



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evaluación del modelo de
declinación exponencial variable
en campos de la cuenca de Burgos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Rodrigo Hernández Hernández

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Israel Castro Herrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Salta, y deja que te crezcan alas en el camino hacia abajo
Ray Bradbury

Para mis hermanos.
Todo este esfuerzo es para impulsarlos que sean mejores que yo.

Agradecimientos

A Maguita, que me dio todo el amor y apoyo que una mamá le puede dar a su hijo. A mi madre Leticia por enseñarme y guiarme en el camino de la vida. A Ricardo que siempre estuvo conmigo al pie del cañón como un padre con su hijo. A Thanya que siempre me brinda apoyo. A Rodolfo que me enseñó como debe ser un verdadero hombre.

A mis hermanos: Valeria, Lander, Kendra, Rodolfo, Regina y Karen que no hay nada que ellos no puedan hacer por mi y nada que yo no pueda hacer por ellos.

A mis tíos: Uriel y Diego, por compartir el techo y darme ese cariño de hermanos mayores.

A mi tía Emma que siempre me apoyo y me inspiro a ser una persona de calidad.

A Tadeo que siempre me muestra el ejemplo a seguir.

A mis amigos de CCH: Anita, Iván, Alejandro, Uriel, Juan y Lott que día con día y en su compañía disfruto la verdadera amistad.

A mis amigos petroleros e ingenieros: Toño, Diana, Sayil, Rafa, Janett, Alex, Lupita y todos los que estuvimos en el camino formándonos como profesionistas.

A mis profesores de la carrera: Ing. Slim, Ing. Oscar, Lic. Génesis, Mtro. Gaspar y Mtro. Héctor y todos los que me compartieron su conocimiento.

Al Dr. Daniel Morales por sus consejos y enseñanzas en el Instituto Mexicano del Petróleo.

A mi director de tesis: Ing. Israel Castro Herrera por apoyarme en este proceso.

Al Dr. Iván Guerrero Sarabia y a mis sinodales por su apoyo y correcciones en este trabajo.

Al Ing. Enrique García, Manuel Rodríguez e Ing. Eduardo Saldaña por abrirme las puertas de sus empresas y poder desarrollarme profesionalmente como ingeniero.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por brindarme educación de calidad y abrirme la puerta en mi segunda casa, darme identidad y hambre de superación y excelencia.

GRACIAS.

Resumen

Los perfiles y pronósticos de producción en yacimientos de lutitas se ven afectados por diversos factores, como las complejidades geológicas, presencia de fracturas naturales, esfuerzos y presiones anormales, tipo de terminación del pozo, características de la red de fracturas creadas, etc. Las complejas geometrías de las fracturas y las bajas permeabilidades hacen que ejecutar modelos de simulación matemática para predecir el comportamiento del yacimiento sea poco práctico, además de ser costosos exigen tiempo y esfuerzo. Una alternativa para generar los perfiles de producción son los métodos semi-analíticos. El análisis de curvas de declinación es un modelo semi-analítico que considera la tendencia de la producción en la etapa de declinación para crear un perfil bajo la tendencia y pronosticar la producción. Este análisis es de bajo costo, rápido y solo requiere datos de producción a su respectivo tiempo. Sin embargo, algunas veces las curvas de declinación no llegan a generar perfiles de producción confiables por la sencillez y simplicidad que representan, pasando por alto mecanismos que afectan a la producción en los yacimientos de lutitas.

Este trabajo tiene como objetivo estudiar, aplicar y evaluar el modelo de declinación exponencial variable (DEV), usado en yacimientos de lutitas que presentan cierre de fractura por incrustación, en campos de la cuenca de Burgos usando los datos de producción publicados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

A los campos seleccionados se les aplicó los análisis de declinación exponencial y declinación exponencial variable pronosticando el último año de producción y comparándolo con los valores reales registrados obteniendo porcentajes de error para cada modelo de declinación y compararlos entre ellos. Los campos de estudio son Emergente, Forcado, Habano y Mandarín de la cuenca de Burgos.

Los resultados obtenidos después del análisis del modelo de declinación exponencial variable no son satisfactorios mostrando altos porcentajes de error respecto al análisis de declinación exponencial, lo cual indica que el modelo de declinación exponencial es el mejor método para pronosticar la producción a nivel campo en la cuenca de Burgos. Se recomienda que el modelo DEV se aplique directamente a datos de pozos que si presente el efecto de la incrustación confirmado por fuentes de información externas como registros de imágenes, registros de producción, pruebas de presión, etc.

Índice general

Resumen	III
Lista de figuras	V
Lista de tablas	VI
1. Introducción	1
2. Yacimientos de lutitas y fracturamiento hidráulico	3
2.1. Yacimientos de lutitas	3
2.1.1. Composición de las lutitas	5
2.1.2. Ambientes y condiciones de depósito	5
2.1.3. Propiedades de las lutitas	5
2.1.3.1. Porosidad	5
2.1.3.2. Permeabilidad	6
2.1.3.3. Carbono Orgánico Total (Total Organic Carbon, TOC)	6
2.1.3.4. Tipo de kerógeno	6
2.1.3.5. Madurez térmica	7
2.1.3.6. Dureza	8
2.1.4. Formación de hidrocarburos en las lutitas	8
2.2. Fracturamiento hidráulico	9
2.2.1. Proceso de fracturamiento hidráulico	9
2.2.2. Fluidos fracturantes	11
2.3. Apuntalantes y conductividad de la fractura hidráulica	11
2.3.1. Clasificación de los agentes apuntalantes	11
2.3.1.1. Material del que están fabricados y máximo esfuerzo que pueden soportar	12
2.3.1.2. Tamaño de acuerdo a la malla	13
2.3.2. Propiedades físicas de las partículas	14
2.3.2.1. Resistencia a la compresión	14
2.3.2.2. Tamaño de grano	15
2.3.2.3. Redondez y esfericidad	15
2.3.3. Conductividad de la fractura	15

3. Pérdida de productividad por incrustación del apuntalante en las fracturas	16
3.1. Cierre de las fracturas causado por incrustación	16
3.1.1. Incrustación elástica o incrustación instantánea	17
3.1.2. Incrustación de fluencia o incrustación dependiente del tiempo	18
3.2. Factores que reducen la incrustación	19
3.2.1. Uso de apuntalantes de cerámica (ISP) y recubiertos (RCP)	20
3.2.2. Mayor concentración de apuntalante	20
3.2.3. Apuntalantes de mayor diámetro	20
3.2.4. Implementación de una estrategia de estrangulamiento controlado	20
4. Análisis de curvas de declinación	21
4.1. Tasa de declinación	22
4.2. Exponente de declinación	23
4.3. Tipos de curvas de declinación	23
4.3.1. Declinación armónica	24
4.3.2. Declinación hiperbólica	24
4.3.3. Declinación exponencial	24
4.3.3.1. Determinación de la tasa de declinación inicial y el gasto de producción inicial del análisis de declinación exponencial	24
4.3.3.2. Tiempo objetivo	25
4.4. Ejemplos de declinación exponencial	25
4.4.1. Pozo UNAM-1	25
4.4.2. Pozo UNAM-2	28
4.4.3. Pozo UNAM-3	31
4.4.4. Pozo UNAM-4	32
4.4.5. Pozo UNAM-5	33
5. Declinación exponencial variable	36
5.1. Tasa de declinación variable	37
5.2. Ecuación de declinación exponencial variable	37
5.2.1. Determinación del exponente de declinación variable y la tasa de declinación inicial	37
6. Aplicación del modelo de declinación exponencial variable a campos de la cuenca de Burgos	38
6.1. Provincia de Burgos	39
6.1.1. Ubicación	39
6.1.2. Geología	40
6.1.2.1. Formación Agua Nueva	40
6.1.2.2. Formación Pimienta	40
6.1.3. Reservas	41
6.2. Análisis de declinación exponencial y declinación exponencial variable a campos de Burgos	42
6.2.1. Consideraciones prácticas	43

6.2.1.1.	Aplicación del modelo de declinación exponencial a nivel pozo	43
6.2.1.2.	Control de calidad de los datos	44
6.2.2.	Análisis del campo Emergente	44
6.2.2.1.	Declinación exponencial del campo Emergente	46
6.2.2.2.	Declinación exponencial variable del campo Emergente	46
6.2.2.3.	Resultados y pronóstico de producción del campo Emergente	47
6.2.3.	Análisis del campo Forcado	49
6.2.3.1.	Declinación exponencial del campo Forcado	50
6.2.3.2.	Declinación exponencial variable del campo Forcado	51
6.2.3.3.	Resultados y pronóstico de producción del campo Forcado	52
6.2.4.	Análisis del campo Habano	53
6.2.4.1.	Declinación exponencial del campo Habano	54
6.2.4.2.	Declinación exponencial variable del campo Habano	55
6.2.4.3.	Resultados y pronóstico de producción del campo Habano	56
6.2.5.	Análisis del campo Mandarín	57
6.2.5.1.	Declinación exponencial del campo Mandarín	59
6.2.5.2.	Declinación exponencial variable del campo Mandarín	59
6.2.5.3.	Resultados y pronóstico de producción del campo Mandarín	60
7.	Conclusiones	62
	Nomenclatura	64
	Bibliografía	66
A.	Deducción de las ecuaciones de declinación	68
A.1.	Declinación armónica	69
A.2.	Declinación hiperbólica	69
A.3.	Declinación exponencial	70
B.	Deducción de la ecuación de declinación exponencial variable y la ecuación logarítmica de la tasa de declinación	71
C.	Regresión de mínimos cuadrados	73
C.1.	Regresión lineal	74
D.	Aproximación numérica de la primera derivada por diferencias finitas	75
D.1.	Diferencias finitas centrales	76
D.2.	Aproximación de la tasa de declinación por diferencias finitas centrales	77

Lista de figuras

2.1. Roca lutita. (1)	4
2.2. Diferencia entre los métodos de explotación de los yacimientos convencionales y no convencionales. (1)	4
2.3. Diferentes colores de la lutita. (1)	5
2.4. Potencial de hidrocarburos de acuerdo al tipo de kerógeno. (1)	7
2.5. Etapas de la generación de hidrocarburos. (2)	9
2.6. Secuencia del proceso de fracturamiento hidráulico. (3)	10
2.7. Diferentes tipos de apuntalantes: Bauxita (izquierda), Arena recubierta de resina, RCP (centro) y cerámica liviana, ISP (derecha). (4)	12
2.8. Permeabilidad del paquete de apuntalante en función del esfuerzo de cierre. (3)	13
2.9. Diferentes tamaños y tipos de apuntalante vistos desde un micro-grafo óptico a 40X. (5)	14
3.1. Incrustación de las partículas de apuntalante. (5)	17
3.2. Incrustación de apuntalante instantánea modelada por la teoría de deformación elástica. (6)	18
3.3. Incrustación del apuntalante por deformación de fluencia. (6)	19
3.4. Proceso de incrustación en un yacimiento de lutitas dúctiles. (7)	19
4.1. Tipos de curva de declinación de gasto de producción vs tiempo (8).	23
4.2. Datos de producción pozo UNAM-1: q vs t	27
4.3. Gráfica $\ln q$ vs t pozo UNAM-1	27
4.4. Datos de producción del pozo UNAM-2: q vs t	29
4.5. Gráfica $\ln q$ vs t pozo UNAM-2	29
4.6. Datos de producción pozo UNAM-5: q vs G_p	34
6.1. Ubicación de la cuenca de Burgos.(9)	39
6.2. Reservas 1P, 2P y 3P de gas natural. Fuente: CNH, 2022. (10)	41
6.3. Reservas 1P, 2P y 3P de aceite. Fuente: CNH, 2022. (10)	42
6.4. Reservas 1P, 2P y 3P de petróleo crudo equivalente. Fuente: CNH, 2022. (10)	42
6.5. Ubicación de los campos Emergente (rojo), Forcado (anaranjado), Habano (verde) y Mandarín (morado). Fuente: CNH, 2022. (11)	43
6.6. Histórico de producción pozo Peña Blanca-100. Fuente: CNH, 2022. (11) . . .	44

6.7. Histórico de producción del campo Emergente. Fuente: CNH, 2022. (11) . . .	45
6.8. Etapa de declinación analizada del campo Emergente. Fuente: CNH, 2022. (11)	45
6.9. $\ln q$ vs t declinación campo Emergente.	46
6.10. Gráfica $\log D$ vs $\log t$ de la declinación del campo Emergente.	47
6.11. Datos de declinación, curva de declinación exponencial y curva de declinación exponencial variable del campo Emergente.	47
6.12. Histórico de producción del campo Forcado. Fuente: CNH, 2022. (11)	49
6.13. Etapa de declinación analizada del campo Forcado. Fuente: CNH, 2022. (11)	50
6.14. $\ln q$ vs t declinación campo Forcado.	51
6.15. Gráfica $\log D$ vs $\log t$ de la etapa analizada del campo Forcado.	52
6.16. Datos de declinación, curva de declinación exponencial y curva de declinación exponencial variable del campo Forcado.	52
6.17. Histórico de producción del campo Habano. Fuente: CNH, 2022. (11)	54
6.18. Gráfica $\ln q$ vs t de la declinación del campo Habano.	55
6.19. Gráfica $\log D$ vs $\log t$ de la declinación del campo Habano.	56
6.20. Datos de declinación, curva de declinación exponencial y curva de declinación exponencial variable del campo Habano.	56
6.21. Histórico de producción del campo Mandarín. Fuente: CNH, 2022. (11)	58
6.22. Etapa de declinación analizada del campo Mandarín. Fuente: CNH, 2022. (11)	58
6.23. $\ln q$ vs t declinación campo Mandarín.	59
6.24. Gráfica $\log D$ vs $\log t$ de la declinación del campo Mandarín.	60
6.25. Datos de declinación, curva de declinación exponencial y curva de declinación exponencial variable del campo Mandarín.	60
C.1. Línea de tendencia aplicada a los datos (12).	73
D.1. Representación gráfica de la aproximación de la primera derivada por diferen- cias finitas centrales (12).	76

Lista de tablas

2.1. Relación entre el TOC y el potencial de hidrocarburos que genera. (2)	6
4.1. Datos de producción del pozo UNAM-1	26
4.2. Datos de producción del pozo UNAM-2	28
4.3. Producción acumulada e incremental acumulada del pozo UNAM-2	31
4.4. Datos de producción del pozo UNAM-5	33
6.1. Reservas de la cuenca de Burgos al 1 de Enero del 2022. Fuente: CNH, 2022. (10)	41
6.2. Pronóstico de producción del campo Emergente.	48
6.3. Pronóstico de producción del campo Forcado.	53
6.4. Pronóstico de producción del campo Habano.	57
6.5. Pronóstico de producción del campo Mandarín.	61

Introducción

En México la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales ha ido en desarrollo, esto implica que se desarrollen nuevas metodologías y técnicas de explotación y desarrollo enfocadas a este tipo de yacimientos. Actualmente, la incorporación de nuevos campos con sistemas convencionales cada vez es menor abriéndose camino a los nuevos retos que implica este tipo de yacimientos.

La relevancia de implementar nuevas técnicas, metodologías y tecnología es explotar estos recursos de la manera más racional y eficiente posible. Sería erróneo asumir que un pozo o yacimiento no convencional se comporta igual o similar a uno convencional, son diferentes situaciones, variables, parámetros y condiciones a las que se enfrentan.

En este trabajo se presenta un modelo de curvas de declinación capaz de modelar la declinación del pozo o yacimiento considerando los cambios de propiedades de la fractura con respecto al tiempo en yacimientos no convencionales de lutita, para representar el comportamiento de producción en la declinación y predecir con éxito la producción. El modelo se aplica a datos reales, tomados de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), de campos de la cuenca de Burgos. El objetivo es mostrar el modelo, su metodología y observar si es capaz de reproducir el comportamiento actual y comprobar si es un modelo válido para pronosticar la producción.

El capítulo 2 abarca la teoría de los yacimientos de lutitas y del fracturamiento hidráulico de una forma clara. Se explica qué son los yacimientos de lutitas, dónde se depositan, bajo qué condiciones llegan a formarse, los parámetros más importantes a evaluar en estos campos y sus características. En el caso del fracturamiento hidráulico se explica en qué consiste la técnica, en qué situaciones se utiliza, y la importancia de hacerlo en este tipo de yacimientos. Contiene una breve explicación de los diferentes tipos, tamaños y características de los apuntalantes, así como de la conductividad de fractura.

El capítulo 3 aborda de manera resumida la pérdida de productividad por el cierre de las fracturas causado por la incrustación. Se explica los mecanismos en los que se da la incrusta-

ción y su impacto negativo en la productividad, siendo este un factor de cierre total o parcial de fractura. Se analizan los factores para reducir el efecto de la incrustación de apuntalante.

El capítulo 4 contiene la teoría del análisis de curvas de declinación Profundiza en la declinación exponencial, desde obtener los parámetros para la ecuación de declinación y muestra algunos ejemplos tomados de libros de ingeniería de yacimientos y producción.

En el capítulo 5 se muestra el modelo de declinación exponencial variable (DEV) y la obtención de parámetros para la ecuación de declinación exponencial variable. Muestra la teoría y los casos en los que se aplica, principalmente en yacimientos de lutitas que presenten cierre de fracturas por incrustación.

Por ultimo, el capítulo 6 muestra brevemente la geología de las principales formaciones de lutitas en la cuenca de Burgos: Agua Nueva y Pimienta. Se aborda las consideraciones que se hicieron para aplicar el modelo. Se hace la aplicación de los modelos de declinación exponencial y declinación exponencial variable a datos de producción a nivel campo obtenidos de la página de la CNH. El análisis se hace con los dos modelos por que el modelo DEV usa parámetros del análisis de declinación exponencial.

La última parte de este trabajo son las conclusiones, recomendaciones y áreas de oportunidad de este trabajo.

Yacimientos de lutitas y fracturamiento hidráulico

Los yacimientos de lutitas son un tipo de yacimientos no convencionales en la industria petrolera. La diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales es que en los primeros están presentes todos los elementos del sistema petrolero, mientras que en los no convencionales está ausente uno o más elementos del sistema petrolero para que no se diera la migración de los hidrocarburos de la roca madre a la roca almacén. La principal razón por la que los hidrocarburos no migran de la roca madre es la baja permeabilidad que presenta esta roca. Por lo tanto, se explota directamente la roca madre para extraer los hidrocarburos.(13)

Para desarrollar estos yacimientos es necesario estimular, esto se logra creando múltiples fracturas en los pozos con el fracturamiento hidráulico. Al proceso de crear múltiples fracturas en un solo pozo se le conoce como fracturamiento multi-etapa. El fracking es cuando se implementa el fracturamiento multi-etapa en pozos horizontales con el objetivo de producir yacimientos de lutitas.(13)

2.1. Yacimientos de lutitas

Las lutitas son rocas sedimentarias con el tamaño de grano más pequeño y fino, los tamaños de grano son menores a 0.006 mm . Las lutitas tienen una estructura laminar y es debido a que los sedimentos se depositan en capas. En la **Figura 2.1** se muestra una lutita.
(1)



Figura 2.1: Roca lutita. (1)

Las lutitas con un alto contenido de materia orgánica suelen ser las rocas madres en los sistemas petroleros convencionales. Sin embargo, en muchos sistemas petroleros los hidrocarburos no migran en su totalidad a la roca almacén, quedándose atrapados dentro de la roca madre. El objetivo de producir directamente en las rocas de origen de los hidrocarburos es aprovechar en su totalidad los fluidos. Las diferencias entre la explotación de los yacimientos convencionales y los no convencionales de lutita son el uso de pozos horizontales y el uso del fracturamiento hidráulico multi-etapa (Fracking), estas diferencias se muestran en la **Figura 2.2.** (1)

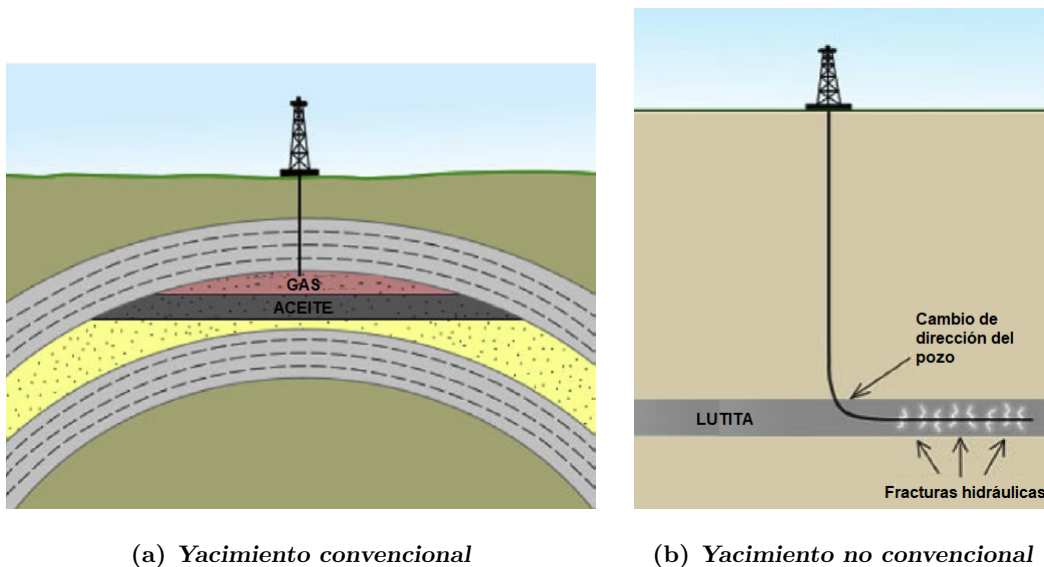


Figura 2.2: Diferencia entre los métodos de explotación de los yacimientos convencionales y no convencionales. (1)

2.1.1. Composición de las lutitas

Los principales minerales que componen a las lutitas son el cuarzo, feldespato, calcita y minerales accesorios. Las lutitas pueden tener colores como el gris, negro, verde, marrón e incluso el amarillo; el color de la roca depende de la presencia de ciertos minerales al momento de su depósito. Por ejemplo, el color negro se debe a la presencia de materia orgánica; la lutita roja indican alto contenido de hematita; la limonita da el color amarillo y la clorita o ilita les da color verde. En la **Figura 2.3** muestra lutitas de diferentes colores. (1)



Figura 2.3: Diferentes colores de la lutita. (1)

2.1.2. Ambientes y condiciones de depósito

Las lutitas con alto contenido orgánico se forman bajo ciertas condiciones específicas: altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno. Los principales ambientes de depósito de las lutitas son los ambientes tranquilos y de baja energía, como lagos o manglares. Estos ambientes marinos favorecen el depósito de materia orgánica entre cada capa de roca. En estos ambientes la materia orgánica se convierte en alimento para otros animales y bacterias. Sin embargo, bajo condiciones anóxicas, las bacterias anaeróbicas no tienen la suficiente capacidad para consumir toda la materia orgánica. Esto beneficia a que los sedimentos retengan la materia orgánica. Una vez que los sedimentos y la materia orgánica se vuelven muy espesos, la columna depositada generara presión y temperatura. El depósito de los sedimentos y materia orgánica bajo estas condiciones es muy lento y abarca grandes periodos de tiempo; la acumulación de pocos centímetros tarda miles de años. (1)

2.1.3. Propiedades de las lutitas

Las principales propiedades de las lutitas son:

2.1.3.1. Porosidad

La principal porosidad que se encuentra en yacimientos de lutitas es la porosidad secundaria y esta se desarrolla de tres maneras: antes del sepultamiento, después del sepultamiento o

como el resultado de actividad tectónica. Por ejemplo: la contracción, recristalización, disolución y evaporización de minerales y la deshidratación del lodo producen porosidad secundaria.

