UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Efecto de la porosidad secundaria en el comportamiento productivo de Yacimientos Naturalmente Fracturados

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Alvarado Melchor Anahí Cecilia
Campos Sánchez Alberto

DIRECTOR DE TESIS

M.C. Luis David Loera Barona

FI-DICT
Sello digital por emergencia sanitaria
Coordinación de la Carrera de Ingeniería Petrolera
M.I. Berenice Anell Martínez Cabañas
coordinacionpetrolera@gmail.com

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

A mi mamá, Cecilia Melchor, por ser mi mayor pilar, mi compañera, mi vida entera. Por estar siempre conmigo, por darme lo mejor, por apoyarme en cada una de mis decisiones y nunca dudar de mí.

A mis hermanos, José Luis y Ramiro, por estar en cada paso importante que he dado, por guiarme y acompañarme en este gran camino, por siempre estar para mí.

A mi papá, Asunción Alvarado, que a pesar de que ya no pudo verme dar este gran paso es parte fundamental, por siempre impulsarme y alentarme diciendo lo capaz que era, resaltando cada una de mis cualidades, haciendo que nunca dudara de mí.

A mis perritos, Bombón y Slinky, por acompañarme en las desveladas, por estar al pendiente de mí, por acompañarme todo este tiempo camino a la escuela.

A Luis Loera, por ser un gran director de tesis, por guiarnos y ayudarnos en este proyecto, por todo el tiempo dedicado, por su conocimiento y su disposición a compartirlos. Y sobre todo por ser un excelente profesor, persona y amigo.

A Martín Vidal, por ayudarnos y apoyarnos con la revisión de la tesis, por dedicarnos su tiempo y su disposición para este proyecto.

A Alberto Campos, por ser un gran apoyo para la realización de la tesis. Por ser un amigo y por todas las experiencias que hemos atravesado juntos.

ACAM

A todas las personas que me apoyaron e hicieron posible que este trabajo se realizará con éxito.

A toda mi familia y amigos por acompañarme en este proceso, en especial a mi mamá (Rocio Sánchez Lagunes) y mi perrita Candy presentes en todo momento. También a Brenda Pech por impedir que perdiera el tiempo y terminar la tesis.

A Anahí por haber compartido 5 años de carrera y haber realizado este trabajo conmigo

Finalmente, a mis profesores de la facultad y a la misma universidad por el apoyo brindado a lo largo de estos años, en especial a la M.I. Nayelli Manzanarez, gracias por todo.

ACS

Índice

Resumen....1
Abstract....2
1. Introducción....3
Generalidades....3
Localización del área de estudio....6
Base de datos....7
Objetivos....8
Metodología....9
2. Origen de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (“YNF”) del Sureste Mexicano. 10
2.1 Evolución Geológica del Sureste Mexicano....10
2.2 Pre-Mesozoico....11
2.2.1 Etapa 1. Proceso de rifting....11
2.2.2 Etapa 2. Proceso pasivo del Jurásico Tardío al Cretácico Medio....13
2.2.3 Etapa 3. Proceso compresivo del Cretácico Tardío al Reciente....15
2.3 Marco Geológico Regional (Reforma Akal)....22
2.3.1 Marco Estructural....22
2.3.2 Marco Estratigráfico....24
3. Elementos geológicos característicos de los YNF....29
3.1 Fracturas....29
3.1.1 Origen de los sistemas de fracturas....29
3.1.2 Clasificación de los sistemas de fracturas....31
3.2 Estructuras de deformación....36
3.2.1 Falla....36
3.2.2 Pliegues....41
3.2.3 Diagrama de esfuerzos de Mohr....44
4. Efectos de la porosidad y permeabilidad en el comportamiento dinámico de los YNF 48
4.1 Porosidad....48
4.2 Tipos de Porosidad....48
4.3 Modelo de Doble porosidad....52
4.4 Modelo de Triple porosidad....55

4.5 Sistemas de Fracturas que afectan el comportamiento de un yacimiento y su caracterización 57
4.5.1 Fracturas Abiertas 58
4.5.2 Fracturas Deformadas 59
4.5.3 Fracturas con estrías rellenadas o mineralizadas 59
4.5.4 Fracturas con superficie de desplazamiento o estriada 61
4.5.5 Fracturas mineralizadas o rellenas con mineral parcial o totalmente 63
4.5.6 Fracturas vugulares 65
4.6 Efecto de las fracturas en el flujo de Fluidos. 66
4.7 Características generales 67
4.8 Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados 68
4.8.1 Clasificación de YNF con respecto al almacenamiento 69
4.8.2 Clasificación con respecto al grado de mineralización de las fracturas 70
4.8.3 Clasificación de Nelson 73
4.9 Comportamiento productivo en pozos reales de cuencas del sureste de México. 75
4.9.1 Tipos de declinación en YNF 75
5. Pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados 78
5.1 Análisis de pruebas de presión a través de las curvas de cambio de presión y de función derivada 80
5.1.1 Función derivada 80
5.1.2 Curvas Tipo 83
5.2 Elementos característicos de las curvas de cambio de presión y función derivada para diferentes yacimientos a tiempos cortos, tiempos medios y tiempos largos 85
5.2.1 Tiempos cortos 87
5.2.2 Tiempos medios 89
5.2.3 Tiempos tardíos 91
5.3 Análisis de pruebas de presión para YNF 92
5.3.1 Modelos de doble y triple porosidad 94
5.3.2 Parámetros característicos de YNF observables en la curva de la función derivada 112
6. Caso de estudio 116
6.1 Campo Alvarado 116
6.1.1 Introducción 116
6.1.2 Características y Antecedentes Generales del Campo 116
6.1.3 Geología Estructural 117

6.2 Resultados....117
6.2.1 Implicación del contexto geológico en los resultados....117
6.2.2 Migración....118
6.2.3 Entrampamiento....118
6.3 Objetivos del caso de estudio....119
6.3.1 Información disponible para el análisis y fuentes de información....120
6.3.2 Alv-17....130
6.3.3 Alv-53....134
6.3.4 Alv-57....137
6.3.5 Alv-97....141
6.3.6 Alv-212A....143
6.3.7 Análisis campo....146
7. Conclusiones....149
Anexo....152
Análisis de la declinación de la producción....152
Introducción....152
Declinación exponencial....154
Declinación hiperbólica....160
Declinación armónica....164
Identificación de modelos de declinación....166
Bibliografía....169

Resumen

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) son muy comunes en todo el mundo y almacenan reservas significativas de aceite y gas; estos yacimientos se relacionan a rocas carbonatadas que tienen características de dureza y elasticidad tal que al verse sometidas a esfuerzos sufren de agrietamiento y disolución. En los YNF, los niveles de producción dependen de la abundancia e interconexión de las fracturas y vúgulos existentes en la roca, ya que estos elementos pueden actuar como conductos extremadamente eficientes para el flujo fluido del yacimiento al pozo. Las tasas de producción de estos yacimientos son relativamente altas, pero su vida productiva puede ser baja por la canalización de agua o gas a través del sistema de fracturas (Padilla Sixto & Toledo Piña, 2013).

Estos yacimientos abundan en las provincias petroleras en México. Al 1 de enero de 2018 existen 8,483.7 MMbpce de reservas 1P, 16,162 MMbpce de reservas 2P y 25,466.8 MMbpce de reservas 3P, siendo la provincia petrolera del sureste, con rocas carbonatadas como principales productoras, la que concentra los mayores volúmenes con el 84%, 73.6% y 67.6% de las reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente (Secretaría de Energía, 2017).

En la presente tesis se integra una descripción de los eventos geológicos principales que dieron origen al Golfo de México, así como a las cuencas que conforman la provincia petrolera del Sureste de México, principalmente el Pilar Reforma-Akal: sus características estructurales predominantes y las características petrofísicas de las rocas almacenadoras más importantes, entre ellas, la brecha del Paleoceno (principal roca productora de México).

Se presenta una descripción de los principales elementos físicos y petrofísicos de las rocas carbonatadas, principalmente con respecto a sus fracturas y vúgulos y cómo estos afectan el comportamiento dinámico y productivo. De igual manera, se aborda el comportamiento dinámico teórico de este tipo de yacimientos.

Finalmente, se muestra un análisis del comportamiento productivo de un campo del sureste de México, detallando la metodología utilizada, en las conclusiones se vinculan los elementos estudiados en los apartados teóricos y las observaciones realizadas en el análisis.

Abstract

Naturally Fractured Reservoirs (NFR) are very common throughout the world and store significant reserves of oil and gas. These deposits are associated to carbonate rocks with specific characteristics of hardness and elasticity which, when subjected to stress, suffer from fracturing and dissolution. In NFR, production levels depend on fractures, vugs abundance and their interconnection in the rock, as these elements can act as extremely efficient conduits for fluid flow from reservoir to wellbore. The production rates of these fields are relatively high, but their productive life can be short due to the water or gas channeling through the fracture system (Padilla Sixto & Toledo Piña, 2013).

NFR deposits abound in the oil provinces of Mexico. As of January 1st, 2018, there were 8,483.7 MMbpce of 1P, 16,162 MMbpce of 2P, and 25,466.8 MMbpce of 3P reserves, being the carbonate rocks of southeast oil province the main producers, with volume concentrate as high as 84%, 73.6%, and 67.6% of the 1P, 2P, and 3P reserves, respectively (Secretaría de Energía, 2017).

This thesis includes a description of the main geological events that led to the formation of Gulf of Mexico, as well as the basins that make up the Southeast Mexico oil province. The structural and petrophysical characteristics of the main storage rocks, including the Paleocene breccia (main producing rock in Mexico) in the Reforma-Akal Pillar.

A description of the main physical and petrophysical elements of carbonate rocks is presented, and how fractures and vugs affect the reservoir dynamic and productive behavior.

Finally, an analysis of the productive behavior of a field in Southeastern Mexico is shown, detailing the methodology used. In the conclusions, the elements studied in the theoretical sections and the observations in the analysis are linked.

1. Introducción

Generalidades

Los yacimientos naturalmente fracturados existen alrededor del mundo y representan cantidades de reservas significativas de aceite, gas y otros recursos. Estos yacimientos se asocian principalmente a rocas carbonatadas que debido a procesos de deformación estructural y diagenéticos, combinados con sus propiedades físicas, han sufrido fracturamiento y disolución (Figura 1-1).

Figura 1-1: Izquierda: Núcleo tomado de una brecha con cristales de calcita y alta disolución; derecha: núcleo tomado de un yacimiento naturalmente fracturado correspondiente a una caliza dolomitizada del Mesozoico (Padilla-S., 2004)

Los principales campos productores de hidrocarburos a nivel mundial se asocian a yacimientos naturalmente fracturados y México no es la excepción (SENER, 2017). De acuerdo con los conocimientos geológicos del territorio mexicano con los que se cuenta al tiempo del trabajo de tesis, se sabe que 23 de las 48 provincias geológicas existentes cuentan con sistemas petroleros identificados. De estas 23 provincias, 12 son definidas como Provincias Petroleras al contar con sistemas petroleros activos. La Figura 1-2 muestra el nombre y la distribución geográfica de estas provincias en la República Mexicana y aguas territoriales (SENER, 2017), mientras que la tabla 1-1 muestra las

principales características de cada una de estas provincias petroleras: tipo de roca generadora, tipo de roca almacén y tipo de fluido producido.

Figura 1-2: Distribución geográfica de provincias petroleras en la República Mexicana y aguas territoriales (SENER, 2017)

Provincia	Roca Generadora	Roca Almacén	Tipo de trampa	Fluidos producidos
Sabinas-Burros-Picachos	Formación "La Casita" del JST	Rocas del JS y K	Trampas estructurales laramídicas	Principalmente gas seco
Burgos	Rocas arcillo-calcáreas del Jurásico Superior Tithoniano y lutitas del Paleógeno	Areniscas interestratificadas del Paleógeno	Trampas anticlinales tipo "roll-over" y cierres con falla	Principal productora de gas no asociado
Tampico-Misantla	Lutitas carbonosas del Jurásico Inferior-Medio, mudstone calcáreo arcilloso y lutitas del Jurásico Superior Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano	Calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, calizas arrecifales y de talud arrecifal del Cretático Medio, calizas fracturadas del Cretácico Superior y areniscas del Paleoceno-Eoceno y Neógeno	Trampas estructurales, estratigráficas y combinadas asociadas a altos basamentos	gas y aceite
Veracruz	Calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano, calizas arcillosas del Cretático Medio y lutitas del Mioceno Superior	Siliciclastos del Eoceno y Mioceno y calizas del Cretácico Medio Superior	Trampas estructurales neógenas y laramídicas	gas y aceite
Cuencas del Sureste	Calizas arcillosas del Jurásico Superior Tithoniano (regional), calizas arcillosas del Cretático y lutitas del Mioceno (local)	Carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, carbonatos del Cretácico, brechas carbonatadas del Paleógeno y areniscas del Neógeno	Trampas estructurales y combinadas	Principalmente aceite
Golfo de México Profundo	Calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano	Calizas del Cretácico y areniscas del Neógeno	Trampas estructurales y combinadas	Aceite descubierto con Trion-1, Supremus-1 y Maximino-1; gas en Cinturón Plegado de Catemaco
Plataforma de Yucatán	Rocas carbontadas del Cretático Inferior-Medio	Rocas carbonatadas del Cretático	Trampas estructurales sutiles y estratigráficas	Sin producción en México
Cinturón Plegado de Chiapas	Calizas arcillosas y lutitas del Jurásico Superior Tithoniano y secuencias carbonatada-evaporíticas del Cretácico Iferior Medio	Calizas y dolomías del Cretático	Trampas estructurales	Aceite y condensados
Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental	Rocas del Jurásico Superior	Siliciclastos y carbonatos del Jurásico y Cretácico	Trampas estructurales laramídicas	Sin descubrimientos de hidrocarburos
Chihuahua	Rocas del Paleozoico, Jurásico Superior Tithoniano, Aptiano y Turoniano (de alto riesgo geológico por madurez de rocas y falta de sincronía)	Calizas y dolomías del Paleozoico y areniscas y calizas del Jurásico y Cretático	Trampas potenciales estructurales laramídicas	Sin descubrimientos de hidrocarburos; potencial medio-bajo
Golfo de California	Lutitas del Mioceno	Areniscas del Mioceno y Plioceno	Trampas combinadas asociadas a procesos extensionales y tensionales	Gas seco
Vizcaíno-La Purísima-Iray	Lutitas del Cretácico y Paleoceno	Areniscas de la formación Valle del Cretácico Superior	Trampas principalmente estratigráficas y combinadas	Sin descubrimientos de hidrocarburos

Tabla 1-1: Principales características de provincias petroleras en México

Es posible observar la recurrencia de las rocas carbonatadas como rocas almacenadoras en las provincias petroleras en México. De acuerdo al documento *Reservas de Hidrocarburos en México. Conceptos fundamentales y análisis 2018*, publicado en febrero del año 2019 por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), al 1 de enero de 2018 existen 8,483.7 MMbpce de reservas 1P, 16,162 MMbpce de reservas 2P y 25,466.8 MMbpce, siendo la provincia petrolera del sureste, con rocas carbonatadas como principales productoras, la que concentra los mayores volúmenes con el 84%, 73.6% y 67.6% de las reservas 1P, 2P y 3P, respectivamente (Figura 1-3). La acumulación de hidrocarburos ocurre

principalmente en carbonatos del Cretácico, carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, brechas carbonatadas del Paleógeno y areniscas del Neógeno.

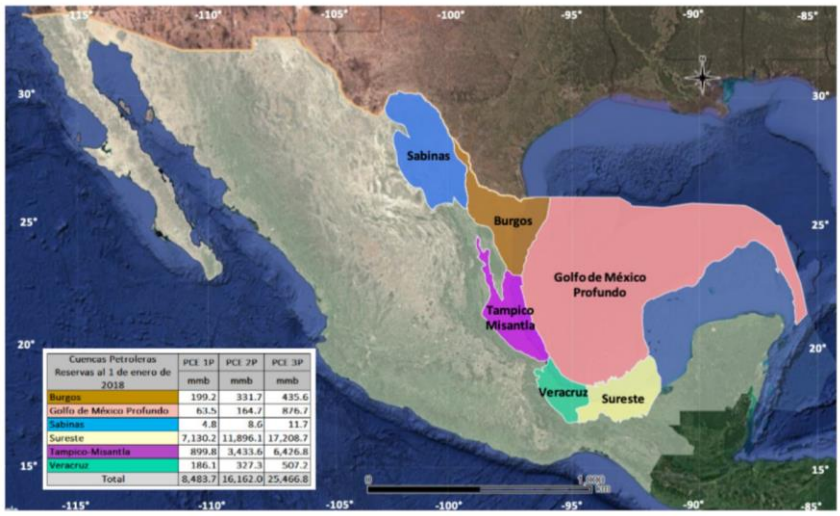


Figura 1-3: Distribución de Reservas por cuencas (CNH, Reservas de Hidrocarburos en México. Conceptos fundamentales y análisis 2018, 2018)

Localización del área de estudio

La Provincia Petrolera del Sureste se comprende de las cuencas Salinas del Istmo, Comalcalco, Macuspana y el Pilar Reforma-Akal (aunque se considera que la cuenca Salinas del Istmo incluye la cuenca de Comalcalco). Esta provincia se ubica en la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México e incluye una porción marina y otra terrestre; la marina abarca desde la isobata 500 en la zona exclusiva en el Golfo de México y hasta la línea de costa y terrestres, mientras que la terrestre abarca el sur del estado de Veracruz, norte de Chiapas, Tabasco y el extremo SW de Campeche (PEMEX, 2010) (Figura 1-4).

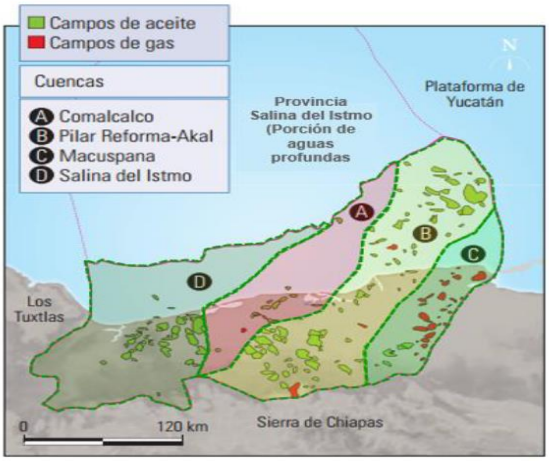


Figura 1-4: Cuencas que conforman la provincia petrolera del sureste (CNH, Cuenca del Sureste Aguas Someras Síntesis Geológico Petrolera, 2014)

Para poder comprender la razón por la cual esta provincia es tan prolifera, conviene conocer la evolución geológica de la misma, que está implícita en la correspondiente a la formación del Golfo de México.

Base de datos

Debido a la situación de contingencia sanitaria propiciada por el COVID-19 en el año 2020 que atravesaba el mundo durante la elaboración de este análisis, la información estuvo limitada a, fuentes de acceso público, libros, artículos de divulgación, reportes y dictámenes técnicos disponibles en internet, esto aplicó para la parte teórica de geología como para el campo de estudio.

En los primeros capítulos, donde se aborda un contexto geológico, tiene sustento en su mayor parte de libros y dictámenes técnicos. Posteriormente, los artículos de divulgación comienzan a tener mayor relevancia en la tesis; ya que es una de las fuentes de información más actualizada a la cual se pudo tener acceso.

El caso de estudio usa como elementos de entrada la información de producción de aceite, gas y agua publicada en los portales del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH):

- https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/
- https://sih.hidrocarburos.gob.mx/

Es importante mencionar que las figuras e imágenes presentadas fueron extraídas de libros y artículos con el fin de tener una mejor visualización de los temas abordados y en el caso que más convenia fueron modificadas respetando los derechos de autor.

Objetivos

- Exponer un estudio sobre los eventos de creación y evolución del Golfo de México, determinando el contexto geológico sedimentario y estructural en el que existen los yacimientos carbonatados del sureste mexicano.
- Presentar las formaciones más importantes en las que ocurren los yacimientos naturalmente fracturados, principalmente con especial énfasis en las características petrofísicas, de fracturamiento y disolución de la brecha del Paleoceno en el Pilar Reforma Akal.
- Identificar y describir el comportamiento productivo de un yacimiento naturalmente fracturado a partir de datos de producción de acceso público y de análisis teórico de las características petrofísicas de la zona.
- Relacionar las características petrofísicas con el fracturamiento y disolución del yacimiento estudiado con base en la observación de su comportamiento productivo.
- Realizar un análisis del avance del agua en el tiempo para determinar zonas de producción excesiva y analizar las razones por las cuales ocurre.
- Distinguir y determinar zonas en las cuales ocurre canalización del agua por fracturamiento y disolución.
- Construir mapas de contorno para mostrar el comportamiento productivo del agua y del aceite en el tiempo, determinando las zonas de mayor potencial productivo y las zonas que requieren estrategias de control de agua.

Metodología

Este trabajo inicia con una investigación bibliográfica que pretende establecer y abordar el contexto geológico, sedimentario y estructural en el que existen los YNF del sureste de México, en específico los que se encuentran en el pilar Reforma Akal. Se estudian también los eventos que tuvieron lugar para la formación del Golfo de México, y la influencia de estos eventos en la ocurrencia de los principales campos productores de México. Se identifican también las formaciones almacenadoras predominantes y sus características petrofísicas, especialmente respecto a su porosidad secundaria.

Posteriormente, se realiza un trabajo teórico descriptivo de las características físicas y petrofísicas principales de las rocas que conforman los yacimientos naturalmente fracturados. Se pretende resaltar el grado en que estos elementos físicos pudieran afectar el comportamiento productivo y dinámico de tales yacimientos. Estos elementos del comportamiento productivo y dinámico también se presentan desde una perspectiva teórica, creando el marco referencial para un análisis de datos reales posteriores.

Una vez cubiertos los aspectos teóricos respecto a los elementos de caracterización estática y dinámica de YNF, se procede con un análisis de datos reales de un campo del sureste de México. Para esta etapa se utilizaron datos de acceso público del portal del CNIH, y se complementan con información encontrada en la literatura para este campo. Debido a que el volumen de la información obtenida en una situación de contingencia fue limitado, el análisis se realizó únicamente sobre el comportamiento productivo del yacimiento en el tiempo, buscando principalmente características que pudieran coadyuvar en la identificación de zonas de producción excesiva de agua, así como de zonas propicias para la localización de pozos de relleno y pozos inyectores para un sistema de recuperación secundaria.

En todo momento, el trabajo busca una relación o congruencia entre lo presentado en la parte teórica y lo observado en el procesamiento y análisis de los datos.

2. Origen de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (“YNF”) del Sureste Mexicano.

2.1 Evolución Geológica del Sureste Mexicano

Los principales campos productores de hidrocarburos a nivel mundial se asocian a Yacimientos Naturalmente Fracturados, y México no es la excepción. De acuerdo con diversos estudios geológicos del territorio mexicano con los que se cuentan actualmente, se conoce que 23 de las 48 provincias geológicas existentes tienen sistemas petroleros identificados.

La ocurrencia de grandes volúmenes de hidrocarburos es el principal motivo por el cual el sureste mexicano ha sido objeto de innumerables estudios por parte de la industria petrolera. Los primeros estudios descriptivos fueron elaborados por autores como Gibson (1936), Viniegra (1950, 1971 y 1981) y Oñate (1950), siendo estos trabajos convertidos ahora en referencia histórica del área. A finales del siglo XX, el uso de datos sísmicos 2D y 3D por parte de los geólogos de PEMEX (Ricoy, 1989; García-Molina,1994), contribuyó mucho al conocimiento y evolución geológica del sureste mexicano. Padilla y Sánchez (2007) integró la historia tectónica, estructural y sedimentaria del sureste mexicano con la evolución regional del Golfo de México, sintetizando los principales eventos tectónicos del sureste mexicano (Figura 2-1).

La evolución tectónico-estructural del área refleja eventos tectónicos regionales y locales. La apertura del Golfo de México y la subducción en el Océano Pacífico representan los eventos regionales mientras los eventos tectónicos locales están relacionados con el movimiento de la sal y con las estructuras originadas por la evacuación de sal.

Los eventos regionales en el sureste del Golfo de México para el Mesozoico y el Cenozoico, de acuerdo con Oviedo-Pérez (1996), pueden agruparse en tres fases principales:

1. Etapa de rifting del Triásico al Jurásico Medio.
2. Etapa pasiva del Jurásico Tardío al Cretácico Tardío.
3. Etapa compresiva del Cretácico Tardío al Reciente.

A continuación, se resumen los eventos principales en la evolución del sureste del Golfo de México descritos por Oviedo-Pérez (1996) y Padilla y Sánchez (2007).

2.2 Pre-Mesozoico

El origen del Golfo de México está relacionado con la fragmentación y separación del supercontinente Pangea, en la parte final del Paleozoico. Durante su separación inicial se generaron depresiones continentales controlados por grabens estrechos paralelos a la actual línea de costa, los cuales fueron rellenados por lechos rojos (Salvador, 1991).

El basamento Pre-Mesozoico se estudió a partir de afloramientos en localidades de México y Estados Unidos; una de las localidades en las que se observó el basamento está ubicada al sur de la Sierra de Chiapas, en el Macizo de Chiapas, con un complejo de rocas meta sedimentarias del Precámbrico Superior al Paleozoico Inferior.

2.2.1 Etapa 1. Proceso de rifting

La etapa de rifting en la región del Golfo de México, probablemente ocurrió en distintas fases relacionada a la apertura del mar de Tethys durante el Triásico y la apertura del Atlántico durante el Jurásico.

El mecanismo de apertura del Golfo de México, según Padilla y Sánchez (2007), fue el despegue de la microplaca (bloque) de Yucatán en contra de la placa norteamericana, resultando en la extensión del piso marino en la parte central del Golfo de México. El proceso de rifting, durante el Triásico tardío y el Jurásico temprano, ocurrió en una zona preexistente de sutura del Paleozoico tardío y resultó en una extensa y compleja red de grabens (Salvador, 1987).

Salvador (1991), considera una rotación del bloque de Yucatán en sentido contrario a las manecillas del reloj, lo cual es compatible con la curvatura de las fallas transformantes del margen costero de EUA. El proceso tectónico de separación de la Pangea prevaleció hasta el final del Jurásico Medio, pero quizá alcanzó el inicio del Jurásico Superior (Oxfordiano inferior), época en la cual la sedimentación continental estuvo totalmente controlada por procesos tectónicos distensivos. El avance transgresivo de las aguas del

Pacífico hacia el oriente fue invadiendo el área del actual Golfo de México para formar extensos cuerpos de aguas someras e hipersalinas, con una circulación sumamente restringida y, quizá también un clima de tipo desértico, lo que favoreció el depósito de grandes volúmenes de evaporitas en la parte central del Golfo de México.

Según Salvador (1991), la etapa inicial de la fragmentación y separación de la Pangea para formar el Golfo de México duró del orden de unos 46 Ma, desde el Triásico Tardío (210 Ma) hasta el Jurásico Medio Tardío (169 Ma). Sin embargo, aunque el proceso de rifting fue lento, el depósito de la sal fue relativamente rápido pues ocurrió en un lapso de aparentemente cinco millones de años, durante el Calloviano.

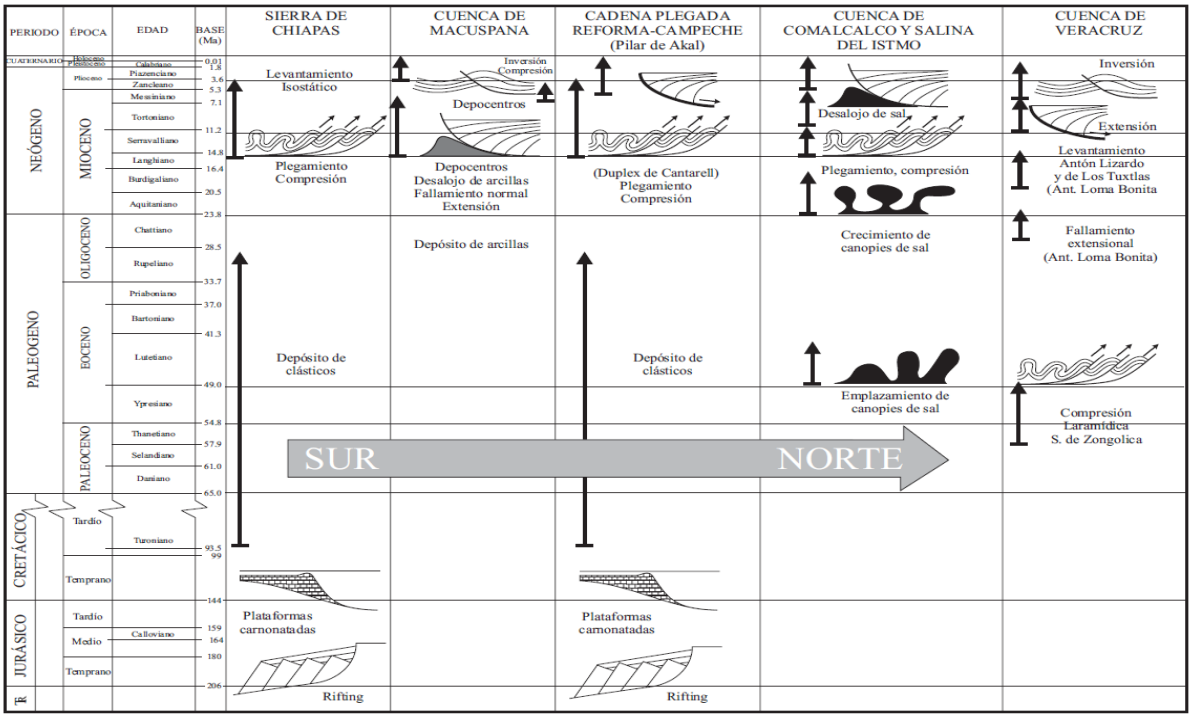


Figura 2-1 Representación esquemática cronológica de los eventos tectónicos que afectaron la región del sureste mexicano y la porción meridional del Golfo de México. (Padilla y Sánchez, 2007)

Padilla (2007), describió que la sal fue depositada en una cuenca de gran extensión que hoy está dividida en dos partes (norte y sur) por una franja W-E donde no hay sal (Figura 2-2). Esta división sugiere el desplazamiento del Bloque de Yucatán hacia el sur durante el Jurásico Temprano y Medio, separando las dos masas de sal y jalando una de ellas (la sur) también hacia el sur; este movimiento se realizó a lo largo de dos sistemas

de fallas transformantes (el sistema occidental, conocido como Falla Tamaulipas-Oaxaca y el sistema oriental no nombrado aún) y que tuvieron un papel muy importante en la apertura y evolución tectónica del Golfo de México.

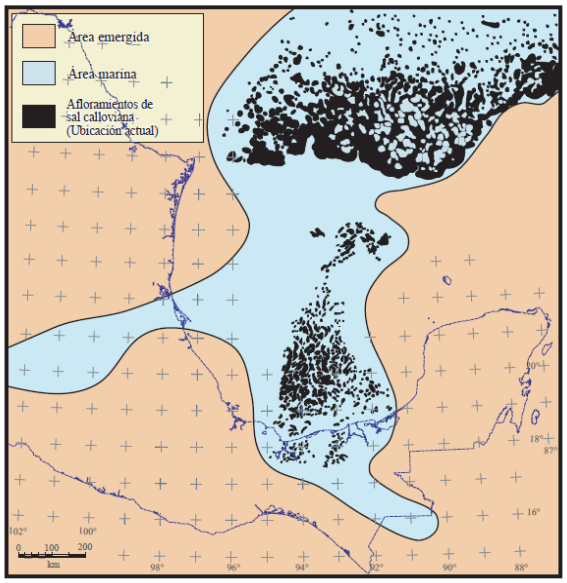


Figura 2-2: Configuración paleográfica del Jurásico Medio en el Golfo de México señalando principales depósitos norte y sur de sal del Calloviano; se muestra también la configuración de fronteras y costas actuales como referencia (Padilla y Sánchez, 2007)

2.2.2 Etapa 2. Proceso pasivo del Jurásico Tardío al Cretácico Medio

La información sísmica de la porción central del Golfo de México demostró que el proceso tectónico de rifting que dio lugar a la apertura del Golfo de México terminó al final del Calloviano (Buffler et al., 1980; Peterson et. al., 1983; Buffler, 1984), después de lo cual, durante el Oxfordiano, se desarrollaron amplias plataformas de aguas someras, en las que se depositaron grandes volúmenes de carbonatos.

La masa de sal más prominente se depositó en la parte central del Golfo de México, sin embargo, conforme se dio la invasión de aguas marinas, en los bordes del Golfo se desarrollaron plataformas con circulación restringida, limitadas al mar por barras oolíticas que propiciaron depósito de otras masas sal en zonas lagunares alrededor de la cuenca (Figura 2-3). Estas barras de oolitas del Jurásico son rocas almacenadoras de

hidrocarburos en algunos campos gigantes del sureste como Samaria y Sitio Grande (Padilla y Sánchez, 2007)

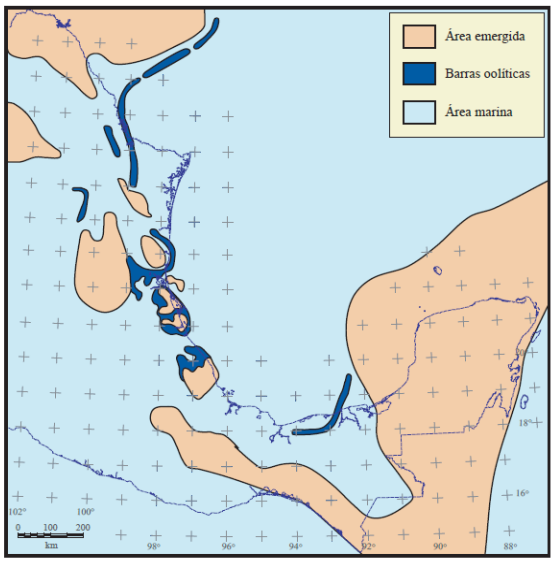


Figura 2-3: Configuración paleográfica del Kimmeridgiano temprana; se muestra también configuración de fronteras y costas actuales como referencia (Padilla y Sánchez, 2007)

La topografía remanente de horsts y grabens, como resultado de una fase temprana de rifting, controló el espesor y la depositación del volumen del depósito de sal original. En algunas áreas, el basamento remanente fue preservado hasta el Jurásico Tardío y el Cretácico, controlando el desarrollo de las plataformas carbonatadas. El remanente de esta topografía fue destruido por el aporte de grandes volúmenes de sedimentos clásticos durante el Terciario. Durante este periodo de tiempo, la subducción nunca cesó, sin embargo, no hay evidencias de compresión considerable en el margen del Golfo de México.

Al final del Cretácico, el aporte de clásticos proveniente del oeste del país incrementó y el depósito de carbonatos se vio superado por el de clásticos; durante este tiempo se dio el depósito de las lutitas y margas de la formación Méndez, así como el de horizontes que contienen bentonita, señalando la actividad volcánica en ese lapso (Figura 2-4). Con base en lo anterior, es posible observar la formación Méndez que discordante suprayace a calizas arrecifales con marcada disolución (karst) de la formación El Abra y depositadas durante el Albiano-Cenomaniano al oeste del Golfo de México.

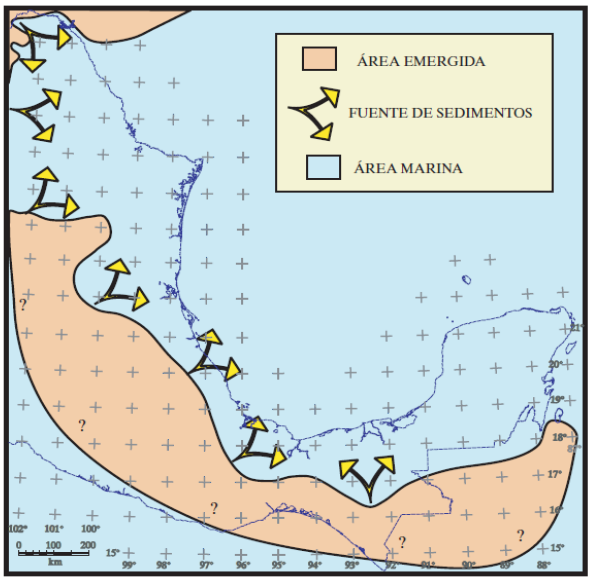


Figura 2-4: Configuración paleográfica del Turoniano-Maestrichtiano que muestra aporte de sedimentos clásticos hacia la cuenca del Golfo de México; se muestra también configuración de fronteras y costas actuales como referencia (Padilla y Sánchez, 2007)

2.2.3 Etapa 3. Proceso compresivo del Cretácico Tardío al Reciente

2.2.3.1 Cretácico Tardío a Paleógeno

Se piensa que entre el Cretácico y el Paleógeno ocurrió el impacto de un meteorito en la costa norte de Yucatán, en la zona de Chicxulub (Figura 2-5). Este evento coincide con la existencia de una inusual brecha carbonatada que se extiende por miles de kilómetros cuadrados al sur del Golfo de México, de espesor de hasta 700 m y que ha sido la roca almacén predominante de los campos petroleros del área marina del sureste de México. Esta brecha tiene permeabilidades muy altas debido a que carece de matriz en gran parte de su espesor, fragmentos angulosos de caliza de diversos tamaños; en algunos horizontes con matriz, ésta y los clastos son de la misma litología; entre otras.

Con respecto al origen de la brecha, se piensa que pudiera ser explicado a partir de la combinación de tres hipótesis. La primera refiere que el impacto del meteorito en Chicxulub causó la destrucción y eyección de fragmentos de carbonatos; la segunda señala que la brecha se origina por un derrumbe de los carbonatos del talud del Escarpe de Campeche, cuando ocurrió el impacto; y la tercera supone que carbonatos en planicies

expuestos a intermareas generaron condiciones de disolución kárstica, condición predominante en la brecha.

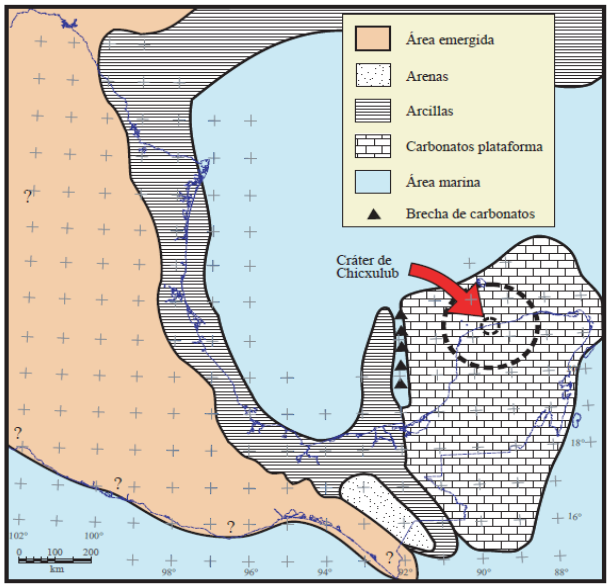


Figura 2-5: Configuración paleográfica del Paleoceno temprano que muestra zona del impacto del cuerpo extraterrestre; también es el periodo en el cual ocurrió el depósito de la brecha. Se muestra además la configuración de fronteras y costas actuales como referencia (Padilla y Sánchez, 2007)

2.2.3.2 Brecha Terciaria Paleoceno (BTP)

La BTP es la roca almacén del Cretácico, está constituida principalmente por fragmentos de mudstone-wackstone y a trazas de packstone, con porosidad secundaria en las fracturas y cavidades de disolución. (Tabla 2-1 y 2-2)

En la cima del Cretácico Superior (KS) está constituido por brechas calcáreas, dolomitizadas y fracturadas. La porosidad varía entre 6 y 12%. Los tres medios predominantes son la matriz, halos y vúgulos; que contribuyen a la comunicación horizontal y vertical. La tendencia de la BTPKS naturalmente presenta mejores características hacia la zona dolomitizada, pero también es importante el comportamiento vertical, ya que las mejores condiciones almacenadoras en la BTPKS se presentan hacia la parte media e inferior de esta unidad.

En el Cretácico Medio (KM) encontramos rocas carbonatadas con textura predominante de mudstone y wackestone con intercalaciones de lutita arenosa y limosa. Los tres medios principales son la matriz, fracturas y vúgulos. (Figura 2-6)

El Cretácico Inferior (KI) tiene una abundante porosidad vugular y algunas zonas de brechas. Se observan cavernas de disolución que en futuro podrían mejorar la porosidad.

Brecha Terciaria Paleoceno Cretácico (BTPK) Ayatsil-Tekel

	Facies diagenéticas	Características
Cretácico Superior (KS)	B	Porosidad es en su mayoría es clastomóldica y biomóldica, y debido a la disolución la porosidad en fracturas ensanchadas y la asociada a la intersección de fracturas cambia a porosidad vugular. También encontramos porosidad intercristalina alrededor de vúgulos impregnados por hidrocarburos.
	C	Dolomitización penetrante, porosidad heredada y/o biomóldica, fracturamiento moderado, disolución y porosidad vugular, así como porosidad intercristalina.
Cretácico Medio (KM)	A	Dolomitización de reemplazamiento penetrante, porosidad de fractura, materia orgánica e intercristalina, escasas fracturas abiertas.
	B	Dolomitización por reemplazamiento penetrante, porosidad remanente de fractura y fracturas abiertas que pueden provocan porosidad vugular.

Tabla 2-1: Caracterización de Ayatsil-Tekel (Camacho Velázquez, 2014)

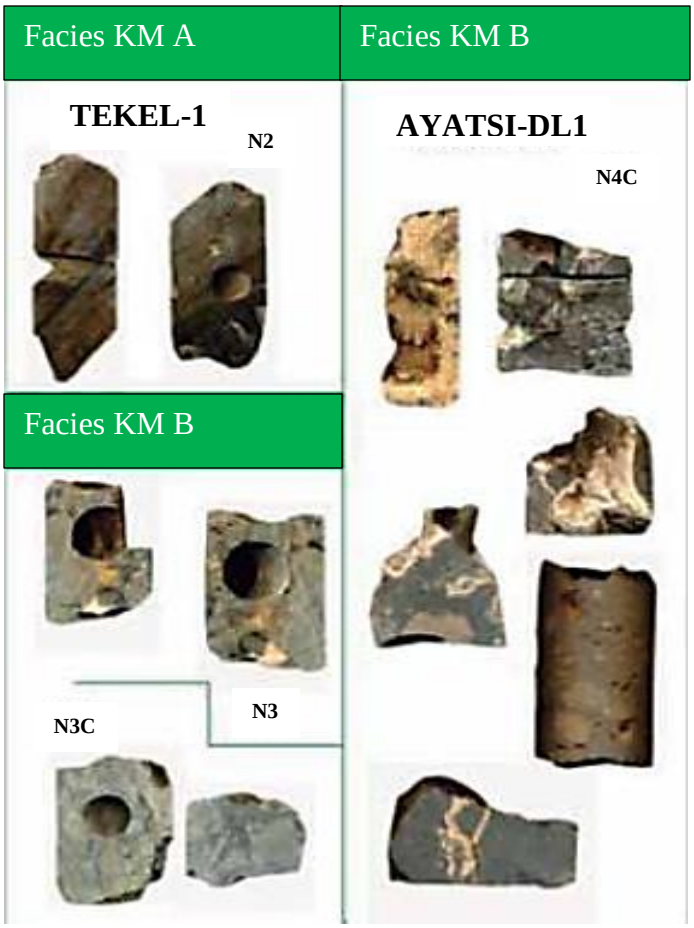


Figura: 2-6: Facies Diagenéticas KM A, B campos Ayatsil-Tekel (Camacho Velázquez, 2014)

Núcleo de la Brecha Terciaria Paleoceno Cretácico Superior (BTPKS) Cantarell

Descripción Litológica	Brecha sedimentaria constituida por clastos angulosos a subredondeados de hasta 15 cm de tamaño de microdolomía, mudstone, wackestone de bioclastos, intraclastos parcialmente dolomitizado, color crema a gris y pedernal café a negro, cementados en microdolomía.
Fauna	En clastos: Miliólidos (Quinqueloculina, Sigmoilinita, Glomospira) y Cortes de foraminíferos planctónicos.
Rasgos Diagenéticos	Dolomitización, Fracturamiento, Estilolitización, Disolución, Cementación e impregnación de aceite pesado.
Porosidad	Vugular, Fracturas, Estilolitas e microintercristalina = 4-10%
Características del sistema poroso	Porosidad vugular de 30 micras a 5 cm de ancho x 50 micras a 8 cm de longitud, con intercrecimiento de mesodolomita en sus paredes, conectados por estilolitas y fracturas de extensión, abiertas y en menor proporción de porosidad microintercristalina laminar.
Fracturas	Fracturas de extensión de 5 a 30 micras de apertura. 20 micras a 1 mm de espaciamiento entre ellas y de 1 a 5 cm de longitud.
Estilolitas	Se observan estilolitas en los bordes de los clastos de 5 micras de apertura, por disolución en la intersección con las fracturas generan vúgulos de 30 micras a 5 cm de ancho x 50 micras a 8 cm de longitud
Presencia de hidrocarburos	Buena impregnación de aceite pesado en vúgulos, fracturas, estilolitas y nula en la porosidad microintercristalina
Permeabilidad	Presenta una permeabilidad primaria del orden de los 500 mD y una permeabilidad secundaria (fracturas) del orden de 2 a 4 Darcy.
Litología	80% de Dolomía, 15% de Caliza y 5% de Arcilla

Tabla 2-2: Análisis representativo de núcleos del campo Cantarell (Tomado de CIPM, 2005)

Hacia el final del Cretácico ocurrió un cambio en la geometría de las placas y en la dirección del movimiento en el margen Pacífico, lo que provocó que el área manifestara

evidencias de esfuerzos de compresión. La evolución del área fue controlada por el Bloque Chortis (Figura 2-7).

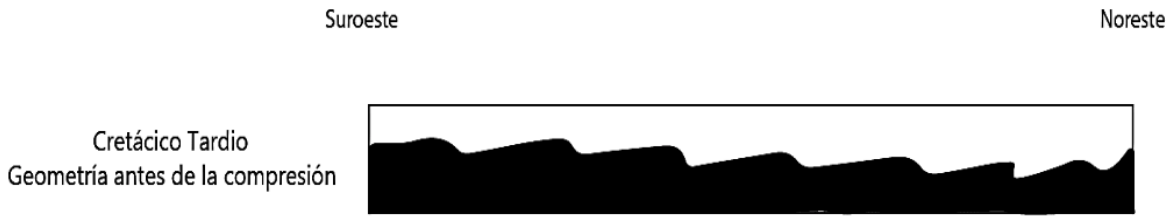


Figura 2-7: Esquema de la geometría antes de la compresión por el Bloque Chortis. (Modificado de Oviedo Pérez, 1996).

Durante el Cretácico Tardío y el Paleógeno, la primera colisión, relativamente suave y episódica, entre el Bloque Chortis y Chiapas (Figura 2-8), formó cabalgaduras y levantó el Macizo de Chiapas. Durante este tiempo, los efectos de la compresión constante y el peso litostático de la columna sedimentaria ya depositada en el área provocaron el primer emplazamiento importante de sal alóctona. Es importante señalar que la sal autóctona ya se había movido durante el Jurásico Tardío, formando almohadas, pedestales y canopies.

2.2.3.4 Mioceno

En el Mioceno, el Bloque Chortis se emplazó con mayor fuerza respecto al Macizo de Chiapas, lo cual originó la fase principal de deformación en la Sierra de Chiapas. Esta deformación ha sido documentada en múltiples trabajos de PEMEX, y se conoce como Ciclo Chiapaneco.

Para este tiempo, el Bloque Chortis formaba parte del margen del Pacífico. El efecto isostático inclinó hacia abajo y al suroeste el margen continental. Hacia el norte de la porción marina, este basculamiento solo provocó ligero levantamiento cortical.

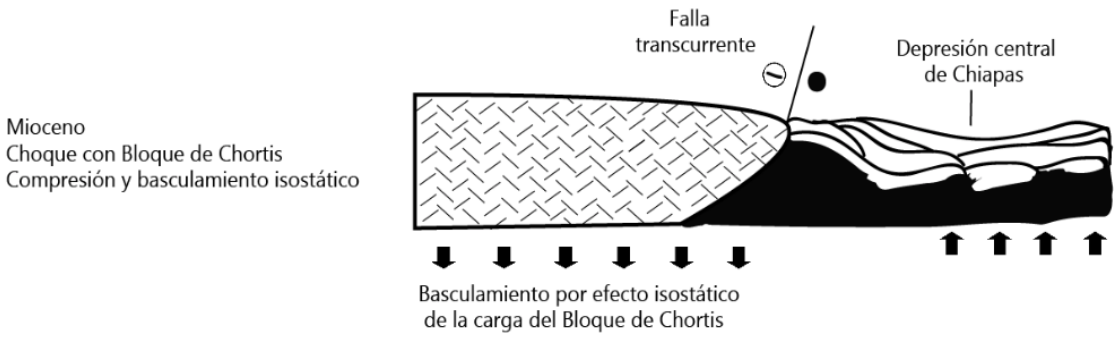


Figura 2-8: Esquema de colisión y posterior desprendimiento del Bloque Chortis. (Modificado de Oviedo Pérez, 1996).

Hacia la parte final del Mioceno e inicio del Plioceno, debido al desalojo de sal del Calloviano, se comenzó a producir una inclinación de los estratos hacia el norte de la cadena Chiapas-Reforma-Akal. También, entre el Plioceno y Pleistoceno, el Macizo de Chiapas aportó sedimentos clásticos en tal medida que la sobrecarga producida generó fallas lístricas NE-SW en las cuencas Macuspana y Comalcalco-Salina del Istmo, así como el desalojo de arcilla en Macuspana y sal en Comalcalco-Salina del Istmo. También en estas cuencas se formaron pliegues y anticlinales causados por esfuerzos extensivos y una inversión tectónica. En la Cadena Chiapas-Reforma-Akal el depósito de clásticos ocurrió en menor medida.

2.2.3.5 Plio – Pleistoceno

Durante este periodo, el Bloque Chortis continuó su movimiento y se alejó del Macizo de Chiapas con dirección hacia el este. La carga isostática que flexionaba hacia abajo el margen Pacífico desapareció por lo que el margen rebotó isostáticamente hacia arriba al perder el peso que lo hundía. El resultado fue un gran levantamiento y la erosión correspondiente en el área de estudio. La fase principal de la evacuación salina se instaló debido a la gran subsidencia y al aporte de sedimentos del levantamiento Plio-Pleistocénico (Figura 2-9).

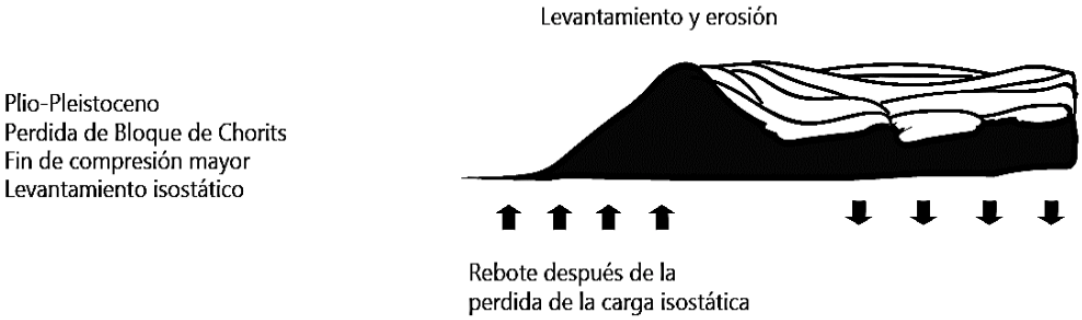


Figura 2-9: Esquema de fin de compresión y levantamiento isostático producido por el Bloque Chortis. (Modificado de Oviedo Pérez, 1996).

2.3 Marco Geológico Regional (Reforma Akal)

2.3.1 Marco Estructural

El Pilar Reforma-Akal limita al oeste con el sistema de fallas que conforman el borde de la Cuenca de Comalcalco, al este con el sistema de fallas del borde de la Cuenca de Macuspana, al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas y al norte con la Plataforma de Yucatán (Figura 2-10).

En el área se tienen diferentes estilos estructurales, destacando zonas de acortamiento, estructuras anticlinales asimétricas y zonas de evacuación de sal, las cuales se formaron en tres eventos predominantes. En primer lugar, se identificó un evento extensional en el Jurásico Medio, con fallas normales a consecuencia de esfuerzos distensivos que crearon fosas y pilares de basamento, junto con un estilo de bloques rotados fallados y estructuras salinas del Jurásico Tardío y Cretácico Temprano.

