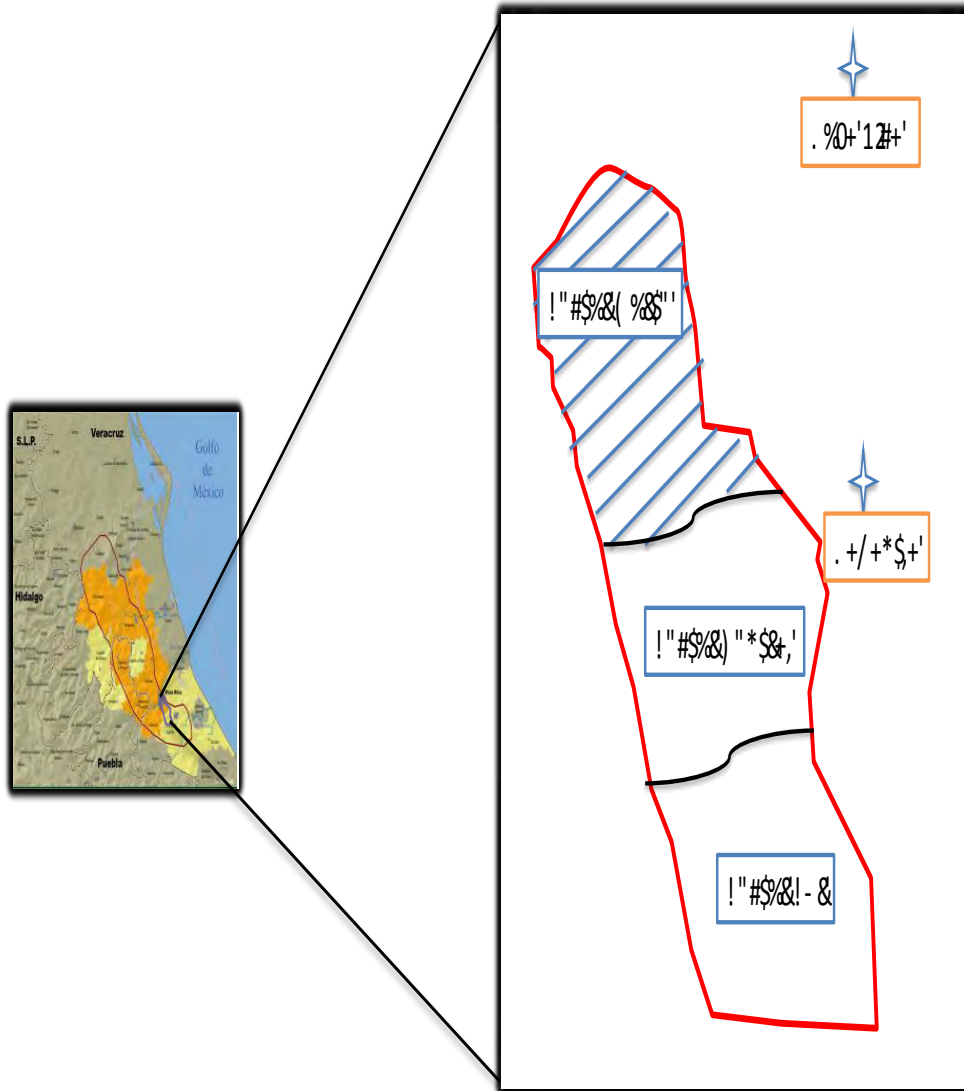


Figura 5.1 Esquema del Campo Tajín en el que se muestra de forma ashurada el sector norte correspondiente a la zona de análisis.

Sector norte del campo Tajín

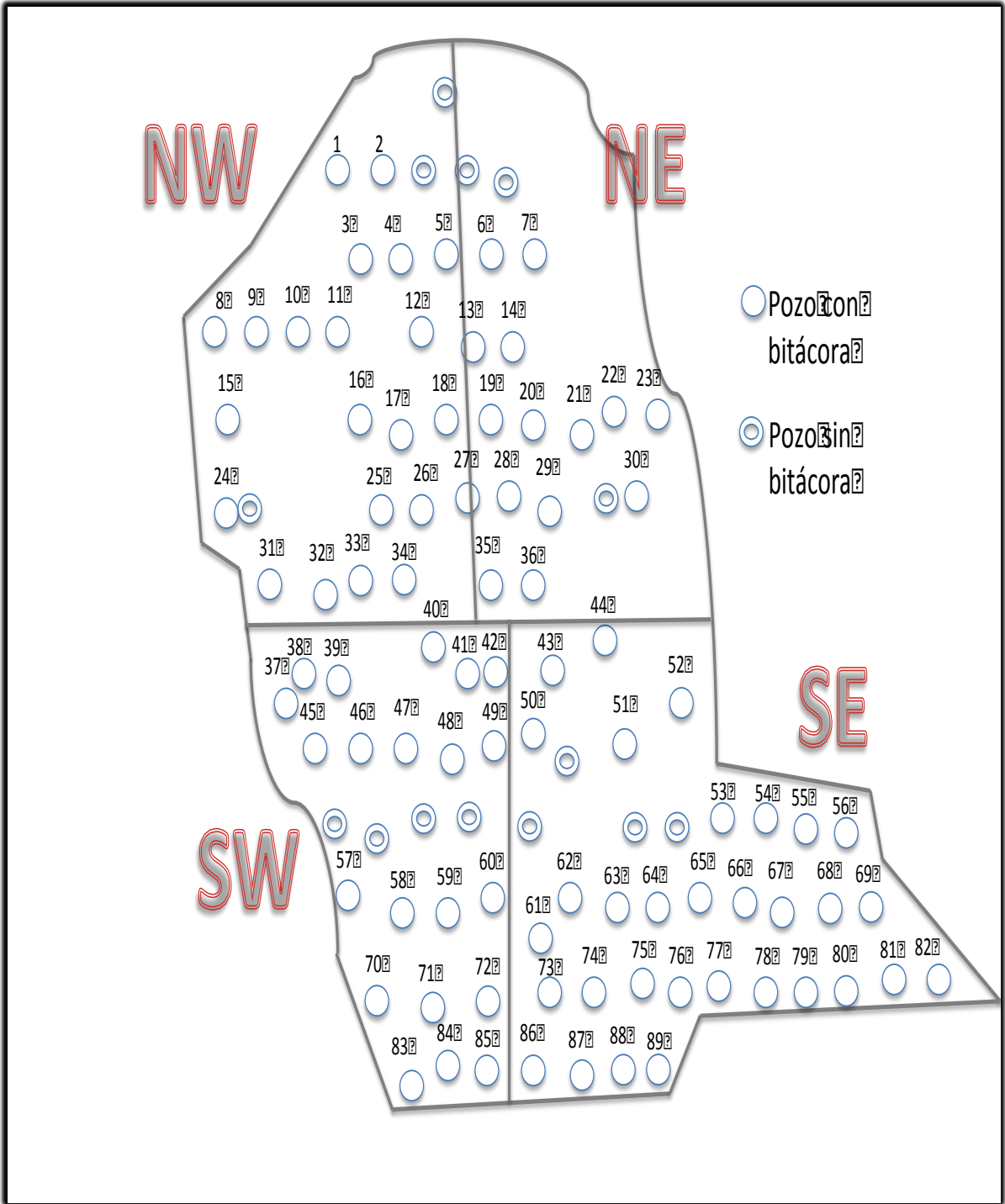


Figura 5.2 Sector norte del Campo Tajín separada en 4 sectores, en el que se muestran de manera esquemática tanto los 89 pozos analizados, como los pozos que no cuentan con bitácora de historia de pozo, (14 pozos).

De los 89 pozos analizados se recabó la información más importante y se realizó un reporte final de cada uno de ellos, que incluye: la fecha de inicio de perforación y fecha de terminación del pozo, datos de producción y algunas propiedades petrofísicas, datos de reparaciones mayores y estados mecánicos, todo esto con la finalidad de tener en forma más simplificada lo hecho en cada uno de los pozos (Apéndice A-disco adjunto).

Cabe mencionar que de los 89 pozos analizados uno sólo de ellos fue nucleado y la única información presente para ese pozo son datos de porosidad y saturación en diferentes secciones del núcleo. También es importante mencionar que todos los pozos fueron fracturados y para llevar a cabo ese fracturamiento se tuvo que hacer análisis petrofísico para poder obtener dicha información (en ningún pozo especifica como fue obtenida dicha información), el problema es que a pesar de que todos los pozos fueron fracturados, no todos ellos cuentan con ese análisis petrofísico dentro de la bitácora de historia del pozo.

Algunos de los pozos presentan datos de producción acumulada en un cierto periodo de tiempo o gráficas del comportamiento de la producción; en general los pozos sólo mencionan el dato de producción inicial ya sea al comienzo de la explotación o después de una reparación mayor. En el caso de registros geofísicos sólo el 6% de los pozos los presentan.

De estos reportes finales se tomaron los 5 pozos que tuvieran la menor cantidad de información (22-GPA, 23-GPA, 29-GPA, 30-GPA Y 89-GPA) y los 5 pozos con mayor cantidad de información (28-GPA, 44-GPA, 51-GPA, 74-GPA Y 88-GPA), todo esto con el objetivo de resaltar la problemática que se tiene en dicho campo al no tener un buen control de la información que se recaba en cada uno de ellos.

De los pozos con menor cantidad de información, se puede observar de forma general que los pozos simplemente no cuentan ni siquiera con el estado mecánico correspondiente ni con columna geológica. Los pozos en algún momento de su vida productiva fueron fracturados, pero la información petrofísica recabada para llevar a cabo este fracturamiento no está disponible y por consecuencia no se sabe las características petrofísicas que se tienen en dicho pozo. Además, estos pozos no cuentan con datos de reparaciones mayores.

Nombre: 29-GPA

Clasificación: Desarrollo

Ubicado en el sector: NE

Ubicación de la perforación: Direccional de la plataforma 1-ERL

Objetivo de la perforación:

Explotar los desarrollos arenosos, del paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

Columna geológica

“No se muestra”

Inicio de la perforación: 26 de abril de 2010

Terminación del pozo: 10 de agosto de 2010

Intervalo probado: 1835-1853 m.

Porosidad: - (%)

Permeabilidad: - (md)

Resultado: Productor de aceite y gas

Producción:

Qo: 60 (bpd)

Qg: 0.034 (mmpcd)

Qw: 60 (bpd)

Agua: - (%)

Densidad: - ($^{\circ}$ API)

RGA: 101 (m^3/m^3)

Salinidad: 19000 (ppm)

Ph: 7

Sedimentos: 0 (%)

Fluyo por tp: 2 7/8 (pg)

Presión tp: 13 (kg/cm^2)

Estrangulador: 6 (mm)

Temperatura de yacimiento: - ($^{\circ}$ C)

Nombre del pozo: 30-GPA

Clasificación: Desarrollo

Ubicado en el sector: NE

Ubicación de la perforación: Direccional de la plataforma 1-ERL

Objetivo de la perforación:

Explotar los desarrollos arenosos, del paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

Columna Geológica

“No se muestra”

Inicio de la perforación: 11 de abril de 2010

Terminación del pozo: 16 de agosto de 2010

Intervalo(s) probado: 1550-1565 (m)

Porosidad: - (%)

Permeabilidad: - (md)

Resultado: Productor de aceite y gas

Producción:

Qo: 130 (bpd)

Qg: 0.803 (mmpcd)

Qw: 0 (bpd)

Agua: - (%)

Densidad: - ($^{\circ}$ API)

RGA: 1100 (m^3/m^3)

Salinidad: - (ppm)

Ph: -

Sedimentos: 0 (%)

Flujo por tp: 2 7/8 (pg)

Presión tp: 142 (kg/cm^2)

Estrangulador: 10/64 (mm)

Temperatura de yacimiento: - ($^{\circ}$ C)

Nombre del pozo: 23-GPA

Clasificación: Desarrollo

Ubicado en el sector: NE

Ubicación de la perforación: Direccional de la plataforma 1-ERL

Objetivo de la perforación:

Explotar los desarrollos arenosos, del paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

Columna Geológica

“No se muestra”

Inicio de la perforación: 29 de marzo de 2010

Terminación del pozo: 9 de agosto de 2010

Intervalo(s) probado: 1680-1735 (m)

Porosidad: - (%)

Permeabilidad: - (md)

Resultado: Productor de aceite y gas

Producción:

Qo: 151 (bpd)

Qg: 0.085 (mmpcd)

Qw: 0 (bpd)

Agua: - (%)

Densidad: - ($^{\circ}$ API)

RGA: 100 (m^3/m^3)

Salinidad: - (ppm)

Ph: -

Sedimentos: 0 (%)

Flujo por tp: 2 7/8 (pg)

Presión tp: 65 (kg/cm^2)

Estrangulador: 8/64 (mm)

Temperatura de yacimiento: - ($^{\circ}$ C)

Nombre del pozo: 22-GPA

Clasificación: Desarrollo

Ubicado en el sector: NE

Ubicación de la perforación: Direccional de la plataforma 1-ERL

Objetivo de la perforación:

Explotar los desarrollos arenosos, del paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

Columna Geológica

“No se muestra”

Inicio de la perforación: 15 de marzo de 2010

Terminación del pozo: 8 de agosto de 2010

Intervalo(s) probado: 1610-1644 (m)

Porosidad: - (%)

Permeabilidad: - (md)

Resultado: Productor de aceite y gas

Producción:

Qo: 144 (bpd)

Qg: 0.081 (mmpcd)

Qw: 0 (bpd)

Agua: - (%)

Densidad: 18.8 (°API)

RGA: 100 (m³/m³)

Salinidad: - (ppm)

Ph: -

Sedimentos: 0 (%)

Flujo por tp: 2 7/8 (pg)

Presión tp: 42 (kg/cm²)

Estrangulador: 10/64 (mm)

Temperatura de yacimiento: - (°C)

Nombre del pozo: 89-GPA

Clasificación: Desarrollo

Ubicado en el sector: SE

Ubicación de la perforación: Direccional de la plataforma 2-ERL

Objetivo de la perforación:

Explotar los desarrollos arenosos, del paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

Columna Geológica

“No se muestra”

Inicio de la perforación: 12 de noviembre de 1990

Terminación del pozo: 24 de enero de 1991

Intervalo(s) probado: 1510-1552 (m)

Porosidad: 11 (%)

Permeabilidad: 0.1 (md)

Resultado: Productor de aceite

Producción:

Qo: 220 (bpd)

Qg: 0.099072 (mmpcd)

Qw: - (bpd)

Agua: 7 (%)

Densidad: 29 ($^{\circ}$ API)

RGA: 80 (m^3/m^3)

Salinidad: - (ppm)

Ph: -

Sedimentos: - (%)

Flujo por tp: 2 7/8 (pg)

Presión tp: 30 (kg/cm^2)

Estrangulador: 6 (mm)

Temperatura de yacimiento: 79 ($^{\circ}$ C)

Saturación de aceite: 75 (%)

Saturación de agua: 25 (%)

Notas:

El pozo se cerró por invasión de agua al 70% y se decidió realizar un cambio de intervalo.

Reparación mayor N. 1

Objetivo: Cambio de intervalo

Aislar los intervalos 1510-1552 (m) con tapón de arena y probar los intervalos 1850-1885 (m) de la formación Chicontepec canal.

De forma contraria, en los pozos que cuentan con mayor cantidad de información podemos observar un mejor control de la información, observamos que el pozo cuenta con columna geológica de la perforación (Tablas 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4), fechas de inicio de perforación y fecha de terminación del pozo. Además, podemos observar los datos de producción inicial, algunos valores de propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad y saturación, o espesores netos de los cuerpos productores, porcentaje de arena y lutitas, etc. Otra característica importante a resaltar en estos pozos son los datos que se tienen de reparaciones mayores y de fracturamiento. Todos los pozos de ésta categoría muestran estados mecánicos de la perforación (Figuras 5.3, 5.7, 5.16, 5.21 y 5.23) en el que se muestra la columna geológica que se perforó; estados mecánicos de los pozos (Figuras 5.5, 5.8, 5.17 y 5.24) en los que se muestra como quedó terminado el pozo al momento de ponerse a producir por primera vez; y estados mecánicos finales (Figuras 5.9, 5.18, 5.22 y 5.25) en los que se muestra como se realizó la reparación mayor al pozo y con que sistema artificial se puso a producir.

En todos los estados mecánicos se puede obtener información como profundidad de asentamiento de las TR's, intervalos disparados, profundidad total del pozo, instalación de sistemas artificiales, y demás información importante en el análisis de los pozos.

Es importante mencionar que el intervalo, el espesor neto del cuerpo y el espesor neto limpio son diferentes entre sí y normalmente tienen diferentes valores cada uno de ellos:

- ✓ Intervalo: se refiere al intervalo que fue disparado con una cierta densidad de disparos.
- ✓ Espesor neto del cuerpo: es la longitud en forma vertical del estrato que está impregnado de aceite.
- ✓ Espesor neto limpio: es la longitud en forma vertical que está formado únicamente por arenas (sin lutitas).

Algunos de estos pozos cuentan con gráficos de:

- ✓ Declinación de la producción y producción acumulada con respecto al tiempo: en este tipo de gráfico podemos observar como los pozos rápidamente dejan de fluir y tienen una declinación en la producción muy pronunciada (Figuras 5.6 y 5.20).
- ✓ Taza de flujo con respecto al tiempo: se observa cual fue la producción que se tubo diariamente en un determinado tiempo (Figuras 5.10, 5.12, 5.14 y 5.19).
- ✓ Producción acumulada con respecto al tiempo: en este grafico se observan 3 diferentes casos, en el primero se tiene un caso base de cómo se espera la producción de dicho pozo; en el segundo caso se tiene la producción esperada si el pozo es estimulado; y en el tercer caso se tiene cual es la producción neta de dicho pozo (Figuras 5.11, 5.13 y 5.15).

Nombre del pozo: 28-GPA

Clasificación: Desarrollo

Ubicado en el sector: NE

Ubicación de la perforación: Direccional de la plataforma 3-ERL

Objetivo de la perforación:

Explotar los desarrollos arenosos, del paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

Columna Geológica

Edad	Formación	Profundidad (m.b.n.m.)	Profundidad (m.v.b.m.r.)	Profundidad (m.d.b.m.r.)
Oligoceno	Palma real inferior	aflora	5.5	5.5
Eoceno	Chapopote	275	405.5	405.72
Eoceno	Guayabal	485	615.5	628.87
Eoceno	Chicontepec Canal	1035	1165.5	1299.73
	Cima desarrollos arenosos	1365	1495.5	1651.39
Paleoceno	Chicontepec inferior	1580	1710.5	1866.39
	Profundidad total	1680	1810.5	1966.39

Tabla 5.2 Columna geológica pozo 28-GPA

Inicio de la perforación: 25 de junio de 2003

Terminación del pozo: 31 de agosto de 2003.

Intervalo(s) probado: 1850-1895 (m).

Porosidad: - (%)

Permeabilidad: - (md)

Resultado: Productor de aceite

Producción:

Qo: 296 (bpd)

Qg: - (mmpcd)

Qw: 62 (bpd)

Agua: - (%)

Densidad: - ($^{\circ}$ API)

RGA: - (m^3/m^3)

Salinidad: - (ppm)

Ph: -

Sedimentos: - (%)

Flujo por tp: 2 7/8 (pg)

Presión tp: 41 (kg/cm^2)

Estrangulador: 6 (mm)

Temperatura de yacimiento: - ($^{\circ}$ C)

Notas:

Este intervalo 1850-1895 se disparó el 25 de agosto de 2003 y se fracturó el 29 de agosto del mismo año.