2.1.3.2. Permeabilidad

La permeabilidad dentro de las lutitas es muy baja incluso llegando a ser nula. La única manera de hacer fluir a los hidrocarburos es creando canales de permeabilidad artificial para conectar los poros o microfracturas dentro de la roca.

2.1.3.3. Carbono Orgánico Total (Total Organic Carbon, TOC)

El carbono orgánico total (TOC) es la concentración de materia orgánica en las rocas y se expresa por el porcentaje en peso de carbono orgánico. El TOC determina el potencial de los recursos de una lutita, las rocas con altos valores de TOC son ricas en materia orgánica. Las lutitas de interés tienen un rango de TOC de 2% a 10%. En la **Tabla 2.1** se observa la relación entre el TOC y el potencial de los recursos. (2)

Carbono orgánico total % en peso	Potencial de los recursos
<0.5	Muy pobre
0.5 - 1	Pobre
1 - 2	Medio
2 - 4	Bueno
4 - 10	Muy bueno
>10	Inmaduras para el desarrollo

Tabla 2.1: Relación entre el TOC y el potencial de hidrocarburos que genera. (2)

2.1.3.4. Tipo de kerógeno

El kerógeno es materia orgánica natural, insoluble y sólida que puede producir hidrocarburos cuando se expone a altas temperaturas. El kerógeno se clasifica de acuerdo a su fuente y en su contenido de carbono (C), hidrógeno (H) y oxígeno (O). Se clasifican en tipo I, II, III y IV. El potencial de hidrocarburos de acuerdo al tipo de kerógeno se observan en la tabla de la **Figura 2.4**

El kerógeno tipo I se genera a partir de un ambiente de depósito lacustre y marino, está compuesto principalmente por material algáico y plancton. Contiene mayor cantidad de

hidrógeno y baja cantidad de oxígeno, el hidrocarburo que llega a generar es aceite.

El kerógeno tipo II se genera en ambientes reductores y carentes de oxígeno y ambientes mixtos (marinos y terrestres). Es rico en hidrógeno y bajo en carbono, tiene probabilidades de generar aceite y gas húmedo.

El kerógeno tipo III se deriva de plantas terrígenas, se depositan en ambientes marinos o terrestres. Co contiene principalmente vitrinita (presente en tallos), tiene un bajo contenido de hidrógeno y alto contenido de oxígeno, este es propenso a generar gas seco.

El kerógeno tipo IV se origina principalmente a partir de materia orgánica residual. Este kerógeno es alterado por la intemperie, combustión y oxidación biológica, de bajo contenido en hidrógeno por lo que no tiene potencial de generar aceite o gas.

Ambiente de depósito	Tipo de Kerógeno	Tipo de maceral	Origen	Hidrocarburo potencial
Acuático	I	Alginita	Cuerpos de algas	Aceite ↑
		Materia orgánica amorfa	Residuos de cuerpos de algas	
	II		Material planctónico sin estructura, principalmente de origen marino	
Terrestre	II	Exinita	Pieles de esporas y polen, cutícula de hojas, plantas herbáceas	
	III	Vitrinita	Fragmentos de plantas fibrosas y leñosas, materia húmica coloidal sin estructura	Gas y aceite
	IV	Inertinita	Desechos de madera oxidados y reciclados	Ninguno ↓

Figura 2.4: Potencial de hidrocarburos de acuerdo al tipo de kerógeno. (1)

2.1.3.5. Madurez térmica

La madurez térmica es una función de la historia de depósito. La vitrinita es un material presente en las paredes celulares y en los tejidos leñosos del material. La vitrinita al exponerse a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del tiempo sufre alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. La medición de la reflectancia de la vitrinita (R_O) se determina mediante mediciones en microscopio, los valores generalmente varían de 0 % a 3 %. Las mediciones mayores a 1.5 % son indicativas de rocas generadoras de gas seco, valores entre 0.6 % a 0.8 % indican aceite y valores de 0.8 % a 1.1 % indican gas húmedo. Valores menores de 0.6 % indican que el kerógeno es inmaduro y no se ha expuesto a las condiciones térmicas suficientes. (2)

2.1.3.6. Dureza

La dureza de las lutita depende de los minerales que la componen, el contenido de arcilla, la cantidad de carbonato, la porosidad y el TOC. La cantidad de arcilla es uno de los principales indicadores de la rigidez mecánica, es un indicador de qué tan “blanda” o “dura” es la lutita. Por ejemplo, cuando la esméctica (arcilla altamente hinchable al contacto con agua) se hidrata con los fluidos de perforación, terminación y estimulación hacen que la roca sea altamente dúctil lo cual dificulta la perforación y estimulación impidiendo el crecimiento de la fractura. El esfuerzo en estos intervalos dúctiles es mayor lo cual hace más difícil que la fractura retenga la conductividad.

Otro indicador de dureza de las lutitas son los minerales de carbonato. Un aumento en el contenido de arcilla y una disminución en la cantidad de carbonato son indicadores de una lutita blanda, este tipo de rocas representa problemas operativos. Bajos contenidos de arcilla y altas cantidades de carbono hacen que la roca sea dura y sea más fácil de explotar. La porosidad y el TOC varían inversamente con la dureza, es decir, a mayor porosidad y alto contenido de materia orgánica total, las rocas serán más blandas.

2.1.4. Formación de hidrocarburos en las lutitas

Una vez que se deposita la materia orgánica junto con los sedimentos, y a medida que aumenta el espesor de la columna de sedimentos, aumenta la presión y temperatura transformando la materia orgánica en kerógeno y bitumen. El kerógeno se descompone en hidrocarburos mediante procesos químicos conocidos como craqueo o catagénesis. El efecto de la presión y la temperatura en la materia orgánica resulta en una diagénesis temprana, media o tardía. (1)

En la diagénesis temprana no se genera hidrocarburos pero si se forman varios tipos de carbón. En la diagénesis media o catagénesis se producen el gas, el aceite y el carbón bituminoso. En el caso de la diagénesis tardía o metagénesis se produce, principalmente, el gas seco. La ventana de aceite o petróleo es la profundidad y temperatura a la que el kerógeno se convierte en aceite y gas húmedo. La ventana de gas es la profundidad y temperatura en la que el kerógeno se convierte en gas, la ventana de gas se diferencia a la ventana de petróleo por tener profundidades y temperaturas mayores. Las etapas de generación de hidrocarburos se observan en la **Figura 2.5**. (2)

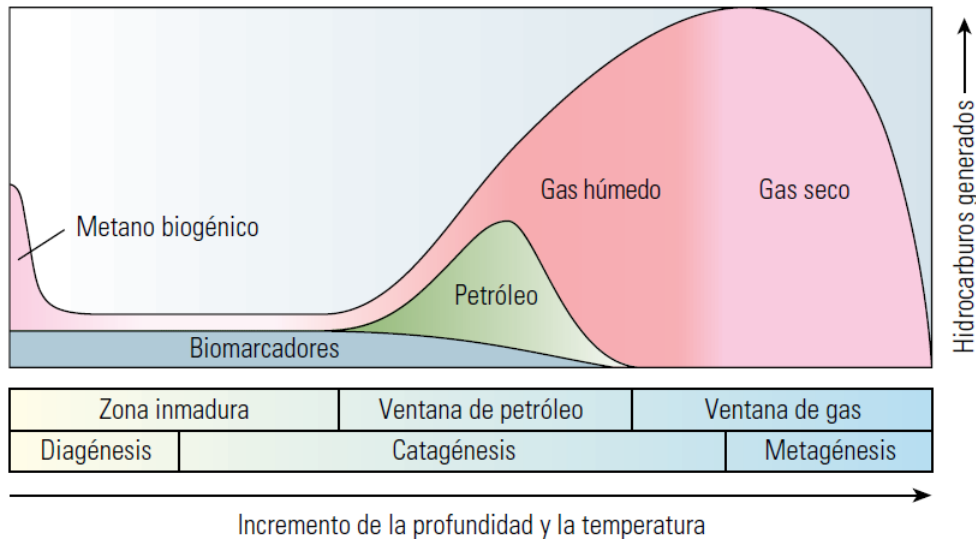


Figura 2.5: Etapas de la generación de hidrocarburos. (2)

2.2. Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozo-yacimiento que consiste en mejorar la permeabilidad de la formación generando un conducto permeable que mejora la comunicación entre la formación y el pozo facilitando la producción de hidrocarburos en zonas de baja permeabilidad.

El tratamiento consiste en inyectar un fluido fracturante a presiones mayores que la presión de fractura de la formación y generar fracturas para propagarlas. Se agregan pequeñas partículas llamadas apuntalantes, estas partículas mantienen permanentemente abierto el canal creado contrarrestando los esfuerzos que ocasionan el cierre de la fractura.

Los yacimientos de lutitas alrededor del mundo se han explotado con el fracturamiento hidráulico mejorando la ejecución y eficiencia del proceso reduciendo el costo de la técnica. (3)

2.2.1. Proceso de fracturamiento hidráulico

El proceso inicia aplicando una presión mayor a la presión de fractura de la formación, esto se logra bombeando de la superficie al fondo del pozo un fluido fracturante; esta etapa es llamada la etapa de fracturamiento. Una vez generando la ruptura de la roca de la formación, se mantiene bombeando fluido a altas presiones y propagar la fractura a las dimensiones diseñadas; esta etapa se le conoce como la etapa de propagación de fracturas. Una vez creada la fractura con las dimensiones de diseño, se bombea una lechada de fracturamiento; la

lechada de fracturamiento es la mezcla de fluido fracturante y apuntalante. El objetivo de los apuntalantes es contrarrestar los esfuerzos que ocasionan el cierre de la fractura generando un canal permeable; esta es conocida como la etapa de apuntalamiento. El siguiente paso es bombear un fluido limpio que desplace todas las partículas de apuntalante colocándolas dentro de la fractura; esta etapa se le conoce como la etapa de limpieza. Por último, el pozo es puesto a producción para cerrar la fractura, retener el apuntalante y recuperar los fluidos de fractura; esta etapa se le conoce como la etapa de retorno. El proceso de fracturamiento se resume en la **Figura 2.6**.

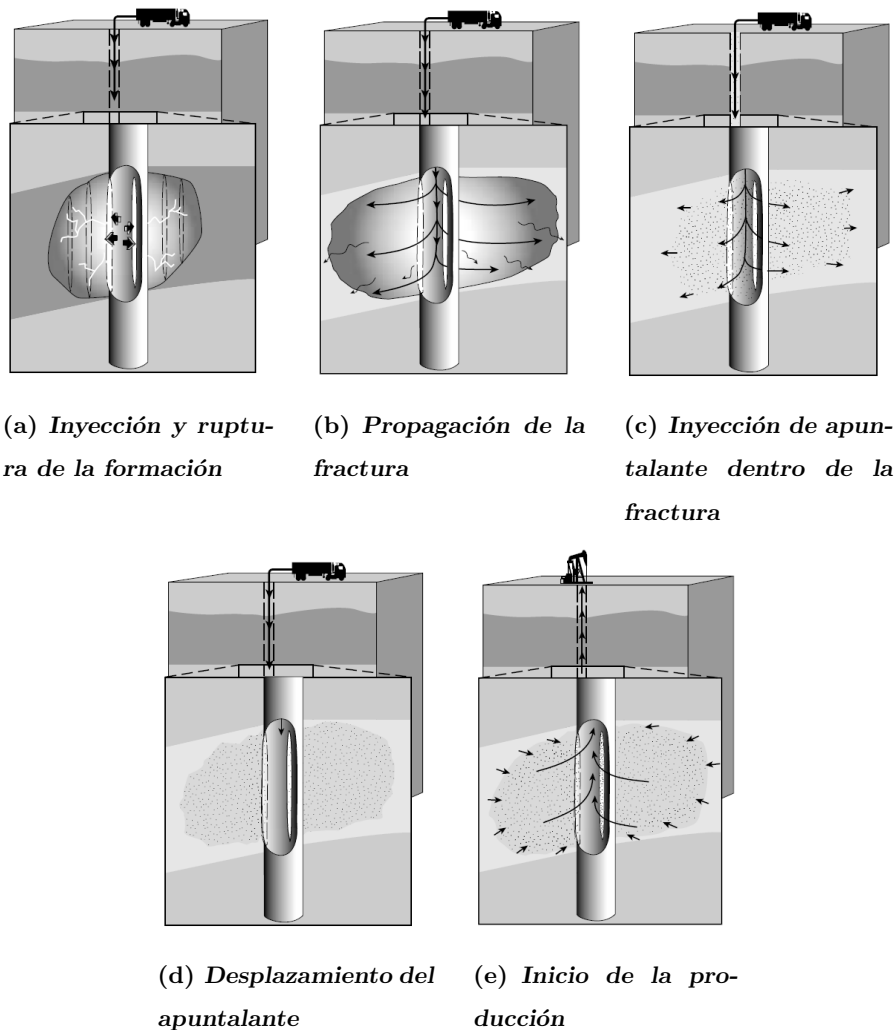


Figura 2.6: Secuencia del proceso de fracturamiento hidráulico. (3)

2.2.2. Fluidos fracturantes

Los fluidos fracturantes generalmente son 99.5% agua y 0.5% aditivos químicos. Estos fluidos tienen el objetivo de iniciar y propagar la fractura, desarrollar suficiente apertura o ancho de fractura, transportar el apuntalante, ser de fácil filtración a la formación, retornar a superficie y que sean compatibles con los fluidos de la formación para evitar daño a la formación o al canal permeable.

Las características del fluido fracturante son:

- Reología estable y definida en la superficie y en el fondo del pozo.
- Ofrecer bajas caídas de presión en bombas, tuberías, válvulas, etc.
- Limpio y fácil de remover dentro de la fractura.
- Compatible con la formación y los hidrocarburos.
- Económico y de bajo costo.

Existen diferentes bases para generar los fluidos fracturantes, los principales fluidos fracturantes son base agua y base aceite. En los yacimientos de lutitas se han fracturado con fluidos gelificados, fluidos base agua mezclado con goma guar, y con fluidos base aceite llamado agua oleosa o *slickwater*. Un reto presente en los yacimientos de lutitas es la sensibilidad de la lutita a los fluidos base agua, ya que algunas arcillas tienden a hincharse en contacto con el fluido fracturante. Para evitar este problema, se agregan aditivos que inhiben la reacción de las arcillas eliminando el hinchamiento y que se produzca daño en la formación. Los aditivos más usados para estabilizar las arcillas son: cloruro de potasio (KCl), cloruro de tetrametilamonio y aminas cuaternarias.

2.3. Apuntalantes y conductividad de la fractura hidráulica

Los agentes apuntalantes son pequeñas partículas sólidas de materiales resistentes que tienen como objetivo mantener abierta la fractura después del tratamiento y durante la vida productiva del pozo. El apuntalante permanecerá en la fractura creando un canal permeable y conductivo (paquete de apuntalante) dentro de la formación. Este material es seleccionado con base en el esfuerzo de cierre y la dureza de la roca.

2.3.1. Clasificación de los agentes apuntalantes

Los agentes apuntalantes se clasifican de acuerdo con:

- Material del que están fabricados y máximo esfuerzo que pueden soportar.
- Tamaño de malla.

2.3.1.1. Material del que están fabricados y máximo esfuerzo que pueden soportar

El material de las partículas está relacionado con el esfuerzo de cierre máximo que pueden soportar, siendo una propiedad intrínseca del material. A lo largo del tiempo se han usado materiales como perlas de vidrio, cáscaras de nueces y cerámicas, sin embargo, estos están en desuso actualmente. (3) Los apuntalantes más usados actualmente son:

- Arena: La arena es el apuntalante más usado por ser el más económico y de fácil disponibilidad, la arena proporciona suficiente conductividad para esfuerzos menores a 6,000 *psi*.
- Apuntalantes recubiertos de resina (Resin-Coated Proppant, RCP): Estos agentes apuntalantes se recubren de resina para aumentar la resistencia a la compresión y la conductividad, en el caso de la arena recubierta llega a soportar esfuerzos inferiores a 8,000 *psi* esto es porque la resina distribuye el esfuerzo en un área mayor de grano. Adicionalmente, estas partículas tienen la propiedad de encapsular las partes trituradas de granos de apuntalante o de la formación ofreciendo mayor conductividad.
- Apuntalantes de resistencia intermedia (Intermediate-Strength Proppant, ISP): EL ISP es un apuntalante de cerámica fundida de baja densidad. El ISP se usa en yacimientos con esfuerzos de cierre menores a 10,000 *psi*.
- Bauxita: Es el apuntalante con la más alta resistencia y contiene grandes cantidades de corindón (mineral compuesto por óxido de aluminio de extrema dureza), este apuntalante se usa en esfuerzos de cierre superiores a 10,000 *psi* y por ello es el más costoso.

Es importante remarcar que los apuntalantes más simples como la arena son de bajo costo comparado con apuntalantes más resistentes. Algunos ejemplos de apuntalantes se observan en la **Figura 2.7**.



Figura 2.7: Diferentes tipos de apuntalantes: Bauxita (izquierda), Arena recubierta de resina, RCP (centro) y cerámica liviana, ISP (derecha). (4)

La gráfica de la **Figura 2.8** muestra la permeabilidad de los paquetes de apuntalante en función del esfuerzo de cierre. Se observa que a mayores esfuerzos de cierre, la permeabilidad y la conductividad tienden a ser menores.

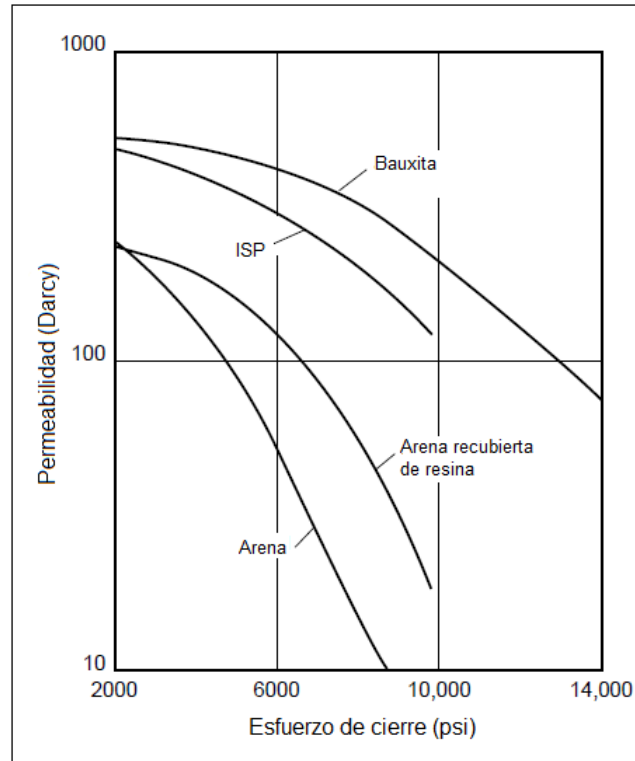


Figura 2.8: Permeabilidad del paquete de apuntalante en función del esfuerzo de cierre. (3)

2.3.1.2. Tamaño de acuerdo a la malla

El tamaño de los apuntalantes de acuerdo a la granulometría o tamaño de malla es la distribución del tamaño de un grano. El número de malla específica el número de hilos cruzados por cada pulgada cuadrada, por ejemplo, la malla número 8 tiene 8 hilos verticales y 8 hilos horizontales. El rango de tamaños va desde la malla 8 hasta la 140 (0.0937 *in* y 0.0041 *in*, respectivamente). Los tamaños se expresan en dos números, por ejemplo, el tamaño 20/40 indica que los granos pasaran a través de una malla número 20 pero serán retenidas en una malla número 40. Los tamaños de apuntalante más comunes son (5):

- Malla 20/40 (Diámetro de apuntalante entre 0.0331 *in* y 0.0615 *in*).
- Malla 40/70 (Diámetro de apuntalante entre 0.0615 *in* y 0.0083 *in*).
- Malla 70/140 (Diámetro de apuntalante entre 0.0083 *in* y 0.0041 *in*).

La **Figura 2.9** muestra diferentes tipos de apuntalantes a diferentes tamaños (5).

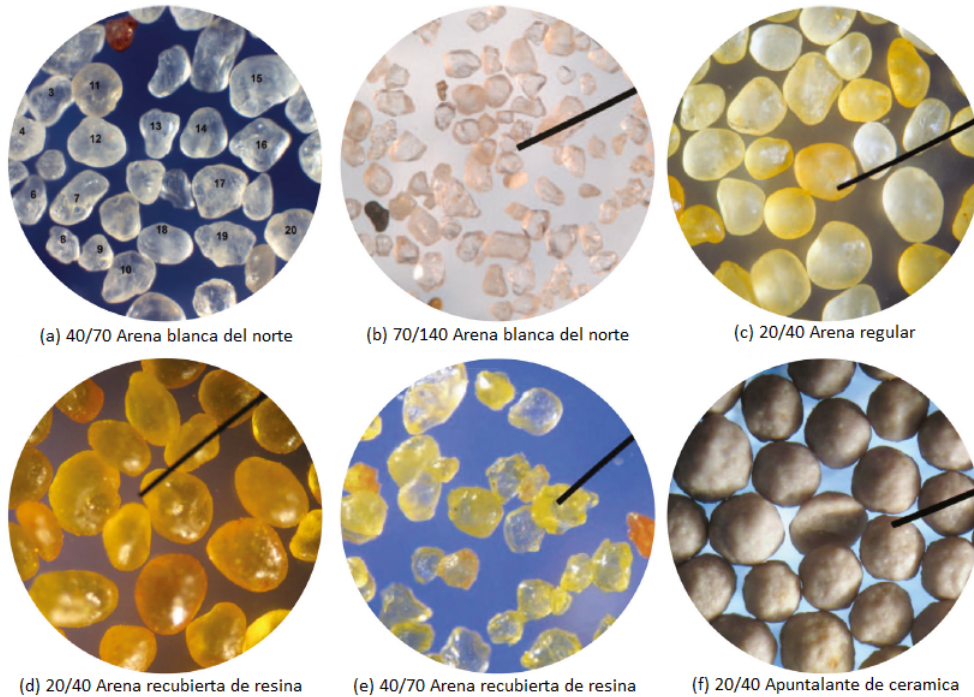


Figura 2.9: Diferentes tamaños y tipos de apuntalante vistos desde un micro-grafo óptico a 40X.

(5)

2.3.2. Propiedades físicas de las partículas

Las propiedades físicas de las partículas de apuntalante son:

- Resistencia a la compresión
- Tamaño de grano
- Redondez y esfericidad

2.3.2.1. Resistencia a la compresión

La resistencia del apuntalante a la compresión es la capacidad de soportar esfuerzos sin que se quiebre o se rompa la partícula. Cuando el apuntalante se ubica en la fractura y el pozo es puesto a producción, los esfuerzos de cierre ejercen presión sobre las partículas, si la resistencia de la partícula es inadecuada se aplastará, fallará o triturará, dependiendo del material de la partícula, la dureza de la roca y el esfuerzo de cierre.