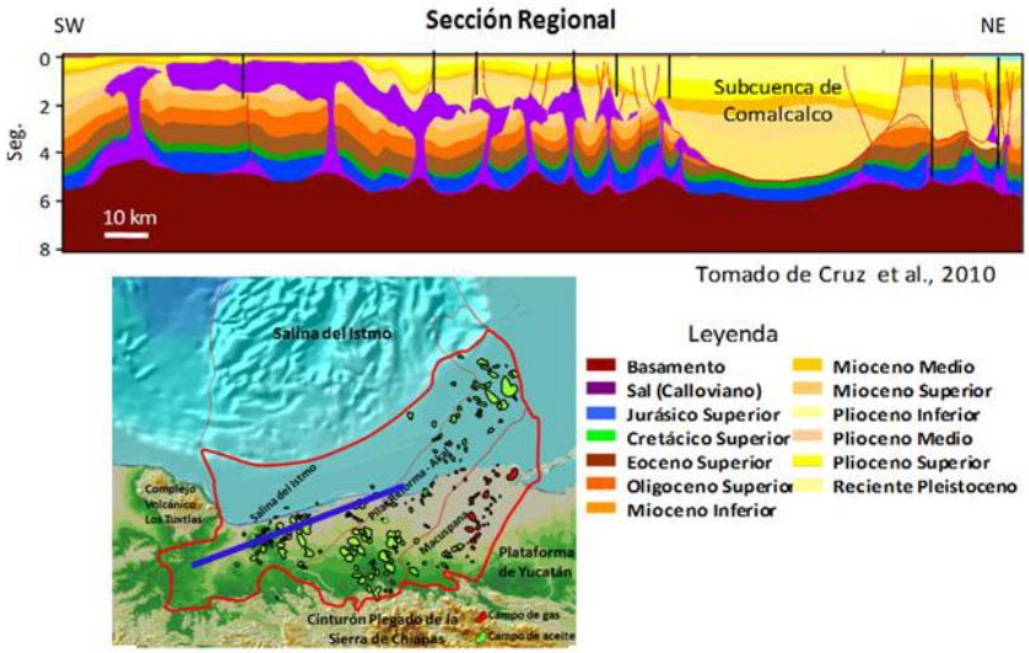


Figura 2-10: Sección estructural tipo de la Cuenca Salina del Istmo (PEMEX, 2010)

Posteriormente, en el Mioceno, se identificó una compresión de los depósitos sedimentarios generando una cobijadura en el Alto de Jalpa, así como pliegues y cabalgaduras con orientación NW-SE con convergencia al NE. En el Mioceno medio el evento Chiapaneco forma la cadena plegada y cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal, formando pliegues orientados NW-SE y con convergencia al NE, y permitiendo así la generación de nuevos depocentros, en donde desde entonces hasta fines del Neógeno, se depositaron varios kilómetros de espesor de sedimentos clásticos, que empezaron a deslizarse por gravedad también hacia el NNW, esto es, hacia la misma dirección en la que se inclinaban los pliegues de la cadena Reforma-Akal. El peso de estos sedimentos propició que la secuencia discordante miocénica tardía comenzará un deslizamiento gravitacional hacia el NNW, iniciando así grandes fallas normales lístricas, orientadas WSW-ENE; estas fallas normales regionales, sintéticas y antitéticas, constituyeron los límites de las cuencas de Comalcalco-Salina del Istmo y de Macuspana.

Finalmente, en el Neógeno, se identifica un sistema de fallas lístricas con caída NW, que despegan en el límite Oligoceno-Mioceno. Durante el Pleistoceno, las cuencas recién formadas bajo un régimen tectónico extensional sufren una compresión, desarrollándose

en ellas pliegues propios de inversión tectónica. (PEMEX, 2010) (CNH,2014) (Figura 2-11).

La orientación preferencial de las estructuras mesozoicas en el área es NW-SE, las cuales están afectadas tanto por tectónica salina y compresiva. A nivel del Terciario se tiene la presencia de sal alóctona a nivel Oligoceno y sobre la cima de este nivel resbalan fallas normales que afectan hasta el Plioceno. Existe la presencia de cuerpos de arcilla que descansan también sobre el Oligoceno (Beristáin-Suarez, 2013).

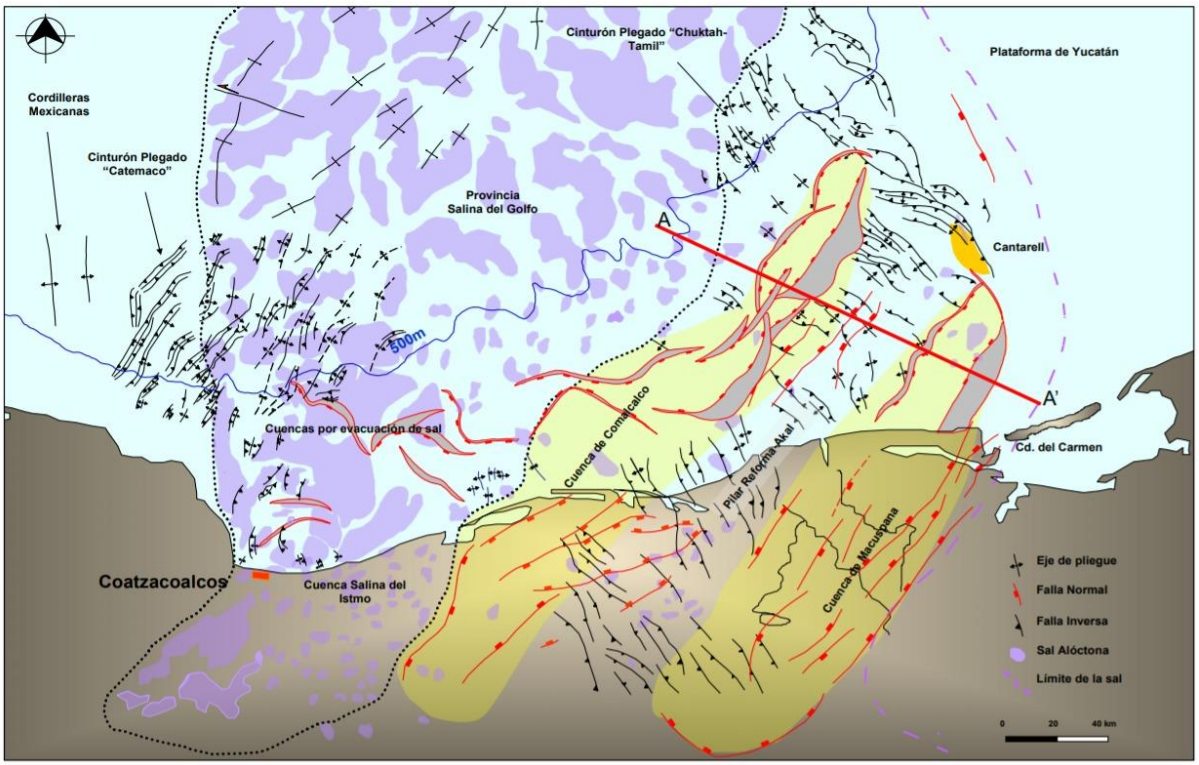


Figura 2-11: Mapa que muestra los estilos estructurales de las Cuencas del Sureste y el área de estudio Reforma Akal. (Modificado de PEMEX, 2007).

2.3.2 Marco Estratigráfico

La columna estratigráfica para el área de estudio comprende los sistemas que abarcan desde el Basamento Pre Mesozoico, el Triásico, Jurásico, Cretácico, Paleógeno, Neógeno y Cuaternario (Figura 2-12), mismos que se describen a continuación en orden cronológico y ambiente de depósito.

2.3.2.1 Triásico – Jurásico Inferior

Para este periodo de tiempo se reportan posibles formaciones de depósitos continentales, como lechos rojos. La posición estratigráfica de los lechos rojos en el Golfo de México sugiere que su edad varía desde el Triásico Tardío hasta después del Calloviano, porque se les ha descrito abajo, lateralmente y arriba de la sal calloviana.

2.3.2.2 Jurásico Medio

Los depósitos autóctonos de sal en el Golfo de México tienen edad de Jurásico Medio (Calloviano) que representan el inicio de la invasión marina inmediata posterior a la etapa de rifting, aunque es sabido que hay depósitos de sal de distinta edad a lo largo del Jurásico en distintas localidades, siendo más antiguas hacia el centro y más jóvenes hacia el borde de esta, donde varía su litología a otro tipo de evaporitas.

2.3.2.3 Jurásico Tardío

De forma general, está integrado por depósitos de rocas carbonatadas en ambientes marinos profundos y representan el establecimiento de margen pasivo y el inicio de la subsidencia termal.

Durante el **Oxfordiano**, se desarrollaron amplias plataformas de aguas someras, en las que se depositaron grandes volúmenes de carbonatos, con extensas barras oolíticas en los bordes de plataforma. Estas condiciones prevalecieron durante todo el **Kimmeridgiano**.

Para el **Titoniano**, la velocidad de subsidencia descendió y predominó la sedimentación de secuencias de estratificación delgada de lutitas y carbonatos, en los cuales aumentó considerablemente la presencia de organismos. A nivel regional, en el suroeste del Golfo de México, se considera como la roca generadora de la mayoría de los inmensos volúmenes de hidrocarburos de las Cuencas del Sureste.

2.3.2.4 Cretácico

Se desarrollaron plataformas carbonatadas en los márgenes del Golfo de México. En la parte meridional, calizas tipo mudstone - wackestone y hacia los bordes, un carácter margoso y bentónico, debido al aporte de sedimentos clásticos. Debido a la deformación

resultante de diversos eventos tectónicos regionales, podrían existir patrones de fracturamiento y variación en los espesores de los sedimentos por el movimiento de la sal (PEMEX, 2007).

Sobre los carbonatos del Mesozoico descansan rocas representadas por una brecha constituidas por gravas, brechas calcáreas y calcáreo-arcillosas en su mayor parte con fragmentos de mudstones dolomitizados de la parte tardía del Cretácico Superior y la base del Paleoceno temprano, y en menor porcentaje, fragmentos de mudstone de plataforma del Cretácico Medio y Superior.

2.3.2.5 Paleógeno

El **Paleoceno**, tiende a ser más arcilloso, está constituido por lutita gris ligeramente calcárea, en proporciones menores arenosa y bentonítica.

El **Eoceno** está integrado en la parte inferior por lutitas de color gris, ligeramente calcáreas y bentoníticas, sedimentos limo-arcillosos de ambientes neríticos de plataforma siliciclástica y de aguas profundas.

El **Oligoceno** está constituido por lutita gris, suave a semidura, en ocasiones de aspecto bentonítico, calcárea y arenosa. Se continúo con el depósito de materiales terrígenos, que se constituyen de lutitas ligeramente arenosa e intervalos de areniscas de grano fino, cementadas por una matriz arcillo-calcárea, depositadas en un ambiente de cuenca. Hacia la parte media se reportaron trazas de mudstone - wackestone; esporádicos fragmentos de mudstone dolomítico, café claro, compacto, estos depósitos se relacionan con un medio ambiente correspondiente a mares abiertos con flujos turbidíticos.

2.3.2.6 Mioceno Inferior

Está integrado por una secuencia terrígena, depositada por un sistema de canales y abanicos submarinos de talud. Los sedimentos terrígenos del Mioceno Inferior están integrados por una intercalación de lutitas, limolitas y de areniscas-arcosas líticas, de grano grueso, incluso conglomeráticas.

2.3.2.7 Mioceno Medio

La parte media exhibe facies arcillosas, integradas por lutitas betónicas y calcáreas, y alternancia con horizontes delgados de arenisca. Los intervalos arenosos están representados por arcosas de grano fino a grueso.

2.3.2.8 Mioceno Superior

Los sedimentos del Mioceno Superior están representados por secuencias más arcillosas que la parte inferior y media. Se describen sedimentos arcillosos integrados por lutita gris, calcárea y arenosa, arenas finas y arenas calcáreas.

2.3.2.9 Plioceno-Pleistoceno

El carácter sísmico exhibe alternancias de lutitas y areniscas. Hay formación de grandes volúmenes de acomodo que permite el relleno de grandes espesores de sedimentos en partes relacionadas como depósitos de sistemas turbidíticos de ambientes profundos.

El Cuaternario corresponde a depósitos de arenas de cuarzo, gravas y limos asociados a un medio ambiente de litoral.

Figura 2-12: Columna estratigráfica del sistema petrolera de la Provincia del Sureste (Modificado de Pemex 2007, Comisión Nacional de los Hidrocarburos 2014)

3. Elementos geológicos característicos de los YNF

3.1 Fracturas

3.1.1 Origen de los sistemas de fracturas

Las fracturas son consideras como una superficie o un plano de discontinuidad en la roca, las cuales definen superficies de baja cohesión. Pueden ser generadas por los esfuerzos en zonas de contraste composicional (contactos de capas, cambio de facies), por pérdida de volumen (compactación), por enfriamiento o durante deformación de tipo contraccional o extensional y pueden presentarse en un amplio rango de escalas.

Pueden ser más abundantes en lugares donde existan heterogeneidades en la roca, por ejemplo, áreas con presencia de fósiles, nódulos minerales, en clastos, huecos cársticos, marcas por burbujas por gas, ondulaciones en la base de la capa (marcas de ondulaciones y estructuras de carga), entre otros. Las fracturas se distinguen por los movimientos relativos que ocurren a lo largo de la superficie durante su formación (Nelson, 2001).

Los elementos principales que definen a una fractura son:

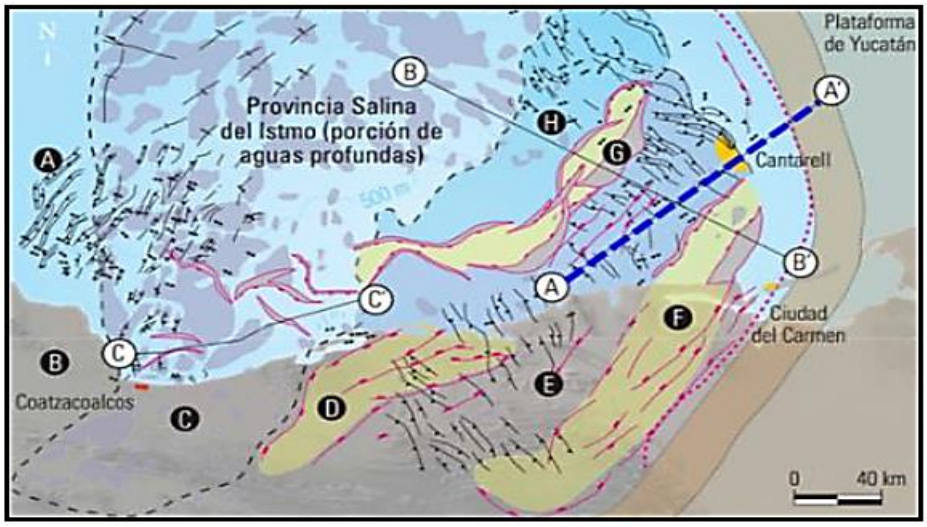
1) Apertura
2) Altura
3) Longitud
4) Orientación
5) Origen

3.1.1.1 Tectónicos

Para algunas fracturas, su origen, orientación, morfología y distribución pueden ser atribuidos o relacionados con eventos tectónicos locales o incluso por las fuerzas superficiales. Las estructuras geológicas, como lo son el plegamiento y el fallamiento, también están relacionadas con el tectonismo.

Las estructuras geológicas de origen tectónico son las responsables de crear las fracturas de tensión, compresión y de cizalla (Nelson, 2001), las cuales resultan las más importantes respecto a la producción de hidrocarburos. Numerosos yacimientos producen a partir de fracturas tectónicas, tales como los yacimientos costa afuera en México (Aguilera, 1998).

Un ejemplo de este proceso se presenta en el área de Pilar de Akal, donde las estructuras geológicas corresponden a pliegues y fallas como se muestra en la Figura 3-1.



Cinturón plegado de Reforma Akal

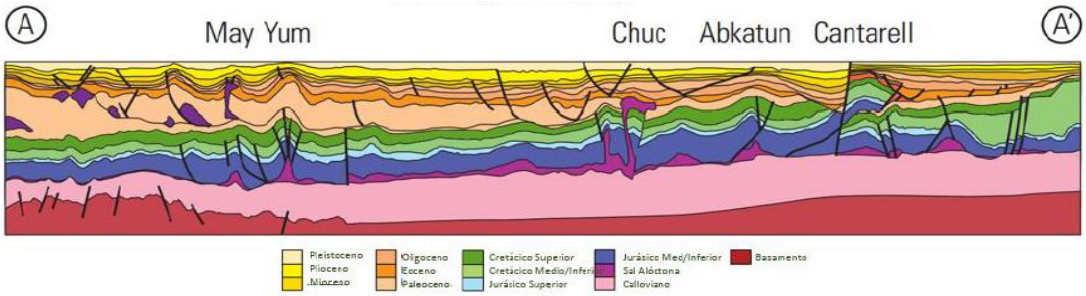


Figura 3-1: Sección A-A' Pilar Reforma-Akal (Tomado de Atlas Geológico, 2010)

3.1.1.2 Regionales

Las fracturas regionales son aquellas que se desarrollan en grandes áreas de la corteza terrestre con relativamente poco cambio en la orientación. El fracturamiento no muestra evidencia de distanciamiento a lo largo del plano de fractura, y son generalmente perpendiculares a las superficies de estratificación.

Las fracturas regionales se diferencian de las tectónicas en que las primeras se desarrollan en una geometría simple y consistente, tienen un espaciamiento relativamente grande y se desarrollan en un área extremadamente grande, cruzando y cortando estructuras locales.

Estas fracturas también han sido llamadas “Diaclasas sistemáticas”, “Fracturas regionales” o simplemente “Diaclasas”. Describe al sistema de fracturas más largo y continuo, como el “sistemático” (usualmente a 90° de dirección) y al sistema más corto y discontinuo como el “no-sistemático”. Debido a que el sistema no-sistemático frecuentemente colinda o termina en el conjunto sistemático, (Nelson, 2001).

3.1.1.3 Diagenéticos

Son los procesos que se generan por la alteración física, química o biológica de los sedimentos, cuando se convierten en rocas sedimentarias, a temperaturas y presiones relativamente bajas que pueden provocar cambios en la mineralogía y la textura original de la roca. Los procesos diagenéticos también se presentan en la formación de fracturas; algunas de ellas pueden estar relacionadas con los procesos químicos que provocarán la reducción o la variación del volumen del grano en diferentes tipos de rocas.

3.1.2 Clasificación de los sistemas de fracturas

3.1.2.1 Fracturas de desecación

También llamadas polígonos de desecación, se forman en los depósitos de arena fina, limo y arcilla; son de poca profundidad con respecto a la capa en donde se formaron y son de diferentes tamaños. Se desarrollan a partir de la pérdida de agua, seguido por un proceso de encogimiento que resulta en esfuerzos de tensión. Estas fracturas son de suma

importancia en la representación o reconstrucción de ambientes de depósito. Este tipo de fracturas se encuentran restringidas a las superficies y son de poco espesor, por lo que no tienen un valor económico para la producción de hidrocarburos.

3.1.2.2 Fracturas relacionadas al esfuerzo de tensión

Este tipo de fracturamiento es similar a las facturas de compresión (siguiente apartado), ya que en estos dos casos las paredes se separan perpendicularmente, a una cierta distancia del plano de fracturamiento. Las fracturas de tensión se forman por una componente mínima de esfuerzo tensional negativo (Nelson, 2001) (Figura 3-2 y 3-3).

La diferencia más importante entre una fractura de compresión y una 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.

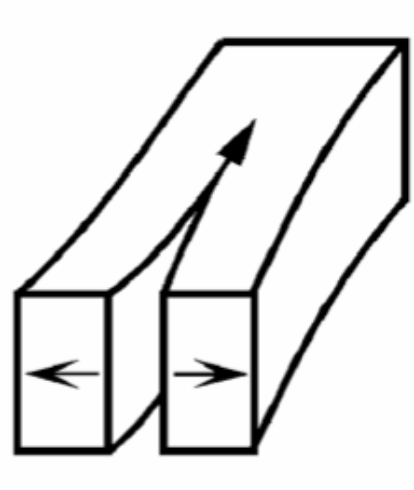


Figura 3-2: Fractura de tensión (Rubilar, 1999)

Figura 3-3: Representación esquemática del esfuerzo de tensión

3.1.2.3 Fracturas relacionadas al esfuerzo compresión o extensión

Este tipo de fracturas están representadas por un movimiento perpendicular al plano de fractura, colocándose de manera paralela a los esfuerzos (Figura 3-5). Se debe tomar en cuenta que las fracturas de extensión se forman debido a un componente mínimo de esfuerzo principal (compresivo positivo). Las fracturas de compresión se forman a partir de 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. Este tipo de esfuerzo genera fallas de tipo inverso, por lo que generan acortamiento en la horizontal. El esfuerzo mínimo es vertical.

Nelson (2001) definió los tres tipos de esfuerzos y sus significados (Figura 3-4):

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

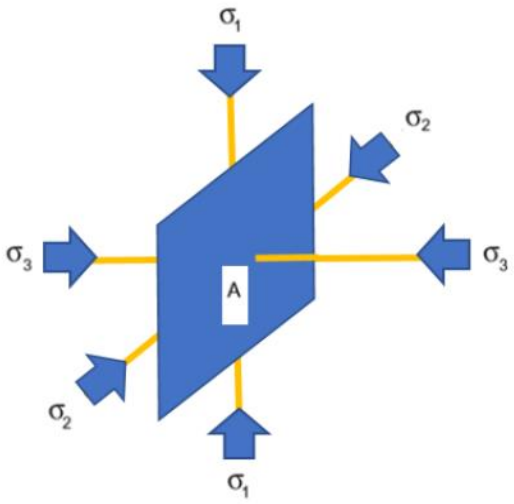


Figura 3-4: Fractura de compresión o extensión (Modificada de Nelson, 2001)

Figura 3-5: Representación esquemática del esfuerzo compresión o extensión

3.1.2.4 Fracturas relacionadas al esfuerzo de cizalla

Este tipo de fracturas tienen un sentido de desplazamiento paralelo al plano de fractura, estas forman algún ángulo agudo con respecto a la máxima dirección del esfuerzo compresivo principal y un ángulo obtuso con respecto a la dirección mínima de esfuerzo compresivo dentro de la muestra de roca. Esta forma de fracturas es paralela al plano de fracturamiento y se encuentran paralelas a la dirección, formándose cuando los tres esfuerzos principales son compresivos.

El ángulo agudo entre las fracturas de cizalla es llamado el ángulo conjugado y este depende principalmente de:

- De las propiedades mecánicas del material.
- De la magnitud absoluta del esfuerzo principal mínimo (σ_3).
- De la magnitud del esfuerzo principal intermedio ($\sigma 2$) relativo a los esfuerzos 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).

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.

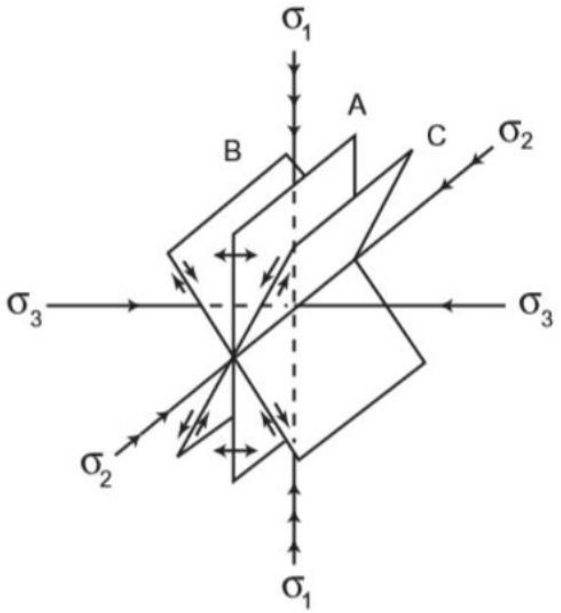


Figura 3-6: Representa la fractura de extensión o compresión (A), fractura de cizalla (B y C), (Tomada de Nelson, 2001).

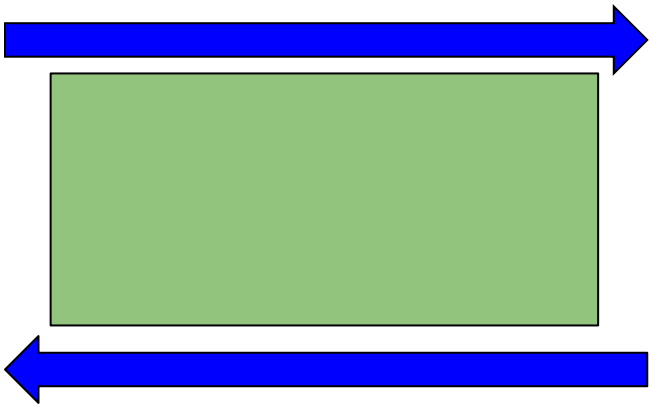


Figura 3-7: Representación esquemática del esfuerzo de cizalla

3.1.2.5 Fracturas relacionadas al cambio de fase mineralógica

Estos sistemas de fracturamiento están compuestos por fracturas del tipo de tensión o de extensión, y a menudo presentan una geometría irregular relacionada a una reducción del volumen ocasionado por un cambio en la fase mineral. Este proceso ocurre principalmente en rocas carbonatadas y arcillas.

3.1.2.6 Fracturas de sinéresis

Estas fracturas se desarrollan por procesos químicos en condiciones subacuosas o cercanas a la superficie, reduciendo el volumen de sedimentos de diferentes tamaños de grano y clasificación que constituyen a la matriz. Pueden ser generadas por fracturas tipo de tensión o extensión, desarrollando formas poligonales que pueden ser regularmente espaciadas y con distribución isótropa; esto sucede principalmente en rocas como lutitas, areniscas, limolitas y calizas (Nelson, 2001).

3.1.2.7 Diaclasas

Son fracturas que muestran pequeños desplazamientos normales a su superficie o un desplazamiento muy pequeño paralelo a la superficie de fractura, su apertura es limitada y no contiene cemento cristalino (carbonato de calcio, calcita) Se pueden generar principalmente por esfuerzos tensionales y de cizalla, también pueden desarrollarse en la superficie y pueden ocasionarse por el intemperismo. Las diaclasas no presentan ningún desplazamiento, aunque sí una separación de los dos bloques contiguos a la fractura. Hay dos tipos de diaclasas:

- **Sistemáticas:** son aquellas con una geometría planar y son paralelas o subparalelas unas a otras, tienen un espaciado aproximadamente regular entre ellas.
- **No sistemáticas:** son curvas y de geometría irregular, pueden desarrollarse en distintas longitudes. Tienen menos orientación y están distribuidas aleatoriamente.

3.2 Estructuras de deformación

3.2.1 Falla

Se considera una discontinuidad que se crea a partir de una fractura entre dos bloques de roca en la Tierra cuando las fuerzas tectónicas superan la resistencia de las rocas. Bates y Jackson (1980), definieron a las fallas como una fractura o una zona de fracturas a lo largo de la cual ha ocurrido un desplazamiento relativo de los bloques paralelos a la fractura.

3.2.1.1 Falla Normal

Este tipo de fallas se genera por tensión horizontal (Tarbuck y Lutgens, 2005). Las fuerzas inducidas en la roca son perpendiculares al azimut de la falla (línea de ruptura superficial), y el movimiento es predominantemente vertical respecto al plano de falla, el cual típicamente tiene un ángulo de 60 grados respecto a la horizontal. El bloque que se encuentra por encima del plano de la falla se denomina techo, y se desliza hacia abajo; mientras que el bloque que se encuentra por debajo del plano de la falla se denomina piso, y asciende (Figura 3-8).

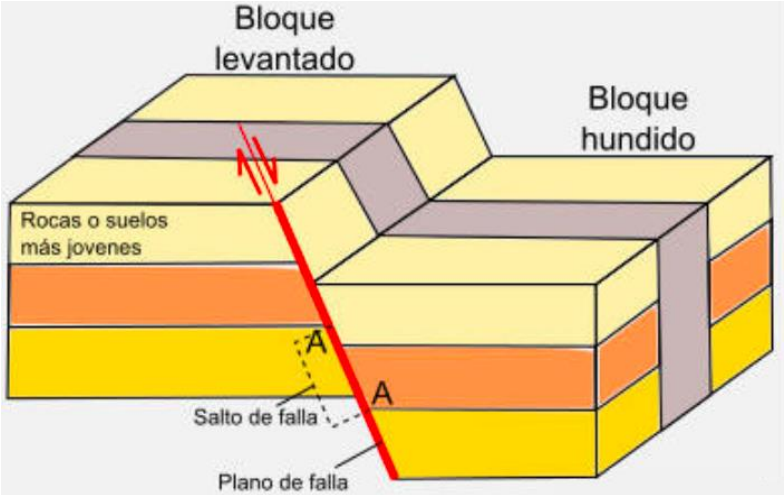
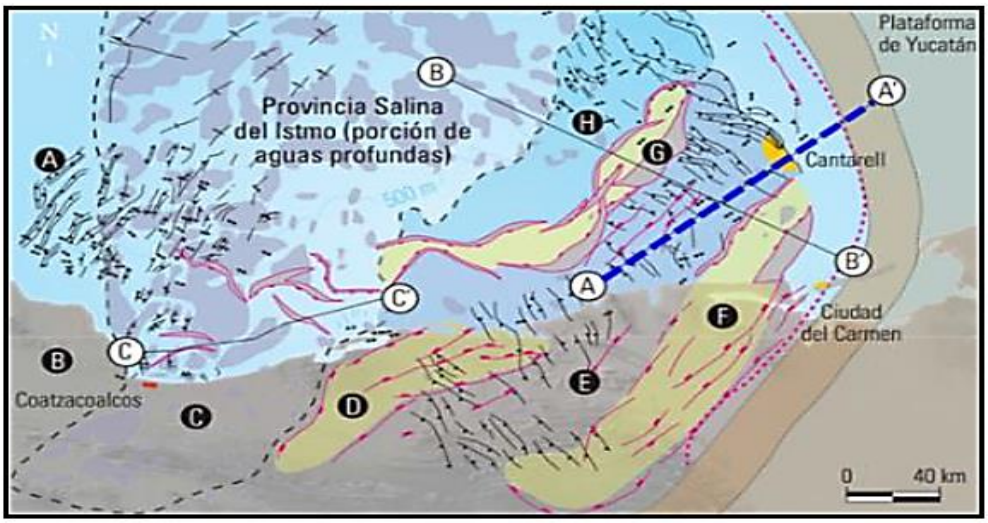


Figura 3-8: Representación de una falla normal (Maldonado, 2021)

En la cuenca de Pilar de Akal, inicialmente un evento extensional asociado a la apertura del Golfo de México en el Jurásico Medio es representado por una serie de fallas normales como resultado de esfuerzos distensivos con la consecuente formación de fosas y pilares en el basamento, seguido de un evento compresivo caracterizado por una serie de estructuras de alto a regular relieve, orientadas de manera general NW-SE. Figura 3-9

Los ejemplos de las fallas se encuentran marcadas en verde en la figura 3-9.



Cinturón plegado de Reforma Akal

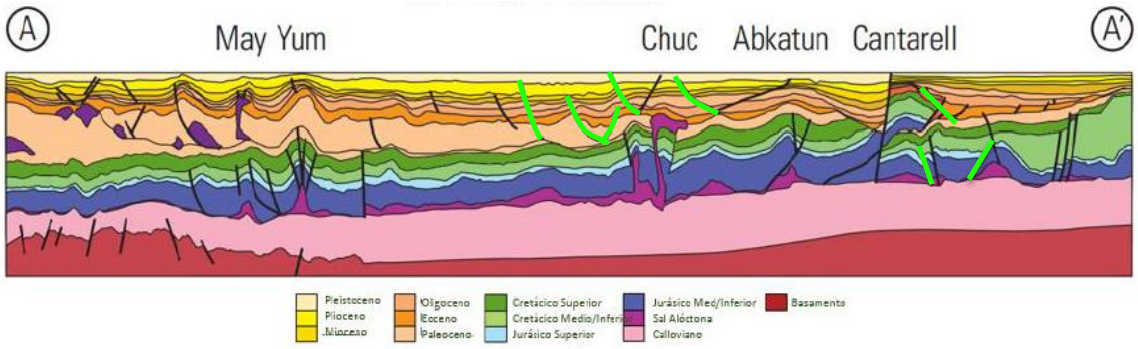


Figura 3-9: Sección A-A' Pilar Reforma-Akal, marcadas con verde las fallas normales (Tomado de Atlas Geológico: Cuencas del sureste-Cinturón plegado de la Sierra de Chiapas, 2010)

3.2.1.2 Falla Inversa

Este tipo de fallas se genera por compresión horizontal. El movimiento es preferentemente horizontal y el plano de falla tiene típicamente un ángulo de 30 grados respecto a la horizontal. El bloque de techo se encuentra sobre el bloque de piso. Cuando las fallas inversas presentan un buzamiento (inclinación) inferior a 45º, estas también toman el nombre de cabalgamiento, (Tarbuck y Lutgens, 2005) (Figura 3-10).

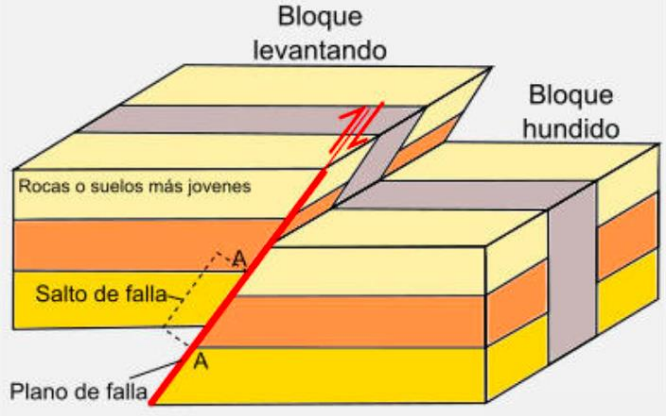


Figura 3-10: Representación de una falla inversa (Maldonado, 2021)

Se pueden presentar en la parte superior de la corteza, aunque también pueden presentarse en mantos salinos o deltas. Estos movimientos pueden alcanzar algunos kilómetros, sin embargo, no superan los 10 kilómetros. Poseen estructuras horizontales variables, simétricos, asimétricos, etc. Poblet (2004), definió los términos de *fault-bend folds, fault-propagation folds* y *detachment folds.*

- ***Pliegues de flexión de falla (fault-bend folds)***

Se forman por un 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, sin embargo, pueden formarse en el bloque inferior o en ambos.

- ***Pliegues de propagación de falla (fault-propagation folds)***

Los pliegues 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.

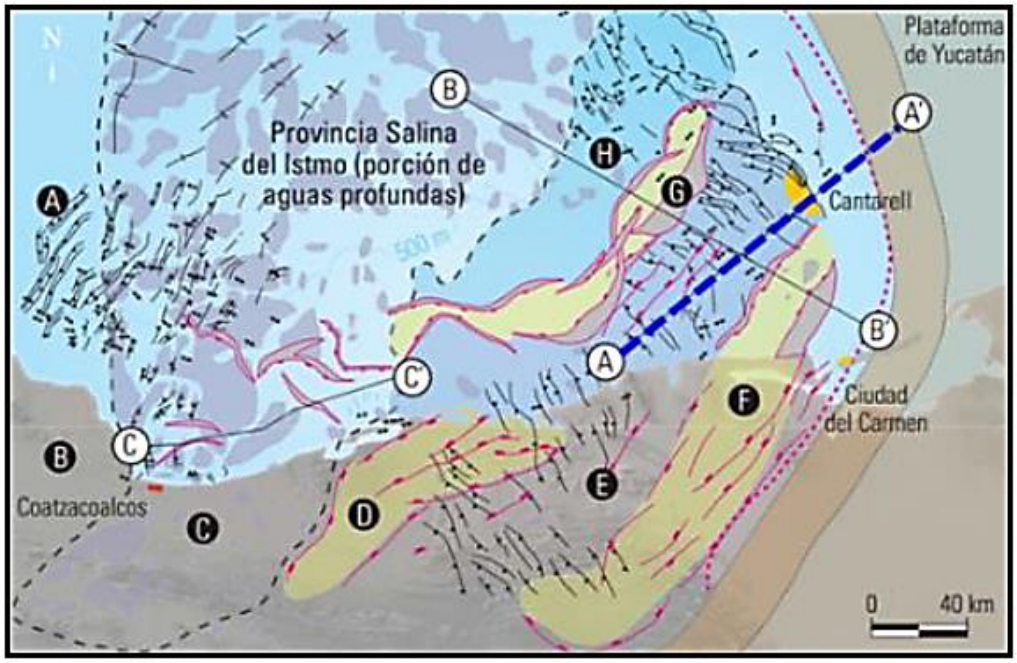
- ***Pliegues por despegue (detachment folds)***

Su formación se debe a un cabalgamiento paralelo a las capas, estos pliegues pueden generarse en una zona próxima a la terminación de un cabalgamiento.

La cuenca de Pilar de Akal está afectada en sus flancos por una serie de fallas inversas con diferentes inclinaciones, así como por cabalgaduras. Su deformación estructural surge como el resultado de un pulso compresivo durante la Orogenia

Chiapaneca en el Mioceno Medio-Superior. Duarte este evento se desarrollaron emplazamientos someros de sal a través de las fallas inversas. (Figura 3-11).

Los ejemplos de las fallas se encuentran marcadas en verde en la figura 3-11.



Cinturón plegado de Reforma Akal

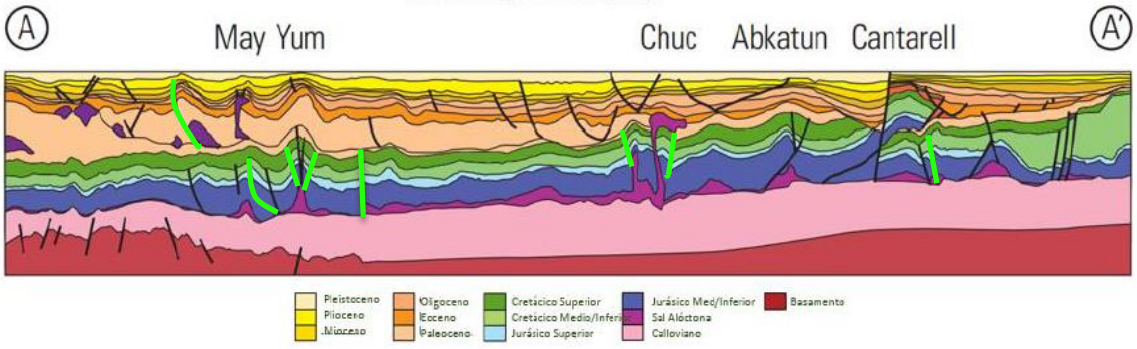


Figura 3-11: Se muestra la sección A-A' Pilar Reforma-Akal, marcadas con verde las fallas inversas (Tomado de Atlas Geológico: Cuencas del sureste-Cinturón plegado de la Sierra de Chiapas, 2010)

3.2.1.3 Falla de desgarre o de desplazamiento de rumbo

Estas fallas se desarrollan a lo largo de planos verticales y el movimiento de los bloques es horizontal, son típicas de limites transformantes de placas tectónicas. Se

distinguen dos tipos de fallas de desgarre: laterales derechas y laterales izquierdas. Las laterales derechas o dextrales son aquellas en donde el movimiento relativo de los bloques es hacia la derecha; mientras que en las laterales izquierdas o sinestrales, el movimiento es opuesto a las anteriores. También se las conoce como fallas transversales.

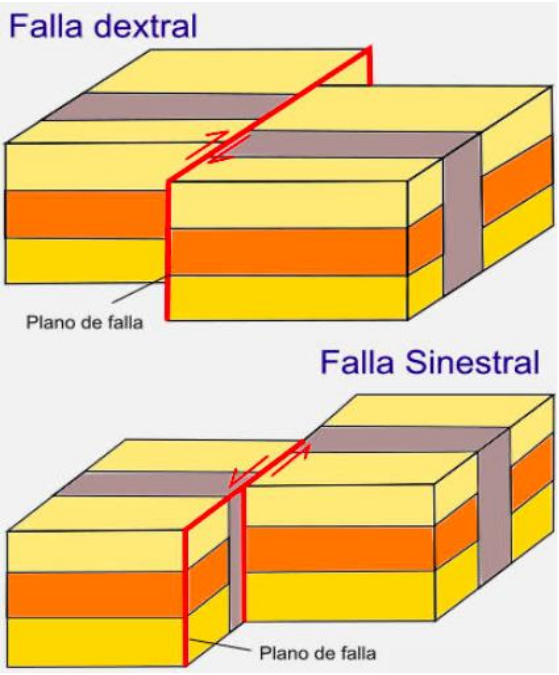
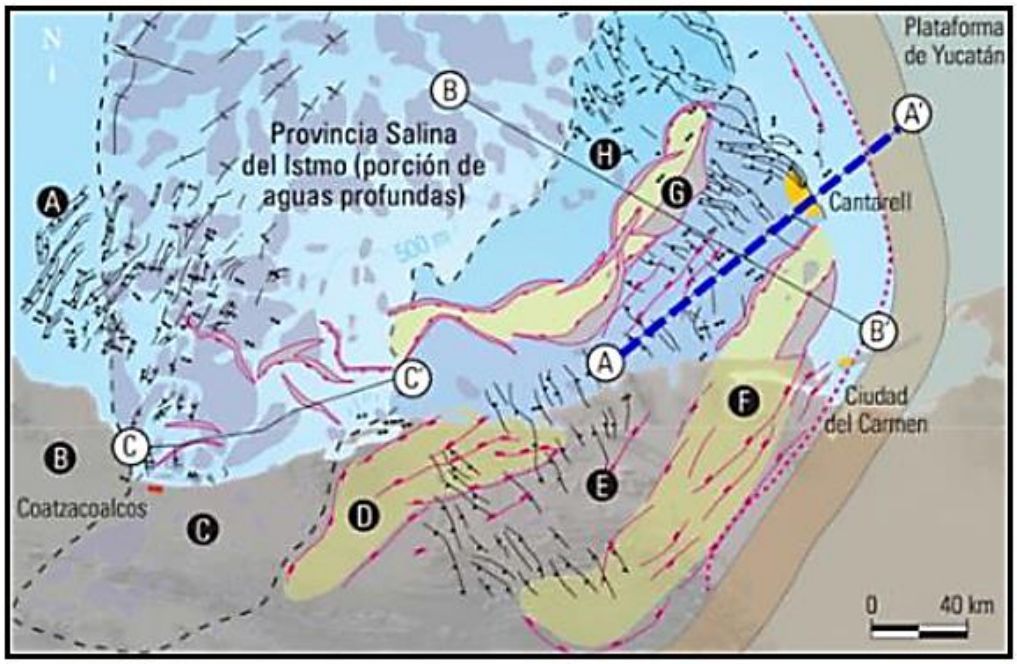


Figura: 3-12: Representación de una falla de desgarre o de desplazamiento de rumbo (Maldonado, 2021)

3.2.2 Pliegues

Los pliegues son definidos como la deformación de las capas geológicas y que adquieren una forma ondulada. Son consecuencia de la presión tectónica en rocas plásticas, que, en lugar de fracturarse, se pliegan.

En la cuenca de Pilar de Akal tenemos una serie de pliegues que se desarrollaron por los esfuerzos de los eventos tectónicos que se presentaron en el lugar. En la siguiente imagen podemos observar que tenemos pliegues de tipo anticlinal, monoclinal, simétrico y asimétrico, más adelante se describen estos pliegues. (Figura 3-13)



Cinturón plegado de Reforma Akal

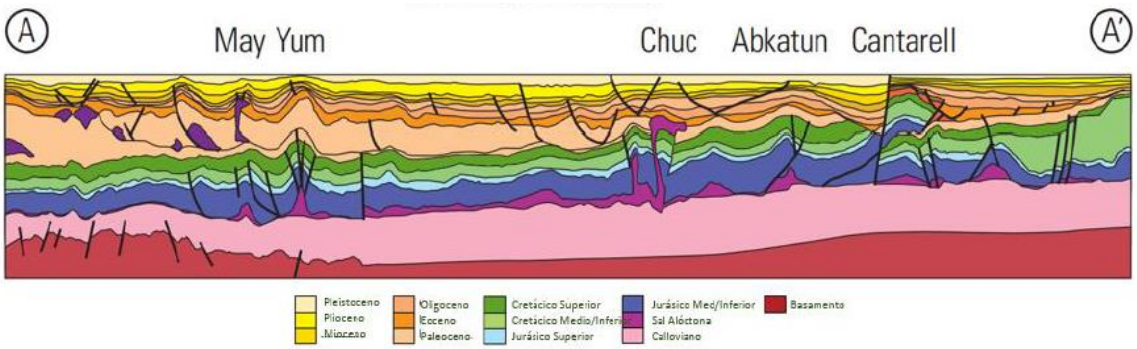


Figura 3-13: Se muestra la sección A-A' Pilar Reforma-Akal, en donde se pueden observar los pliegues (Tomado de Atlas Geológico: Cuencas del sureste-Cinturón plegado de la Sierra de Chiapas, 2010)

3.2.2.1 Anticlinal

Es un pliegue producido en las rocas, en donde las capas de la roca son convexas hacia arriba, las rocas más antiguas están situadas en el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas más recientes. Forman excelentes trampas para los hidrocarburos y sellos impermeables en las capas externas del pliegue.

Figura 3-14: Representación de un anticlinal (Micone, 2015)

3.2.2.2 Sinclinal

Es un pliegue en que las capas de la roca son convexas hacia abajo, las rocas más recientes forman el núcleo del pliegue y fuera del núcleo las rocas con más antiguas. Los sinclinales habitualmente no entrampan hidrocarburos ya que los fluidos tienden a moverse de forma ascendente por los flancos del pliegue.

Figura 3-15: Representación de un sinclinal (Micone, 2015)

3.2.2.3 Monoclinal

Es un pliegue en el cual los estratos están en una disposición inclinada en una única dirección. Este buzamiento puede ser ocasionado como de origen tectónico o a una adaptación de los sedimentos a la pendiente del sustrato.

Ilustración 3-16: Representación de un monoclinal (Micone, 2015)

3.2.2.4 Simétrico

Es donde existe un plano de simetría en el centro del pliegue y los dos flancos se inclinan casi en el mismo ángulo.

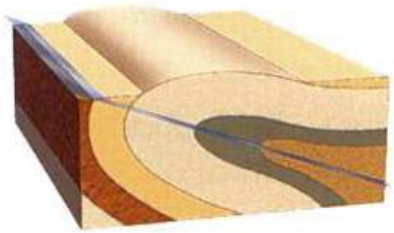


Figura 3-17: Representación de un pliegue simétrico (Micone, 2015)

3.2.2.5 Asimétrico

Los dos flancos tienen inclinaciones diferentes.

Figura 3-18: Representación de un pliegue asimétrico (Micone, 2015)

3.2.3 Diagrama de esfuerzos de Mohr

El círculo de Mohr es una técnica usada para calcular momentos de deformaciones, inercia y tensiones, adaptando los mismos a las características de una circunferencia. También se puede calcular el esfuerzo cortante máximo absoluto y la deformación máxima absoluta. Schön (2011), definió que la resistencia caracteriza la cantidad de esfuerzo aplicado a la fractura de la roca: las condiciones de esfuerzo pueden ser de tensión, compresión o de cizalla. Definen las diferentes medidas de la resistencia de la roca.

El proceso de ruptura y esfuerzo fue diseñado por Charles Augustin de Coulomb en 1773; un esfuerzo de cizalla (*T)* tiende a causar una falla a lo largo de un plano que tiene resistencia por:

- La cohesión (*c*) del material;

- El esfuerzo normal (σ_n) a lo largo del plano multiplicado por el coeficiente de fricción interna ($\boldsymbol{\mu}$), o el ángulo de la fricción interna (ϕ), donde $\boldsymbol{\mu}$ = tan ϕ

$$\mathrm{T} = c + tan\ \phi \cdot \sigma n$$

El proceso de ruptura y esfuerzo fue ilustrado de una mejor manera por Christian Otto Mohr. Es un método gráfico para determinar el estado tensional en diferentes puntos de un cuerpo. Entre las tensiones existentes en un cuerpo sometido a diferentes cargas, algunas de estas con restricciones, lo que importa en general son las tensiones principales, que son aquellas que existen sobre ciertos planos del cuerpo, donde las tensiones de corte son nulas. La relación entre los esfuerzos y ruptura, o falla, pueden ser determinados mediante el círculo de Mohr, el cual demuestra lo siguiente:

- En una muestra cilíndrica bajo constante esfuerzo lateral o radial $\sigma_{11} = \sigma_{12}$ una muestra axial σ_{33} se incrementará hasta que la muestra presente ruptura.
- La ruptura o falla se conecta con un plano débil de cizalla con ángulo de 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:

$$\mathrm{T} = \frac{\sigma 33 - \sigma 11}{2} sin(2\theta)$$

La fuerza normal (σ_n), es la que está en dirección paralela a la normal del plano. La fuerza de cizalla (*T)*, es la que está en dirección perpendicular a la normal del plano. Los esfuerzos tangenciales se abrevian con las letras (T_{xy}*).*

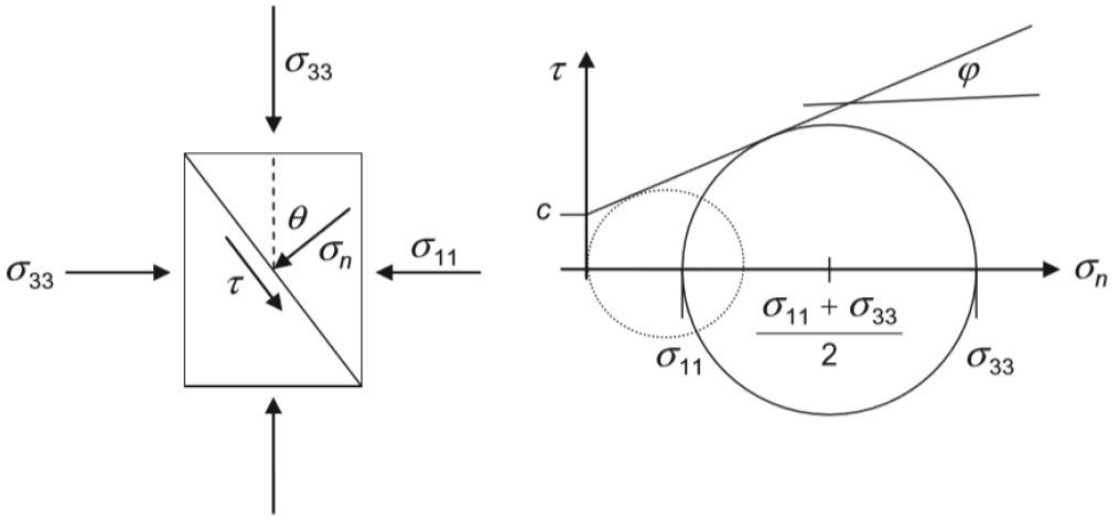


Figura 3-19: Diagrama de Mohr T vs σ y una muestra cilíndrica con un círculo de Mohr bajo un esfuerzo horizontal $\sigma_{11} = \sigma_{12}$ y un esfuerzo vertical σ_{33} (Tomada de Schön, 2011).

Las áreas de alta tensión en los pliegues se encuentran en el eje (Fig. 3-20a). Por encima de la superficie neutra (la superficie dentro del pliegue a lo largo del cual no hay deformación), se produce una extensión paralela a la capa y puede dar lugar a fallas normales o fracturas de extensión (Fig. 3-20c, d). Por debajo de la superficie neutra, la compresión paralela a la capa puede generar fracturas de extensión paralelas de empuje (Fig. 3-20c, d).

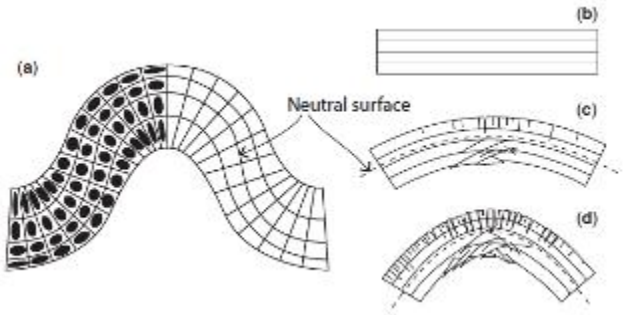


Figura 3-20: (a) La distribución de la deformación dentro de un pliegue formada en una capa isotrópica homogénea, como un lecho de piedra caliza o arenisca masiva sin estratificar. (b) Las capas no deformadas antes del plegado. (c, d) Las tensiones elevadas se concentran en la región del arco, que es, por lo tanto, el sitio de formación de fracturas más intensa. (Cosgrove, 2015)

Los esfuerzos mostrados en estas figuras rompen las regiones del eje de los pliegues y, cuando se combinan con las fracturas generadas como resultado del plegado

(Fig. 3-20c, d), pueden aumentar drásticamente la permeabilidad de las zonas del eje que se convierten en canales relativamente fáciles de migración de fluidos.

Los fluidos migran en respuesta a gradientes de tensión y un ejemplo bien conocido de esto es la migración de fluidos desde el arco interno al exterior de los pliegues formados en capas anisotrópicas homogéneas. En muchos de estos pliegues, los minerales se disuelven por la presión en el arco interior comprimido formando un arco local y migran a las áreas de baja presión en el arco exterior donde se depositan con frecuencia en las fracturas de extensión que caracterizan estas zonas (Fig. 3-20c, d).

Las rutas de migración detalladas de los fluidos, a medida que se expulsen de un pliegue durante las últimas etapas de su formación a menudo serán controladas por zonas de fractura. Estas se forman con frecuencia en las regiones del eje de los pliegues, que se convierten en canales de relativamente alta permeabilidad. Sin embargo, además de la migración de fluidos en el plano de perfil del pliegue, de la geometría tridimensional de los pliegues tipo “buckle” también es probable que los fluidos migren a lo largo del eje de plegado.

La existencia de las fracturas asociadas a fallas normales, fallas de desplazamiento y el fenómeno de plegamiento, tienen influencia en su generación y distribución e impone las mejores condiciones de productividad en pozos cerca de las fallas. El plegamiento permite la generación de fracturas verticales esencialmente en el bloque central de la estructura, incrementando ambas porosidades y las permeabilidades, por lo cual es razón principal de las formas preferenciales de la alta conductividad, la cual es muy importante en el fenómeno del flujo de fluido desde el yacimiento hasta los pozos.

4. Efectos de la porosidad y permeabilidad en el comportamiento dinámico de los YNF

Las propiedades de un YNF podrán ser determinadas mediante la caracterización del sistema de fracturas, estas están presentes en la roca juegan un papel muy importante en la determinación del incremento o decremento de la porosidad y permeabilidad.

4.1 Porosidad

La porosidad en el comportamiento físico y mecánico de las rocas sedimentarias es de suma importancia (IMP, 2000; Cunningham *et al.,* 2004), en especial cuando se trata de formaciones productoras de hidrocarburos (Santos *et al,* 2002). El movimiento y la distribución de fluidos a través de los medios porosos están determinados por su geometría. Desde un enfoque tradicional, la porosidad se define como la relación entre el volumen de los espacios vacíos (volumen poroso V_p), y el volumen total del sistema (V_t) (Martínez–Ángeles *et al,* 2002). Su magnitud, así como la distribución de poros y sólidos por tamaño, caracterizan la estructura del medio. La porosidad es un parámetro adimensional, generalmente reportado en porcentaje, y los límites de sus valores para cualquier medio poroso van de 0 a 1. Otro valor para expresar la porosidad son los p.u. (porosity units). La porosidad total (ϕ_{tot}) se calcula de la siguiente manera:

$$\phi tot = \frac{Vp}{Vt} \; 0 \leq \phi \leq 1$$

4.2 Tipos de Porosidad

Las rocas de los yacimientos fracturados se componen de dos sistemas de porosidad; interparticula y el formado por los espacios vacíos entre las fracturas y los vúgulos.