El pozo logró una producción acumulada: 14.7 Mbbls hasta el mes de mayo de 2004.

El pozo se cerró por baja presión de fondo, por lo cual se decidió hacer un cambio de intervalo.

Reparación mayor N. 1

Objetivo: Cambio de intervalo

Aislar el intervalo 1850-1895 (m) con tapón de arena y probar el intervalo 1630-1675 (m) de la formación Chicontepec canal.

Datos de la terminación oficial de la reparación.

Fecha de prueba: 17 de abril de 2005

Intervalo(s): 1630- 1675 (m)

Porosidad: - (%)

Permeabilidad: - (md)

Resultado: Productor de aceite y gas

Producción:

Qo: 1057 (bpd)

Qg: 0.599 (mmpcd)

Qw: - (bpd)

Agua: 20 (%)

Densidad: 21.64 (°API)

RGA: 101 (m³/m³)

Salinidad: 24509 (ppm)

PH: 8

Sedimentos: - (%)

Flujo por tp: 2 7/8 (pg)

Presión en tp: 83 (kg/cm²)

Estrangulador: 6 (mm)

Temperatura de yacimientos: - (°C)

Notas:

El intervalo 1630-1675 se disparó el 5 de abril de 2005 y se fracturó el 13 de abril del mismo año.

Estado mecánico de la perforación del pozo 28-GPA

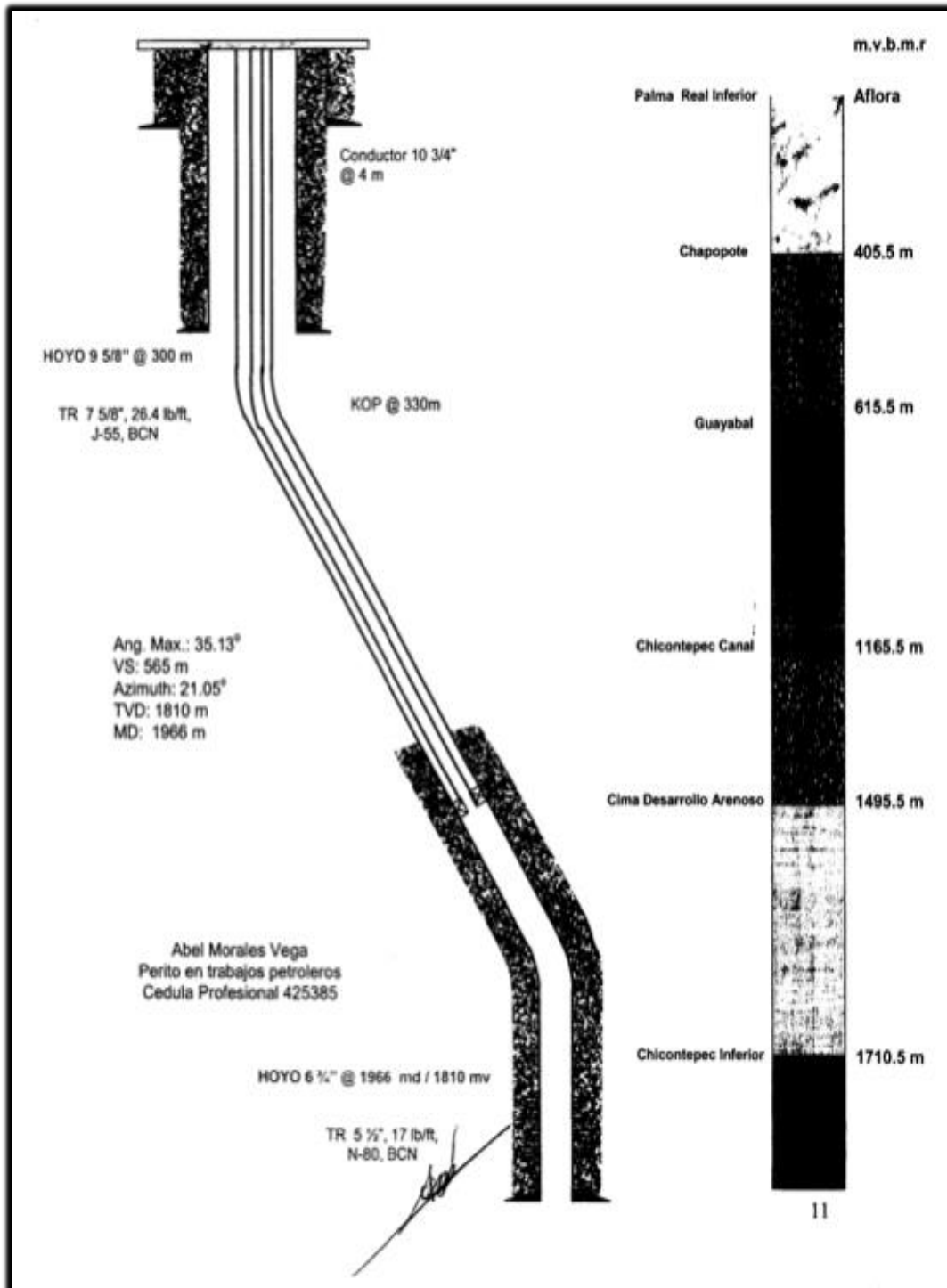


Figura 5.3 Estado mecánico de la perforación pozo 28-GPA.

Estado mecánico actual y propuesto de la reparación mayor 28-GPA

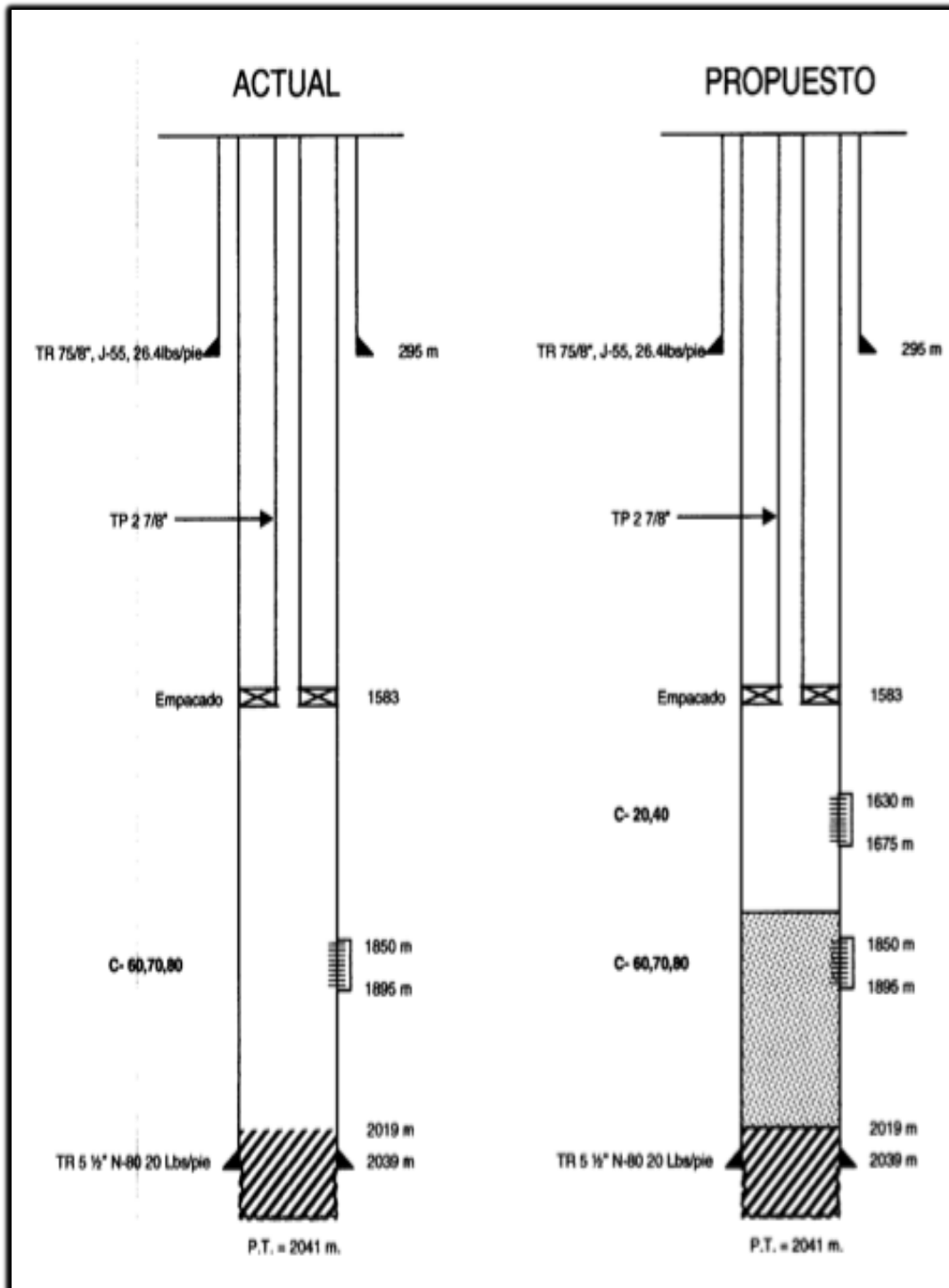


Figura 5.4 Estado mecánico actual y propuesto de la reparación mayor pozo 28-GPA.

Estado mecánico del pozo 28-GPA

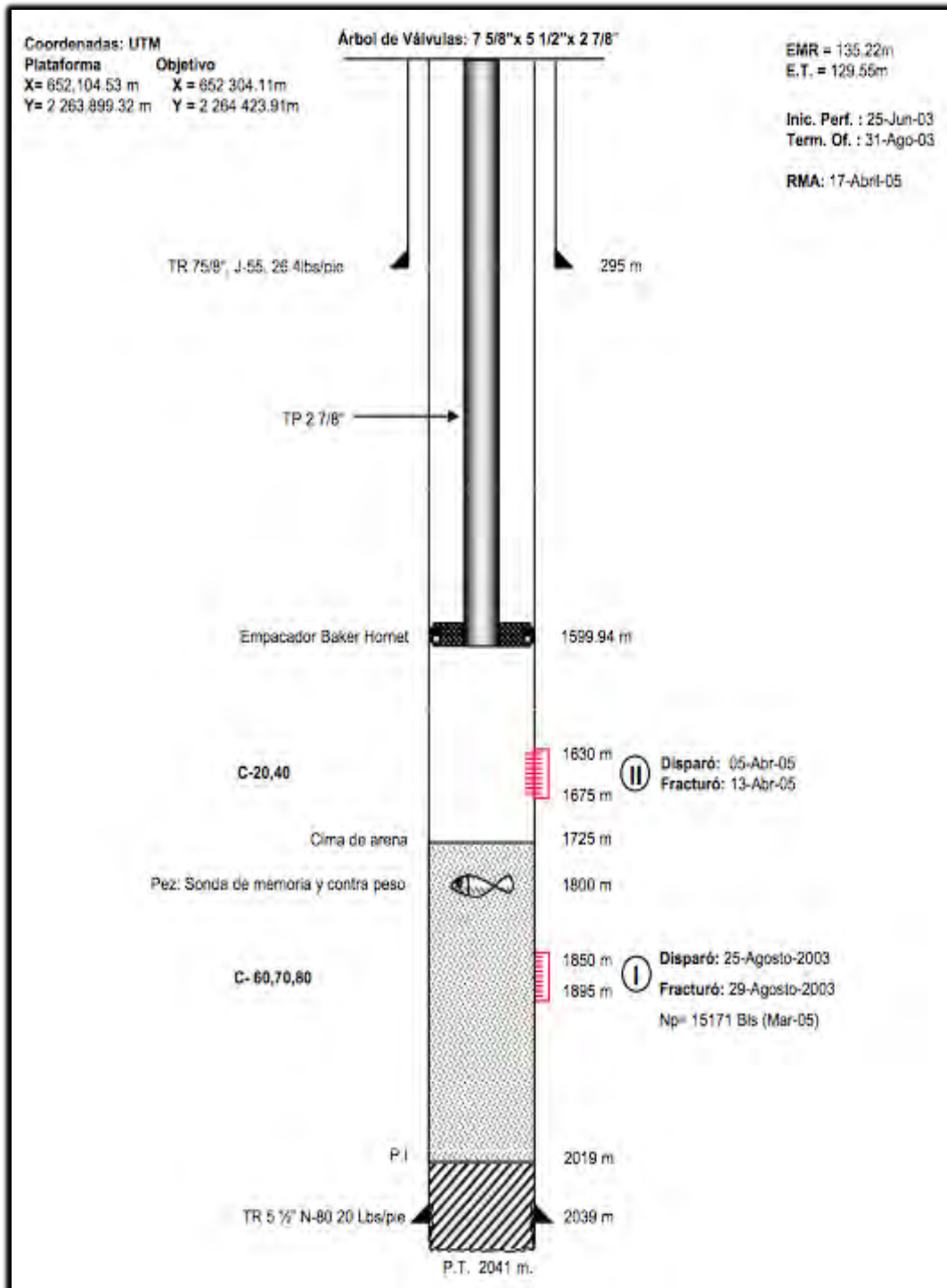


Figura 5.5 Estado mecánico final pozo 28-GPA.

Nombre del pozo: 44-GPA

Clasificación: Desarrollo

Ubicado en el sector: SE

Ubicación de la perforación: Direccional de la plataforma 4-ERL

Objetivo de la perforación:

Explotar los desarrollos arenosos, del paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

Columna Geológica

Edad	Formación	Profundidad (m.b.n.m.)	Profundidad (m.v.b.m.r.)	Profundidad (m.d.b.m.r.)
oligoceno	Palma real superior	Aflora	Aflora	Aflora
Oligoceno	Palma real inferior	93	232.03	232.23
Eoceno	Chapopote	290	429.03	434.82
Eoceno	Guayabal	390	529.03	542.41
Eoceno	Chicontepec Canal	1051	1190.03	1253.61
	Cima desarrollos arenosos	1300	1439.03	1521.53
Paleoceno	Chicontepec inferior	1595	1734.03	1838.93
	Profundidad total	1695	1834	1946

Tabla 5.3 Columna geológica pozo 44-GPA.

Inicio de la perforación: 20 de abril de 2003

Terminación del pozo: 10 de agosto de 2003

Intervalo(s) probado: 1805-1830, 1745-1775 y 1565-1591 (m)

Porosidad: - (%)

RGA: - (m³/m³)

Permeabilidad: - (md)

Salinidad: - (ppm)

Resultado: Productor de aceite y gas

Ph: -

Producción:

Sedimentos: - (%)

Qo: 255 (bpd)

Fluyo por tp: 2 7/8 (pg)

Qg: 0.042 (mmpcd)

Presión tp: 76 (kg/cm²)

Qw: - (bpd)

Estrangulador: 6 (mm)

Agua: 15 (%)

Temperatura de yacimiento: - (°C)

Densidad: - (°API)

Intervalo: 1565-1591 (m)
Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)
Litología: 55% arenisca y 45% lutita
Espesor neto del cuerpo: 29 (m)
Espesor neto limpio: 16 (m)
Porosidad: 10.9 (%)
Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)
Bo=1.2 (m³/m³)
Viscosidad del aceite: 5 (cp)
Gravedad: 25 (°API)
Saturación de aceite: 71 (%)
Saturación de agua: 29 (%)
Salinidad: 35,000 (ppm)
Rga: 51 (m³/m³)
Permeabilidad: 1.2 (md)
Temperatura: 66 (°C)
Presión de fondo cerrado: 2499 (psi)
Presión de fondo fluyendo: 1927 (psi)
Radio de drene: 40 (acres)

Intervalo: 1805-1830 (m)
Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)
Litología: 50% arenisca y 50% lutita
Porosidad: 8.4 (%)
Espesor neto del cuerpo: 25 (m)
Espesor neto limpio: 12.5 (m)
Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)
Bo=1.2 (m³/m³)
Viscosidad del aceite: 5 (cp)
Gravedad: 25 (°API)
Saturación de aceite: 64 (%)
Saturación de agua: 36 (%)
Salinidad: 35,000 (ppm)
Rga: 51 (m³/m³)
Permeabilidad: 0.5 (md)
Temperatura: 75 (°C)
Presión de fondo cerrado: 2799 (psi)
Presión de fondo fluyendo: 2227 (psi)
Radio de drene: 40 (acres)

Intervalo: 1745-1775(m)
Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)
Litología: 62% arenisca y 38% lutita
Espesor neto del cuerpo: 36 (m)
Espesor neto limpio: 22 (m)
Porosidad: 8.4 (%)
Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)
Bo=1.2 (m³/m³)
Viscosidad del aceite: 5 (cp)
Gravedad: 25 (°API)
Saturación de aceite: 61 (%)
Saturación de agua: 39 (%)
Salinidad: 35,000 (ppm)
Rga: 51 (m³/m³)
Permeabilidad: 0.6 (md)
Temperatura: 73 (°C)
Presión de fondo cerrado: 2880 (psi)
Presión de fondo fluyendo: 2307 (psi)
Radio de drene: 40 (acres)

Notas:

El intervalo 1805-1830 se disparó el 8 de junio de 2003 y se fracturó el 11 de junio del mismo año.

El intervalo 1745-1775 se disparó el 17 de junio de 2003 y se fracturó el 18 de junio del mismo año.

El intervalo 1565-1591 se disparó el 21 de junio de 2003 y se fracturó el 24 de junio del mismo año.

El pozo fluyó con bombeo neumático a partir del 5 de mayo de 2009.

Declinación de la producción y producción acumulada vs tiempo

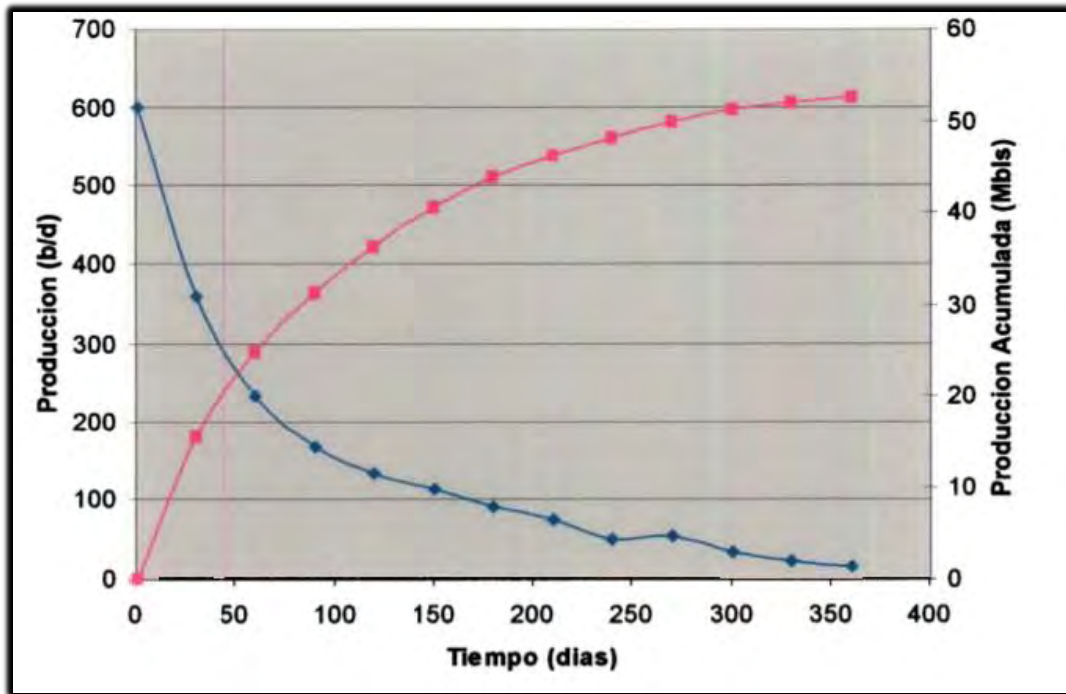


Figura 5.6 Declinación y producción acumulada vs tiempo pozo 44 GPA.

