



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Cuaderno de Apuntes de
Geología de Yacimientos
Naturalmente Fracturados**

MATERIAL DIDÁCTICO

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Hermes Castillo Navarrete

ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO

Dr. Salvador Ortuño Arzate



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Índice

Proceso de enseñanza-aprendizaje	I
Resumen	II
Antecedentes y justificación	III
Objetivos y metodología	IV
1.- Introducción	
1.1 Alcances del curso	1
1.2 Características generales de los yacimientos naturalmente fracturados	1
1.3 Importancia de los YNF en México y en el mundo	2
2.-Sistemas de depósito en rocas carbonatadas	
2.1 Carbonatos	5
2.1.1 Organismos que componen las rocas carbonatadas	8
2.1.2 Características únicas de los carbonatos	15
2.1.3 Clasificación de los carbonatos de Dunham y Folk	20
2.2 Ambientes de depósito	23
2.2.1 Plataforma	24
2.2.2 Dinámica de Plataformas	25
2.2.3 Plataforma bordeada	29
2.2.4 Plataforma abierta	29
2.2.5 Plataforma homoclinal	30
2.2.6 Rampa distalmente inclinada	31
2.2.7 Plataforma aislada	32
2.2.8 Barreras arrecifales y bancos someros carbonatados	35
2.2.9 Mar abierto (cuenca, talud y abisal)	37
2.3 Procesos diagenéticos	42
2.3.1 Disolución	43
2.3.2 Recristalización	44
2.3.3 Autigénesis	45
2.3.4 Neoformación	46
2.3.5 Dolomitización	46
2.3.6 Dedolomitización	47
2.3.7 Estilolitas y estilolitización	48
2.3.8 Mineralización	51
2.3.9 Karstificación	53

2.4 Ambientes diagenéticos	54
2.4.1 Vadoso	55
2.4.2 Meteórico freático	56
2.4.3 Zona de mezclado	56
2.4.4 Soterramiento	57
2.4.5 Marino freático	57
3.-Origen de los sistemas de fracturas	
3.1.1 Procesos sedimentarios de fracturación	63
3.1.1.2 Fracturas de desecación	63
3.1.2 Procesos diagenéticos	64
3.1.2.1 Fracturas de sinéresis	64
3.1.2.2 Fracturas de cambio de fase mineral	65
3.1.3 Procesos tectónicos	65
3.1.3.1 Fracturas y fallas relacionadas con el esfuerzo de cizalla	65
3.1.3.2 Fracturas y fallas relacionadas con el esfuerzo de compresión	69
3.1.3.3 Fracturas y fallas relacionadas con el esfuerzo de tensión	70
3.1.3.4 Diaclasas	72
3.1.3.5 Naturaleza de las fracturas	75
3.1.4 Pliegues	75
3.1.5 Pliegues relacionados con cabalgamientos	76
3.1.6 Distintas clasificaciones de pliegues	78
3.1.7 Diagrama de esfuerzos de Mohr	83
4.-Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados	
4.1 Antecedentes	92
4.1.1 Características generales de los yacimientos	92
4.1.2 Análisis de afloramiento y datos del yacimiento	92
4.1.3 Criterios empleados en la clasificación	93
4.2 Tipos de yacimientos (clasificación de Nelson)	94
4.2.1 Tipo I	94
4.2.2 Tipo II	94
4.2.3 Tipo III	94
4.2.4 Tipo IV	94
4.2.5 Tipo M	94
4.2.6 Tipo G	94

5.-Propiedades de los sistemas de fracturas que afectan el comportamiento de un yacimiento y su caracterización

5.1 Propiedades de un sistema de fracturas	98
5.1.1 Morfología de las fracturas	99
5.1.2 Apertura y permeabilidad	108
5.1.3 Porosidad	116
5.1.4 Espaciamiento de fractura	121
5.1.5 Longitud o tamaño de fractura	124
5.1.6 Orientación de las fracturas	124
5.1.7 Densidad de las fracturas	124
5.1.8 Cementación en fracturas	125
5.1.9 Efecto de las fracturas en el flujo de fluidos	126
5.2 Caracterización de un sistema de fracturas	128
5.2.1 Métodos sísmicos	128
5.2.2 Registros geofísicos	129
5.2.2.1 Registro SP	129
5.2.2.2 Registro de Rayos Gamma	131
5.2.2.3 Registro Caliper	132
5.2.2.4 Registro de Temperatura	133
5.2.2.5 Registro de Resistividad	135
5.2.2.6 Registro de Densidad	136
5.2.2.7 Registro Sónico	138
5.2.2.8 Registro de televisor de fondo (BHTV)	140
5.2.2.9 Registro Dipmeter	141
5.2.3 Pruebas de presión	143
5.2.3.1 El conocimiento llevado a la práctica en la caracterización de los YNF	144
5.2.3.2 Modelos Conceptuales	144
5.2.3.3 Modelos Numéricos	146
5.2.3.4 Importancia de las diferentes disciplinas	147
5.2.3.5 Áreas de oportunidad	150
5.2.4 Geoestadística	153
5.2.5 Evaluación de fracturas en núcleos	153

5.3 Tensores de permeabilidad en yacimientos anisotrópicos	155
5.3.1 Estratificación laminar o cruzada	155
5.3.2 Fracturas	157
5.3.3 Tamaño de grano	159
5.3.4 Cementación	160
6.-Impacto de las características de los sistemas de fracturas sobre las estrategias de desarrollo y explotación de un yacimiento petrolero	
6.1 Casos de estudio	164
6.1.1 Campo Ain Zalah, Iraq	164
6.1.2 Formación Asmari, Irán	166
6.1.3 Campo Spraberry, Texas	168
6.2 Atributos positivos	170
6.3 Problemas potenciales	172
6.4 Estrategias de administración de yacimientos naturalmente fracturados	173

I. Proceso de enseñanza-aprendizaje (taxonomía de Bloom)

La taxonomía de Bloom, es una clasificación de diferentes objetivos en el proceso del aprendizaje, a lograr a través de la educación formal propuesta por Benjamín Bloom, con base en tres procesos que diferentes expertos en educación habían reflejado como esenciales en 1948, al intentar establecer un consenso respecto a los objetivos de la educación; estos procesos son: cognición, afectividad y psicomotricidad.

El aspecto de mayor relevancia, y donde se ha puesto más énfasis, es el cognitivo. En este sentido, se pretende que el estudiante mejore sus capacidades, es decir, que se incremente la competencia del estudiante a partir de los seis procesos cognitivos siguientes.

1. Conocimiento

La adquisición del conocimiento se refiere a la primera etapa del proceso de aprendizaje. En esta etapa y en relación a estos apuntes, el alumno tendrá la capacidad de poder recordar y conocer en términos muy generales la importancia de los yacimientos naturalmente fracturados en el mundo, los ambientes y procesos diagenéticos, la clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados, los orígenes de las fracturas, las propiedades que tienen los sistemas de fracturas, la importancia que tienen las fracturas en la explotación de yacimientos, e inclusive, conocerá la importancia de la tabla estratigráfica y podrá memorizar los periodos y épocas de ésta.

En esta etapa el alumno conocerá las ideas y definiciones principales de cada tema, podrá recordar cierta información, o al menos recordará la información de mayor relevancia.

2. Comprensión

En esta segunda etapa el alumno será capaz de entender, comprender, asociar, describir, explicar, diferenciar e inclusive dar ejemplos de los temas abordados. El alumno comprenderá la importancia que tiene el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados, podrá diferenciar entre los distintos tipos de fracturas que podría tener un yacimiento, será capaz de asociar los procesos diagenéticos con las fracturas, entenderá y comprenderá el origen de las fracturas, tendrá la capacidad para reconocer qué importancia tiene cada tipo de yacimiento con respecto a la producción de hidrocarburos, podrá diferenciar la importancia y características que tiene cada método de caracterización de un sistema de fracturas, comprenderá, distinguirá y explicará los problemas potenciales que son representativos de cada tipo de yacimiento.

3. Aplicación

La aplicación del conocimiento consta, en tener la habilidad de poder resolver problemas o situaciones con los conocimientos previamente adquiridos, así como tener la capacidad de emplear estos conocimientos en nuevas situaciones. El alumno podrá demostrar con fundamentos teóricos la importancia que tienen los yacimientos naturalmente fracturados en el mundo, relacionará la importancia de los ambientes y procesos diagenéticos con la creación de fracturas favorables, o no, para la producción de hidrocarburos, examinará y clasificará los procesos de formación de los distintos tipos de fracturas. Si en algún punto el alumno no llegara a estar de acuerdo con algún criterio, este tendrá la capacidad de modificar tales criterios, por ejemplo, en los tipos y origen de las fracturas, el alumno podrá demostrar por qué es más efectivo cierto método que otro para la correcta evaluación de los yacimientos naturalmente fracturados.

4. Análisis

En esta etapa del proceso de aprendizaje, el alumno será capaz de identificar los motivos y causas de ciertos patrones, comportamientos o resultados, el alumno tendrá la capacidad de preguntarse el porqué de la importancia de los ambientes y procesos diagenéticos en relación con los distintos tipos de fracturas, el porqué de la importancia de los procesos que forman las fracturas como son tectónicos y diagenéticos, será capaz de examinar, diferenciar, investigar, comparar las causas y efectos que conllevan cada tipo de yacimiento con respecto a la productividad del mismo. Además, el alumno tendrá la capacidad de reconocer el orden jerárquico de la importancia de las propiedades de un sistema de fracturas, podrá categorizar, ordenar, priorizar los distintos métodos de evaluación de fracturas, así como también, los problemas y ventajas potenciales que tiene cada tipo de yacimiento en la explotación de hidrocarburos.

5. Creación

En esta etapa el alumno tendrá la capacidad de proponer soluciones alternativas a los problemas o a las distintas formas en que se desarrollan las estrategias de trabajo. El alumno tendrá la capacidad para proponer modificaciones en la clasificación de fracturas, podrá combinar, cambiar, agregar, modificar las distintas formas de evaluación de yacimientos naturalmente fracturados, tendrá la capacidad de mejorar los distintos métodos de caracterización de un sistema de fracturas; asimismo, el alumno podrá diseñar y proponer las estrategias de desarrollo de un yacimiento naturalmente fracturado con base en sus atributos y problemas potenciales.

6. Evaluación

La evaluación es una herramienta que podemos utilizar para poder realizar juicios y opiniones sobre información, así como para poder defender puntos de vista basados en ciertos criterios. En esta etapa el estudiante podrá emitir juicios y recomendaciones sobre la forma más conveniente de estudiar un yacimiento naturalmente fracturado, esto, con base en los conocimientos previamente adquiridos. El alumno podrá decidir y apoyar decisiones sobre los mejores métodos de evaluación de fracturas, así como también poder demostrar, con resultados basados en experiencias previas o casos de estudio, las mejores estrategias de desarrollo de un yacimiento naturalmente fracturado.

Personalmente considero a las etapas de evaluación y creación, en lo que respecta a la Geología de yacimientos naturalmente fracturados, como las etapas esenciales en donde el individuo (alumno, estudiante, trabajador, etc.), ya ha adquirido cierta experiencia en campo, por lo cual le es más fácil desarrollar estas dos últimas etapas en el proceso de aprendizaje.

II. Resumen

El presente trabajo surge de la necesidad de contar con un material de apoyo didáctico, que contenga los temas desarrollados de la materia de Geología de yacimientos naturalmente fracturados. Además de considerar otros temas que no se encuentran contemplados en el temario original, pero que se relacionan estrechamente con los yacimientos fracturados.

El enfoque considerado para realizar este trabajo fue, en primer término, contar con la información de mayor relevancia y esencial para cada tema y subtema desarrollado, mostrando ejemplos, según sea el caso, para una mejor comprensión de la materia en general, así como contar con la mayor cantidad de información sobre los temas relacionados con los yacimientos naturalmente fracturados.

Se presenta información sintetizada de distintas fuentes, así como cuestionarios y videos al término de cada tema para un mejor aprendizaje y reforzamiento de los conocimientos adquiridos durante cada unidad. Los yacimientos naturalmente fracturados forman parte de los yacimientos más grandes y productivos del mundo, es por eso, que el estudiante de ingeniería petrolera no debe prescindir de este conocimiento ya que en algún momento de su vida profesional podría hacer uso de este, y qué mejor forma de contar con la información sintetizada en un cuaderno de apuntes que facilite la comprensión de cada tema.

III. Antecedentes

La participación activa del alumno en su proceso de enseñanza - aprendizaje es fundamental para promover habilidades para la resolución de problemas, trabajar en equipo y acceder de manera eficiente a la información relevante, veraz y actualizada. Realizar un cuaderno de apuntes de la materia Geología de yacimientos naturalmente fracturados, tiene como intención poseer un precedente del temario desarrollado con ejemplos teóricos representativos y cuestionarios de repaso, para incrementar y fortalecer el aprovechamiento académico de los estudiantes. Así, como tener una bibliografía sobre los temas en caso de requerir información más profunda y videos que ilustren los conceptos teóricos vistos en la clase.

Proporcionar a los estudiantes este cuaderno de apuntes, es de suma importancia ya que es una herramienta que ayudará a potencializar el aprendizaje.

No existe precedente en la asignatura Geología de yacimientos naturalmente fracturados, por lo que la realización de estos recursos didácticos puede contribuir a proporcionar a los estudiantes más herramientas para un mejor aprendizaje de la materia.

Justificación

Los yacimientos naturalmente fracturados, desempeñan un papel muy importante en el desarrollo económico tanto nacional como a nivel mundial, es por eso, que es menester que el alumno de ciencias de la tierra cuente con un material de apoyo académico referente a los YNF, que le sirva para aprender y acreditar la asignatura, así como para en un futuro contar con material de referencia para consultas.

IV. Objetivos generales

El presente, tiene como objetivo principal, elaborar un compendio de los temas desarrollados de la asignatura de Geología de yacimientos naturalmente fracturados y así, proporcionar al alumno material didáctico de apoyo para complementar la información teórica para el desarrollo de las clases de la asignatura de GYNF, así como también, facilitar el proceso de enseñanza-aprendizaje para la mejor eficiencia de la comprensión de cada tema abordado.

Objetivos específicos

Mediante el presente trabajo, el estudiante contará con información fundamental para formular preguntas y discutir los nuevos temas en cada clase.

Contar con información sintetizada de relevancia del temario de GYNF.

Mediante la elaboración de cuestionarios y el apoyo de los videos al termino de cada capítulo, el estudiante reforzará sus conocimientos de cada tema visto.

Metodología

Para el desarrollo y elaboración del presente trabajo, se consultaron distintas fuentes como son: libros, artículos, revistas científicas y trabajos. Esto, para poder reunir la información de mayor relevancia. Mediante la realización de cuestionarios, sugerencias de videos y consulta de distintas bibliografías recomendadas, al final de cada tema se logrará la mejor comprensión de los conocimientos adquiridos durante el avance del cuaderno.

Para el proceso enseñanza-aprendizaje y para el desarrollo de las competencias que los alumnos deben poseer, es necesario que se combinen métodos de enseñanza para lograr estos objetivos y propósitos. Si bien es cierto que, aún en las aulas predomina el método de clases magistrales; con este cuaderno de apuntes se pretende ofrecer una herramienta, con la que se permita facilitar y orientar el proceso formativo, para propiciar y estimular que el proceso de aprendizaje tienda hacia el método de las tutorías, incrementando la participación del alumnado en su propio aprendizaje constructivo y significativo. Es decir; partiendo de la premisa de que el conocimiento no es algo que se pueda simplemente transferir de una persona a otra, sino que es algo que cada individuo construye, el propio estudiante debe construir su conocimiento con la orientación del maestro, que le muestre las herramientas (como este cuaderno, por ejemplo), las tecnologías digitales (como los videos de recursos abiertos que se recomiendan en este trabajo) y su experiencia; para que asuma una actitud autónoma y comprometida en su proceso de aprendizaje.

**CUADERNO DE APUNTES DE GEOLOGÍA DE
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

1.1 Alcances del curso

Proporcionar los conocimientos básicos necesarios para estudiar la geología de los yacimientos naturalmente fracturados. Se analizan los sistemas de depósito en rocas carbonatadas y ambientes diagenéticos, ya que el 60 % de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en los yacimientos carbonatados. Se analiza el origen de las fracturas y los procesos que dan origen a éstas, por ejemplo: procesos sedimentarios, diagenéticos y tectónicos para después introducirnos en el estudio y clasificación de los tipos de yacimientos y el rol que las fracturas juegan en la producción de hidrocarburos.

Además, se realiza un análisis de las propiedades de los sistemas de fracturas, por ejemplo: morfología, espaciamiento, apertura, porosidad, permeabilidad, entre otros aspectos. Al comprender las propiedades de las fracturas, podemos realizar un mejor dictamen con respecto a los métodos más convenientes para la caracterización de las mismas. Por último, se realizó un análisis de los atributos positivos y problemática con los que cuenta cada tipo de yacimiento, esto, para conocer los posibles escenarios productivos de cada yacimiento y poder determinar lo más conveniente para maximizar los recursos y la vida productiva de los yacimientos naturalmente fracturados.

1.2 Características generales de los yacimientos naturalmente fracturados

Los yacimientos naturalmente fracturados, cuentan con distintas características que difieren de los yacimientos homogéneos, por ejemplo: irrupción temprana de gas o agua, o yacimientos que en un inicio pueden parecer de alta productividad, pero que en un periodo corto de tiempo (1-2 meses) la producción declina sin explicación alguna. Desde el punto de vista geológico y petrofísico también se comportan en forma distinta a un yacimiento homogéneo, lo que hace difícil su caracterización e impactando directamente en la inversión económica.

Otra característica en general de los yacimientos naturalmente fracturados, es en el efecto positivo o negativo en que las fracturas tendrán en el yacimiento, por ejemplo, las fracturas abiertas normalmente tienen un efecto positivo en el flujo de aceite; sin embargo, éstas tienen un efecto negativo en el flujo de gas o agua debido a los efectos de conificación.

Un yacimiento naturalmente fracturado, es aquel en el cual las fracturas son determinantes en la productividad del mismo.

“Un yacimiento naturalmente fracturado es un yacimiento el cual contiene fracturas creadas por procesos geológicos naturales. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo del fluido”.¹

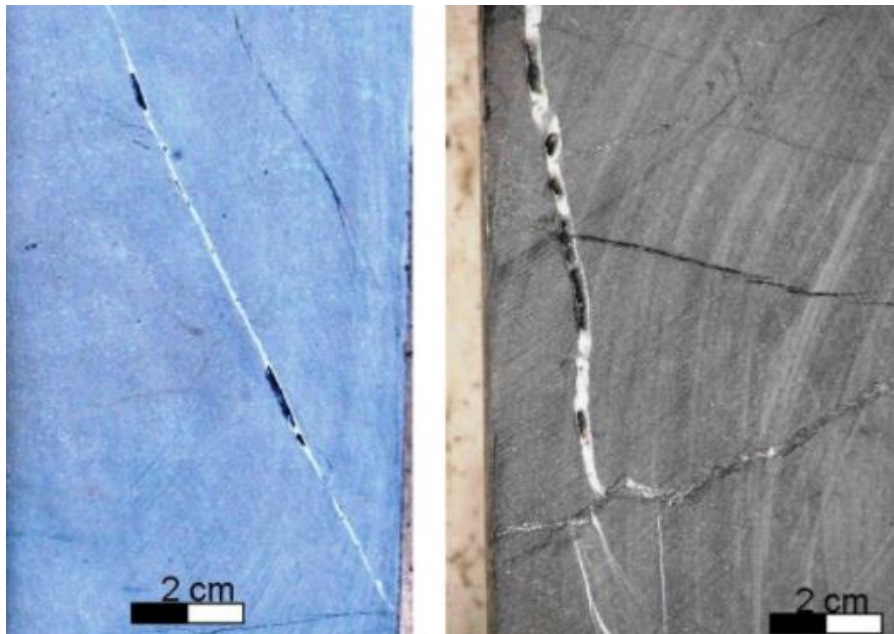


Figura 1. Fracturas parcialmente abiertas en núcleos. Disponible en:
<http://pg.lyellcollection.org/content/22/1/91/tab-figures-data>. [Consultado el 06-05-2018]

1.3 Importancia de los yacimientos naturalmente fracturados en México y el mundo

Los yacimientos naturalmente fracturados desempeñan un papel muy importante a nivel mundial; tan solo en México comprenden alrededor de un 70 %, y a nivel mundial son parte de los yacimientos más grandes y productivos. Su explotación no es tarea fácil, debido a sus particulares características y complejidad. Es cierto que en muchos casos se tiene conocimiento de la existencia de las fracturas; pero de forma imprecisa y a su vez subestimando el efecto de éstas en la producción. Los profesionales de la industria petrolera hacen un gran esfuerzo para poder comprender mejor y de manera más eficaz el comportamiento de este tipo de yacimientos. Las fracturas naturales en los yacimientos son el medio principal de obtención de la producción.

¹ Aguilera R. Naturally Fractured Reservoir. 2nd. Edition. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books;1995.

No hacer una caracterización temprana del yacimiento durante la primera etapa de desarrollo (etapa de exploración), podría resultar en pérdidas económicas considerables, sin embargo, si se realizan los estudios adecuados durante la primera etapa de desarrollo, se logrará tener una mejor perspectiva y mejores herramientas para poder explotar de manera más eficiente y obtener mejores resultados desde el punto de vista productivo, por ejemplo, se tendrá un criterio más acertado para la aplicación de técnicas de recuperación secundaria.



Figura 2. Un afloramiento de un carbonato fracturado en medio oriente. Imagen Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/industry_challenges/carbonates/brochures/cb_caracterizacion_08os070.pdf [consultado el 14-07-2018]

2. Sistemas de depósito en rocas carbonatadas

Las rocas siliciclásticas se componen predominantemente de areniscas y lutitas que contienen minerales y partículas de cuarzo, feldespato y arcilla. Y se forman por el transporte, depositación y litificación de sedimentos. A diferencia de las rocas siliciclásticas, la mayor parte de los carbonatos se desarrollan a partir de los sedimentos biogénicos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de restos de organismos en el fondo marino.

“Otros tipos de carbonatos se forman a medida que el agua se evapora de las cuencas poco profundas, o como precipitados de las aguas marinas”.²

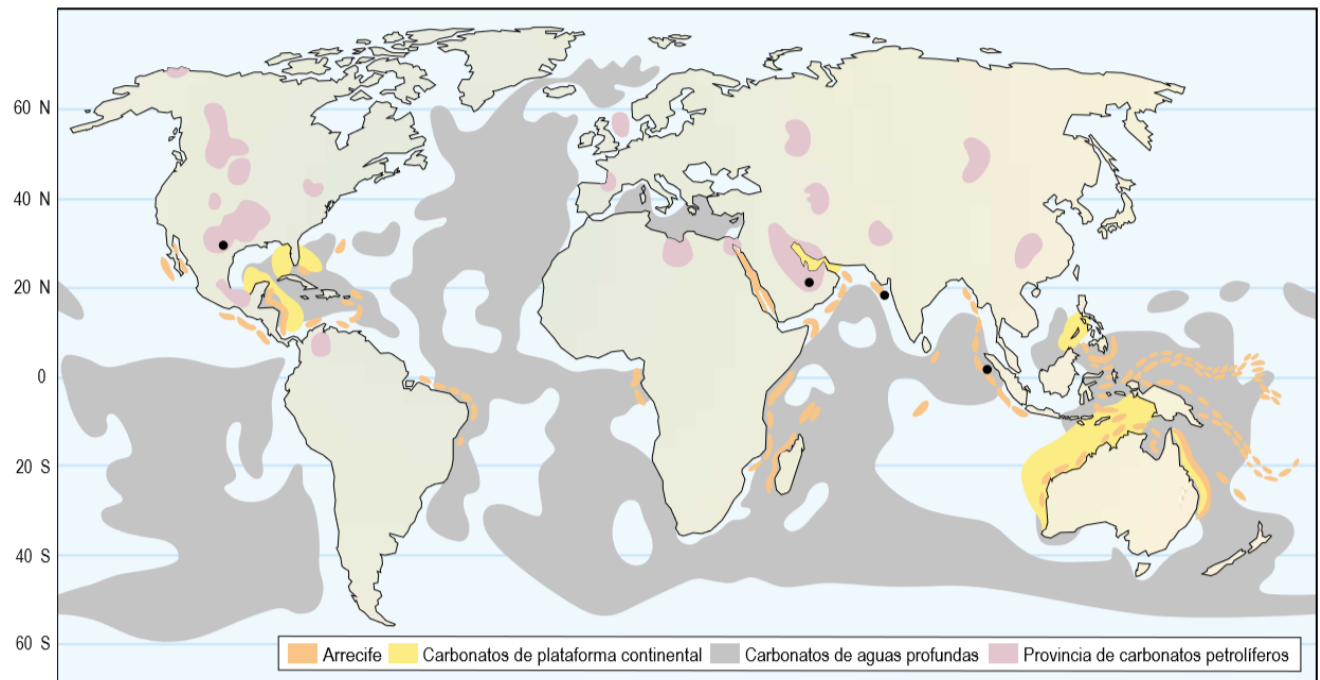


Figura 3. Distribución de rocas carbonatadas en el mundo. Disponible en:
https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish01/spr01/p20_41.pdf
[consultado el 02-02-2018]

² Mahmood A., Ali H., Alghamdi., Allen D., Carnegie A. Evaluación de yacimientos carbonatados. 2001 [11/04/2018]; 1:1. Disponible en:
https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish01/spr01/p20_41.pdf

2.1 Carbonatos

“Los carbonatos son complejos aniónicos de $(\text{CO}_3)^{2-}$ y cationes metálicos divalentes tales como: Ca, Mg, Fe, Mn, Zn, Ba, Sr y Cu, junto con otros pocos menos comunes.”³

Los carbonatos existen de manera natural formando sedimentos y arrecifes en océanos templados y en ambientes tropicales. Los carbonatos se encuentran en grupos o familias basados principalmente en su estructura cristalina o también basados en su arreglo interno de átomos, los grupos cristalinos son: hexagonal, ortorrómbico y monoclinico, los minerales más comunes del carbonato se encuentran en el grupo, o sistema hexagonal, los cuales son: calcita (CaCO_3) y dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$).

La aragonita tiene la misma composición que la calcita, pero ésta es característica del sistema ortorrómbico. El sistema monoclinico se compone de los minerales azurita y malaquita.

Calcita

La Calcita (CaCO_3), es uno de los minerales más comunes y es el constituyente principal de la caliza; posee estructura de cristal hexagonal-romboédrica dimorfo con aragonita.⁴ Figura 4.



Figura 4. Cristales de calcita (CaCO_3). Imagen disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Calcita#/media/File:Calcite> [consultado el 02-02-2018].

³ Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley; 2008.

⁴ Geller E., Weil G., Blumel D., Rappaport A., Wagner C., Taylor R. Dictionary of Geology. 2nd. Edition. New Jersey: McGraw Hill; 2003.

Dolomita

“Dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). Mineral de carbonato blanco o incoloro con estructura hexagonal similar a la de la calcita, pero con capas alternativas de iones de calcio reemplazados totalmente por magnesio.”⁵ Figura 5.



Figura 5. Cristales de dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). Imagen disponible en: <http://ceramicaweb.com/dolomita/>. [consultado el 02-02-2018].

Aragonita

“Aragonita CaCO_3 . Mineral de carbonato de calcio con estructura de cristal ortorrómbica de color blanco, amarillento o gris.”⁶ Figura 6.



Figura 6. Cristales de aragonita (CaCO_3). Imagen disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Aragonito#/media/File:Aragonite-4jb15-1c21a.jpg>. [consultado el 02-02-2018].

⁵ Geller E., Weil G., Blumel D., Rappaport A., Wagner C., Taylor R. Dictionary of Geology. 2nd.Edition. New Jersey: McGraw Hill;2003.

⁶ Geller E., Weil G., Blumel D., Rappaport A., Wagner C., Taylor R. Dictionary of Geology. 2nd.Edition. New Jersey: McGraw Hill;2003.

Malaquita

Malaquita $\text{Cu}_2\text{CO}_3(\text{OH})_2$. “Mineral monoclinico verde brillante que consiste en carbonato básico de cobre que normalmente se presenta en formas masivas.”⁷ Figura 7.



Figura 7. Malaquita $\text{Cu}_2\text{CO}_3(\text{OH})_2$. Imagen disponible en: <http://www.materialesde.com/materiales-de-malaquita/> [consultado el 02-02-2018].

Azurita

“ $\text{Cu}_3(\text{CO}_3)_2(\text{OH})_2$. Mineral azul monoclinico que también consiste en carbonato básico de cobre, se conoce con otros nombres como cobre azul o malaquita azul.”⁸ Figura 8.



Figura 8. Azurita $\text{Cu}(\text{OH})_2 \cdot 2(\text{CuCO}_3)$. Imagen disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Azurita>. [consultado el 02-02-2018].

⁷ Geller E., Weil G., Blumel D., Rappaport A., Wagner C., Taylor R. Dictionary of Geology. 2nd.Edition. New Jersey: McGraw Hill;2003.

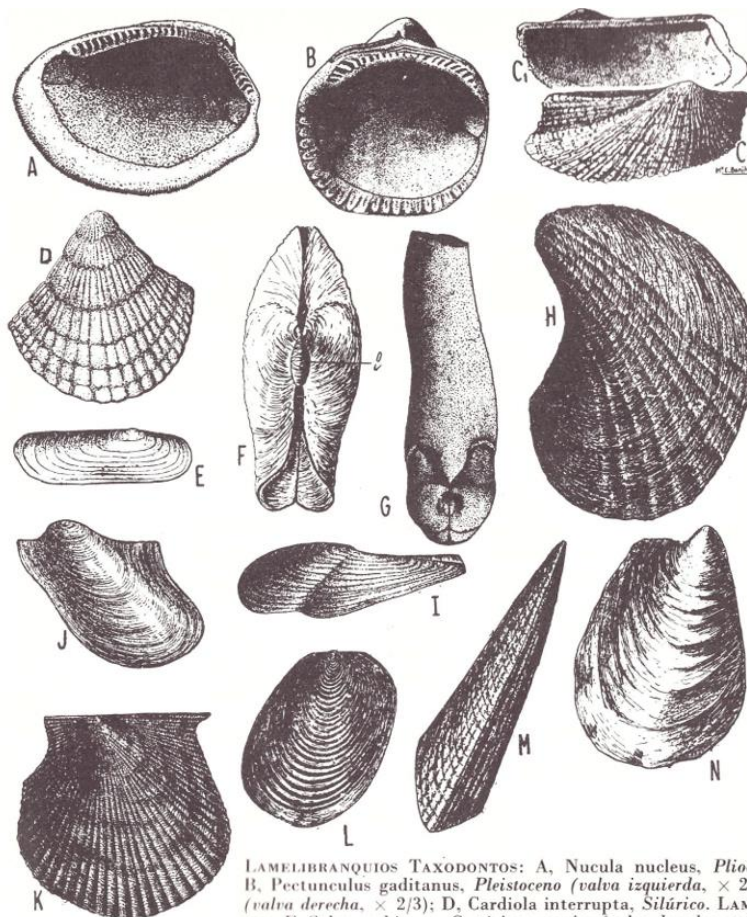
⁸ Geller E., Weil G., Blumel D., Rappaport A., Wagner C., Taylor R. Dictionary of Geology. 2nd.Edition. New Jersey: McGraw Hill;2003.

2.1.1 Organismos que componen las rocas carbonatadas

Numerosas rocas carbonatadas resultan de la acumulación de restos orgánicos, sea enteros (macrofósiles en lumaquelas, microorganismos en la creta), o en partes (bioclastos). La identificación de estos elementos contribuye a la reconstrucción de los medios sedimentarios antiguos. Sin embargo, las asociaciones biológicas características de un medio han podido variar mucho en los tiempos geológicos.

Lamelibranquios

Se desarrollan tanto en aguas dulces como saladas y son característicos de aguas poco profundas, las conchas se componen internamente de aragonita y externamente de calcita. Algunos ejemplos de lamelibranquios son: almeja, mejillón y ostra. Figura 9.



LAMELIBRANQUIOS TAXODONTOS: A, *Nucula nucleus*, Plioceno (valva derecha, $\times 2$); B, *Pectunculus gaditanus*, Pleistoceno (valva izquierda, $\times 2/3$); C, *Arca noae*, Plioceno (valva derecha, $\times 2/3$); D, *Cardiola interrupta*, Silúrico. LAMELIBRANQUIOS DESMODONTOS: E, *Solen ambiguus*, Cretácico superior (valva derecha, $\times 2/3$); F, *Panopaea menardi*, Mioceno (l. ligamento; $\times 1$); G, *Teredina personata*, Eoceno ($\times 2/3$); H, *Pholadomya idea*, Liásico ($\times 2/3$); I, *Anatina robinaldina* ($\times 2/3$). DIDOSONTOS ANISOMIARIOS: J, *Avicula bronni*, Triásico ($\times 1$); K, *Pterinea neptuni*, Devónico ($\times 1$); L, *Posidonomya becheri*, Culm ($\times 2/3$); M, *Pinna robinaldina*, Infracretáceo ($\times 1$); N, *Inoceramus concentricus*

Figura 9. Lamelibranquios. (Meléndez, 1977, p.65).

Gasterópodos

Se componen principalmente de aragonita, pueden vivir tanto en aguas marinas someras como en aguas salobres dulces. Figura 10.

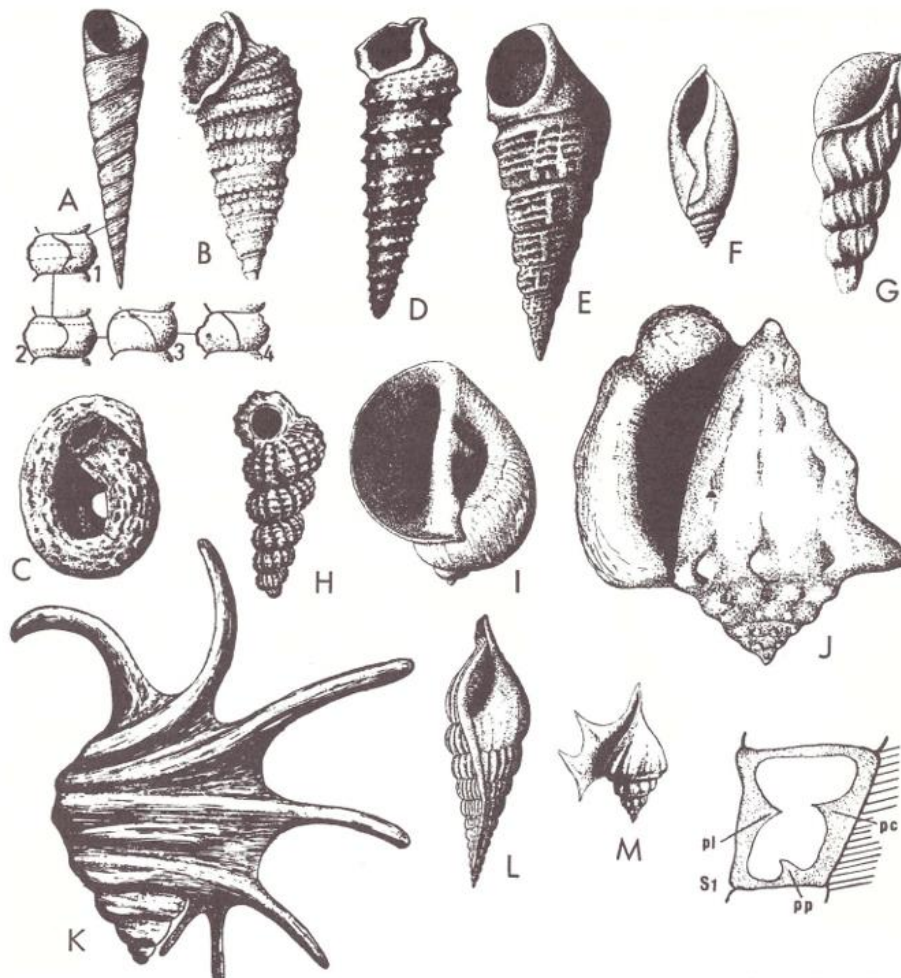


Fig. 283. GASTERÓPODOS PROSOBRANQUIOS: MESOGASTERÓPODOS: A, *Turritella edita*, Eoceno (tam. nat.); 1, 2, 3, 4, líneas de crecimiento de la serie de *Turritellas*: híbrida, subangulata, terebralis, turris, Eoceno-Mioceno. B, *Glauconia lujani*, Aptense ($\times 2/3$); C, *Vermetus arenarius*, Plioceno ($\times 2/3$); D, *Cerithium serratum*, Luteciense (tam. nat.); E, *Faunus almerae*, Eoceno inferior ($\times 2/3$); F, *Melanopsis crastina*, Garumnense (tam. nat.); G, *Melania cañamaresi*, Pontiense (tam. nat.); H, *Scalaria lamellosa*, Mioceno (tam. nat.); I, *Natica millepunctata*, Plioceno ($\times 2/3$); J, *Strombus bubonius*, Pleistoceno ($\times 2/3$); K, *Pterocera* (*Harpagodes*) *oceani*, Jurásico superior ($\times 2/3$); L, *Rostellaria fisurella*, Eoceno ($\times 2/3$); M, *Chenopus vilanovae*

Figura 10. Gasterópodos. (Meléndez,1977, p.66)

Cefalópodos

Su medio se limita al ambiente marino únicamente (alta mar), el mineral del cual se compone su concha es aragonita. Figura 11.

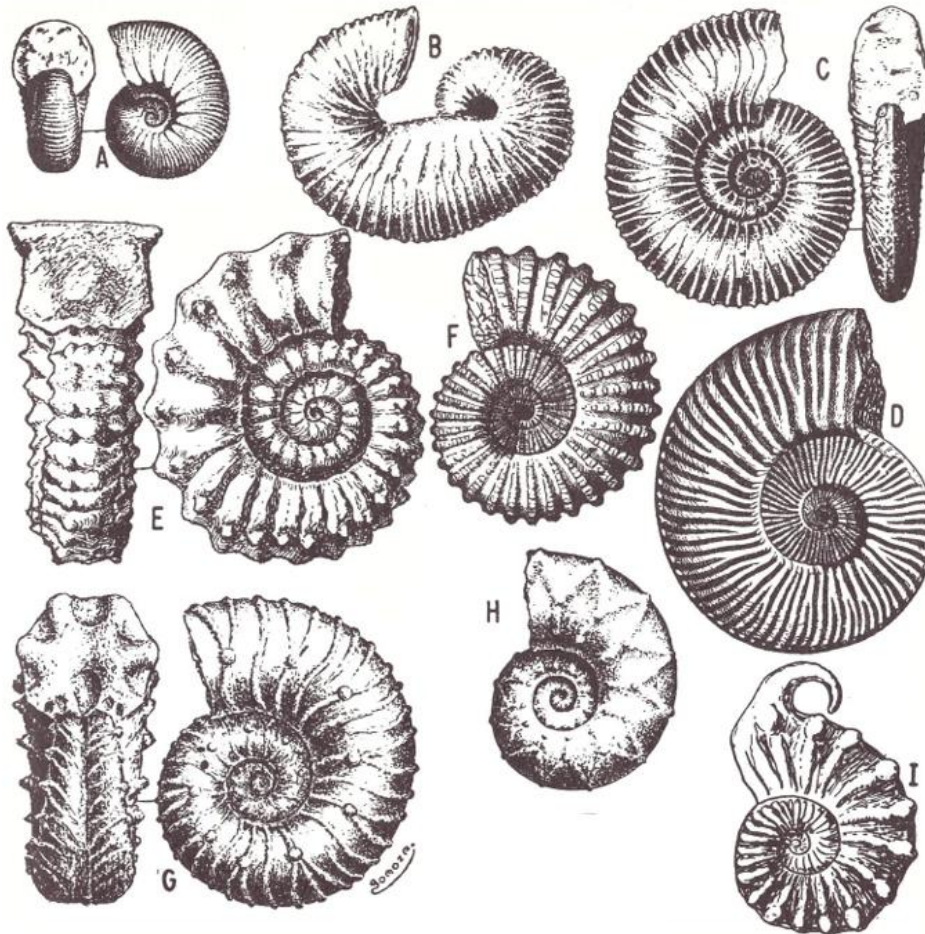


Fig. 335. NEOAMMONOIDEOS CRETÁDICOS: A, *Holcostephanus astieri*, *Neocomense* ($\times 2/3$); B, *Scaphites aequalis*, *Cenomanense* ($\times 2$); C, *Berriasella privasensis*, *Neocomense* ($\times 1/2$); D, *Neocomites noricum*, *Neocomense* ($\times 2/3$); E, *Acanthoceras rotomagense*, *Cenomanense* ($\times 1/3$); F, *Douvilleiceras mammillatum*, *Albense* ($\times 1/2$); G, *Hoplites asperrimus*, *Neocomense* ($\times 2/3$); H, *Shloenbachia varians*, *Cenomanense* ($\times 1/2$); I, *Pervinqueria*

Figura 11. Cefalópodos. (Meléndez,1977, p.67)

Braquiópodos

Son organismos generalmente bentónicos protegidos por una concha bivalva internamente formada de calcita, externamente su concha posee una capa delgada con fibras que son perpendiculares a la superficie. Son organismos exclusivamente marinos de aguas someras. Figura 12.

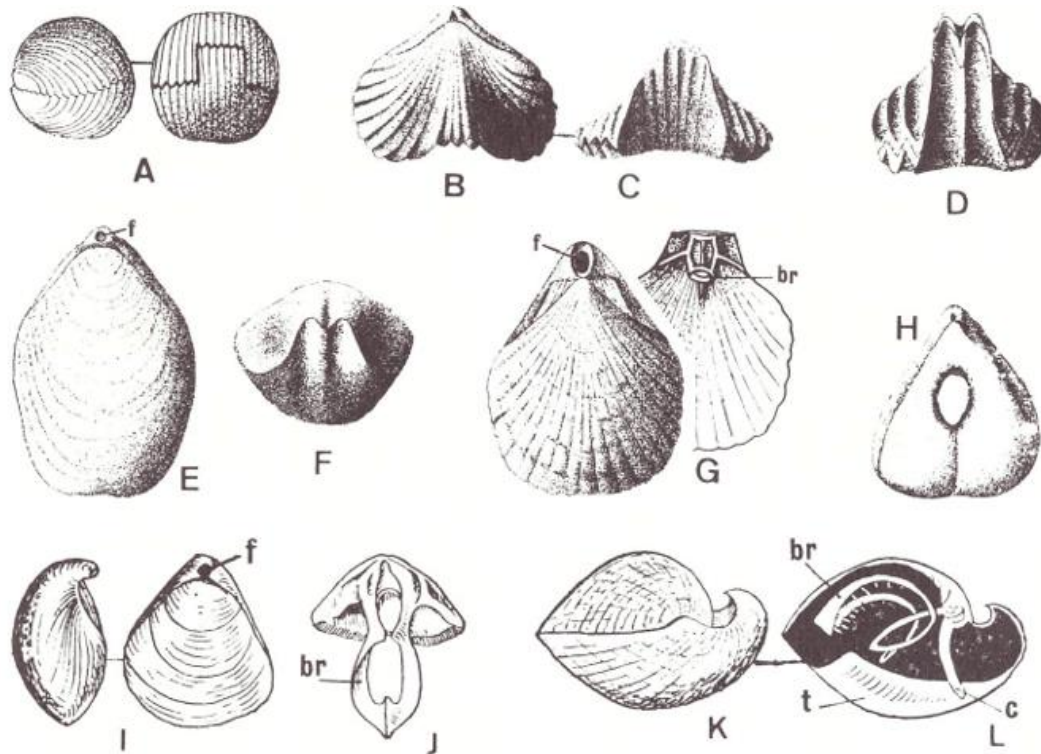


Fig. 277. BRAQUIÓPODOS TELOTREMADOS. CRUROPEGMATOS (*Rhynchonelláceos*): A, *Uncinulus (Wilsonia) wilsoni*, de costado y de frente ($\times 1$); B, C, *Rhynchonella tetraedra* Sow., del Lías de Albarracín (Teruel) (tam. nat.); D, *Rhynchonella meridionalis* SCHL., Lías (misma localidad; $\times 1$); CAMILOPEGMATOS: E, *Terebratula punctata* Sow., del Lías de Muro (Logroño), ($\times 0,7$); F, *Terebratula sella* Sow., del Aptense de Morella (Castellón), ($\times 0,7$); G, *Terebratulina substriata* SCHL., del Portlandense de Cabra (Córdoba), (tam. nat.); br, braquidium, que está reducido a un anillo; H, *Pygope diphioides* D'ORB., del Neocomiense de Cabra (Córdoba), (tam. nat.); I, J, *Centronella glansfagea* HALL, Eifeliense ($\times 1$), (br, braquidium); K, L, *Stringocephalus burtini* DEFR., de las facies recifales del Eifeliense

Figura 12. Braquiópodos. (Meléndez,1977, p.68)

Bryozoarios

Jugaron un papel importante en los arrecifes y plataformas del paleozoico, su cáscara (calcita y aragonita) es reticulada. Viven en medios marinos abiertos someros hasta de regularidad profundidad.⁹ Figura 13.

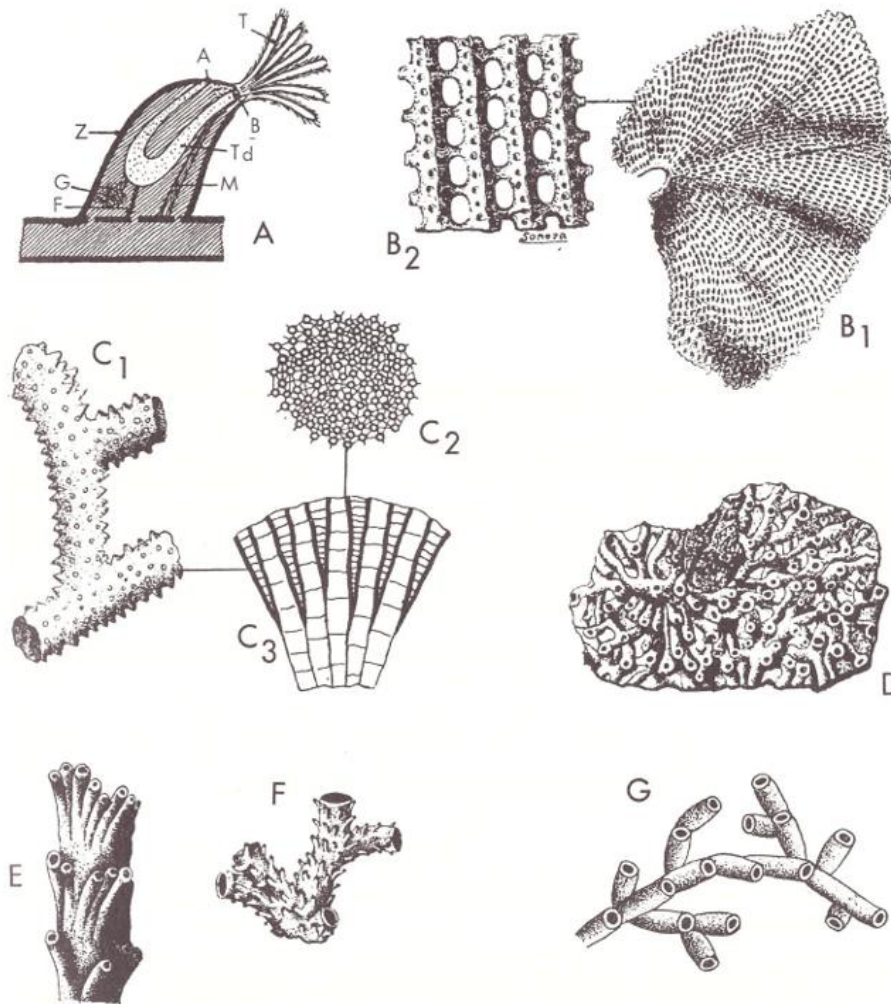


Fig. 253. BRIOZOOS: A, individuo aislado de una colonia, esquemático (z, zoecia; T, lofóforo; Td, tubo digestivo; B, boca; A, ano; F, funículo; M, músculo retractor; G, gónada). CRYPTOSTOMADOS: B1, Fenestella antiqua; Devónico; B2, detalle (1). TREPOSTOMADOS: C1, Hallopora ramosa, Ordovícico; C2, detalle de la superficie (2). C3, sección tangencial (5). D, Aulopora conglomerata; Devónico (× 1). CYCLOSTOMADOS: E, Idmonea compressa; Eoceno (2). F, Diastopora tubulosa; Infracretáceo (× 8); G, Stomatopora dichotoma; Jurásico (× 8). CHEILOSTOMADOS: H, Eschara ampulla; Eoceno (× 2). I, Membranipora crenulata; Cretácico (× 15); J, Lunulites bourgeoisi; Cretácico (× 1); K, Retepora cellulosa; Eoceno (× 1).

Figura 13. Bryozoarios. (Meléndez,1977, p.69)

⁹ Etienne J. La sedimentación carbonatada. Paris: IRD;1994.

Anélidos

Grupo de animales invertebrados con cuerpos segmentados parecidos a anillos en todas partes del cuerpo. Las lombrices forman parte de este grupo. Este tipo de animales tienen la característica de poseer una cavidad dentro del cuerpo llena de fluido que hace que el intestino y otros órganos se encuentren suspendidos. Figura 14.



Figura 14. Anélidos. Disponible en: <http://biologia-anelidos.blogspot.com/> [consultado el 18-07-2018].

Foraminíferos

Estos se encuentran en la clasificación protista ya que no se pueden clasificar dentro de alguno de los tres reinos eucariotas como son: fungi (hongos), animalia (animales) o plantae (plantas). Existen foraminíferos planctónicos (desarrollan su ciclo vital en el agua) los cuales, al morir, sus conchas cubren el lecho marino. Los bentónicos (desarrollan su ciclo vital en los sedimentos), sus cáscaras, de calcita presentan estructuras variadas. Los foraminíferos han contribuido a reconstruir la historia climática de los océanos. Figura 15.

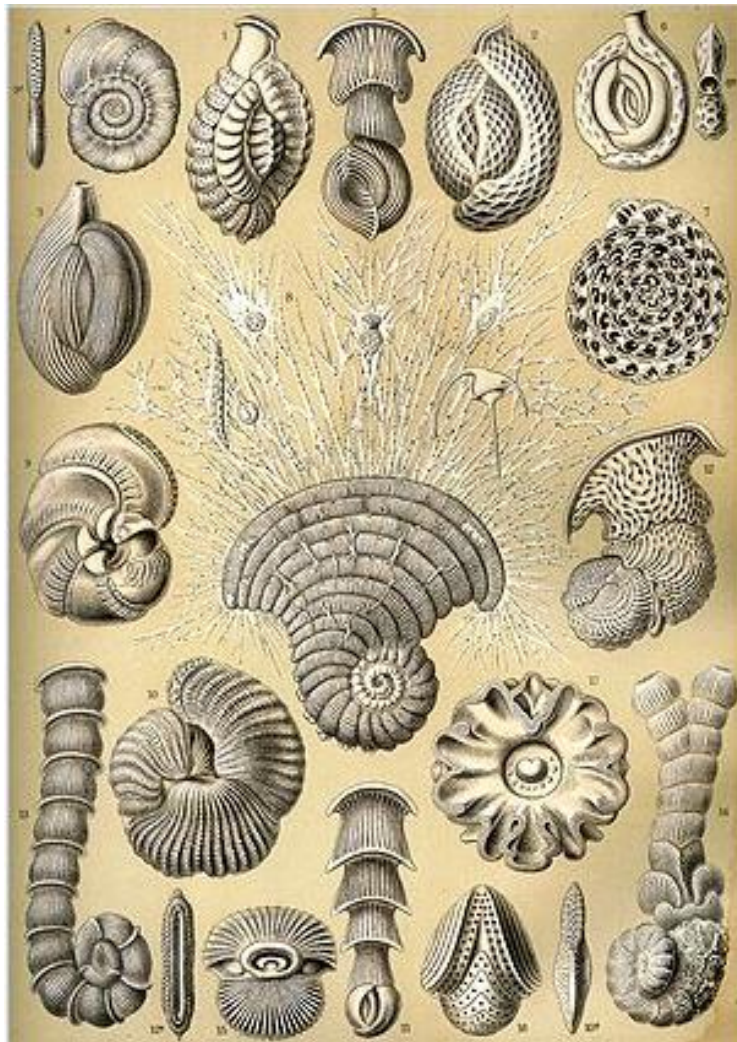


Figura 15. Foraminíferos. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Foramin>. [consultado el 03-02-2018].

2.1.2 Características únicas de los carbonatos

A diferencia de las rocas siliciclásticas, los carbonatos no se forman debido a rocas fragmentadas ni al transporte de un lugar a otro.

Los carbonatos se componen en gran parte de restos esqueléticos y otros constituyentes biológicos que incluyen partículas fecales, barro de cal (esquelético), y cementos mediados microbially y lodos de carbonatos.

“Los constituyentes químicos, incluyendo los granos revestidos tales como ooideos y los pisoideos, los cementos, y el fango de la cal, son comunes en carbonatos, pero están ausentes en la mayoría de siliciclásticos. Los granos clásticos existen en carbonatos, como también en los siliciclásticos”.¹⁰

Otras diferencias es que los carbonatos dependen de la actividad biológica y éstos son propensos o vulnerables a los cambios diagenéticos, que se explicarán con mayor detalle más adelante.

Propiedades fundamentales de los carbonatos

Las propiedades fundamentales de las rocas carbonatadas incluyen:

- Textura
- Fábrica
- Tipo de grano
- Composición mineralógica
- Estructuras sedimentarias

Textura: “es definida como el tamaño, forma, y arreglo de los granos en una roca sedimentaria.”¹¹

A menudo, los sedimentólogos de carbonatos consideran la textura como textura deposicional, la cual forma la base de distintos sistemas de clasificación de rocas carbonatadas. Figura 16.

¹⁰ Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley; 2008.

¹¹ Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley; 2008.

WENTWORTH GRAIN SIZE CLASSIFICATION		
Size in mm	Particle Name	Aggregate Name
256 mm 64 mm 4 mm 2 mm	Boulder	Gravel
	Cobble	
	Pebble	
	Granule	
1/16 mm	Sand	Sand
1/256 mm	Silt	Mud
	Clay	

Figura 16. Clasificación de Wentworth del tamaño de grano. Las partículas más finas que la arena (0.0625-2.0 mm) se incluyen como lodo y las partículas más gruesas se incluyen como grava. (Ahr, M. W, 2008, p.16).

Fábrica: “se refiere al arreglo y orientación espacial de los granos en la roca sedimentaria.”¹²

Algunos procesos deposicionales, diagenéticos o biogénicos pueden crear fábricas de rocas carbonatadas. Figura 17.

¹² Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley;2008.

