



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de la recuperación por
inyección de nitrógeno de un
yacimiento naturalmente
fracturado maduro.**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Ivonne González Vega

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Francisco Castellanos Páez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021.

Se agradece al Colegio de Ingenieros Petroleros de México por su apoyo en la elaboración de este trabajo de investigación.

Asesor externo: Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera

Agradecimientos

A Dios y a la vida por permitirme llegar hasta aquí, a mi madre Adriana Vega por ser mi compañera incondicional durante todo este trayecto, por siempre apoyarme y estar conmigo en mis decisiones, por ser mi inspiración, por darme tu cariño y amor. A mi padre Oswaldo González por darme tu apoyo siempre que te necesito y por motivarme a luchar por lo que quiero.

A mis sobrinas Dennis y Fernanda por siempre llenarme de alegría y estar a mi lado. A mi hermano Oswaldo por no dejarme sola y mostrarme tu apoyo y tu cariño.

A mi familia, mi abuelita, mis tíos, mis tías, mis primos, mis primas, mi cuñada, mis amigas y amigos que siempre confiaron en mí. A Ángel Anaya por estar siempre en las buenas y en las malas, por escucharme y por todo tu tiempo y apoyo brindado durante el camino.

A todos mis maestros que fueron parte del trayecto, gracias por sus enseñanzas, su tiempo y sus consejos. Al Mtro. Francisco Castellanos Páez por aceptar ser mi director de tesis y ser parte fundamental de este trabajo. Al Mtro. Erick Gallardo Ferrera por sus enseñanzas, su dedicación y el gran apoyo brindado durante todo este tiempo, gracias.

Ivonne González Vega

Índice

	Página
Índice de Tablas y Figuras	4
Introducción.....	8
1. Descripción del yacimiento.....	10
1.1 Características geológicas	10
1.1.1 Marco tectónico.....	10
1.1.2 Marco sedimentario.....	12
1.1.3 Sistema Petrolero Tithoniano- Cretácico.....	12
1.2 Propiedades de los fluidos	14
1.3 Propiedades petrofísicas.....	19
1.3.1 Facies sedimentarias	20
1.3.2 Determinación de niveles de saturación y contactos.....	22
1.3.3 Análisis de registros	22
1.3.4 Principales características petrofísicas del yacimiento.....	23
1.4 Modelo del yacimiento	25
2. Marco teórico.....	26
2.1 Ecuación de Balance de Materia.....	26
2.1.1 Gráficos Diagnóstico	28
2.1.1.1 Gráfico de Dake	28
2.1.1.2 Gráfico de Campbell.....	29
2.1.1.3 Gráfico de Cole	30
2.1.2 Gráficos Especializados	30
2.2 Curvas de declinación.....	31
2.2.1 Declinación hiperbólica	31

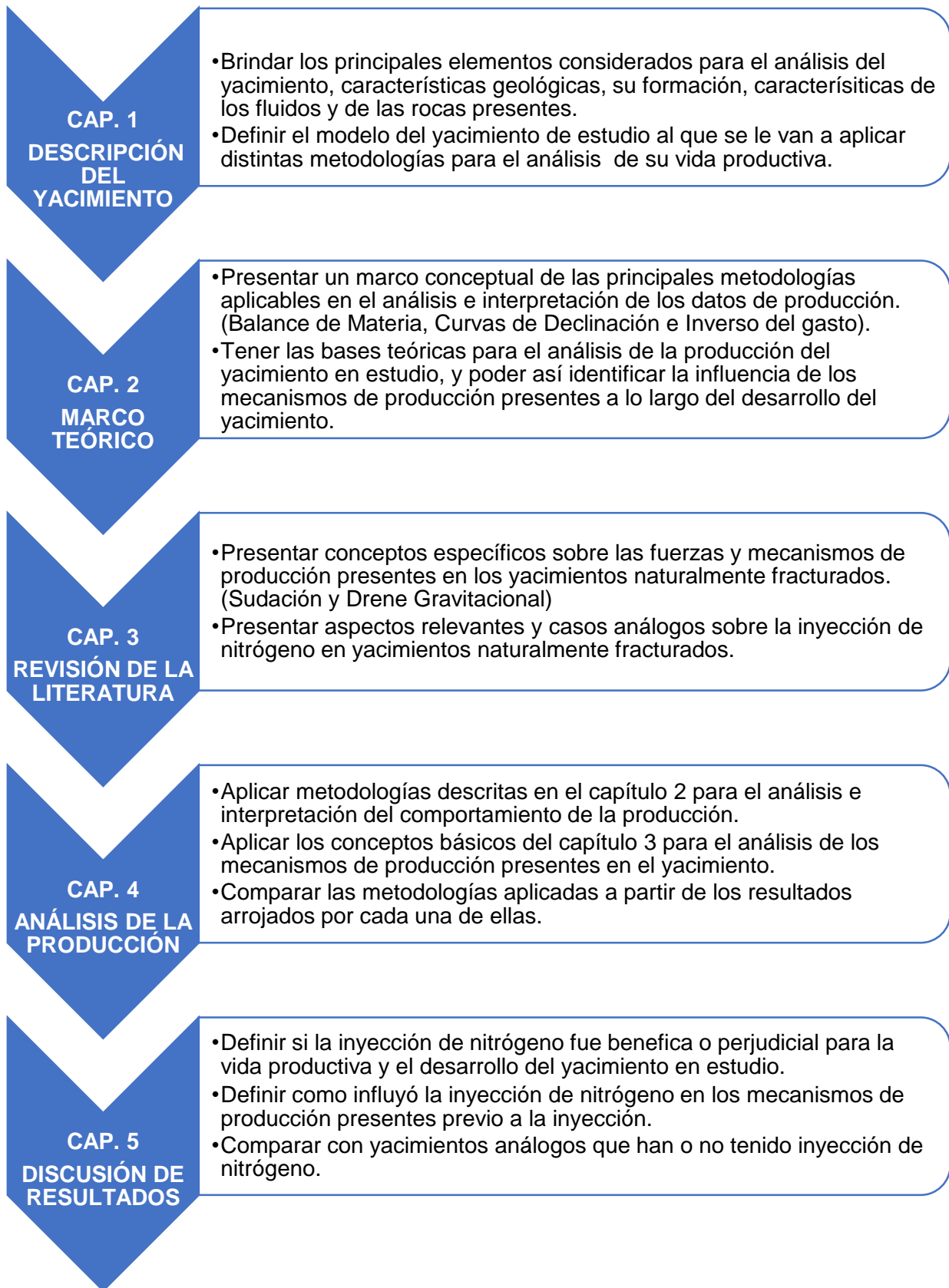
2.2.2 Declinación exponencial.....	32
2.2.3 Declinación armónica	32
2.2.4 Métodos para el análisis de los modelos de Arps	33
2.2.5 Curvas tipo de declinación adimensionales	35
2.3 Inverso del gasto.....	40
3. Revisión de literatura.....	43
3.1 Sudación	43
3.2 Drene gravitacional	47
3.3 Inyección de Nitrógeno (N ₂) para recuperación secundaria	48
3.4 Campos análogos	49
3.4.1 Campo análogo A.....	49
3.4.2 Campo análogo B.....	50
3.4.3 Campo análogo C	52
3.4.4 Campo análogo D	54
3.4.5 Campo análogo E.....	55
4. Análisis de la producción.....	58
4.1 Comportamiento de la producción del yacimiento Miztli	58
4.2 Análisis de Balance de Materia.....	62
4.3 Análisis de Curvas de declinación.....	65
4.3.1 Análisis de curvas tipo de declinación.....	67
4.4 Análisis del inverso del gasto	69
4.5 Comportamiento adimensional de la producción	71
5. Discusión de los resultados.....	74
Conclusiones.....	75
Referencias Bibliográficas	76
Bibliografía	77
ANEXO.....	78

Índice de Tablas y Figuras

Figura 1.1. Evolución tectónica estructural de la cuenca sedimentaria. (Modificado de Schlumberger Oilfield Services México y Centroamérica, WEC México 2010)	11
Figura 1.2. Envolvente de fases.....	15
Figura 1.3. Factor de volumen del aceite (B_o) del yacimiento.....	15
Figura 1.4. Factor de volumen del gas (B_g) del yacimiento.....	16
Figura 1.5. Relación de solubilidad (R_s) del aceite del yacimiento.....	16
Figura 1.6. Densidades relativas del aceite y del gas del yacimiento.....	17
Figura 1.7. Viscosidad del aceite del yacimiento.....	17
Figura 1.8. Mediciones de la composición de la mezcla de gas a condiciones operativas del yacimiento.....	18
Figura 1.9. Evolución estimada de la composición de la mezcla de gas por efecto de la inyección de nitrógeno en el yacimiento.....	19
Figura 1.10. Microfacies sedimentarias del yacimiento.....	21
Figura 1.11. Comportamiento de la porosidad respecto al esfuerzo efectivo.....	24
Figura 1.12. Comportamiento de la permeabilidad respecto al esfuerzo efectivo.	24
Figura 2.1. Gráfico de Dake. (Gallardo Ferrera, 2019).....	29
Figura 2.2. Gráfico de Campbell. (Gallardo Ferrera, 2019).....	29
Figura 2.3. Gráfico de Cole. (Gallardo Ferrera, 2019).....	30
Figura 2.4. Modelos del gráfico diagnóstico de Arps. (Gallardo Ferrera, 2019)	33
Figura 2.5. Gráfico especializado para una declinación exponencial. (Gallardo Ferrera, 2019).....	34
Figura 2.6. Gráfico especializado para una declinación armónica. (Gallardo Ferrera, 2019).....	35
Figura 2.7. Curvas tipo de Arps para qDd y valores de b de 0 a 1. (Gallardo Ferrera, 2019).....	37
Figura 2.8. Curvas tipo de Arps para $QpDd$ y valores de b de 0 a 1. (Gallardo Ferrera, 2019).....	38
Figura 2.9. Curvas tipo de Arps-Fetkovich para qdD y $QpDd$ con reD de 5 a 10^5 , con valores de b entre 0 y 1. (Gallardo Ferrera, 2019).....	39
Figura 3.1. Sudación por desplazamiento con agua en un bloque matricial (Modificado de Garaicochea y Samaniego, 1988).....	44
Figura 3.2. Sudación por desplazamiento con gas en un bloque matricial. (Modificado de Garaicochea y Samaniego, 1988).....	46

Figura 4.1. Comportamiento histórico del yacimiento.....	58
Figura 4.2. Comportamiento de la presión normalizada.....	59
Figura 4.3. Comportamiento de $\Delta p/q$, V_{RR} y F_w del yacimiento.	60
Figura 4.4. Comportamiento de la producción de aceite, gas y agua del Yacimiento entre julio de 2015 y octubre de 2018.	62
Figura 4.5. Gráfico de Dake.	63
Figura 4.6. Gráfico de Cole.	63
Figura 4.7. Gráfico de Campbell.....	63
Figura 4.8. Gráfico de Havlena y Odeh para un yacimiento con producción por la expansión del sistema roca y fluidos.....	64
Figura 4.9. Gráfico de Havlena y Odeh utilizado para evaluar la compresibilidad efectiva y la entrada de agua.	65
Figura 4.10. Análisis de la declinación de la producción.	66
Figura 4.11. Ajuste de curvas tipo.	67
Figura 4.12. Comportamiento del inverso del gasto en un gráfico log-log.....	69
Figura 4.13. Comportamiento del inverso del gasto en un gráfico cartesiano.	70
Figura 4.14. Comportamiento adimensional de la producción.	71
Figura 4.15. Comportamiento adimensional de la RGA.	72
Figura 4.16. Comportamiento adimensional de la producción acumulada.	72
Figura 4.17. Comportamiento adimensional del factor de recuperación.	73
Tabla 1.1. Composición a condiciones de Yacimiento y propiedades iniciales del aceite.....	14
Tabla 1.2. Propiedades petrofísicas representativas del yacimiento.....	23
Tabla 3.1. Parámetros del Campo análogo A.	49
Tabla 3.2. Parámetros del Campo análogo B.....	51
Tabla 3.3. Parámetros del Campo análogo C.	53
Tabla 3.4. Parámetros del Campo análogo D.	54
Tabla 3.5. Parámetros del Campo análogo E.	56
Tabla 4.1. Comparación de resultados entre los resultados para el análisis de la máxima recuperación final.....	71

Proceso del desarrollo del Trabajo



CONCLUSIONES

- Definir si la inyección de nitrógeno mejoró la producción del yacimiento a corto, mediano y largo plazo.
- Definir si es factible o no aplicar este tipo de técnicas en yacimientos análogos.
- Proponer alternativas para la mejora de los proyectos de recuperación por inyección de nitrógeno.

Introducción

Los yacimientos naturalmente fracturados son sistemas complejos en los que interactúan múltiples elementos porosos a condiciones de flujo. De manera simplificada, estos pueden agruparse en dos subsistemas macroscópicos: 1. los bloques de pseudo-matriz, que se constituyen de bloques que agrupan fracturas incomunicadas (vúgulos, fisuras y otro tipo de discontinuidades); y 2. una red de fracturas comunicadas. A su vez, en función de cómo estos elementos interactúen e influyan en la producción, es posible clasificar a los yacimientos y generar modelos de flujo representativos.

En México, históricamente los yacimientos más productivos han sido sistemas localizados en rocas carbonatadas altamente fracturadas, que se formaron en ambientes marinos y almacenan aceites negros inicialmente bajo-saturados. Muchos de estos yacimientos comparten características petrofísicas que inciden positivamente en la recuperación, tales como relieves estructurales pronunciados, buena interacción entre la pseudo-matriz (que provee de almacenamiento) y la red de fracturas (que facilita el transporte de los fluidos hacia los pozos), así como capacidades de flujo elevadas. En conjunto, estas características han permitido un aprovechamiento activo de la segregación gravitacional durante el desarrollo de los yacimientos.

De esta manera, las estrategias de desarrollo que se han implementado en estos yacimientos incluyen la optimización de la producción mediante pozos de relleno y reparaciones mayores dirigidas a optimizar el posicionamiento de los contactos de fluidos; la aceleración de la producción para maximizar los indicadores económicos del campo; y la inyección de nitrógeno en los altos estructurales para mantener la presión durante la producción.

En este trabajo se discute la incidencia de las estrategias indicadas sobre uno de estos yacimientos, considerando los cambios en su comportamiento a lo largo del tiempo y su evolución respecto de otros sistemas análogos en el país. Para ello se utilizan los datos de presión y producción disponibles, que corresponden con las

mediciones de presión estática y los balances históricos de gastos. Además, se considera el cambio de los parámetros PVT de los fluidos del yacimiento, que se evalúan mediante un modelo ajustado a través de la ecuación de estado de Peng-Robinson.

La información es analizada a través de métodos de balance de materia y de declinación de la producción, así como con variables adimensionales para la generación de curvas tipo para los gastos y la recuperación acumulada. Los resultados obtenidos se discuten para poder identificar los elementos más efectivos en la estrategia de desarrollo de estos yacimientos.

1. Descripción del yacimiento

El yacimiento analizado corresponde a un sistema homogéneo en su extensión lateral, mismo que se constituye de tres unidades principales: una del Cretácico Superior (KS), otra del Cretácico Medio (KM) y la última del Cretácico Inferior (KI). Si bien las características de estas unidades son distintas, en general corresponden a un conjunto de calizas dolomitizadas, altamente fracturadas, que mantienen comunicación entre sí.

En esta sección se presentan los principales elementos considerados para el análisis del yacimiento.

1.1 Características geológicas

El yacimiento se encuentra dentro de un marco geológico correspondiente al de la Provincia Geológica “Pilar Reforma Akal”, limitando al Este con la Plataforma de Yucatán, al Oeste con la Provincia Salina del Istmo y al Sur con la fosa de Macuspana.

1.1.1 Marco tectónico

La evolución tectónica estructural en la que se encuentra el yacimiento de interés estuvo sujeta a cuatro principales eventos de deformación, que se describen a continuación y se muestran en la **Figura 1.1**:

1. Evento de edad Jurásico Superior Oxfordiano- Cretácico Inferior. Este evento está directamente relacionado con la apertura del Golfo de México, en donde a partir del Jurásico Superior Kimmeridgiano la zona estuvo sujeta a una subsidencia por la deriva del bloque de Yucatán y en el Cretácico Inferior esta porción se convirtió en una cuenca de margen pasivo, estableciéndose una tectónica gravitacional. Durante este evento se depositaron las secuencias que corresponden a rocas generadoras del Oxfordiano y Tithoniano.

2. Evento de edad Eoceno Inferior-Oligoceno Superior, diferenciado por una contracción desarrollando pliegues, lo cual provocó la re-deformación de algunas estructuras del primer evento.
3. Evento de edad Mioceno Superior, determinado por una contracción que desarrolló pliegues y re-deformó las estructuras de los dos eventos anteriores. La estructura fue invertida a través de una gran falla maestra, en dónde el graben delantero sufrió la mayor inversión, los bloques traseros sufrieron poca o nula reactivación.
4. Evento de edad Plioceno Inferior-Holoceno, se caracteriza por una extensión que re-deformó las estructuras de los tres eventos anteriores.

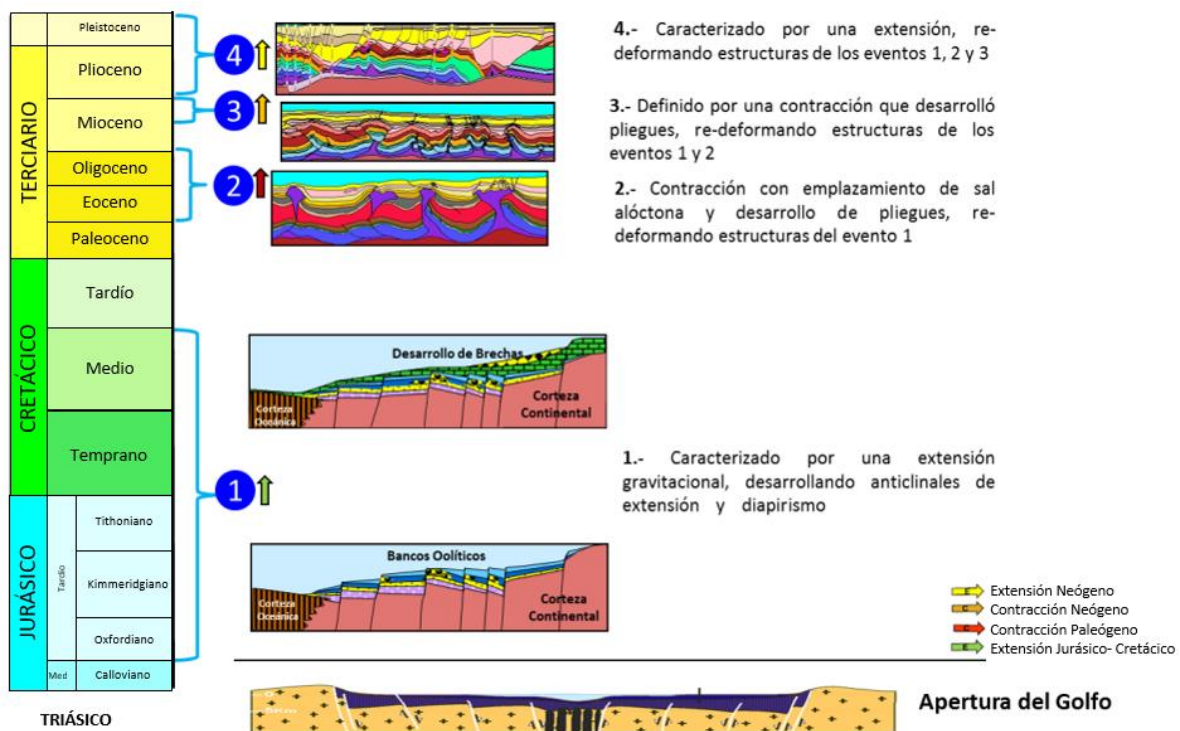


Figura 1.1. Evolución tectónica estructural de la cuenca sedimentaria. (Modificado de Schlumberger Oilfield Services México y Centroamérica, WEC México 2010)

A raíz de los eventos mencionados, el yacimiento analizado es un anticlinal asimétrico, cuyo eje axial tiene una orientación Noroeste-Sureste flexionado en la parte norte y orientado Oeste-Este, esto desde la cima del Cretácico Superior (KS), hasta la cima del Jurásico Superior Tithoniano (JST). Además, los sedimentos que van del Cretácico Inferior hasta el Superior se vieron afectados por fallas normales e inversas, producto de la deformación compresiva. Debido a esta gran cantidad de fallas se tienen ligeras diferencias entre los bloques definidos para cada una de las unidades principales que conforman el Yacimiento.

1.1.2 Marco sedimentario

El Play Brecha que resultó del análisis bioestratigráfico y sedimentológico corresponde al Turoniano Medio Maastrichtiano de facies de talud y pie de talud. A través de este análisis se logró identificar la presencia de secuencias de mudstone arcillosos con microfósiles pelágicos (foraminíferos planctónicos, calsiferúlidos, radiolarios calcificados y fragmentos de peces), las cuales corresponden a rocas generadoras y/o rocas sellos correspondientes al límite Cenomaniano- Turoniano, al Albiano Medio y al Aptiano Superior. Estas secuencias coinciden en la respuesta de registros de rayos gamma como picos arcillosos y son interpretados como superficies de máxima inundación.

Para el Cretácico Tardío se dio el depósito de grandes espesores de brechas carbonatadas con clastos de calizas someras a lo largo del Talud y hacia la parte interna de la plataforma se depositaron calizas de la Formación Angostura y en la parte Inferior, brechas carbonatadas que fueron cubiertas con dolomitas, lutitas y capas de brechas carbonatadas.

1.1.3 Sistema Petrolero Tithoniano- Cretácico

Durante el Cretácico Inferior se tiene una roca almacén constituida por mudstone-wackestone bentoníticos y arcillosos, fracturados, y con presencia de foraminíferos,

bioclastos e intraclastos, en ocasiones dolomitizados, además de mudstone-wackestone con cuarzo terrígeno y en el que se aprecian intercalaciones de lutitas limosas negras. Las secuencias se depositan en ambientes marinos de plataforma, talud y cuenca. Un aspecto importante de este yacimiento es la dolomitización, ya que muchas veces esta impide identificar la litología, afecta tanto la porosidad como la productividad, por lo que pueden encontrarse porosidades que varían en rangos de 2 a 8%, con espesores de 25 a 700 m.

Para el Cretácico Medio Albiano la roca almacén está constituida por mudstone-wackestone con foraminíferos y dolomías cristalinas, fracturadas, y con presencia de laminaciones y estilolitas. En el Cenomaniano la roca almacén se caracteriza por la presencia de mudstone-wackestone arcilloso, fracturado, con intercalaciones de lutita arenosa y limosa con gran cantidad de foraminíferos planctónicos. Estos son depositados en ambientes de plataforma, talud y cuenca, en estos últimos las calizas suelen ser dolomitizadas.

La roca almacén en el Cretácico Superior se caracteriza por la presencia de una brecha calcárea dolomitizada, que va de color gris claro, café claro a crema, en partes bentonítica, y con clastos que varían de 0.2 a 15 cm, los cuales están constituidos de mudstone dolomitizado, mudstone-wackestone de bioclastos e intraclastos en una matriz calcáreo-bentonítica dolomitizada. Las porosidades promedio de estas rocas se encuentran entre 4 y 24%, con un espesor neto promedio de 250 m.

Finalmente, la roca sello característica está representada en su mayoría por mudstone-wackestone altamente arcillosos, mudstone arcilloso, y dolomías arcillosas cripto y microcristalinas, intercaladas con mudstone dolomítico y/o recristalizado. Estas rocas presentan espesores que varían entre 3 y 38 m; sin embargo, para el Cretácico Superior pueden llegar a encontrarse en rangos que van de 40 a 90 m, ya que aquí esta roca se caracteriza por la presencia de lutitas bentoníticas y margas del Paleoceno Inferior.

1.2 Propiedades de los fluidos

Los fluidos producidos en el yacimiento corresponden a un aceite negro volátil, generado en el sistema petrolero de edad Tithoniano-Cretácico descrito con anterioridad, y cuya envolvente de fases se muestra en la **Figura 1.2**. El PVT representativo de este sistema es un estudio composicional (1981) realizado a las condiciones iniciales del yacimiento. Su validación y ajuste se realizó mediante los métodos de linealidad de la función Y, balance de materia, análisis de la densidad.