Estado mecánico de la perforación del pozo 44-GPA

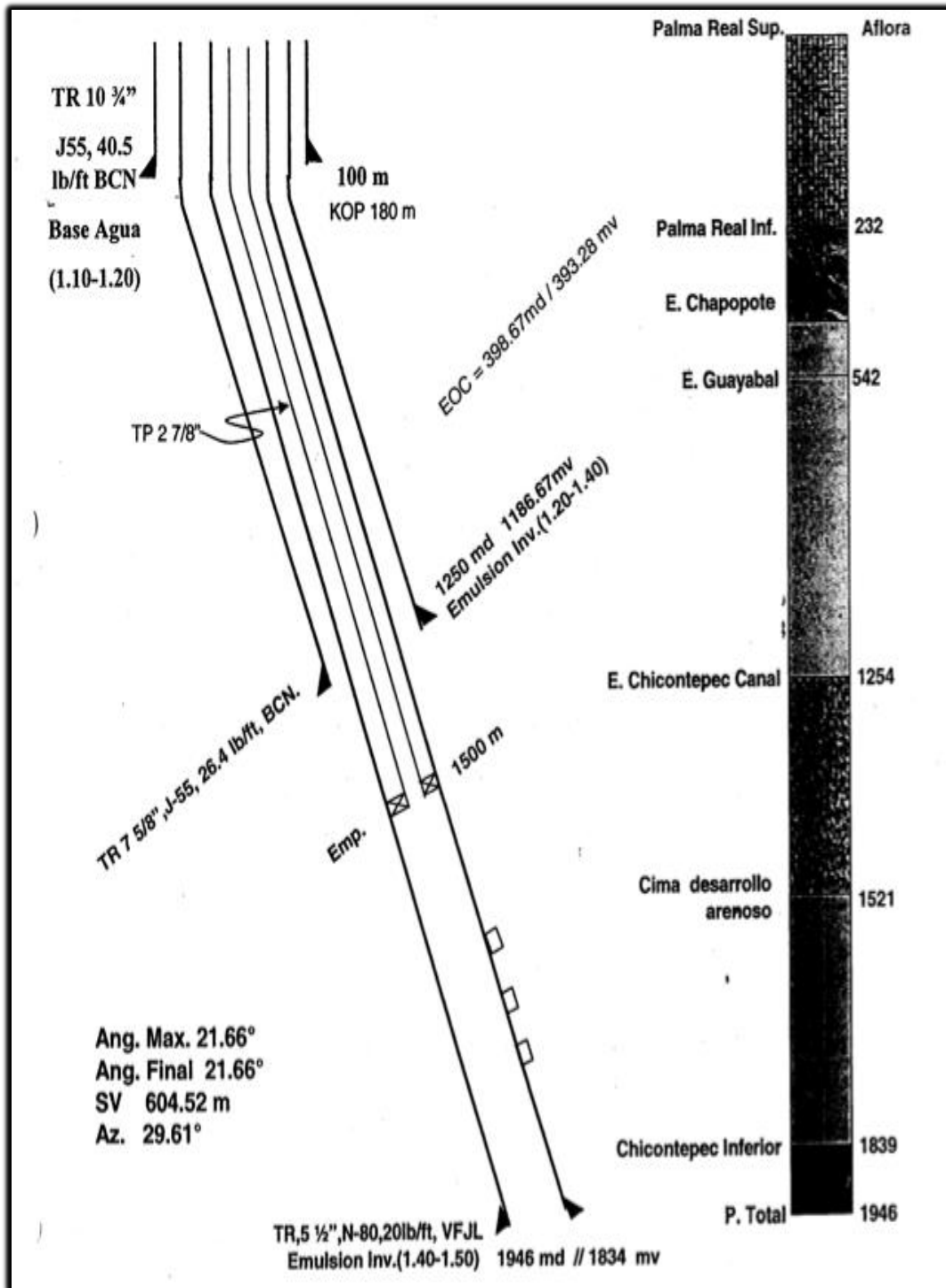


Figura 5.7 Estado mecánico de la perforación pozo 44-GPA.

Estado mecánico del pozo 44-GPA

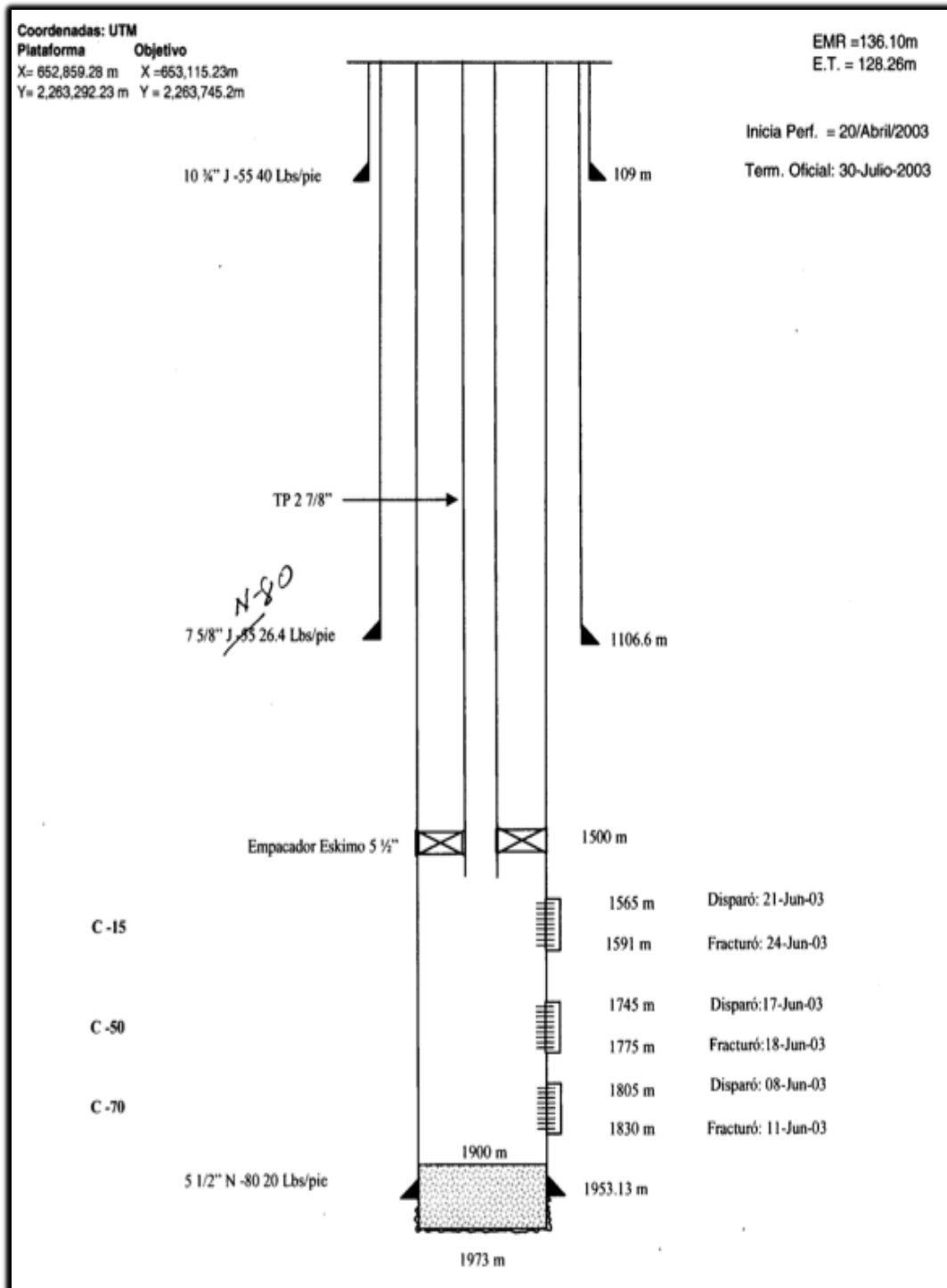


Figura 5.8 Estado mecánico pozo 44-GPA.

Estado mecánico final del pozo 44-GPA

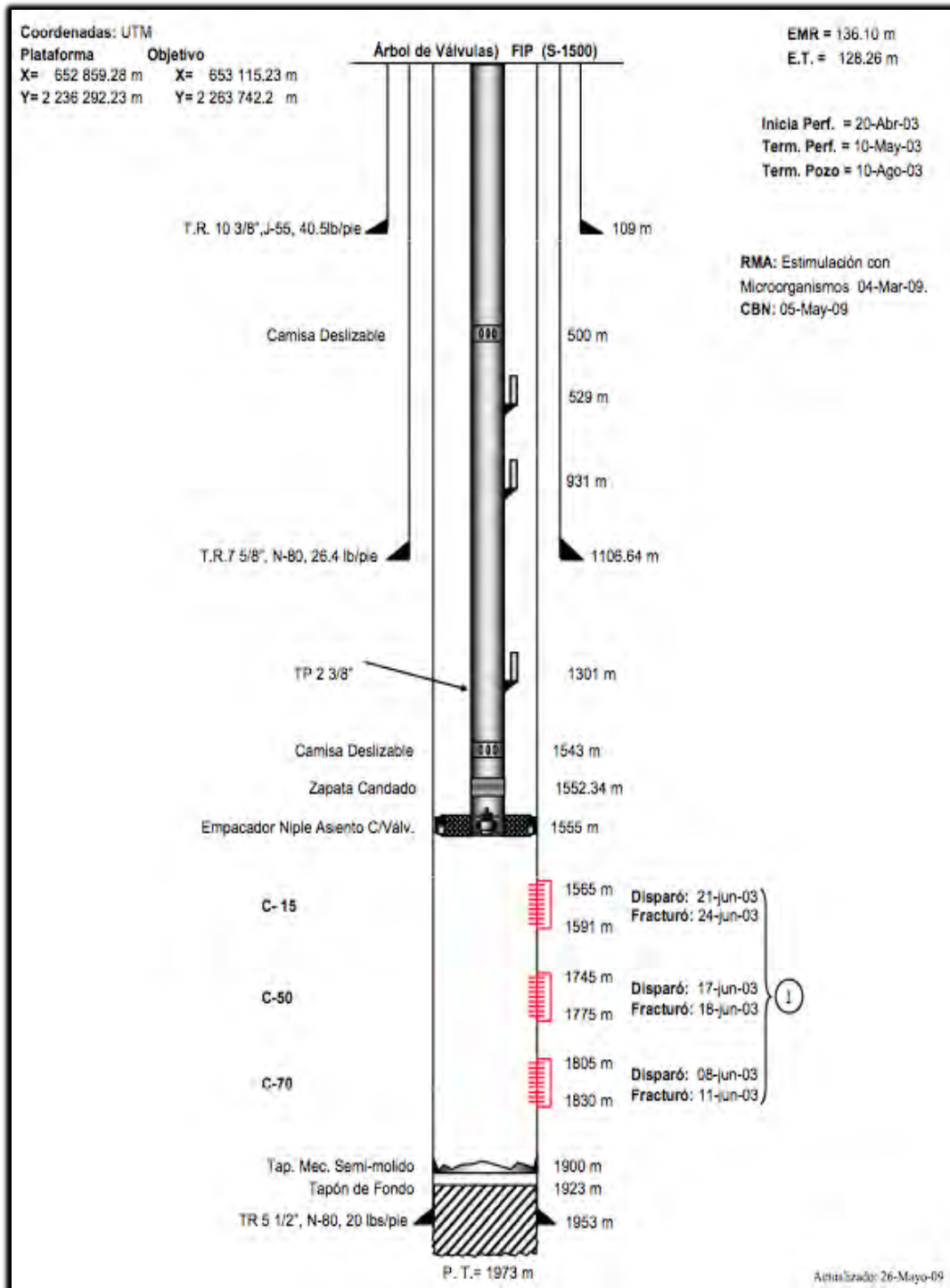


Figura 5.9 Estado mecánico final pozo 44-GPA.

Nombre del pozo: 51-GPA

Clasificación: Desarrollo

Ubicado en el sector: SE

Ubicación de la perforación: Direccional de la plataforma 4-ERL

Objetivo de la perforación:

Explotar los desarrollos arenosos, del paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

Columna Geológica

Edad	Formación	Profundidad (m.b.n.m.)	Profundidad (m.v.b.m.r.)	Profundidad (m.d.b.m.r.)
oligoceno	Palma real superior	aflora	Aflora	Aflora
Oligoceno	Palma real inferior	93	232.03	232.51
Eoceno	Chapopote	290	429.03	437.85
Eoceno	Guayabal	390	529.03	543.35
Eoceno	Chicontepec Canal	1051	1190.03	1240.74
	Cima desarrollos arenosos	1300	1439.03	1503.45
Paleoceno	Chicontepec inferior	1595	1734.03	1814.68
	Profundidad total	1695	1834.03	1920

Tabla 5.4 Columna geológica pozo 51-GPA.

Inicio de la perforación: 16 de mayo de 2003

Terminación del pozo: 29 de agosto de 2003

Intervalo(s) probado: 1795-1835, 1700-1750 y 1555-1590 (m)

Porosidad: - (%)

Permeabilidad: - (md)

Resultado: Productor de aceite

Producción:

Qo: 245 (bpd)

Qg: - (mmpcd)

Qw: - (bpd)

Agua: 43 (%)

Densidad: - (°API)

RGA: - (m³/m³)

Salinidad: - (ppm)

Ph: -

Sedimentos: - (%)

Fluyo por tp: 2 7/8 (pg)

Presión tp: 64 (kg/cm²)

Estrangulador: 6 (mm)

Temperatura de yacimiento: - (°C)

Notas:

El intervalo 1795-1835 se disparó el 2 de julio de 2003 y se fracturó el 5 de julio del mismo año.

El intervalo 1700-1750 se disparó el 10 de julio de 2003 y se fracturó el 4 de agosto del mismo año.

El intervalo 1555-1590 se disparó el 6 de agosto de 2003 y se fracturó el 9 de agosto del mismo año.

El pozo fluyó con sistema artificial de bombeo neumático a partir del 16 de febrero del 2007.

Intervalo: 1795-1835 (m)

Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm³)

Litología: 68% arenisca y 32% lutita

Espesor neto del cuerpo: 58 (m)

Espesor neto limpio: 39 (m)

Porosidad: 7 (%)

Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)

Bo=1.2 (m³/m³)

Viscosidad del aceite: 5 (cp)

Gravedad: 25 (°API)

Saturación de aceite: 62 (%)

Saturación de agua: 38 (%)

Salinidad: 35,000 (ppm)

RGA: 51 (m³/m³)

Permeabilidad: 0.14 (md)

Temperatura: 78 (°C)

Presión de fondo cerrado: 2811 (psi)

Presión de fondo fluyendo: 2239 (psi)

Radio de drene: 40 (acres)

Tasa de flujo vs tiempo

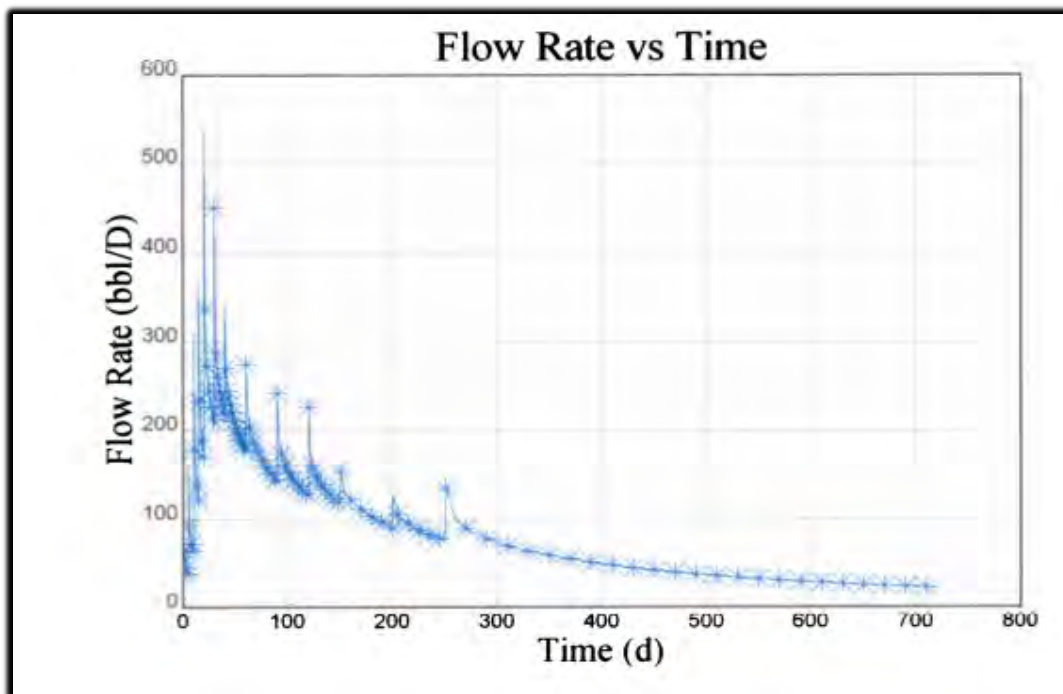


Figura 5.10 Tasa de flujo vs tiempo pozo 51-GPA.

