

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE AJUSTE Y APLICACIÓN DE
CORRELACIONES PARA LA INYECCIÓN DE
NITRÓGENO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Cuevas R. Rob A.

CARACAS, OCTUBRE 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE AJUSTE Y APLICACIÓN DE CORRELACIONES PARA LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

TUTOR ACADÉMICO: DR. FREDDY PAZ
TUTOR INDUSTRIAL: ING. JULIO JIMÉNEZ

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Cuevas R. Rob A.

CARACAS, OCTUBRE 2002

DEDICATORIA

A mis padres,

para los que cada momento en mi vida cuenta,
para los que me han dedicado cada instante de la suya,
para ustedes que siempre han querido estar ahí en esos momentos,
para ustedes que me han guiado hasta aquí,
para ustedes que TANTO AMO.

A mi esposa,

para ti, que eres mi apoyo incondicional,
para ti, por ser lo que siempre he querido ser,
para ti, que has querido seguirme lado a lado,
para ti, que es muy poco si te digo que te quiero,
para ti, que TE AMO con mi vida.

A mi hija,

por brindarme la felicidad de ser tu padre,
por ser mi punto de partida para aprender a vivir,
por ser la más dulce inspiración que tenemos para enfrentar la vida,
por mostrarme un sol que nunca fui capaz de ver,
por ser nuestro motivo para luchar y sonreír,
porque TE AMO con mi vida.

AGRADECIMIENTOS

A Dios y la Virgen, por cuidar de mí y señalarme el camino de la dicha

A mi Mamá, por hacer de mi vida el recorrido de felicidad más placentero que cualquiera pudiera conocer. TE QUIERO, me has traído hasta aquí y nunca te voy a fallar

A mi Papá, por ser el ejemplo que he seguido en mi vida, y por el cual soy quien soy. TE QUIERO y siempre estaré para ti

A Elvira, por ser mi fuerza, mi apoyo, mi aliento, mi felicidad, mi vida. Todo es más fácil ahora que estoy contigo, cualquier momento es pleno al sentir que lo enfrentamos juntos, TE AMO

A Valeria, por ser mi hija, mi vida y el motivo que multiplica mis ganas de enfrentar el nuevo mundo que se abre para nosotros, y que vamos a recorrer de la mano, TE AMO

A mi hermano, por ser mi guía en todo momento desde que tengo uso de razón y por ser fuerza y apoyo en las buenas y en las malas. Espero que tú también me veas de la misma manera, y que no dejemos de acercarnos como lo hemos hecho hasta ahora, TE QUIERO y estoy en todo momento para ti

A mi sobrino, por ser fuente infinita de alegría, risas y felicidad desde que estás en casa

A Julio Jiménez, por su colaboración en el desarrollo de mi trabajo de grado, por su trato y profesionalidad. Gracias por ser mi guía en el transcurso del trabajo, sin tu ayuda no lo hubiese logrado

A Guillermo Calderón, por su trato y amabilidad, por estar ahí cada vez que acudí a él, por guiarme

Al Prof. Freddy Paz, por darme el beneficio de desarrollar mi trabajo de grado bajo su tutelaje, por su trato y por brindarme sus conocimientos

A Ivanka Kancev, por creer en mí y darme la oportunidad de desarrollar mi tesis de grado. Mi carrera será dedicada a muchas cosas, y entre ellas está no defraudarla en el ámbito profesional

A la familia Celli, por haberme abierto los brazos de forma tan especial como lo hicieron conmigo, por haberme aceptado y permitirme ser parte de su familia

A Imanaida y Juan Luis, por convertirse en los compañeros de estudio que estuvieron conmigo hasta el final, y que necesitaba desde el primer día que entré en la Facultad de Ingeniería. Por ofrecerme una amistad que tenía mucho tiempo que no veía, desinteresada y sincera, por tratarme como su hermano, por ser mis hermanos

A la profesora María Teresa Vives, por ser tan diligente para resolver los problemas del estudiantado, y en especial por dedicar parte de su tiempo para apoyarme y resolver los míos

A Adriana, por darme todo el apoyo cuando lo he necesitado, por tu preocupación por mis logros y por introducir en mi vida a mi nueva familia

A Leo, por darme muestra en los aspectos profesional y personal de cómo se puede ser una verdadera persona, por estar ahí en uno de los puntos más decisivos de mi vida, y porque de ahora en adelante estés para el resto de los momentos

A Arturo, por ser mi amigo y compañero en todo momento, por participar en los mejores y peores momentos de mi vida, y por un futuro en el cual volveremos a vernos y a compartir como antes

A la Escuela de Ingeniería de Petróleo y sus profesores, por haberme formado dentro de sus espacios e impartido sus conocimientos, y por convertirme en el profesional en que paso a convertirme de ahora en adelante

A Intevep, por facilitarme los medios y herramientas necesarias para llevar a cabo el desarrollo de éste mi trabajo de grado

A mis familiares, por ser parte de mi vida, y por compartir conmigo éste y todos los logros obtenidos

A mis amigos, por haber crecido a mi lado y por verme convertir en la persona que soy hoy en día

RESUMEN

El nitrógeno como gas de inyección se ha convertido a nivel mundial en una de las alternativas más atractivas dentro de los procesos de recuperación mejorada debido fundamentalmente a su disponibilidad y costo. Es por ello que en Venezuela se estudia su factibilidad de aplicación, por lo que se desarrolló una metodología que permite llevar a cabo un estudio corto y práctico de yacimientos prospectos a la inyección de nitrógeno para realizar una selección preliminar de los mismos.

La metodología fue estructurada a partir de datos de campo. Se utilizaron propiedades y características de la roca y los fluidos de yacimientos internacionales con aplicación de proyectos de inyección de nitrógeno. Se adaptaron modelos empleados en el análisis de otros procesos de recuperación mejorada con el fin de llevar a cabo el estudio de los yacimientos prospectos a inyección de nitrógeno y obtener su posterior evaluación. Entre estos métodos se mencionan, variación exponencial de diferencias, empleado para el estudio de yacimientos prospectos a la inyección de dióxido de carbono, el método de las características empleado en geología, geoquímica y geofísica y finalmente, el método para la evaluación de yacimientos sometidos a inyección continua de vapor.

Los yacimientos fueron clasificados de acuerdo al esquema de desplazamiento con nitrógeno al cual se encontraban sometidos, mediante el cual se conformaron dos grupos: miscibles (15) e inmiscibles (9). La metodología sugerida en este trabajo se desarrolló de manera independiente para ambos grupos, ya que las propiedades de los yacimientos difieren para cada tipo de desplazamiento. La misma se basa principalmente en evaluar los yacimientos mediante la asignación de un puntaje que varía entre 0 y 100, donde el primero de los puntajes representa el yacimiento de propiedades más desfavorables para llevar a cabo la inyección, mientras que el segundo representa el yacimiento con mayor potencial para su aplicación.

Finalmente, se estableció un criterio para recomendar la inyección de nitrógeno basado en este sistema de puntajes. Se sugiere se realice la inyección de nitrógeno en yacimientos que

obtengan una evaluación sobre 50 puntos, mientras que se recomienda un estudio más detallado para determinar si la inyección es aplicable en yacimientos que obtengan una evaluación por debajo de 50 puntos. De esta forma, el presente trabajo estableció una metodología general que sirve como breve guía para llevar a cabo el estudio de yacimientos prospectos a la inyección de nitrógeno, y de esta forma seleccionar aquellos en los que se recomienda sea desarrollado el proceso.

El presente estudio también generó una correlación empírica basado en el teorema de Buckingham-Pi para obtener un estimado del factor de recobro para un yacimiento partiendo de propiedades y características de la roca y los fluidos tales como: presión de yacimiento, tasa de inyección de gas, permeabilidad, área productora, viscosidad, porosidad, gravedad API, espesor del yacimiento y profundidad. De éstas, la propiedad de mayor influencia en el resultado arrojado es la gravedad API, cuya relación con el incremento del factor de recobro presenta una tendencia exponencial. La correlación generada presenta un error de aproximadamente 6% en el estimado del factor de recobro.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	I
AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN.....	V
ÍNDICE GENERAL.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
INTRODUCCIÓN.....	1
 CAPÍTULO I. ASPECTOS GENERALES DEL ESTUDIO.....	 2
1.1 Planteamiento del problema.....	2
1.2 Objetivo general.....	2
1.3 Objetivos específicos.....	2
1.4 Premisas.....	3
1.5 Limitaciones.....	3
 CAPÍTULO II. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	 4
2.1 Métodos de recuperación mejorada de petróleo.....	4
2.2 Elementos básicos de estadística.....	8
2.2.1 Medidas de Localización.....	10
2.2.2 Medidas de Variabilidad.....	13
2.3 Introducción a la inyección de gas.....	14
2.3.1 Tipos de Inyección.....	15

2.3.2	Mecanismos de Desplazamiento.....	17
2.4	Inyección de nitrógeno.....	24
2.5	Criterios de selección extraídos de la literatura para la inyección de nitrógeno.....	27
2.6	Métodos analíticos para la evaluación de yacimientos prospectos a la inyección de nitrógeno.....	31
2.7	Teorema de Buckingham-Pi.....	36
2.8	Simulación.....	37
 CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO.....		39
3.1	Recopilación de información.....	39
3.2	Clasificación de los yacimientos.....	39
3.3	Selección de las propiedades tomadas en cuenta para el desarrollo de la metodología	41
3.4	Criterio de selección preliminar.....	42
3.5	Métodos de evaluación.....	45
3.5.1	Método de Variación Exponencial de Diferencias.....	46
3.5.2	Método Estadístico.....	54
3.5.3	Método de las Características.....	56
3.5.4	Método Aproximado.....	62
3.5.5	Integración de los Métodos.....	63
3.6	Generación de correlaciones.....	64
 CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		78
4.1	Criterios de selección inicial.....	78

4.2	Métodos de evaluación.....	79
4.2.1	Método de Variación Exponencial de Diferencias.....	80
4.2.1.1	Esquemas de Desplazamiento Miscible.....	80
4.2.1.2	Esquemas de Desplazamiento Inmiscible.....	85
4.2.2	Método Estadístico.....	89
4.2.3	Método de las Características.....	93
4.2.4	Método Aproximado.....	95
4.2.5	Comparación de Resultados.....	98
4.2.6	Integración de los Métodos de Evaluación.....	101
4.2.7	Aplicación de la metodología a yacimientos nacionales.....	103
4.3	Resultados de las Correlaciones.....	106
CONCLUSIONES.....		110
RECOMENDACIONES.....		112
REFERENCIAS.....		113
GLOSARIO.....		116
APÉNDICES.....		122
Apéndice A. Histogramas de las Propiedades.....		122
Apéndice B. Desarrollo del Método de Variación Exponencial de Diferencias.....		130
Apéndice C. Tablas de "P".....		133
Apéndice D. Desarrollo del Método Estadístico.....		136
Apéndice E. Desarrollo del Método de las Características.....		139

Apéndice F. Desarrollo del Método de los Criterios.....	142
Apéndice G. Generación de correlaciones.....	146
Apéndice H. Bases de datos.....	156
 ANEXOS	 159
Anexo I. Archivo de Simulación: Caso Base Inmiscible.....	159
Anexo II. Archivo de Simulación: Caso Base Miscible.....	179

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Producción de petróleo mediante procesos de recuperación mejorada para el año 2000.	5
Figura 2. Métodos no convencionales de recobro adicional. (Según Farouq Alí y Thomas)	7
Figura 3. Histograma de frecuencia y frecuencia relativa.....	9
Figura 4. Histograma de frecuencia acumulada y acumulada relativa.....	9
Figura 5. Formas más comunes adoptadas por los histogramas.....	9
Figura 6. Posición de la media, mediana y moda en distribuciones simétricas y sesgadas.	11
Figura 7. Diagrama ternario para miscibilidad por condensación.....	21
Figura 8. Diagrama ternario para miscibilidad por vaporización.....	22
Figura 9. Separación de aire por membranas.....	27
Figura 10. Distribución normal de datos.....	43
Figura 11. Distribución dispersa de datos.....	43
Figura 12. Porcentaje acumulado para el espesor (procesos miscibles)	44
Figura 13. Ilustración de la malla empleada para las simulaciones.....	47
Figura 14. Histograma de Gravedad API del petróleo para proceso miscible.....	48
Figura 15. Comportamiento de la función de variación exponencial para la determinación de la constante "C".....	52

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Criterios para seleccionar el proceso de desplazamiento miscible según Stalkup	23
Tabla 2. Criterios de selección para inyección de nitrógeno y gas inmiscible del software PRIZE TM	28
Tabla 3. Criterios considerados para la inyección de nitrógeno según Taber et al.....	29
Tabla 4. Criterios de selección sugeridos por Clancy et al. para la inyección de nitrógeno	31
Tabla 5. Ejemplo de cómo se ordenan los yacimientos al aplicar el método aproximado	35
Tabla 6. Base de datos reducida (clasificación miscible)	40
Tabla 7. Base de datos reducida (clasificación inmiscible)	40
Tabla 8. Propiedades seleccionadas para el estudio.	41
Tabla 9. Unificación de los criterios de Taber, PRIZE y Clancy.....	42
Tabla 10. Intervalos definidos mediante uso de los percentiles.	45
Tabla 11. Condiciones de operación para las simulaciones.....	47
Tabla 12. Propiedades de los yacimientos de referencia para procesos miscible e inmiscible.....	49
Tabla 13. Intervalo de valores y sensibilidades (casos miscibles).....	49
Tabla 14. Intervalo de valores y sensibilidades (casos inmiscibles).....	50
Tabla 15. Valores óptimos y pésimos de las propiedades.	50
Tabla 16. Coeficientes de variación y sus inversos	54

Tabla 17. Valores de “P” para la permeabilidad.....	55
Tabla 18. Escala de evaluación de variables.....	56
Tabla 19. Permeabilidad (tabla de puntajes).....	57
Tabla 20. Gravedad API (tabla de puntajes).....	57
Tabla 21. Temperatura (tabla de puntajes).....	58
Tabla 22. Viscosidad (tabla de puntajes).....	58
Tabla 23. Presión del yacimiento (tabla de puntajes).....	59
Tabla 24. Porosidad (tabla de puntajes).....	59
Tabla 25. Espesor (tabla de puntajes).....	60
Tabla 26. Profundidad (tabla de puntajes).....	60
Tabla 27. Matriz Rij.....	63
Tabla 28. Evaluación final de los yacimientos	64
Tabla 29. Propiedades utilizadas en el desarrollo de las correlaciones	65
Tabla 30. Dimensiones básicas de las variables	66
Tabla 31. Valores para el desarrollo de mínimos cuadrados	73
Tabla 32. Comparación entre los criterios de selección sugeridos y la literatura.....	78
Tabla 33. Resultados de las sensibilidades para los casos miscibles.....	80
Tabla 34. Valores óptimos y pésimos de las propiedades (casos miscibles).....	83
Tabla 35. Peso de las propiedades según el método de variación exponencial. (casos miscibles).....	84
Tabla 36. Resultados del método de variación exponencial de diferencias (casos miscibles)	84
Tabla 37. Resultados de las sensibilidades para los casos inmiscibles.....	85

Tabla 58. Predicción del incremento del factor de recobro de yacimientos nacionales... 109

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la aplicación de métodos de recuperación mejorada se ha incrementado significativamente a nivel mundial con la finalidad de aumentar la producción de petróleo. Entre ellos, la inyección de gases no convencionales representa una de las opciones más prácticas y con gran potencial de recobro de petróleo.

La inyección de gas natural ha constituido durante años, uno de los procesos de recuperación secundaria exitosa mayormente empleados debido a su excelente eficiencia de desplazamiento microscópica reflejada en los recobros. A pesar de esto, la disponibilidad del gas natural no siempre es adecuada para llevar a cabo el proceso. Es por ello que en la búsqueda de sustitutos, el nitrógeno ha destacado, entre otros gases, debido fundamentalmente a su facilidad de obtención y bajo costo relativo.

El nitrógeno, como gas de inyección, está siendo estudiado actualmente para determinar su potencial aplicación en un importante número de yacimientos a nivel nacional. En consecuencia, varios modelos analíticos como el PRIzeTM se han desarrollado con el objetivo de evaluar la aplicabilidad del proceso en los dichos yacimientos. El presente estudio tiene como objetivo establecer una metodología que permita determinar criterios para la selección de yacimientos prospectos a la inyección de nitrógeno, mediante la adaptación de métodos que permiten extraer características de yacimientos en los cuales se ha implementado la inyección de nitrógeno, como método de recuperación mejorada.