La composición inicial y los parámetros de interés se reportan en la **Tabla 1.1** y las **Figuras 1.3 a 1.7**, estas últimas a temperatura de yacimiento.

Tabla 1.1. Composición a condiciones de Yacimiento y propiedades iniciales del aceite.

Nitrógeno (N₂)	0.37
Dióxido de carbono (CO₂)	2.68
Ácido sulfhídrico (H₂S)	1.41
Metano (C₁)	32.44
Etano (C₂)	8.62
Propano (C₃)	6.13
Iso-butano (i-C₄)	0.85
n-butano (C₄)	3.32
Iso-pentano (i-C₅)	1.39
n-pentano (C₅)	1.95
Fracción de hexanos (C₆)	2.78
Fracción pesada (C₇₊)	38.06
Total	100
T_y (°C)	116.1
p_i (Kg/cm²)	323
p_b (Kg/cm²)	186.6
γ_{API} (°API)	23.8
Poder calorífico inicial del gas (BTU/SCF)	1403

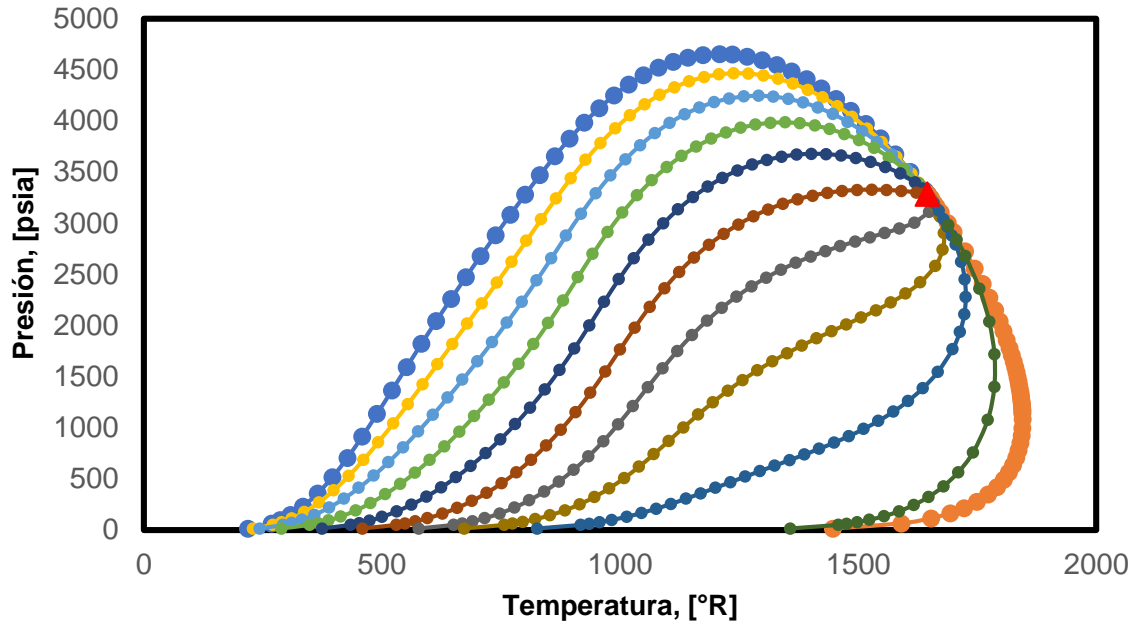


Figura 1.2. Envoltante de fases.

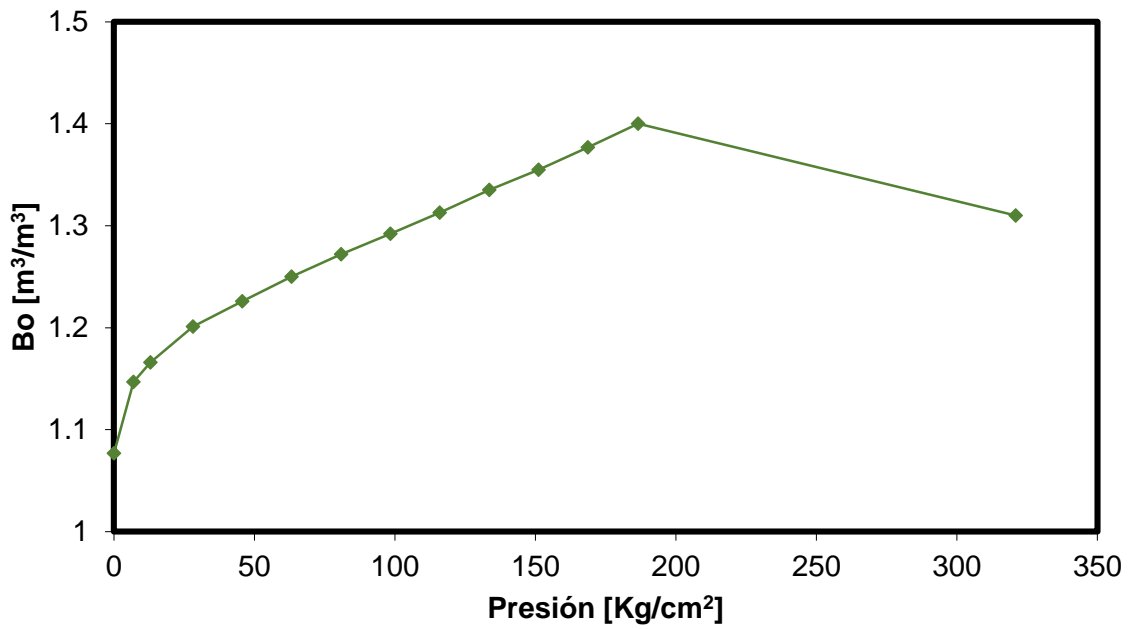


Figura 1.3. Factor de volumen del aceite (Bo) del yacimiento.

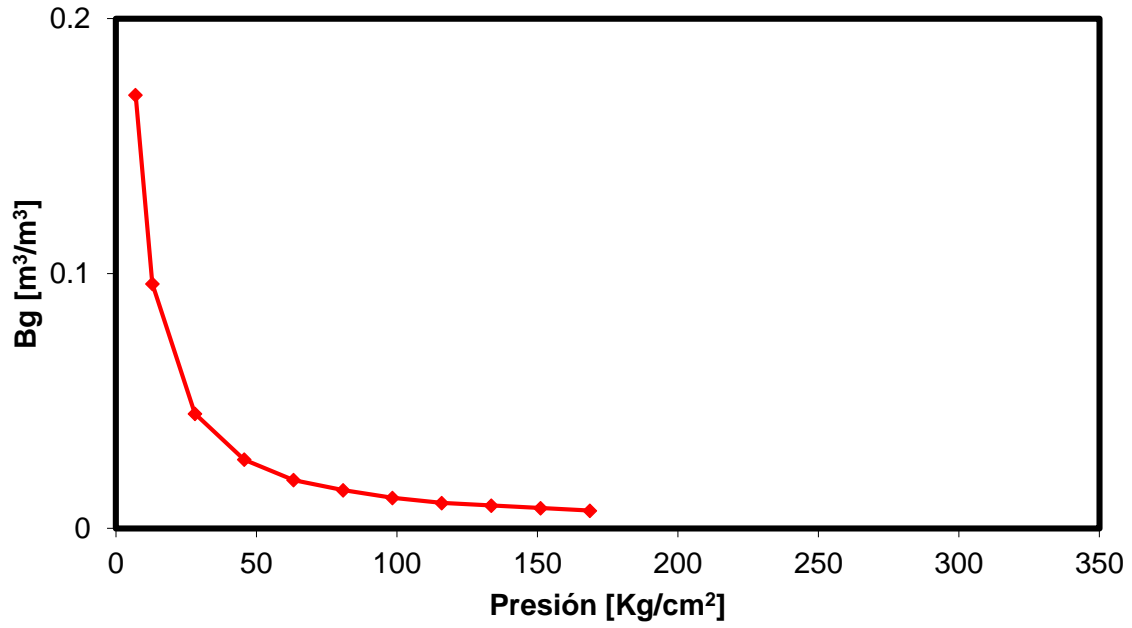


Figura 1.4. Factor de volumen del gas (Bg) del yacimiento.

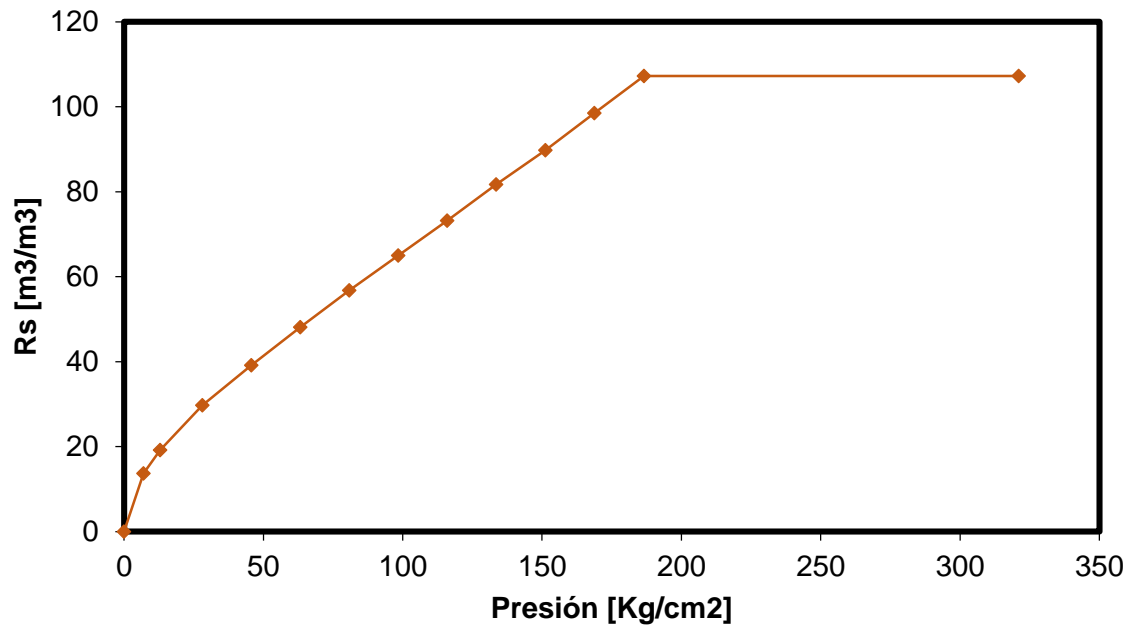


Figura 1.5. Relación de solubilidad (Rs) del aceite del yacimiento.

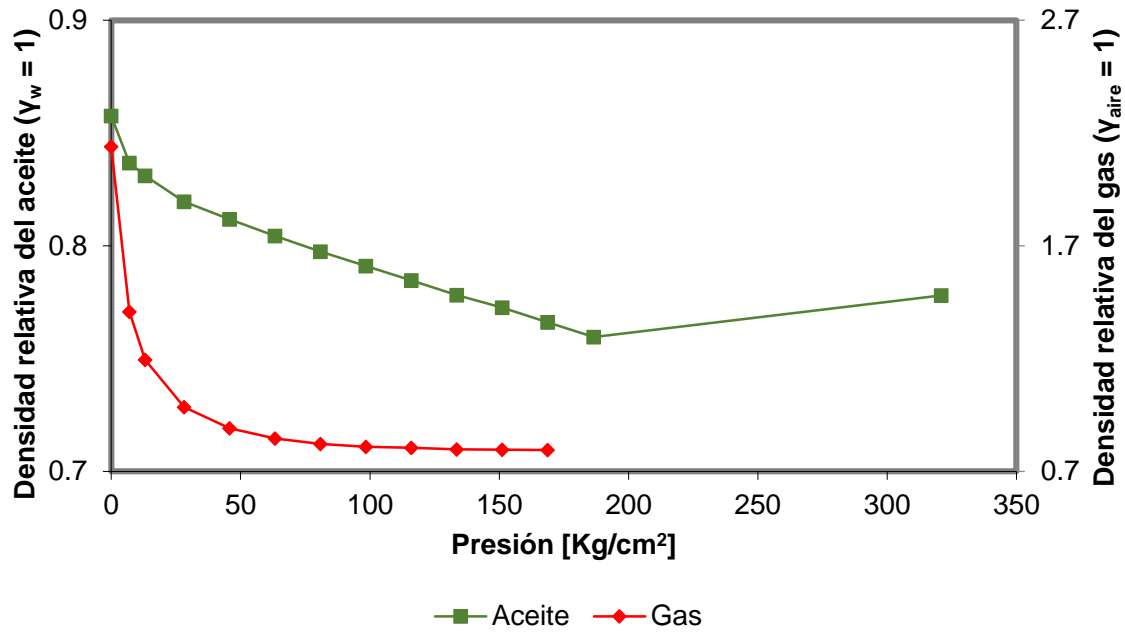


Figura 1.6. Densidades relativas del aceite y del gas del yacimiento.

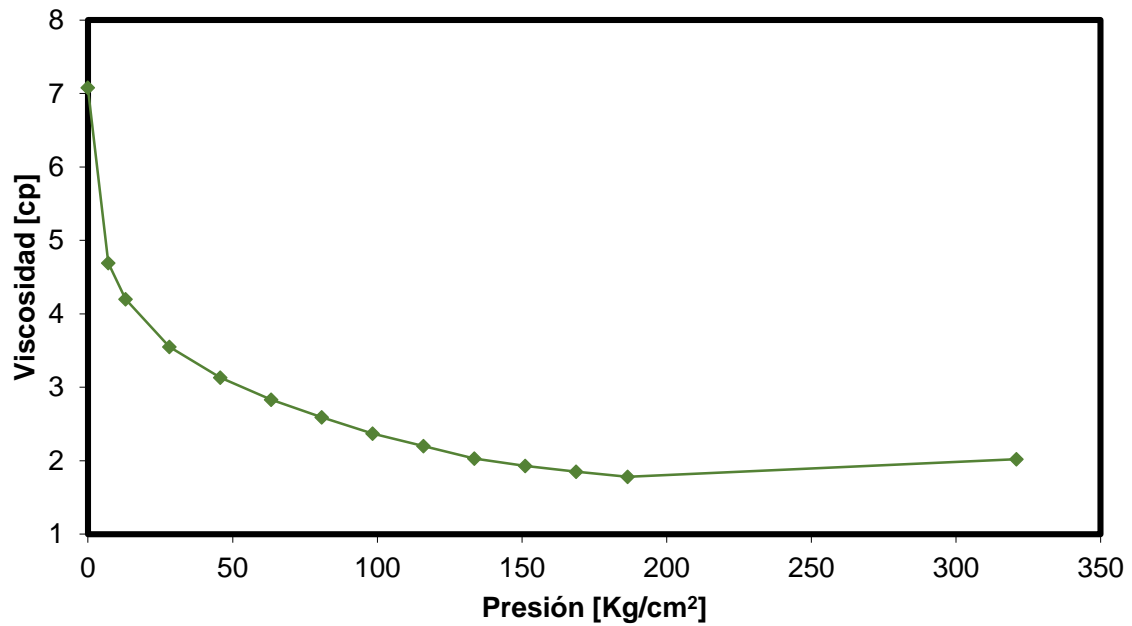


Figura 1.7. Viscosidad del aceite del yacimiento.

Es importante notar que, debido a que desde 2009 se comenzó un proyecto de inyección de nitrógeno (N_2) para el mantenimiento de la presión del yacimiento, la composición del gas ha ido cambiando a través del tiempo, observándose un aumento sostenido de la fracción molar del N_2 , acompañada de una reducción progresiva del poder calorífico de la mezcla de gas que se extrae del yacimiento, **Figura 1.8**¹. Para visualizar la evolución de este comportamiento, en este trabajo se desarrolló la correlación que se presenta en la **Figura 1.9**².

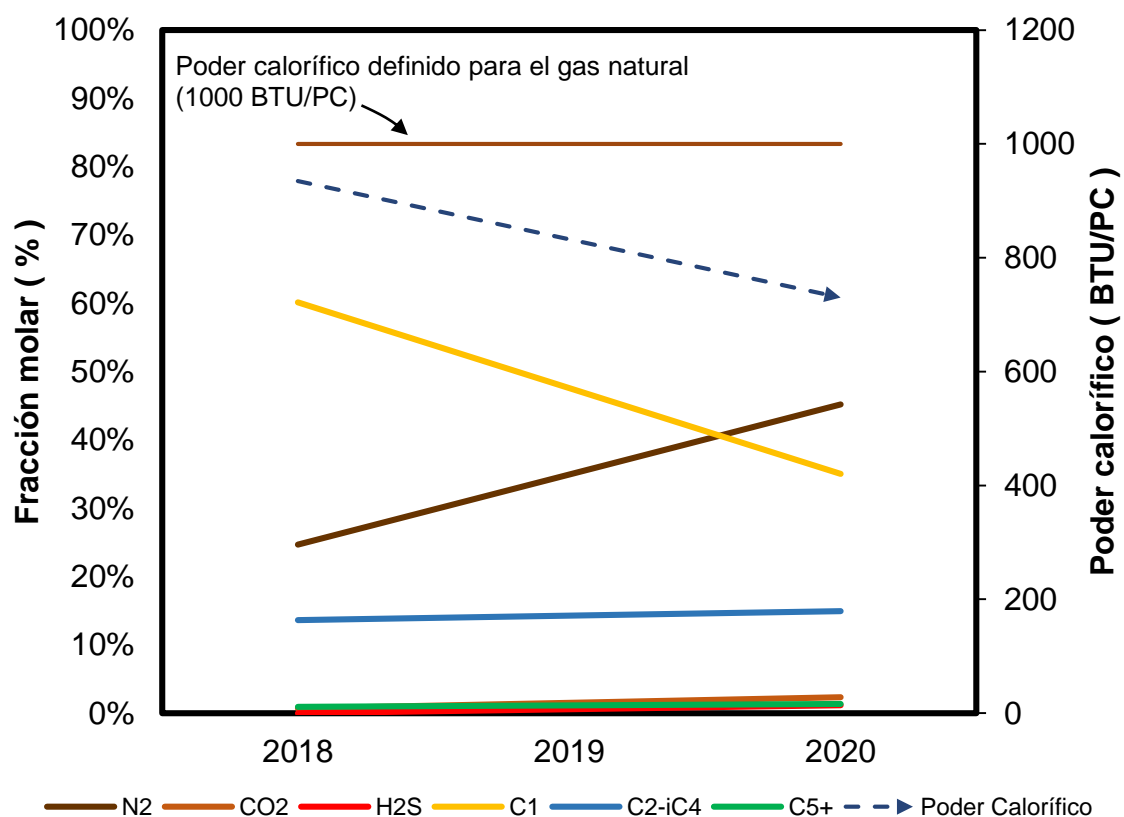


Figura 1.8. Mediciones de la composición de la mezcla de gas a condiciones operativas del yacimiento.

¹ Se incluye el poder calorífico considerado por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) como estándar para la definición del gas natural (NOM-001-SECRE-2010).

² El proceso con el que se construyó la tendencia presentada se incluye en el **Anexo**.

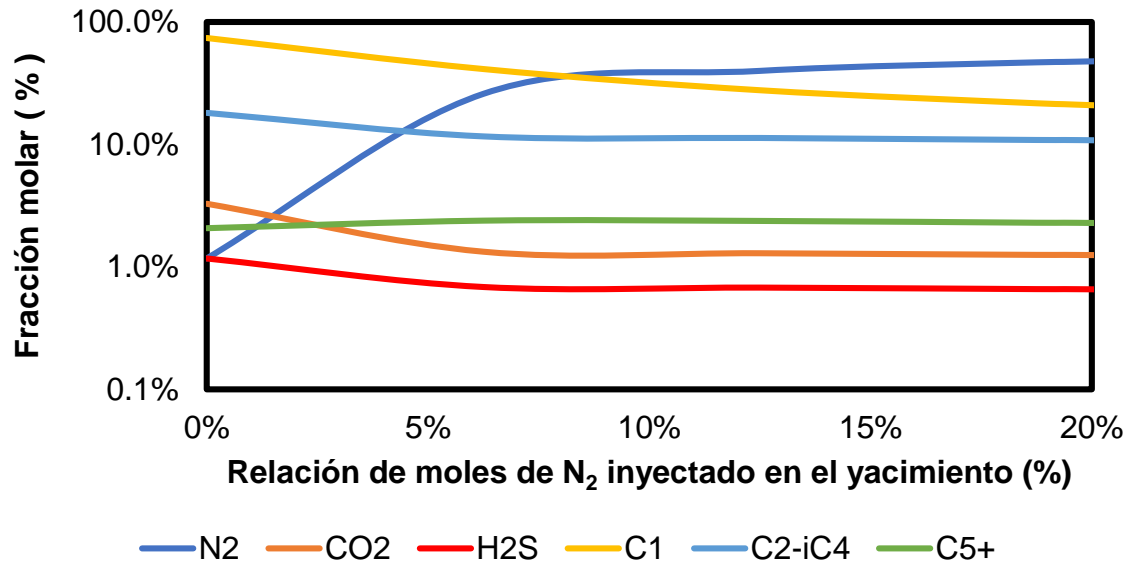


Figura 1.9. Evolución estimada de la composición de la mezcla de gas por efecto de la inyección de nitrógeno en el yacimiento.

1.3 Propiedades petrofísicas

El yacimiento estudiado se constituye por las siguientes secuencias identificadas:

- En el Cretácico Superior (Maastrichtiano a Santoniano) se tiene una brecha caótica (floatstone) en las facies de pie de talud y talud (que se constituyen por ambientes someros de facies lagunares), que es soportada por granos con abundante matriz (turbidita calcárea) de clastos redondeados a subredondeados, y porosidad vugular asociada a las fracturas y matriz dolomitizada.
- En el Cretácico Medio (Cenomaniano-Albiano) se encuentran dolomías con textura de bindstone, compuestas por carpetas de algas cianobacterias, que gradúa a wackestone y packestone, con presencia de foraminíferos bentoníticos y peloides. Esta unidad se caracteriza además por la presencia de fracturas abiertas, porosidad intercrystalina, vugular y móldica.
- En el Cretácico Inferior se tiene presencia de rocas que varían entre mudstone y wackestone altamente arcilloso, así como de mudstone

dolomitizado, con abundantes fracturas que poseen una configuración parcialmente abierta de aspecto brechoide.

En esta sección se indican las propiedades petrofísicas de interés para las rocas del yacimiento.

1.3.1 Facies sedimentarias

La interpretación de las microfacies se realizó considerando:

- los tipos de grano, frecuencia y asociaciones observadas;
- el tipo de matriz;
- la fábrica (laminación, gradación, bioturbación, re-trabajo y re-depósito);
- los fósiles (grupos dominantes, concentraciones esqueléticas, características tafonómicas); y,
- las texturas de depósito.

La **Figura 1.10** muestra la columna estratigráfica tipo para la definición de estas microfacies. Las facies identificadas en la Figura 1.10 se caracterizan por el fracturamiento y la porosidad móldica, que posteriormente fue modificada a porosidad vugular. De esta manera, las unidades que conforman la parte superior de las facies tienen un tamaño que varía de uno a tres cm, siendo mayores sus tamaños en la parte media e inferior, donde además existen facies arrecifales y/o cristalinas finas. Finalmente, en la parte media e inferior se tiene presencia de fracturas y porosidad vugular asociada, pudiendo las facies estar tectonizadas, lo que favorece la porosidad pro fracturamiento dentro del Yacimiento.

Las fracturas del yacimiento van de verticales a semiverticales, comunicando los poros y siendo las vías de impregnación de los hidrocarburos, esto en mayor medida en las partes media e inferior de la brecha.

Periodo	Época	Edad/Piso	M.a	Columna estratigráfica	Profundidad MD	Ambiente de depósito	Facies
Cretácico	Superior	Maastrichtiano	65.0		3100	Pie de talud	
		Campaniano	71.3		3150		
					3200		
					3250		
		Santoniano	83.5		3300		
	Coniaciano	85.8					
	Medio	Turoniano	89.0		3350	Cuenca	
			90.3		3400		
		Cenomaniano	93.5		3450	Plataforma Interna	
					3500		
3550				Pie de talud			
3600							

Figura 1.10. Microfacies sedimentarias del yacimiento.

Otro tipo de facies identificadas se asocian con la presencia de porosidad vugular, fracturas acanaladas y fracturas tectónicas, con las que está relacionada la porosidad dominante. A su vez, en las facies diagenéticas finas, la porosidad está relacionada con porosidad remanente de fractura, y se incrementa en las facies tectonizadas.