La Porosidad interparticular puede definirse como el espacio poroso localizado entre las partículas de la roca, el cual no es significativamente mayor al tamaño propio de las partículas. Se le denomina porosidad primaria y es típico de las areniscas y calizas.

La porosidad interparticular entre granos multicristalinos se denomina porosidad intergranular y entre partículas de cristal simple se denomina porosidad intercristalina.

La Porosidad Vugular puede definirse como ese espacio poroso de mayor o igual tamaño que las partículas de la roca y comúnmente se presenta como fracturas o grandes cavidades irregulares. Los vúgulos se encuentran interconectados generalmente de dos formas: a través de redes de poros interparticulares (vúgulos separados), y por contacto directo con otro vúgulo (vúgulos conectados) (Lucia, 1983). Se le denomina porosidad secundaria o, cuando se refiere solo a vúgulos o fracturas, porosidad vugular o porosidad de fractura (Figura 4-1).

Una vez mencionado esto, podemos clasificar la porosidad de la siguiente forma:

- Génesis: Primaria y Secundaria
- Capacidad de fluir: Efectiva e Inefectiva

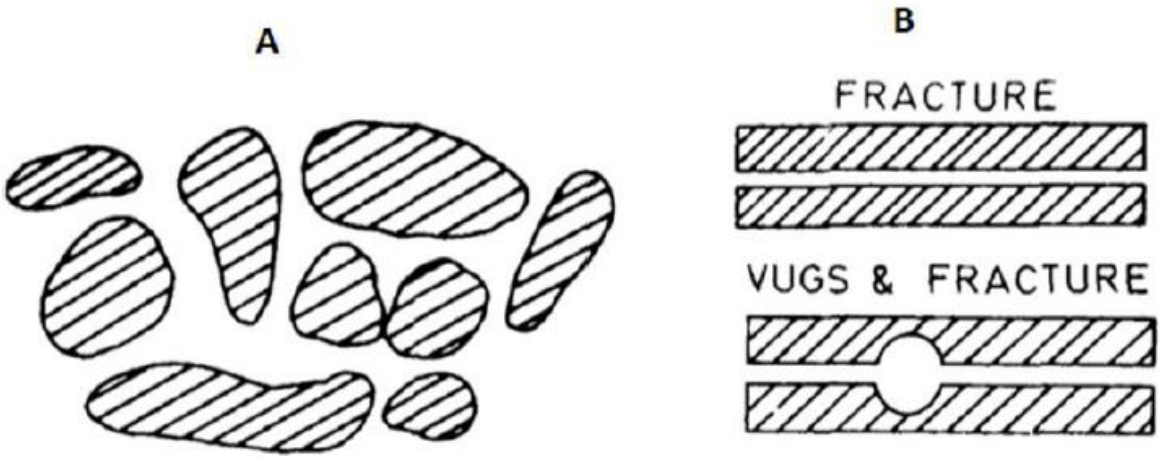


Figura 4-1: (A) Porosidad intergranular (B) Espacios vacíos de vúgulos y fracturas (Van Golf-Racht T.D., 1982)

La porosidad primaria es aquella que se generó al depositarse la roca. La porosidad secundaria o inducida es aquella generada posterior a su depositación producto de procesos geológicos por la acción de aguas de formación, cambios en la composición química de las rocas o la acción de fuerzas tectónicas.

La mayoría de la porosidad es fractura oscilan entre 0.01 y 10%, sin embargo, es importante enfatizar que la porosidad de fractura depende de la escala (Aguilera, 1998).

La porosidad efectiva es en la que los poros están interconectados y el fluido contenido en los mismos se puede producir. La porosidad infectiva es cuando los poros que la componen no están conectados entre sí o la conectividad es tan pobre que no permite que fluyan los fluidos contenidos en la misma.

En cualquier formación pueden contemplarse una o varias de los cuatro tipos de porosidad. Cabe mencionar que estas porosidades no son excluyentes, es decir, se pueden presentar las cuatro al mismo tiempo (Meneses, 2019). Esto nos lleva a que es posible definir también la porosidad total como:

$$\phi tot = \phi primaria + \phi secundaria = \phi efectiva + \phi inefectiva$$

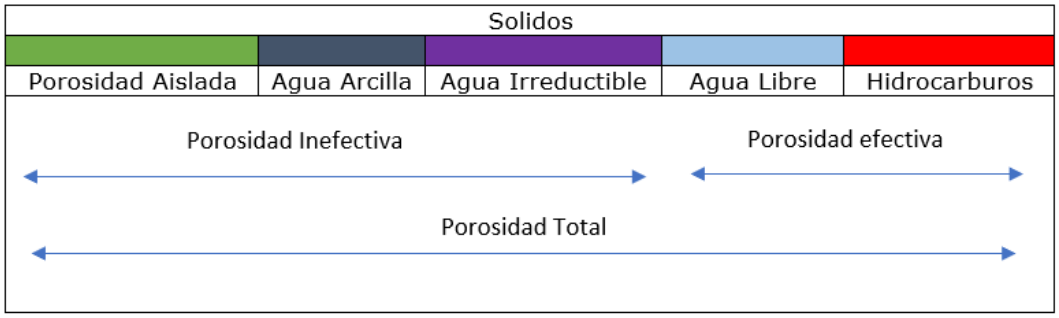


Figura 4-2: Tipos de porosidades

La angularidad, la distribución del tamaño de las partículas y el grado de redondez también afectan la porosidad. En un esfuerzo para determinar los límites aproximados de los valores de porosidad, Graton y Fraser determinaron la porosidad para varios arreglos de empaques geométricos (Bruzaual, 2007).

Empaque	ϕ
Ortorrómbico	39.54%
Tetragonal Esferoidal	30.19%
Rombohedral	25.95%
Cúbico	47.64%
Baja Porosidad	10%

Tabla 4-1: Arreglos de empaques geométricos y su porosidad

La porosidad de las rocas en los YNF se agrupa en tres patrones geométricos: fracturas, cavidades y la combinación de ambos (Martínez, 2002). La morfología de estos patrones, así como las dimensiones de fracturas y cavidades, no siempre son fácilmente cuantificables, en parte debido a la extensión y compleja distribución de la porosidad en el espacio Euclidiano (Antonellini, 1992; Nieto–Samaniego *et al,* 2005).

La geometría de los patrones de porosidad determina la intensidad de los flujos sub–superficiales de las substancias a través de los YNF y su capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.

De los análisis de registros de pozos de la zona productora del sureste de México, se puede inferir que el flujo interno se concentra en un pequeño porcentaje de fracturas que intersectan las paredes de núcleos (Santos *et al.*, 2002; Cunningham *et al.*, 2004). Es común observar que estas fracturas son completamente transversales al ancho del pozo y contienen una porosidad visible a lo largo del plano de fractura. La interfase de producción y las pruebas de presión sugieren que estas formaciones son parte de una red interconectada (Berfield, 1994).

La interacción compleja de los mecanismos que hacen posible la transferencia de masa entre la matriz y las fracturas, dificulta el desarrollo del modelo matemático simple que se ajusta a la realidad del fenómeno de flujo.

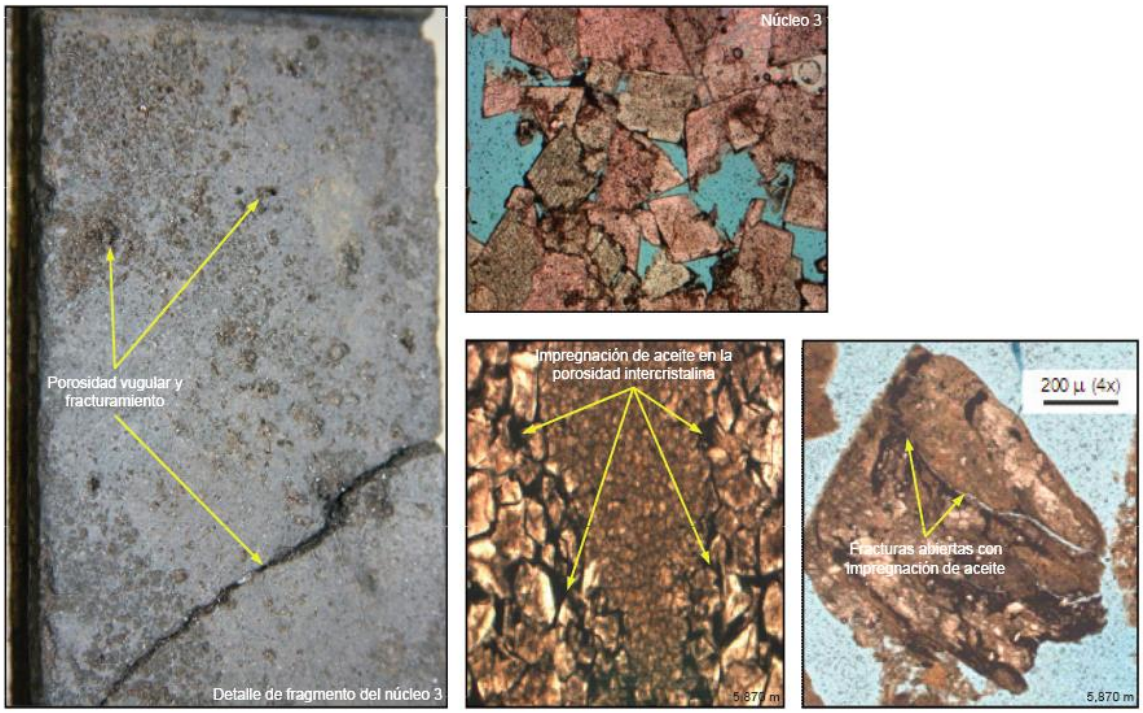


Figura 4-3: Núcleos y muestras de canal cortados en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano durante la perforación del pozo Kinbe-1, se aprecia impregnación de hidrocarburos en el sistema poroso y en las fracturas del núcleo.

4.3 Modelo de Doble porosidad

Todo aquel yacimiento en el cual las fracturas desempeñen un papel importante en la producción de hidrocarburos se deberá considerar como un sistema de doble porosidad.

El modelo tradicional que se utiliza para describir el comportamiento de los YNF, fue desarrollado por Barenblatt en 1960, el cual denominó “Modelo de Doble Porosidad” y consta de lo siguiente:

- Hay dos regiones dentro del yacimiento, cada uno con diferente porosidad y permeabilidad.

- Una de estas regiones está conformada por fracturas, las cuales tienen una alta conductividad, y son las responsables del transporte de los fluidos del yacimiento al pozo.
- La otra región, es la matriz; es la que se encarga de suministrar con fluido a las fracturas, tiene baja conductividad e interviene como un almacén o fuente de fluidos uniformemente distribuida.

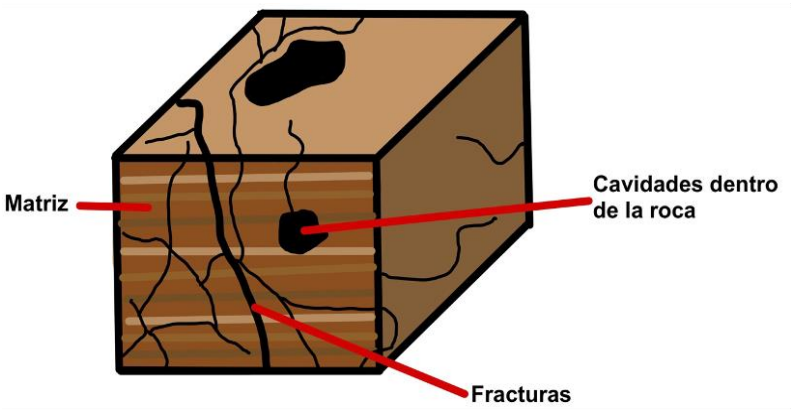


Figura 4-4: Idealización del fracturamiento de la roca (Lee John, 2003)

Como ya mencionamos, el modelo de doble porosidad en YNF consiste en la superposición de dos sistemas porosos con características diferentes. La porosidad primaria o porosidad matricial y la porosidad secundaria propia a la red de fracturas.

Por lo general, en los yacimientos naturalmente fracturados, se tiene una matriz de muy baja permeabilidad, pero con una porosidad suficiente para la acumulación de grandes cantidades de fluidos. Las fracturas actúan como canales intercomunicados que transportan los fluidos hacia el pozo, convirtiéndose en vías de drenaje por sus altos valores de permeabilidad. Sin embargo, existen YNF dónde la combinación de fluidos se lleva a cabo en las fracturas, ya que en la matriz hay valores de porosidad mínimos. En este caso la capacidad de almacenamiento de las fracturas, será el factor del cual dependerá el yacimiento (Lee et al., 2003).

A continuación, se hace la representación geométrica de un yacimiento fracturado establecida por Warren Y Root (Figura 4-5).

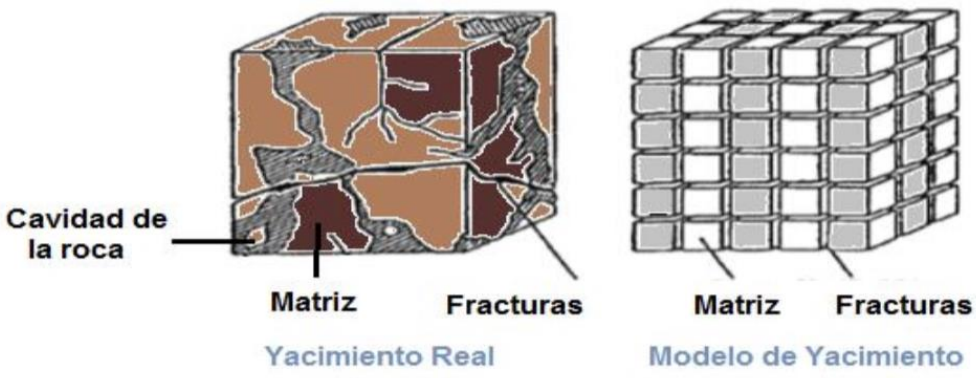


Figura 4-5: Idealización del modelo de doble porosidad de un YNF (Lee John, 2003)

Para esta idealización se considera lo siguiente:

- Los bloques de la matriz son homogéneos e idénticos.
- Los bloques de la matriz se dividen en tres categorías, de acuerdo a las dimensiones relativas de los lados paralelepípedos son:
    a. Bloques de matriz de lámina paralelas: uno de los lados es mucho más largo que los otros.
    b. Bloques de matriz en forma de tablilla: uno de los lados es mucho más corto que los otros.
    c. Bloques cúbicos de la matriz: las tres dimensiones están en el mismo orden de magnitud.
- Los bloques tienen forma de paralelepípedos rectangular con caras que corresponde a fracturas planos ortogonales.

El flujo multifásico en los YNF depende, entre otros factores, de los efectos combinados no lineales entre la mojabilidad de las fracturas y la matriz, la permeabilidad y porosidad del subsistema matriz, el tamaño y forma de los bloques de matriz, la presión capilar, la conectividad hidráulica y la tensión interfacial entre las diferentes fases.

La porosidad de fractura dependerá en gran medida del tipo de yacimiento, 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. La porosidad de la fractura es normalmente menos que el 1% de la porosidad total y depende de:

- La morfología de la fractura
- Tamaño de la fractura
- Densidad de la red de fracturas
- Esfuerzo efectivo

4.4 Modelo de Triple porosidad

Diversos modelos de triple porosidad han sido propuestos para describir el flujo a través de rocas fracturadas. Estos métodos se han enfocado en manejar las heterogeneidades de la matriz, subdividiendo ésta en dos o más subdominios, con diferentes propiedades cada uno de los medios. En otras palabras, es un sistema donde el medio uno tiene propiedades homogéneas e interactúa con otros dos medios separados, que tienen diferentes porosidades y permeabilidades.

Abdassah y Ershaghi propusieron por primera vez un modelo de permeabilidad simple y triple porosidad. Para poder utilizar un simulador de doble porosidad en el estudio de YNF vugulares es necesario dividir las porosidades de matriz, fracturas y vúgulos en porosidades primaria y secundaria. Los vúgulos conectados deben tratarse como fracturas y el resto incluirse como porosidad adicional. El reto será determinar el porcentaje de vúgulos conectados a las fracturas y a la matriz.

En 1970, Tkhostov Alabama informó que la compresibilidad vugular es aproximadamente 3 veces mayor que la de la matriz, por lo que es necesario tratar la matriz y los vúgulos como sistemas separados. La permeabilidad vugular en algunos yacimientos es muy importante, incluso en algunos casos más importante que la de fractura (Camacho, 2002)

En 1985, Bourdet presentó un modelo de doble porosidad-doble permeabilidad, utiliza la idealización del modelo de Warren y Root con la diferencia de que permite el flujo primario a través de la matriz.

En 2002 Camacho propone un modelo de triple porosidad, se permite la interacción entre sistemas matriz, vúgulos y fracturas.

Se han usado modelos de 2ϕ-1k y 3ϕ-2k para estudiar y lograr comprender los YNF, tal es el caso de Ayatsil-Tekel en el que reportan el uso de ambos modelos para obtener una mayor información del medio poroso y el flujo de fluidos. Se determinó que era mucho más adecuado usar un modelo de 3ϕ-2k que el clásico de Warren y Root (2ϕ-1k). Además, la existencia de una penetración parcial en un pozo usando el modelo de 3ϕ-2k nos da información sobre la comunicación vertical de vúgulos y fracturas y por tanto confirmar la situación en que la comunicación vertical de los vúgulos puede ser incluso más importante que la comunicación horizontal.

En un artículo publicado en 2004 por el Doctor Padilla (Padilla-S., 2004) de un YNF del Mesozoico que está produciendo en el sur de México, pudo mostrar la importancia de conjugar la parte dinámica con la parte estática, y cómo estas impactan a la simulación numérica, proveyendo altas posibilidades de éxito en la evaluación de diferentes alternativas de producción. Él usó un modelo de doble porosidad y la metodología que contempla aquellos resultados como la distribución de la permeabilidad obtenidos mediante pruebas de presión, los parámetros petrofísicos obtenidos de la interpretación de los registros geofísicos, la validación de los modelos de fractura soportados por microestructuras a través de rigurosos análisis de muestras de núcleos. A pesar de que se usaron diferentes escalas en este estudio para definir el modelo de fractura, las direcciones preferenciales de flujo de fluidos son consistentes con los resultados de las pruebas de presión y validadas con la simulación numérica.

Figura 4-6: muestra de un núcleo que contiene el sistema de fracturas verticales originados por el fenómeno de transgresión y asociado al fallamiento por desplazamiento, también muestra vúgulos y fracturas.

4.5 Sistemas de Fracturas que afectan el comportamiento de un yacimiento y su caracterización

Un factor que es fundamental para determinar la porosidad y la permeabilidad de la fractura es la morfología de los planos de la fractura. Nelson menciona que esta morfología se puede observar en los núcleos y afloramientos, e inferirse de algunos registros. Hay cuatro tipos básicos de morfología de plano de fractura natural:

1) Fracturas abiertas
2) Fracturas deformadas
    a) Fracturas con estrías rellenadas
    b) Fracturas con superficie de desplazamiento
3) Fracturas rellenas con mineral
4) Fracturas Vugulares

4.5.1 Fracturas Abiertas

Este tipo de fracturas no poseen material de formación o diagenético que rellene o cubra el ancho entre las paredes de la fractura, funcionan como conductos abiertos al flujo de fluidos. Tienen un efecto positivo en el flujo de hidrocarburos, pero negativo en el flujo de agua o gas debido a la conificación. La permeabilidad de estas fracturas es en función del ancho inicial de la fractura, del componente del esfuerzo efectivo in-situ normal al plano de fractura, la rugosidad de las paredes de la fractura y el área de contacto de las paredes de la fractura. La permeabilidad de las fracturas del yacimiento incrementa en paralelo al plano de la fractura. Esto sucede porque la fractura es del ancho del tamaño de un poro, y esto tendrá un efecto significativo en el flujo de fluidos perpendicular al plano de la figura. Podemos observar lo anterior en la Figura 4-7 y 4-8, pero se van cerrando conforme se va agotando el yacimiento (Aguilera, 1998).

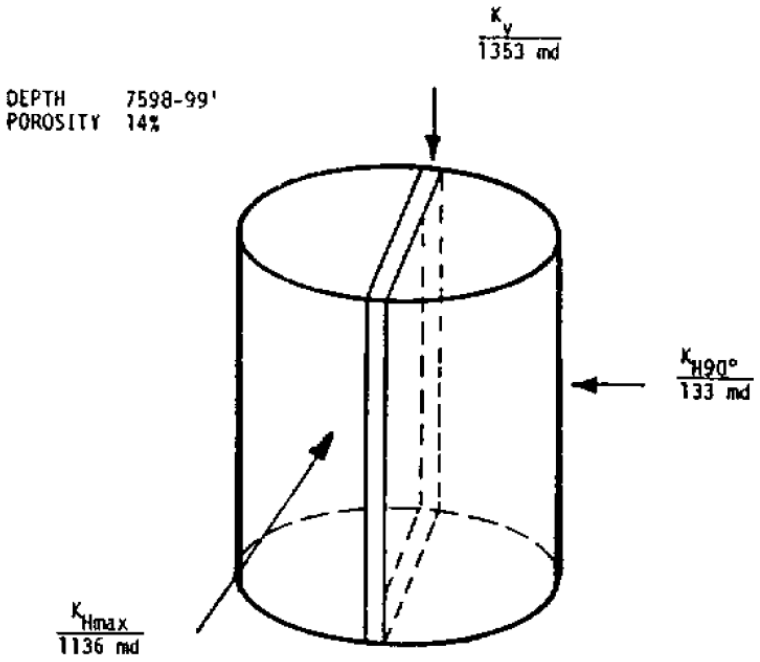


Figura 4-7: Ejemplo de la permeabilidad en un núcleo 3D asociada a una fractura abierta. Podemos observar que el valor de la permeabilidad paralela a la fractura es muy alto en comparación con el valor de la permeabilidad perpendicular a la fractura (Nelson, 1985)

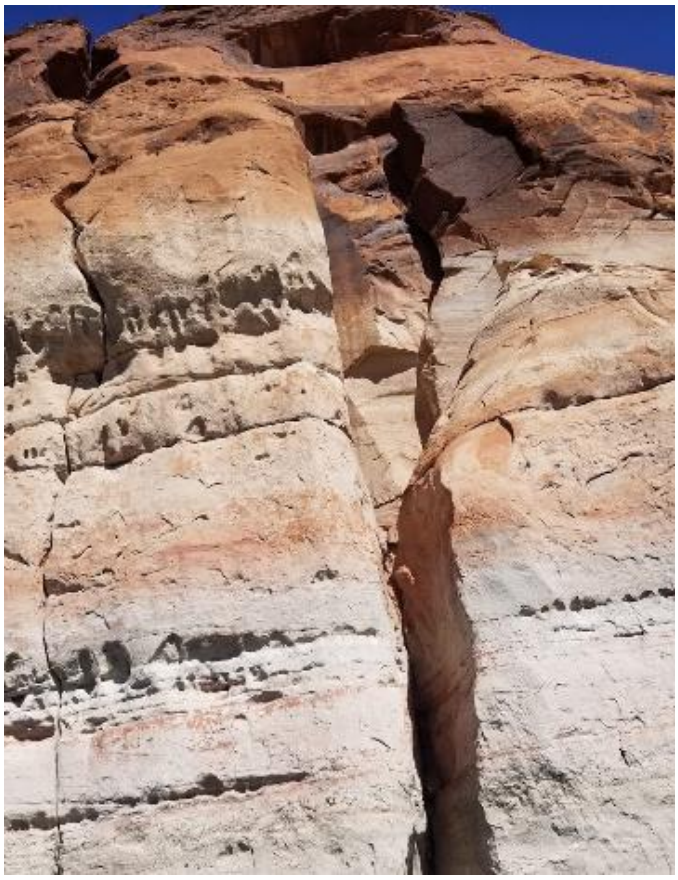


Figura 4-8: Fractura abierta en afloramiento Lago Powell, Utah (Profancik, 2019)

4.5.2 Fracturas Deformadas

Este tipo de fracturas son aquellas que se formaron inicialmente como una fractura abierta, sin embargo, posteriormente sufren una alteración por movimientos tectónicos de manera de cizalla. Esta morfología reduce drásticamente la permeabilidad y crea una fuerte anisotropía dentro del yacimiento que es considerada como dos morfologías de fractura dentro de las fracturas deformadas: con estrías rellenadas y estriadas. Se puede dar el caso que ambas fracturas se combinen y se encuentren en las formaciones.

4.5.3 Fracturas con estrías rellenadas o mineralizadas

La estría es un material fino erosionado que se forma como resultado de los movimientos por fricción o por el deslizamiento entre las paredes de una fractura. Este movimiento causa cataclasis, que es el mecanismo de deformación que implica fracturación de granos y deslizamiento entre ellos, o puede causar granulación en el

contacto a través de la fractura. Esta granulación o zona de cataclasis puede afectar severamente la porosidad y la permeabilidad en la zona de la fractura. Además, este proceso en muchos casos presenta una alta saturación de agua, lo que puede dar como resultado la reducción de la permeabilidad relativa del hidrocarburo.

En experimentos que se han realizado se ha observado que el ancho de la estría en una roca se incrementa con el constante desplazamiento de cizalla (Engelder, 1973; Jamison and Steams, 1982). Debido a que la fractura es larga y estrecha, la disminución de la permeabilidad ocurre en primera instancia de manera perpendicular a la fractura o a la zona de la estría, esto lo podemos observar en la Figura 4.9. Las fracturas de estrías rellenadas presentan morfologías que pueden reconocerse fácilmente al momento de analizar los núcleos o afloramientos, ya que el material de relleno es más resistente a la intemperie y abrasión que la roca no fracturada.

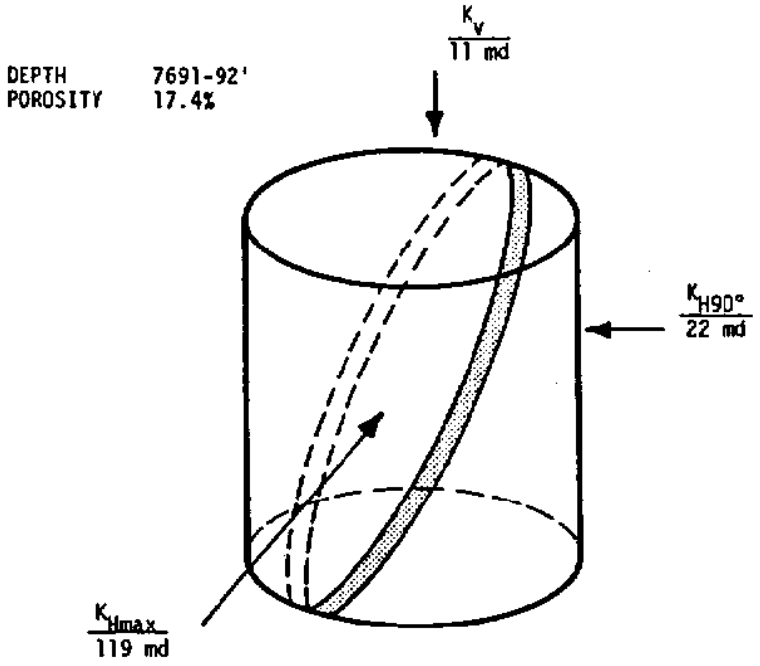


Figura 4-9: Ejemplo de la permeabilidad en un núcleo 3D asociada a una fractura con estrías rellenadas. Podemos observar que el valor de la permeabilidad paralela a la fractura es muy alto en comparación con el valor de la permeabilidad perpendicular a la fractura (Nelson, 1985)

Figura 4-10: Fractura completamente cerrada, en caliza tipo mudstone, Prof. 5626.05m (Laboratorios Agat, 2004)

4.5.4 Fracturas con superficie de desplazamiento o estriada

Esta fractura tiene una superficie pulida o estriada, es el producto del deslizamiento, debido a la fricción a través de toda la longitud de una fractura o un plano de falla. También puede ser el resultado del proceso de cataclasis o pulverización de la roca. Este proceso puede provocar una reducción en permeabilidad, por lo menos en dirección perpendicular a la superficie de resbalamiento. Sin embargo, tenemos el caso donde podríamos tener un aumento de la permeabilidad, pero en la dirección paralela a la superficie de deslizamiento, debido a la incompatibilidad de las paredes lisas de la fractura.

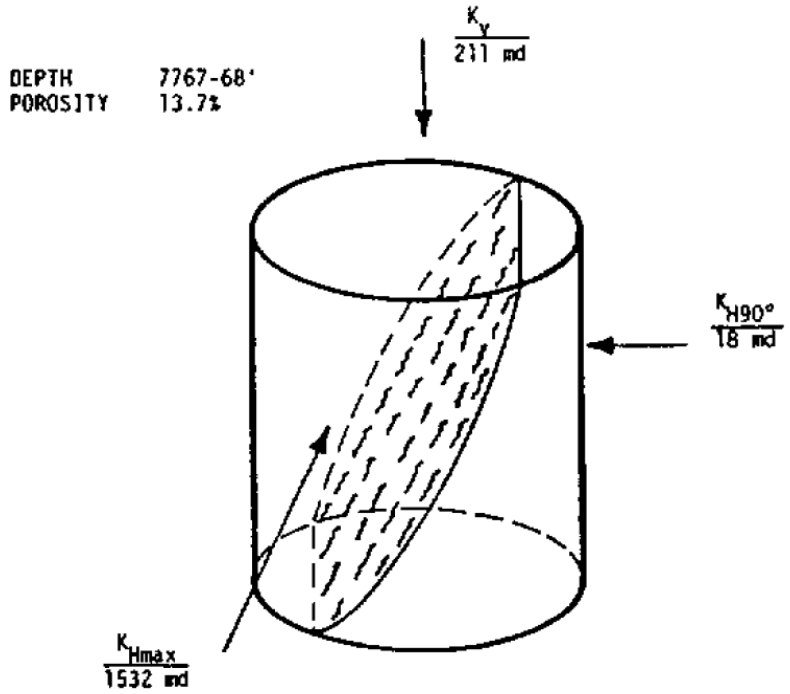


Figura 4-11: Ejemplo de la permeabilidad en un núcleo 3D asociada a una fractura con superficie de desplazamiento. Podemos observar que el valor de la permeabilidad paralela a la fractura es muy alto en comparación con el valor de la permeabilidad perpendicular a la fractura (Nelson, 1985)

Figura 4-12: Fractura cortada en un afloramiento de arenisca, Anticlinal Big Elk, Wyoming, el ancho de la foto es de aproximadamente 3 pies del afloramiento (Nelson, 1985)

4.5.5 Fracturas mineralizadas o rellenas con mineral parcial o totalmente

Estas fracturas son aquellas que han sido rellenadas completamente o parcialmente con minerales los cuales pueden ser el cuarzo, carbonato o en algunos casos ambos. El efecto de la permeabilidad dependerá del grado de mineralización de la fractura. Usualmente cuando una fractura ha sido rellenada en su totalidad, se comportará como una barrera de permeabilidad a todo tipo de flujo; sin embargo, las fracturas que estén parcialmente rellenadas, que tengan forma de un vúgulo en desarrollo o porosidad intergranular, pueden aportar cierto incremento a la permeabilidad del yacimiento y en algunos casos realmente puede crear la calidad del yacimiento. Cuando las fracturas naturales están abiertas y tienen una cantidad insignificante de mineralización secundaria, los hidrocarburos pueden moverse de la matriz a las fracturas en un camino sin restricciones. Qué tan rápido se mueven los fluidos de la matriz a las fracturas es controlado por la cantidad de la pérdida de presión en las fracturas, las propiedades de la matriz como la permeabilidad, porosidad, compresibilidad, viscosidad de los fluidos fluyendo, la apertura de la fractura o el tamaño de los bloques de la matriz. Estas fracturas pueden provocar altos gastos iniciales de producción. Cuando las fracturas naturales tienen una cierta cantidad de mineralización secundaria, el flujo de fluido de la matriz a las fracturas es algo restringido. Desde el punto de vista de las pruebas de presión, esto se puede visualizar como un daño natural dentro del yacimiento. Pueden proporcionar una mejor recuperación final de hidrocarburos debido a que la mineralización parcial actúa como un apuntalante natural, manteniendo la fractura abierta durante el agotamiento (Aguilera, 1998).

Este tipo de fracturas pueden presentar un gran problema ya que no se puede predecir el grado de mineralización y se pueden presentar de forma más frecuente en areniscas, lutitas y calizas. Sin embargo, el mineral a menudo puede experimentar algún grado de disolución, lo que hace que la permeabilidad del yacimiento sea aceptable para la producción. El mayor problema de este tipo de fracturas es que ellas pueden tender a cerrarse cuando el yacimiento vaya vaciándose, esto depende del esfuerzo in situ, la

presión inicial del yacimiento y la reducción de la presión dentro de las fracturas. En otras palabras, son mucho más compresibles que la roca que las contiene.

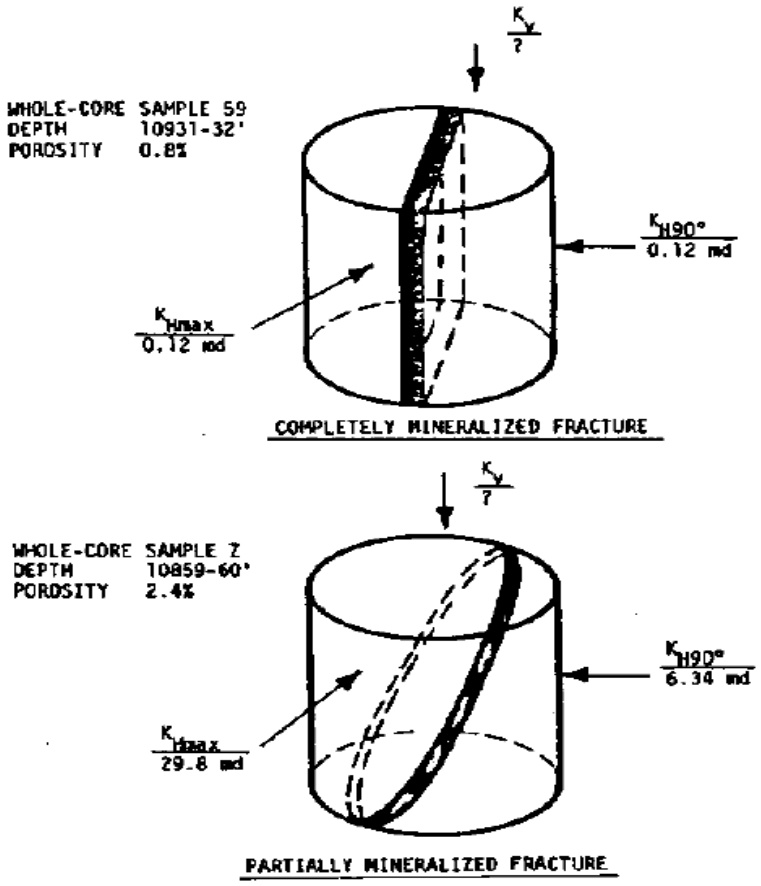


Figura 4-13: Ejemplo de la permeabilidad en un núcleo 3D asociado con fracturas mineralizadas, parcialmente y completamente rellenadas. Podemos observar que son los mismos valores de la permeabilidad en el caso de la fractura completamente mineralizada y en la fractura que está parcialmente mineralizada la permeabilidad paralela es mayor que la perpendicular (Tomado de Nelson, 2001).

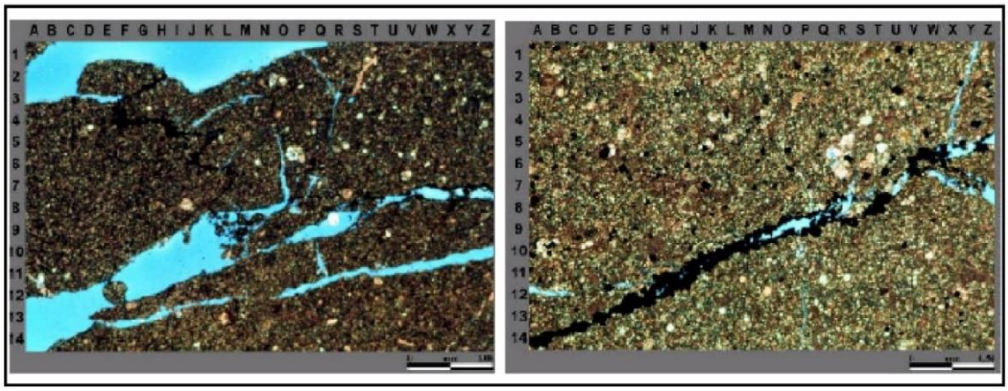


Figura 4-14: Fracturas incompletamente llena, en caliza tipo mudstone bioclástica, Prof. 5621.82m (Laboratorios Agat, 2004)

4.5.6 Fracturas vugulares

Las fracturas vugulares en realidad no son un tipo de morfología de fractura, como ya las mencionadas anteriormente, pueden proporcionar una porosidad y permeabilidad significativa al yacimiento. Las fracturas vugulares se forman cuando un fluido entra a lo largo del plano de la fractura en una roca de baja permeabilidad. Si el fluido está en desequilibrio con la matriz de la roca, la disolución puede ocurrir. Los vúgulos se desarrollan a lo largo o adyacentes a las fracturas y están restringidos a una zona estrecha que rodea el canal de fractura, esto produce la porosidad vugular asociada a las fracturas, es habitual que las fracturas vugulares se les vincule con discordancias en carbonatos, así como a el desarrollo de karst.

La disolución de las paredes de las diaclasas resulta en estas cavidades, esto se debe a la circulación de los fluidos desmineralizantes. Las fracturas vugulares son muy importantes en muchos de los mayores yacimientos, tal como en Campo del Medio Este de Asmari. La porosidad secundaria asociada con este tipo de fracturas puede ser bastante grande en comparación con los valores de porosidad de las fracturas más comunes (Weber and Bakker, 1981). Además, debido a la forma esférica un poco aplanada de este tipo de cavidades, la porosidad asociada a la fractura será relativamente incompresible durante la extracción del yacimiento.

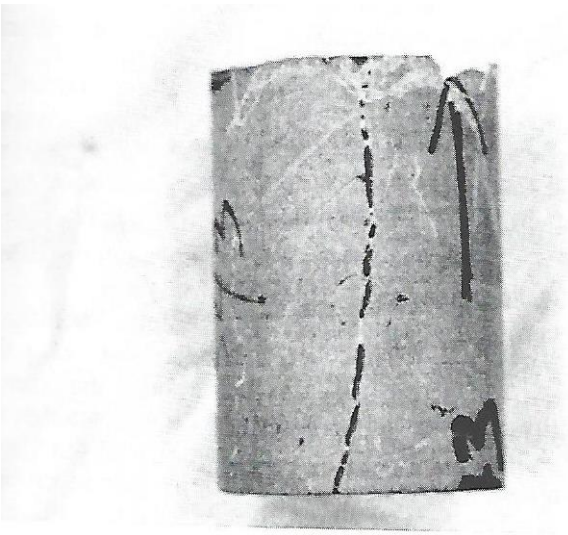


Figura 4-15: Fractura vugular en núcleo carbonatado (aumento 1.5x) (Nelson, 1985)

4.6 Efecto de las fracturas en el flujo de Fluidos.

La permeabilidad primaria hace referencia a la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad secundaria para referirse a la porción del total de la permeabilidad que resulta de las fracturas y/o las soluciones.

La morfología de una fractura puede influir en la permeabilidad direccional de la roca que la rodea. La presencia de fracturas abiertas puede aumentar en gran medida la permeabilidad secundaria y por consecuencia, la total. Lo mismo sucede con las fracturas vugulares que deberían proporcionar una porosidad y permeabilidad significativa al yacimiento (Aguilera 1998).

Las fracturas deformadas crean una mayor permeabilidad anisotrópica de todas las morfologías de fractura debido al aumento de la permeabilidad paralela a la fractura y la disminución perpendicular a ella.

Una fractura parcialmente mineralizada se mantiene abierta durante el agotamiento del yacimiento. Contrario a lo que se cree, un YNF no siempre son altos canales de permeabilidad, las fracturas totalmente mineralizadas actúan como impedimento o barreras a todo flujo de fluidos.

El efecto individual de las fracturas dependerá de la morfología de la fractura, tamaño de la fractura, densidad de la red de fracturas, interconectividad de red de fracturas, esfuerzo efectivo y la comunicación de flujo de fluidos entre Matriz y Fracturas.

La apertura o ancho de la fractura es la distancia entre las paredes de la fractura, esto va a depender de distintos factores como son la profundidad, presión de poro y el tipo de roca. Estas aperturas varían en un rango de entre 10 y 200 micrones. La apertura de la fractura y la permeabilidad influirá en la calidad y productividad del yacimiento.

Es complicado determinar cómo las fracturas naturales juegan un papel importante en la producción de fluidos de un pozo, sin embargo, hay ciertos indicios que nos pueden ayudar a identificar su rol.

- Observación directa de los planos de fractura manchados por aceite en las muestras de núcleo, representa movimiento a lo largo de la fractura.
- Prueba de permeabilidad flujo alto

- Análisis de un núcleo completo en 3 direcciones (Khmax, Kh90°, Kv)

Es importante recordar que la permeabilidad de la fractura depende en gran medida de la escala. Los valores que se obtienen indicarán la importancia de las fracturas en la producción de yacimientos estrechos.

4.7 Características generales

Un yacimiento naturalmente fracturado (YNF) se define como un sistema de almacenamiento de hidrocarburos que puede representarse mediante un modelo de doble porosidad: porosidad primaria y porosidad secundaria (Nelson, 2001); también se define como un yacimiento que contiene fracturas, ya sea de origen tectónico, diagenéticas (las rocas carbonatadas son peculiarmente sensitivas a la diagénesis post-deposicional, que incluyen procesos de disolución, dolomitización y fracturamiento) o por esfuerzos de compresión y/o contracción, y tienen un gran impacto en el almacenamiento y flujo de los hidrocarburos en el medio poroso.

Los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran en todo tipo de variedad litológica: areniscas, carbonatos, limolitas, carbón, pedernal o sílice. Para el presente trabajo, el enfoque será en la brecha del Paleoceno.

Respecto a la definición de Nelson, la porosidad primaria se refiere a la porosidad de la matriz de la roca, y que generalmente es la de mayor capacidad de almacenamiento; por otro lado, la porosidad secundaria corresponde al sistema de fracturas que actúa como un medio de conducción y posee una alta capacidad de flujo, así como a la porosidad generada por procesos diagenéticos de disolución (vúgulos). Las zonas del yacimiento con alta ocurrencia de fracturas y vúgulos facilitan vías de flujo por su alta permeabilidad, que contribuyen con altos ritmos de producción durante la explotación de un yacimiento.

En este tipo de yacimientos, el potencial productivo depende de la presencia e interconexión de fracturas originadas por plegamientos y fallas, producto de movimientos tectónicos, y que actúan como conductos que transmiten el fluido del yacimiento al pozo. Las tasas de producción de estos yacimientos son relativamente altas, sin embargo, su

vida de producción puede ser baja a causa de la canalización de agua o gas a través del sistema de fracturas.

La dificultad asociada a los yacimientos naturalmente fracturados hace imprescindible realizar estudios integrales para recabar y analizar información que permitan la caracterización estática y dinámica de los campos. El desarrollo integral de estos yacimientos debe combinar la comprensión del nivel de afectación que los elementos de la porosidad primaria y secundaria, así como su interacción, tienen sobre el comportamiento productivo de los yacimientos: distribuciones de permeabilidad, de porosidad, comprensión cabal de las heterogeneidades, ubicación de zonas preferenciales de flujo, entre otros.

Para llevar a cabo la clasificación, se debe 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
- Efectos positivos que tienen las fracturas sobre el yacimiento

4.8 Clasificación de Yacimientos Naturalmente Fracturados

Aguilera (1999) clasifica los yacimientos naturalmente fracturados con base en cuatro criterios. El primero es con respecto al punto de vista geológico, en el cual las fracturas en el yacimiento se clasifican como tectónicas (relacionadas a plegamientos y fallamientos), regionales, diagenéticas, y relacionadas a la superficie. Las fracturas de origen tectónico son las que más producción de hidrocarburos han aportado, seguidas por las fracturas regionales y finalmente por las de origen diagenético.

El segundo criterio es respecto a la porosidad, ésta se puede clasificar de acuerdo a la geometría del poro y al tamaño del poro. Con respecto a la geometría, porosidad puede ser intergranular, intercristalina, vugular y de fractura, y cualquier combinación

puede generar un comportamiento de doble o múltiple porosidad en el yacimiento. Con respecto al tamaño, existe megaporosidad, macroporisidad, mesoporosidad y microporosidad.

El tercer criterio atiende al almacenamiento. Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) y sus fracturas se pueden clasificar como tipo A, B o C.

El cuarto y último criterio clasifica los yacimientos naturalmente fracturados de acuerdo a la interacción matriz-fractura que existe según grado de mineralización secundaria en las fracturas. A continuación, se profundiza en algunas de las clasificaciones.

4.8.1 Clasificación de YNF con respecto al almacenamiento

La clasificación ABC para yacimientos naturalmente fracturados fue originalmente introducida por McNaughton and Garb en 1975 y retomada por Aguilera en 1995. La clasificación se hace con respecto al almacenamiento de hidrocarburos.

4.8.1.1 Yacimientos Tipo A

Existe una alta capacidad de almacenamiento en la matriz, mientras que la de las fracturas es muy baja; este tipo de yacimiento es generalmente equivalente a un yacimiento Tipo III de la clasificación de Nelson. Esto generalmente ocurre en yacimientos donde la porosidad de la matriz es bastante alta (entre el 10 y el 35%). Para el caso de los yacimientos de tight gas, estos pueden clasificarse como yacimientos tipo A, aunque su porosidad sea menor al 10%.

Si la matriz tiene cierta permeabilidad para permitir el flujo hacia el pozo, el Tipo A puede considerarse como yacimientos donde las fracturas contribuyen con mayor permeabilidad a un sistema que ya es productivo por sí mismo, a partir de la matriz (Aguilera, 2010).

4.8.1.2 Yacimientos Tipo B

Aproximadamente hay la misma capacidad de almacenamiento con la matriz y en la fractura, esto es equivalente a un yacimiento Tipo II en la clasificación de Nelson. En

este caso la matriz tiene una baja porosidad y la fractura provee aproximadamente la mitad del hidrocarburo almacenado y la permeabilidad necesaria para el flujo de fluidos.

4.8.1.3 Yacimientos Tipo C

Las fracturas aportan esencialmente todo el almacenamiento de hidrocarburos y toda la permeabilidad. La matriz no aporta. Es equivalente al yacimiento Tipo I de la clasificación de Nelson.

Si existe una clara diferencia entre macro y micro fracturas en los yacimientos Tipo C, el yacimiento puede presentar un comportamiento de doble porosidad donde las microfracturas desempeñan el papel de matriz y las macrofracturas el de fracturas.

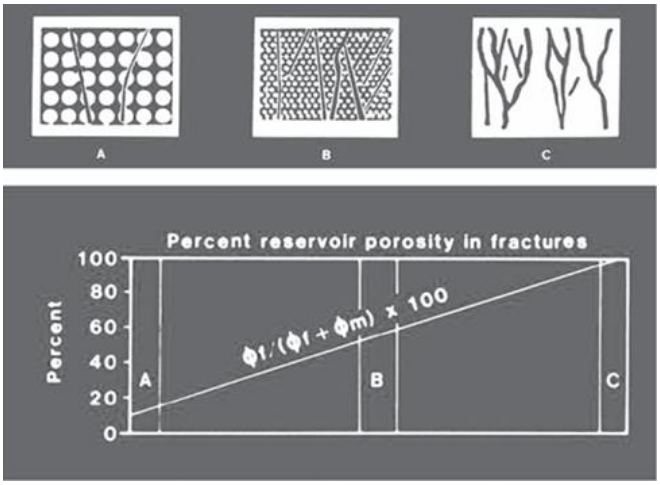


Figura 4-16: Esquema de distribución de porosidad (Aguilera R. , 2010)

4.8.2 Clasificación con respecto al grado de mineralización de las fracturas

La interacción matriz-fractura en un YNF depende del nivel o grado que exista de mineralización secundaria en la red de fracturas. Para los casos en los que las fracturas son abiertas y no existe esta mineralización no es significativa, los hidrocarburos fluyen desde la matriz hacia ellas libremente o sin restricción, debido a una caída de presión en las fracturas; el grado de interacción también es dependiente de las propiedades petrofísicas de la matriz (porosidad, permeabilidad, compresibilidad), de las propiedades

de los fluidos, tales como la viscosidad, y el espaciamiento entre fracturas, que a la vez determina el tamaño del bloque de matriz.

Es importante señalar que estas fracturas es que se cierran conforme disminuye la presión en el yacimiento, dada su mayor compresibilidad en comparación con el medio matricial. El grado de cierre de las fracturas también está en función de los esfuerzos in situ, la presión inicial del yacimiento y su reducción dentro de las fracturas (Teufel, 1991).

En un yacimiento sobrepresionado, la afectación al flujo de fluidos debido al cierre de las fracturas es mayor, teniendo como consecuencia una menor recuperación de hidrocarburos; para el caso de yacimientos bajo presionados, el cierre no afecta en la misma medida, puesto que ya ha ocurrido la mayor parte del cierre de las fracturas, y la recuperación se verá beneficiada.

Al existir un grado parcial menor de mineralización secundaria, hay una restricción al flujo desde la matriz y hacia las fracturas, representando daño natural en el yacimiento. Sin embargo, esta cantidad de mineral funcionará como apuntalante, evitando o reduciendo el cierre de las fracturas durante la explotación del yacimiento, principalmente en yacimientos bajo-presionados, aunque también en yacimientos normalmente presionados e incluso en yacimientos sobrepresionados, pero en menor medida. Un grado adecuado de mineralización dentro de las fracturas propicia un mayor factor de recuperación.

Para el caso de fracturas totalmente mineralizadas, el flujo desde de la matriz hacia ellas estará obstruido, provocando una baja recuperación. Esto es, el yacimiento tendrá cierto grado de compartimentalización, ya que estará dividido en bloques de matriz no conectados.

Lo anterior está relacionado con la compresibilidad del volumen poroso secundario. Las fracturas abiertas o con mineralización parcial tienen mayores niveles de compresibilidad con respecto al medio matricial. Se considera importante medir esta compresibilidad en laboratorio y a partir de núcleos, pero no siempre es posible realizar

estas mediciones y se terminan utilizando correlaciones empíricas. La figura 4.17 muestra una correlación gráfica para estimar la compresibilidad del medio fracturado y de todo el sistema de porosidad secundaria con base en los esfuerzos netos sobre las fracturas (Aguilera R. , Recovery Factors And Reserves In Naturally Fractures Reservoirs, 1999). La gráfica está basada en las correlaciones publicadas por Jones (1975) para fracturas y Tkhostov et al (1970) para vúgulos, fracturas y cavernas, así como observaciones del mismos Aguilera (1999).

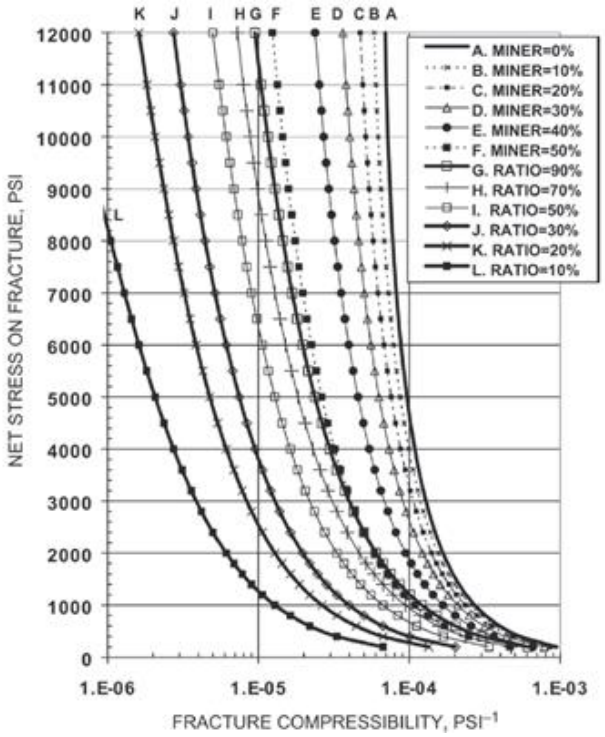


Figura 4-17: Compresibilidad de la fractura (Aguilera R. , Recovery Factors And Reserves In Naturally Fractures Reservoirs, 1999)

De acuerdo a la correlación gráfica, las curvas A, y B a F representan los casos en los que no hay mineralización secundaria y en los que hay mineralización secundaria parcial, respectivamente. Se observa que, a mayor grado de mineralización, la compresibilidad disminuye. Por otro lado, las curvas G a L estiman la compresibilidad de todo el sistema de porosidad secundaria (fracturas, vúgulos y cavernas) basándose en una relación de la porosidad de las fracturas dividida por la porosidad secundaria total. A

mayor porosidad secundaria, mayor grado de compresibilidad. Las fracturas y vúgulos son hasta 3 veces más compresibles que el medio matricial.

4.8.3 Clasificación de Nelson

Nelson (2001) también clasificó a los yacimientos fracturados; su clasificación se basa en la interacción existente entre las contribuciones de porosidad y permeabilidad relativas tanto del sistema de fracturadas como del sistema de matriz.