Al mismo tiempo, el trabajo incluirá el desarrollo de correlaciones que permitan predecir el factor de recobro de un yacimiento al aplicar la inyección de nitrógeno, a partir de las propiedades de la roca y los fluidos presentes en un yacimiento dado. El desarrollo de estas correlaciones permite llevar a cabo un estimado del potencial de un yacimiento sometido a este tipo de proceso.

ASPECTOS GENERALES DEL ESTUDIO

1.1 Planteamiento del Problema

Actualmente existe a nivel nacional un gran número de yacimientos bajo estudio para implementar la inyección de nitrógeno como método de recuperación, y de esta forma incrementar el factor de recobro. Entre las alternativas manejadas para analizar los yacimientos se encuentran los estudios intensivos integrados que incluyen procesos de simulación, los cuales son costosos en tiempo y dinero, sobre todo si se aplican a todos los yacimientos. Es por ello que surge la necesidad de desarrollar un método que permita la evaluación rápida y confiable de los yacimientos prospectos.

1.2 Objetivo General

El presente trabajo tiene como objetivo el desarrollo de una metodología que permita la evaluación rápida y confiable de yacimientos prospectos a la inyección de nitrógeno partiendo de sus propiedades y características de la roca y los fluidos, así como generar correlaciones empíricas a partir de datos de campo, que permitan establecer una relación entre éstos y el factor de recobro asociado a un yacimiento dado.

1.3 Objetivos Específicos

- Evaluar un conjunto de yacimientos a nivel internacional en proyectos de inyección de nitrógeno partiendo de sus propiedades y características, mediante el uso de métodos analíticos.
- Establecer una metodología que permita determinar la potencial aplicación de un proceso de inyección de nitrógeno bajo un esquema de desplazamiento miscible o inmisible, en yacimientos de Venezuela.

- Desarrollar correlaciones empíricas que relacionen el factor de recobro con las propiedades y características del yacimiento.

1.4 Premisas

- Apoyo en una base de datos creada previamente de propiedades y características de la roca y los fluidos de yacimientos a nivel internacional en la aplicación de inyección de nitrógeno.
- Los métodos variación exponencial de diferencias, características y estadístico, han sido aplicados con éxito en la evaluación de yacimientos prospectos para llevar a cabo métodos de recuperación mejorada.

1.5 Limitaciones

- Dificultad para recopilar datos de factor de recobro de los yacimientos contenidos en la base de datos debido a la poca información disponible en la literatura.
- En el estudio de simulación llevado a cabo para desarrollar el método de variación exponencial de diferencias, no se realizaron sensibilidades para la viscosidad ni gravedad API debido a la disponibilidad de un único fluido para realizar las simulaciones.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Definición.^[1, 2]

La recuperación mejorada de petróleo (se utilizará la abreviatura RM para hacer referencia al término recuperación mejorada en este texto) se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más petróleo de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría consisten en inyección de gases, químicos líquidos o, en el uso de energía térmica. Entre los primeros, los más utilizados son: los hidrocarburos gaseosos, el CO₂, el nitrógeno y los gases de combustión. Entre los químicos líquidos se incluyen polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes y finalmente, los procesos térmicos los cuales se refieren al uso de vapor o agua caliente, o bien a la generación *in situ* de energía térmica mediante la combustión de petróleo en la roca yacimiento.

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el petróleo hacia un pozo productor. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca/fluido, debido posiblemente a mecanismos físicos y químicos, y a la inyección o producción de energía térmica, a fin de crear condiciones favorables para la recuperación del petróleo. Tales interacciones pueden, por ejemplo, dar lugar a una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de fases.

Cuando procesos de RM se han usado como una continuación de la recuperación secundaria, se les ha denominado procesos de recuperación terciaria. Sin embargo, en el caso de petróleos muy viscosos y lutitas petrolíferas, con muy poca o ninguna recuperación primaria ni secundaria, RM se referirá a las técnicas de recuperación de petróleo empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento, es decir, que no se restringe a una

fase particular: primaria, secundaria o terciaria. En otras palabras, el término se utiliza para eliminar la confusión entre el mantenimiento de presión, la recuperación secundaria y la recuperación terciaria. El mayor atractivo de estos métodos es que en los yacimientos que se están explotando todavía queda más de la mitad del petróleo original *in situ*, y su aplicación está dirigida a la extracción de dichas reservas. Sin embargo, su aplicación depende de los precios del petróleo y de las ganancias debido a que la tecnología de RM es muy compleja y costosa con respecto a otros procesos. A pesar de lo antes señalado, la utilización de estos métodos se ha incrementado debido a la declinación de las reservas de petróleo.

Potencial de los procesos de recuperación mejorada.

A finales del año 2000, la producción mundial de petróleo por procesos de recuperación mejorada alcanzó los 2 millones de barriles diarios, lo cual representa cerca del 3% de la producción mundial^[1]. La Figura 1 muestra la distribución de esta producción, en la cual destaca la de Estados Unidos como la más elevada del mundo, con un 39% de la misma demostrando el interés y la necesidad de este país por tales procesos. Se estima que en el año 2020 la RM representará el 50% de la producción mundial.

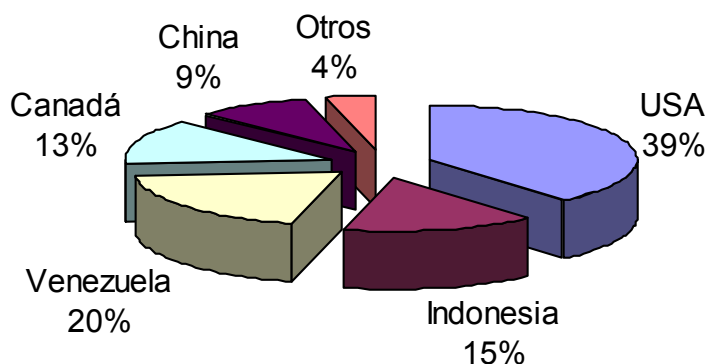


Figura 1. Producción de petróleo mediante procesos de RM para el año 2000.

Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.

Existen diferentes métodos de recobro no convencionales, de los cuales algunos aplican calor y otros no. Una clasificación de éstos métodos se muestra en la Figura 2 (página siguiente), donde los grandes grupos son térmicos y no térmicos. Los primeros son utilizados preferiblemente para crudos pesados, mientras que los métodos no térmicos se utilizan para crudos livianos aunque algunos pueden ser aplicables a crudos pesados, pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo. La geología de los yacimientos y las propiedades de los fluidos determinan cual método se debe usar, aún cuando los conocimientos fundamentales puedan descartarlos.

De la clasificación mostrada en la Figura 2 se procederá posteriormente a dar una explicación más detallada acerca de la inyección de nitrógeno, ya que el presente estudio está basado fundamentalmente en la inyección de este gas como proceso de recuperación mejorada.

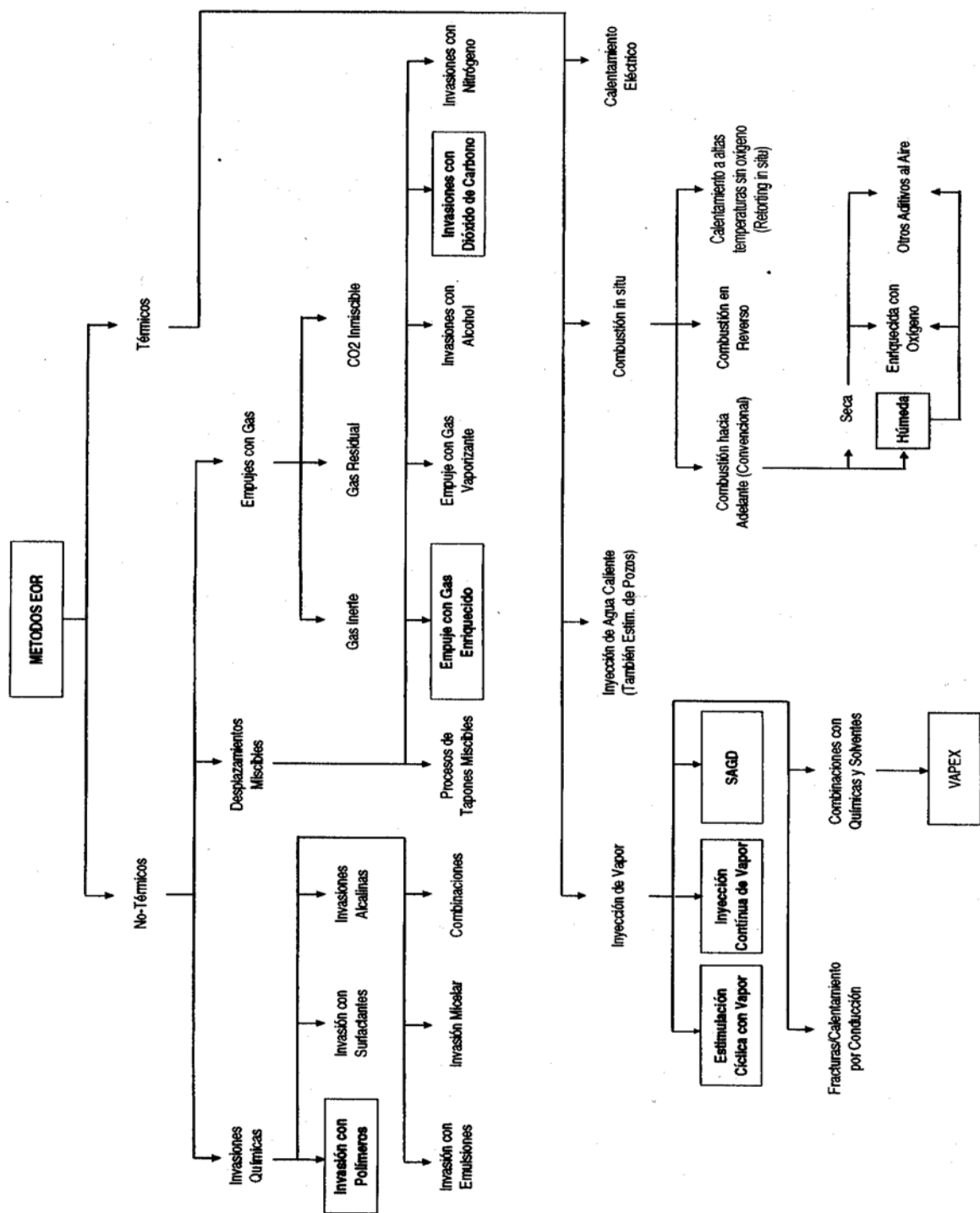


Figura 2. Métodos no convencionales de recobro adicional. (Según Farouq Alí y Thomas, resumidos por París^[1])

2.2 ELEMENTOS BÁSICOS DE ESTADÍSTICA. ^[3, 4]

Intervalo de clase.

Representa cada uno de los intervalos en que se ha decidido agrupar parcialmente los datos con el propósito de hacer un resumen de ellos.

Frecuencia (absoluta).

Número que cuantifica la cantidad de veces que se repite un dato o fenómeno en particular. El número de veces que se repite una clase se denomina frecuencia de clases.

Histogramas de datos cuantitativos.

Datos cuantitativos son aquellos cuya determinación está asociada a una unidad de medida. Como son, por ejemplo, los datos correspondientes a la estatura de las personas, el número de hijos por familia en determinada localidad, ingreso per cápita, etc.

El histograma de frecuencias es una representación visual de los datos en donde se evidencia fundamentalmente tres características:

1. Forma.
2. Acumulación o tendencia posicional.
3. Dispersión o variabilidad.

El histograma de frecuencias en sí, es una sucesión de rectángulos construido sobre un sistema de coordenadas cartesianas de la manera siguiente:

1. Las bases de los rectángulos se localizan en el eje horizontal. La longitud de la base es igual al ancho del intervalo de clase.

2. Las alturas de los rectángulos se registran sobre el eje vertical y corresponden a las frecuencias de las clases.
3. Las áreas de los rectángulos son proporcionales a las frecuencias de las clases.
4. Los histogramas pueden estar referidos a las frecuencias, a las frecuencias acumuladas o a las frecuencias relativas. (Ver Figuras 3 y 4)

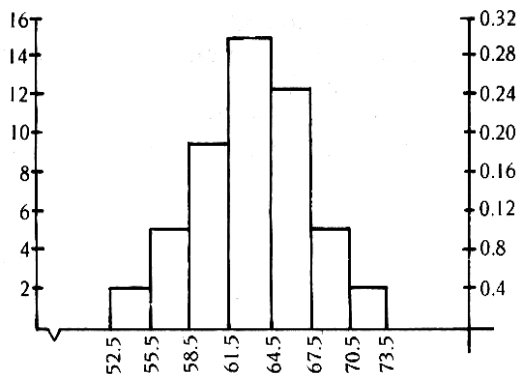


Figura 3. Histograma de frecuencia v frecuencia relativa.

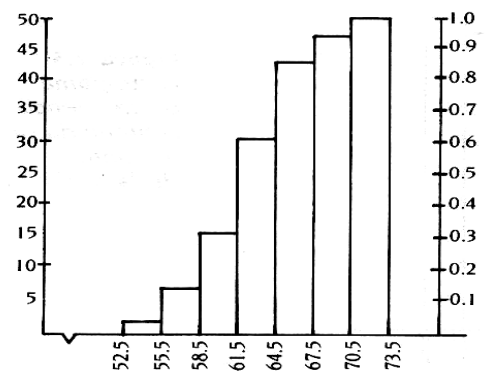


Figura 4. Histograma de frecuencia acumulada v frecuencia acumulada relativa.

Al observar la distribución presentada por el histograma de frecuencia o de frecuencia relativa, se puede ver que la misma puede tomar distintas formas; las más comunes son simétricas y las sesgadas (a la izquierda o a la derecha). La forma de estas curvas es presentada en la Figura 5.

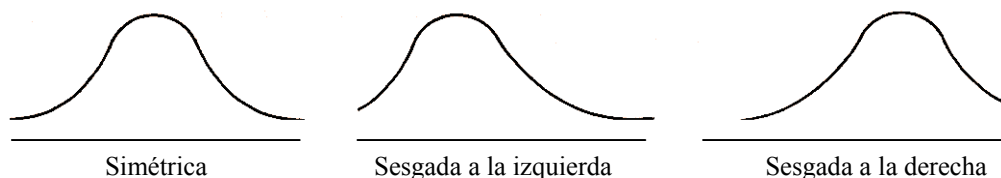


Figura 5. Formas más comunes adoptadas por los histogramas.

2.2.1 MEDIDAS DE LOCALIZACIÓN

Supóngase que los datos son X_1, X_2, \dots, X_n , donde cada X_i es un número. Una característica importante de un conjunto de números es su **localización** o **tendencia central**. A continuación se presentan varios métodos para describir la localización o centro de un conjunto de datos.

Media.

La medida más común de localización es el promedio aritmético ordinario o media. Ya que casi siempre se considera los datos como una muestra, la media aritmética se conoce como **media muestral**.

Definición: Si las observaciones de una muestra de tamaño n son X_1, X_2, \dots, X_n , entonces la media es

$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n}{n}$$

Mediana

Otra medida de tendencia central es la mediana, o donde la muestra se divide en dos partes iguales. La palabra mediana es sinónimo de parte media.

Definición: Sean X_1, X_2, \dots, X_n una muestra acomodada en orden creciente de magnitud; esto es, X_1 denota la observación más pequeña, X_2 es la segunda observación más pequeña, ..., y X_n denota la observación más grande. Entonces, la mediana \bar{x} se define como la parte media o la $([n + 1]/2)$ -ésima observación si n es impar, o el promedio entre las dos observaciones intermedias [la $(n/2)$ -ésima y la $([n/2]+1)$ -ésima] si n es par. En términos matemáticos,

$$\bar{X} = \begin{cases} \frac{X_{\frac{n+1}{2}}}{2} & \text{Si } n \text{ es impar} \\ \frac{\frac{X_n}{2} + \frac{X_{n+1}}{2}}{2} & \text{Si } n \text{ es par} \end{cases}$$

Moda

La **moda** es la observación que se presenta con mayor frecuencia en la muestra. Se dice que los datos son unimodales si los mismos presentan una sola moda, mientras que se denominan bimodales si existen dos valores que se repitan igual número de veces.