Gráfico de producción acumulada vs tiempo

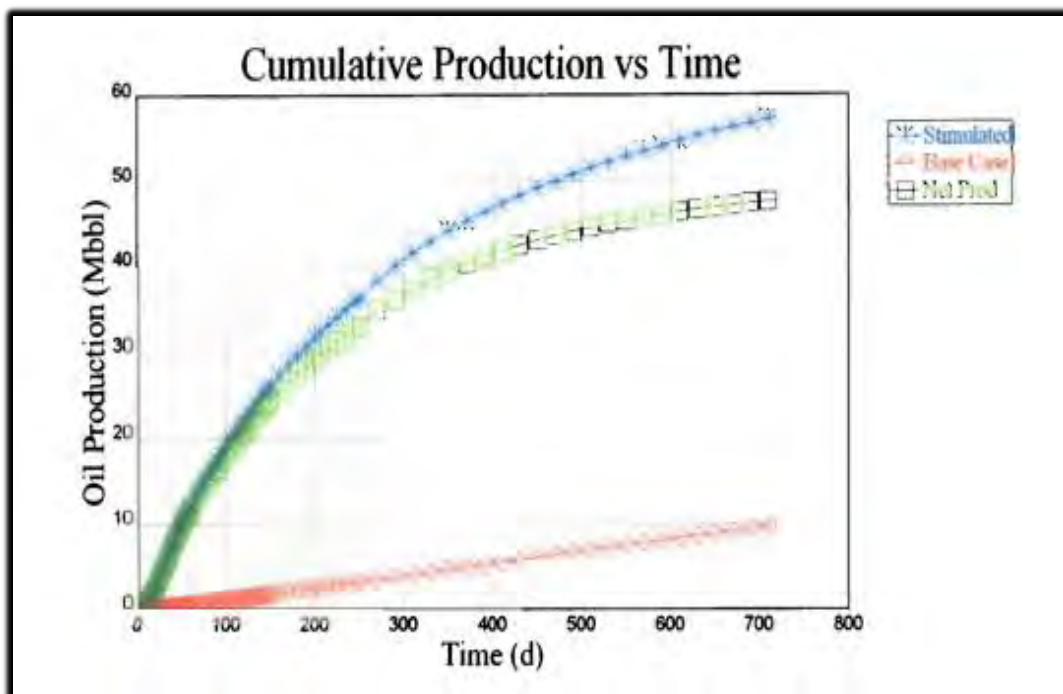


Figura 5.11 Producción acumulada vs tiempo pozo 51-GPA.

Intervalo: 1700-1750 (m)
Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)
Litología: 64% arenisca y 36% lutita
Espesor neto del cuerpo: 55 (m)
Espesor neto limpio: 35 (m)
Porosidad: 8 (%)
Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)
Bo=1.2 (m³/m³)
Viscosidad del aceite: 5 (cp)
Gravedad: 25 (°API)
Saturación de aceite: 61 (%)
Saturación de agua: 39 (%)
Salinidad: 35,000 (ppm)
RGA: 51 (m³/m³)
Permeabilidad: 0.26 (md)
Temperatura: 74 (°C)
Presión de fondo cerrado: 2700 (psi)
Presión de fondo fluyendo: 2128 (psi)
Radio de drene: 40 (acres)

Tasa de flujo vs tiempo

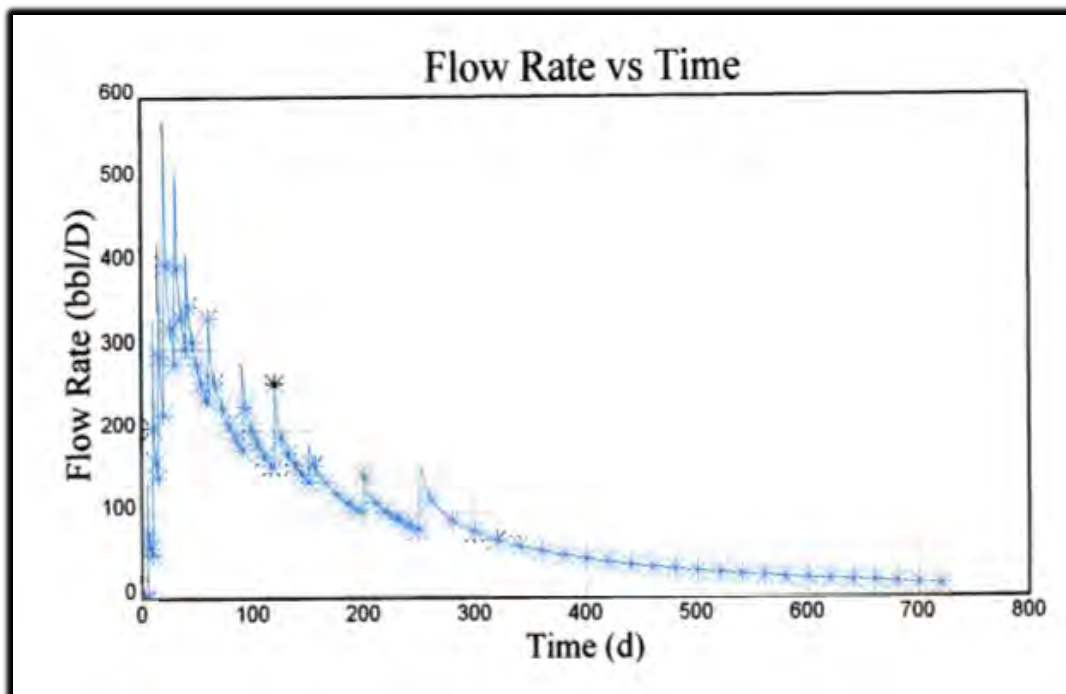


Figura 5.12 Tasa de flujo vs tiempo pozo 51-GPA.

Producción acumulada vs tiempo

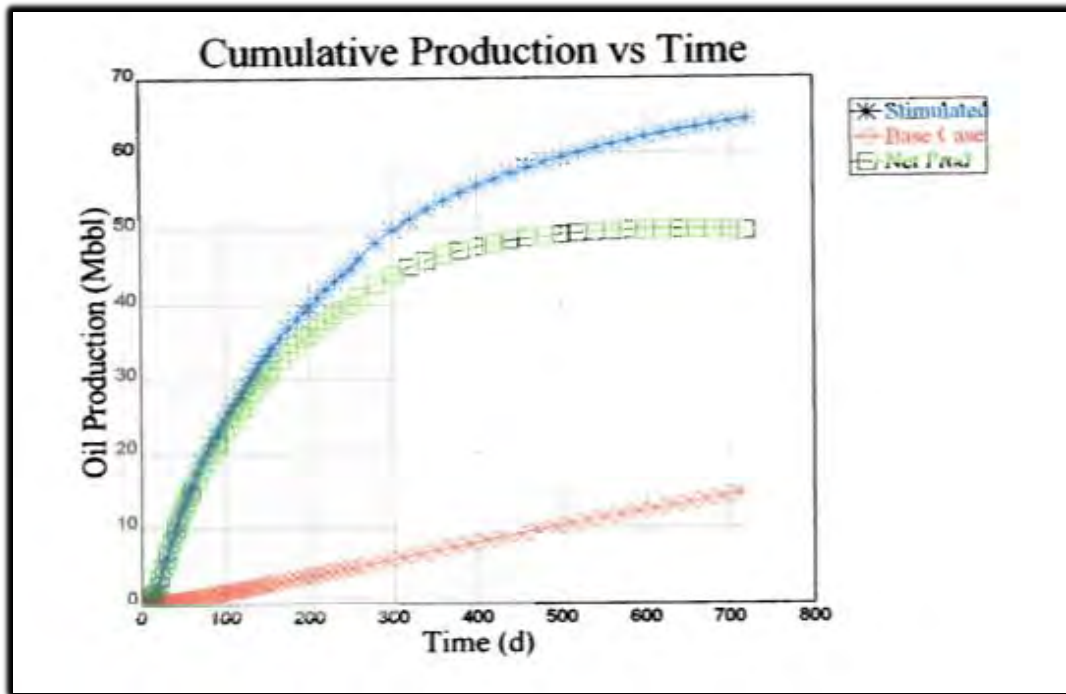


Figura 5.13 Producción acumulada vs tiempo pozo 51-GPA.

Intervalo: 1555-1590 (m)
Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)
Litología: 61% arenisca y 39% lutita
Espesor neto del cuerpo: 42 (m)
Espesor neto limpio: 26 (m)
Porosidad: 11 (%)
Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)
Bo=1.2 (m³/m³)
Viscosidad del aceite: 5 (cp)
Gravedad: 25 (°API)
Saturación de aceite: 68 (%)
Saturación de agua: 32 (%)
Salinidad: 35,000 (ppm)
RGA: 42 (m³/m³)
Permeabilidad: 0.6 (md)
Temperatura: 67 (°C)
Presión de fondo cerrado: 2515 (psi)
Presión de fondo fluyendo: 1943 (psi)
Radio de drene: 40 (acres)

Tasa de flujo vs tiempo

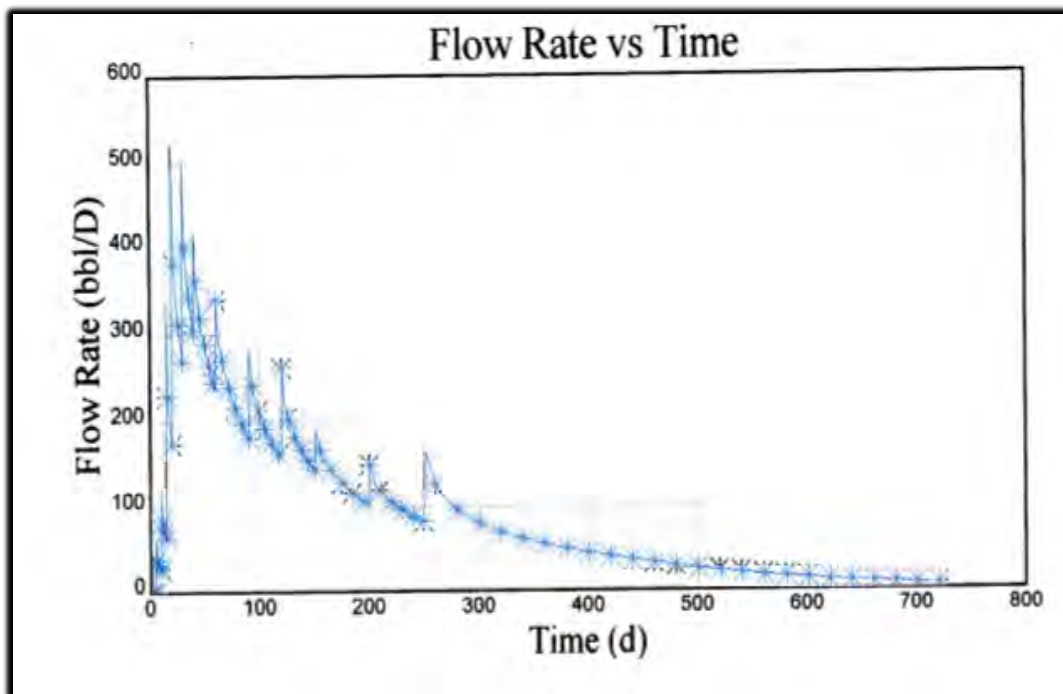


Figura 5.14 Tasa de flujo vs tiempo pozo 51-GPA.

Producción acumulada vs tiempo

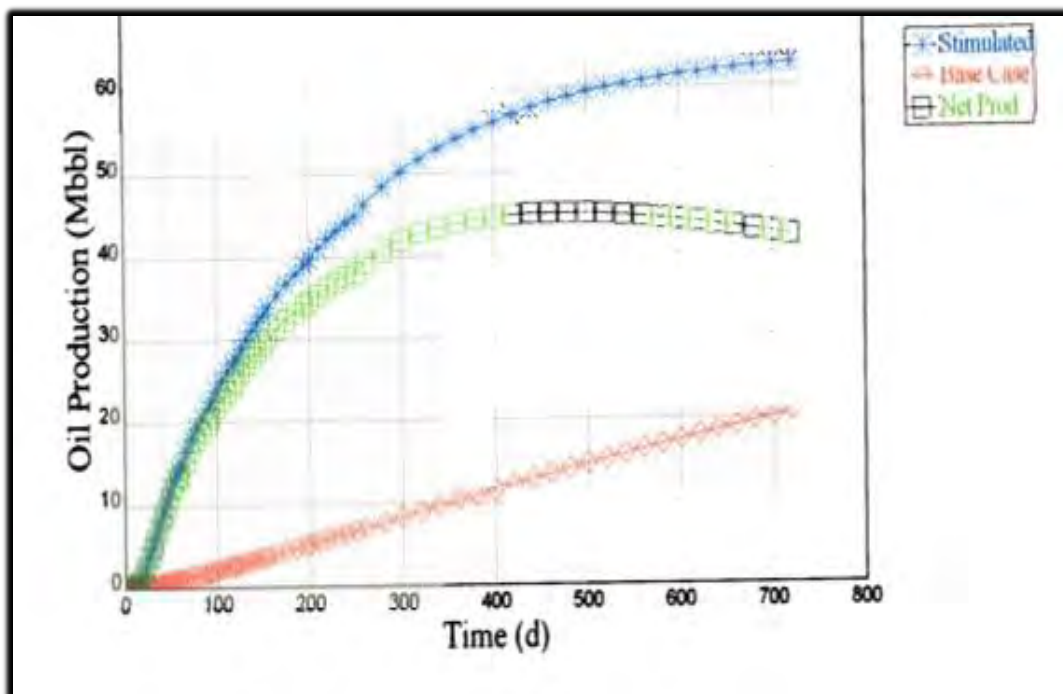


Figura 5.15 Producción acumulada vs tiempo pozo 51-GPA.

Estado mecánico de la perforación del pozo 51-GPA

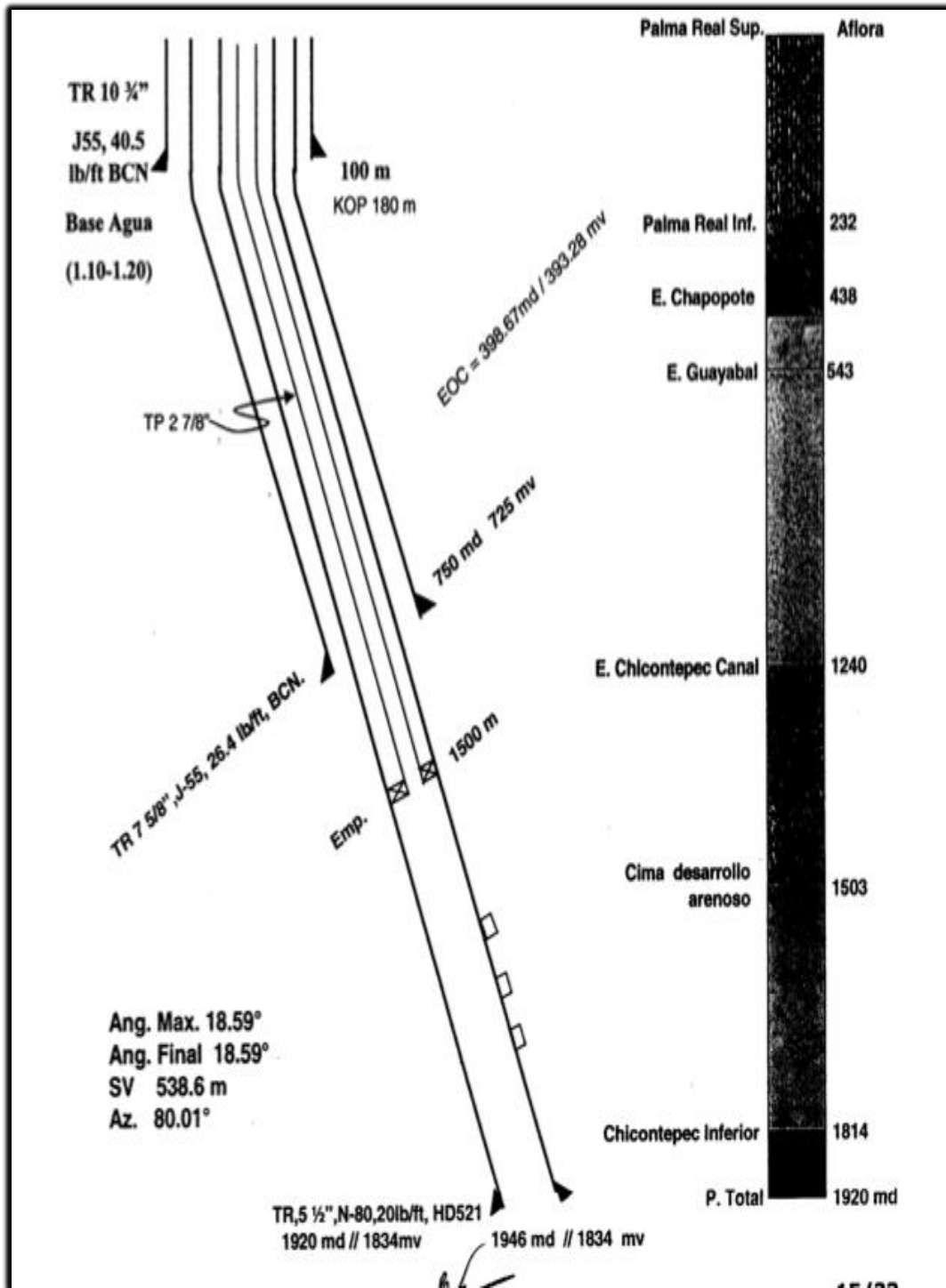


Figura 5.16 Estado mecánico de la perforación pozo 51-GPA.

Estado mecánico del pozo 51-GPA

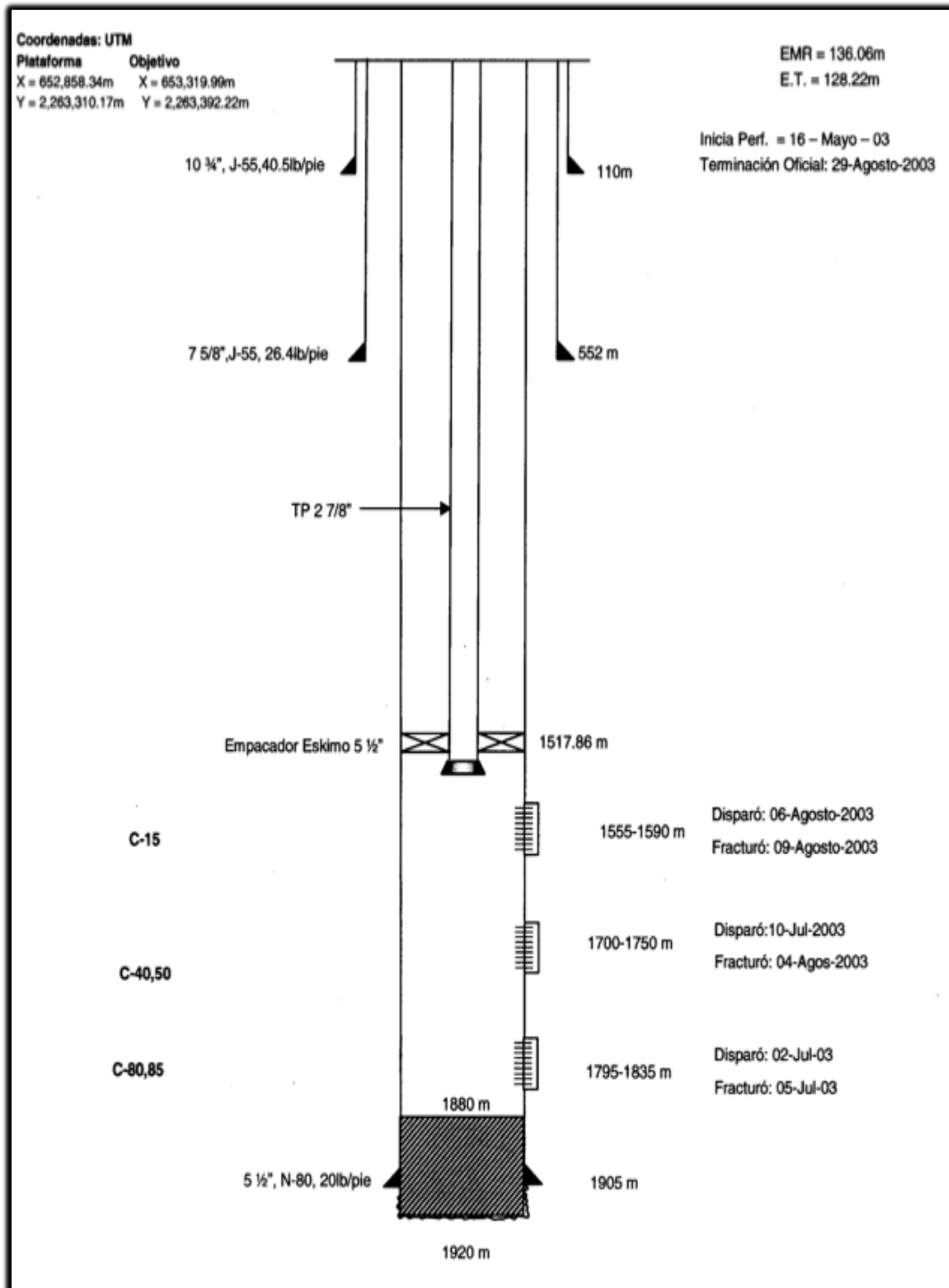


Figura 5.17 Estado mecánico pozo 51-GPA.