2.3.2.2. Tamaño de grano

El tamaño de los granos se relaciona con el material, los esfuerzos que soportan y la permeabilidad del paquete de apuntalante. Tamaños de partícula grandes proporcionan mayor permeabilidad del paquete de apuntalante; de manera similar, las partículas de mayor diámetro tienden a ser menos resistentes. Sin embargo, una partícula de mayor diámetro implica mayor dificultad en el transporte y colocación dentro de la fractura. Las partículas de menor tamaño ofrecen menor permeabilidad y menor conductividad mientras que pueden generarse arreglos de apuntalante dentro de la fractura capaces de soportar la presión de cierre. Por lo tanto, el tamaño de la partícula es proporcional a la permeabilidad (y conductividad) del paquete apuntalado, mientras que es inversamente proporcional a la resistencia a la compresión.

2.3.2.3. Redondez y esfericidad

La redondez de la partícula es una medida cualitativa y mide la curvatura o qué tan “esquinado” es el grano. La esfericidad es otra medida cualitativa y mide qué tanto se acerca la partícula a la forma de una esfera. La redondez ayuda a que los apuntalantes tengan una cierta resistencia mecánica, es decir, si los granos son redondos y tienen aproximadamente el mismo tamaño, los esfuerzos en el paquete de apuntalante se distribuirán de manera uniforme. Las partículas angulares son más débiles y fallan incluso a esfuerzos pequeños.

2.3.3. Conductividad de la fractura

La conductividad de la fractura es la medida de la capacidad de flujo y con qué facilidad se mueven los fluidos dentro de la fractura. Se define como el producto de la permeabilidad del paquete de apuntalante y el ancho de la fractura apuntalada:

$$C_f = k_f \cdot w \quad (2.1)$$

Las fracturas que presenten valores grandes de conductividad de fractura ($C_f > 10,000 \text{ mD-ft}$) se les conoce como fracturas de conductividad infinita; mientras que fracturas con valores pequeños de la conductividad de fractura ($C_f < 10,000 \text{ mD-ft}$) se les llama fracturas de conductividad finita.

La conductividad de adimensional de la fractura C_{fD} se define como:

$$C_{fD} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot x_f} \quad (2.2)$$

Pérdida de productividad por incrustación del apuntalante en las fracturas

Como se mencionó en el capítulo 2, se deben fracturar hidráulicamente los yacimientos de lutitas para producir los hidrocarburos. Un buen diseño de fracturamiento tiene como objetivo hacer que el pozo produzca eficientemente los hidrocarburos manteniendo abierta la fractura el mayor tiempo posible.

Una vez finalizado el tratamiento de fracturamiento hidráulico y el pozo comienza a producir hidrocarburos en las etapas tempranas de producción los pozos experimenten altos gastos; esto se debe a la producción del gas libre almacenado en los poros y microfracturas de la lutita, su drene es posible por la nueva red de fracturas que conecta los poros y microfracturas con el pozo. Después de un tiempo relativamente corto, el pozo muestra una reducción abrupta en la producción, manifestándose en bajos gastos, esta pérdida de producción se asocia a que se esta produciendo gas adsorbido y retenido en la matriz de las lutitas.

En los yacimientos de lutitas ocurre un fenómeno adicional que reduce aún más la producción de un pozo: el cierre de la fractura total o parcial causado por la incrustación del apuntalante. Este cierre de fracturas agudiza la pérdida de productividad reduciendo el tiempo productivo. Cuando un pozo pierde productividad severamente requerirá un mayor número de intervenciones, reparaciones o estimulaciones. Este cierre de fracturas es inevitable, sin embargo, el efecto del cierre de fracturas en la producción se puede minimizar y reduciendo su impacto en la producción.

3.1. Cierre de las fracturas causado por incrustación

La incrustación o empotramiento es la adherencia de la partículas de apuntalante en las caras de la fractura debido a la deformación de esta, este fenómeno se observa en la **Figura 3.1**. La incrustación se da en formaciones blandas, dúctiles y con un alto índice de arcilla

(formaciones con bajo módulo de Young) o con apuntalantes de alta resistencia al esfuerzo. La incrustación de apuntalante reduce el ancho de la fractura, a su vez, esto hace que la conductividad y la productividad del pozo disminuyan (14, 15).

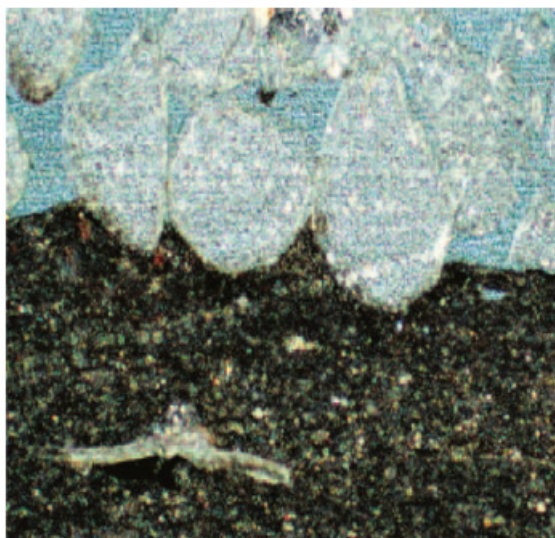


Figura 3.1: Incrustación de las partículas de apuntalante. (5)

La pérdida de productividad de un pozo fracturado es causada principalmente por el cierre de la fractura. Muchos factores causan el cierre de la fractura, por ejemplo: incrustación, trituración, taponamiento de gargantas de poro por migración de finos, diagénesis de apuntalante, etc. Sin embargo, la incrustación y trituración son las causas más comunes de cierre de las fracturas.

El cierre de las fracturas en los yacimientos de lutitas con un alto contenido de arcilla se da por la declinación natural del yacimiento, es decir, por la producción misma. El cierre de las fracturas durante la declinación se manifiesta como una reducción gradual y adicional a la abrupta declinación que acompaña a los pozos fracturados. Las fracturas que se cierran durante la producción del pozo se les conoce como fracturas con conductividad dinámica. El fenómeno de incrustación es explicado por la deformación elástica y por la fluencia del yacimiento. (6, 16)

3.1.1. Incrustación elástica o incrustación instantánea

La incrustación instantánea se presenta una vez que el fluido fracturante es retirado de la fractura y los esfuerzos de cierre actúan sobre las caras humectadas de la fractura atrapando las partículas de apuntalante. Los tratamientos en los yacimientos de lutitas se hacen con altos volúmenes de fluido fracturante en tiempos largos, esto es suficiente para que las arcillas hidrofílicas reaccionen y se hinchen.

La incrustación instantánea se modelo bajo la teoría de deformación elástica, donde la superficie (cara de fractura) y la partícula (apuntalante) inicialmente no interaccionan. Cuando se aplica un esfuerzo, P , la partícula “desplazará” a la formación, este desplazamiento se cuantifica como H_1 . El desplazamiento H_1 no es más que la longitud de incrustación y está se puede obtener a partir de la deformación elástica que sufre la formación. Este fenómeno se observa en la **Figura 3.2**.

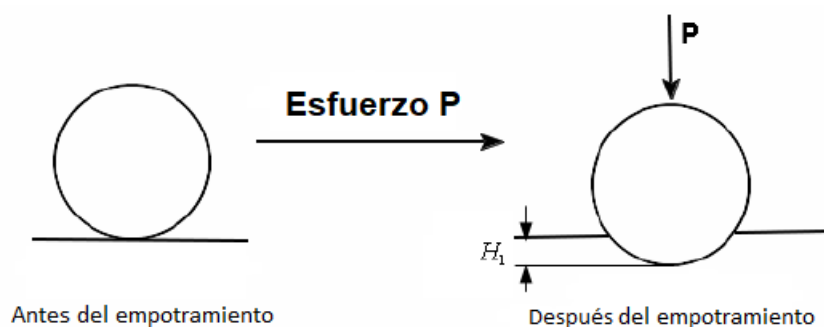


Figura 3.2: Incrustación de apuntalante instantánea modelada por la teoría de deformación elástica. (6)

3.1.2. Incrustación de fluencia o incrustación dependiente del tiempo

La incrustación dependiente del tiempo es la incrustación que aumenta a lo largo del tiempo. Esta incrustación se presenta debido a la fluencia que sufre la formación al ser sometida bajo un esfuerzo constante y transmitido por las partículas de apuntalante. La ecuación (3.1) muestra el principio de Terzagui (1923) y la teoría de Biot (1941) y esta explica como los incrementos del esfuerzo efectivo o los incrementos de la presión de cierre dependen de las reducciones de la presión de poro, las reducciones de la presión de poro son las reducciones en la presión de la formación cuando se esta produciendo el gas. Es decir, el esfuerzo de cierre que actúa sobre las partículas incrustándolas en la formación aumenta directamente con el tiempo y ritmo de producción.

$$\Delta\sigma_{ef}(t) = \Delta P_c(t) = \Delta\sigma - \alpha\Delta P_p(t) \quad (3.1)$$

Por lo tanto, la incrustación de fluencia es un efecto de cierre de fractura que esta presente de manera natural en todos los yacimientos de lutitas productores siendo este fenómeno el principio teórico de las fracturas con conductividad dinámica.

El proceso de incrustación por fluencia de una fractura inicia después de la incrustación instantánea y cuando la fractura comienza a producir gas. Al seguir aplicando el mismo esfuerzo P a lo largo del tiempo, el apuntalante “desplazará” aún más la formación incrementando la distancia H_1 a la distancia H_2 , es decir, agudizando y empeorando la incrustación. Este fenómeno se observa en la **Figura 3.3**.

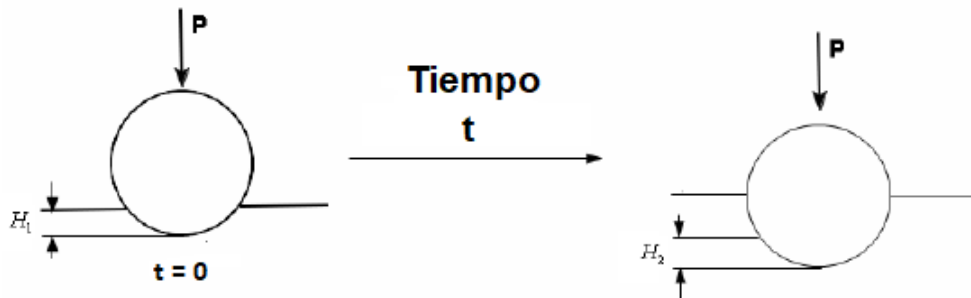


Figura 3.3: Incrustación del apuntalante por deformación de fluencia. (6)

El proceso completo de incrustación de apuntalante inmediata y dependiente del tiempo de un yacimiento de lutitas se observa en la **Figura 3.4**.

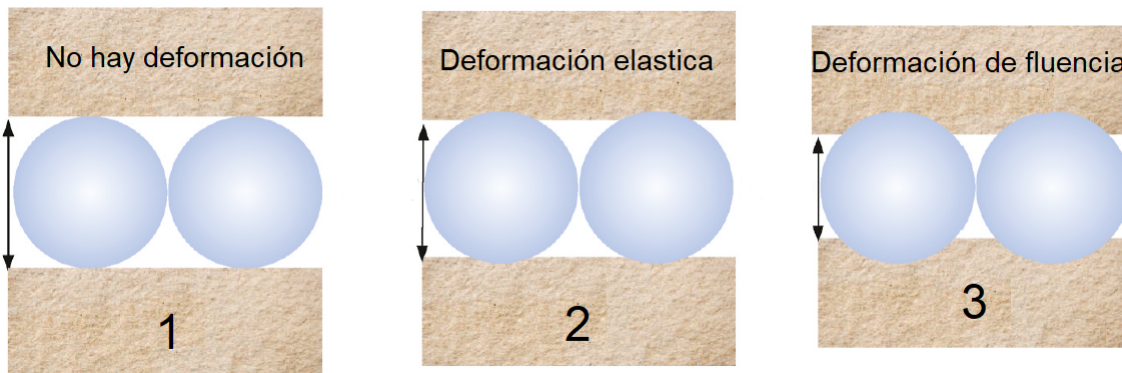


Figura 3.4: Proceso de incrustación en un yacimiento de lutitas dúctiles. (7)

3.2. Factores que reducen la incrustación

Los principales factores que han demostrado mantener la conductividad y reducir la incrustación de la fractura a lo largo de la vida productiva del pozo son:

- Uso de apuntalantes de cerámica (ISP) o recubiertos (RCP).
- Mayor concentración de apuntalante.
- Apuntalantes de mayor diámetro.
- Implementando una estrategia de estrangulamiento controlado.

3.2.1. Uso de apuntalantes de cerámica (ISP) y recubiertos (RCP)

Los apuntalantes de cerámica y arenas recubiertas ofrecen conductividades más altas. Estos apuntalantes son más resistentes a la compactación fractura-grano y grano-grano conservando un porcentaje alto de la permeabilidad y apertura inicial debido a la capacidad de formar un paquete de apuntalante bien consolidado. Los apuntalantes recubiertos generarán canales bien definidos, estos canales o gargantas de poro mantendrán la misma permeabilidad a lo largo de la vida productiva del pozo (5).

3.2.2. Mayor concentración de apuntalante

Usar una mayor concentración de apuntalante ayuda a que la presión de cierre se distribuya uniformemente en un número mayor de partículas del apuntalante, soportando mejor el cierre de las paredes y manteniendo la conductividad en un intervalo largo de tiempo. La incrustación es menos severa cuando hay un número mayor de partículas en la fractura (5, 17).

3.2.3. Apuntalantes de mayor diámetro

Como se observó en la sección 2.3.2.2, las partículas de mayor diámetro ofrecerán mayor permeabilidad de la fractura haciendo que el flujo preferencial se dé en cualquier dirección, contrario a apuntalantes de menor diámetro en donde la permeabilidad tendrá mayor variación de magnitud y en la dirección. Un mayor diámetro de apuntalante corresponde a mayor diámetro la garganta de poro entre los granos lo cual ofrece mayor permeabilidad, y por ende, mayor conductividad (5, 17).

3.2.4. Implementación de una estrategia de estrangulamiento controlado

El objetivo de implementar un programa de estrangulamiento controlado es minimizar el esfuerzo efectivo en la fractura durante la producción, esto se logra reduciendo la diferencia entre el esfuerzo total y la presión de poro manteniendo la conductividad de la fractura a lo largo del tiempo y evitando la incrustación para una mayor recuperación final (4).

Análisis de curvas de declinación

El análisis de curvas de declinación es un método para pronosticar la producción de un pozo o un campo, cuantificar reservas y obtener tiempos de abandono y recuperación de la inversión. Desde que Arps (18) propuso las primeras ecuaciones estas han sido uno de los métodos más usados para los pronósticos de producción. El análisis de curvas de declinación junto con la ecuación de balance de materia y la simulación matemática de yacimientos son los métodos para pronosticar la producción y evaluar el desarrollo de los pozos, yacimientos o campos. Las curvas de declinación es el método más sencillo, rápido y barato de usar para pronosticar la producción debido a su facilidad, simplicidad y la consideración de datos de producción y tiempo.

El análisis de curvas de declinación se basa en la suposición de que las tendencias de producción y los factores de control del pasado continuarán en el futuro, siempre y cuando no se alteren las condiciones de producción. Se construyen ecuaciones que modelen o que representen gráficamente la tendencia de la declinación para poder predecir valores de producción a tiempos futuros.

Las curvas de declinación representan gráficamente la etapa de declinación del campo, yacimiento o pozo. La etapa de declinación ocurre principalmente en campos maduros donde el perfil de la producción es a la baja, estos campos presentan regímenes de flujo dominados por la frontera y drenan todo el hidrocarburo remanente que existe dentro de los yacimientos. Las curvas de declinación también son aplicables a yacimientos o cuerpos pequeños en los cuales, después de un pequeño tiempo de desarrollo entra a la etapa de declinación.

Para construir las curvas y las ecuaciones de declinación se debe tomar el historial de producción; del pozo, yacimiento o campo y ubicar el inicio de la declinación. Una vez identificados los datos que pertenecen al comportamiento de declinación, se les aplica métodos de regresión lineal para obtener los parámetros de la ecuación de declinación que se aplique. Una vez construida la ecuación, se aplica variando el tiempo y obteniendo una serie de gastos futuros formando una curva de declinación.

Las consideraciones para aplicar las curvas y ecuaciones de declinación son:

- El pozo o yacimiento se encuentran en condiciones de flujo pseudo-estacionario (condiciones de flujo dominadas por fronteras).
- El pozo drena un área constante.
- El pozo produce a presión de fondo constante.
- No hay alteraciones de las condiciones mecánicas del pozo o yacimiento, es decir, no hay reparaciones mayores ni menores.
- No hay cierres o aumento en la apertura de producción en la etapa de declinación.

Las dos principales limitaciones de este método son: 1) las reservas recuperables finales se estiman bajo el mismo supuesto de que las condiciones de producción se mantendrá sin cambios en el futuro. 2) la curva de declinación no se aplica para datos en etapas de flujo transitorio.

Las ecuaciones de declinación se caracterizan por tres factores:

- Gasto de producción inicial o a un momento dado, q_0 .
- Tasa de declinación, D .
- Exponente de declinación, n .

Estos parámetros representan en conjunto los factores que afectan a la producción del yacimiento y el pozo.

4.1. Tasa de declinación

La tasa de declinación, D , se define como la tasa de cambio del logaritmo natural del gasto de producción, q , respecto al tiempo, t , matemáticamente se expresa:

$$D = -\frac{d(\ln q)}{dt} = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad (4.1)$$

El signo negativo se agrega para que la magnitud tasa de declinación sea positiva ya que el cambio del gasto respecto al tiempo $\left(\frac{dq}{dt}\right)$ es negativo.

La ecuación (4.1) describe los cambios instantáneos en la pendiente de la curva, $\left(\frac{dq}{dt}\right)$, con el cambio en el gasto de producción, q , a lo largo del tiempo.

La tasa de declinación calculada con los datos de producción se obtiene aproximando numéricamente la derivada del gasto de producción respecto al tiempo, observado en el apéndice D.

Sustituyendo la derivada del gasto respecto al tiempo con la ecuación (D.11), para el punto i obtenemos:

$$D = -\frac{1}{q_i} \left(\frac{q_{i+1} - q_{i-1}}{2} \right) \quad (4.2)$$

4.2. Exponente de declinación

El exponente de declinación es la variación del gasto de producción respecto a la tasa de variación del gasto respecto tiempo, matemáticamente se define como:

$$n = \frac{d}{dt} \left(\frac{-q}{dq/dt} \right) = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{D} \right) \quad (4.3)$$

Observando la ecuación (4.3) se define que el exponente de declinación es la derivada del inverso de la tasa de declinación. El exponente de declinación varía de 0 a 1.

4.3. Tipos de curvas de declinación

Arps (1945)(18) propuso que la “curvatura” en la curva de gasto de producción, q , vs tiempo, t , se expresa matemáticamente mediante familias de curvas hiperbólicas. Arps derivó tres tipos de declinación de la producción: declinación exponencial, declinación hiperbólica y la declinación armónica. La declinación exponencial y armónica son casos especiales de la declinación hiperbólica. Este método se puede aplicar a diferentes tipos de yacimientos. La **Figura 4.1** muestra los tipos de declinación.

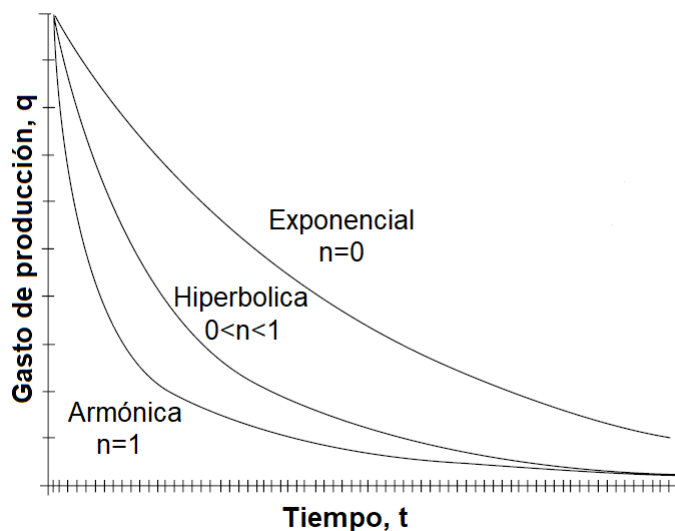


Figura 4.1: Tipos de curva de declinación de gasto de producción vs tiempo (8).

El área bajo las curvas de declinación es la producción acumulada. El desarrollo de las ecuaciones de declinación se analizan en el Apéndice A.

4.3.1. Declinación armónica

La declinación armónica se da cuando el exponente de declinación es la unidad ($n = 1$) y se expresa como:

$$q = \frac{q_0}{(1 + Dt)} \quad (4.4)$$

La producción acumulada de la declinación armónica se expresa como:

$$N_p = \frac{q_0}{D_0} \ln \left(\frac{q_0}{q} \right) \quad (4.5)$$

4.3.2. Declinación hiperbólica

La ecuación de la declinación hiperbólica se da tomando en cuenta el exponente de declinación, es decir, cuando varía entre cero y la unidad ($0 < n < 1$) se expresa como:

$$q = \frac{q_0}{(1 + nDt)^{\frac{1}{n}}} \quad (4.6)$$

La producción acumulada de la declinación hiperbólica se obtiene con:

$$N_p = \frac{q_0^n}{(1 - n)D_0} (q_0^{1-n} - q^{1-n}) \quad (4.7)$$

4.3.3. Declinación exponencial

Este tipo de curva es el más simple de usar y el más conservador. Es ampliamente usado debido a que muchos pozos siguen una tasa de declinación constante durante gran parte de su vida productiva, las ecuaciones son más fáciles de aplicar y analizar. La declinación exponencial se da cuando el exponente de declinación es nulo ($n = 0$) y se expresa como:

$$q = q_0 e^{-D_0 t} \quad (4.8)$$

La producción acumulada de la declinación exponencial se obtiene con:

$$N_p = \frac{q_0 - q}{D_0} \quad (4.9)$$

4.3.3.1. Determinación de la tasa de declinación inicial y el gasto de producción inicial del análisis de declinación exponencial

Cuando los datos de declinación se representan en una gráfica de $\ln q$ vs t , la declinación exponencial se observará como una línea recta. Aproximando una línea de tendencia a esta

recta, como se muestra en el apéndice C, la tasa de declinación inicial y gasto inicial; D_0 y q_0 , se obtiene de la pendiente y la ordenada al origen de la recta de tendencia; m y b , respectivamente, definiéndose como:

$$D_0 = -m \quad (4.10)$$

$$q_0 = e^b \quad (4.11)$$

Cuando se tienen datos de gasto y producción acumulada se trazan en un gráfico q vs N_p , la tasa de declinación y el gasto de producción se obtienen directamente de la pendiente y la ordenada al origen de la línea recta de tendencia:

$$D_0 = -m \quad (4.12)$$

$$q_0 = b \quad (4.13)$$

4.3.3.2. Tiempo objetivo

El tiempo objetivo se define como el tiempo al que el pozo/yacimiento producirá un gasto objetivo, frecuentemente es el gasto que ya no represente beneficios económicos, definiendo el gasto de producción de objetivo como q_o , el tiempo objetivo se obtiene despejando la ecuación (4.8):

$$t_{obj} = \frac{1}{D_0} \ln \left(\frac{q_0}{q_{obj}} \right) \quad (4.14)$$

Las unidades del tiempo están en función de las unidades de la tasa de declinación.