Si los datos son simétricos, entonces la media y la mediana coinciden. Si además, los datos tienen una sola moda, entonces la media, la mediana y la moda coinciden. Si los datos están sesgados (esto es, son asimétricos, con una larga cola en uno de los extremos), entonces la media, la mediana y la moda no coinciden. Generalmente se encuentra que $\text{moda} < \text{mediana} < \text{media}$ si la distribución está sesgada a la derecha, mientras que $\text{moda} > \text{mediana} > \text{media}$ si la distribución está sesgada hacia la izquierda. Ver Figura 6.

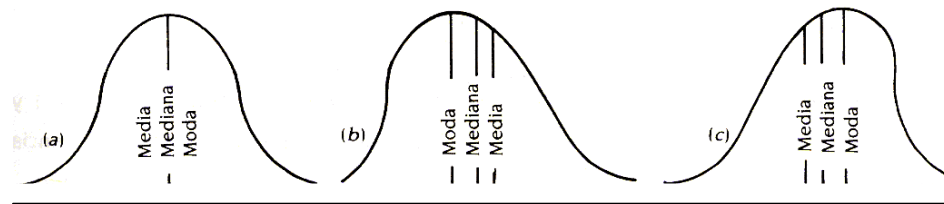


Figura 6. Posición de la media, mediana y moda en distribuciones simétricas y sesgadas.

Las propiedades estadísticas de la media son bien conocidas, y es relativamente fácil trabajar con ella. Por otra parte, la media es más estable que la mediana, en el sentido en que ésta no cambia mucho de una muestra a otra. En consecuencia, muchas técnicas estadísticas analíticas utilizan la media. Sin embargo, la mediana y la moda se utilizan mucho como medidas descriptivas de los datos.

Cuartiles

La mediana, ya sea de una población o de una muestra, divide los datos en dos partes iguales. También es posible dividir los datos en más de dos partes. Cuando se divide un

conjunto ordenado de datos en cuatro partes iguales, los puntos de división se conocen como **cuartiles**. El primer cuartil, o cuartil inferior, q_1 , es un valor que tiene aproximadamente la cuarta parte (25%) de las observaciones debajo de él, y el 75% restante, por encima de él. El segundo cuartil es exactamente igual a la mediana. El tercer cuartil, o cuartil superior, q_3 , tiene aproximadamente las tres cuartas partes de las observaciones por debajo de él. Al igual que en el caso de la mediana, es posible que los cuartiles no sean únicos. Por simplicidad, si más de una observación satisface la definición de un cuartil, entonces se utiliza el promedio de ellas como cuartil.

Percentiles.

Cuando un conjunto ordenado se divide en cien partes iguales, los puntos de división reciben el nombre de **percentiles**. En términos más generales, el 100k-ésimo percentil p_k se define de la siguiente manera:

Definición: el 100k-ésimo percentil p_k es un valor tal, que al menos el 100% de las observaciones están en el valor o por debajo de él, y al menos el 100(1-k)% están en el valor o por encima de él.

Hay que resaltar el hecho de que el primer cuartil es igual al 25-percentil ($q_1 = p_{0.25}$), el tercer cuartil igual al 75-percentil ($q_3 = p_{0.75}$), y que la mediana es $p_{0.50}$.

El procedimiento para encontrar el valor de cualquier percentil p_k a partir de n datos clasificados, es el siguiente: 1) encontrar el número de la posición i del percentil mediante el cálculo de nk . Si nk no es un entero, entonces i es el siguiente entero más grande. Si nk es entero, i es igual a $nk + 0.5$; 2) si i es un entero, cuéntese desde la observación más pequeña hasta hallar el i -ésimo valor. Si i no es un entero, entonces contiene una fracción igual a un medio, con lo que el valor de p_k es el promedio de las observaciones ordenadas nk y $(nk + 1)$.

2.2.2 MEDIDAS DE VARIABILIDAD

En ocasiones, la localización o tendencia central no necesariamente proporciona información suficiente para describir los datos de manera adecuada. Por ello, se emplean de medidas de variabilidad para analizar los datos.

Una medida de variabilidad es un número que nos indica el grado de dispersión en un conjunto de datos. Si este valor es pequeño (respecto de la unidad de medida) entonces hay una gran uniformidad entre los datos, y por el contrario un gran valor indica poca uniformidad. A continuación se presentan algunas de ellas:

Varianza Muestral y Desviación Estándar Muestral.

Las medidas de variabilidad más importantes son la varianza muestral y la desviación estándar muestral.

Definición: Si X_1, X_2, \dots, X_n es una muestra de n observaciones, entonces la **varianza muestral** es

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n} \quad [\text{Ec. 2}]$$

La **desviación estándar muestral**, s , es la raíz cuadrada positiva de la varianza muestral, esto es

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad [\text{Ec. 3}]$$

Las unidades de medición de la varianza muestral son iguales al cuadrado de las unidades con que se mide la variable. De esta manera, si x se mide en libras por pulgada cuadrada

(psi), las unidades de la varianza muestral son (psi)². La desviación estándar tiene la deseable propiedad de medir la variabilidad en las unidades originales de la variable de interés, x.

Coefficiente de Variación.

En ocasiones es conveniente expresar la variación como una fracción de la media. Para hacer esto se utiliza una medida adimensional de variación relativa, denominada coeficiente de variación.

Definición: el coeficiente de variación es

$$C.V = \frac{S}{\bar{x}} \cdot 100\% \quad [\text{Ec. 4}]$$

El coeficiente de variación es útil cuando se compara la variabilidad de dos o más conjuntos de datos que difieren de manera considerable en la magnitud de las observaciones.

2.3 INTRODUCCIÓN A LA INYECCIÓN DE GAS

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar el recobro de petróleo y se usó inicialmente a comienzos del año 1900, con fines de mantenimiento de presión^[1]. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado además de aumentar la energía del yacimiento debía desplazar el petróleo, y generalmente al final de los proyectos de inyección de gas se lograba un recobro adicional de petróleo desinflando o agotando aceleradamente la presión del yacimiento.

Son muchos los factores que influyen en la cantidad de petróleo que puede obtenerse por la inyección de gas. Entre los más importantes se pueden señalar las propiedades de los fluidos del yacimiento, el tipo de empuje, la geometría del yacimiento, la continuidad de la

arena, el relieve estructural, las propiedades de la roca y la temperatura y presión del yacimiento.

El sólo propósito de mejorar los métodos de producción justifica, en la mayoría de los casos, la inyección de gas; como éste es más liviano que el petróleo tiende a formar una capa de gas bien definida, aún en formaciones de poco buzamiento^[1]. Si la producción se extrae de la parte más baja de la capa, dará como resultado una forma de conservación de energía y la posibilidad de mantener las tasas de producción relativamente elevadas, recobrando en un tiempo más corto lo que por medio natural requeriría un período más largo.

2.3.1 TIPOS DE INYECCIÓN

Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos generales según París^[1]: inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.

Inyección de Gas Interna o Dispersa

Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.

Características:

1. Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
2. Generalmente, se requiere un número elevado de puntos de inyección. Los pozos de inyección se colocan formando cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento.

3. La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

Ventajas:

1. Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.
2. La cantidad de gas inyectado puede optimarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

Desventajas:

1. Generalmente, la eficiencia del recobro mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad.
2. Los canales de gas formados por la velocidad de flujo originan que la eficiencia del recobro sea inferior a la que se logra por la inyección externa.
3. La cantidad de pozos de inyección requeridos aumenta los costos de operación y producción.

Inyección de Gas Externa

Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria.

Por lo general, se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

Características:

1. Se utiliza en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo.

2. Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales (Generalmente > 200 md.)
3. Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad.

Ventajas: (comparado a la inyección interna)

1. La eficiencia de barrido areal en este tipo de inyección es superior.
2. Los beneficios obtenidos del drenaje por gravedad son superiores.
3. El factor de conformación o eficiencia de barrido vertical es generalmente mayor.

Desventajas:

1. Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
2. Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.
3. Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

2.3.2 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

La inyección de gas dentro del yacimiento puede aumentar la tasa de flujo de petróleo según París^[1] debido a:

- Reducción de la viscosidad: El gas inyectado se disuelve en el petróleo crudo y reduce su viscosidad, por lo tanto la resistencia al flujo cerca del pozo de inyección también se reduce. De esta manera, se forma un banco de petróleo de menor viscosidad alrededor del pozo. Sólo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este

mecanismo, pero para que esto ocurra, la eficiencia del contacto del gas inyectado y el petróleo debe ser buena.

- Aumento de la energía del yacimiento: El gas inyectado aumenta la energía del yacimiento, efecto transitorio que dura sólo un corto tiempo, lo cual puede ser el principal efecto cuando los períodos de inyección de gas son cortos.
- Eliminación de depósitos sólidos: La tasa de flujo de petróleo aumentará al eliminar los depósitos sólidos de hidrocarburos, como los asfaltenos. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que el flujo de petróleo se reducirá como consecuencia del aumento de la saturación de gas.

Cuando gas es inyectado en el yacimiento se produce un desplazamiento del crudo por el gas, el cual puede llevarse a cabo mediante procesos del tipo miscible o inmisible, los cuales son descritos a continuación.

Desplazamiento inmisible^[1, 5]

El petróleo y el gas natural son inmiscibles, aunque el gas natural presenta alguna solubilidad en el petróleo. Esta solubilidad depende del nivel de presión, y tan pronto como el límite de solubilidad es excedido, se forman dos fases, una de líquido y una de gas separadas por una interfase, debido a que no le es permitido al gas sea disuelto en el petróleo.

Tipos de desplazamiento inmisible:

El desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso puede ser de dos tipos:

- Pistón sin fugas
- Pistón con fugas

En ellos se distinguen dos fases:

La fase inicial o antes de la ruptura, la cual es responsable de casi toda la producción del fluido desplazado y donde el fluido producido no contiene fluido desplazante.

La fase subordinada o después de la ruptura, donde existe producción de ambas fases, desplazante y desplazada, considerándose que la primera arrastra a la segunda por el camino de flujo.

Desplazamiento pistón sin fuga.

Ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad. En esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores, se dice que se ha producido la ruptura.

Desplazamiento pistón con fuga.

En este caso el petróleo remanente tiene cierta movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida donde la saturación de petróleo es mayor que la residual. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores se siguen produciendo cantidades variables de petróleo.

Desplazamiento miscible.^[5]

Se dice que dos fluidos son miscibles cuando pueden ser mezclados en todas sus proporciones y la mezcla permanece en una sola fase. Ejemplos de dos líquidos miscibles son la gasolina y el kerosén. En una mezcla de fluidos miscibles no existe interfase alguna, y en consecuencia no hay tensión interfacial entre los fluidos, debido a que de la mezcla de los fluidos resulta una única fase. Al no existir tensión interfacial la saturación de petróleo residual puede ser reducida al mínimo valor posible, lo cual es el objetivo del desplazamiento miscible.

Algunos fluidos de inyección para desplazamiento miscible se mezclan directamente con el crudo del yacimiento en todas sus proporciones y la mezcla permanece en una sola fase. Esto se conoce como miscibilidad al primer contacto. Mientras que por otro lado, existen fluidos de inyección utilizados para desplazamientos miscibles que forman dos fases cuando son mezclados directamente con los fluidos del yacimiento. Sin embargo, en el caso de estos fluidos la transferencia de masa *in situ* de componentes entre el crudo del yacimiento y el fluido de inyección forma una fase desplazante con una zona de transición que varía desde la composición del petróleo hasta la composición del fluido de inyección, y la composición dentro de esta zona de transición es relativamente miscible.

La miscibilidad alcanzada por la transferencia de masa *in situ* de componentes que resultan del repetido contacto entre el petróleo y el fluido de inyección durante el flujo se denomina "múltiple contacto" o miscibilidad dinámica. El desplazamiento miscible, tanto para "múltiple contacto" como para primer contacto, es igual de efectivo respecto al barrido en rocas mojadas por agua o por petróleo.

La miscibilidad de múltiples contactos presenta varios mecanismos que actúan en el desplazamiento con gas, los cuales pueden ser diferenciados al analizar las condiciones de presión, temperatura y composición del fluido del yacimiento y del fluido inyectado. Estos mecanismos son: condensación, vaporización y una combinación de ambos mecanismos, los cuales son discutidos a continuación.

Mecanismos de miscibilidad por múltiples contactos

Condensación.

En este mecanismo, la miscibilidad dinámica resulta de la transferencia *in situ* de componentes de peso molecular intermedio, del gas inyectado al crudo del yacimiento, y predominantemente de etano a butano. En consecuencia, el crudo del yacimiento es enriquecido con componentes intermedios, hasta que el gas inyectado alcance miscibilidad con el petróleo.

Este proceso es ilustrado en la Figura 7. En ella se observa como el Gas B inyectado contacta el crudo, formando la mezcla M_1 compuesta por el gas G_1 (menor contenido de hidrocarburos intermedios que el Gas B) y el líquido L_1 . A medida que la inyección del Gas B continúa, éste contacta el líquido L_1 , formando la mezcla M_2 compuesta por G_2 y L_2 . El líquido L_2 es más rico en hidrocarburos intermedios que L_1 . Al continuar la inyección, la composición del líquido es enriquecida a lo largo de la curva de burbujeo hasta alcanzar el punto P, en el cual es miscible con el gas de inyección al formarse una sola fase.

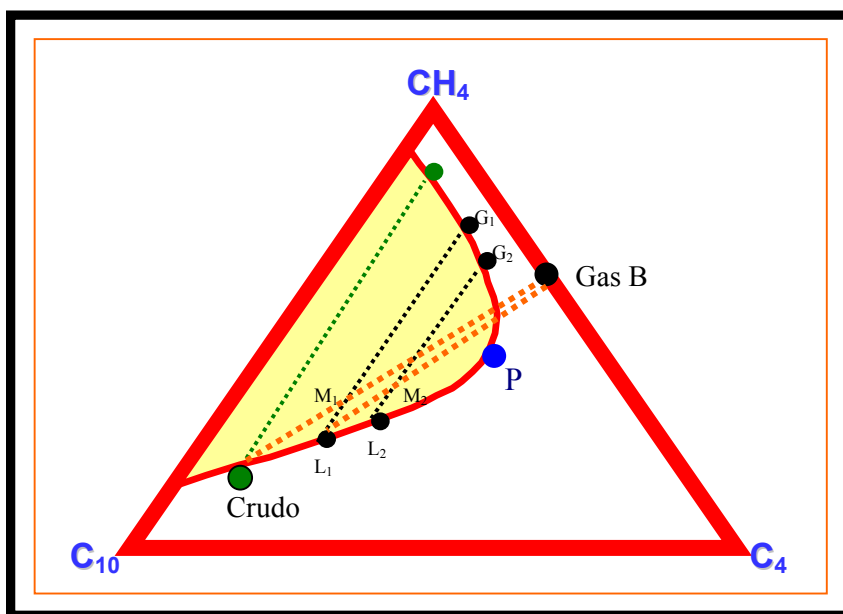


Figura 7. Diagrama ternario para miscibilidad por condensación.

Al diseñar un proceso de condensación para alcanzar miscibilidad se pueden ajustar dos variables, presión de yacimiento y composición del gas. Para una composición dada del gas de inyección existe una presión mínima, llamada la presión mínima de miscibilidad, sobre la cual la miscibilidad dinámica puede ser alcanzada.

Vaporización.

Otro mecanismo para alcanzar la miscibilidad dinámica consiste en la vaporización *in situ* de componentes de peso molecular intermedio desde el crudo del yacimiento al gas

inyectado para crear una zona de transición miscible. Este método para alcanzar la miscibilidad ha sido denominado proceso de vaporización de gas o proceso de gas a alta presión.

La Figura 8, ilustra el proceso de vaporización. En ella se observa como el Gas C inyectado y el crudo no son miscibles, por lo tanto, al comienzo del proceso se produce un desplazamiento inmisible, dejando crudo sin desplazar detrás del frente del gas. El Gas C contacta este crudo no desplazado y forma la mezcla M_1 compuesta por el gas G_1 (mayor contenido de hidrocarburos intermedios que el Gas C) y líquido L_1 . La inyección de gas produce el empuje del gas G_1 , el cual contacta crudo fresco formando la mezcla M_2 , compuesta por G_2 y L_2 . Nuevamente el gas inyectado empuja al gas G_2 , el cual contacta a su vez crudo fresco. El proceso se repite, y de esta manera la composición del gas en el frente de desplazamiento es enriquecida a lo largo de la curva de rocío hasta alcanzar el punto P, en el cual el gas es miscible con el crudo debido a la formación una sola fase.