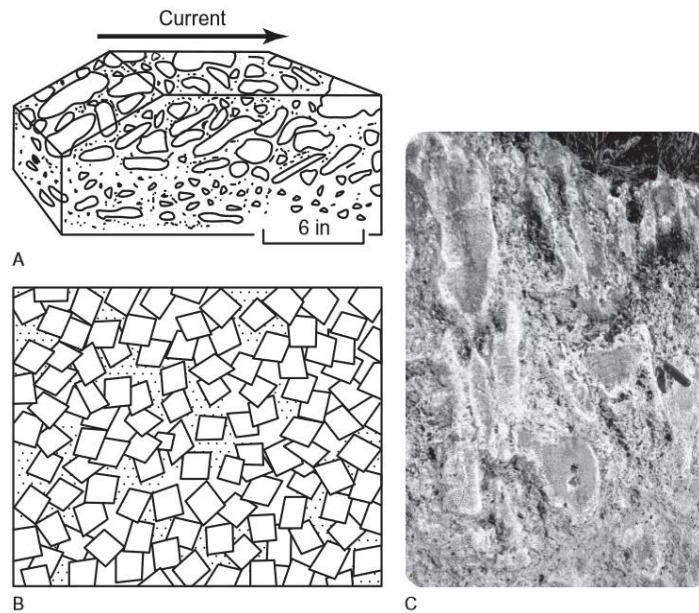


Figura 17. (A) fábrica deposicional en rocas detríticas. La orientación y alineación del grano es producida por corrientes en el tiempo de depositación. (B) fábrica diagenética. El reemplazo completo de caliza por dolomita crea una fábrica diagenética que no se relaciona a las propiedades deposicionales de la roca. (C) fábrica biogenética. Producto del crecimiento interno creada por organismos constructores de arrecifes (crecimiento esquelético). (Ahr M. W, 2008, p.19).

Tipo de grano: se refiere al tipo de grano tal como esquelético, peloideos, clastos u oideos. Los granos de carbonatos se clasifican esqueléticos y no esqueléticos. “Los esqueléticos incluyen restos calcáreos de plantas y animales como moluscos, corales, algas calcificadas, braquiópodos, artrópodos y equinodermos entre otros. Los no esqueléticos incluyen oideos, pisoideos, peloideos y clastos.”¹³ Figura 18.

¹³ Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley; 2008.

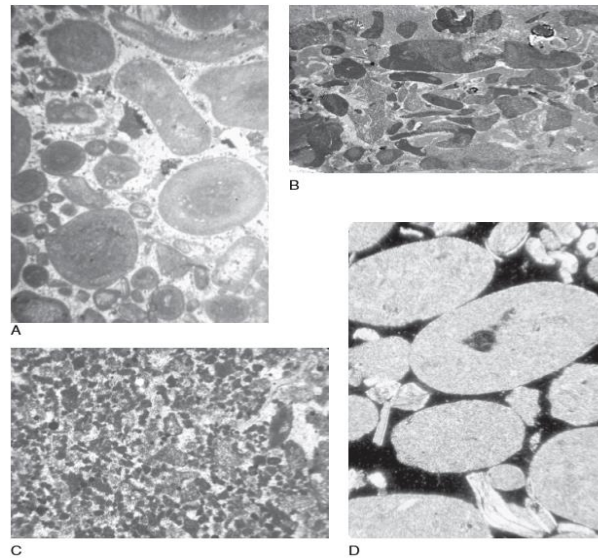


Figura 18. (A) fotomicrografía de limo grainstone con ooideos, Intraclastos y pisoideos. (B) fotomicrografía de un grano no esquelético del cámbrico del estado de Texas. (C) fotomicrografía de un grainstone peloide intraclástico del cámbrico en Texas. (D) fotomicrografía de gránulos fecales de gusanos del pleistoceno, rampa de Yucatán, México. (Ahr M. W, 2008, p.21).

Estructuras sedimentarias: son formas de depósito preservadas, creadas por los procesos de los fluidos (el agua del ambiente sedimentario) que actúan en la interface del sedimento, por regímenes variados de corriente, cambios de pendiente, tixotropía, carga, compactación, expulsión del fluido, desecación, bioturbación por excavación, entre otras. ¹⁴ Figura 19. Las estructuras sedimentarias se clasifican en cuatro grupos genéticos: a.- de ordenamiento interno; b.- de superficie de estratificación; c.- de deformación o carga; y d.- de carácter orgánico, por interacción de los organismos, crecimiento y bioturbación. Estas estructuras sedimentarias son de gran ayuda para poder interpretar ambientes de depósito en las rocas sedimentarias del pasado geológico.

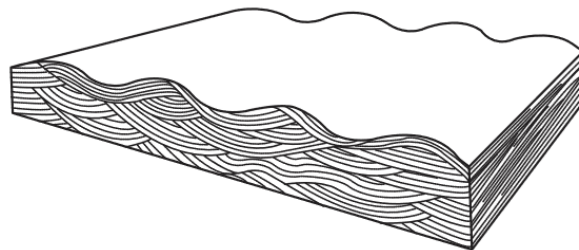


Figura 19. Ejemplo de estructura sedimentaria típica de rocas carbonatadas. Vista tridimensional de oscilaciones asimétricas (ondas). (Ahr M. W, 2008, p.24).

¹⁴ Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley;2008.

Tabla 1. Clasificación genética de las estructuras sedimentarias.

ESTRUCTURAS INORGÁNICAS	
PRIMARIAS	SECUNDARIAS O DIAGENÉTICAS
<p>Estructuras de ordenamiento interno</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Estratificación 2.- Laminación horizontal 3.- Ondulitas o rizaduras (<i>ripples</i>) 4.- Estratificación cruzada 5.- Estratificación lenticular 6.- Estratificación <i>flaser</i> 7.- Estratificación bimodal 8.- Grano-clasificación 	<p>Estructuras de precipitación</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Concreciones 2.- Nódulos 3.- Rosetas 4.- Esferulitas 5.- Geodas 6.- Septarias 7.- Cristales
<p>Estructuras de superficie de estratificación</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Marcas de origen físico en el techo 2.- Grietas de desecación 3.- Huellas de gotas de lluvia 4.- Huellas de cristales 5.- Alineaciones de bandas longitudinales 5.- <i>Swash marks</i> 6.- <i>Rill marks</i> 7.- Canales 8.- Marcas de corriente 9.- <i>Scour marks</i> 10.- <i>Tool marks</i> 11.- Superficies costriçadas y <i>hard grounds</i> 	<p>Estructuras de disolución</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Superficies de presión disolución 2.- Estilolitos 3.- Superficies estilolíticas 4.- Impresiones en cantos y granos de arena 5.- Estructuras de presión – disolución suaves y planas
	<p>Conos encajados</p>
<p>Estructuras de deformación o carga</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Estructuras de carga (<i>load structures</i>) 2.- Estructuras almohadilladas 3.- Laminación convoluta 4.- <i>Boudinage</i> 5.- Estructuras de inyección o intrusión 6.- Estructuras <i>slumps</i> y contorsionadas 7.- Cantos de arcilla armados (<i>armored mud balls</i>) 8.- Huellas de impacto 9.- Diques sedimentarios 	
<p>Estructuras orgánicas (de crecimiento y bioturbación)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.- Organismos constructores de rocas 2.- Estromatolitos (LLH, SH, SS) 3.- Corales, esponjas, invertebrados, etc. 4.- Pistas galerías y perforaciones 	

Las estructuras secundarias o diagenéticas son el resultado de los procesos post-sedimentación o durante la compactación y diagénesis física y química en los ambientes diagenéticos.

2.1.3 Clasificación de los carbonatos de Dunham y Folk

Clasificación de Dunham (1962): Distingue dos tipos generales de carbonatos (rocas y sedimentos carbonatados) (1) los que presentan **textura deposicional reconocible**, y (2) los que presentan **textura cristalina**, no siendo posible reconocer la textura deposicional.¹⁵ Figura 20.





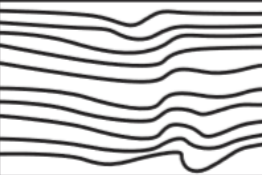
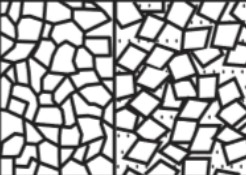
Textura Deposicional Reconocible					Textura deposicional No reconocible
Componentes originales no unidos durante la depositacion				Los componentes originales se encuentran ligados durante la sedimentacion debido a la accion de organismos bioconstructores (corales, algas, cianobacterias, etc.)	
Contiene Lodo (Particulas de arcilla y limo menores a 20 micrones).		Grano Soportada			
Matriz soportada	Grano Soportada		Menos de 10 % de lodo *		
Menos de 10 % de grano	Mas de 10 % de grano	Mas de 10 % de lodo *			
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Crystalline Carbonate
					

Figura 20. Clasificación de Dunham de rocas carbonatadas. (Wayne M. Ahr, 2008, p.25). *
Modificada de la clasificación original de Dunham cambiando el porcentaje de lodo de 1 a 10 %.

Textura deposicional reconocible

Boundstone: Los componentes originales se encuentran ligados durante la sedimentación debido a la acción de organismos bioconstructores (corales, algas rodofíceas, cianobacterias, etc.).

Grainstone: Textura grano-soportada y sin matriz micrítica. El espacio intergranular puede estar ocupado por cemento.

Packstone: Textura grano-soportada y con matriz micrítica. El espacio intergranular está ocupado por micrita.

Wackestone: Textura matriz-soportada con más del 10% de granos.

Mudstone: Textura matriz-soportada con menos del 10% de granos.

¹⁵ <https://webs.ucm.es/info/petrosed/rc/cla/index.html>

Textura deposicional no reconocible

Carbonatos cristalinos

Clasificación de Folk (1962): Folk establece una clasificación de calizas teniendo en cuenta las proporciones relativas de los tres constituyentes básicos: granos (aloquímicos), matriz micrítica y cemento esparítico (ortoquímicos).

Diferencia tres tipos básicos de calizas: aloquímicas (con >10% de granos), micríticas (con <10% de granos) y biolititas. Dentro de las calizas aloquímicas distingue entre: calizas esparíticas (espacio intergranular ocupado por esparita) y calizas micríticas (espacio intergranular ocupado por micrita).¹⁶ Figura 21. Una de las limitaciones de esta clasificación es que no se puede aplicar a sedimentos


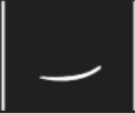








Por ciento de Allochems	Mas de 2/3 de la Matriz de lodo de limo				Lodo y espato por igual	Mas de 2/3 de cemento de espato		
	0-1%	1-10%	10-50%	Mas del 50%		Clasificacion pobre	Buena clasificación	Redondeado y desgastado
Rocas representativas	Micrita y dismicrita	Micrita fosilifera	Biomimcrita Escasa	Bimicrita empacada o llena	Bioesparita mal lavada	Bioesparita sin clasificar	Bioesparita clasificada	Bioesparita redondeada
								
	 Micrita		 Cemento de calcita espatica					

Figura 21. Clasificación de Folk de rocas carbonatadas. (Wayne M. Ahr, 2008, p.25).

Ortoquímicos: precipitado que se forma dentro de una cuenca depositacional o dentro del propio sedimento por acción química directa. Los componentes ortoquímicos son producto de la precipitación química directa en el agua, ya sea marina o meteórica, al momento de la sedimentación o durante de la diagénesis. Los principales productos ortoquímicos son la matriz y el cementante, constituidos por calcita microcristalina o micrita y calcita esparítico o esparita. Los principales minerales carbonatados son aragonita, calcita y dolomita.¹⁷

Matriz: Parte de la roca en donde todos los sedimentos alquímicos y terrígenos se encuentran contenidos, y está constituida principalmente de micrita.

Micrita: matriz de caliza semiopaca que se compone de barro de calcita precipitado químicamente, y cuyos cristales poseen un tamaño de entre 1-4 micrones.

¹⁶ <https://webs.ucm.es/info/petrosed/rc/cla/index.html>

¹⁷ <http://gaia.geologia.uson.mx>

Esparita: Caracterizada por cristales de calcita, generalmente mayores de 10 micras y colores claro o traslucido. Originada como cemento, rellenando poros (ortoesparita).

Dismicrita: “caliza de grano fino oscuro, parecido a la micrita pero que contiene cuerpos de calcita esparítico.”¹⁸

Biomicrita: “piedra caliza que se parece a la bioesparita, excepto que la matriz de calcita excede el cemento de calcita”.¹⁹

Bioesparita: Una caliza compuesta de menos del 25% de oolitas y menos del 25% de intraclastos, con una relación en volumen de fósiles y fragmentos a gránulos que es más de 3: 1 y el contenido de cemento de calcita es mayor que el contenido de calcita microcristalina.²⁰

Aloquímicos: sedimento que se forma ya sea por precipitación química o bioquímica dentro de una cuenca depositacional; incluye oolitos, fósiles, granos e intraclastos. Este término fue utilizado por folk para describir los granos reconocibles.

El término (“aloquímico”) se utilizó para designar los granos carbonatados formados en la cuenca de sedimentación, en contraste con la matriz micrítica y el cemento de calcita esparítico (“ortoquímicos”). Incluye: fragmentos esqueléticos (bioclastos), oolitos, peloides, intraclastos, etc. (Folk, 1959 y 1962).²¹

En términos generales la clasificación de Folk es más detallada, comprende o abarca una escala de textura, la cual incorpora tamaño de grano, redondez, clasificación, relleno y composición del grano. La clasificación de Dunham, es mayormente referida a la textura, es simple, fácil de usar y es la más utilizada en el campo.²²

¹⁸ Geller E., Weil G., Blumel D., Rappaport A., Wagner C., Taylor R. Dictionary of Geology. 2nd.Edition. New Jersey: McGraw Hill;2003.

¹⁹ Geller E., Weil G., Blumel D., Rappaport A., Wagner C., Taylor R. Dictionary of Geology. 2nd.Edition. New Jersey: McGraw Hill;2003.

²⁰ Geller E., Weil G., Blumel D., Rappaport A., Wagner C., Taylor R. Dictionary of Geology. 2nd.Edition. New Jersey: McGraw Hill;2003.

²¹ <https://webs.ucm.es/info/petrosed/glosario.html>

²² Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir.1rst. Edition. New Jersey: Wiley;2008.

2.2 Ambientes de depósito

“El área en la que, y las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos depositacionales tales como la deposición por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río”.²³Figura 22.

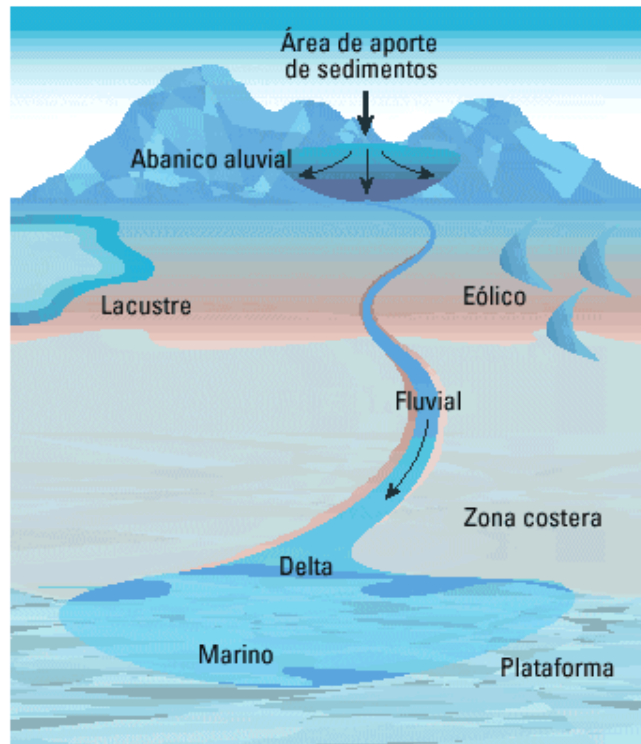


Figura 22. Ambientes de depósito. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/depositional_environment.aspx [consultado el 14-07-2018].

Se cree que más del 90% de los sedimentos de carbonato encontrados en ambientes modernos son de origen biológico y bajo condiciones marinas (Milliman, 1974, Wilson, 1975, Sellwood, 1978, Tucker y Wright, 1990).

La distribución de la mayoría de los sedimentos carbonatados, es controlada por factores ambientales que favorecen la proliferación de organismos que secretan carbonato de calcio. Estos parámetros incluyen temperatura, salinidad, sustrato y la presencia/ausencia de siliciclásticos (Lees, 1975).

²³ http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/depositional_environment.aspx

2.2.1 Plataforma

Definiciones de Plataforma Carbonatada

“Todas las superficies de depósito sobre las cuales se han depositado facies de carbonatos de aguas someras”.²⁴

“Secuencia gruesa de carbonatos de aguas someras”.²⁵

“Sistema sedimentario edificado mayormente por la actividad biológica”.²⁶

Breve descripción de las plataformas carbonatadas

En la actualidad, se utiliza el término plataforma de depósito de carbonatos para referirse a las áreas de sedimentación carbonatada, predominante en los bordes de las áreas continentales (fundamentadas sobre la corteza continental), cubiertas por aguas marinas y sobre las cuales se desarrolla una gran cantidad de biotopos y ecosistemas, dando lugar a una gran variedad de biofacies en rocas carbonatadas de ambientes o agua somera. Tales plataformas carbonatadas suelen generarse en ámbitos climáticos tropicales a subtropicales.

Las superficies de depósito incluyen márgenes continentales sumergidos, perímetros sumergidos alrededor de las islas, o los márgenes poco profundos de mares intracratónicos.

“Por lo tanto, la plataforma incluye cualquier superficie de deposición que no puede asignarse inmediatamente a una categoría más específica”.²⁷

La geomorfología de las plataformas no es la misma, ésta presentará variaciones, especialmente con la forma o regularidad de la pendiente sobre la superficie de deposición. La interacción entre el régimen hidrológico del océano en conjunto con la geomorfología de la plataforma, es lo que determinará el tipo de facies de depósito en las plataformas, así como la ubicación de las facies en las mismas plataformas y el tipo de roca que se encuentra en las facies.

²⁴ Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley;2008.

²⁵ Moore H. C. Carbonate Reservoirs. 1st. Edition. Colorado: Elsevier;2001.

²⁶ Etienne J. La sedimentación carbonatada. Paris: IRD;1994.

²⁷ Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley;2008.

2.2.2 Dinámica de plataformas

Sedimentación en plataformas carbonatadas

La sedimentación en las plataformas carbonatadas dependerá principalmente de cuatro factores:

- Alta producción orgánica de carbonatos.
- Condiciones adecuadas de temperatura y salinidad en el agua.
- Ausencia relativa de sedimentos clásticos.
- Relativa escasez de aporte de nutrientes.

Temperatura

Probablemente las dos variables más influyentes en la producción de carbonatos, son la temperatura, que dependerá de la actividad solar, y los aportes de nutrientes, que están directamente relacionados con la circulación de las corrientes oceánicas ascendentes y con los aportes de nutrientes de los ríos.

“La temperatura, como factor claramente más importante, se combina además con otras variables, tales como: salinidad, balance de CO₂, profundidad del agua, modelo local de corrientes, penetración de la luz, longitud efectiva del día, naturaleza del substrato, turbidez del agua.”²⁸

Geotectónica

La ausencia de material siliciclásticos es fundamental para la producción de carbonatos, ya que el material terrígeno diluye los componentes carbonáticos de un sedimento, y afecta de forma negativa la producción de carbonatos. El contexto geotectónico es fundamental, ya que éste determina el lugar donde se forman las plataformas carbonatadas dentro del marco global de la tectónica de placas.

“La geotectónica, al determinar la topografía de las áreas continentales y por tanto el drenaje fluvial, controla la ausencia de material siliciclástico, que como ha sido previamente mencionado, es de vital importancia en la sedimentación de carbonatos.”²⁹

²⁸ Arche. A. Sedimentología. 1era. Edición. Madrid: Textos Universitarios;2010.

²⁹ Arche. A. Sedimentología. 1era. Edición. Madrid: Textos Universitarios;2010

La posición global del nivel del mar

El nivel del mar, es un factor fundamental en el control de la sedimentación carbonatada. Las mayores secuencias de plataforma se desarrollan cuando el mar se encuentra en altos niveles. Las subidas y bajadas de los niveles del mar afectan la sedimentación carbonatada. Según los trabajos de (Wilgus et al.,1988), el control principal en la sedimentación, son los cambios relativos del nivel del mar, que a su vez están controlados por el eustatismo del nivel del mar y por la subsidencia tectónica.

Se han identificado cinco ordenes de magnitud de posición distinta de los niveles del mar o eustatismo, periodos que varían entre los 10^8 años para los de primer orden a 10^4 años para los de 5to. Orden. El ciclo de primer orden, corresponde a la fragmentación y construcción de supercontinentes, los de segundo orden, corresponden al resultado de la subsidencia de márgenes pasivos, y los de tercer orden, son los responsables de formar secuencias completas de carbonatos a escala de formaciones.

En un ciclo de tercer orden de subida y bajada del nivel del mar, se depositan sedimentos característicos (depositional system tract). Las mayores secuencias de carbonatos se han depositado en los más altos niveles del mar (highstand systems tract), aunque también pueden ser importantes en los cortejos transgresivos (transgressive systems tract) (Sarg,1988).³⁰

“Los ciclos de cuarto y quinto orden (10^5 - 10^4 años), controlan el desarrollo de las típicas secuencias de somerización de las plataformas carbonatadas, y en cuanto a su origen se han invocado diversas causas: astronómico-orbitales, sedimentarias y tectónicas.”³¹

Eustatismo

En términos generales, se refiere a las variaciones del nivel global del mar. Estas variaciones, pueden ser el resultado del movimiento de las placas tectónicas que afectan el volumen de las cuencas oceánicas, provocando alteraciones en los niveles del mar. El eustatismo, afecta los procesos de sedimentación y las posiciones de las líneas de costa. El eustatismo desempeña un rol muy importante en el estudio de la estratigrafía secuencial.

³⁰ Arche A. Sedimentología. 1era. Edición. Madrid: Textos Universitarios;2010.

³¹ Arche A. Sedimentología. 1era. Edición. Madrid: Textos Universitarios;2010.

Zonas de acumulación de carbonatos en las plataformas

James (1979), diferencia tres tipos principales de acumulación de carbonatos. Figura 23.

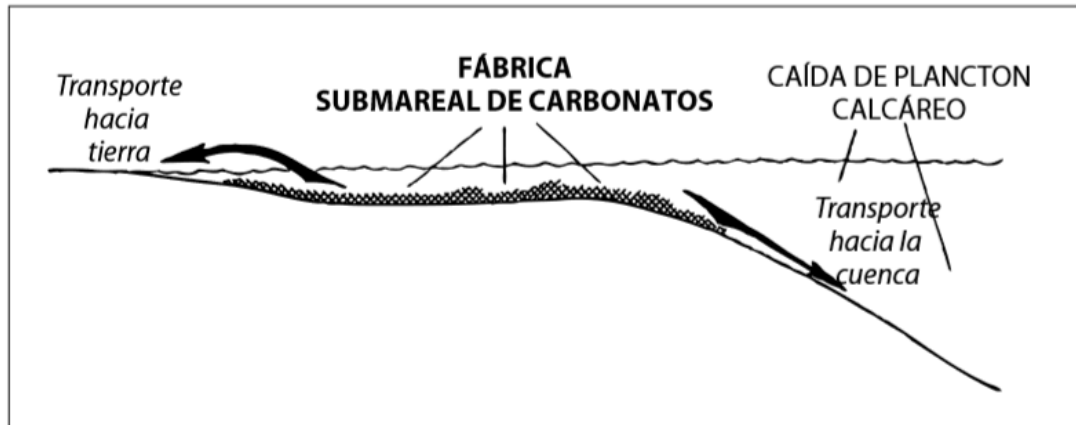


Figura 23. Zonas principales de acumulación de carbonatos. Modificada de James, 1979a. (Arche A, 2010, p.862)

- 1.-La plataforma abierta submareal y el margen de la plataforma (fábrica submareal de carbonatos) donde se producen in situ calcarenitas, fangos carbonatados y arrecifes.
2. La línea de costa. Playas y llanuras de marea donde los sedimentos son transportados desde la zona submareal por tormentas, corrientes y oleaje.
3. El talud y la cuenca externa. Adonde los sedimentos producidos en la zona submareal son transportados, a menudo, por movimientos en masa y posteriormente resedimentados.

Las secuencias de facies típicas que se desarrollan en la zona 1, son el resultado de los cambios en los medios de sedimentación a través del tiempo, por ejemplo, los cambios que son provocados por el aumento en los niveles del mar.

Las zonas 2 y 3 tienen cierta similitud con áreas de acumulación de sedimentos siliciclásticos, ya que la sedimentación en ambas zonas, está relacionada con los procesos de transporte.

Resumen sobre las plataformas carbonatadas

Se puede concluir que una plataforma carbonatada, es un cuerpo sedimentario que posee relieve topográfico y se compone de los depósitos calcáreos autóctonos (Wilson,1975).

Las plataformas carbonatadas también son el lugar donde interactúan distintos procesos, por ejemplo: sedimentación, bioconstrucción en distintas escalas y formas, y la destrucción que produce sedimento carbonatado. La proliferación de las plataformas está controlada por organismos sésiles constructores de arrecifes, organismos vágiles constructores de esqueletos, así como también, microorganismos que precipitan carbonato por medio de su metabolismo.

El crecimiento de las plataformas carbonatadas dependerá de varios factores limitantes: luz solar, cantidad de nutrientes, temperatura y oxigenación del agua. Las plataformas carbonatadas no se desarrollan en cualquier parte y, no estarán presentes en donde existan factores que condicionen el crecimiento de organismos bioconstructores.

Tipos de plataformas carbonatadas

2.2.3 Plataformas bordeadas

Se caracterizan por ser plataformas poco profundas y tener una discontinuidad en su pendiente. La discontinuidad de la pendiente está asociada con el borde, el cual forma arrecifes y bancos. Estas plataformas se formaron por procesos de sedimentación, los cuales les dieron la forma a los bordes de la plataforma, pero también existen los casos donde estos bordes fueron formados por procesos de meteorización.

Cualquiera que sea el caso, estas plataformas están marcadas por la constante interacción con el océano, los bordes de estas plataformas sirven para disminuir la fuerza de las olas y de las corrientes marinas. Estas plataformas se caracterizan por estar dentro del ambiente de mayor energía. Figura 24.

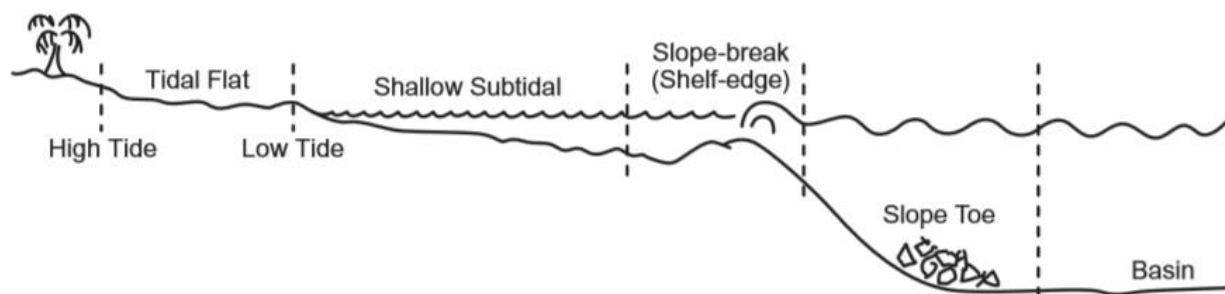


Figura 24. Plataforma bordeada (Ahr M. W, 2008, p.78).

2.2.4 Plataforma abierta

También se caracterizan por tener una interrupción en la pendiente junto con los cambios de las facies, pero éstas no cuentan con los bordes que se encuentran en las aguas someras, los cuales interactúan con las olas, mareas y corrientes del mar. La ausencia de estos bordes es quizá por las bajas temperaturas las cuales evitan que se formen los arrecifes; ya que los arrecifes crecen o son más propensos a desarrollarse en ambientes de altas temperaturas como, por ejemplo, en ambientes tropicales que en ambientes fríos. Figura 25.

Otra razón por la cual este tipo de plataforma no cuenta con el borde que interactúa con las olas del mar, es debido a que la discontinuidad en la pendiente ocurre a una profundidad en la cual será imposible que se forme el arrecife.

Cabe recordar, que el crecimiento de organismos dependerá en gran parte de la cantidad de luz solar que pueda penetrar hasta la plataforma. El ambiente donde la producción biogénica y quimogénica de los sedimentos de carbonato se encuentra en su máximo punto, se le llamara “fábrica de carbonatos”.

“Para ambientes tropicales, la profundidad óptima para la producción de sedimentos carbonatados será de 10m”.³²

“La producción de carbonatos podría generarse a profundidades de hasta 90 metros en ambientes templados.”³³

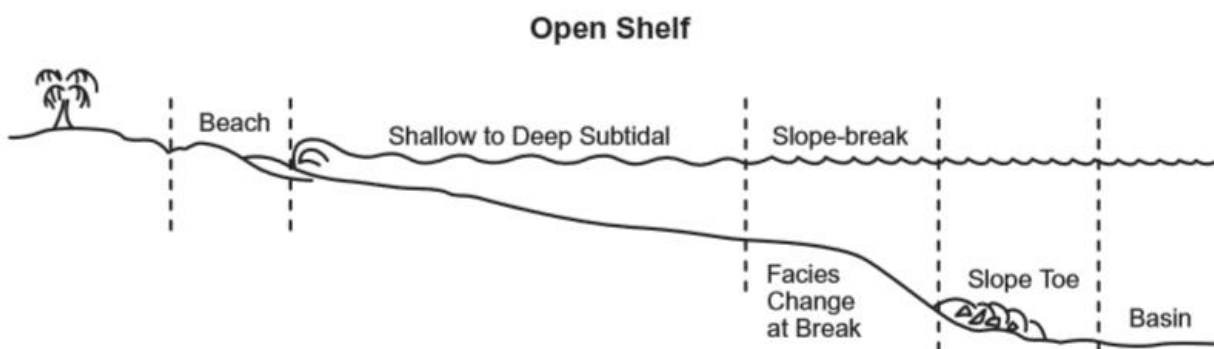


Figura 25. Plataforma abierta (Ahr M. W, 2008, p.79).

2.2.5 Plataformas Homoclinales o en rampa

Son plataformas que se caracterizan por la ausencia de discontinuidad en la pendiente (ausencia de ruptura en la pendiente). El ángulo de la pendiente varía dependiendo de las características de cada plataforma, éstas se extienden desde la costa hasta la cuenca sin aumentar considerablemente el ángulo de la pendiente.

Las características de la pendiente evitan que se intercepten olas, corrientes y mareas, que son las que crean el ambiente de alta energía, donde se acumulan sedimentos de grano de carbonato. La ausencia de la discontinuidad de la pendiente, es un factor clave que evita que se formen acumulaciones, las cuales pueden hacer que se desarrolle un borde topográfico. Figura 26.

³² Ahr. M. W. Geology of carbonates reservoir.1rst. Edition. New Jersey: Wiley;2008.

³³ Ahr. M. W. Geology of carbonates reservoir.1rst. Edition. New Jersey: Wiley;2008.

En este tipo de plataformas se pueden observar formaciones de arrecifes en las rampas, pero no de una manera prominente, sino que solo por áreas pequeñas.

Los arrecifes se forman en aguas poco profundas y con temperaturas cálidas, donde abundan los nutrientes y el oxígeno, que facilitan la formación de esqueletos aragoníticos.

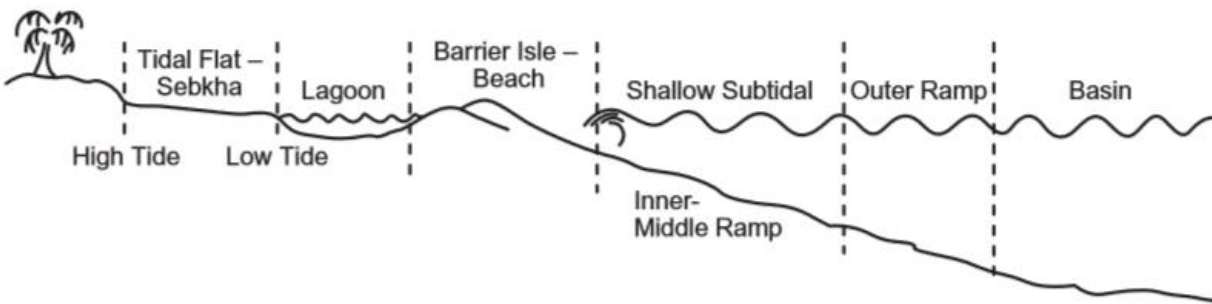


Figura 26. Plataforma homoclinal (Ahr M. W, 2008, p.78).

2.2.6 Rampas distalmente inclinadas

Similares a las plataformas homoclinales, muestran facies que han sido formadas por ambientes de alta energía, la cual va disminuyendo al pasar a las facies que se encuentran a mayor profundidad, presentando estas diferentes características desde las facies formadas en la costa u orilla hasta aquellas formadas en la cuenca. Figura 27.

Este tipo de plataformas, difieren de las plataformas homoclinales debido a que éstas sí presentan discontinuidad en la pendiente en algún punto desde la costa hasta la cuenca. Una diferencia que se debe mencionar con respecto a las plataformas abiertas, es que en la discontinuidad de la pendiente en las plataformas distalmente inclinadas no presenta cambio de facies debido a que la inclinación pronunciada ocurre a profundidades a las cuales las olas y las corrientes del mar ya no afectan la sedimentación, a diferencia de las plataformas abiertas donde sí se presenta este cambio de facies.

La fuerte inclinación es una característica topográfica que no se acompaña por cambio de facies, las plataformas abiertas y las plataformas distalmente inclinadas son variaciones en forma y pueden tener características geológicas muy similares. “De hecho, algunos investigadores no hacen ninguna diferencia entre estos dos tipos de plataformas.”³⁴

³⁴ Ahr. M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley; 2008.

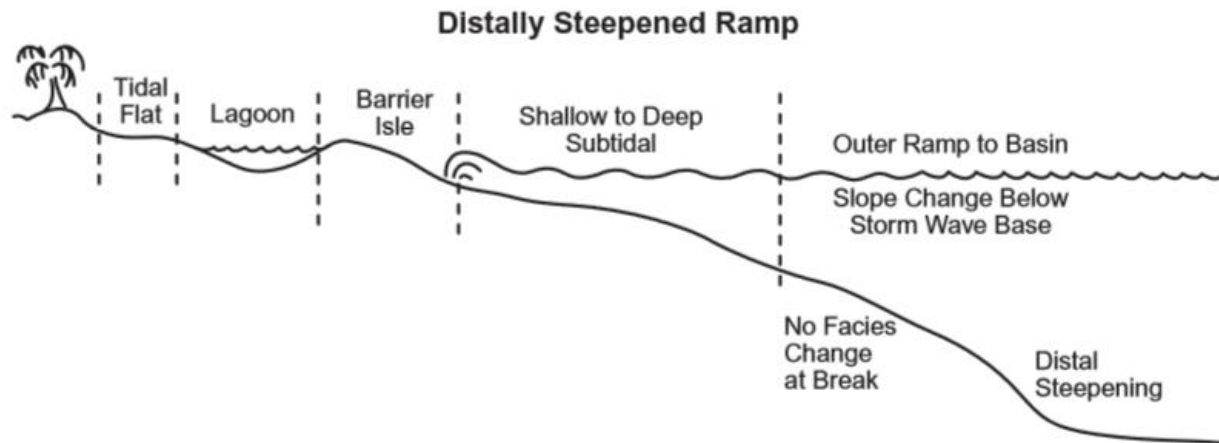


Figura 27. Plataformas distalmente inclinadas (Ahr M. W, 2008, p.78).

2.2.7 Plataformas aisladas

“Son plataformas pequeñas que se desarrollan sobre relieves someros aislados en ambiente profundo (teniendo como base o fundamento a volcanes oceánicos, relieves tectónicos, etc.). Es frecuente el desarrollo de arrecifes, ya que las olas no están amortiguadas por la somerización”.³⁵ Figura 28.

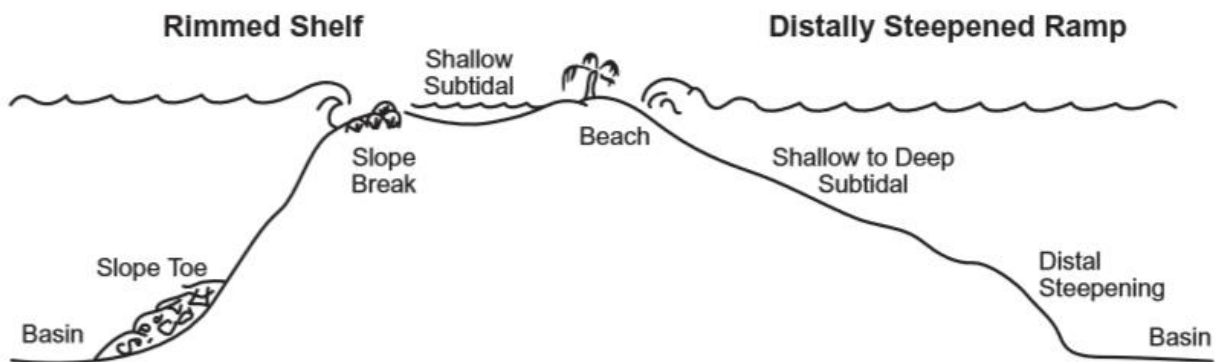


Figura 28. Una isla es un ejemplo de una plataforma aislada. (Ahr M. W, 2008, p.78).

³⁵ Etienne J. La sedimentación carbonatada. Paris: IRD;1994.

Subdivisiones Ambientales y Sucesiones de Depósitos Modelo o Tipo

“Se sabe que las facies son la definición de las características de las rocas, independientemente del ambiente depositacional.”³⁶

Wilson (1975), interpretó asociaciones de las propiedades de la roca, biota y ambientes de depósito, para definir nueve microfacies normalizadas o tipo que representan nueve subdivisiones ambientales de una plataforma ideal. Figura 29.

Las facies son las características generales de una unidad de roca, las cuales muestran su origen y diferencia de otras facies, características como la composición mineralógica, el contenido de los fósiles, estructura sedimentaria y la textura; éstos, son elementos propios de una facies que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes. La fuente mineralógica y sedimentaria, el contenido fósil, las estructuras sedimentarias y la textura distinguen una facie de otra.

“La aplicación del concepto estándar de microfacies al registro que se tiene de las rocas, permite interpretar entornos de deposición directamente de características de roca y fósiles en cualquier lugar de la plataforma estándar, y predecir las ubicaciones y características de otras facies en la plataforma.”³⁷

Al aplicar el concepto de microfacies, podremos comprender mejor la relación que existe entre el medio ambiente, material biológico y características sedimentarias. Este método desarrollado por Wilson se basa en que la plataforma ideal es la plataforma bordeada; es por eso, que este método proporcionará resultados confiables tomando en cuenta que está basado en la plataforma bordeada como plataforma idealizada. Entendemos por microfacies a las facies analizadas microscópicamente.

“Las microfacies estándar son mantos bidimensionales (2D) que representan la cubierta sedimentaria en una zona de la plataforma durante un tiempo corto (tal vez unos cientos a miles de años, un "parpadeo" en tiempo geológico).”³⁸ Conforme la sedimentación progresa los mantos de sedimentos se convierten en sucesiones estratigráficas (ordenamiento cronológico de las unidades estratigráficas).

En el estudio hecho por el autor (W. Ahr, 1985), este considera que las plataformas pueden ser divididas en siete zonas o áreas de ambientes generalizados los cuales representarán las características propias estratigráficas. Las siete zonas ambientales definidas por (W. Ahr, 1985) son las siguientes:

³⁶ Ahr. M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley; 2008.

³⁷ Ahr. M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley; 2008.

³⁸ Ahr. M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley; 2008.

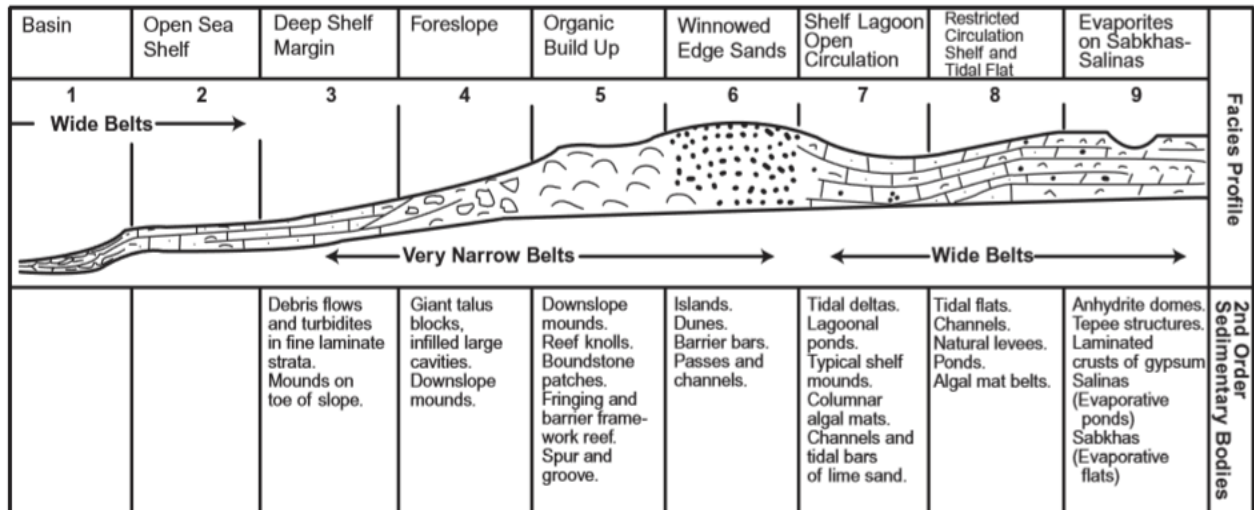


Figura 29. Plataforma estándar carbonatada de Wilson con sus nueve subdivisiones ambientales y sus respectivas microfacies. (Ahr M. W, 2008, p.93).

Orilla (shoreline): compuesta por playas con o sin dunas, juntas o separadas del continente.

Intermaréica o intermareal: desde las lagunas en las rampas o las aguas someras en las plataformas.

Laguna: se vuelve más somera tanto en dirección de la tierra como del mar. Es un cuerpo de agua de profundidad somera situado en el borde continental, pero que tiene comunicación controlada con el agua marina; alimentándose tanto de agua dulce procedente de las áreas continentales como de agua salada del dominio marino.

Submaréico o submareal somero: compuesto típicamente de sedimentación tipo mudstone y wackstone y ocasionalmente por parches de packstone.

Pendiente o talud: se ubica entre la plataforma y la cuenca; correspondiendo a la inclinación que comunica la plataforma somera con las profundidades del ambiente batial.

Caída o interrupción de la pendiente: puede consistir en arrecifes a lo largo de la interrupción de la pendiente, o acumulaciones de grainstone.

El ambiente de cuenca: se extiende desde la base del talud, hasta las mayores profundidades abisales o hadales de las cuencas oceánicas.

2.2.8 Barreras Arrecifales y bancos someros carbonatados

Los arrecifes son el resultado de actividades de organismos bioconstructores, ejemplo, corales y algas rojas entre otros. El arrecife es un ambiente de sedimentación química y bioquímica único, capaz de formar estructuras orgánicas resistentes a la acción de las olas y las corrientes marinas.

“En un arrecife moderno, existe un mosaico de organismos sedimentarios que establece el patrón de las secuencias de los arrecifes.”³⁹

- Los organismos estructurales metazoos, los cuales están incrustados y ramificados.
- Sedimentos internos, los cuales llenan las cavidades bioerosionadas.
- Elementos bioerosionadores, los cuales rompen los elementos del arrecife mediante el raspado y perforación, contribuyendo así a generar los depósitos de clastos arrecifales internos hacia las plataformas someras o hacia el talud.
- Cemento, que litifica activamente e inclusive puede contribuir al sedimento interno.

El crecimiento del arrecife dependerá en gran medida de variables, como son, la profundidad de la zona fótica, nutrientes, las olas y corrientes marinas y la luz solar que se necesita para realizar la fotosíntesis.

Los organismos que se encargan de formar los arrecifes no han sido los mismos durante el tiempo, a través de las eras geológicas éstos han sufrido cambios, por citar algún ejemplo, los organismos formadores de arrecifes del paleozoico son distintos a los del mesozoico.

Los autores (Embry-Klovan, 1971), acuñaron cinco términos para referirse a los patrones o modelos de crecimiento de los organismos de los arrecifes. Figura 30.

- 1. Framestone:** aquel arrecife construido de esqueletos de coral sólidos y robustos, con un arreglo sólido de crecimientos sésiles construidos de carbonatos de calcio.
- 2. Bindstone:** arrecife construido por organismos constructores de substrato u organismos incrustantes.
- 3. Bafflestone:** arrecifes que exhiben o presentan acumulaciones detríticas en el medio de plantas o carpetas orgánicas, tales como algas marinas.

³⁹ Moore. H. C. Carbonate Reservoirs. 1st.Edition. Colorado: Elsevier;2001.

4. Rudstone: son los clastos grandes y burdos derivados de la denudación de arrecifes, como grava equivalente de grainstone y packstone.

5. Floatstone: arena y grava equivalente de wackstone, procedente de procesos orgánicos o químicos.

Los términos Rudstone y floatstone, se refieren a los clastos detríticos asociadas y procedentes de los arrecifes y construcciones orgánicas.

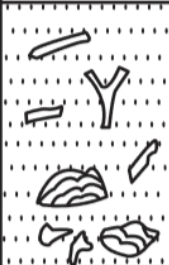


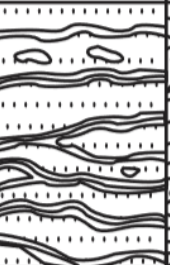

Allochthonous		Autochthonous		
Original components not organically bound during deposition		Original components organically bound during deposition		
> 10% grains > 2 mm				
Matrix supported	Supported by >2 mm component	By organisms that act as baffles	By organisms that encrust and bind	By organisms that build a rigid framework
Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone
				

Figura 30. Clasificación de arrecifes esqueléticos de Embry-Klovan. (Ahr M. W, 2008, p.26).

Bancos someros carbonatados

La construcción de arrecifes se lleva a cabo por distintos organismos calcáreos, por ejemplo: corales, algas, esponjas calcáreas etc. Cuando las acumulaciones predominantes no son los arrecifes, existen casos donde los bancos de lodo y esqueléticos se acumulan, por ejemplo, durante el pensilvánico.

“Los bancos de lodo y esqueletales (compuestos de fragmentos de conchas, de esqueletos orgánicos, etc.) son cuerpos alargados y masivos que se forman paralelos y perpendiculares al borde del mar, dentro del margen de la plataforma.”⁴⁰ Se extienden desde unos pocos metros cuadrados hasta cientos de metros a través de su superficie de depósito. Su espesor varía desde 1-100 metros.

Los arrecifes y bancos de lodo-esqueletales se desarrollan mejor en las cercanías del margen de la plataforma (aguas someras). Los sedimentos que se acumulan en la interrupción de la pendiente pueden ser arrecifes o bancos, la diferencia está en que los arrecifes están compuestos por distintos organismos y los bancos se componen predominantemente de lodo de caliza o limo. Muchos arrecifes se forman en la ruptura de pendiente o inicio del talud. Las geometrías de los bancos de materiales detríticos y arrecifes son similares.

2.2.9 Mar abierto

Depósitos de cuenca

En estos ambientes de depósito, la sedimentación carbonatada dependerá de la profundidad de la cuenca con respecto a la CCD (profundidad de compensación de los carbonatos). El relieve de la cuenca desempeña un papel muy importante en el ambiente de depósito, ya que éste controla la profundidad del depósito, las resedimentaciones gravitacionales y la distribución de sedimentos o facies, (figura 31). La temperatura también es un factor importante, ya que ésta controla la producción de carbonatos.

⁴⁰ Chillingarian G.V, Mazzulo S.J, Rieke H.H. Carbonate Reservoir Characterization. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1996.

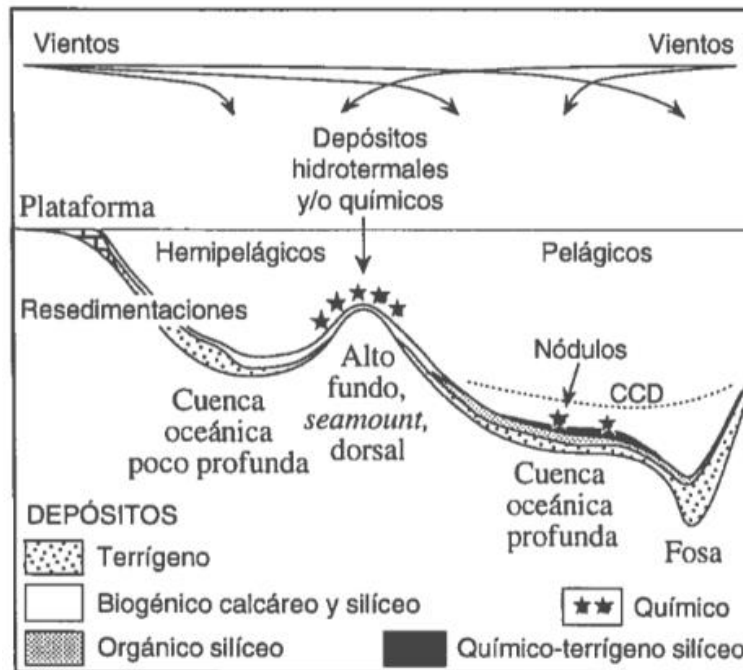


Figura 31. Repartición de los depósitos en las cuencas oceánicas. (Etienne J,1994, p.32)

Existen tres tipos de cuencas:

- Cuencas someras, (10-100 m).
- Altos fondos (dorsales oceánicos o volcanes submarinos, 100 - 4000 m).
- Cuencas profundas (ubicadas al pie de las plataformas carbonatadas, ≥ 4000 m).

Cuencas someras

En este tipo de depósitos es común observar alternancia de margas y calizas; éstas difieren entre sí, las calizas contienen entre un 80 y 90% de (CaCO_3) mientras que las margas contienen entre 50 y 70% de (CaCO_3) . Las calizas tienen la característica de representar épocas de alta sedimentación, de ser ricas en microfauna planctónica y esmectita. Figura 31.

“Estos ambientes de depósito comprenden una etapa de subsidencia débil seguida por una etapa de subsidencia rápida (origen tectónico). Por lo tanto, se encuentran depósitos de plataforma somera sobreyacidos en discordancia, por carbonatos pelágicos de medio profundo que rellenan las grietas abiertas”.⁴¹

⁴¹ Etienne J. La sedimentación carbonatada. Paris: IRD;1994 ;33.

Altos fondos o dorsales oceánicos

Estos depósitos de origen tectónico están ubicados por encima de la profundidad de compensación de los carbonatos (CCD), la sedimentación carbonatada es de tipo fina que se compone de organismos planctónicos y mezcla de arcillas y limos. Figura 31.

La actividad volcánica favorece el depósito de sedimentos, conteniendo elementos como hierro, magnesio, cloro y zinc. Las aguas oceánicas se cargan de los elementos que se generan de las alteraciones de las rocas volcánicas. Cuando suben las aguas, estos elementos se depositan en forma de hidróxidos.

Las corrientes oceánicas provocan erosión en los altos fondos y favorecen la formación de costras mineralizadas.

“En las vertientes dominan los procesos de resedimentación por gravedad. Finalmente, ya que la corteza oceánica está sometida a movimientos lentos verticales (subsistencia térmica o elevación) y laterales, los altos fondos pueden cambiar de profundidad o de posición geográfica por la dinámica de expansión del suelo oceánico.”⁴²

Cuencas profundas

Este tipo de cuencas, se ubican al pie de las plataformas carbonatadas donde son depositadas turbiditas calcáreas o calciturbiditas.

“La base gruesa de una calciturbidita contiene bioclastos re TRABAJADOS (alóctonos) que provienen de zonas someras (plataforma), mientras que la parte superior fina está caracterizada por organismos enteros pelágicos o hemipelágicos, similares a los de los interbancos autóctonos finos.”⁴³ Esta sucesión de depósitos turbidíticos constituye una secuencia tipo llamada secuencia Bouma. Figura 32.

La secuencia Bouma, es una secuencia característica de las estructuras sedimentarias que se presenta en las rocas sedimentarias, que se depositaron en aguas profundas por las corrientes de turbidez, los depósitos que forman se llaman turbiditas.

⁴² Etienne J. La sedimentación carbonatada. Paris: IRD;1994 ;34.

⁴³ Etienne J. La sedimentación carbonatada. Paris: IRD;1994 ;33.

Una secuencia Bouma completa, comprende sedimentos clásticos gruesos depositados en una capa inferior, que se depositaron debido a la alta energía depositacional. En las capas superiores, suprayacen sedimentos de granos cada vez más finos y mejor estratificados, tales como arenas y lodos que se depositaron en condiciones de energía más baja.

En la práctica, la naturaleza de depositación de las turbiditas (alta energía), puede alterar o remover los sedimentos infrayacentes, resultando en secuencias incompletas de sedimentos.

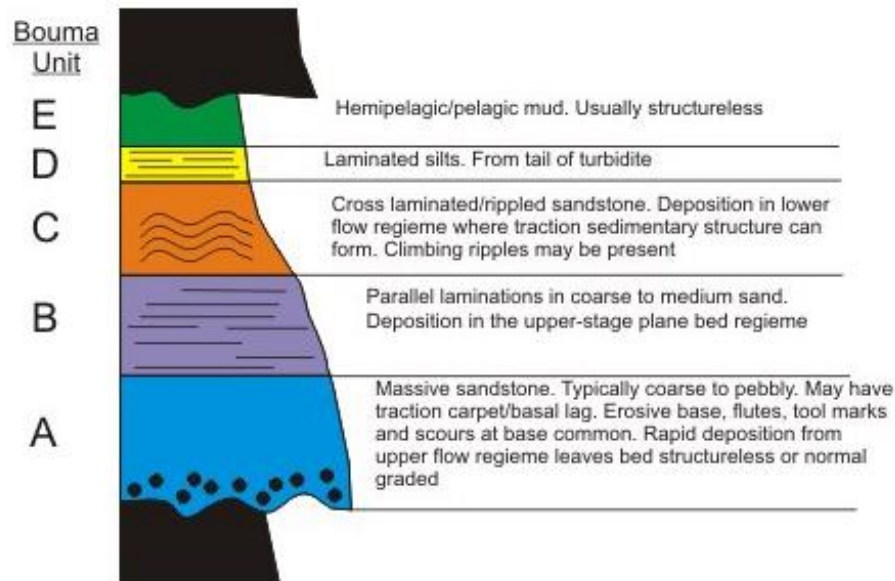


Figura 32. Ejemplo de calciturbidita. Disponible en:

<http://thegeologyfreak.blogspot.com/2012/12/the-bouma-sequence.html>. [consultado el 10-07-2018].

Talud

Las características batimétricas de los ambientes de taludes, varían dependiendo de la estabilidad mecánica de la pendiente, el ángulo de inclinación de la pendiente y el rigor del entorno oceanográfico físico. Los ambientes de talud caracterizan las plataformas aisladas y las plataformas abiertas, siendo una excepción las rampas.

Las pendientes o taludes de carbonatos, difieren de las pendientes de siliciclásticos o detríticos, en que las pendientes de carbonatos son más inclinadas, éstas tienden a tener mayor inclinación conforme los arrecifes crecen, o la cementación contribuye al crecimiento de la pendiente y el ángulo de la pendiente se incrementa con la altura de la pendiente. Las partes superiores del ambiente de talud estarán expuestas a corrientes de vientos, oleaje y corrientes oceánicas.