4.4. Ejemplos de declinación exponencial

A continuación se muestran algunos ejemplos de la aplicación de la declinación exponencial tomados de la literatura.

4.4.1. Pozo UNAM-1

Usando el historial de producción del pozo UNAM-1 en la **Tabla 4.1**, calcular la producción al final de 1995. Calcular la producción acumulada de 1/1992 a 12/1995.

Fecha	q
	bpd
7/1986	2300
1/1987	2155
7/1987	2015
1/1988	1885
7/1988	1760
1/1989	1650
7/1989	1545
1/1990	1440
7/1990	1347
1/1991	1260
7/1991	1179
1/1992	1102
7/1992	1031
1/1993	964

Tabla 4.1: Datos de producción del pozo UNAM-1

Solución

Los datos gráficos se observan en la **Figura 4.2**

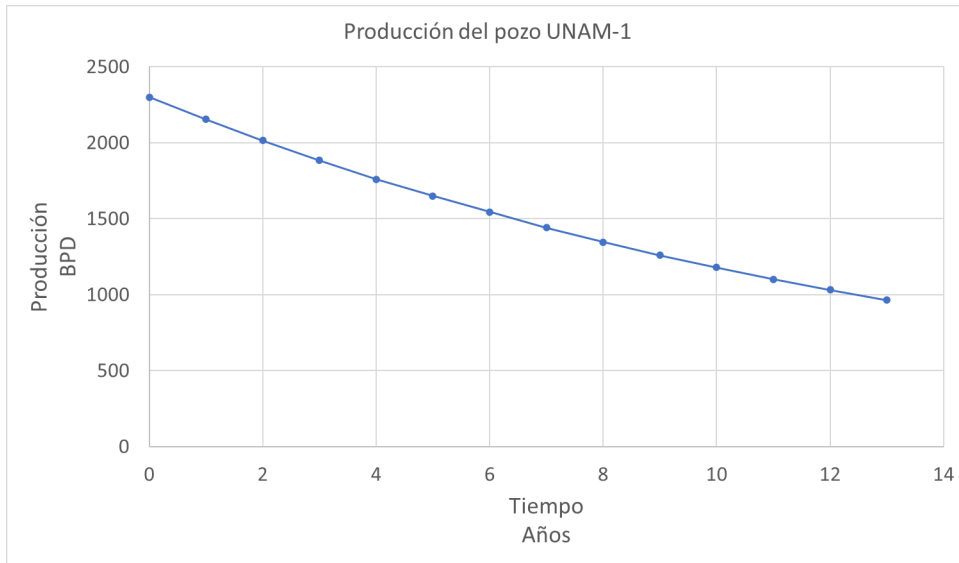


Figura 4.2: Datos de producción pozo UNAM-1: q vs t

La gráfica de $\ln q$ vs t se muestra en la **Figura 4.3**, se observa una línea recta y se deduce que la declinación aplicable es exponencial.

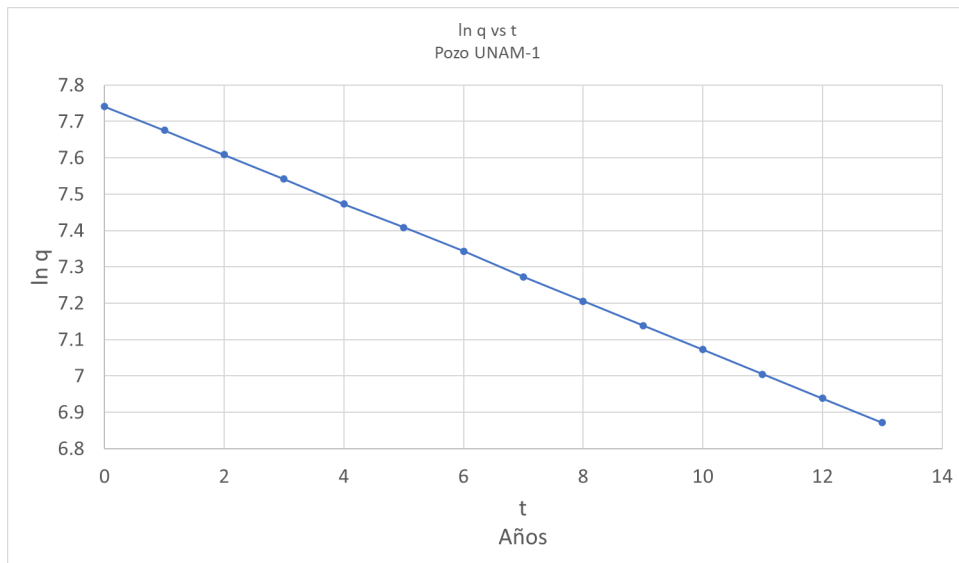


Figura 4.3: Gráfica $\ln q$ vs t pozo UNAM-1

Aplicando regresión lineal de mínimos cuadrados (Apéndice C), la pendiente y la ordenada

al origen es:

$$m = -0.134$$

$$b = 7.7422$$

Por lo tanto, la tasa de declinación inicial y el gasto de producción inicial es:

$$D_0 = 0.134 \text{ a}^{-1}$$

$$q_0 = e^{7.7422} = 2300 \text{ bpd}$$

La ecuación de declinación es:

$$q = 2300e^{-0.134t}$$

Para la producción al final de 1995 ($t = 9.5$ años) es:

$$q = 2300e^{-0.134(9.5)} = 644 \text{ bpd}$$

La producción acumulada de 1/1992 ($t = 5.5$ años) a 12/1995 o 1/1996 ($t = 9.5$ años) se obtiene de la tasa de declinación diaria:

$$D_0 = 0.134 \text{ a}^{-1} \left(\frac{1 \text{ a}}{12 \text{ m}} \right) \left(\frac{1 \text{ m}}{30.41667 \text{ d}} \right) = 3.671 \times 10^{-4} \text{ d}^{-1}$$

Por lo tanto:

$$N_p = \frac{1102 - 644}{3.671 \times 10^{-4}} = 1,247,537.45 \text{ bls} = 1.247 \text{ MMbls}$$

4.4.2. Pozo UNAM-2

El histórico de producción del pozo UNAM-2 se observa en la **Tabla 4.2**. Calcular el gasto de producción del año 7 al 10. Obtener la producción acumulada incremental de estos años.

Año	q
	bpd
0	1100 (q_0)
1	980
2	867
3	769
4	684
5	609
6	543

Tabla 4.2: Datos de producción del pozo UNAM-2

Solución

Los datos gráficos se observan en la **Figura 4.4**.

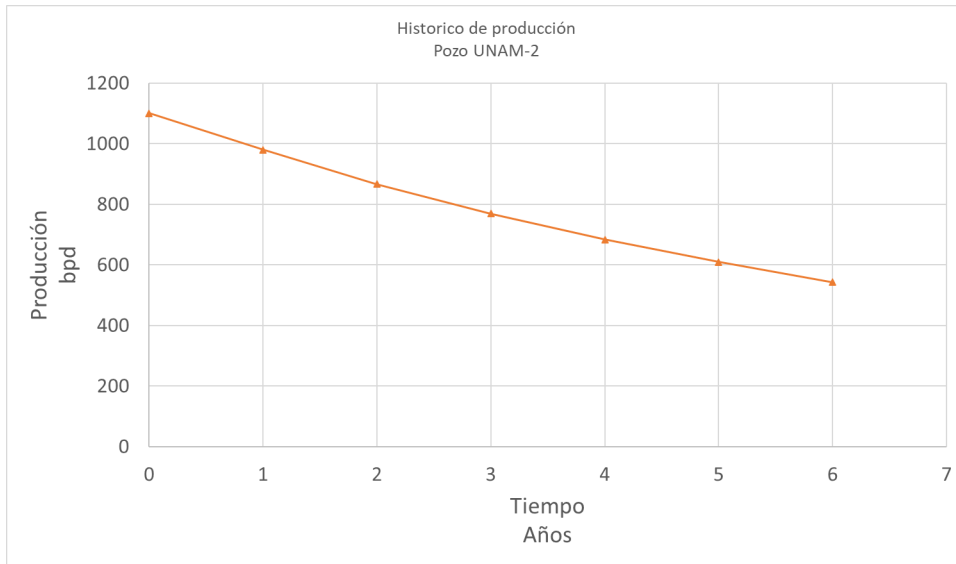


Figura 4.4: Datos de producción del pozo UNAM-2: q vs t

La gráfica de $\ln q$ vs t se muestra en la **Figura 4.5**, al observarse una línea recta, la declinación es exponencial.

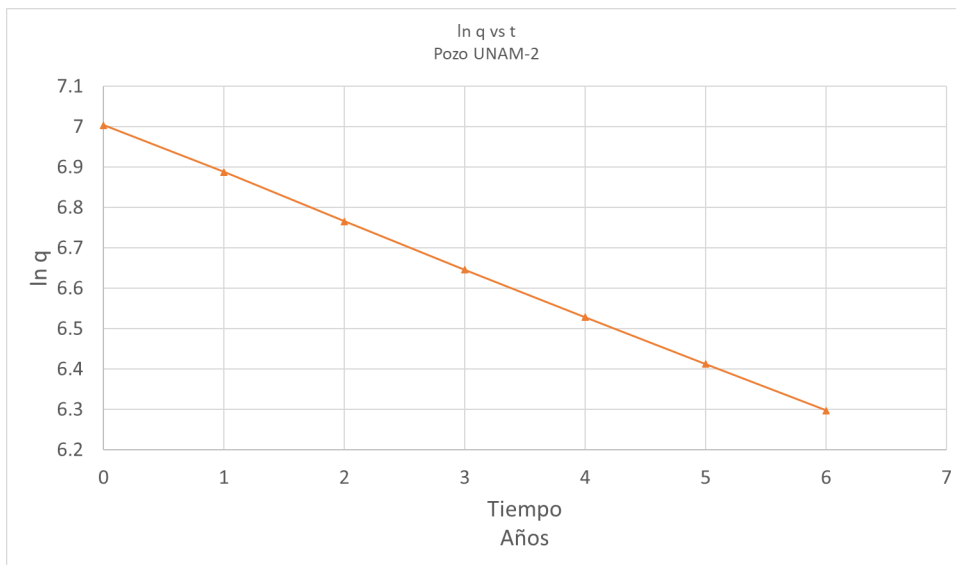


Figura 4.5: Gráfica $\ln q$ vs t pozo UNAM-2

Aplicando regresión lineal de mínimos cuadrados (Apéndice C) se obtiene que la pendiente y la ordenada al origen es:

$$\begin{aligned} m &= -0.1181 \\ b &= 7.0025 \end{aligned}$$

La tasa de declinación inicial y el gasto de producción inicial es:

$$\begin{aligned} D_0 &= 0.1181 \text{ a}^{-1} \\ q_0 &= e^{7.0025} = 1100 \text{ bpd} \end{aligned}$$

La ecuación de declinación es:

$$q = 1100e^{-0.1181t}$$

Para el año 7 ($t = 7$ años):

$$q = 1100e^{-0.1181(7)} = 481.58 \text{ bpd}$$

Para el año 8 ($t = 8$ años):

$$q = 1100e^{-0.1181(8)} = 428 \text{ bpd}$$

Para el año 9 ($t = 9$ años):

$$q = 1100e^{-0.1181(9)} = 380 \text{ bpd}$$

Para el año 10 ($t = 10$ años):

$$q = 1100e^{-0.1181(10)} = 338 \text{ bpd}$$

Para obtener la producción acumulada se usa la ecuación (4.9). Transformamos las unidades de la tasa de declinación anual a declinación diaria:

$$D_0 = 0.1181 \text{ a}^{-1} \left(\frac{1 \text{ a}}{12 \text{ m}} \right) \left(\frac{1 \text{ m}}{30.41667 \text{ d}} \right) = 3.236 \times 10^{-4} \text{ d}^{-1}$$

La producción acumulada a 6 años ($t = 6$ años) es:

$$N_p = \frac{1100 - 543}{3.2361 \times 10^{-4}} = 1,721,260.816 \text{ bls} = 1.721 \text{ MMbls}$$

Mientras que la producción acumulada a 7 años ($t = 7$ años) es:

$$N_p = \frac{1100 - 481.58}{3.2361 \times 10^{-4}} = 1,911,063.041 \text{ bls} = 1.911 \text{ MMbls}$$

Por lo tanto, la producción incremental al año 7 es:

$$\Delta N_p = N_{p(t=7)} - N_{p(t=6)} = 1911063.041 - 1721260.816 = 189,803.041 \text{ bls} = 189.8 \text{ Mbls}$$

Los resultados se muestran en la **Tabla 4.3**.

Año	q	N_p	ΔN_p
	bpd	MMbls	Mbls
0	1100	0	0
1	980	0.370	370
2	867	0.720	350
3	769	1.023	303
4	684	1.285	263
5	609	1.517	232
6	543	1.721	204
7	481.57	1.911	190
8	428	2.077	166
9	380	2.224	147
10	338	2.355	131

Tabla 4.3: Producción acumulada e incremental acumulada del pozo UNAM-2

4.4.3. Pozo UNAM-3

El pozo UNAM-3 presentó una producción inicial de 550 *bpd* con una tasa de declinación inicial, D_0 , de 2% mensual. Calcular el gasto de producción y la producción acumulada a 3 años.

Solución

Se hace un cambio de unidades de la tasa de declinación mensual a anual:

$$D_0 = 0.02 \text{ m}^{-1} \left(\frac{12 \text{ m}}{1 \text{ a}} \right) = 0.24 \text{ a}^{-1}$$

Para el gasto de producción a 3 años:

$$q = 550e^{-0.24 \cdot 3} = 267.7 \text{ bpd}$$

Para la producción acumulada a 3 años, con una tasa de declinación diaria de $D_0 = 6.58 \times 10^{-4} \text{ d}^{-1}$

$$N_p = \frac{550 - 267.7}{6.58 \times 10^{-4}} = 429,027.36 \text{ bls} = 429 \text{ Mbls}$$

4.4.4. Pozo UNAM-4

El pozo UNAM-4 presenta una declinación del tipo exponencial con una tasa de declinación mensual de 1% y un gasto inicial de 150 *bpd*.

1. ¿Cuál será el gasto de producción a 2 años?
2. ¿Cuál será la producción acumulada a 2 años?
3. ¿Cuánto tiempo pasará para que el pozo alcance un gasto de producción de 10 *bpd*?
4. ¿Cuál será la producción acumulada al final del año 24 al final del año 25?

Solución

1)

Convirtiendo las unidades de la tasa de declinación mensual a anual:

$$D_0 = 0.01 \text{ m}^{-1} \left(\frac{12 \text{ m}}{1 \text{ a}} \right) = 0.12 \text{ a}^{-1}$$

El gasto a dos años ($t = 2$ años) es:

$$q = 150e^{-0.12 \cdot 2} = 118 \text{ bpd}$$

2)

Convertimos las unidades de la tasa de declinación mensual a diaria:

$$D_0 = 0.01 \text{ m}^{-1} \left(\frac{1 \text{ m}}{30.41667 \text{ d}} \right) = 3.288 \times 10^{-4} \text{ d}^{-1}$$

La producción acumulada a 2 años es:

$$N_p = \frac{150 - 118}{3.288 \times 10^{-4}} = 97,323.6 \text{ bls} = 97.3 \text{ Mbls}$$

3)

Usando la ecuación (4.14), el tiempo al que el pozo produciría 10 *bpd* se calcula de la siguiente manera:

$$t = \frac{1}{3.288 \times 10^{-4}} \ln \left(\frac{150}{10} \right) = 8236.16 \text{ d}$$

$$t = \frac{1}{0.01} \ln \left(\frac{150}{10} \right) = 270.8 \text{ m}$$

$$t = \frac{1}{0.12} \ln \left(\frac{150}{10} \right) = 22.57 \text{ a}$$

4)

El gasto de producción a final del año 24 ($t = 25$):

$$q = 150e^{-0.12 \cdot 25} = 7.46 \text{ bpd}$$

El gasto de producción a final del año 25 ($t = 26$):

$$q = 150e^{-0.12 \cdot 26} = 6.62 \text{ bpd}$$

La producción acumulada a final del año 24 al final del año 26 es:

$$N_p = \frac{7.46 - 6.62}{3.28 \times 10^{-4}} = 2,561 \text{ bls} = 2.5 \text{ Mbls}$$

4.4.5. Pozo UNAM-5

El pozo UNAM-5 es productor de gas seco. La **Tabla 4.4** muestra el histórico de producción. Calcular el incremental de producción acumulada y el tiempo cuando el gasto de producción es 80 *MMpcd* considerando el último dato del histórico de producción.

q	G_p
<i>MMpcd</i>	<i>MMpc</i>
320	16,000
336	32,000
304	48,000
309	96,000
272	160,000
248	240,000
208	304,000
197	352,000
184	368,000
176	384,000
184	400,000

Tabla 4.4: Datos de producción del pozo UNAM-5

Solución

En una gráfica de q vs G_p se observa que los datos se ajustan a una línea recta, concluyendo que la declinación aplicable es una declinación exponencial. La **Figura 4.6** se muestran los datos y la tendencia en línea recta.

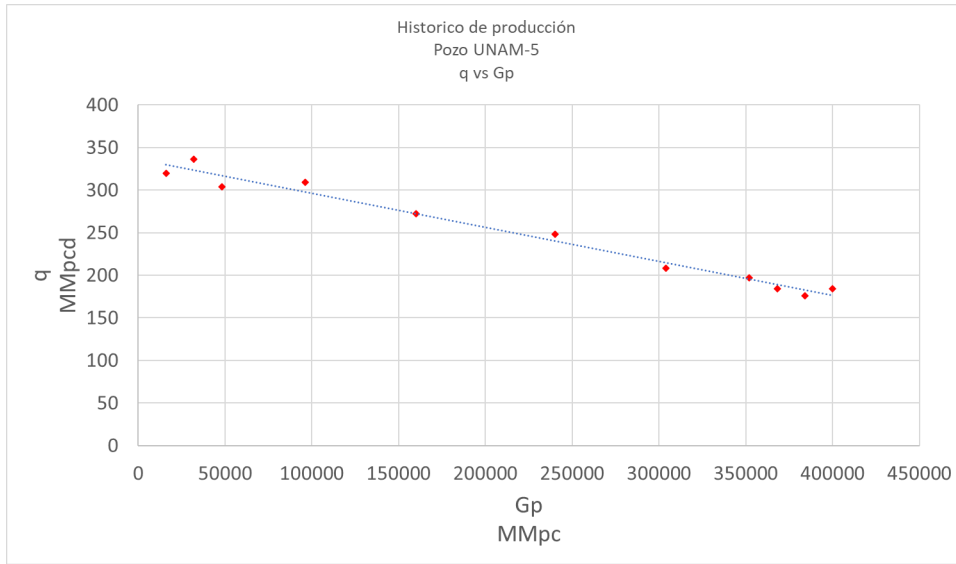


Figura 4.6: Datos de producción pozo UNAM-5: q vs G_p

Aplicando la regresión lineal por mínimos cuadrados (Apéndice C) se obtiene que la pendiente y la ordenada al origen de la línea de tendencia es:

$$m = -0.0004$$

$$b = 336.29$$

Por lo tanto, de acuerdo a las ecuaciones (4.12) y (4.13), la tasa de declinación y el gasto de producción inicial son:

$$D_0 = 0.0004 \text{ d}^{-1}$$

$$q_0 = 336.29 \text{ MMpcd}$$

La producción acumulada a $q = 80 \text{ MMpcd}$ es:

$$G_p = \frac{336.29 - 80}{0.0004} = 640.7 \text{ MMMpc}$$

La producción acumulada a $q = 80 \text{ MMpcd}$ es:

$$G_p = \frac{336.29 - 80}{0.0004} = 640.7 \text{ MMMpc}$$

La producción acumulada incremental considerando el último punto de la gráfica es:

$$\Delta G_p = 640.7 - 400 = 240.7 \text{ MMMpc}$$

El tiempo adicional que tarda en llegar al gasto de producción de 80 $MMpcd$ es:

$$t = \frac{1}{0.0004} \ln \left(\frac{184}{80} \right) = 2082.3 \text{ d} = 68.5 \text{ m} = 5.7 \text{ a}$$

Declinación exponencial variable

La producción de los pozos fracturados en yacimientos de lutitas esta limitada por la baja permeabilidad de la formación, la declinación natural de los pozos fracturados y de la conductividad dinámica de las fracturas, como se observó en el capítulo 3. El factor que más impacta a la producción es el cierre de la fractura causado por la incrustación.

En los modelos de curvas y ecuaciones de declinación del capítulo 4 supone que las propiedades del pozo y del yacimiento se mantienen constantes durante la etapa de declinación. Sin embargo, en formaciones de lutitas este supuesto no se cumple siendo la conductividad dinámica de la fractura la propiedad crítica para los perfiles y pronósticos de producción. Suponer una conductividad de fractura constante conlleva a pronosticar erróneamente la producción y a errores como sobrestimar las reservas.

El modelo de declinación exponencial variable es un análisis de curvas de declinación para predecir la producción de los yacimientos de lutitas considerando el cierre de la fractura por la incrustación de apuntalante. El modelo propuesto por Gupta y cols.(2018) (19) plantea que el cambio de la conductividad de la fractura respecto al tiempo sigue un comportamiento que se modela con una función ley de potencia. El modelo DEV postula que la conductividad dinámica de la fractura es uno de los parámetros críticos que afectan a la tasa de declinación, por lo tanto, se modifica la tasa de declinación haciéndola variable bajo una función ley de potencia.

La ecuación del modelo DEV es una modificación a la ecuación de declinación exponencial de Arps, siendo la principal diferencia la tasa de declinación; el modelo DEV la considera variable a través del tiempo, mientras que la declinación exponencial la supone constante. Es por esta razón que para aplicar la ecuación DEV se requiere del análisis de declinación exponencial, esto con el objetivo de usar el valor de gasto inicial, q_0 .

5.1. Tasa de declinación variable

El modelo de declinación exponencial variable(19) modela la tasa de declinación como una función ley de potencia. Esta tasa de declinación agrupa todos los factores de declinación como tipo de terminación, efecto de fronteras, tipos de daño, etc. Sin embargo, el factor que más impacta es la conductividad dinámica de las fracturas. Matemáticamente se define como:

$$D_v = D_0 t^{-a} \quad (5.1)$$

5.2. Ecuación de declinación exponencial variable

Al sustituir la tasa de declinación variable (ecuación (5.1)) como la tasa de declinación en la ecuación de declinación exponencial de Arps (ecuación (4.8)) y arreglando algebraicamente se obtiene la ecuación de declinación exponencial variable, definida como:

$$q = q_0 e^{-D_0 t^{(1-a)}} \quad (5.2)$$

Siendo esta la ecuación que pronostica la producción en yacimientos de lutitas que muestran cierre de fractura causada por la incrustación del apuntalante.