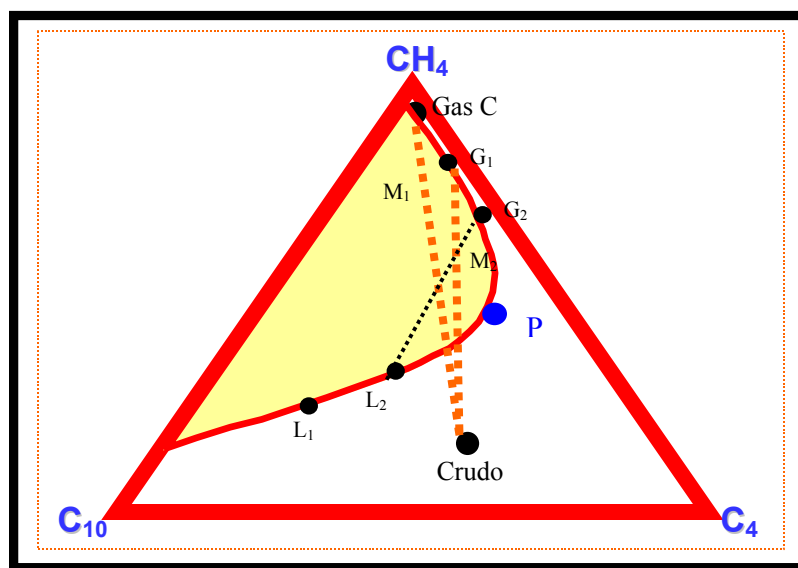


Figura 8. Diagrama ternario para miscibilidad por vaporación.

La miscibilidad puede ser alcanzada por este método con gas natural, gas de combustión, o nitrógeno como gases de inyección. El dióxido de carbono (CO_2) también alcanza

miscibilidad dinámica por mecanismos de múltiple contacto que vaporizan componentes del crudo del yacimiento, sin embargo, extrae más componentes de alto peso molecular que lo extraído por el gas natural, gas de combustión y nitrógeno, los cuales remueven principalmente de C₂ a C₅.

En la Tabla 1 se presenta un resumen de criterios de desplazamiento miscible según Stalkup^[5], para miscibilidad al primer contacto, condensación y vaporización. El criterio se debe considerar solo como una guía general, ya que al tomar en cuenta los factores económicos que inciden a la hora de determinar y efectuar el proceso, el criterio puede no ser muy preciso y se espera que ocurran excepciones.

Tabla 1. Criterios para seleccionar el proceso de desplazamiento miscible según Stalkup^[5]

	Primer Contacto	Condensación	Vaporización
Viscosidad (cp)	< 5 aprox. < 1 preferible	Mismo criterio de primer contacto	< 3 aprox. < 1 preferible
Gravedad (°API)	< 30 (limitaciones de viscosidad generalmente excluyen estos yacimientos)	Mismo criterio de primer contacto	> 40
Presión Mínima de Miscibilidad (lpc)	1100 - 1300	1500 - 3000	> 3500
Profundidad (pies)	1500 - 2500	2000 - 3000	> 5000
Estructura del Yacimiento	- Permeabilidad vertical baja en yacimientos horizontales. - Yacimientos con relieve estructural substancial y alta permeabilidad.	Mismo criterio de primer contacto	Mismo criterio de primer contacto. Espesores menores a 10 pies
Saturación de Petróleo (%)	> 25% del VP	Mismo criterio de primer contacto	Mismo criterio de primer contacto
Composición del Crudo en el Yacimiento	-	-	Rico en componentes de peso molecular intermedio
Otras	Fracturas extensivas, capa de gas, fuerte empuje de agua y alto contraste de permeabilidades incrementan el riesgo del proyecto.	Mismo criterio de primer contacto	Mismo criterio de primer contacto

2.4 INYECCIÓN DE NITRÓGENO

La inyección de nitrógeno puede ser miscible o inmisible. Cuando se inyecta nitrógeno en un yacimiento cuya presión se encuentra por encima de la presión mínima de miscibilidad, se forma un frente miscible por vaporización de componentes livianos presentes en el crudo. Este gas, ahora enriquecido en cierta magnitud, continúa su movimiento desde los pozos inyectoros y así va contactando crudo fresco y vaporizando más componentes, lo cual lo enriquece a medida que avanza el frente. Como consecuencia, el primer frente de gas puede alcanzar un grado de enriquecimiento tan alto que se convierte en solución o se hace miscible con el crudo de la formación. Con la inyección continua de nitrógeno se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo el crudo hacia los pozos productores. Por otro lado, si se inyecta nitrógeno en un yacimiento cuya presión sea menor a la mínima necesaria para alcanzar miscibilidad instantánea o por múltiples contactos, el desplazamiento del petróleo por el nitrógeno será inmisible.

Los procesos de recuperación mejorada por inyección de nitrógeno constituyen un método viable si el yacimiento cumple con ciertos requisitos. Las condiciones que se presentan a continuación de manera resumida fueron tomadas de París^[1] para la aplicación de inyección de nitrógeno como proceso miscible:

El crudo del yacimiento:

- Debe ser rico en fracciones comprendidas entre el etano y el hexano ($C_2 - C_6$) o hidrocarburos livianos. Estos se caracterizan por ser crudos livianos con gravedad API mayor a 35° ($> 35^\circ$).
- Tiene un factor volumétrico alto por la capacidad de absorber el gas inyectado en condiciones de yacimiento.
- Está saturado de metano (C_1).

El yacimiento:

- Debe estar a una profundidad igual (o mayor) a los 5000 pies, a fin de mantener las altas presiones de inyección (≥ 5000 lpc) necesarias para alcanzar la miscibilidad del crudo con el N_2 sin fracturar la formación.

Mecanismos de Inyección de Nitrógeno. ^[6]

Entre los principales mecanismos de recobro para este proceso se encuentran:

- Drenaje por gravedad, el cual se ve favorecido en yacimientos de alto buzamiento tanto en procesos miscibles como inmiscibles.
- Empuje por gas, el cual toma lugar en volúmenes ocupados previamente por el crudo al desplazarlo.
- Vaporización de compuestos livianos de crudo.

Ventajas al utilizar nitrógeno como gas de inyección. ^[6]

- La facilidad de obtención es mayor respecto al gas natural (GN) y CO_2 .
- Al sustituir el gas natural, se incrementa la disponibilidad del mismo, por lo que aumentan su oferta en el mercado y el flujo de caja consecuencia de su comercialización.
- Sus propiedades físicas tales como densidad, viscosidad y factor volumétrico- son favorables. Si se compara con el gas natural, el nitrógeno ocupa 38% más espacio poroso por unidad de volumen que el gas natural.

- Es un gas no corrosivo.
- Amplia disponibilidad (separado del aire, cuya composición presenta un 78,1 % de nitrógeno)
- Compuesto no tóxico y ambientalmente aceptable.

Desventajas potenciales en la inyección de nitrógeno.^[6]

- La miscibilidad es alcanzada a altas presiones y en crudos livianos.
- Es necesaria la separación del nitrógeno de las corrientes de producción de gas natural.
- Reducción del poder calorífico del gas natural producido al mezclarse con nitrógeno.

Métodos de obtención de nitrógeno.^[6]

1. Separación criogénica del aire

Es el método más utilizado en la producción de nitrógeno a mediana y gran escala. Se emplean unidades de separación soportadas por energía eléctrica, donde el aire es comprimido para luego ser purificado al remover contaminantes como vapores de agua y CO₂. El aire es enfriado y parcialmente condensado, enviándose hacia una columna de destilación y debido a las diferencias de los puntos de ebullición de los componentes, la mezcla puede ser separada en O₂, A_r y N₂. La tecnología de separación criogénica es costosa.

2. Separación de aire por membranas (no-criogénica)

Éstos son métodos de separación de aire que se llevan a cabo a temperatura ambiente, los cuales se basan en las diferencias de las propiedades físicas de los componentes del aire, y que también son operados por energía eléctrica. El sistema se basa en polímeros especiales que permiten que los gases como O_2 , CO_2 y vapores de agua permeen rápidamente en la membrana, dejando fluir la mayor parte de nitrógeno a lo largo de la membrana como un producto separado de la corriente. Estos métodos se utilizan generalmente para volúmenes de gas menores que aquellos en los cuales la separación criogénica es utilizada. La Figura 9 ilustra el proceso de separación por membranas.

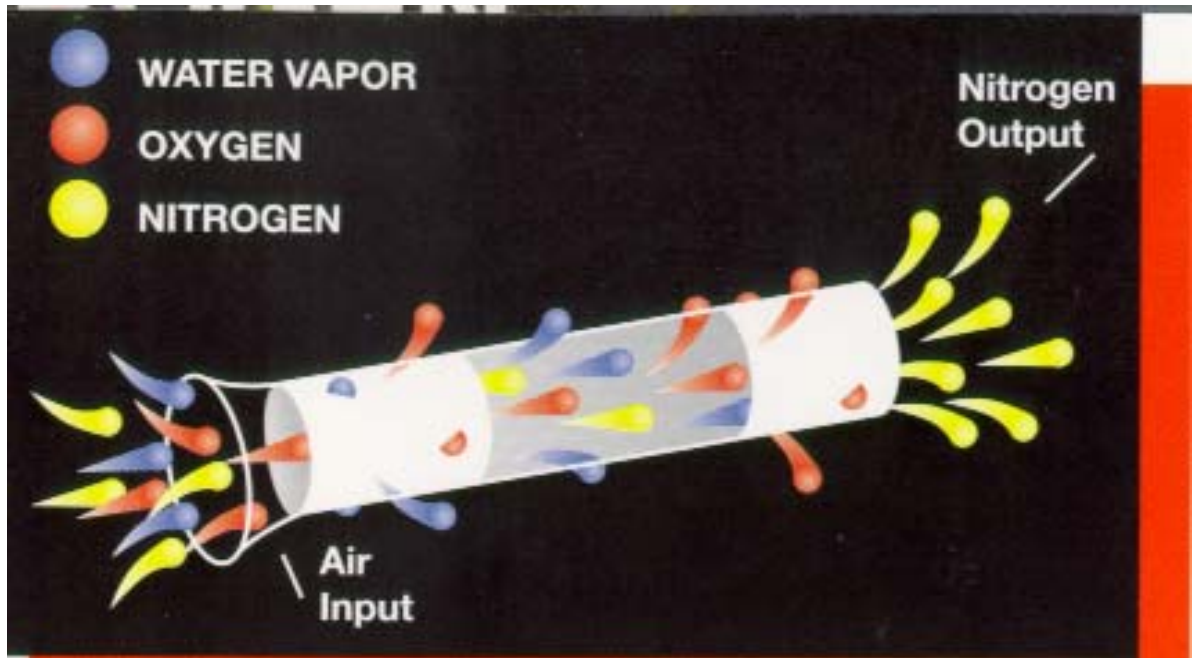


Figura 9. Separación de aire por membranas.

2.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN EXTRAIDOS DE LA LITERATURA PARA LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

Una evaluación rápida del potencial que presentan los yacimientos a ser sometidos a un proceso de recuperación mejorada puede ser obtenida mediante la utilización de modelos

analíticos y mediante la revisión de criterios de selección establecidos a través del tiempo, para ayudar al ingeniero de petróleo a tomar la decisión de si es factible la aplicación del proceso de recuperación mejorada. Ejemplo de ellos son los criterios establecidos por Taber, PRIZE y Clancy, los cuales son presentados a continuación.

PRIZE™ [7]

Este es un simulador analítico diseñado por el Petroleum Recovery Institute de Canadá, desarrollado para establecer una evaluación técnica de la potencialidad que presenta el yacimiento para ser sometido a 14 esquemas de recuperación mejorada, de acuerdo a las características y propiedades del mismo.

El criterio utilizado por este modelo se basa en una lista de parámetros del yacimiento, en donde el rango de aplicación de la misma fue seleccionado con base en la experiencia mundial en proyectos de recuperación mejorada exitosos.

Para establecer la predicción respecto a inyección de gases, el PRIZE™ determina la eficiencia de desplazamiento microscópica a través de la aproximación de Buckley-Leverett^[8], mientras que la eficiencia de barrido macroscópica es función de la heterogeneidad del yacimiento y la razón de movilidad entre el petróleo y el fluido inyectado y utiliza también el método de Dykstra Parsons^[9].

En la Tabla 2 se muestra el criterio utilizado por el PRIZE™ para la inyección de nitrógeno miscible y gas inmisible.

Tabla 2. Criterios de selección para inyección de nitrógeno y gas inmisible del software PRIZE™.

Criterio / Proceso RM	Nitrógeno miscible	Gas Inmisible
Profundidad (pies)	> 5905.5	> 656
Saturación de petróleo (%)	> 35	> 50

Presión inicial (lpca)	> PMM	
Densidad del petróleo (lb/pe^3)	< 53	< 61
Viscosidad del petróleo (cp)	< 2	< 600
Capa de gas	Restictivo	Restictivo
Acuífero de fondo		Restictivo
Empuje de agua activo		Restictivo

TABER et al.^[7, 10, 11]

Taber et al. realizó una revisión de los criterios propuestos para los proyectos de recuperación mejorada (RM) alrededor del mundo, examinando la información sobre las características óptimas de yacimientos y fluidos para proyectos de RM exitosos. Los criterios establecidos por Taber et al. se basan en resultados de campo y mecanismos de recobro de petróleo. La Tabla 3 muestra los criterios considerados por Taber et al. para el caso de la inyección de nitrógeno miscible.

Tabla 3. Criterios considerados para la inyección de nitrógeno según Taber et al.

Propiedad / Característica	Criterio Recomendado
Petróleo	
Gravedad (°API)	> 35
Viscosidad (cp)	< 0.4
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos livianos
Yacimiento	
Saturación de petróleo (%)	> 40
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con canales o fracturas de alta permeabilidad

Espeor neto (pies)	Relativamente delgado a menos que la formación presente buzamiento
Permeabilidad promedio (md)	No crítico
Profundidad (pies)	> 6000
Temperatura (°F)	No crítico

CLANCY et al.^[12]

Clancy et al. realizó una revisión de 33 proyectos de campo reportados en la literatura, los cuales se clasificaron de acuerdo a las siguientes categorías:

1. Desplazamiento inmiscible de los fluidos del yacimiento en la zona de petróleo y/o en la zona de gas por nitrógeno.
2. Mantenimiento de presión (dentro de la cual se encuentra reciclaje de la capa de gas) para mantener la presión de los fluidos del yacimiento a nivel igual o superior a la presión de rocío o burbujeo para mantener el hidrocarburo en una sola fase.
3. RM por gravedad, el cual considera recobro de crudo ático. Este potencial de drenaje por gravedad se encuentra en un yacimiento con cierto buzamiento o en una zona de gran espesor. El nitrógeno, que generalmente tiene menor densidad que los fluidos del yacimiento, cuando es inyectado en la cresta o logra alcanzarla, mejora el desplazamiento y la producción de los fluidos, o, la estabilidad del tapón miscible.
4. Desplazamiento miscible por múltiple contacto del hidrocarburo del yacimiento por nitrógeno.
5. Desplazamiento de un tapón miscible de CO₂, gas natural u otro solvente con el uso de nitrógeno como fluido de empuje.

Por otro lado, Clancy et al determinó que parámetros como el contenido de arcillosidad, permeabilidad, tipo de roca y espesor de arena no son críticos, es decir, no limitan la inyección de nitrógeno.

En la Tabla 4 se muestran los criterios de selección establecidos por Clancy et al.

Tabla 4. Criterios de selección sugeridos por Clancy et al. para la inyección de nitrógeno.