La pendiente media del talud, normalmente se encuentra por debajo de las corrientes superficiales y a diferencia de la zona de pendiente superior, la intermedia está en menor medida influenciada por la marea. Las partes profundas del talud se caracterizan por ser el sitio donde se detienen las rocas y sedimentos que son arrastrados por el agua. La mayor parte de la sedimentación ocurre cerca de la base de la pendiente o talud, donde el grado de inclinación desempeñará un papel importante en la sedimentación, debido a que en superficies muy inclinadas habrá poca tasa de sedimentación. Figura 33.

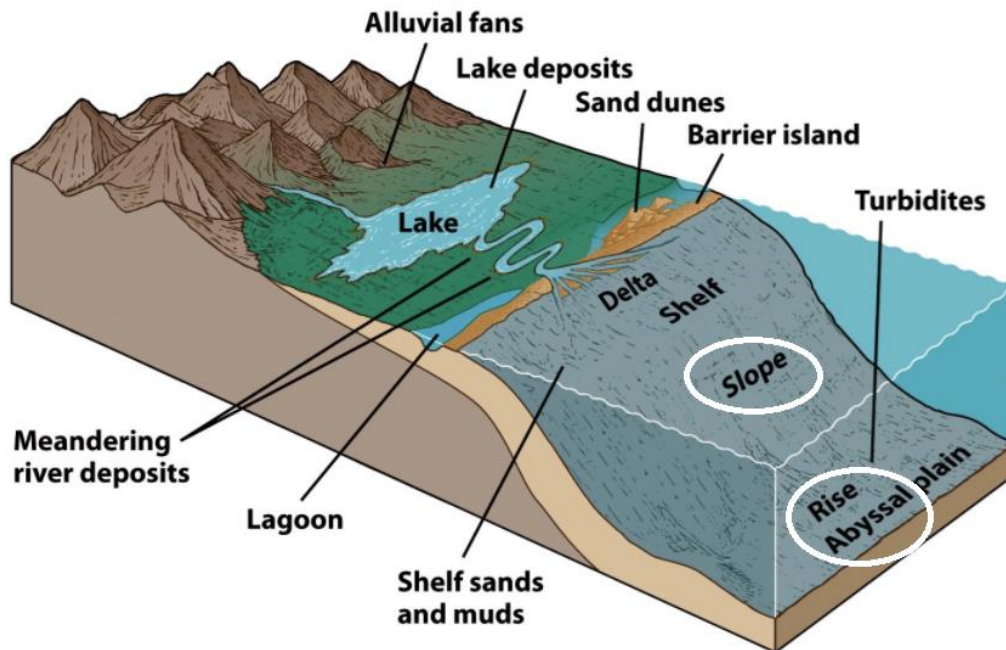


Figura 33. Ambiente de pendiente (slope) y abisal mostrados con una elipse. Disponible en: <http://www.drillingformulas.com/clastic-sedimentary-and-its-environments/>. [consultado el 10-07-2018].

Ambiente de depósito abisal

Este ambiente se refiere a la zona más profunda, mayor a 4000 metros, en algunas ocasiones los sedimentos carbonatados se pueden acumular en este tipo de ambiente, pero sólo en algunas partes, debido a que la profundidad de compensación de los carbonatos (CCD) se encuentra en el rango de la profundidad abisal.

Cabe recordar que los carbonatos se disuelven por debajo de la profundidad del nivel de compensación de los carbonatos (CCD). En la figura 33 podemos observar la ubicación del ambiente de depósito abisal.

El ambiente de depósito abisal, corresponde a la zona más profunda de las cuencas oceánicas. La energía dinámica del ambiente es baja, la llanura abisal es plana y casi horizontal, y los sedimentos de grano fino son depositados lentamente por las corrientes de turbidez en disminución o a partir de la suspensión en el agua. La profundidad del agua es de miles de metros (> 2,000 m) [6,520 pies]; por consiguiente, el agua es fría, y la penetración de la luz solar es mínima.⁴⁴

2.3 Procesos diagenéticos

Entre los procesos diagenéticos, encontramos varios, por ejemplo: disolución, dolomitización, estilolitización, mineralización y carstificación. En esta sección, se explican cada uno de estos procesos.

Para entender estos procesos primero debemos tener claro el concepto de diagénesis.

El término diagénesis deriva o proviene del antiguo griego, el cual es el resultado de la unión de dos palabras *dia*, que significa a través y *génesis* que significa origen o generación. Más estrictamente podemos entender por diagénesis a todos aquellos cambios que ocurren en las rocas sedimentarias posteriormente a la sedimentación, pero previo a la metamorfosis.⁴⁵

“La diagénesis son los cambios físicos y químicos incluyendo presión, calor, temperatura y reacciones químicas por los cuales los sedimentos son litificados y transformados en rocas sedimentarias”.⁴⁶

La diagénesis, son todos aquellos cambios que sufren los sedimentos después de su depósito, estos cambios pueden ser químicos, físicos o biológicos y sucederán a cierta presión y temperatura por debajo de la superficie terrestre.

⁴⁴ <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/abyssal.aspx>.

⁴⁵ Moore. H. C. Carbonate Reservoirs. 1st. Edition. Colorado: Elsevier;2001.

⁴⁶ Press F., Grotzinger J., Jordan T., Siever R. Understanding Earth. 5th. Edition. New York: Freeman and Company;2007.

2.3.1 Disolución

El proceso de disolución, ocurre cuando el agua interactúa a profundidades con el carbonato de calcio (CaCO_3) y el agua se encuentra subsaturada con (CaCO_3), en este caso, se dice que la interacción roca-agua se encuentra fuera de equilibrio. La disolución continuará hasta que se alcance el estado de saturación.

En este proceso, las partículas de carbonato de calcio se estarán disolviendo hasta antes de que se forme una estructura rígida, la cual, el proceso de cementación se encarga de crearla. Las estilolitas, son un ejemplo de la interacción entre disolución y presión. Si éstas continúan abriéndose en disoluciones posteriores, podrían servir como camino para la migración de fluidos. La disolución también sirve para crear vóculos y hacer más grandes los poros de las rocas de un yacimiento. Los resultados de este espaciamiento de poros sobre la permeabilidad de las rocas, dependerá de la ubicación, así como también de la geometría de los poros creados. Figura 34.

“La disolución, es el proceso diagenético en el cual los minerales de carbonato y evaporita son disueltos y removidos, creando y modificando el espacio de los poros en las rocas de un yacimiento”.⁴⁷



Figura 34. Estilolitas. Atlas de estructuras sedimentarias. Fotografía: Luisa Crousse Fm. Chachil (Jurásico Inferior - Pliensbachiano) Cuenca Neuquina, Neuquén. Disponible en: <http://atlasaas.blogspot.mx/p/quimicas.html>. [consultado el 05-03-2018].

⁴⁷ Lucia J. Carbonate Reservoir Characterization. 2nd.Edition. Texas: Springer;2007.

2.3.2 Recristalización

La recristalización, es un proceso diagenético, en el cual se cambia la forma o morfología de los cristales y no implica cambio en la composición mineralógica. Este proceso implica el paso de micrita (menor a 4 micras) a microesparita (4-10 micras) y por último a pseudoesparita (mayor a 10 micras). Resultando en cristales de tamaño considerable. El paso de cristales de micrita de calcita de tamaño micrométrico que se transforman en cristales milimétricos se observa en la figura 35.

A veces al proceso de recristalización se le llama "neomorfismo", un término acuñado por Folk (1965), que definió el neomorfismo para incluir tanto la recristalización verdadera como la inversión mineralógica.⁴⁸

Al hablar de recristalización verdadera nos referimos al mismo significado del término recristalización, descrito con anterioridad.

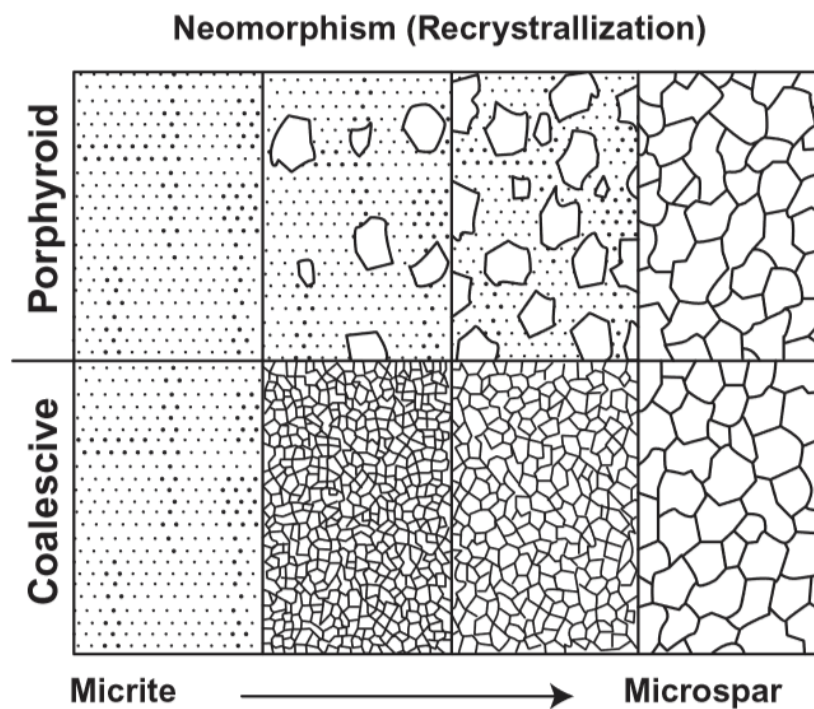


Figura 35. Neomorfismo o recristalización, cambio diagenético de micrita a microesparita. (Ahr M. W, 2008, p.150).

⁴⁸ Ahr. M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley; 2008.

2.3.3 Autigénesis

La Autigénesis, es el proceso mediante el cual se forman o desarrollan nuevos minerales en sedimentos, estos sedimentos fueron transportados y depositados previamente desde otro lugar por medio del aire o del agua y se conocen como alóctonos. Los nuevos minerales se forman por procesos de precipitación o recristalización y se conocen como autigénicos. Figura 36 y 37.

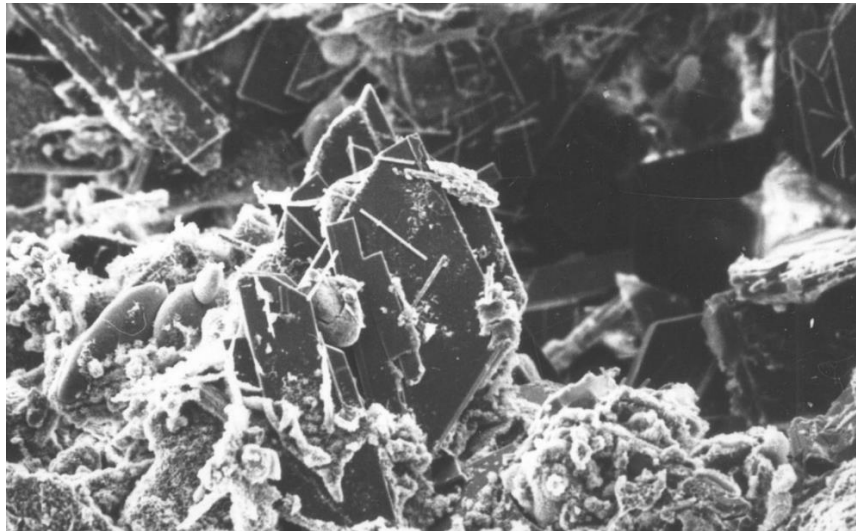


Figura 36. Minerales autigénicos en sedimentos marinos. Disponible en: <https://en.wikipedia.org/wiki/Authigenesis>. [consultado el 05-03-2018].

En la Figura 37 se muestra el proceso de autigénesis de cristales.

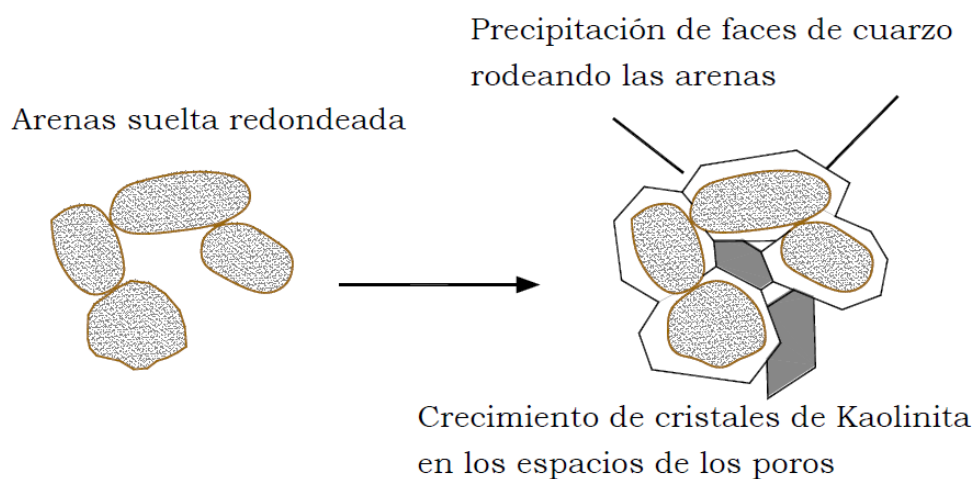


Figura 37. Ejemplo del proceso de Autigénesis.

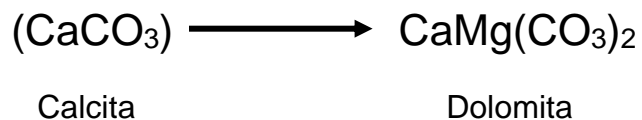
2.3.4 Neoformación

“Es la cristalización de una nueva estructura mineral a partir de iones simples o complejos, en los cuales no existe evidencia de una estructura mineral pre-existente”.⁴⁹

En los procesos de neoformación de minerales, tenemos el ejemplo de formación de caolinita a dickita. Durante el soterramiento, la proporción de caolinita disminuirá y aumentará la proporción de dickita, a medida que aumente la profundidad ocurrirá una transformación total a dickita, esta condición se genera en la diagénesis profunda.

2.3.5 Dolomitización

La dolomitización se refiere al proceso diagenético en el cual se reemplaza al mineral calcita (CaCO_3) por dolomita, a través de un proceso en el cual se disuelve el carbonato de calcio y se precipita la dolomita. Figura 38.



Se cree que la dolomitización ocurre debido a que la mezcla de dos fluidos saturados con calcita, puede resultar en un fluido poco saturado con calcita (Ward y Halley 1985). Y puede producir un ambiente químico adecuado para disolver la calcita y precipitar la dolomita.

En un sistema cerrado, el reemplazo de calcita por dolomita reducirá el volumen del mineral debido a que la dolomita tiene un volumen molar más pequeño que la calcita. La disminución del volumen molar de la calcita es de aproximadamente 12.5%; sin embargo, la dolomitización requiere de un gran volumen de agua a través de la roca, por lo cual se requiere un sistema abierto.

No solo magnesio puede ser agregado al sistema, sino que también se puede agregar carbonato, resultando tanto en la formación de reemplazo como de relleno de poro de dolomita. Es por eso, que el proceso de dolomitización incluye reemplazo de calcita o aragonita por dolomita y cementación de los espacios porosos por cemento de dolomita.

⁴⁹ Jeans C.V. Patterns of mineral diagenesis. 1984 [11/04/2018]; 267:3. Disponible en:
http://www.minersoc.org/pages/Archive-CM/Volume_19/19-3-263.pdf



Figura 38. Doloesparita con cemento de calcita (color rojo, tinción de Lindolm & Finkelman, 1972) en mosaico, ocupando la porosidad intercrystalina. Se observan los núcleos anubarrados de los cristales de dolomita y sobrecrecimientos limpios en la periferia. (Badillo I, Cruz O, 2016, p.27).

2.3.6 Dedolomitización

El proceso de dedolomitización es el inverso del proceso de dolomitización. Éste consiste en reemplazar la dolomita por calcita y tiene lugar en condiciones de superficie, cuando la roca es expuesta a aguas meteóricas. Este proceso, a diferencia de la dolomitización no destruye la textura previa. Los cristales generalmente romboédricos de dolomita son reemplazados por los cristales de calcita (hexagonal-romboédricos). Al final del proceso quedan cristales remanentes de dolomita. Figura 39.

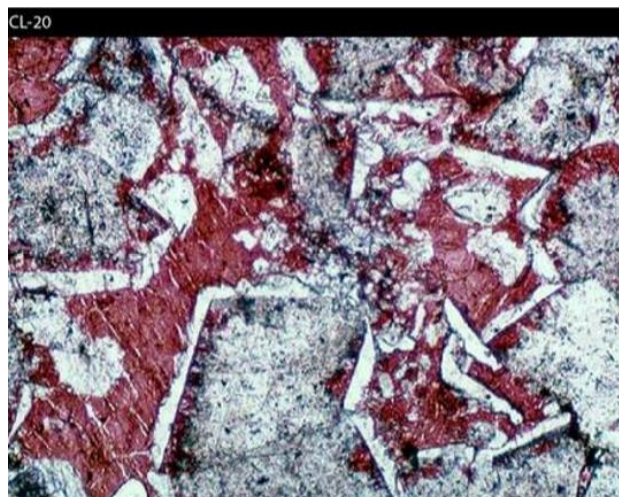


Figura 39. Doloesparita parcialmente dedolomitizada, con desarrollo de cemento poiquilotópico de calcita (en rojo) sellando preferentemente la porosidad intercrystalina. Se observan bordes de recrecimiento de dolomita limpia. (Badillo I, Cruz O, 2016, p.27).

2.3.7 Estilolitas y estilolitización

Las estilolitas, son planos irregulares de distintas morfologías, ya sea en forma de sierra u onduladas, éstas son muy comunes en rocas carbonatadas y rocas con alto contenido de cuarzo, son muy independientes de las facies de la roca, así como de las edades geológicas. Figura 40.



Figura 40. Ejemplo de estilolita formada en roca carbonatada. Formación Chachil (Jurásico inferior-Pliensbachiano) cuenca neuquina, Neuquén Argentina. Disponible en: <http://atlasaas.blogspot.mx/p/quimicas.html>. [Consultado el 06-04-2018]

Las estilolitas se pueden reconocer fácilmente, ya que aparecen como una discontinuidad irregular en una roca. Las estilolitas se caracterizan por tener un alto contenido de residuos insolubles, por ejemplo, óxidos de hierro y minerales de arcilla. Y se forman en planos perpendiculares a la dirección del esfuerzo principal.

La presencia de estilolitas en rocas carbonatadas no tiene un efecto positivo en la calidad del yacimiento, ya que éstas actúan como obstáculos en la red de fracturas del yacimiento.

Actualmente, se acepta la teoría de que la creación de estilolitas es debido a cualquiera de los dos siguientes procesos:

- Proceso de presión-contracción.
- Proceso de presión-disolución.

En el caso del proceso de presión-contracción, este es debido al incremento de la presión del fluido como resultado de la presión de sobrecarga, que a su vez ocasiona un enterramiento profundo de la roca.

Para el caso del proceso de presión-disolución, éste, es un proceso diagenético en el cual se reduce hasta un 40% del volumen inicial de la roca por adelgazamiento. Este proceso inicia antes de la cementación, y continua hasta que concluye el proceso de cementación, o todo el carbonato disuelto en los fluidos intersticiales se haya precipitado.

A continuación, se muestra un diagrama del proceso presión-disolución

Los granos originales en el diagrama “A”, alcanzarán un estado de alta solubilidad (debido al incremento de presión en los fluidos como resultado de la presión de sobrecarga) que será mayor en las extremidades de los granos y contacto punto a punto de los granos, en el diagrama “B” está representado el material carbonatado que será transportado, y si la disolución continua se alcanzará la fase “C”.⁵⁰

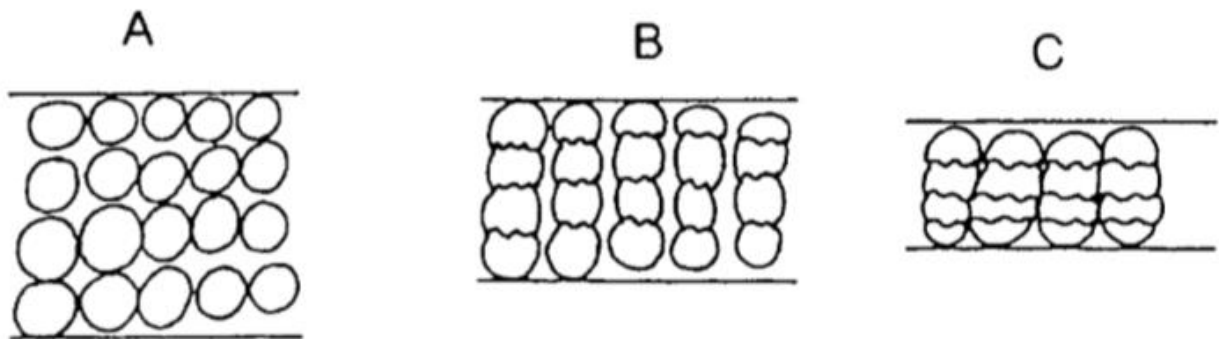


Figura 41. Esquema que muestra los procesos de presión-disolución o estilolitización. (Mazzulo R, 1996, p.697)

⁵⁰ Chillingarian G.V, Mazzulo S.J, Rieke H.H. Carbonate Reservoir Characterization. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1996.

Clasificación de las estilolitas

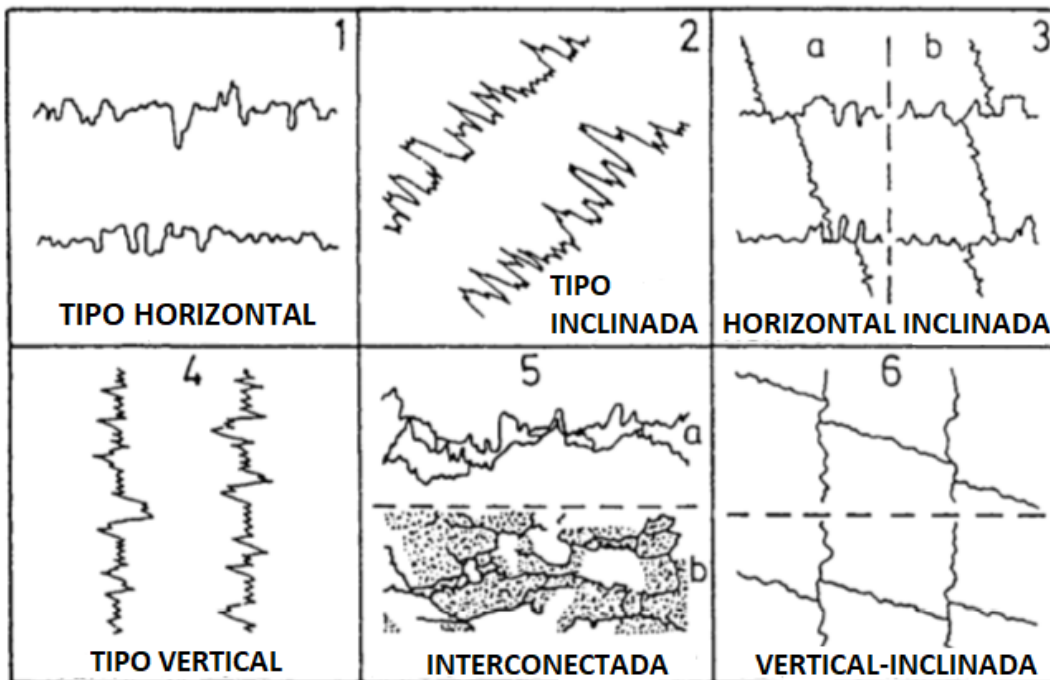


Figura 42. Clasificación de estilolitas. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.33).

Estilolitización *versus* compactación

La estilolitización junto con el proceso de erosión, son procesos que provocan cambios en la forma y el volumen de las rocas carbonatadas, posterior al endurecimiento inicial de la roca. Las estilolitas influyen en el volumen de la matriz, porosidad, y a menudo en la permeabilidad. En las rocas duras tales como las calizas, posterior al endurecimiento inicial de la roca, cuando el fluido (agua) alcanza su presión crítica, el proceso de estilolitización se lleva a cabo en función de la profundidad del enterramiento.⁵¹

⁵¹ Chillingarian G.V, Mazzulo S.J, Rieke H.H. Carbonate Reservoir Characterization. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1996.

2.3.8. Mineralización

Proceso mediante el cual se sustituyen o adicionan componentes minerales. En la práctica, la diagénesis de enterramiento profundo en rocas de yacimientos de carbonatos, nunca alcanza el nivel de metamorfismo definido de manera convencional, aunque pueden formarse minerales tales como sulfuros metálicos, fluorita y dolomita durante la invasión de los fluidos que se encuentran a profundidades a los yacimientos carbonatados.

“La mineralización de este tipo se le llama comúnmente diagénesis del tipo del “valle del Mississippi” o “*Mississippi valley*”. Es una forma de mineralización que comúnmente ocurre en asociación con el influjo de hidrocarburo y sus fluidos mineralizantes asociados durante la migración de la roca fuente al yacimiento.”⁵²

Mineralización de fracturas

Si una fractura esta rellena por completo con mineral, ésta pasará a ser una barrera para el flujo del fluido, así como también provocará daños al yacimiento. Si esta mineralización no está por completo presente en la fractura, las propiedades de la interfase matriz-fractura se vuelven importantes, ya que esta mineralización incompleta podría ayudar a crear un incremento a la permeabilidad del yacimiento.

En figura 43 se muestran dos núcleos distintos, en el primer núcleo se encuentra una fractura completamente mineralizada, la cual muestra una permeabilidad muy pequeña de 0.12 md. Debido a que la salida del fluido se encuentra cerrada.

En el segundo núcleo, la fractura se encuentra parcialmente mineralizada, lo que significa que habrá mayor apertura para que el fluido escape, la permeabilidad en este núcleo es de 6.34 md.

⁵² Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir. 1st. Edition. New Jersey: Wiley;2008.

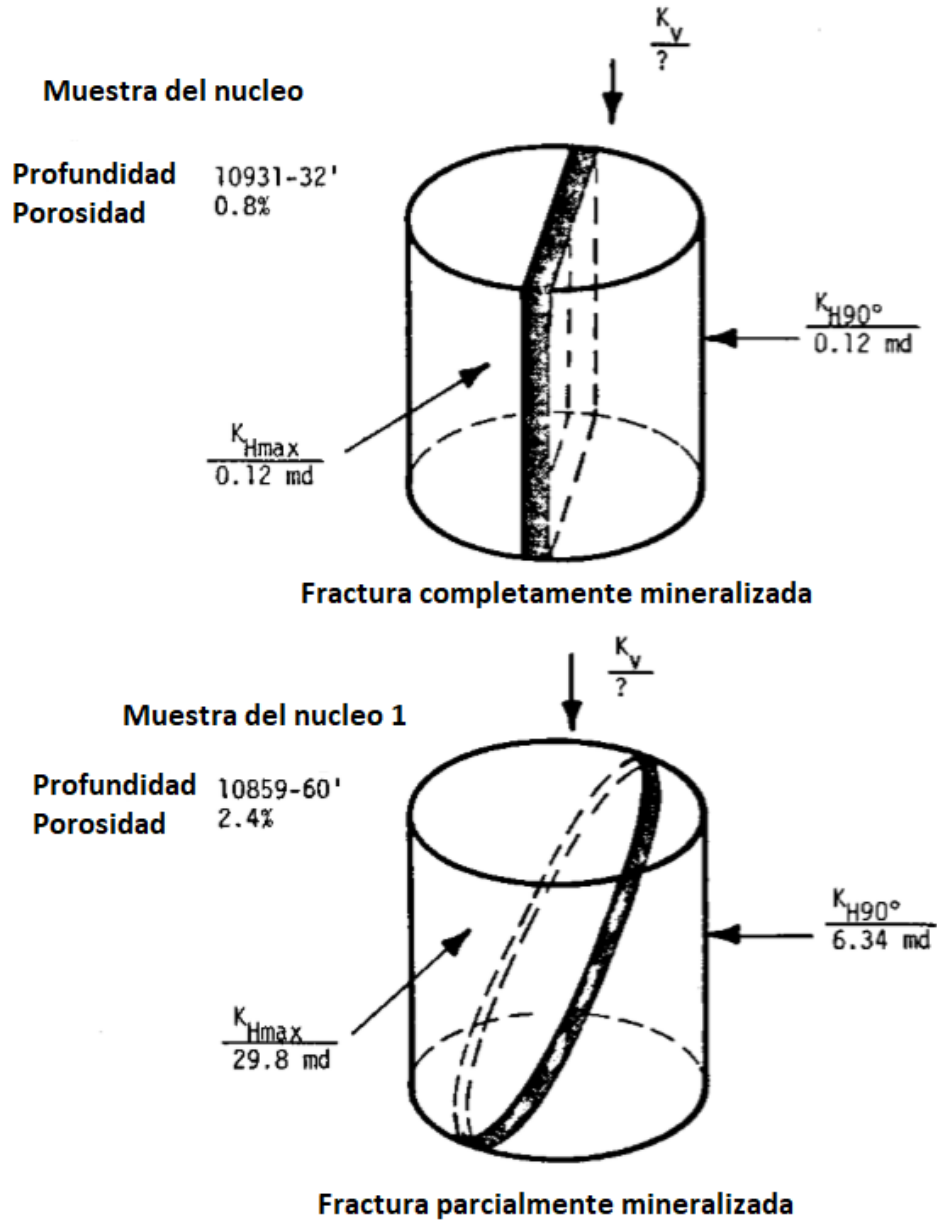


Figura 43. Ejemplo de permeabilidad asociada a fracturas mineralizadas en núcleo, visto en tercera dimensión. Nótese los mismos valores de permeabilidad en el caso de la fractura completamente mineralizada, en el caso de la fractura parcialmente mineralizada la permeabilidad en sentido paralela es mayor que en sentido perpendicular (Nelson, 2001, p.55).

2.3.9 Karstificación

Procesos de disolución provocados por el agua meteórica en materiales calcáreos y evaporíticos, que se encuentran sobre la superficie del planeta o en el subsuelo. De acuerdo a (Esteban,1991) "Un karst es el producto de la exposición subaérea en carbonatos que consiste en un sistema de drenaje integrado que incluye el flujo del conducto".

"El sistema de drenaje se forma por disolución y erosión mecánica de carbonatos por aguas meteóricas, potenciando redes de permeabilidad preexistentes (fracturas, planos de depósito, porosidad primaria y porosidad secundaria), y ... con porosidad secundaria bien desarrollada ".⁵³

De acuerdo a (Esteban y Klappa, 1983) "karst es una facie diagenética, una sobreimpresión sobre carbonatos sub-aéreamente expuestos, producida y controlada por disolución, migración y precipitación de carbonato de calcio en aguas meteóricas, que ocurren en una amplia variedad de entornos climáticos y tectónicos y que generan un paisaje reconocible".⁵⁴ Figura 44.

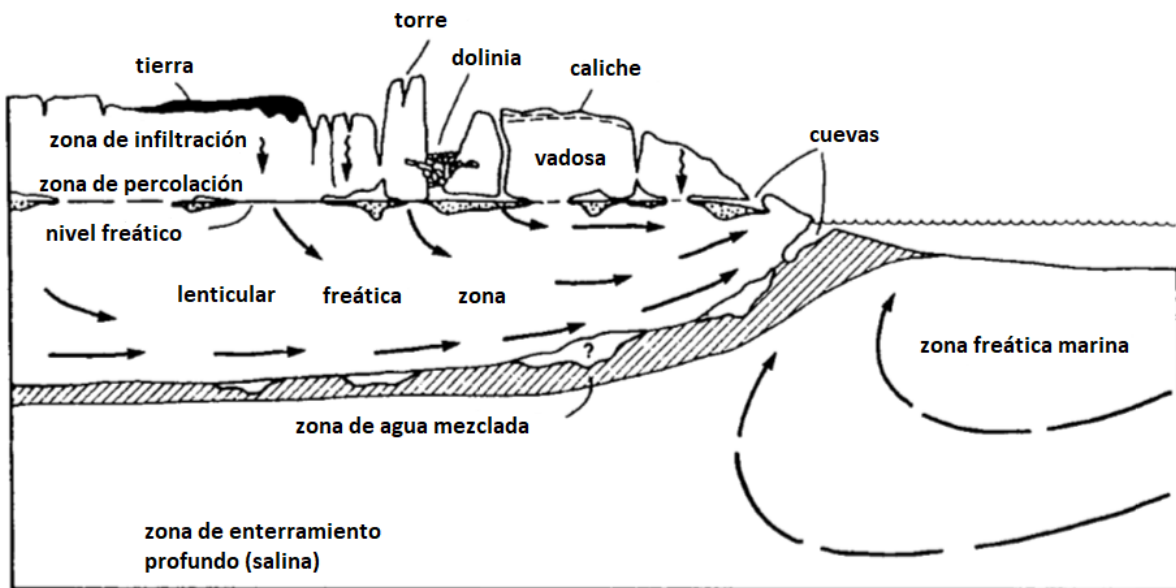


Figura. 44. Elementos generales del Karst. (Chillingarian G, 1996, p.798).

⁵³ Chillingarian G.V, Mazzulo S.J, Rieke H.H. Carbonate Reservoir Characterization. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1996.

⁵⁴ Chillingarian G.V, Mazzulo S.J, Rieke H.H. Carbonate Reservoir Characterization. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1996.

Existen muchos yacimientos de hidrocarburos en el mundo, en los cuales su porosidad y permeabilidad son el resultado del proceso de karstificación en rocas carbonatadas, o también se presentan los casos donde las trampas y la porosidad secundaria se deben al mismo fenómeno; estos casos son comunes en muchas cuencas alrededor del mundo.

2.4 Ambientes diagenéticos

Los ambientes diagenéticos, son los espacios superficiales y de soterramiento de la corteza terrestre donde ocurre la transformación de los sedimentos en rocas sedimentarias, mediante la acción de variados procesos físicos, químicos y biológicos, por ejemplo, la recristalización, neomorfismo, disolución, precipitación, dolomitización, etc. Los principales ambientes diagenéticos son los ambientes evaporíticos-meteóricos, marinos, vadosos, freáticos, y de soterramiento. Figura 45.

La clasificación de los ambientes diagenéticos, se basa principalmente en la química del agua que contiene cada ambiente, así como su localización de cada ambiente con respecto a la superficie de la Tierra. Los diferentes tipos de agua que entran en contacto con los diferentes ambientes son las siguientes: agua dulce, el agua salobre, el agua de mar y las salmueras de expulsión del subsuelo. Estos fluidos diagenéticos entrarán en contacto con las rocas carbonatadas durante su historia diagenética.

Los principales ambientes diagenéticos son:

- Vadoso.
- meteórico freático.
- zona de mezclado.
- marino freático o vadoso marino.
- soterramiento.

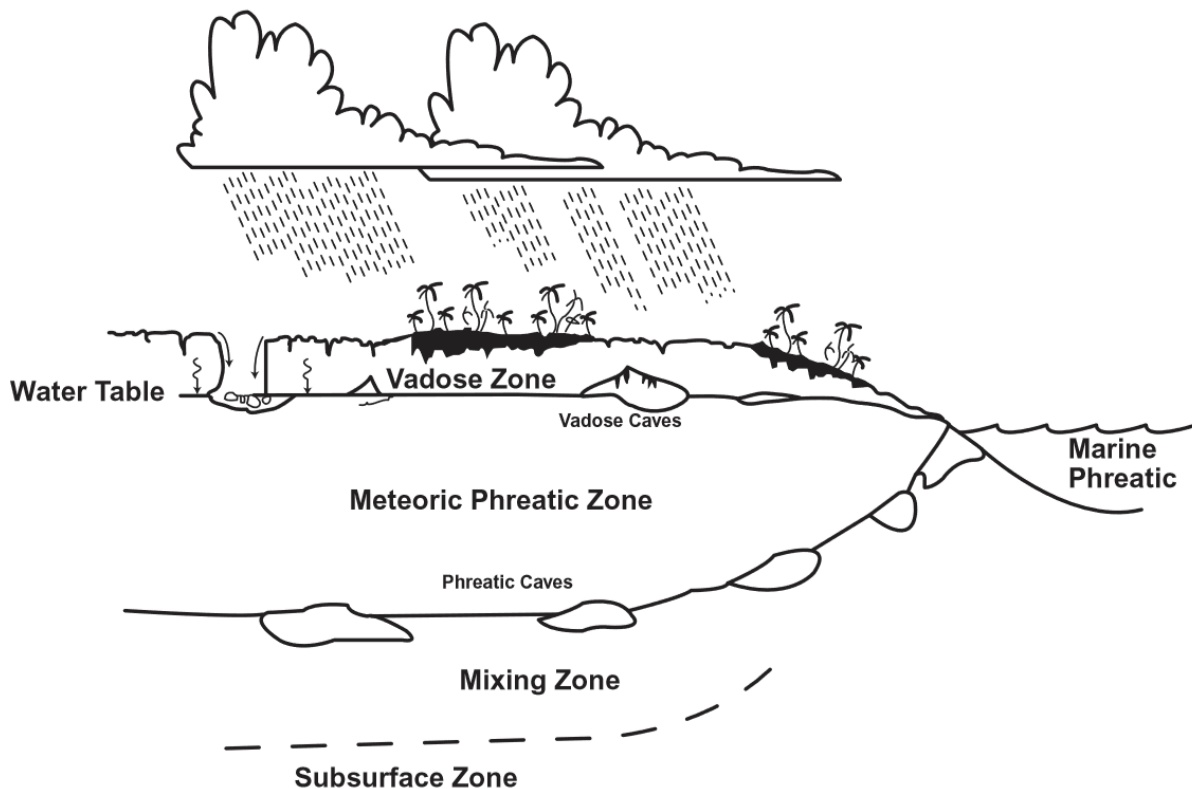


Figura 45. Figura que representa los principales ambientes diagenéticos. (Ahr M. W, 2008, p.154).

2.4.1 Vadoso

El ambiente vadoso se encuentra por encima del nivel freático, la zona vadosa se encuentra parcialmente saturada de aire y agua. El agua solo reside temporalmente en poros vadosos, dependiendo de la cantidad y frecuencia de precipitación. Antes de que el agua pase por la zona vadosa, primero caerá en la superficie y por último fluirá hacia el mar.

En la zona vadosa, el espacio de los poros se encuentra parcialmente saturada con agua y aire, a excepción de cuando se presentan lluvias muy fuertes o inundaciones. El flujo en esta zona ocurre durante las lluvias y las inundaciones, se enfoca en intersecciones de fracturas y dolinas, y está predominantemente en una dirección descendente.

La localización de los límites entre la zona vadosa y freática, dependerá básicamente del movimiento hacia arriba y hacia abajo en función de la cantidad de lluvia, evapotranspiración y la descarga de agua, estos límites no son constantes. El grosor de la zona podrá extenderse desde (60-300 m.)

Estudios de karstificaciones y cuevas modernas se han concentrado en la zona vadosa. La importancia de estos estudios, es que, las cuevas se desarrollan entre la zona vadosa y la zona freática superior.

En este tipo de ambiente ocurre la disolución y precipitación, donde se eliminan los carbonatos de alguna área y se precipitan en otra área a través de un complicado sistema geoquímico e hidrológico.

Los estudios geoquímicos, han demostrado que la mezcla de dos aguas saturadas con calcita a diferentes presiones parciales de CO_2 , puede producir soluciones que están subsaturadas con calcita, y así obtener una capacidad para disolver la calcita.

2.4.2 Meteórico freático

Por debajo de la zona vadosa se encuentra la zona freática meteórica, donde todos los poros están llenos con agua y los procesos diagenéticos de disolución son mayormente intensos que en la zona vadosa. Debido a que los procesos diagenéticos son llevados a cabo o realizados por agua, la mayor actividad diagenética que se realiza en la zona freática, es debido a la gran cantidad de agua que se encuentra allí.

Para que la disolución se lleve a cabo, se requiere de agua subsaturada, normalmente agua meteórica o agua de la zona de mezcla, para que ésta interactúe con los carbonatos. Las cavernas o vugulos como ya se mencionó, se forman en la zona vadosa y en la zona freática. Los tipos más comunes de karsts, son aquéllos que se forman en el ambiente meteórico freático.

2.4.3 Zona de mezclado

La zona de mezclado, se forma al mezclar las aguas provenientes de las zonas marina freática y de la meteórica freática. Se cree que la dolomitización ocurre, debido a que la mezcla saturada de dos fluidos con calcita resulta en un fluido subsaturado con calcita, produciéndose un ambiente químico que es proclive a que se disuelva la calcita y a que se precipite la dolomita; este proceso se conoce como dolomitización.

“El agua de mar está sobresaturada con CaCO_3 , pero cuando se mezcla con agua subterránea meteórica más diluida en la zona de mezcla puede volverse insaturada y producir cavernas porosas.”⁵⁵

⁵⁵ Lucia J. Carbonate Reservoir Characterization. 2nd.Edition. Texas: Springer;2007.

2.4.4 Soterramiento

En el ambiente de soterramiento, el agua es distinta en composición química a aquella que se encuentra en la zona freática o en la zona meteórica, el incremento de la presión y la temperatura desempeñan un papel importante en este tipo de ambiente. La química del agua que se encuentra en el ambiente de soterramiento es distinta, debido a que refleja las interacciones agua-roca y la expulsión del agua durante el proceso de compactación, además de otras posibles fuentes que pueden crear una composición hídrica híbrida. Las aguas de soterramiento, son mezclas de aguas superficiales atrapadas, fluidos de expulsión durante el proceso de compactación mecánica en el enterramiento, y fluidos diagenéticos como resultado de la interacción roca-agua durante el soterramiento.

En el ambiente diagenético de soterramiento profundo se forman estilolitas, fisuras y microcavidades de tipo vóculos. Las estilolitas y fracturas pueden ser corroídas y agrandadas debido a que los eventos corrosivos afectan a los cementos tardíos. Las etapas de maduración, expulsión y migración de los hidrocarburos, hasta la carga del yacimiento, son parte de los procesos diagenéticos de soterramiento en los que las interacciones fluido-roca son de extrema importancia.⁵⁶

2.4.5 Marino freático

Este es el entorno marino en el que se originan la mayoría de los sedimentos de carbonatos, se caracteriza por fluidos de poro marinos normales o modificados, generalmente sobresaturados con respecto a la mayoría de las especies de minerales carbonatados. El ambiente marino, por lo tanto, es potencialmente el sitio de la destrucción porosa extensa por cementos marinos.⁵⁷

La cementación comienza en el ambiente marino, previo a su depositación y ésta continua a través del ambiente de la zona vadosa, somero, intermedio, y de soterramiento profundo. La cementación se puede presentar varias veces en la historia diagenética de una roca carbonatada.

La cementación marina dependerá de las condiciones en el sitio de depositación, niveles de energía, porosidad, permeabilidad, y la velocidad de sedimentación. Y estará controlada por la velocidad del movimiento de fluidos a través del sistema de poro.

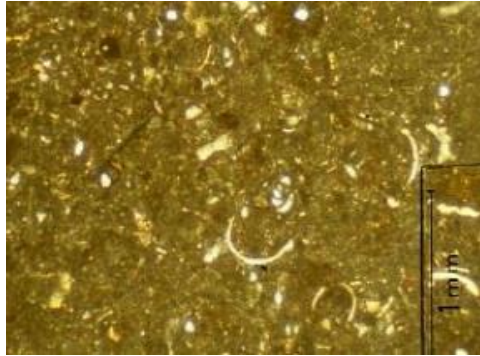
⁵⁶González-Ruiz E., González-Partida E., Martínez, Pironon L., Antoni Camprubí J., Vega-González M. Fenómenos diagenéticos en calizas del Jurásico-Cretácico de un sector de las cuencas de Huimanguillo-Comalcalco-Alto de Jalpan y primeras observaciones mediante microscopio electrónico de barrido y microtomografía 3D. 2015 [11/04/2018]; 67(3):3. Disponible en: <http://boletinsgm.igeolcu.unam.mx/bsgm/index.php/286-sitio/articulos/cuarta-epoca/6703/1346-6703-14-gonzalez>.

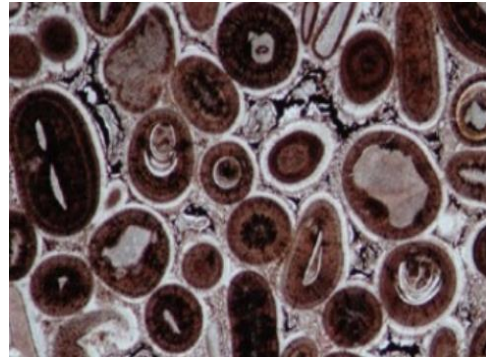
⁵⁷ Moore H. C. Carbonate Reservoirs. 1st.Edition. Colorado: Elsevier;2001.

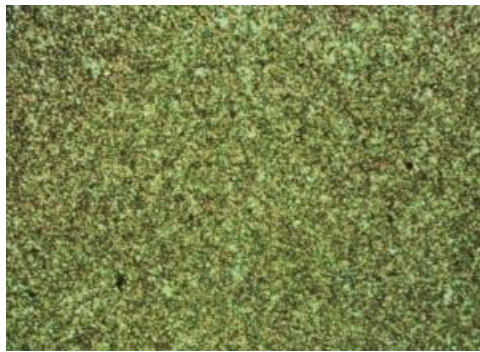
Preguntas para reforzar los temas presentados en los capítulos I y II

- 1.- Explica la importancia de las fracturas en los yacimientos.
- 2.- Menciona tres características generales de los yacimientos naturalmente fracturados.
- 3.- Menciona las principales diferencias entre rocas carbonatas y rocas siliciclásticas.
- 4.- Mencione la clasificación de los granos de los carbonatos y los elementos que las componen.
- 5.- Describe con tus propias palabras qué entiendes por plataforma carbonatada.
- 6.- ¿Qué entiendes por facies?
- 7.- Con tus propias palabras, describe la importancia de los procesos diagenéticos.
- 8.- ¿Qué son las estilolitas y qué efecto tienen sobre la productividad en los yacimientos?
- 9.- Mencione la importancia de los procesos de karstificación.
- 10.- Con tus propias palabras, describe la importancia de los ambientes diagenéticos en la producción de hidrocarburos.

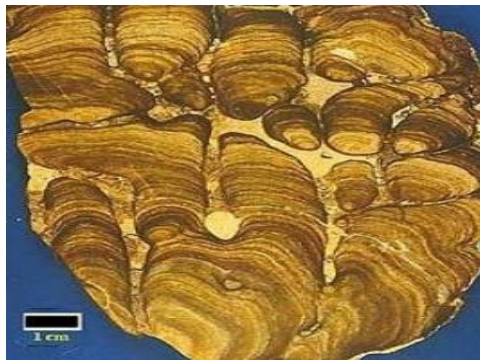
11.- De acuerdo a la clasificación de (Dunham,1962) identifica las siguientes rocas y estructuras:





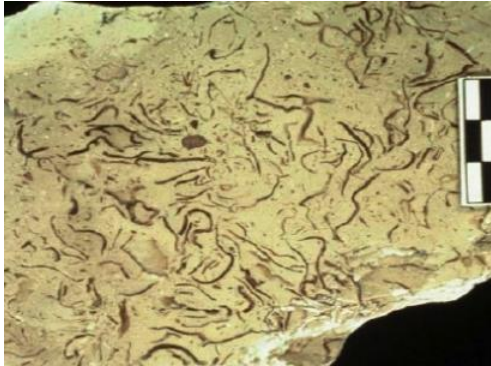


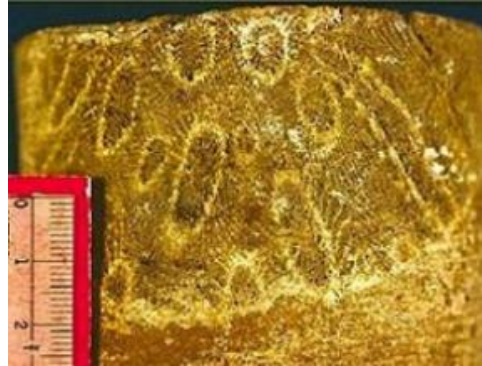




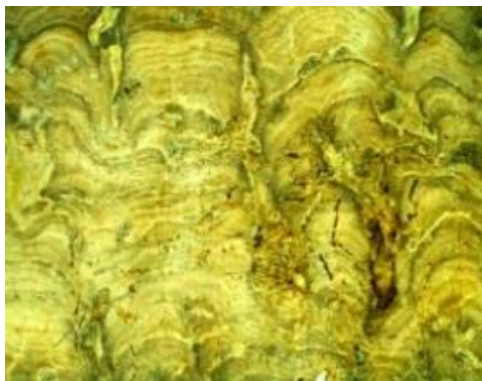


12.- De acuerdo a la clasificación de los autores (Embry-Klovan,1975) identifica las siguientes estructuras.











Videos recomendados:

1. <https://www.youtube.com/watch?v=TAmVs8OGT4s> (carbonatos).
2. <https://www.youtube.com/watch?v=oDBNEpTHRol> (plataformas carbonatadas).
3. <https://www.youtube.com/watch?v=nLMWkOCThsc> (procesos diagenéticos).
4. <https://www.youtube.com/watch?v=IMhekGbUDfA> (clasificación de carbonatos, Folk, Dunham)
5. <https://www.youtube.com/watch?v=vUrWsJmKSMw> (topografía de karst).

Sugerencias bibliográficas para profundizar en los temas de los capítulos I y II

Chillingarian G.V, Mazzulo S.J, Rieke H.H. Carbonate Reservoir Characterization. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1996.

Moore H. C. Carbonate Reservoirs. 1st.Edition. Colorado: Elsevier;2001.

Aguilera R. Naturally Fractured Reservoir. 2nd. Edition. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books;1995.

Lucia J. Carbonate Reservoir Characterization. 2nd.Edition. Texas: Springer;2007.

Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir.1st. Edition. New Jersey: Wiley;2008.

Press F., Grotzinger J., Jordan T., Siever R. Understanding Earth.5th. Edition. New York: Freeman and Company;2007.

Bratton et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. 2006; [Consultado 14 de abril de 2018];1-6. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf.

Mahmood A., Ali H., Alghamdi., Allen D., Carnegie A. Evaluación de yacimientos carbonatados. 2001 [11/04/2018]; 1:1. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish01/spr01/p20_41.pdf

3. Origen de los sistemas de fracturas

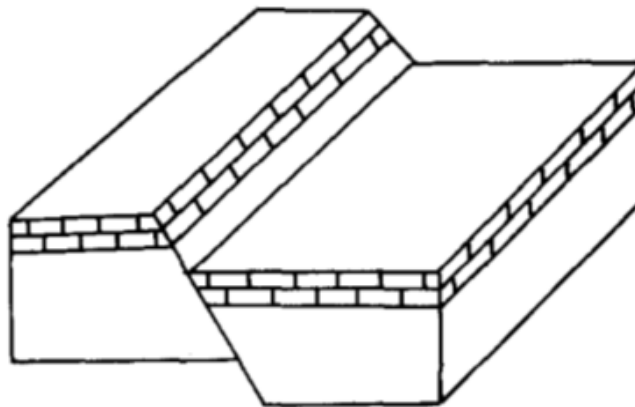
“La caracterización del sistema de fracturas se considera a partir de datos como son: buzamiento de fractura, morfología, dirección (si está disponible), abundancia relativa y las relaciones angulares entre los conjuntos de fracturas.”⁵⁸

Fractura

“Desde el punto de vista geomecánico, una fractura es una superficie de discontinuidad por la cual se ha perdido la continuidad y cohesión molecular entre ambos bloques, separados por esta superficie de ruptura en la roca afectada.”⁵⁹

Falla

Una falla, es una fractura que ha presentado un desplazamiento de sus bloques contiguos. Las fallas pueden actuar ya sea como barreras de permeabilidad al flujo o bien, pueden mejorar el flujo de fluidos a través de la roca. Esto dependerá de características como la apertura, textura del material en la zona de falla, así como de su composición. Figura 46.



Falla

Figura 46. Representación gráfica de una falla. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.6).

⁵⁸ Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

⁵⁹ Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

3.1.1 Procesos sedimentarios de fracturación (procesos de desecación)

El proceso sedimentario de desecación, tiene como característica principal la contracción de los sedimentos debido a la pérdida de agua, generando las fracturas de tipo desecación. Quizá este tipo de fracturas represente las de menor valor económico en cuanto a generación de hidrocarburos.

3.1.1.2 Fracturas de desecación (polígonos de desecación)

Estas fracturas generalmente se presentan en sedimentos de arcilla. Debido a que este tipo de fracturas son indicativas de que ha habido un secado o deshidratación subaérea. Éstas, son de mucha relevancia en la representación o reconstrucción de ambientes de depósito. El sistema de fractura forma polígonos de desecación de distintos tamaños. Debido a que este tipo de fracturas se encuentran restringidas a la exposición de superficies delgadas, estas no poseen un valor importante para la producción de hidrocarburos. Figura 47.



Figura 47. Grietas de desecación (mud cracks) Kos Grecia. Disponible en: <https://en.wikipedia.org/wiki/Mudcrack>. [Consultado el 26-04-2018].

3.1.2 Procesos diagenéticos (sinéresis y cambio de fase mineral)

Los procesos diagenéticos también están presentes en la formación de fracturas, algunas de éstas, relacionadas a procesos químicos que causarán la reducción o variación del volumen del grano en distintos tipos de rocas. En otros procesos de variación de temperatura, en alguna roca, por ejemplo, de fría a caliente provocará la contracción de la roca generando la creación de fracturas. En algunos otros casos la dolomitización está presente en la generación de fracturas.

3.1.2.1 Fracturas de sinéresis

En este caso el proceso de sinéresis actúa reduciendo el volumen de los sedimentos, generando la fractura tipo sinéresis. Estas fracturas se desarrollan debido a un proceso químico que provoca la reducción de volumen dentro de los sedimentos, mediante deshidratación subsuperficial o subacuática. Este proceso tiene como resultante la deshidratación y reducción de volumen de arcilla, que se pueden llevar a cabo en sedimentos de diferentes tamaños de grano y clasificación. A diferencia del proceso de desecación, el proceso de sinéresis puede generar fracturas de tensión o de compresión. Este tipo de fracturas no solo se observan en arcillas como las fracturas de desecación, sino que también se han observado en: dolomitas, lutitas, areniscas, limolitas y calizas. Figura 48.

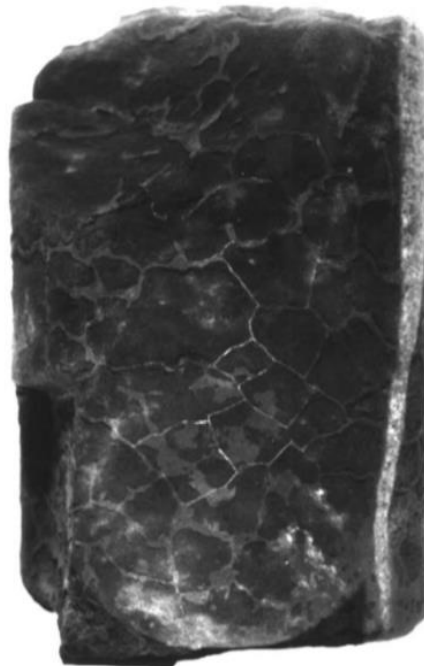


Figura.48. Fracturas tipo sinéresis en núcleo. Amoco Myler Gas. Stanton County Kansas. (Nelson, 2001, p.29).