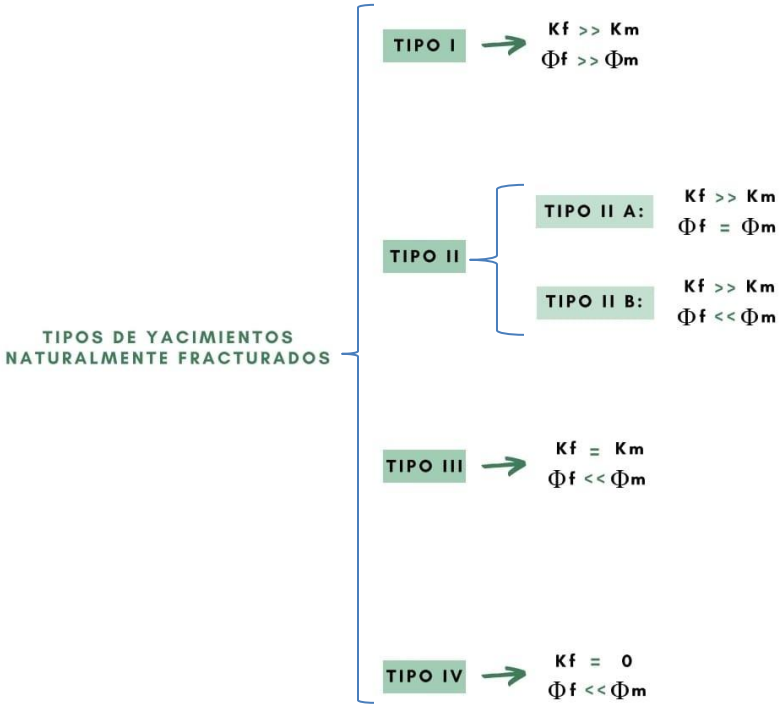


Figura 4-18: Clasifiación de YNF según Nelson (Nelson, 1985)

4.8.3.1 Yacimientos Tipo I

Las fracturas proveen tanto los elementos de porosidad como los elementos de permeabilidad. Por lo general este tipo de yacimientos poseen áreas grandes de drene, y, por lo tanto, se requieren menos pozos para su explotación. Estos yacimientos tienen producciones iniciales altas, sin embargo, tienen una rápida declinación en la producción,

además tienen una irrupción temprana de agua y dificultad en la determinación de las reservas.

4.8.3.2 Yacimientos Tipo II

Poseen baja porosidad y permeabilidad en la matriz; las fracturas proveen la permeabilidad esencial para la productividad. Tienen regímenes iniciales de producción realmente buenos para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultad durante la recuperación secundaria si no hay una buena comunicación entre la fractura y la matriz.

4.8.3.3 Yacimientos Tipo III

Poseen alta porosidad y pueden producir sin fracturas, de manera que las fracturas en este tipo de yacimientos proveen permeabilidad adicional. Tienen buenas producciones que se mantienen constantes, pero pueden presentar relaciones complejas de permeabilidad direccional generando dificultad en el proceso de recuperación secundaria.

4.8.3.4 Yacimientos Tipo IV

Las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional, sino que, por lo contrario, suelen constituir barreras dentro del yacimiento (anisotropía). Bratton (2006) menciona que la permeabilidad se graficaría próxima al origen porque la contribución de las fracturas a la permeabilidad en dichos yacimientos es negativa.

4.8.3.5 Yacimientos 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. Poseen buenas cualidades en lo que respecta a la matriz, pero a veces están compartimentalizadas, lo que hace que su desempeño sea inferior a las estimaciones de productividad iniciales y que la efectividad de la recuperación secundaria sea variable dentro del mismo campo.

4.8.3.6 Yacimientos Tipo G

Son los yacimientos de gas fracturados no convencionales, tales como los yacimientos de metano en capas de carbón (CBM) y para los yacimientos fracturados de gas y condensado. Este tipo de yacimientos se aproximan a la clasificación de tipo II.

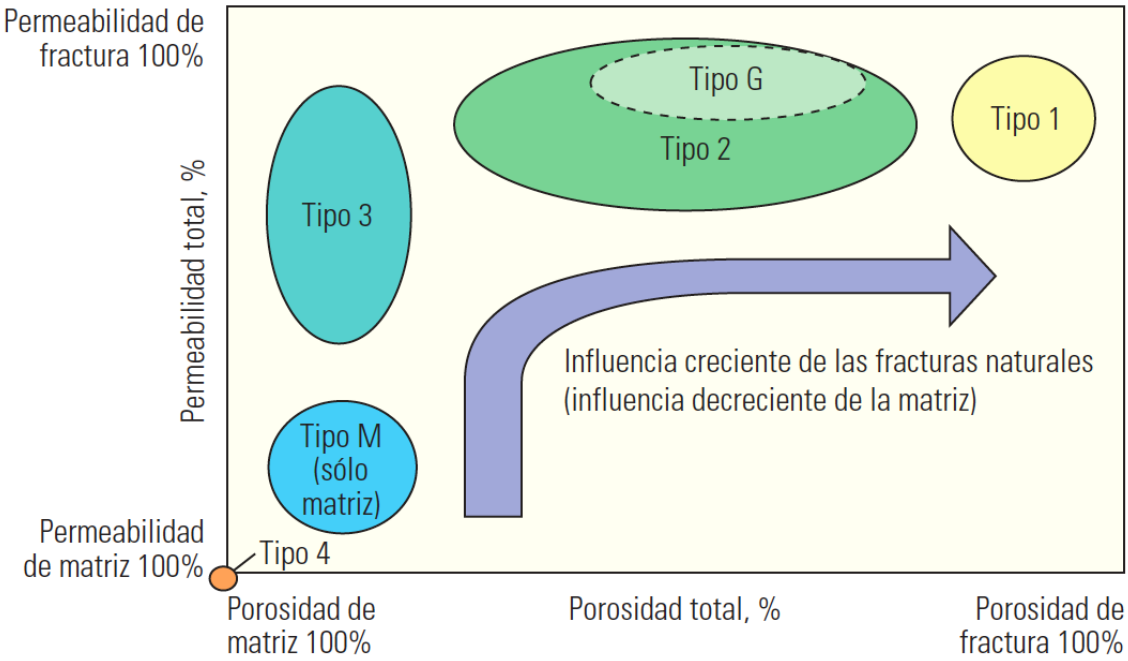


Figura 4-19: Sistema de clasificación de YNF (Bratton, y otros, 2006)

4.9 Comportamiento productivo en pozos reales de cuencas del sureste de México.

4.9.1 Tipos de declinación en YNF

Es imprescindible conocer el comportamiento productivo presente y futuro de los pozos de un yacimiento, ya que esto permite ejercer la toma de decisiones económicas que afectan directamente la rentabilidad de los proyectos con menor riesgo.

Para conocer el comportamiento esperado futuro se realizan extrapolaciones del comportamiento productivo actual. Esto es aplicable a un solo pozo, o a un grupo o todos los pozos activos en un yacimiento. Los métodos de predicción son modelos empíricos

que dan tratamientos matemáticos y/o gráficos a la información. Aunque estos métodos son realmente fáciles de utilizar, deben actualizarse constantemente. Además, es importante señalar que no se basan por completo en la física del flujo de fluidos en el medio poroso; la confiabilidad de la herramienta depende de los conocimientos, experiencia y sensibilidad del ingeniero de yacimientos con respecto al comportamiento productivo del campo. Gracias a esto es posible conocer las expectativas de producción para meses próximos por pozo y campo, así como para ubicar fácilmente los pozos que están por debajo de estas expectativas y determinar si son susceptibles de alguna intervención.

Inicialmente y con el objetivo de determinar la influencia de las características de un yacimiento en su declinación, se asumió que no había empuje por acuífero, dejando a la presión como una función de la cantidad de aceite remanente en el yacimiento. También se asumió que los índices de productividad no cambiaban durante la vida productiva de los pozos, dejando a los gastos como una función de la presión del yacimiento. De este modo, se infería una relación lineal entre la producción acumulada y la presión, y, por ende, también entre el gasto y la producción acumulada. Esta relación lineal entre el gasto y la producción fue conocida como declinación exponencial o semi-logarítmica; al diferenciar tal expresión que la representa se obtiene la ecuación base de la que parte este tipo de declinación (Arps, 1945).

Estudios posteriores demostraron que en realidad la presión no es proporcional a la cantidad de fluidos presentes en el yacimiento (remanentes); en realidad, la presión tiende a declinar más lentamente conforme el volumen remanente de aceite decrece. También, se ha observado que los índices de productividad cambian, disminuyendo conforme se lleva a cabo la explotación y conforme la RGA aumenta.

Al graficar en escala lineal el comportamiento mencionado, se observa una clara relación entre el gasto y la producción acumulada, apreciable como una curva suave convexa hacia el origen y ya no como una recta. Si la curvatura es pronunciada, la curva se convierte en una recta al ser graficada en escala semilogarítmica, y la ecuación toma

la forma de una ecuación exponencial; este modelo de declinación es conocido como armónico. Al diferenciar la ecuación, es posible demostrar que la declinación es directamente proporcional al gasto de producción.

Si la relación gasto-producción acumulada se observa como una curva menos pronunciada, sin que produzca una recta al ser graficada en escala semilogarítmica, puede usarse un gráfico log-log, obteniéndose una recta (tras ciertos ajustes); este tipo de declinación es hiperbólica.

La declinación hiperbólica es la más frecuente, y tanto la armónica como la exponencial resultan variantes menos comunes del modelo hiperbólico. Además, la declinación exponencial es más fácil de usar, por lo que es la primera opción cuando se requieren evaluaciones y estimaciones rápidas, ya que, para intervalos limitados o cortos, la declinación suele mantenerse constante.

La declinación exponencial se ajusta mejor a yacimientos cerrados o volumétricos; también ocurre que se observa este comportamiento de declinación exponencial en la primera etapa de producción de un YNF, puesto que representa el vaciamiento del contenido de hidrocarburos alojado en las fracturas y vúgulos, análogo a un recipiente de volumen finito. Es posible identificar este comportamiento en yacimientos donde la afectación por fracturas es alta al utilizar los gráficos especializados señalados en el anexo de declinación correspondiente.

5. Pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados

Cuando se realizan pruebas a los pozos, en la mayoría de los casos, la respuesta que se mide en el yacimiento, es la presión. Gracias a esto es que el término *Well Testing* hace referencia al análisis de las pruebas de presión-producción. La variación de la presión es resultado de los cambios en la producción o de la inyección de fluidos en el yacimiento y de las características físicas del mismo. Se debe tener control riguroso de los gastos de producción, puesto que son parte de nuestros datos de entrada.

A partir de las pruebas de presión podemos comprender el comportamiento del flujo del yacimiento, determinando los elementos que influyen en el mismo y obteniendo un modelo teórico de flujo. La Tabla 5-1 muestra el grado de afectación que tienen algunas heterogeneidades que pueden encontrarse en el yacimiento en los procesos de recuperación del aceite. Las pruebas de presión nos ayudan precisamente a determinar la existencia y características de estos elementos. Donde el punto indica un fuerte efecto y la "*x*" un efecto moderado.

Tipo de heterogeneidad en el yacimiento	Continuidad en el yacimiento	Eficiencia de barrido		Rec. Sec en zonas barridas	Interacción roca - fluidos
		Horizontal	Vertical		
Falla sellante	●	●			
Falla semi-permeable	X	●	●		
Falla no sellante	X	●	●		
Unidades estratigráficas aisladas	●	●	●		
Zona permeable dentro de unidades estratigráficas		X	●	X	
Zonas no permeables dentro de unidades estratigráficas		X	●	X	
Laminación, estratificación cruzada		X	X	●	
Heterogeneidad microscópica				●	X
Tipos de textura				●	●
Mineralogía					●
Fractura cerrada		X		●	
Fractura abierta		●	●	●	

Tabla 5-1: Grado de afectación de las heterogeneidades del yacimiento (Modificado de: https://wiki.aapg.org/Reservoir_modeling_for_simulation_purposes)

Las pruebas de presión se pueden llevar a cabo en todo tipo de yacimientos petroleros, incluidos los YNF. Para poder hacer uso de esta herramienta de forma adecuada, es importante comprender las características físicas y productivas de estos yacimientos.

En YNF, cuando un pozo es perforado y posteriormente se pone a producir, las fracturas de alta permeabilidad serán las que generalmente producirán primero, ya que los bloques de la matriz suelen ser de baja permeabilidad y no reaccionan inmediatamente al diferencial de presión causado por la variación en los gastos. Dependiendo del tipo de YNF, según las clasificaciones presentadas previamente, en distintos puntos de la vida de un yacimiento, la producción podría venir de las fracturas, de la matriz o del sistema matriz-fractura, siendo las fracturas las que generalmente representan el medio conductor principal del yacimiento al pozo.

Durante una prueba de presión, una respuesta de presión transitoria es creada por un cambio temporal en el gasto de producción. La respuesta del pozo es usualmente monitoreada durante un periodo corto de tiempo, en comparación con la vida del yacimiento y dependiendo de los objetivos de la prueba. Para la evaluación del pozo, las pruebas son frecuentemente realizadas en dos días. Para el caso de una Prueba de límites de yacimiento, se podrían necesitar datos de presión de hasta varios meses (Bourdet, 2002). Sin embargo, en las pruebas de límites de yacimiento, son varios factores los que determinan la duración, siendo el más importante el tamaño del yacimiento.

El análisis de las pruebas de presión proporciona información del yacimiento y del pozo. La información geológica, geofísica y petrofísica debe ser usada siempre al analizar una prueba de presión, para poder reducir incertidumbre en la interpretación de los datos, buscando siempre la creación de un modelo de yacimiento integral que nos permita usar el entendimiento del campo y del comportamiento de flujo en etapas posteriores de simulación. Podremos así plasmar diferentes escenarios de operación y determinar el que indique los resultados óptimos. La calidad de la comunicación entre el pozo y el yacimiento, nos indica la posibilidad de incrementar la producción del pozo. (Bourdet, 2002).

A través del tiempo, las técnicas de análisis de pruebas de presión han ido evolucionando, siendo hasta ahora, el análisis del cambio de presión y de la función derivada del cambio de presión el análisis de mayor certidumbre y facilidad. A continuación, mostramos una breve semblanza respecto al análisis de pruebas de presión a partir de las funciones de presión señaladas.

5.1 Análisis de pruebas de presión a través de las curvas de cambio de presión y de función derivada

5.1.1 Función derivada

Para un periodo dado de la prueba, el cambio de presión, Δp, es graficado en escalas log-log contra el periodo de tiempo Δt, como se ilustra en el Figura 5-1. Un periodo de prueba se define como un periodo de condiciones constantes. El análisis log-log es una aproximación global en lugar de los métodos de línea recta que son usados sólo para pequeñas fracciones de datos, correspondientes a un régimen de flujo específico (Bourdet,2002).

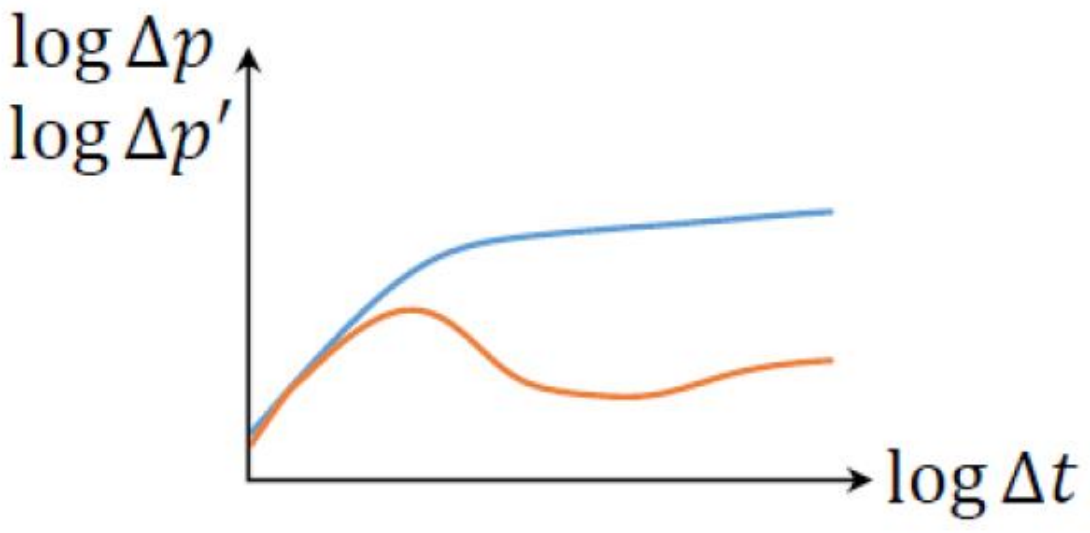


Figura 5-1 Ejemplo de una gráfica log-log, donde se muestra la curva de cambio de presión (azul) y la curva de la derivada (naranja), (Fuentes, 2011).

La función derivada es la variación del cambio de presión con respecto al tiempo. Representa un cambio del valor de una función en un punto dado. La derivada de la función es un valor de entrada dado que describe la mejor aproximación lineal de una función cercana al valor de entrada. El gráfico que se genera de la función derivada de presión en escala logarítmica nos proporciona información de los diferentes regímenes de flujo en el medio poroso (Bourdet, 1983).

La derivada se toma del logaritmo del tiempo y se expresa como la derivada del cambio de presión con respecto al tiempo, multiplicado por un lapso de tiempo Δt desde el inicio de la prueba. Bourdet expresa la función derivada como:

$$\Delta P' = \frac{dP}{dLint} = t\frac{dP}{dt} \ldots\ldots \text{(5-1)}$$

En el análisis que se lleva a cabo con las pruebas de presión con la función derivada se acompaña con las Curvas Tipo, generalmente en gráficas Log-Log. Para determinar el tipo de flujo que exhibe el pozo durante la prueba de presión, es necesario encontrar los valores de “n” que se muestra en la curva de la función de la derivada, la cual se obtiene en una gráfica doble logarítmica de la función de la primera derivada contra el tiempo, ya que tomando logaritmos en ambos lados de la ecuación se tiene:

$$tP' = At^n \ldots\ldots \text{(5-2)}$$

$$Log(t\Delta P') = LogA + nLogt \ldots\ldots \text{(5-3)}$$

En la Ecuación 5.3 podemos observar que es la ecuación de una línea recta $y = mx + b$, por lo que la primera derivada en la gráfica doble logarítmica es una línea recta de pendiente “n”.

En la Figura 5-2 puede ser una base para el diagnóstico de flujo, pero esto sólo podrá llevarse a cabo siempre y cuando pueda estimarse la función derivada.

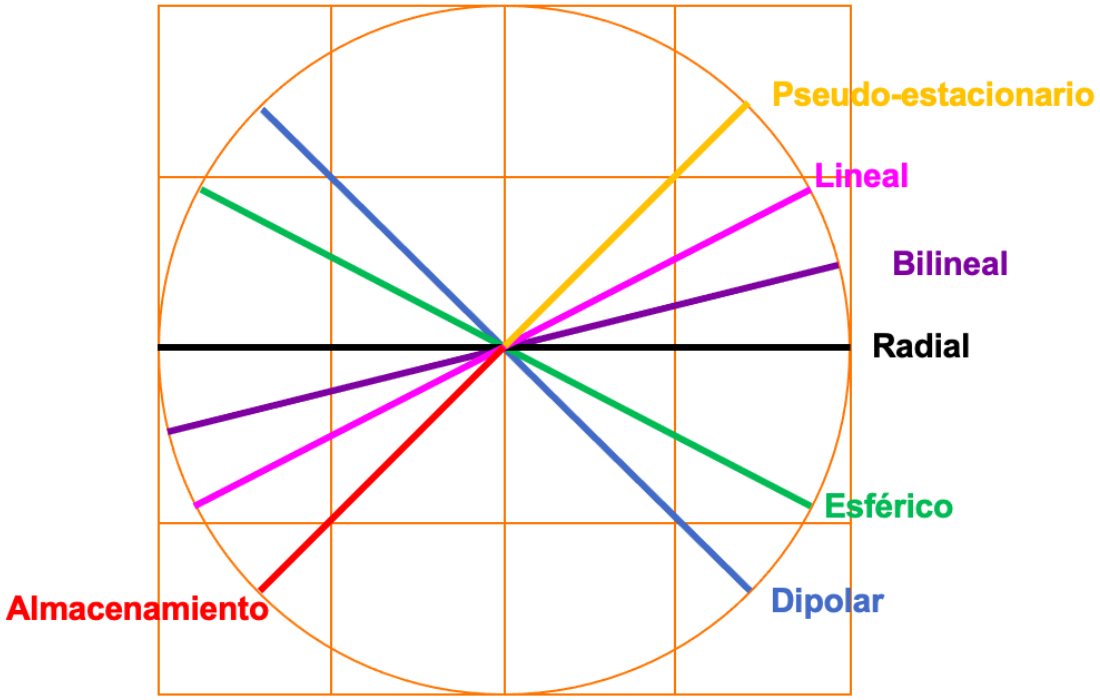


Figura 5-2: Comportamiento de la pendiente en la función derivada (Modificada de Fuentes, 2011)

Tipo de flujo	Pendiente
Lineal	½
Bilineal	¼
Radial	0
Flujo vertical radial en pozos horizontales	0
Esférico	-½
Almacenamiento	1
Pseudo-estacionario	1
Estacionario-Dipolar	-1

Tabla 5-2: Diagnóstico de geometrías de flujo

5.1.2 Curvas Tipo

El análisis de Curvas Tipo fue introducido en “An Investigation of wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment” por Agarwal et al. en septiembre de 1970; fue una herramienta valiosa cuando se usaba en conjunto con las gráficas semilog convencionales.

Una Curva Tipo es una representación gráfica de las soluciones teóricas de las ecuaciones de flujo. El análisis de la Curva Tipo consiste en encontrar la curva teórica que haga “match” con la respuesta a la prueba de presión cuando está sujeta a cambios en los gastos de producción o de presión. El “match” o la curva que mejor se relacione puede ser encontrada gráficamente superponiendo físicamente la gráfica de los datos de la prueba con una gráfica similar de las Curvas Tipo y buscando el tipo de curva que se iguale de la mejor forma.

Desde que las Curvas Tipo son gráficas de soluciones teóricas para regímenes de flujo transitorio y pseudo-estacionario, estas son usualmente presentadas en términos de variables adimensionales (P_D, t_D, r_D, C_D, etc) en lugar de variable reales (Δp, t, r, C, etc). Los parámetros del yacimiento y del pozo, como la permeabilidad y el daño, pueden calcularse de las variables adimensionales que son definidas por las Curvas Tipo.

Ya que las gráficas de las Curvas Tipo son soluciones teóricas de las ecuaciones de flujo, podemos generar virtualmente cualquier modelo de yacimiento para lo cual se dispone de una solución general donde se describe el comportamiento del flujo. Para aplicar correctamente las Curvas Tipo, se deben entender las suposiciones relacionadas a la solución. Además, estas suposiciones deben modelar adecuadamente las condiciones del pozo o del yacimiento que se está analizando. La definición de las variables adimensionales varía de acuerdo con el modelo del yacimiento. (Lee, et al, 2003).

Por ejemplo, se debe considerar la solución de Línea Fuente o la solución de la Función Ei para fluidos ligeramente compresibles Ecuación. 5-1

$$p_i - p = -\frac{70.6qB\mu}{kh} Ei\left(\frac{-948\varphi\mu c_t r^2}{kt}\right) \quad \text{..... (5-4)}$$

La Ecuación. 5.4 supone que la presión p, en un punto del yacimiento y a un tiempo determinado, depende de los valores numéricos de otras variables. En la solución se puede

reordenar y algunas de las variables adimensionales se pueden definir. Por lo tanto, la ecuación quedaría de la siguiente forma:

$$\frac{kh(p_i-p)}{141.2qB\mu} = -\frac{1}{2}Ei\left[\frac{-(r/r_w^2)}{4(0.0002637kt/\varphi\mu c_t r_w^2)}\right] \text{..... (5-5)}$$

Se sugiere las siguientes variables presión, radio y tiempo adimensionales, respectivamente:

$$P_D = \frac{kh(p_i-p)}{141.2qB\mu} \text{..... (5-6)}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \text{..... (5-7)}$$

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\varphi\mu c_t r_w^2} \text{..... (5-8)}$$

Si combinamos las Ecuaciones 5-6, 5-7 y 5-8, se llega a la solución de la Función Ei en forma adimensional:

$$P_D = -\frac{1}{2}Ei\left(\frac{-r_D^2}{4\,t_D}\right) \text{..... (5-9)}$$

Y si en el pozo $r_D = 1$, la solución se simplifica a:

$$P_D = P_{wD} = -\frac{1}{2}Ei\left(\frac{-1}{4\,t_D}\right) \text{..... (5-10)}$$

Donde la presión adimensional evaluada en el pozo es:

$$P_{wD} = \frac{kh(p_i-p_{wf})}{141.2qB\mu} \text{..... (5-11)}$$

La Ecuación 5.10 supone que podemos desarrollar las Curvas Tipo de una gráfica de P_{wD} en función de una sola variable t_D. Generalmente una sola gráfica en términos de P_{wD} es mucho más simple que intentar trazar en el eje de las abscisas la presión de fondo fluyendo P_{wf} en función del tiempo, t_D, para todos los valores razonables de las variables que aparecen en la forma adimensional de la solución Línea Fuente (Ecuación 5-4).

Además, con las Curvas Tipo, podemos analizar cualquier prueba de presión transitoria realizada en condiciones que satisfagan las suposiciones hechas al derivar la solución Línea Fuente.

5.2 Elementos característicos de las curvas de cambio de presión y función derivada para diferentes yacimientos a tiempos cortos, tiempos medios y tiempos largos

En una gráfica de una prueba de decremento o incremento, la línea recta que se predice por la teoría, rara vez ocurre en los periodos de tiempo de la prueba. En cambio, la curva tiene una forma más parecida a las Figura. 5-3 y 5-4. Sin embargo, es importante mencionar que estas curvas son características de los métodos de líneas rectas. Para poder comprender las razones de las divisiones no proporcionales en la curva, se subdividieron los datos de la prueba de flujo en tres regiones (corto/temprano, medio y tardío) basados en el concepto de radio de investigación.

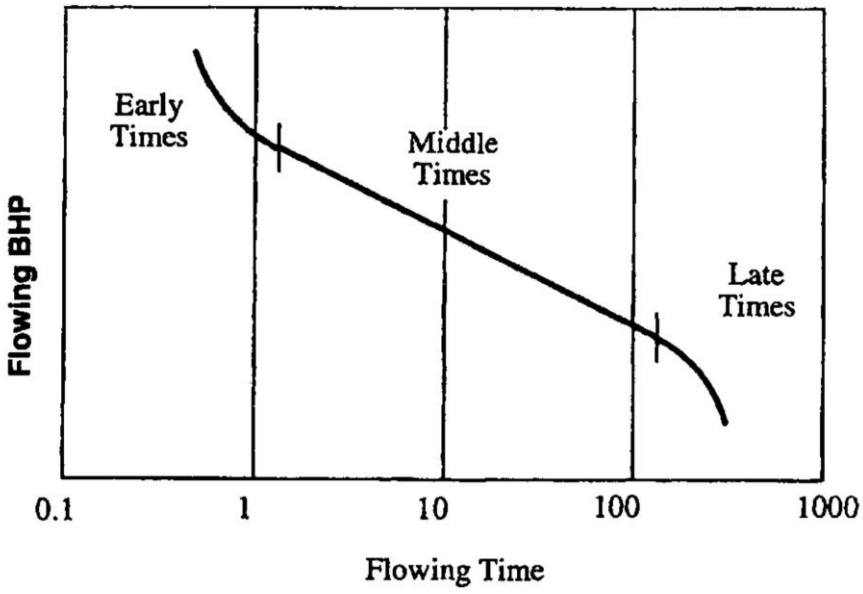


Figura 5-3: Curva característica exhibida durante una prueba de incremento (Lee John, 2003)

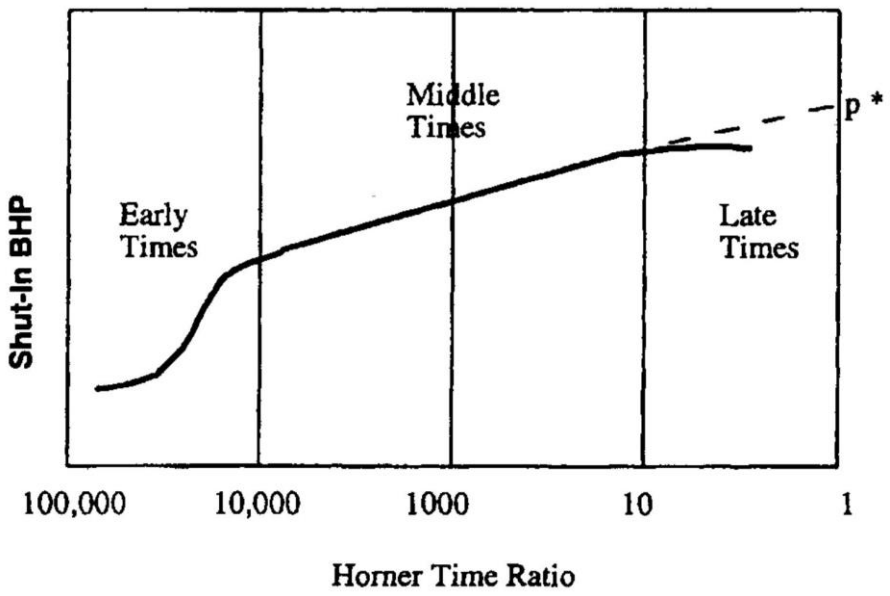


Figura 5-4:Curva característica exhibida durante una prueba de decremento (Lee John, 2003)

Sin embargo, estos mismos tiempos (corto/temprano, medio y tardío) también se pueden encontrar en gráficos log-log (Figura 5-5), en la cual podremos observar cómo hay diferentes pendientes y valles, que nos indicarán diferentes comportamientos según la región en donde nos encontremos.

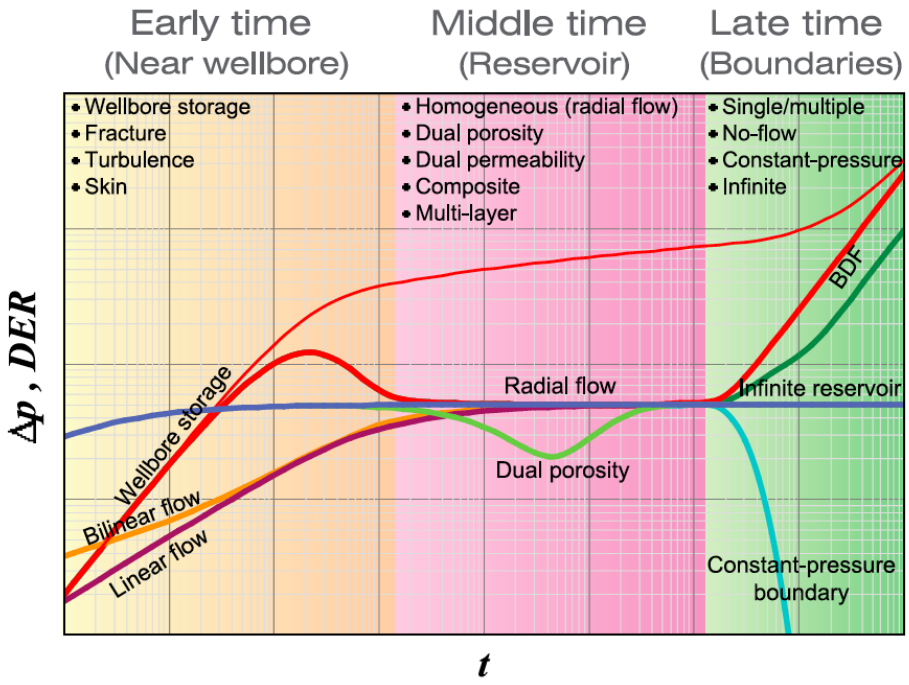


Figura 5-5: Diagnóstico de regímenes de flujo en la función derivada (Fekete,2014)

5.2.1 Tiempos cortos

La presión transitoria está en una zona dañada o estimulada cerca del pozo. “Wellbore unloading” o “Afterflow” del fluido almacenado en el pozo también puede distorsionar los datos de la prueba durante este periodo.

En la mayoría de los casos, la región de tiempos cortos está determinada por la duración del almacenamiento del pozo. En pruebas de decremento, al almacenamiento del pozo, lo llamaremos “Wellbore unloading”, porque es el fluido de la formación, es decir no tenemos flujo en la superficie, pero si tenemos un flujo del yacimiento al pozo, por lo que el fluido se comprime hasta un nivel donde ya no puede comprimirse más, por lo tanto, la primera descarga cuando se abra el pozo a producción será producto de la expansión de los fluidos almacenado en el pozo. Después de un tiempo prolongado, el gasto del flujo del fondo del pozo será aproximadamente igual que el gasto en superficie, (Figura 5-6).

En prueba de incremento, al almacenamiento lo llamaremos “Afterflow”, ya que la producción inicial del fluido medido en superficie es originada por el fluido almacenado en el pozo, no por el fluido almacenado en la formación, es decir el pozo está abierto a

producción, por lo tanto, el mismo gasto que sale en superficie es el mismo gasto que entra del yacimiento al pozo.

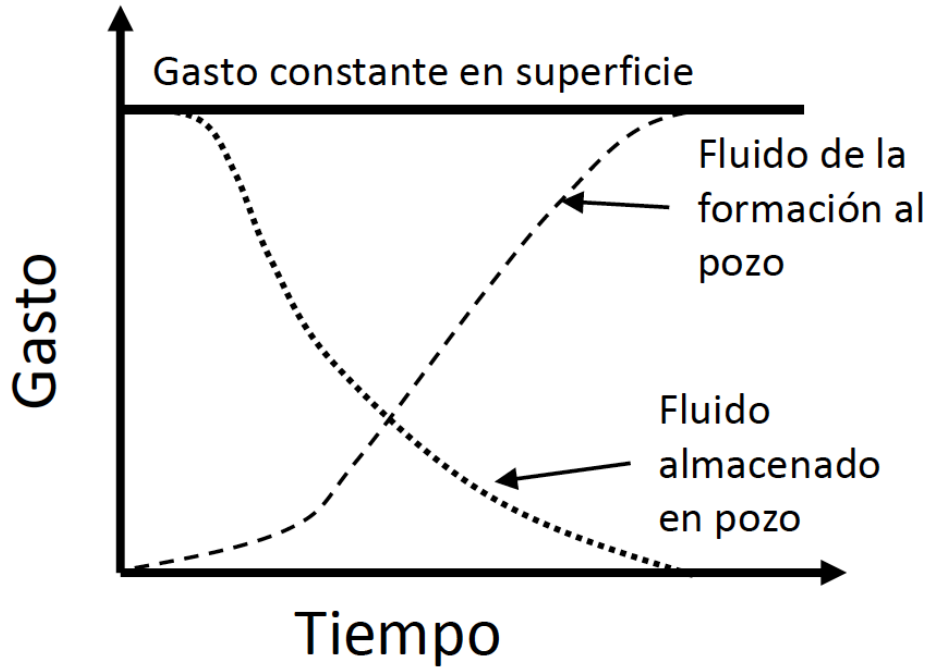


Figura 5-6: Conceptualización del almacenamiento del pozo en una prueba de decremento y en una prueba de incremento, (Lee John, 2003)

Muchos pozos incluso tienen una zona con permeabilidad alterada cerca de ellos, conocida como zona de daño; esto puede ser resultados de la perforación, por la terminación del mismo o porque ha sido estimulado con ácidos o con fracturamiento hidráulico. Un valor positivo del daño nos indicará que está dañado o que hubo una reducción de la permeabilidad, mientras que un valor negativo indica que hubo un incremento de permeabilidad, resultado de una acidificación o de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Si la formación cercana del pozo no está dañada ni estimulada, el factor de daño será cero.

A tiempos cortos, tanto como la matriz como la fractura están produciendo, pero la tasa de variación de presión es más rápida en el sistema de fracturas que en los bloques de la matriz. Por lo que la primera respuesta observada está en la región transitoria. Posteriormente se alcanza el comportamiento homogéneo correspondiente al sistema total.

5.2.2 Tiempos medios

La presión transitoria se ha movido a la formación que no está dañada. Una línea recta, cuya pendiente es relativa al efecto de la permeabilidad durante la fase de flujo, usualmente ocurre durante este periodo. A menudo este periodo está referenciado a la región de tiempos medianos y la línea recta es llamada “Línea recta semilogarítmica correcta”, (Lee, 2003). Sin embargo, esto es para los Métodos de Línea Recta (semilogarítmicos), pero podemos apreciar esta misma línea en los métodos log-log. La Figura 5-7, muestra el comportamiento de los tiempos medios en un gráfico semilogarítmico y cómo se representaría en un gráfico log-log.

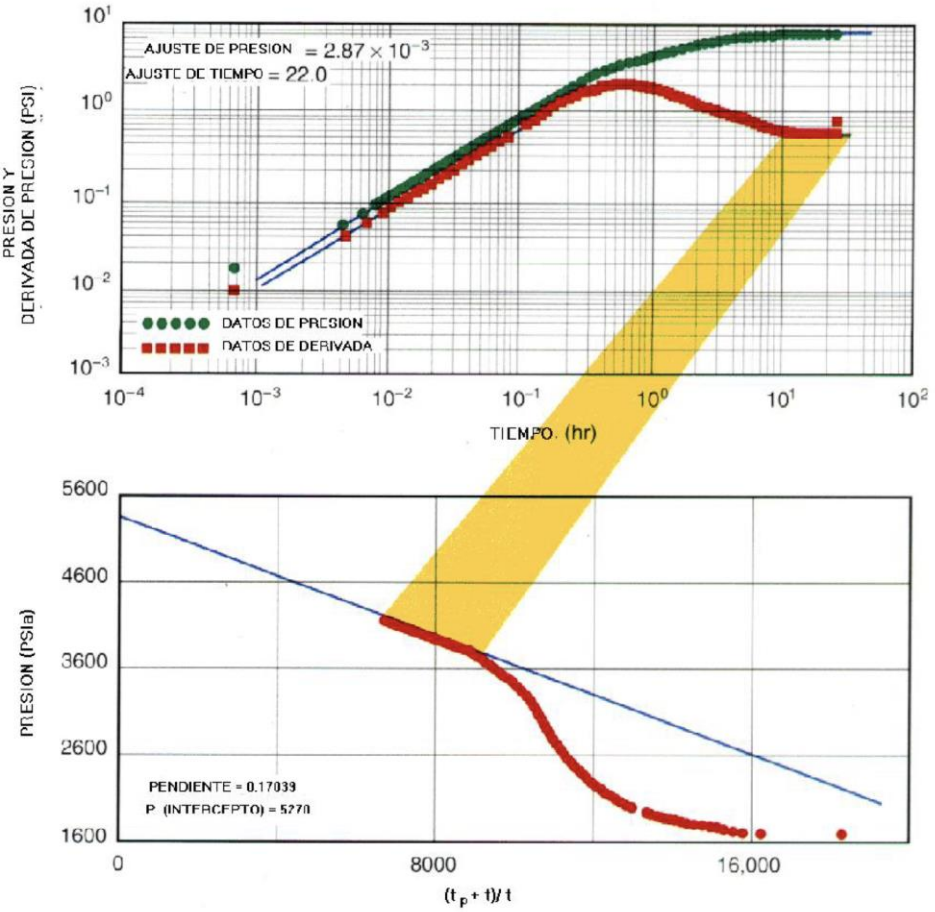


Figura 5-7: Prueba de validación. Utilizando gráfico de diagnóstico log-log y gráfico semilogarítmico (Valencia, 2008).

Se puede observar que a tiempos cortos se presenta el efecto de almacenamiento, y posteriormente el flujo radial transitorio. Debemos resaltar que una vez que termina el efecto de almacenamiento (pendiente unitaria), el flujo radial caracterizado por una pendiente igual a cero tiende a ser constante. Por lo que los yacimientos homogéneos se identifican si hay una línea recta en la derivada de la presión, flujo radial de pendiente cero, que no presenta irregularidades considerables. Estas irregularidades se pueden presentar como valles, en forma de V o U (Figura 5-8). Si encontramos estas irregularidades, estaríamos hablando de un yacimiento de doble o triple porosidad. (Valencia, 2008). Sin embargo, es importante resaltar que, en este tipo de yacimientos, tenemos dos coeficientes importantes, el coeficiente de almacenamiento ω y el coeficiente de transmisibilidad λ. Estos parámetros pueden generar comportamientos característicos en los gráficos de análisis. Con estas características se refiere a la longitud o profundidad que tenga la zona de transición o el valle. Ya que si el valor de ω se aproxima a 1, la profundidad del valle tenderá a ser menor, pero su longitud aumentará, por lo que podríamos interpretarlo erróneamente como un yacimiento homogéneo. De igual manera, si el valor de ω se aleja de 1, la profundidad del valle será mucho mayor y su longitud tiende a disminuir. En el caso del parámetro de flujo interporoso λ, el valle tiene a presentarse recorrido hacia la izquierda, debido a que el flujo de matriz-fractura se presenta tempranamente, de igual manera el valle tiende a presentarse recorrido hacia la derecha, debido a que el flujo interporoso es lento.

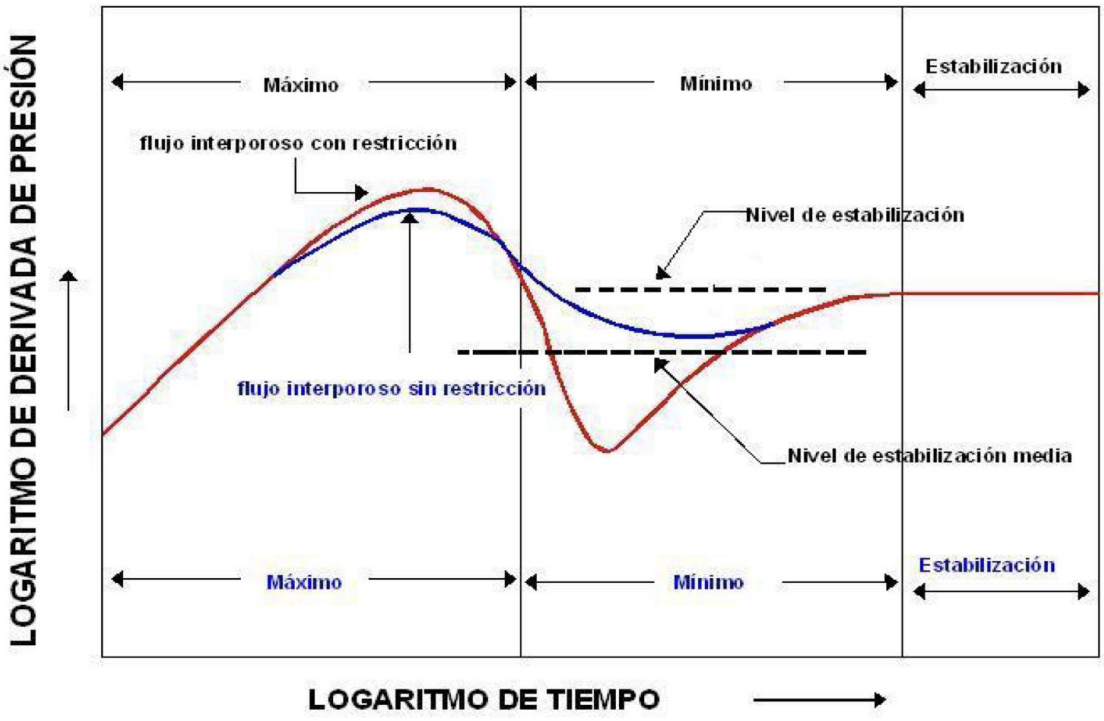


Figura 5-8: Comportamiento de un yacimiento de doble porosidad, gráfico de la derivada (Valencia, 2008).

En tiempos medios podemos observar el comportamiento homogéneo del medio más permeable. Además, también se puede representar el comportamiento del sistema total, en otras palabras, podemos decir que hay una estabilización y nos puede dar información del flujo interporoso. Sin embargo, es importante mencionar que también se puede observar si hay algún comportamiento de doble porosidad. La derivada nos proporcionará un medio eficiente para identificar sistemas de doble porosidad de los datos de las pruebas de presión, si se tiene una curva apropiada de la derivada. La principal limitación será la calidad de los datos disponibles.

5.2.3 Tiempos tardíos

La presión transitoria se encuentra con los límites del yacimiento, con los efectos de interferencia de otros pozos produciendo o por los cambios en las propiedades del yacimiento. La curva de la prueba de flujo se deriva de la línea recta establecida durante la región de tiempos medios.

Cabe mencionar que la presencia de una frontera o el límite de yacimiento en la derivada de presión se aprecia después del periodo transitorio, de igual manera no importa si se trata de un yacimiento homogéneo, naturalmente fracturado o naturalmente fracturado vugular. Puede darse una tendencia hacia arriba o hacia abajo a tiempos tardíos si el yacimiento está limitado.

5.3 Análisis de pruebas de presión para YNF

El yacimiento naturalmente fracturado comprende tres tipos de medios: la matriz, los vúgulos y la fractura. La matriz es aquella que se representa en forma de bloques, laminado o esférico. Es importante mencionar que hay dos formas para describir el flujo entre la matriz y la fractura, que son el flujo pseudoestacionario y transitorio (Bourdet, 2002).

En la Figura 5-9, podemos observar la respuesta teórica de la derivada de la presión y la presión en un pozo de un yacimiento de doble porosidad. Se muestra que, a tiempos cortos, las fracturas contribuyen al flujo y se genera una respuesta de yacimiento homogéneo, en otras palabras, podemos ver la respuesta de un solo medio de fracturas. Además, hay un valle que se desarrolla en un periodo de transición de los medios que conforman yacimientos (matriz-fractura), este valle representa la respuesta en la derivada, posteriormente se muestra que el flujo interporoso alcanza un estado estacionario, que corresponde al coeficiente de almacenamiento (matriz y fractura) permitiendo observar la permeabilidad de la fractura.

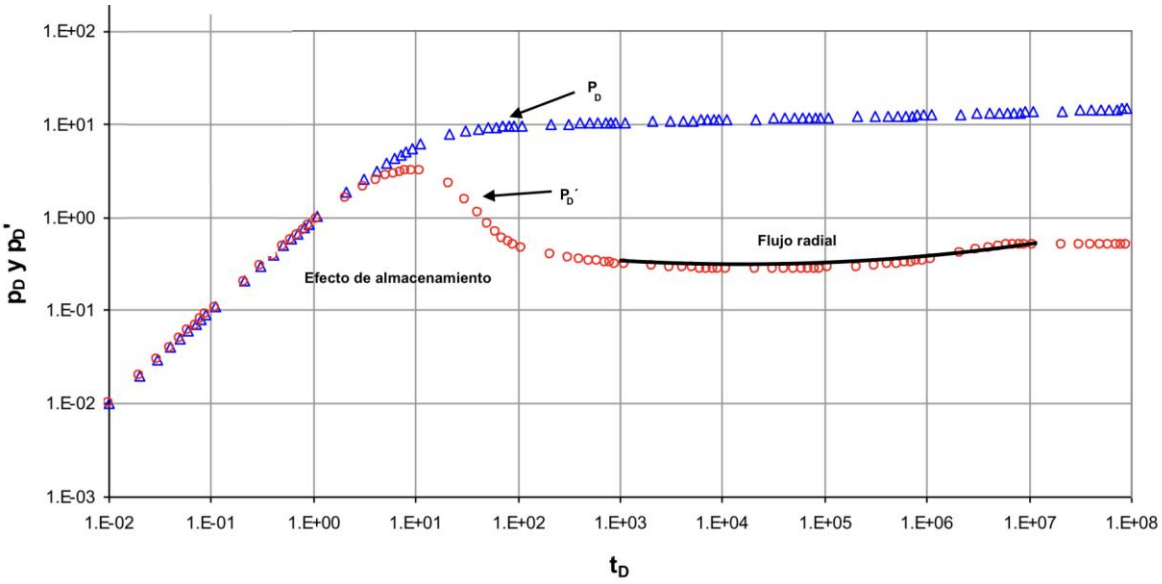


Figura 5-9: En la función derivada se puede observar el fenómeno de flujo y frontera que se presentan el pozo y en el yacimiento (Fuentes Cruz, Camacho Velázquez, & Vásquez Cruz, 2011).

La Figura 5-10, muestra el comportamiento teórico de la derivada de la presión y la presión de un yacimiento homogéneo, el cual depende de las condiciones que existan en el yacimiento, observamos el flujo radial con pendiente igual a cero en una gráfica doble logarítmica.

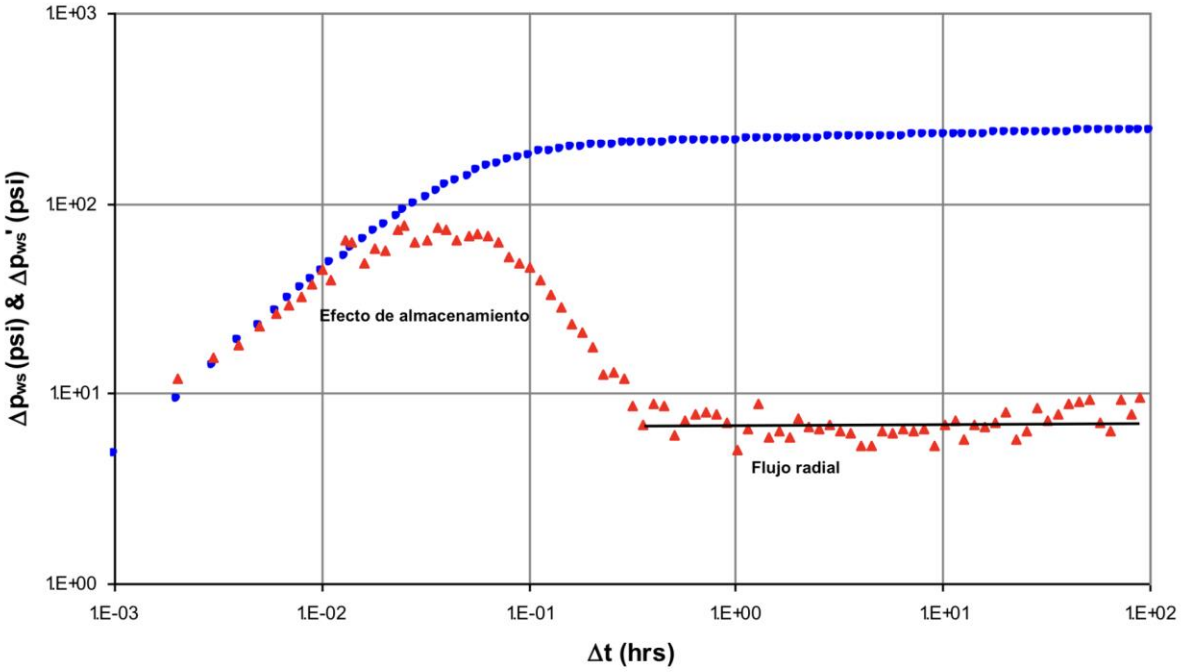


Figura 5-10: La línea recta se mantiene en los yacimientos homogéneos, casi sin ninguna irregularidad considerable (Fuentes Cruz, Camacho Velázquez, & Vásquez Cruz, 2011)

5.3.1 Modelos de doble y triple porosidad

5.3.1.1 Modelos de doble porosidad

5.3.1.1.1 Modelo de Warren y Root (1963)

El modelo de Warren y Root es conocido como el modelo del estado pseudoestacionario, el cual se establece en la matriz en respuestas de cambios de presión en las fracturas. Es una forma simplificada del modelo de doble porosidad en el cual se intenta resolver la ecuación de difusión dentro de bloques individuales, que representan el medio poroso fracturado. Representaron matemáticamente a un yacimiento naturalmente fracturado o de doble porosidad, por medio de un modelo que consistió en la superposición de dos sistemas poroso con diferentes características.

La porosidad de la matriz en el modelo, se llama porosidad primaria, mientras que la red de fracturas, vúgulos, etc. se llama porosidad secundaria. La matriz se considera como de capacidad alta de almacenamiento y permeabilidad baja, mientras que las fracturas se consideran con capacidad baja de almacenamiento y permeabilidad alta.

Se considera que el flujo hacia el pozo ocurre en la red de fracturas mientras que la matriz continuamente alimenta al sistema de fracturas bajo condiciones de flujo pseudoestacionario. Bajo condiciones de régimen transitorio, la respuesta de la presión se ha desarrollado como función de dos nuevos parámetros adimensionales que son λ y ω.

Donde λ es el coeficiente de flujo interporoso, es decir la facilidad con que la matriz aporta fluido a las fracturas y ω es el coeficiente de almacenamiento, es una medida de la capacidad de almacenamiento que tienen las fracturas.

El modelo matemático es la ecuación de continuidad para un dominio fracturado (Ecuación 5.12), en 2D y un fluido ligeramente compresible, (Warren & Root, 1963):

$$\frac{K_{fx}}{\mu}\frac{\partial^2_{P_f}}{\partial_{x^2}} + \frac{K_{fy}}{\mu}\frac{\partial^2_{P_f}}{\partial_{y^2}} - \varphi_m C_m \frac{\partial_{P_m}}{\partial_t} = \varphi_f C_f \frac{\partial_{P_f}}{\partial_t} \quad \ldots\ldots \text{(5-12)}$$

Donde:

K_f= permeabilidad en fractura

K_m= permeabilidad en matriz

φ_f= porosidad en fractura

φ_m=porosidad en matriz

C_f= compresibilidad en fractura

C_m=compresibilidad en matriz

Las coordenadas *x, y* son los ejes principales de permeabilidad. Podemos observar que la ecuación es similar a la ecuación de continuidad para un sistema homogéneo. De acuerdo con Warren y Root, si el estado pseudoestacionario existen en la matriz, la ley de Darcy es aplicable y la Ecuación 5-13 es válida para cada punto en el sistema de matriz:

$$\varphi_m C_m \frac{\partial_{P_m}}{\partial_t} = \frac{\alpha K_m}{\mu}\left(P_f - P_m\right) \quad \ldots\ldots \text{(5-13)}$$

Las Ecuaciones 5-12 y 5-13 definen el modelo completo de doble porosidad para flujo monofásico. Debemos recordar que la Ecuación 5-12 gobierna el flujo de fluidos en el sistema fracturado y la Ecuación 5-13, al sistema de matriz.