5.2.1. Determinación del exponente de declinación variable y la tasa de declinación inicial

A partir de la ecuación (B.7) del apéndice B, y graficando el $\log D$ vs el $\log t$, aplicando regresión lineal de mínimos cuadrados, mostrado en el apéndice C, se obtiene la pendiente y la ordenada al origen de la línea de tendencia. Con la pendiente y ordenada al origen se calcula el exponente de declinación variable, a , y la tasa de declinación inicial, D_0 , respectivamente, de la siguiente manera:

$$a = -m \quad (5.3)$$

$$D_0 = \frac{10^b}{(1-a)} \quad (5.4)$$

Estos parámetros junto con el gasto inicial q_0 son los necesarios para aplicar la ecuación de declinación variable.

Aplicación del modelo de declinación exponencial variable a campos de la cuenca de Burgos

La cuenca de Burgos es la principal provincia productora de gas no asociado del país con un alto potencial en formaciones de lutitas de edad del Jurásico y Cretácico. Estas formaciones se correlacionan con las cuencas Eagle Ford, Haynesville y Bossier de Estados Unidos donde se han desarrollado con la perforación de pozos horizontales y el fracturamiento hidráulico multi-etapa mostrando éxito en la recuperación de gas no asociado.(20)

Se seleccionó la cuenca de Burgos para aplicar el modelo de declinación exponencial variable y de declinación exponencial, el análisis se hizo dejando fuera el último año de producción registrado de cada campo para compararlo con el pronóstico de ambos modelos así poder evaluar y comparar los resultados.

Los campos seleccionados fueron los campos Emergente, Forcado, Habano y Mandarín, los datos tomados de la Comisión Nacional de Hidrocarburos confirman que han sido desarrollados por pozos horizontales y fracturamiento multi-etapa esto es porque presentan un comportamiento de altos gastos seguidos de una fuerte declinación de producción. Los datos también muestran cierres o interrupciones en la producción y así mostrar otro perfil de declinación. Otro criterio de selección de los campos es que estos no tuvieran más de cinco pozos productores durante todo el desarrollo del campo.

6.1. Provincia de Burgos

La exploración de esta cuenca se da por el desarrollo petrolero que presentó el estado de Texas de EUA en los años 1920 al descubrir campos productores de aceite y gas, estos descubrimientos fueron el primer indicio de las semejanzas geológicas en el noreste de México. Burgos inicia la producción de gas natural a partir de yacimientos convencionales de areniscas en 1945, sin embargo, sus complejas características provocaron una rápida declinación. En los años 90 se inició una segunda fase de desarrollo con la perforación de nuevos pozos. La exploración y desarrollo de recursos no convencionales dentro de la cuenca de Burgos inició en el 2010 con el objetivo de corroborar la continuidad de la formación Eagle Ford en México con el pozo Emergente-1.

6.1.1. Ubicación

La cuenca geológica de Burgos se localiza en el noreste de México entre los estados de Tamaulipas y Nuevo León y se extiende costa afuera hacia la plataforma continental como se observa en la **Figura 6.1.** (13)

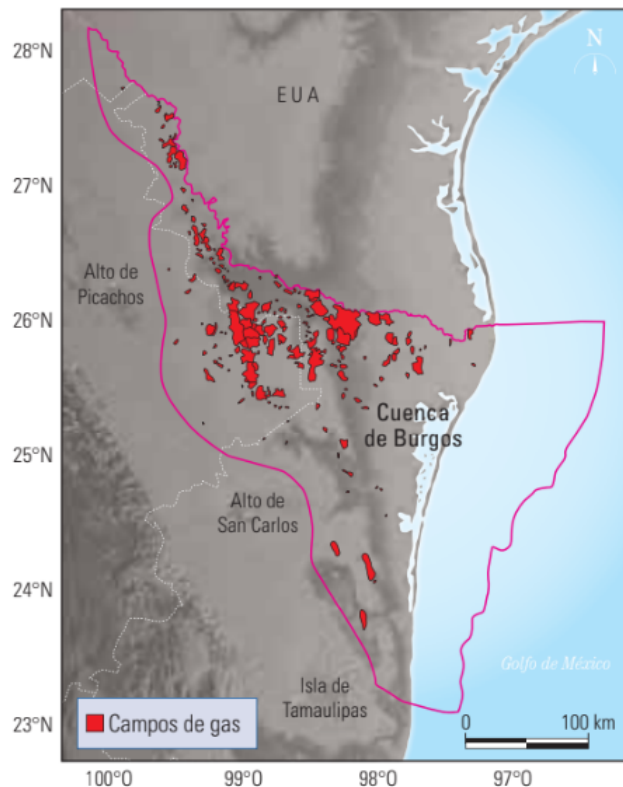


Figura 6.1: Ubicación de la cuenca de Burgos.(9)

6.1.2. Geología

La provincia de Burgos es una cuenca con rocas de edad del Jurásico y Cretácico. El origen de Burgos inicia con la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Temprano y se convirtió en una plataforma carbonatada restringida, con gruesas acumulaciones de sal que posteriormente formaron un despegue estructural regional y algunos diapiros aislados. La deformación estructural tuvo lugar durante la Orogenia Laramide (Cretácico Tardío), que generó un cierto grado de fallamiento e inclinación dentro de la cuenca. Sin embargo, esta cuenca sigue siendo estructuralmente relativamente simple y favorable para el desarrollo de los recursos en las lutitas orgánicas. El depósito de las lutitas continuó hasta el Kimmeridgiano y Titoniano.(13, 20)

Los dos principales objetivos en formaciones de lutita en Burgos son: el Cretácico (Turoniano) con la formación Agua Nueva el Jurásico-Titoniano con la formación Pimienta.(13)

En México el equivalente productivo de la formación Eagle Ford es la formación Agua Nueva, mientras que la formación Pimienta se correlaciona con la formación Haynesville al este de Texas. Antes del desarrollo directo a las lutitas, estas formaciones eran consideradas como las rocas madres del sistema petrolero.(13, 20)

6.1.2.1. Formación Agua Nueva

La formación Agua Nueva se encuentra en la ventana generadora de aceite y gas, con un COT de 1.0-3.0% y un kerógeno tipo II.(13) Es un play de hidrocarburos de lutitas ricas en carbonatos lo que la hace fácil y propensa a fracturarse. La mineralogía consiste de 40-60% de calcita, 10-30% de cuarzo y 0-20% de arcilla.(20)

La formación Agua Nueva a diferencia de la formación Eagle Ford en los EUA, cuenta con una estructura geológica más compleja, las cuencas de depósito de Texas y Louisiana son anchas y con buzamiento suave comparadas con la zona costera de México. Las cuencas costeras mexicanas son más angostas, discontinuas e interrumpidas estructuralmente. La compresión regional y las fallas relacionadas con la Sierra Madre han “Exprimido” la planicie costera. Al igual que Eagle Ford, Agua Nueva muestra tendencia a ser una roca frágil o dúctil, caracterizadas por una relación de Poisson bajo y un módulo de Young alto, esto favorece al fracturamiento hidráulico.(20)

6.1.2.2. Formación Pimienta

La formación Pimienta es productora de gas húmedo y gas seco registrando un COT de 1.0-5.5% y kerógeno tipo II-III. La formación Pimienta está compuesta por lutitas negras depositadas en el mar y calizas arcillosas, la mineralogía típica es de 70% de calcita, 1% de dolomita, 10% de cuarzo y 11% de arcilla ilita. La formación Pimienta es un Play no

convencional que se extiende a más de 80,000 km^2 desde el sur de Burgos y por toda la cuenca Tampico-Misantla. La formación Pimienta muestra tendencias a ser frágil y dúctil.(20)

6.1.3. Reservas

Las reservas probadas, probables y posibles de gas natural, aceite y petróleo crudo equivalente de la cuenca de Burgos al 1 de Enero del 2022 se muestran en la **Tabla 6.1**.

Gas natural Probadas (MMMpc)	900.38
Gas natural Probables (MMMpc)	1802.41
Gas natural Posibles (MMMpc)	620.4
Aceite Probadas (MMb)	2.96
Aceite Probables (MMb)	4.11
Aceite Posibles (MMb)	1.02
Petroleo crudo equivalente Probadas (MMbpce)	152.92
Petroleo crudo equivalente Probables (MMbpce)	187.81
Petroleo crudo equivalente Posibles (MMbpce))	107.28

Tabla 6.1: Reservas de la cuenca de Burgos al 1 de Enero del 2022. Fuente: CNH, 2022. (10)

Las reservas 1P, 2P y 3P de gas natural, aceite y petróleo crudo equivalente se observan en la **Figura 6.2**, **Figura 6.3** y **Figura 6.4**.

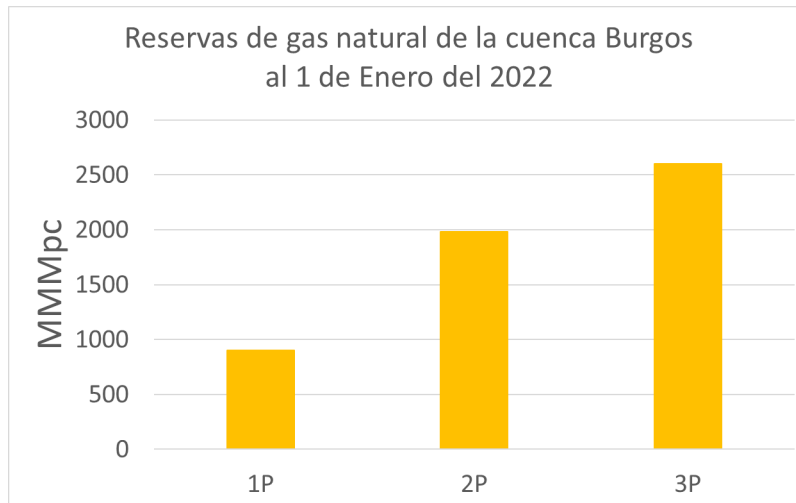


Figura 6.2: Reservas 1P, 2P y 3P de gas natural. Fuente: CNH, 2022. (10)

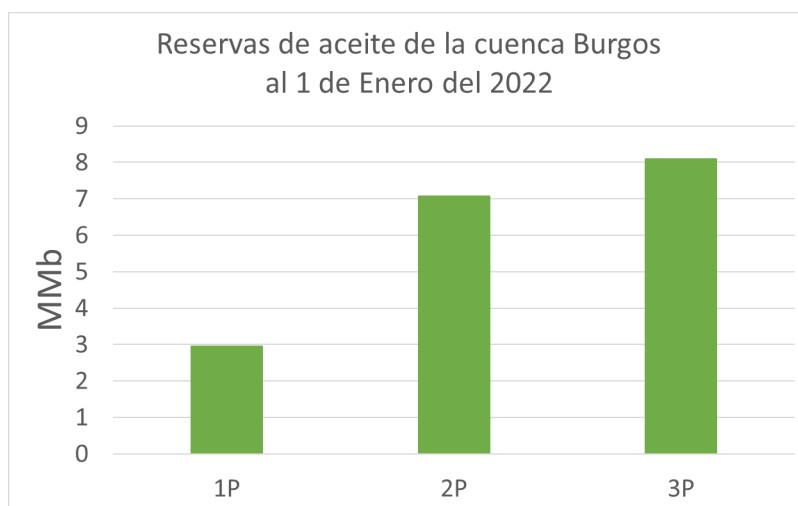


Figura 6.3: Reservas 1P, 2P y 3P de aceite. Fuente: CNH, 2022. (10)

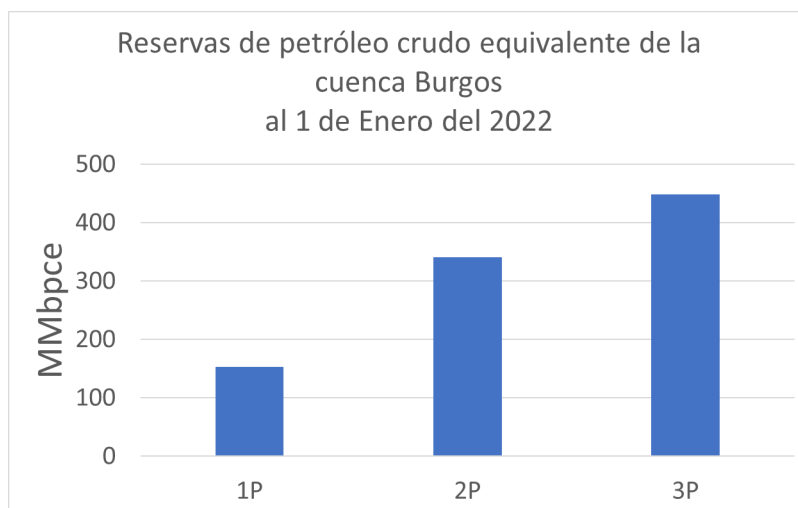


Figura 6.4: Reservas 1P, 2P y 3P de petróleo crudo equivalente. Fuente: CNH, 2022. (10)

6.2. Análisis de declinación exponencial y declinación exponencial variable a campos de Burgos

Los cuatro campos seleccionados para aplicar los análisis de declinación son: Emergente, Forcado, Habano, y Mandarín. Los datos se obtuvieron de la página de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en Marzo del 2022 (<https://produccion.hidrocarburos.gob.mx>). La ubicación de los campos se muestra en la **Figura 6.5**.

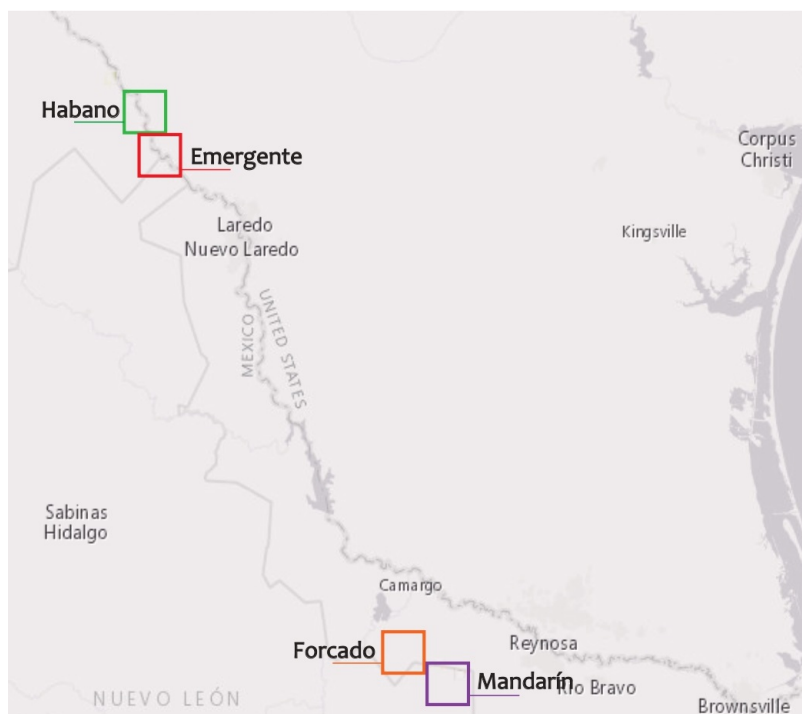


Figura 6.5: Ubicación de los campos Emergente (rojo), Forcado (anaranjado), Habano (verde) y Mandarin (morado). Fuente: CNH, 2022. (11)

Los campos Emergente y Habano pertenecen a la formación Eagle Ford-Agua Nueva dentro de los límites de los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. Los campos Forcado y Mandarin pertenecen se localizan en la formación Pimienta dentro de los estados de Nuevo León y Tamaulipas.

6.2.1. Consideraciones prácticas

Las principales consideraciones que se tomaron en cuenta para la aplicación de los modelos de declinación es la aplicación a nivel campo y el control de los datos usados.

6.2.1.1. Aplicación del modelo de declinación exponencial a nivel pozo

El modelo DEV es un modelo sencillo aplicable a pozos en yacimientos de lutitas que presenten cierre de las fracturas en el tiempo. Por lo tanto, es un modelo que si se aplica directamente a pozos que presenten el cierre de la fractura podría llegar a reproducir buenos resultados, esto es porque captura el efecto de cierre directamente. Para este trabajo no se considera los datos de producción directos de pozos por dos principales motivos: no se asegura que el pozo presente cierre de fracturas por incrustación y los perfiles de producción disponibles en la página de la Comisión Nacional de Hidrocarburos no presentan un perfil

definido de declinación o son de poca duración. Esto se muestra con el pozo Peña Blanca-100 mostrado en la **Figura 6.6** donde su periodo de producción es de 24 meses, iniciando en septiembre del 2016 hasta agosto del 2018.



Figura 6.6: Histórico de producción pozo Peña Blanca-100. Fuente: CNH, 2022. (11)

Los datos de producción usados son los de nivel campo, ya que muestran perfiles de declinación definidos y con suficientes datos para un análisis de curvas de declinación. Sin embargo, esto no es exacto ya que la producción a nivel campo con más de un pozo productor puede no presentar el efecto de declinación, es decir, que la producción registrada pertenezca a pozos con diferentes regímenes de flujo y diferentes magnitudes de gastos de producción opacando el comportamiento de declinación.

6.2.1.2. Control de calidad de los datos

Los datos de campos muestran algunos puntos fuera de la tendencia de declinación, cuando esto sucede, los datos que están fuera del comportamiento se eliminan del análisis para no alterar las ecuaciones de declinación o los pronósticos de producción.

6.2.2. Análisis del campo Emergente

El campo Emergente es un campo productor de gas no asociado. Inicia producción en Febrero de 2011 con el pozo Emergente-1, manteniéndose hasta la actualidad como el único pozo productor. Este pozo fue perforado en 2010 con el objetivo de corroborar la continuidad de la formación Eagle Ford y producir recursos no convencionales, se fracturó hidráulicamente en 17 etapas.(13, 20) El historico de producción del campo Emergente se observa en la **Figura 6.7**.

6.2 Análisis de declinación exponencial y declinación exponencial variable a campos de Burgos

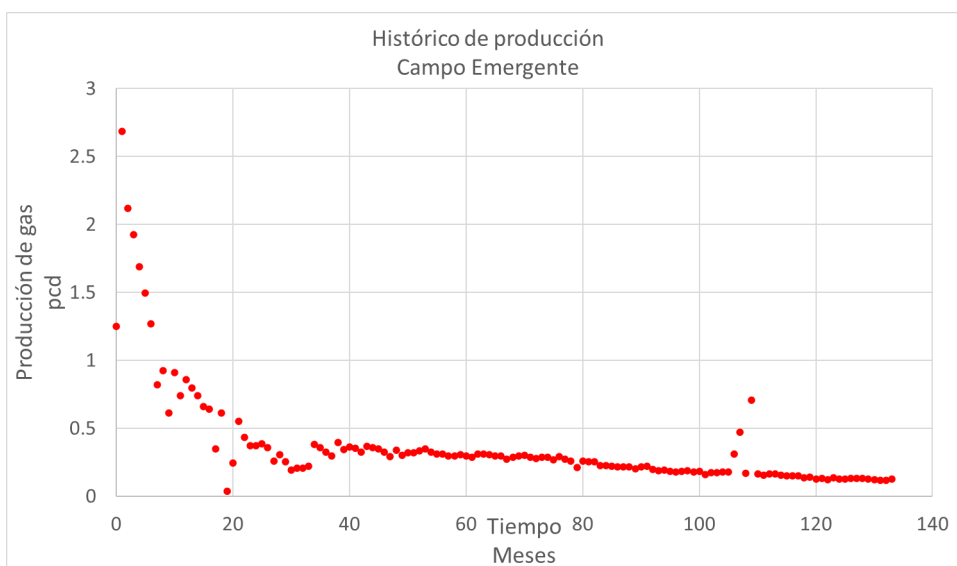


Figura 6.7: Histórico de producción del campo Emergente. Fuente: CNH, 2022. (11)

A este campo se le aplica un control de calidad de datos del histórico de producción para obtener los datos usados en el análisis del campo Emergente, mostrados en la **Figura 6.8**.

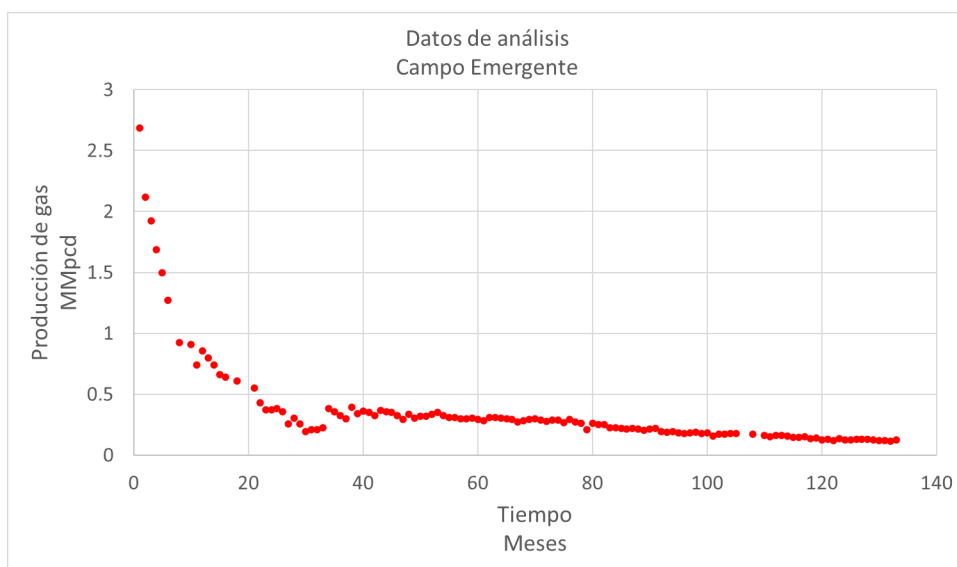


Figura 6.8: Etapa de declinación analizada del campo Emergente. Fuente: CNH, 2022. (11)

Este periodo de análisis dura 132 meses iniciando en marzo del 2011 ($t = 0$ meses) hasta diciembre del 2020 ($t = 118$ meses) dejando fuera los últimos 14 meses para realizar el pronóstico de producción.