3.1.2.2 Fracturas de cambio de fase mineral

Este tipo de fracturas pueden ser del tipo de compresión o de tensión, de geometría irregular directamente relacionada con las disminuciones de volumen, debido al cambio de fase en el mineral. Este proceso se presenta principalmente en rocas carbonatadas y arcillas. Como se mencionó anteriormente este cambio de fase es debido a, por ejemplo, el proceso de dolomitización o el proceso de cambio de fase de montmorillonita a illita.

“En condiciones adecuadas, dicha contracción de cambio de fase podría causar fractura de estructura nodular (*chickenwire*), especialmente si se superpone a otros procesos de contracción.”⁶⁰

3.1.3 Procesos tectónicos

Los procesos tectónicos como el plegamiento y fallamiento son los responsables de formar fracturas de tensión, compresión y de cizalla. Estas fracturas se forman debido a las fuerzas en la superficie de estratificación.

Los procesos tectónicos son aquéllos que generan fracturas en las que su origen puede, en la base de su orientación, distribución, y morfología ser atribuida a eventos tectónicos. Éstas se forman debido a la aplicación de fuerzas superficiales. Las fracturas tectónicas se forman en redes con relaciones espaciales específicas a pliegues y fallas⁶¹.

3.1.3.1 Fracturas y fallas relacionadas con el esfuerzo de cizalla

Este tipo de fracturas se caracterizan en el plano de fracturas por formar un ángulo agudo en la dirección de (σ_1), que corresponde a la dirección del esfuerzo máximo compresivo, y formar un ángulo obtuso en dirección de (σ_3), que corresponde al esfuerzo mínimo. Estas fracturas están representadas por un movimiento paralelo al plano de fracturamiento y se encuentran paralelas a la dirección (σ_2), formándose cuando los tres esfuerzos principales son compresivos. Figura 49.

El significado de los tres tipos de esfuerzos es el siguiente:

- σ_1 : dirección del esfuerzo máximo.
- σ_2 : dirección del esfuerzo intermedio.
- σ_3 : dirección del esfuerzo mínimo.

⁶⁰ Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

⁶¹ Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

“El ángulo agudo que se forma se llama conjugado y depende principalmente de:”⁶²

- Las propiedades mecánicas del material.
- La magnitud absoluta del esfuerzo mínimo (σ_3).
- La magnitud del esfuerzo intermedio (σ_2) en relación con los esfuerzos principales máximo (σ_1) y mínimo (σ_3) (conforme σ_2 se aproxima a σ_1 el ángulo entre σ_1 y el plano de fractura disminuye).

Las fracturas o fallas de cizalla están representadas por los planos B y C

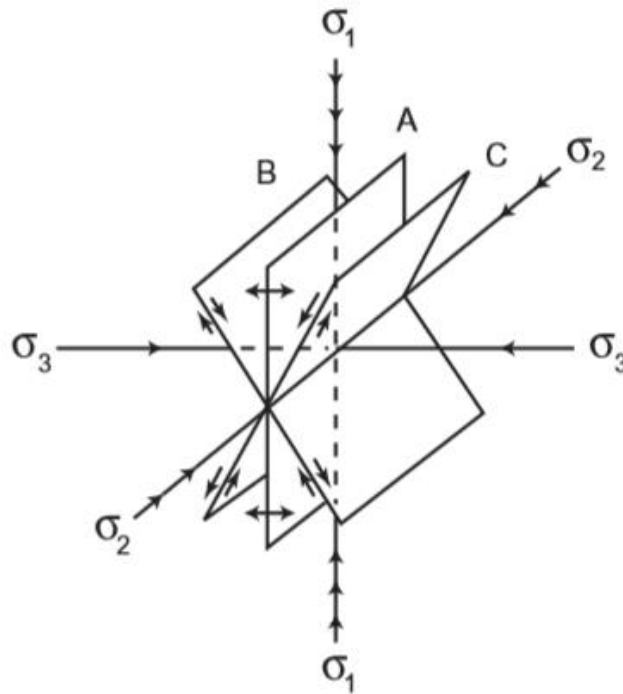


Figura 49. Fracturas potenciales en un plano de fracturas desarrollado por pruebas de compresión en un laboratorio. Fractura de extensión o compresión (A), fractura de cizalla (B y C). (Nelson, 2001, p.9).

El esfuerzo vertical (σ_1) representa la presión de sobrecarga debido a la carga de las rocas superpuestas, los esfuerzos (σ_2) y (σ_3) pueden representar los esfuerzos compresivos o de tensión. Figura 50.

⁶² Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

Representación de los esfuerzos y plano de fractura

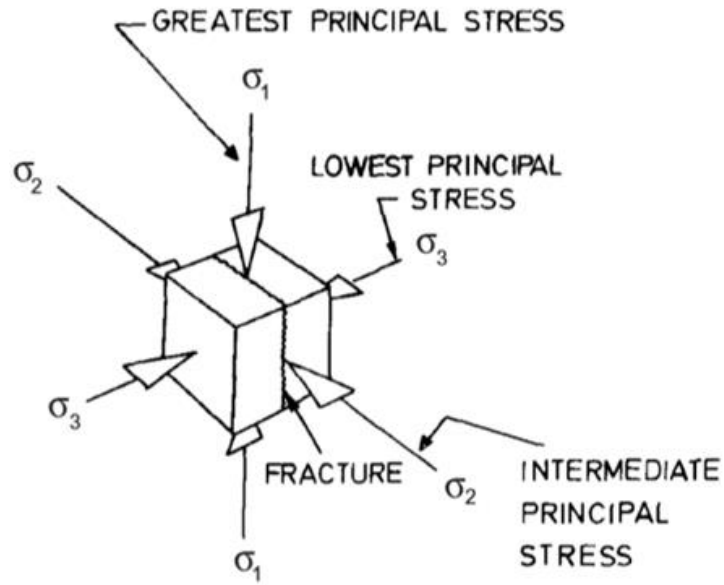


Figura 50. Esfuerzos y plano de fractura. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.8).

El esfuerzo de cizalla es en la misma dirección, pero con sentido opuesto

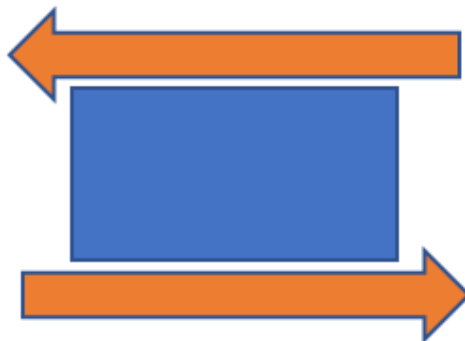


Figura 51. Representación esquemática del esfuerzo de cizalla.

Fallas relacionadas con el esfuerzo de cizalla

El movimiento de cizalla genera dos tipos de fallas: dextral y sinistral, en las cuales, los bloques se mueven horizontalmente uno respecto del otro y el esfuerzo intermedio (σ_2) es vertical. Figura 52 y 53.

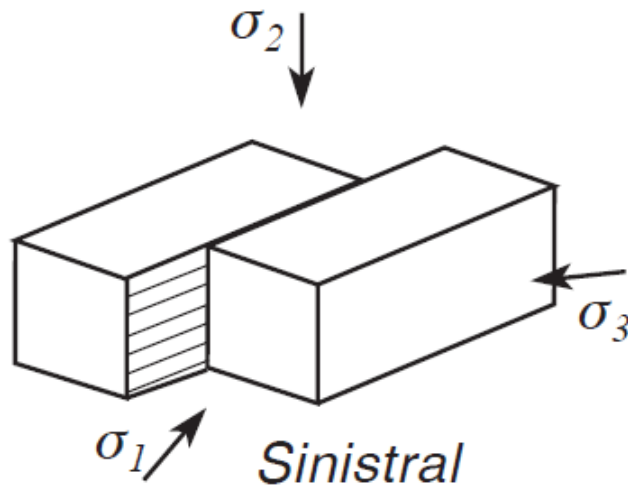


Figura 52. Falla de tipo sinistral. (Rey F. P, 2016, p. 20)

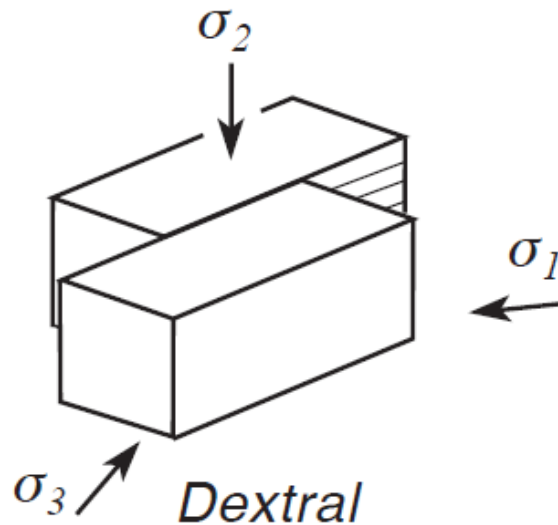


Figura 53. Falla de tipo dextral. (Rey F. P, 2016, p. 20)

3.1.3.2 Fracturas y fallas relacionadas con el esfuerzo de compresión o extensión

Está representada por un movimiento perpendicular al plano de fractura, colocándose de manera paralela a los esfuerzos (σ_1 y σ_2) y perpendicular a (σ_3). En este tipo de fracturas todos los esfuerzos serán compresivos (positivos). En la siguiente figura, la fractura de extensión está representada por el plano A. Figura 54.

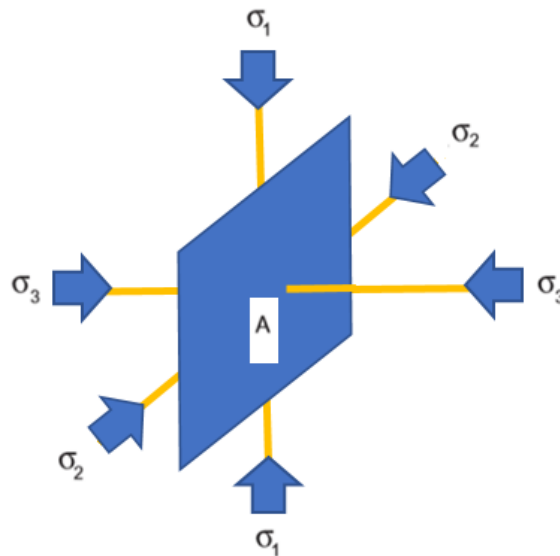


Figura 54. Fractura de compresión o extensión. (Modificada de Nelson, 2001, p.9).

Este tipo de fracturas, se forman con esfuerzos relativamente bajos de tipo diferenciales. En el laboratorio se crean las fracturas de extensión cuando se llevan a cabo los experimentos de compresión con presiones bajas de confinamiento.

El esfuerzo compresivo tiende a acortar el cuerpo



Figura 55. Representación esquemática del esfuerzo compresivo.

Fallas relacionadas con el esfuerzo compresivo

El esfuerzo compresivo genera fallas de tipo inverso, las cuales generan acortamiento en la horizontal. El esfuerzo mínimo (σ_3) es vertical. Figura 56.

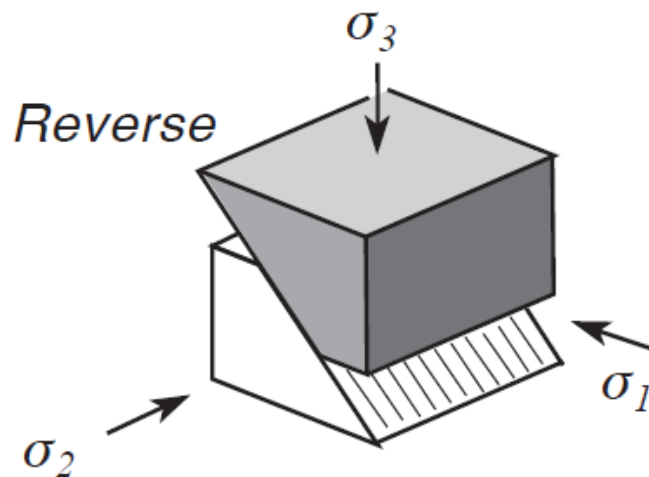


Figura 56. Falla de tipo inversa. (Rey F. P, 2016, p. 20)

3.1.3.3 Fracturas y fallas relacionadas con el esfuerzo de tensión

Estas son similares a las fracturas de compresión, también están representadas por movimientos perpendiculares a (σ_3) y movimiento paralelo a (σ_1 y σ_2), la diferencia es que en las fracturas de compresión todos los esfuerzos son compresivos (positivos) y para que se forme una fractura de tipo tensión el esfuerzo en dirección de (σ_3) deberá ser negativo (esfuerzo de tensión). Figura 57.

Una diferencia importante entre las fracturas de compresión y las de tensión, es que, en las pruebas de tensión en laboratorio, las rocas tienen menor resistencia a la fractura que en las pruebas de compresión.

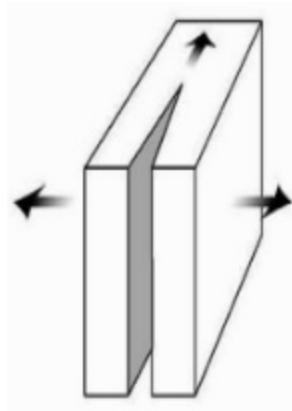


Figura 57. Representación de una fractura de tensión. Disponible en:
<https://www.slideshare.net/ABHISHEKKUMAR667/joints-41963331>. [consultada el 19-04-2018]

El esfuerzo distensivo tiende a alargar el cuerpo



Figura 58. Representación esquemática del esfuerzo distensivo o de tensión.

Fallas relacionadas con el esfuerzo de tensión

Los esfuerzos tensionales generan fallas del tipo normal, en las cuales provocan alargamiento en la horizontal. El esfuerzo máximo (σ_1) es vertical. Figura 59.

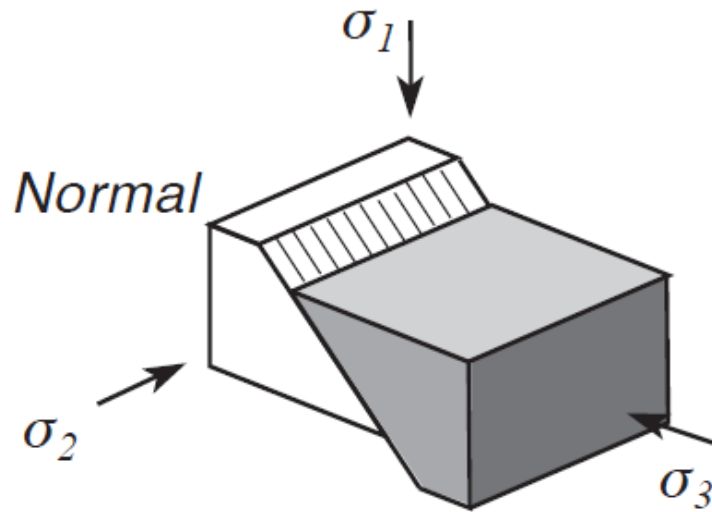


Figura 59. Falla de tipo normal. (Rey F. P, 2016, p. 20)

3.1.3.4 Diaclasas

Una diaclasa es una fractura que no ha presentado ningún desplazamiento, aunque sí una separación de los dos bloques contiguos a la fractura. Figura 60.

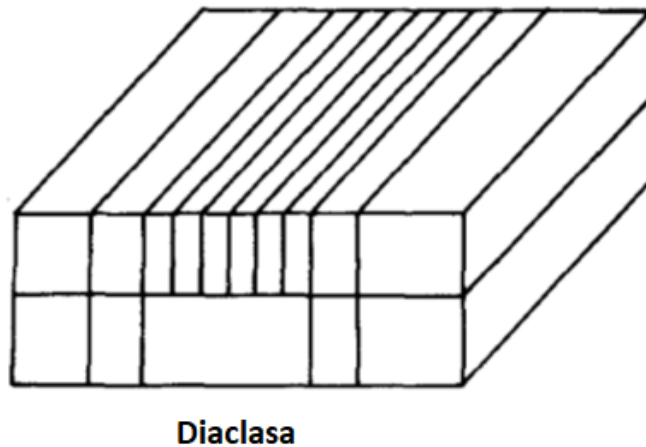


Figura 60. Representación de una diaclasa. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.6).

En términos generales las diaclasas se consideran estructurales, las teorías sobre su formación se asocian a la observación e interpretación de sus características más representativas como son: paralelismo, relaciones angulares entre conjuntos de diaclasas, además de otras características estructurales como son las fallas y pliegues.

Existen dos clasificaciones de diaclasas: sistemáticas y no sistemáticas

Sistemáticas:

Cuando se producen en conjuntos donde las diaclasas que componen el conjunto son paralelas o sub-paralelas, además de que un conjunto puede interceptar a otro conjunto. Figura 61.

No sistemáticas:

En este caso las diaclasas están menos orientadas y distribuidas aleatoriamente, los patrones curvilíneos son una característica representativa de este tipo de diaclasas. Figura 61.

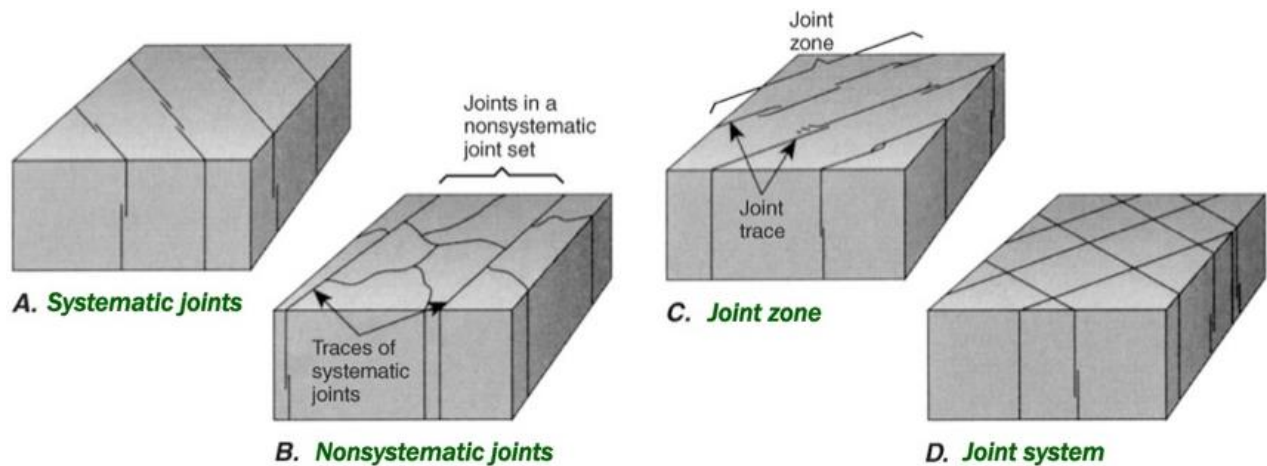


Figura 61. Distintos escenarios de diaclasas. Disponible en http://www.webpages.uidaho.edu/~simkat/geol345_files/2014lecture6.html. [Consultada el 21-04-2018]

La siguiente tabla muestra las diferencias más representativas entre diaclasas.

Sistemáticas	No sistemáticas
Se representan de forma plana en la superficie.	Se acercan, pero no cruzan otras diaclasas.
Se producen como superficies ampliamente curvadas	Están fuertemente curvadas en el plano.
Se producen en estructuras de superficie orientadas.	Terminan en la superficie del estrato.

Tabla 2. Diferencias entre diaclasas sistemáticas y no sistemáticas (T. Van Golf-Racht, 1982, pp.8).

Las diaclasas tienen la característica de extenderse mucho en estratos de rocas delgadas y en estratos gruesos se extienden muy poco. Figura 62.

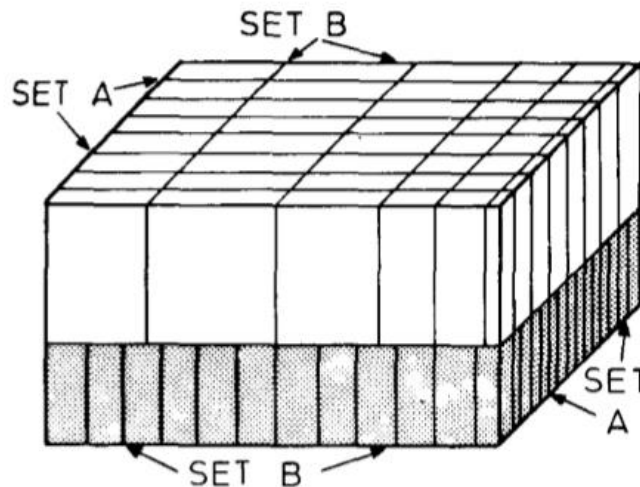


Figura 62. Variación del espaciado de las diaclasas *versus* el grosor de los estratos. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.37).

Breve resumen sobre las diaclasas

Ninguna categoría de diaclasas muestra evidencia de movimiento o desplazamiento. La superficie de las diaclasas indica que las diaclasas son fracturas que se iniciaron en un punto determinado de la roca y se propagaron lejos de la masa rocosa. Es importante mencionar que los esfuerzos cíclicos y la fatiga de la fractura ayudan a la formación y la propagación de las fracturas en el material rocoso.

3.1.3.5 Naturaleza de las Fracturas

La naturaleza de las fracturas se refiere principalmente al estado de la fractura con referencia a: apertura, relleno y características de las paredes de las fracturas.

3.1.4 Pliegues

“Una estructura geológica ondulada que se forma cuando las rocas se deforman por curvamiento en vez de fragmentarse al ser sometidas a un esfuerzo compresional.”⁶³

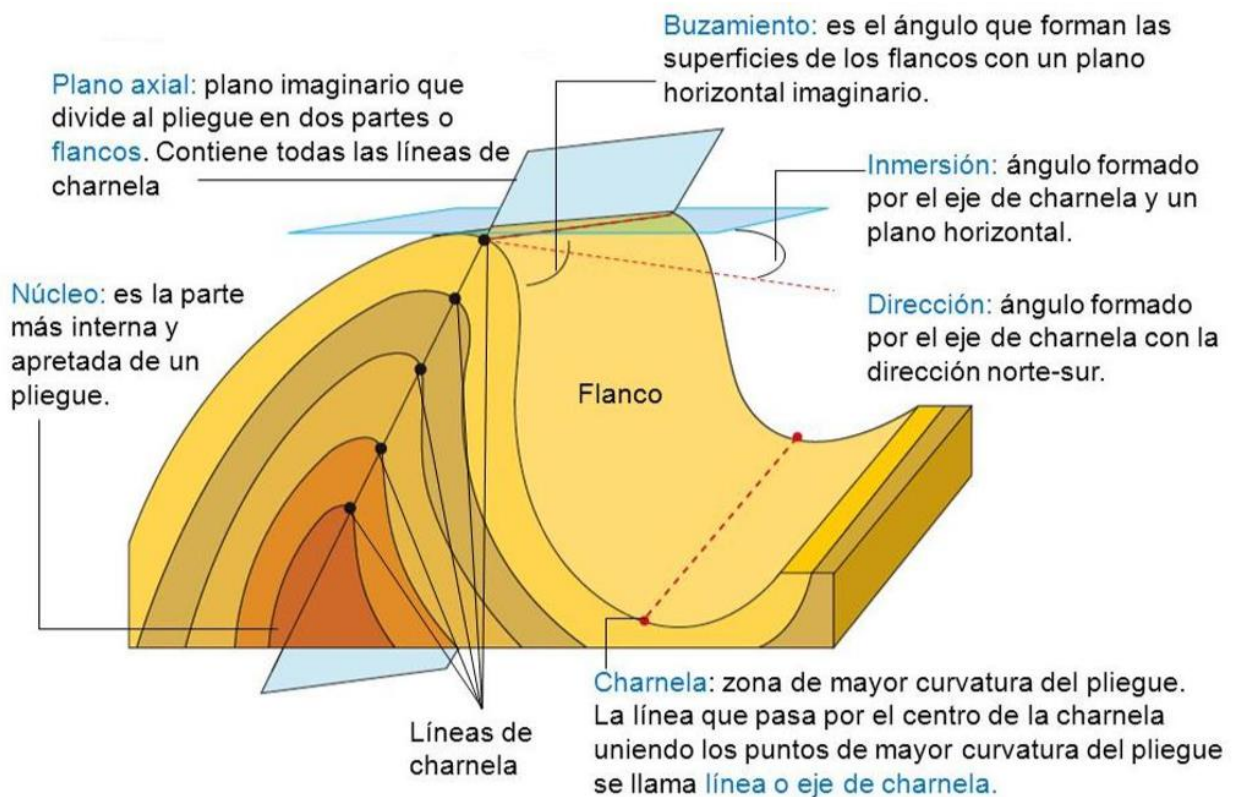


Figura 63. Elementos que componen un pliegue. (Badillo I, Pablo O, 2016, p.34).

⁶³ <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fold.aspx>

3.1.5 Pliegues relacionados con cabalgamientos

Los pliegues y las fallas son estructuras que se encuentran ligadas en la naturaleza, ya sea de manera espacial, como de manera temporal. Existen dos tipos de relaciones, las cuales son:

- a) Las fallas son estructuras secundarias que se forman como resultado del plegamiento.
- b) Los pliegues son el resultado del movimiento y desplazamiento de los bloques a través de la falla.

Características generales de los pliegues relacionados con cabalgamientos

El cabalgamiento es un tipo de falla inversa como resultado de esfuerzos de compresión. Estas, se pueden presentar en la parte superior de la corteza, pero también pueden presentarse en mantos salinos o deltas.

Los pliegues relacionados con el cabalgamiento generalmente no superan los 10 Km, poseen estructuras horizontales variables, simétricos o asimétricos, pliegues suaves o isoclinales etc.

Clasificación de pliegues relacionados con cabalgamientos

- a) Pliegues de flexión de falla (fault-bend folds)
- b) Pliegues de propagación de falla (fault-propagation folds)
- c) Pliegues despegados (detachment folds)

Pliegues por flexión de falla

Son el resultado del movimiento de un bloque de falla a lo largo de una superficie de falla no planar, resultando en la flexión del bloque de falla formando a su vez el pliegue. Generalmente se forman en el bloque superior de la falla, sin embargo, estos pliegues también se pueden formar en el bloque inferior o inclusive en ambos bloques. Figura 64.

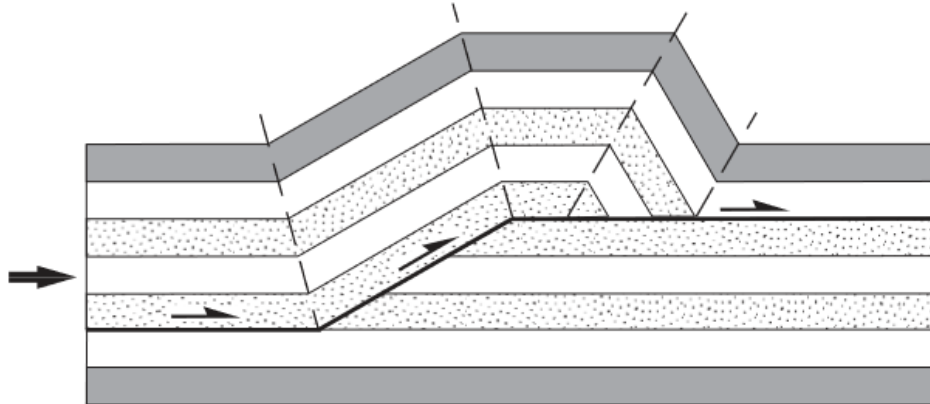


Figura 64. Pliegue por flexión de falla. (Poblet J, 2004, p.130)

Pliegues por propagación de falla

“Se forman contemporáneamente a la propagación de una falla en situación de rampa a través de una serie de estratos, de forma que el acotamiento da lugar a la formación de un pliegue en la zona próxima a su terminación.”⁶⁴ Figura 65.

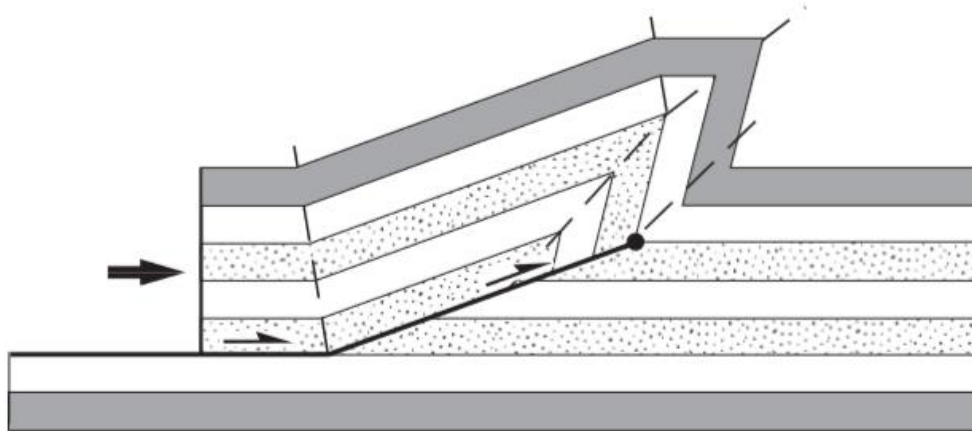


Figura 65. Pliegue por propagación de falla. (Poblet J, 2004, p.130)

⁶⁴ Poblet J. Geometría y cinemática de pliegues relacionados con cabalgamientos. Oviedo: Departamento de Geología Universidad de Oviedo;2004.

Pliegue por falla de despegue

Este tipo de pliegues no se encuentran asociados con rampas en la falla, sino que, su formación se debe a un cabalgamiento paralelo a las capas (despegue). Estos pliegues se pueden generar en una zona próxima a la terminación de un cabalgamiento, así como también en cualquier otra zona a lo largo del cabalgamiento, si es que, se llega a producir una disminución del desplazamiento a lo largo del cabalgamiento. Figura 66.

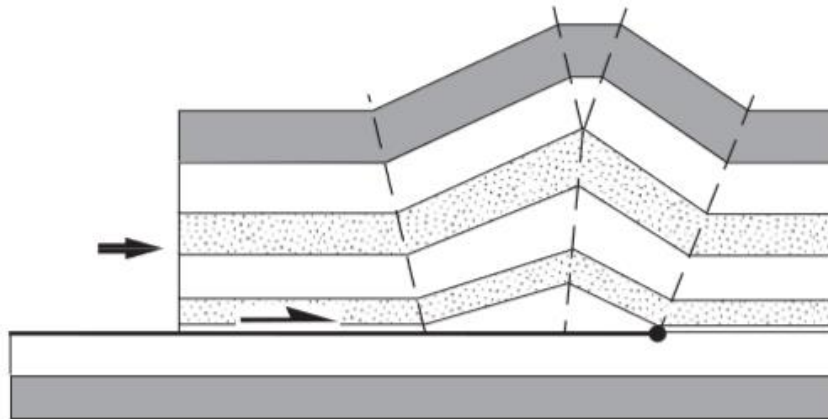


Figura 66. Pliegue por despegue, o falla de despegue. (Poblet J, 2004, p.130)

3.1.6 Distintas clasificaciones de pliegues

Clasificación de pliegues por la disposición de las capas

Anticlinal

Pliegue en el cual las capas de rocas son convexas hacia arriba, en el núcleo de este pliegue se encuentran las rocas más antiguas. Este tipo de pliegues forman unas excelentes trampas de hidrocarburos, especialmente en aquellos que tienen barreras impermeables en la zona exterior del pliegue. Figura 67 y 68.

Sinclinal

A diferencia del anticlinal, los materiales más modernos se sitúan en el núcleo del pliegue. Las capas de rocas son convexas hacia abajo. Este tipo de pliegues no tienen la propiedad de almacenar hidrocarburos ya que los fluidos se filtran por los flancos del pliegue. Figura 67 y 68.

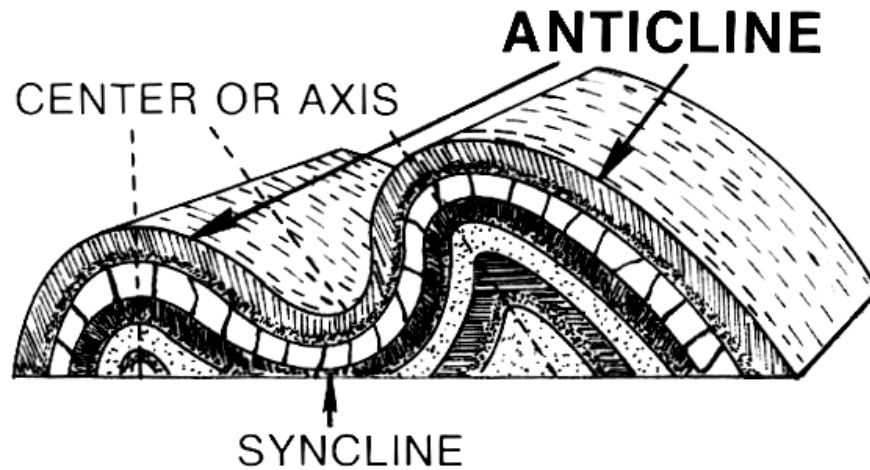


Figura 67. Gráfico de pliegues sinclinal y anticlinal. Disponible en: <https://courses.lumenlearning.com/geology/chapter/reading-folds-anticlines/>. [Consultada el 04-05-2018]

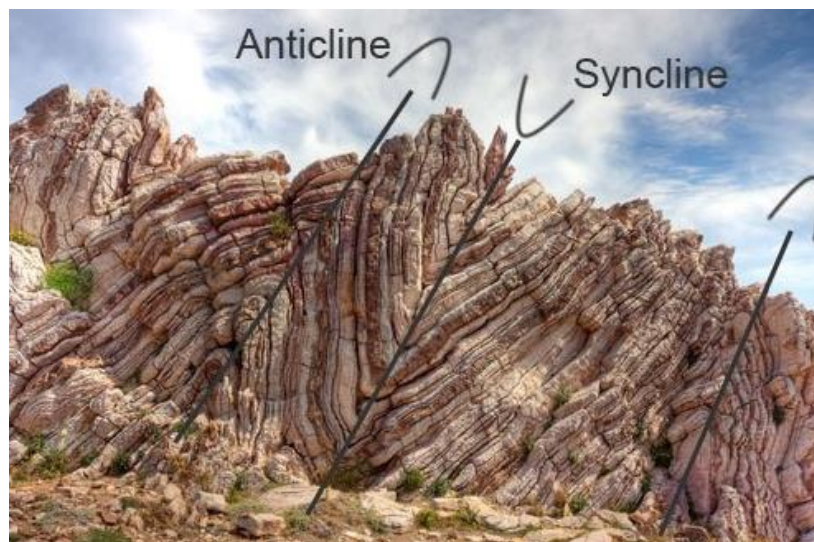


Figura 68. Pliegues sinclinal y anticlinal. Disponible en: <https://www.geologyforinvestors.com/folding-faulting-and-mineralization/>. [consultada el 04-05-2018]

Monoclinal

Solo cuenta con un flanco, se inclina en una sola dirección. Figura 69.

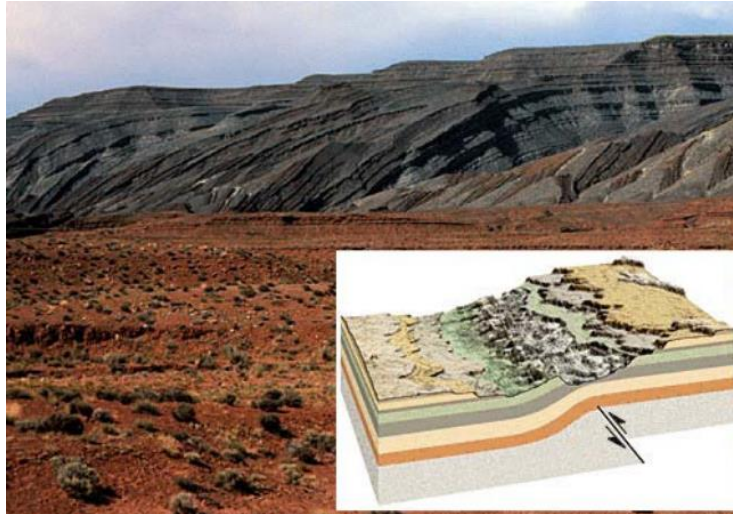


Figura 69. Pliegue monoclin. Disponible en: <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosELIA/zonadesplegar/Clases/Clase%202010%20Pliegues.pdf>. [Consultada el 05-05-2018]

Clasificación de pliegues por su simetría

Simétricos

Un plano es simétrico siempre y cuando ambos flancos tengan la misma inclinación respecto al eje axial. Figura 70.

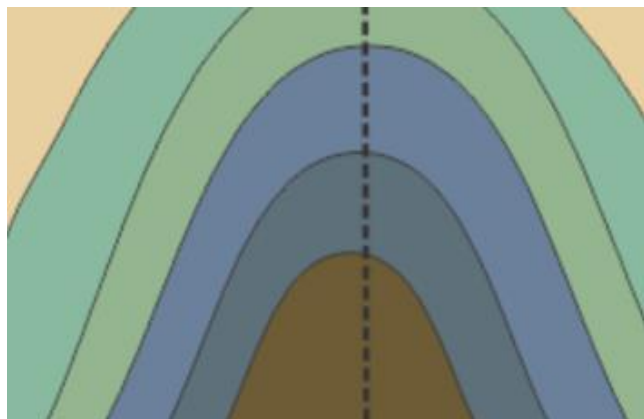


Figura 70. Pliegue simétrico. Disponible en: <https://www.google.com.mx/imgres?imgurl=http://www.geovirtual2.cl/Geoestructural/Imagenes/Pliegue-Simetrico-tectonica--2016-01>. [Consultada el 05-05-2018].

Asimétricos

Los dos flancos tienen inclinaciones distintas. Figura 71.

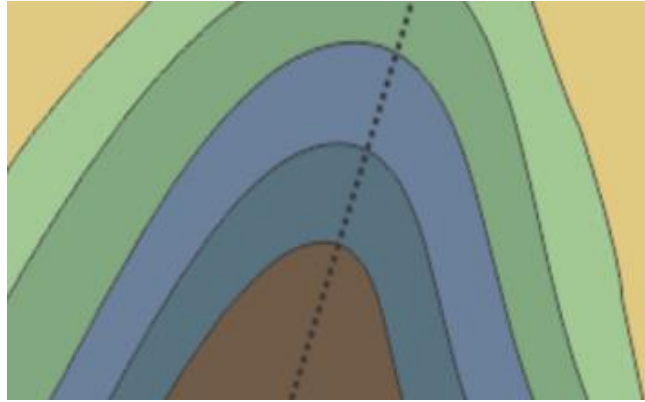


Figura 71. Pliegue asimétrico. Disponible en:
<https://www.google.com.mx/imgres?imgurl=http://www.geovirtual2.cl/Geoestructural/Imagenes/Pliegue-Simetrico-tectonica--2016-01>. [Consultada el 05-05-2018]

Clasificación de pliegues por el plano axial

Pliegue recto

En este tipo de pliegue, la superficie del plano axial es vertical.

Pliegue inclinado

El plano axial se encuentra inclinado con un ángulo menor a 45° .

Pliegue tumbado

La superficie del plano axial es horizontal.

Pliegue en abanico

Dos planos axiales cuyas inclinaciones se encuentran opuestas.

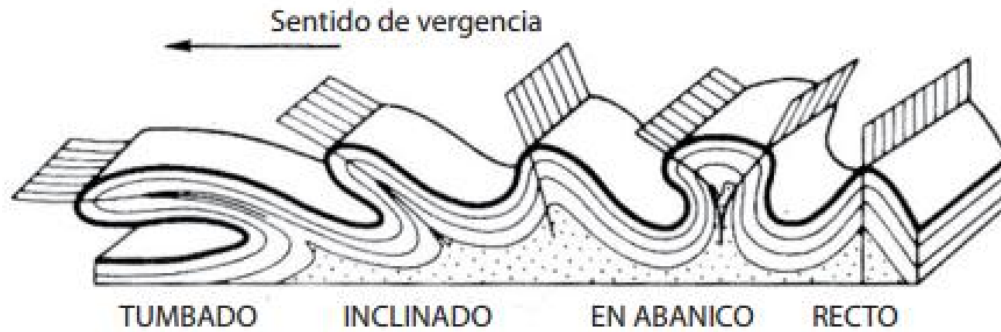


Figura 72. Clasificación de pliegues por su simetría. (Badillo I, Cruz O, 2016, p.36).

Clasificación de pliegues por el espesor de las capas

Isópacos o concéntricos

Son de igual espesor en las capas.

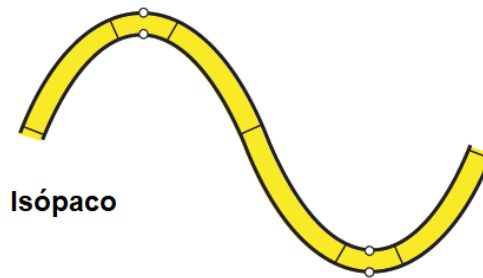


Figura 73. Pliegue Isópaco o concéntrico. Se observa que el espesor de las capas se mantiene constante. (Rey F. P, 2016, p. 20)

Anisópaco o similar

El espesor es mayor en la zona de charnela y es menor en los flancos

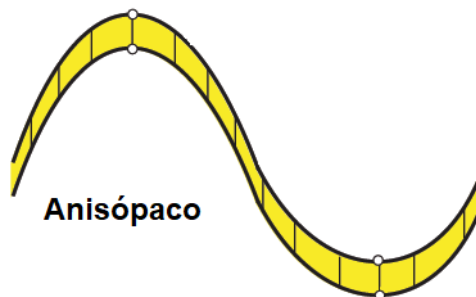


Figura 74. Pliegue anisópaco o similar. (Rey F. P, 2016, p. 20)

3.1.7 Diagrama de esfuerzos de Mohr

El Círculo de Mohr es una técnica usada en ingeniería y geofísica para representar gráficamente un tensor simétrico (de 2x2 o de 3x3) y calcular con ella momentos de inercia, deformaciones y tensiones, adaptando los mismos a las características de una circunferencia (radio, centro, etc.). También es posible el cálculo del esfuerzo cortante máximo absoluto y la deformación máxima absoluta.⁶⁵

Propiedades de resistencia / ruptura y Circulo de Mohr

“La resistencia caracteriza la cantidad de esfuerzo aplicado en la ruptura de la roca: las condiciones de esfuerzos pueden ser de compresión, tensión o de cizalla y define las diferentes medidas de la resistencia de la roca.”⁶⁶

Existen tres modalidades básicas de pruebas de rupturas o fallas. Figura 75.

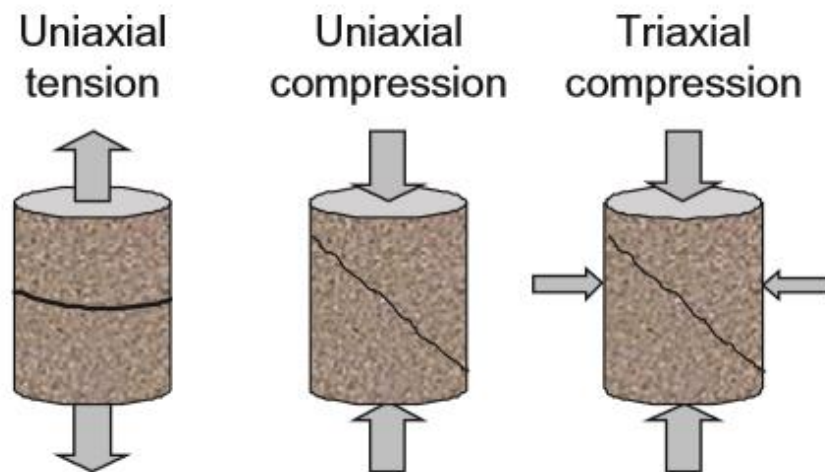


Figura 75. Tres modalidades básicas de pruebas de fallas o rupturas. Las flechas indican los esfuerzos aplicados. (Schön J.H, 2011, p.253).

El proceso de ruptura y esfuerzo, lo ilustró el científico alemán Christian Otto Mohr en un diagrama llamado círculo de Mohr. Donde la relación entre los esfuerzos y ruptura, o falla, pueden ser determinados. Figura 76.

⁶⁵ https://es.wikipedia.org/wiki/C%C3%ADrculo_de_Mohr

⁶⁶ Schön, H. J. Physical Properties of Rocks. 1st. Edition. United Kingdom: Elsevier;2011.

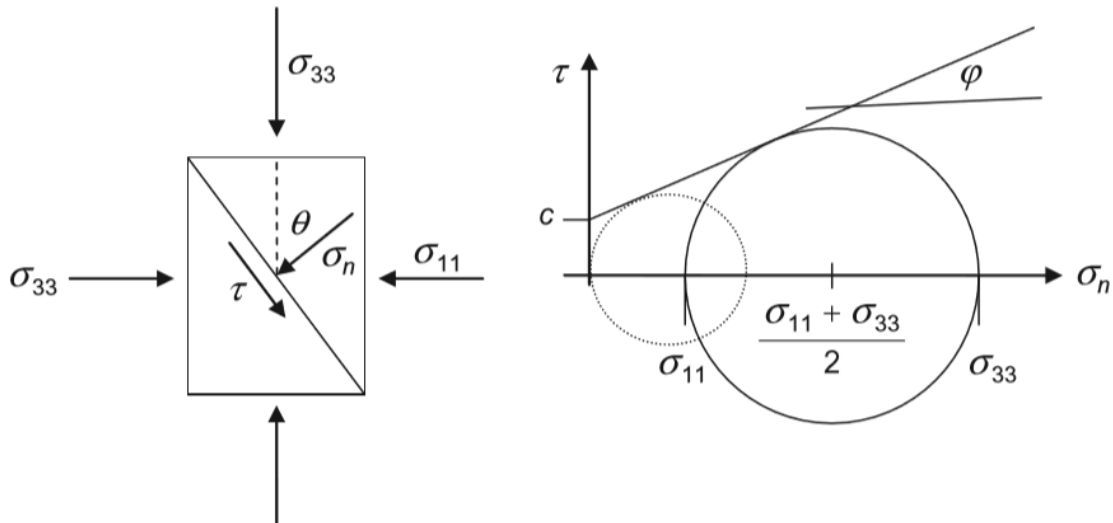


Figura 76. Diagrama de Mohr τ versus σ y círculo de Mohr con una muestra cilíndrica bajo la influencia del esfuerzo horizontal $\sigma_{11} = \sigma_{22}$ y esfuerzo vertical σ_{33} . (Schön J.H, 2011, p.253).

El diagrama de Mohr demuestra lo siguiente:

- En una muestra cilíndrica bajo constante esfuerzo lateral o radial $\sigma_{11} = \sigma_{22}$, un esfuerzo axial σ_{33} se incrementará hasta que la muestra presente ruptura.
- La ruptura o falla se conecta con un plano débil de cizalla con el ángulo θ .

El esfuerzo normal al plano de cizalla es:

$$\sigma_n = \frac{\sigma_{11} + \sigma_{33}}{2} + \frac{\sigma_{11} - \sigma_{33}}{2} \cos(2\theta)$$

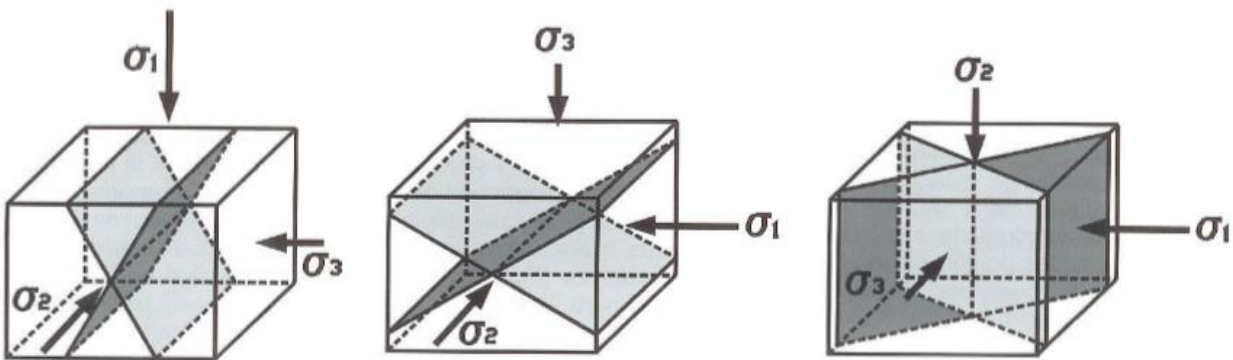
El esfuerzo de cizalla paralelo al plano de cizalla es:

$$\tau = \frac{\sigma_{33} - \sigma_{11}}{2} \sin(2\theta)$$

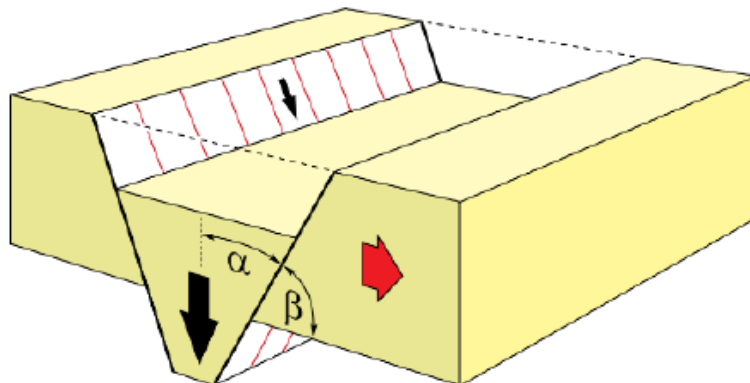
La fuerza normal (σ_n) es la que tiene una dirección paralela a la normal del plano. La fuerza de cizalla (τ), es la que tiene una dirección perpendicular a la normal del plano. Los esfuerzos tangenciales se abrevian con las letras (τ_{xy}).

Preguntas para reforzar los temas presentados en el capítulo III

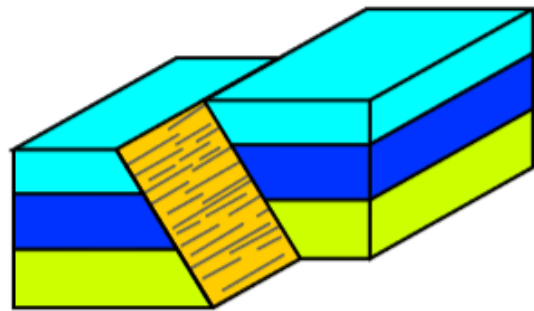
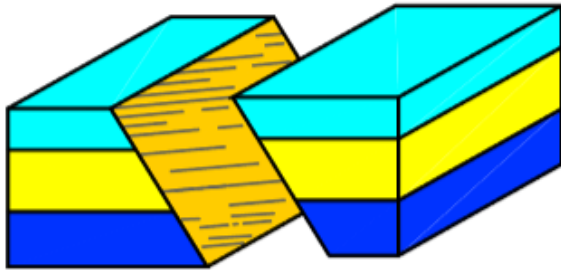
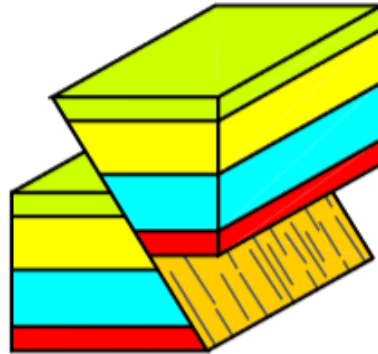
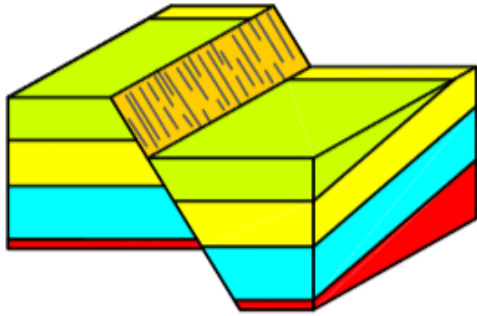
- 1.- Describa la diferencia entre fallas y fracturas.
- 2.- Mencione la importancia de los procesos tectónicos en la génesis de fracturas y fallas.
- 3.- Describa la orientación de los esfuerzos en las fracturas de cizalla, compresión y de tensión.
- 4.- ¿Qué representan los esfuerzos σ_1 , σ_2 y σ_3 en el plano de fracturamiento?
- 5.- ¿Cuáles son los tres principales tipos de fallas y mencione sus características?
- 6.- ¿Qué son las diaclasas y menciona algunas de sus características?
- 7.- ¿Qué tipo de fallas representa el siguiente diagrama?



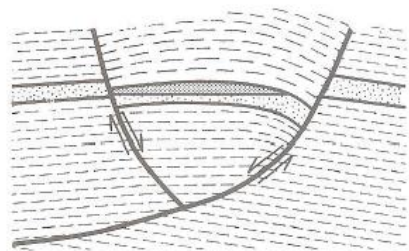
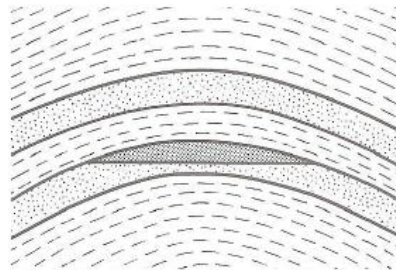
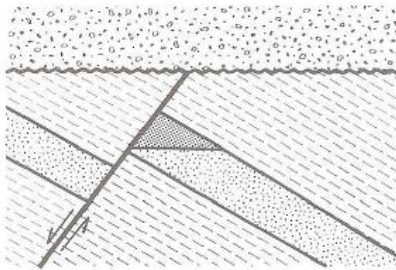
- 8.- ¿Qué tipo de falla representa el siguiente diagrama? σ_2 es paralelo al plano y σ_3 es perpendicular al plano



9.- Identifique las siguientes estructuras.

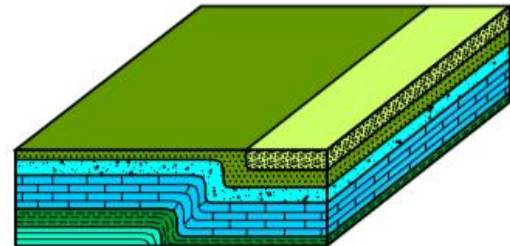
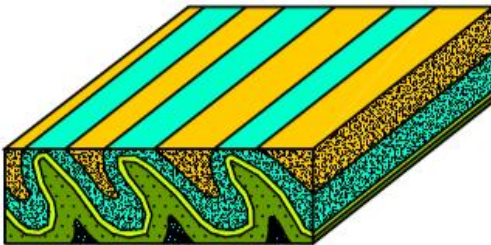
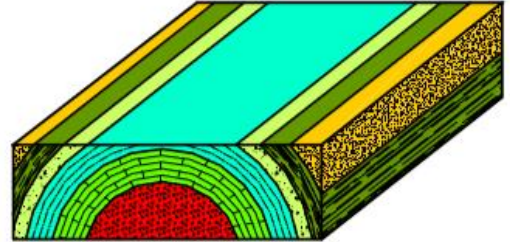
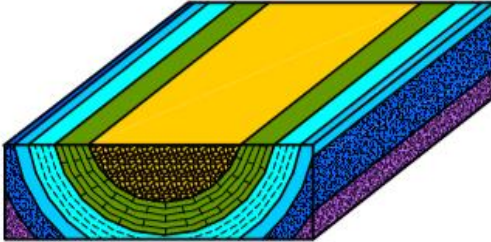


10.- Identifique los siguientes tipos de trampas ligadas a fallas y pliegues.