1.3.2 Determinación de niveles de saturación y contactos

Se ha identificado que la saturación de agua promedio en este yacimiento se encuentra entre el cinco y el 20%, y haciendo el análisis por unidades: el KS presenta en la base rangos entre el 20 y 40% y a nivel general entre cinco y 10%; el KM, entre el 8-12%, y el KI entre el diez y 20%. El volumen de agua es irreductible, excepto en la zona del Contacto Agua-Aceite (CAA), que se identificó a 3,244 mvbm.

El monitoreo y seguimiento de este contacto se realiza a través de información de registros y la irrupción de agua en pozos monitores y productores. De igual manera, el Contacto Gas-Aceite (CGA) se monitorea a través de métodos equivalentes.

1.3.3 Análisis de registros

El modelo petrofísico se apoya de las interpretaciones realizadas de las respuestas de registros de litodensidad, neutrón, sónico y de rayos gamma compensado, mismos que fueron validados con el análisis de muestras de roca. Se ha observado que entre el 75-85% de las rocas del yacimiento corresponden a dolomías y a las calizas.

Dentro de los parámetros de evaluación petrofísica se identificó que el Yacimiento a nivel del Cretácico no contiene arcilla como tal, sino mudstone arcilloso, siendo este el que fue evaluado y cuantificado en un promedio de 3-8%. Por otro lado, el cálculo de la porosidad se ve afectado por la doble porosidad activa, que se es enmascarada por el lodo atrapado en las fracturas y vóculos.

Para estimar la porosidad aparente, se tienen tres herramientas principales:

- Porosidad neutrón, se registra y mide directamente el índice de hidrógeno de la formación en unidades de porosidad.
- Porosidad del registro de densidad.
- Porosidad del registro sónico.

Las principales propiedades consideradas para este Yacimiento se muestran en la **Tabla 1.2.**

Tabla 1.2. Propiedades petrofísicas representativas del yacimiento.

% Saturación inicial de agua	17.9
Porosidad promedio %	8.8
Permeabilidad promedio (mD)	1000-9000
Espesor bruto promedio (m)	369.6
Espesor neto promedio (m)	314.1
Relación de espesor neto/bruto	0.9

1.3.4 Principales características petrofísicas del yacimiento

Se ha observado que la porosidad y permeabilidad de las rocas de este yacimiento dependen de la presión, debido a la baja mineralización que existe en la red de fracturas comunicantes, por lo que estas propiedades se reducen conforme se reduce la presión o aumenta el esfuerzo efectivo^{3,4} (σ), como se muestra en las **Figuras 1.11 y 1.12.** Para este yacimiento, la presión de confinamiento a la que se observó el colapso de la red de fracturas es de 195.5 kg/cm² (o 1750 psia)⁵, que a su vez puede correlacionarse a una presión de yacimiento⁶ de 127.5 kg/cm².

Debido a la profundidad del yacimiento, conforme la presión de poro se agota por efecto de la extracción, el esfuerzo de sobrecarga domina la mecánica de las rocas, propiciando el cierre de fracturas horizontales en dirección al mínimo esfuerzo local. Una consecuencia directa de esto es la pérdida de la productividad de los pozos.

³ Se considera que el esfuerzo efectivo es la diferencia de la sobrecarga y la presión de poro del yacimiento, y que la sobrecarga permanece constante a lo largo del tiempo de producción.

⁴ La presión efectiva se relaciona directamente con el esfuerzo efectivo del yacimiento, y corresponde con la presión a la que se encuentra el núcleo confinado en una celda experimental.

⁵ Este valor fue el más representativo, aunque varía en el yacimiento en función de las características de la roca y el nivel de fracturamiento local en las vecindades de los pozos.

⁶ Se considera que el estado inicial de la presión de confinamiento corresponde con las condiciones iniciales del esfuerzo efectivo del yacimiento, en el que las fracturas se encontraban abiertas.

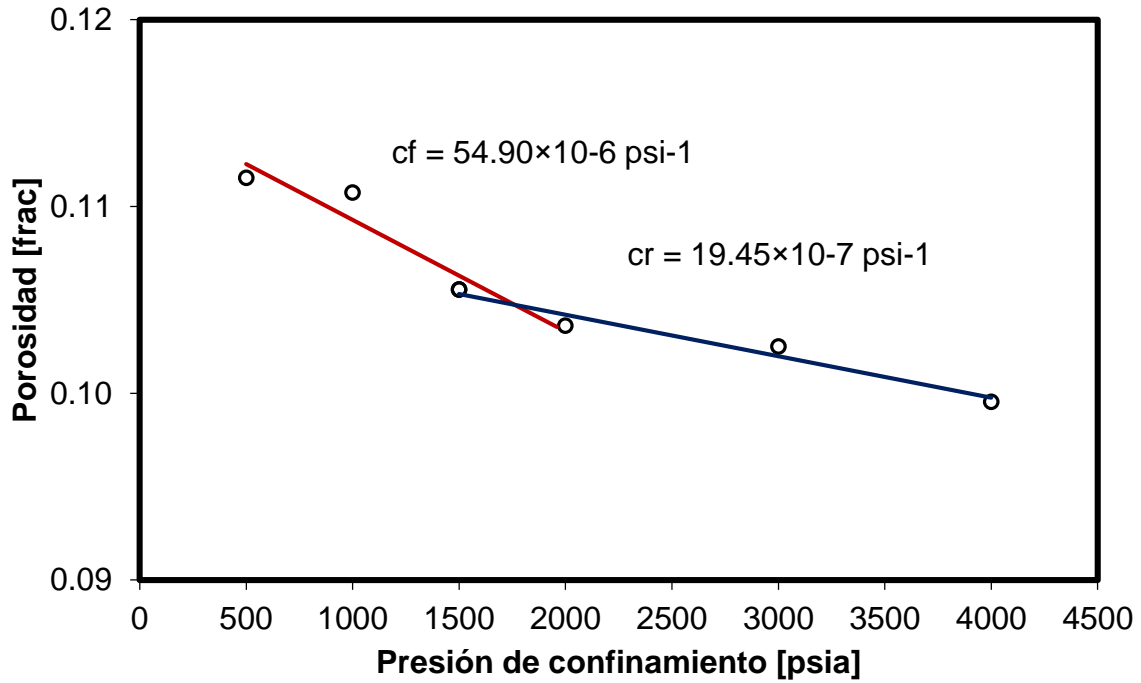


Figura 1.11. Comportamiento de la porosidad respecto al esfuerzo efectivo.

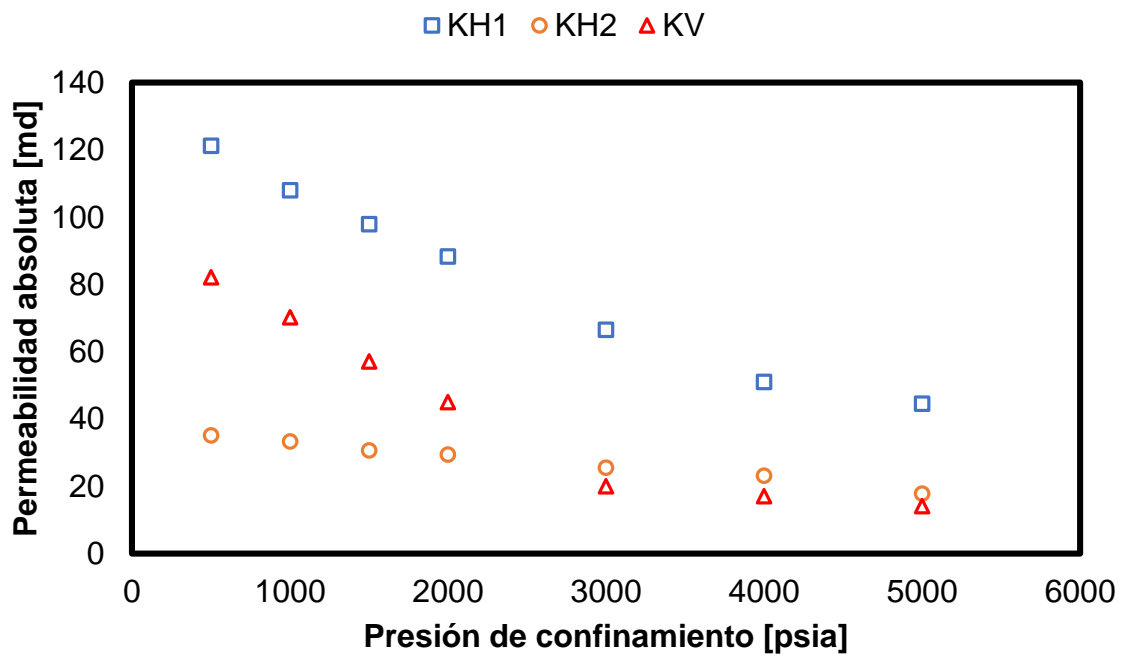


Figura 1.12. Comportamiento de la permeabilidad respecto al esfuerzo efectivo.

1.4 Modelo del yacimiento

La conformación del modelo estático del yacimiento se genera con la carga de información sísmica y de registros, así como las interpretaciones petrofísicas, de facies y litofacies existentes, mismas que se basan en la información adquirida de imágenes de pozo y núcleos.

Para simular el comportamiento futuro del yacimiento se utiliza un modelo composicional de doble porosidad, que a su vez integra a otros sistemas productores del cretácico que se encuentran comunicados a través de un acuífero extenso, pero poco activo, debido al grado de comunicación existente entre ellos. Es importante notar que, debido al estado actual de los Contactos Gas Aceite (CGA) y Aceite-Agua (CAA) de este yacimiento, el ritmo de extracción afecta directamente la irrupción del gas o el agua en los pozos.

2. Marco teórico

Los datos de producción son la fuente más abundante de información a lo largo del desarrollo de un yacimiento petrolero. No obstante, por las condiciones en las que estos son medidos, poseen una baja resolución y frecuencia.

Para el análisis e interpretación de estos datos, se han desarrollado diversos marcos conceptuales, que permiten analizar el comportamiento de los mecanismos de producción en tiempos largos. Los siguientes resultan de especial interés:

1. Análisis de balance de materia.
2. Curvas de declinación.
3. Comportamiento inverso del gasto.

En esta sección se discuten aspectos generales de estos métodos, con la intención de indicar un marco conceptual al lector para los análisis que se incluyen en este trabajo.

2.1 Ecuación de Balance de Materia

La ecuación de balance de materia es el método analítico de estudio más conocido en la ingeniería de yacimientos. Este permite caracterizar los volúmenes originales en el yacimiento, así como identificar y cuantificar la influencia de los mecanismos de producción. Además, al acoplarla con otras expresiones auxiliares, es posible predecir el comportamiento futuro de los yacimientos.

Esta herramienta ha tenido una evolución histórica, toda vez que las primeras investigaciones se remontan a 1929, cuando Coleman, Wilde, y More presentaron una ecuación que definió la relación entre los volúmenes de fluidos en el yacimiento y los que eran producidos, considerando para ello los niveles de presión y las propiedades de los fluidos del yacimiento. Posteriores investigaciones permitieron a Schilthuis (1936) mejorar el modelo de Coleman et al., desarrollando la versión actual de la ecuación general de balance de materia. Desde entonces diversos

autores (Buckley y Leverett, 1940; Everdingen y Hurst, 1949; Hawkins, 1953; Walsh, Havlena y Odeh, 1963; Ansah y Raghavan, 1994) han realizado avances sobre la aplicación de esta ecuación, permitiendo su uso para el diagnóstico de parámetros y la predicción de comportamientos futuros.

Dentro de los grandes avances en los modelos de balance de materia para poder representar sistemas geológicos complejos se tienen las investigaciones de Payne (1996), que permitieron aplicar la ecuación de balance de materia a yacimientos compartimentalizados e intercomunicados, y a sistemas de doble permeabilidad. Además, se han desarrollado adecuaciones para representar modelos de doble porosidad en yacimientos naturalmente fracturados (Idrobo et. al., 2001; Niz, E., 2003) no obstante, su uso no ha podido ser generalizado por las suposiciones que se realizan en estos desarrollos.

Para este trabajo se supone que la roca, si bien es naturalmente fracturada, posee un nivel de fracturamiento tan intenso, como para mantener condiciones de homogeneidad en el medio poroso. De esta manera, se utilizará la siguiente forma de la ecuación de balance de materia:

$$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_pB_w = N[E_o + E_{fw} + mE_g] + W_e + W_iB_w + G_iB_g , \quad \mathbf{2.1}$$

donde:

$$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_pB_w = \text{producción total acumulada,}$$

$$E_o + E_{fw} + mE_g = \text{expansión total,}$$

$$W_e = \text{entrada de agua del acuífero,}$$

$$W_iB_w = \text{inyección de agua,}$$

$$G_iB_g = \text{inyección de gas.}$$

A la vez, los términos de expansión se definen como:

$$E_o = B_t - B_{oi} , \quad \dots\dots\dots \mathbf{2.2}$$

$$E_{fw} = (1 + m)B_{oi} \left[\frac{c_w s_{wi} + c_f}{1 - s_{wi}} \right] \Delta \bar{p} , \quad \dots\dots\dots 2.3$$

$$E_g = B_g - B_{gi} , \quad \dots\dots\dots 2.4$$

$$m = \frac{GB_{gi}}{NB_{ti}} . \quad \dots\dots\dots 2.5$$

2.1.1 Gráficos Diagnóstico

Existen diferentes gráficos llamados de diagnóstico que sirven para determinar qué tanta relevancia tienen los mecanismos de empuje a lo largo de la vida del yacimiento, y así poder utilizar el modelo de balance de materia adecuado. A continuación, se presentan los de Dake, Campbell y Cole.

2.1.1.1 Gráfico de Dake

Este gráfico parte de la concepción en la que no existe una capa de gas o un acuífero y la producción se debe sólo a la expansión del gas disuelto en el aceite. Se obtiene al graficar $F/E_o + B_{oi}E_{fw}$ contra N_p , como se muestra en la **Figura 2.1**, aquí los sistemas cerrados presentarán un comportamiento de una línea recta horizontal que será igual al volumen original de aceite.

Por su parte, si existe una capa de gas, la expansión del gas libre provocará una desviación que se manifestará como una línea recta creciente de pendiente positiva, al igual que cuando exista la presencia de un acuífero potente, y si el acuífero es débil mostrará un incremento inicial que tenderá a reducirse conforme avanza el tiempo.

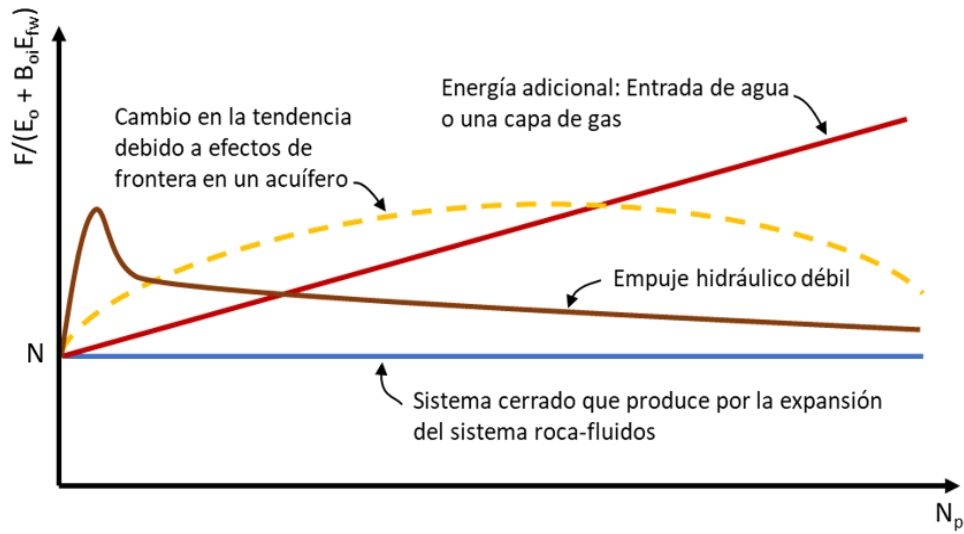


Figura 2.1. Gráfico de Dake. (Gallardo Ferrera, 2019)

2.1.1.2 Gráfico de Campbell

Es un gráfico similar al de Dake, con la excepción de que Campbell incorpora el efecto de la capa de gas. Se obtiene al graficar F/E_t contra F , como se muestra en la **Figura 2.2**. En este gráfico la entrada de agua en el yacimiento se aprecia con una línea creciente que será proporcional al tamaño del acuífero.

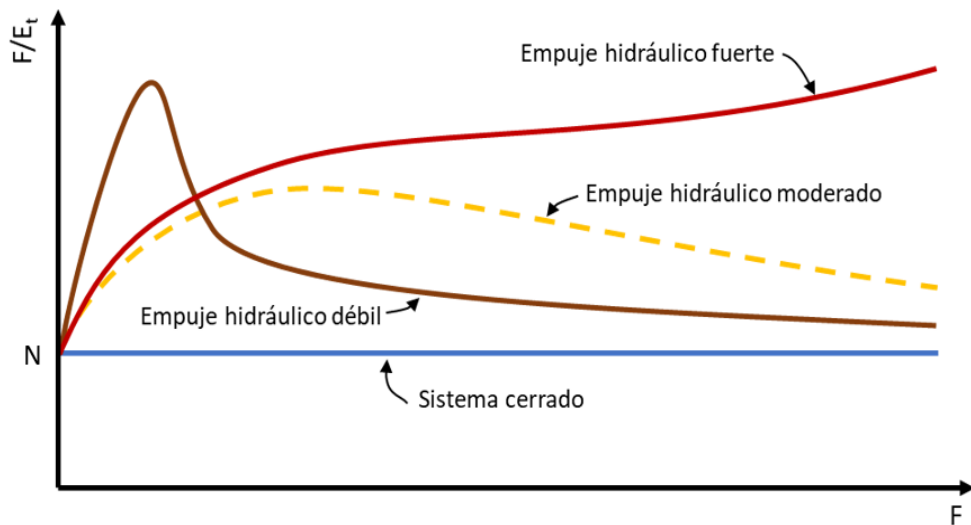


Figura 2.2. Gráfico de Campbell. (Gallardo Ferrera, 2019)

2.1.1.3 Gráfico de Cole

El gráfico de Cole sirve para distinguir entre el desplazamiento por agua y los otros tipos de desplazamiento, este se obtiene al graficar F/E_t contra N_p , tal como se muestra en la **Figura 2.3**, aquí los sistemas cerrados mostrarán un comportamiento de una línea recta horizontal que será igual al volumen original del yacimiento. El empuje hidráulico se verá reflejado como una desviación ascendente que se hace más notoria a medida que el empuje hidráulico es más fuerte.

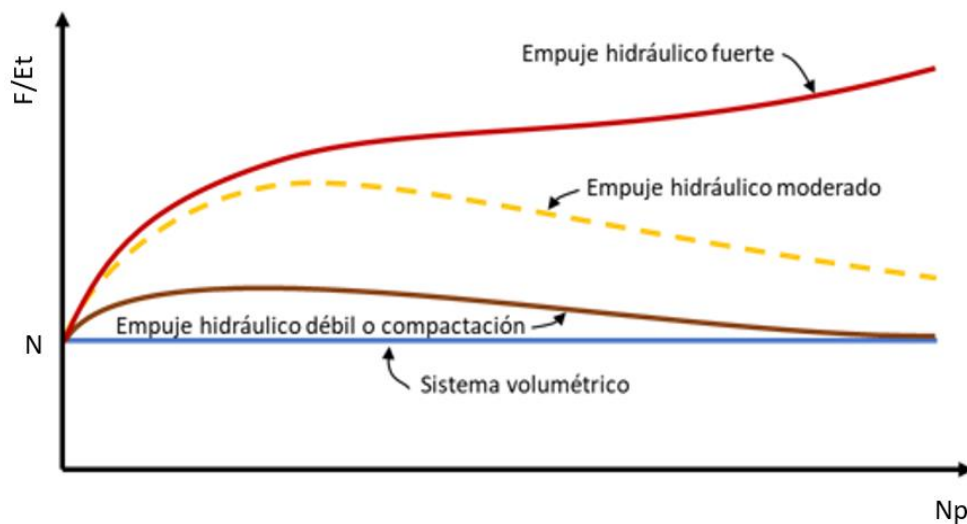


Figura 2.3. Gráfico de Cole. (Gallardo Ferrera, 2019)

2.1.2 Gráficos Especializados

Los gráficos especializados son una herramienta que utilizan los modelos de balance de materia para poder caracterizar el yacimiento, dentro de los más utilizados son los presentados por Havlena y Odeh en su artículo “The Material Balance as an Equation of a Straight Line” publicado en 1963.

El principio básico de estos gráficos es presentar la ecuación de balance de materia como una línea recta, a través de la agrupación de los términos. La selección de los

términos agrupados depende del mecanismo que gobierna la producción del yacimiento.

2.2 Curvas de declinación

Los modelos de las curvas de declinación de Arps (1940) representan una de las técnicas más utilizadas en la industria petrolera para el análisis de datos de producción, el uso extendido de estos modelos de acuerdo a Gallardo (2019) se debe a la versatilidad y efectividad de sus parámetros, así como a la representatividad en períodos de flujo dominado por las fronteras, siempre y cuando las condiciones de producción del pozo sean mantenidas durante un tiempo prolongado. Estos modelos son los que se explican a continuación.

2.2.1 Declinación hiperbólica

La declinación hiperbólica representa el caso general definido por Arps, esta parte de la siguiente relación:

$$D_i q^b = - \frac{1}{q} \frac{dq}{dt}, \quad \dots\dots\dots 2.6$$

donde:

D_i = cambio del gasto por unidad de tiempo respecto a un gasto base, b = exponente de declinación y q_i = gasto base inicial del modelo.

Resolviendo la Ec. 2.6, el modelo para declinación hiperbólica resulta en:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}, \quad \dots\dots\dots 2.7$$

donde b toma valores entre 0 y 1.

Para este caso la producción acumulada está dada por:

$$Q_p(t) = \frac{q_i}{(1-b)D_i} \left[1 - \left(\frac{q}{q_i} \right)^{1-b} \right] . \dots\dots\dots 2.8$$

2.2.2 Declinación exponencial

En este modelo se considera que $b = 0$, por lo que al resolver la Ec. 2.6, el modelo para declinación exponencial resulta en:

$$q(t) = q_i e^{-D_i t} , \dots\dots\dots 2.9$$

y la producción acumulada se expresa como:

$$Q_p(t) = \frac{q_i - q}{D_i} . \dots\dots\dots 2.10$$

2.2.3 Declinación armónica

En este modelo se considera que $b = 1$, por lo que al resolver la Ec. 2.6, el modelo para declinación armónica resulta en:

$$q(t) = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} , \dots\dots\dots 2.11$$

y la producción acumulada se expresa como:

$$Q_p(t) = \frac{q_i}{D_i} \ln \left(\frac{q_i}{q} \right) . \dots\dots\dots 2.12$$

2.2.4 Métodos para el análisis de los modelos de Arps

Para caracterizar los modelos de Arps y poder identificar qué tipo de declinación sigue el yacimiento, se pueden seguir distintas metodologías, una de ellas es a través del análisis del comportamiento de la variación del gasto unitario respecto al tiempo contra el gasto de producción, **Figura 2.4**.

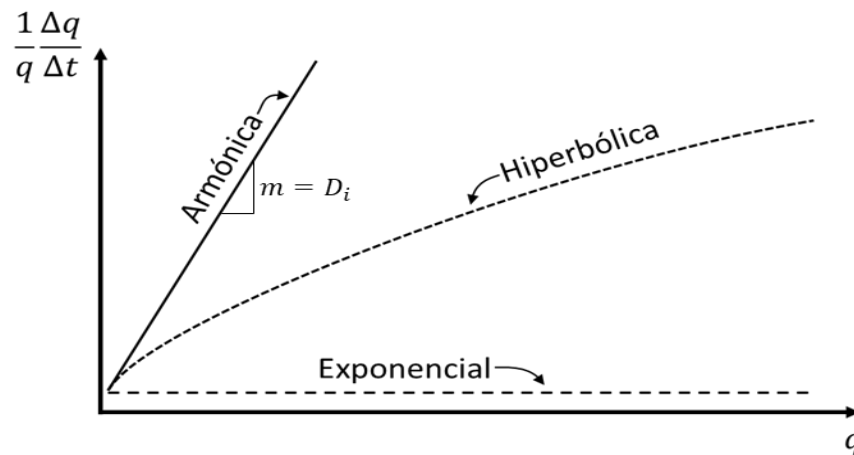


Figura 2.4. Modelos del gráfico diagnóstico de Arps. (Gallardo Ferrera, 2019)

En esta figura se puede observar que cuando se forma una línea de pendiente cero es sinónimo de una declinación exponencial; si se tiene una línea recta ascendente que parte del origen, se trata de una declinación armónica y su pendiente será D_i . En otro comportamiento, la declinación es hiperbólica. Adicional a este gráfico diagnóstico existen gráficos especializados, como se muestra a continuación.