Estado mecánico final del pozo 51-GPA

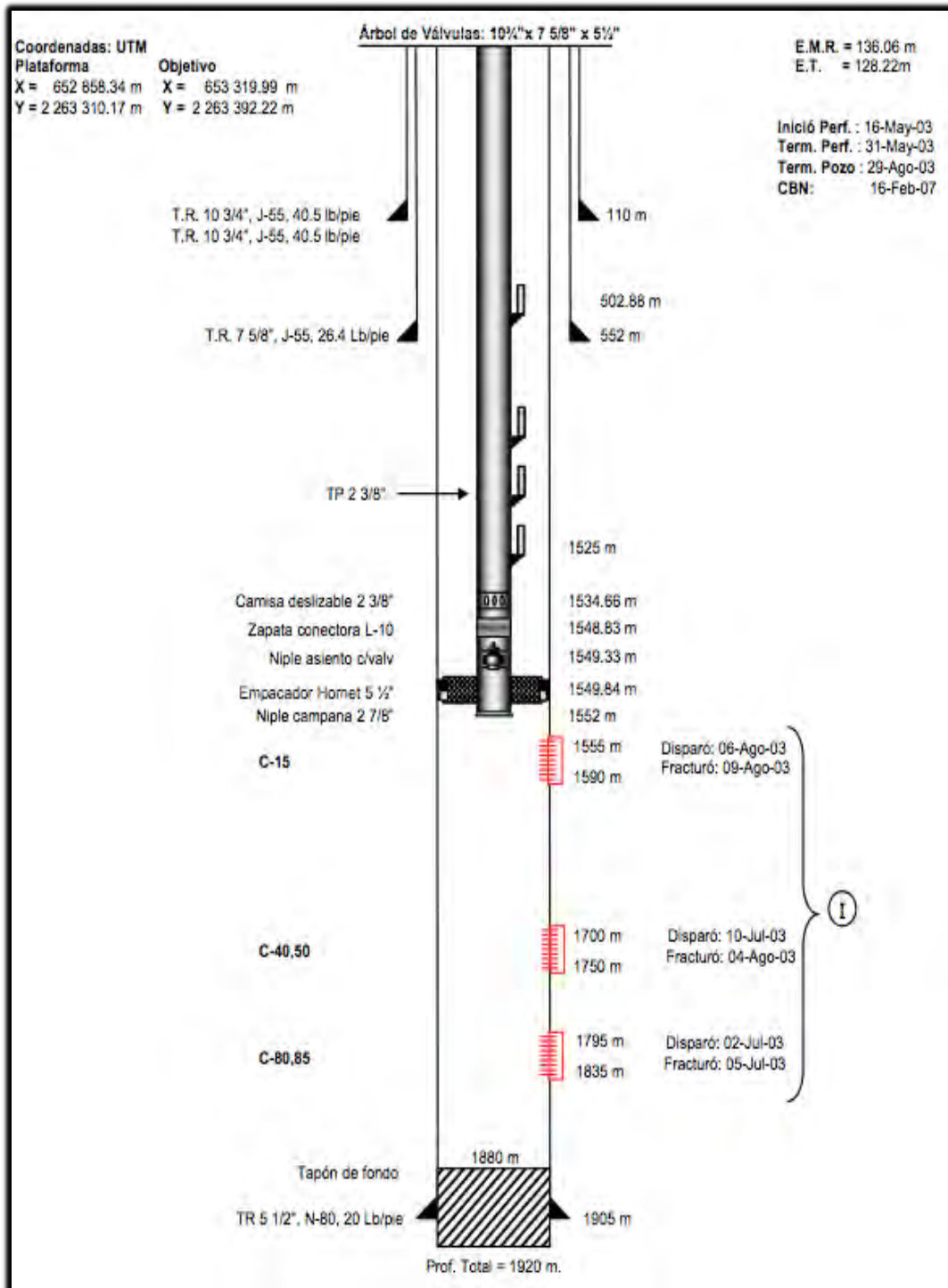


Figura 5.18 Estado mecánico final pozo 51-GPA.

Nombre del pozo: 88-GPA

Clasificación: Desarrollo

Ubicado en el sector: SE

Ubicación de la perforación: Direccional de la plataforma 5-ERL

Objetivo de la perforación:

Explotar los desarrollos arenosos, del paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

Columna Geológica

Edad	Formación	Profundidad (m.b.n.m.)	Profundidad (m.v.b.m.r.)	Profundidad (m.d.b.m.r.)
Oligoceno	Palma real inferior	Aflora	Aflora	Aflora
Eoceno	Chapopote	260	363.34	363.34
Eoceno	Guayabal	370	473.34	473.40
Eoceno	Chicontepec Canal	1050	1153.34	1170.59
	Cima desarrollos arenosos	1320	1423.34	1447.81
kimerikiano	Méndez	1810	1913.34	1950.90
	Profundidad total	1865	2010.4	2050.64

Tabla 5.5 Columna geológica pozo 88-GPA.

Inicio de la perforación: 12 de junio de 2003

Terminación del pozo: 27 de agosto de 2003

Intervalo(s) probado: 1860-1895 y 1805-1847 (m)

Porosidad: - (%)

Permeabilidad: - (md)

Resultado: Productor de aceite

Producción:

Qo: 68 (bpd)

Qg: - (mmpcd)

Qw: - (bpd)

Agua: 30 (%)

Densidad: - (^oAPI)

RGA: - (m³/m³)

Salinidad: - (ppm)

Ph: -

Sedimentos: - (%)

Fluyo por tp: 2 7/8 (pg)

Presión tp: 7 (kg/cm²)

Estrangulador: 6 (mm)

Temperatura de yacimiento: - (^oC)

Intervalo: 1860-1895 (m)
Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)
Litología: 67% arenisca y 33% lutita
Espesor neto del cuerpo: 30 (m)
Espesor neto limpio: 20 (m)
Porosidad: 7.3 (%)
Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)
Bo=1.2 (m³/m³)
Viscosidad del aceite: 5 (cp)
Gravedad: 25 (°API)
Saturación de aceite: 61 (%)
Saturación de agua: 39 (%)
Salinidad: 35,000 (ppm)
RGA: 51 (m³/m³)
Permeabilidad: 0.3 (md)
Temperatura: 83 (°C)
Presión de fondo cerrado: 2996 (psi)
Presión de fondo fluyendo: 2425 (psi)
Radio de drene: 40 (acres)

Tasa de flujo vs tiempo

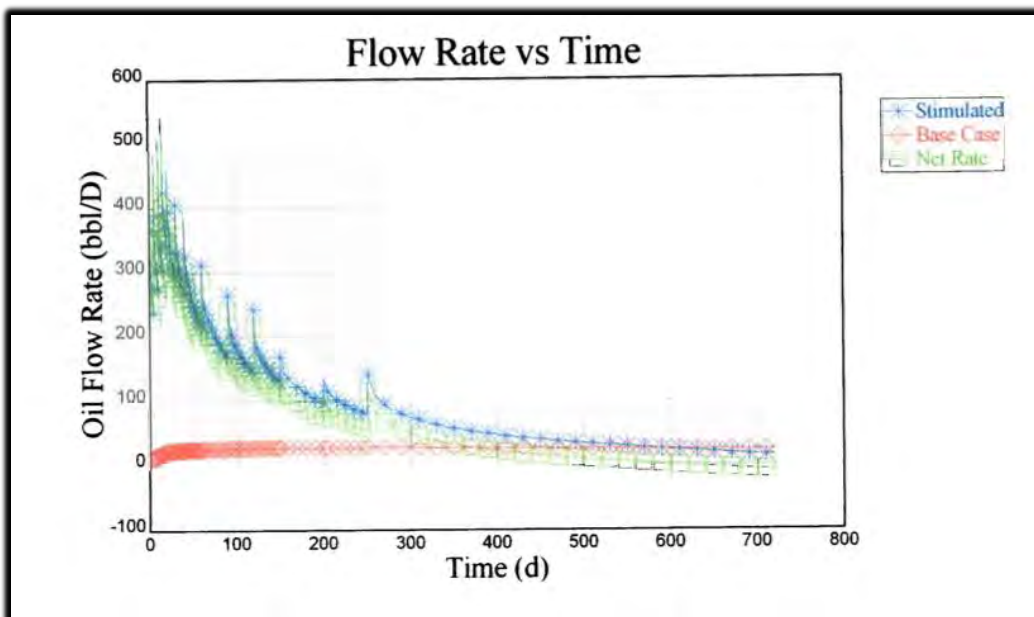


Figura 5.19 Tasa de flujo vs tiempo pozo 88-GPA.

Declinación de producción y producción acumulada vs tiempo

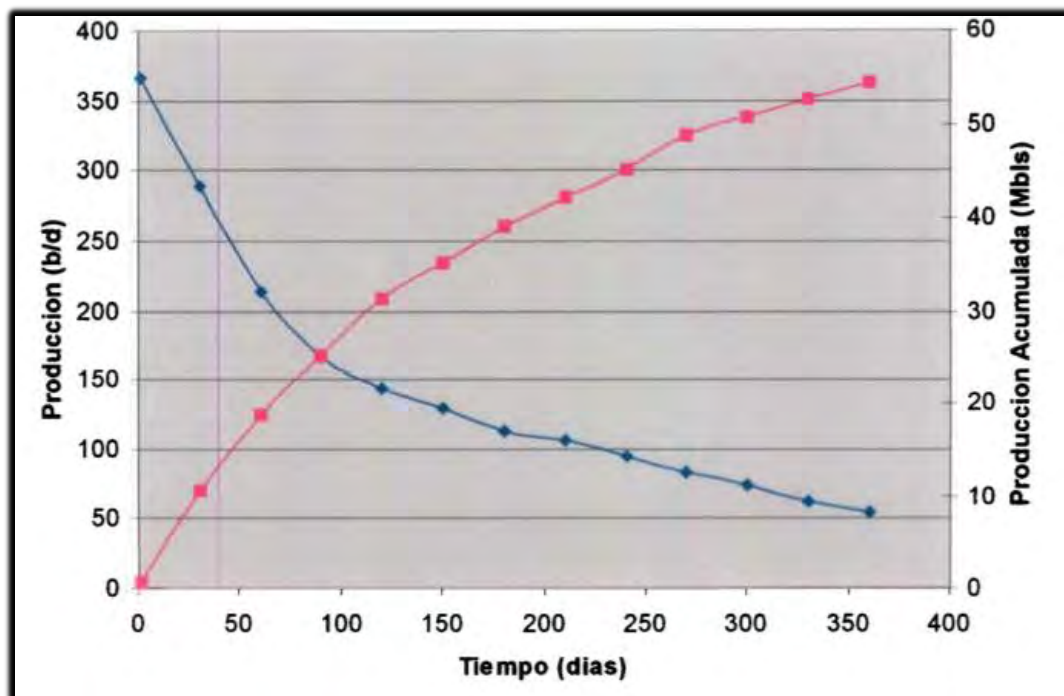


Figura 5.20 Declinación y producción acumulada vs tiempo pozo 88-GPA.

Intervalo: 1805-1847 (m)
 Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)
 Litología: 55% arenisca y 45% lutita
 Espesor neto del cuerpo: 52 (m)
 Espesor neto limpio: 35 (m)
 Porosidad: 7.6 (%)
 Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)
 Bo=1.2 (m³/m³)
 Viscosidad del aceite: 5 (cp)
 Gravedad: 25 (°API)
 Saturación de aceite: 62 (%)
 Saturación de agua: 38 (%)
 Salinidad: 35,000 (ppm)
 RGA: 51 (m³/m³)
 Permeabilidad: 0.3 (md)
 Temperatura: 80 (°C)
 Presión de fondo cerrado: 2936 (psi)
 Presión de fondo fluyendo: 2366 (psi)
 Radio de drene: 40 (acres)
 Notas:

El intervalo 1860-1895 se disparó el 12 de julio de 2003 y se fracturó el 14 de julio del mismo año.

El intervalo 1805-1847 se disparó el 31 de julio de 2003 y se fracturó el 6 de agosto del mismo año.

El pozo fluyó con sistema artificial de bombeo neumático a partir del 11 de noviembre del 2007.

Estado mecánico de la perforación del pozo 88-GPA

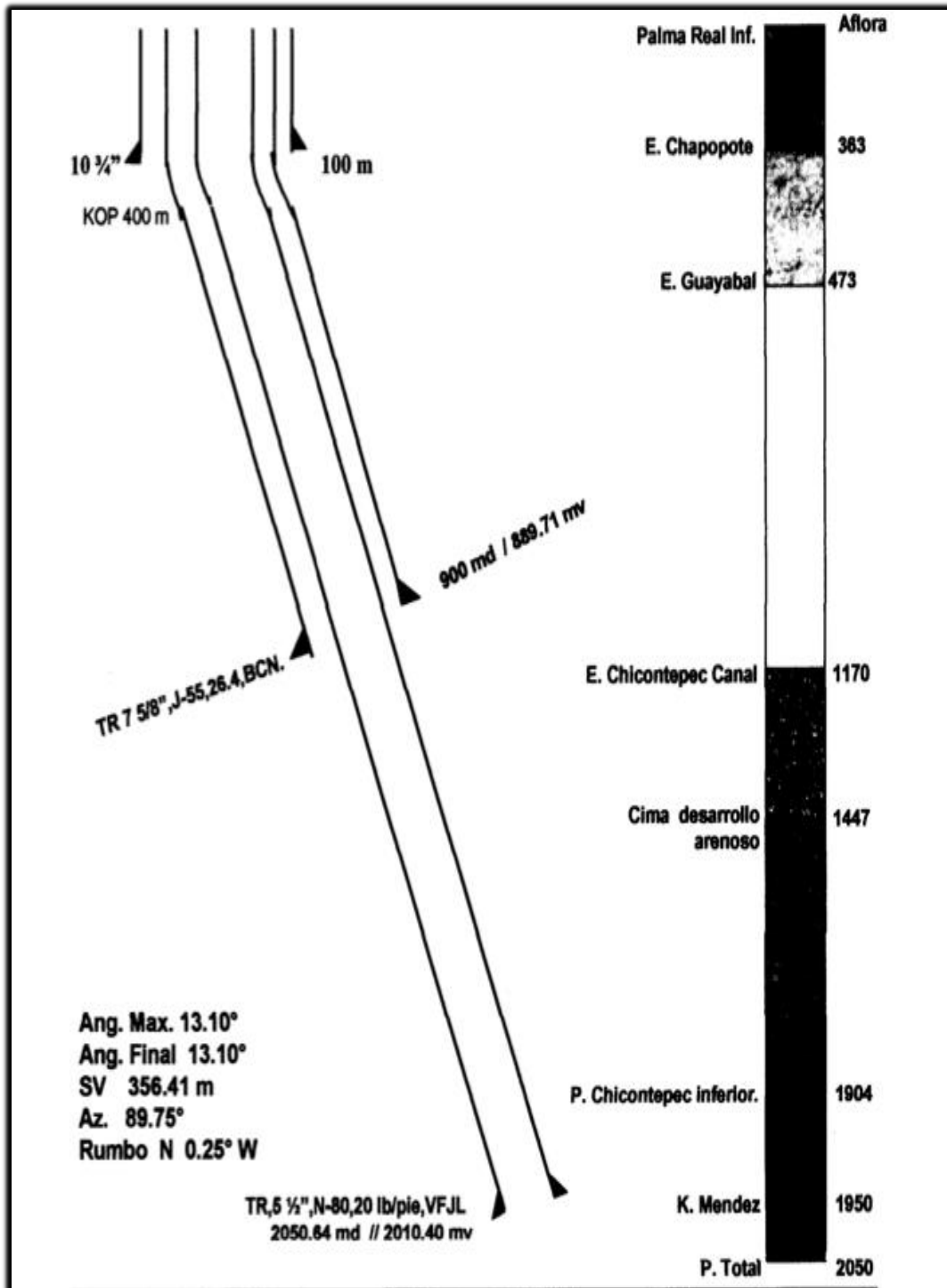


Figura 5.21 Estado mecánico de la perforación pozo 88-GPA.

Estado mecánico final del pozo 88-GPA

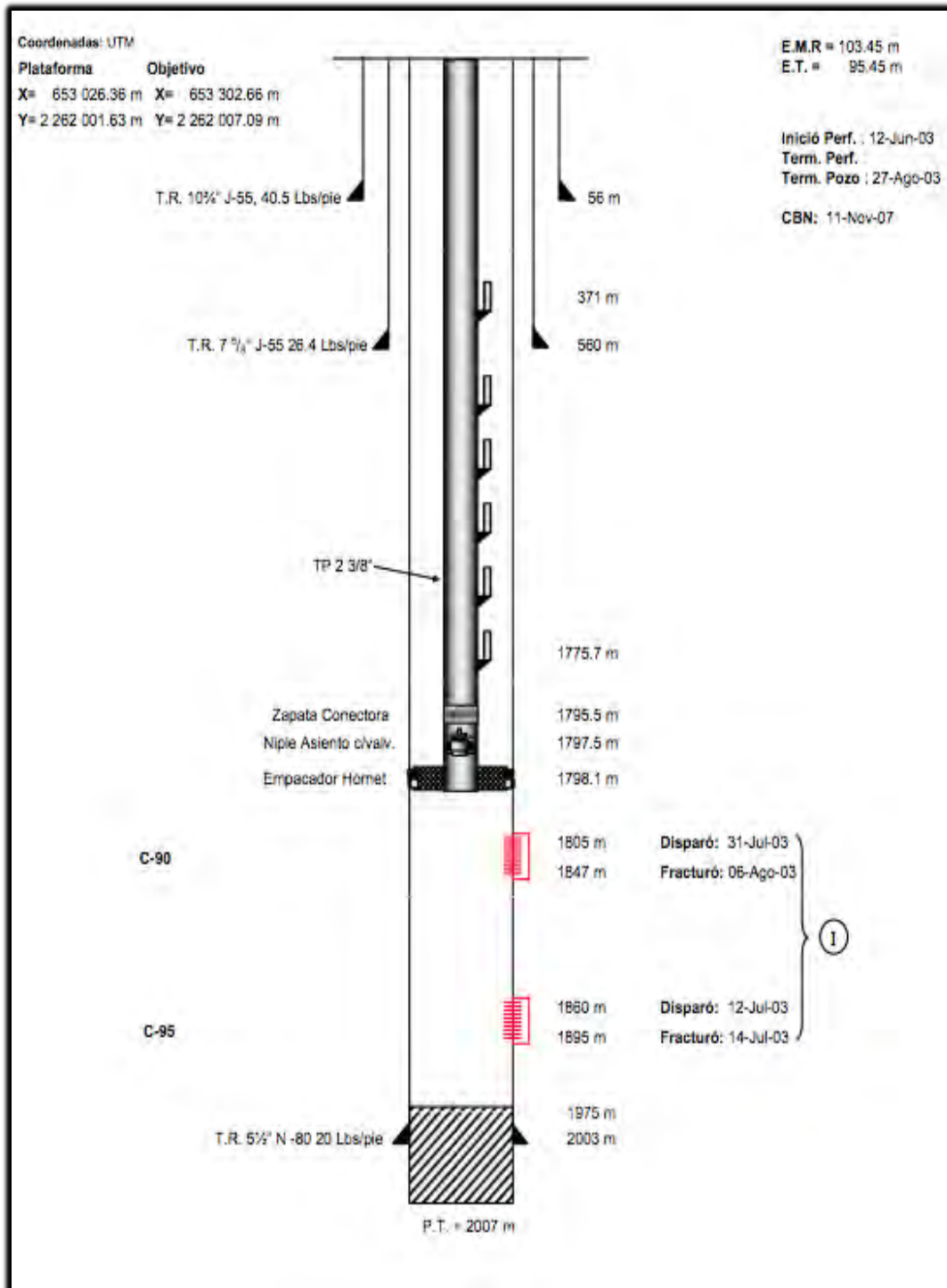


Figura 5.22 Estado mecánico final pozo 88-GPA.