11.- Mencione los elementos que componen un pliegue.

12.- Identifique las siguientes estructuras plegadas.



13.- Ejercicio del círculo de Mohr

Una barra cuadrada está sometida a un esfuerzo de compresión axial (positivo) de 560 kg/cm². Determinar las Tensiones (esfuerzos) Normal y cortante que actúan en un plano inclinado $\theta=30^\circ$ respecto a la línea de acción de las cargas axiales. La barra es lo suficientemente corta para poder despreciar la posibilidad de pandeo.

Datos:

$$P = 560 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\theta = 30^\circ$$

$$\sigma_x = 560$$

$$\sigma_y = 0$$

$$\tau_{xy} = 0$$



Fórmulas a utilizar:

Para el cálculo del esfuerzo normal:

$$\sigma_n = \frac{\sigma_{11} + \sigma_{33}}{2} + \frac{\sigma_{11} - \sigma_{33}}{2} \cos(2\theta)$$

Para el cálculo del esfuerzo de cizalla:

$$\tau = \frac{\sigma_{33} - \sigma_{11}}{2} \sin(2\theta)$$

Ahora resolvemos el problema anterior pero ahora con la ayuda del círculo de Mohr.

Datos:

$$\sigma_x = 560$$

$$\sigma_y = 0$$

$$\tau_{xy} = 0$$

$$\theta = 30^\circ$$

En primer lugar, calculamos el radio con la siguiente formula:

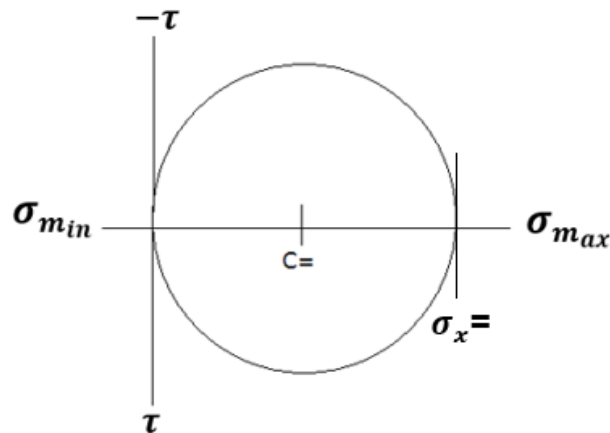
$$R = \sqrt{\left(\frac{\sigma_x - \sigma_y}{2}\right)^2 + (\tau_{xy})^2}$$

Después calculamos el centro del círculo con la siguiente formula:

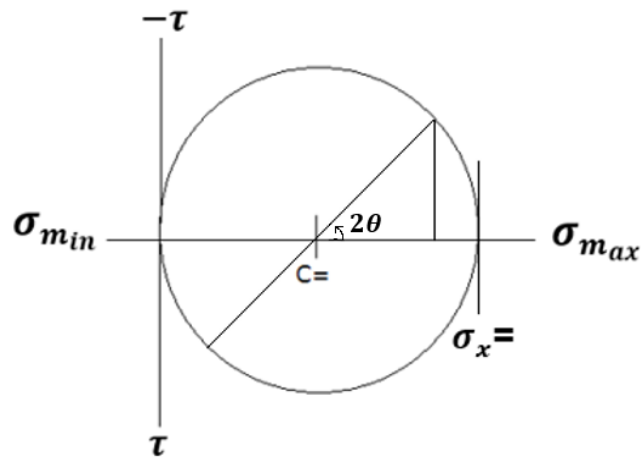
$$C = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2}$$

Instrucciones para trazar el círculo:

- Trazamos dos ejes que se crucen, uno horizontal (σ) y otro vertical (τ).
- Con el resultado que obtuvimos del cálculo del centro (C) y el esfuerzo en (σ_x) trazamos sobre el eje x el resultado obtenido del cálculo del centro, ejemplo:



- Trasladamos el eje Y (τ) al centro, de manera que quede una línea perpendicular al punto C, y el ángulo que se forma entre el radio y la línea perpendicular es igual a 2θ .



d) Ahora por medio de trigonometría y con ayuda del círculo, calculamos el esfuerzo normal (σ_n) y el esfuerzo de cizalla (τ)

$$\sigma_n = \text{Sen}(2\theta) = \frac{Co}{Hip}$$

Conocemos el valor de la hipotenusa y el valor del seno (2θ)

$$\sigma_n = Co = \text{Sen}(2\theta)Hip$$

Calculamos el esfuerzo de cizalla

$$\tau = \text{Cos}(2\theta) = \frac{Ca}{Hip}$$

$$\tau = Ca = \text{Cos}(2\theta)Hip$$

14.- Dibujar el círculo de Mohr para un elemento plano sometido a los esfuerzos $\sigma_x = 560 \frac{Kg}{cm^2}$, $\sigma_y = -560 \frac{Kg}{cm^2}$ y $\tau_{xy} = 0$. Determinar el círculo de Mohr, los esfuerzos normales (σ_n) y de cizalla (τ) que actúan en un plano inclinado de 20° con el eje X.

Videos recomendados

1. <https://www.youtube.com/watch?v=UzZFMWH-ISQ> (pliegues)
2. <https://www.youtube.com/watch?v=ZSP2xhZQ3HU> (fallas)
3. <https://www.youtube.com/watch?v=UlvosdkZBdQ> (fallas y diaclasas)
4. <https://www.youtube.com/watch?v=qlk7IfYMufs> (clasificación de fallas)
5. https://www.youtube.com/watch?v=uVW4wr5hCrQ&index=4&list=PLS2NYCLisLc hCXszjXyhuvhMx20P1_3HY (fracturas).
6. https://www.youtube.com/watch?v=B_qNLXNLFJw (Circulo de Mohr)

Sugerencias bibliográficas para profundizar en el capítulo III

Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1rst.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

Shön J.H. Physical Properties of Rocks. 1rst. Edition. United Kingdom: Elsevier;2011.

Aguilera R. Naturally Fractured Reservoir. 2nd. Edition. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books;1995.

Badillo López I, Pablo Cruz E. Metodología Geológica para la Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados, Caso Ayatsil-Tekel-Utsil. [Tesis Licenciatura]. Ciudad de México: UNAM;2016.

Bratton et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. 2006; [Consultado 14 de abril de 2018];1-6. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf.

4. Clasificación de Yacimientos naturalmente fracturados

4.1 Antecedentes

Los yacimientos naturalmente fracturados, presentan incongruencias o contradicciones con respecto a la producción de hidrocarburos, ya que en estos tipos de yacimientos existen aquellos que comienzan a producir grandes cantidades de hidrocarburos, para después en un periodo corto de tiempo comience su declinación rápidamente. Además, algunos de estos yacimientos se consideran algunos de los más productivos del mundo.

4.1.1 Características generales de los yacimientos

Los yacimientos naturalmente fracturados existen para todo tipo de variedad litológica como son: areniscas, carbonatos, limolitas, lutitas, carbón y pedernal o sílice. Las fracturas naturales han afectado un gran número de yacimientos alrededor del mundo, el estudio de las fracturas aún no es del todo satisfactorio conforme a lo deseado, ya que en un gran número de casos los efectos que éstas tienen en los yacimientos no se conocen en su totalidad. Si bien, las fracturas constituyen un factor muy importante en la productividad de muchos tipos de yacimientos, éstas también suelen formar barreras, que impiden el flujo de fluidos en yacimientos con alta permeabilidad y alta porosidad.

4.1.2 Análisis de afloramiento y datos del yacimiento

En el análisis de fracturas a partir de núcleos o afloramientos, es importante en primer lugar estudiar la distribución de las fracturas y posteriormente la sección estratigráfica, esto, para poder obtener información de mayor relevancia o información significativa.

El estudio de las fracturas en afloramientos involucra distinta información como, por ejemplo:

- la orientación del sistema de fracturas.
- La posición relativa de los estratos.
- La cantidad de fracturas en el sistema.
- Morfología de las fracturas.
- Datos litológicos.

4.1.3 Criterios empleados en la clasificación de yacimientos

Para llevar a cabo la tarea de clasificación, se debe primeramente tomar en cuenta los siguientes criterios:

- Origen.
- Continuidad.
- Propiedades del sistema de fractura en el yacimiento.
- Interacción del flujo entre las fracturas y la matriz.

Posteriormente, la clasificación se debe llevar a cabo sobre los efectos positivos que tiene el sistema de fractura o que proporciona sobre la calidad del yacimiento.

Criterio de clasificación Matriz *versus* Fractura

Los yacimientos fracturados se clasifican con base a la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturas como del sistema de matriz.

En los yacimientos de **Tipo 1**, las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad como los elementos de permeabilidad.

Los yacimientos de **Tipo 2**, poseen baja porosidad y baja permeabilidad en la matriz y las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad.

Los yacimientos de **Tipo 3**, poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en estos yacimientos proveen permeabilidad adicional.

Las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional significativa a los yacimientos de **Tipo 4**, sino que, por el contrario, suelen constituir barreras para el flujo.

Los yacimientos de **Tipo M**, poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras.

Otra clase de yacimientos, los de **Tipo G**, ha sido creada para los yacimientos de gas fracturados no convencionales, tales como los yacimientos tipo *Coal Bed Methane (CBM)*, y para los yacimientos de gas condensado fracturados.

4.2 Tipos de Yacimientos (clasificación de Nelson)

4.2.1 Tipo 1. Las fracturas proporcionan la porosidad y permeabilidad esenciales del yacimiento.

4.2.2 Tipo 2. “Las fracturas proporcionan la permeabilidad esencial del yacimiento.”⁶⁷

4.2.3 Tipo 3. Las fracturas ayudan en la permeabilidad de yacimientos que ya se encuentran produciendo.

4.2.4 Tipo 4. Las fracturas no proporcionan permeabilidad ni porosidad adicional, pero sí crean barreras dentro del yacimiento (anisotropía).

4.2.5 Tipo M. Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial.

4.2.6 Tipo G. Creados para los tipos de yacimientos de *Coal Bed Methane* (CBM). La mayoría de este tipo de yacimientos se aproxima a la clasificación tipo 2.

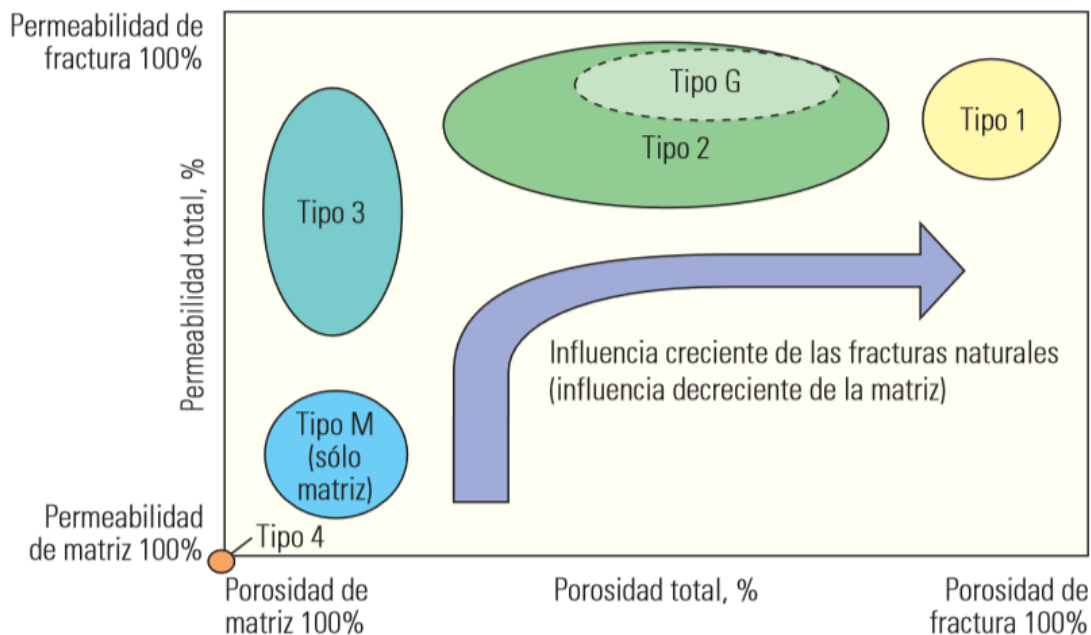


Figura 77. Esquemático de porcentaje de porosidad del yacimiento versus porcentaje de permeabilidad del yacimiento. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf. [Consultado el 09-05-2018].

⁶⁷ Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

Breve descripción de los tipos de yacimientos

Los yacimientos de Tipo 1, en los que las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria, habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos muestran regímenes de producción iniciales altos, pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultad en la determinación de las reservas.⁶⁸

“Los yacimientos de Tipo 2, pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultad durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.”⁶⁹

Los yacimientos de Tipo 3, poseen regímenes de producción sostenidos buenos, pero pueden exhibir relaciones complejas de permeabilidad direccional, generando dificultad durante la fase de recuperación secundaria.

Los yacimientos de Tipo M, poseen cualidades impresionantes en lo que respecta a la matriz, pero a veces se encuentran compartimentalizados, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de producibilidad iniciales y que la efectividad de la fase de recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo.⁷⁰

“En los yacimientos Tipo 4, la permeabilidad se graficaría próxima al origen porque la contribución de las fracturas a la permeabilidad en dichos yacimientos es negativa.”⁷¹

Los yacimientos Tipo G, como ya se mencionó con anterioridad, fueron diseñados para los yacimientos fracturados de gas no convencionales y su clasificación es muy similar a la de los yacimientos tipo 2.

⁶⁸ Bratton et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. 2006; [Consultado 14 de abril de 2018];1-6. Disponible en:

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf.

⁶⁹ Bratton et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. 2006; [Consultado 14 de abril de 2018];1-6. Disponible en:

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf.

⁷⁰ Bratton et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. 2006; [Consultado 14 de abril de 2018];1-6. Disponible en:

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf.

⁷¹ Bratton T. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. SLB. 2006;10.

Preguntas para reforzar los temas presentados en el capítulo IV

- 1.- Mencione los criterios empleados en la clasificación de yacimientos.
- 2.- Con tus propias palabras, explica la importancia de conocer la clasificación de los yacimientos.
- 3.- ¿Qué tipo de yacimiento(s) consideras importantes o de mayor relevancia para la producción de hidrocarburos?

Videos recomendados

1. https://www.youtube.com/watch?v=xQlg0EMUQts&index=9&list=PLS2NYCLisLchCXszjXyhuvhMx20P1_3HY (Clasificación de yacimientos).
2. <https://www.youtube.com/watch?v=kmrnQ2zrSQk> (fracturas en yacimientos de gas de lutitas).
3. <https://www.youtube.com/watch?v=aT9AUM0PBME> (redes de fracturas)

Sugerencias bibliográficas para profundizar en el capítulo IV

Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1rst.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

Aguilera R. Naturally Fractured Reservoir. 2nd. Edition. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books;1995.

Bratton et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. 2006; [Consultado 14 de abril de 2018];1-6. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf.

5. Propiedades de los sistemas de fracturas que afectan el comportamiento de un yacimiento y su caracterización

5.1 Propiedades de un sistema de fracturas

Para poder determinar con precisión las propiedades de un sistema de fracturas, primeramente, se deberá determinar el origen del sistema de fracturas en el yacimiento, posterior a esto las propiedades de un sistema podrán ser determinadas mediante la caracterización del sistema de fracturas en términos de: la morfología física, distribución, y de la estimación de las propiedades del yacimiento (porosidad, permeabilidad, etc.).

Las fracturas están presentes en las rocas, tanto en el subsuelo como en la superficie (afloramientos) y las distintas propiedades de estas fracturas son las que dictarán las características físicas, ejemplo: origen, propiedades mecánicas de la roca, y la diagénesis presente en el subsuelo. Estas propiedades desempeñan un rol muy importante en la determinación del incremento o disminución de la porosidad, así como de la permeabilidad.

Cuando las fracturas se presentan con suficiente espaciamiento o longitud, el efecto que éstas provocan en el fluido se vuelve importante para conocer el efecto de manera adecuada, ya sea este positivo o negativo, se deberá conocer las propiedades del flujo del fluido de las fracturas y cuantas fracturas de determinada orientación existen en el yacimiento. Además de los correspondientes estudios petrofísicos que se realizan en la matriz, también se deberá determinar las propiedades de la red de fractura del yacimiento, cualquiera que sea el efecto que estas tengan sobre el flujo del fluido, ya sea que ayude a que fluya o que se comporte como barrera, así como también se deberá determinar cómo se comportan durante la depleción del yacimiento. Las características petrofísicas más importantes usadas en las evaluaciones son:

- Permeabilidad de la fractura.
- Porosidad de la fractura.
- Saturación del fluido dentro de la fractura.
- Factor de recuperación esperado del sistema de fractura.

Para determinar estas características petrofísicas, se utilizan datos de muestras de núcleos, pruebas de varios pozos y registros geofísicos.

Los tapones que se extraen de los núcleos pueden someterse a pruebas que miden las variaciones en las fracturas, así como en las propiedades de la matriz en condiciones bajo presión (sub-superficiales) simuladas.

Las pruebas en los pozos, son de mucha importancia, ya que las fracturas abiertas son normalmente mayores en permeabilidad absoluta que la matriz, pero éstas son mucho más compresibles y por lo tanto se reducen más rápidamente en permeabilidad y porosidad que la matriz, cuando están sometidas a esfuerzos compresivos.

5.1.1 Morfología de las Fracturas

Un factor importante que determina la porosidad y la permeabilidad de la fractura es la morfología de los planos de fractura. Esta morfología se puede observar en los núcleos y afloramientos e inferirse a partir de algunos registros. Hay cuatro tipos básicos de morfología de plano de fractura natural:⁷²

- 1. Fracturas abiertas.
- 2. Fracturas deformadas.
 - Fracturas con estrías rellenas
 - Fracturas con superficie de desplazamiento
- 3. Fracturas rellenas por mineral
- 4. Fracturas vugulares.

Fracturas Abiertas

Este tipo de fracturas se caracterizan por no tener material diagenético que rellene o cubra el ancho entre las paredes de la fractura, funcionando como conductos abiertos al flujo del fluido. La permeabilidad de este tipo de fracturas se encuentra en función de cuatro parámetros distintos:

- Ancho de la fractura.
- La componente del esfuerzo efectivo in-situ normal al plano de fractura.
- Rugosidad de las paredes de la fractura.
- Área de contacto de las paredes de la fractura.

En términos generales, este tipo de fracturas incrementan la permeabilidad del yacimiento en paralelo al plano de fractura. Esto se debe a que la fractura es sólo del tamaño del ancho de un poro; ésta tendrá un efecto insignificante en el flujo del fluido perpendicular al plano de fractura. Figura 78 y 79.

⁷² Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd. Edition. Houston: Gulf; 2001.



Figura 78. Fractura abierta en la formación Scaglia Rosata Italia. Disponible en: https://www.researchgate.net/figure/Borgiano-area-E-W-open-fractures-in-the-Scaglia-rosata-formation_fig2_287618554. [Consultado el 11-05-2018].

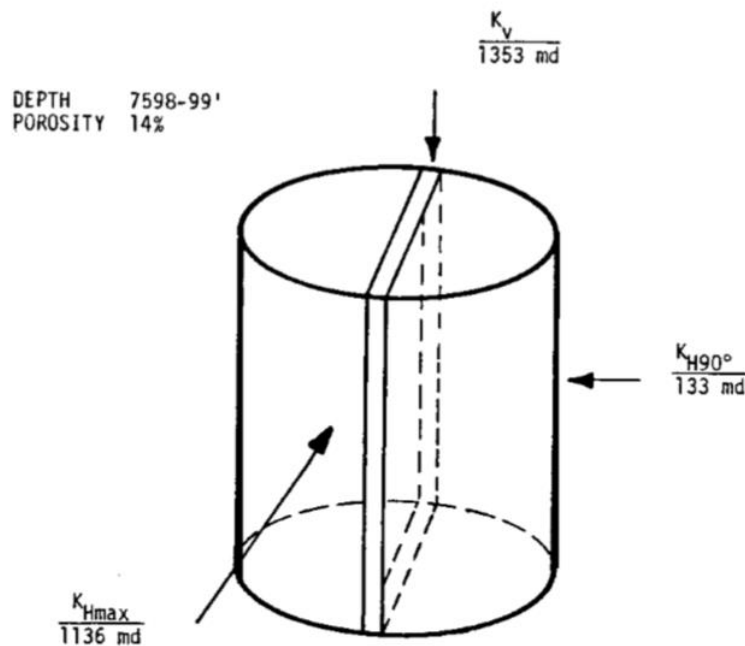


Figura 79. Permeabilidad en Núcleo 3-D asociada a una fractura abierta. Se puede observar que el valor de la permeabilidad en sentido paralelo a la fractura es muy alto en comparación con el valor de la permeabilidad en sentido perpendicular a la fractura. (Nelson, 2001, p.38).

Fracturas Deformadas

Este tipo de fracturas se formaron abriéndose inicialmente, para posteriormente sufrir alteraciones por movimientos tectónicos en forma de cizalla. Las fracturas deformadas, como ya se mencionó anteriormente, se clasifican en dos tipos de fracturas (con estrías rellenas y estriadas). Se puede tener el caso en el que los dos tipos de fracturas se combinen como una mezcla de ambas.

Fracturas con estrías rellenas o mineralizadas

El surco o estría, es un material fino erosionado que se forma como resultado de los movimientos por fricción o deslizamiento entre las paredes de una fractura. Este movimiento causa cataclasis (mecanismo de deformación que implica fracturación de granos y deslizamiento entre ellos). Este proceso puede llegar a generar problemas, reduciendo la porosidad y permeabilidad en la zona de la fractura. El material que resulta del proceso de cataclasis en muchos casos presenta alta saturación de agua, lo que puede dar como resultado la reducción de la permeabilidad relativa del hidrocarburo.

En experimentos realizados se ha observado que el ancho de la estría en una roca se incrementa con la cantidad de desplazamiento de cizalla (Engelder, 1973; and Jamison and Stearns, 1982). Debido a que la fractura es larga y estrecha, la disminución de la permeabilidad ocurre en primer lugar de manera perpendicular a la fractura o zona de la estría. Figura 80.

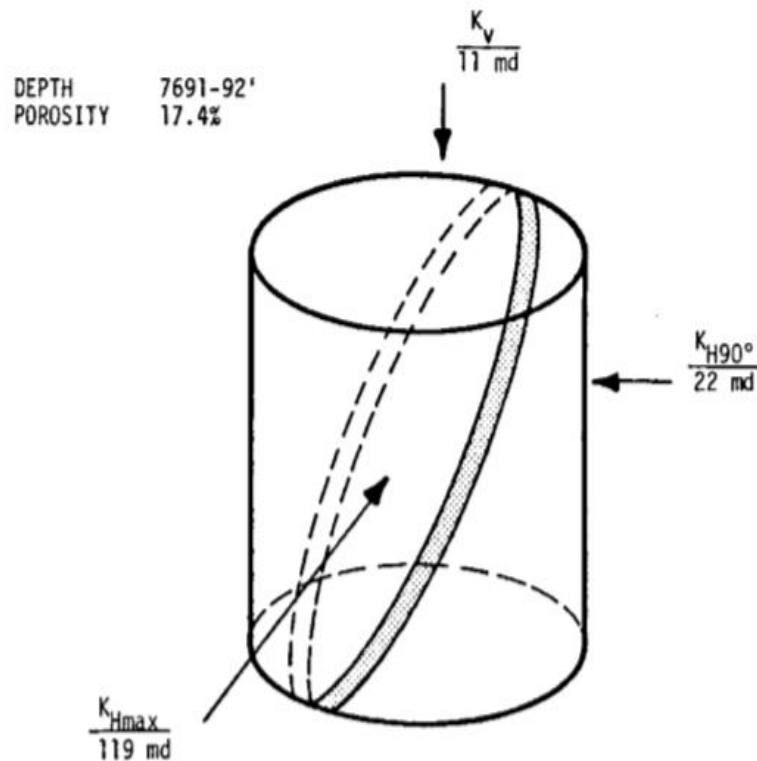


Figura 80. Ejemplo de permeabilidad en núcleo 3-D asociado a una fractura con estrías rellenas. Se puede observar que el valor de la permeabilidad en sentido paralelo a la fractura es muy alto en comparación con el valor de la permeabilidad en sentido perpendicular a la fractura. (Nelson, 2001, p.41).

Las fracturas de estrías rellenas presentan morfologías de fácil distinción al momento de analizar los afloramientos o núcleos, debido a que el material de relleno es más resistente a la intemperie y abrasión que la roca no fracturada. Figura 81 y 82.



Figura 81. Núcleo de 4 pulgadas de diámetro, donde se muestra una fractura de estrías rellena en arenisca del Jurásico, Oeste de Wyoming (Nelson, 2001, p.42).

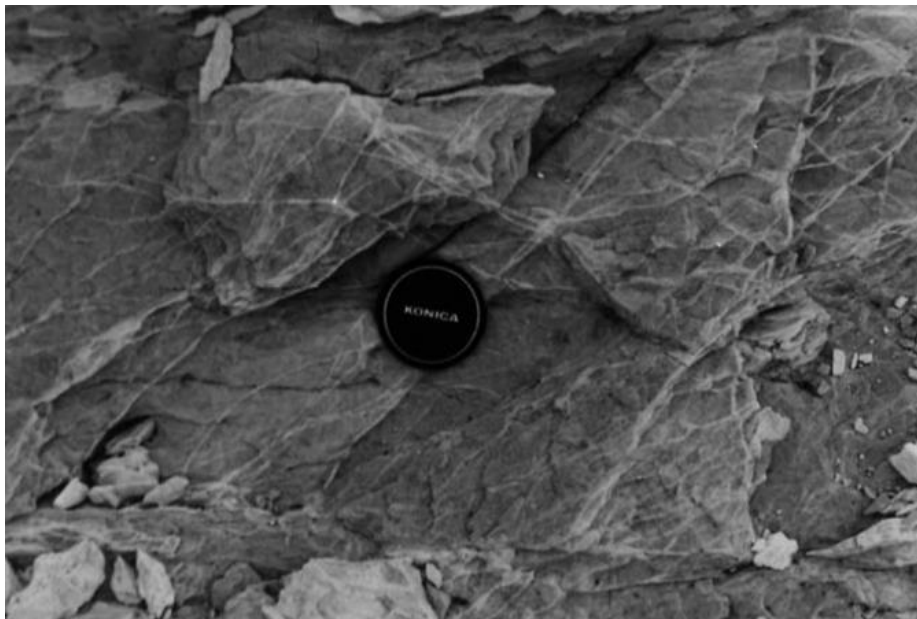


Figura 82. Fracturas tectónicas de estrías rellenas en arenisca del Silúrico, sur de Oklahoma USA. (Nelson, 2001, p.42).

Fractura con superficie de desplazamiento o “estriada”

Este tipo de fracturas constan de una superficie pulida o estriada, que es el resultado del deslizamiento, debido a la fricción a través de toda la longitud de una fractura o un plano de falla. Este tipo de superficies también son el resultado del proceso de cataclasis o pulverización de la roca. Todo este proceso se traduce como una reducción en permeabilidad por lo menos en dirección perpendicular a la superficie de resbalamiento. También tenemos el caso donde podríamos tener como resultado un aumento de la permeabilidad, pero en dirección paralela a la superficie de deslizamiento, debido a la incompatibilidad de las paredes lisas de la fractura. Figura 83.

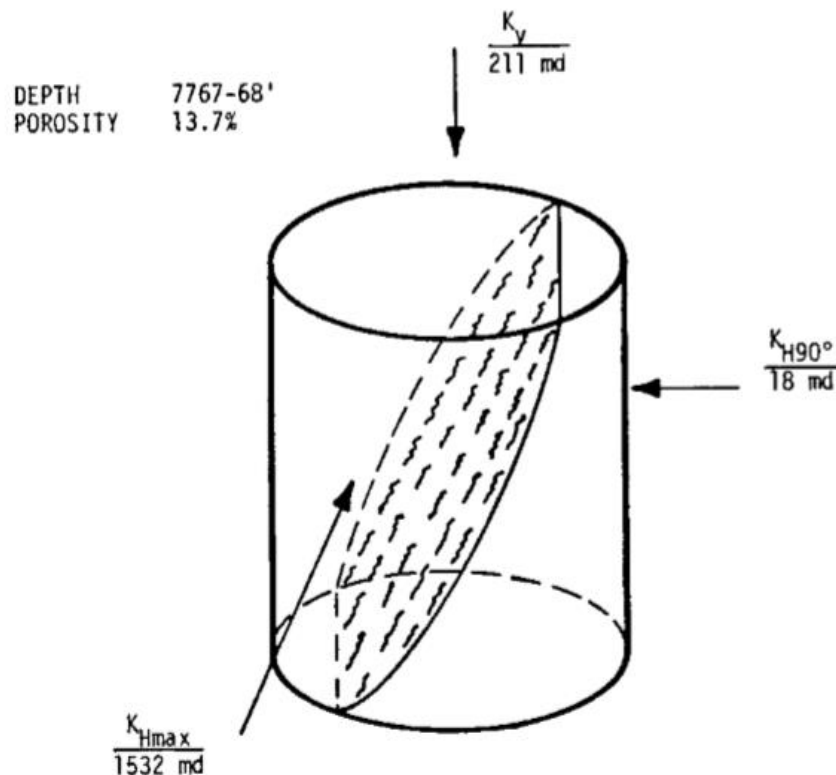


Figura 83. Ejemplo de permeabilidad en núcleo 3-D asociado a una fractura con superficie de resbalamiento. Se puede observar que el valor de la permeabilidad en sentido paralelo a la fractura, es muy alto en comparación con el valor de la permeabilidad en sentido perpendicular a la fractura. (Nelson, 2001, p.49).

Fracturas rellenas con mineral o mineralizadas

Este tipo de fracturas tienen como característica principal que han sido rellenas completamente o parcialmente por minerales, como son: cuarzo, carbonato o en algunos casos ambos. Normalmente cuando una fractura ha sido rellena en su totalidad por algún mineral, ésta se comportará como una barrera de permeabilidad; sin embargo, las fracturas que no están rellenas por completo pueden aportar cierto incremento a la permeabilidad del yacimiento. Figura 84. Nótese los valores de permeabilidad en los diferentes ejes X, Y, Z.

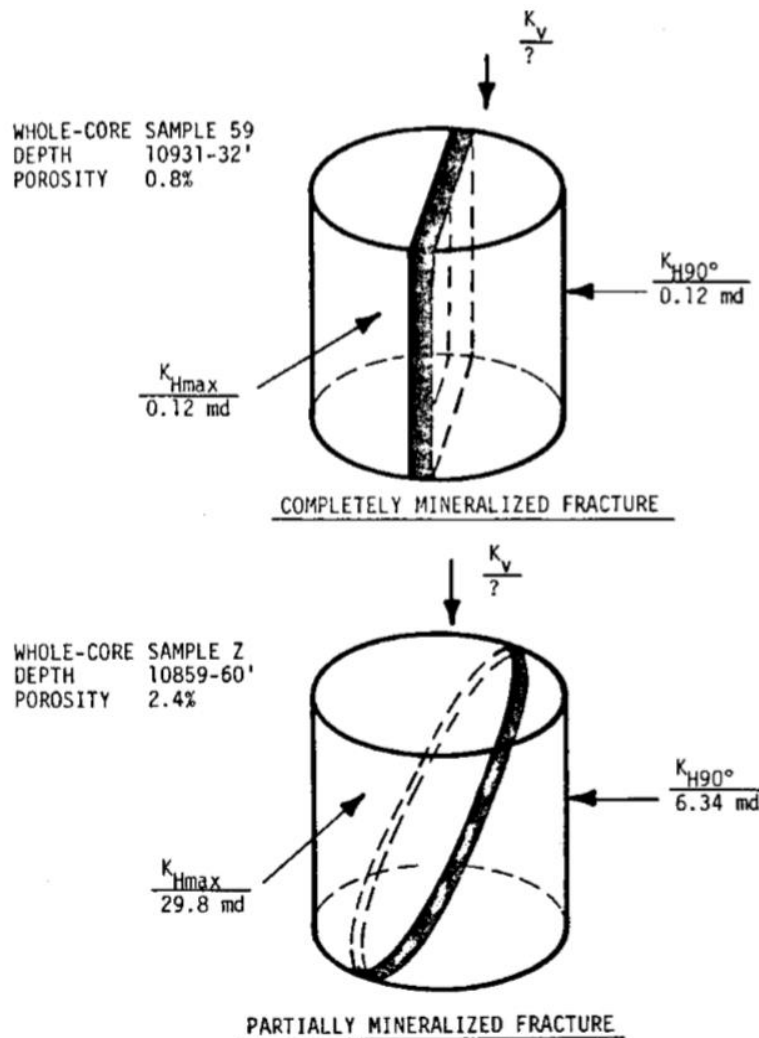


Figura 84. Ejemplo de permeabilidad en núcleo 3-D asociado con fracturas mineralizadas, parcialmente rellenas y rellenas en su totalidad. Nótese los mismos valores de permeabilidad en el caso de la fractura completamente mineralizada, en el caso de la fractura parcialmente mineralizada la permeabilidad en sentido paralelo es mayor que en sentido perpendicular (Nelson, 2001, p.55).

Este tipo de fracturas presentan un gran problema para la predicción del flujo del fluido, debido al relleno de mineral en la fractura, si bien es cierto que la presencia, ancho e intensidad de las fracturas naturales son hasta cierto punto predecibles, el llenado de minerales, así como la intensidad no se pueden predecir. Este tipo de fracturas se pueden presentar de manera más frecuente en areniscas, calizas y lutitas. Afortunadamente, el relleno mineral a menudo ha experimentado algún grado de disolución, lo que hace que la permeabilidad del yacimiento sea aceptable para la producción. En las figuras 85 y 86 se muestran fracturas parcialmente y totalmente mineralizadas.



Figura 85. Fractura parcialmente mineralizada en arenisca del silúrico condado centre, Pennsylvania, USA. (Nelson, 2001, p.56).

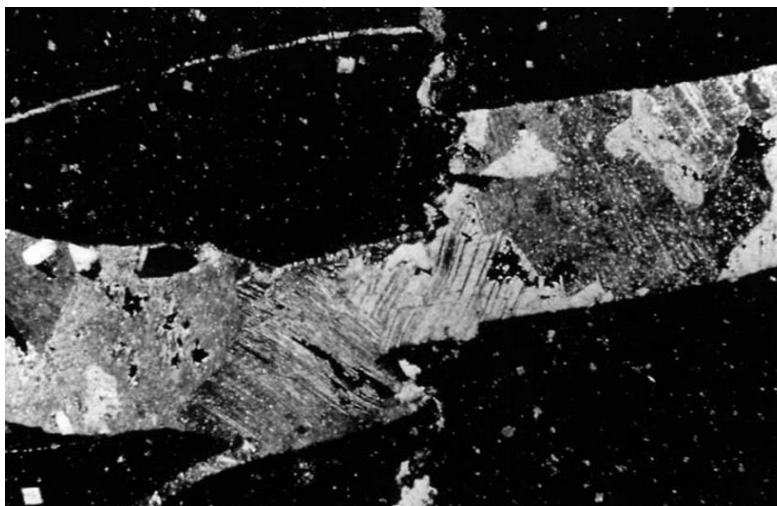


Figura 86. Fractura completamente mineralizada en núcleo de carbonato del devónico, cerca de Nahanni Butte N.W.T. Canadá (Nelson, 2001, p.59).

Fracturas vugulares (de cavidades de disolución)

Se dice que estas fracturas no son una verdadera morfología de fractura, como lo son las mencionadas anteriormente. Las fracturas vugulares son alteraciones de la matriz que rodean la fractura, es por eso, que no forman parte de la morfología de fractura. Este tipo de fracturas se forman cuando los fluidos entran en una roca de baja permeabilidad a través de un plano de fractura. Se puede presentar disolución cuando el fluido se encuentra en desequilibrio con la matriz de la roca. Los vúgulos se desarrollan a lo largo y adyacentes a las fracturas y están restringidos a una zona estrecha que rodea el canal de fractura, esto produce porosidad vugular asociada con fracturas, es muy común que las fracturas vugulares se les asocie con discordancias en carbonatos, así como a el desarrollo de karst. Estas cavidades son el resultado de la disolución de las paredes de las diaclasas, debido a la circulación de fluidos desmineralizantes. Figura 87.



Figura 87. Núcleo de carbonato donde se muestra una fractura vugular, cortesía de B.J. Ward, Jr. (Nelson, 2001, p.60).

5.1.2 Apertura y permeabilidad

Cuando hablamos de apertura o ancho de la fractura, es indicativo de la distancia entre las paredes de la fractura. La apertura dependerá (en condiciones de yacimiento) de la profundidad, presión de poro y tipo de roca. La apertura de la fractura normalmente se encontrará en el rango de 10-200 micrones. Pero según la experiencia en campo el rango más común se encuentra entre los 10-40 micrones. Figura 88.

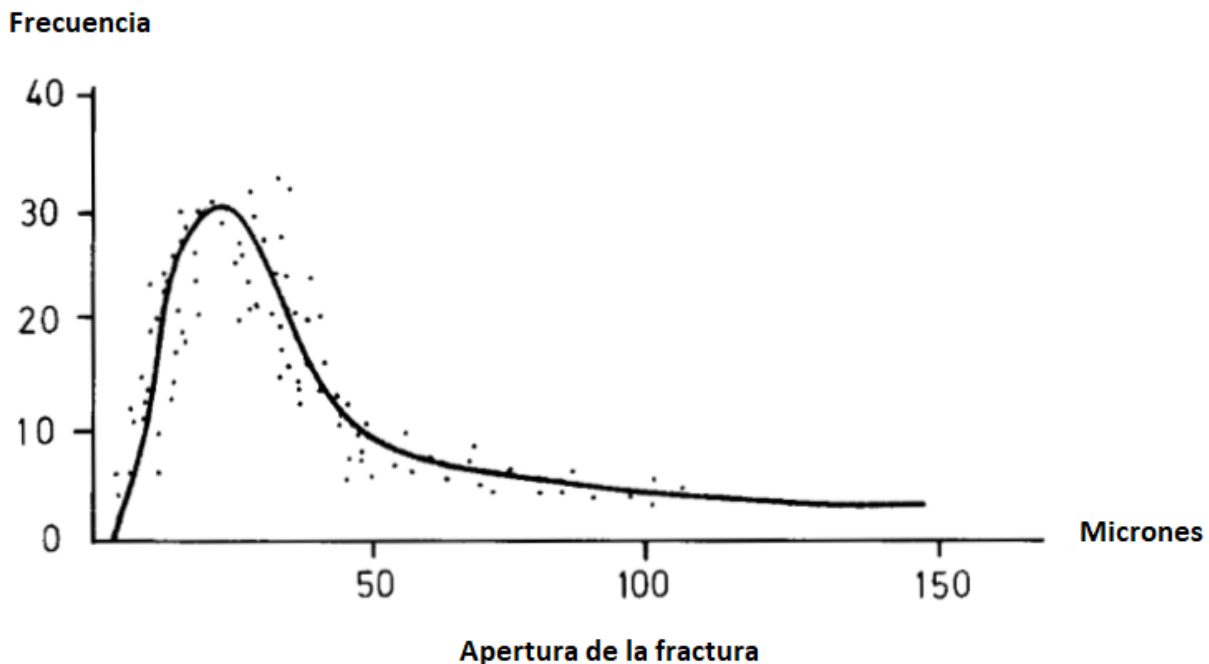


Figura 88. Frecuencia estadística de la curva de ancho de fractura. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.56).

La apertura de la fractura dependerá de las características litológicas y petrográficas del tipo de roca, esfuerzos compresivos y las condiciones del yacimiento. Normalmente la diferencia entre la apertura de la fractura en condiciones de yacimiento (subsuperficiales) y en condiciones de superficie (pruebas de laboratorio) dependerá de la presión de confinamiento o sobrecarga aplicada a la muestra del laboratorio.

A condiciones de yacimiento la presión de sobrecarga permanecerá constante, pero para el caso de la presión inicial de poro P_i , no serán las mismas condiciones, ya que cuando inicia la producción del yacimiento, la presión inicial de poro P_i comenzará a declinar y el ancho o apertura de la fractura disminuirá debido al efecto de expansión de la roca. En la Figura 89 se muestra el ejemplo de la disminución del ancho de fractura.

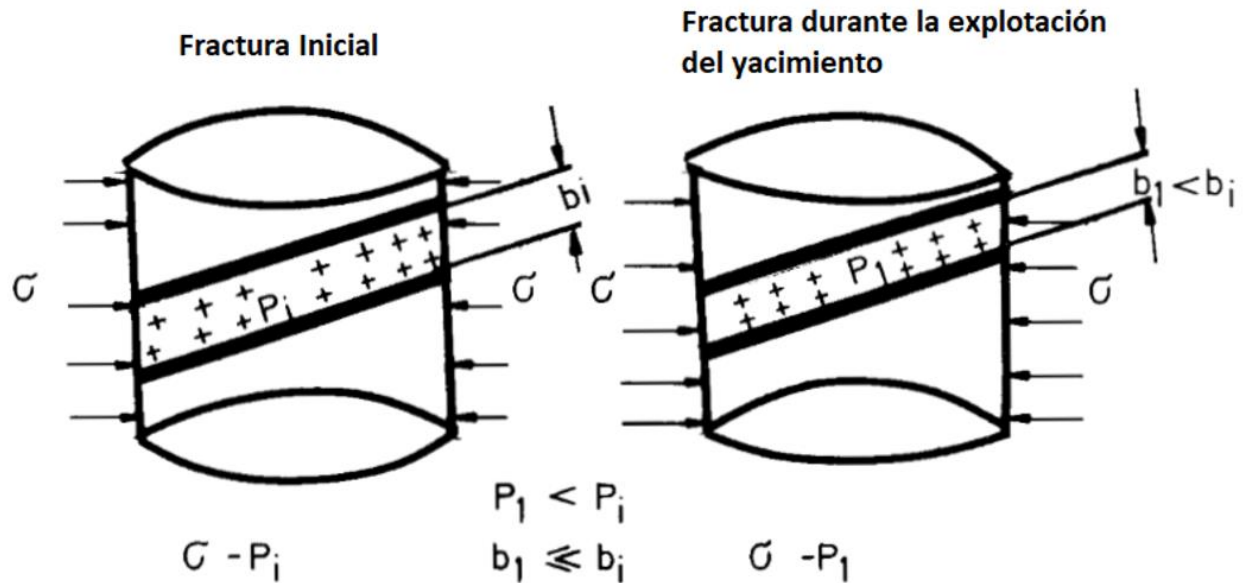


Figura 89. Reducción del ancho de fractura, debido a la disminución de presión en el yacimiento. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.56).

Debemos tener en cuenta que la apertura de la fractura, así como su permeabilidad tendrán un efecto en la calidad y productividad del yacimiento.

Cálculo de permeabilidad y ancho de fractura

Ecuaciones de flujo de fluido

La primera descripción del flujo de fluido a través de un medio poroso la realizó Henry Darcy en 1856. Esta ecuación se diseñó para un flujo con características como, por ejemplo: fluido newtoniano, laminar, incompresible y monofásico para un medio continuo homogéneo.

$$Q = KA \frac{dh}{dl} \dots \dots \dots (1)$$

Donde:

K = Conductividad hidráulica;

A = Área de sección transversal donde ocurre el flujo, cm^2

$\frac{dh}{dl}$ = caída de presión por unidad de longitud, atm/cm

Hubert (1940) mostró que:

$$K = k \left(\frac{\rho g}{\mu} \right) \dots \dots \dots (2)$$

$$k = Nd^2 \dots \dots \dots (3)$$

Donde:

k = permeabilidad intrínseca

ρ = densidad del fluido

g = aceleración de la gravedad

μ = viscosidad del fluido

N = coeficiente adimensional característico del medio

d = diámetro promedio del grano de la roca

Las unidades de k son (longitud)²

Tiempo después se descubrió que Nd^2 no se podía adaptar o definir para el flujo a lo largo de una fractura, es por eso que se desarrolló el modelo de la teoría de placas paralelas el cual establece que el flujo ocurre entre dos placas paralelas lisas separadas por una distancia e

La ecuación básica utilizada por Huit (1955), Lamb (1957), Snow (1965) y Sharp y otros (1972) es:

$$\frac{Q}{A} = \frac{e^3}{12D} \frac{dh}{dl} \frac{\rho g}{\mu} \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

D = espaciamiento de la fractura, distancia promedio entre fracturas espaciadas paralelas, cm.

La ecuación antes descrita sólo es válida para ciertas condiciones como son: flujo monofásico, newtoniano, laminar y sobre todo pequeños cambios en el ancho de la fractura e .

Tenemos ambas ecuaciones descritas con anterioridad (1 y 4), éstas por separado sólo describen una porción del flujo total que pasa a través de la fractura de la roca porosa; La ecuación de Darcy para la porción de la roca intacta del sistema y la teoría de placas paralelas para las fracturas. Es por eso, que se realizó una combinación de ambas ecuaciones para poder determinar el flujo total del sistema.

$$k_{fr} = k_r + \frac{e^e \cos^2 \alpha}{12D} \dots \dots \dots (5)$$

$$k_f = \frac{e^2}{12} \cdot \frac{\rho g}{\mu} \dots \dots \dots (6)$$

k_{fr} = permeabilidad de la fractura más el sistema de la roca intacta.

k_f = permeabilidad de la fractura.

k_r = permeabilidad de la roca intacta.

α = ángulo entre el eje del gradiente de presión y los planos de la fractura.

e = ancho de la fractura, micrones.

Estas ecuaciones asumen que el flujo es laminar entre placas lisas, paralelas, fijas, que el flujo a través de la superficie de la fractura/matriz no alterara el flujo de ningún sistema y que las fracturas son homogéneas con respecto a la orientación, apertura y espaciamiento. La suposición de flujo laminar en un yacimiento subsuperficial es válida para bajos gastos y baja rugosidad relativa al ancho de la fractura.⁷³

⁷³ Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

El incremento en la velocidad del flujo superficial debido a la producción, puede ser responsable de causar un flujo turbulento; si es el caso, se deberán emplear otras ecuaciones mucho más complicadas (consultar Nelson, 2001, p. 68). Para realizar este tipo de cálculos se necesita involucrar parámetros que en la mayoría de los casos no se encuentran disponibles en los datos geológicos dados.

“La ecuación 5 es simple, pero se ha determinado adecuada para el cálculo en rocas fracturadas. (Witherspoon and Gale 1976).”⁷⁴

Ellos también concluyeron que:

“Un yacimiento fracturado es equivalente a un medio poroso homogéneo si las dimensiones de los bloques de la matriz son menores a (1m) y las permeabilidades de la matriz son significativas (mayores a 0.01 md).”

Permeabilidad de fractura evaluada con permeámetro

En algunas ocasiones, cuando se mide permeabilidad directamente de los núcleos, es difícil saber las condiciones en las cuales se orientaron los núcleos en el yacimiento. La falta de esta información disminuye los valores de la permeabilidad medida, especialmente en los casos donde las fracturas tienen una fuerte orientación preferencial en el yacimiento. Es por eso, que los permeámetros convencionales han sido sustituidos por el permeámetro de Kelton.

Permeámetro de Kelton

El equipo se compone de una base que sostiene al núcleo, que tiene los lados opuestos cubiertos por dos juntas rectangulares de goma, que se extienden sobre una cuarta parte de la circunferencia del núcleo. Figura 90.

⁷⁴ Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

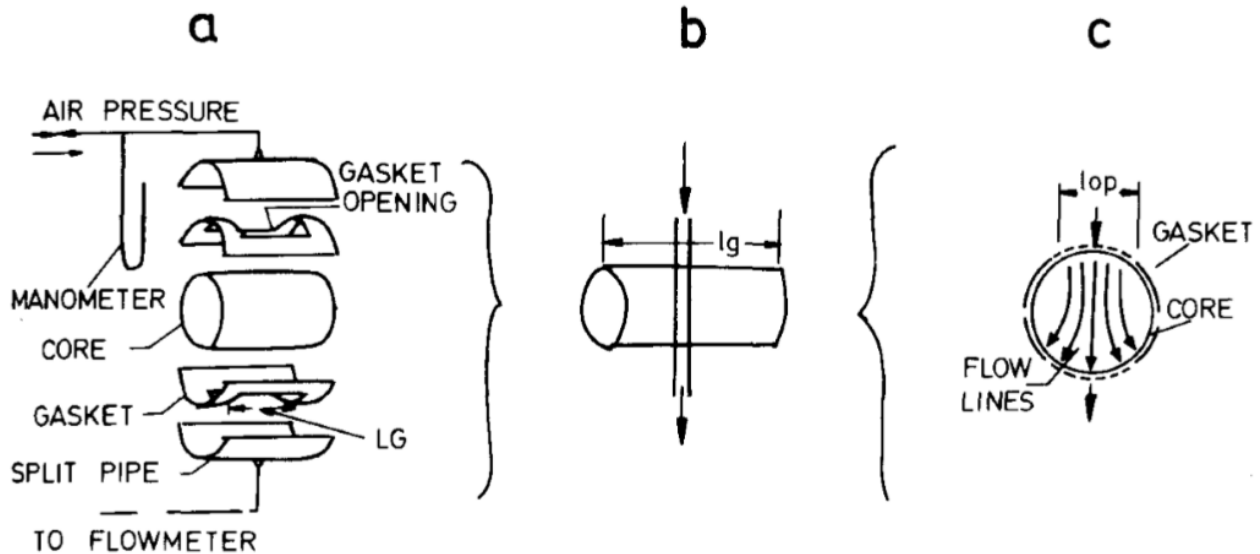


Figura 90. Permeámetro de Kelton, se muestran los componentes del permeámetro (a), el flujo a través del núcleo (b), y las líneas de flujo en una sección transversal (c). (T. Van Golf-Racht, 1982, p.165).

Tipo de permeabilidad

La evaluación de la permeabilidad se realiza en dos etapas, montando al núcleo con una orientación especial en la base que lo sostiene.

En la primera etapa, el núcleo es orientado de manera que el flujo cruza en la dirección de la fractura principal de la muestra. La permeabilidad que se obtiene se llama permeabilidad máxima k_{max} . Figura 90 (c).

En la segunda etapa, el núcleo se gira 90° en la misma base que sostiene el núcleo y la permeabilidad medida en las nuevas condiciones se llama k_{90} .

La ecuación por medio de la cual obtenemos la permeabilidad es la siguiente:

$$k = \frac{Q}{\Delta P} \times \frac{\mu}{lg_{eff}}$$

Donde lg_{eff} es el equivalente de la longitud de la junta, la cual toma en cuenta el factor de forma debido a la geometría especial de las líneas de flujo. Teniendo esto en cuenta, se ajustará la longitud de la junta (lg) con respecto a la longitud del núcleo, considerando los factores longitudinales (LSF) y transversal (TSF).

$$lg_{eff} = lg \times LSF \times TSF$$

El factor LSF se expresa en función de la longitud del núcleo donde no fluye el fluido $\Delta l = l_g - l_{op}$, donde l_g y l_{op} son la longitud de la junta y la longitud de la junta abierta. El factor LSF corrige los efectos finales del núcleo donde la junta no está abierta. Figura 91.

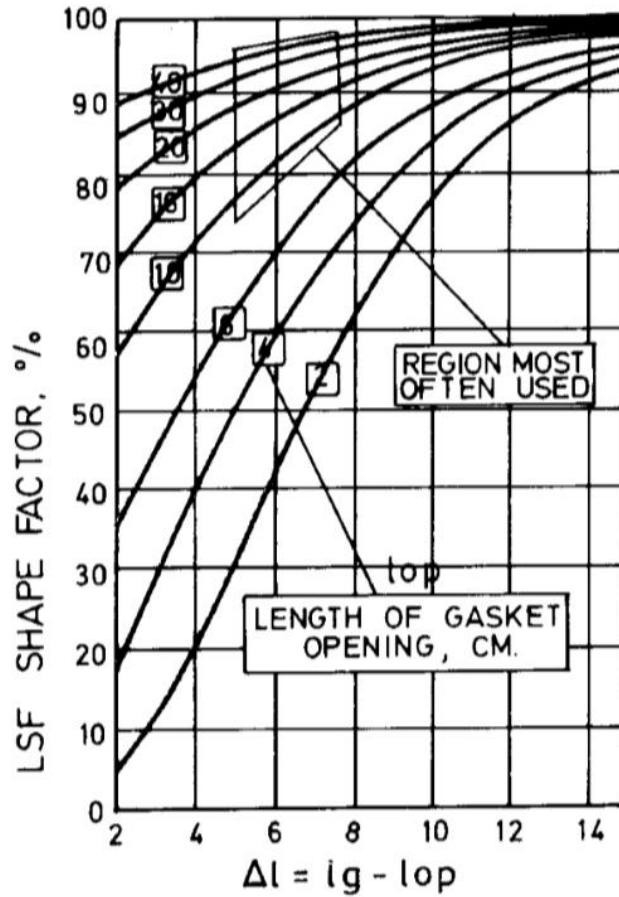


Figura 91. Factor de forma longitudinal (T. Van Golf-Racht, 1982, p.166).

En la (figura 92 a), se encuentra el factor de forma transversal TSF , que se asocia con la forma de la línea de flujo en una sección transversal y se encuentra en función del ángulo de apertura de entrada α . La relación entre el factor de forma TSF y el ángulo α se muestra en la figura (92 b).

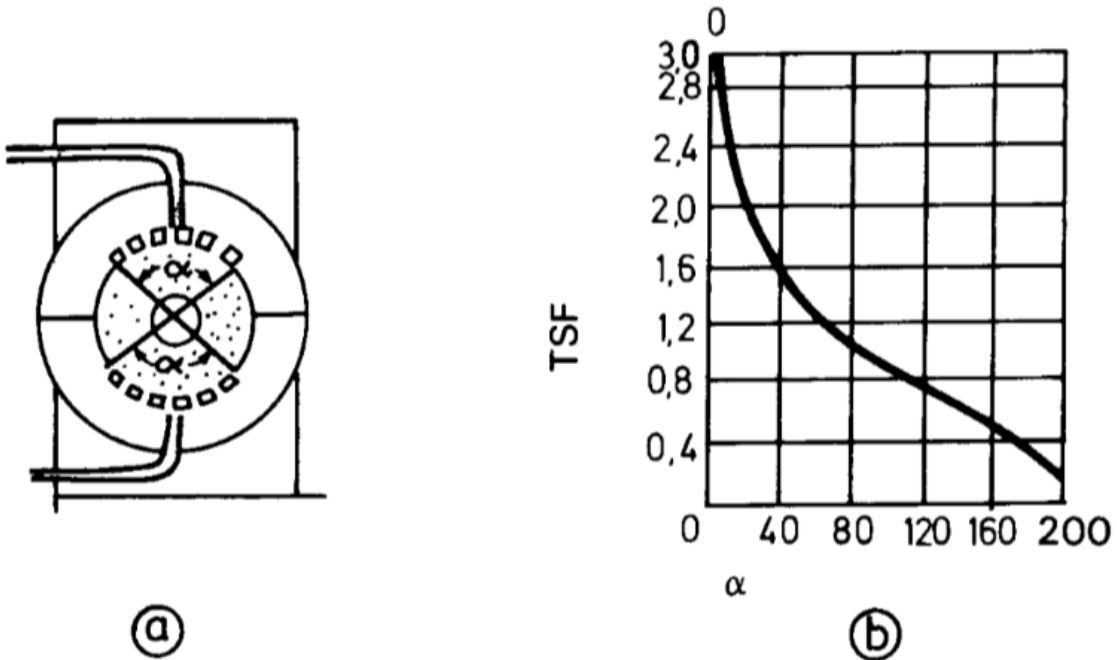


Figura 92. Factor de forma transversal. Ángulo α de entrada y salida de la sección transversal (a). Relación entre ángulo y factor de forma TSF . (T. Van Golf-Racht, 1982, p.166).