2.2.4.1 Gráfico especializado para una declinación exponencial

Corresponde a un gráfico semilogarítmico del gasto contra el tiempo, **Figura 2.5**, en este formará una línea recta cuya ordenada al origen que permite determinar q_i y

su pendiente a D_i . Este tipo de declinación se encuentra asociada a la expansión del sistema roca-fluidos, y es el tipo de declinación más común.

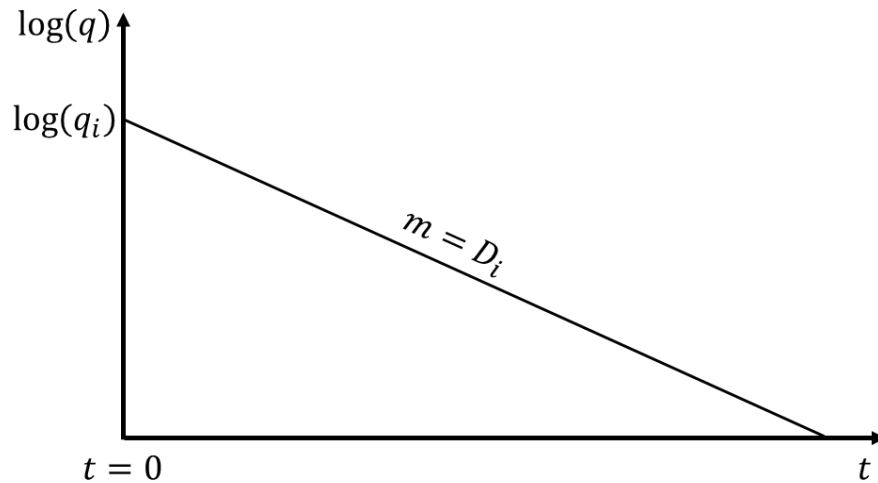


Figura 2.5. Gráfico especializado para una declinación exponencial. (Gallardo Ferrera, 2019)

2.2.4.2 Gráfico especializado para una declinación armónica

Consiste en un gráfico log-log del gasto contra el tiempo, **Figura 2.6**, en este gráfico se forma una línea recta cuya ordenada al origen permiten determinar el gasto inicial del modelo, y el índice de declinación se puede estimar con ayuda de la Figura 2.4. Este tipo de declinación normalmente se asocia a sistemas con mecanismos de producción eficientes.

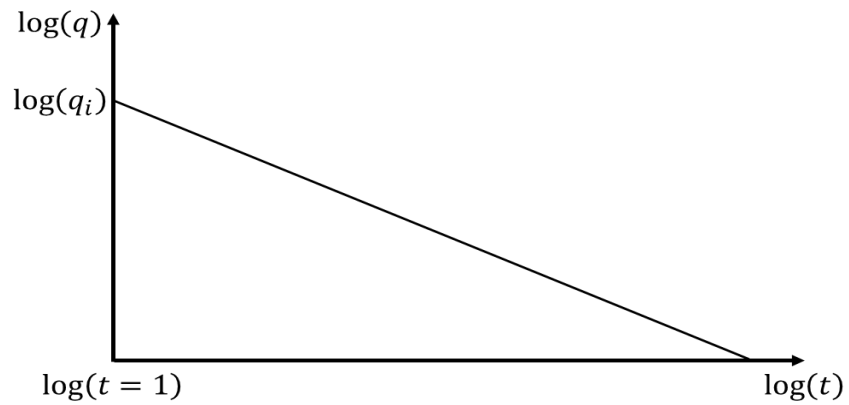


Figura 2.6. Gráfico especializado para una declinación armónica. (Gallardo Ferrera, 2019)

2.2.5 Curvas tipo de declinación adimensionales

El uso de las curvas tipo es otra técnica para determinar el tipo de declinación al ajustar los datos medidos a los modelos graficados. Ante esta técnica, Gentry (1972) desarrolló las curvas tipo para los modelos de Arps basado en las siguientes variables adimensionales:

$$t_{Dd} = D_i t , \quad \dots\dots\dots 2.13$$

$$q_{Dd} = \frac{q}{q_i} , \quad \dots\dots\dots 2.14$$

$$Q_{pDd} = \frac{Q_p D_i}{q_i} . \quad \dots\dots\dots 2.15$$

De esta manera, los modelos de Arps resultan en:

$$q_{Dd} = \begin{cases} (1 + bt_{Dd})^{-1/b} & \text{para } 0 < b < 1 \\ e^{-t_{Dd}} & \text{para } b = 0 \\ \frac{1}{(1 + t_{Dd})} & \text{para } b = 1 \end{cases}, \dots\dots\dots \mathbf{2.16}$$

$$Q_{pDd} = \begin{cases} \frac{1}{1-b} (1 - q_{Dd}^{1-b}) & \text{para } 0 < b < 1 \\ 1 - q_{Dd} = 1 - e^{-t_{Dd}} & \text{para } b = 0 \\ \ln(1 + t_{Dd}) = -\ln q_{Dd} & \text{para } b = 1 \end{cases} \cdot \dots\dots\dots \mathbf{2.17}$$

Las curvas tipos para estos modelos se muestran en las **Figuras 2.7 y 2.8**.

Adicional a estos avances, Fetkovich (1980) desarrolló un conjunto de curvas tipo basadas en soluciones a la ecuación de difusividad radial. En estos modelos Fetkovich considera que la producción se debe a la expansión monofásica del sistema, una vez que ha comenzado el período gobernado por las fronteras, dada esta consideración, sus comportamientos coinciden con la declinación exponencial de Arps. Debido a esto existe un conjunto de curvas tipo denominadas Arps-Fetkovich, **Figura 2.9**, que muestran el uso combinado de ambos modelos.

Para el ajuste de las curvas se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Definir el modelo a usar y seleccionar las curvas correspondientes.
2. Graficar los datos en términos de las funciones de análisis del modelo. En este punto debe considerarse que el tamaño de los ciclos en los gráficos resultantes debe ser el mismo que los de las curvas tipo.
3. Sobreponer las curvas para hacer el ajuste, buscando el mejor empalme de las soluciones, y seleccionar el punto de ajuste en ambos gráficos.
4. A partir de la información de las gráficas, obtener los parámetros del sistema con ayuda de las definiciones de las variables adimensionales.

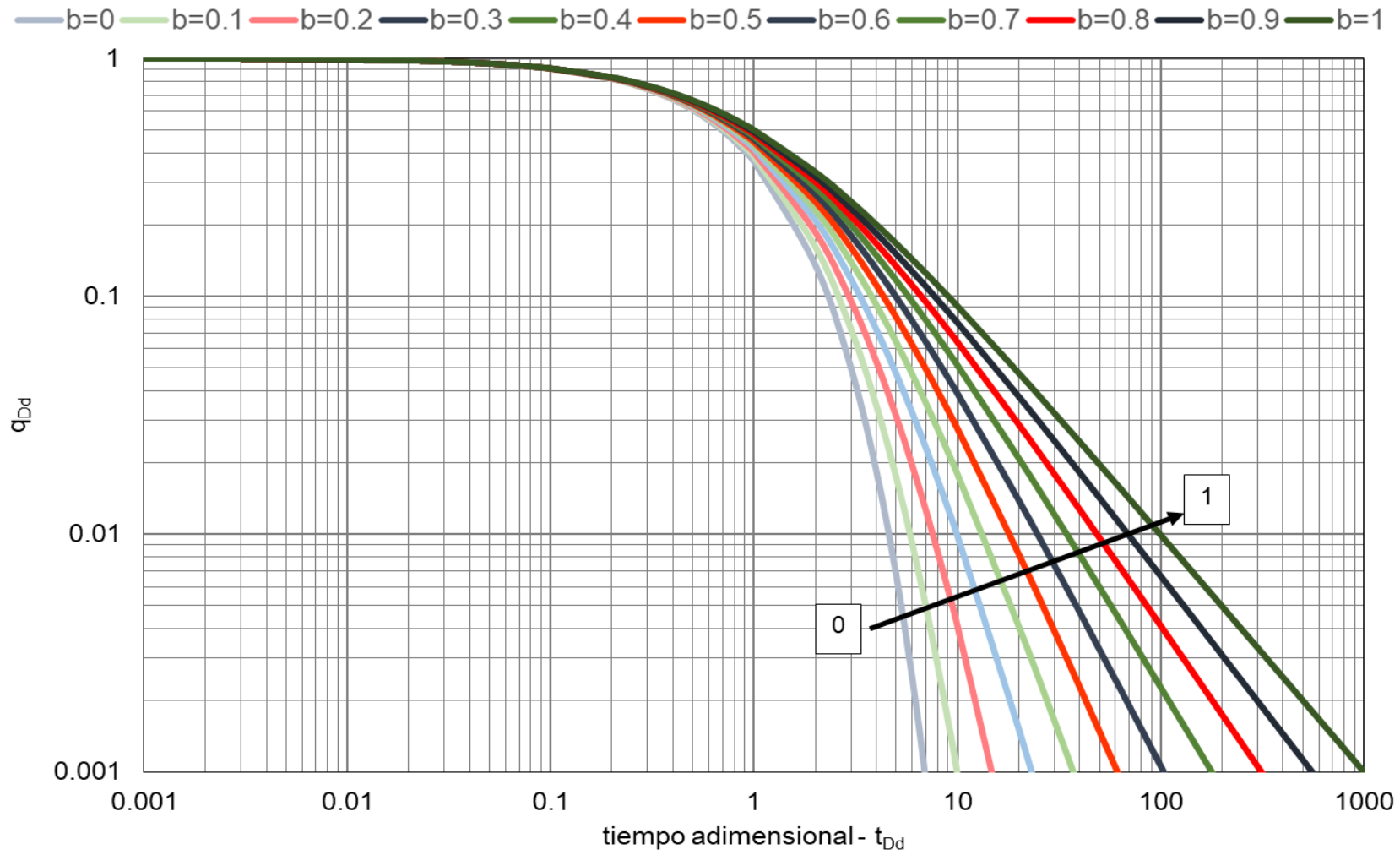


Figura 2.7. Curvas tipo de Arps para q_{Dd} y valores de b de 0 a 1. (Gallardo Ferrera, 2019)

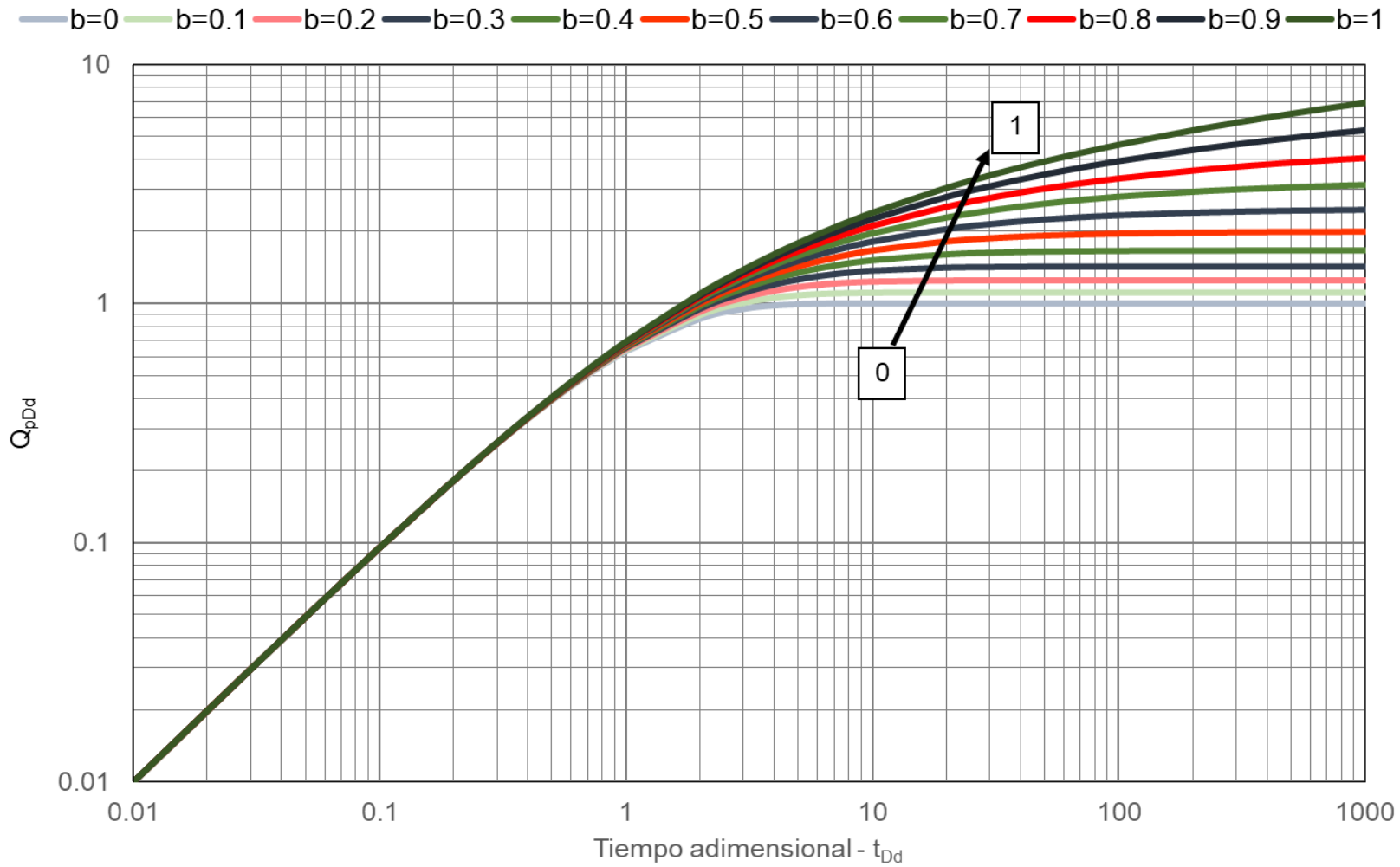


Figura 2.8. Curvas tipo de Arps para Q_{pDd} y valores de b de 0 a 1. (Gallardo Ferrera, 2019)

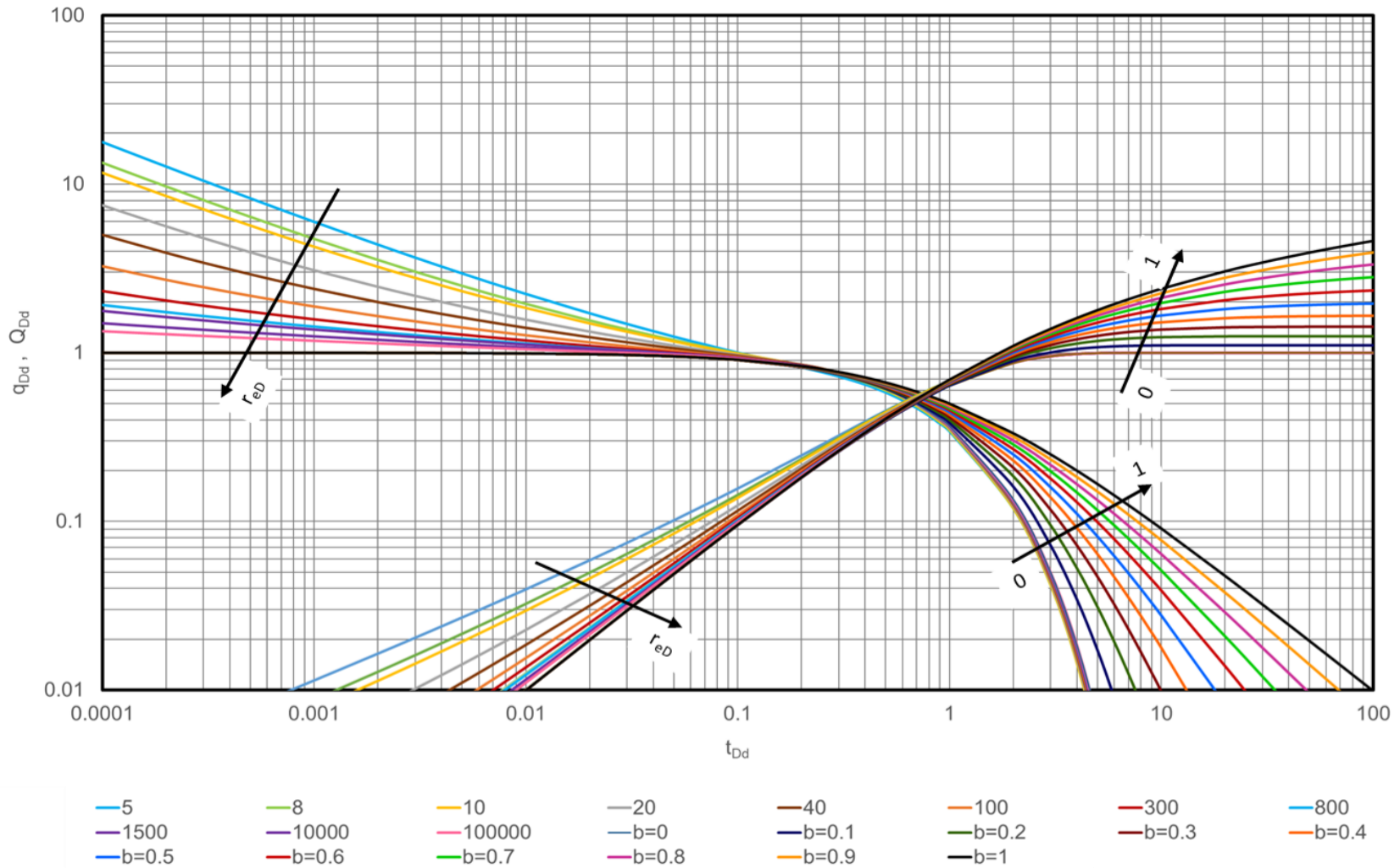


Figura 2.9. Curvas tipo de Arps-Fetkovich para q_{dD} y Q_{pDd} con r_{eD} de 5 a 10^5 , con valores de b entre 0 y 1. (Gallardo Ferrera, 2019)

2.3 Inverso del gasto

El análisis del inverso del gasto parte de la relación que existe entre la ecuación de balance de materia para un yacimiento bajo-saturado (**Ec. 2.18**) y el modelo para flujo pseudo-estacionario (**Ec. 2.19**).

$$\bar{p} - p_i = -\frac{B_o N_p}{NB_{oi}c_t} , \quad \dots\dots\dots 2.18$$

$$\bar{p} - p_{wf} = 141.2 \frac{B\mu}{kh} \left[\ln \left| \frac{r_e}{r_w} \right| - \frac{3}{4} + s \right] q . \quad \dots\dots\dots 2.19$$

Si se vinculan estas expresiones a través de la presión media del yacimiento, se obtiene:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q} = \frac{B_o}{NB_{oi}c_t} \frac{N_p}{q} + 141.2 \frac{B\mu}{kh} \left[\ln \left| \frac{r_e}{r_w} \right| - \frac{3}{4} + s \right] . \quad \dots\dots\dots 2.20$$

Al incluir el tiempo de balance de materia $t_c = N_p/q$, la expresión 2.20 se puede escribir como:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q} = a_1 t_c + b_1 , \quad \dots\dots\dots 2.21$$

donde:

$$a_1 = \frac{B_o}{NB_{oi}c_t} , \quad \dots\dots\dots 2.22$$

$$b_1 = 141.2 \frac{B\mu}{kh} \left[\ln \left| \frac{r_e}{r_w} \right| - \frac{3}{4} + s \right] . \quad \dots\dots\dots 2.23$$

Si además se considera, que la presión de fondo permanece constante durante la extracción, se reagrupan los términos constantes y la expresión resulta en:

$$\frac{1}{q} = at_c + b , \quad \dots\dots\dots 2.24$$

donde:

$$a = \frac{B_o}{NB_{oi}c_t} \frac{1}{(p_i - p_{wf})} , \dots\dots\dots 2.25$$

$$b = 141.2 \frac{B\mu}{kh} \frac{1}{(p_i - p_{wf})} \left[\ln \left| \frac{r_e}{r_w} \right| - \frac{3}{4} + s \right] . \dots\dots\dots 2.26$$

Se puede observar que la Ec. 2.24 tiene forma de una línea recta con pendiente a y ordenada al origen b , la cual al multiplicarse por q queda de la siguiente manera:

$$1 = aN_p + bq , \dots\dots\dots 2.27$$

Aplicando el límite cuando el gasto tiende a cero en la Ec. 2.27 se puede obtener EUR que se refiere a la máxima recuperación estimada (las reservas del sistema), esto siempre y cuando existan condiciones de flujo dominadas por las fronteras.

$$1 = \lim_{q \rightarrow 0} (aN_p + bq) = aN_p|_{q \rightarrow 0}$$

$$N_p|_{q \rightarrow 0} = EUR = 1/a , \dots\dots\dots 2.28$$

A partir de esto puede establecerse una relación con los modelos de Arps, al considerar una declinación exponencial (Ec. 2.10)

$$N_p(t) = \frac{q_i - q}{D_i} ,$$

al reacomodar términos se llega a:

$$q = q_i - D_i N_p , \quad 1 = \frac{q_i}{q} - D_i \frac{N_p}{q} ,$$

$$\frac{1}{q} = \frac{1}{q_i} + \frac{D_i}{q_i} t_c , \dots\dots\dots 2.29$$

donde:

$$D_i = \frac{a}{b}, \dots\dots\dots 2.30$$

$$q_i = \frac{1}{b}. \dots\dots\dots 2.31$$

El procedimiento para utilizar la metodología del inverso del gasto es:

1. Realizar un gráfico $1/q$ contra $t_c = N_p/q$.
2. Estimar la pendiente de la porción recta de la tendencia identificada a .
3. Tomar el recíproco de la pendiente a como la máxima recuperación estimada.

3. Revisión de literatura

Los yacimientos naturalmente fracturados pueden ser categorizados de diferentes maneras, de acuerdo con sus características y la incidencia de las fracturas sobre la producción. En este trabajo, se considera el marco definido por Nelson (2001), que a su vez se basa en el nivel de influencia del sistema fracturado y matricial sobre la producción. De esta manera, se categoriza el Yacimiento analizado como de Tipo II de acuerdo con las características que señala el autor, por lo que las fracturas aportan casi la totalidad de la permeabilidad y el medio pseudo-matricial (que se compone por matriz y micro-fracturas y vógelos aislados) provee de porosidad al yacimiento.

En esta sección se presentan algunos aspectos relevantes para explicar la interacción entre estos dos sistemas (fracturas y pseudo-matriz) en el yacimiento, así como la influencia del drene gravitacional durante la producción. Asimismo, se incluye información de algunos campos análogos considerados para el análisis de este trabajo.

3.1 Sudación

La sudación resulta indispensable para estudiar el desplazamiento de aceite en un bloque matricial de baja permeabilidad, ya que esta combina la acción de las fuerzas capilares y gravitacionales durante la producción de un yacimiento naturalmente fracturado. Es importante mencionar que cuando, las fuerzas gravitacionales son despreciables (bloques pequeños) y además se tiene una matriz mojada por agua, este efecto es conocido como imbibición capilar. Por otro lado, en las mismas circunstancias, cuando la matriz es mojada por aceite, la sudación ocurre como un drene capilar.

Para entender mejor este fenómeno, se utiliza la **Figura 3.1**, que representa un bloque de matriz compacta que se sumerge repentinamente en agua. En

consecuencia, por efecto de la imbibición, el agua ingresa al bloque y desplaza al aceite, provocando su expulsión hacia el sistema fracturado.