Proceso	Gravedad (°API)	Presión (lpc)	Temperatura (°F)	Profundidad (pies)	Estructura
Mantenimiento de presión	≥ 30	$> P_{\text{burbujeo}}$ $> P_{\text{rocio}}$	SR	SR	Ventaja en estructuras de alto buzamiento
Empuje inmiscible	≥ 30	SR	SR	SR	Ventaja en estructuras de alto buzamiento
EOR por gravedad	≥ 25	SR	SR	SR	Requiere estructuras de alto buzamiento
Recobro de crudo ático	≥ 25	SR	SR	SR	Requiere estructuras de alto buzamiento
Empuje miscible	≥ 41	> 4500	SR	> 7000	SR
Tapón de CO ₂	≥ 27	> 1300	< 250	> 2300	SR

SR: sin restricción

2.6 MÉTODOS ANALÍTICOS PARA LA EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS PROSPECTOS A LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO

Método de las Características.^[13]

Es un método basado en un análisis estadístico multivariante, que se diseñó para interpretar problemas de múltiples parámetros en geología, geoquímica y geofísica y que se ha

utilizado de manera exitosa para encontrar zonas adecuadas para la explotación de minerales. El presente trabajo realizó una adaptación del mismo para que fuese aplicado utilizando propiedades y características relacionadas a la inyección de nitrógeno.

Para el desarrollo del método se lleva a cabo una selección de propiedades de yacimientos de experiencia en inyección de nitrógeno. Posteriormente, se construye una tabla para cada una de las propiedades en la cual se le asigna un puntaje a cada intervalo de la propiedad. El puntaje es asignado a cada intervalo basándose en toda la experiencia disponible y en la información asociada a los yacimientos manejados. El método se basa fundamentalmente en dichas tablas; del buen criterio utilizado en su elaboración dependerá la confiabilidad de los resultados obtenidos, de aquí la importancia que debe dársele a la asignación de puntajes.

Una vez que se lleva a cabo el procedimiento, se está en capacidad de ordenar un conjunto de yacimientos de acuerdo a su posibilidad de éxito al aplicar un proceso de inyección de nitrógeno. Este orden se establece al asignar una evaluación a cada yacimiento que varía entre 0 y 100, donde 100 es el valor alcanzado por el yacimiento que presenta las condiciones más favorables para la inyección de nitrógeno, mientras que 0 es el valor del yacimiento que presenta las condiciones mas desfavorables.

Método de Variación Exponencial de Diferencias.^[13, 14]

El método de Variación Exponencial fue desarrollado originalmente para llevar a cabo una evaluación de yacimientos candidatos a inyección de dióxido de carbono, siendo adaptado en el presente trabajo para evaluar la inyección nitrógeno.

El mismo se basa en un estudio paramétrico, que se lleva a cabo de forma sistemática para determinar el efecto de las propiedades del yacimiento sobre la respuesta del mismo a la inyección de nitrógeno. Dicho estudio emplea un simulador numérico como herramienta de apoyo, en el que cual se introducen los datos de las propiedades de los yacimientos para posteriormente, realizar sensibilidades que permitan cuantificar el grado de influencia que

tiene cada propiedad evaluada en un proceso de inyección de nitrógeno, y mediante las cuales se determinan el yacimiento “óptimo” y el “pésimo” que sirven de referencia para la clasificación de los yacimientos, siendo el óptimo aquel yacimiento cuya respuesta se considera más favorable a la inyección de nitrógeno, mientras que el pésimo aquel cuya respuesta es la mas desfavorable.

El presente método utiliza una expresión de tipo exponencial, que normaliza las variables debido a que se trabaja con intervalos y unidades muy diferentes. Por otro lado, durante el procedimiento se agrega un peso para cada variable basándose en el resultado de las sensibilidades, el cual refleja la importancia relativa de cada uno de ellas, de esta forma evita que las propiedades o variables tengan la misma relevancia. La sumatoria de todos los pesos debe ser igual a la unidad.

Al igual que en el método de las características, el método de variación exponencial de diferencias se encarga de ordenar un conjunto de yacimientos de acuerdo a la aplicabilidad de la inyección de nitrógeno, al asignarle a cada yacimiento un puntaje que varía entre 0 y 100, donde 100 es el puntaje para el yacimiento “óptimo” y 0 para el “pésimo”. De esta manera, a medida que las propiedades de un yacimiento se encuentran más cerca en su valor a las del yacimiento “óptimo”, mayor será su puntaje.

Método Estadístico.^[15]

El método toma su nombre del procedimiento empleado para su desarrollo, en el cual se aplican conceptos y elementos estadísticos para la clasificación de los yacimientos. Originalmente, se desarrolló para realizar una selección óptima de yacimientos en los que se pretendía aplicar la inyección de vapor continua como técnica de recuperación mejorada.

En un yacimiento, propiedades como la presión y temperatura entre otras se encuentran relacionadas, y debido a ello surge la necesidad de establecer las propiedades que tienen un mayor impacto en un proceso de recuperación mejorada, en nuestro caso inyección de nitrógeno, para luego ponderarlas y aplicar el método de manera de evaluar los

yacimientos. Las propiedades son ponderadas a partir del coeficiente de variación (CV), mediante el mismo es posible determinar la dispersión de los valores de una propiedad respecto al promedio. Es decir, a medida que el valor de CV es mayor para una propiedad determinada, los datos de la misma se encuentran más dispersos, por lo que se establece que los valores de esa propiedad no son tan relevantes debido a su gran dispersión.

De esta forma, a medida que el valor de CV es menor para una propiedad en específico, mayor es el peso de la misma (mayor su importancia), mientras que mayores valores de CV indican lo contrario. Como lo que se busca para establecer la ponderación es obtener el significado contrario a lo que indica el coeficiente de variación, se tomó el inverso del mismo (CV^{-1}) para normalizar las propiedades y realizar la ponderación de todas ellas, utilizando la ecuación que se muestra a continuación.

$$\text{Peso (\%)} = \frac{CV^{-1}(\text{propiedad evaluada}) * 100}{\sum CV^{-1}} \quad [\text{Ec. 1}]$$

De forma similar a los métodos anteriores, el método estadístico está diseñado para obtener una evaluación basada en un puntaje que varía entre 0 y 100. Mientras más cercano el puntaje a 100, mayor la probabilidad de que la inyección de nitrógeno sea exitosa. Valores sobre 50 indican un éxito potencial, y bajo el mismo un posible fracaso.

Método Aproximado

El método aproximado tiene como finalidad establecer una evaluación de los yacimientos prospectos a la inyección de nitrógeno, tomando en cuenta la aprobación del criterio de selección preliminar establecido en este trabajo por parte de las propiedades de los yacimientos, para luego establecer una relación entre éste y las ponderaciones de las propiedades establecidas con el método de variación exponencial y con el método estadístico.

Este método es desarrollado en dos etapas: la primera evalúa los yacimientos al relacionar el criterio de selección preliminar con los pesos del método de variación exponencial, y la segunda establece una nueva evaluación al relacionar dichos criterios con los pesos del método estadístico. Esto con el fin de relacionar el criterio de selección preliminar con los resultados del método exponencial y del método estadístico (como son los pesos aportados por ambos), ampliando el marco comparativo de las evaluaciones que se obtienen al aplicar todos los métodos previamente descritos.

Partiendo de la premisa de que la suma de los porcentajes de los pesos de dichos métodos aporta como resultado 100%, los yacimientos evaluados son clasificados al asignarle un valor que varía entre 0 y 100. Donde el yacimiento que cumple con todos los criterios obtiene un valor de 100, y el valor decrece a medida que los yacimientos evaluados no cumplen con los criterios de selección preliminar establecidos.

La Tabla 5 muestra un ejemplo de la forma como se ordenan los yacimientos al aplicar el método aproximado. Los cuadros que aparecen en azul son aquellos que cumplen con un criterio de selección dado, mientras que los que aparecen en rojo no lo cumple. El yacimiento ubicado en primer lugar ilustra el hecho de que aquel yacimiento que cumpla con todos los criterios de selección obtendrá la máxima evaluación posible (suma de 100%), mientras que la evaluación disminuye a medida que no cumplen con los criterios de selección.

Tabla 5. Ejemplo de cómo se ordenan los yacimientos al aplicar el método aproximado.

Yacimiento	Pyac	Permeabilidad	Temperatura	Porosidad	Espesor	Puntaje
Ryckman Creek	42,97	35,36	20,35	0,86	0,448	99,988
Hawkins(Woodbine-west)	42,97	35,36	20,35	0,86	0,448	99,988
Hawkins(Woodbine-east)	42,97	35,36	20,35	0,86	0,448	99,988
Akal/ Cantarell	42,97	35,36	20,35	0,86	0	99,54
Andector-Ellenberger	42,97	35,36	20,35	0	0,448	99,128
Lisbon	42,97	0	20,35	0,86	0,448	64,628
Stone Bluff	0	35,36	20,35	0,86	0	56,57
Chunchula Field Wide	42,97	0	0	0,86	0,448	44,278
Yates	0	35,36	0	0,86	0,448	36,668

2.7 TEOREMA DE BUCKINGHAM-PI

El teorema de Buckingham-Pi consiste en un análisis adimensional que postula que en un problema físico dado, la variable dependiente X_1 puede ser expresada en términos de las variables independientes^[16], como sigue

$$X_1 = f(X_2, X_3, X_4, \dots, X_N) \quad [\text{Ec. 5}]$$

donde n representa el número total de variables.

El teorema de Buckingham-Pi establece que $(n-m)$ grupos adimensionales de variables, llamados parámetros Π , donde m es el número de dimensiones básicas incluidas en las variables, se pueden relacionar como sigue

$$\Pi_1 = f(\Pi_2, \Pi_3, \Pi_4, \dots, \Pi_{n-m}) \quad [\text{Ec. 6}]$$

donde Π_1 incluye a la variable dependiente, y los parámetros Π restantes incluyen únicamente variables independientes.

El procedimiento utilizado para aplicar el teorema se resume en:

1. Escribir la forma funcional de la variable dependiente, que depende de $(n-1)$ variables independientes.
2. Identificar m **variables repetidas**, las cuales son variables que se combinarán con cada una de las variables restantes para formar parámetros Π . Las variables repetidas, seleccionadas de las variables independientes deben incluir todas las dimensiones básicas, pero no deben formar un parámetro adimensional por sí solas.

3. Formar los parámetros Π al combinar las variables repetidas con cada variable restante.
4. Escribir la forma funcional de los $(n-m)$ parámetros Π adimensionales.

2.8 SIMULACIÓN

Introducción a la Simulación de Yacimientos.^[17]

La simulación numérica de yacimientos es utilizada frecuentemente, ya que puede resolver problemas que no pueden ser resueltos por otra vía. Ejemplo de esto es la descripción cuantitativa del flujo de múltiples fases en yacimientos heterogéneos, la cual puede ser llevada a cabo únicamente mediante un proceso de simulación. Sin embargo, la utilidad de los modelos numéricos se extiende más allá de resolver problemas que presentan dificultad; inclusive en problemas sencillos la simulación es a menudo el mejor método de solución debido a que puede ser más rápido y menos costoso que otros.

Entre los métodos analíticos presentados en este capítulo para la evaluación de yacimientos, se encuentra el método de variación exponencial, cuyo desarrollo se basa en la realización de un estudio de sensibilidades. Dicho estudio se llevó a cabo utilizando el simulador Eclipse300, presentado a continuación.

Simulador ECLIPSE.

Es una herramienta desarrollada originalmente por la compañía INTERA (Information Technologies Corporation). Este programa cuenta con una serie de paquetes que procesan la información geológica del yacimiento, su posterior entrada en el simulador, junto con los datos de producción e inyección como modelos de simulación hasta el post-procesamiento gráfico de la información obtenida^[18].

Existen diferentes tipos de simuladores diseñados de acuerdo al tipo de crudo y al proceso que se esté simulando. Eclipse 100 es un simulador de petróleo negro, con opciones para gas condensado. Eclipse 200 representa una serie de extensiones especiales del Eclipse 100, mientras que el Eclipse 300 es un simulador del tipo composicional. Éste último será descrito con más detalle debido a que fue el utilizado para llevar a cabo el análisis de sensibilidades del presente estudio.

Eclipse 300.^[19]

El Eclipse 300 es un simulador composicional que puede simular utilizando ecuaciones de estado cúbicas, valores dependientes de la presión o modelos de petróleo negro. La entrada de los datos puede llevarse a cabo empleando cualquier tipo de editor estándar. El simulador tiene a su disposición cuatro ecuaciones de estado para determinar elementos tales como el equilibrio de fases y la densidad de las mismas entre otras operaciones, y dichas ecuaciones son: Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson y Zudkevitch-Joffe

En modelos composicionales donde el número de componentes así como de ecuaciones a resolver es mayor que 5 o 6, los costos de utilizar la tecnología completamente implícita serían prohibitivos, debido a que requeriría gran cantidad de memoria y a la vez extensos períodos de tiempo para llevar a cabo las operaciones. Por ello, el simulador utiliza un esquema adaptable que hace que las celdas utilicen técnicas implícitas solo donde sea necesario.

El simulador honra los datos que son función de la presión y saturación si los mismos son establecidos previo al comienzo de la simulación, mientras que también toma en cuenta el equilibrio termodinámico existente entre las fases. Por otro lado, en la simulación composicional la miscibilidad es determinada cuando la tensión superficial entre dos fases se hace cero.

MARCO METODOLÓGICO

Este capítulo presenta de forma esquemática y detallada el desarrollo de la metodología de trabajo y actividades llevadas a cabo para la realización del presente trabajo de grado.

3.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Inicialmente se dispuso de un banco de datos construido previo a este trabajo, el cual contiene las propiedades y características de la roca y los fluidos de cuarenta yacimientos sometidos a inyección de nitrógeno como método de recuperación mejorada.

El primer paso consistió en realizar una recolección de datos de campo, propiedades y características de la roca y de los fluidos para aquellos yacimientos contenidos en la información inicial con la finalidad de complementar y validar la información disponible. Esta etapa de la investigación recibió especial cuidado. Para ello, se llevó a cabo una revisión detallada de publicaciones, investigaciones y trabajos que pudiesen aportar elementos faltantes en la data manejada.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Los cuarenta yacimientos manejados se clasificaron de acuerdo al esquema de desplazamiento, mediante lo cual quedaron conformados dos grupos: yacimientos con esquemas de desplazamiento miscibles, con una muestra de quince, e inmiscibles con una muestra de nueve yacimientos. El número restante no se pudo clasificar por la imposibilidad de validar los datos y proceso de desplazamiento al cual fueron sometidos, ya que los documentos internacionales no mostraron información concluyente en este sentido. Las Tablas 6 y 7 muestran las propiedades de los yacimientos, extraídos de la base de datos, para cada grupo respectivamente.

Tabla 6. Base de datos reducida (clasificación miscible)

Yacimiento	Permeabilidad (md)	Gravedad (°API)	Pyac (lpc)	Temp (°F)	Visc. Petróleo (cp)	Espesor (pies)	Profundidad (pies)	Porosidad (%)
Block 31 Devonian	5,4	48	4250	130	0,25	97	8600	15
Levelland	2,1	30	1860	105	1,93	100	4900	11
Willisden Green	5	39	4300	161		18	6500	13
Two Freds	33,4	36,2	1900	104	1,467	28	4820	20
Paradis	700	36	4000	198		35	10000	27
Wilcox-8	8,6	44	10598	267	0,126	25	13175	20
Wilcox-12	4,6	45	10800	274	0,126	34	13633	19
Churchula Field Wide	10	54	5000	325	0,07		18500	12,35
Binger	0,2	38	4500	190	0,3	37,5	10000	7,5
Painter	4	46	4800	174	0,2	800	11500	11,9
East Veelmoor	38	43	3500	155	1,2	800	7350	10
Smackover/Jay/Lec	35,4	51	6085	285	0,18	95	15400	14
Blackjack Creek	112	48	7600	285	0,27	95	15000	14
North Headlee	0,5	48	5000	286	0,13	35	15800	5
Fanny Church	5	51	4000	288	0,15		15565	12

Tabla 7. Base de datos reducida (clasificación inmisible)

Yacimiento	Permeabilidad (md)	Gravedad (°API)	Pyac (lpc)	Temp (°F)	Visc. Petróleo (cp)	Espesor (pies)	Profundidad (pies)	Porosidad (%)
Ryckman Creek	90,2	47	3000	140	0,23	500	7600	14,7
Stone Bluff	840	36	600	88	3,6	24	1200	14
Churchula Field Wide	10	54	5000	325	0,07	221	18500	12,35
Andector-Ellenberger	2000	44	2000	132		515	8000	3,8
Lisbon	0,555	52	3000	140	0,5	234	8500	6
Hawkins (Woodbine-east)	2800	24	2138	168	3,7	108	4600	28
Hawkins (Woodbine-west)	2800	24	1700	168	3,7	108	4600	28
Yates	175	30	700	82	5,5	60	1400	15
Akal/Cantarell	3500	22	1607	212	6,452	2300	8540	10

La clasificación de los yacimientos de acuerdo al proceso de desplazamiento al que fueron sometidos fue fundamental para la investigación, ya que las propiedades y características favorables o desfavorables de un yacimiento y sus fluidos al inyectar nitrógeno no son iguales en ambos procesos.