5.1.3 Porosidad

Las rocas de los yacimientos fracturados se componen de dos sistemas de porosidad; uno intergranular, el cual está formado por los espacios vacíos entre los mismos granos de la roca, y el otro, formado por los espacios vacíos entre las fracturas y los vugulos. El primer sistema se llama porosidad primaria y el segundo sistema se conoce como porosidad secundaria.⁷⁵ Figura 93.

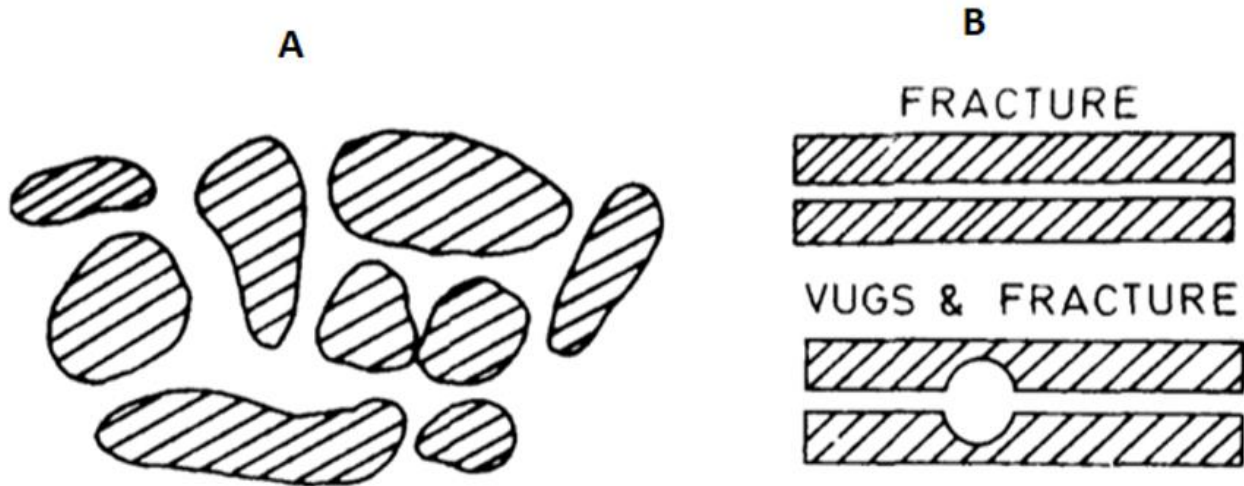


Figura 93. (A). Espacio vacío de grano consolidado (matriz). (B). Espacios vacíos de vugulos y fracturas (T. Van Golf-Racht, 1982, p.56).

Todo aquel yacimiento, en el cual las fracturas desempeñen un rol importante en la producción de hidrocarburo, se deberá considerar como un sistema de doble porosidad, como ya se mencionó, el primero en la matriz y el segundo en las fracturas. La porosidad de matriz se considera para todos aquellos espacios en los granos de la roca y la porosidad de fractura se considera para los espacios generados entre las paredes de las fracturas.

La porosidad de la matriz incluye espacios de orígenes distintos, como pueden ser: porosidad intergranular, porosidad vugular, porosidad de disolución etc. Las ecuaciones que se presentan a continuación se utilizan para calcular la porosidad de matriz y la porosidad de fractura respectivamente.

⁷⁵ Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

$$\phi_r = \left(\frac{v_p}{v_b} \right) \times 100 \dots\dots\dots (7)$$

$$\phi_f = \left(\frac{e}{D+e} \right) \times 100 \dots\dots\dots (8)$$

Donde

ϕ_r = Porosidad de matriz

ϕ_f = Porosidad de fractura

V_p = Volumen de poros (no de fracturas)

V_b = Volumen total de la roca

D = Promedio de espaciamiento entre fracturas paralelas, cm

e = promedio de ancho efectivo entre las fracturas, micrones

Otro aspecto en que difieren la porosidad de matriz con la porosidad de fractura, es en el efecto que éstas tienen en la permeabilidad. La porosidad de fractura está normalmente interconectada y por eso el efecto que tendrá en la permeabilidad será de mayor importancia que el efecto de la porosidad de matriz.

Importancia de la porosidad de fractura

La importancia de la porosidad de fractura dependerá en gran medida del tipo de yacimiento con el que se esté trabajando, por ejemplo, un yacimiento tipo I en el cual las fracturas proveen la permeabilidad y porosidad primaria o esencial, el cálculo de la porosidad de fractura sería de gran relevancia. En el caso de tener un tipo de yacimiento en el cual, la fractura solamente provee la permeabilidad y la matriz provee la porosidad, el cálculo de la porosidad de fractura sería de poca relevancia.

Métodos de cálculo de porosidad de fractura

Existen distintas formas para lograr estimar la porosidad de fractura

- Análisis de núcleos.
- Relación de la k_f / ϕ_f
- Cálculos en campo.
- Registros.
- Pruebas múltiples en pozos.

Análisis de núcleos

El tamaño de los núcleos es de entre 3-5 pulgadas de diámetro. Este método conlleva problemas de escala y muestreo. En éste, las fracturas son verticales paralelas al núcleo y el diámetro del núcleo mide 4 pulgadas de diámetro, en cualquier espaciamiento o distancia de fracturas paralelas mayor a 4 pulgadas, el espaciamiento se convertiría en un problema. Si durante el análisis intersecamos una fractura justo a más de 4 pulgadas de diámetro, el resultado sería una porosidad de fractura anormalmente alta, y si por el contrario no intersecamos fracturas con el núcleo, el resultado sería de una porosidad anormalmente baja. Debido a estos problemas de muestreo, el análisis de núcleos a menudo entrega valores confusos para el cálculo de la porosidad de fractura.

Relación entre la porosidad-permeabilidad de fractura

Otro método utilizado en los cálculos de la porosidad de fractura, es el método que relaciona la porosidad y permeabilidad de fractura, Figura 94.

Se tiene el ejemplo de un yacimiento de Noruega con una permeabilidad de fractura de 66 md. Esta permeabilidad se calculó en el mismo lugar donde se extrajo un núcleo. Por medio de las pruebas necesarias, se determinó que la permeabilidad de la matriz es menor a 1 md. Es por eso, que las mediciones de flujo se realizaron en el sistema de fractura. En el núcleo se observó una fractura de aproximadamente 0.5 cm. de longitud. Al conocer el espaciamiento de la fractura y la permeabilidad total del sistema de fractura, podremos calcular la porosidad de fractura. Con la ayuda de este método, en el ejemplo se calculó una porosidad de fractura de entre 0.3 a 0.4 % teniendo una permeabilidad de 66 md.

Este método tiene una serie de restricciones:

- Las pruebas de permeabilidad de flujo se deben realizar en la misma zona de donde se extrajo el núcleo.
- Las pruebas en los núcleos deben demostrar que la matriz de la roca contribuyó con un flujo insignificante a las pruebas de flujo.
- El núcleo debe arrojar una buena estimación del espaciamiento de la fractura.

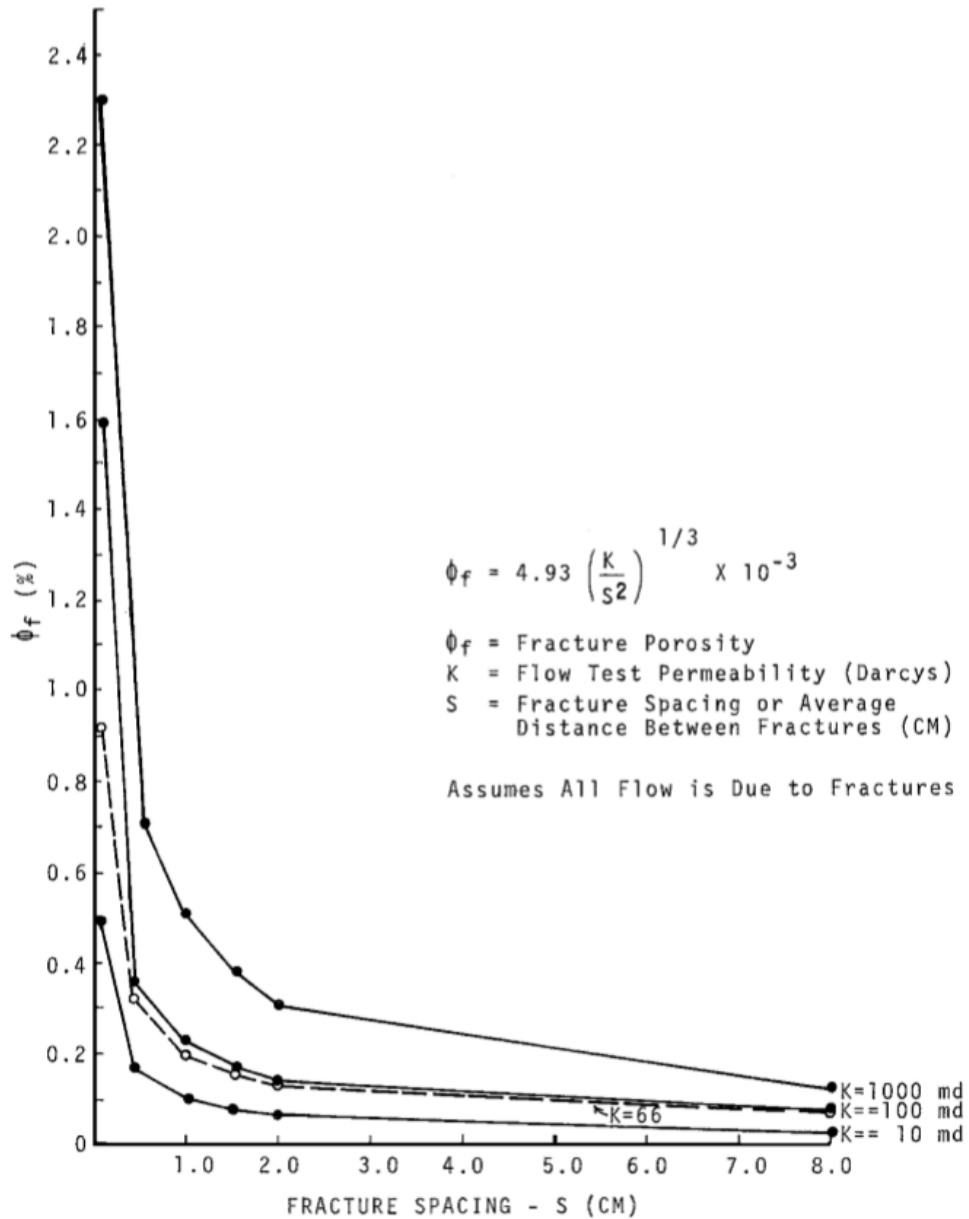


Figura 94. Cálculo de la porosidad de fractura en función del espaciamiento y pruebas de permeabilidad de flujo. (Nelson, 2001, p.93).

Cálculos en laboratorio de campo

Debido a que las fracturas son planas, tanto la permeabilidad de fractura como la porosidad de fractura, dependen del ancho y el espaciamiento de las fracturas.

$$\phi_f = \left(\frac{e}{D + e} \right) \times 100 \dots \dots \dots (9)$$

$$k_f = \left[\frac{e^3}{12D} \right] \dots \dots \dots (10)$$

D = espaciamiento de la fractura, distancia promedio entre fracturas espaciadas paralelas, cm.

e = promedio de ancho efectivo entre las fracturas, micrones.

Teniendo las mediciones de los datos *e* y *D* podemos calcular k_f y ϕ_f . Figura 95.

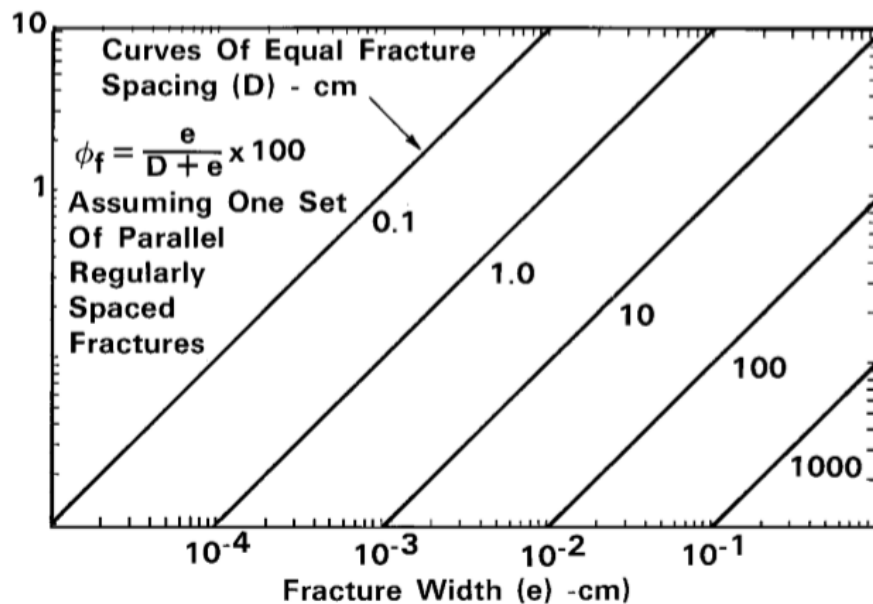


Figura 95. Porosidad de fractura en función del ancho y espaciamiento de fractura. (Nelson, 2001, p.94).

Registros

Como tal no existe un método directo para calcular la porosidad de fractura por medio de un registro. Lo que sí existe es un instrumento llamado gravímetro de pozo, el cual mide la porosidad de matriz con una herramienta y la porosidad total con otra herramienta. La diferencia entre las dos porosidades, se considera la porosidad de fractura. Sin embargo, los problemas con la calibración del instrumento podrían causar errores en las mediciones de la porosidad de fractura. Otra herramienta más actualizada es el registro de imagen de pozo, esta herramienta registra la orientación, intensidad y la apertura aparente de las fracturas. Las fracturas verticales las representa en forma de líneas rectas y las fracturas que tienen una forma entre verticales y horizontales las representa en forma de señales sinusoidales.

Pruebas múltiples en pozos

Las pruebas de análisis transitorio, como las pruebas de pulso, son muy buenos métodos para el cálculo de la porosidad de fractura. Estos métodos quizá sean los más precisos para el cálculo de la porosidad de fractura. Sin embargo, las limitantes son, que se requiere de pozos cercanos entre sí y también se requiere detener la producción mientras se realizan las pruebas.

5.1.4 Espaciamiento de fractura

“La distancia promedio entre fracturas regularmente espaciadas medidas perpendicularmente a un conjunto paralelo de fracturas de una orientación dada. (Parsons, 1966).”⁷⁶ Este término puede aplicarse a varios conjuntos de fracturas paralelas de distintas orientaciones en los yacimientos. Definiremos cada término de separación como un vector que posee dirección y magnitud, el cual representará una distancia promedio a lo largo de la dirección normal a los planos de fractura.

A diferencia del ancho (apertura) de fractura el cual es difícil de observar directamente, el espaciamiento de la fractura se puede cuantificar directamente mediante la observación en los afloramientos y minas, otro punto importante a mencionar es que este parámetro no cambia con las perturbaciones del yacimiento.

⁷⁶ Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

Efecto de la variación de espaciamento en la fractura

La variación del espaciamento puede tener efectos importantes tanto en la permeabilidad como en la porosidad de la fractura. Figura 96 y 97.

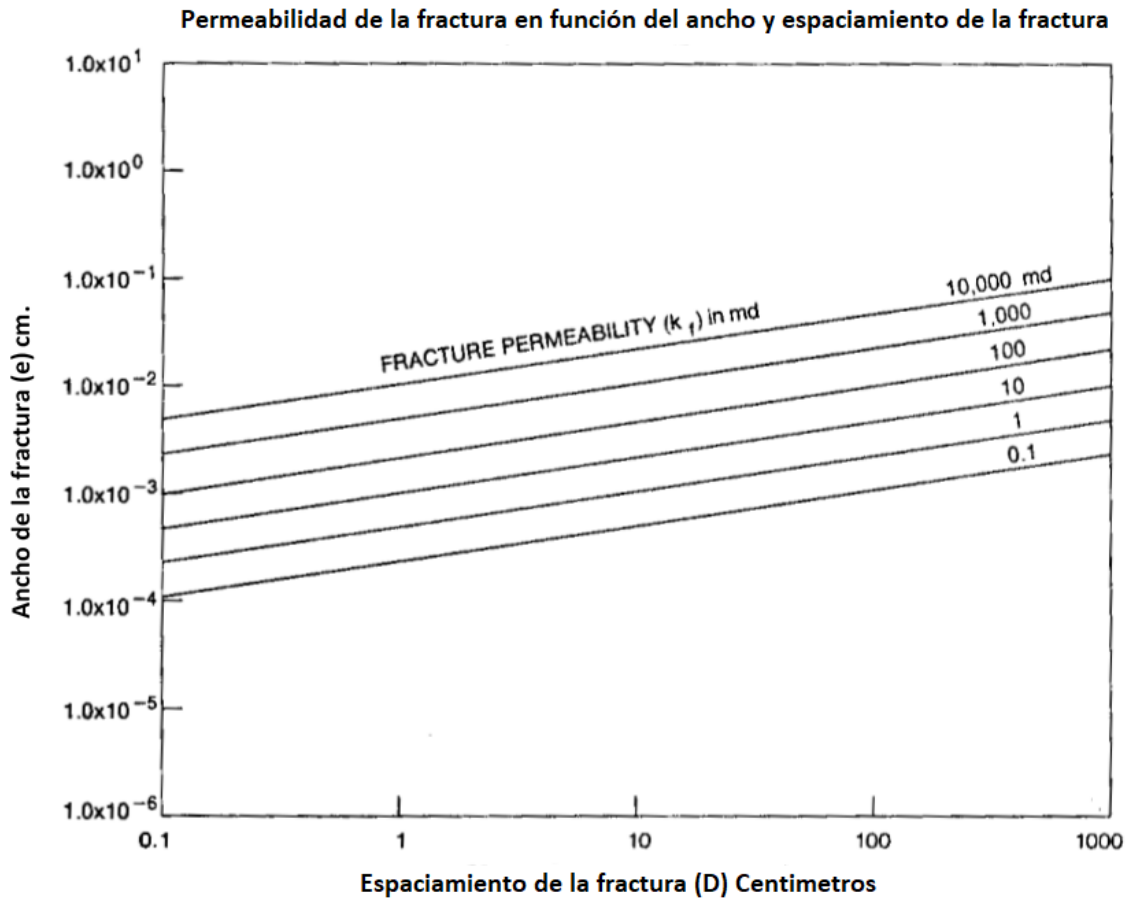


Figura 96. Permeabilidad de la fractura en función del ancho y espaciamento de la fractura. (Nelson, 2001, p.81).

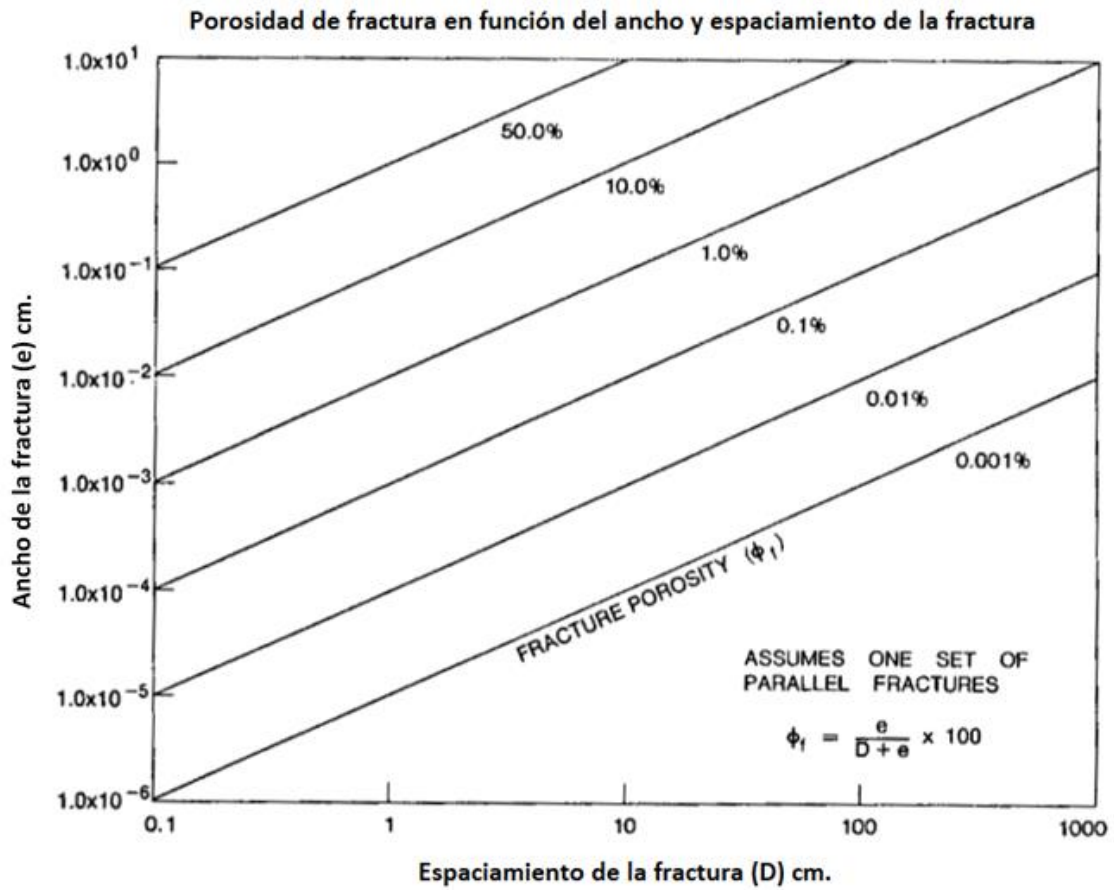


Figura 97. Porosidad de fractura en función del ancho y espaciamento de la fractura. (Nelson, 2001, p.81).

5.1.5 Longitud o tamaño de la fractura

El tamaño o longitud de la fractura, se refiere a la relación existente entre la longitud que posee la fractura y el grueso del estrato o capa. La evaluación cualitativa que se lleva a cabo en el tamaño de las fracturas es el siguiente:

- Fractura menor: posee una longitud menor que una sola capa o estrato productivo.
- Fractura promedio: éstas atraviesan más estratos o capas.
- Fractura mayor: éstas se prolongan una larga extensión llegando a medir cientos de metros.

“Según las observaciones de (Rhuland 1973), las fracturas menores generalmente tienen aberturas más pequeñas y a menudo se rellenan, mientras que las fracturas mayores tienen aberturas grandes y rara vez se mineralizan o rellenan.”⁷⁷

5.1.6 Orientación de las fracturas

Las principales características de la orientación son: el rumbo y la inclinación de los planos principales de las fracturas con respecto a la superficie o plano horizontal, escala, forma, espaciamiento y relación con otras estructuras de deformación (fracturas, fallas y pliegues).

Utilidad de la orientación de las fracturas

El conocer la orientación de los sistemas de fracturas durante el desarrollo de la planeación de la explotación de los pozos podría significar el incremento de posibilidades de que un pozo intercepte fracturas.

La orientación de las fracturas sirve para identificar conjuntos de fracturas e inferir la orientación de las fuerzas tectónicas que las han producido.

5.1.7 Densidad de las fracturas

La densidad de la fractura se refiere al grado de fracturamiento de la roca a través de distintas proporciones relativas. Si la proporción se refiere al volumen total, la densidad de la fractura se llamará densidad volumétrica de la fractura. Si la proporción se refiere al área, la densidad de la fractura se llamará densidad areal de fractura. Si la proporción se refiere a la longitud, la fractura se llamará densidad lineal de fractura.

⁷⁷ Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

“La densidad de fracturas es el número de fracturas por pie (F/pie) o por metro, calculado en forma perpendicular al plano de las fracturas. Está determinada por el espesor del estrato, la ductilidad, el tamaño del grano y la porosidad de la formación.”⁷⁸

5.1.8 Cementación en fracturas

En la cementación de las fracturas se consideran dos etapas de cementación: cemento syn-cinemático y post-cinemático. Figura 98.

Cemento syn-cinemático

- Precipita durante el desarrollo de las fracturas.
- Normalmente no sella fracturas grandes, pero genera “puentes y textura “crack-seal””.

Cemento post-cinemático

- Precipita posterior al desarrollo de fracturas.
- Sella fracturas grandes.

En la siguiente figura se muestra los dos tipos de cementación

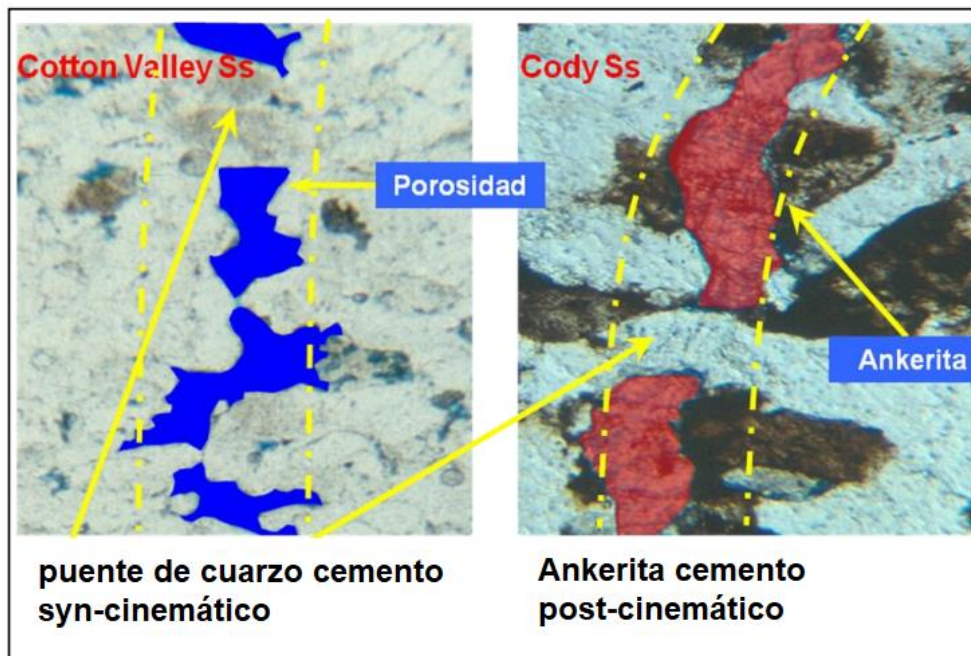


Figura 98. A la izquierda tenemos un puente de cuarzo, producto de la cementación syn-cinemática y a la derecha se muestra la ankerita, un cemento post-cinemático. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/109/A7.pdf?sequence>. [Consultado el 15-05-2018].

⁷⁸ <https://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/2023-Densidad-de-Fracturas>

5.1.9 Efectos de las fracturas en el flujo de fluidos

El efecto que tendrá una fractura en la permeabilidad, dependerá en gran parte de su propia morfología. Figura 99.

Para saber qué tan importante será el efecto que una fractura natural tendrá en la productividad del yacimiento, a menudo se convierte en una tarea complicada. Sin embargo, existen algunos datos o indicadores que nos ayudan a inferir el control del fluido por parte de la fractura. Estos indicativos son los siguientes:

- Cuando observamos manchas de aceite en las fracturas de un núcleo, esto es sin lugar a dudas un indicativo de control de la fractura del fluido del yacimiento. Figura 100.
- Alto flujo de una prueba de permeabilidad de zonas de tapones de relativamente baja permeabilidad, esto es indicativo de que la fractura controla el fluido.

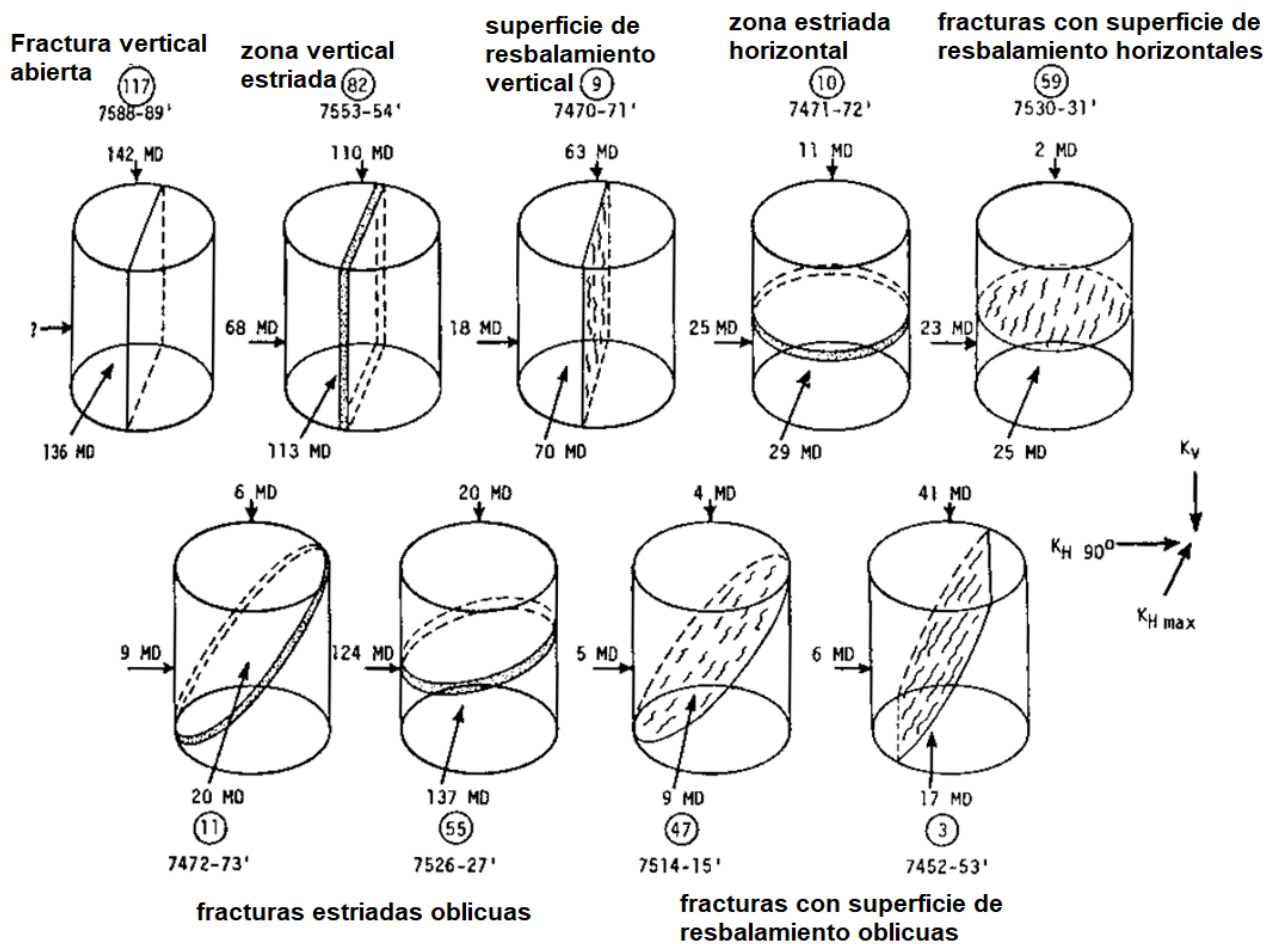


Figura 99. Efecto directo del fluido en varias morfologías de fractura. (Nelson, 2001. pp.71).

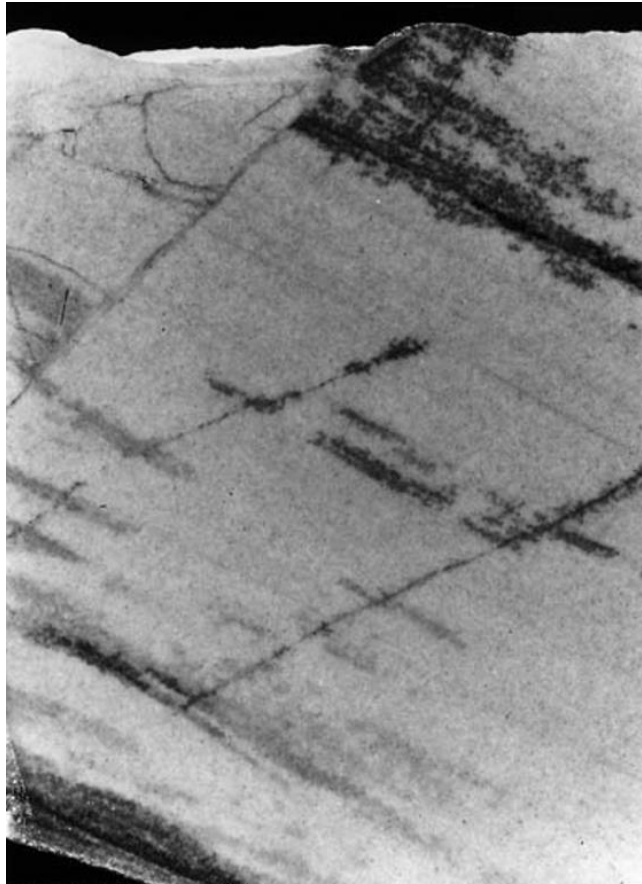


Figura 100. Manchas de aceite a lo largo de fracturas abiertas en núcleo de arenisca. (Nelson, 2001. pp.71).

5.2 Caracterización de un sistema de fracturas

5.2.1 Métodos sísmicos

En el ámbito laboral, un correcto estudio y caracterización del sistema de fracturas en un yacimiento nos permitirá reducir el riesgo de la inversión, así como, contar con una mejor predicción en cuanto a la producción y recuperación de hidrocarburos, que obtendremos de los pozos; esto se logra mediante la ayuda de métodos sísmicos que emplean longitudes de onda de hasta 100 m (328 pies) para detectar la presencia de fracturas naturales utilizando análisis de anisotropía azimutal. Algunos métodos sísmicos se basan en la detección de fracturas por medio de la determinación de la variación de la anisotropía de la velocidad.

La anisotropía es una propiedad de la materia. Describe el cambio de sus propiedades (presión, temperatura, elasticidad, conductividad, permeabilidad, etc.) al variar el ángulo de la dirección en que se mide. La anisotropía sísmica se define como la variación de la velocidad sísmica con la dirección de propagación en la escala de frecuencia de los datos sísmicos adquiridos en la superficie terrestre (10-80 Hz).⁷⁹

Las variaciones en la anisotropía sísmica se deben a tres distintas razones:

- Anisotropía intrínseca de los minerales.
- estratificación horizontal de capas delgadas.
- Fracturas y fallas.

Por medio de las variaciones de la anisotropía sísmica se pueden llegar a detectar la presencia de fracturas. Los métodos sísmicos se centran principalmente en determinar cómo varían direccionalmente las propiedades y los atributos sísmicos. Las fracturas presentes en los yacimientos, afectan las propiedades direccionales anisotrópicas de las señales sísmicas, lo que podría ser indicativo de presencia de fracturas. Los métodos sísmicos se basan en técnicas que analizan la señal sísmica para determinar las variaciones producidas en la respuesta de frecuencia y amplitud con el acimut y el buzamiento (echado).

⁷⁹ Gómez R. A, Centeno M. M, Chávez P. S. Anisotropía Sísmica.2015; [Consultado 25 de Julio de 2018]; 1-5. Disponible en: <http://www.temasis.info/fileExplorer/2015/Anisotropía>.

5.2.2 Registros Geofísicos

La detección de fracturas por medio de registros es una tarea un tanto complicada, especialmente, al tratar de dar una descripción precisa del sistema de fracturas que se encuentra en contacto con el pozo. Estos registros operan bajo el principio de que una zona de fractura producirá una anomalía en la respuesta del sensor de un registro, si la fractura es abierta, esta anomalía será de importancia o se tomará en cuenta, si la fractura es cerrada, la anomalía será despreciable.

Los registros tienen la capacidad de reaccionar de manera sensible a zonas de alta permeabilidad, que son las que forman las fracturas en un medio de baja permeabilidad (formada por la matriz). La detección de fracturas dependerá de zonas de alta permeabilidad (comparadas a la de la matriz), es por eso, que la detección de las fracturas por medio de los registros geofísicos tendrá efecto únicamente en las fracturas abiertas o inclusive a aquellas que se encuentran parcialmente mineralizadas o rellenadas.

Los registros se enfocarán a examinar la zona de fractura alrededor del pozo, donde la tendencia de éstas es a ser verticales o sub verticales más que horizontales.

Registros litológicos

“Los registros de litología se definen como los registros normalmente utilizados para diferenciar entre lutitas y no lutitas. Se incluyen en esta categoría los registros de potencial espontáneo SP (Spontaneous Potential) y rayos gamma.”⁸⁰

5.2.2.1 Registro de Potencial espontaneo SP

Este registro, mide la diferencia de potencial entre un electrodo fijo posicionado en superficie y otro electrodo móvil posicionado en el pozo. Cuando el electrodo móvil, al estar dentro del pozo detecta una formación con lutita, la curva del SP arrojará una línea constante (línea base de lutita), en el caso de formaciones permeables (areniscas, por ejemplo), la curva del SP mostrará variaciones de la línea base de lutita. Figura 101.

En el caso de los yacimientos fracturados, la curva del SP representa una anomalía que se podría asociar con la zona de fractura, la interpretación es, que cada punto de la curva es el resultado de las filtraciones de lodo en las fracturas (comportamiento negativo).

⁸⁰ Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

Sin embargo, el registro SP tiene una aplicación poco confiable en la identificación de fracturas debido a que, en algunos casos, con material como la pirita, que mineraliza fracturas también provoca la misma respuesta en la curva SP.

Este registro es inadecuado para identificar fracturas en formaciones impermeables, como por ejemplo la caliza.

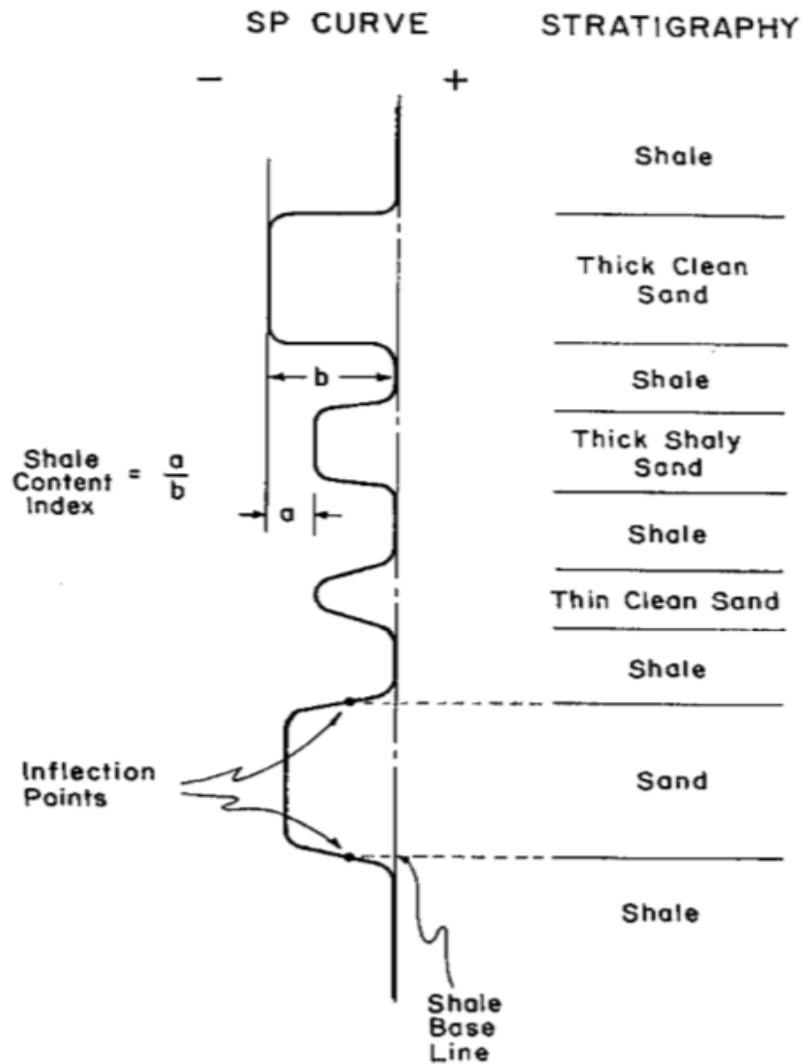


Figura 101. Representación del comportamiento de la curva de SP en una formación de areniscas y lutitas. (Bassiouni Z, 1994, p.131).

5.2.2.2 Registro de rayos Gamma

Este registro evalúa y detecta depósitos de mineral radioactivo, y en el caso de las formaciones de sedimentos es un excelente indicador de contenido de lutita, debido a las propiedades que tienen lutitas y arcillas de que se acumulen materiales radioactivos en ellas. Cuando en una fractura se incrementa el contenido de lutita o algún cristal radioactivo, por ejemplo, uranio que podría incrementar la radioactividad y a su vez dar una mayor lectura en el registro de rayos gamma. Esta indicación de mayor radiación se deberá tomar en cuenta junto con otros parámetros de otros registros para poder tener un mejor panorama en la detección de fracturas. Figura 102.

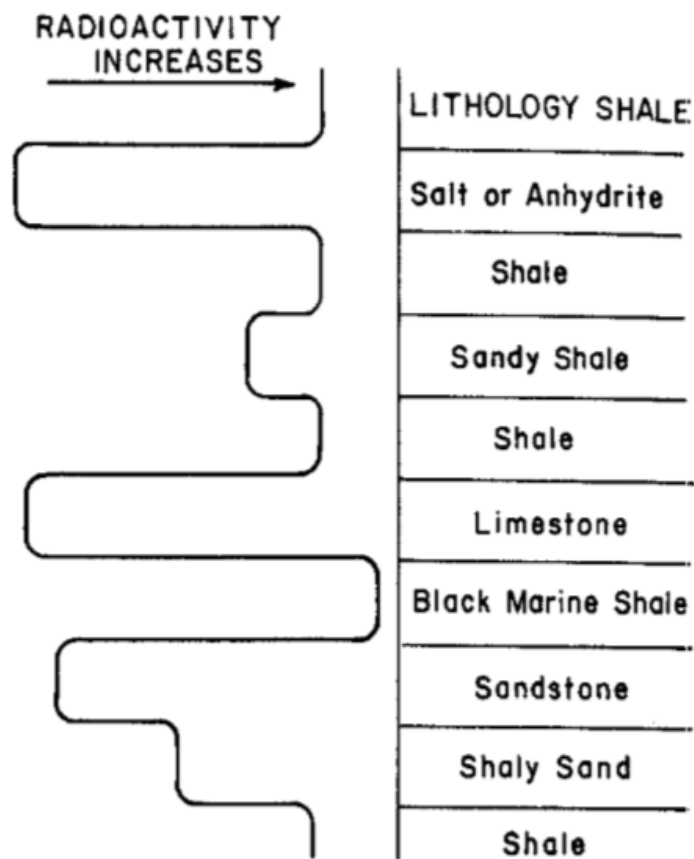


Figura 102. Grado relativo de radioactividad en rocas sedimentarias comunes. (Bassiouni Z, 1994, p.147).

5.2.2.3 Registro Caliper

Este registro fue diseñado para medir el diámetro de un pozo a lo largo de su profundidad. En las operaciones de perforación la presión hidrostática en la columna es mayor que la presión de la formación, esta diferencia de presión forzaría al lodo a introducirse en zonas permeables de la formación, quedando en las paredes del pozo las partículas sólidas del lodo de perforación, donde éstas formarían un revoque; este revoque actuaría como un reductor de diámetro del pozo, principalmente si se utiliza material de pérdida de circulación.

En el caso contrario, puede ocurrir elongación del diámetro del pozo causada por ruptura de la formación mientras se está perforando, especialmente si la formación se encuentra entre fracturas paralelas al diámetro del pozo. Cabe mencionar que la elongación del pozo no solo es causada por la ruptura de la formación, esta puede ser a causa de la perforación direccional, pozos desviados, perforación a través de estratos inclinados y algunas otras acciones. Figura 103.

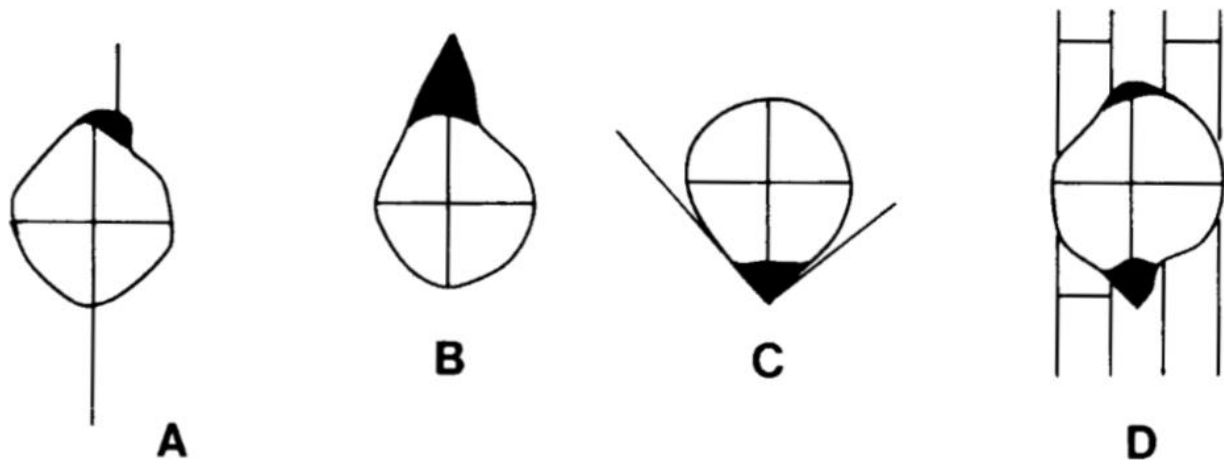


Figura 103. Diámetros de pozos elongados debido a ruptura de rocas, como resultado de la presencia de fracturas. Intersección de fracturas individuales (A). Pozo que interseca vórgulos (B). Intersección de fracturas (C). Intersección de red de fracturas (D). (T. Van Golf-Racht, 1982. p.259).

5.2.2.4 Registro de temperatura

Cuando circula lodo de perforación en un pozo, este tiende a reducir el gradiente de temperatura a lo largo del pozo, especialmente en las zonas de alta permeabilidad. Esta reducción de la temperatura dependerá de varios factores como, por ejemplo, la diferencia de temperatura de la formación con el lodo, la conducción térmica de la formación, así como de la pérdida e invasión del lodo de perforación. Las fracturas presentes en la formación causarán pérdida de circulación del lodo y a su vez, ésta causará una modificación de la temperatura en la zona de fractura. La identificación de fracturas será un poco complicada, a menos que se tengan termómetros con alta sensibilidad a los cambios de temperatura.

Durante la toma de registro, la temperatura más baja se tendrá durante la circulación del lodo y después de esto, la temperatura se incrementará hasta alcanzar la temperatura estática. Registrar nuevamente la temperatura inicial será más complicado en el caso de haberse presentado pérdidas de circulación; es por eso, que se relaciona la presencia de fracturas cuando se tienen estos casos, donde reestablecer la temperatura toma mucho más tiempo que el esperado. Las anomalías que se presenten en la temperatura, será indicativo de una zona de fracturas. Figura 104. La reducción de temperatura en el diagrama es un claro ejemplo de la detección de una zona de fracturas en un pozo.

Debido a que en ocasiones se pueden mal interpretar los registros de temperatura, éstos se deben tomar en cuenta solo como apoyo en la detección de fracturas.

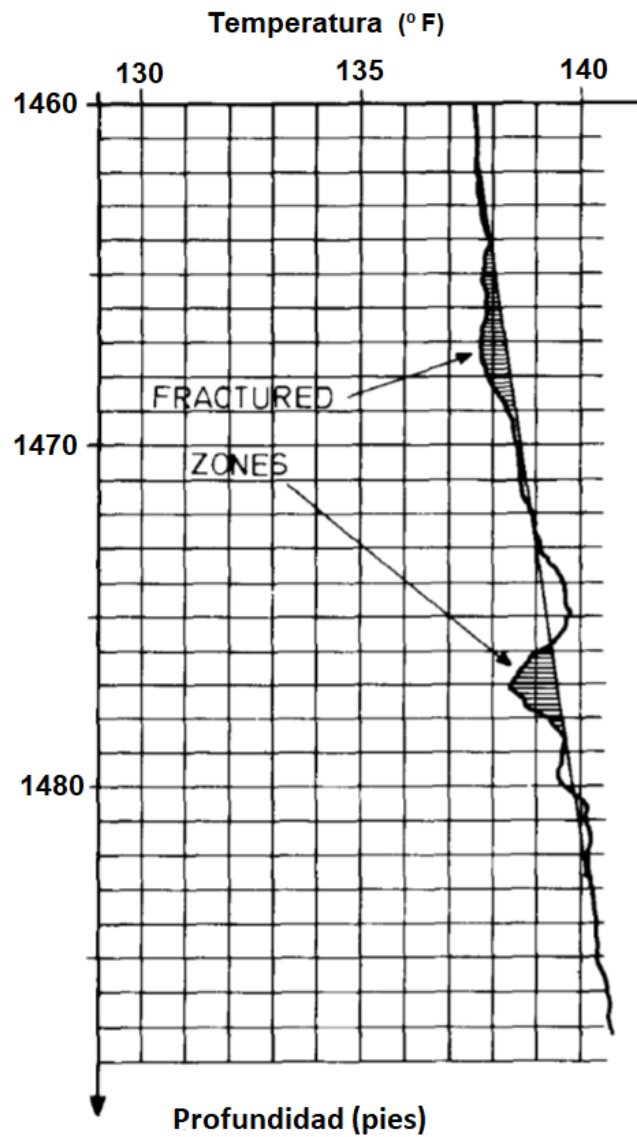


Figura 104. Anomalías en la temperatura en zona de fracturas. Las flechas indican la zona de fractura donde posiblemente se esté perdiendo lodo de perforación, lo que nos indica una reducción en el gradiente de temperatura. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.260).

5.2.2.5 Registro de resistividad

Este tipo de registros, si se utilizan adecuadamente pueden ser de gran ayuda en la localización y detección de zonas de fracturas. Cuando se presentan anomalías en un registro de inducción puede ser indicativo de una zona de fracturas. Esta anomalía puede ser el resultado de la invasión de fluido de perforación base aceite (alta resistividad) a la zona de fracturas. En un registro doble de inducción, la presencia de fracturas podría ser indicada cuando las curvas del registro de doble inducción (MSFL o LL8), registre una lectura de resistencia aparentemente baja (falsa) no evidente en las lecturas más profundas, que contrasta con las lecturas de resistencia alta en los registros LLD y LLS (laterolog profundo y laterolog superficial). Entre mayor sea la separación de las curvas mayor será la intensidad de la fractura. Figura 105.

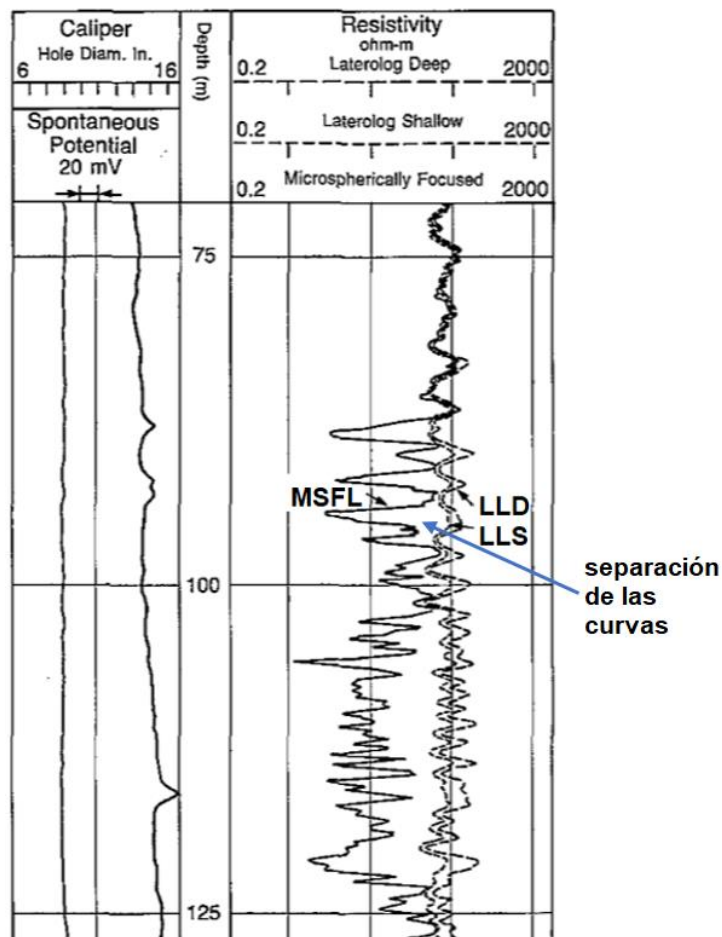


Figura 105. Identificación de fractura con registro DLL-MSFL. La alta resistividad medida por los registros LLD y LLS es indicativo de zona de fracturas, ya que en realidad mide la alta resistencia del fluido base aceite, que ha invadido la zona de fracturas. Esta medición contrasta con la baja resistividad medida por el registro MSFL. (Schlumberger, 1998, p.13-5).

5.2.2.6 Registro de densidad

El registro de densidad tiene la función de registrar una medición de la densidad aparente de la formación o columna litológica, esto lo logra a través de un haz de rayos gamma que se transmite desde una fuente montada en la misma herramienta y un sistema de conteo que detectará cambios en la intensidad del rayo, generada por las características de algún tipo de roca. La respuesta dependerá en cambios o variaciones en el volumen de la densidad; es por eso, que si se tiene una mayor densidad significará un menor nivel de intensidad de rayos gamma. Lo anterior se puede deducir de la siguiente manera: las rocas de baja porosidad que se les aplica la intensidad de los rayos gamma, arrojarán un conteo bajo, mientras que una fractura presentara un mayor conteo.

Este tipo de registro presenta dificultades debido a que esta herramienta es unidireccional y no puede rotar, esto se traduce como errores de medición, ya que solo será efectiva la medición en un solo lado del pozo.

Beck⁸¹ considera la curva DELTA RHO como un método práctico de detección de fracturas.

El objetivo por el que de Delta-Rho se diseñó, fue para compensar el registro de densidad en agujeros irregulares (*rough*) así como para revoques, pero también puede ser usado para la detección de fracturas. La curva Delta-Rho mostrará una anomalía cuando la herramienta se mueva enfrente de una fractura.

Delta Rho es una medida de la corrección hecha a la densidad aparente, para compensar el revoque que no fijó adecuadamente en la pared del pozo. Este registro responde a revoques anormalmente gruesos o a la rugosidad del pozo, así que también será efectivo en la detección de fracturas, cuando éstas sean rellenadas con fluido debido al proceso de perforación que tiende a arrancar o quitar los bordes de las fracturas. Una curva inconstante de Delta-Rho puede ser indicativo de fracturas, especialmente cuando el pozo está en el diámetro de la misma barrena con el que fue perforado. Figura 106.