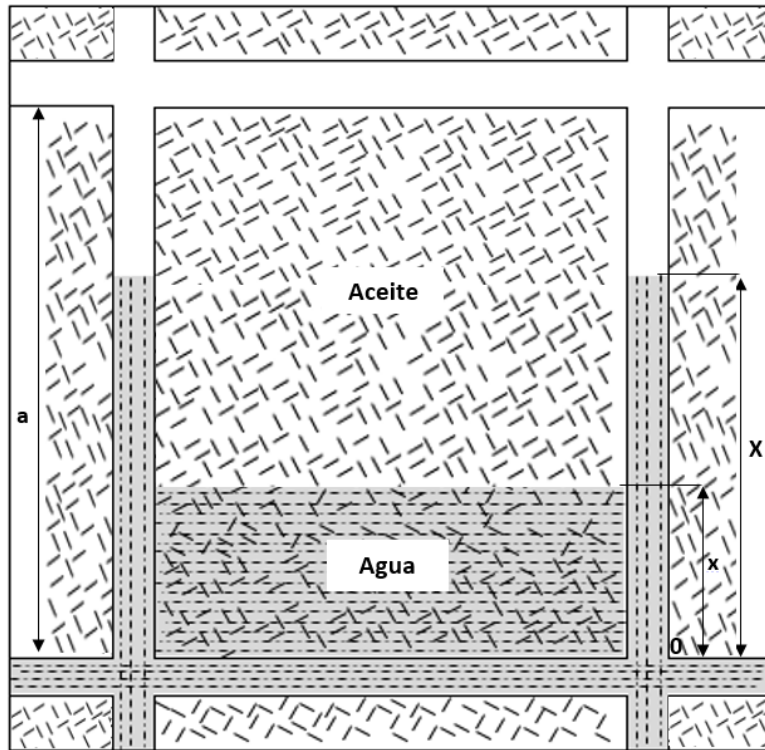


Figura 3.1. Sudación por desplazamiento con agua en un bloque matricial (Modificado de Garaicochea y Samaniego, 1988).

Para estimar el gasto que es desplazado del bloque hacia el sistema fracturado, puede considerarse la siguiente forma de la ecuación de Darcy (Garaicochea y Samaniego, 1988), que indica el gasto *sudado* ($q_{o_{mf}}$) por el bloque matricial a raíz de la acción de las fuerzas gravitacionales y capilares:

$$\frac{q_{o_{mf}}}{A} = \frac{k_{om}}{\mu_o a} [g(\rho_w - \rho_o)a \pm p_c] , \dots\dots\dots 3.1$$

donde: k_{om} = permeabilidad de la matriz, q_{omf} = gasto sudado por el bloque, A = área del bloque, μ_o = viscosidad del aceite, g = gravedad, ρ_w = densidad del agua, ρ_o = densidad del aceite, a = altura del bloque, p_c = presión capilar.

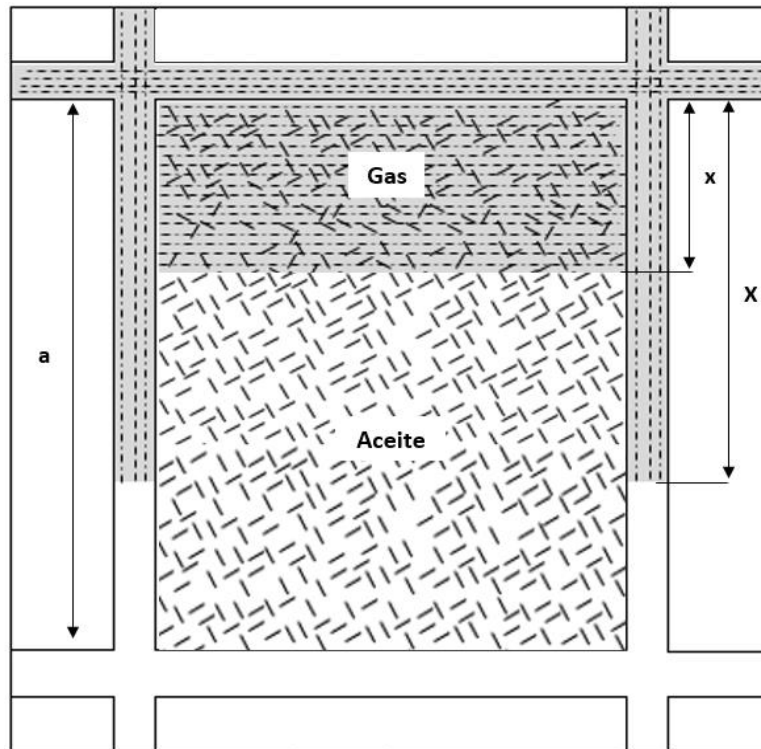
En la ecuación se puede apreciar que la mojabilidad de la formación juega un rol importante dentro del balance de fuerzas asociado, ya que afecta el signo que antecede a la presión capilar. De esta manera, si la formación es mojada por agua (ángulo de mojabilidad $\theta < 90^\circ$), el signo será positivo; y si es mojada por aceite ($\theta > 90^\circ$), será negativo. Asimismo, Garaicochea y Samaniego (1988) mencionan que, cuando la formación es mojada preferentemente por aceite, el efecto de las fuerzas gravitacionales requiere ser mayor para vencer la resistencia que opone el bloque al desplazamiento por agua. Finalmente, los autores también señalan que, en una formación mojada por aceite, los bloques de matriz deben tener una altura relativamente grande para que la sudación tenga lugar.

En forma similar, la sudación de aceite por efecto del gas puede explicarse con una ecuación tipo Darcy similar a la presentada en la Ec. 3.1, considerando que la diferencia de densidades se realiza respecto a las del aceite y gas, y que la presión capilar siempre tendrá un signo negativo, ya que el gas no moja a la roca. De esta manera, la expresión obtenida será:

$$\frac{q_{omf}}{A} = \frac{k_{om}}{\mu_o a} [g(\rho_o - \rho_g)a - p_c] , \quad \dots\dots\dots 3.2$$

donde: k_{om} = permeabilidad de la matriz, q_{omf} = gasto sudado por el bloque, A = área del bloque, μ_o = viscosidad del aceite, g = gravedad, ρ_g = densidad del gas, ρ_o = densidad del aceite, a = altura del bloque, p_c = presión capilar.

La esquematización correspondiente a este caso se incluye en la **Figura 3.2**, donde se muestra un bloque matricial parcialmente invadido de gas en las fracturas que lo rodean, y la sudación de aceite por el desplazamiento que provoca el gas.



**Figura 3.2. Sudación por desplazamiento con gas en un bloque matricial.
(Modificado de Garaicochea y Samaniego, 1988).**

Garaicochea y Samaniego (1988) señalan que, en un yacimiento en el que ocurren efectos de sudación, pueden ocurrir los siguientes dos fenómenos:

1. Efecto cascada, o interacción bloque a bloque, que ocurre cuando la matriz contiene aceite y las fracturas gas. En este caso, las gotas de aceite son expulsadas en la parte superior del yacimiento, y la sudación es dominada por la fuerza de gravedad. Durante su descenso, estas gotas pueden ser

reabsorbidas por capilaridad cuando transitan por la red de fracturas hacia el contacto gas-aceite.

2. Efecto de puenteo, este sucede cuando los bloques de la matriz están interconectados a nivel capilar, existiendo un “puente” entre ellos, lo cual beneficia la sudación, pues se incrementa la altura efectiva de los elementos involucrados en el proceso.

3.2 Drene gravitacional

El drene gravitacional resulta un concepto muy importante para la producción de los yacimientos naturalmente fracturados, dada su importancia ha sido discutido por diversos autores. De acuerdo con Hart (1977), resulta el tipo de mecanismo de recuperación más deseable, pues tal como lo establece Pirson (1965), el empuje por segregación del gas liberado es uno de los métodos más eficientes y económicos para la recuperación del petróleo. Además, Guerrero (1968) señala que cuando se tiene segregación gravitacional en un desplazamiento por gas, la recuperación puede resultar mucho mayor que en un desplazamiento por agua. Por su parte, Cole (1969) indica que existen casos donde la recuperación obtenida a través del drene por gravedad ha excedido al 80% del aceite inicial.

Existen varios indicadores para evaluar la factibilidad del mecanismo de segregación gravitacional como lo es el módulo de drene propuesto por Dykstra (1978). Por otra parte, Garaicochea y Samaniego (1988) plantean que la evaluación de la recuperación del mecanismo de segregación gravitacional se logra determinando la saturación de aceite residual en la zona invadida por el gas liberado segregado. Esta saturación puede ser determinada tomando núcleos a presión, o puede ser calculada en forma indirecta, a través de la determinación del volumen de roca que fue invadido por el gas segregado. En este caso, el contacto gas-aceite debe de ser monitoreado.

Finalmente, Garaicochea y Samaniego (1988) también señalan que los yacimientos de aceite volátil son un caso peculiar cuando estos tienen condiciones favorables

para la segregación, ya que estas condiciones se conjuntan con la capacidad que tienen estos yacimientos de liberar gas, en la parte superior del yacimiento, al alcanzarse la presión de saturación, obteniendo así recuperaciones muy altas. La gran liberación y acumulación de gas que resulta equivale a la creación de un casquete, por inyección de gas, que desplaza al aceite y evita el depresionamiento del yacimiento.

3.3 Inyección de Nitrógeno (N₂) para recuperación secundaria

Los yacimientos naturalmente fracturados son sistemas complejos, cuyo ritmo de explotación puede causar que la presión del campo decline drásticamente, y en consecuencia exista una reducción en la producción de aceite. Para contrarrestar esto existen diferentes metodologías, una de ellas es la recuperación secundaria, la cual involucra la inyección de fluidos con la finalidad del mantenimiento de presión, generando así una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se tenía con la energía propia del yacimiento.

Una de las técnicas más utilizadas dentro de la recuperación secundaria es la inyección de nitrógeno, de acuerdo Calvin y Vogel (1979) algunas de las razones por las cuales se utiliza el nitrógeno por encima de otros gases son:

- Propiedades físicas favorables: densidad, viscosidad y factores volumétricos. A tasas de inyección moderadas, el nitrógeno tenderá a permanecer en la parte superior del yacimiento debido a las fuerzas de gravedad que prevalecen sobre las fuerzas viscosas.
- La contracción de nitrógeno exige que el nitrógeno se suministre a la presión de inyección con un contenido de oxígeno de 5 PPM o menos en un punto de rocío de -100 °F (-73°C). Estas propiedades favorecen que el sistema se encuentre libre de corrosión.
- La disponibilidad del nitrógeno, de las instalaciones de producción y compresión.

-Es económicamente más rentable que otros gases como por ejemplo el CO₂.

A partir de la inyección de nitrógeno, los principales mecanismos de recuperación de petróleo de acuerdo a Vicencio (2007) son:

- 1) El mecanismo de fuerza por gravedad, que se produce en la zona del casquete de gas y se debe principalmente a la diferencia de densidades del gas inyectado y del gas del yacimiento.
- 2) El mecanismo de drenaje por gravedad, que ocurre principalmente en la zona de aceite cuando las fracturas están total o parcialmente saturadas con gas.

3.4 Campos análogos

En esta sección se presenta un resumen de las características de campos considerados como análogos al yacimiento Miztli. Asimismo, se incluye un resumen de la estrategia de desarrollo considerada

3.4.1 Campo análogo A

El Campo análogo A es productor de aceite pesado y cuenta con un horizonte productor que corresponde a dolomías y calizas fracturadas del Cretácico. En la **Tabla 3.1** se muestran los parámetros considerados para la comparación con el yacimiento Miztli.

Tabla 3.1. Parámetros del Campo análogo A. ⁷

Año de inicio de su desarrollo	1985
Tipo de instalaciones	Marino somero
Tirante de agua (m)	79

⁷ Adaptada de: Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f). Base Nacional de Campos Petroleros. Recuperado el 12 de noviembre de 2020 de <https://campos.hidrocarburos.gob.mx/>

Tipo de terminación de los pozos	Pozo vertical de cola extendida
Sistema artificial de producción	Bombeo electro centrífugo y Bombeo neumático
Régimen tectónico principal	Margen pasivo
Ambiente de depósito principal	Plataformas de cuenca carbonatada
Litología	Calizas dolomitizadas fracturadas
Tipo de fluido	Aceite pesado
Densidad (°API)	13.7
Presión Inicial (kg/cm ²)	294
Temperatura de yacimiento (°C)	100-200
Presión de burbuja (kg/cm ²)	156
Mecanismos de empuje	Expansión roca-fluido, gas disuelto liberado, acuífero.
Métodos de recuperación secundaria y/o mejorada actuales (SR-EOR)	Inyección de nitrógeno
Métodos de recuperación secundaria y/o mejorada planeados (SR-EOR)	Inyección de químicos (surfactantes), Inyección de Gas Miscible (CO ₂ , N ₂)
Volumen original (MMstb)	6,800.00

Cabe destacar que la recuperación de hidrocarburos en este yacimiento se sustenta principalmente en la aplicación del proceso de inyección de nitrógeno para mantenimiento de presión; sin embargo, para obtener un ligero incremento en el factor de recuperación y tener un mejor aprovechamiento del gas, se decidió sustituir el gas de inyección por una mezcla de gas de formación con una fracción de nitrógeno.

3.4.2 Campo análogo B

El Campo análogo B es productor de aceite pesado y gas asociado en las formaciones geológicas del Mesozoico (Cretácico y Jurásico) con un espesor neto

de 843 m y saturación de agua de aproximadamente 20%. En la **Tabla 3.2** se muestran los parámetros considerados para establecer la analogía con el yacimiento Miztli.

Tabla 3.2. Parámetros del Campo análogo B.⁸

Año de inicio de su desarrollo	1979
Tipo de instalaciones	Marino somero
Tirante de agua (m)	30
Tipo de terminación de los pozos	Agujero revestido
Sistema artificial de producción	Bombeo neumático
Régimen tectónico principal	Margen pasivo
Ambiente de depósito principal	Plataformas de cuenca carbonatada
Litología	Calizas dolomitizadas fracturadas
Tipo de fluido	Aceite pesado
Densidad (°API)	22.0
Presión Inicial (kg/cm ²)	270.0
Temperatura de yacimiento (°C)	105.0
Presión de burbuja (kg/cm ²)	147
Mecanismos de empuje	Expansión roca-fluido, gas disuelto liberado, y acuífero fuerte.
Métodos de recuperación secundaria y/o mejorada actuales (SR-EOR)	Inyección de nitrógeno y gas amargo.
Métodos de recuperación secundaria y/o mejorada planeados (SR-EOR)	Doble desplazamiento, inyección de nitrógeno, gas amargo.
Volumen original (MMstb)	34,434.19

⁸ Adaptada de: Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f). Base Nacional de Campos Petroleros. Recuperado el 12 de noviembre de 2020 de <https://campos.hidrocarburos.gob.mx/>

Como parte del proceso de recuperación secundaria para el Cretácico, como se mostró en la Tabla 3.2, se ha implementado la inyección de gas amargo y la inyección de nitrógeno, con el fin del mantenimiento de presión. En este caso la selección de nitrógeno se realizó con base en su disponibilidad, sus propiedades inmiscibles, pruebas de laboratorio y estudios de simulación numérica de yacimientos.

Gracias a esto se ha alcanzado un factor de recuperación mayor al 40%, sin embargo, la intensiva inyección de nitrógeno ha ocasionado también la irrupción temprana de gas en los pozos, que junto con el avance del acuífero, han reducido la ventana de aceite. A raíz de esto y con el objetivo de obtener un factor de recuperación cercano al 50%, se determinó implementar como mejor opción un proyecto de doble desplazamiento (DDP) en el Yacimiento Cretácico. Este proyecto contempla continuar con la inyección de nitrógeno e iniciar la extracción de agua en la zona invadida por el acuífero, para desplazar la ventana productora de aceite hacia la base del yacimiento y exponer la roca actualmente invadida por agua al casquete de gas, y así el efecto gravitacional pueda permitir al aceite que se encuentra en la roca migrar hacia la ventana de aceite.

3.4.3 Campo análogo C

El campo análogo C se trata de un campo productor de aceite pesado que contiene diferentes horizontes productores que corresponden a unidades de diferentes edades: dolomías del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), dolomías y calizas fracturadas del Cretácico y Eoceno Medio (EM), sin embargo, el 93% de la producción proviene del Cretácico.

En la **Tabla 3.3** se muestran los parámetros considerados para establecer la comparación con el yacimiento Miztli.

Tabla 3.3. Parámetros del Campo análogo C. ⁹

Año de inicio de su desarrollo	1992
Tipo de instalaciones	Marino somero
Tirante de agua (m)	81
Tipo de terminación de los pozos	Cola extendida, Convencional
Sistema artificial de producción	Bombeo electro-centrífugo y Bombeo Neumático.
Régimen tectónico principal	Margen pasivo
Ambiente de depósito principal	Plataformas de cuenca carbonatada
Litología	Calizas dolomitizadas fracturadas
Tipo de fluido	Aceite pesado
Densidad (°API)	13.7
Presión Inicial (kg/cm ²)	207.0
Temperatura de yacimiento (°C)	100.0 -120.0
Presión de burbuja (kg/cm ²)	156.0
Mecanismos de empuje	Expansión roca-fluido, gas disuelto liberado, acuífero.
Métodos de recuperación secundaria y/o mejorada actuales (SR-EOR)	Inyección de nitrógeno
Métodos de recuperación secundaria y/o mejorada planeados (SR-EOR)	Inyección de químicos (surfactantes), Inyección de Gas Miscible (CO ₂ , N ₂)
Volumen original (MMstb)	4,937.00

La producción de este Campo está sustentada en la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de la presión, con esto se estimó un incremento en el factor de recuperación de aceite de 9%. Y con la implementación de la inyección de gas amargo en el Campo a nivel del Cretácico, el factor de recuperación incremento en un rango de 1 al 2% adicional. Además de estos métodos, para los procesos de

⁹ Adaptada de: Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f). Base Nacional de Campos Petroleros. Recuperado el 12 de noviembre de 2020 de <https://campos.hidrocarburos.gob.mx/>

recuperación mejorada descritos en la Tabla 3.3 se realizaron experimentos de inyección de gases tales como CO₂ y N₂ en muestras representativas, así mismo se realizó un modelado numérico de este proceso, lo cual permitió obtener información para definir la factibilidad técnica-económica de una aplicación adicional al nitrógeno.

3.4.4 Campo análogo D

El campo análogo D se trata de un campo productor de aceite y gas asociado, cuya roca almacenadora corresponde a carbonatos, con un espesor neto de 57 m y saturación de agua de aproximadamente 15.8%.

En la **Tabla 3.4** se muestran algunos parámetros indispensables para la comparación con el yacimiento Miztli.

Tabla 3.4. Parámetros del Campo análogo D. ¹⁰

Año de inicio de su desarrollo	1984
Tipo de instalaciones	Marino somero
Tirante de agua (m)	70
Tipo de terminación de los pozos	Agujero descubierto, agujero entubado
Sistema artificial de producción	Bombeo Neumático
Régimen tectónico principal	Margen pasivo
Ambiente de depósito principal	Plataformas de cuenca carbonatada
Litología	Calizas dolomitizadas fracturadas
Tipo de fluido	Aceite intermedio
Densidad (°API)	30.0
Presión Inicial (kg/cm ²)	325.0

¹⁰ Adaptada de: Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f). Base Nacional de Campos Petroleros. Recuperado el 12 de noviembre de 2020 de <https://campos.hidrocarburos.gob.mx/>

Temperatura de yacimiento (°C)	130.0
Presión de burbuja (kg/cm ²)	291.8
Mecanismos de empuje	Expansión roca-fluido, acuífero fuerte y gas disuelto.
Métodos de recuperación secundaria y/o mejorada actuales (SR-EOR)	No considera.
Métodos de recuperación secundaria y/o mejorada planeados (SR-EOR)	No considera.
Volumen original (MMstb)	470.00

Como puede observarse en este yacimiento no se han implementado técnicas de recuperación secundaria y/o mejorada de manera directa, pero es importante mencionar que el Campo análogo D ha sido influenciado de manera indirecta por el proceso de mantenimiento de presión que se le ha aplicado a campos aledaños, pues debido a la comunicación con estos, el Campo análogo D ha mostrado mantenimiento de presión en sus últimos años de explotación, razón por la cual sería factible pensar en implementar un proceso de recuperación secundaria y/o mejorada, con el fin de incrementar el factor de recuperación.

3.4.5 Campo análogo E

El Campo análogo E se trata de un campo productor de aceite pesado, cuya roca almacenadora corresponde a brechas calcáreas dolomitizadas, con un espesor neto de 450 m y la saturación de agua de 13%.

En la **Tabla 3.5** se muestran algunos parámetros indispensables para la comparación con el yacimiento Miztli.

Tabla 3.5. Parámetros del Campo análogo E. ¹¹

Año de inicio de su desarrollo	1979
Tipo de instalaciones	Marino somero
Tirante de agua (m)	50
Tipo de terminación de los pozos	Agujero revestido con disparos
Sistema artificial de producción	Bombeo Neumático
Régimen tectónico principal	Margen pasivo
Ambiente de depósito principal	Plataformas de cuenca carbonatada
Litología	Calizas dolomitizadas fracturadas
Tipo de fluido	Aceite pesado
Densidad (°API)	19.0
Presión Inicial (kg/cm ²)	278.0
Temperatura de yacimiento (°C)	114.0
Presión de burbuja (kg/cm ²)	139.0
Mecanismos de empuje	Expansión roca-fluido, acuífero fuerte.
Métodos de recuperación secundaria y/o mejorada actuales (SR-EOR)	Sin métodos actuales.
Métodos de recuperación secundaria y/o mejorada planeados (SR-EOR)	Sin métodos planeados.
Volumen original (MMstb)	2,013.45

Como se puede observar en la Tabla 3.5, no se considera factible la implementación de un proceso de recuperación secundaria, debido a que el yacimiento cuenta con una estabilización en el comportamiento de la presión por efecto del empuje hidráulico del acuífero. Sin embargo, los volúmenes remanentes de aceite dentro de la matriz, y las similitudes en la mayoría de las características petrofísicas y de

¹¹ Adaptada de: Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f). Base Nacional de Campos Petroleros. Recuperado el 12 de noviembre de 2020 de <https://campos.hidrocarburos.gob.mx/>

fluidos con campos análogos, hacen posible pensar en la aplicación de un proceso de recuperación mejorada.

4. Análisis de la producción

El comportamiento del yacimiento estudiado, que considera 37 años de historia, se analizó con base en los métodos descritos de balance de materia, curvas de declinación, comportamiento del inverso del gasto y análisis adimensional.

Para este análisis se consideró el comportamiento de los fluidos, con base en el modelo ajustado para este trabajo, y se desarrollaron polinomios correlativos para las propiedades calculadas y la presión media del yacimiento, a diferentes tiempos de extracción. Los resultados obtenidos se presentan en esta sección.

4.1 Comportamiento de la producción del yacimiento Miztli

El comportamiento de la producción se incluye en la **Figura 4.1**, donde pueden identificarse cuatro tendencias características, las primeras dos asociadas a la recuperación primaria en el yacimiento, y las dos últimas durante la ejecución del proyecto de recuperación secundaria.

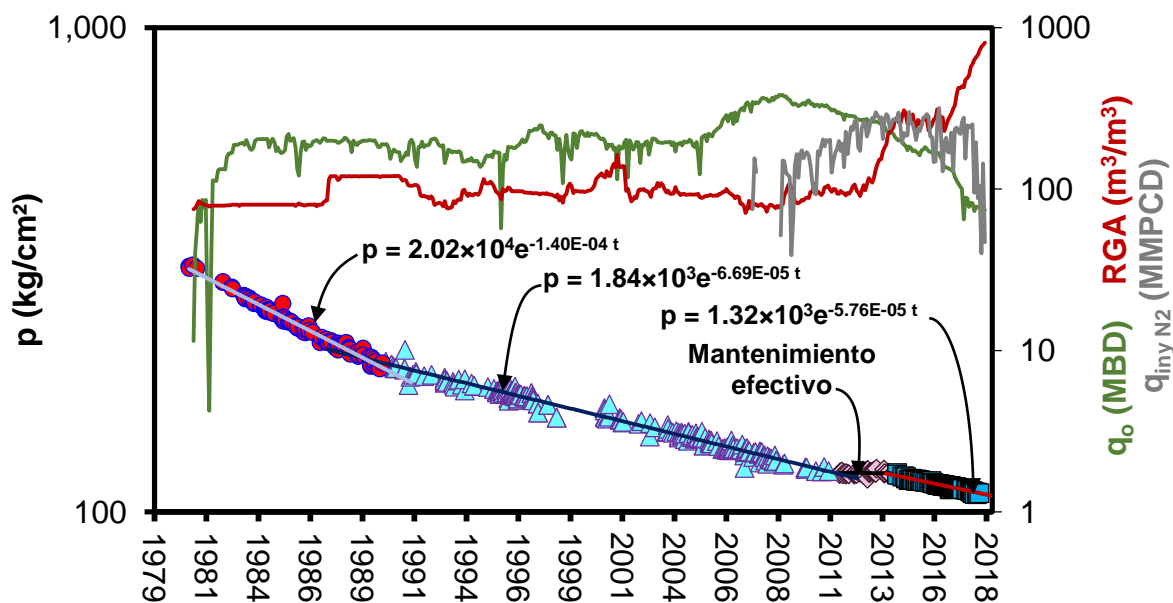


Figura 4.1. Comportamiento histórico del yacimiento.