Este filtrado de datos fue el punto de partida para llevar a cabo la metodología de investigación, considerando en cada una de sus etapas dos escenarios independientes: yacimientos sometidos a esquemas de desplazamiento miscible y yacimientos sometidos a esquemas de desplazamiento inmisible.

3.3 SELECCIÓN DE LAS PROPIEDADES VÁLIDAS PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Una vez clasificados los yacimientos, se procedió a seleccionar las propiedades válidas para el desarrollo de la metodología. Para ello, se hizo una revisión de la base de datos reducida y se tomaron aquellas propiedades que presentaron la mayor cantidad de datos dentro de su población. De esta manera, se seleccionaron ocho propiedades tanto para desplazamiento miscible como para inmisible. Estas propiedades se pueden ver en la Tabla 8, donde la mayoría de las propiedades seleccionadas presentan una muestra de datos igual a la población total.

Tabla 8. Propiedades seleccionadas para el estudio.

Propiedad	Miscible	Inmisible
	Datos / Población	Datos / Población
Permeabilidad	15 / 15	9 / 9
Gravedad API	15 / 15	9 / 9
Presión del Yacimiento	15 / 15	9 / 9
Temperatura	15 / 15	9 / 9
Viscosidad	13 / 15	8 / 9
Espesor	13 / 15	9 / 9
Profundidad	15 / 15	9 / 9
Porosidad	15 / 15	9 / 9

3.4 CRITERIO DE SELECCIÓN PRELIMINAR

El criterio de selección preliminar de cada propiedad es el intervalo que representa los valores más favorables por su respuesta ante un proceso de inyección de nitrógeno.

Como punto de partida y para tener una referencia, se llevó a cabo una revisión de la literatura para recabar información acerca de los diferentes criterios de selección existentes. Entre éstos se llevó a cabo la unificación de los criterios de PRIze^[7], Taber et al.^[10, 11] y Clancy et al.^[12] El resultado de dicha unificación se puede ver en la Tabla 9.

Tabla 9. Unificación de los criterios de Taber, PRIze y Clancy.

Propiedad	Tipo de Proceso	
	Miscible	Inmiscible
Gravedad (API)	> 25	> 13
Viscosidad (cp)	< 2	< 600
Profundidad (pies)	> 5900	> 656
Saturación de Petróleo (%)	> 35	> 50
Presión del Yacimiento (lpc)	> 4500	> 1300
Tipo de Formación	Areniscas o Carbonatos	-

Posteriormente se procedió a determinar los intervalos para los criterios de selección preliminar. Para ello se siguió el siguiente procedimiento:

- Se construyeron histogramas y distribuciones de porcentaje acumulado de las propiedades en estudio para los yacimientos seleccionados, con el fin de observar la forma en que se agruparon los datos. Los histogramas, salvo tres excepciones que presentaron distribuciones normales, presentaron una distribución dispersa en la

mayoría de los casos, lo que dificultaba la selección del mejor rango de propiedad. Las Figuras 10 y 11 muestran ejemplos de una distribución normal y otra dispersa de datos para los casos miscibles.

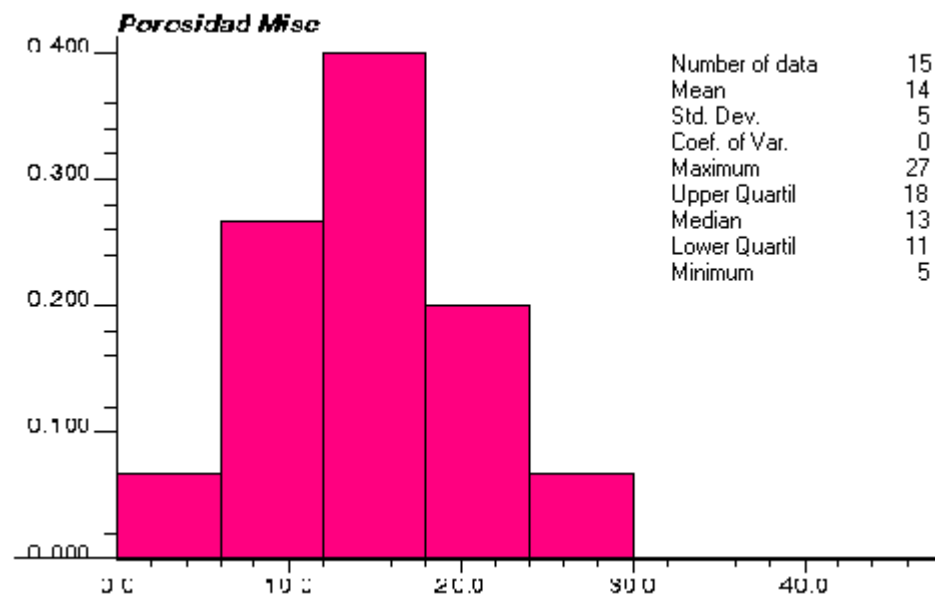


Figura 10. Distribución normal de datos

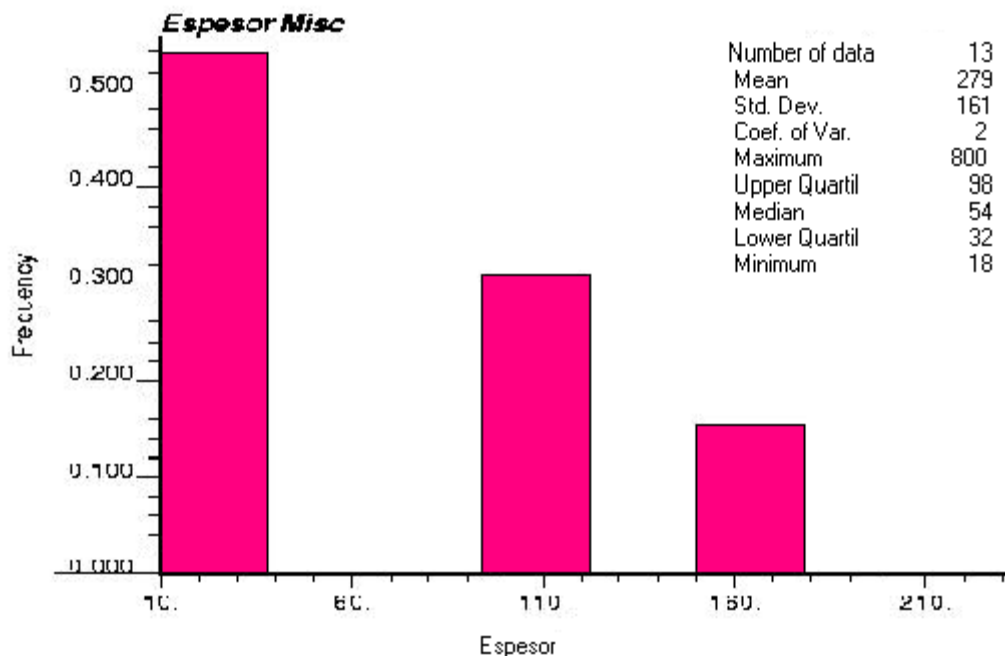


Figura 11. Distribución dispersa de datos

- Se hicieron pruebas para establecer los criterios de delimitación de los intervalos. Inicialmente se pudo haber establecido el valor mínimo y máximo del rango de los datos como límites inferior y superior respectivamente. Sin embargo, se hubiese determinado un criterio de selección poco conservador, por lo que se buscó reducir cada intervalo de selección con el objetivo de obtener criterios de delimitación semejantes a los criterios tipo distribución normal, en donde el 68% de los datos es agrupado en un intervalo cuyo límite superior es la media más la desviación estándar, y cuyo límite inferior es la media menos la desviación estándar. Para obtener un intervalo, que agrupara un porcentaje similar al mencionado, se utilizó el percentil-16 como límite inferior y el percentil-84 como límite superior de dicho intervalo, lo cual agrupa un porcentaje de 68% y es aplicable a cualquier tipo de distribución. Esto se evidencia al construir un gráfico de porcentaje acumulado, en el que se observa como el porcentaje esperado es obtenido dentro de los intervalos que se determinaron mediante los percentiles. La Figura 12 muestra como ejemplo el gráfico de porcentaje acumulado para el espesor (caso miscible), en donde se señalan el valor mínimo y máximo del criterio de selección arrojado por el procedimiento anterior, entre los cuales se observa una agrupación de aproximadamente el 68% de los datos. Los intervalos definidos por los percentiles se muestran en la Tabla 10.

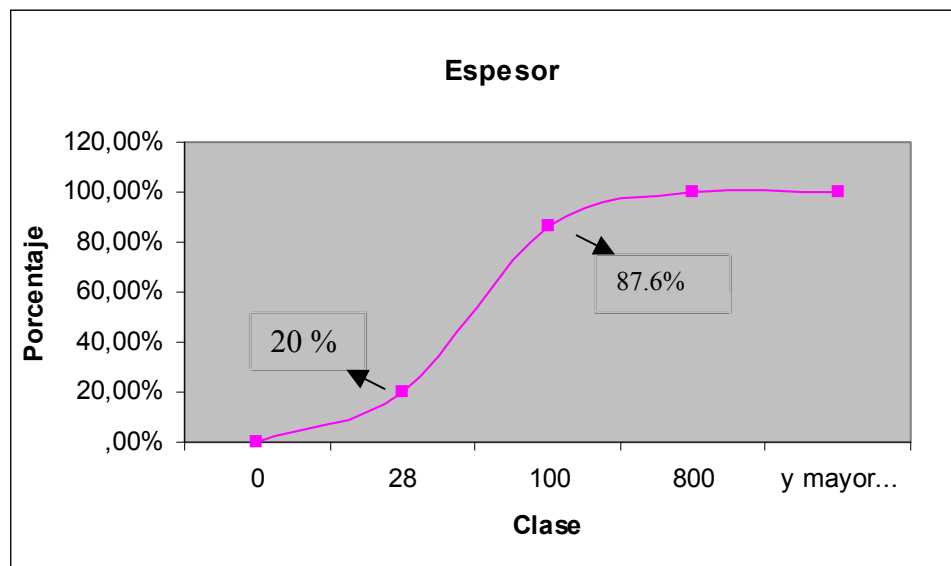


Figura 12. Porcentaje acumulado para el espesor (procesos miscibles)

Tabla 10. Intervalos definidos mediante uso de los percentiles.

Propiedad	Tipo de Proceso	
	Miscible	Inmiscible
Gravedad (°API)	> 36 - 51 <	> 24 - 52 <
Permeabilidad (mD)	> 5 - 38 <	> 90 - 2800 <
Presión del Yacimiento (lpc)	> 3500 - 7600 <	> 1600 - 3000 <
Temperatura (°F)	> 130 - 286 <	> 88 - 212 <
Viscosidad (cp)	> 0,126 - 1,2 <	> 0,23 - 5,5 <
Espesor (pies)	> 28 - 100 <	> 60 - 515 <
Profundidad (pies)	> 6500 - 15565 <	> 1400 - 8540 <
Porosidad (%)	> 10 - 20 <	> 6 - 28 <
Soi (%)	> 47 - 80 <	ID

ID: Insuficientes datos

- Una vez determinados estos intervalos, se hizo una revisión individual de cada propiedad, mediante lo cual se establecieron los criterios de selección de forma definitiva. Los criterios definitivos se encuentran en el capítulo análisis de resultados.

3.5 MÉTODOS DE EVALUACIÓN

En este segmento se presentan los pasos seguidos para desarrollar una metodología que permita obtener un criterio de evaluación de la posibilidad de aplicación de la inyección de nitrógeno en un yacimiento dado.

La metodología se llevó a cabo aplicando cuatro métodos de evaluación: método de variación exponencial de diferencias, método estadístico, método de las características y método aproximado. La escala de evaluación de todos ellos se encuentra en un rango que varía entre 0 y 100 puntos. El desarrollo de cada método de evaluación representa los pasos

que comprende la metodología para finalmente realizar una integración entre los resultados de cada uno, tal y como se muestra en la sección 3.5.5.

3.5.1 MÉTODO DE VARIACIÓN EXPONENCIAL DE DIFERENCIAS

Se realizó una adaptación del método de variación exponencial de diferencias, con el fin de seleccionar yacimientos prospectos a la inyección de nitrógeno, ya que originalmente el mismo se había enfocado a la selección de yacimientos prospectos a la inyección de dióxido de carbono (CO₂).

Propiedades empleadas en el desarrollo del método.

Las propiedades del yacimiento utilizadas en el desarrollo del método de variación exponencial fueron: permeabilidad, porosidad, espesor, temperatura y presión de yacimiento. Otras tales como viscosidad, gravedad API del petróleo y profundidad no fueron estudiadas debido a la disponibilidad de un único fluido para llevar a cabo las simulaciones. La inyección del gas se controló en las simulaciones manteniendo la presión de fondo fija. El proceso de simulación se llevó a cabo para evaluar la influencia de las propiedades sobre el proceso de inyección de nitrógeno, a partir de lo cual se determinarían los valores óptimos y pésimos de las mismas.

Características básicas del proceso de simulación.

Para llevar a cabo el proceso de simulación se utilizó el simulador composicional ECLIPSE300™. Se dispuso de un modelo bidimensional para hacer el estudio de sensibilidades, de dimensiones 20x1x3 en coordenadas cartesianas, el cual fue modificado tanto para procesos miscibles como inmiscibles, al incluirle los valores de las propiedades del yacimiento de referencia. La malla fue dispuesta de manera tal que presentó un ligero buzamiento. En los Anexos 1 y 2, se presentan los archivos de simulación del yacimiento para procesos miscibles e inmiscibles.

La información de saturación de agua connata, gas inicial, petróleo y curvas de permeabilidad se tomaron de los pozos VLC-812 y VLC-963 del yacimiento VLC-363 utilizado como referencia

Para simular la inyección, se ubicaron un pozo productor y uno inyector simétricamente en las regiones extremas de la malla, como se muestra en la Figura 13.

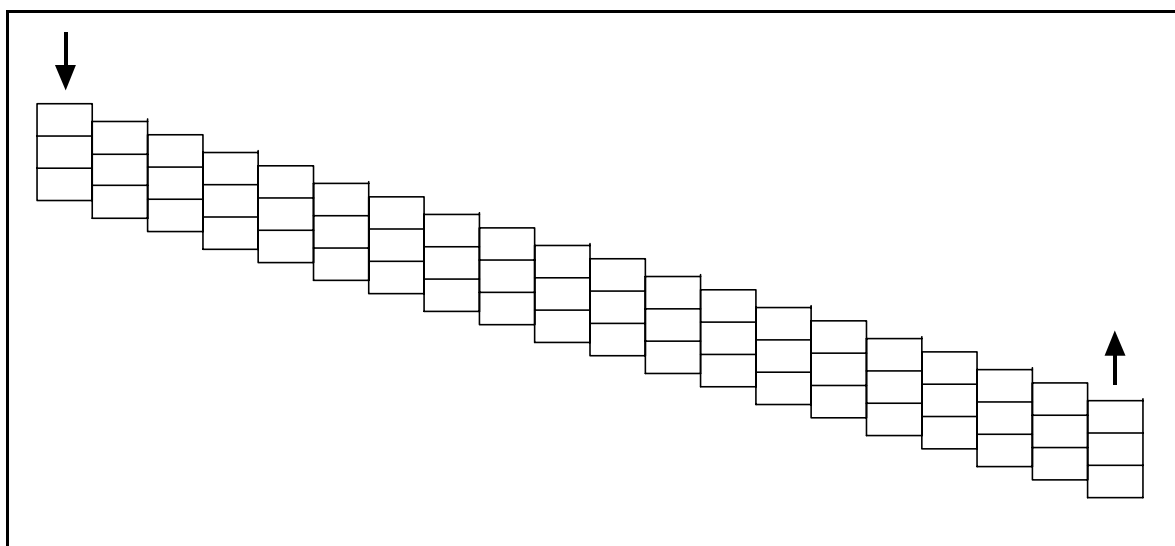


Figura 13. Ilustración de la malla empleada para las simulaciones.

El estudio se realizó bajo una serie de condiciones de operación resumidas en la Tabla 11. Durante la realización de las simulaciones, las mismas fueron detenidas al no cumplirse cualquiera de estas condiciones.