⁸¹ Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

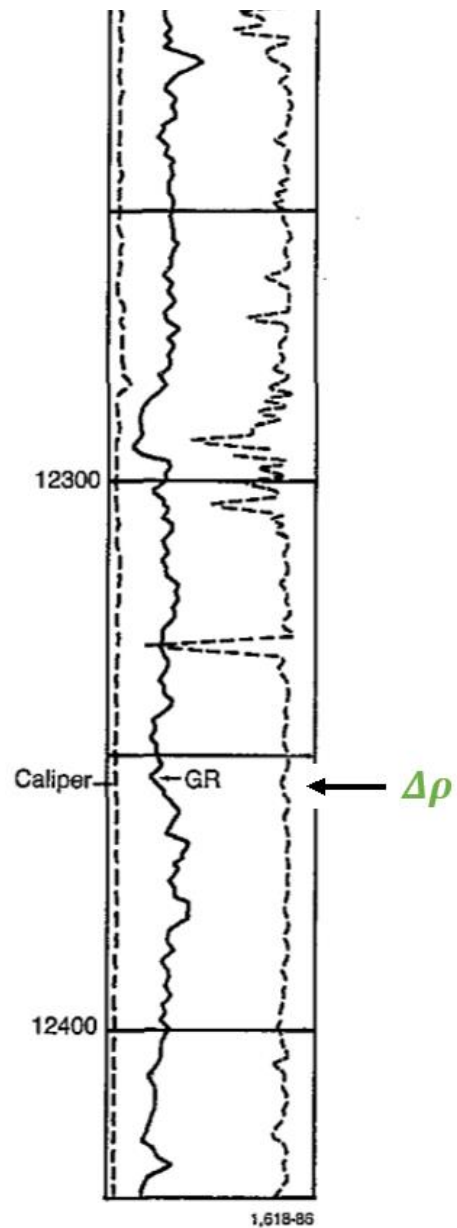


Figura 106. La figura muestra una curva inconstante de DELTA-RHO, lo que significa que está detectando rugosidades en el pozo, lo cual se puede interpretar como indicativo de presencia de fracturas. (Schlumberger, 1998, p.13-4).

5.2.2.7 Registro Sónico

Este tipo de registros es uno de los más convenientes en la detección de fracturas. Las mediciones hechas con esta herramienta responden a las propiedades mecánicas de la roca y son mucho menos sensibles a las anomalías que pudiera presentar el pozo. En las zonas de fracturas, las propagaciones de las ondas sónicas podrían presentarse de manera borrosa o confusa, esto, debido a la interferencia de propagación entre el elemento receptor y el elemento transmisor de la herramienta.

Esta interferencia puede ser causada por fracturas abiertas, pero desafortunadamente estas podrían no ser la única causa de la interferencia de la propagación de las ondas sonoras, ya que existen otras posibles causas, por ejemplo, capas delgadas de estratos de diferente litología, un cambio de diámetro en el pozo o inclusive una fractura cerrada.

El principio de funcionamiento de la herramienta sónica, se basa en la emisión de energía por medio de un elemento transmisor y la medición de la cantidad de energía que llega al receptor, esta medición nos ayudará a conocer la uniformidad de la formación. Si tenemos una gran cantidad de energía en el elemento receptor, esto será indicativo de una baja probabilidad de que la formación medida contenga fracturas, de lo contrario una baja cantidad de energía será indicativo de una alta probabilidad de encontrar fracturas en igualdad de condiciones en ambos casos.

El registro sónico utiliza datos acústicos tanto de onda normal P como de onda de corte o cizalla S en el pozo. El concepto en el análisis de los datos, es que las fracturas en la masa rocosa no afectan el desplazamiento de la onda P, mientras que sí afectan y retrasan el recorrido de la onda S.

La Figura (107), es un ejemplo de disminución en la energía de cizallamiento (S) en donde se cree que se encuentra una zona de fracturas. En la zona de fractura, una parte de la energía de cizallamiento es reflejada y otra refractada, como resultado, la cantidad de energía que recibirá el receptor será de menor cantidad.

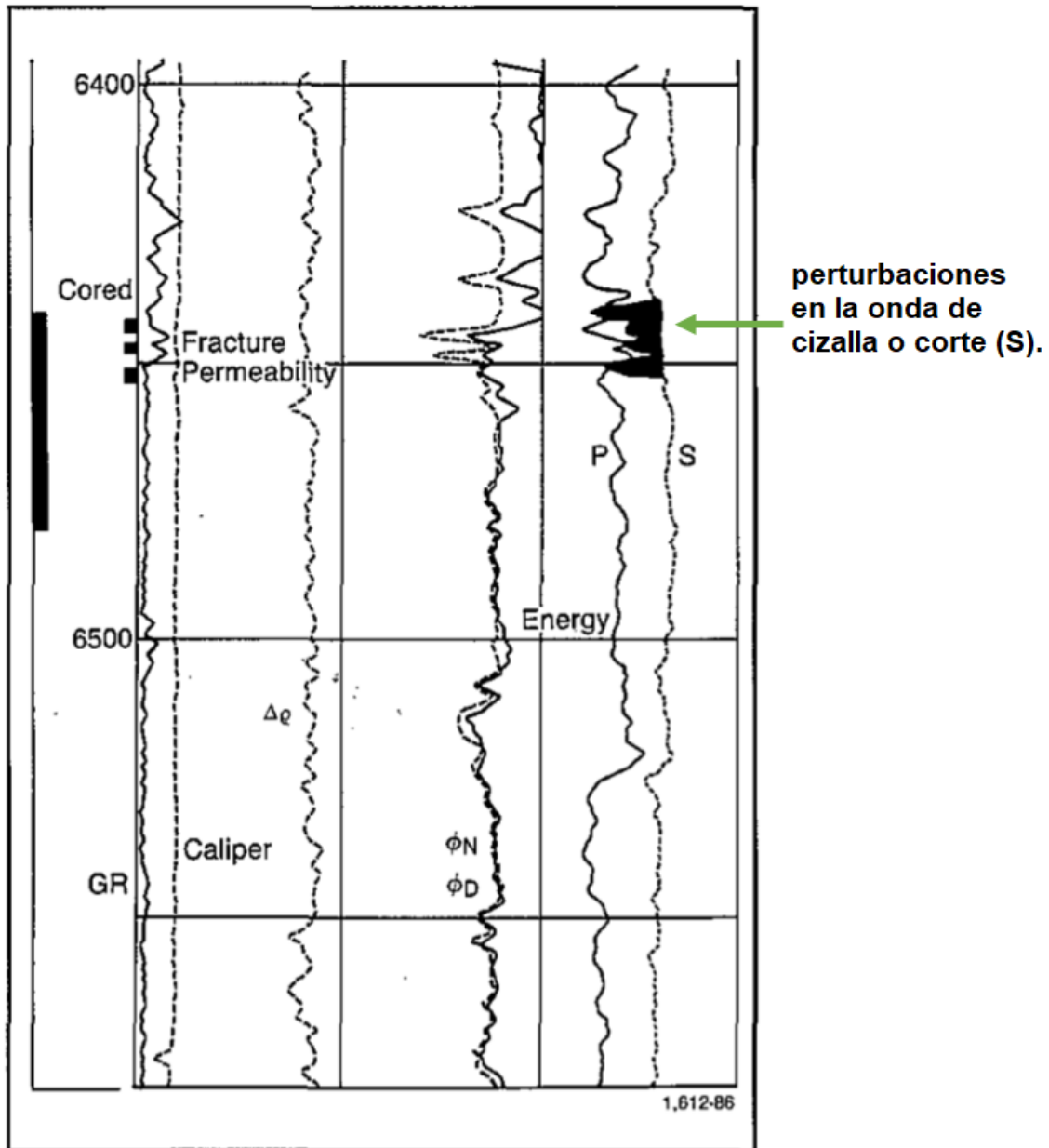


Figura 107. Registro sónico. Disminución de la energía de cizalla o corte, como indicativo de fracturas. Las fracturas afectarán el recorrido en las ondas S; es por eso, que en la figura podemos observar el retraso en la onda S. (Schlumberger, 1998, p.13-4).

5.2.2.8 Registro de televisor de fondo de pozo

Esta herramienta explora las paredes del pozo con la ayuda de un transductor rotativo, que emite un haz ultrasónico de pulso. En sí, esta herramienta es un escáner que muestra una representación visual en un tubo de rayos catódicos, de la reflectividad acústica de la pared del pozo de forma vertical y plana. Las fracturas verticales las representa en forma de líneas rectas y las fracturas que tienen una forma entre verticales y horizontales, las representa en forma de señales sinusoidales. Figura 108.

Los resultados en detección de fracturas son, por ejemplo, rugosidades en el agujero del pozo, agujeros pobremente elongados, así como agujeros colapsados. Todos estos factores antes mencionados son característicos de presencia de fracturas. Los cambios en la uniformidad de las paredes del pozo, tales como: vúgulos, deformaciones y fracturas, son reflejados como cambios en la intensidad de la imagen.

El principio básico de operación es similar a la de un sonar. Esta herramienta produce una fotografía acústica de las paredes del pozo mediante el envío de energía acústica. Por medio de un transmisor (transductor), esta energía es enviada a la formación y nuevamente recibida por el mismo transductor que opera ahora como receptor.

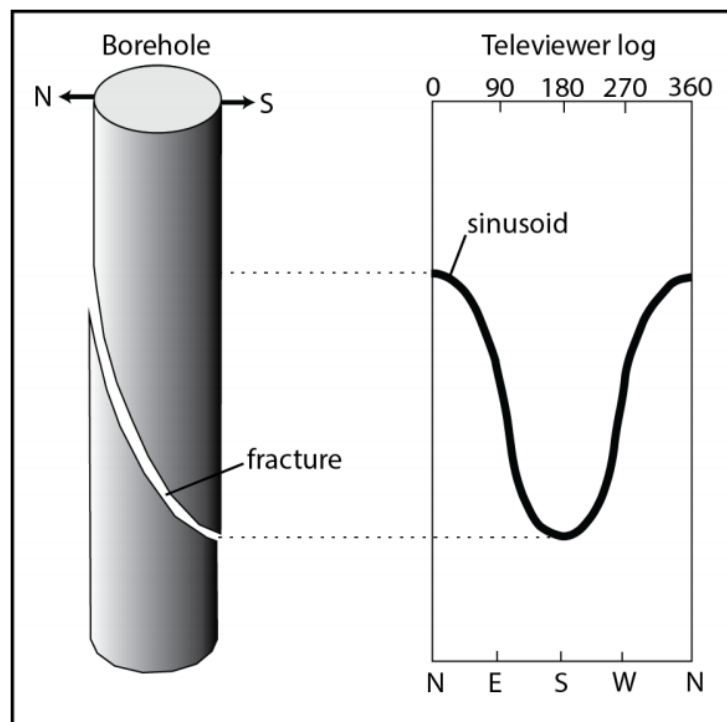


Figura 108. Registro de televisor de fondo de pozo. Este registro representa las fracturas como ondas sinusoidales. Disponible en: <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/16090.pdf> [Consultado el 18-05-2018].

5.2.2.9 Registro Dipmeter

Esta herramienta evalúa el ángulo de inclinación y el ángulo de dirección del plano de estratificación, el cual interseca el pozo. Cuando la herramienta pasa enfrente de una fractura, se espera que indique su presencia por medio de un incremento en la conductividad, comparado con la zona de la matriz en la cual no se espera existencia de fracturas. Si se gira la herramienta en el pozo con velocidad uniforme, la herramienta Dipmeter describirá fracturas tanto verticales como horizontales.

El principio de operación se basa en que cuando el lodo de perforación se filtra en una zona de fracturas, normalmente este tiende a disminuir. Si se comparan mediciones en puntos distintos por ejemplo con separación de 90 grados de diferencia y estas mediciones presentan distintos valores de resistividad, la probabilidad de encontrar fracturas es alta, de lo contrario es baja.

Esta diferencia en valores de resistividad la podemos observar en la figura 109. Las curvas 1 y 3 muestran un valor distinto (menor) de resistividad a diferencia de las curvas 2 y 4. Que muestran un valor mayor de resistividad.

Recordemos que los hidrocarburos no conducen la electricidad, es por eso, que las curvas 2 y 4 muestran presencia de lodo base aceite, ya que estas curvas muestran un valor alto de resistencia a diferencia de las curvas 1 y 3 que muestran un valor menor de resistencia, debido a que el lodo de perforación se ha filtrado en las fracturas.

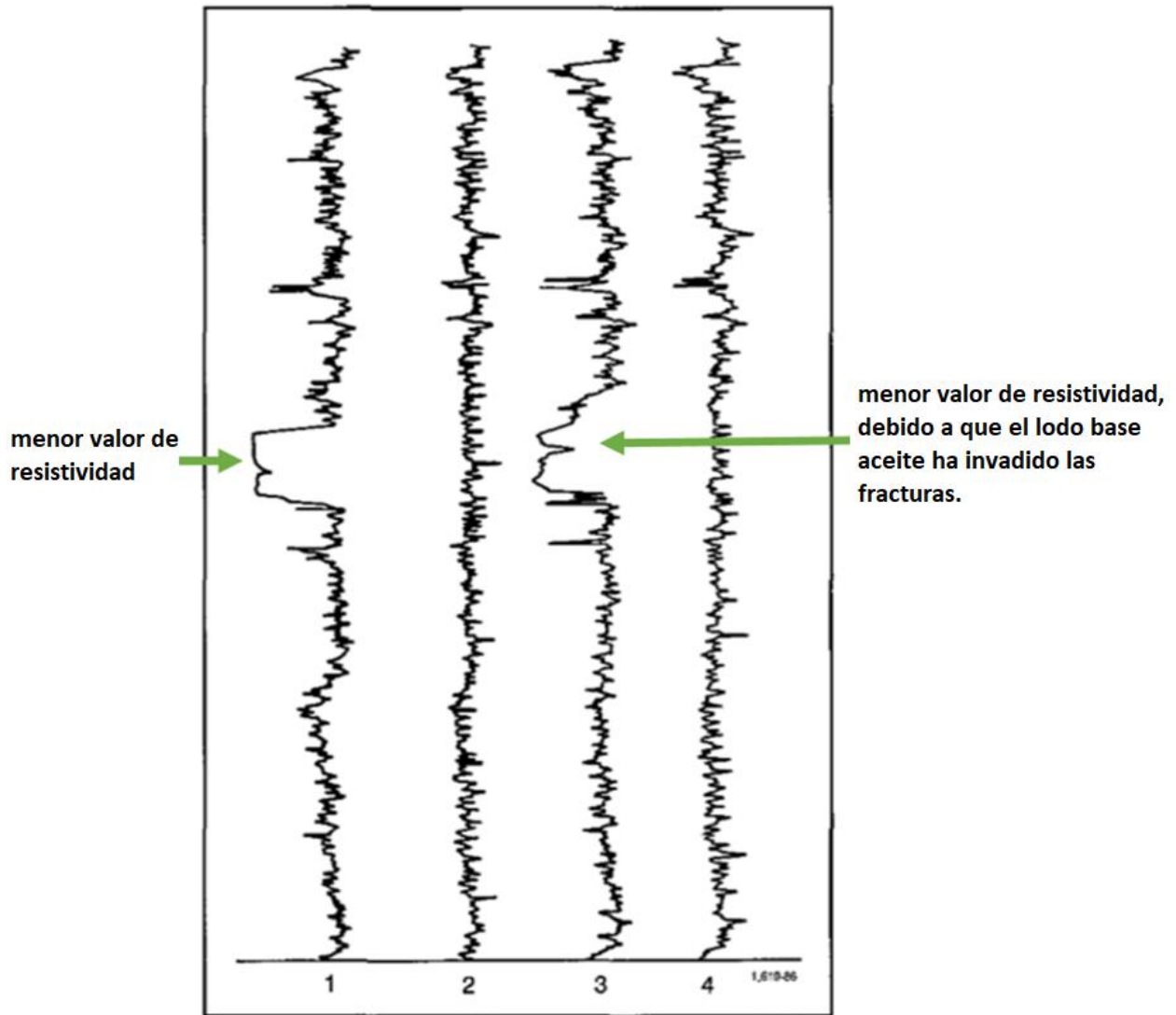


Figura 109. Registro Dipmeter indicando anisotropía y fracturas. Las curvas 1 y 3 muestran un valor menor de resistividad (mayor conductividad) debido a que el lodo de perforación ha invadido la zona de fracturas disminuyendo su cantidad. Las curvas 2 y 4 muestran un valor alto de resistividad lo cual significa que el lodo base aceite se encuentra presente. (Schlumberger, 1998, p.13-5).

5.2.3 Pruebas de Presión

Como ya hemos mencionado en capítulos anteriores, existen herramientas como los registros geofísicos para la detección y evaluación de fracturas, pero también al momento de estar perforando existen señales tales como pérdida de circulación y cambio en el ritmo de perforación, que indican que podría presentarse una zona de fractura. Las pruebas en núcleos es una herramienta más en la ayuda de detección de fracturas.

Para la detección y evaluación de fracturas, además de estas técnicas existen métodos basados en las características del comportamiento del flujo de fluidos, como son las pruebas de presión y producción.

Aunque de acuerdo con (Stearns y Friedman,1972), las pruebas de presión son una herramienta altamente recomendadas en la evaluación y detección de fracturas, su uso aún no se logra comprender en su totalidad, debido a que la solución obtenida no es única. El resultado es que el análisis de las pruebas de presión en yacimientos fracturados se convierte en un tema que genera controversia.

Existen casos en yacimientos, donde los resultados arrojados de las pruebas con núcleos y registros geofísicos resultan indeterminados, es en este punto, donde las pruebas de presión se convierten en una herramienta útil en la detección y evaluación de fracturas.

5.2.3.1 El conocimiento llevado a la practica en la caracterización de yacimientos naturalmente fracturados

En la industria petrolera, se realizan estudios de yacimientos en base a comparaciones con otros yacimientos que, se cree que tienen características similares al yacimiento en estudio. Por medio de este método, a menudo se obtienen resultados favorables; sin embargo, no podemos decir lo mismo para el caso de los yacimientos naturalmente fracturados, esto, debido a las características únicas y la compleja interacción entre las fracturas, matriz y fluidos. Los resultados no favorables en el estudio de yacimientos fracturados, obtenidos mediante la comparación con otros yacimientos, ha obligado a los profesionales de la materia a desarrollar otros métodos de estudio; por ejemplo, los modelos conceptuales y los modelos numéricos.

5.2.3.2 Modelos conceptuales

Se trata de modelos hipotéticos que caracterizan los estratos e incorporan conceptos de estratigrafía secuencial, por ejemplo: perfiles de facies, discordancias, superficies de inundación, superficie de erosión y parasecuencias. Los modelos conceptuales pueden abarcar datos como geometrías y sucesiones de facies. A menudo los modelos conceptuales se emplean para la caracterización de yacimientos en conjunto con tecnologías geoestadísticas.

“Los modelos conceptuales, generalmente se utilizan como una guía para interpretar conjuntos de datos individuales; por ejemplo, pruebas de flujo a corto tiempo o datos de pruebas de presión transitorias.”⁸²

Los modelos conceptuales ayudan a interpretar el comportamiento de sistemas de fracturas sencillos (figura 110), hasta sistemas de fracturas muy complicados (figura 111).

⁸² R. A. Nelson. Fractured Reservoirs: Turning Knowledge into Practice. 1987; [Consultado 12 de Julio de 2018];407. Disponible en: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-16470-PA>.

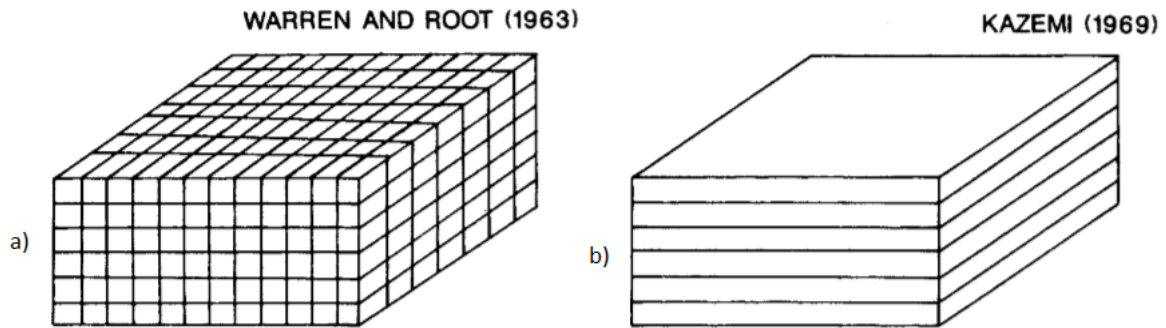


Figura 110. Ejemplo de modelos conceptuales. (a) modelo de cubo de azúcar de Warren y Root. (b) modelo de plato de Kazemi. (Nelson, 1987, p.408).

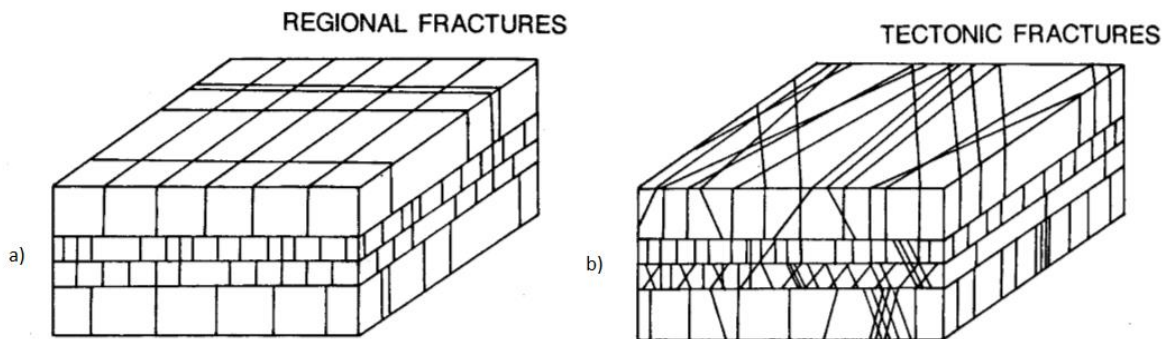


Figura 111. Esquemáticos de distintos sistemas de distribución de fracturas. (a) fracturas regionales. (b) fracturas de origen tectónico. (Nelson, 1987, p.408).

Modelo Warren y Root

“Representa el yacimiento fracturado como un sistema idealizado formado por paralelepípedos rectangulares idénticos separados por una red ortogonal de fracturas”⁸³. Figura 112. El flujo hacia el pozo se da por medio de la red de fracturas, la matriz, a su vez, alimenta de manera continua el sistema de fracturas bajo condiciones de flujo casi constante. Por ejemplo, para condiciones de flujo transitorio, se desarrolló una función de respuesta a la presión en función de dos nuevos parámetros adimensionales: λ , que representa una función del interflujo entre las dos regiones (matriz-fractura). Y ω , que representa la capacidad de almacenamiento de las dos regiones (matriz-fractura). Ambos parámetros ayudan a caracterizar la relación de entre las distintas porosidades de fractura y de matriz. El modelo de Warren-Root fue hecho para poder comprender los mecanismos de flujo que rigen dentro de un yacimiento naturalmente fracturado.

⁸³ Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

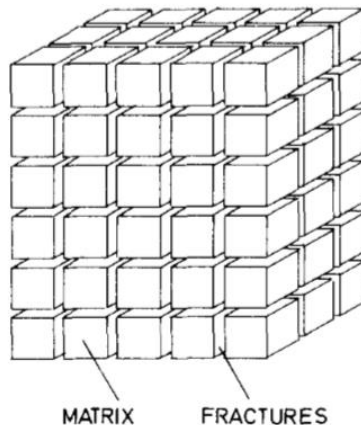


Figura 112. Yacimiento fracturado idealizado del modelo de Warren y Root. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.354).

Modelo Kazemi

En este modelo, se tiene un sistema estratificado que se compone de capas delgadas y capas gruesas, las capas delgadas representan las fracturas y son altamente conductoras, las capas más gruesas representan la matriz que cuentan con mayor capacidad de almacenamiento y son poco conductoras, ambas capas están alternadas entre sí.

Mediante el uso de la integración numérica de la variación de presión del pozo frente al tiempo, este modelo arrojó resultados que demostraron una coincidencia satisfactoria con los obtenidos por el modelo Warren-Root para casos de distribución uniforme de fracturas, donde la alta capacidad de almacenamiento de la matriz contrastaba con la alta capacidad de interflujo⁸⁴

5.2.3.3 Modelos numéricos

Los modelos numéricos generalmente intentan unificar conjuntos de datos para obtener una respuesta consistente. Estos modelos, representan a un yacimiento en términos enteramente numéricos, se emplean para realizar cálculos de las reservas disponibles y simular el comportamiento de yacimientos. Los modelos numéricos representan al yacimiento en dos diferentes sistemas: el primero, sistema de bloques de matriz y el segundo, sistema de red de fracturas.

La simulación supone que el flujo hacia los pozos tendrá lugar a través de las fracturas, las cuales contienen un volumen de fluido relativamente pequeño, pero con alta permeabilidad, y que la mayoría de los fluidos se encuentran contenidos en la matriz.

⁸⁴ Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

Este tipo de estudio normalmente está limitado a las grandes compañías debido a su alto costo económico.

5.2.3.4 Importancia de las diferentes disciplinas

El estudio de los yacimientos naturalmente fracturados, ha demostrado la importancia que tienen las distintas disciplinas, ya que, para alcanzar el éxito en el análisis, y comprensión del comportamiento de los yacimientos fracturados, se debe lograr una integración de distintas especialidades como son: geología, ingeniería, petrofísica y geofísica. Figura 113.

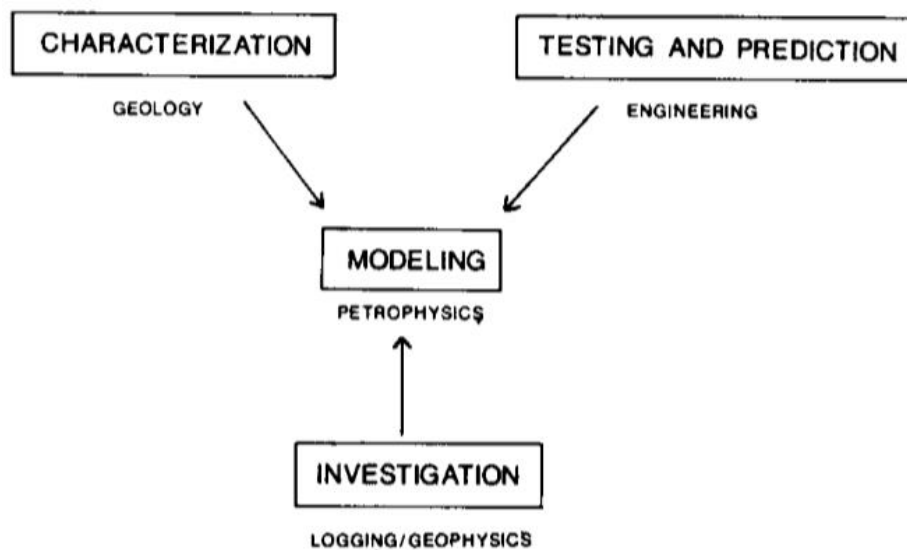


Figura 113. Representación esquemática de la necesidad de integración de distintas disciplinas. (Nelson, 1987, p.409).

En el aspecto geológico, se han realizado representaciones estadísticas de datos de espaciamiento y distribución de fracturas en núcleos y en afloramientos, datos que, se emplean en la ingeniería de yacimientos, así como también, en los modelos numéricos. En el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados a menudo se observan datos, como son: orígenes de las fracturas, distribución, y características en general de los sistemas de fracturas. Estos datos ayudan a generar distintos modelos conceptuales que sirven para entender el comportamiento del yacimiento fracturado.

En el campo de la ingeniería petrolera, se han hecho estudios de los efectos que generan los yacimientos fracturados en el comportamiento de pruebas de pozos.

Por ejemplo, para el caso de las pruebas de presión transitorias se descubrió que, existen siete factores geológicos importantes que, predominan en el comportamiento del régimen de flujo de pruebas de presión transitorias en los yacimientos naturalmente fracturados:

- 1.- Fracturas que intersecan el pozo paralelo a su eje, con un ángulo de inclinación de 90° (fracturas verticales).
- 2.- Fracturas que intersecan el pozo con ángulos de inclinación desde 0 a menos de 90° .
- 3.- Fracturas que están en las proximidades del pozo.
- 4.- Fracturas que tienen extremadamente alta o baja conductividad.
- 5.- Fracturas que tienen varios tamaños y distribuciones.
- 6.- Fracturas que tienen extremadamente alta o baja permeabilidad de matriz.
- 7.- Fracturas dañadas a causa de operaciones de perforación y terminación.

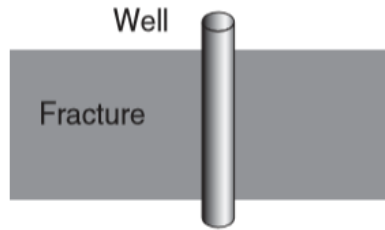
La mayoría de los datos transitorios de presión se ven afectados, a veces de manera significativa, por el factor de almacenamiento y por el daño. Por lo tanto, es crucial comprender el comportamiento de una única fractura que se interseca con los efectos de la daño y almacenamiento (Evans 1971, Raghavan 1976, Cinco-Ley y Samaniego-V 1977, 1981a; Wong et al., 1986) para identificar regímenes de flujo que tienen lugar alrededor del pozo y fracturas.

Los distintos regímenes de flujo que se presenten en un pozo dentro de un yacimiento fracturado, dependerán en gran medida de las características de la interacción entre matriz-fractura, por ejemplo, grandes diferencias entre valores de permeabilidades, baja conductividad de fractura y alta permeabilidad de matriz

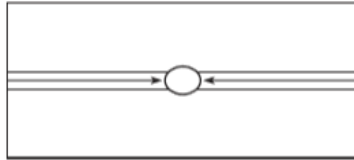
Cuando un pozo vertical interseca una fractura que es paralela al eje del pozo (90°), es muy probable que observemos cualquiera de los siguientes regímenes de flujo: (a) lineal, (b) bilineal, (c) formación lineal, y (d) trilineal, esto, como se mencionó, tomando en cuenta el alto contraste entre las distintas permeabilidades matriz-fractura. Figura 114. Si es el caso donde un pozo vertical interseca una fractura de conductividad finita con un ángulo inferior a 90° , se podrá observar dos regímenes distintos de flujo: (e) radial y (f) lineal de formación, tomando en cuenta el alto contraste de permeabilidad matriz-fractura. Figura 114.

Es difícil comprender el comportamiento transitorio de presión de los yacimientos fracturados sin entender el comportamiento de una sola fractura que se interseca con el pozo. Debido a la complejidad del modelado de yacimientos fracturados, no es posible crear un único modelo de yacimiento fracturado para mostrar todos estos regímenes de flujo.⁸⁵

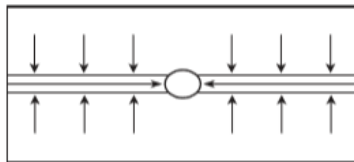
⁸⁵ Kuchuk F. Pressure Transient test and Flow regimes.2015; [Consultado 16 de Julio de 2018]; 5. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/266666771_Pressure_Transient_Tests_and_Flow_Regimes_in_Fractured_Reservoirs.



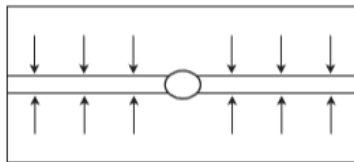
Fracture intersecting wellbore axis in parallel



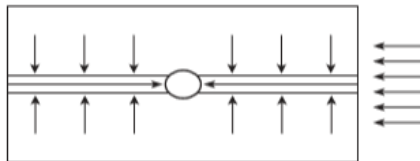
(a) Fracture linear flow



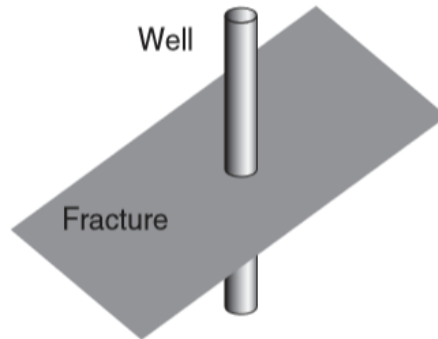
(b) Bilinear flow



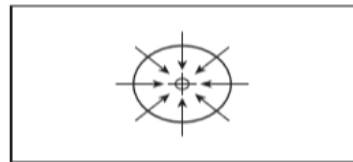
(c) Formation linear flow



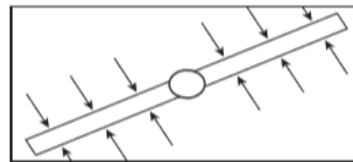
(d) Trilinear flow



Fracture intersecting wellbore with an angle



(e) Fracture radial flow



(f) Formation linear flow

Figura 114. Distintos regímenes de flujo en un pozo vertical que interseca fracturas de forma total o parcial, con diferente ángulo al eje del pozo. (Kuchuk, 2015, p.4).

Otra herramienta importante en la caracterización de yacimientos fracturados, son las pruebas de interferencia, de las cuales, se puede obtener información valiosa como, por ejemplo, el comportamiento del flujo, definir la presencia de fracturas, el acimut o ángulo de máximo caudal y la porosidad total del sistema de fractura.

En el área de la petrofísica, se han empleado numerosos registros geofísicos para la detección de fracturas como, por ejemplo: registro sísmico, registro SP, registro Dipmeter, registro Caliper, etc. Así como también, se han desarrollado herramientas innovadoras como, el registro de televisor de fondo de pozo (borehole televiewer), el cual detecta de forma directa las fracturas y las grafica en forma sinusoidal en una pantalla.

Los mayores avances hechos en el entendimiento de los yacimientos naturalmente fracturados, son el resultado de la incorporación de la investigación, caracterización y pruebas a pozos en modelos numéricos de simulación. Técnicas como la simulación de diferencias finitas son empleadas para predecir presiones, temperatura, flujo y comportamiento del yacimiento sobre varios escenarios de depleción.

5.2.3.5 Áreas de oportunidad

A pesar de que, en los últimos años se han logrado avances considerables en el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados, existen áreas donde se deben reforzar los conocimientos y/o profundizar, esto, para poder lograr un mejor entendimiento en el comportamiento de los yacimientos fracturados. Áreas como, por ejemplo:

- Saturación, permeabilidad relativa y factores de recuperación en yacimientos fracturados a condiciones de yacimiento.
- Tensores de permeabilidad en yacimientos fracturados.
- Flujo cruzado entre matriz-fractura, fractura-fractura de diferente tamaño.
- Tomografía entre pozos.
- Relación entre espaciamiento de fractura y los esfuerzos de formación.
- Terminación de pozos.
- Los efectos que causan las incrustaciones en las fracturas del yacimiento.
- Sistemas de modelado capaces de simular yacimientos más complejos, anisotrópicos y heterogéneos.

“Conceptos como: tensores de permeabilidad, tomografía CT, flujo cruzado, y espaciamiento de fractura, son muy importantes en el uso de los modelos numéricos para correlacionar datos y modelos conceptuales de distintas disciplinas técnicas”⁸⁶

⁸⁶ R. A. Nelson. Fractured Reservoirs: Turning Knowledge into Practice. 1987; [Consultado 12 de Julio de 2018];407. Disponible en: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-16470-PA>.

(Nelson, 1987), propuso ciertas modificaciones al modelo conceptual de Warren-Root, proponiendo que, el modelo de Warren-Root puede ser usado para representar sistemas complicados de matriz/fractura, al hacer una comparación de las dos direcciones ortogonales de fractura en vista de plano, con los componentes horizontal máximo y mínimo resultantes del tensor de permeabilidad total del yacimiento. Figura 115. Esto, se puede lograr al reducir el ancho de todas las fracturas en la mínima dirección horizontal de la permeabilidad, o disminuyendo el espaciamiento efectivo de las fracturas, al reducir a cero el ancho de una porción de estas fracturas en la mínima dirección de permeabilidad horizontal.

Las combinaciones de reducciones de ancho y espaciamiento de fractura, son empleadas para simular las distintas distribuciones de fracturas en los yacimientos, para que coincida con las respuestas de las pruebas de flujo. Figura 115 b. El ancho de las fracturas horizontales en el modelo propuesto, se puede fijar en un valor de cero, esto, para simular el cierre máximo de fracturas normales al componente máximo de estrés vertical o esfuerzo vertical (presión litostática).

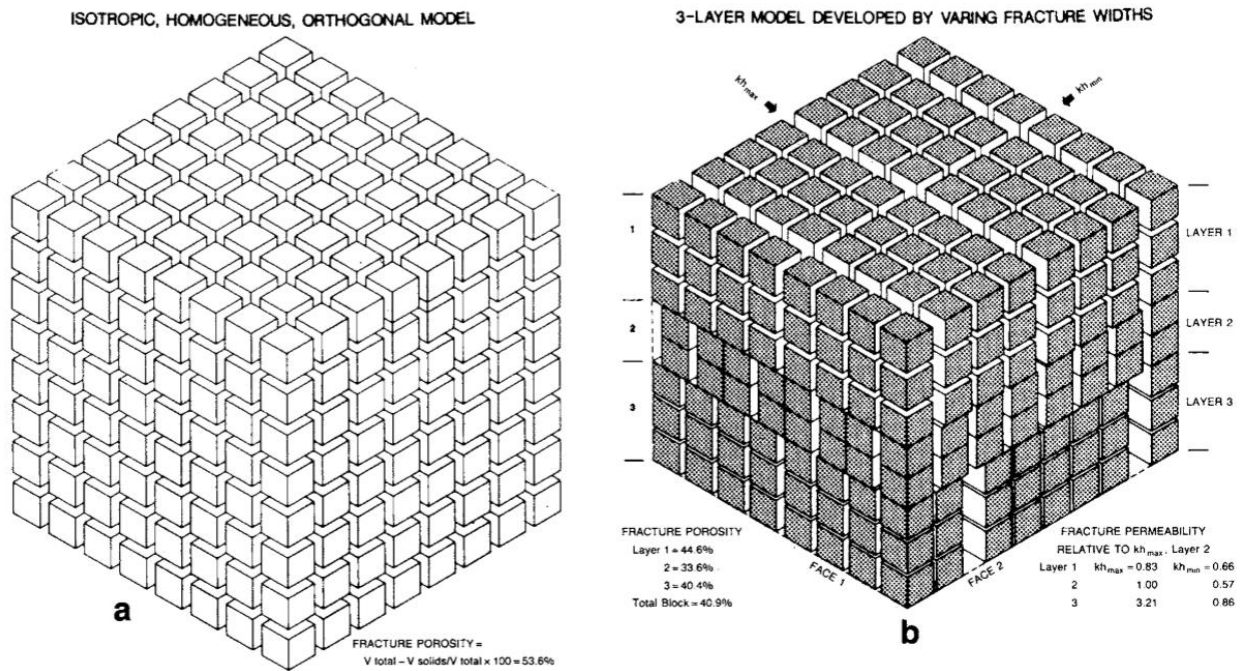


Figura 115. Modificación del modelo convencional propuesto por Warren-Root. (a) modelo Warren Root. (b) modificaciones a la cuadrícula (gridblock) por medio de los cambios al ancho de las fracturas para simular los estratos de las fracturas, espaciamiento, y escala de las fracturas. Las dos direcciones de las fracturas ortogonales son establecidas como la máxima y mínima direcciones de flujo por debajo de la superficie, o los componentes máximos y mínimos de los tensores de permeabilidad combinados. (Nelson, 1987, p.412).

Para el caso de los modelos grandes, estos, pueden incorporar distintos tamaños de fracturas al asignar anchos y longitudes más pequeñas a las fracturas que forman parte de un bloque grande. Figura 116 c. Teniendo como resultado, altas tasas de flujo fuera de las fracturas más grandes que rodean los bloques más grandes. El flujo se presentará de las fracturas más pequeñas a las más grandes.

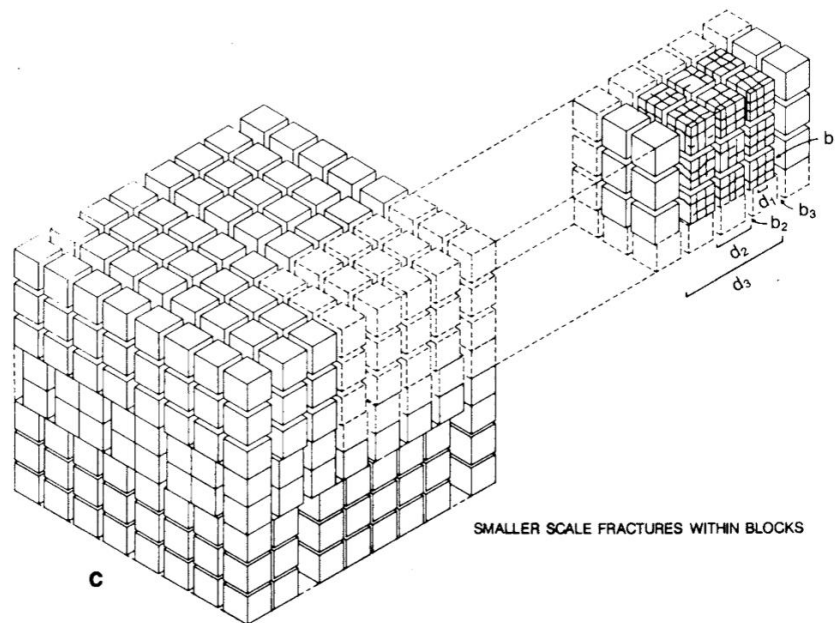


Figura 116. (c) distintas escalas de fracturas mostrando dominio por parte de las fracturas largas en flujos pequeños y dominio de pequeñas fracturas en almacenamiento y drenado del yacimiento. (Nelson, 1987, p.412).

Resumen

El modelo propuesto por (Nelson, 1987), es similar al modelo del cubo de azúcar de Warren-Root, las cuadrículas (gridblocks) del modelo propuesto son alteradas al cambiar el ancho de las fracturas para poder simular las barreras de permeabilidad en una fractura. El modelo propuesto puede ser manipulado para variar datos geológicos como son: frecuencias de acimut, espaciamiento de fracturas, estratos de roca/fractura de distinto grosor, y así, lograr una mejor caracterización del yacimiento. En términos generales, es necesario desarrollar mejores técnicas de laboratorio para obtener mejor información de datos petrofísicos, e incorporar estos datos a modelos numéricos complejos para poder realizar una mejor caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados. El modelo propuesto modificado es un avance en el campo de estudio de los yacimientos naturalmente fracturados.

“Este modelo, puede usarse no solo como base para modelos numéricos, sino para tratar el yacimiento como un tensor de permeabilidad combinado, y para abordar los problemas de escalado de datos y respuesta de las pruebas de pozos.”⁸⁷

5.2.4 Geoestadística

La geoestadística se define como: el estudio de muestras de datos de un conjunto completo de datos (o población) para tratar de estimar el comportamiento de la población.

Habitualmente, la geoestadística se aplica durante la creación de modelos del subsuelo de alta resolución de depósitos minerales o yacimientos de petróleo. Los datos se obtienen sólo a partir de núcleos y registros de pozos (muestras de datos de alta resolución vertical pero lateralmente infrecuentes) y de datos sísmicos de superficie (baja resolución vertical). Los modelos de yacimientos derivados geoestadísticamente, si resultan exitosos, se utilizan en simulaciones de yacimientos y para el manejo de yacimientos.⁸⁸

La geoestadística se puede describir como aplicaciones de modelos matemáticos basados en estadística, integración, interpretación, distribución geológica, petrofísica, o cualquier otra propiedad basada en datos de modelos geológicos. El empleo de la geoestadística es muy común en la caracterización dinámica de yacimientos.

5.2.5. Evaluación de fracturas en núcleos

La información que se obtiene del estudio de núcleos (Figura 117) es muy completa, por ejemplo, la inclinación de la fractura, el ancho de la fractura, dirección y material que rellena las fracturas. El tipo de fractura se establece a través de la observación. Las evaluaciones de los tipos de fracturas son esenciales, ya sean abiertas o rellenadas para poder tener una mejor descripción de la red de fracturas. Las estilolitas también forman parte de las características de los núcleos y se debe utilizar un procedimiento similar al de la descripción de las fracturas. Se debe tomar en cuenta si éstas intersecan o no con la fractura, y si éstas pueden llegar a interrumpir la intercomunicación de las fracturas. A continuación, se muestra un núcleo con distintas características.

⁸⁷ R. A. Nelson. Fractured Reservoirs: Turning Knowledge into Practice. 1987; [Consultado 12 de Julio de 2018];407. Disponible en: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-16470-PA>.

⁸⁸ Cf. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/geostatistics.aspx>

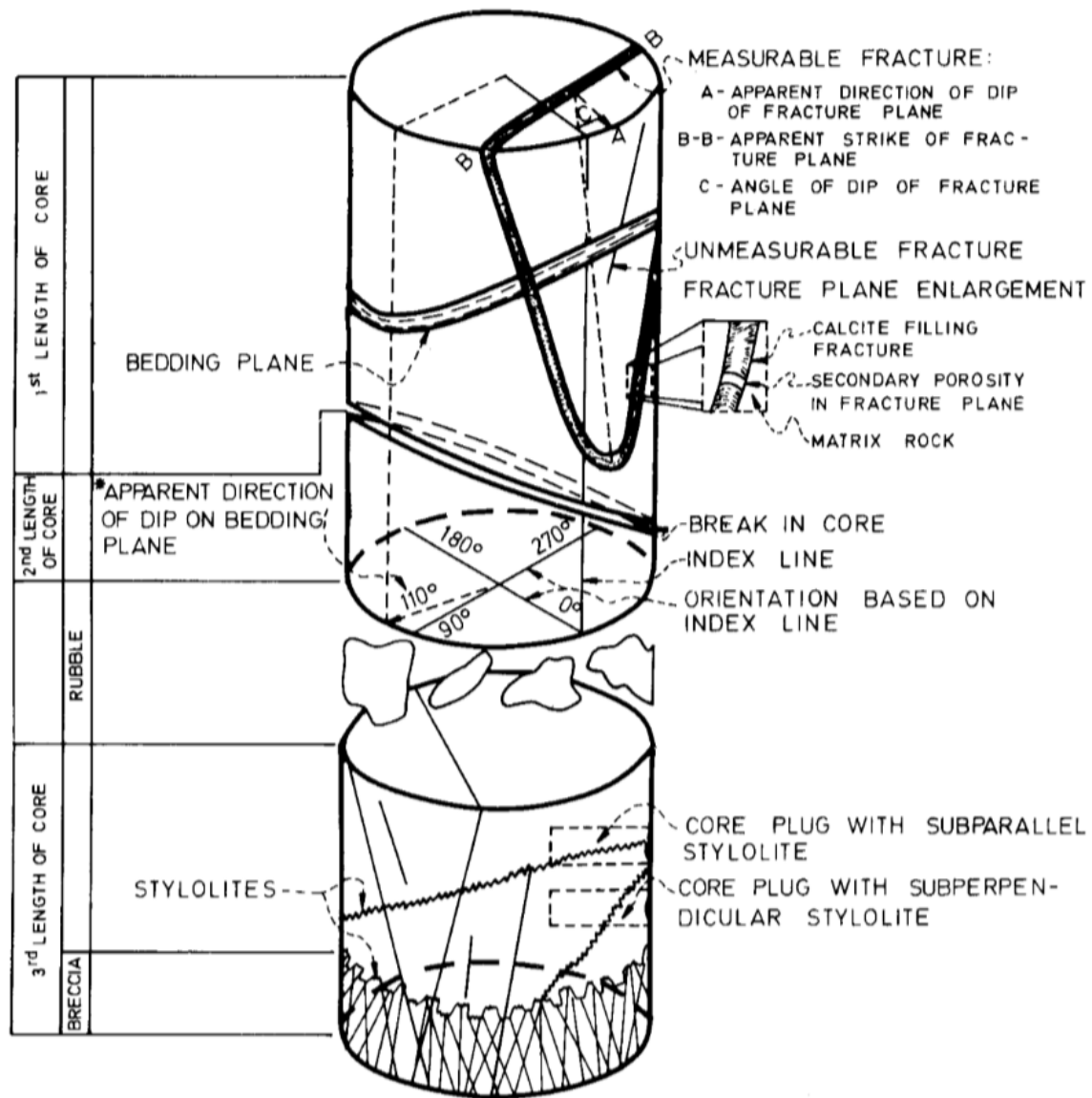


Figura 117. Núcleo de un yacimiento fracturado. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.69).

5.3 Tensores de permeabilidad en yacimientos anisotrópicos

Este estudio, consta de realizar evaluaciones de diferencias en parámetros que ayudan a evaluar el desempeño del yacimiento. En este caso nos enfocaremos al estudio de las diferencias en permeabilidad y porosidad, debido a que estos dos parámetros son los más utilizados para evaluar el desempeño de un yacimiento.

El objetivo de este estudio, es determinar el efecto de las características petrológicas individuales, en tapones a pequeña escala, para posteriormente mostrar el mismo efecto combinado de estas características en núcleos a gran escala. Para el mejor entendimiento de este tema, se presentan ejemplos de un estudio realizado en un yacimiento de arenisca del Jurásico del campo Ryckman, al oeste de Wyoming USA.

5.3.1 Estratificación laminar o cruzada

“La estratificación cruzada es un arreglo de laminaciones transversales u oblicuas a los planos principales de estratificación en rocas clásticas (Trowbridge,1962).”⁸⁹

La estratificación laminar en su escala más pequeña se caracteriza por una alternancia en el tamaño y composición de los granos. Esta tiene una profunda influencia en la relación permeabilidad-porosidad, se manifiesta no solo en la orientación de la estratificación sino también en la distinción de la estratificación laminar.

El efecto de la presencia y orientación de las estratificaciones cruzadas se puede observar en un diagrama donde se represente ($\phi-k$). En la siguiente figura, se observa una evidente alta permeabilidad a cierta porosidad en muestras que se miden de forma paralela a los estratos, a diferencia de las muestras que se miden de forma perpendicular a los estratos. Otra observación, es que en la línea donde no existe estrato, se muestra una muy baja permeabilidad en la mayor parte del rango, esto, se debe a la separación de los granos de la estratificación cruzada de areniscas, lo cual causa la alternancia de capas tanto gruesas como finas. Si es el caso, las capas con mayor permeabilidad tienen prioridad sobre el flujo del fluido. Figura 118.

⁸⁹ Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

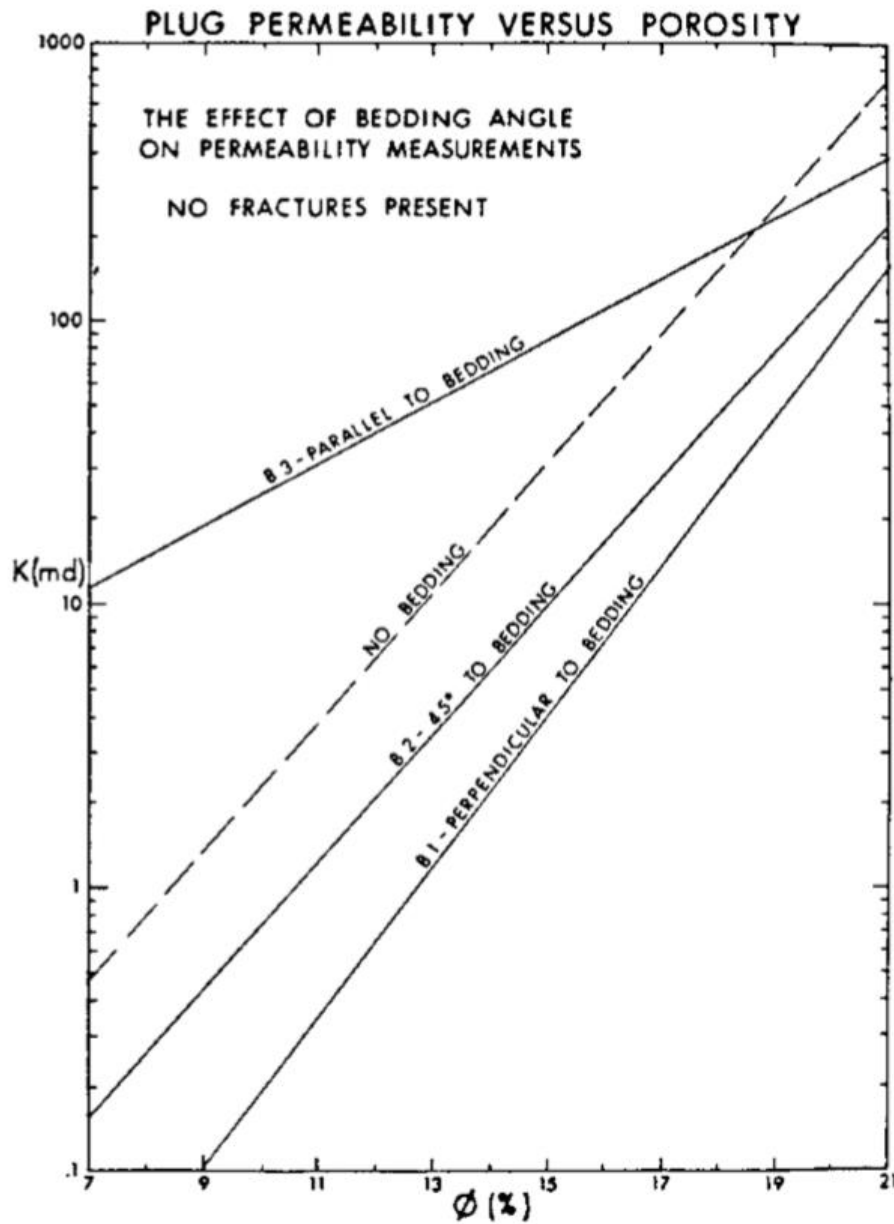


Figura 118. Gráfico de permeabilidad versus porosidad, que muestra el efecto de la estratificación y el ángulo de la estratificación sobre la permeabilidad. (Nelson, 2001, p.189).

5.3.2 Fracturas

El efecto de las fracturas en la relación (ϕ - k) es similar a la de las estratificaciones cruzadas, pero cabe mencionar que en menor magnitud. Figura 119 (a) y (b).