Las tendencias observadas se describen en seguida:

1. La primera, muestra una tasa de declinación de la presión de -1.4×10^{-4} 1/D, y se asocia con el mecanismo de producción por la expansión del sistema roca y fluidos.
2. La segunda, donde la presión declina a una tasa de -6.7×10^{-5} 1/D, coincide con el periodo de flujo bajo-saturado del aceite, que en conjunto con los mecanismos de segregación activa (Klotz, 1953) que existen en el yacimiento (el número de segregación estimado (Smith, 1953) durante este período es 270 veces mayor a lo que señala la literatura para ser considerado un mecanismo de producción activo) permitieron una recuperación más eficiente en el yacimiento, como se observa en el comportamiento de la presión normalizada en la **Figura 4.2**.

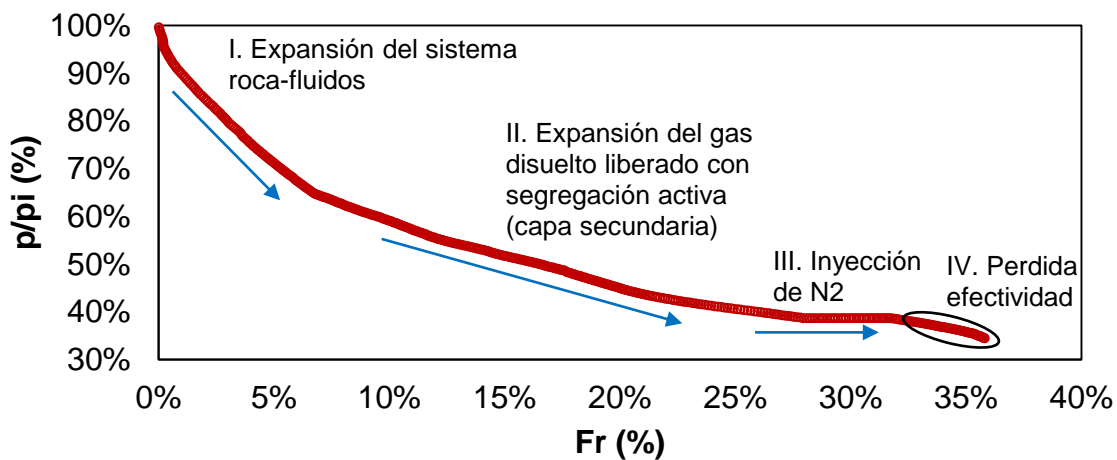


Figura 4.2. Comportamiento de la presión normalizada.

En este período, a partir de octubre de 1995, se observa un incremento en la producción sin que exista un cambio en la tendencia de presión del yacimiento. Esto se encuentra asociado a la implementación de un proyecto

de optimización mediante el uso de sistemas artificiales de tipo Bombeo Neumático (BN).

- La tercera se identifica como un periodo de mantenimiento efectivo de presión, que es coincidente con el inicio de la inyección de nitrógeno al yacimiento. Como puede observarse en la **Figura 4.3**, esta condición se mantiene mientras el factor de reemplazo¹² (V_{RR}) se encuentra entre 1.7 y 0.9. En este período, se observa que el Operador prácticamente duplicó los gastos de extracción del campo.

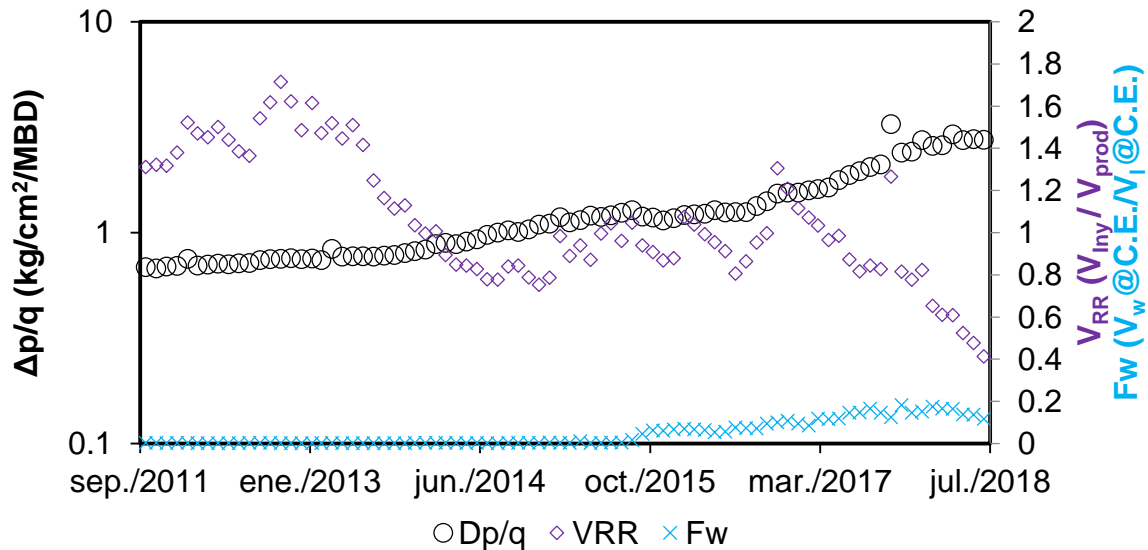


Figura 4.3. Comportamiento de $\Delta p/q$, V_{RR} y F_w del yacimiento.

Cabe señalar que, después de febrero de 2008, la presión se redujo a valores mejores al cuantificado para el colapso de la red de fracturas, coincidiendo

¹² El factor de reemplazo se estima a través de la ecuación de balance de materia como:

$$VRR = \frac{B_{w_{inj}} I_{w_{inj}} + B_{g_{inj}} I_{g_{inj}}}{B_o N_p + B_w W_p + B_g (R_p - R_s) N_p}$$

con la primera tendencia de declinación observada en la producción del yacimiento.

4. La cuarta tendencia, donde la presión declina a razón de -5.8×10^{-5} 1/D, muestra una pérdida en la eficiencia del proceso de mantenimiento de presión, observándose que el factor de restitución se reduce notablemente, llegando a valores cercanos al 40%. Esto se encuentra acompañado por un incremento abrupto de la RGA (Figura 4.1), lo que es indicativo de que la segregación no actúa en forma efectiva en el yacimiento (Walsh, 2020; Warner, 2020), así como un incremento en el corte de agua del campo.

A su vez, esto provocó el comportamiento de la producción que se presenta en la **Figura 4.4**. En ella se observa una tendencia de declinación en la producción de aceite, que a su vez es inversa a la primera pendiente en la producción de agua (a lo largo de los años 2016 y 2017), e igual a la segunda pendiente (que se forma desde inicios del año 2018). A su vez, la pendiente observada en la producción de gas (a partir del año 2017) también es igual al inverso de la declinación de la producción de aceite.

La reducción del factor de reemplazo del gas inyectado, por la falta de disponibilidad de nitrógeno y los altos ritmos de extracción mantenidos, provocó un vaciamiento acelerado del yacimiento, favoreciendo el influjo de agua desde el acuífero y la irrupción de gas hacia los pozos productores (sea por canalización o conificación, de acuerdo con su posición dentro de la estructura y las condiciones de fracturamiento existentes).

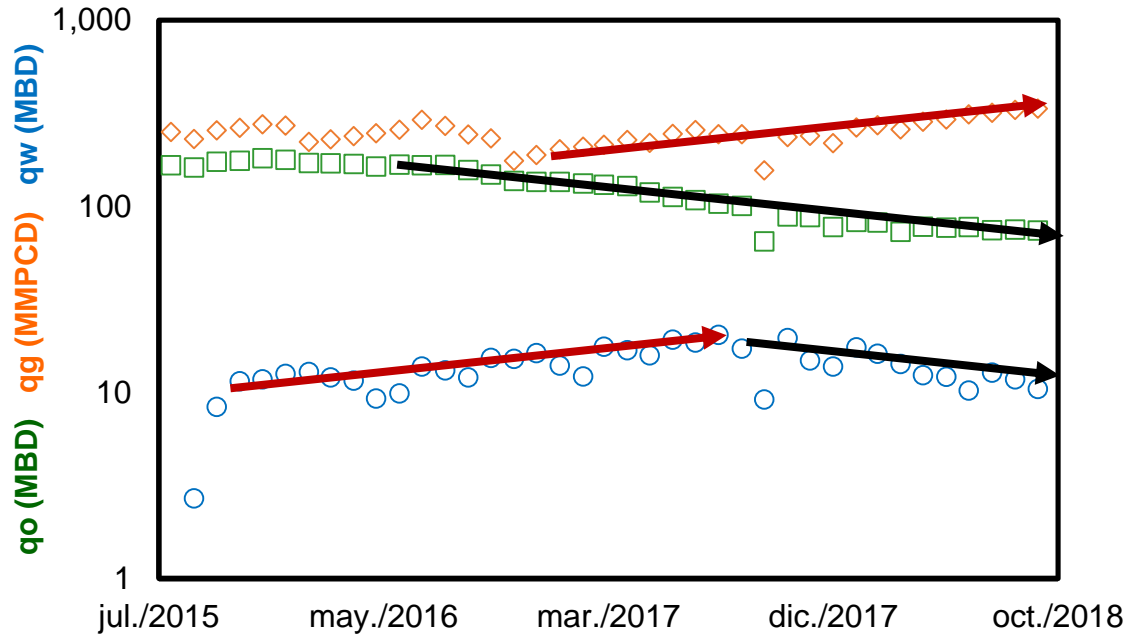


Figura 4.4. Comportamiento de la producción de aceite, gas y agua del Yacimiento entre julio de 2015 y octubre de 2018.

4.2 Análisis de Balance de Materia

Para identificar los mecanismos de producción que se manifestaron en este yacimiento, se utilizaron los gráficos de Dake, Cole y Campbell, como se muestra en las **Figuras 4.5 a 4.7**. Los comportamientos indican que el principal mecanismo de empuje del yacimiento ha sido la expansión del aceite y su gas disuelto, y que la compactación del volumen poroso mantiene un efecto notorio sobre la producción. Finalmente, se reconoce la influencia de un acuífero activo como un tercer mecanismo de empuje activo sobre la producción.

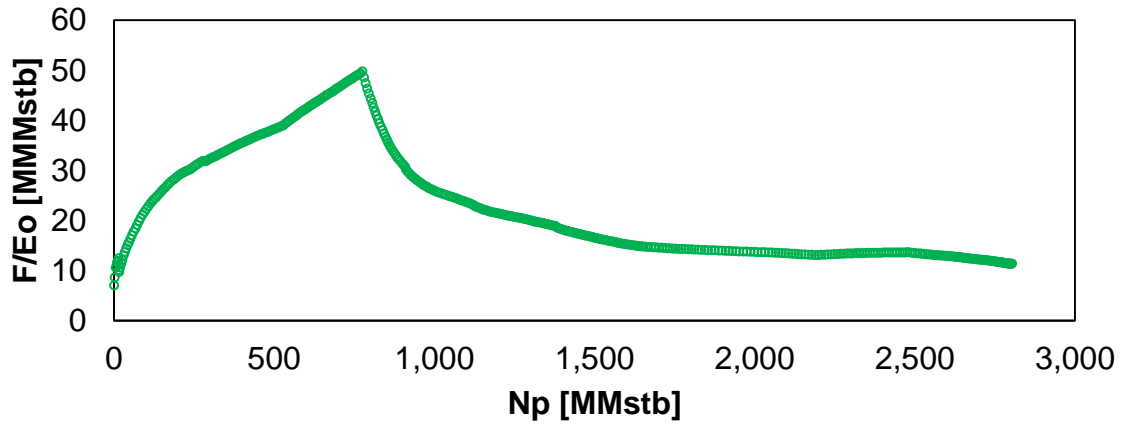


Figura 4.5. Gráfico de Dake.

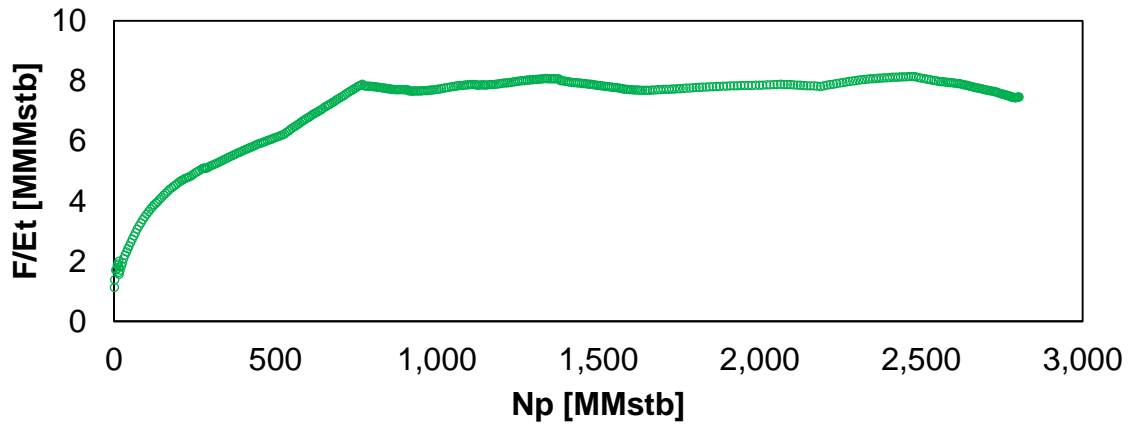


Figura 4.6. Gráfico de Cole.

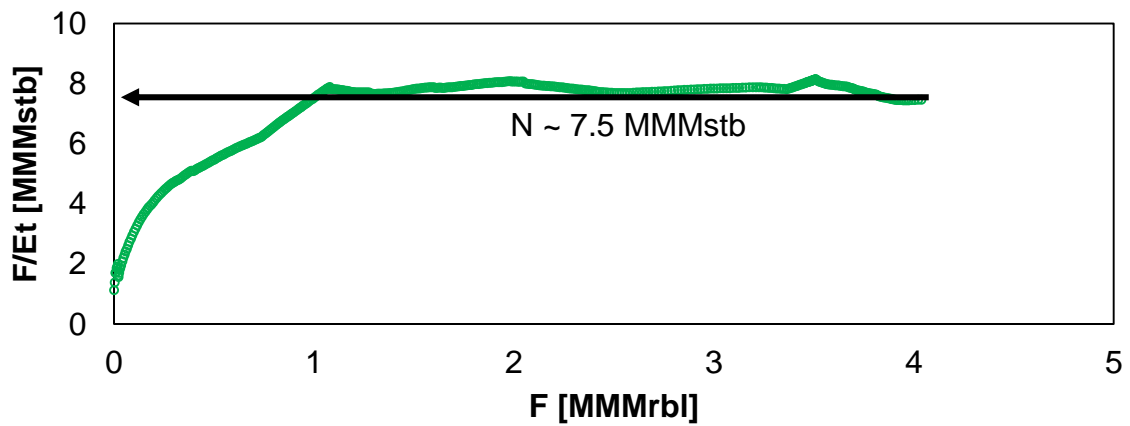


Figura 4.7. Gráfico de Campbell.

El factor de recuperación se estimó en términos del gráfico especializado de Havlena y Odeh para un yacimiento que produce por expansión del aceite y su gas disuelto liberado, **Figura 4.8**. De esta manera, el volumen original, que corresponde con la pendiente observada, se estimó de 7.83 MMMstb.

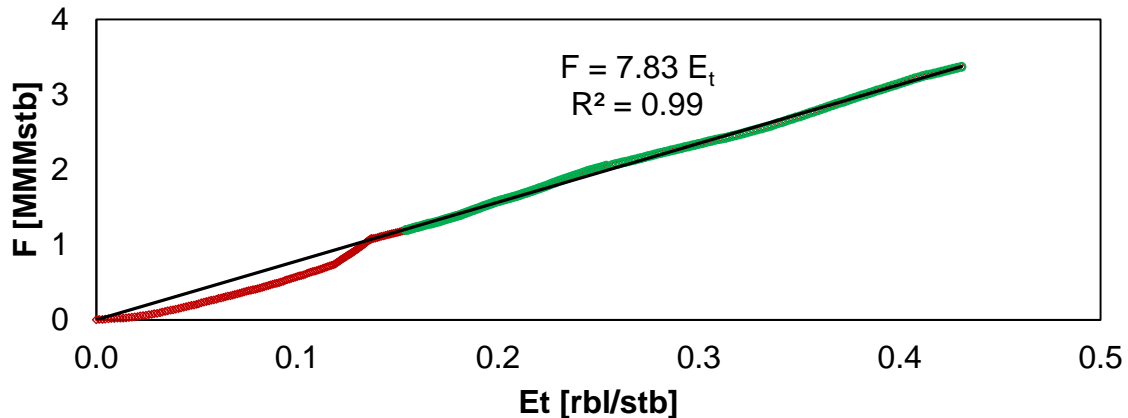


Figura 4.8. Gráfico de Havlena y Odeh para un yacimiento con producción por la expansión del sistema roca y fluidos¹³.

Para evaluar la entrada de agua y la compactación en el yacimiento se utilizó el gráfico auxiliar de balance de materia que se presenta en la **Figura 4.9**. Del comportamiento linealizado, considerando las compresibilidades observadas en las muestras de núcleos, se obtuvo una constante de entrada de agua¹⁴ de 1.18×10^{-4} MMrbls/psi, así como una compresibilidad efectiva de 3.47×10^{-5} 1/psi.

¹³ Se considera el siguiente arreglo de la Ecuación de Balance de Materia:

$$F = N[E_o + E_{fw}] = NE_t,$$

donde

$$F = N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] - G_{iny}B_{giny}.$$

¹⁴ Se consideró un modelo de entrada de agua para un acuífero gobernado por sus fronteras y con baja incidencia en la producción (Havlena y Odeh, 1963):

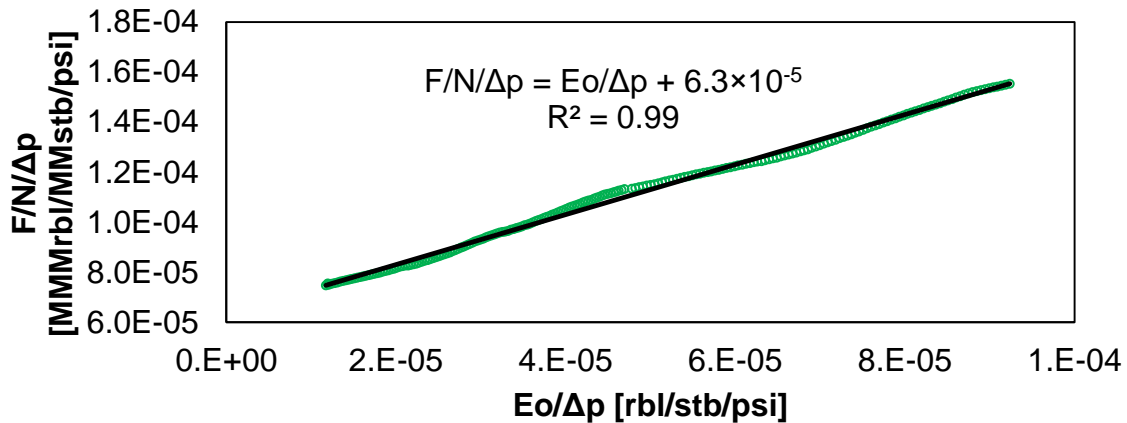


Figura 4.9. Gráfico de Havlena y Odeh utilizado para evaluar la compresibilidad efectiva y la entrada de agua¹⁵.

4.3 Análisis de Curvas de declinación

Para el análisis de curvas de declinación, sólo se tomó en cuenta la última tendencia observada en la Figura 4.1, donde se aplicaron los métodos para el análisis de los modelos de Arps, resultando en una declinación exponencial, como se observa a través del gráfico especializado de la **Figura 4.10**. La tendencia de este último periodo de producción se asocia con los cambios debidos a la compactación de las fracturas y los fenómenos de irrupción presentes por la pérdida en la efectividad de la segregación en el yacimiento.

$$W_e = C' \Delta p.$$

¹⁵ Se considera el siguiente arreglo de la Ecuación de Balance de Materia:

$$\frac{F}{N(p_i - \bar{p})} = \frac{E_o}{(p_i - \bar{p})} + B_{ti} \frac{(c_w s_{wi} + c_f)}{1 - s_{wi}} + \frac{C'}{N},$$

donde

$$F = N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] - G_{iny} B_{giny}.$$

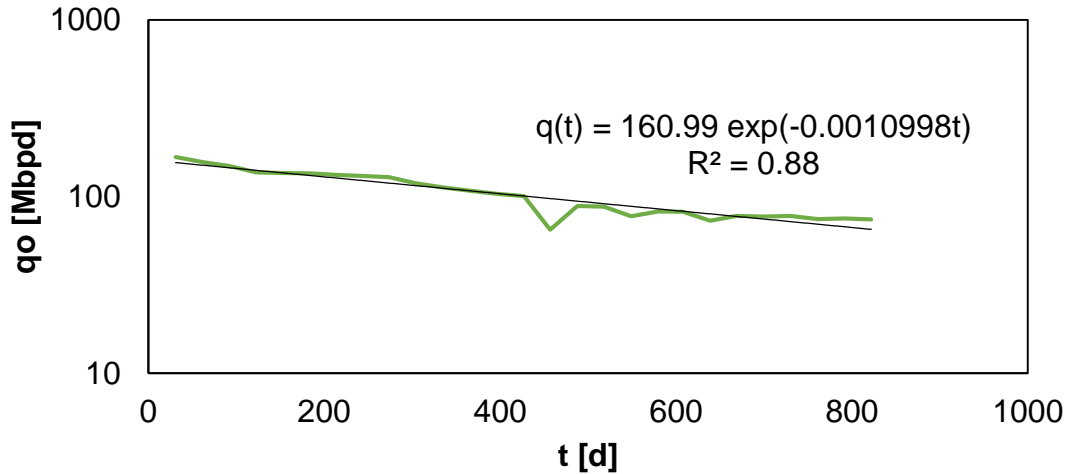


Figura 4.10. Análisis de la declinación de la producción.

A partir de la Figura 4.10 se pueden determinar los parámetros del modelo por comparación directa con la Ec. 2.9, resultando en:

$$q(t) = q_i e^{-D_i t} = 160.99 e^{-0.0010998 t} ,$$

por lo que q_i y D_i toman los valores de 160.99 [Mbpd] y -0.0010998 [1/d], respectivamente.

Con base en estos resultados se calculó la máxima recuperación estimada (EUR), que es cuando el gasto de producción es cero. Para su estimación se parte de la siguiente relación:

$$N_p \Big|_{q \rightarrow 0} = EUR_{periodo} = \frac{q_i - q}{D_i} = \frac{(160.99 - 0)}{0.0010998} = 146,381.16 [Mbls] ,$$

que se suma con la producción histórica:

$$EUR_{total} = EUR_{periodo} + N_p \text{ histórica} = \frac{146,381.16}{1000} [MMbls] + 2,804.14 [MMbls]$$

$$EUR_{total} = 2,950.52 [MMbls] .$$

De esta manera, el factor de recuperación final, con base en los gráficos especializados, es:

$$F_R = \frac{N_p}{N} = \frac{2,950.52 [MMbbls]}{7,830 [MMbbls]} = 37.68\% .$$

4.3.1 Análisis de curvas tipo de declinación

El modelo más representativo para el análisis de la declinación de la producción por curvas tipo fue el de Arps-Fetkovich (Figura 2.9). Una vez identificado el modelo se procedió a realizar el gráfico q contra t en escala log-log, para posteriormente sobreponer con la curva tipo en variables adimensionales, tomando en cuenta que el tamaño de los ciclos en los gráficos debe ser el mismo para ambos gráficos, como se observa en la **Figura 4.11**.