Tabla 11. Condiciones de Operación para las Simulaciones

Relación gas-petróleo máxima permitida	35 Mscf/stb
Máximo corte de agua permitido	0,95
Tasa mínima de producción de petróleo	20 stb/day
Presión de fondo máxima de inyección	6000 lpc

Estudio de sensibilidades.

Se determinó el conjunto de características que optimizarían la respuesta del yacimiento a la inyección de nitrógeno. Esto se llevó a cabo mediante un estudio de sensibilidades que permitió establecer las propiedades óptimas y pésimas del yacimiento, y cuyo paso inicial consistió en definir un yacimiento de referencia que sirvió como base para llevar a cabo dicho estudio.

La magnitud de las propiedades del yacimiento de referencia se determinaron mediante la elaboración de histogramas de los valores de cada propiedad, provenientes de la revisión del banco de datos que sirve como aporte de información de los distintos yacimientos bajo estudio. De cada uno de estos gráficos se consideró la media como el valor de referencia. El histograma de la gravedad API del petróleo para los procesos miscibles se muestra en la Figura 14, el resto de los histogramas se puede ver en el Apéndice A, mientras que la Tabla 12 muestra el resumen de las propiedades del yacimiento de referencia obtenidos mediante este procedimiento.

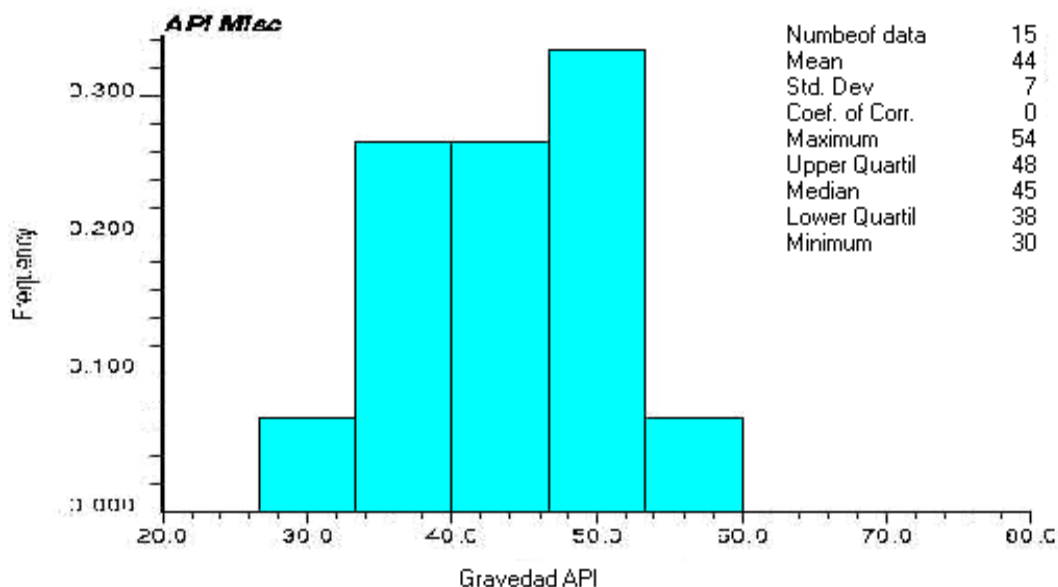


Figura 14. Histograma de gravedad API del petróleo para proceso miscible

Tabla 12. Propiedades de los yacimientos de referencia para procesos miscible e inmiscible.

Propiedad	Miscible	Inmiscible
Permeabilidad (md)	64	1245
Espesor (pies)	54	110
Presión del yacimiento (lpc)	5212	4700
Porosidad (%)	14	14
Temperatura (°F)	215	161
Profundidad (pies)	11382	6993
Gravedad (°API)	44	44
Viscosidad (cp)	0,08	0,08

Las diferentes sensibilidades realizadas fueron llevadas a cabo a partir del yacimiento de referencia y variando una propiedad a la vez. Las Tablas 13 y 14, muestran los intervalos de valores para cada propiedad dentro de los cuales se llevaron a cabo las sensibilidades del estudio. Las sensibilidades tomaron valores a lo largo de todo el intervalo, incluyendo el valor mínimo y máximo del mismo.

Tabla 13. Intervalo de valores y sensibilidades (casos miscibles)

Propiedad	Mínimo	Sensibilidades	Máximo
Permeabilidad (md)	0,2	10 30 64 100	700
Espesor (pies)	18	40 54 80 100 500	800
Presión del yacimiento (lpc)	1860	3000 4000 5212 5800 7600	10800
Porosidad (%)	5	11 13 14 16 20	27
Temperatura (° F)	104	170 215 270	325

Tabla 14. Intervalo de valores y sensibilidades (casos inmiscibles)

Propiedad	Mínimo	Sensibilidades	Máximo
Permeabilidad (md)	1	30 500 1245 2000	3500
Espesor (pies)	24	60 110 500	2300
Presión del yacimiento (lpc)	600	2000 3500 4700	5000
Porosidad (%)	4	10 14 20	28
Temperatura (° F)	82	140 161 212	325

Después de llevadas a cabo las sensibilidades, cada una se encontraba asociada al correspondiente factor de recobro obtenido por la simulación. Se procedió a establecer el conjunto de propiedades "óptimas" y "pésimas" del yacimiento (ver Tabla 15), tomando el valor de aquellas asociadas al mayor y menor factor de recobro respectivamente.

Tabla 15. Valores óptimos y pésimos de las propiedades.

Propiedad	Miscible		Inmiscible	
	Óptimo	Pésimo	Óptimo	Pésimo
Permeabilidad (md)	64	0,2	30	1
Presión del yacimiento (lpc)	5800	1860	3500	600
Porosidad (%)	14	5	14	28
Temperatura (°F)	215	325	212	140
Espesor (pies)	40	18	24	500

Procedimiento del método de variación exponencial de diferencias.

Parámetro Normalizado "Xi,j": El primer paso desarrollado consistió en determinar para cada propiedad (j) del yacimiento (i), Pij, su correspondiente parámetro normalizado Xi,j, el cual es definido por la siguiente ecuación:

$$X_{i,j} = \left| \frac{P_{ij} - P_{oj}}{P_{wj} - P_{oj}} \right| \quad [\text{Ec. 9}]$$

donde Pi,j es la propiedad "j" evaluada, que corresponde al yacimiento "i". Po,j y Pw,j los valores óptimo y pésimo de dicha propiedad respectivamente, obtenidos del estudio de sensibilidades.

Parámetro de Variación Exponencial "Ai,j": Posteriormente los parámetros normalizados Xi,j son transformados a parámetros de variación exponencial, utilizando la siguiente ecuación:

$$A_{i,j} = 100 \times e^{(-c \cdot x_{ij}^2)} \quad [\text{Ec. 10}]$$

Se creó la matriz Aij, utilizando la Ecuación 10, donde "i" representa cada uno de los yacimientos, y "j" las propiedades seleccionadas. En esta ecuación, "C" es una constante determinada al examinar la Figura 15, la cual se obtuvo de la siguiente forma:

- Se tomó la columna de valores de Xi,j correspondiente a la propiedad presión de yacimiento. (Es indiferente tomar cualquiera de las propiedades ya que se obtiene la misma tendencia)
- Se graficó Ai,j vs. Xi,j, para ello se varió el valor de la constante "C".

De acuerdo a la literatura^[13, 14], se debe tomar aquella curva que presente la tendencia más “suave”, siendo este caso la curva $C = 3$ la seleccionada.

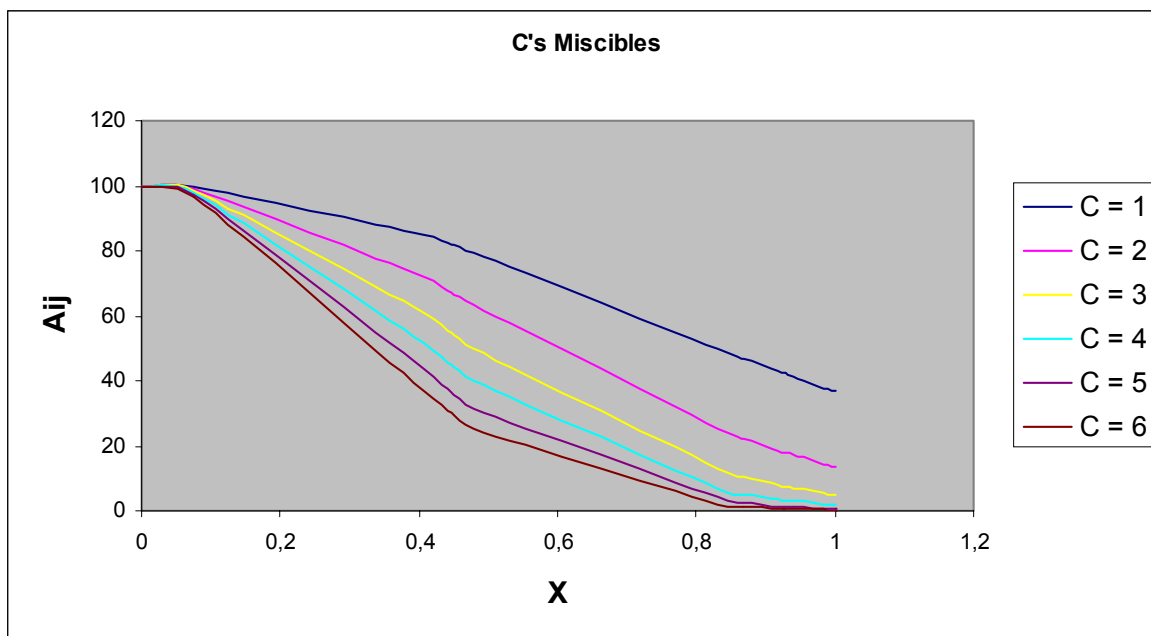


Figura 15. Comportamiento de la función de variación exponencial para la determinación de la constante "C".

Matriz Pesada " $W_{i,j}$ ": Luego se determinó la matriz pesada mediante la Ecuación 11 en donde se toma en cuenta la importancia relativa o peso de cada propiedad del yacimiento, esto es

$$W_{i,j} = A_{i,j} \cdot w_j \quad [\text{Ec. 11}]$$

Peso de las Propiedades " w_j ": La importancia relativa o peso de cada propiedad se determinó aplicando la relación entre la “pendiente normalizada” α_j y la sumatoria de dichas pendientes, como se muestra a continuación

$$\alpha_j = \left| \frac{V_{oj} - V_{wj}}{V_{oj}} \cdot \frac{P_{oj} - P_{wj}}{P_{oj}} \right| \quad [\text{Ec. 12}] \quad W_j = \frac{\alpha_j}{\sum_1^j \alpha_j} \quad [\text{Ec. 13}]$$

donde V_{oj} y V_{wj} se refieren al factor de recobro asociado a P_{oj} y P_{wj} que representan los valores óptimo y pésimo respectivamente de las propiedades “j” evaluadas. Una vez determinados los pesos se obtuvo la matriz W_{ij} aplicando la Ecuación 11.

Se calculó el producto de la matriz pesada por su traspuesta, $WWT_{ij} = W_{ij} \cdot W_{ij}^T$, luego se definió un vector “puntaje”, donde cada componente era el resultado de hallar el módulo de cada fila correspondiente de la matriz WWT_{ij} , normalizando cada uno de los componentes, al dividirlos entre el módulo obtenido para un yacimiento con las propiedades óptimas, tal y como sigue

$$R_i = \frac{100 \cdot \sqrt{\sum_1^j WWT_{ij}^2}}{R_o} \quad [\text{Ec. 14}]$$

donde R_i representa el puntaje de cada uno de los yacimientos, y R_o el módulo obtenido para el yacimiento que presenta las propiedades óptimas o yacimiento "ideal". Los resultados varían entre 0 y 100, donde 100 es el puntaje que representa la mayor aplicabilidad de inyección y 0 la menor.

En el Apéndice B, se muestra un ejemplo del desarrollo del método de variación exponencial de diferencias.

3.5.2 MÉTODO ESTADÍSTICO

La presente metodología es una adaptación del método estadístico original para evaluar la aplicabilidad de la inyección de nitrógeno. El objetivo fue realizar una selección óptima de los yacimientos en los cuales se pretende aplicar la inyección de nitrógeno como método de recuperación mejorada. Es por ello, que se requiere conocer las diferentes propiedades del yacimiento que tienen mayor impacto en este tipo de proceso^[15].

Las propiedades utilizadas para llevar a cabo este procedimiento son las seleccionadas en la Sección 3.3 y presentadas en la Tabla 8.

Procedimiento del método estadístico.

Se tomó la base de datos reducida y se determinó el coeficiente de variación (CV) para cada una de las variables consideradas para este método, y posteriormente se halló el inverso a cada uno. En la Tabla 16 se muestra un ejemplo de coeficientes de variación y sus inversos tomando dos yacimientos de los casos miscibles.

Tabla 16. Coeficientes de variación y sus inversos

Propiedad	Coeficiente de Variación (CV)	Inverso de CV
Presión del Yacimiento (lpc)	0,49	2,05
Permeabilidad (md)	3,00	0,33

Se estableció el peso de las variables manejadas haciendo:

$$\text{Peso (\%)} = \frac{CV^{-1}(\text{propiedad evaluada}) * 100}{\sum CV^{-1}} \quad [\text{Ec. 15}]$$

Se determinó el valor del puntaje obtenido por cada yacimiento, como se muestra a continuación

$$\text{Puntaje} = \text{Peso de la Variable1} * P1 + \text{Peso de la Variable2} * P2 + \dots$$

$$\text{Puntaje} = \sum (\text{Peso de la Variable})_i * P_i \quad [\text{Ec. 16}]$$

donde P es un valor que puede ser igual a 0; 0.5; ó 1, de acuerdo a las siguientes condiciones:

- P = 0. Si el valor de la propiedad es menor al 0-percentil o mayor al 100-percentil.
- P = 0,5. Si el valor de la propiedad se encuentra entre el 0-percentil y 25-percentil, ó, si se encuentra entre 75-percentil y 100-percentil
- P = 1. Si el valor se encuentra entre el 25-percentil y 75-percentil

Un ejemplo de esto se puede ver en la siguiente tabla, y el resto en el Apéndice C.

Tabla 17. Valores de “P” para la permeabilidad.

Permeabilidad	
P	Intervalo (md)
0	< 0,2 > 700
0,5	> 0,2 - 4 < > 35,4 - 700 <
1	> 4 - 35,4 <

Los percentiles fueron utilizados para establecer rangos de valores en las propiedades utilizadas. Los valores deseados o mejores valores (P=1) se ubicaron dentro del 50 por

ciento del total de valores, es decir, entre el 25-percentil y 75-percentil. Con esto, se evitó incluir valores muy cercanos a los extremos (máximos o mínimos).

A cada propiedad de los yacimientos se le asignó su valor de “P” correspondiente. Una vez asignado el mismo se procedió a determinar el resultado de multiplicar el peso de la propiedad por el valor de “P” (Ec. 16) y así obtener la evaluación de los yacimientos. En el Apéndice D se muestra un ejemplo para el desarrollo de este método.

3.5.3 MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS

Las propiedades tomadas en cuenta para la aplicación del método fueron al igual que en el método estadístico las presentadas en la Tabla 8. Dichas propiedades fueron clasificadas en mala, regular y buena, y a esta clasificación se le asignó un puntaje de evaluación. El puntaje asignado reflejó el rango de valores donde se supone es más favorable la propiedad para la inyección de nitrógeno de acuerdo a la información estadística y experiencia disponible para ello. La escala de evaluación que asigna el puntaje a cada rango de valores se muestra en Tabla 18.

Tabla 18. Escala de evaluación de variables.

Puntaje	Evaluación
1	Mala
2	Regular
3	Buena

Tablas de Puntaje.

La creación de las tablas de puntaje representan las bases del método de las características, por lo tanto, los resultados dependen directamente del criterio utilizado en su conformación. A continuación se presentan las tablas para cada una de las propiedades:

- Permeabilidad: debido a que existe una relación directa entre las permeabilidades vertical y horizontal, una alta permeabilidad horizontal generalmente traería como consecuencia una permeabilidad vertical elevada, lo que podría originar segregación gravitacional. A la vez, permeabilidades muy bajas limitan la movilidad del gas y del crudo, lo que afecta directamente el proceso ya que disminuye el desplazamiento del crudo por el gas.