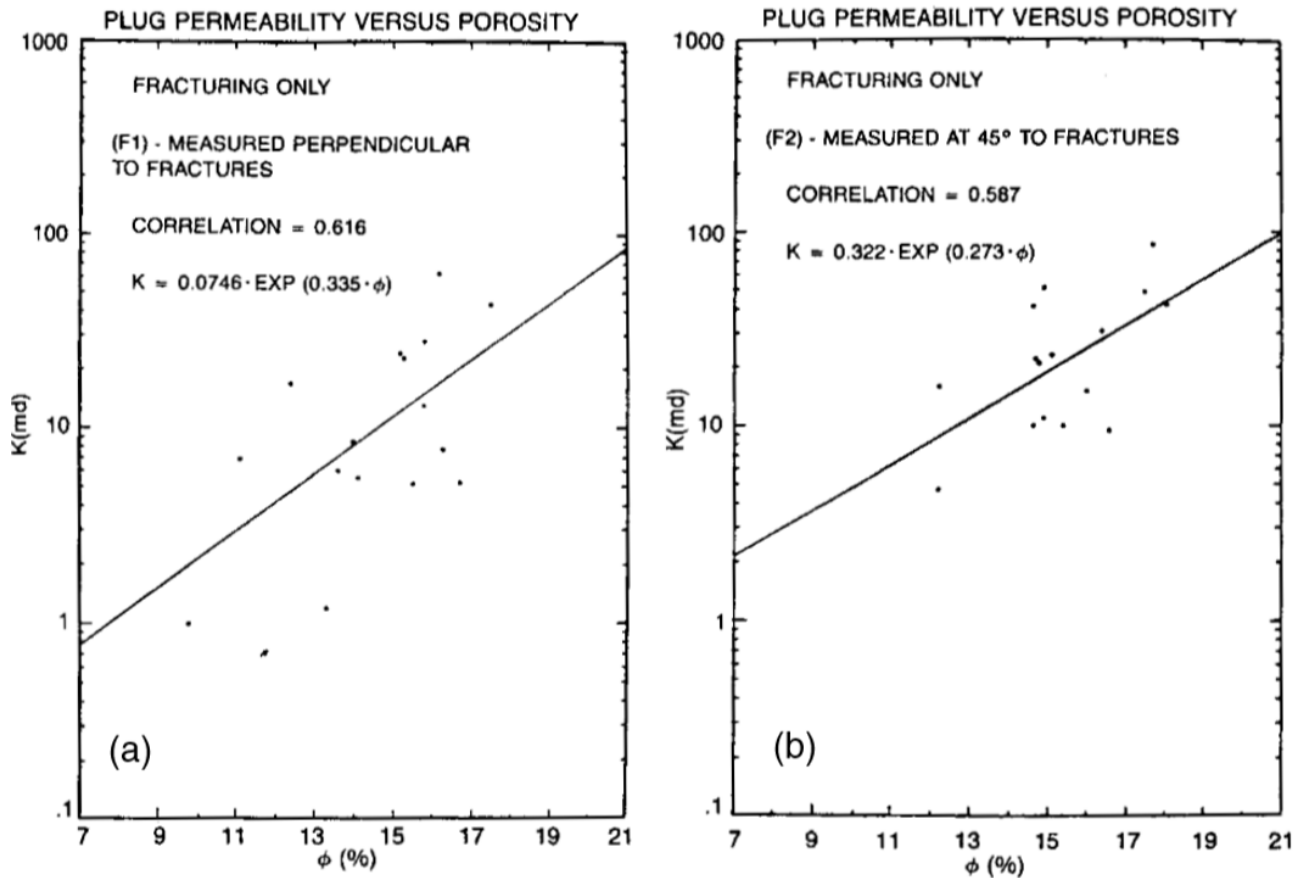


Figura 119 (a) y (b). Relación de porosidad-permeabilidad, conforme varía el ángulo entre la dirección de medición y el plano de fractura, de (a) 90°. (b) 45°. (Nelson, 2001, p.190).

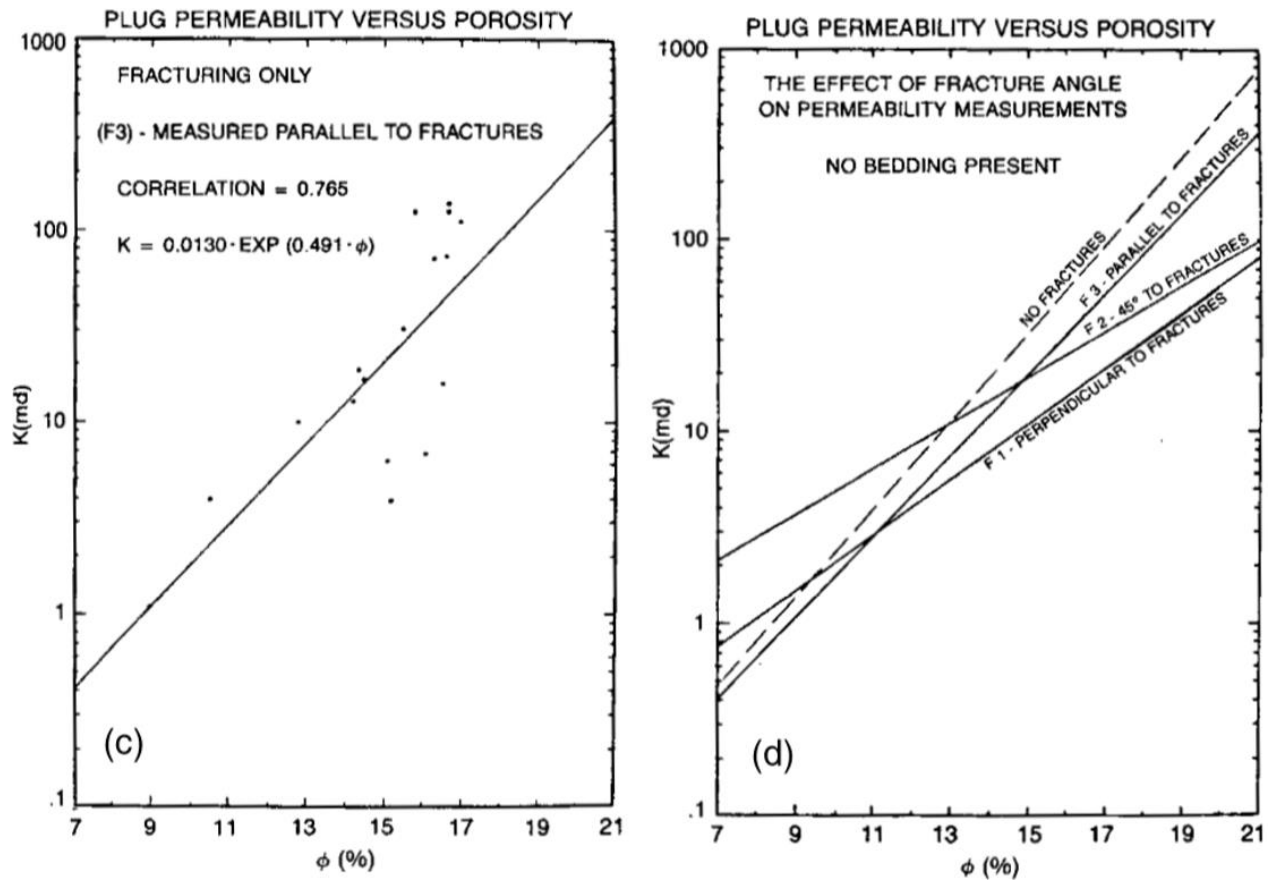


Figura 119 (c) y (d). Relación de porosidad-permeabilidad, conforme varía el ángulo entre la dirección de medición y el plano de fractura, de (c) 0°. Un resumen de estas mediciones se muestra en la figura (d). (Nelson, 2001, p.190).

5.3.3 Tamaño del grano

Para el caso de análisis en tapones fracturados y con estratificación cruzada, las variaciones de la permeabilidad en función del tamaño del grano son difíciles de determinar. Sin embargo, para el caso donde los tapones no se encuentran fracturados ni estratificados, sí se puede observar una buena relación. Figura 120. A mayor tamaño de grano, mayor permeabilidad.

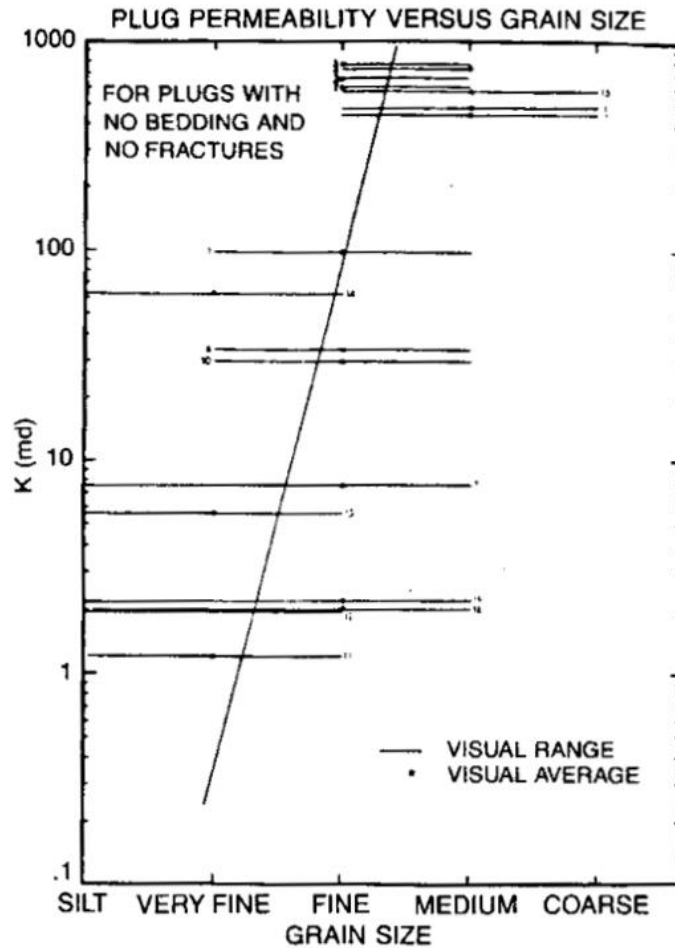


Figura 120. Variaciones en la permeabilidad en función del tamaño de grano. (Nelson, 2001, p.192).

5.3.4 Cementación

Para el caso particular de este estudio, la relación de permeabilidad y cementación no es muy clara en tapones fracturados y estratificados, figura 121 (a). Sin embargo, para tapones no fracturados y no estratificados el resultado es distinto. Figura 121 (b).

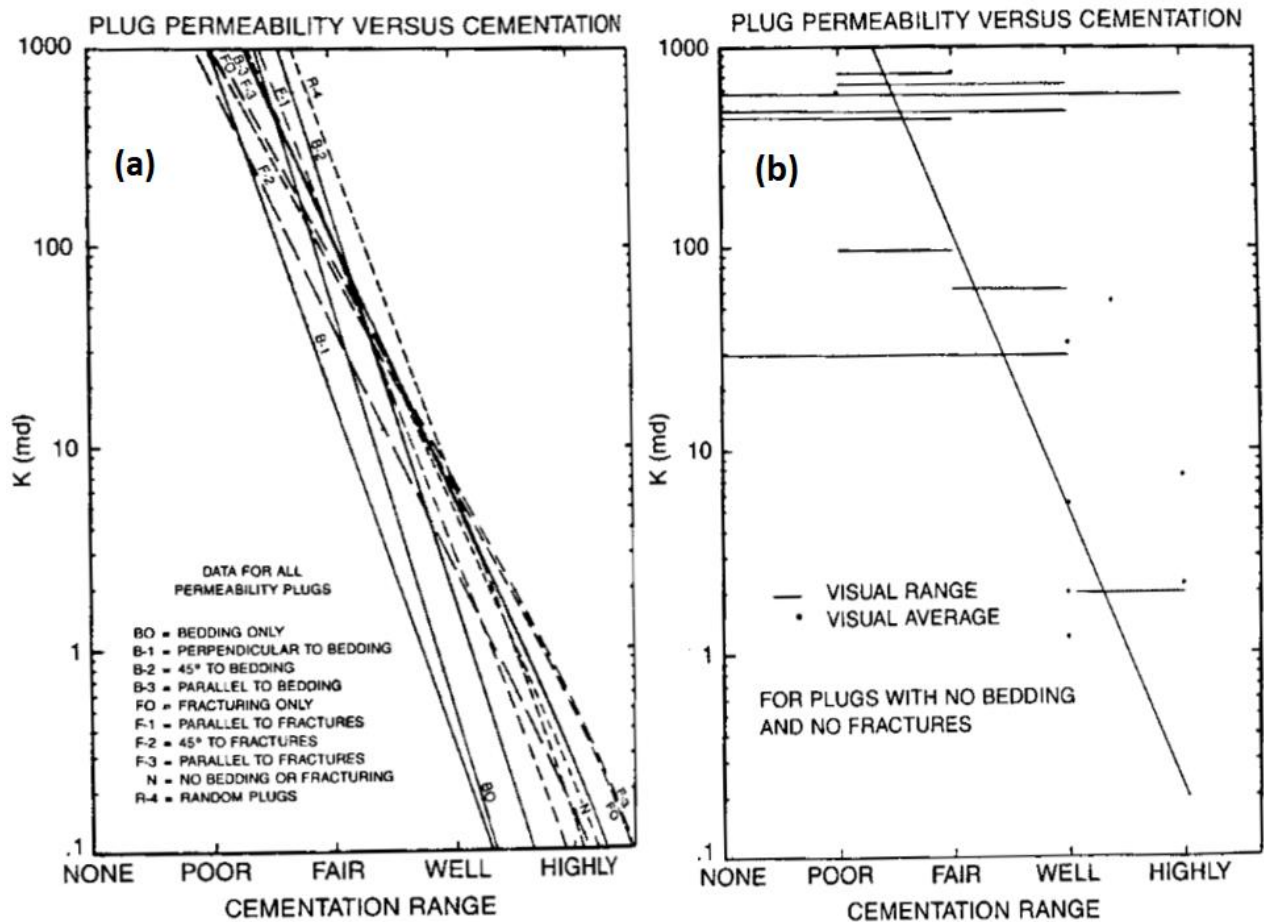


Figura 121. Variaciones de permeabilidad vs. cementación en tapones con distintas características. (a) tapones fracturados y estratificados y (b) tapones sin fracturas y no estratificados (Nelson, 2001, p.193).

Preguntas para reforzar los temas presentados en el capítulo V

- 1.- ¿Cuáles son las propiedades de un sistema de fracturas?
- 2.- ¿Cuáles son los efectos de la permeabilidad en fracturas completa y parcialmente mineralizadas?
- 3.- Con tus propias palabras, describe la importancia de la apertura de las fracturas y la relación con la producción de hidrocarburos.
- 4.- Describe la importancia de la porosidad en las fracturas.
- 5.- ¿Qué método de cálculo de porosidad de fractura consideras el más adecuado y por qué?
- 6.- ¿Qué efecto tiene la variación del espaciamiento de fractura en la porosidad y permeabilidad de fractura?
- 7.- Con tus propias palabras, describe el efecto que las fracturas tienen sobre el flujo de fluidos.
- 8.- ¿Que registro geofísico consideras el más adecuado para la evaluación de fracturas?
- 9.- Describe con tus propias palabras la importancia de la evaluación de fracturas en núcleos.
- 10.- Describe con tus propias palabras el objetivo de los tensores de permeabilidad.

Videos recomendados

1. https://www.youtube.com/watch?v=SigAcKfUUv0&list=PLS2NYCLisLchCXszjXyhuvhMx20P1_3HY (Registros geofísicos para evaluación de fracturas).
2. https://www.youtube.com/watch?v=nfVgWI-Z8ds&index=8&list=PLS2NYCLisLchCXszjXyhuvhMx20P1_3HY (porosidad y permeabilidad de núcleos de yacimientos fracturados).
3. https://www.youtube.com/watch?v=Bez_wyBFWd0&t=0s&list=PLS2NYCLisLchCXszjXyhuvhMx20P1_3HY&index=3 (propiedades de fracturas).
4. https://www.youtube.com/watch?v=3b53Bo18W9I&list=PLS2NYCLisLchCXszjXyhuvhMx20P1_3HY&index=7 (caracterización de yacimientos naturalmente fracturados).
5. <https://www.youtube.com/watch?v=WTDvq79blG4> (importancia del tipo de yacimiento fracturado para controlar la permeabilidad).
6. <https://www.youtube.com/watch?v=9nWTUBIGek0> (pruebas de pozos en yacimientos fracturados).
7. <https://www.youtube.com/watch?v=2-T8buhOAUo> (distintas técnicas para la evaluación de fracturas).
8. <https://www.youtube.com/watch?v=3b53Bo18W9I> (caracterización y modelado de YNF).
9. <https://www.youtube.com/watch?v=cJWq9OuCljE> (interpretación de pruebas de pozos).

Sugerencias bibliográficas para profundizar en el capítulo V

Schlumberger. Log Interpretation/Applications. 7th. Edition. Texas: Schlumberger; 1998.

Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1rst.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

Aguilera R. Naturally Fractured Reservoir. 2nd. Edition. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books;1995.

Tarek A, McKinney P. Advance Reservoir Engineering. 1rst. Edition. USA: Elsevier;2005.

Djebbar T, Donaldson Erle C. Petrophysics. 2nd. Edition. USA: Elsevier;2004.

Badillo López I, Pablo Cruz E. Metodología Geológica para la Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados, Caso Ayatsil-Tekel-Utsil. [Tesis Licenciatura]. Ciudad de México: UNAM;2016.

Bassiouni Z. Theory, Measurement and interpretation of well logs.1rst. Edition. Texas: SPE Text Books;1994.

Bratton et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. 2006; [Consultado 14 de abril de 2018];1-6. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf.

R. A. Nelson. Fractured Reservoirs: Turning Knowledge into Practice. 1987; [Consultado 12 de Julio de 2018];407. Disponible en: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-16470-PA>.

Kuchuk F. Pressure Transient test and Flow regimes.2015; [Consultado 16 de Julio de 2018]; 5. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/266666771_Pressure_Transient_Tests_and_Flow_Regimes_in_Fractured_Reservoirs.

6. Impacto de las características de los sistemas de fracturas sobre las estrategias de desarrollo y explotación de un yacimiento petrolero

6.1 Casos de estudio

6.1.1 Campo Ain Zalah, Iraq

Este campo cuenta con un sistema complejo de fracturas, las cuales proveen en su totalidad la porosidad y permeabilidad esenciales para la producción. La roca del yacimiento es muy baja en porosidad y con permeabilidad nula. El campo está localizado 60 millas al noroeste de la ciudad de Mosul, en el norte de Iraq. El campo fue descubierto en 1939, pero su desarrollo comenzó hasta 1947 y la producción de 27,000 barriles por día se alcanzó hasta 1952. Figura 122.

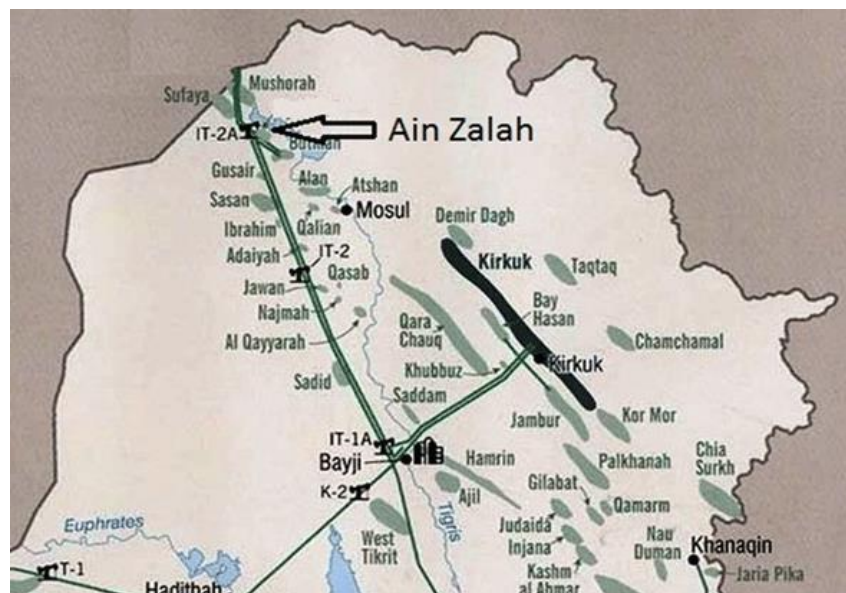


Figura 122. Campo Ain Zalah Iraq. Disponible en:
<http://globalresourcesnews.com/getmap.php?needle=MENA/Iraq/Ain-Zalah-oilfield-Iraq-locator.gif>. [Consultado el 29-05-2018]

Previo a 1951, toda la producción se obtuvo de 13 pozos perforados de calizas margas fracturadas del Cretácico Superior, posteriormente con perforaciones más profundas se descubrió aceite en calizas fracturadas pertenecientes al Cretácico Medio. Esta zona de producción se encontraba a 600 metros por debajo de la primera zona productora. La figura 123 muestra la litología y estratigrafía de las primeras dos zonas productoras del campo.

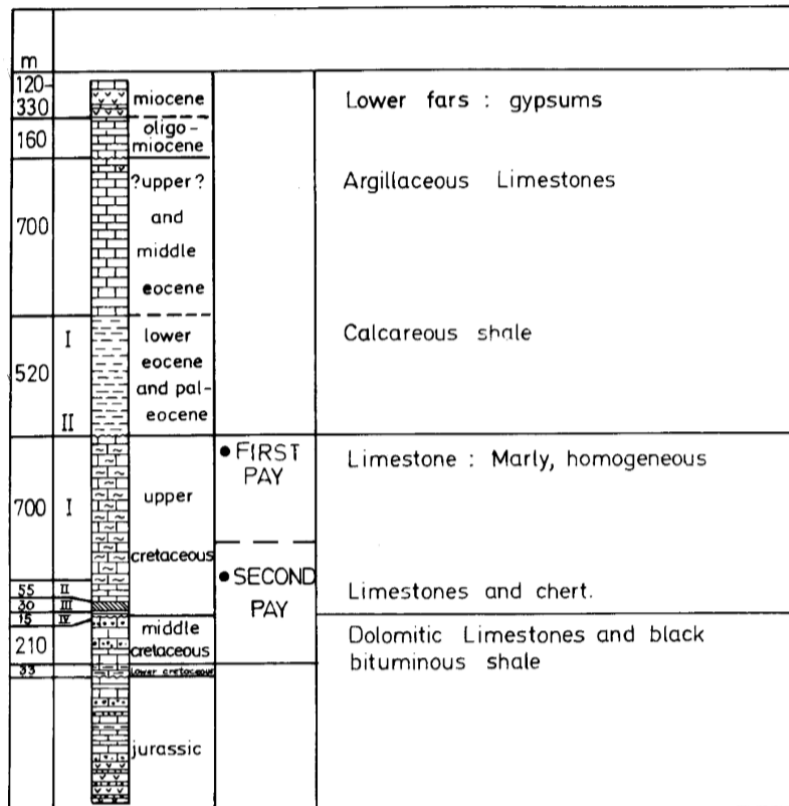


Figura 123. Sección del yacimiento Ain Zalah, Iraq. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.115).

La mayor parte del aceite de este campo se generó en el Cretácico Medio o quizá y/o en los horizontes del Jurásico, pero no migró a los grandes yacimientos hasta que se produjo la fracturación. Aunque las dos primeras zonas productivas son fracturadas, la zona número dos es más gruesa que la primera, pudiendo contener mayor diversidad de fracturas. A pesar de la complejidad de la red de fracturas, se pudieron identificar tres tipos de fracturas en orden de efecto de importancia sobre la producción. A continuación, se muestran.

1. Red de fracturas rellenas o parcialmente rellenas con calcita.
2. Fracturas rellenas o parcialmente rellenas con sílice.
3. Fracturas abiertas/diaclasas.

La porosidad de la roca matriz no fracturada en este campo varía entre 0-11% y la permeabilidad es demasiado pequeña para tomarse en cuenta. Es por eso, que la producción depende en su totalidad de la red de fracturas. Donde se encuentran rocas equivalentes no fracturadas, datos experimentales demuestran que una sola fractura de 1 mm de ancho puede producir un gasto de 7,000-10,000 BPD.

6.1.2 Formación Asmari, Irán

El mayor porcentaje de las reservas petroleras iraníes, se produce en varios campos situados a lo largo del flanco suroeste de la cadena montañosa de Zagros (figura 124).

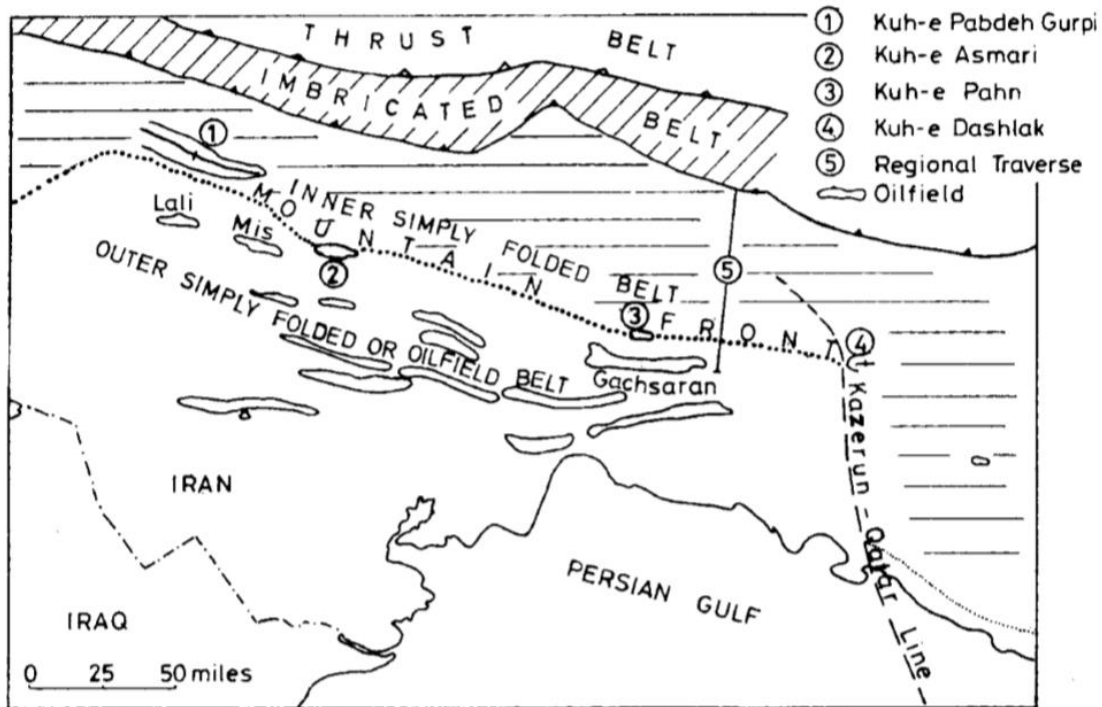


Figura 124. Campos petroleros a través del cinturón plegado de las montañas Zagros. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.124).

“Desde principios del Paleozoico hasta el Mioceno tardío, esta área ha sido el sitio de una plataforma estable con sedimentación marina más o menos ininterrumpida. En consecuencia, se produce una considerable acumulación de sedimentos, que comprende principalmente calizas, lutitas y margas.”⁹⁰

Durante el periodo Triásico, un evento tectónico dividió Irán a través de una línea en lo que más tarde se convirtió en la zona de cabalgamiento de Zagros. El comienzo del tectonismo causó un cambio en el ambiente sedimentario, la evidencia se demostró en las acumulaciones de evaporitas interestratificadas, areniscas, limolitas y margas del Mioceno/Plioceno.

⁹⁰ Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

Posteriormente, a causa de la alta actividad de formación de pliegues y de las características geológicas en general, se generó una de las áreas de mayor producción de hidrocarburos en el mundo.

Los principales pozos productores de la formación Asmari provienen de yacimientos carbonatados pertenecientes al Terciario o Cenozoico. La formación Asmari pertenece a la época Oligoceno/Mioceno que comprende 300-370 metros de dolomía, aguas poco profundas, areniscas y calizas que se desarrollaron en el suroeste de la cuenca de manera bastante uniforme. Figura 125.

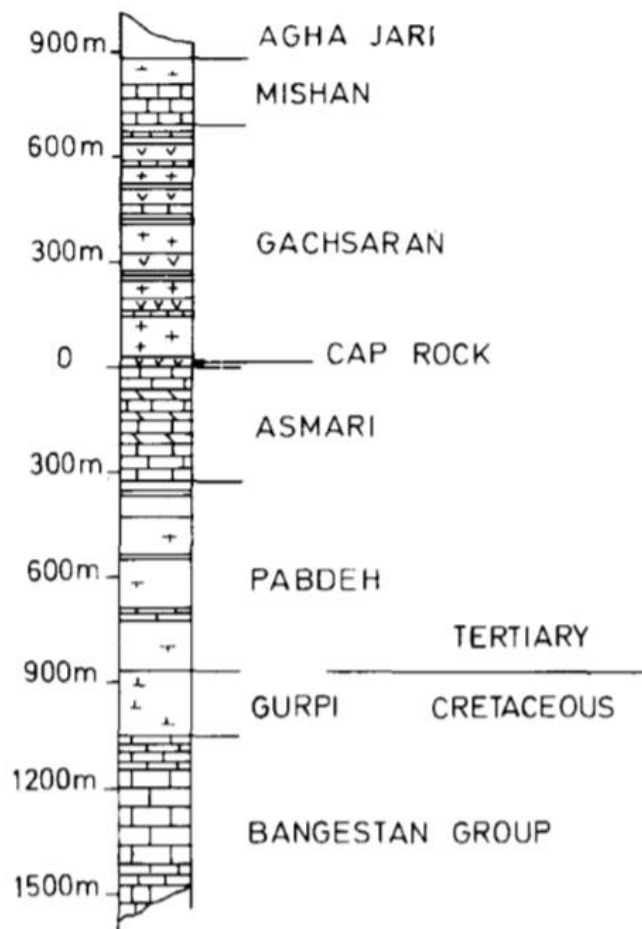


Figura 125. Litología de la formación Asmari de calizas, al suroeste de las montañas Zagros. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.126).

La formación Asmari se encuentra extensivamente fracturada y la porosidad primaria varía de 2-5 mD. De acuerdo a estudios realizados, la orientación de las fracturas es debido a la morfología de la superficie de depósito, así como de las propiedades físicas de los estratos. Estos estudios concluyeron que la altamente inusual producción se debe a la red de fracturas.

La red de fracturas dividió a las rocas calizas en bloques de distintos tamaños, desde cuya porosidad primaria, el aceite fluye a través de las fracturas. La alta producción de hidrocarburos, la migración, su emplazamiento o intrusión, deben sus orígenes a la fracturación de las calizas de la formación Asmari.

6.1.3 Campo Spraberry, Texas

A pesar de que las lutitas constituyen el 87% de la columna del yacimiento y que prácticamente no existen trampas estructurales, este yacimiento puede llegar a producir en un sólo mes alrededor de 2,744,156.0 BPD. De distintos pozos, la mayoría de los cuales son el resultado de fracturas naturales. Figura 126.

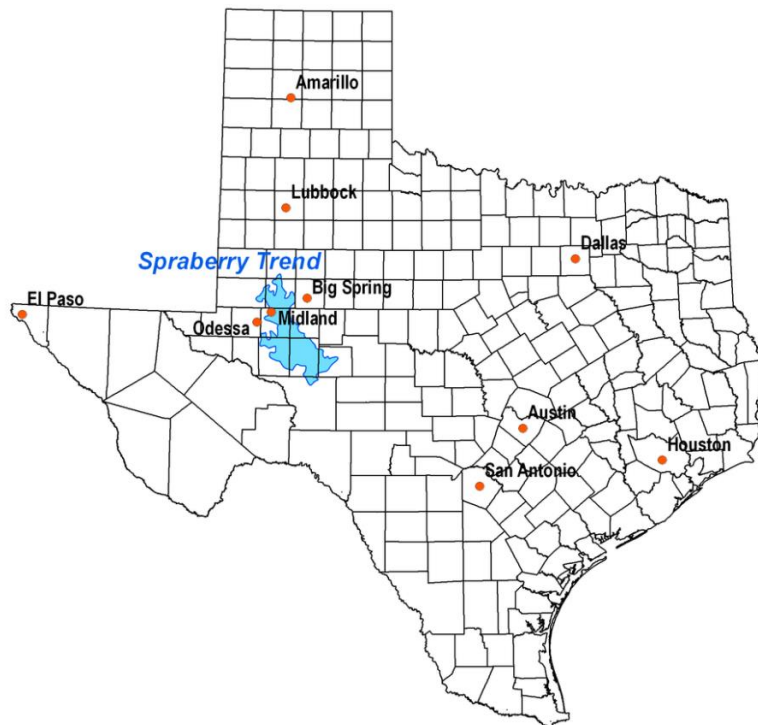


Figura 126. Localización del campo Spraberry, Midland Texas. Disponible en: https://en.wikipedia.org/wiki/Spraberry_Trend. [Consultado el 25-05-2018].

A continuación, se muestra la estratigrafía del campo Spraberry. Figura 127.

Estratigrafía	Profundidad	Litología
Cuaternario Cretácico Triásico	4800 m (1600 pies)	Arenisca
Pérmico superior Series Ochoano		Halita+anhidrita+polihalina
Pérmico medio Series Guadalupe	518 m (1700 pies)	Dolomitas interestratificadas y clastos
Series Leonardiense Superior	915 m (3000 pies)	Lutita negra y arenisca
Series Leonardiense Inferior (Formación Spraberry)		

Figura 127. Estratigrafía del campo Spraberry, Midland Texas. (T. Van Golf-Racht, 1982, p.132).

El campo Spraberry comprende 100 metros de lutitas negras, areniscas limosas y ocasionalmente calizas finas o dolomitas. A lo largo del desarrollo del campo se realizaron muchos estudios, llegando a la conclusión de que la presencia de hidrocarburos era totalmente independiente de la estructura litológica. Después de examinar distintos tipos de núcleos, y de acuerdo a la experiencia previa de producción que se tenía en campos cercanos, se consideraron a las fracturas como un mecanismo del yacimiento. Se han usado una variedad de técnicas de inyección a alta presión, que incluyen la imbibición de agua y la pulsación de presión, para forzar la fractura de las formaciones a lo largo de líneas de debilidad preexistentes. Estos métodos han mejorado la producción de petróleo y han enfatizado la importancia de las fracturas naturales en la producción.

De acuerdo a los estudios realizados en los núcleos, se detectaron distintos tipos de fracturas:

- Fracturas verticales discontinuas por una relativa corta distancia.
- Fracturas verticales que se extienden a lo largo de toda la unidad litológica.
- Fracturas verticales paralelas con otras.
- Fracturas verticales que se cruzan o se intersecan con otras.

Las diferencias en las distribuciones de los tipos de fracturas, se encuentra en función de la litología en la cual las fracturas ocurren, sin embargo, no se descarta la idea de que algunas fracturas hayan sido hechas como resultado de las actividades de perforación. Las fracturas han jugado un papel muy importante en la producción de hidrocarburos de este campo. El resto del porcentaje de rocas del campo Spraberry son de areniscas y limolitas, y la mayor parte de la producción proviene de limos y areniscas fracturadas.

6.2 Atributos positivos

En el estudio de los yacimientos fracturados, se ha generado una idea errónea sobre éstos, debido a que se cree que todo yacimiento fracturado será complicado de explotar. Este concepto es erróneo, de hecho, los tres primeros tipos de yacimientos poseen atributos positivos debido al sistema de fracturas. Los siguientes tres esquemas muestran los atributos positivos de los tres tipos de yacimiento.

Yacimiento Tipo I. Las fracturas proveen la permeabilidad y porosidad primaria



Figura 128. Atributos positivos del yacimiento tipo I. Modificado de Nelson, 2001, p.108.

Yacimiento Tipo II. Las fracturas proveen la permeabilidad primaria



Figura 129. Atributos positivos del yacimiento tipo II. Modificado de Nelson, 2001, p.108.

Yacimiento Tipo III. Las fracturas contribuyen con la permeabilidad



Figura 130. Atributos positivos del yacimiento tipo III. Modificado de Nelson, 2001, p.108.

6.3 Problemas potenciales

Yacimiento Tipo I. Las fracturas proveen permeabilidad y porosidad primaria

Yacimiento Tipo I

- Presentan a menudo una rápida curva de declinación.
- Los pozos presentan invasión temprana de agua.
- Es difícil determinar la forma y tamaño del área de drene.
- Los cálculos de las reservas son difíciles de determinar.
- El desarrollo de pozos incrementa el gasto, pero no contribuye a las reservas.

Yacimiento Tipo II. Las fracturas proveen permeabilidad primaria

Yacimiento Tipo II

- La comunicación entre la matriz y fractura es pobre, lo que causa una recuperación pobre de la matriz y una recuperación secundaria desastrosa.
- Los pozos presentan invasión temprana de agua.
- Intensidad e inclinación crítica de la fractura.
- Es difícil determinar el factor de recuperación, y este es muy variable.
- En yacimientos sobre presionados puede ocurrir el cierre de las fracturas.

Yacimiento Tipo III. Las fracturas contribuyen con la permeabilidad

Yacimiento Tipo III

- Permeabilidad altamente anisotrópica.
- Resultados inusuales en la recuperación secundaria.
- Áreas de drenado altamente elípticas.
- Normalmente los yacimientos están interconectados.
- Existe una relación pobre de resultados en análisis de núcleos, registros y pruebas de pozos.

Yacimiento Tipo IV. Las fracturas crean barreras de flujo

Yacimiento Tipo IV

- Compartimentación de yacimientos.
- Los pozos operando se comparan con las capacidades de la matriz.
- El factor de recuperación es muy variable a lo largo del campo.
- Permeabilidad anisotrópica opuesta a otros yacimientos fracturados adyacentes de otros tipos de fracturas.

6.4 Estrategias de administración de yacimientos naturalmente fracturados

En términos generales, la explotación de los yacimientos naturalmente fracturados no es una tarea fácil. En el caso de yacimientos anisotrópicos y yacimientos fracturados en particular, se deben considerar varios cambios en general en la forma de explotación de éstos. Los cambios a considerar son los siguientes:

- En las descripciones de los yacimientos se deben realizar cuantificaciones tanto geológicas como petrofísicas.
- Interpretar evaluaciones del historial de producción de los pozos de determinado yacimiento.
- Caracterizar los yacimientos para entender el comportamiento que este podría tener.
- Realizar estudios exhaustivos sobre métodos de recuperación en todas las fases de agotamiento del yacimiento.

Anteriormente la administración de los yacimientos naturalmente fracturados se basaba en datos históricos de producción de algún yacimiento que tuviera características similares al explotado, Figura 131. Las descripciones petrofísicas y geológicas de los yacimientos que se realizaban con anterioridad tendían a ser no cuantitativas y eran usadas de forma limitada en la interpretación de los planes de desarrollo y datos históricos del yacimiento.

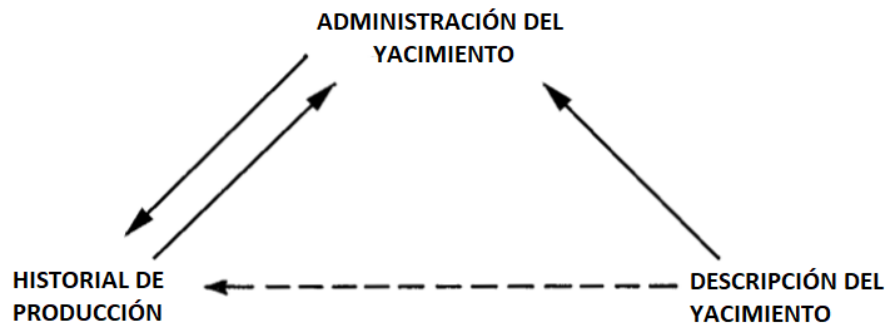


Figura 131. La relación anterior entre la administración del yacimiento y los datos de entrada. (Nelson, 2001, p.112).

Los avances tecnológicos y las necesidades por mejorar los métodos de recuperación, especialmente en los yacimientos muy extensos ha motivado a los profesionistas de la materia a crear métodos más eficaces para administrar de manera más óptima los yacimientos naturalmente fracturados. Figura 132.

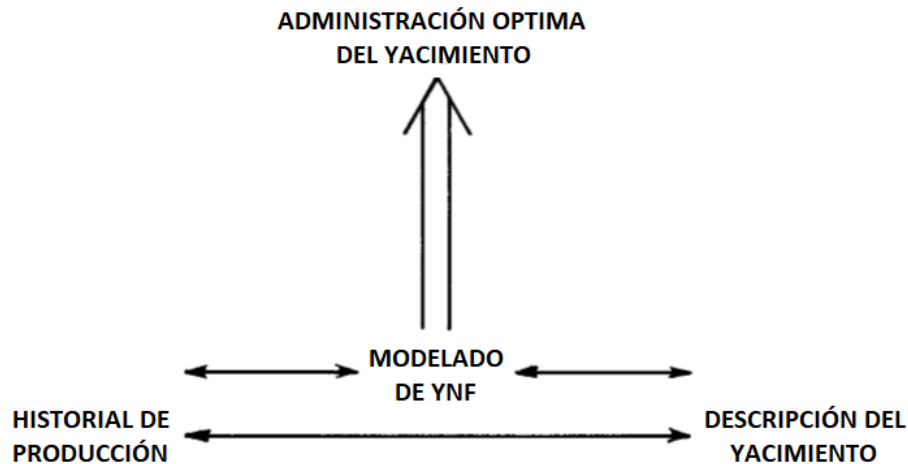


Figura 132. Nueva relación entre la administración óptima de los yacimientos y los datos de entrada. (Nelson, 2001, p.112).

Descripción del yacimiento

Los ingenieros tienen una tarea complicada en el estudio de los yacimientos, ya que estos deben aprender a generar datos no solo para definir el tamaño, forma y distribución de las rocas, sino para realizar una completa caracterización del fluido en el yacimiento para poder tener mejores resultados en cuestión de una óptima administración del yacimiento.

Los ingenieros deben aprender a combinar y analizar la información disponible, desde los clásicos núcleos, hasta tratar de entender como las características anisotrópicas y las características del fluido se combinan para influir en el rendimiento del desempeño del yacimiento.

Historia de Producción

Cuando los ingenieros de yacimientos realizan evaluaciones, éstos trabajan con datos adquiridos de flujo de fluidos con sensores remotos a gran escala, que son una combinación de las partes anisotrópicas del yacimiento. La descripción del yacimiento es utilizada sólo cuando se selecciona un yacimiento con características similares en etapas tempranas de la evaluación. Sin embargo, en cuanto se tenga más información cuantitativa disponible del yacimiento y los modelos numéricos se validen, el modelo se deberá actualizar, por lo que este mejorará.

Modelado de yacimientos

Los modelos de yacimientos van desde los modelos similares o parecidos a modelos matemáticos muy complejos que se aproximan bastante. Todos estos modelos son válidos, ya que son necesarios para poder integrar e iterar datos petrofísicos, geológicos y datos de ingeniería en general. Los modelos de yacimientos similares son aquellos que tienen características similares a aquéllos que se pretenden explotar. En términos generales resultan ser de gran ayuda, pero hablando de yacimientos fracturados, este tipo de modelos no han arrojado resultados muy precisos. Esto, debido a las características casi únicas de los yacimientos naturalmente fracturados, así como la carencia o la falta de datos descriptivos de las propiedades de la matriz y de la fractura, para poder determinar de manera efectiva que campos desarrollados son realmente análogos al yacimiento en estudio. Debido a esto, los modelos que se han utilizado a menudo resultan ser inapropiados.

Los modelos matemáticos de yacimientos naturalmente fracturados son relativamente nuevos en la industria. Las técnicas utilizadas de diferencias y elementos finitos pueden representar presión, temperatura, flujo de fluido, saturación y el comportamiento del fluido en el yacimiento bajo distintos escenarios de agotamiento y tratamiento. En la administración de yacimientos, el empleo de técnicas de modelado como una forma de integración primaria de datos, permitirá tomar decisiones basadas en los modelos matemáticos acertados e integrados que son más racionales y directas.

Preguntas para reforzar los temas presentados en el Capítulo VI

- 1.-Con tus propias palabras, describe qué son los atributos positivos de los yacimientos.
- 2.-Con tus propias palabras, describe qué entiendes por administración de yacimientos fracturados.
- 3.-Con tus propias palabras, describe la importancia del modelado de yacimientos para la explotación de los YNF.

Videos recomendados

1.-<https://www.youtube.com/watch?v=QhGCkyXVSE0> (problemas potenciales en YNF).

Sugerencias bibliográficas para profundizar en los temas del Capítulo VI

Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.

Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1rst.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.

Aguilera R. Naturally Fractured Reservoir. 2nd. Edition. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books;1995.

Anexos

TABLA CRONOESTRATIGRÁFICA INTERNACIONAL v 2015/01
www.stratigraphy.org Comisión Internacional de Estratigrafía

Epoca / Era / Eon	Sistema / Era / Eon	Serie / Época / Período	Piso / Edad	Edad (Ma)	Edad (Ga)
Fanerozoico	Mesozoico	Cretácico	Campaniense	72.1 ± 0.2	
			Maastrichtiense	66.0	
		Paleoceno	Selandiense	61.6	
			Thanetiense	59.2	
			Ypresiense	47.8	
		Eoceno	Luteiciense	41.2	
			Bartoniense	37.8	
			Rupeliense	33.9	
		Oligoceno	Chattaniense	23.03	
			Aquitanense	20.44	
			Burdigaliense	15.97	
		Mioceno	Serravalliense	13.82	
Tortonense	11.63				
Messiniense	5.333				
Zancliense	3.600				
Plioceno	Piacenziense	2.59			
	Gelasense	1.80			
	Calabriense	0.781			
	Superior	0.0117			
Pleistoceno	Medio	0.126			
	Superior	0.0117			
Fanerozoico	Mesozoico	Cretácico	Tourmaliense	358.9 ± 0.4	
			Viseense	330.9 ± 0.2	
		Paleozoico	Serpukhoviense	323.2 ± 0.4	
			Bashkiriense	315.2 ± 0.2	
			Moscoviense	307.0 ± 0.1	
		Permiano	Kasimoviense	298.9 ± 0.15	
			Asselense	295.0 ± 0.18	
			Artinskense	290.1 ± 0.26	
		Triásico	Sakmariense	272.3 ± 0.5	
			Roadsiense	268.8 ± 0.5	
			Wardense	265.1 ± 0.4	
		Jurásico	Guadalupiense	259.8 ± 0.4	
Capitanense	254.14 ± 0.07				
Changhsingense	252.17 ± 0.06				
Triásico	Olenekense	251.2			
	Anisiense	242			
	Ladiniense	242			
Triásico	Cariniense	237			
	Noriense	227			
	Rhaetense	~208.5			
Mesozoico	Heitaniense	~208.5			
	Sinemuriense	199.3 ± 0.3			
	Pliensbachense	190.8 ± 1.0			
Mesozoico	Toarciense	182.7 ± 0.7			
	Aalenense	174.1 ± 1.0			
	Balocense	170.3 ± 1.4			
Mesozoico	Bathoniense	166.3 ± 1.3			
	Calixtense	163.5 ± 1.0			
	Oxfordense	157.3 ± 1.0			
Jurásico	Kimmeridgiense	152.1 ± 0.9			
	Titoniense	~145.0			
	Superior	~145.0			
Fanerozoico	Paleozoico	Cambrio	Fortuniense	541.0 ± 1.0	
			Tremadociense	477.7 ± 1.4	
		Ordovícico	Dapingiense	467.3 ± 1.1	
			Darnwiense	458.4 ± 0.9	
			Sandbiense	453.0 ± 0.7	
		Silúrico	Katiense	445.2 ± 1.4	
			Hirnantense	443.8 ± 1.5	
			Riuadaniense	438.5 ± 1.1	
		Silúrico	Telychiense	435.4 ± 0.8	
			Shinarumpense	430.5 ± 0.7	
			Homeriense	427.4 ± 0.5	
		Devónico	Ludfordiense	423.0 ± 2.3	
Lochkoviense	419.2 ± 3.2				
Pragiense	410.8 ± 2.8				
Devónico	Emsiense	407.6 ± 2.6			
	Effeliense	393.3 ± 1.2			
	Givetiense	387.7 ± 0.8			
Devónico	Frasnense	382.7 ± 1.6			
	Fameniense	372.2 ± 1.6			
	Superior	358.9 ± 0.4			
Fanerozoico	Paleozoico	Fañerozoico	Ediacárico	541.0 ± 1.0	
			Neoproterozoico	~ 635	
		Proterozoico	Tónico	~ 720	
			Esténico	1000	
			Eclásico	1200	
		Proterozoico	Callimico	1400	
			Estatérico	1600	
			Orosírico	1800	
		Proterozoico	Riálico	2050	
			Sidérico	2300	
			Neo-arcaico	2500	
		Arcaico	Meso-arcaico	2800	
Paleo-arcaico	3200				
Eo-arcaico	3600				
Hádico		4000			
		~4600			

La definición del Estratigrama Global de Límite (GSSP - Global Boundary Stratotype Section and Point) es un proceso que aún no ha sido completado. Tiempo para los estratigrama de límite de las unidades del Arcaico y Proterozoico, cuya división inicial se fundamenta en una convención de consenso internacional (ICGSP) que se actualiza regularmente en la web: <http://www.stratigraphy.org>. El símbolo de la Tabla, más los detalles de las GSSP (ubicación de definición de cada uno, localización geográfica y geológica, conexión, etc.), se actualiza regularmente en la web: <http://www.stratigraphy.org>. La división de las unidades del Fanerozoico en sub-divisiones en especial para aquellos límites sin GSSP formal (-Ma). Estos números podrán revisarse en el futuro o recalibrarse geocronológicamente. Los valores indicados provienen de Cohen et al. (2013) y de Cohen et al. (2012), y de Cohen et al. (2013). Los valores de las sub-comisiones respectivas de la ICS-IUGS.

Tabla diseñada por K.M. Cohen, S.C. Finney, P.L. Gibbard, Cohen, K.M., Finney, S.C., Gibbard, P.L. y Fan, J.X. (2013). actualizado The ICS International Chronostratigraphic Chart. Episodes 36: 199-204. [http://www.stratigraphy.org/ICChartChronoatChart2015-01\\$spanish.pdf](http://www.stratigraphy.org/ICChartChronoatChart2015-01$spanish.pdf)

Referencias bibliográficas

- Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2nd.Edition. Houston: Gulf;2001.
- Geller E., Weil G., Blumel D., Rappaport A., Wagner C., Taylor R. Dictionary of Geology. 2nd.Edition. New Jersey: McGraw Hill;2003.
- Van Golf Racht T.D. Fundamentals of Fractured reservoir engineering. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1982.
- Chillingarian G.V, Mazzulo S.J, Rieke H.H. Carbonate Reservoir Characterization. 1st.Edition. Amsterdam: Elsevier;1996.
- Moore H. C. Carbonate Reservoirs. 1st.Edition. Colorado: Elsevier;2001.
- Shön J.H. Physical Properties of Rocks. 1st. Edition. United Kingdom: Elsevier;2011.
- Aguilera R. Naturally Fractured Reservoir. 2nd. Edition. Tulsa, Oklahoma: Penwell Books;1995.
- Lucia J. Carbonate Reservoir Characterization. 2nd.Edition. Texas: Springer;2007.
- Ahr M. W. Geology of carbonates reservoir.1st. Edition. New Jersey: Wiley;2008.
- Etienne J. La sedimentación carbonatada. Paris: IRD;1994.
- Press F., Grotzinger J., Jordan T., Siever R. Understanding Earth.5th. Edition. New York: Freeman and Company;2007.
- Tarek A, McKinney P. Advance Reservoir Engineering. 1st. Edition. USA: Elsevier;2005.
- Djebbar T, Donaldson Erle C. Petrophysics. 2nd. Edition. USA: Elsevier;2004.
- Boggs S. Jr. Petrology of sedimentary Rocks. 2nd. Edition. New York: Cambridge;2009.
- Ameen M.S. Fracture and In-Situ Stress Characterization of Hydrocarbon Reservoirs. 1st. Edition. United Kingdom: Geological Society;2003.
- Singhal G. Applied hydrogeology of Fractured rocks. 2nd. Edition. USA: Springer;2010.
- Badillo López I, Pablo Cruz E. Metodología Geológica para la Caracterización de Yacimientos Naturalmente Fracturados, Caso Ayatsil-Tekel-Utsil. [Tesis Licenciatura]. Ciudad de México: UNAM;2016.

López Rodríguez T. B. Importancia del Sistema de fracturas en la producción de aceite en México. [Tesis Licenciatura]. Ciudad de México: IPN;2013.

Wangen M. Physical Principles of sedimentary basin Analysis. 1rst. Edition. New York: Cambridge;2010.

Arche A. Sedimentología. 1era. Edición. Madrid: Textos Universitarios;2010.

Reading H.G. Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy. Third edition. London: Blackwell Publishing;1996.

McCaffrey K, Lonergan L, Wilkinson J. Fractures, fluid flow and mineralization. GSSP. 1999 [03/03/2018]; 155: 2. Disponible en: <https://books.google.com.mx>.

Da Prat G. Well test analysis for fractured reservoir evaluation. 1rst. Edition. New York: Elsevier; 1990.

Bassiouni Z. Theory, Measurement and interpretation of well logs.1rst. Edition. Texas: SPE Text Books;1994.

Schlumberger. Log Interpretation/Applications. 7th. Edition. Texas: Schlumberger; 1998.

Jeans C.V. Patterns of mineral diagenesis. 1984 [11/04/2018]; 267:3. Disponible en: http://www.minersoc.org/pages/Archive-CM/Volume_19/19-3-263.pdf

Bratton et al. La naturaleza de los yacimientos naturalmente fracturados. 2006; [Consultado 14 de abril de 2018];1-6. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/naturally_fract_reservoirs.pdf.

Mahmood A., Ali H., Alghamdi., Allen D., Carnegie A. Evaluación de yacimientos carbonatados. 2001 [11/04/2018]; 1:1. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish01/spr01/p20_41.pdf

González-Ruiz E., González-Partida E., Martínez, Pironon L., Antoni Camprubí J., Vega-González M. Fenómenos diagenéticos en calizas del Jurásico-Cretácico de un sector de las cuencas de Huimanguillo-Comalcalco-Alto de Jalpan y primeras observaciones mediante microscopio electrónico de barrido y microtomografía 3D. 2015 [11/04/2018]; 67(3):3. Disponible en: <http://boletinsgm.igeolcu.unam.mx/bsgm/index.php/286-sitio/articulos/cuarta-epoca/6703/1346-6703-14-gonzalez>.

Poblet J. Geometría y cinemática de pliegues relacionados con cabalgamientos. Oviedo: Departamento de Geología Universidad de Oviedo;2004.

Nelson. R. A. Fractured Reservoirs: Turning Knowledge into Practice. 1987; [Consultado 12 de Julio de 2018];407. Disponible en: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-16470-PA>.

Kuchuk F. Pressure Transient test and Flow regimes.2015; [Consultado 16 de Julio de 2018]; 5. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/266666771_Pressure_Transient_Tests_and_Flow_Regimes_in_Fractured_Reservoirs.

Gómez R. A, Centeno M. M, Chávez P. S. Anisotropía Sísmica.2015; [Consultado 25 de Julio de 2018]; 1-5. Disponible en: <http://www.temasis.info/fileExplorer/2015/Anisotropía>.

Referencias de internet

<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms>.

http://ceramica.wikia.com/wiki/Glosario_de_Geolog%C3%ADa_Ingl%C3%A9s_%E2%80%93_Espa%C3%B1ol:_B.

http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geología/rac.htm.

<http://globalresourcesnews.com/getmap.php?ineedle=MENA/Iraq/Ain-Zalah-oilfield-Iraq-locator.gif>

http://www.scielo.org.ar/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0004-48222006000300007.

https://www.slb.com//media/Files/resources/oilfield_review/spanish01/spr01/p20_41.pdf

<http://www.springer.com/la/book/9789048187980>.

<https://natureduca.com/geologia-geodinamica-interna-tectonica-de-placas-04.php>