Nombre del pozo: 74-GPA

Clasificación: Desarrollo

Ubicado en el sector: SE

Ubicación de la perforación: Direccional de la plataforma 5-ERL

Objetivo de la perforación:

Explotar los desarrollos arenosos, del paleocanal de Chicontepec a través de una terminación sencilla, explotando simultáneamente los mejores cuerpos productores.

Columna Geológica

“No se muestra”

Inicio de la perforación: 20 de septiembre de 2002

Terminación del pozo: 19 de diciembre de 2002

Intervalo(s) probado: 1910-1940, 1850-1885, 1750-1810 y 1590-1660 (m)

Porosidad: - (%)

Densidad: 29 (^oAPI)

Permeabilidad: - (md)

RGA: 93 (m³/m³)

Resultado: Productor de aceite y gas

Salinidad: - (ppm)

Producción:

Ph: -

Qo: 140 (bpd)

Sedimentos: - (%)

Qg: 0.73 (mmpcd)

Flujo por tf: 2 3/8 (pg)

Qw: - (bpd)

Presión tp: 40 (kg/cm²)

Agua: 70 (%)

Estrangulador: 6 (mm)

Temperatura de yacimiento: - (^oC)

Intervalo: 1910-1940 (m)

Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)

Litología: 68% arenisca y 32% lutita

Espesor neto del cuerpo: 100 (m)

Espesor neto limpio: 68 (m)

Porosidad: 10.8 (%)

Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)

Bo=1.2 (m³/m³)

Viscosidad del aceite: 5 (cp)

Gravedad: 25 (^oAPI)

Saturación de aceite: 60 (%)

Saturación de agua: 40 (%)

Salinidad: 35,000 (ppm)

RGA: 51 (m³/m³)

Permeabilidad: 2 (md)

Temperatura: 85 (°C)
Presión de fondo cerrado: 3231 (psi)
Presión de fondo fluyendo: 2659 (psi)
Radio de drene: 40 (acres)

Intervalo: 1750-1810 (m)
Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)
Litología: 41% arenisca y 59% lutita
Espesor neto del cuerpo: 70 (m)
Espesor neto limpio: 29 (m)
Porosidad: 7 (%)
Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)
Bo=1.2 (m³/m³)
Viscosidad del aceite: 5 (cp)
Gravedad: 25 (°API)
Saturación de aceite: 61 (%)
Saturación de agua: 39 (%)
Salinidad: 35,000 (ppm)
RGA: 51 (m³/m³)
Permeabilidad: 0.84 (md)
Temperatura: 81 (°C)
Presión de fondo cerrado: 3074 (psi)
Presión de fondo fluyendo: 2502 (psi)
Radio de drene: 40 (acres)

Intervalo: 1590-1660 (m)
Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)
Litología: 66% arenisca y 34% lutita
Espesor neto del cuerpo: 95 (m)
Espesor neto limpio: 63 (m)
Porosidad: 7.8 (%)
Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)
Bo=1.2 (m³/m³)
Viscosidad del aceite: 5 (cp)
Gravedad: 25 (°API)
Saturación de aceite: 62 (%)
Saturación de agua: 38 (%)
Salinidad: 35,000 (ppm)
RGA: 51 (m³/m³)
Permeabilidad: 0.8 (md)
Temperatura: 74 (°C)
Presión de fondo cerrado: 2878 (psi)
Presión de fondo fluyendo: 2306 (psi)
Radio de drene: 40 (acres)

Intervalo: 1850-1885 (m)
Gravedad específica de la formación: 2.69 (g/cm²)
Litología: 41% arenisca y 59% lutita
Espesor neto del cuerpo: 40 (m)
Espesor neto limpio: 16 (m)
Porosidad: 7 (%)
Compresibilidad total: 7.6x10⁻⁶ (psi⁻¹)
Bo=1.2 (m³/m³)
Viscosidad del aceite: 5 (cp)
Gravedad: 25 (°API)
Saturación de aceite: 65 (%)
Saturación de agua: 35 (%)
Salinidad: 35,000 (ppm)
RGA: 51 (m³/m³)
Permeabilidad: 0.8 (md)
Temperatura: 70 (°C)
Presión de fondo cerrado: 2761 (psi)
Presión de fondo fluyendo: 2189 (psi)
Radio de drene: 40 (acres)

Notas:

El intervalo 1910-1940 se disparó el 3 noviembre de 2002 y se fracturó el 6 de noviembre del mismo año.

El intervalo 1850-1885 se disparó el 10 noviembre de 2002 y se fracturó el 11 de noviembre del mismo año.

El intervalo 1750-1810 se disparó el 19 de noviembre de 2002 y se fracturó el 22 de noviembre del mismo año.

El intervalo 1590-1660 se disparó el 2 de diciembre de 2002 y se fracturó el 4 de diciembre del mismo año.

Los 4 intervalos anteriores lograron una producción acumulada de Np=67485 bls a octubre de 2005.

A mayo del 2004 el pozo terminó produciendo 38 bpd con una rga=433 m³/m³ y agua al 55% por lo que se decidió hacer un cambio de intervalo

Reparación mayor N. 1

Objetivo: Cambio de intervalo

Aislar los intervalos 1910-1940, 1850-1885, 1750-1810 y 1590-1660 (m) con tapón de arena y probar el intervalo 1500-1520 (m) de la formación Chicontepec canal.

La reparación comenzó el 21 de octubre del 2005 y culminó el 8 de noviembre del 2005

Intervalo probado: 1500-1520 (m)

Producción:

Aceite: 344 (bpd)

Gas: 0.141 (mmpcd)

RGA: 73 (m³/m³)

Ptp: 56 (kg/cm²)

Agua: 30 (%)

Estrangulador: 6 (mm)

Densidad: 21.75 (°API)

Sedimentos: 0.15 (%)

Notas:

El intervalo 1500-1520 se disparó el 27 de octubre de 2005 y se fracturó el 6 de noviembre del mismo año.

El pozo fluyó con sistema artificial de bombeo neumático a partir del 28 de noviembre de 2008.

Estado mecánico de la perforación del pozo 74-GPA

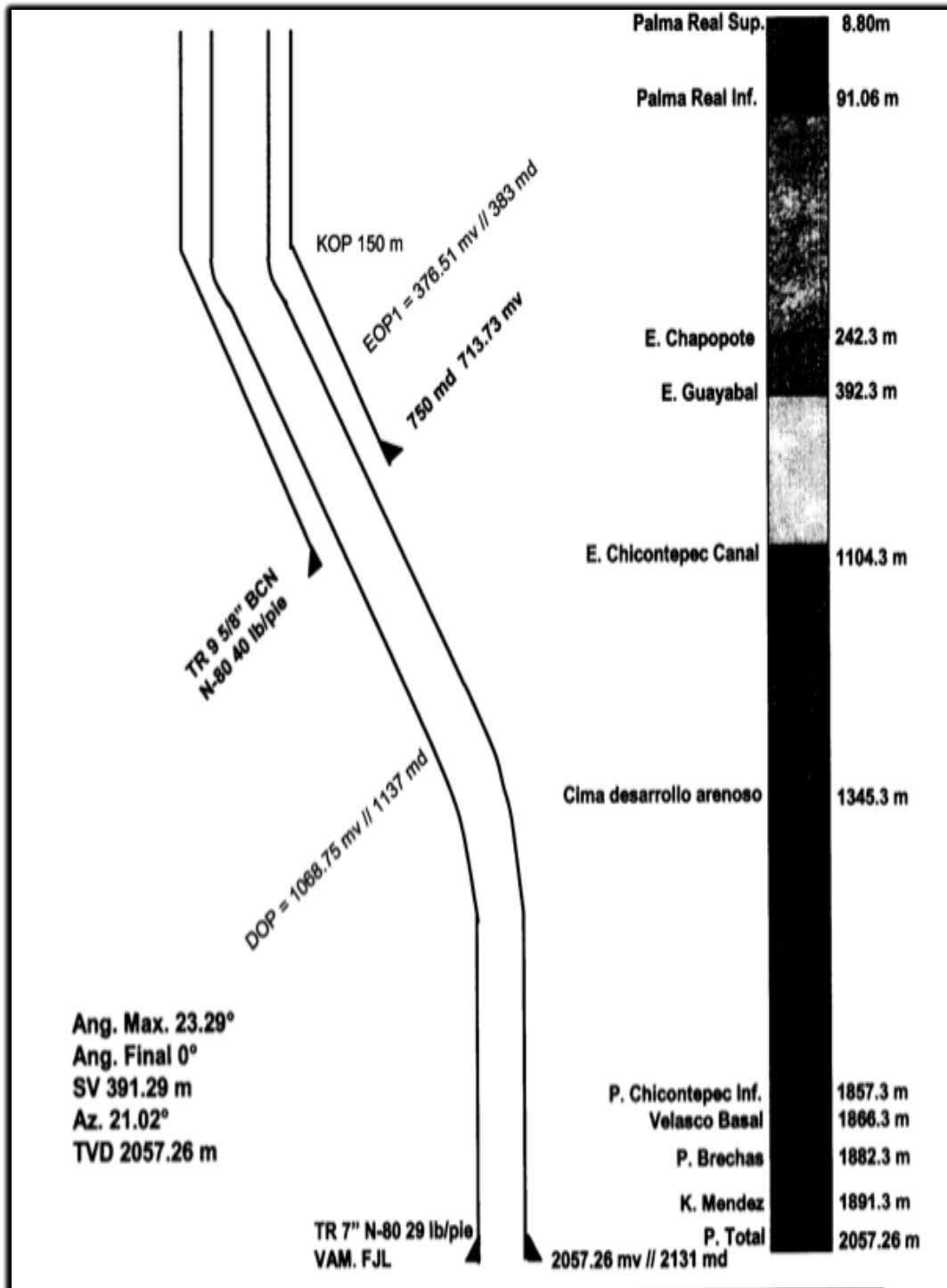


Figura 5.23 Estado mecánico de la perforación pozo 74-GPA.

Estado mecánico del pozo 74-GPA

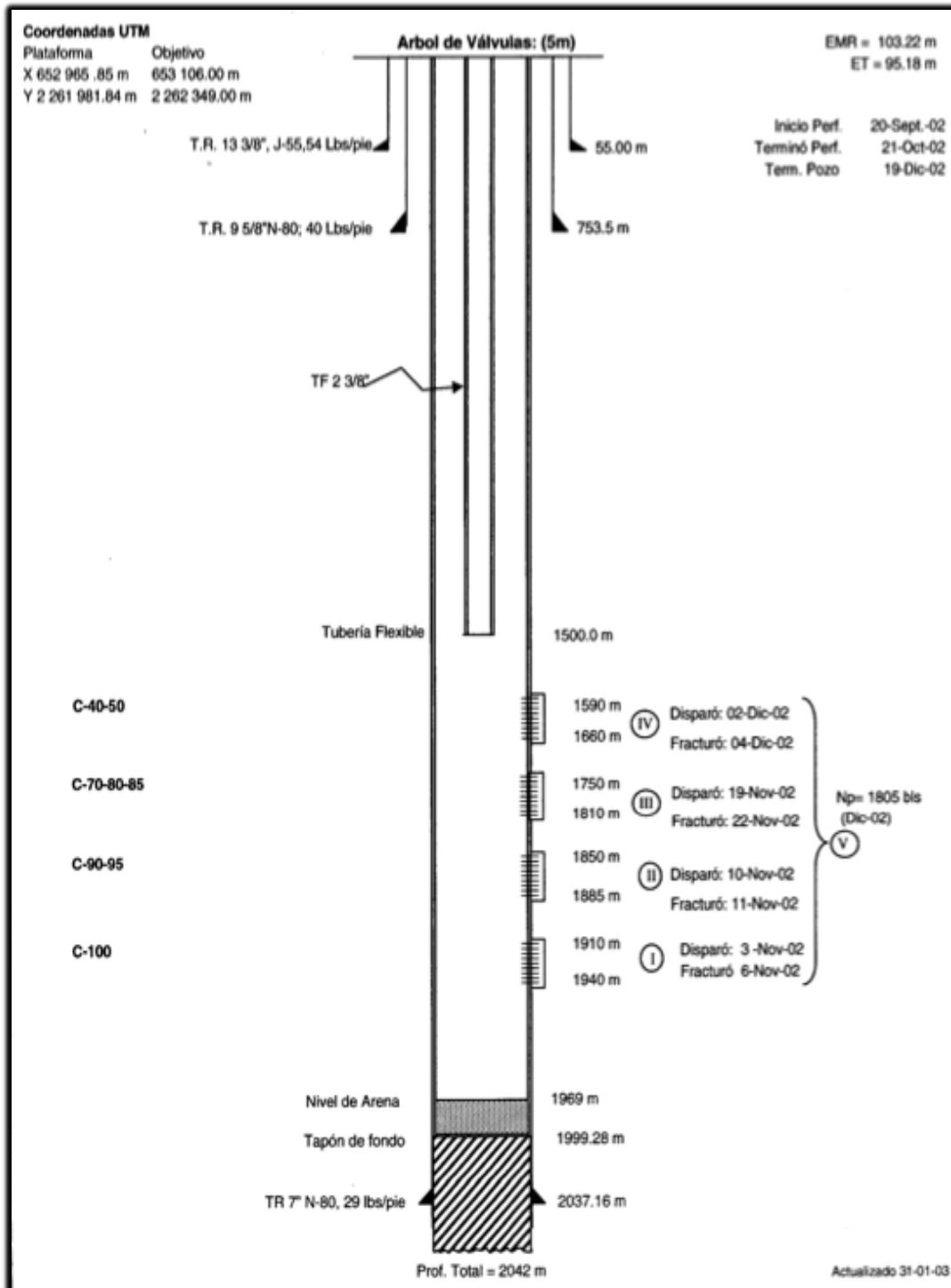


Figura 5.24 Estado mecánico pozo 74-GPA.

Estado mecánico final del pozo 74-GPA

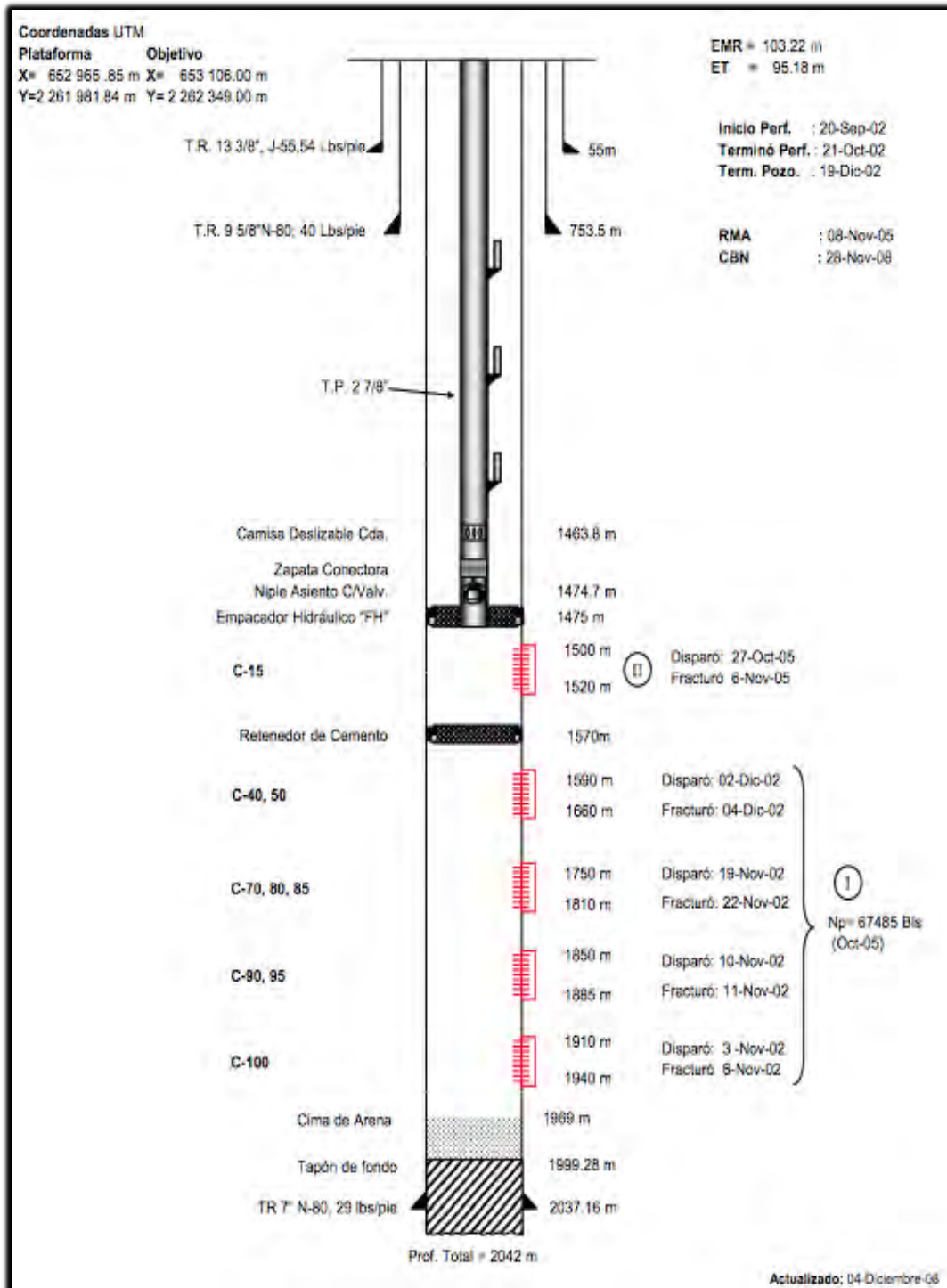


Figura 5.25 Estado mecánico final pozo 74-GPA.