El parámetro α en la Ecuación 5-13, se define como el factor de forma que refleja la geometría y controla el flujo entre dos medios porosos. Warren y Root establecieron la definición siguiente para bloques de matriz cúbicos mediante la Ecuación 5-14:

$$\alpha = \frac{4j(j+2)}{L^2} \text{ …… (5-14)}$$

Donde

L= longitud característica de bloque de matriz

j= número de conjunto de planos normales que limitan el medio menos permeable

Aplicando la ecuación de difusividad para un yacimiento con la geometría del modelo planteado por Warren y Root, se obtienen las siguientes ecuaciones en forma radial adimensional:

$$\frac{\partial^2 P_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D}\frac{\partial P_{fD}}{\partial r_D} = (1-\omega)\frac{\partial P_{mD}}{\partial t_D} + \omega\frac{\partial P_{fD}}{\partial t_D} \text{ …… (5-15)}$$

Donde:

$\lambda = \frac{\alpha K_m r_w^2}{k_f}$ …… (5-16)

$\omega = \frac{\varphi_f C_f}{(\varphi_m C_m + \varphi_f C_f)}$ …… (5-17)

$P_D = \left(\frac{2\Pi k_f h}{q\mu}\right)[P_i - p(r,t)]$…… (5-18)

$r_D = \frac{r}{r_w}$ ……. (5-19)

$t_D = \frac{k_f t}{[(\varphi_m C_m + \varphi_f C_f)\mu r_w^2]}$ …… (5-20)

P_{fD} y P_{mD}son las presiones adimensionales en matriz y fractura.

En este modelo se considera que el flujo de fluidos de la matriz al sistema de fracturas es proporcional a la diferencia de presión entre los dos medios. Warren y Root concluyeron que los parámetros λ y ω son suficiente para describir el comportamiento de doble porosidad.

5.3.1.1.2 Modelo de Adams et. al (1968)

Este modelo se basa en asumir que las fracturas son el medio conductor por el que el fluido se mueve hacia el pozo. El pozo se comunica con el yacimiento vía matriz-fractura. Esto es razonable cuando la permeabilidad de la matriz es muy baja. Adams consideró que el pozo produce en dos regiones concéntricas, circulares y cilíndricas.

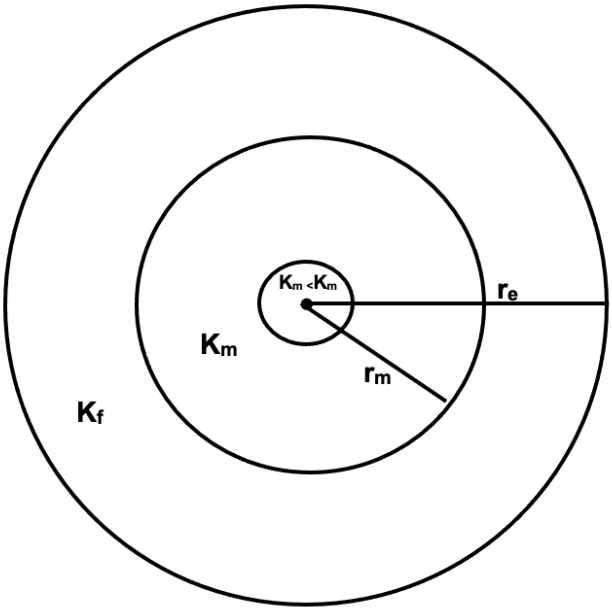


Figura 5-11: Idealización de un yacimiento con doble porosidad.

En la Figura 5-11 podemos observar una región interna simulando la matriz con el radio, r_m, y la permeabilidad de la matriz, k_m, en la otra región se considera como matriz y fractura donde predomina la permeabilidad de la fractura $k_m < k_f$. La porosidad y almacenamiento de ambas regiones son igual al centro del pozo produciendo de radio r_w el cual está en el centro del cilindro.

Según Hurst, en 1960, la caída de presión $\Delta P = P_i - P_{wf}$ que se observa en un pozo productor en periodo transitorio produciendo a gasto constante para un yacimiento con pruebas de incremento, se define mediante la Ecuación 5-21:

$$P_i - P_{wf} = \frac{70.6qB\mu}{K_m h}\left\{-E_i\left(-\frac{948\varphi\mu C_t r_m^2}{k_m t}\right) - \frac{k_m}{K_f}\left(\frac{948\varphi\mu C_t r_m^2}{k_f t}\right) + 2s\right\} \ldots\ldots \text{(5-21)}$$

5.3.1.1.3 Modelo de Streltsova (1983)

Strelsova asume que el gasto de flujo para matriz a fracturas es proporcional al promedio de gradiente de presión a través de la matriz y que el flujo de matriz a la fractura es vertical. Desde que el gradiente de presión está dado por $d^2\Delta P_m/dz^2$, y el flujo es una función para $d\Delta P_m/dt$ la distribución de la presión desde la matriz está definida mediante la Ecuación 5.-22:

$$\frac{\partial^2 \Delta P_m}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta_m}\frac{\partial \Delta P}{\partial t} \text{ ..... (5-22)}$$

Considerando la Ecuación 5-23 y la Ecuación de Warren y Root (5-15), Streltsova asume que la Ecuación anterior 5-22, es una ecuación diferencial la cual describe el flujo radial a través de las fracturas argumentada por el flujo de la matriz V_m está dada por:

$$\frac{\partial^2 \Delta P_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial \Delta P_f}{\partial t} + \frac{V_m}{T} \text{ ..... (5-23)}$$

Donde:

T= Transmisibilidad efectiva del yacimiento naturalmente fracturado, $k_f h_t/\mu$, md-ft/cp

h_t= espesor, ft

η_f= difusividad hidráulica de la fractura. 2.64x10-4 $k_f/(\mu\varphi_f C_f)$, ft2/hr

V_m= flujo de matriz-fractura por unidad de área de la interface de matriz-fractura por unidad de tiempo $\frac{K_m}{\mu}\frac{\partial \Delta P}{\partial z}$ para z=0

Basándonos en la solución de la Ecuación 5-23, Streltsova concluye que se puede dar una curva para P_{wf} contra tiempo en una gráfica semi-log siendo una línea recta de pendiente “m” en un pozo productor de un YNF a gasto constante dada la Ecuación 5-24:

$$m = \frac{162.2qB\mu}{k_f h_t} \text{ ..... (5-24)}$$

Cinco Ley y Samaniego en 1985, suponen que el fluido se transfiere solo a través de la red de fracturas, y que este flujo obedece a la Ley de Darcy, así como que los gradientes de presión son pequeños y los efectos de gravedad son despreciables.

Dichos autores concluyeron que el uso del modelo de Warren y Root se justifica considerando una zona dañada entre los bloques de matriz y fracturas. Concluyeron también que el comportamiento de un pozo en un sistema de tamaño de bloque múltiple presenta el comportamiento clásico de doble porosidad.

5.3.1.2 Modelos de triple porosidad

5.3.1.2.1 Modelo de Camacho Velázquez (2005)

Camacho et al., presentaron un nuevo modelo para yacimientos con porosidad alta, principalmente porosidad vugular en yacimientos naturalmente fracturados vugulares. El modelo considera la presencia de tres medios continuos que consisten de:

- Fracturas altamente permeables
- Matriz con permeabilidad baja
- Vúgulos (o cavidades) que pueden tener permeabilidad alta

Para este modelo, además de las fracturas, los vúgulos también realizan el flujo global del yacimiento, pero también sirven de medio de almacenaje al igual que la matriz.

El modelo de Camacho, tiene la variación de considerar dos variantes para la interacción de los vúgulos con el medio poroso. La primera variación llamada modelo de triple porosidad-permeabilidad única, en la cual solo se toma en cuenta a las facturas como medio de flujo, y los vúgulos solo tienen el papel de almacenaje de fluidos, ya que no se encuentran conectados entre sí, es decir son vúgulos aislados. También se considera a la red de vúgulos como el medio de flujo primario en lugar de las fracturas. En la segunda variación, los vúgulos están en contacto y son tratados como fracturas, por lo tanto, representan un segundo medio de transporte de fluidos hacia el pozo. A esta variación se le conoce como modelo de triple porosidad-doble permeabilidad.

El modelo hace una referencia en la clasificación de los vúgulos. Los vúgulos en contacto pueden tratarse como fracturas y los vúgulos aislados se consideran como parte de la matriz (Figura 5-12). Sin embargo, al hacer estas suposiciones, una de las dificultades de este modelo es determinar el porcentaje de vúgulos conectados a las fracturas y los vúgulos conectados a la matriz.

Una de las bases para el uso de la doble permeabilidad, se debe a que en algunos yacimientos es importante, ya que hay casos donde es más importante que la permeabilidad de la fractura. Es común encontrar vúgulos de 3 a 5.5 Darcies (Camacho, 2005).

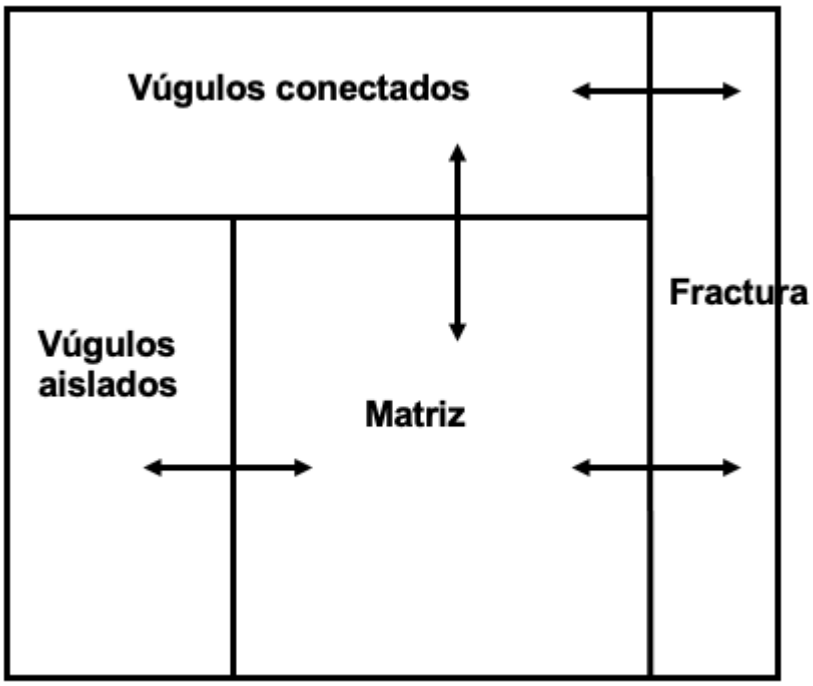


Figura 5-12: Conceptualización del modelo de triple porosidad. Los vúgulos en contacto pueden ser interpretados como fracturas y los aislados como parte de la matriz (Modificado de Camacho, 2002).

El modelo permite una interacción entre matriz, fracturas y vúgulos, pero que incluye la posibilidad de tener flujo primario a través del sistema de vúgulos en adición al existente en el sistema de fracturas. El modelo de triple porosidad, se propone usando la aproximación de flujo interporoso pseudoestacionario (la transferencia de fluido entre el sistema matriz-vúgulo-fractura es directamente proporcional a la diferencia en el promedio de volumen macroscópico de la presión de matriz, vúgulo y fractura). Este modelo permite una interacción entre matriz, vúgulos y el sistema de fracturas.

Considerando una simetría cilíndrica, la ecuación diferencial para las fracturas, usando variables adimensionales, para el modelo de triple porosidad-doble permeabilidad se define mediante las siguientes expresiones:

$$k\frac{1}{r_D}\frac{\partial}{\partial r_D}\left(r_D\frac{\partial P_{Df}}{\partial r_D}\right)+\lambda_{mf}\left(P_{Dm}-P_{Df}\right)+\lambda_{vf}\left(P_{Dv}-P_{Df}\right)=\omega_f\frac{\partial P_{Df}}{\partial t_D} \text{ ..... (5-25)}$$

Para los bloques de matriz la ecuación es:

$$-\lambda_{mv}(P_{Dm}-P_{Dv})-\lambda_{mf}\left(P_{Dm}-P_{Df}\right)=\left(1-\omega_f-\omega_v\right)\frac{\partial P_{Dm}}{\partial t_D}\text{.....} \quad (5\text{-}26)$$

Para los vúgulos la ecuación es:

$$(1-k_r)\frac{1}{r_D}\frac{\partial}{\partial r_D}\left(r_D\frac{\partial P_{Dv}}{\partial r_D}\right)+\lambda_{mv}(P_{Dm}-P_{Dv})-\lambda_{mf}\left(P_{Dv}-P_{Df}\right)=\omega_v\frac{\partial P_{Dv}}{\partial t_D}$$ ..... (5-27)

Las variables adimensionales a utilizar son:

$$P_{Dj}=\frac{2\Pi\left(k_f+k_v\right)_r h(p_i-p_j)}{q\mu B_o}$$ ..... (5-28)

Donde j = fracturas o vúgulos

$$t_D=\frac{\left(k_f+k_v\right)_r t}{[(\varphi_f C_f+\varphi_m C_m+\varphi_v C_v)\mu r_w^2]}$$ ..... (5-29)

Los términos que se utilizan para las ecuaciones son:

$$\lambda_{mf}=\frac{\sigma_{mf}k_m r_w^2}{\left[k_f+k_v\right]_r}$$ ..... (5-30)

$$\lambda_{mv}=\frac{\sigma_{mv}k_m r_w^2}{\left[k_f+k_v\right]_r}$$ ..... (5-31)

$$\lambda_{vf}=\frac{\sigma_{vf}k_{vf} r_w^2}{\left[k_f+k_v\right]_r}$$ ..... (5-32)

$$k=\frac{k_f}{\left(k_f+k_v\right)}$$ ..... (5-33)

Donde $k_{vf}=k_v$si $p_v>p_f$, y por otra parte $k_{vf}=k_f$. Por otro lado, σ_{ij} es el factor de forma de flujo interporoso entre el medio i y j. Las relaciones de almacenamiento para las fracturas y vúgulos son:

$$\omega_f=\frac{\varphi_f C_f}{\varphi_f C_f+\varphi_m C_m+\varphi_v C_v}$$ ..... (5-34)

$$\omega_v=\frac{\varphi_v C_v}{\varphi_f C_f+\varphi_m C_m+\varphi_v C_v}$$ ..... (5-35)

A partir de las ecuaciones de flujo en matriz y fractura, se exponen las soluciones para las dos variaciones del modelo de Camacho:

5.3.1.2.2 Modelo de triple porosidad-permeabilidad única para yacimiento infinito

Esta variación del modelo considera el caso en el cual hay solo flujo primario a través del sistema de fractura, $k=1$. Se considera un yacimiento que se comporta como infinito. La solución general se obtiene aplicando la Transformada de Laplace a las Ecuaciones 5-25, 5-26 y 5-27 e integrándolas dentro de la ecuación para fracturas:

Solución para el sistema de fracturas:

$$\underline{P}_{Df} = \frac{k_0[\sqrt{g(u)r_D}]}{\left\{u\sqrt{g(u)k_1[\sqrt{g(u)}]}\right\}} \ldots\ldots \text{(5-36)}$$

Si se considera el efecto de almacenamiento y daño, la solución para la presión en el fondo del pozo es la siguiente:

$$\underline{P}_{wD} = \frac{k_0[\sqrt{g(u)}]+s\sqrt{g(u)}k_1[\sqrt{g(u)}]}{u(\sqrt{g(u)}k_1[\sqrt{g(u)}]+C_D u)\{k_0[\sqrt{g(u)}]+s\sqrt{g(u)}k_1[\sqrt{g(u)}]\}} \ldots\ldots \text{(5-37)}$$

Donde:

$$g(u) = \lambda_{mf}(1 - [\lambda_{mv}b_1\lambda_{mf}b_3 + u(\lambda_{mv}b_2 + \lambda_{mf}b_4) + u^2\lambda_{mf}b_5/\{b_3(\lambda_{mv} + \lambda_{mf})$$
$$+u[(\lambda_{mv} + \lambda_{mf})b_4 + (1 - \omega_f - \omega_v)b_3] + u^2[(\lambda_{mv} + \lambda_{mf})b_5 + (1 - \omega_f - \omega_v)b_4]$$
$$+u^3(1 - \omega_f - \omega_v)b_5\}) + \lambda_{mf}\left(1 - \frac{b_1b_2u}{b_3+b_4u+b_5u^2}\right) + \omega_f u \ldots\ldots \text{(5-38)}$$

La Ecuaciones 5-36 y 5-37, son las encargadas de modelar el comportamiento de la presión a través de un medio naturalmente fracturado vugular, en el cual el flujo primario sucede únicamente a través de las fracturas.

En el modelo, el comportamiento observado en las gráficas log-log, es también de dos valles, que corresponde a los flujos interporosos que ocurren en el yacimiento. La Figura (5-13), muestra algunas curvas de la respuesta típica en el comportamiento de la presión en donde no se consideran vúgulos conectados.

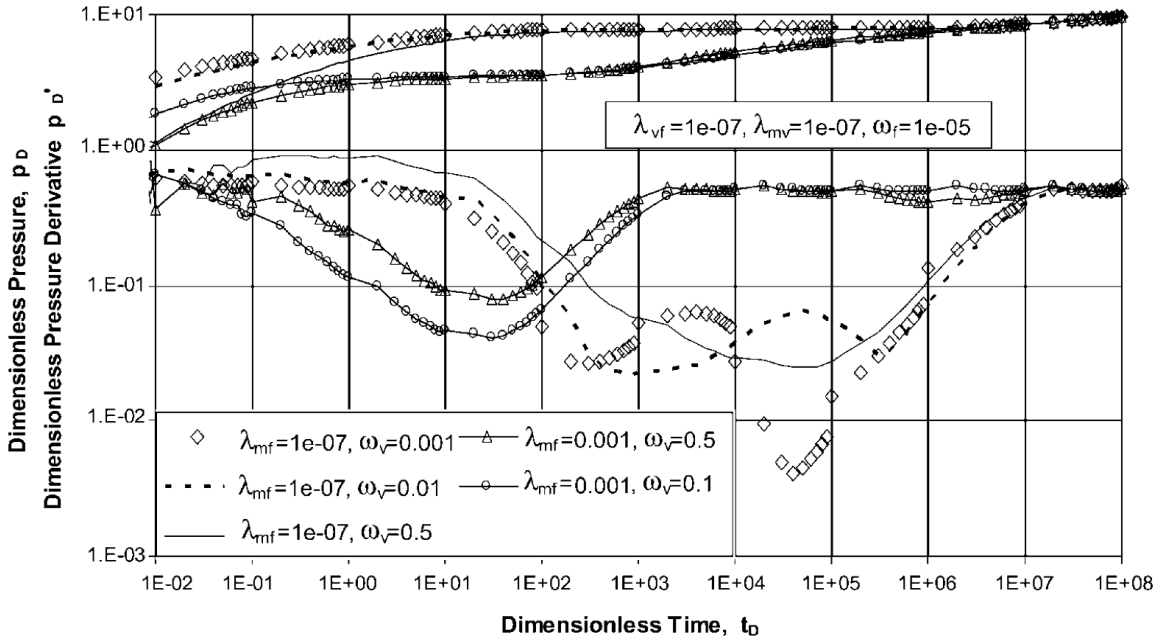


Figura 5-13: Comportamiento de una curva tipo transitoria para vúgulos no conectados y gasto constante (Camacho, 2005).

En la Figura (5-14) se varían los parámetros de λ_{vf} y ω_f con $\lambda_{mf} = 10^{-7}$. En ambas figuras podemos observar que hay un cambio de pendiente durante el periodo de transición, que no se presenta en las Curvas Tipo de doble porosidad.

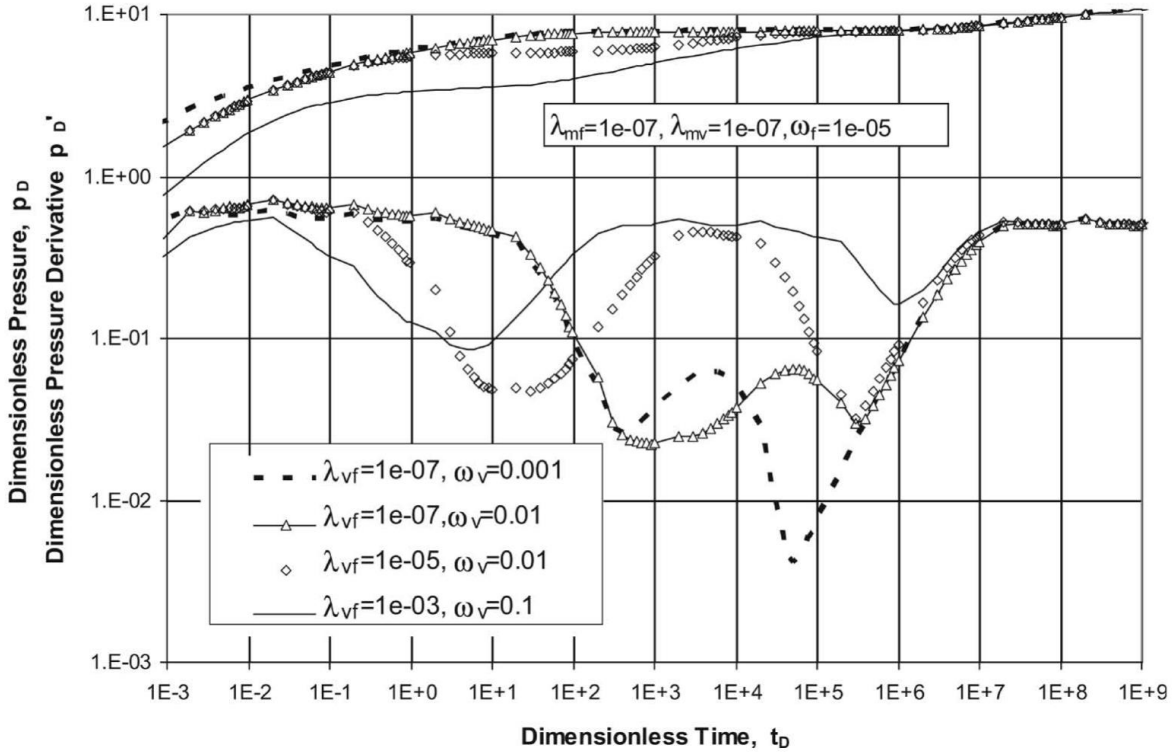


Figura 5-14: Comportamiento de una curva tipo transitoria para vúgulos no conectados y gasto constante (Camacho,2005)

5.3.1.2.3 Modelo de triple porosidad-doble permeabilidad para yacimiento infinito

Considerando el caso donde existe flujo primario a través del sistema de fracturas y la red de vúgulos $(0 < k < 1)$, se aplica la Transformada de Laplace a las Ecuaciones 5-25, 5-26 y 5-27 e integrando la ecuación de matriz dentro de las ecuaciones para fractura y matriz se obtiene:

Solución para el sistema de fracturas:

$$\underline{P_{Df}} = C_1 A_1 K_0(\alpha_1 r_D) + C_2 A_2 K_0(\alpha_2 r_D) \ldots. \text{(5-39)}$$

Solución para sistema de vúgulos:

$$\underline{P_{Dv}} = C_1 K_0(\alpha_1 r_D) + C_2 K_0(\alpha_2 r_D) \ldots.. \text{(5-40)}$$

Realizando las consideraciones y sustituciones pertinentes se obtiene la equivalencia para la solución de presión en el fondo del pozo:

$$\underline{P}_{wD|C_D=0} = C_1 K_0(\alpha_1) + C_2 K_0(\alpha_2) + s_v[C_1 \alpha_1 k_1(\alpha_1) + C_2 \alpha_2 K_1(\alpha_2)] \text{ …. (5-41)}$$

Para incluir el efecto de almacenamiento, la ecuación siguiente puede usarse:

$$\underline{P}_{wD} = \frac{1}{(u^2 C_D + 1/\underline{P}_{wD|C_D=0})} \text{…. (5-42)}$$

Las Ecuaciones 5-39, 5-40 y 5-42 son las encargadas de modelar el comportamiento de la presión a través de un medio naturalmente fracturado vugular, en el cual el flujo primario sucede a través de las fracturas como los vúgulos.

En la Figura (5-15) se puede observar para el modelo de doble permeabilidad, el comportamiento observado en las gráficas doble logarítmicas, se parece al utilizado para el modelo de una sola permeabilidad, con la diferencia de que el comportamiento de doble valle es menos aparente para este caso. Se muestran las curvas tipos para vúgulos conectados con $\lambda_{mv} = 10^{-8}$, $\omega_f = \omega_v = 10^{-3}$ y $\lambda_{mf} = 10^{-5}$, sin efecto de almacenamiento, ni de daño en el pozo. Se presentan las curvas para diferentes valores de λ_{mf} y para tres valores de k. Se observa que como el parámetro k está más cerca de los valores de 0.5, los cambios de pendiente durante el periodo de transición se vuelven más pequeños. El comportamiento de doble pendiente para algunos casos es muy parecido al de un yacimiento naturalmente fracturado, mostrando solo una pendiente. En el caso donde el valor de $\lambda_{mv} = 1x10^{-7}$ y $k = 1$, el flujo primario del yacimiento se da principalmente a través de los vúgulos, mientras que para el caso de $\lambda_{mf} = 0.001$ y $k = 1$, el flujo primario del yacimiento es principalmente a través de las fracturas.

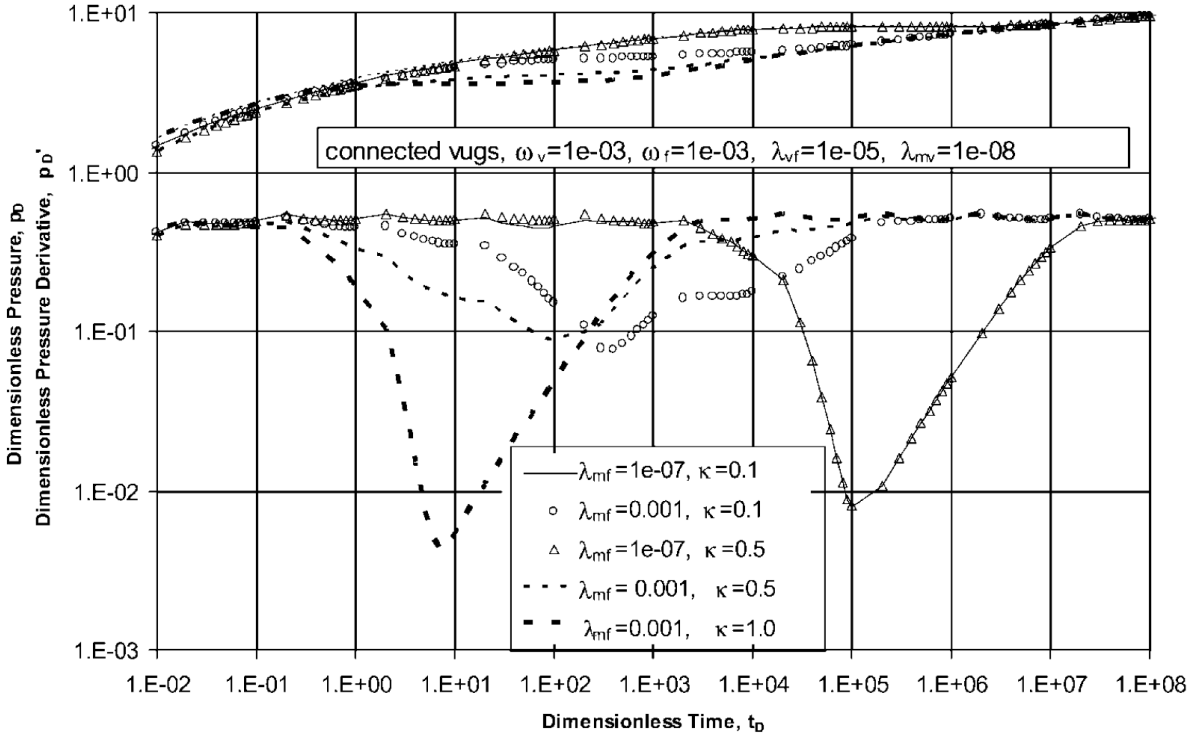


Figura 5-15: Comportamiento transitorio del pozo, considerando vúgulos conectados y vúgulos aislados con gasto constante (Camacho, 2005).

El uso de estos métodos de triple porosidad combinados con las Curvas Tipo, representan una atractiva posibilidad de obtener la distribución de porosidad entre fracturas, vúgulos y matriz, así como obtener su interacción. Es importante porque la información de los núcleos, subestima la permeabilidad de las zonas vugulares y a la vez estas zonas no son siempre identificadas por los registros convencionales (Camacho, 2005)

5.3.1.2.4 Modelo de Yu-Shu-Wu (2007)

Se presentó un modelo de triple porosidad para el flujo de una sola fase para un sistema de matriz fracturada que incluye cavidades dentro de la roca. Este modelo se considera una variación del modelo de doble porosidad de Warren y Root. En este modelo se considera la presencia de tres medios continuos:

- Fracturas altamente permeables
- Matriz con permeabilidad baja
- Vúgulos o cavidades

En este modelo, las fracturas son las encargadas del flujo global del yacimiento, mientras que la continuidad de vúgulos y matriz, proveen solo el espacio del almacenamiento. Con estas suposiciones, el modelo matemático es desarrollado en el espacio de Laplace para flujo transitorio hacia un pozo en un yacimiento infinito y finito. Además de que se incluye el factor de almacenamiento y daño. La Figura 5-16 nos muestra la conceptualización del modelo, mostrando que los vúgulos están indirectamente conectados a las fracturas a través de pequeñas fracturas o microfracturas. Para los vúgulos que están indirectamente conectados a las fracturas, se les considera como parte de la continuidad de fractura. Específicamente, se conceptualiza el sistema matriz-fracturas-vúgulos como: fracturas grandes globalmente conectadas, varios tamaños de vúgulos, localmente conectados a las fracturas, esto por medio de microfracturas o a través de la matriz, y matriz de roca, el cual puede contener un número de cavidades, localmente conectadas a grandes fracturas o vúgulos. Además, se asume que el flujo pseudoestacionario ocurre entre la continuidad de fractura y matriz (F-M), entre la continuidad vugular y la de matriz (V-M).

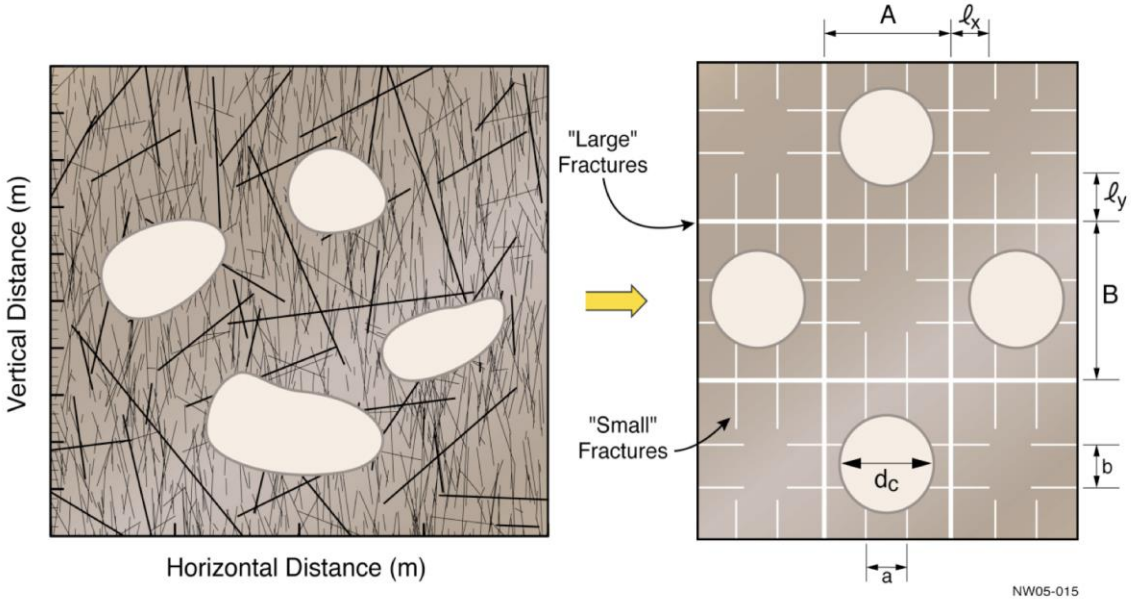


Figura 5-16: Conceptualización del modelo de triple porosidad con vúgulos indirectamente conectados a las fracturas a través de microfracturas (Yu-Shu-Wu, 2007)

Al igual que Warren y Root con su modelo en 1963, los cuales caracterizaron al medio poroso mediante dos parámetros, llamados coeficiente de flujo interporoso λ y

coeficiente de almacenamiento ω, el modelo de Yu-Shu-Wu también utiliza estos parámetros, pero a diferencia de los autores antes mencionados, establece que el flujo en un yacimiento de triple continuidad es caracterizado por cinco parámetros adimensionales: 2 ω's y 3 λ's.

Coeficiente de flujo interporoso F-M	$\lambda_{fm} = \frac{\alpha_{fm} r_w^2 k_m}{k_f}$
Coeficiente de flujo interporoso F-V	$\lambda_{fv} = \frac{\alpha_{fv} r_w^2 k_v}{k_f}$
Coeficiente de flujo interporoso V-M	$\lambda_{vm} = \frac{\alpha_{vm} r_w^2 k_m}{k_f}$
Coeficiente de almacenamiento F	$\omega_f = \frac{\varphi_f C_f}{\varphi_m C_m + \varphi_v C_v + \varphi_f C_f}$
Coeficiente de almacenamiento V	$\omega_v = \frac{\varphi_v C_v}{\varphi_m C_m + \varphi_v C_v + \varphi_f C_f}$
Coeficiente de almacenamiento M	$\omega_m = \frac{\varphi_m C_m}{\varphi_m C_m + \varphi_v C_v + \varphi_f C_f}$

Tabla 5-3: Coeficientes de flujo interporoso y de almacenamiento utilizados en el modelo de Yu-Shu-Wu.

Con las suposiciones anteriores, se procede a describir el modelo de triple porosidad en el espacio de Laplace. Para el desarrollo del modelo, es necesario aplicar las condiciones iniciales y de frontera.

La condición inicial P_i se asume como uniforme para los tres medios a través del yacimiento:

$$\underline{P}_{Df}(r_D, 0) = \underline{P}_{Dv}(r_D, 0) = \underline{P}_{Dm}(r_D, 0) = P_i \quad \text{..... (5-43)}$$

La condición de frontera externa se asume que permanece a la misma presión constante para un sistema radial infinito:

$$\underline{P}_{Df}(r_D = \infty, s) = 0 \text{ …. (5-44)}$$

La condición de frontera interna, es aquella condición en el pozo $(r = rw)$ definida por un gasto constante de flujo volumétrico q, impuesta al pozo en condiciones de superficie.

$$\underline{P}_{Df} = \left[\underline{P}_{Df} - s \frac{d\,\underline{P}_{Df}}{dr_D} \right]_{rD=1} \text{ ….. (5-45)}$$

$$C_d S \underline{P}_{Dwf} - \left(\frac{\partial P_{Df}}{\partial r_D} \right)_{rD} = \frac{1}{s} \text{ ….. (5-46)}$$

Donde $\underline{P}_{Df}$, $\underline{P}_{Dv}$, $\underline{P}_{Dm}$y $\underline{P}_{Dwf}$son funciones transformadas de Laplace de P_{Df},P_{Dv}, P_{Dm} y P_{Dwf} en el dominio de Laplace, y s la variable de Transformación de Laplace.

Se asume que el flujo pseudo estacionario ocurre entre la continuidad de fractura y matriz (F-M) y entre la continuidad de vúgulos (V) y matriz (V-M). Dada esta suposición, el flujo en un sistema de triple continuidad puede describirse por las siguientes ecuaciones:

- Para el flujo a través de fracturas grandes:

  $\frac{k_f}{\mu} \frac{1}{r} \left(r \frac{\partial P_f}{\partial r} \right) - \varphi_m C_m \frac{\partial P_m}{\partial t} - \varphi_v C_v \frac{\partial P_v}{\partial t} = \varphi_f C_f \frac{\partial P_f}{\partial t}$ …. (5-47)

- Para la interacción con vúgulos (o cavidades):

  $\varphi_v C_v \frac{\partial P_v}{\partial t} = \frac{\alpha F_v K_v}{\mu} \left(P_f - P_v \right) + \frac{\alpha_{vm} K_m}{\mu} (P_m - P_v)$…. (5-48)

- Para la interacción con la matriz:

  $\varphi_m C_m \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{\alpha F_m K_m}{\mu} \left(P_f - P_m \right) + \frac{\alpha_{vm} K_m}{\mu} (P_v - P_m)$….. (5-49)

Aplicando la Transformación de Laplace en las ecuaciones anteriores, se obtiene:

- Para fractura:

  $\omega_f \underline{P}_{Df} - \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial \underline{P}_{Df}}{\partial r_D} \right) - \lambda_{fv} \left(\underline{P}_{Dv} - \underline{P}_{Df} \right) - \lambda_{fm} \left(\underline{P}_{Dm} - \underline{P}_{Df} \right) = 0$…. (5-50)

- Para vúgulos:

  $\omega_v s \underline{P}_{Dv} + \lambda_{fv} \left(\underline{P}_{Dv} - \underline{P}_{Df} \right) - \lambda_{vm} \left(\underline{P}_{Dv} - \underline{P}_{Dm} \right) = 0$…. (5-51)

- Para matriz:

  $\omega_m s \underline{P}_{Dv} + \lambda_{fm} \left(\underline{P}_{Dm} - \underline{P}_{Df} \right) - \lambda_{vm} \left(\underline{P}_{Dm} - \underline{P}_{Dv} \right) = 0$…. (5-52)

Sustituyendo las ecuaciones de matriz y vúgulos dentro de la ecuación de fracturas, se obtiene:

$$\frac{1}{r_D}\frac{\partial}{\partial r_D}\left(r_D\frac{\partial \underline{P}_{Df}}{\partial r_D}\right) - sf(s)\underline{P}_{Df} = 0 \ldots \text{(5-53)}$$

Donde:

$$f(s) = \omega_f + \frac{(\lambda_{fv}+\lambda_{fm})s+\frac{1-\omega_f}{\omega_v\omega_m}[\lambda_{fv}\lambda_{fm}+(\lambda_{fv}+\lambda_{fm})\lambda_{vm}]}{s^2+\left[\frac{\lambda_{fv}}{\omega_v}+\frac{\lambda_{fm}}{\omega_m}+\left(\frac{1}{\omega_v}+\frac{1}{\omega_m}\lambda_{vm}\right)\right]s+\frac{\lambda_{fv}\lambda_{fm}+(\lambda_{fv}+\lambda_{fm})\lambda_{vm}}{\omega_v\omega_m}} \ldots. \text{(5-54)}$$

La solución general es:

$$\underline{P}_{Df} = C_0K_0\left(\sqrt{sf(s)r_D}\right) + D_0I_0\left(\sqrt{sf(s)r_D}\right)\ldots. \text{(5-55)}$$

Donde K_0y I_0 son funciones modificadas de Bessel.

Aplicando la condición de frontera de radio infinito se obtiene la solución para el modelado de presión en un yacimiento que se comporta como infinito. La condición de frontera corresponde a la Ecuación 5.44 obteniendo la solución siguiente:

$$\underline{P}_{Df} = \frac{K_0\left(\sqrt{sf(s)r_D}\right)}{s\left\{\sqrt{sf(s)}K_1\left(\sqrt{sf(s)}\right)+C_Ds\left[K_0\left(\sqrt{sf(s)}\right)+S\sqrt{sf(s)}K_1\left(\sqrt{sf(s)}\right)\right]\right\}}\ldots. \text{(5-56)}$$

$$\underline{P}_{Dwf} = \frac{K_0\left(\sqrt{sf(s)r_D}\right)+S\sqrt{sf(s)}K_1\left(\sqrt{sf(s)}\right)}{s\left\{\sqrt{sf(s)}K_1\left(\sqrt{sf(s)}\right)+C_Ds\left[K_0\left(\sqrt{sf(s)}\right)+S\sqrt{sf(s)}K_1\left(\sqrt{sf(s)}\right)\right]\right\}}\ldots. \text{(5-57)}$$

Las ecuaciones anteriores están en términos de la Transformada de Laplace. Estas describen el comportamiento de la presión para la continuidad de fractura y en el fondo del pozo en un yacimiento naturalmente fracturado vugular que se comporta como infinito.

La Figura 5-17 muestra el comportamiento básico semilogarítmico de la respuesta de presión en un yacimiento fracturado vugular, así como los efectos de almacenamiento. Yu-Shu-Wu menciona que el comportamiento de flujo en un yacimiento de tres medios continuos puede exhibir tres líneas rectas. Sin embargo, dependiendo de la magnitud del efecto de almacenamiento, una o dos líneas semi-log pueden enmascararse o distorsionarse.

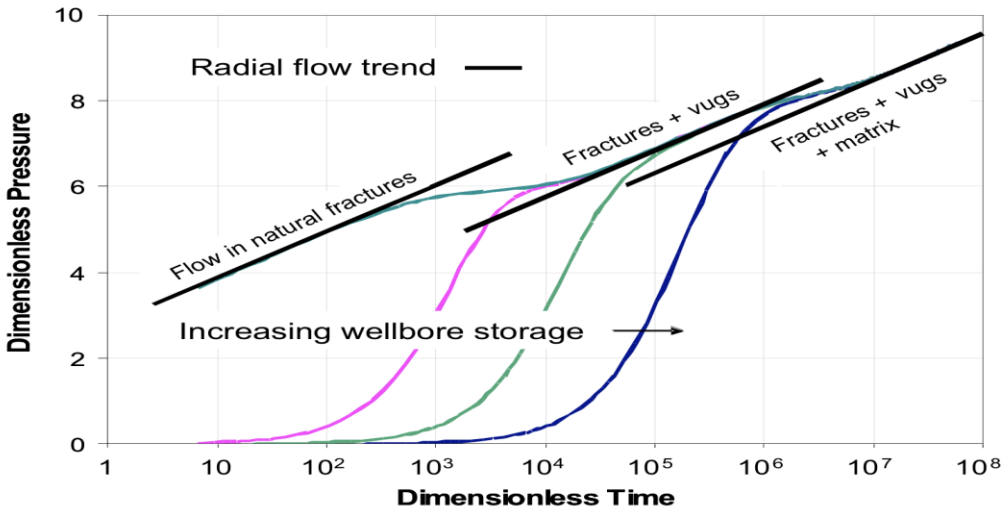


Figura 5-17: Comportamiento de la presión transitoria en el flujo a través de un medio fracturado vugular, mostrando el comportamiento de flujo de triple continuidad y el efecto de almacenamiento (Yu-Shu-Wu, 2007).

También se observa el comportamiento característico del modelo de triple porosidad en las gráficas log-log. La derivada de presión presenta dos valles, que corresponde a los flujos interporosos que ocurren en el yacimiento. El primer valle que se tiene corresponde al flujo que ocurre de la continuidad de los vúgulos hacia el sistema de fracturas. Esto se debe a que los vúgulos son los primeros en aportar fluidos al sistema de fracturas, lo cual se representa con valores altos del parámetro de transmisibilidad λ. El primer valle Perez ubicado en la región de tiempos tempranos (ETR, Early Time Region). El segundo valle corresponde la transferencia de fluidos de la continuidad de la matriz al sistema de fracturas, esto se debe a que, al presentarse la diferencia de presión, la matriz aporta fluidos después de que ya lo hicieron los vúgulos. Este comportamiento de valles en la derivada de presión se observa en la Figura (5-18).

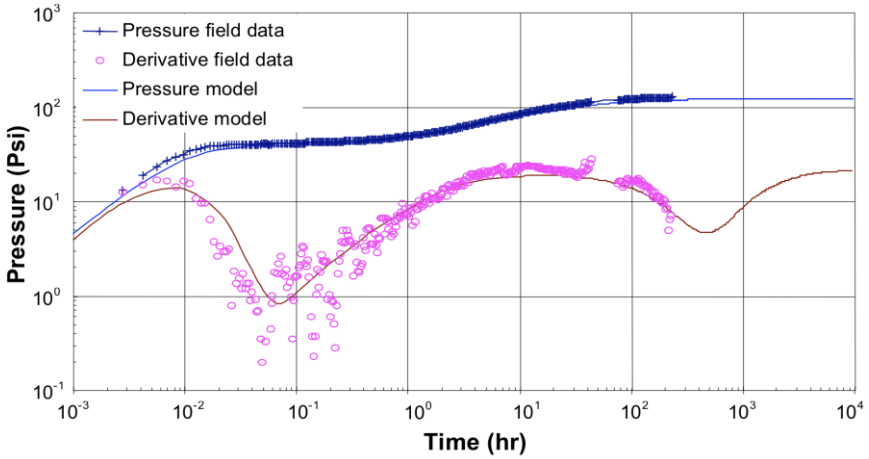


Figura 5-18: Comportamiento típico de la derivada de presión en un medio fracturado vugular, mostrando la presencia de dos valles correspondientes a los flujos interporosos (Yu-Shu-Wu, 2007).

El efecto de almacenamiento puede afectar el comportamiento de la derivada de presión, logrando que los medios de triple porosidad sean interpretados erróneamente. Este efecto puede enmascarar la presencia del primer valle producido por el flujo de la continuidad vugular, (Figura 5-19). Debido a esto, en las pruebas de presión transitoria pueden arrojar la interpretación de que el yacimiento es naturalmente fracturado y no naturalmente fracturado vugular. Si la magnitud del efecto de almacenamiento es alta, se da una impresión falsa de que el yacimiento es homogéneo, dado que ambos valles están casi totalmente ocultos.

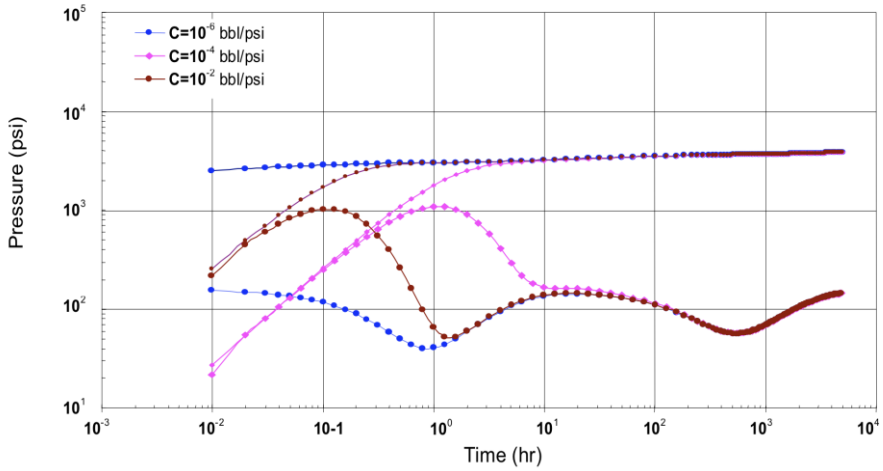


Figura 5-19: Distorsiones de las derivadas de presión debido al efecto de almacenamiento en un medio fracturado vugular, las curvas bajas son las derivadas de la presión (Yu-Shu-Wu, 2007).

5.3.2 Parámetros característicos de YNF observables en la curva de la función derivada

En análisis de yacimiento naturalmente fracturados, existen elementos característicos en el comportamiento de la función derivada del dP. De forma somera y como introducción estos elementos se relacionan con la cantidad de hidrocarburos que se encuentran almacenados en el medio poroso secundario, así como la capacidad para el flujo entre el medio matricial y el medio fracturado/vugular.

El comportamiento observado en las gráficas log-log, corresponde a los flujos interporosos que ocurren en el yacimiento. Se consideran diferentes valores de λ y ω, esto es para poder obtener diferentes comportamientos y observar su efecto.

En yacimientos de doble porosidad, en la prueba de presión se refleja una forma de un pequeño valle, en el cual se va ir reflejando una característica física del yacimiento. El coeficiente de almacenamiento (ω), nos indica la relación que existe respecto al almacenamiento de los fluidos en las facturas con respecto al almacenamiento de la porosidad matricial, y de fractura, del medio total (Figura 5-20).

$$\omega = \frac{(\varphi VC_t)_f}{(\varphi VC_t)_{f+m}} = \frac{(\varphi VC_t)_f}{(\varphi VC_t)_f + (\varphi VC_t)_m}$$ típicamente de 0.01 a 0.1

Donde:

V= relación del volumen total de un medio con respecto al volumen total de la muestra

φ= relación del volumen poroso de un medio (PV) con respecto al volumen total del mismo medio

f= medio fractura

m=medio matriz

Es un indicador de cuánto volumen hay almacenado en las fracturas. Conforme sea más alto el volumen o el coeficiente de almacenamiento, el comportamiento de la curva tiende a comportarse como un yacimiento homogéneo. Y conforme menor sea este coeficiente de almacenamiento, el valle o la forma de V estaría más pronunciada. Esto tiene sentido, debido a que, si nosotros estamos hablando que prácticamente todo el fluido se encuentra almacenado en las fracturas, pues de inicio todo el comportamiento sería como si fuera un yacimiento homogéneo donde la matriz prácticamente no está participado por lo menos en el tiempo en el cual logra darse la prueba de presión.

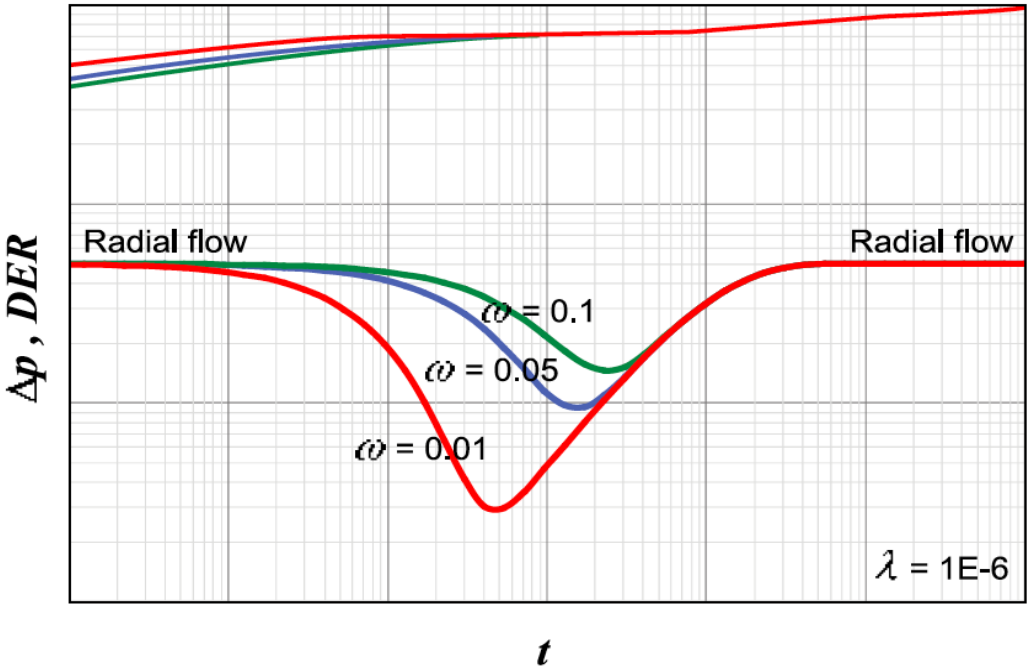


Figura 5-20: Efecto del coeficiente de almacenamiento (Fekete, 2014)

Otro de los elementos que nos estaría hablando de las características físicas de los yacimientos naturalmente fracturados, es decir con respecto de las fracturas, es el coeficiente de flujo interporoso (λ).

$$\lambda = \alpha r_w^2 \frac{k_m}{k_{f+m}}$$, típicamente de 10^{-4} a 10^{-8}

$$\alpha = \frac{4j(j+2)}{L^2}$$

Donde:

k_m= permeabilidad de la matriz

k_f=permeabilidad de la fractura

α=parámetro característico de la geometría del sistema

L=número de conjuntos de planos normales

j= número de conjuntos de planos normales que limitan el medio menos permeable

Este coeficiente está en función tanto de la geometría del sistema del tamaño del bloque, así como también de la relación que existe entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura. Entre más alto sea este valor, el valle o la curva en forma de V, se recorrerá a la izquierda de la prueba de presión, y esto nos estaría indicando que la

diferencia entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura, es menor, es decir la diferencia es menor y prácticamente se comportan de la misma manera. Por lo tanto, este valle se ira recorriendo a la izquierda, y uno de los problemas que existirían al tener este tipo de situaciones es que corremos el riesgo de que se enmascara por el efecto de almacenamiento (Figura 5-21). Por lo que lo estaríamos viendo en la tarde temprana de la prueba, y sería complicado comprobar la existencia de un comportamiento de doble porosidad cuando tenemos también este comportamiento típico del efecto de almacenamiento. (Loera, Analisis del comportamiento dinámico como parte del proceso de caracterización integral de yacimientos, 2020)

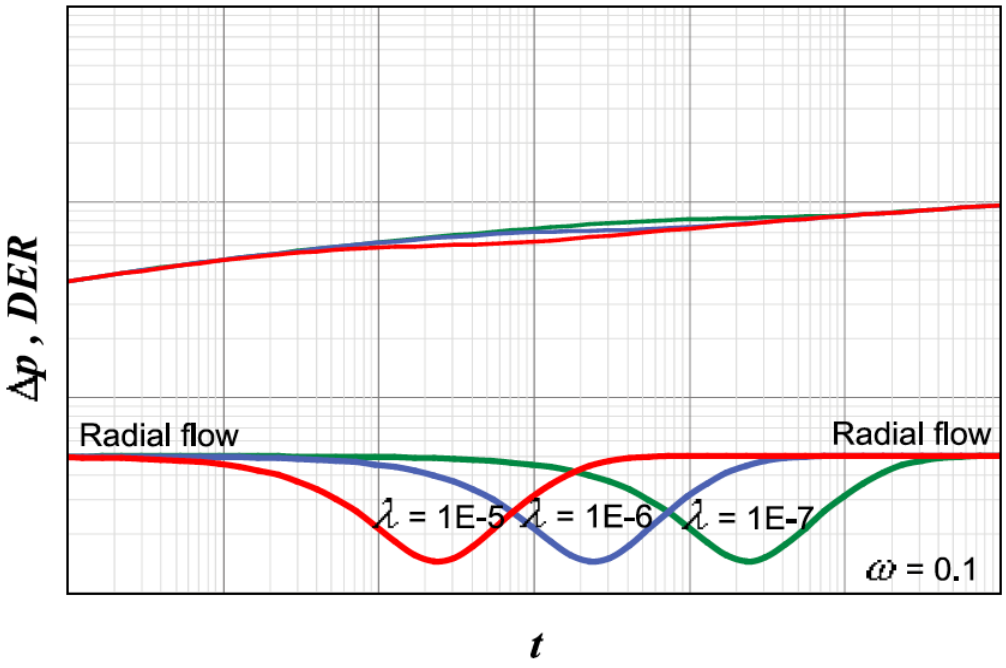
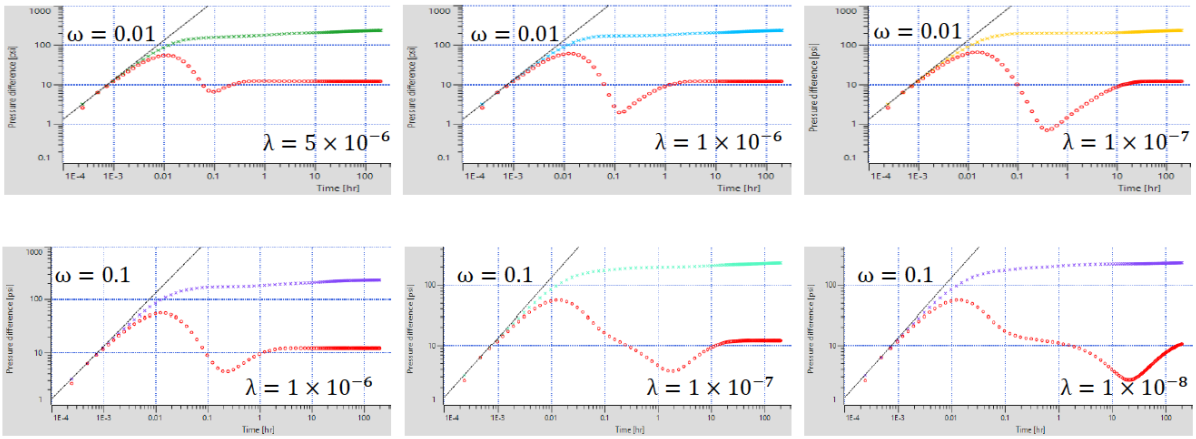


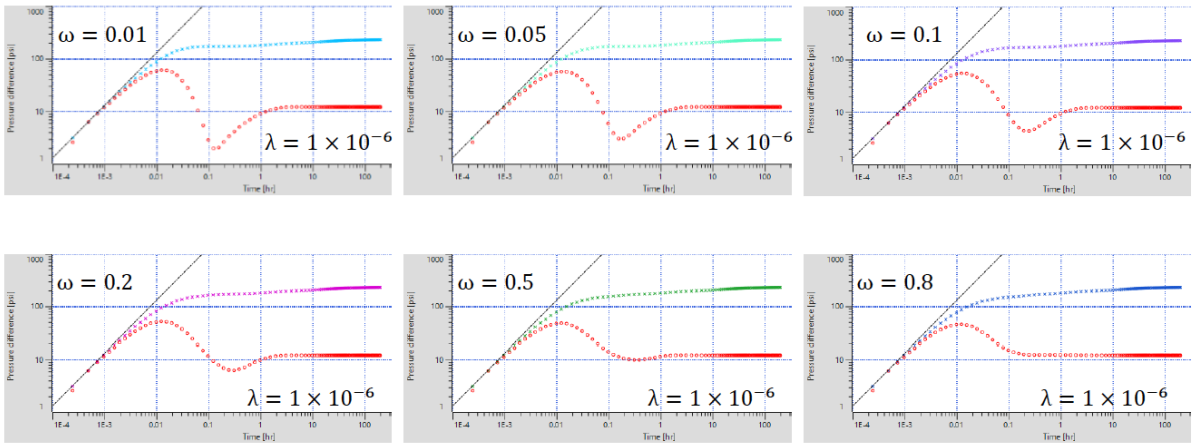
Figura 5-21: Efecto del coeficiente de flujo interporoso (Fekete,2014)

Estos son algunos ejemplos de cómo van cambiando las curvas conforme van variando estos parámetros (Figura 5-22 y 5-23), de nueva cuenta estos parámetros tienen que ver con cuestiones físicas, petrofísicas del yacimiento y que son identificables con todas las técnicas que se llevan a cabo durante la caracterización estática.