6.2.2.1. Declinación exponencial del campo Emergente

La gráfica de $\ln q$ vs t se observa en la **Figura 6.9**. Los parámetros obtenidos de la línea de tendencia son:

$$q_0 = 693779 \text{ pcd}$$

$$D_0 = 0.01557 \text{ m}^{-1}$$

Por lo tanto, la ecuación de declinación exponencial corresponde a:

$$q = 693779e^{-0.01557 t}$$

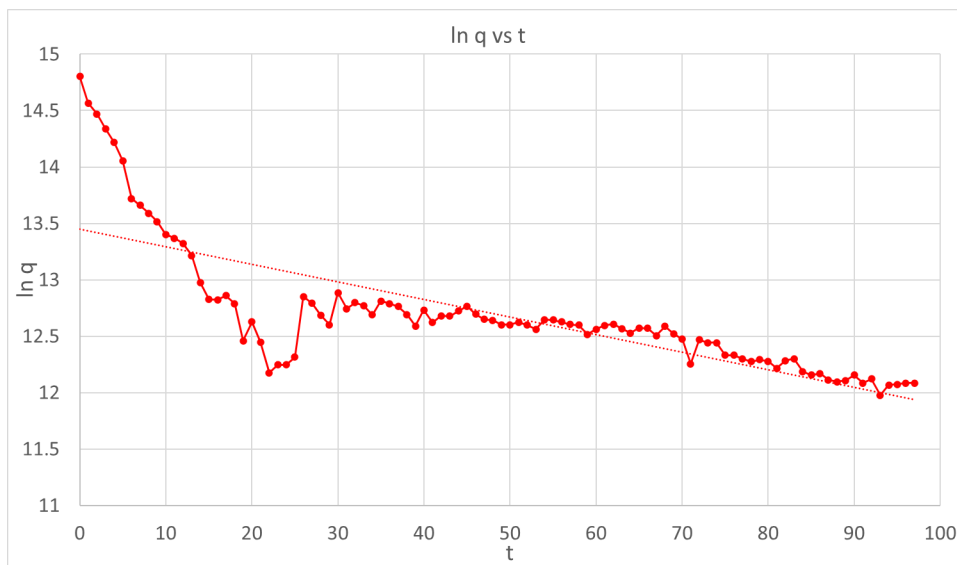


Figura 6.9: $\ln q$ vs t declinación campo Emergente.

6.2.2.2. Declinación exponencial variable del campo Emergente

La gráfica de $\log D$ vs $\log t$ se observa en la **Figura 6.10**. Los parámetros obtenidos de la línea de tendencia son:

$$D_0 = 0.83519 \text{ m}^{-1}$$

$$a = 0.67$$

Por lo tanto, la ecuación de declinación exponencial variable es:

$$q = 693779e^{-0.83519(1-0.67)}$$

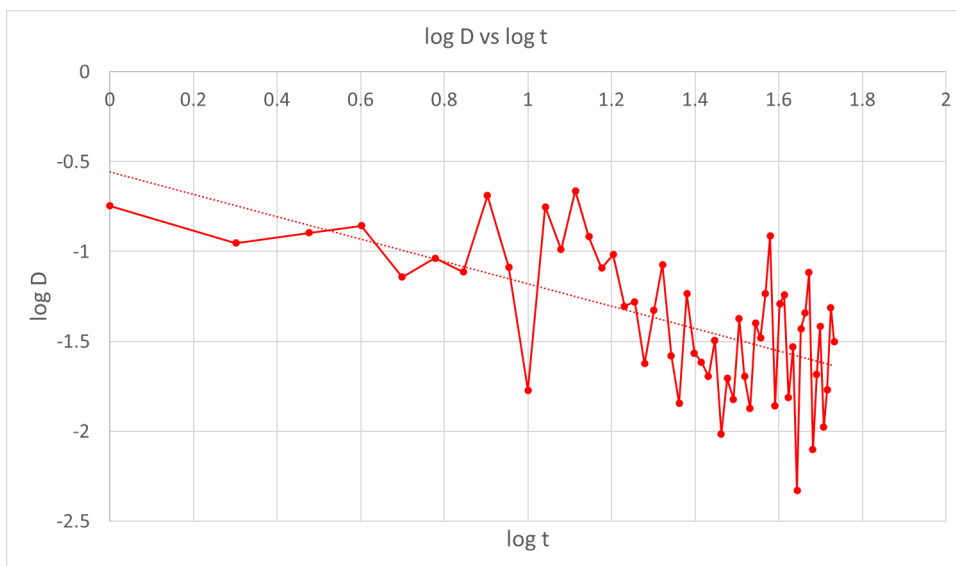


Figura 6.10: Gráfica $\log D$ vs $\log t$ de la declinación del campo Emergente.

6.2.2.3. Resultados y pronóstico de producción del campo Emergente

Usando las ecuaciones obtenidas del los análisis de declinación se generan las curvas de declinación exponencial y DEV para los datos del campo Emergente. Los resultados se muestran en la Figura 6.11.

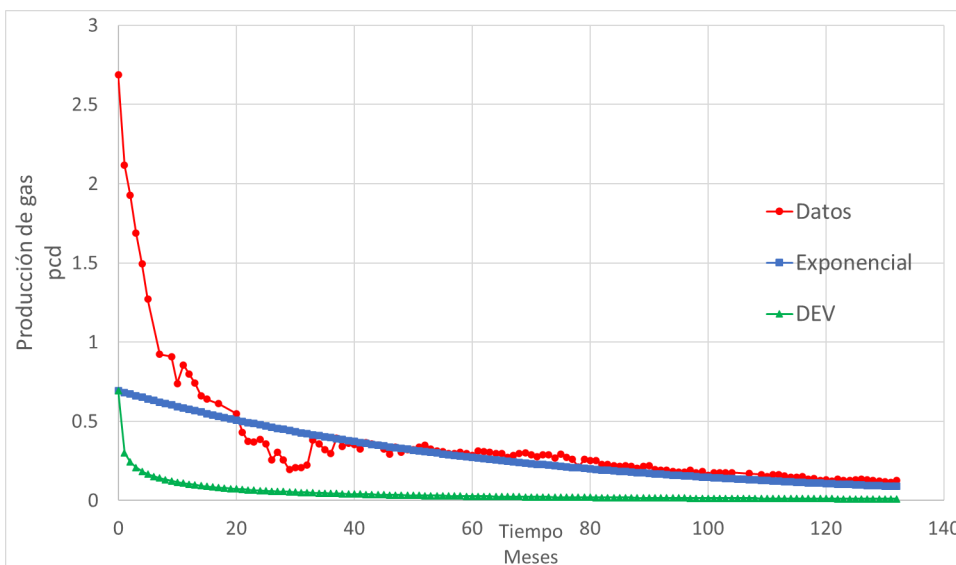


Figura 6.11: Datos de declinación, curva de declinación exponencial y curva de declinación exponencial variable del campo Emergente.

Los pronósticos de producción generados con los análisis de declinación exponencial y DEV junto con los errores obtenidos se observan en la **Tabla 6.2**.

Fecha	t_a	q_{real}	q_{Exp}	error	q_{DEV}	error
	<i>meses</i>	MMpcd	MMpcd	%	MMpcd	%
2021-ENE	118	0.139	0.1105	20.5	0.0295	78.78
2021-FEB	119	0.125	0.1088	12.96	0.0292	76.67
2021-MAR	120	0.132	0.1071	18.85	0.0288	78.15
2021-ABR	121	0.122	0.1055	13.56	0.0285	76.63
2021-MAY	122	0.135	0.1038	23.09	0.0282	79.11
2021-JUN	123	0.125	0.1022	18.22	0.0279	77.69
2021-JUL	124	0.126	0.1006	20.12	0.0276	78.11
2021-AGO	125	0.129	0.0991	23.18	0.0273	78.85
2021-SEP	126	0.133	0.0976	26.65	0.027	79.71
2021-OCT	127	0.129	0.0961	25.54	0.0267	79.3
2021-NOV	128	0.126	0.0946	24.94	0.0264	79.04
2021-DIC	129	0.121	0.0931	23.05	0.0261	78.41
2022-ENE	130	0.118	0.0917	22.31	0.0259	78.1
2022-FEB	131	0.116	0.0903	22.19	0.0256	77.95

Tabla 6.2: Pronóstico de producción del campo Emergente.

Los pronósticos indican que los dos modelos tienen un alto porcentaje de error a los datos reales registrados. Sin embargo, la producción real del campo muestra un comportamiento fijo y sin interrupciones o alteraciones, esto indica que en la etapa actual (si el comportamiento no se modifica) el modelo de declinación exponencial es el modelo que mejor ajusta al comportamiento de producción, esto es visible en las magnitudes del error comparadas con los errores del modelo DEV.

El modelo DEV queda por debajo del modelo de declinación exponencial debido por la tasa de declinación. La tasa de declinación correspondiente al análisis DEV es mayor que la tasa de declinación del análisis exponencial, esto indica que hay mayor pérdida de producción a lo largo del tiempo.

6.2.3. Análisis del campo Forcado

El campo Forcado es un campo productor de gas no asociado. Su producción inicia en noviembre del 2012 y actualmente el campo opera con 3 pozos: Forcado-1, Forcado-2DES y Forcado-3DES. El histórico de producción del campo se muestra en la **Figura 6.12**.

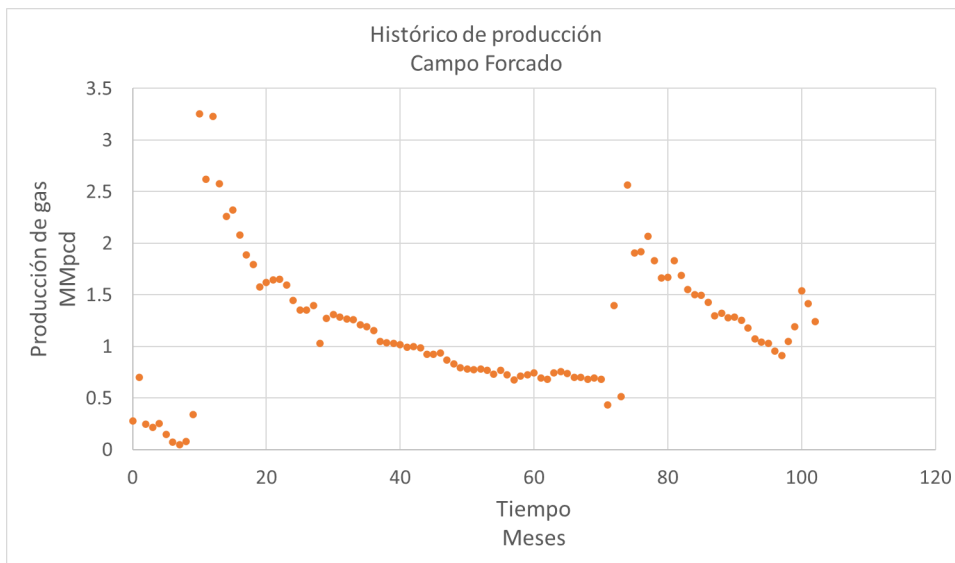


Figura 6.12: Histórico de producción del campo Forcado. Fuente: CNH, 2022. (11)

La etapa de declinación analizada es la segunda etapa que va de junio del 2014 ($t = 0$ meses) hasta julio del 2019 ($t = 61$ meses), la etapa de análisis se muestra en la **Figura 6.13**.

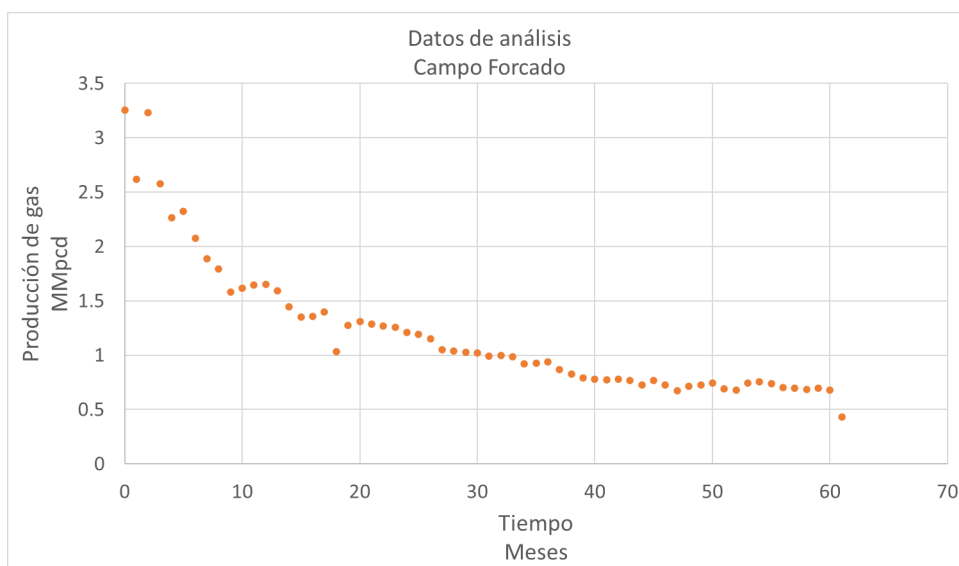


Figura 6.13: Etapa de declinación analizada del campo Forcado. Fuente: CNH, 2022. (11)

Sin embargo, la etapa a la que se aplica los análisis de declinación corresponde a solo los primeros 50 meses, es decir, hasta julio del 2019, $t = 49$ meses respectivamente, esto para pronosticar la producción de los últimos 12 meses.

6.2.3.1. Declinación exponencial del campo Forcado

La gráfica de $\ln q$ vs t se observa en la **Figura 6.14**. Los parámetros obtenidos de la línea de tendencia del gráfico son:

$$q_0 = 2340275 \text{ pcd}$$

$$D_0 = 0.0234 \text{ m}^{-1}$$

La ecuación de declinación exponencial corresponde a:

$$q = 2340275e^{-0.0234 t}$$

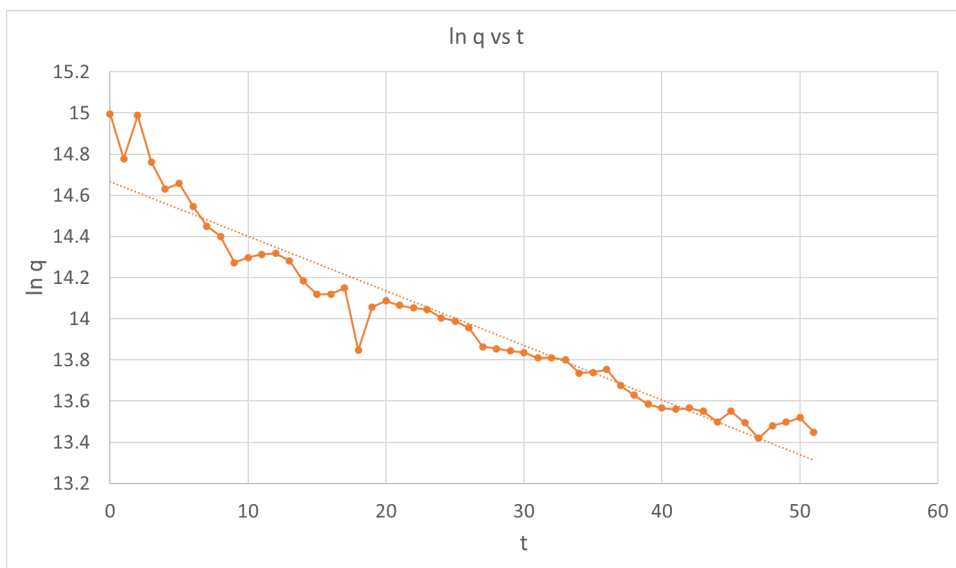


Figura 6.14: ln q vs t declinación campo Forcado.

6.2.3.2. Declinación exponencial variable del campo Forcado

La gráfica de $\log D$ vs $\log t$ se observa en la **Figura 6.15**. Los parámetros que se obtienen a partir de la línea de tendencia, estos son:

$$D_0 = 0.05756 \text{ m}^{-1}$$

$$a = 0.1971$$

La ecuación de declinación exponencial variable es:

$$q = 2340275e^{-0.05756t(1-0.1971)}$$

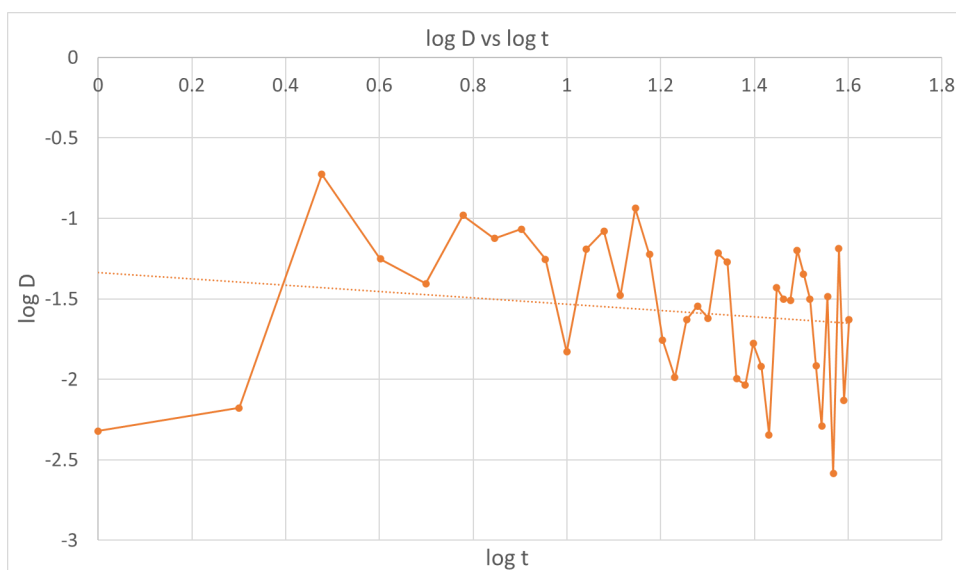


Figura 6.15: Gráfica $\log D$ vs $\log t$ de la etapa analizada del campo Forcado.

6.2.3.3. Resultados y pronóstico de producción del campo Forcado

Las curvas de declinación exponencial y de DEV aplicadas a los datos del análisis del campo Forcado se observan en la gráfica de la Figura 6.16.

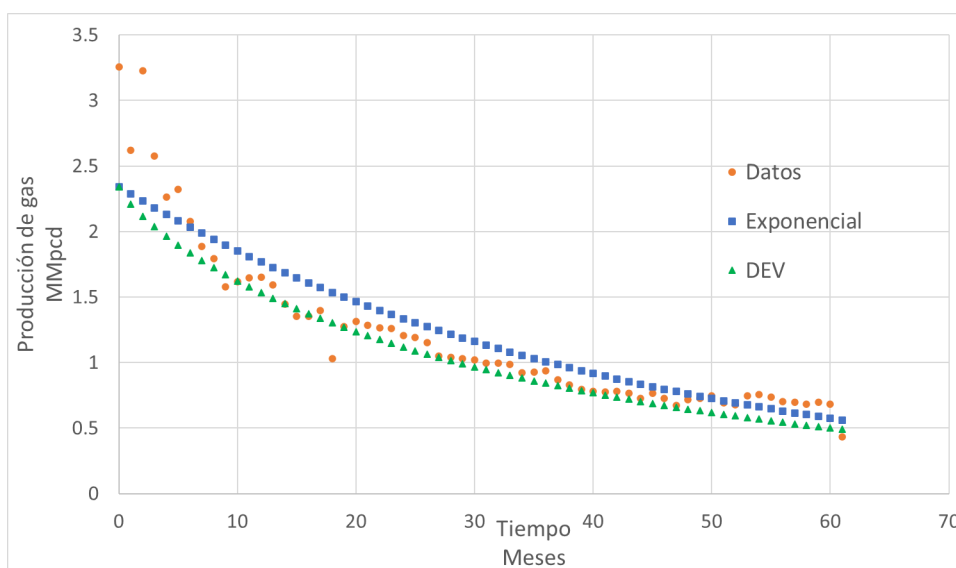


Figura 6.16: Datos de declinación, curva de declinación exponencial y curva de declinación exponencial variable del campo Forcado.

El pronóstico de producción obtenido con las ecuaciones de declinación exponencial y DEV y sus errores correspondientes se observan en la **Tabla 6.3**.

Fecha	t_a	q_{real}	q_{Exp}	error	q_{DEV}	error
	<i>meses</i>	MMpcd	MMpcd	%	MMpcd	%
2018-AGO	50	0.744	0.726	2.39	0.618	16.91
2018-SEP	51	0.693	0.709	2.37	0.605	12.69
2018-OCT	52	0.68	0.693	1.92	0.592	12.88
2018-NOV	53	0.744	0.677	9	0.58	22.04
2018-DIC	54	0.758	0.661	12.75	0.568	25.08
2019-ENE	55	0.737	0.646	12.34	0.556	24.55
2019-FEB	56	0.702	0.631	10.1	0.545	22.43
2019-MAR	57	0.698	0.617	11.67	0.533	23.59
2019-ABR	58	0.683	0.602	11.82	0.522	23.52
2019-MAY	59	0.695	0.588	15.35	0.512	26.39
2019-JUN	60	0.681	0.575	15.61	0.501	26.41
2019-JUL	61	0.433	0.561	29.66	0.491	13.38

Tabla 6.3: Pronóstico de producción del campo Forcado.

Los resultados gráficos muestran que el modelo DEV se ajusta muy bien a los datos durante los tiempos $t = 8$ meses (febrero del 2015) hasta $t = 48$ meses (junio del 2018), sin embargo, el pronóstico no replica los datos reales, esto puede ser asociado a que el pozo productor tuvo alteraciones en el programa de producción lo cual afecto al comportamiento de declinación registrado. Solo en la etapa del pronostico, el modelo que mejor replica la producción es el modelo de declinación exponencial mostrando errores pequeños comparados con el error del modelo DEV.

6.2.4. Análisis del campo Habano

El campo Habano es un campo productor de gas no asociado y condensados. El campo Habano inicia su desarrollo en el 2011 con la perforación del pozo Habano-1 con el objetivo de evaluar de los recursos no convencionales, se fracturó con 16 etapas, este pozo al contener grandes cantidades de gas justificó la perforación de los otros 3 pozos (Habano-2, Habano-21 y Habano-71). Sin embargo, el campo inicia la producción en en junio del 2013 y actualmente

el campo opera con los 4 pozos siendo horizontales y fracturados hidráulicamente. El histórico de producción del campo se muestra en la **Figura 6.17**.

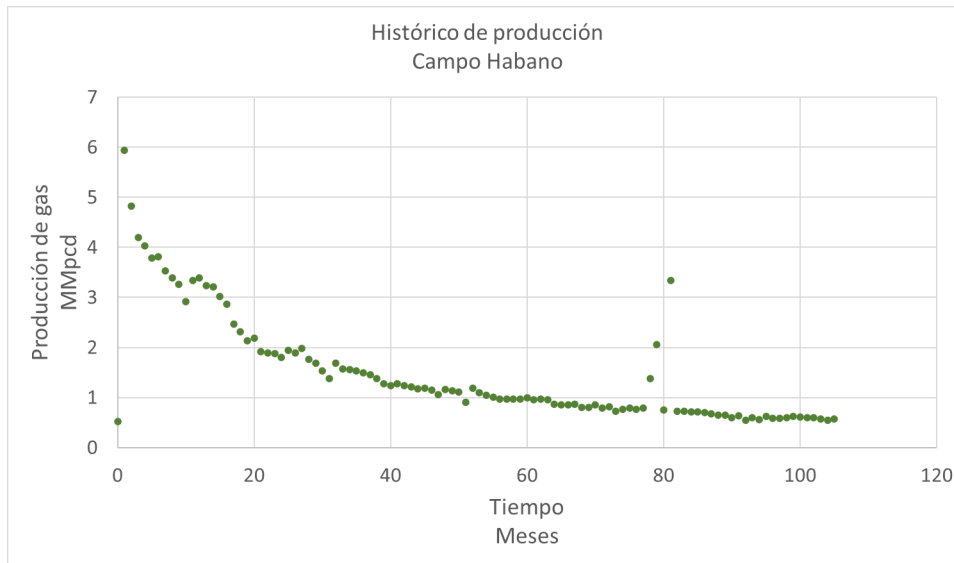


Figura 6.17: Histórico de producción del campo Habano. Fuente: CNH, 2022. (11)

El histórico de producción muestra que el campo ha operado sin intervenciones al estar drenando el volumen de gas estimulado por la red de fracturas. La primera fecha registrada (junio del 2013) se elimina del análisis debido a que es producción de desarrollo. El análisis comprende desde el pico de producción, 5.939 $MMpcd$, en julio del 2013 ($t = 0$ meses) hasta febrero del 2022 ($t = 103$ meses); esta etapa tiene una duración de 104 meses, sin embargo, los análisis de declinación se aplican a los primeros 90 meses pronosticando los últimos 14 meses, correspondientes del año 2021, enero y febrero del 2022.