5.1. Resultado del análisis de pozos

La Tabla 5.5 que se muestra a continuación en 5 hojas es el resultado al análisis de los 89 pozos de la sección norte del Campo Tajín; esto con la finalidad de tener una idea general sobre el comportamiento y control de los datos de dicho campo.

En ésta se muestra en resumen el nombre del pozo, el intervalo o intervalos que fueron disparados por pozo para ponerse a producir, el nombre del intervalo productor, la producción de aceite en barriles por día (bpd), es importante mencionar que cuando en esta columna se tiene un guion (_) significa que no existe dato de producción para dicho intervalo y cuando se tiene un espacio en blanco significa que 2 o más intervalos se pusieron a producir al mismo tiempo y su dato de producción es el superior inmediato, lo mismo se tiene para el caso de la producción de gas en millones de pies cúbicos por día (mmpcd). También se muestran valores exclusivos para cada cuerpo productor, estos valores son los correspondientes a la porosidad en porcentaje (%), la permeabilidad en milidarcys (md), la saturación de aceite y agua en porcentaje (%), el espesor del cuerpo productor en metros (m), areniscas y lutitas en porcentaje (%) y la relación gas-aceite (RGA) en (m^3/m^3).

Algunos datos importantes del análisis realizado a los 89 pozos son:

- ✓ El 96% de los intervalos disparados cuenta con datos de producción de aceite.
- ✓ El 57% de los pozos resulto productor de aceite y gas.
- ✓ El 44% de los pozos presenta datos petrofísicos.
- ✓ El 100% de los pozos fueron fracturados.
- ✓ El 47% de los pozos muestra que fluyó con algún sistema artificial.
- ✓ El 28% de los pozos sufrió una reparación mayor.
- ✓ El 6% de los pozos presenta algún registro geofísico.
- ✓ El 25% de los pozos presenta prácticamente información nula.
- ✓ Solamente un pozo fue nucleado.

Pozo	Intervalo disparado	Nombre del intervalo	Producción aceite	Producción gas	Porosidad	Permeabilidad	Sat de aceite	Sat agua	Espesor	Arenisca	Lutita	RGA
GPA	(m)		(bpd)	(mmpcd)	(%)	(md)	(%)	(%)	(m)	(%)	(%)	(m^3/m3)
56	1887-1910	C-15,20	454	0.2294								90
55	1800-1805	C-S/D	59	0.02981								90
54	1879-1883	C-90	227	0.1147								90
53	1803-1812	C-S/D	116	0.0716								110
87	1753-1776	C-90	138	0.0781								100
	1792-1805	C-90										
	1665-1678	C-70			7.4	0.4	74	26	25	62	38	51
86	1807-1845		195	0.1096								100
88	1860-1895	C-95	68		7.3	0.3	61	39	30	67	33	51
	1805-1847	C-90			7.6	0.3	62	38	52	55	45	51
85	1873-1905	C-90	271									
	1805-1824	C-80										
89	1510-1552		220	0.099072	11	0.1						80
84	1410-1425	C-40	63				75	25				220
83	1688-1710	C-70	195	0.58024								529
73	1923-1950	C-100	146									90
	1853-1893	C-90										
	1790-1817	C-80,85										
74	1910-1940	C-100	140	0.73	10.8	2	60	40	100	68	32	93
	1850-1885	C-90,95			7	0.8	65	35	40	41	59	51
	1750-1810	C-70,80,85			7	0.84	61	39	70	41	59	51
	1590-1660	C-40,50			7.8	0.8	62	38	95	66	34	51
	1500-1520		344	0.141								73
72	1800-1840	C-90	157	0.0884								100
75	1940-1975	C-90,95	174									94
	1880-1910	C-80,85										
	1840-1860	C-70										
71	1786-1799	C-95	58		8.6	0.75	82	18	14	80	20	50
76	1890-1950	C-90,95	79									191
	1795-1855	C-70,80,85										
	1715-1755	C-45,50										
70	1456-1475		63									120
77	1915-1930	C-95	216									151
	1875-1900	C-90										
	1825-1843	C-80										
61	2040-2065	C-90	242									99
	1975-2000	C-80,85										
60	1927-1950	C-90	554		7	0.9	64	36	63	61	39	42
	1830-1875	C-70,80			7.6	0.9	62	38	80	59	41	42
	1778-1800	C-60										
	1615-1640	C-40										
62	1965-1995	C-90	148		7.3	0.1	68	32	35	72	28	132
	1905-1938	C-80,85			7	0.1	57	43	35	58	42	51

5.2. Análisis por sector del Campo Tajín

La división del sector norte se realizó en base a su geometría y en base a tratar de equilibrar el número de pozos en cada sección, a pesar de esto, la cantidad de pozos en cada sección es diferente y para poder llevar a cabo el análisis se realizó un promedio de cada sección de los valores obtenidos y observar que sector cuenta con los valores más altos y cual con los valores más bajos (Tabla 5.6).

El sector noroeste (NW) está compuesto por 20 pozos que son los siguientes: 1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 24, 25, 26, 31, 32, 33 y 34 (-GPA).

El sector noreste (NE) está compuesto por 16 pozos que son los siguientes: 6, 7, 13, 14, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 27, 28, 29, 30, 35 y 36 (-GPA).

El sector suroeste (SW) está compuesto por 21 pozos que son los siguientes: 37, 38, 39, 40, 41, 42, 45, 46, 47, 48, 49, 57, 58, 59, 60, 70, 71, 72, 83, 84 y 85 (-GPA).

El sector sureste (SE) está compuesto por 32 pozos que son los siguientes: 43, 44, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 86, 87, 88 y 89 (-GPA).

Para el caso de la producción de aceite (promedio de producción inicial por pozo) se tiene que el sector noreste es el que cuenta con los valores más altos de producción y el sector sureste cuenta con los valores más bajos de producción con valores de 407 y 172 (bpd) respectivamente.

El valor más alto de producción inicial de gas lo tiene el sector noroeste con 0.5617 (mmpcd) y el más bajo lo tiene el sector suroeste con 0.1511 (mmpcd).

Ningún pozo del sector noreste presenta datos de porosidad, permeabilidad, saturación de aceite, saturación de agua o espesores, con lo que claramente se observa el mal control que se tiene de la información en este sector norte del campo Tajín.

Los valores más altos de porosidad y permeabilidad se tienen en el sector sureste con valores de 8.52 (%) y 0.64 (mD) respectivamente. El sector suroeste cuenta con los valores más altos de saturación de aceite y el sector sureste con los valores más altos en espesor de intervalos productores.

Es importante mencionar que en un caso hipotético, a mayor porosidad, permeabilidad y saturación de aceite se tendría la mayor producción, en este caso, no ocurre así, ya que la mayor producción la tiene el sector noreste, la mayor porosidad y permeabilidad la tiene el sector sureste y la mayor saturación la tiene el sector suroeste, esto puede ser debido a que:

- ✓ La porosidad que se analiza es porosidad absoluta, cuando la que realmente se debería analizar es la porosidad efectiva ya que ésta es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado y no sólo el porcentaje del espacio poroso total. Este dato no se tiene en las bitácoras de los pozos.
- ✓ Las presiones de yacimiento pueden tener variaciones considerables en cada sector. En este caso si se tienen bajas presiones de fondo en el sector sureste, a pesar de tener buenas condiciones de porosidad y permeabilidad, el aceite no fluiría hacia el pozo.
- ✓ Si la roca es mojada por agua habrá mayor movimiento de aceite, pero si la roca es mojada por aceite habrá menor movimiento de aceite dentro del medio poroso.
- ✓ Si existen variaciones en el tamaño de la garganta de poro en cada sector, esta propiedad puede afectar directamente en el movimiento de los fluidos.

La Tabla 5.6 muestra en resumen los valores promedio obtenidos de cada sector.

	Mayor valor	→	→	Menor valor
Producción aceite (bpd)	NE 407	NW 247	SW 186	SE 172
Producción gas (mmpcd)	NW 0.5617	NE 0.5382	SE 0.2943	SW 0.1511
Porosidad (%)	SE 8.52	NW 8.17	SW 7.76	NE
Permeabilidad (md)	SE 0.64	SW 0.52	NW 0.31	NE
Sat. de aceite (%)	SW 71.5	NW 61.8	SE 61.1	NE
Sat. agua (%)	NW 38.2	SW 35.1	SE 33.6	NE
Espesor (m)	SE 43.7	SW 39.2	NW 30.6	NE

Tabla 5.6 Valores promedio de cada sección.

Las Figuras 5.26, 5.27, 5.28, 5.29, 5.30, 5.31 y 5.32 muestran de forma gráfica cada uno de los valores descritos en la Tabla 5.6.