$r_w = 3\ in$ $h = 20\ m$ $\phi = 0.08$ $B_o = 1.3\ B/STB$ $\mu = 0.7\ cp$ $c_f = 8.55 \times 10^{-6} psi^{-1}$

Figura 5-22: Ejemplos de curvas de los parámetros característicos en modelos de doble porosidad (Loera, Yacimientos Naturalmente Fracturados, 2015)



$r_w = 3\ in$ $h = 20\ m$ $\phi = 0.08$ $B_o = 1.3\ B/STB$ $\mu = 0.7\ cp$ $c_f = 8.55 \times 10^{-6} psi^{-1}$

Figura 5-22: Ejemplos de curvas de los parámetros característicos en modelos de doble porosidad (Loera, Yacimientos Naturalmente Fracturados, 2015)

6. Caso de estudio

6.1 Campo Alvarado

6.1.1 Introducción

La presente sección tiene como objeto detallar el estudio de las características de un Yacimiento Naturalmente Fracturado, así como mostrar los análisis realizados y los posteriores resultados e interpretaciones a partir de la información disponible.

Se realizan deducciones respecto al comportamiento dinámico del yacimiento, a partir de lo observado en los perfiles de producción y en los datos obtenidos correspondientes a las características físicas, geológicas y petrofísicas del campo.

Se señalan las fuentes de información, así como las referencias utilizadas para determinar la metodología seguida para este análisis.

Es importante mencionar que toda la información recabada para este propósito es de acceso público o se encuentra disponible en portales oficiales de quienes poseen la información.

6.1.2 Características y Antecedentes Generales del Campo

Geográficamente, el campo de interés, se ubica en las Cuencas del Sureste, frente a las costas de Tabasco y Campeche, en el Golfo de México. De acuerdo con la división propuesta de las subcuencas de las Cuencas del Sureste, se encuentra en el Pilar Reforma-Akal (Figura 6-1), por lo que se ha utilizado esta información para definir el contexto geológico de la zona.

Las características físicas y de producción del Activo llegaron a ubicar al mismo como el segundo complejo más importante del país, solo detrás de Cantarell. Sin embargo, como consecuencia de la declinación natural y fenómenos asociados a la extracción de fluidos de los campos que integran al Activo, la producción ha caído drásticamente, hasta ubicarse en un ritmo de producción en el año 2020 es cercana a los 25 mbd.

6.1.3 Geología Estructural

La estructura del yacimiento de interés consiste en un anticlinal alargado, con orientación NW-SE, afectado por una familia de fallas inversas que se extienden al mismo rumbo que la estructura anticlinal principal. La tendencia estructural respecto a la orientación es similar a la tendencia de los ejes de la Sierra de Chiapas, sujeta a los esfuerzos compresionales del Evento Chiapaneco durante el Mioceno Medio. Asimismo, presenta una serie de fallamientos en la zona central, asociado a la intrusión salina en el núcleo del anticlinal. Esto resulta de importancia porque nos puede ayudar a inferir la orientación principal de las familias de fracturas de la zona. (Boletín Técnico AMGE, 2020)

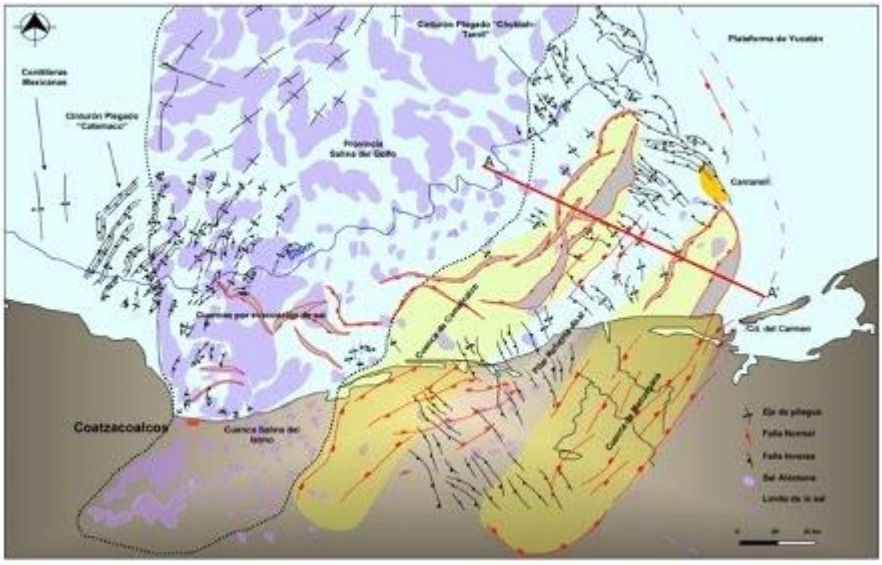


Figura 6-1: Mapa que muestra los estilos estructurales de las Cuencas del Sureste y el área de estudio Reforma Akal. (Modificado de PEMEX, 2007).

6.2 Resultados

6.2.1 Implicación del contexto geológico en los resultados

De manera general, el yacimiento se encuentra gobernado por un régimen tectónico (posdeposicional), el cual permitió que la estructura del yacimiento se definiera en dos áreas o secciones con características petrofísicas y de producción diferentes entre sí. La principal, conocida como la parte centro, abarca la mayor parte del campo, mientras que la porción restringida al noroeste del campo abarca el área restante del campo.

6.2.2 Migración

Se reconoció la existencia de distintos pulsos de migración debido a su ocurrencia en distintos niveles estratigráficos. El principal, permitió que los hidrocarburos migraran desde el Jurásico, de manera vertical a través de las unidades permeables, a las unidades suprayacentes (Cretácico y Cenozoico) a través de las zonas de debilidad (los sistemas de fallas y fracturas) originadas como resultado del Evento Chiapaneco durante el Mioceno Medio, principalmente.

6.2.3 Entrampamiento

El yacimiento principal está representado por la brecha del Cretácico Superior y el Paleoceno y se encuentra gobernado por elementos estratigráficos (diagénesis y cambio de facies) y estructurales. Estos elementos determinaron la extensión y efectividad de las trampas.

Desde el punto de vista estructural; la estructura que contiene las secuencias del Jurásico, Cretácico y parte de la base del Paleoceno, definieron su amplitud y forma durante el Mioceno Medio.

La geometría de las estructuras que dan origen al entrampamiento está gobernada, al igual que en toda la zona de las Cuencas del Sureste, por la cantidad y el nivel de despegue de la sal.

La zona centro presenta condiciones ideales para la producción de hidrocarburos debido a que la estructura anticlinal, en la cual está la mayor cantidad de pozos, está asociada a un sistema de fallas inversas y normales que seccionan en diferentes bloques el área de producción. Adicionalmente, el cierre estructural del anticlinal con respecto a la familia principal de fallas delimita por ambos extremos al yacimiento. (CNH, Asignación A-0001-2M- Campo Abkatun: Dictamen Tecnico para la modificacion al plan de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, 2019)

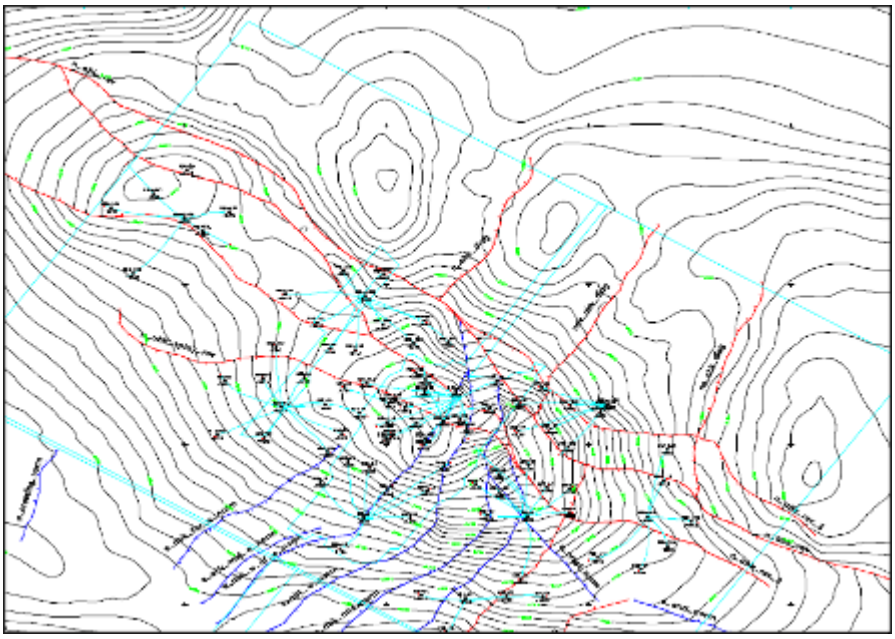


Figura 6-2: Mapa de la estructura superior de la formación de brecha (C. Rosales & Sánchez, 2000)

Además, es importante remarcar que, naturalmente, la mayor cantidad de discontinuidades de una estructura anticlinal se encuentran en la cresta de la estructura, por lo que sería correcto señalar que el yacimiento al estar contenido en una brecha dolomitizada y naturalmente fracturada, vio aumentada su porosidad y permeabilidad original, permitiendo que los factores diagenéticos, estratigráficos y tectónicos contribuyeran a que la porción central del campo fuera la que ha desarrollado mayor producción.

6.3 Objetivos del caso de estudio

A grandes rasgos, con este análisis se pretende describir el comportamiento productivo del campo, vinculando este con sus características físicas-geológicas y petrofísicas. A partir de lo anterior, se presentará una interpretación personal del comportamiento dinámico del campo, usando para ello distintas metodologías basadas en el uso de gráficos, cuyos elementos resultan del procesamiento de datos al que se somete la información disponible.

De forma específica, podemos enumerar los siguientes objetivos:

- Analizar información para la caracterización estática y dinámica de yacimientos y generar una interpretación integral respecto a las características que definen el comportamiento productivo del campo por zonas.
- Reducir la incertidumbre respecto a elementos físicos que pudieran afectar el comportamiento productivo del campo.
- Determinar zonas que pudieran estar sujetas a irrupción temprana de agua debido a las características petrofísicas de la zona, coadyuvando en el control de producción excesiva del agua.
- Creación de mapas dinámicos para identificación de zonas potenciales para pozos de relleno
- Creación de mapas dinámicos de apoyo para la implementación de proyectos de recuperación secundaria.

6.3.1 Información disponible para el análisis y fuentes de información

Una parte importante de la elaboración de este estudio ha consistido en el exhaustivo trabajo de recopilación de la información. Debido a la situación de contingencia sanitaria que atravesaba el mundo durante la elaboración de este análisis, la información estuvo limitada a fuentes de acceso público, artículos de divulgación, reportes y dictámenes técnicos del campo de estudio encontrados en internet.

El análisis principal usa como elementos de entrada información de producción de aceite, gas y agua publicada en los portales del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos:

- https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/
- https://sih.hidrocarburos.gob.mx/

Además, para el contexto geológico, se utilizaron estudios sobre el desarrollo del Golfo de México y sobre la caracterización estática y comportamiento dinámico del campo de estudio.

De literatura publicada en diversos artículos, se utilizaron imágenes de mapas estructurales para extraer las coordenadas de los pozos pertenecientes al campo.

Los pozos cuya información de producción y ubicación se utilizaron para este estudio son los siguientes:

Alv-1B	Alv-58	Alv-216
Alv-5	Alv-59	Alv-221
Alv-11A	Alv-72	Alv-223
Alv-12	Alv-74	Alv-225
Alv-14	Alv-77	Alv-226
Alv-16	Alv-79	Alv-227
Alv-17	Alv-91	Alv-241
Alv-19	Alv-92	Alv-245A
Alv-20	Alv-93A	Alv-261
Alv-21	Alv-94	Alv-267
Alv-31	Alv-95A	Alv-281
Alv-32	Alv-96	Alv-282
Alv-34A	Alv-97	Alv-283
Alv-43	Alv-178	Alv-287
Alv-51	Alv-198	
Alv-53	Alv-211	
Alv-57	Alv-212A	

Los pozos utilizados para el análisis gráfico específico de una zona del yacimiento son los siguientes:

- Alv-17
- Alv-53
- Alv-57
- Alv-97
- Alv-212A

A partir de las coordenadas y de la información de producción, se utilizó un software de creación de mapas de contorno para analizar el comportamiento de la producción por zonas y en función del tiempo (Figura 6-3).

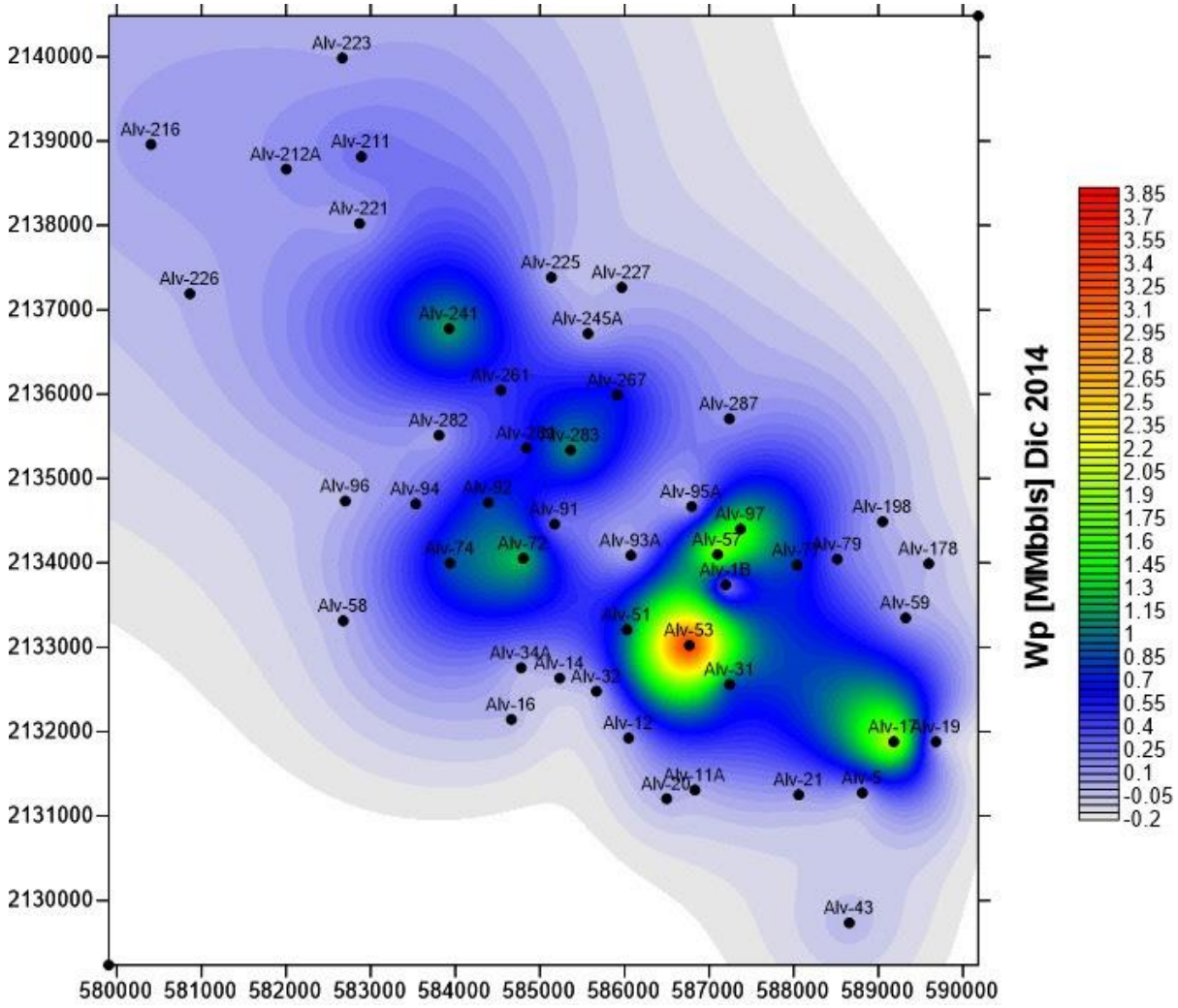


Figura 6-3: Mapa de contorno creado con el software Surfer

Los mapas se crearon a partir de la información de producción organizada en cortes anuales; al mostrar una secuencia de imágenes con los mapas con cada corte anual, se crean animaciones que permiten observar el comportamiento productivo en el tiempo.

El archivo que contiene los datos de entrada para la creación de los mapas es el resultado de un procesamiento de datos. El proceso consiste inicialmente en organizar la información de producción de cada uno de los pozos, haciendo cortes o resúmenes anuales. La figura 6-4 muestra estos cortes con resalte en amarillo para el pozo Alv-97.

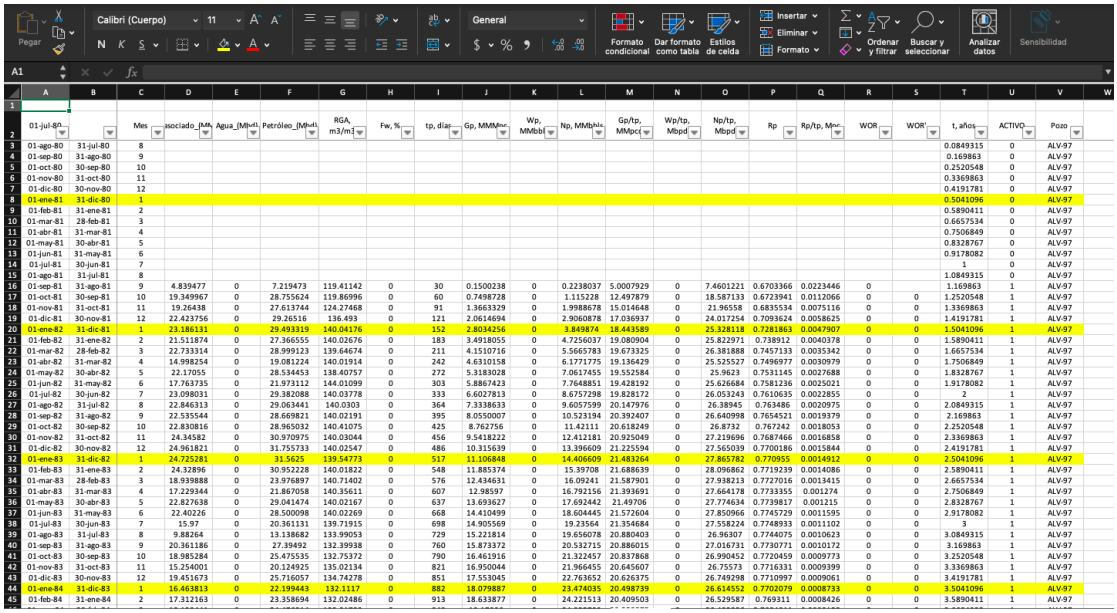


Figura 6-4: Elaboración de hojas de cálculo con los datos de entrada para los mapas de contorno; los datos resaltados en amarillo corresponden a cortes anuales de información.

Posteriormente, las filas que contienen los cortes anuales de información de producción de cada pozo son organizados en una misma hoja de cálculo. Si lo realizamos de esta manera, es posible aplicar un filtro en la columna de la fecha, mostrándonos los valores de los parámetros de interés recabados para todos los pozos en el año determinado (Figura 6-5)

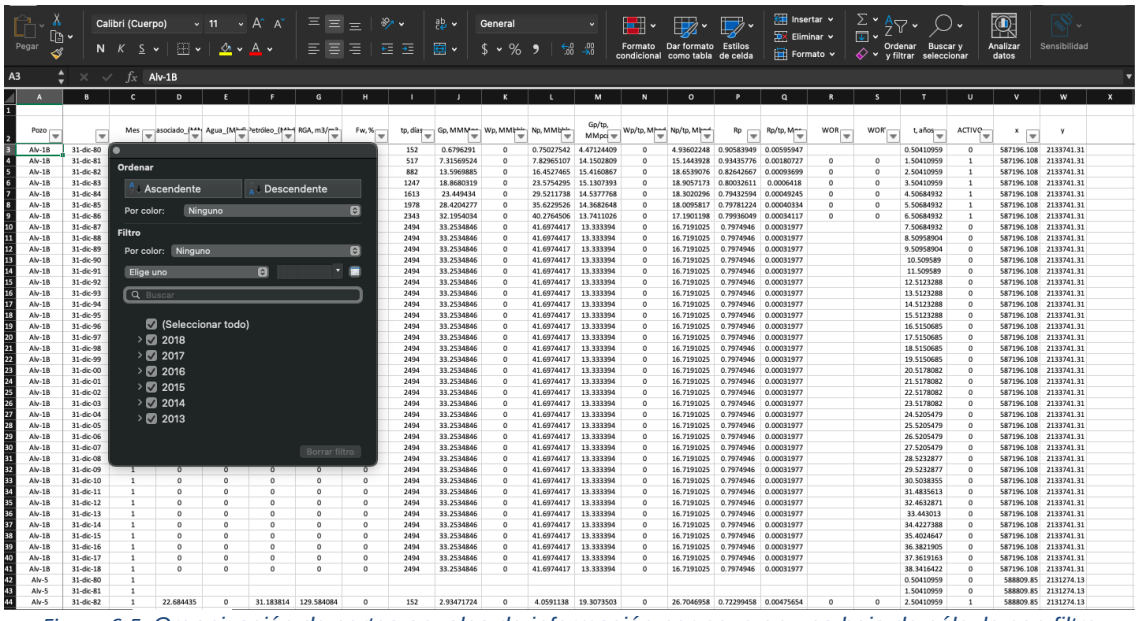
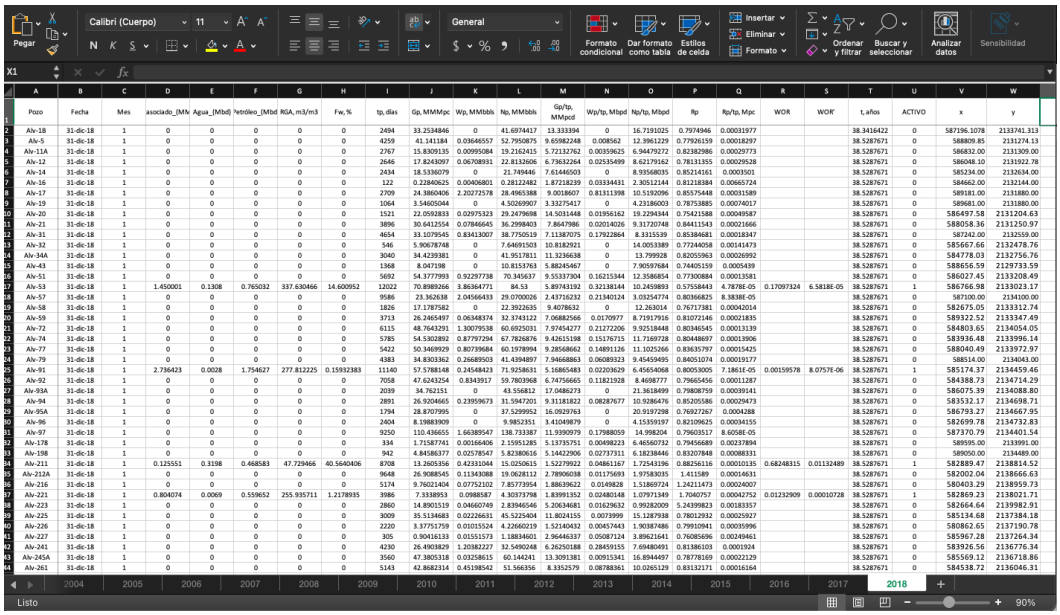


Figura 6-5: Organización de cortes anuales de información por pozo en una hoja de cálculo con filtro

Al aplicar el filtro de cada año de producción del campo, es posible copiar las columnas resultantes y crear una hoja nueva para cada año, donde las columnas representan los valores de un parámetro para cada pozo y para diferentes tiempos de referencia. (Figura 6-6).



Pozo	Fecha	Mes	asociado_(MN	Agua_(Mbd)	etróleo_(Mbd	RGA, m3/m3	Fw, %	tp, días	Gp, MMMpc	Wp, MMMbls	Np, MMbbls	Gp/tp, MMpcd	Wp/tp, Mbpd	Np/tp, Mbpd	Rp	Rp/tp, Mpc	WOR	WOR'	t, años	ACTIVO	x	y
Alv-1B	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	2494	33.2534846	0	41.6974417	13.333394	0	16.7191025	0.7974946	0.00031977			38.3416422	0	587196.1078	2133741.313
Alv-5	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	4259	41.141184	0.03646557	52.7950875	9.65982248	0.008562	12.3961229	0.77926159	0.00018297			38.5287671	0	588809.85	2131274.13
Alv-11A	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	2767	15.8309135	0.00995084	19.2162415	5.72132762	0.00359625	6.94479272	0.82382986	0.00029773			38.5287671	0	586832.00	2131309.00
Alv-12	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	2646	17.8243097	0.06708931	22.8132606	6.73632264	0.02535499	8.62179162	0.78131355	0.00029528			38.5287671	0	586048.10	2131922.78
Alv-14	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	2434	18.5336079	0	21.749446	7.61446503	0	8.93568035	0.85214161	0.0003501			38.5287671	0	585234.00	2132634.00
Alv-16	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	122	0.22840625	0.00406801	0.28122482	1.87218239	0.03334431	2.30512144	0.81218384	0.00665724			38.5287671	0	584662.00	2132144.00
Alv-17	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	2709	24.3860406	2.20272578	28.4965388	9.0018607	0.81311398	10.5192096	0.85575448	0.00031589			38.5287671	0	589181.00	2131880.00
Alv-19	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	1064	3.54605044	0	4.50269907	3.33275417	0	4.23186003	0.78753885	0.00074017			38.5287671	0	589681.00	2131880.00
Alv-20	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	1521	22.0592833	0.02975323	29.2479698	14.5031448	0.01956162	19.2294344	0.75421588	0.00049587			38.5287671	0	586497.58	2131204.63
Alv-21	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	3896	30.6412554	0.07846645	36.2999403	7.8647986	0.02014026	9.31720748	0.84411543	0.00021666			38.5287671	0	588058.36	2131250.97
Alv-31	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	4654	33.1079545	0.83413007	38.7750519	7.11387075	0.17922864	8.3315539	0.85384681	0.00018347			38.5287671	0	587242.00	2132559.00
Alv-32	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	546	5.90678748	0	7.64691503	10.8182921	0	14.0053389	0.77244058	0.00141473			38.5287671	0	585667.66	2132478.76
Alv-34A	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	3040	34.4239381	0	41.9517811	11.3236638	0	13.799928	0.82055963	0.00026992			38.5287671	0	584778.03	2132756.76
Alv-43	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	1368	8.047198	0	10.8153763	5.88245467	0	7.90597684	0.74405159	0.0005439			38.5287671	0	588656.59	2129733.59
Alv-51	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	5692	54.3777993	0.92297738	70.345637	9.55337304	0.16215344	12.3586854	0.77300884	0.00013581			38.5287671	0	586027.45	2133208.49
Alv-53	31-dic-18	1	1.450001	0.1308	0.765032	337.630466	14.600952	12022	70.8989266	3.86364771	84.53	5.89743192	0.32138144	10.2459893	0.57558443	4.7878E-05	0.17097324	6.5818E-05	38.5287671	1	586766.98	2133023.17
Alv-57	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	9586	23.362638	2.04566433	29.0700026	2.43716232	0.21340124	3.03254774	0.80366825	8.3838E-05			38.5287671	0	587100.00	2134100.00
Alv-58	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	1826	17.1787582	0	22.3922635	9.4078632	0	12.263014	0.76717381	0.00042014			38.5287671	0	582675.05	2133312.74
Alv-59	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	3713	26.2465497	0.06348374	32.3743122	7.06882566	0.0170977	8.71917916	0.81072146	0.00021835			38.5287671	0	589322.52	2133347.49
Alv-72	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	6115	48.7643291	1.30079538	60.6925031	7.97454277	0.21272206	9.92518448	0.80346545	0.00013139			38.5287671	0	584803.65	2134054.05
Alv-74	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	5785	54.5302892	0.8779729	67.7826876	9.42615198	0.15176715	11.7169728	0.80448697	0.00013906			38.5287671	0	583936.48	2133996.14
Alv-77	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	5422	50.3469929	0.80739684	60.1978994	9.28568662	0.14891126	11.1025266	0.83635797	0.00015425			38.5287671	0	588040.49	2133972.97
Alv-79	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	4383	34.8303362	0.26689503	41.4394897	7.94668863	0.06089323	9.45459495	0.84051074	0.00019177			38.5287671	0	588514.00	2134043.00
Alv-91	31-dic-18	1	2.736423	0.0028	1.754627	277.812225	0.15932383	11140	57.5788148	0.24548423	71.9258631	5.16865483	0.02203629	6.45654068	0.80053005	7.1861E-05	0.00159578	8.0757E-06	38.5287671	1	585174.37	2134459.46
Alv-92	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	7058	47.6243254	0.8343917	59.7803968	6.74756665	0.11821928	8.4698777	0.79665456	0.00011287			38.5287671	0	584388.73	2134714.29
Alv-93A	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	2039	34.762151	0	43.556812	17.0486273	0	21.3618499	0.79808759	0.00039141			38.5287671	0	586075.39	2134088.80
Alv-94	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	2891	26.9204665	0.23959673	31.5947201	9.31181822	0.08287677	10.9286476	0.85205586	0.00029473			38.5287671	0	583532.17	2134698.71
Alv-95A	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	1794	28.8707395	0	37.5299952	16.0929763	0	20.9197298	0.76927267	0.0004288			38.5287671	0	586793.27	2134667.95
Alv-96	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	2404	8.19883909	0	9.9852351	3.41049879	0	4.15359197	0.82109625	0.00034155			38.5287671	0	582699.78	2134732.83
Alv-97	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	9250	110.436655	1.66389547	138.733387	11.9390979	0.17988059	14.998204	0.7960357	8.6058E-05			38.5287671	0	587370.79	2134401.54
Alv-178	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	334	1.71587741	0.00166406	2.15951285	5.13735751	0.00498223	6.46560732	0.79456689	0.00237894			38.5287671	0	589595.00	2133991.00
Alv-198	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	942	4.84586377	0.02578547	5.82380616	5.14422906	0.02737311	6.18238446	0.83207848	0.00088331			38.5287671	0	589050.00	2134489.00
Alv-211	31-dic-18	1	0.125551	0.3198	0.468583	47.729466	40.5640406	8708	13.2605356	0.42331044	15.0250615	1.52279922	0.04861167	1.72543196	0.88256116	0.00010135	0.68248315	0.01132489	38.5287671	1	582889.47	2138814.52
Alv-212A	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	9648	26.9088545	0.11343088	19.0628112	2.78906038	0.01175693	1.97583035	1.41589	0.00014631			38.5287671	0	582002.04	2138666.63
Alv-216	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	5174	9.76021404	0.07752102	7.85773954	1.88639622	0.0149828	1.51869724	1.24211473	0.00024007			38.5287671	0	580403.29	2138959.73
Alv-221	31-dic-18	1	0.804074	0.0069	0.559652	255.935711	1.2178935	3986	7.3338953	0.0988587	4.30373798	1.83991352	0.02480148	1.07971349	1.7040757	0.00042752	0.01232909	0.00010728	38.5287671	1	582869.23	2138021.71
Alv-223	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	2860	14.8901519	0.04660749	2.83946546	5.20634681	0.01629632	0.99282009	5.24399823	0.00183357			38.5287671	0	582664.64	2139982.91
Alv-225	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	3009	35.5134683	0.02226631	45.5225404	11.8024155	0.0073999	15.1287938	0.78012932	0.00025927			38.5287671	0	585134.68	2137384.18
Alv-226	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	2220	3.37751759	0.01015524	4.22660219	1.52140432	0.00457443	1.90387486	0.79910941	0.00035996			38.5287671	0	580862.65	2137190.78
Alv-227	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	305	0.90416133	0.01551573	1.18834601	2.96446337	0.05087124	3.89621641	0.76085696	0.00249461			38.5287671	0	585967.28	2137264.34
Alv-241	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	4230	26.4903829	1.20382227	32.5490248	6.26250188	0.28459155	7.69480491	0.81386103	0.0001924			38.5287671	0	583926.56	2136776.34
Alv-245A	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	3560	47.3805318	0.03258615	60.144241	13.3091381	0.00915341	16.8944497	0.78778169	0.00022129			38.5287671	0	585569.12	2136718.86
Alv-261	31-dic-18	1	0	0	0	0	0	5143	42.8682314	0.45198542	51.566356	8.3352579	0.08788361	10.0265129	0.83132171	0.00016164			38.5287671	0	584538.72	2136046.31

Figura 6-6: Organización de la información por pozo en una hoja de cálculo por año.

Con la información ya procesada, se realiza un mapa por cada año en cuestión. En este caso eran 48 pozos y nuestro campo tenía una producción de 38 años. Con el Software Surfer se realizaron los mapas correspondientes a los parámetros de nuestro interés, los cuales fueron Np (Producción acumulada de aceite), Gp (producción acumulada de gas) y Wp (producción acumulada de agua), así como los mismos parámetros, pero normalizados con respecto al tiempo de producción (Np/tp, Gp/tp y Wp/tp), sin embargo, se reportan los que han resultado más representativos del comportamiento dinámico del campo (Figura 6-7 y 6-8)

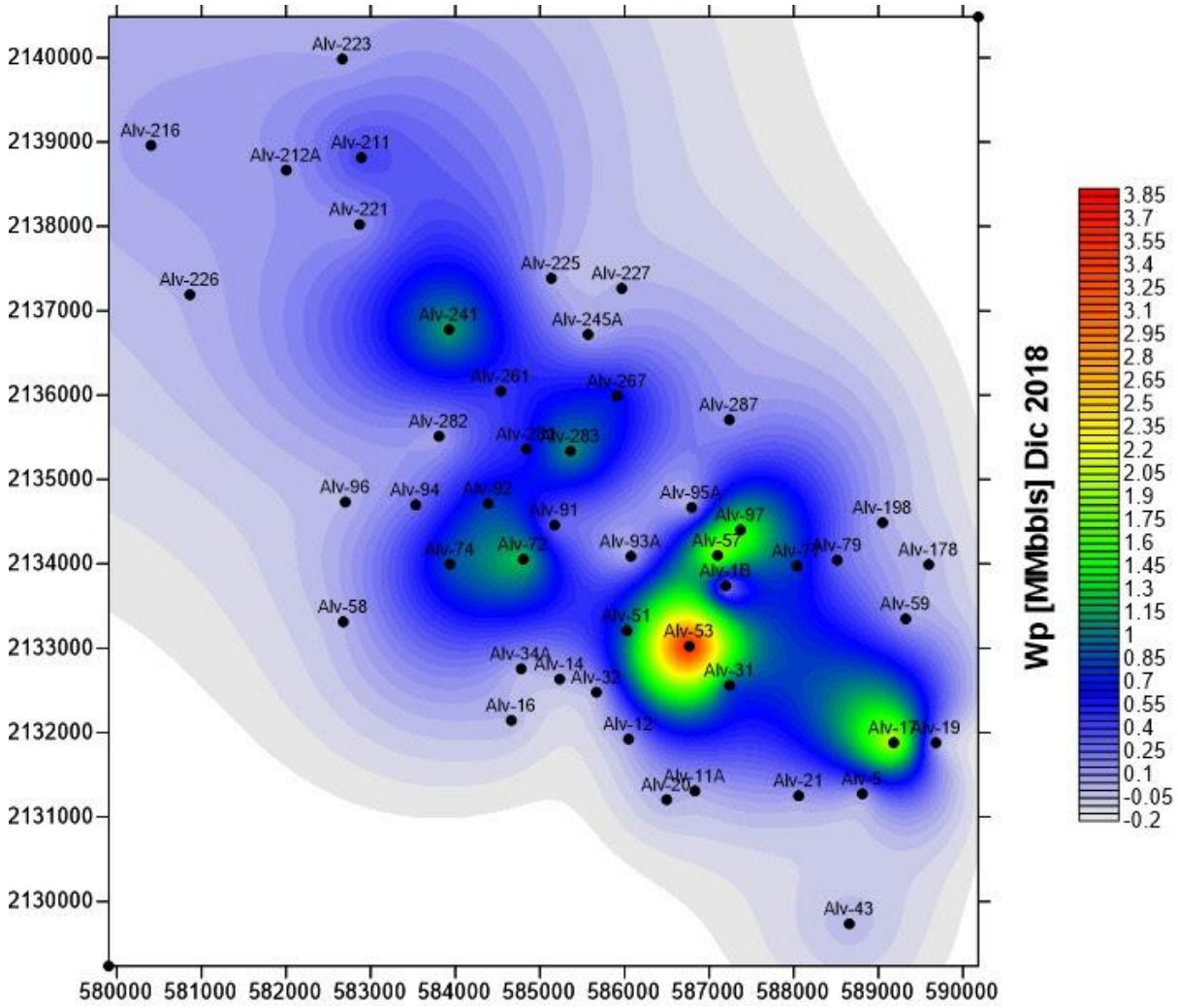


Figura 6-7: Mapa realizado del parámetro de Wp con el Software Surfer del año 2018 del campo Alvarado.

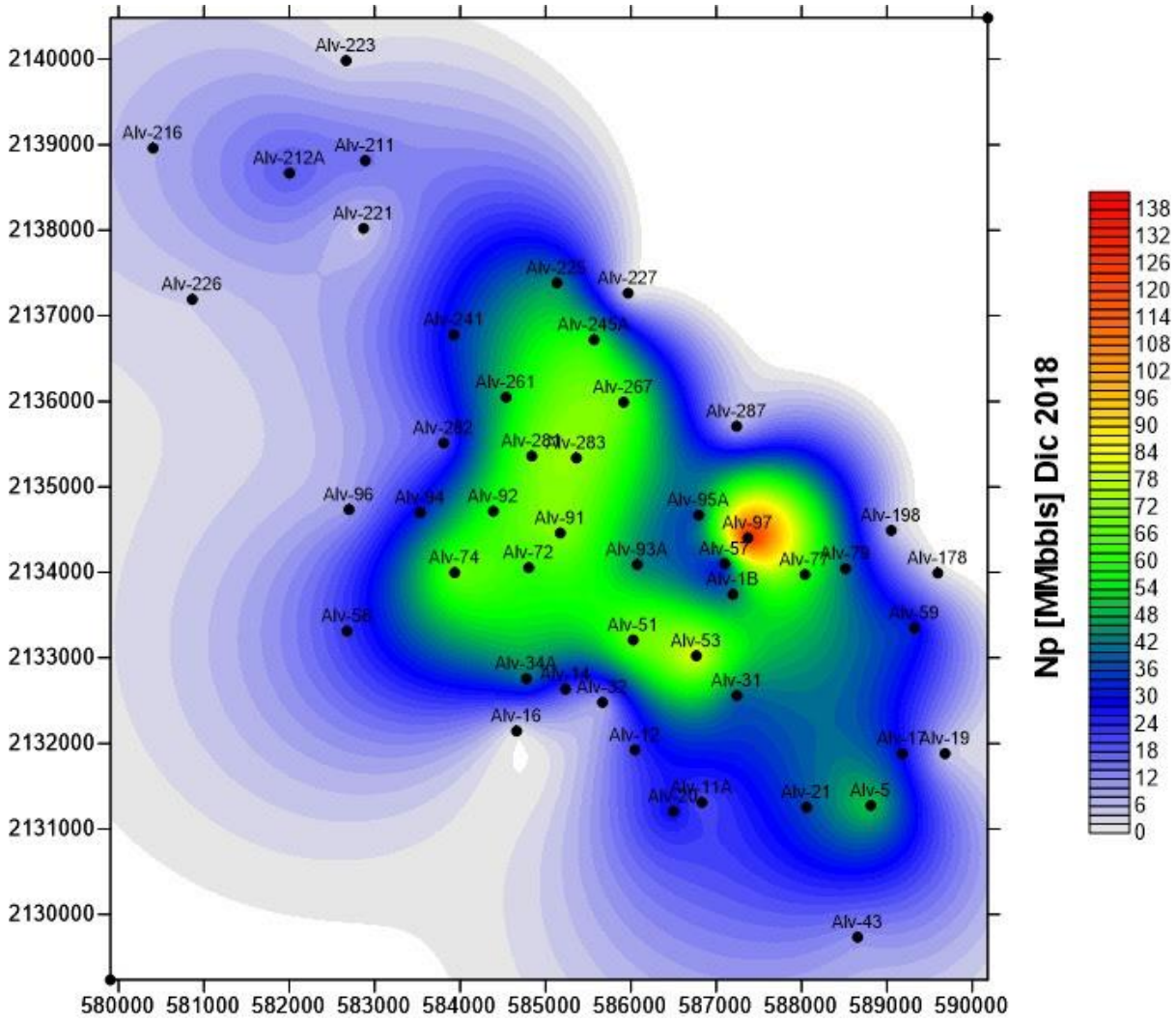


Figura 6-8: Mapa realizado del parámetro de Np con el Software Surfer del año 2018 del campo Alvarado.

Los mapas de las figuras 6-7 y 6-8 muestran la producción de agua y aceite acumulada a diciembre del 2018. Se puede observar que, para el caso de la producción acumulada de agua, destacan los pozos Alv-17, Alv-53, Alv-57 y Alv-97. Por otro lado, para el caso de la producción acumulada de aceite, notamos que destacan, principalmente, los pozos 53 y 97. Todos estos pozos se encuentran en la zona centro del campo, mientras que los pozos ubicados en la zona H muestran, de forma uniforme, niveles de producción acumulada mucho menores. Esto se puede corroborar con la siguiente figura que muestra una comparación entre los niveles de producción de pozos en la zona centro y en la zona H.

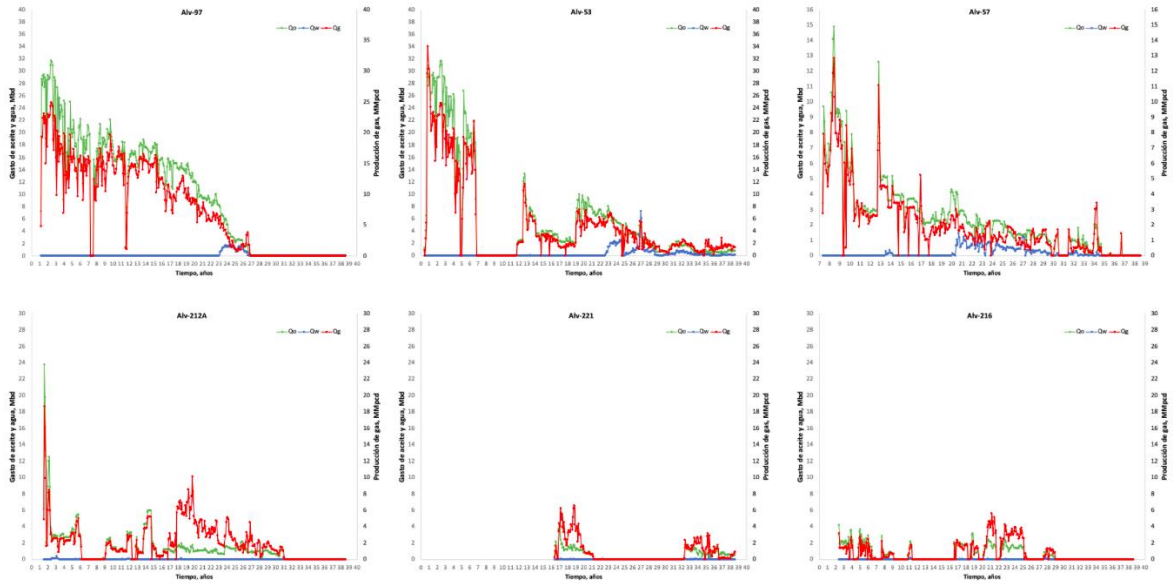


Figura 6-9: Comportamiento de la producción de los pozos en la zona centro y zona H (Fila 1 y 2 respectivamente)

De lo anterior, podemos inmediatamente determinar que el comportamiento productivo en la zona centro del campo tiene una mayor afectación por fracturas, la cual a primera instancia se infiere como resultado de una estructura afectada por una mayor deformación post-deposicional, tal como se muestra en la siguiente figura (Toledo Piña, León García, & Padillo Sixto, 2014), el modelo de simulación numérica para el campo de estudio (Figura 6-10).

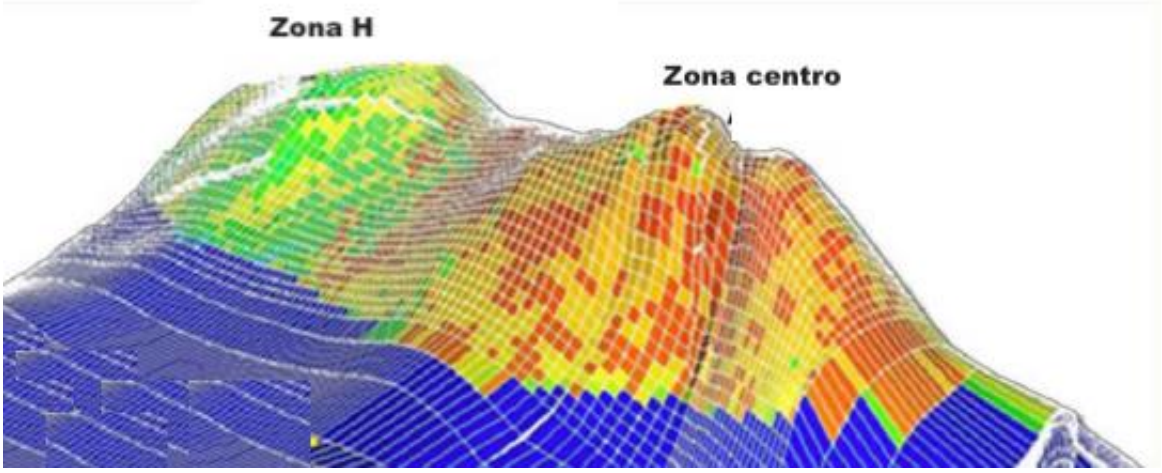


Figura 6-10: Representación esquemática del modelo de simulación numérica del campo de estudio.

Como consecuencia de un mayor nivel de deformación, se puede igualmente determinar que la zona centro se ve más afectada por fallamientos, y, por ende, se infiere

que igualmente tiene una mayor afectación por fracturas. Esto se puede observar en la Figura 6-9, donde se señalan las zonas que componen al campo, indicando fallas normales en azul y fallas inversas en rojo.

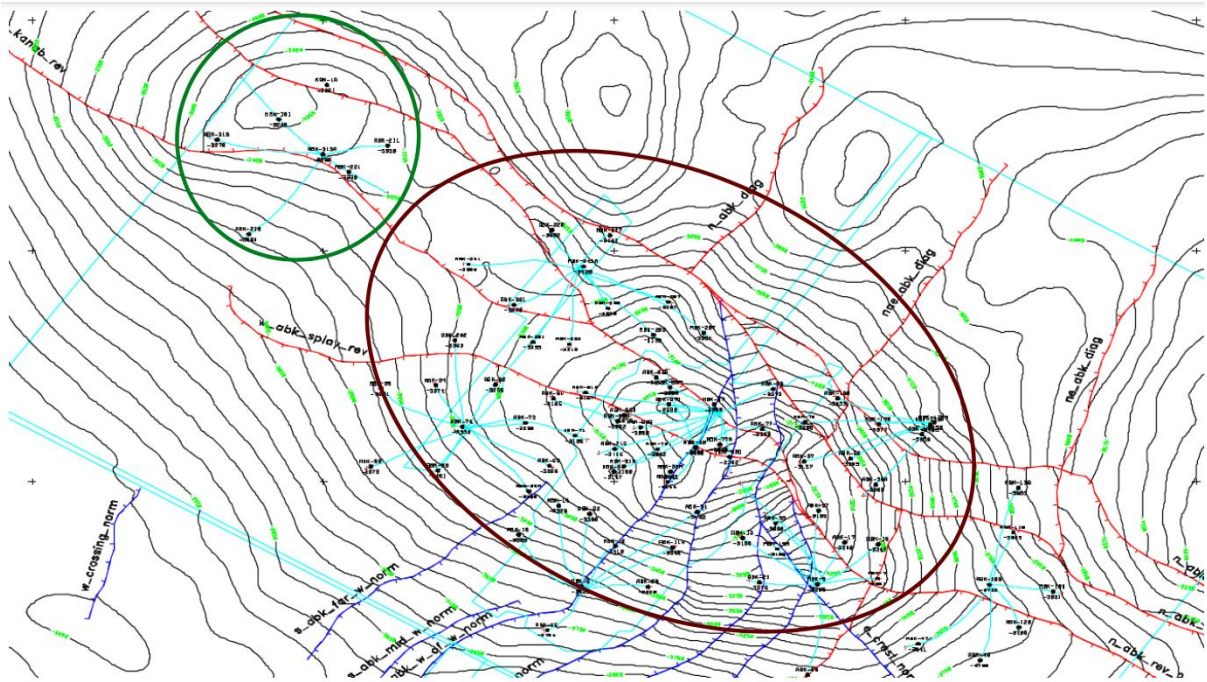


Figura 6-11 Mapa estructural de la Zona Centro y Zona H (óvalos en verde y vino, respectivamente) (Rosales & Sánchez, 2000)

Para corroborar lo anterior, se realizó un agregado de imágenes que corresponden a los mapas de contorno creados con la información de producción acumulada de agua y aceite y para diferentes años. Al analizar el comportamiento productivo del campo respecto a la Np y Wp, podemos diferenciar comportamientos característicos en áreas dentro de la zona centro y que se encuentran delimitadas por las fallas que afectan a la estructura. Lo anterior se puede observar en la siguiente figura. Las áreas que resaltan en los agregados de imágenes de mapas de contorno de corresponden a los pozos Alv-17, Alv-53, Alv-57 y Alv-97 para el caso de Wp y a los pozos 53 y 97 para el caso de Np.