6.2.4.1. Declinación exponencial del campo Habano

La gráfica de $\ln q$ vs t se observa en la **Figura 6.18**. Los parámetros obtenidos de la línea de tendencia del gráfico son:

$$q_0 = 3620122 \text{ pcd}$$

$$D_0 = 0.02261 \text{ m}^{-1}$$

Por lo tanto, la ecuación de declinación exponencial es:

$$q = 3620122e^{-0.02261 t}$$

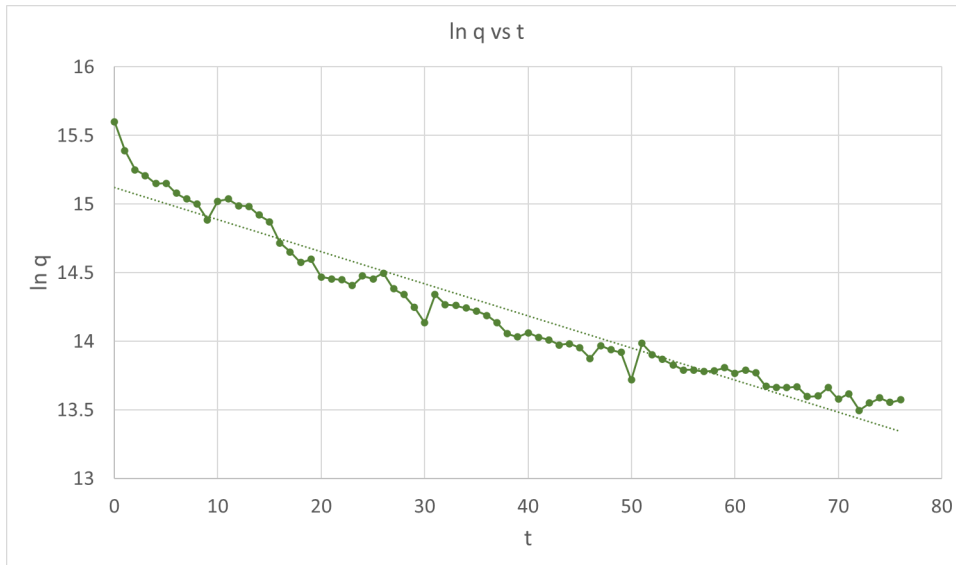


Figura 6.18: Gráfica $\ln q$ vs t de la declinación del campo Habano.

6.2.4.2. Declinación exponencial variable del campo Habano

La gráfica de $\log D$ vs $\log t$ se muestra en la **Figura 6.19**. Los parámetros obtenidos de la línea de tendencia son:

$$D_0 = 0.20188 \text{ m}^{-1}$$

$$a = 0.449$$

Por lo tanto, la ecuación de declinación exponencial variable es:

$$q = 3620122e^{-0.20188t^{(1-0.449)}}$$

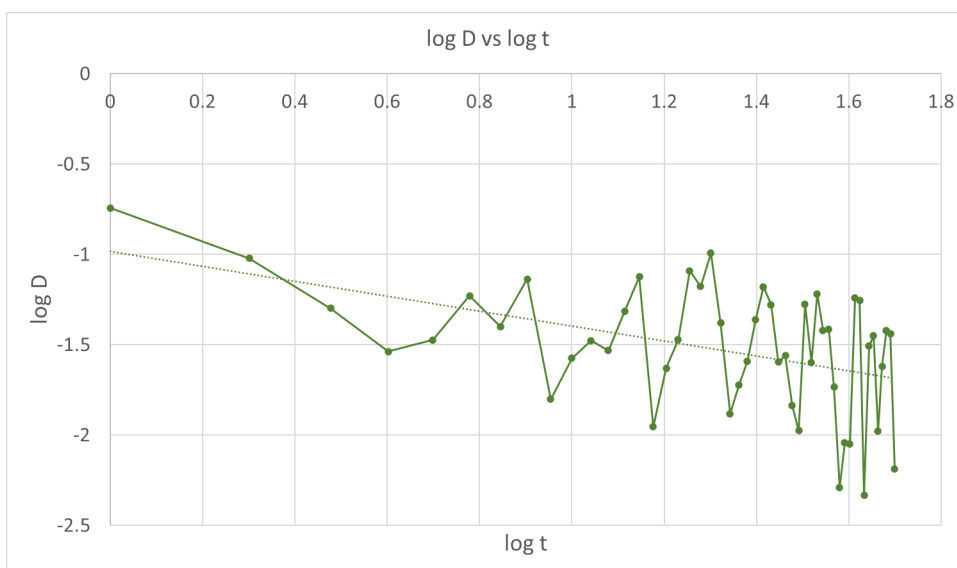


Figura 6.19: Gráfica $\log D$ vs $\log t$ de la declinación del campo Habano.

6.2.4.3. Resultados y pronóstico de producción del campo Habano

La curva de declinación exponencial y la curva de declinación exponencial variable obtenidos del análisis del campo Habano ajustadas a los datos se muestran en la Figura 6.20.

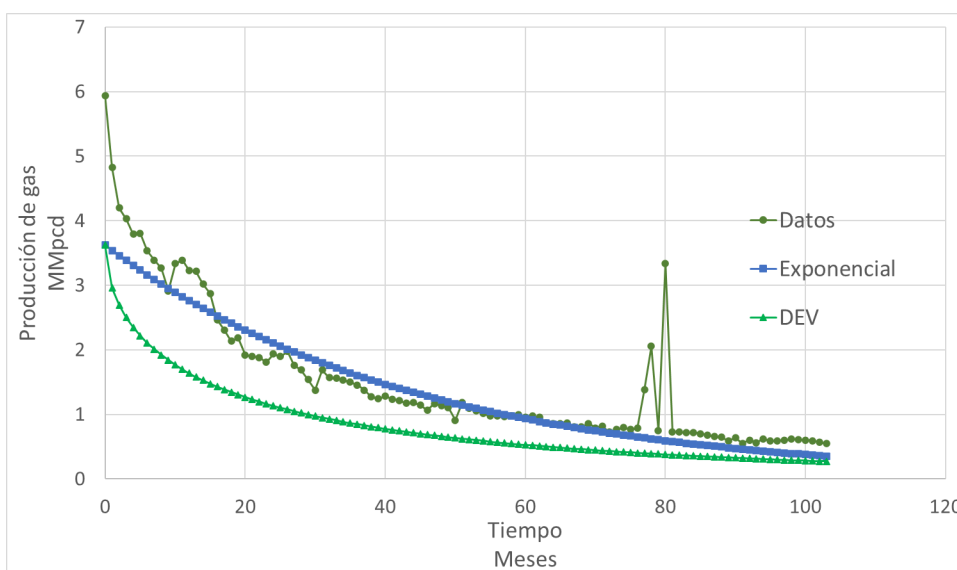


Figura 6.20: Datos de declinación, curva de declinación exponencial y curva de declinación exponencial variable del campo Habano.

Los pronósticos de producción y sus errores asociados se muestran en la **Tabla 6.4**.

Fecha	t_a	q_{real}	q_{Exp}	error	q_{DEV}	error
	<i>meses</i>	MMpcd	MMpcd	%	MMpcd	%
2021-ENE	90	0.638	0.4731	25.85	0.5363	15.94
2021-FEB	91	0.551	0.4625	16.06	0.5285	4.09
2021-MAR	92	0.603	0.4522	25.01	0.5208	13.63
2021-ABR	93	0.562	0.4421	21.34	0.5133	8.66
2021-MAY	94	0.62	0.4322	30.29	0.5059	18.4
2021-JUN	95	0.586	0.4225	27.9	0.4987	14.9
2021-JUL	96	0.591	0.4131	30.11	0.4916	16.82
2021-AGO	97	0.596	0.4038	32.24	0.4847	18.68
2021-SEP	98	0.619	0.3948	36.22	0.4778	22.81
2021-OCT	99	0.605	0.386	36.2	0.4711	22.13
2021-NOV	100	0.602	0.3773	37.32	0.4645	22.83
2021-DIC	101	0.593	0.3689	37.79	0.4581	22.75
2022-ENE	102	0.571	0.3607	36.82	0.4518	20.88
2022-FEB	103	0.546	0.3526	35.42	0.4455	18.4

Tabla 6.4: Pronóstico de producción del campo Habano.

Los resultados de las curvas de declinación y de los pronósticos de producción muestran que el mejor ajuste a la declinación del pozo es la declinación exponencial. Sin embargo, las fechas pronosticadas muestran que los modelos de declinación generan errores de magnitudes similares. El comportamiento de la curva DEV no replica el perfil de producción pero se observa que tiene un comportamiento similar a los datos registrados.

6.2.5. Análisis del campo Mandarín

El campo Mandarín es un campo productor de gas no asociado. Este campo inicia su producción en diciembre del 2012, actualmente el campo esta operando con un solo pozo, Mandarín-1. El histórico de producción del campo Mandarín se observa en la **Figura 6.21**.

6.2 Análisis de declinación exponencial y declinación exponencial variable a campos de Burgos

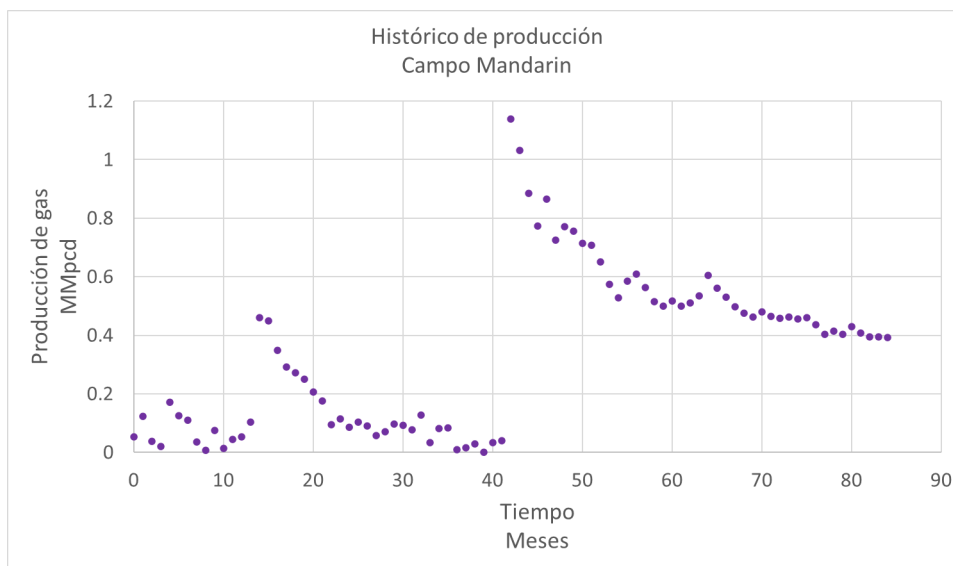


Figura 6.21: Histórico de producción del campo Mandarin. Fuente: CNH, 2022. (11)

La etapa de análisis del campo es la etapa de declinación actual, después de su pico de producción más alto en agosto del 2018 ($t=0$ meses) a diciembre del 2020 ($t=28$ meses), esta etapa tiene una duración de 29 meses. La etapa de análisis se muestra en la **Figura 6.22**.

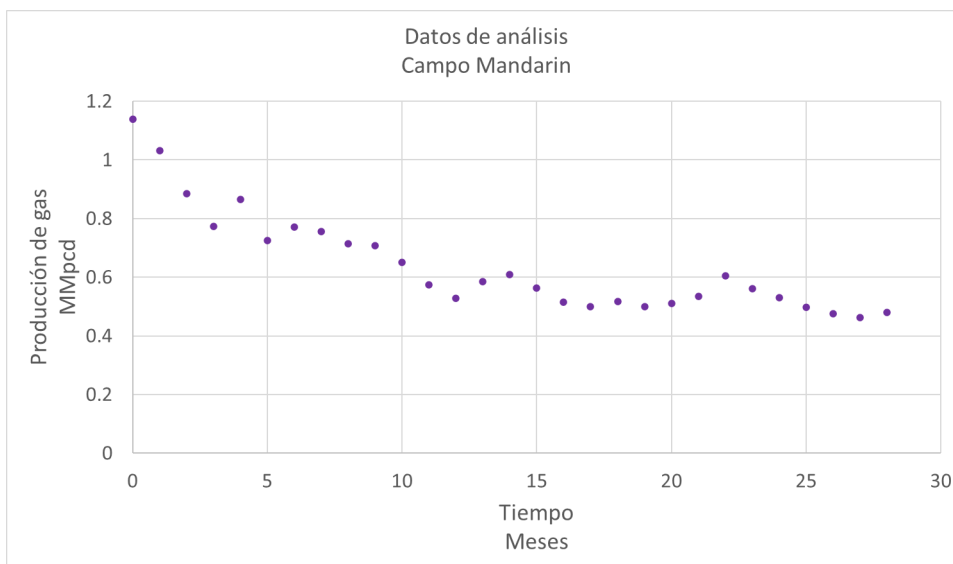


Figura 6.22: Etapa de declinación analizada del campo Mandarin. Fuente: CNH, 2022. (11)

6.2.5.1. Declinación exponencial del campo Mandarin

La gráfica de $\ln q$ vs t se observa en la **Figura 6.23**. Los parámetros obtenidos de la línea de tendencia del gráfico son:

$$q_0 = 887153 \text{ pcd}$$

$$D_0 = 0.02542 \text{ m}^{-1}$$

La ecuación de declinación exponencial es:

$$q = 887153e^{-0.02542t}$$

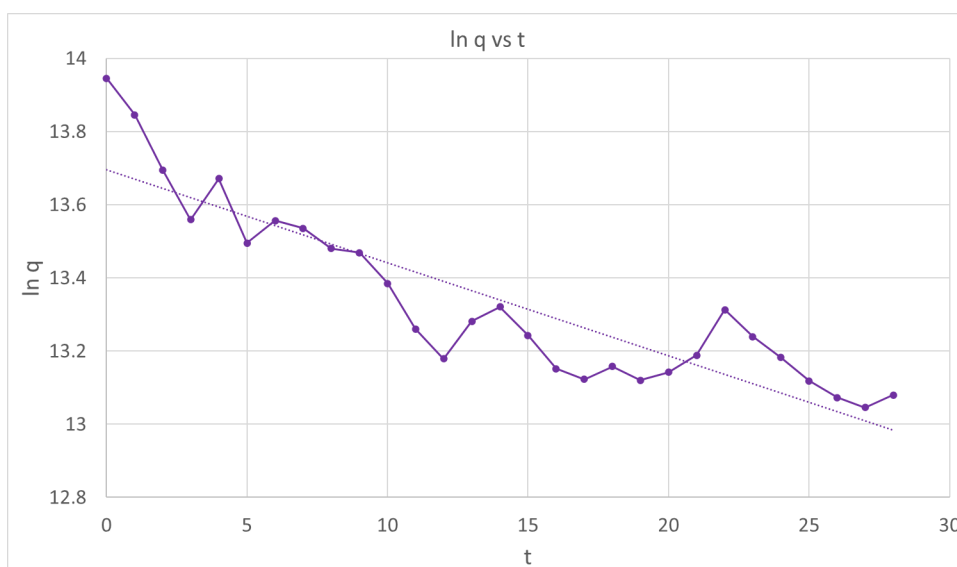


Figura 6.23: $\ln q$ vs t declinación campo Mandarin.

6.2.5.2. Declinación exponencial variable del campo Mandarin

La gráfica de $\log D$ vs $\log t$ se observa en la **Figura 6.24**. Los parámetros obtenidos de la línea de tendencia son:

$$D_0 = 0.14418 \text{ m}^{-1}$$

$$a = 0.393$$

La ecuación de declinación exponencial variable es:

$$q = 887153e^{-0.14418t^{(1-0.393)}}$$

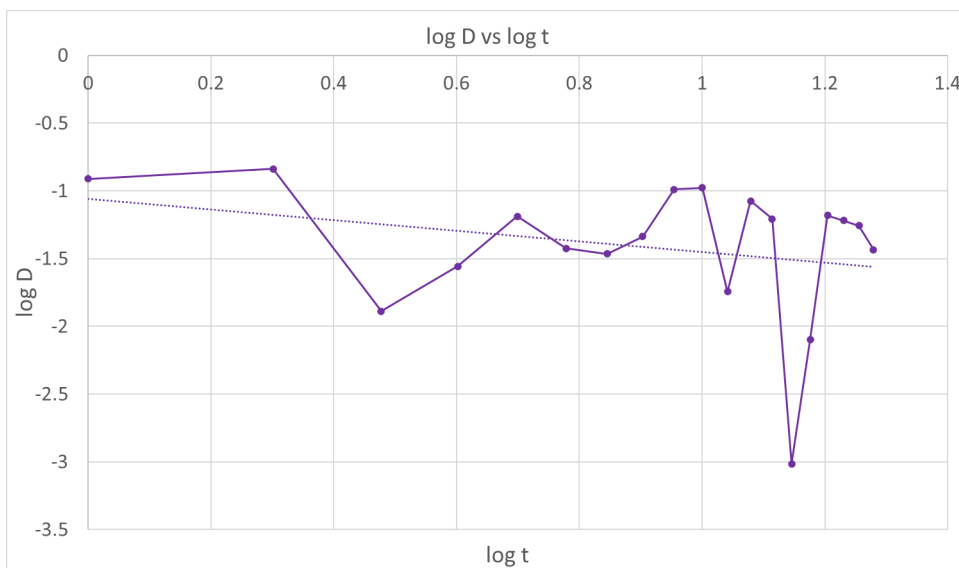


Figura 6.24: Gráfica $\log D$ vs $\log t$ de la declinación del campo Mandarin.

6.2.5.3. Resultados y pronóstico de producción del campo Mandarin

La curva de declinación exponencial y la curva de declinación exponencial variable ajustados a los datos del campo Mandarin se observan en la Figura 6.25.

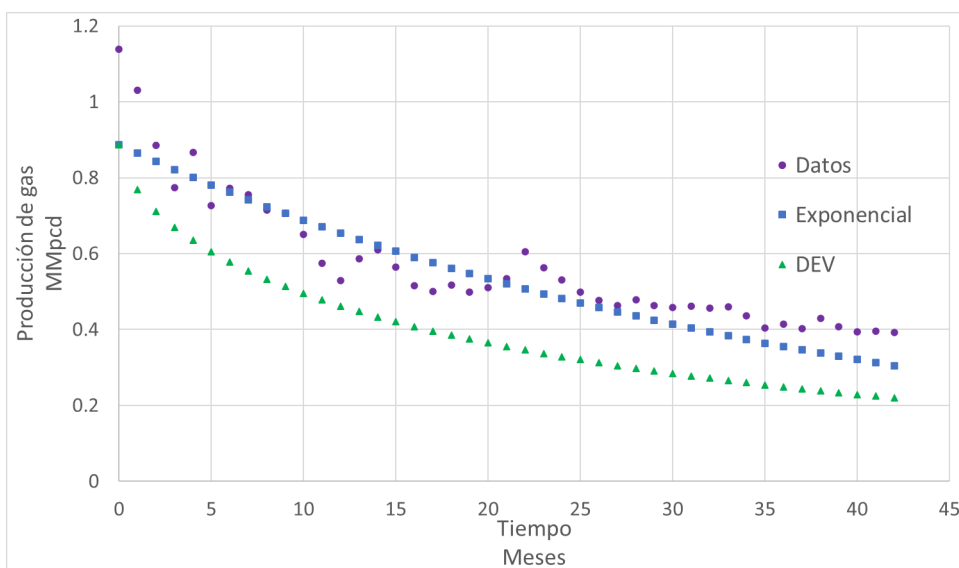


Figura 6.25: Datos de declinación, curva de declinación exponencial y curva de declinación exponencial variable del campo Mandarin.

Los pronósticos de producción generados por los modelos de declinación exponencial y DEV con sus respectivos errores se observan en la **Tabla 6.5**.

Fecha	t_a	q_{real}	q_{Exp}	error	q_{DEV}	error
	<i>meses</i>	MMpcd	MMpcd	%	MMpcd	%
2021-ENE	29	0.464	0.4245	8.52	0.2912	37.24
2021-FEB	30	0.458	0.4138	9.65	0.2845	37.87
2021-MAR	31	0.462	0.4034	12.68	0.2781	39.8
2021-ABR	32	0.457	0.3933	13.94	0.2719	40.5
2021-MAY	33	0.46	0.3834	16.65	0.2659	42.19
2021-JUN	34	0.436	0.3738	14.27	0.2601	40.34
2021-JUL	35	0.404	0.3644	9.8	0.2545	37
2021-AGO	36	0.414	0.3553	14.19	0.2491	39.83
2021-SEP	37	0.403	0.3464	14.06	0.2438	39.5
2021-OCT	38	0.429	0.3377	21.29	0.2387	44.35
2021-NOV	39	0.408	0.3292	19.32	0.2338	42.69
2021-DIC	40	0.394	0.3209	18.55	0.229	41.87
2022-ENE	41	0.395	0.3129	20.79	0.2244	43.19
2022-FEB	42	0.393	0.305	22.38	0.2199	44.05

Tabla 6.5: Pronóstico de producción del campo Mandarín.

Los pronósticos de producción del campo Mandarín muestra que el mejor ajuste a los datos del campo es la declinación exponencial con magnitudes de error bajas comparadas con el modelo DEV. Sin embargo, el comportamiento de los datos reales se parece mucho al comportamiento generado por el modelo DEV.

Conclusiones

México tiene un importante potencial de gas en yacimientos de lutitas en la provincia de Burgos. Estos campos se posicionan como las principales alternativas para satisfacer la demanda nacional de gas natural, sin embargo, actualmente el desarrollo de estos campos requieren de técnicas y tecnologías precisas para su óptima explotación. El modelo presentado es una opción para generar perfiles y pronósticos de producción exclusivo para estos campos.

Los perfiles de producción de pozos en yacimientos de lutitas experimentan altas tasas de producción seguidas de declinaciones abruptas, el efecto de la conductividad dinámica es un factor que impacta directamente a la declinación y haciendo más severa la pérdida de productividad.