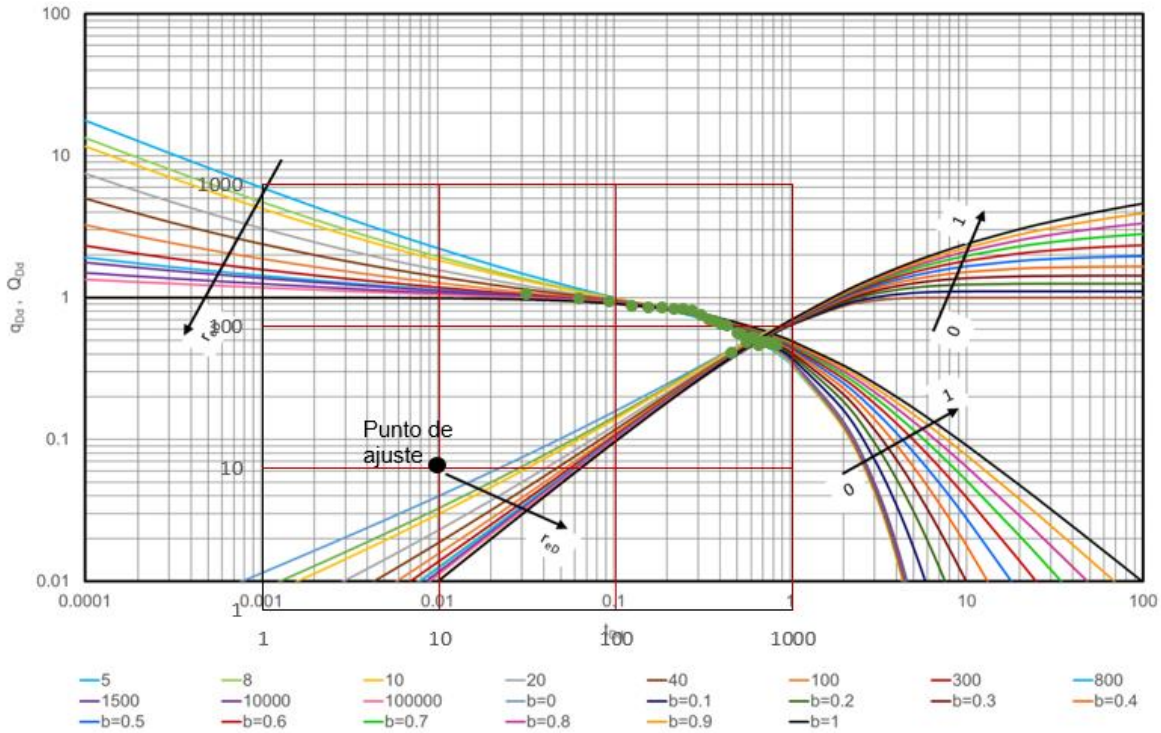


Figura 4.11. Ajuste de curvas tipo.

Las coordenadas del punto de ajuste utilizado en la figura 4.11 son:

$$(t, q_i) = (10, 10) \qquad (t_{Dd}, q_{Dd}) = (0.0101, 0.061) .$$

Con esta información, al hacer uso de la definición de las variables adimensionales presentadas en la sección 2.2.5, se determinan los parámetros del modelo como se muestra a continuación:

$$D_i = \frac{t_{Dd}}{t} = \frac{0.0101}{10 [1/d]} = 0.00101 [1/d] ,$$

$$q_i = \frac{q}{q_{Dd}} = \frac{10 [Mbps]}{0.061} = 163.93 [Mbps] .$$

Como puede observarse, los resultados coinciden con los obtenidos a partir del gráfico especializado para un tipo de declinación exponencial. Y a partir de esto fue posible calcular la máxima *EUR*, de manera similar al caso de los gráficos especializados:

$$N_p|_{q \rightarrow 0} = EUR_{periodo} = \frac{q_i - q}{D_i} = \frac{(163.93 - 0)}{0.00101} = 162,311.31 [Mbls]$$

$$EUR_{total} = EUR_{periodo} + N_p \text{ histórica} = \frac{162,311.31}{1000} [MMbls] + 2,804.14 [MMbls]$$

$$EUR_{total} = 2,966.45 [MMbls] .$$

Por su parte, el factor de recuperación obtenido por el método de análisis por curvas tipo es:

$$F_R = \frac{N_p}{N} = \frac{2,966.45 [MMbls]}{7,830 [MMbls]} = 37.89\% .$$

4.4 Análisis del inverso del gasto

Para el análisis del inverso del gasto se utilizó el gráfico diagnóstico $1/q$ contra t_c , **Figura 4.12**; donde t_c permite conocer el tiempo que debería haber fluido el yacimiento a un gasto determinado, para poder obtener la producción acumulada medida a un tiempo t .

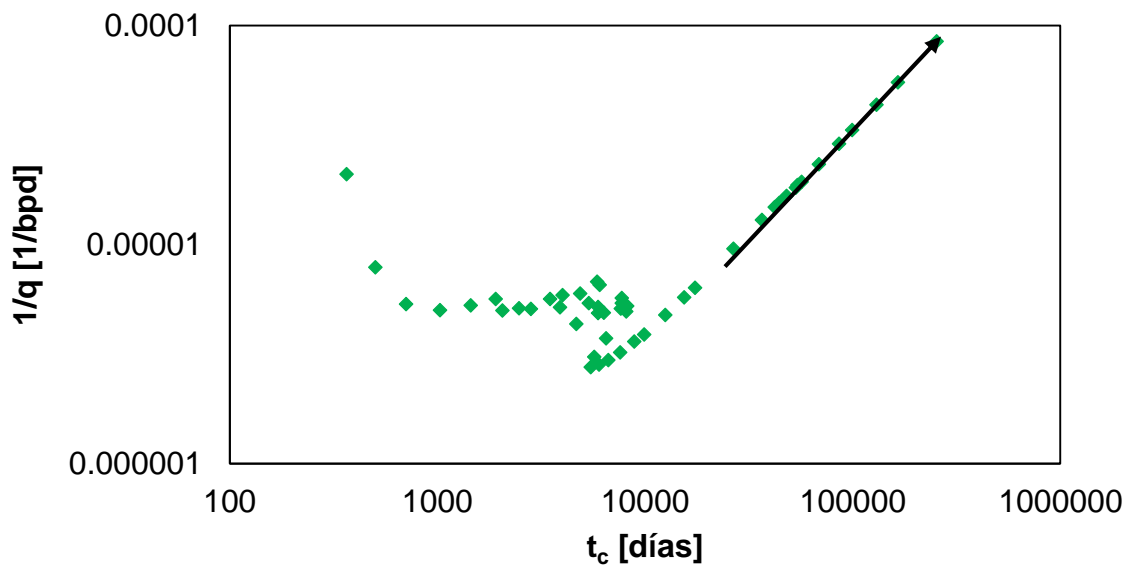


Figura 4.12. Comportamiento del inverso del gasto en un gráfico log-log.

En este método se recomienda basarse en el comportamiento de la última tendencia que exhiba una pendiente unitaria, en el gráfico log-log, para identificar que esta se trata de un periodo de declinación gobernado por las fronteras reales, como se observa en la Figura 4.12.

Una vez señalado el periodo de interés, se analizó el gráfico especializado correspondiente, **Figura 4.13**. En este se visualiza que, cuando existe una pendiente unitaria en el gráfico log-log, la relación entre el recíproco del gasto y el tiempo de balance de materia en el gráfico cartesiano es lineal.

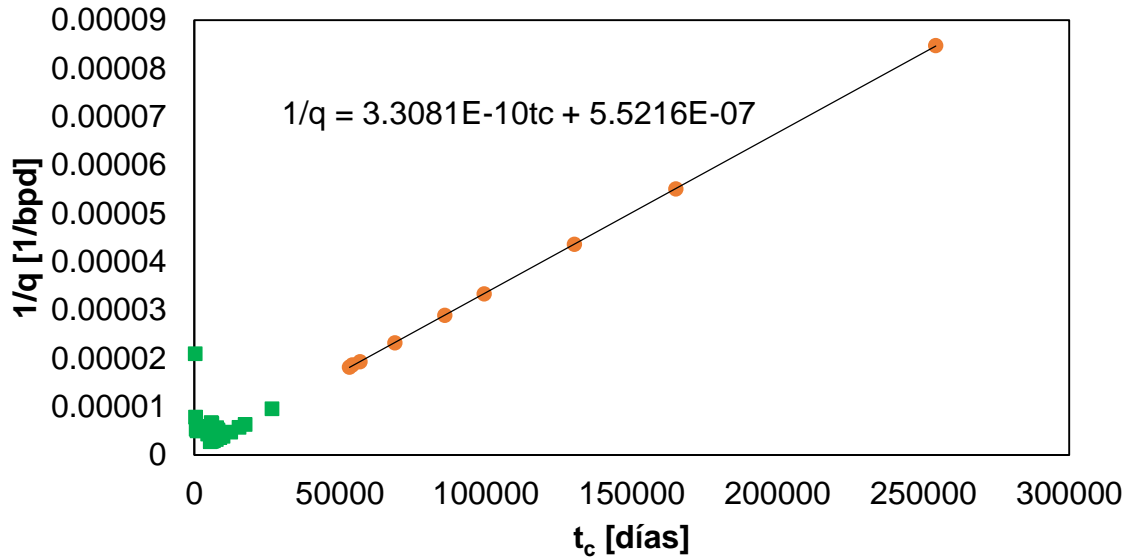


Figura 4.13. Comportamiento del inverso del gasto en un gráfico cartesiano.

Con base en la Ec. 2.28 y con los datos obtenidos en la Figura 4.13, se puede estimar la máxima EUR como se muestra a continuación:

$$\frac{1}{q} = at_c + b = 3.308 \times 10^{-10} t_c + 5.5216 \times 10^{-7} ,$$

$$N_p|_{q \rightarrow 0} = EUR_{período} = \frac{1}{a} = \frac{1}{3.308 \times 10^{-10}} = 3,022.97 [MMbbls] .$$

Por su parte el factor de recuperación a partir del análisis del inverso del gasto es:

$$F_R = \frac{N_p}{N} = \frac{3,022.97 [MMbbls]}{7,830 [MMbbls]} = 38.61% .$$

En la **Tabla 4.1** se presenta la comparación de los resultados obtenidos para las metodologías de curvas de declinación, curvas tipo adimensionales y el inverso del gasto. Si bien, los modelos de declinación de Arps y las curvas tipo adimensionales presentan valores similares, se puede observar que el inverso del gasto resulta ser la metodología más eficiente para el análisis de la producción.

Tabla 4.1. Comparación de resultados entre los resultados para el análisis de la máxima recuperación final.

Variable Metodología	q_i [Mbpd]	D_i [1/d]	EUR [MMbls]	F_R [%]
Curvas de declinación de Arps.	160.99	0.00109	2,950.52	37.68
Curvas tipo adimensionales.	163.93	0.00101	2,966.45	37.89
Inverso del gasto	1,811.07	0.00059	3,022.97	38.61

4.5 Comportamiento adimensional de la producción

Se analizó la historia de producción del yacimiento Miztli, comparándola con la de los otros que fueron considerados como análogos. Para ello se utilizaron las variables adimensionales propuestas por Gentry (1972), los resultados obtenidos y las curvas tipo generadas se presentan en las **Figuras 4.14 a 4.17**.

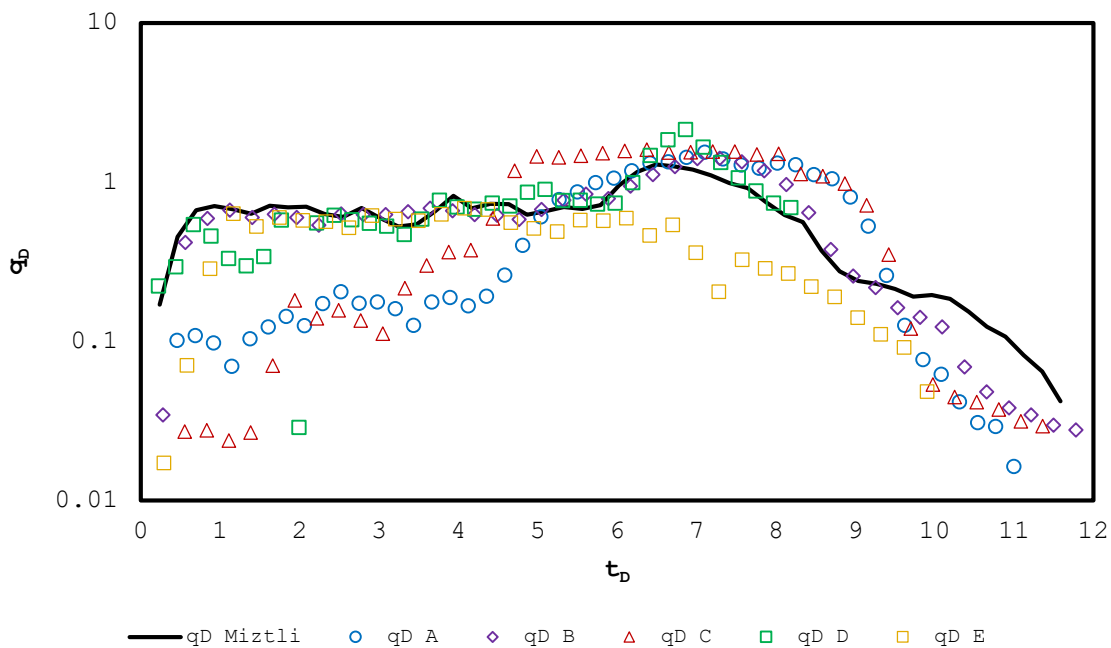


Figura 4.14. Comportamiento adimensional de la producción.

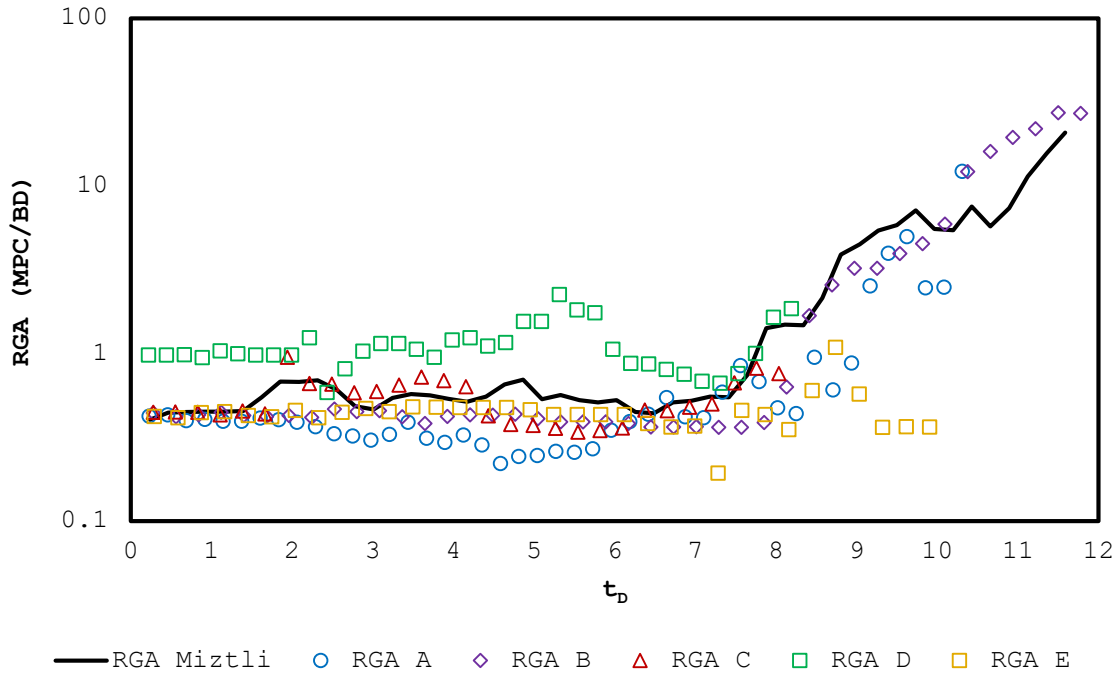


Figura 4.15. Comportamiento adimensional de la RGA.

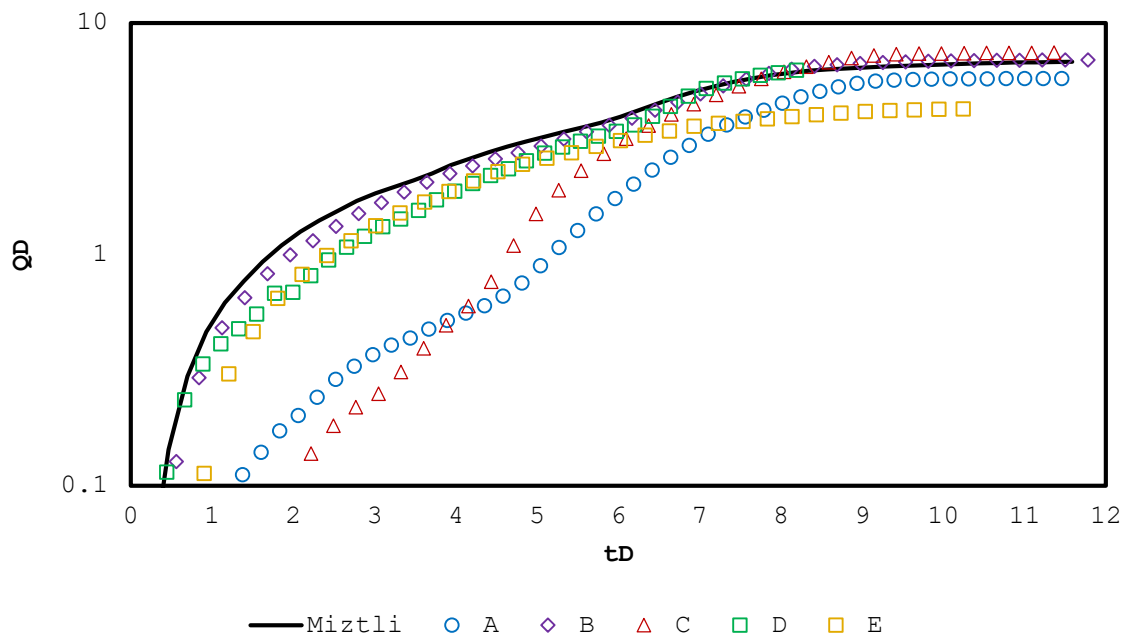


Figura 4.16. Comportamiento adimensional de la producción acumulada.

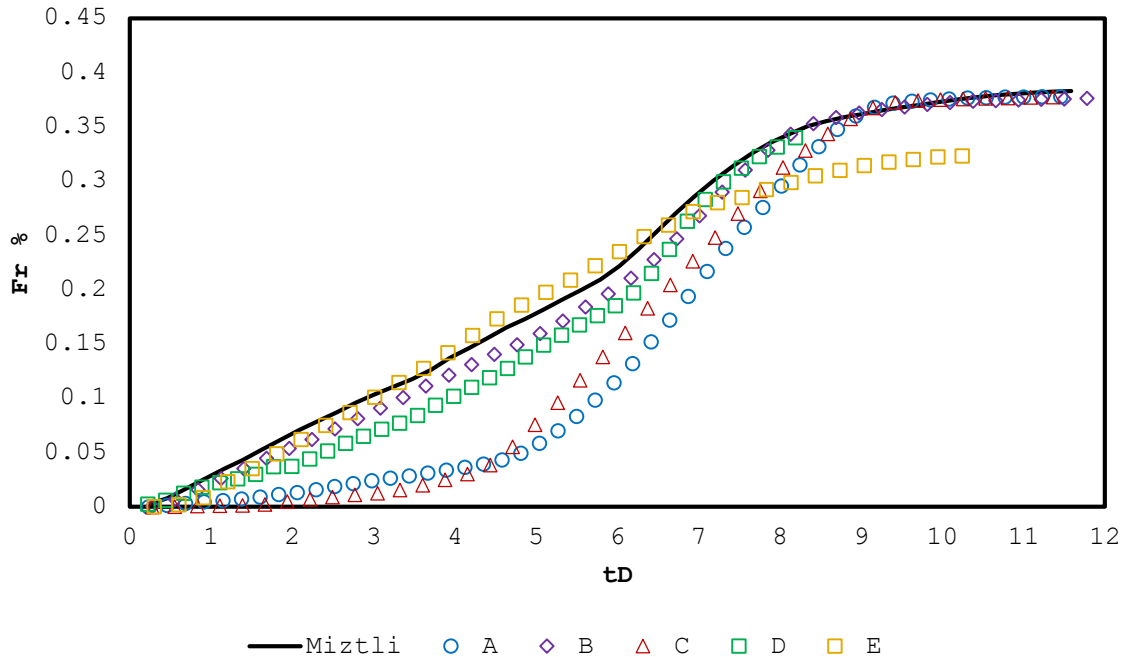


Figura 4.17. Comportamiento adimensional del factor de recuperación.

Las siguientes son apreciaciones realizadas sobre los comportamientos anteriores:

1. La recuperación del yacimiento Miztli se mantiene sobre la tendencia de producción de los otros considerados como análogos, siendo la recuperación final consistente con la de aquellos con condiciones de extracción similares.
2. Al comparar las tendencias observadas para los yacimientos D y E, cuyas condiciones son similares, se aprecia que la existencia de un casquete de gas secundario incide notoriamente sobre la recuperación final cuando existen condiciones de segregación gravitacional.
3. Los procesos de inyección de nitrógeno implementados en los yacimientos Miztli, A, B y C no han logrado configurar un mantenimiento de presión total. Sin embargo, han permitido acelerar la producción y reducir su vaciamiento.

5. Discusión de los resultados

Los resultados obtenidos nos muestran que el mecanismo de inyección de N_2 como estrategia para incrementar la recuperación de hidrocarburos en el yacimiento Miztli, no ha sido muy efectiva, esto debido a que:

- Con la inyección de gas N_2 no existe una diferencia notoria en la tendencia típica de declinación existente antes de que se implementase el proyecto. Esta además es coincidente con la de otros campos análogos analizados, inclusive con aquellos en los que no existe inyección de N_2 .
- Pese a la inyección de N_2 , debido a los ritmos de extracción existentes, se aceleró la pérdida de la efectividad en la segregación gravitacional del yacimiento. Esto se observa en términos del factor de reemplazo, que únicamente se mantuvo sobre un valor unitario entre el periodo de 2011 a 2014.
- En términos de la recuperación final, se observa que los resultados obtenidos en el yacimiento son más satisfactorios que los observados en el yacimiento E (siendo el factor de recuperación un 5% mayor), donde no se formó una capa de gas secundaria (ya sea por la segregación natural o por inyección). Sin embargo, estos no son mejores que los observados en el yacimiento D, que cuenta con una capa de gas secundaria formada por la segregación natural del gas disuelto liberado.

Por otro lado, en otros proyectos de referencia que mantienen condiciones similares de inyección de nitrógeno (yacimientos A, B y C), la recuperación final tampoco refleja un incremento notorio respecto de aquella documentada para el yacimiento E, que no cuenta con una capa de gas secundaria.

Conclusiones

Con base en los puntos analizados durante la elaboración de este trabajo, se indica lo siguiente:

- El ritmo de extracción no permitió configurar una relación favorable (mayor a la unidad) sobre el factor de reemplazo en el yacimiento. En consecuencia, el ritmo de vaciamiento no permitió el mantenimiento de la presión del yacimiento.
- De acuerdo con el comportamiento de la presión y del gasto adimensional, se cree que el efecto de la inyección de N_2 se limitó a un proceso de desplazamiento, sin lograr un mantenimiento de presión apreciable durante la etapa media y tardía de la producción.
- Con base en el comportamiento de la curva del factor de recuperación respecto del tiempo adimensional, se cree que, si bien la estrategia de inyección de N_2 implementada permitió acelerar la producción, en términos generales acortó la recuperación final estimada para el yacimiento.
- Al no existir un mantenimiento efectivo de la presión en el yacimiento, debe analizarse el efecto real que se tuvo sobre el avance del contacto agua-aceite en el yacimiento, cuantificando su impacto en términos de las reservas estimadas a lo largo de los diferentes momentos de vida del proyecto.
- El efecto del N_2 sobre la presión capilar pudo limitar la incidencia de este proceso sobre la recuperación final, dificultando la sudación en los bloques de matriz.