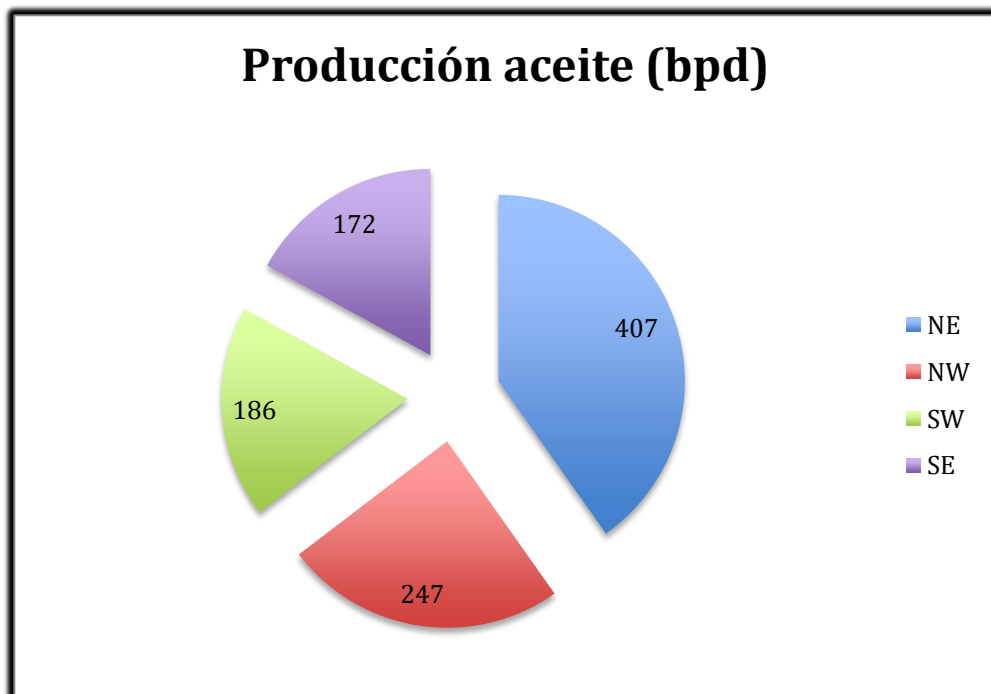


Figura 5.26 Producción de aceite por sector

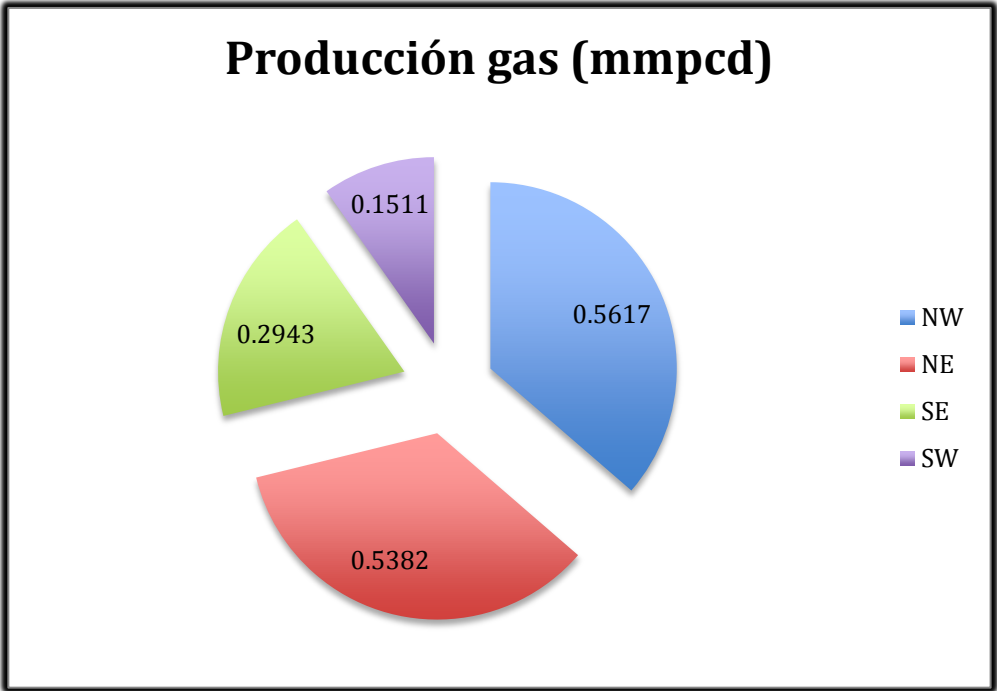


Figura 5.27 Producción de gas por sector

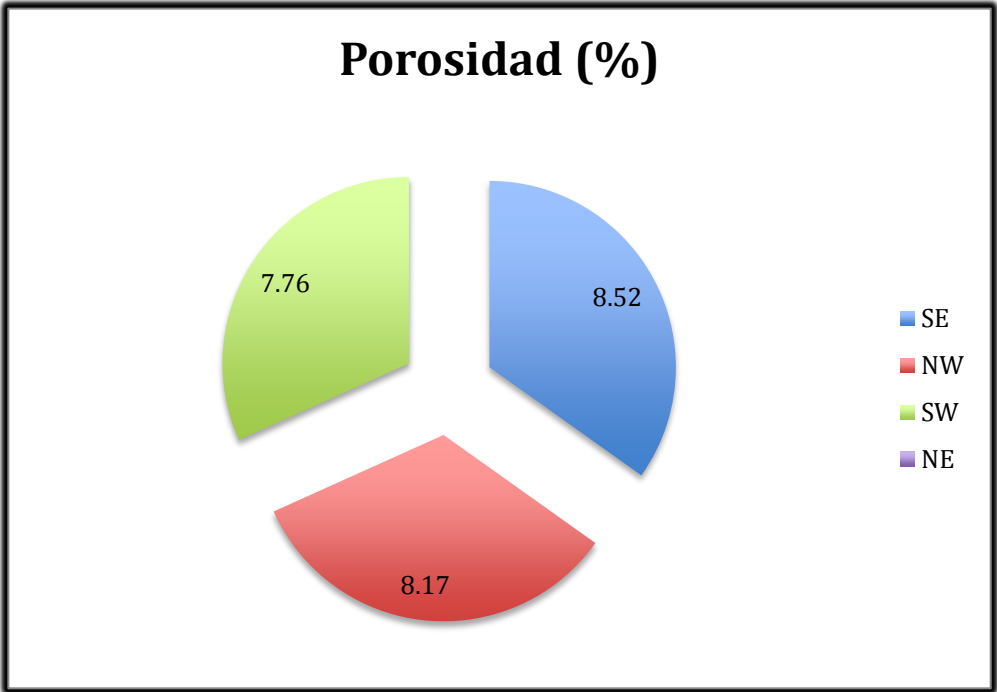


Figura 5.28 Porosidad promedio por sector

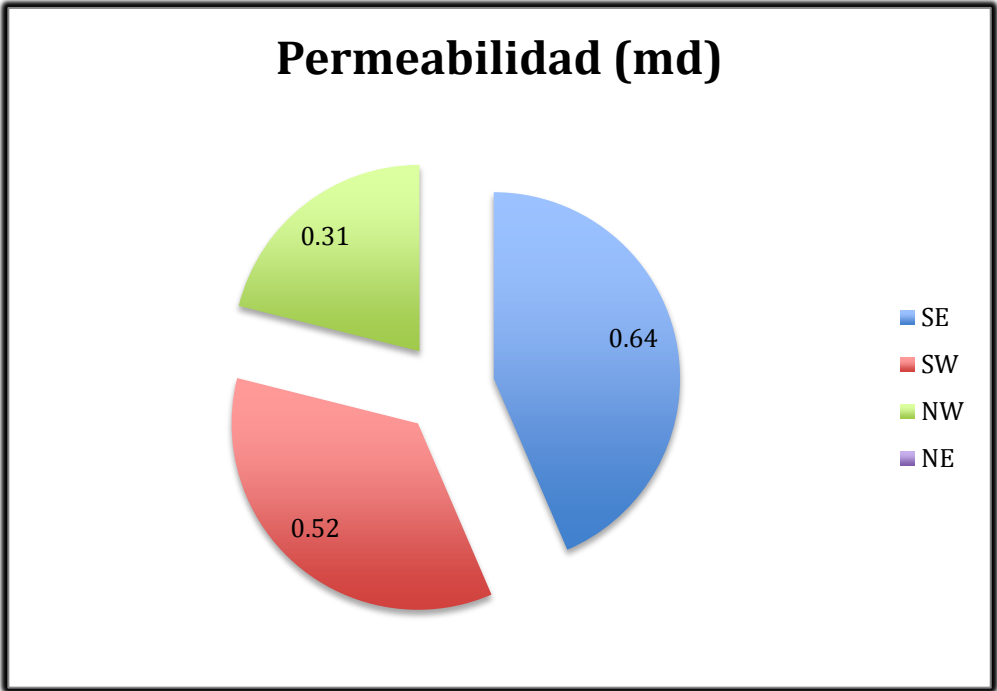


Figura 5.29 Permeabilidad promedio por sector

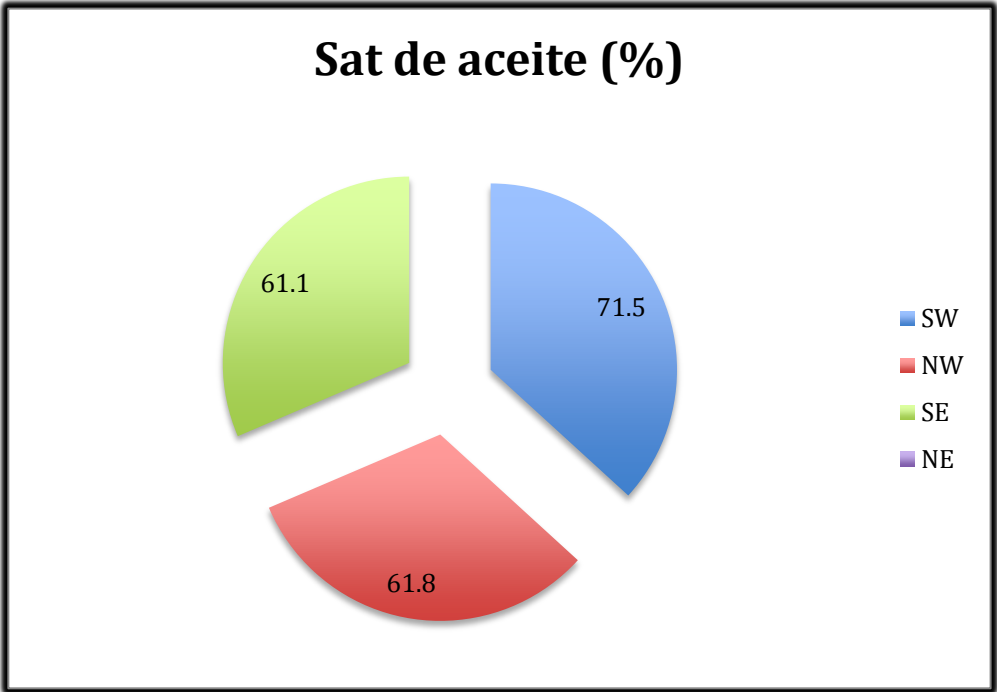


Figura 5.30 Saturación de aceite promedio por sector

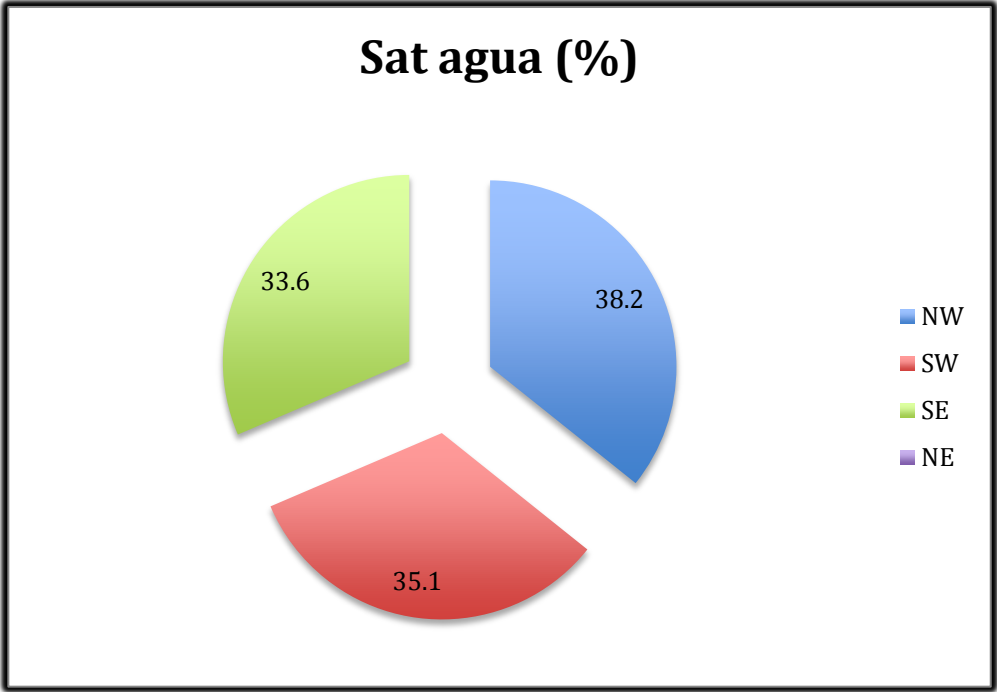


Figura 5.31 Saturación de agua promedio por sector

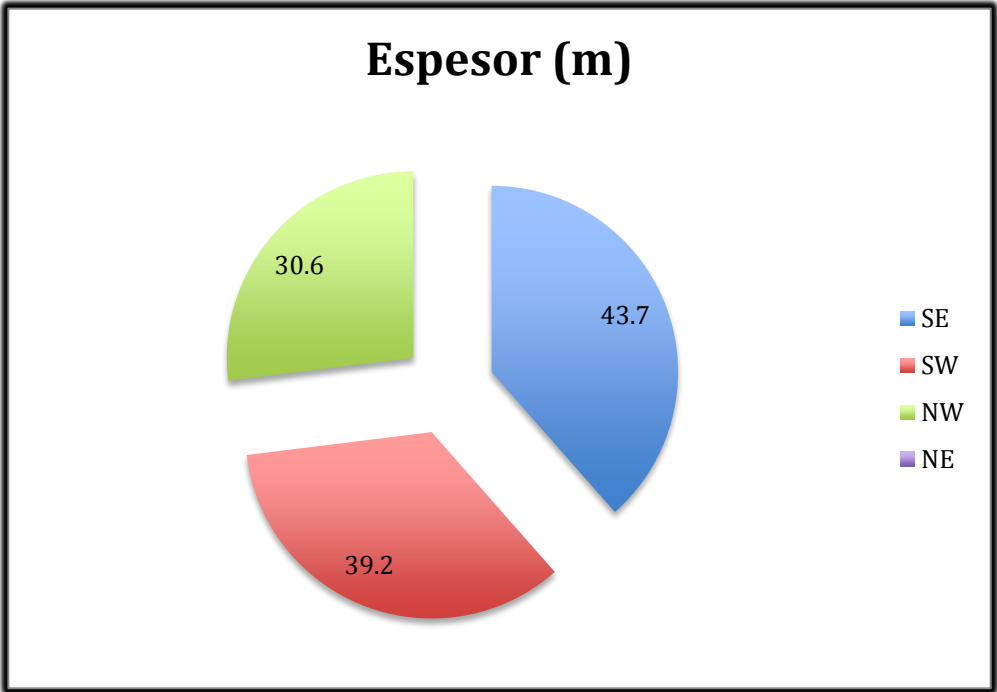


Figura 5.32 Espesor promedio por sector

Para apoyar el análisis de producción se construyó la Tabla 5.7, la cual muestra en la primera columna el nombre del intervalo productor, en la segunda columna los pozos que produjeron por dicho intervalo, en la tercera columna el número de veces que dicho intervalo produjo (número de pozos) y en la cuarta columna el valor de producción inicial total en barriles por día (bpd) de cada intervalo.

Nombre del intervalo	Pozos	Número de veces	Producción inicial tot. (bpd)
C-10	7	1	334
C-15	7,51,56,65,81,80,68,67	8	1501
C-20	28,18,19,20,36,27,10,13,14,4,5,6,2,56	14	7796
C-30	10	1	103
C-40	28,21,25,34,31,12,13,40,51,84,74,60,82	13	1394
C-45	76	1	11
C-50	26,17,25,12,43,44,50,51,1,74,76,63	12	954
C-60	28,15,36,31,60,59,67	7	505
C-70	28,26,17,16,15,25,34,36,12,9,41,40, 42,43,44,3,49,48,45,1,52,87,83,74, 75,76,60,59,63,57	30	2465
C-80	28,17,15,34,35,9,42,43,3,51,52,85,73,74,75, 76,77,61,60,62,63,58,64,65,79,78	26	1730
C-85	15,35,8,49,51,73,74,75,76,61,62,63,64,65	14	625
C-90	8,49,48,50,45,54,87,88,85,73,74,72,75,76, 77,61,60,62,59,63,58,64,57,65,82,66,37	27	1999
C-95	46,45,88,74,75,71,76,77,59,58,57,82,37	13	580
C-100	48,47,46,45,73,74,59,58,57,37	10	547
C-S/D	32,11,12,39,55,53,82,69,24	9	-

Tabla 5.7 Ocurrencia de los intervalo productores, en el sector norte del Campo Tajín.

Como puede observarse, los intervalos que produjeron un mayor número de veces son el C-70, C-80 y C-90 con 30, 26 y 27 ocasiones respectivamente, en el caso de la producción de aceite (producción inicial) estos intervalos tuvieron una producción de 2465, 1730 y 1999 bpd respectivamente, pero esto no quiere decir que fueron los intervalos que más produjeron ya que por ejemplo el intervalo C-20 aunque sólo produjo en 14 ocasiones (14 pozos) obtuvo la mayor producción con 7746 bpd, con lo que determinamos que un intervalo, no por que produzca en mayor número de ocasiones nos dará la mayor producción de aceite.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

- ✓ Las bitácoras de los pozos del sector noreste no cuentan con información de porosidad, permeabilidad, saturaciones o algún otro valor de importancia dentro de la industria petrolera, ésto puede deberse a que no se tiene un buen control de la información recabada durante la perforación o producción del pozo, y no precisamente a la inexistencia de ésta.
- ✓ Si bien el sector noreste muestra los mejores datos de producción inicial promedio por pozo (407 bpd), es en el sector sureste donde se tienen los mejores datos de porosidad (8.52 %), permeabilidad (0.64 mD) y espesores productores de 43.7 m. promedio, y en el suroeste los valores más altos de saturación de aceite (71.5 %), ésto puede deberse a: 1) que no se analiza la porosidad efectiva, 2) variaciones en las presiones de yacimiento, 3) la mojabilidad de la roca, y 4) variaciones en el tamaño de la garganta de poro.
- ✓ La producción de aceite y gas de un pozo, no necesariamente tiene una relación directa con la porosidad y permeabilidad que presenta la roca almacenadora, ya que existen diversas propiedades físicas y aspectos geológicos que controlan y varían las propiedades petrofísicas de la misma.
- ✓ Las bitácoras de historia de pozo no cuentan con datos sobre la litología de la roca almacén y en base al análisis de los valores reportados de las propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad, saturación de hidrocarburos, etc., se corrobora (de acuerdo a lo reportado en la literatura) que los horizontes productores corresponden a areniscas arcillosas, o bien a litarenitas con un grado de clasificación bajo, en donde las gargantas de poro son muy pequeñas, lo cual explicaría la baja producción de aceite en muchos de los pozos.

6.2 Recomendaciones

- ✓ Tener un mejor control de la información que se genera de cada pozo, ya que muy pocos muestran históricos de producción, los cuales son muy importantes para observar el comportamiento de la vida productiva del mismo.
- ✓ Realizar estudios de diagénesis que permitan observar las afectaciones (variaciones) en la porosidad y permeabilidad, así como la obtención de mayor información petrofísica, la cual debe ser incluida en las bitácoras de pozo.
- ✓ Contar con acceso a los registros geofísicos, ya que éstos son muy importantes para llevar a cabo un análisis sedimentológico-estratigráfico más preciso dentro de un área de interés petrolero.

Bibliografía

- Aguilar, Miguel B.; Caballero, Ángela M. 2003. Seminario sistemas turbidíticos.
- Alonso, B. y Ercilla, G. (editores). Valles Submarinos y Sistemas Turbidíticos Modernos. Consejo Superior de Investigaciones Científicas. Consejo Editorial Barcelona 2000. 292 pp.
- Amador Luna, Domingo Antonio. Octubre de 2008. Drilling risks associated to distribution of different geological formations eroded by regional C unconformity in Chicontepec paleo-channel. Geological regional study DSC-SLB. Schlumberger.
- Baranda Betanzos Yaneli Isi; Moedano Santiago Francisco, abril 2011. Valores de Corte de Parámetros Petrofísicos utilizados en la Caracterización de Yacimientos Petroleros. Tesis de Licenciatura. Ingeniería Petrolera, F.I. UNAM.
- Barson, Dan; Christensen, Rod. Otoño de 2005. Espectroscopia: la clave para la obtención de respuestas petrofísicas rápidas y confiables.
- Bitter, M. R., 1986 Sedimentation and provenance of Chicontepec sandstones with implications for uplift of the Sierra Madre Oriental and Teziutlan Massif, east-central Mexico. Thesis for the degree of Master of Science., B. S. University of Kansas, Geology.
- Boggs Sam, 2012. Principles of Sedimentology and Stratigraphy.
- Bouma, Arnold H. 1999. Coarse-grained and fine-grained turbidite system as end member models: applicability and danger. Marine and Petroleum Geology. ELSEVIER.
- Busch, D. A. And A. S. Govela, 1978. Stratigraphy and Structure of Chicontepec Turbidites, Southeastern Tampico – Misantla Basin, Mexico. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, Vol.62, No.2, pp. 235-246.
- Business News Americas, (Banamericas) lunes, 2 de abril de 2012.
- Bouma, Arnold H. 2 de diciembre de 1998. Coarse-grained and fine-grained turbidite systems as end member models: applicability and dangers. Department of geology and geophysics, Lousiana State University.
- Caracterización Dinámica de Yacimientos, 2012. Notas de clase.
- Caracterización Estática de Yacimientos, 2011. Notas de clase.
- Chayes, F. 1956. Petrographic Modal Analysis. Wiley and Sonso New York, 113 p.

Comisión Nacional de Hidrocarburos(CNH),2012. Dictamen al primero de enero del 2012.

Comunidad petrolera, 2009. Mojabilidad en un sistema roca-fluidos. Pagina de internet.

Contreras-Barrera, A., Gío-Argáez, R., 1985, Consideraciones Paleobiológicas de los Ignofósiles de la Formación Chicontepec en el estado de Puebla: Revista del Instituto de Geología.

Contreras, Carmen; Gamero, Helena, verano de 2003. Investigación de la sedimentología de los yacimientos clásticos.

Corrales Zarauza Inmaculada, 1977. Estratigrafía. Madrid 1977. 718 páginas.

Cruz Martínez Carlos; Rodríguez Partida Arturo, abril de 2009, Petrofísica en la Caracterización de Yacimientos Petroleros. Tesis de Licenciatura. Ingeniería Petrolera, F.I. UNAM.

Davis Jr., 1977. Depositional system and introduction to sedimentology and stratigraphy. Ed. Prentice Hall; Nueva York.

Dott R.H., 1964. Modern and Ancient Geosinclinal Sedimentation. SEPM Publ. 19.

Esparza Tapia, Nayelli García; Mendoza Ruíz, Jesús. 2004. Construcción de pozos y desarrollo de campos en México; Pemex-Schlumberger.

Folk, R.L. Petrology of Sedimentary Rocks.(Hemphills):Austin1968.

Friedman, G. & Sanders, J., 1978. Principles of Sedimentology.

Geología general 2008. Notas de clase.

Herrera Palomo Alberto, 2006 Identificación y Caracterización de las Litofacies del Play Paleoceno Wilcox en el área China-Barrilete de la Cuenca de Burgos; NE de México. Tesis Maestría, UNAM.

INEGI, Mapa Fisiográfico de la Republica Mexicana.

INEGI, 2012. Provincias Fisiográficas.

Krinsley, David; Takahashi, Taro (1962). Applications of Electron Microscopy to Geology.

Krumbein & Sloss; 1963. Stratigraphy and Sedimentation. Ed. Freeman and Company; NY.

Krumbein, W.C. y f.j. Pettijohn. Manual of Sedimentary Petrography. (Appleton-Century-Crofts):New York 1938. 91-181.

Laboratorio de petrología, F.I. Facultad de ingeniería, UNAM. Muestras de laboratorio.

La comunidad petrolera, 28 de enero de 2009, Mojabilidad de los Fluidos.
López R., 1983. Geología Histórica de México. Ed. Trillas México.

Manual para el Trabajo Geólogo de Campo. 2010 Proyecto PAPIME-UNAM. Facultad de Ingeniería.

Martell A. B., 2006. Curso de interpretación de Registros Geofísicos de Pozos UNAM.

Martell A. B., 3 de abril de 2008. Desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su Futuro a través de la UNAM. Especialidad: Ingeniería Geológica. Pág. 17.

Martell A. B. 2010. Notas de petrofísica y registros de pozo.

Mayol Castillo, Martha, 2005. Caracterización Geoquímica de los aceites de la Cuenca de Chicontepec, Tesis de Maestría. México IPN.

Milenio Revista, jueves 22 de agosto de 2012. Aumentan 25.5% las Reservas Probadas de Chicontepec, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Montero Núñez, Jesús Salvador; Rojas González, Jorge (abril de 2009). Tamaño de Grano y de Poro en Rocas Sedimentarias Acumuladoras de Hidrocarburos. Tesis de Licenciatura. Ingeniería Petrolera, F.I. UNAM.

Mutti, Emiliano; Bernoulli, Daniel. 2009. Turbidites and turbidity currents from alpine "flysch" to the exploration of continental margins. Association of sedimentology.

NACSN, 2005. The North American Commission on Stratigraphic Nomenclature. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Volumen 89, número 11 (noviembre de 2005), p. 1547-1591.

Nava P. Laura, Alegría L. Miguel A, 2001. Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico-Misantla. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Nieto Serrano, José Omar, 2010. Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec. Tesis de Licenciatura. México UNAM.

Pemex, 5-mar-2009. Proyecto Chicontepec. Ubicación.

PEMEX, 2009. Página de internet
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=143&catid=12521>
Cuenca de Chicontepec.

PEP, 2010. PEMEX; Pemex Exploración y Producción; Subdirección Técnica de Exploración; Sistemas Petroleros de México.

Petrounefa, 22 de junio de 2010. Página de internet <http://petrounefabarinas.blogspot.mx/>. Análisis de Presión de Yacimientos. Pruebas de Presión, Pruebas de Pozos.

Pettijohn F. J., 1975. Sedimentary Rocks. Harper and Row. Publishers, London.

Portilla San Agustín Lizbeth, febrero del 2007. Métodos para determinar la Saturación de Agua Irreductible en Yacimientos Petroleros. Tesis de Licenciatura. Ingeniería Petrolera, F.I. UNAM.

Powers, W.C. 1953. A new roundness scale for sedimentary particles. J. Sedim. Petrol. 23 (2): 117-119.

Reineck, Hans-Erich, 1975. Depositional Sedimentary Environments With Reference to Terrigenous Clastics. Nueva York.

Rentabilidad de proyectos, 2011. Apuntes de clase.

Santillán Piña N.; Aguayo Camargo J.E. Mayo de 2011. Facies Sedimentarias Turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México. Ingeniería Investigación y Tecnología. Vol. XII, Núm. 3, 2011.

Santillán Piña Noé, 2009. Paleoambientes Sedimentarios en Facies Turbidíticas en la Cuenca Terciaria de Chicontepec, Centro-Oriente de México. Tesis de Maestría. Maestría en Ciencias de la Tierra UNAM. Instituto de Geología.

Servicio Geológico Mexicano.

Shanmugam G. 21 de marzo de 1999. 50 years of the turbidite paradigm (1950s-1990s): deep-water processes and facies models- a critical perspective. Marine and petroleum geology. Elsevier.

Siever, R. (1988). Sand, Scientific American Library (Freeman), 237 pp.

Slumberger, otoño de 2005. Espectroscopía: La clave para la obtención de respuestas petrofísicas rápidas y confiables.

Stow, Dorrik A.V.; Johansson, Melissa. 16 de agosto de 1999. Deep-water massive sands: nature, origin and hydrocarbon implications. Marine and petroleum geology. Elsevier.

Stow, Dorrik A.V., Mayal, Mike. 29 de octubre de 1999. Deep-water sedimentary systems: new models for the 21st century marine and petroleum geology. Elsevier.

Taylor, J.M., 1950, Pore-space reduction in Sandstones: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., v. 34, p. 701-716.

Universidad Olmeca; Geología de explotación; Sistemas petroleros. Sin fecha.

Waddel, H. 1932. Volume, shape and roundness of rock particles. J. Geol. 40: 443-451.

Wentworth, C.K Jour. Geol. A scale of grade and Class Terms for Clastic Sediments. 1922. Pág. 377-392.

Zaldívar Gil Alfredo Jorge, noviembre de 2008. Relación entre Ambiente Sedimentario y Propiedades Petrofísicas de Rocas Clásticas Acumuladoras de Hidrocarburos. Tesis de Licenciatura. Ingeniería Petrolera, F.I. UNAM.