Wp

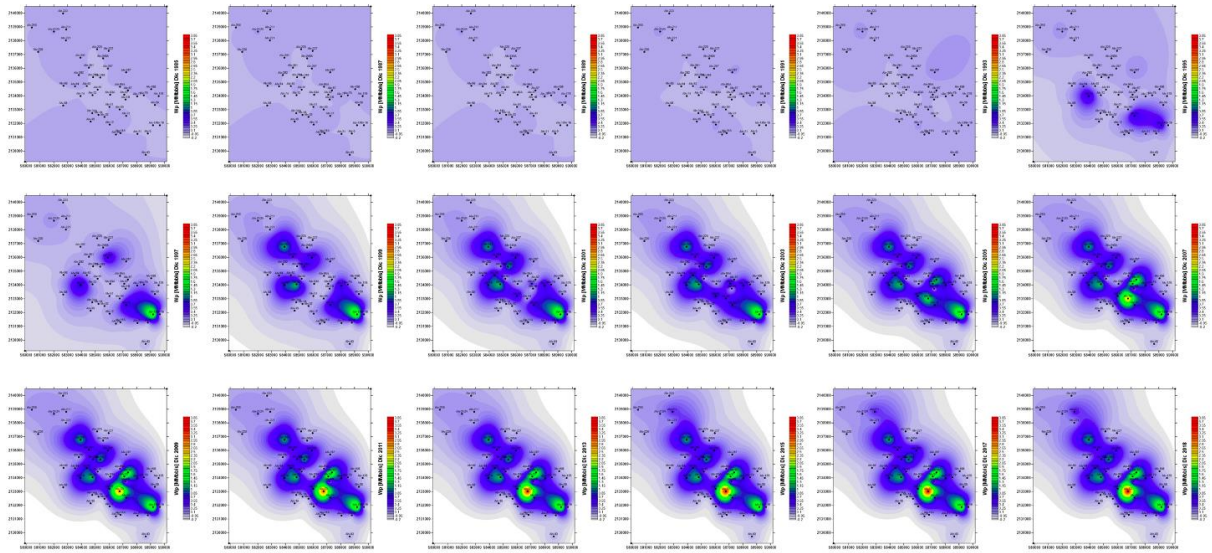


Figura 6-12: Mapas de contorno del comportamiento productivo del campo respecto a Wp

Np

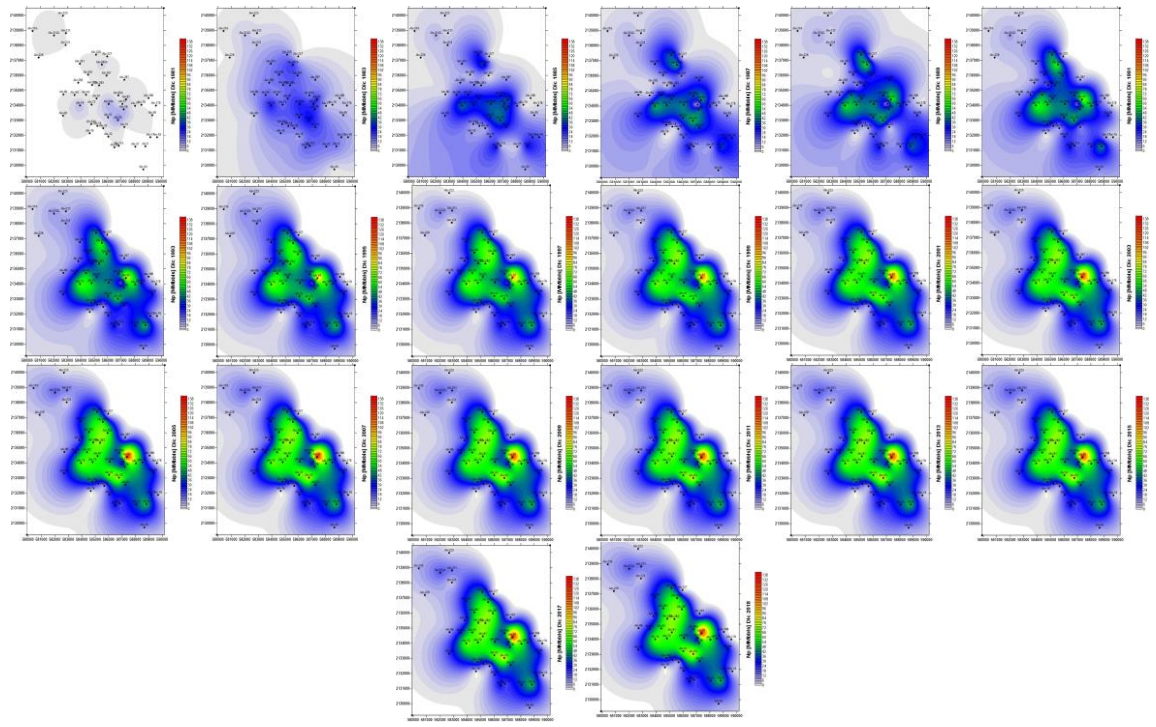


Figura 6-13: Mapas de contorno del comportamiento productivo del campo respecto a Np

Por lo tanto, se procedió a realizar un análisis más detallado de los pozos señalados en el párrafo anterior, graficando parámetros específicos que nos ayudaron a comprender mejor el comportamiento. Es importante señalar que las interpretaciones deben ser tomadas con reserva, considerando que han sido elaboradas a partir de la información disponible limitada.

6.3.2 Alv-17

El pozo Alv-17 se encuentra en los flancos de la zona centro del campo (Figura 6-14). Sobresale en las configuraciones de producción debido a su alta producción de agua, y su reservada producción acumulada de aceite (figuras de configuraciones de Wp y Np).

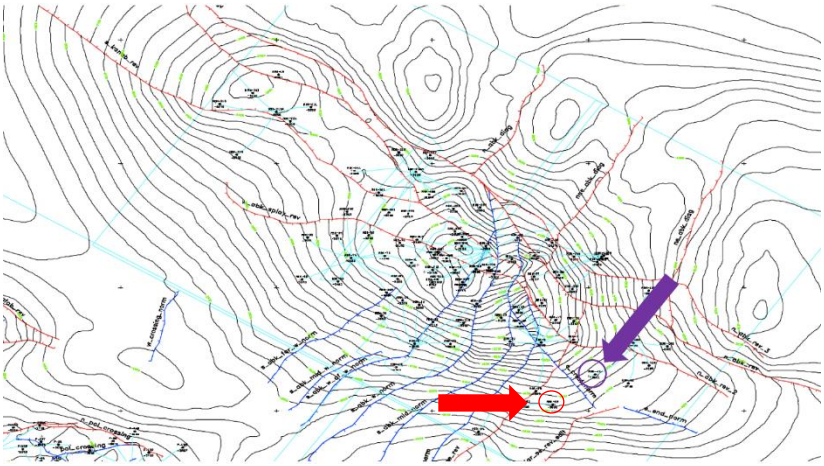


Figura 6-14: Mapa estructural con la ubicación del pozo Alv-17(morado), sobre el flanco de la estructura y pozo Alv-55 (rojo)

Al analizar la gráfica de sus gastos en función del tiempo, se observa que su producción comienza con alrededor de 14 mbpd y se mantiene por un periodo de 5 años y posteriormente cae a 7 mbpd con una duración de 3 años, para finalmente parar su producción. La primera caída en la producción de aceite coincide con un incremento en la producción de agua.

Por su comportamiento productivo, podemos utilizar la clasificación de yacimientos en función del efecto que tienen las fracturas en la porosidad y permeabilidad del sistema (Bratton, y otros, 2006). Ya que los gastos iniciales se conservan durante un tiempo considerable, inferimos que las fracturas en esa zona son abundantes y ayudan a mejorar

la permeabilidad, pero el almacenamiento y la producción viene principalmente de la matriz. Se infiere buena comunicación entre el sistema matricial y el de porosidad secundaria.

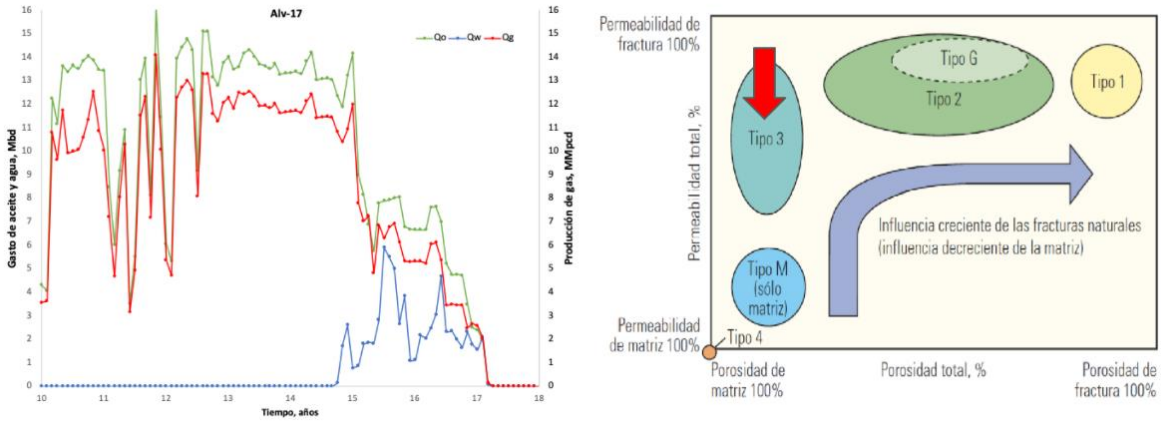


Figura 6-15: Gráfica de los gastos en función del tiempo del pozo Alv-17 (izquierda); ubicación del pozo Alv-17 en la clasificación según efectos de fracturas en porosidad y permeabilidad.

Al analizar la gráfica de RGA (relación gas-aceite) y Fw (corte de agua) en función del tiempo, se observa que no se alcanzó el punto de burbuja en la vida productiva del pozo, puesto que durante todo el tiempo productivo el comportamiento de la RGA fue mayormente constante.

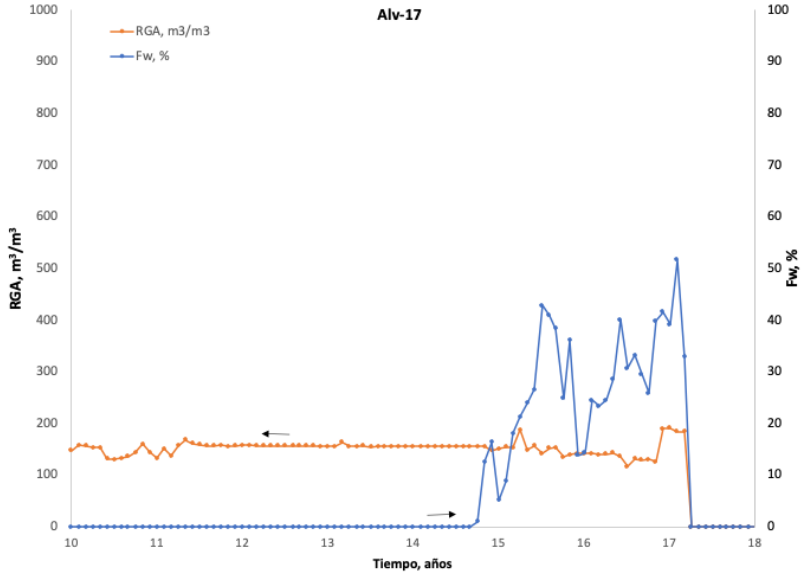


Figura 6-16: Gráfica del RGA y del Fw en función del tiempo del pozo Alv-17

También observamos que antes de comenzar el año 5 de la producción del pozo, el corte de agua se incrementa de forma drástica. En una primera instancia, podríamos plantear como posibilidad que este incremento pudiera deberse a que el acuífero asociado al yacimiento ha alcanzado la profundidad del pozo Alv-17, sin embargo, cuando vemos el comportamiento productivo del pozo Alv-55, que igualmente se encuentra en la zona C, pero disparado a mayor profundidad, podemos determinar que la irrupción de agua no se debe a un avance uniforme del acuífero, puesto que el agua irrumpió en ese pozo más tarde que en el Alv-17. En el pozo Alv-55, el agua irrumpió a los 15.5 años de haber iniciado la producción del campo, mientras que en el Alv-17, la irrupción tuvo lugar antes del año 15 de haber iniciado la producción del campo, además, del comportamiento productivo del pozo con gastos altos que se mantienen por más de 5 años, se infiere que la producción proviene de la matriz, pero con un sistema de fracturas que comunican de forma muy eficiente al yacimiento con el pozo. La comunicación entre la matriz y las fracturas es buena.

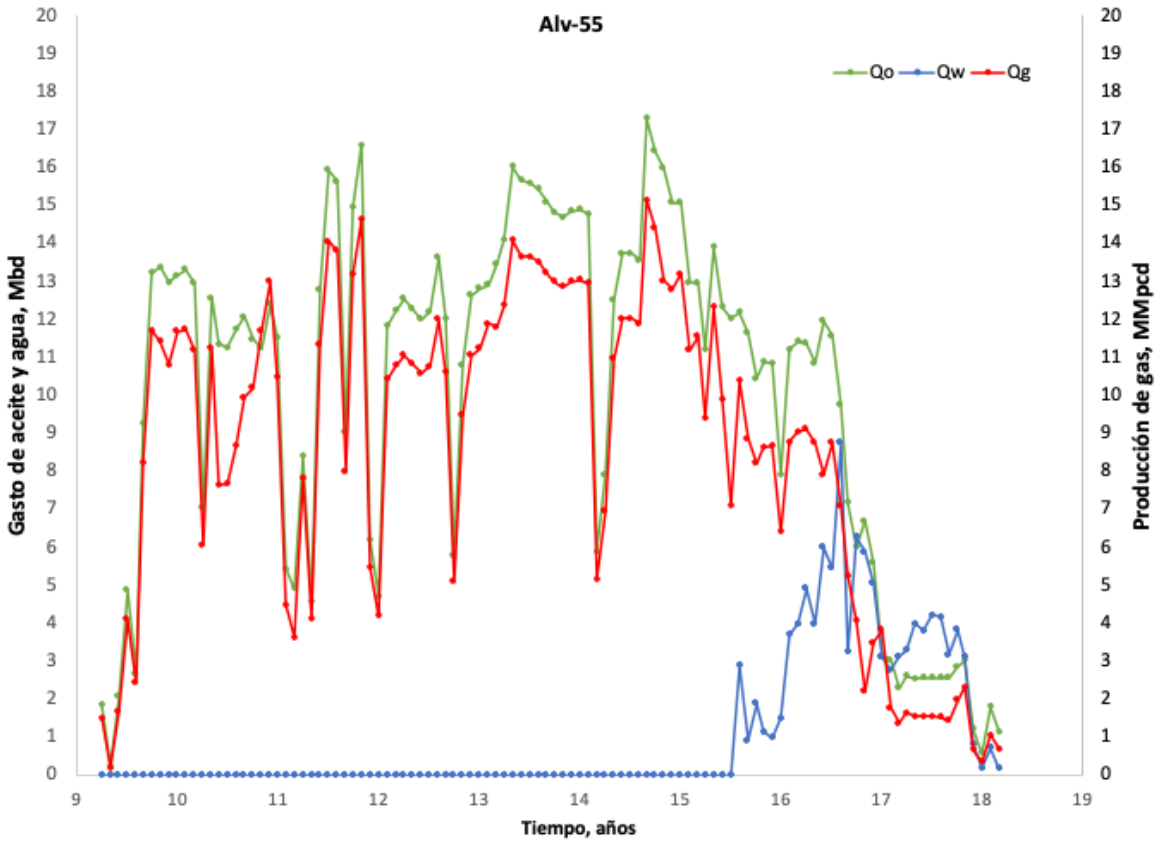


Figura 6-17: Gráfica de los gastos en función del tiempo del pozo Alv-55

A partir de lo anterior podemos proponer, como una posibilidad, que el agua irrumpió en el pozo a través de la red de fracturas, propiciando eventualmente su cierre. La posición del pozo en los flancos de la estructura y las fracturas inferidas en la zona, de acuerdo con el comportamiento productivo del pozo, se asumen como los principales factores que propiciaron la alta producción de agua para este pozo. Para confirmar esto, se realizó el gráfico log-log de WOR (relación agua-aceite) y WOR' (derivada de WOR) en función del tiempo. El gráfico de la derivada de WOR en función del tiempo puede ser usado para identificar si la producción de agua excesiva en el pozo es por canalización o por conificación de agua, (Chan, 1995) Con base en lo anterior y el artículo de Chan, la tendencia ascendente de los datos de la WOR' indican que la producción excesiva de agua en el pozo Alv-17 fue por canalización, sumando a la interpretación respecto a la abundancia y efecto de las fracturas en la zona. (Figura 6-18). Todo esto es de interés al hacer un programa de control de producción agua o de recuperación secundaria.

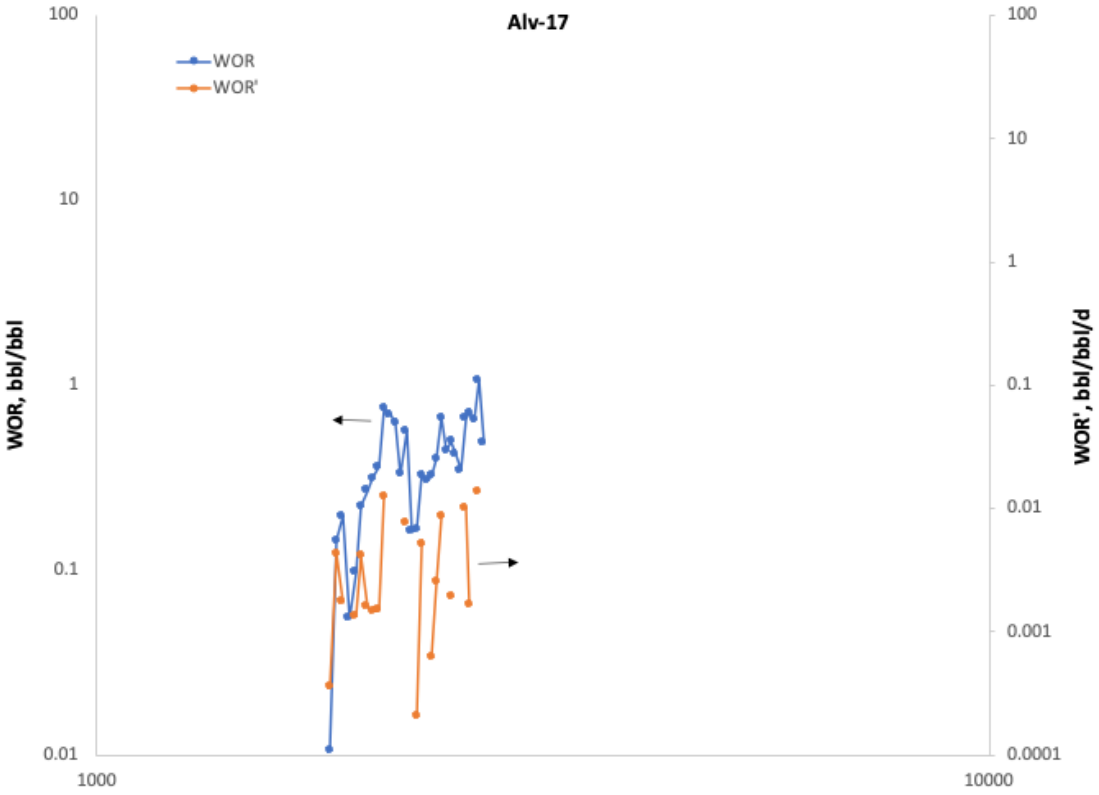


Figura 6-18: Gráfica de WOR y WOR' en función del tiempo del pozo Alv-17

6.3.3 Alv-53

El pozo Alv-53 se encuentra en la zona C, en la parte alta pero más inclinado hacia un flanco de la estructura, cercano a una de las fallas inversas de mayor extensión y a una de las fallas normales que atraviesan la zona central más somera.

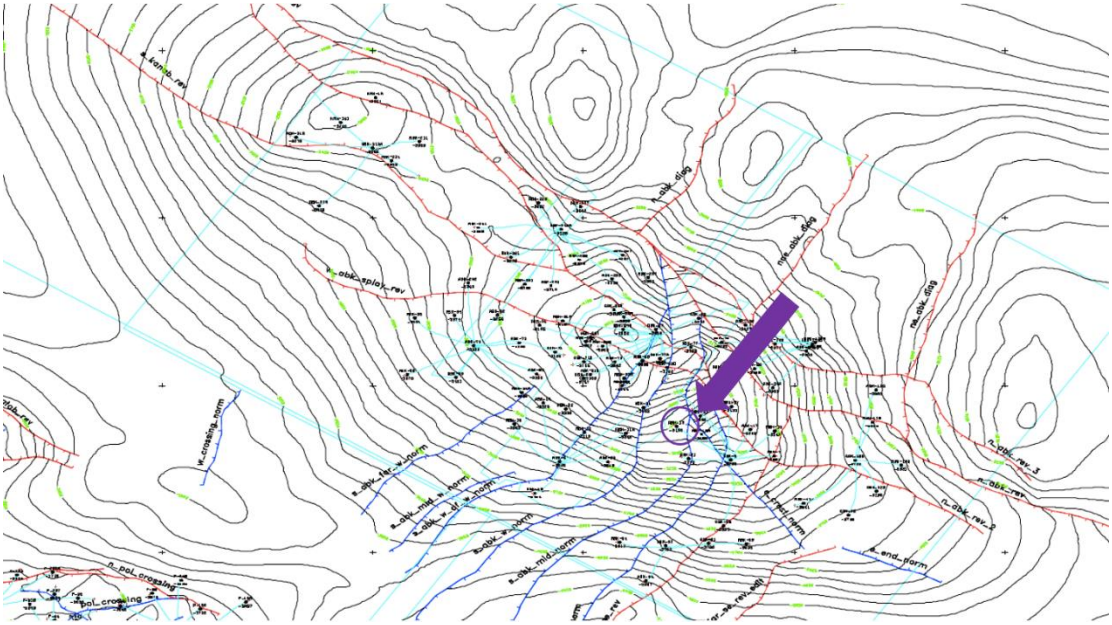


Figura 6-19: Mapa estructural con la ubicación del pozo Alv-53 en la zona central más hacia el flanco de la estructura.

En la gráfica de los gastos en función del tiempo del pozo Alv-53 se observa que la producción de aceite tiene gastos iniciales de aproximadamente 30 mbpd, pero con una declinación marcada igualmente desde el inicio. Debido a esta tendencia descendente, la producción cayó de 30 mbpd a 20 mbpd en un periodo de 6 años, propiciando el cierre del pozo. Por el comportamiento productiva en esta etapa descrita, se infiere que los gastos altos iniciales corresponden al fluido almacenado en las fracturas, sin que la matriz recargue con la misma velocidad de drene; la comunicación entre el sistema matricial y de fracturas no es tan eficiente como en los pozos Alv-17 y Alv-55.

Después de un cierre de 5 años, el pozo vuelve a tener producción, aunque ya no con los gastos iniciales, logrando solo 14 mbpd y con una declinación igualmente muy

marcada (Figura 6-20). Por el comportamiento productivo en esta segunda etapa, se puede suponer que el aceite ahora proviene de la recarga de fluidos de la matriz, por lo que, considerando la clasificación de Nelson (Nelson, 1985) (Bratton, y otros, 2006), podemos ubicar al pozo, en su etapa inicial, entre el Tipo I y Tipo II, donde las fracturas proporcionan la permeabilidad y tienen también participación importante en el almacenamiento.

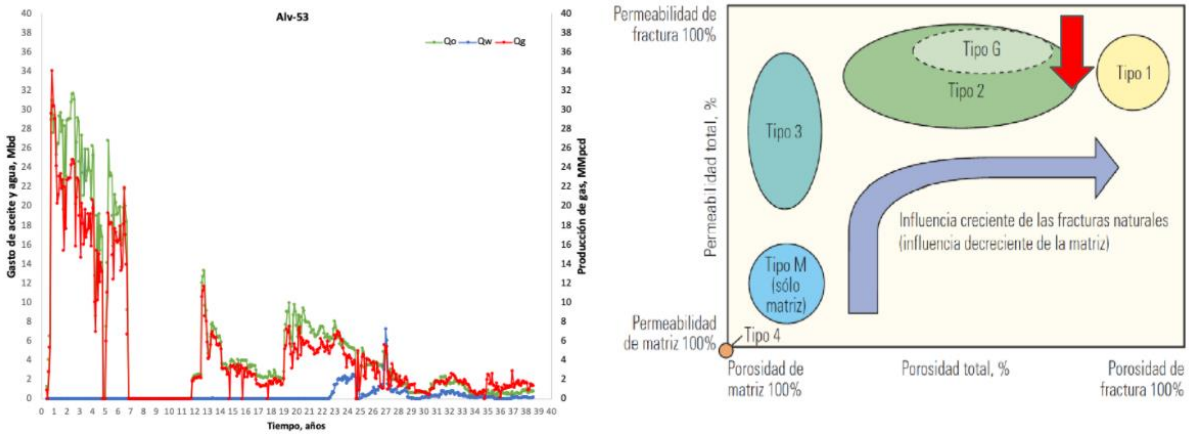


Figura 6-20: Gráfica de los gastos en función del tiempo del pozo Alv-53

Ya que en la gráfica de los gastos en función del tiempo se observa una tendencia descendente drástica, se procedió a realizar la gráfica de gasto vs producción acumulada de aceite, intentado ver si se genera una tendencia lineal, indicativo de una declinación exponencial (Figura 6-21 y Anexo). Este tipo de declinación se puede atribuir a un yacimiento cerrado, o a una producción donde el aceite proviene principalmente de las fracturas, que funcionan como un medio de almacenamiento finito. La gráfica muestra que efectivamente la primera etapa tiene un tipo de declinación exponencial, correspondiente al vaciamiento del fluido almacenado en la red de fracturas.

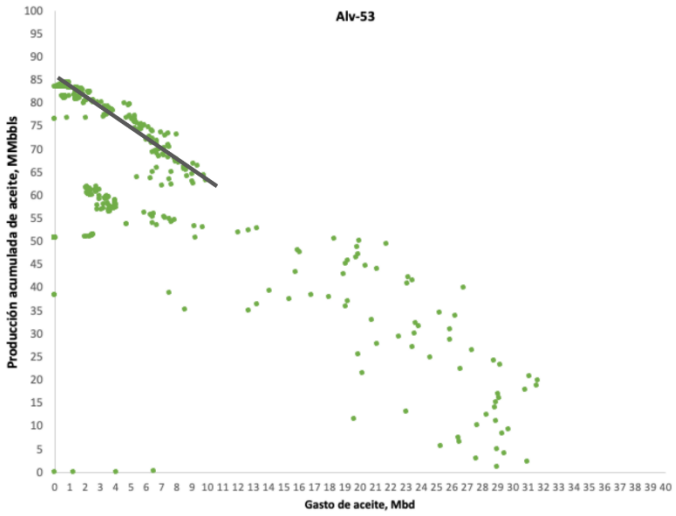


Figura 6-21: Gráfica de la producción acumulada de aceite vs el gasto de aceite del pozo Alv-53

Por otro lado, en la gráfica de RGA y Fw se puede observar que, a partir del año 22, se incrementa considerablemente el flujo fraccional de agua, y que, con base en el comportamiento de la RGA, también se alcanza la presión burbuja entre el año 29 y el año 34 (Figura 6-22). También podemos ver que el flujo fraccional de agua alcanza valores de hasta 60%, siendo posiblemente la razón de algunos cierres en el pozo.

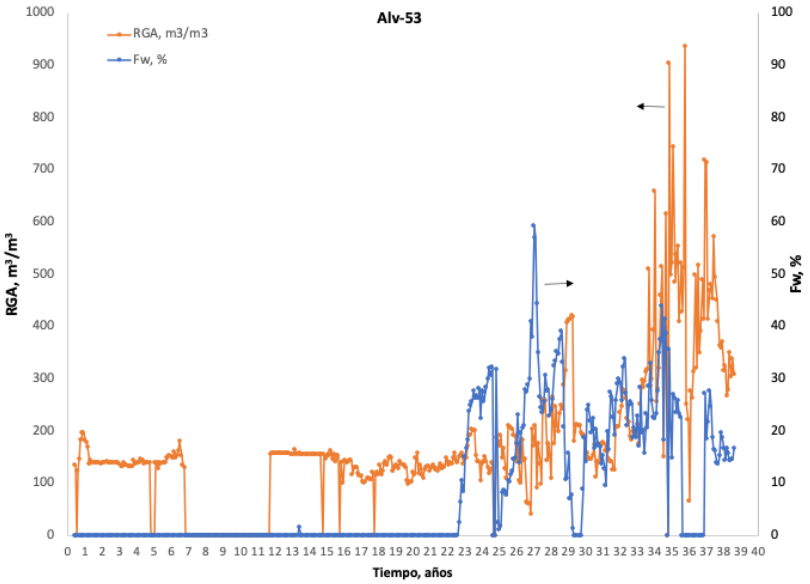


Figura 6-22: Gráfica del RGA y del Fw en función del tiempo del pozo Alv-53

En el gráfico log-log de WOR (Figura 6-23), también se observa una tendencia ascendente, lo cual tiene sentido con la gráfica anterior, ya que nos estaría indicando una

zona de alta densidad de fractura. Es importante mencionar que este pozo se encuentra en la zona alta de la estructura, por esta razón se puede inferir que el agua tarda más en llegar a esta zona, pero al ser una zona fracturada, hay canalización.

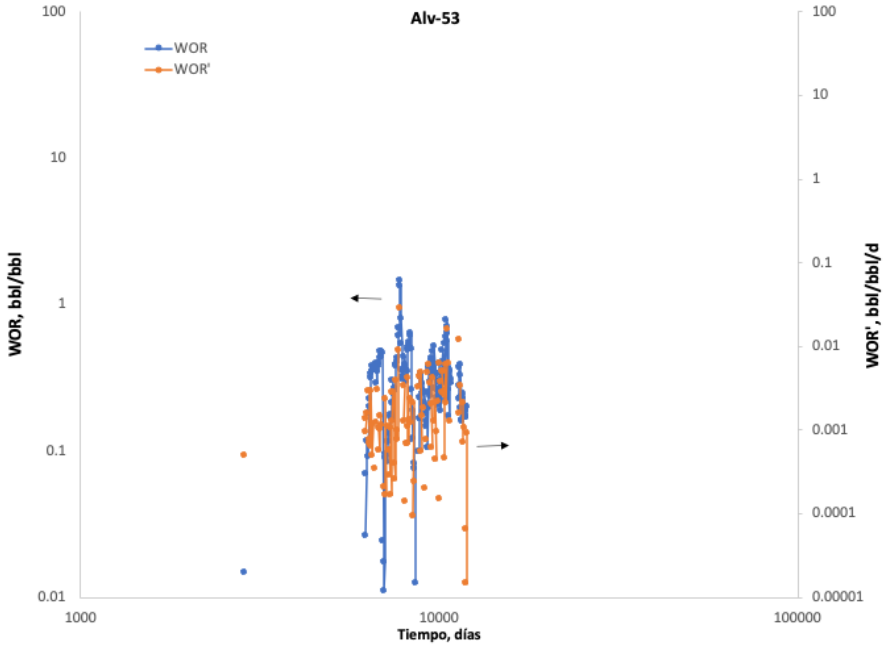


Figura 6-23: Gráfico de WOR y WOR' en función del tiempo del pozo Alv-53

6.3.4 Alv-57

El pozo Alv-57 se encuentra cercano a la zona más somera de la estructura, cerca de una de las fallas inversas que atraviesan la zona central de la estructura (Figura 6-24). En las configuraciones de producción acumulada de agua y de aceite, este pozo destaca por ser alto productor de agua, y no necesariamente de los principales respecto a la producción de aceite.

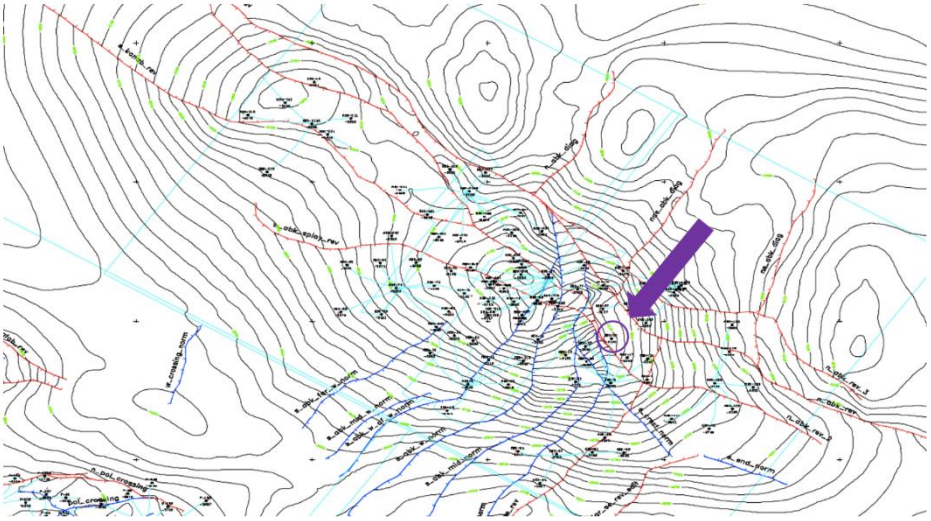


Figura 6-24: Mapa estructural con la ubicación del pozo Alv-57 en la zona central más somera casi en el eje de deformación

En la gráfica de gastos vs tiempo se observan gastos iniciales de 10 mbd con picos de hasta 15 bpd, pero con una declinación marcada hasta llegar a un aproximado de 3 mbpd; esta primera etapa productiva se asocia con el vaciamiento del fluido almacenado en la red de fracturas. Posteriormente, la producción tiene un comportamiento más estable, de lo cual se infiere que esta segunda etapa corresponde a la producción proveniente del medio matricial (Figura 6-25). Con base en lo anterior, se puede inferir que, al igual que el pozo Alv-53, este pozo es de Tipo II, más cercano al Tipo III. En este caso se supone que el sistema de matriz fue aportando poco a poco la producción, pero con un empuje más lento, pero a mayor tiempo que en el caso de las fracturas.

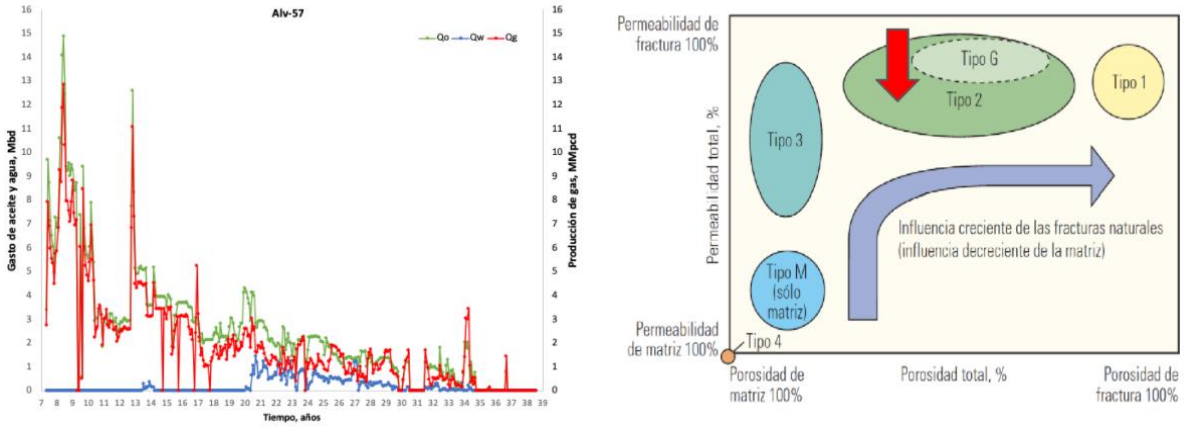


Figura 6-25: Gráfica de los gastos en función del tiempo del pozo Alv-57

En este pozo también se puede observar una tendencia descendente, por lo que se realizó la gráfica correspondiente (Figura 6-26) y se encontró que tenía una tendencia lineal, la cual corresponde a una declinación exponencial, característica de una producción proveniente de un yacimiento cerrado (para este caso, de un volumen de drene finito determinado por el sistema de porosidad secundaria).

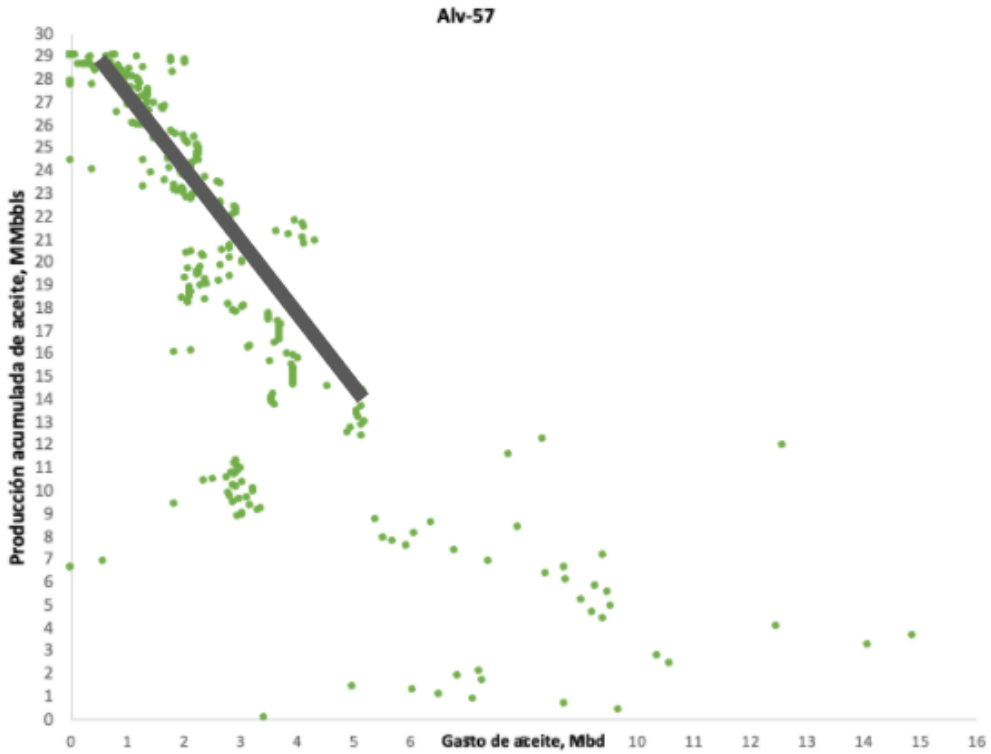


Figura 6-26: Gráfica de la producción acumulada de aceite vs el gasto de aceite del pozo Alv-57

En la gráfica siguiente (Figura 6-27), se observa que tanto el RGA y el Fw, se mantienen constantes en la primera etapa. Posteriormente, se observa un incremento en el Fw, llegando hasta valores del 30%, con picos de hasta 60%. La RGA igualmente tiene un comportamiento menos estable, indicando la cercanía de la presión de burbuja.

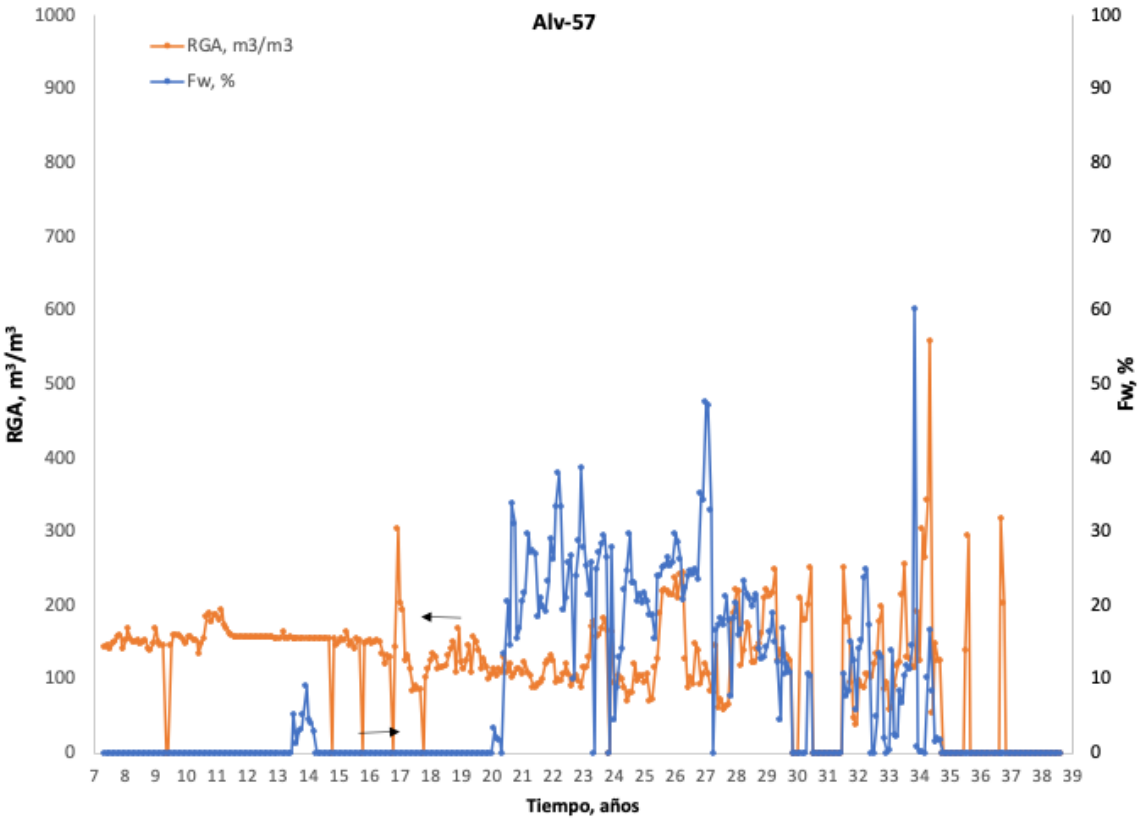


Figura 6-27: Gráfica del RGA y del Fw en función del tiempo del pozo Alv-57

Con la gráfica basada en Chan, se puede observar que no hay una tendencia ascendente o descendente, sino más bien es lateral (Figura 6-28). Por lo que, si recolectamos los datos anteriores y los de esta gráfica, se puede inferir que en este pozo las fracturas no son el principal medio de almacenamiento, pero sí de permeabilidad y que hay una transición hacia una producción proveniente de la matriz en la última parte del periodo productivo. Desafortunadamente no se contó con pruebas de presión para observar esta transición en las curvas de cambio de presión y función derivada.

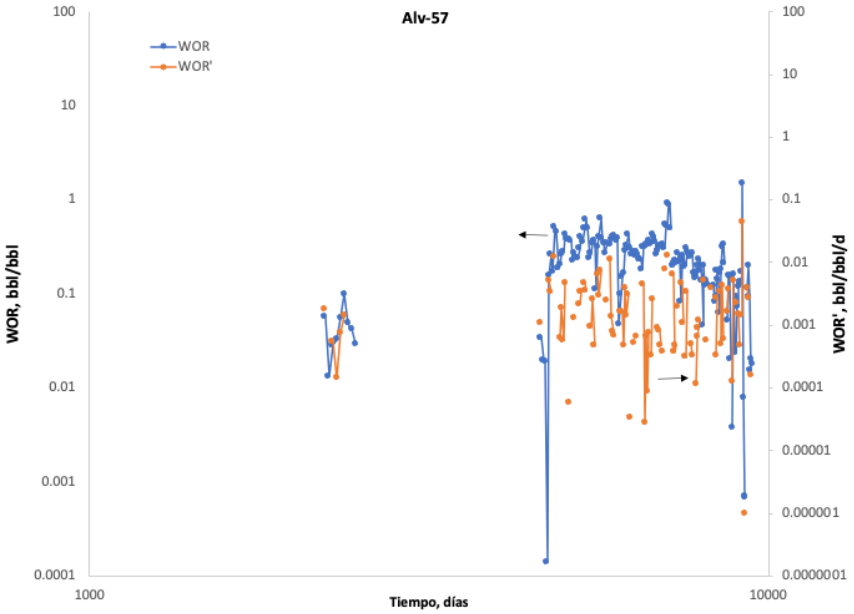


Figura 6-28: Gráfica de WOR y WOR' en función del tiempo del pozo Alv-57

6.3.5 Alv-97

El pozo Alv-97 se encuentra en la zona más somera de la estructura sobre el eje de deformación, sobre una falla normal y cercana a una falla inversa (Figura 6-29). En las configuraciones de producción acumulada de agua y aceite, este pozo destaca por ser alto productor de aceite y de agua.

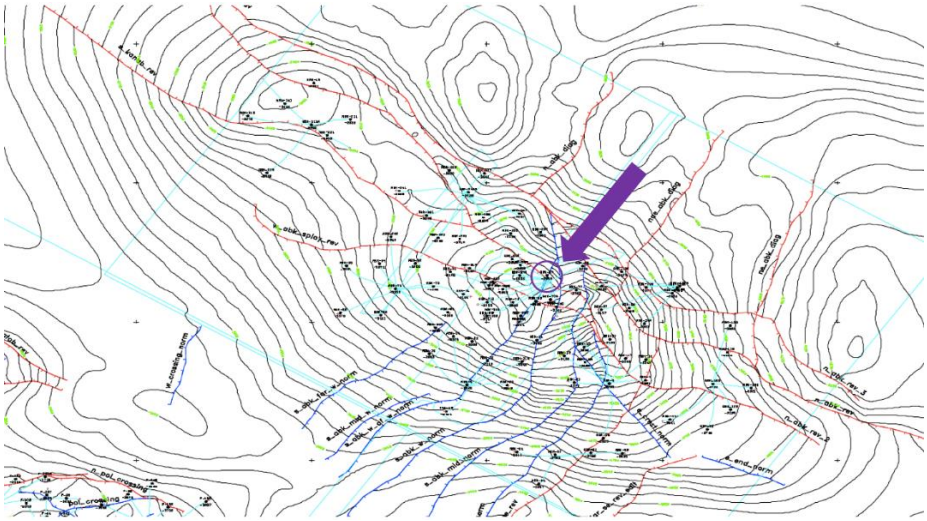


Figura 6-29: Mapa estructural con la ubicación del pozo Alv-97 en la zona central más somera casi en el eje de deformación.

En la gráfica de los gastos en función del tiempo se observan gastos iniciales de 28 mbd con picos de hasta 32 mbd, pero con una declinación desde el inicio y hasta llegar a

un aproximado de 2 mbpd después de 25 años de producción. También se observa que la declinación es constante, no hay intervalos donde la producción caiga y suba nuevamente. La producción tiene un comportamiento más estable, de lo cual se infiere que corresponde a que la producción proviene tanto de las fracturas, como del medio matricial (Figura 6-30). Con base en lo anterior, se puede inferir que, al igual que el pozo Alv-57, este pozo es de Tipo II, más cercano al Tipo III. En este caso se supone que el sistema de matriz fue aportando y que se tenía una muy buena conexión con las fracturas que hizo que la producción pudiera mantenerse de una forma constante por un tiempo prolongado. Se puede pensar que la declinación se da por que el fluido se agota en las fracturas, y no por la irrupción de agua, puesto que la producción ya venía declinando.

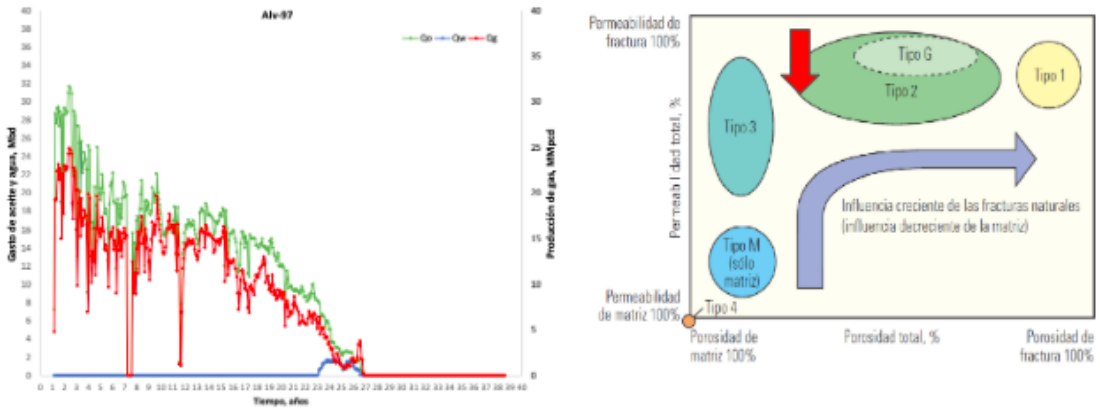


Figura 6-30: Gráfica de los gastos en función del tiempo del pozo Alv-97

En la gráfica siguiente (Figura 6-31), se observa que tanto el RGA y el Fw, se mantienen constantes. Posteriormente, se observa un incremento en el Fw, llegando hasta valores del 30%, con picos de 40%. La RGA se mantiene igual constante hasta llegar un pico considerable, indicando la cercanía de la presión de burbuja.

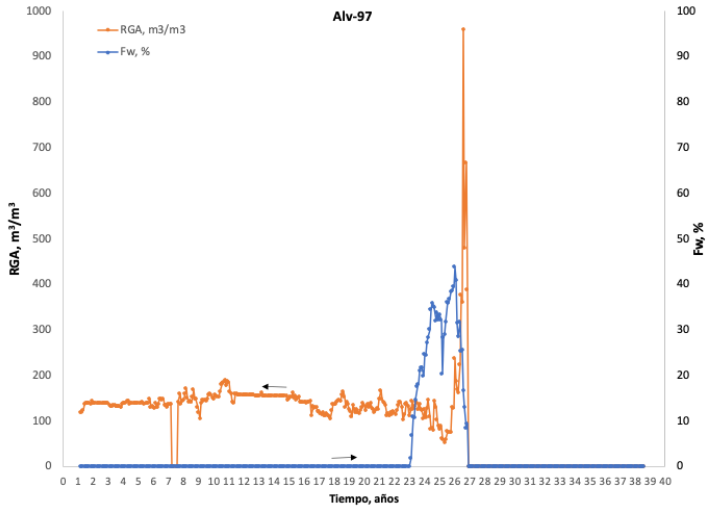


Figura 6-31: Gráfica del RGA y del Fw en función del tiempo del pozo Alv-97

Con la gráfica basada en Chan, realmente no podemos observar una tendencia, por lo que no sabemos si hay canalización y no es posible concluir un diagnóstico.

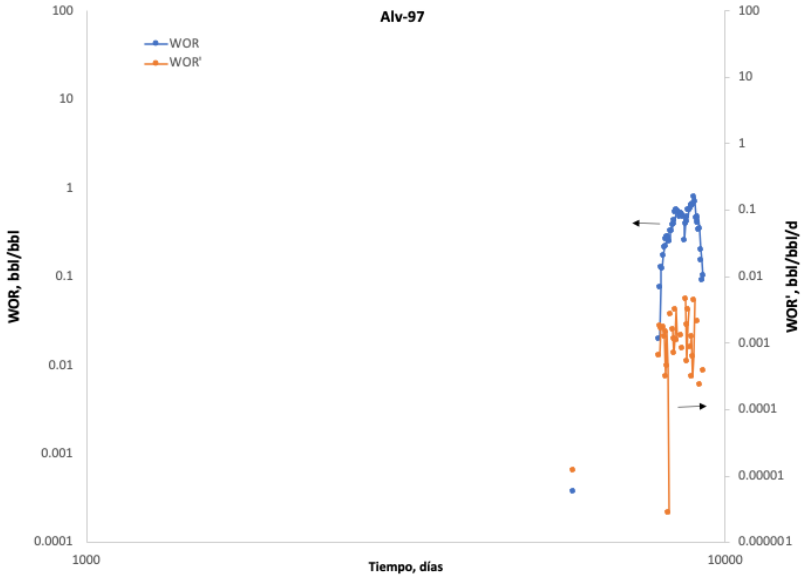


Figura 6-32: Gráfica de WOR y WOR' en función del tiempo del pozo Alv-97

6.3.6 Alv-212A

Para el análisis del pozo Alv-212A es importante mencionar que se encuentra en la zona H. La cual es una zona completamente distinta a la zona en donde estaban ubicados los pozos anteriores, pero sigue perteneciendo al mismo campo. Esta zona se encuentra aislada y no muestras características sustancialmente distintas (Figura 6-33).

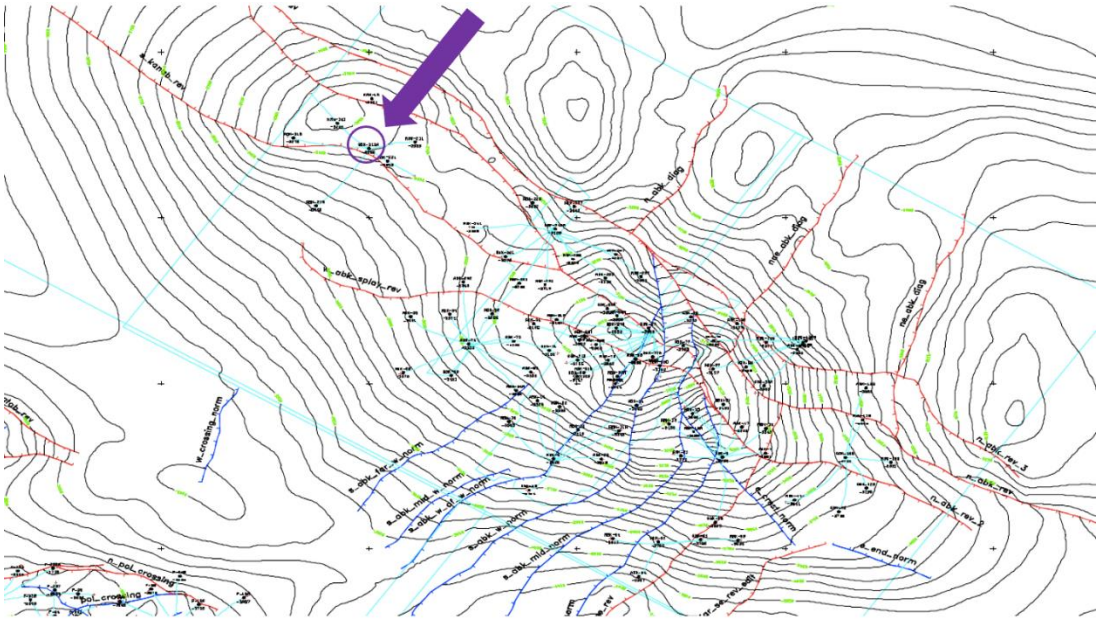


Figura 6-33: Mapa estructural con la ubicación del pozo Alv-212A en la zona H

En la gráfica de los gastos en función del tiempo se observan gastos iniciales de hasta 24 mbd, pero siendo este un dato único, puesto que la declinación es drástica e inmediata, bajando hasta 4 mbpd a tan solo un año de haber iniciado; esta primera etapa productiva se asocia con el vaciamiento del fluido almacenado en la red de fracturas (el volumen de almacenamiento en fracturas es considerablemente menor al observado en los sistemas de fracturas de pozos en la zona C). Posteriormente, la producción tiene un comportamiento más estable, pero con gastos mucho menores, de lo cual se infiere que esta segunda etapa corresponde a la producción proveniente del medio matricial en su mayoría y con un aporte menor de las fracturas (Figura 6-34). La segunda etapa productiva es más constante y se mantiene por un periodo de tiempo prolongado. Con base en lo

anterior, se puede inferir que este pozo esta entre un Tipo 3 y un de Tipo M. En este caso se supone que el sistema de matriz fue el sistema que mayor aporte tiene a la producción.