Referencias Bibliográficas

1. Calvin, J., Vogel, J.L., (1979). *“An evaluation of nitrogen injection as a method of increasing gas cap reserves and accelerating depletion-Ryckman creek field, uinta county, Wyoming”*. SPE-AIME. Amoco Production Co. 8384.
2. Cole, F.W. (1969). *“Reservoir Engineering Manual.”* Houston, Texas. Gulf Publishing Company. Pag. 168
3. Coleman, S., Wilde, H.D., & Moore, T.W. (1929). *“Quantitative Effect of Gas-oil Ratios on Decline of Average Rock Pressure.”* SPE 930174-G.
4. Dykstra, H., (1978). *“The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage.”* J.P.T.
5. Gallardo, H.E., (2019). *“Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos”*. Apuntes de clase, Ciudad de México. Facultad de Ingeniería, UNAM.
6. Garaicochea, F. & Samaniego, F., (1988). *“Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados”*. México. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.
7. Guerrero, E.T., (1968). *“Practical Reservoir Engineering No.2”*
8. Hart, D., (1977). *“Unitization, Gas Injection nearly Doubles Empire Abo Production”*. Drill. Bit.
9. Havlena, D., & Odeh, A.S., (1963). *“The Material Balance as an Equation of a Straight Line”*. SPE J Pet Tech, 559-PA.
10. Idrobo, E.A., Penuela, G., Ordonez, A., Medina, C.E., & Meza, N.S., (2001). *“A New Material-Balance Equation for Naturally Fractured Reservoirs Using a Dual System Approach”*. SPE 68831-MS
11. Niz, E., (2003). *“La ecuación de balance de materiales de doble porosidad: análisis, proyección y planteamiento de un modelo para sistemas con capa de gas inicial”*. Reviste Fuentes. El Reventón Energético.
12. Payne, M.L., & Abbassian, F., (1996). *“Advanced Torque and Drag Consideration in Extended-Reach Wells.”* SPE Drill & Completion, 35102-MS
13. Pirson, S.J., (1950). *“Oil Reservoir Engineering.”* 2da Ed. Nueva York: MacGraw-Hill Book Co.pp.694-715.

14. Schilthuis, R.J., (1936) "Active Oil and Reservoir Energy." SPE 936033-G.
15. Schlumberger Oilfield Services México y Centroamérica, (2010). "WEC México 2010". Lynx Consulting, Inc.
16. Vicencio, O.A., (2007). "Nitrogen Injection into naturally fractured reservoirs." The University of Texas at Austin.
17. Walsh, M., (2020). "Oil Reservoir Primary Drive Mechanisms. En: L. Lake and E. Holstein", ed., Petroleum Engineering Handbook, 2da Ed. Texas: SPE, pp.V-895 - V-980.

Bibliografía

1. Allan, J., Qing, S., (2003). "Controls on Recovery Factor in Fractured Reservoirs: Lessons Learned from 100 Fractured Fields". SPE 84590.
2. Gallardo, H.E., (2019). "Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos". Apuntes de clase, Ciudad de México. Facultad de Ingeniería, UNAM.
3. Garaicochea, F. & Samaniego, F., (1988). "Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados". México. Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.
4. Sanhita Tiwari, (2014). "Nitrogen Injection for Simultaneous Exploitation of Gas Cap". SPE 68169.
5. The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations." 1ra Ed. Paris: Editions Technip.
6. Vázquez, A.J., Guerrero, R., Ancona, R. & Hernández, R., (2014). "Immiscible Nitrogen injection: A challenging Experience on Depleted Naturally Fractured Reservoir." SPE-171816-MS.

ANEXO

La inyección de gas constituye una técnica de recuperación, ampliamente utilizada en los yacimientos fracturados, y dada la complejidad que estos yacimientos enfrentan por sí solos, el modelado de los fluidos del yacimiento en conjunto con la inyección de gas puede resultar una tarea compleja para los ingenieros de yacimientos que trabajan en ello. Con el fin de hacer este procedimiento más sencillo y mostrar cómo evoluciona la composición inicial de la mezcla de gas por efecto de la inyección de distintos gases, en este caso Nitrógeno (N_2), se procede a hacer uso del modelado PVT de los fluidos del yacimiento con ayuda del programa PVT Master.

A continuación, se presentan una serie de pasos que sirven de guía para el modelado PVT de los fluidos del yacimiento lo cual nos va a permitir simular la inyección de gas, además de poder simular otra serie de experimentos que pueden ser útiles para hacer predicciones y así encontrar la manera óptima de explotar el yacimiento. Cabe destacar que un ajuste PVT básicamente se puede limitar a:

- Punto de saturación del fluido del yacimiento a la temperatura del yacimiento.
- La densidad del fluido del yacimiento.
- Punto crítico del fluido del yacimiento.

1. El primer paso es seleccionar una ecuación de estado cúbica la cual sirve como un polinomio que ayuda a resolver cálculos de equilibrio. Para el caso del programa se cuenta con dos tipos, la de Soave-Redlich-Kwong (SRK) y la de Peng-Robinson (PR). Se recomienda usar la de Peng-Robinson ya que es más precisa al momento de estimar el comportamiento de fases, debido a que abarca para fluidos ligeros y mezclas más pesadas. Se recomienda además incluir el factor de traslación volumétrica (Volume shift), que sirve para ajustar mejor el comportamiento volumétrico de una fase y no afecta los demás parámetros.

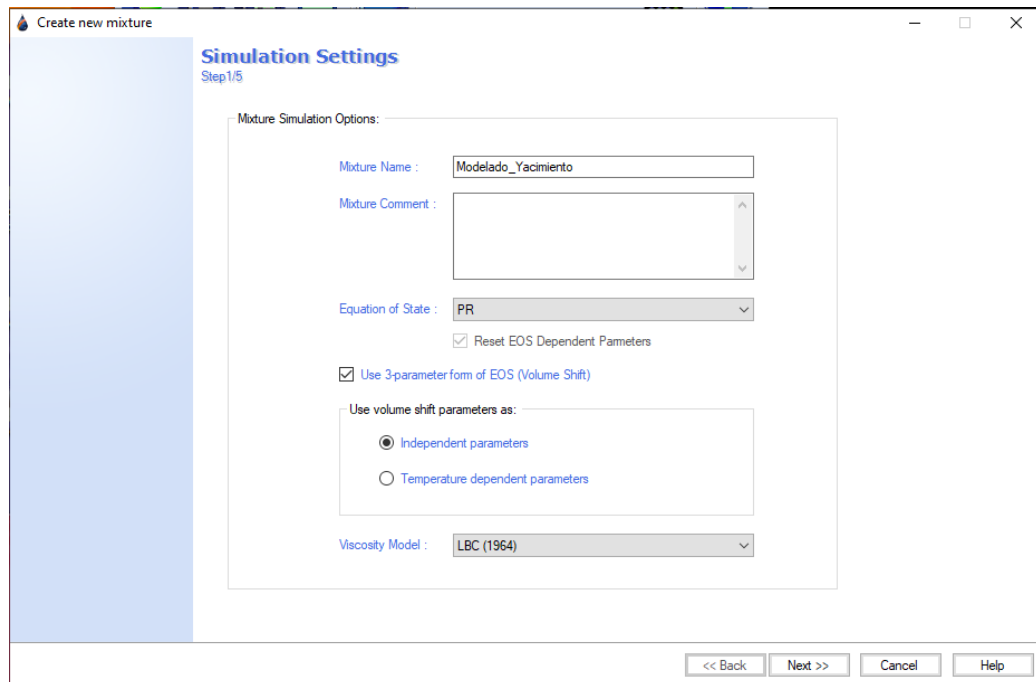


Figura A1.1 Configuración de la simulación.

2. Se añade la mezcla de componentes del fluido del yacimiento, tomando en cuenta aquellas que no son componentes puros y que son consideradas como fracciones. Para que la fracción C7+ pueda ser caracterizada correctamente se debe brindar la información necesaria. Al cargar la composición de la mezcla en %mol es importante tener la composición validada.

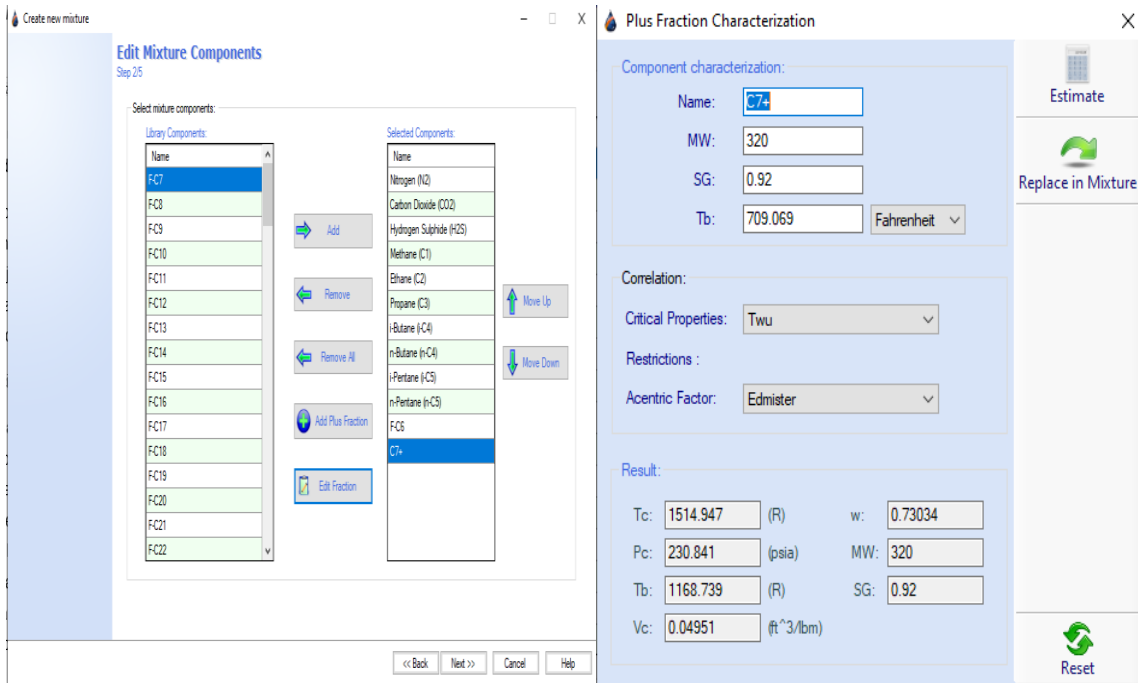


Figura A1.2 Configuración de la mezcla de componentes.

3. Difícilmente se va a generar la envolvente de fases de un fluido experimentalmente, pero se tienen experimentos PVT para ajustar el modelo (la ecuación de estado cúbica) siendo así se añade un experimento de un solo punto, de tipo punto de burbuja, a la temperatura de yacimiento.

Para el primer ajuste se toma en cuenta que se tienen inicialmente dos incertidumbres, una dada en saber si el modelo utilizado es el correcto, y la otra radica en el conocimiento de la mezcla. A partir de eso la primera corrección es aplicada sobre los fluidos del yacimiento.

4. Dado que la mayor incertidumbre en la mezcla de fluidos recae en la fracción C7+ el primer paso en este ajuste es separar dicha fracción, para esto se aplica el proceso "Split Plus Fraction", el cual desagrupa la fracción pesada y permite que la composición de la mezcla continúe con la tendencia que llevan la mayoría de los componentes. Al separar los componentes se tienen dos modelos, exponencial y gamma, el gamma aplica muy bien para aceites pesados, y el modelo exponencial es para aceites más ligeros. Se

recomienda separar en C30+, y a los componentes que fueron separados agruparlos en pseudo-fracciones, para esto es útil la opción “Lumping” (reagrupamiento). Con esto la fracción pesada pierde peso y se reduce la incertidumbre, la cual ahora recae sobre la fracción C30+.

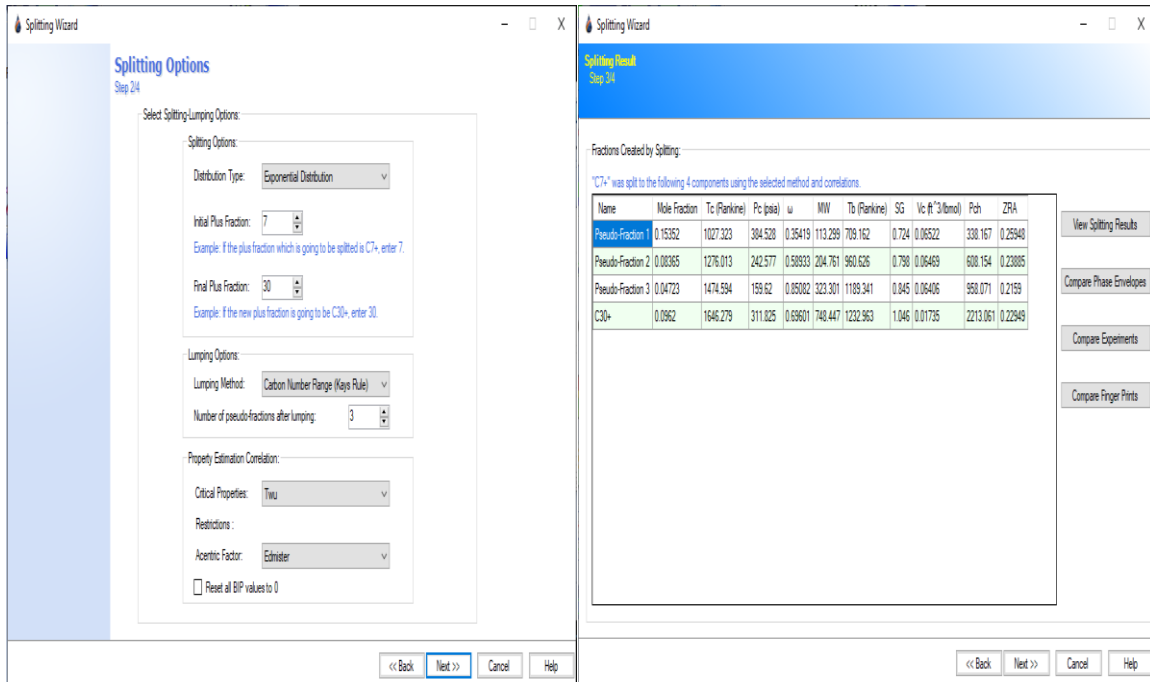


Figura A1.3 Separación de la fracción C7+

5. El siguiente ajuste es sobre la ecuación de estado en el parámetro de mayor incertidumbre que ahora es la fracción C30+. Para esto se toman en cuenta los parámetros de temperatura crítica, presión crítica, factor acéntrico y peso molecular, este último es importante incluirlo ya que está dado como una aproximación que no se puede medir dado que no se sabe cuántos componentes están dentro de esa fracción.

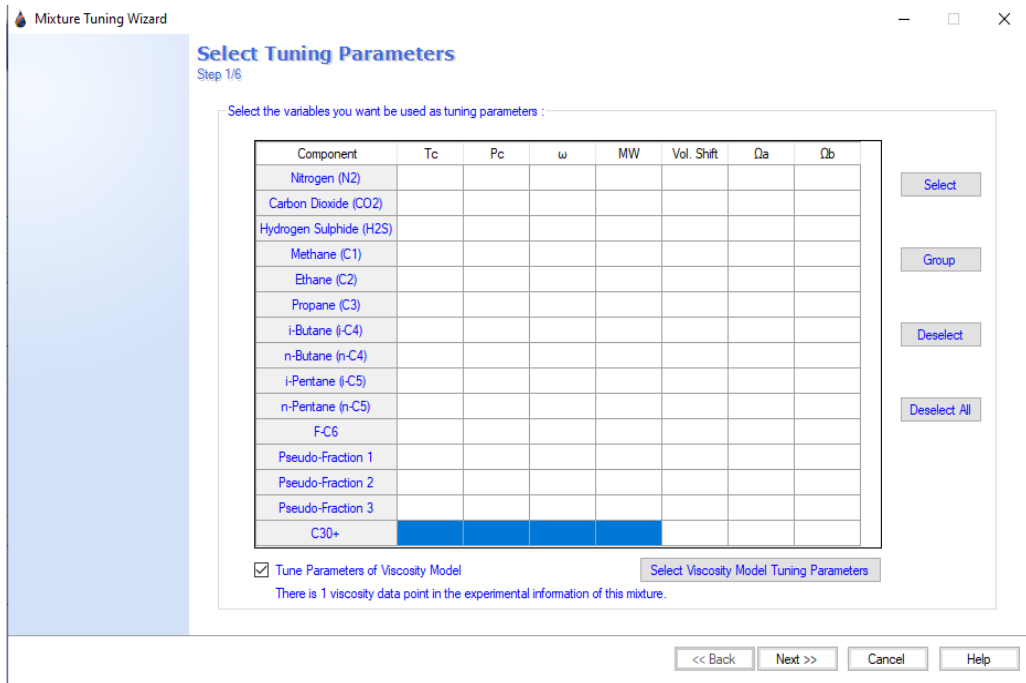


Figura A1.4 Ajuste de la fracción con mayor incertidumbre.

Con esto se observa que se han ajustado los parámetros de punto de burbuja, densidad y viscosidad.

Property	Exp.	Before Tuning	After Tuning	Unit	Error(%) Before Tuning	Error(%) After Tuning
Bubble Point Pre...	2664.278	2250.9931767	2664.2745345	psia	15.5120758	0.0001301
Liquid Z-Factor		0.7308315	0.9127063			
Vapor Z-Factor		0.8367783	0.8158166			
Gas FVF (Bg)		0.0073676	0.0060688	rb/stb		
Stage Liquid Frac...		1.0000000	1.0000000			
Stage Vapor Frac...		0.0000000	0.0000000			
Liquid Molar Volu...		2.4413207	2.5759288	ft ³ /lbmol		
Vapor Molar Volu...		2.7952329	2.3024772	ft ³ /lbmol		
Liquid Molecular ...		141.2511549	122.2159511			
Vapor Molecular ...		24.0250290	25.6300871			
Liquid Density	47.44525003776	57.8584993	47.4453915	lb/ft ³	21.9479280	0.0002981
Vapor Density		8.5950007	11.1315268	lb/ft ³		

Figura A1.5 Ajuste de parámetros.

6. El siguiente paso es la corrección en el comportamiento volumétrico, agregando un experimento de liberación diferencial. Las unidades manejadas deben de ser unidades absolutas, cuando se tienen como dato las propiedades intensivas no es de suma importancia contar con un número de moles iniciales del experimento.

Differential Liberation Test Information
Step 1/3

Define general information of DL test:

Test temperature: 116.1 Celsius

Number of initial moles in the system: 100

Define pressure steps (in decreasing order):

Step	Pressure Steps (psia)
1	
2	
3	
4	
5	
6	
7	
8	
9	
10	
11	
12	
13	

Delete Step

Insert Step

Sort Steps

Reset

<< Back Next >> Cancel Help

Figura A1.6 Corrección del comportamiento volumétrico.

7. Se ajusta el polinomio ahora con el coeficiente de traslación volumétrica para esto dado que es un proceso muy artesanal se realiza un segundo ajuste en la composición incluyendo los cuatro primeros parámetros (temperatura crítica, presión crítica, factor acéntrico y peso molecular), y dentro de este ajuste también se puede involucrar a los coeficientes de interacción binarios, que son factores de ajuste que miden la afinidad entre los componentes de la mezcla. Aquí se recomienda agrupar a los componentes hidrocarburos.

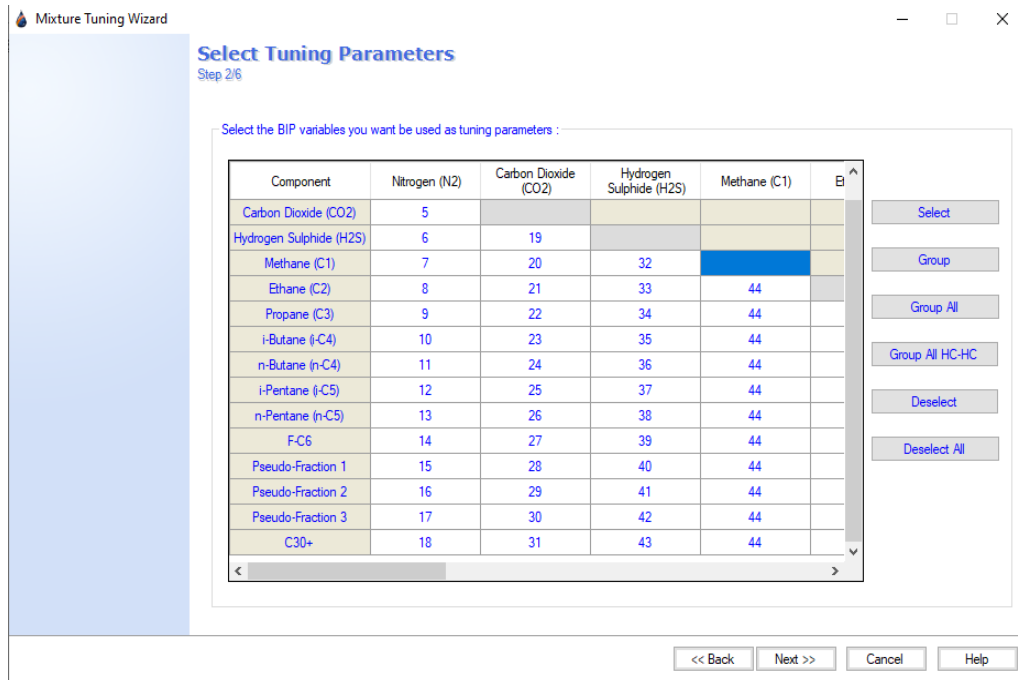


Figura A1.7 Ajuste del polinomio.

- Se realiza el ajuste sobre los parámetros del coeficiente de traslación volumétrica, que se centran en mejorar el comportamiento volumétrico del fluido del yacimiento.

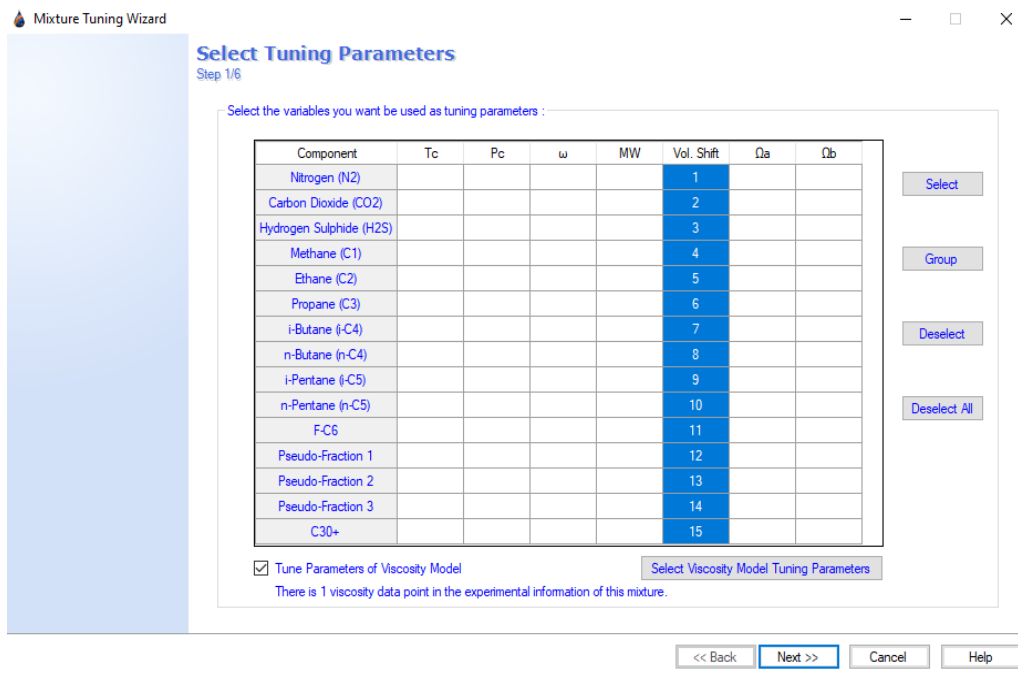


Figura A1.8 Ajuste de parámetros del coeficiente de traslación volumétrica.

Una vez ajustado el modelo se pueden hacer simulaciones de cualquier experimento, como: liberación diferencial, expansión a composición constante (flash), agotamiento a volumen constante, pruebas de separador o pruebas de hinchamiento.

Una de estas pruebas es simular la inyección de nitrógeno (N₂), aquí se puede observar cómo es la relación gas aceite que se le está anexando a la mezcla y como es el comportamiento volumétrico y composicional de los componentes con la inyección de nitrógeno. Cabe mencionar que la evolución del comportamiento del fluido en una inyección de gas se centra en la fase gaseosa, ya que es la que será afectada por la inyección de gas, pues el aceite puede o no ser afectado, la proporción en que se afecta va a depender de la presión de miscibilidad del gas inyectado.