La incrustación se da en formaciones de lutitas por dos mecanismo de deformación de la roca: elástica y la de fluencia. Este fenómeno de cierre no se puede evitar, sin embargo, se puede reducir el impacto que tiene la incrustación sobre la pérdida de productividad, como usar apuntalantes de mayores diámetros, mayor densidad de granos dentro de la fractura y un programa de estrangulamiento controlado de producción.

El modelo de declinación exponencial variable es un modelo de curvas de declinación sencillo formulado a través del modelo de declinación exponencial de Arps y las fracturas de conductividad dinámica cierre de las fracturas por incrustación. Sin embargo, este modelo solo se aplica a pozos, yacimientos o campos que presenten una pérdida de producción ocasionado por cierre de fracturas.

El modelo DEV no determina a través de sus análisis el cierre de fractura. Puede llegar a buenos resultados solo con la parte numérica y estadística. Para determinar que la fractura se esta cerrando se deben usar otras fuentes de información, principalmente registros geofísicos de pozo: como registros sísmico, de densidad, de producción, rayos gamma, resonancia magnética nuclear, de imágenes, etc.

La aplicación del modelo de declinación exponencial variable no pronosticó la producción

satisfactoriamente en ninguno de los cuatro campos seleccionados, mostrando grandes magnitudes de error.

El análisis de declinación exponencial variable reprodujo satisfactoriamente el comportamiento de declinación del campo Forcado, sin embargo, al final no tuvo los resultados esperados en el pronóstico, ya que los datos reales se salen de la tendencia específicamente en el periodo pronosticado.

Una mejora que se puede hacer al estudio es aplicar el modelo a datos de producción de pozo que cuente con suficiente evidencia del cierre de la fractura.

Una área de oportunidad del modelo DEV es relacionar la tasa de declinación variable con la conductividad dinámica de la fractura. El gasto inicial es otra variable a mejorar, ya que en casos como el del campo Habano, el comportamiento es muy parecido a los datos reales, esto hace que la curva se vea “desplazada” hacia abajo. Si el gasto inicial fuera mayor, este comportamiento se reproduce.

Nomenclatura

$\Delta\sigma$	Cambio del esfuerzo regional, <i>psi</i>
$\Delta\sigma_{ef}(t)$	Cambio del esfuerzo efectivo dependiente del tiempo, <i>psi</i>
$\Delta P_P(t)$	Cambio de la presión de poro dependiente del tiempo, <i>psi</i>
$\Delta P_c(t)$	Cambio de la presión de cierre dependiente del tiempo, <i>psi</i>
\bar{x}	x promedio
\bar{y}	y promedio
a	Exponente de declinación variable, Adimensional
b	Ordenada al origen de la línea recta de tendencia
C_{fD}	Conductividad adimensional de la fractura, Adimensional
C_f	Conductividad de la fractura, $mD - ft$
D	Tasa de declinación, $Tiempo^{-1}$
D_0	Tasa de declinación inicial, $Tiempo^{-1}$
D_v	Tasa de declinación variable, $Tiempo^{-1}$
e_r	Error
$f(x_i)$	Función de x en el punto i -ésimo
h	Tamaño de paso
k	Permeabilidad de la formación, mD
k_f	Permeabilidad de la fractura, mD
m	Pendiente de la línea recta de tendencia
n	Exponente de declinación, Adimensional

N_P	Producción acumulada
q	Gasto de producción
q_0	Gasto de producción inicial
q_{DEV}	Gasto pronosticado por el modelo DEV, $MMpcd$
q_{Exp}	Gasto pronosticado por el modelo de declinación exponencial, $MMpcd$
q_g	Gasto de producción de gas, pcd
q_i	Gasto en el punto i
q_{obj}	Gasto de producción objetivo
q_o	Gasto de producción de aceite, bpd
R_n	Residuo n-ésimo
S_r	Suma de los errores al cuadrado
t	Tiempo
t_a	Tiempo de análisis, <i>meses</i>
t_{obj}	Tiempo objetivo, <i>Tiempo</i>
w	Ancho de la fractura, ft
x	Variable independiente
x_f	Media longitud de la fractura, ft
y	Variable dependiente

Bibliografía

- [1] COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. **Atlas la geológico recursos no convencionales (lutita gas/aceite)**, 2022.
- [2] A.M. DAYAL AND D. MANI. *Shale Gas Exploration and Environmental and Economic Impacts*. Candice Janco, 2017. 3, 4, 5, 7, 8
- [3] T. ALEXANDER, J. BAIHLY, C. BOYER, B. CLARK, G. WATERS, V. JOCHEN, J. CALVEZ, R. LEWIS, C. MILLER, J. THAELE, AND B. TOELLE. **Revolución del gas de lutitas**. *Oilfield Review SCHLUMBERGER*, **23**(3), 2012.
- [4] M.J. ECONOMIDES AND K. G. NOLTE. *Reservoir Stimulation*. Wiley, tercera edición, 2000.
- [5] J. WANG, W. LOU, AND Z. CHEN. **An Integrated Approach To Optimize Bottomhole-Pressure-Drawdown Management for a Hydraulically Fracture Well Using a Transient Inflow Performance Relationship**. Society of Petroleum Engineers, 2020.
- [6] A. KATENDE, L. O'CONNELL, A. RICH, J. RUTQVIST, AND M. RADONJIC. **A comprehensive review of proppant embedment in shale reservoirs: Experimentation, modeling and future prospects**. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **95**(2020;):29, nov 2021.
- [7] K.M.A.S. BANDARA, P.G. RANJITH, AND RATHNAWEERA. **Improved understanding of proppant embedment behavior under reservoir conditions: A review study**. 2019.
- [8] E. ALAGOZ, H. WANG, R.T. RUSSELL, AND M.M. SHARMA. **New Experimental Methods to Study Proppant Embedment in Shales**. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2020.
- [9] J. GUO AND Y. LIU. **Modeling of Proppant: Embedment Elastic Deformation and Creep Deformation**. Number SPE-157449. Society of Petroleum Engineers, 2012.

- [10] K. LI, Y. GAO, Y. LYU, AND M. WANG. **New Mathematical Models for Calculating Proppant Embedment and Fracture Conductivity**. Technical Report SPE-155954, 2015.
- [11] X. DING, F. ZHANG, AND G. ZHANG. **Modelling of time-dependent proppant embedment and its influence on tight gas production**. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2020.
- [12] J. HUANG, R. SAFARI, O. PEREZ, AND F. E. FRAGACHAN. **Reservoir Depletion-Induced and Proppant Embedment and Dynamic Fracture Closure**. Number SPE-195135-MS. Society of Petroleum Engineers, March 2019.
- [13] J.J. ARPS. **Analysis of Decline Curves**. Society of Petroleum Engineers, 1944.
- [14] T. AHMED. *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing, tercera edición, 2006.
- [15] I. GUPTA, C. RAI, C. SONDERGELD, AND D. DEVEGOWDA. **Variable Exponential Decline - Modified Arps to Characterize Unconventional Shale Production Performance**. (URTeC: 2902794), 2018.
- [16] M. CRUZ-LUQUE AND R. AGUILERA. **Eagle Ford and Pimienta Shales and in and Mexico: A and Case Study**. Technical Report SPE 189797, 2019.
- [17] VARIOS AUTORES. **WEC México 2010**. *Schlumberger*, 2010.
- [18] COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS: RESERVAS DE HIDROCARBUROS. <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx>, March 2022.
- [19] COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS: TABLERO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS. <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx>, March 2022.
- [20] RAYMOND P. CANALE STEVEN C. CHAPRA. *Numerical Methods for Engineers*. Mc Graw Hill, 2010.

Deducción de las ecuaciones de declinación

Usando la definición del exponente de declinación ((5.3)):

$$n = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{D} \right) \quad (\text{A.1})$$

Separando variables de la ecuación (A.1):

$$n dt = d \left(\frac{1}{D} \right) \quad (\text{A.2})$$

Definiendo los límites de integración, para tiempo $t = 0$ existe una tasa de declinación inicial; para tiempo $t = t$ se define una tasa de declinación D :

$$n \int_0^t dt = \int_{D_0}^D d \left(\frac{1}{D} \right) \quad (\text{A.3})$$

Integrando la ecuación (A.3) obtenemos:

$$\frac{1}{D} - \frac{1}{D_0} = nt \quad (\text{A.4})$$

Despejando D de la ecuación (A.4), obtenemos:

$$D = \frac{D_0}{1 + nD_0t} \quad (\text{A.5})$$

Definiendo una igualdad con la ecuación (5.1) y (A.5) se llega a la ecuación diferencial principal para curvas de declinación:

$$- \frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = \frac{D_0}{1 + nD_0t} \quad (\text{A.6})$$

A.1. Declinación armónica

La declinación armónica se da cuando el exponente de declinación es la unidad ($n = 1$). Sustituyendo esta igualdad en la ecuación (A.6) es:

$$-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = \frac{D_0}{1 + D_0 t} \quad (\text{A.7})$$

Separando la ecuación (A.7) es:

$$\frac{dq}{q} = - \left(\frac{D_0}{1 + D_0 t} \right) dt \quad (\text{A.8})$$

Definiendo los límites de integración:

$$\int_{q_0}^q \frac{dq}{q} = - \int_0^t \left(\frac{D_0}{1 + D_0 t} \right) dt \quad (\text{A.9})$$

El lado derecho de la ecuación (A.9) se puede integrar con un cambio de variable usando $u = 1 + D_0 t$, la ecuación (A.9) se expresa como:

$$\ln \left(\frac{q}{q_0} \right) = \ln(1 + D_0 t)^{-1} \quad (\text{A.10})$$

Reordenando la ecuación (A.10), la ecuación de la declinación armónica es:

$$q = \frac{q_0}{(1 + D_0 t)} \quad (\text{A.11})$$

A.2. Declinación hiperbólica

La declinación hiperbólica ocurre cuando el exponente de declinación varía de 0 a 1 ($0 < n < 1$). Separando las variables de la ecuación (A.6), obtenemos:

$$\frac{dq}{q} = - \left(\frac{D_0}{1 + n D_0 t} \right) dt \quad (\text{A.12})$$

Definiendo los límites de integración como:

$$\int_{q_0}^q \frac{dq}{q} = - \int_0^t \left(\frac{D_0}{1 + n D_0 t} \right) dt \quad (\text{A.13})$$

El lado derecho de la ecuación (A.13) se puede integrar con un cambio de variable usando $u = 1 + n D_0 t$, la ecuación (A.13) se expresa como:

$$\ln \left(\frac{q}{q_0} \right) = \ln(1 + n D_0 t)^{-\frac{1}{n}} \quad (\text{A.14})$$

Reordenando la ecuación (A.14), la ecuación de la declinación hiperbólica es:

$$q = \frac{q_0}{(1 + n D_0 t)^{\frac{1}{n}}} \quad (\text{A.15})$$

A.3. Declinación exponencial

La declinación exponencial se considera cuando el exponente de declinación es nulo ($n = 0$), la ecuación (A.6) queda como:

$$-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = D_0 \quad (\text{A.16})$$

Separando variables de la ecuación (A.16):

$$\frac{dq}{q} = -D_0 dt \quad (\text{A.17})$$

Definiendo los límites de integración como:

$$\int_{q_0}^q \frac{dq}{q} = -D_0 \int_0^t dt \quad (\text{A.18})$$

Integrando la ecuación (A.18)

$$\ln \left(\frac{q}{q_0} \right) = -D_0 t \quad (\text{A.19})$$

Aplicando exponencial a ambos lados de la ecuación (A.19)

$$\frac{q}{q_0} = e^{-D_0 t} \quad (\text{A.20})$$

Por último, la ecuación de la declinación exponencial es:

$$q = q_0 e^{-D_0 t} \quad (\text{A.21})$$

Deducción de la ecuación de declinación exponencial variable y la ecuación logarítmica de la tasa de declinación

Partiendo de la ecuación (5.1) obtenemos que la tasa de declinación variable se define como:

$$D_v = D_0 t^{-a} \quad (\text{B.1})$$

Sustituyendo D_v en la ecuación de declinación exponencial (Ecuación (4.8)):

$$q = q_0 e^{-(D_0 t^{-a})t} \quad (\text{B.2})$$

Desarrollando la ecuación (B.2) obtenemos la ecuación del modelo de declinación exponencial variable (Ecuación (5.2)) definida como:

$$q = q_0 e^{-D_0 t^{(1-a)}} \quad (\text{B.3})$$

Para obtener la forma logarítmica de la tasa de declinación se deriva la ecuación (B.3) respecto al tiempo, obteniendo:

$$\frac{dq}{dt} = -q_i D_0 (1-a) t^{-a} e^{-D_0 t^{(1-a)}} \quad (\text{B.4})$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación (B.4) por $-\frac{1}{q}$, obtenemos:

$$-\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = \frac{-q_0 D_0 (1-a) t^{-a} e^{-D_0 t^{(1-a)}}}{q} \quad (\text{B.5})$$

Sustituyendo la ecuación (5.1) en el lado izquierdo y la ecuación (B.3) en el denominador del lado derecho de la ecuación (B.5) se obtiene:

$$D = D_0 (1-a) t^{-a} \quad (\text{B.6})$$

Aplicando logaritmo y arreglando la ecuación (B.6) obtenemos:

$$\log D = \log[D_0(1 - a)] - a \log t \quad (\text{B.7})$$

Regresión de mínimos cuadrados

La regresión de mínimos cuadrados es una función de aproximación que se ajusta a la forma o tendencia general de los datos sin necesariamente hacer coincidir los puntos individuales como en la **Figura C.1**.

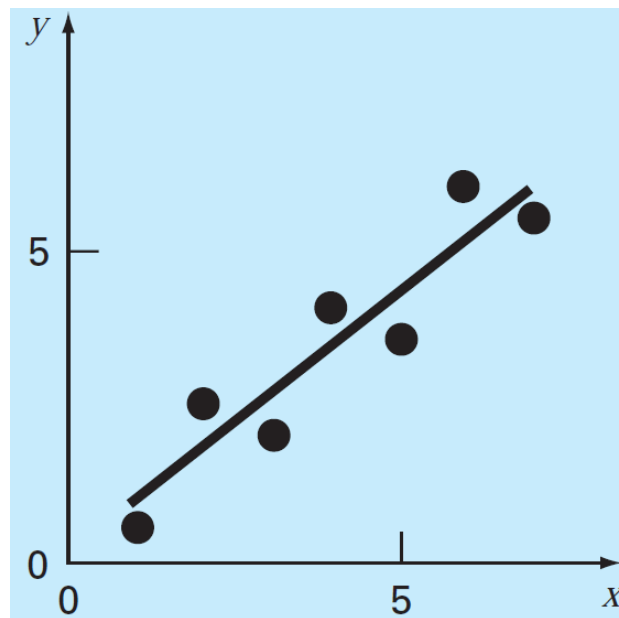


Figura C.1: Línea de tendencia aplicada a los datos (12).

Cualquier línea recta dibujada puede emular la tendencia de los datos, sin embargo, el criterio para ajustar la “mejor” curva es generar una curva que minimice la diferencia entre los puntos y la curva. Esta técnica es la técnica de regresión de mínimos cuadrados (12).

C.1. Regresión lineal

La regresión lineal consiste en ajustar una línea recta a un conjunto de datos: (x_1, y_1) , (x_2, y_2) , ..., (x_n, y_n) . La ecuación de la recta de tendencia es:

$$y = mx + b + e_r \quad (\text{C.1})$$

Donde e es el error o diferencia entre la línea de tendencia y los datos, despejando el error, e , de la ecuación (C.1) se obtiene:

$$e_r = y - b - mx \quad (\text{C.2})$$

Esto es, el error es la diferencia entre el valor real de y (de los datos) y el valor de y de la recta de tendencia.

El criterio para ajustar la “mejor” línea de tendencia es minimizar la suma de los cuadrados de los errores entre la y de los datos y la y calculada con el modelo lineal. Definiendo como k a todos los datos disponibles, la suma de los errores al cuadrado se define como:

$$S_r = \sum_{i=1}^k e_i^2 = \sum_{i=1}^k (y_{i,medida} - y_{i,modelo})^2 = \sum_{i=1}^k (y_i - b - mx_i)^2 \quad (\text{C.3})$$

Para encontrar los valores de m y b , se deriva la ecuación (C.3) con respecto a cada coeficiente:

$$\begin{aligned} \frac{\partial S_r}{\partial b} &= -2 \sum (y_i - b - mx_i) \\ \frac{\partial S_r}{\partial m} &= -2 \sum [(y_i - b - mx_i)x_i] \end{aligned}$$

A partir de aquí, todas las sumas van desde $i = 1$ hasta k . Para obtener el S_r mínimo, se igualan a cero las derivadas y desarrollando se obtiene:

$$\begin{aligned} 0 &= \sum y_i - \sum b - \sum mx_i \\ 0 &= \sum y_i x_i - \sum bx_i - \sum mx_i^2 \end{aligned}$$

Sustituyendo $\sum b = kb$, las ecuaciones se pueden expresar las ecuaciones como un sistema de ecuaciones lineales de dos variables (b y m) con dos incógnitas.

$$kb + \left(\sum x_i\right)m = \sum y_i \quad (\text{C.4})$$

$$\left(\sum x_i\right)b + \left(\sum x_i^2\right)m = \sum y_i x_i \quad (\text{C.5})$$

Las ecuaciones (C.4) y (C.5) son llamadas ecuaciones normalizadas. Resolviendo simultáneamente se obtiene:

$$m = \frac{k \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}{k \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2} \quad (\text{C.6})$$

Sustituyendo m de la ecuación (C.6) en la ecuación (C.4) se obtiene la ordenada al origen:

$$b = \bar{y} - m\bar{x} \quad (\text{C.7})$$

Donde \bar{y} y \bar{x} son los promedios de y y x .

Aproximación numérica de la primera derivada por diferencias finitas

Las diferencias finitas son expresiones matemáticas que aproximan una derivada de forma numérica. Las diferencias finitas son usadas en las ecuaciones diferenciales para resolver las derivadas numéricamente de cualquier orden. Las expresiones de las diferencias finitas se obtienen a partir de la serie de Taylor.

La serie de Taylor proporciona un medio para predecir el valor de una función en un punto en específico en términos del valor de la función y sus derivadas en otro punto cercano. El teorema establece que cualquier función suave se aproxima como un polinomio (12).

La serie de Taylor para puntos hacia adelante se define como:

$$f(x_{i+1}) = f(x_i) + f'(x_i)(x_{i+1} - x_i) + \frac{f''(x_i)}{2!}(x_{i+1} - x_i)^2 + \frac{f'''(x_i)}{3!}(x_{i+1} - x_i)^3 + \dots + \frac{f^{(n)}(x_i)}{n!}(x_{i+1} - x_i)^n + R_n \quad (\text{D.1})$$

El término R_n se le conoce como el residuo o el remanente, incluir este término a la serie de Taylor garantizamos que obtenemos $f(x)$ exacta. Para simplificar la serie de Taylor, se introdujo el tamaño de paso, h , este se define como:

$$h = (x_{i+1} - x_i) \quad (\text{D.2})$$

Sustituyendo la ecuación (D.2) en la ecuación (D.1) obtenemos:

$$f(x_{i+1}) = f(x_i) + f'(x_i)h + \frac{f''(x_i)}{2!}h^2 + \frac{f'''(x_i)}{3!}h^3 + \dots + \frac{f^{(n)}(x_i)}{n!}h^n + R_n \quad (\text{D.3})$$

La serie de Taylor para puntos hacia atrás se define como:

$$f(x_{i-1}) = f(x_i) - f'(x_i)h + \frac{f''(x_i)}{2!}h^2 - \frac{f'''(x_i)}{3!}h^3 + \dots - \frac{f^{(n)}(x_i)}{n!}h^n + R_n \quad (\text{D.4})$$

Donde el tamaño de paso h se define como:

$$h = (x_i - x_{i-1}) \quad (\text{D.5})$$

D.1. Diferencias finitas centrales

Las diferencias finitas centrales se obtienen al combinar las series de Taylor hacia adelante y hacia atrás truncadas. Las diferencias finitas centrales en el punto i usa los valores de la función en el punto $i + 1$ e $i - 1$.

La serie de Taylor hacia adelante truncando todos los términos después de la primera derivada es:

$$f(x_{i+1}) = f(x_i) + f'(x_i)h \quad (\text{D.6})$$

Mientras que la serie de Taylor hacia atrás truncando todos los términos después de la primera derivada es:

$$f(x_{i-1}) = f(x_i) - f'(x_i)h \quad (\text{D.7})$$

Restando la serie de Taylor truncada hacia atrás (ecuación (D.7)) de la serie de Taylor truncada hacia adelante (ecuación (D.6)) obtenemos:

$$f(x_{i+1}) - f(x_{i-1}) = 2f'(x_i)h \quad (\text{D.8})$$

Despejando $f'(x_i)$ de la ecuación (D.8) obtenemos:

$$f'(x_i) = \frac{df(x_i)}{dx} = \frac{f(x_{i+1}) - f(x_{i-1})}{2h} \quad (\text{D.9})$$

La ecuación (D.9) se le conoce como la fórmula de la primera derivada por diferencias finitas centrales. Gráficamente se observa en la **Figura D.1**.

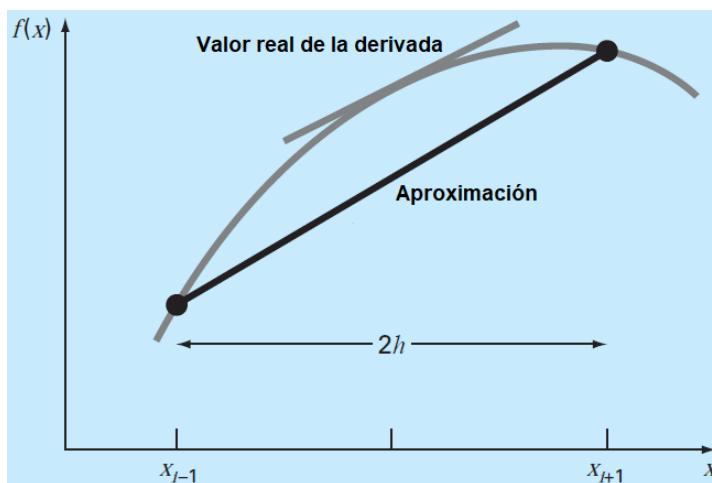


Figura D.1: Representación gráfica de la aproximación de la primera derivada por diferencias finitas centrales (12).

Las diferencias finitas centrales son las más precisas, ya que al reducir el tamaño del paso h , la línea secante se aproxima más rápido a la línea tangente del valor real de la derivada.

D.2. Aproximación de la tasa de declinación por diferencias finitas centrales

La primera derivada del gasto respecto al tiempo de la tasa de declinación, definida en la ecuación (4.1), se puede aproximar por diferencias finitas centrales. Definiendo la derivada del gasto respecto al tiempo con la ecuación (D.9) obtenemos:

$$\frac{dq}{dt} = \frac{q_{i+1} - q_{i-1}}{2h} \quad (\text{D.10})$$

Para el análisis de declinación el tamaño de paso, h , se define como la unidad debido a que los datos de producción son mensualmente, por lo tanto, sustituyendo $h = 1$ en la ecuación (D.10) se reduce a:

$$\frac{dq}{dt} = \frac{q_{i+1} - q_{i-1}}{2} \quad (\text{D.11})$$