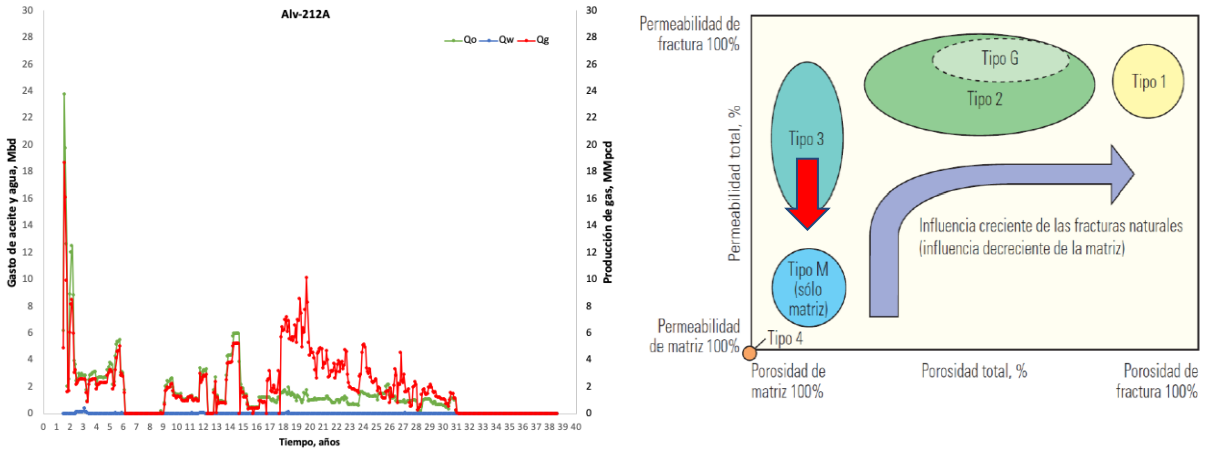


Figura 6-34: Gráfica de los gastos en función del tiempo del pozo Alv-212A

En la gráfica siguiente (Figura 6-35), se observa que el RGA se comporta de forma constante durante los primeros 16 años de producción, posteriormente, se observa un comportamiento menos estable para luego incrementar de forma drástica, indicando que el sistema ha alcanzado la presión de burbuja. El Fw se mantiene constante, sin embargo, en pequeños intervalos se pueden observar picos de hasta el 10%. Por lo que podemos inferir que no hubo canalización de agua.

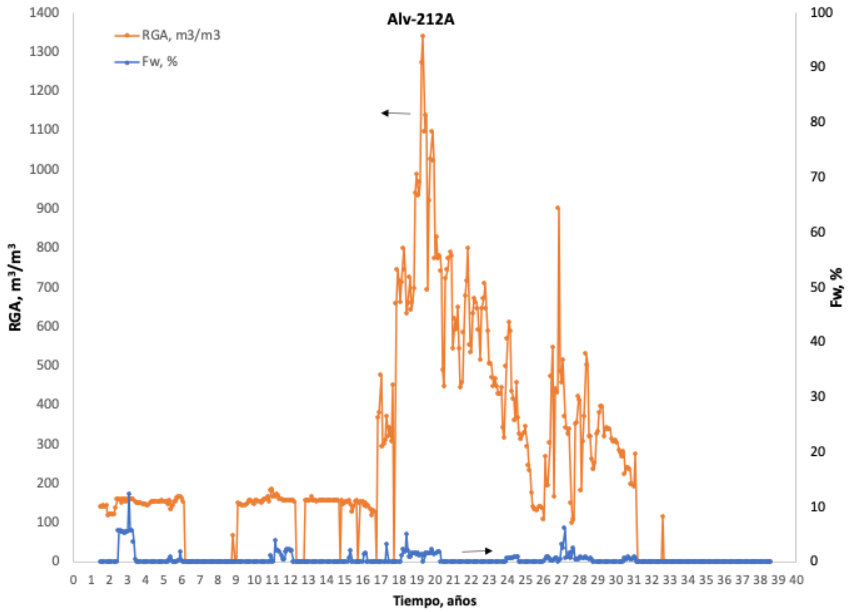


Figura 6-35: Gráfica del RGA y del Fw en función del tiempo del pozo Alv-212A

Con la gráfica basada en Chan, se observa que no hay una tendencia ascendente o descendente, sino que se mantiene lateral, por lo que no puede utilizarse como criterio para determinar canalización.

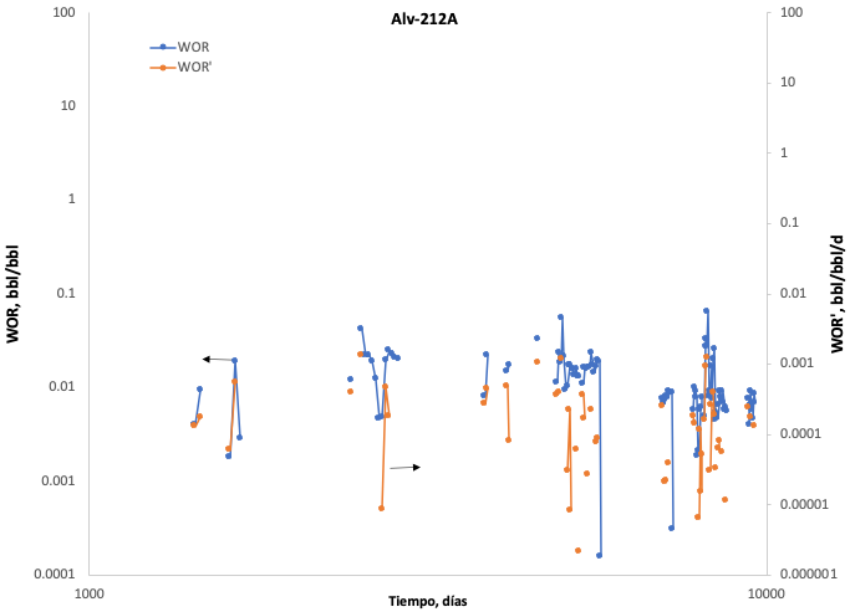


Figura 6-36: Gráfica de WOR y WOR' en función del tiempo del pozo Alv-212A

6.3.7 Análisis campo

En el pozo Alv-17, el agua llega con mayor rapidez (Figura 6-37); si bien el pozo se encuentra en los flancos y no sobre la parte alta de la estructura, esto se atribuye más a la existencia de una red de fracturas que aparentan estar interconectadas y que generan la irrupción del agua. A pesar de que las características de las fracturas respecto a su interacción con la matriz aparentaban ser ideales, el agua impidió que el pozo Alv-17 fuera uno de los pozos con mayor producción acumulada de aceite. La red de fracturas, aunada a la profundidad del intervalo productor propiciaron la canalización del agua.

Ahora podemos analizar los pozos Alv-53 y Alv-57 en conjunto; ambos pozos están cerca de la cima de la estructura, pero uno de ellos está orientado hacia un flanco. En ambos, se observa que las fracturas mejoran la permeabilidad del sistema, pero el almacenamiento se da principalmente en el medio matricial, de acuerdo con los gastos iniciales altos, la declinación marcada, y los valores de producción bajos (respecto a los

iniciales) en la última etapa productiva. Se observa un comportamiento productivo similar para ambos pozos, pero con gastos mayores en el pozo Alv-53, infiriendo que hay mayor densidad de fracturas en la zona en la que se encuentra. Además, si vemos la tendencia del agua y con base en los gráficos de diagnóstico de Chan, observamos una tendencia ascendente, indicativo de canalización agua. Esto no se observa en el pozo Alv-57, por lo que se infiere que para el Alv-57, las fracturas no tienen la misma influencia que en el Alv-53 respecto a la producción. En resumen, en la zona del Alv-53 hay más fracturas y tienen un papel más importante que en la zona del pozo Alv-57, y esto es importante porque es necesario entender cómo está físicamente el yacimiento y cómo se comporta de forma dinámica, para crear el modelo de simulación (Figura 6-37).

Para el caso del pozo Alv-97, podemos ver que las fracturas ayudan mucho a que se tengan valores altos de producción sostenidos en el tiempo. Se infiere que la matriz aporta, pero las fracturas mejoran la producción, y que hay facilidad para el flujo interporoso. Hay una buena interconexión entre la matriz y las fracturas, de esta forma se puede mantener este tipo de producción durante aproximadamente 20 años, aunque en constante declinación (Figura 6-37). Al encontrarse en la parte estructural más alta y sobre el eje de deformación, se espera que las fracturas sean más conductivas, de mayor longitud, y, por ende, de mayor capacidad de almacenamiento.

También, con base en lo que se observa en las animaciones de producción, su constante declinación y su posición entre fallas, se considera que es posible que esté sobre un bloque aislado o compartimentalizado, sin embargo, se requiere de más información para restar incertidumbre a esta interpretación. Finalmente, la posición estructural del pozo, similar a la del pozo Alv-57, puede influir en que no se haya presentado una tendencia de canalización de agua.

Ahora, si comparamos los pozos anteriores con el pozo Alv-212A, se puede observar dos comportamientos distintos. En los primeros observamos como las fracturas ayudan a la producción, pero en el Alv-212A se ve un perfil de producción dominado por matriz, donde hay participación escasa de las fracturas en la producción, a excepción de lo observado en los gastos iniciales. Por ende, no hay irrupciones de agua tan grandes o

son completamente nulas, ya que no hay red de fracturas suficiente que generen esa canalización, pero los gastos de producción son sustancialmente menores (Figura 6-37).

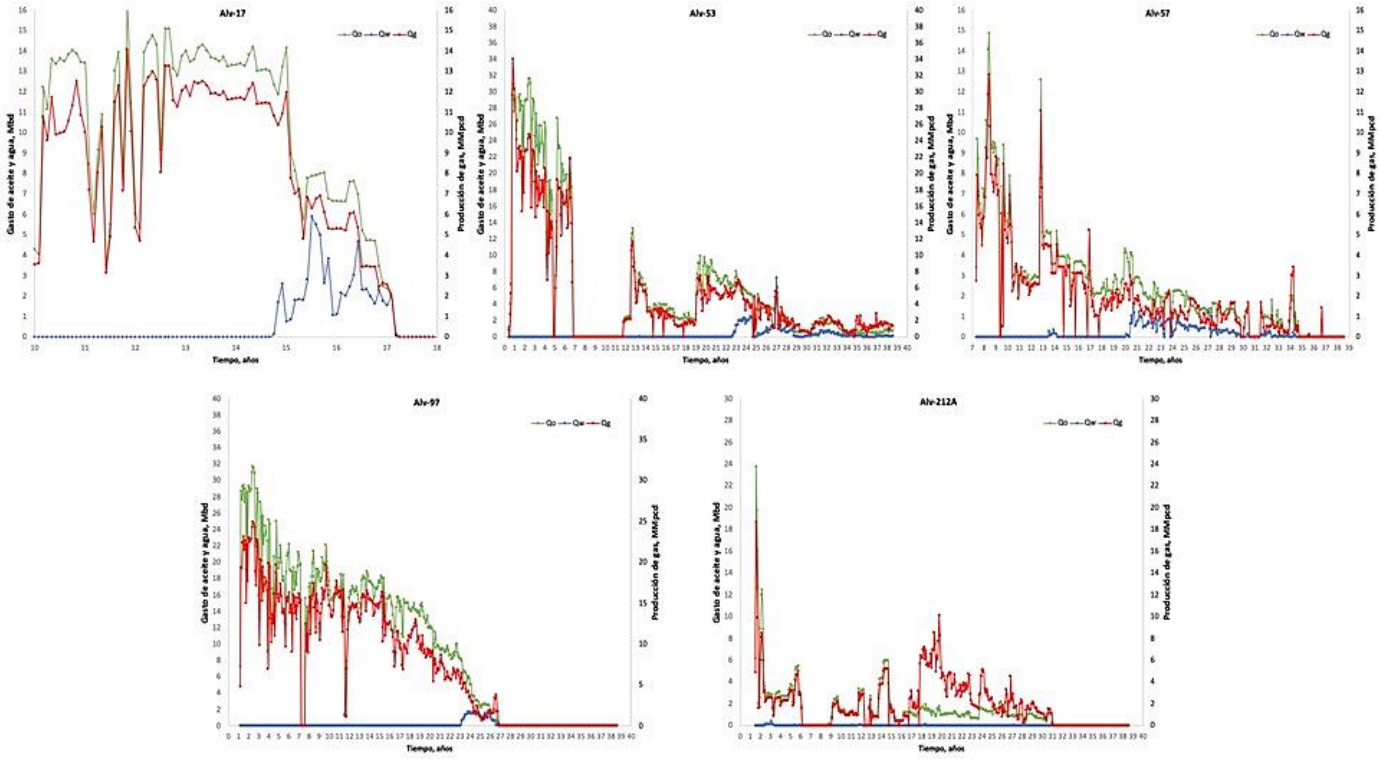


Figura 6-37: Perfiles de producción de los pozos analizados

7. Conclusiones

De acuerdo con los objetivos planteados se determinó el contexto geológico del campo de interés, el cual se encuentra en Reforma Akal; un anticlinal alargado afectado por una familia de fallas inversas que se extienden al mismo rumbo que la estructura anticlinal principal. Así mismo, presenta una serie de fallamientos en la zona central lo cual resulta de vital importancia porque nos ayuda a inferir la orientación de las fracturas en la zona, lo cual permite que los hidrocarburos migren y se presente la canalización del agua.

En virtud de lo estudiado, ahora sabemos que la zona Centro presenta condiciones ideales para la producción de hidrocarburos debido a que la estructura anticlinal, en la cual están la mayor cantidad de pozos, presenta fallas normales e inversas que seccionan en diferentes bloques el área de producción, debido a que en la cresta se presenta una mayor cantidad de discontinuidades ya que son las áreas de alta tensión en los pliegues se encuentran en el eje, puesto que se produce una extensión paralela a la capa y puede dar lugar a fallas normales o fracturas de extensión. La existencia de las fracturas asociadas a fallas normales, fallas de desplazamiento y el fenómeno de plegamiento, tienen influencia en su generación y distribución e impone las mejores condiciones de productividad en pozos cerca de las fallas. Por otro lado, las fallas inversas, al ser de gran extensión, nos ayudan a delimitar nuestra zona en bloques, pero no juegan un papel tan importante en la producción de hidrocarburos y esto se ve reflejado en la zona H.

Frente a la evidencia recabada, a partir de los datos de información de acceso público y del análisis teórico de las características petrofísicas, podemos notar que, aunque se estuviera hablando de un mismo yacimiento, los pozos estudiados presentaban diferentes comportamientos de acuerdo a la clasificación de Nelson, siendo las fracturas un factor importante en la producción de hidrocarburos y la canalización de agua. Al haber un anticlinal, los pozos que se encontraban en los flancos de la estructura tuvieron una menor producción y temprana irrupción de agua, está provocada por las fracturas. Caso contrario, en la zona Centro al tener fallas inversas delimitando la zona y haber fallas

normales dentro del bloque delimitado, la producción de hidrocarburos se ve favorecida en mayor medida en comparación con la zona H que su producción es baja al no haber estas fracturas.

Con apoyo de los mapas de contorno pudimos observar el avance de agua durante los 30 años de nuestro estudio, también se observó la compartimentalización que existe en el campo, así como los pozos con mayor de agua y aceite. Los mapas hicieron posible confirmar la hipótesis de las fallas normales e inversas, así como verificar la mayor producción en la zona Centro comparada con la zona H.

De acuerdo al mapa pudimos verificar que, a pesar de estar los pozos en un anticlinal, el agua no siempre llega primero a los flancos, ya que, debido a los esfuerzos durante la formación anticlinal, produce un aumento en las porosidades y permeabilidades haciendo que no se tenga un avance homogéneo del agua en el yacimiento.

Debido a la crisis sanitaria que atravesaba el país al momento de realizar este trabajo, no fue posible recabar la información deseada para llevar a cabo un análisis más detallado, sin embargo, no podemos dejar de lado algunos puntos que se hubieran observado de contar con esta información:

- Factor ω: en un análisis derivado de pruebas de presión se hubiera esperado encontrar la el “valle” característico de un yacimiento de doble porosidad, además de indicarnos con mayor certeza en que medio se almacenaba el hidrocarburo, matriz o fractura.
- Factor λ: en un análisis derivado de pruebas de presión el “valle” característico de un yacimiento de doble porosidad presentaría un movimiento a la derecha o izquierda dependiendo la relación de permeabilidad de la matriz y de la fractura.
- Compartimentalización: Hubiera sido posible identificar la existencia de la compartimentalización en el yacimiento al poder observar como la curva se va hacia arriba en un gráfico de tiempos vs Δp. Esto se apreciaría como un yacimiento cerrado en una prueba de presión. En un perfil de presión de poro también es

posible apreciarlo cuando se ajustan a un mismo comportamiento el agua, gas y aceite.

- De haber tenido acceso a todos los datos vinculados al campo, hubiera sido posible realizar un modelo de simulación para comprender de forma dinámica el comportamiento del campo. Este punto se queda abierto para futuros trabajos o generaciones que gusten retomar este tema.

Con ayuda de los mapas de contorno se logró identificar las zonas de mayor producción de aceite y las zonas donde se presenta mayor canalización de agua de acuerdo a la teoría. Estos mapas pueden ser útiles para hacer un control de agua, además de poder observar la producción de aceite en el tiempo.

Anexo

Análisis de la declinación de la producción

Introducción

Conocer el comportamiento productivo actual y futuro de los pozos de un campo se ha convertido en una práctica imprescindible en la industria petrolera; los pronósticos de producción permiten tomar decisiones económicas importantes que afectan directamente la rentabilidad de los proyectos.

Las predicciones son básicamente extrapolaciones del comportamiento productivo actual, y pueden ser con respecto a un solo pozos, un grupo de pozos y/o todos los pozos activos en un yacimiento.

Por facilidad o practicidad, las predicciones se realizan a partir datos reales de producción y con modelos empíricos que dan tratamientos matemáticos y/o gráficos a la información. Estas herramientas son fáciles de usar, pero deben actualizarse conforme exista nueva información; esto permitirá mayor certeza respecto a las expectativas de producción para meses consecuentes, así como para determinar los pozos que están por debajo de ellas y que pudieran requerir de alguna intervención.

Si bien estos métodos no necesariamente se basan totalmente en la física del flujo de fluidos en el medio poroso, los conocimientos y la sensibilidad con respecto al comportamiento productivo del campo, asociados a la experiencia del ingeniero de yacimientos, permitirán incrementar la confiabilidad de estas herramientas.

Para poder analizar la influencia que las características de un yacimiento podían tener en su declinación, se comenzó por asumir que no había empuje por acuífero, por lo que la presión era proporcional a la cantidad de aceite que quedaba en el yacimiento. Posteriormente, se asumió que los índices de productividad se mantenían constantes a lo

largo de la vida productiva de los pozos, por lo que los gastos eran proporcionales a la presión del yacimiento. Para este caso mencionado, la relación entre la producción acumulada y la presión tendrían que ser lineales y, por tanto, también la relación entre el gasto y la producción acumulada. Esta relación lineal entre el gasto y la producción acumulada es típica de una declinación exponencial o semi-logarítmica, y la diferenciación de la expresión que la representa arroja la ecuación básica de la que parte este tipo de declinación (Arps, 1945).

La realidad ha mostrado que la presión no es proporcional al volumen remanente de aceite en el yacimiento, y que la presión aparentemente declina a un ritmo más lento conforme el volumen remanente de aceite disminuye; por otro lado, se ha visto que los índices de productividad no son constantes y que tienden a declinar conforme el yacimiento es explotado y la Relación Gas-Aceite incrementa.

Las tendencias mencionadas resultan en una clara relación entre el gasto y la producción acumulada, la cual se muestra no como una recta en un gráfico cartesiano, sino como una curva suave que es convexa hacia el origen (Arps) y que puede ser representada por una ecuación exponencial si la curvatura es pronunciada (se convierte en una recta al graficarse en escala semilogarítmica); esta declinación es llamada harmónica y, mediante diferenciación, se puede comprobar que es directamente proporcional al gasto de producción.

Para el caso en el que la relación gasto-producción acumulada genera una curva menos pronunciada (la cual al ser graficada en escala semilogarítmica no produce una recta), esta puede ser representada mediante una recta al graficarse en escala log-log (tras ciertos ajustes); este tipo de declinación es hiperbólica.

Por sus características, la declinación hiperbólica es el tipo más común, mientras que la harmónica y exponencial son en realidad variaciones menos frecuentes del modelo hiperbólico. Por otro lado, aunque la declinación exponencial es menos exacta, resulta

mucho más sencilla de utilizar, en comparación de la harmónica e hiperbólica, por lo que es usada para evaluaciones y estimaciones rápidas, principalmente porque en muchos casos se ha observado que, en ciertos intervalos limitados, la declinación se mantiene constante.

A continuación, presentamos una explicación más detallada de los diferentes tipos de declinación.

Declinación exponencial

Las ecuaciones para representar una tasa de declinación relativa y el ritmo de declinación de la producción correspondiente al modelo de declinación exponencial se basan en un modelo de yacimiento volumétrico. Este modelo se caracteriza por señalar proporcionalidad entre la disminución del ritmo de producción por unidad de tiempo y el ritmo de producción.

(Arps, 1945) señala que la forma en la que se puede reconocer este tipo de declinación es mediante un método estadístico basado en analizar la relación entre la producción y la declinación de la producción en el tiempo.

El método consiste en tabular los gastos de producción (q) para intervalos de tiempo constantes en una columna, la disminución de la producción por unidad de tiempo $(\Delta q/\Delta t)$ en otra y la relación entre ambas en la quinta columna:

$$\alpha = -\frac{q}{\Delta q/\Delta t} \qquad (1.\ 1)$$

Cuando esta relación es constante o aproximadamente constante, se puede asumir que la curva es de tipo exponencial.

Para el tiempo en que se publicó el artículo de (Arps, 1945), la combinación de porcentaje de declinación bajo e intervalos de tiempo de un mes hacía que la variación en el número de días que podía tener cada mes generara que la tendencia general sufriera disturbios considerables, por lo que se recomendaba que los intervalos fueran de 6 meses, para disminuir la alteración a la tendencia. Al día de hoy, las herramientas computacionales permiten un manejo más sencillo de un mayor número de datos, por lo que la limitante señalada puede ser fácilmente superada.

El artículo de (Arps, 1945) muestra un ejemplo del método para identificar la declinación exponencial, el cual se reproduce aquí, con ligeras variaciones, para la deducción de las ecuaciones del modelo exponencial de declinación (tabla 1.1). El ejemplo considera el campo Cutbank en Montana, donde los ritmos de producción mensuales se muestran para intervalos de 6 meses (aunque los cálculos de los parámetros involucrados se han realizado considerando intervalos mensuales).

Se consideran los registros de la producción de julio de 1940 a enero de 1944 como la información a partir de la cual se logra pronosticar la producción para el periodo julio de 1944 a enero de 1947 (datos sombreados en tabla 1.1).

Fecha	Gasto de producción, q [bbl/mes]	Ritmo de disminución semestral en el gasto de producción, Δq/Δt [bbl/ 6 meses]	Ritmo de disminución mensual en el gasto de producción, Δq/Δt [bbl/ mes]	Tasa de pérdida mensual, α=-q/Δq/Δt [mes]	Índice de declinación mensual, D= 1/α = -(Δq/Δt/q), [mes^{-1}]	Porcentaje de Declinación Mensual	
jul-40	460						
ene-41	431	-29	-4.83	89.17	0.0112	1.12%	
jul-41	403	-28	-4.67	86.36	0.0116	1.16%	
ene-42	377	-26	-4.33	87.00	0.0115	1.15%	
jul-42	352	-25	-4.17	84.48	0.0118	1.18%	
ene-43	330	-22	-3.67	90.00	0.0111	1.11%	
jul-43	309	-21	-3.50	88.29	0.0113	1.13%	
ene-44	288	-21	-3.50	82.29	0.0122	1.22%	
jul-44	269.36	-3.11	-0.52	86.80	0.0115	1.15%	Porcentaje Promedio de Variación Mensual (jul-40 a ene-44)
ene-45	251.93	-2.91	-0.48	86.80	0.0115	1.15%	
jul-45	235.63	-2.72	-0.45	86.80	0.0115	1.15%	
ene-46	220.38	-2.54	-0.42	86.80	0.0115	1.15%	
jul-46	206.12	-2.38	-0.40	86.80	0.0115	1.15%	
ene-47	192.79	-2.22	-0.37	86.80	0.0115	1.15%	

Tabla 1-1 Declinación mensual con base en un modelo de declinación exponencial (Arps, 1945)

A partir de la tabla 1.1 es posible observar que el índice de variación mensual (y, por ende, el porcentaje de variación mensual) aparenta ser aproximadamente constante, con un valor promedio $D = 0.0115$ (-1.15%). Este valor es utilizado para extrapolar los gastos de producción hasta enero de 1947 (datos sombreados en tabla 1.1). Considerando el método mediante el cual se estima el índice de variación mensual (o el porcentaje de variación mensual), es revertir el proceso para hacer las estimaciones de los gastos futuros.

Como ya se ha mencionado, el modelo se basa en una relación gasto-tiempo, donde la curva generada a partir de esos parámetros (gasto-tiempo) tiene un índice de declinación constante y a partir del cual se forma la siguiente ecuación diferencial:

$$-\frac{1}{q}\frac{dq}{dt} = D(t) \qquad (1.\ 2)$$

Donde:

D: $es\ el\ índice\ de\ declinación\ del\ ritmo\ de\ producción\ en\ el\ tiempo, t^{-1}(días^{-1}, meses^{-1}, años^{-1})$

q: $gasto\ de\ producción, bpd$

dq: $variación\ del\ gasto\ de\ producción, bpd$

dt: $variación\ del\ tiempo, días, meses\ años, etc.$

El índice de declinación debe considerar unidades de tiempo congruentes con las utilizadas en el gasto de producción, es decir, si el gasto se reporta en barriles por día, el índice de declinación deberá ser diario, si el gasto es en barriles por mes, D puede ser mensual.

Se sabe, a partir de datos de campo, que $D(t)$ es una función del gasto instantáneo elevado a la potencia b:

$$D = \alpha q^b \qquad (1.\ 3a)$$

Donde b es la variación en el tiempo de la tasa de pérdida α, es decir, $b = \frac{d(\alpha)}{dt}$. Para el caso en que $t = 0$, el índice inicial de variación del gasto de producción es:

$$D_i = \alpha q_i^b \qquad (1.\ 3b)$$

Donde por lo general b tiene un valor entre 0 y 1 (aunque en algunos casos supera la unidad). Para un pozo o yacimiento dado, mientras las condiciones de producción no sufran alguna alteración, α y b no cambiarán. Por otro lado, el índice de declinación irá variando en el tiempo conforme a la ecuación 1.2. Al igualar las ecuaciones 1.2 y 1.3 tenemos:

$$\alpha q^b = -\frac{1}{q}\frac{dq}{dt} \qquad (1.\ 4)$$

Reordenando términos:

$$\alpha dt = -\frac{dq}{q^{b+1}} \qquad (1.\ 5)$$

Para el caso en que $b \neq 0$, es posible integrar las expresiones en ambos de la ecuación, considerando las condiciones iniciales: $cuando\ t = 0, q = q_i$. La ecuación con integrales queda:

$$\int_0^t \alpha dt = -\int_{q_i}^{q_t} \frac{dq}{q^{b+1}} \qquad (1.\ 6)$$

La expresión resultante es:

$$\alpha t = \frac{1}{b}\left(q_t^{-b} - q_i^{-b}\right) \qquad (1.\ 7)$$

Al despejar α de la ecuación 1.3 y sustituir en 1.7, tenemos:

$$\frac{D_i}{q_i^b} t = \frac{1}{b}\left(q_t^{-b} - q_i^{-b}\right) \qquad (1.\ 8)$$

Despejando el gasto, q_t:

$$q_t = q_i(1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}} \qquad (1.\ 9)$$

La ecuación 1.9 es utilizada para representar la tasa de declinación de un pozo. Para el caso en el que $b = 0$, y a partir de la ecuación 1.2, se puede deducir lo siguiente:

$$D = \alpha = constante \qquad (1.10)$$

Con base en lo anterior, se puede reordenar la ecuación 1.1, para posteriormente integrarse con respecto al tiempo y a la producción, de acuerdo a lo siguiente:

$$\int_{q_i}^{q_t} \frac{dq}{q} = -\int_0^t D dt \qquad (1.\ 11)$$

Lo anterior da como resultado:

$$\ln \frac{q_t}{q_i} = -Dt \qquad (1.12)$$

Expresado de forma exponencial:

$$q_t = q_i e^{-Dt} \qquad (1.13a)$$

De forma logarítmica:

$$\ln(q_t) = -Dt + \ln(q_i) \qquad (1.13b)$$

La ecuación 1.13b muestra la razón por la cual la curva gasto-tiempo se comporta como una recta en un gráfico semilogarítmico, representando el modelo de la declinación exponencial.

Al integrar la expresión matemática que representa la declinación exponencial de la producción en función del tiempo, podemos obtener la producción acumulada:

$$\int_0^t q_t dt = \int_0^t q_i e^{-Dt} dt = N_p \qquad (1.14)$$

Resolviendo la integral:

$$N_p = \int_0^t q_i e^{-Dt} dt = -\frac{q_i}{D}(e^{-Dt} - 1) \qquad (1.15)$$

Al combinar las ecuaciones 1.13 y 1.15 obtenemos la expresión para la producción acumulada en un yacimiento con declinación exponencial:

$$N_p = \frac{q_i - q_t}{D} \qquad (1.16)$$

De la ecuación 1.16 se puede deducir que, para una declinación exponencial, un gráfico de N_p contra q_t mostraría datos alineados a una recta.

Es importante recalcar que el índice de declinación D debe considerar unidades de tiempo congruentes con las del gasto.

Declinación hiperbólica

El modelo hiperbólico ocurre con mayor frecuencia y se caracteriza porque los índices de declinación varían de forma similar a como lo hacen los elementos de una serie aritmética, por lo que las primeras diferencias entre tales índices son casi constantes. (Arps, 1945) mostró un ejemplo para este caso, con datos de un campo que produce a partir de caliza de Arbuckle en Kansas, EEUU. Al graficar el gasto contra el tiempo en escala semilogarítmica, se genera la curva mostrada en la Figura 1.1.

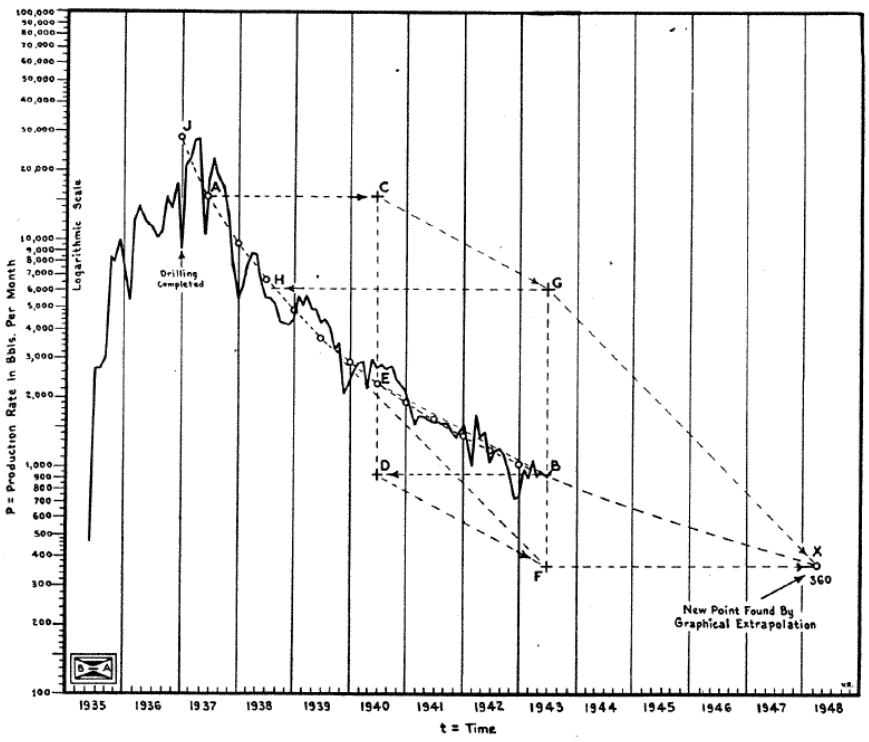


Figura 1-1: Gráfico semilogarítmico de la producción en función del tiempo con un modelo de declinación hiperbólica (Arps, 1945)

Las irregularidades en los datos se eliminaron mediante un suavizado presentado por la curva J-B en la figura; los marcadores circulares encontrados en la curva J-B se reproducen en la siguiente tabla.

Fecha	Gasto de producción, q [bbl/mes]	Ritmo de disminución semestral en el gasto de producción, Δq/Δt [bbl/ 6 meses]	Ritmo de disminución mensual en el gasto de producción, Δq/Δt [bbl/mes]	Tasa de pérdida mensual, α=-q/Δq/Δt [mes]	Primera derivada de Tasa de pérdida mensual con respecto al tiempo, b=d(α)/dt	Índice de declinación mensual, D= 1/α = -(Δq/Δt/q), [mes^{-1}]	Porcentaje de Declinación Mensual, D [%]	
ene-37	28,200			}				
jul-37	15,680	-12,520	-2,087	7.51		0.13	13%	
ene-38	9,700	-5,980	-997	9.73	0.37	0.10	10%	
jul-38	6,635	-3,065	-511	12.99	0.54	0.08	8%	
ene-39	4,775	-1,860	-310	15.40	0.40	0.06	6%	
jul-39	3,628	-1,147	-191	18.98	0.60	0.05	5%	
ene-40	2,850	-778	-130	21.98	0.50	0.05	5%	
jul-40	2,300	-550	-92	25.09	0.52	0.04	4%	
ene-41	1,905	-395	-66	28.94	0.64	0.03	3%	
jul-41	1,610	-295	-49	32.75	0.63	0.03	3%	
ene-42	1,365	-245	-41	33.43	0.11	0.03	3%	
jul-42	1,177	-188	-31	37.56	0.69	0.03	3%	
ene-43	1,027	-150	-25	41.08	0.59	0.02	2%	
jul-43	904.08	-122.92	-20	44.13	0.51	0.02	2%	**Promedio de Derivada de Tasa de pérdida mensual (ene-37 a ene-43) = 0.51**
ene-44	802.09	-102.00	-17	47.18	0.51	0.02	2%	
jul-44	716.51	-85.58	-14	50.23	0.51	0.02	2%	
ene-45	643.99	-72.51	-12	53.29	0.51	0.02	2%	
jul-45	582.01	-61.98	-10	56.34	0.51	0.02	2%	
ene-46	528.60	-53.40	-9	59.39	0.51	0.02	2%	
jul-46	482.26	-46.34	-8	62.44	0.51	0.02	2%	
ene-47	441.79	-40.47	-7	65.49	0.51	0.02	2%	
jul-47	406.23	-35.56	-6	68.54	0.51	0.01	1%	
ene-48	374.82	-31.41	-5	71.59	0.51	0.01	1%	
jul-48	346.93	-27.89	-5	74.65	0.51	0.01	1%	

Tabla 1-2: Declinación mensual con base en un modelo de declinación hiperbólica [modificado de (Arps, 1945)]

Igual que con el ejemplo de declinación exponencial, los datos para este caso corresponden a intervalos semestrales con el objetivo de ajustar el comportamiento a la tendencia general de una manera más sencilla. La tasa de pérdida mensual mostraba variaciones similares a las encontradas en los elementos de una serie aritmética, es decir, aproximadamente constantes. El promedio de estas variaciones, determinadas por la primera derivada de la tasa de pérdida mensual con respecto al tiempo, $b = -\frac{d\left(\frac{q}{dq/dt}\right)}{dt}$, fue de 0.51 para el periodo comprendido entre enero de 1937 y enero de 1943. Los datos del mismo periodo se utilizaron para predecir el comportamiento productivo hasta julio de 1948; considerando que el límite económico del campo es 400 barriles por mes, es posible observar que éste se alcanza en el segundo semestre de 1947.

Para este caso, donde $b \neq 0$, podemos considerar la ecuación 1.9, desarrollada en la sección anterior:

$$q_t = q_i(1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}} \qquad \textit{(1. 9)}$$

Esta expresión, de tipo hiperbólico, genera una curva que puede convertirse en una recta al graficarse en escala log-log (considerando un desplazamiento horizontal igual a $\frac{1}{bD_i}$. La pendiente de la recta señalada será igual a $-\frac{1}{b}$.

Al integrar la expresión matemática que representa la declinación hiperbólica de la producción en función del tiempo, podemos obtener la producción acumulada:

$$N_p = \int_0^t q_t dt = \int_0^t q_i(1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}}\, dt \qquad \textit{(1. 17)}$$

Desarrollando y reordenando términos:

$$N_p = \frac{q_i}{bD_i}\int_0^t (1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}}\ bD_i\, dt = \frac{q_i}{D_i(b-1)}\left[(1 + bD_i t)^{1-\frac{1}{b}} - 1\right] \qquad \textit{(1. 17a)}$$

$$N_p = -\frac{q_i}{D_i(1-b)}\left[(1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}}(1 + bD_i t) - 1\right] \qquad \textit{(1. 17b)}$$

$$N_p = \frac{q_i}{D_i(1-b)} - \frac{q_i(1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}}(1 + bD_i t)}{D_i(1-b)} \qquad \textit{(1. 17c)}$$

Considerando la ecuación 1.9:

$$q_t = q_i(1 + bD_i t)^{-\frac{1}{b}} \qquad \textit{(1. 9)}$$

Podemos sustituir q_t de la ecuación 1.9 en la ecuación 1.17c:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i(1-b)} - \frac{q_t(1+bD_it)}{D_i(1-b)} \qquad \textit{(1. 18)}$$

Igualmente, a partir de la ecuación 1.9, podemos deducir:

$$q_i^b = q_t^b(1+bD_it) \qquad \textit{(1. 19)}$$

Multiplicando el primer término del lado derecho de la ecuación 1.18 por $\frac{q_i^b}{q_i^b}$ y el segundo término por $\frac{q_i^b}{q_t^b(1+bD_it)}$:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i(1-b)}\frac{q_i^b}{q_i^b} - \frac{q_t(1+bD_it)}{D_i(1-b)}\frac{q_i^b}{q_t^b(1+bD_it)} \qquad \textit{(1. 20a)}$$

Reordenando:

$$N_p = \frac{q_i^b q_i^{1-b}}{D_i(1-b)} - \frac{q_i^b q_t^{1-b}}{D_i(1-b)} \qquad \textit{(1. 20b)}$$

Factorizando:

$$N_p = \frac{q_i^b}{D_i(1-b)}\left[q_i^{1-b} - q_t^{1-b}\right] \qquad \textit{(1. 20c)}$$

Declinación armónica

El parámetro b determina con qué velocidad disminuye el ritmo de declinación en el tiempo. Esto es, si el parámetro $b = 0$, como ocurre en el modelo exponencial, la declinación se mantiene constante (D es constante); para los casos en los que $b \neq 0$, entre

mayor sea el valor de b, a mayor velocidad disminuirá la declinación (D se hace más pequeño más rápidamente).

El modelo de declinación armónica es el menos conservador de los modelos, ya que considera que el parámetro $b = 1$ (aunque existen algunos casos donde b puede ser mayor a la unidad). Para el caso de declinación armónica, el modelo matemático que permite estimar la producción futura está dado por:

$$q_t = q_i(1 + D_i t)^{-1} \qquad \textit{(1. 21a)}$$

En forma logarítmica:

$$\log(q_t) = -\log(1 + D_i t) + \log(q_i) \qquad \textit{(1. 21b)}$$

La producción acumulada puede obtenerse al integrar la ecuación 1.21a:

$$N_p = \int_0^t q_i(1 + D_i t)^{-1}\, dt \qquad \textit{(1. 22a)}$$

$$N_p = \frac{q_i}{D_i}\int_0^t \frac{D_i dt}{(1 + D_i t)} = \frac{q_i}{D_i}\ln(1 + D_i t) \qquad \textit{(1. 22b)}$$

De la ecuación 1.21a, Podemos sustituir el valor de $(1 + D_i t)$ en la ecuación 1.22b, obteniendo:

$$N_p = \int_0^t q_i(1 + D_i t)^{-1}\, dt = \frac{q_i}{D_i}\ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right) \qquad \textit{(1. 22c)}$$

También puede expresarse como:

$$\ln(q_t) = \frac{N_p D_i}{q_i} + \ln(q_i) \qquad \textit{(1. 22d)}$$

$$N_p = \frac{q_i}{D_i}\ln(q_t) - \frac{q_i}{D_i}\ln(q_i) \qquad \textit{(1. 22e)}$$

Es por lo anterior que este modelo tiene la característica de formar una recta cuando se grafica el logaritmo del gasto de producción como una función de la producción acumulada.

Identificación de modelos de declinación

Para la identificación del tipo de declinación, es posible graficar los datos de producción de diferentes maneras, a partir de lo cual resaltarán comportamientos característicos de cada modelo. Por ejemplo, si la declinación es de tipo exponencial, un gráfico del logaritmo de q_t contra el tiempo haría que los datos se alinearan a una recta, de acuerdo a la ecuación 1.13b (Figura 1.2):

$$\ln(q_t) = -Dt + \ln(q_i) \qquad \textit{(1.13b)}$$

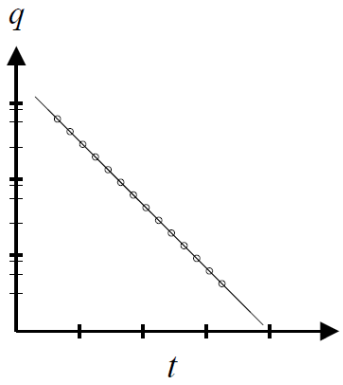


Figura 1-2: Gráfico semilogarítmico de la producción en función del tiempo (Guo Boyun, Febrero 2007)

De la misma manera, una declinación exponencial se comporta como una recta en un gráfico de N_p contra q_t, de acuerdo a la ecuación 1.16 (Figura 1.3):

$$N_p = \frac{q_i - q_t}{D} \qquad (1.16)$$

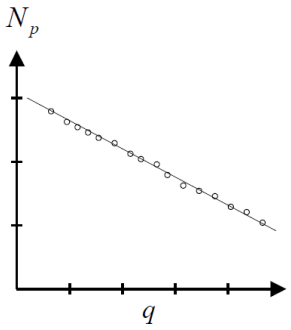


Figura 1-3: Gráfico de la producción acumulada en función del gasto (Guo Boyun, Febrero 2007)

Para el caso de una declinación armónica, un gráfico del logaritmo de q_t contra el logaritmo de $(1 + D_i t)$, o simplemente contra el logaritmo del tiempo, mostraría datos alineados a una recta, de acuerdo a la ecuación 1.21b (Figura 1.4):

$$\log(q_t) = -\log(1 + D_i t) + \log(q_i) \qquad (1.\ 21b)$$

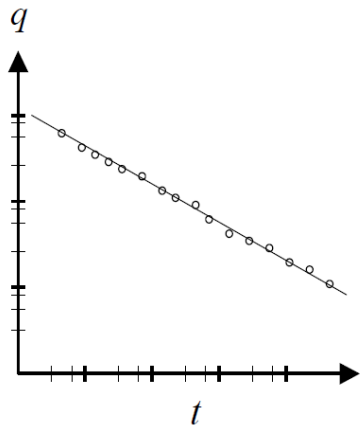


Figura 1-4: Gráfico Log-Log del gasto de producción en función del tiempo (Guo Boyun, Febrero 2007)

Otra forma de reconocer la declinación armónica es mediante un gráfico de N_p contra $\log(q_t)$ (o el gasto en escala logarítmica), donde los datos también se deben alinear a una recta, de acuerdo a la ecuación 1.22e (Figura 1.5):

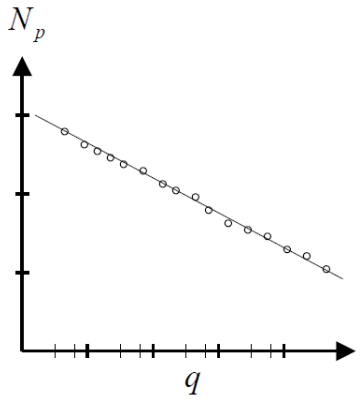


Figura 1-5: Gráfico semilogarítmico de la producción acumulada en función del gasto de producción (Guo Boyun, Febrero 2007)

Si con estos gráficos no se genera recta alguna, se deberá considerar declinación hiperbólica.

Finalmente, es también posible determinar el modelo de la declinación al graficar el parámetro $D = -\frac{1}{q}\frac{dq}{dt}$ contra el gasto, el cual para el modelo exponencial tendrá un valor constante (recta horizontal), para el modelo armónico tendrá un comportamiento lineal (recta con pendiente positiva) y para el caso hiperbólico, será la única que muestre una curvatura con concavidad hacia abajo (Figura 1.6).

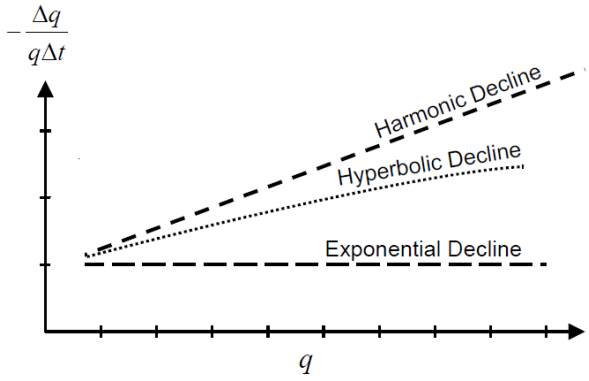


Figura 1-6: Gráfico del parámetro D en función del gasto (Guo Boyun, Febrero 2007)

Bibliografía

(IMP), I. M. (2000). La investigación en el Instituto Mexicano del Petróleo: 35 Aniversario. 35-51.

Aguilera, R. (1995). *Naturally Fractured Reservoirs.* Oklahoma : PennWellBooks.

Aguilera, R. (1999). Recovery Factors And Reserves In Naturally Fractures Reservoirs. *Petroleum Society of Canada*.

Aguilera, R. (2003). Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoirs. *Canadian Society of Exploration Geophysicists. Vol. 28 No. 02*.

Aguilera, R. (2006). Effect of Fracture Compressibility on Oil Recovery From Strees-Sensitive Naturally Fractured Reservoirs. *Petroleum Society of Canada*.

Aguilera, R. (2010). A Method for Estimating Hydrocarbon Cumulative Production Distribution of Individual Wells in Naturally Fractured Carbonates, Sandstones, Shale Gas, Coalbed, Methane and Tight Gas Formations. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49, 53-58.

Arellano Gil, e. a. (2002). *Ejercicios de Geología Estructural.* Ciudad Universitaria, México: Facultad de Ingenierìa, UNAM.

Arps, J. J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Society of Petroleum Engineers*.

Barenblatt, G. Z. (1960). Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured rocks. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, 1286-1303.

Barton, C. L. (1985). Fractal Geometry of two–dimensional fracture networks of Yucca Mountain, southwestern Nevada, en Stephansson, O. (ed.), Proceedings of the International Symposium on Fundamentals of Rock Joints, Bjorkliden, Suecia: Lulea, Suecia. *Centek Publishers*, 77–84.

Boletín Técnico AMGE. (2020). *Asociación Mexicanada de Geofísicos de Exploración*, 41-43.

Bratton, T., Canh, D. V., Que, N. V., Duc, N., Gillespie, P., Hunt, D., & Li, B. (2006). The Nature of Naturally Frectured Reservoirs. *Olfield review*, 20.

C. Rosales , A., & Sánchez, A. (2000). Abkatún-Pol-Chuc Integrated Study: The Value of Information. *SPE*, 14.

Camacho Velázquez, e. a. (2014). Avances en la caracterización integral de un yacimiento naturalmente fracturado vugular, el caso Ayatsil-Tekel. Ingeniería Petrolera. 54, 583-601.

Chan, K. S. (1995). Water Control Diagnostic Plots. *SPE*, 755-763.

CNH. (2014). *Cuenca del Sureste Aguas Someras Síntesis Geológico Petrolera.* México: CNH.

CNH. (2018). *Reservas de Hidrocarburos en México. Conceptos fundamentales y análisis 2018.* Ciudad de Mèxico.

CNH. (2019). Asignación A-0001-2M- Campo Abkatun: Dictamen Tecnico para la modificacion al plan de desarrollo para la extracción de hidrocarburos. *Dictamen Tecnico para la modificacion al plan de desarrollo para la extracción de hidrocarburos*.

Cosgrove, J. (2015). The association of folds and fractures and the link between folding, fracturing and fluid flow during the evolution of a fold-thrust belt: A brief review. *Geological Society London Special Publications*, 3.

Engelder, J. (s.f.). "Quartz Fault-Gouge" Its Generation and Effect on the Frictional properties of Sandstone. *Texas A&M University, College Station*, 267.

Fuentes Cruz, G., Camacho Velázquez, R., & Vásquez Cruz, M. (2011). Analysis of transient well tests affected by wellbore storage, skin, and short injection/production time. *SPE*, 13.

Guo Boyun, L. C. (Febrero 2007). Petroleum Production Engineering. A Computer-Assisted Approach. *Gulf Professional Publishing*.

Jamison, W. y. (1982). Tectonic Deformation of Wingate Sandstone, Colorado National Monument. *American Association of Petroleum Geology Bulletin, vol 66*, 2584-2608.

Jones, F. O. (1975). A Laboratory Study of the Effects of Confining Pressure on Fracure Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks. *Society of Petroleum Engineers*.

Lee John, B. R. (2003). Pressure transient testing. *PE textbook Volumen 9*, 135-146.

Loera, L. (2015). *Yacimientos Naturalmente Fracturados.* Ciudad de México: IMP.

Loera, L. (13 de Agosto de 2020). Analisis del comportamiento dinámico como parte del proceso de caracterización integral de yacimientos. Ciudad de México, Ciudad de México, México.

Maldonado, Y. (2021). *Geología Web*. Obtenido de Geología Web: https://geologiaweb.com/geologia-general/fallas-geologicas/

McPhee, C. R. (2015). *Core Analysis: A Best Practive Guide.*

Meneses, L. (Intérprete). (2019). *Caracterización Dinámica y Estática de Yacimientos Naturalmente Fracturados.* Facultad de Ingeniería , Ciudad de México, Ciudad de México, México.

Micone, L. (2 de Septiembre de 2015). *Luisina Micone - IMD 2015*. Obtenido de Luisina Micone - IMD 2015: https://miconeluisina86imd2015.wordpress.com/2015/09/02/el-pliegue-tectonico-elementos-caracteristicas-y-tipos/

Navarrete, H. C. (2018). *Cuaderno de Apuntes de Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados.* Ciudad Universitaria, Ciudad de México: Facultad de Ingenierìa, UNAM.

Nelson, R. A. (1985). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs.* Houston, Texas: Gulf.

Nind, T. E. (1987). *Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros.* Limusa.

Padilla y Sánchez, R. J. (2007). Evalución geologica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. *Boletin de la Sociedad Geológica Mexicana*, 19-42.

Padilla-S., R. P.-G.-G. (2004). *Integrated Dynamic and Static Characterization for a Mesozoic Naturally Fractured Reservoir Located in a Platform - Basin Area in Southeastern Mexico. Society of Petroleum Engineers.*

PEMEX. (2010). *Provincia Petrolera Sureste (Salina del Istmo, Reforma-Akal, Macuspana) .* México : PEMEX.

Profancik, C. (junio de 2019). *Google Maps*. Obtenido de Googel Maps: https://www.google.com/maps/place/Lago+Powell/@36.9243236,-111.4784328,3a,75y/data=!3m8!1e2!3m6!1sAF1QipN2mjRrgzs3HMgloOsyPDvwx_u1NMO_h4Xm2a7I!2e10!3e12!6shttps:%2F%2Flh5.googleusercontent.com%2Fp%2FAF1QipN2mjRrgzs3HMgloOsyPDvwx_u1NMO_h4Xm2a7I%3Dw203-h360

Rosales, A. C., & Sánchez, A. (2000). Abkatún-Pol-Chuc Integrated Study: The Value of Information . *SPE*, 14.

Rubilar, H. N. (1999). *Apuntes de Geología Estructural: Primera Parte Estructuras Frágiles.* Antofagasta-Chile.

SENER. (2017). *Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019: Evaluación 2017.* Ciudad de México: Gobierno Federal.

T., G. J. (2007). *Ingeniería de Yacimientos. Caracterización Física de Yacimientos.* Venezuela.

Tarbuck, E. L. (2005). *Ciencias de la Tierra: una introducción a la geología física [8va ed.].* Madrid, España: Prentice Hall.

Teufel, L. W. (1991). ect of Reservoir Depletion And Pore Pressure Drawdown On In Situ Stress And Deformation In the Ekofisk Field, North Sea. *American Rock Mechanics Association*.

Tkhostov, B. A. (1970). Oil in Fractured Reservoirs. 173-197.

Toledo Piña, R., León García, A., & Padillo Sixto, R. (2014). Water Injection in Offshore Naturally Fractured Reservoirs Associated to a Common Aquifer. *SPE*, 22.

Van Golf-Racht T.D., N. D. (1982). *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering.*

Weber, K. y. (1981). Fracture and Vuggy porosity. *SPE*, 11.