Tabla 19. Permeabilidad (tabla de puntajes)

Permeabilidad	
Puntaje	Intervalo (md)
1	< 4 > 2800
2	> 4 - 36 < > 300 - 2800 <
3	> 36 - 300 <

- Gravedad °API: Se penalizan los crudos más pesados, mientras que se favorece aquellos que presentan crudos livianos y condensados. Junto con esto, los límites en los intervalos fueron establecidos al analizar la manera como se agruparon los datos en el conjunto de yacimientos para los casos miscibles e inmiscibles, lo cual puede verse en los histogramas del Apéndice A.

Tabla 20. Gravedad API (tabla de puntajes)

Gravedad	
Puntaje	Intervalo (°API)
1	< 24 > 54
2	> 24 - 37 < > 51 - 54 <
3	> 37 - 51 <

- Temperatura: temperaturas bajas y altas obtuvieron una pobre evaluación, ya que se aleja de las condiciones de miscibilidad. Se asignó una mejor evaluación a medida que la temperatura aumenta debido a que produce una mayor vaporización y a la vez una disminución de la viscosidad del crudo, lo que favorece el recobro. Pero por otro lado, el nitrógeno requiere de altas presiones cuando se encuentra a temperaturas muy elevadas para reducir la velocidad de segregación debido a que su densidad disminuye y aumenta la presión mínima de miscibilidad.

Tabla 21. Temperatura (tabla de puntajes)

Temperatura	
Puntaje	Intervalo (°F)
1	< 105 > 325
2	> 105 - 130 < > 212 - 325 <
3	> 130 - 212 <

- Viscosidad: crudos muy viscosos reciben una puntuación de 1, mientras que se favoreció aquellos crudos poco viscosos debido a que la viscosidad en los proyectos bajo estudio tienden a agruparse en valores bajos de dicha propiedad.

Tabla 22. Viscosidad (tabla de puntajes)

Viscosidad	
Puntaje	Intervalo (cp)
1	> 5,5
2	> 1,2 - 5,5 <
3	1,2 <

- Presión del Yacimiento: presiones muy altas (por encima de aproximadamente 7500 lpc) pueden traer problemas de compresión desde el punto de vista de limitaciones de los equipos. Mientras que presiones muy bajas se alejan de las condiciones de miscibilidad^[13].

Tabla 23. Presión del yacimiento (tabla de puntajes)

Presión del Yacimiento	
Puntaje	Intervalo (lpc)
1	< 1900 > 7600
2	> 1900 - 3000 < > 5000 - 7600 <
3	> 3000 - 5000 <

- Porosidad: no se considera crítico, por lo que los intervalos se determinaron con el fin de que se obtuviese una puntuación regular para la mayoría de la población. A la vez se analizó la distribución de los datos de los proyectos miscibles e inmiscibles (las cuales se pueden ver en el Apéndice A) para determinar los límites de los intervalos.

Tabla 24. Porosidad (tabla de puntajes)

Porosidad	
Puntaje	Intervalo (%)
1	< 6
2	> 6 - 14 <
3	> 14

- Espesor: Se considera menos recomendable la inyección a medida que el espesor del intervalo es mayor, pues se podría producir segregación gravitacional, por lo que se penalizan espesores grandes. A la vez, el aumento del espesor incrementa el área transversal que debe cubrir el fluido desplazante, lo cual puede afectar la eficiencia de barrido. Por otro lado, un espesor muy pequeño podría acarrear problemas operacionales y también resultar poco rentable.

Tabla 25. Espesor (tabla de puntajes)

Espesor	
Puntaje	Intervalo (pies)
1	< 28 > 800
2	> 28 - 95 < > 515 - 800 <
3	> 95 - 515 <

- Profundidad: profundidades muy bajas son evaluadas como malas, ya que la formación soporta menor presión, por otro lado las presiones bajas están alejadas de la condición de miscibilidad. Se evalúa de manera similar las profundidades muy altas, pues los costos operativos son mayores (entre los que se pueden destacar el gasto de tubería, pérdida de lodos, compresores, etc.), y al mismo tiempo se relacionan con altas presiones, lo cual eleva el costo de los equipos de operación.^[13]

Tabla 26. Profundidad (tabla de puntajes)

Profundidad	
Puntaje	Intervalo (pies)
1	< 1400 > 15800
2	> 1400 - 4900 < > 8600 - 15800 <
3	> 4900 - 8600 <

Procedimiento del método de las características.

El procedimiento del método de las características se basa, una vez establecidas las tablas de puntaje de las propiedades, en la generación de las matrices $N_{i,j}$ y $NN_{Ti,j}$, cuyos procesos de conformación se presentan a continuación.

Matriz N_{ij} : una vez determinado el puntaje de los intervalos, se generó la matriz que contiene el valor de las propiedades que fueron seleccionadas previamente. Se le asignó la evaluación determinada en las tablas a cada uno de los valores de las propiedades seleccionadas, mediante lo cual se construyó la matriz N_{ij} . Se incluyó el yacimiento "ideal" al cual se le asignó el valor 3 de evaluación para sus propiedades, ya que se parte de la suposición de que el mismo presenta las propiedades más favorables para la inyección de nitrógeno.

Matriz NN_{Tij} : se construyó la matriz NN_{Tij} , la cual es el resultado de la multiplicación de la matriz N_{ij} por su traspuesta con el fin de considerar la interacción entre los yacimientos. Dicha interacción significa que la multiplicación arroja un valor para cada elemento de la matriz, el cual considera la calificación obtenida por una propiedad para un yacimiento en particular respecto de las evaluaciones obtenidas por el resto de los yacimientos para la misma propiedad.

Evaluación: Por último se le calculó el módulo a cada una de las filas de la matriz NN_{Tij} , donde la magnitud del mismo representa una medida directa de las posibilidades de éxito que tiene un yacimiento dado si se aplica un proceso de inyección de nitrógeno. El módulo de cada fila, fue normalizado al dividir cada uno de ellos entre el módulo del yacimiento ideal, luego se multiplican por 100 para que el valor de la evaluación varíe entre 0 y 100, donde 100 es el valor que representa la mayor probabilidad de éxito y 0 la menor.

El desarrollo de este método se puede ver detalladamente en el Apéndice E.

3.5.4 MÉTODO APROXIMADO

El método aproximado se aplicó con el mismo fin de los métodos anteriores, establecer una evaluación de los yacimientos prospectos para la inyección de nitrógeno. Las propiedades utilizadas para el desarrollo del método son las presentadas en la Tabla 8 al igual que en el método estadístico y de las características.

Procedimiento del método aproximado.

En primer lugar se tomó la base de datos reducida y se verificó cada una de las propiedades de los yacimientos de manera que cumplieran con los criterios de selección preliminar establecidos en la sección 3.4.

Se le asignó un valor de 1 a aquellas propiedades que se encuentran dentro del intervalo de los criterios de selección preliminar y un valor de 0 a las que no. Una vez asignado el número de aprobación, se procedió a determinar el puntaje de cada yacimiento, mediante la siguiente ecuación

$$\text{Puntaje} = \sum_{i=1}^j (\# \text{ de aprobación })_i \times (\% \text{ peso de la propiedad })_i \quad [\text{Ec. 17}]$$

Se aplicó la ecuación anterior, utilizando los pesos obtenidos por el método de variación exponencial que resultaron de aplicar la Ecuación 13. De esta forma se obtuvieron los resultados para el método aproximado en su primera etapa.

Posteriormente se aplicó de nuevo la Ecuación 17, pero se tomaron los pesos del método estadístico resultantes de aplicar la Ecuación 15 y se obtuvieron los resultados del método aproximado en su segunda etapa.

Los resultados de la aplicación del método aproximado (para pesos del método exponencial y del método estadístico) son mostrados y analizados en la discusión de resultados para los casos miscibles e inmiscibles. Un ejemplo del desarrollo de éste método en sus dos etapas se puede ver en el Apéndice F.

3.5.5 INTEGRACIÓN DE LOS MÉTODOS

Luego de desarrollados los cuatro métodos descritos a lo largo del capítulo, se realizó una integración entre ellos con la finalidad de obtener un puntaje definitivo, que resultara de la interacción de los resultados que arrojó cada uno de los métodos.

Para ello, se construyó la matriz R_{ij} que contenía los resultados de cada método, donde "i" representa el yacimiento evaluado y "j" el método de evaluación correspondiente. Al igual que para cada yacimiento evaluado el yacimiento "ideal" obtuvo una evaluación al aplicar cada método, cuyo valor representa el máximo de 100 puntos en cada uno de ellos y los cuales constituyen la última fila de la matriz R_{ij} . Todos los resultados presentados en la matriz se encontraban variando entre 0 y 100. En la tabla 27 se muestra un ejemplo de la matriz R_{ij} , tomando dos yacimientos para el caso miscible.

Tabla 27. Matriz R_{ij}

Yacimiento	Características	Variación Exponencial	Estadístico	Aproximado (pesos exponencial)	Aproximado (pesos estadístico)
Block 31 Devonian	96,53	53,7	92,08	100	100
Levelland	58,97	22,08	57,53	18,77	18,41
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Ideal	100	100	100	100	100

Para llevar a cabo la interacción entre los resultados de cada método se multiplicó R_{ij} por su traspuesta, de esta forma los resultados obtenidos por los yacimientos en cada método

son comparados con el resultado del resto de los yacimientos. Posteriormente, se halló el módulo a cada una de las filas de la matriz resultante de la multiplicación. Por último, se normalizó cada uno de los módulos hallados, dividiéndolos entre el módulo que obtuvo el yacimiento "ideal" y se multiplicó por cien cada uno de ellos, para obtener una escala de puntajes que fuese igual a la de los métodos aplicados. Los resultados de la multiplicación de matrices, así como el puntaje de los yacimientos puede verse en la Tabla 28, en la cual se muestra el resultado de los dos yacimientos tomados como ejemplo anteriormente y del yacimiento "ideal", el resto se encuentra en el análisis de resultados

Tabla 28. Evaluación final de los yacimientos

Yacimiento				Módulo	Puntaje
Block 31	40673,21	15893,06	138664,45	90,91
Devonian					
Levelland	15893,06	7966,16	54741,5	35,89
⋮	⋮	⋮		⋮	⋮
Ideal	44227,4	17576,02	152521,62	100

3.6 GENERACIÓN DE CORRELACIONES

La presente sección tiene como objetivo generar correlaciones que permitan predecir el comportamiento del factor de recobro, basándose en las propiedades y características del yacimiento y los fluidos. Para generar dichas correlaciones, se utilizó el teorema de Buckingham-Pi.

Se llevó a cabo el procedimiento empleando las variables mostradas a continuación:

- Permeabilidad (md)
- Temperatura (°F)
- Presión del Yacimiento (lpc)
- Porosidad (%)

- Viscosidad del Petróleo (cp)
- Profundidad (pies)
- Espesor (pies)
- Gravedad (°API)
- Tasa de Inyección de Gas (MMpc/d)
- Área Productora (acres)
- Factor de Recobro (%)

De estas propiedades se tomó el factor de recobro como variable dependiente y el resto como variables independientes, ya que se procedió a generar correlaciones que reprodujeran el factor de recobro a partir del resto de las propiedades y características.

La Tabla 29 presenta el valor las propiedades tomadas para desarrollar las correlaciones, donde el factor de recobro representa el incremento del mismo (diferencia entre factor de recobro total y primario) luego de llevado a cabo el proceso de inyección de nitrógeno.

Tabla 29. Propiedades utilizadas en el desarrollo de las correlaciones

Yacimiento	Fr (%)	Visc. Petróleo (cp)	Permeabilidad (mD)	Presión del Yacimiento (lpc)	Tasa inyección (MMpc/d)	Espesor (pies)	Profundidad (pies)	Area Productora (acres)	Porosidad (%)	Gravedad (°API)
Andector-Ellenberger	41,3	0,56	2000	2000	2	515	8000	1293	3,8	44
Block 31 Devonian	26	0,25	5,4	4250	54	97	8600	7840	15	48
Levelland	30	1,93	2,1	1860	12	100	4900	1600	11	30
Two Freds	22	1,467	33,4	1900	6	28	4820	4392	20	36,2
Yates	50	5,5	175	700	450	60	1400	14300	15	30
Lisbon	17	0,5	0,555	3000	6	234	8500	5000	6	52
Ryckman Creek	20	0,23	90,2	3000	24	500	7600	2000	14,7	47
Wilcox-8	19,5	0,126	8,6	10598	10	25	13175	6100	20	44
Wilcox-12	19,5	0,126	4,6	10800	10	34	13633	6100	19	45

Debido a que la Tabla 29 reporta el incremento del factor de recobro para cada yacimiento, la correlación resultante al finalizar esta sección pronostica el incremento de factor de recobro de un yacimiento a partir de sus propiedades y características.

Para la aplicación del teorema de Buckingham-Pi el primer paso consistió en establecer la forma funcional de la variable dependiente

$$Fr = f(K, Pyac, T, H, Prof, \mu, API, \phi, Qiny, \text{Área}) \quad [\text{Ec. 18}]$$

Se identificaron m variables repetidas, seleccionadas entre las variables independientes, las cuales incluyeron las dimensiones básicas: masa, longitud, tiempo y temperatura (M, L, T y θ , respectivamente), pero las cuales no formaban parámetros adimensionales al combinarse sólo entre ellas. Esto se hizo analizando la siguiente tabla, en la cual se pueden ver las diferentes variables utilizadas y sus dimensiones básicas asociadas.

Tabla 30. Dimensiones básicas de las variables

	K	$Pyac$	$Temp$	H	$Prof$	μ	$Qiny$	Área	API	ϕ	Fr
	$[L^2]$	$[M / L^2]$	$[\theta]$	$[L]$	$[L]$	$[M / L.T]$	$[L^3/T]$	$[L^2]$	$[Adim]$	$[Adim]$	$[Adim]$
θ	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
M	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
L	2	-2	0	1	1	-1	3	2	0	0	0
T	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0

Ya que se trabajó con cuatro dimensiones básicas, se estableció el mismo número de variables repetidas, tomando presión del yacimiento, temperatura, viscosidad y tasa de inyección de gas. De esta forma se garantizó que al utilizar estas propiedades, la combinación de sus dimensiones no formase un grupo adimensional.

La selección de estas propiedades como variables repetidas se hizo de la manera siguiente: se tomaron aquellas que presentaron la mayor cantidad de dimensiones (Presión,

Viscosidad y Tasa de Inyección de Gas), y luego aquellas que en el caso de presentar una sola dimensión no hubiese sido tomada en cuenta en las seleccionadas previamente (Temperatura).

El proceso anterior resultó en la conformación de un grupo no adimensional, que luego se convirtió en adimensional al combinarlo de la siguiente forma: primero con permeabilidad para obtener el grupo Π_1 , segundo espesor para el grupo Π_2 , tercero profundidad para el grupo Π_3 y en cuarto lugar el área productora para el grupo Π_4 . La permeabilidad, espesor, profundidad y área, se consideran en el proceso como variables no repetidas.

Determinación de Grupos adimensionales

Para determinar el primer grupo adimensional se combinaron presión de yacimiento, temperatura, viscosidad, tasa de inyección de gas y permeabilidad, esto es

$$\Pi_1 = (P_{yac})^a \cdot (Temp)^b \cdot (\mu)^c \cdot (Q_{iny}) \cdot (K)^d \quad [Ec. 19]$$

Luego, como el objetivo era determinar a, b, c y d de manera que el grupo resultara adimensional, se escribió en términos de dimensiones

$$\Pi_1 = (M)^0 \cdot (\theta)^0 \cdot (L)^0 \cdot (T)^0 = (M / L^2)^a \cdot (\theta)^b \cdot (M / LT)^c \cdot (L^3/T) \cdot (L^2)^d \quad [Ec. 20]$$

donde los exponentes de M, L, T y θ fueron forzados a ser cero para garantizar que la agrupación fuera adimensional.

En la Ec. 19 puede observarse como el exponente de la tasa de inyección de gas es la unidad. Se utilizó este valor de manera arbitraria, debido a que asignar un exponente a dicha propiedad sería añadir una incógnita al sistema de ecuaciones planteado a continuación para obtener el valor de los exponentes a, b, c y d, lo traería como consecuencia que el mismo no tuviese solución ya que existiría un mayor número de incógnitas que ecuaciones. Dicho sistema es mostrado a continuación:

θ: $b = 0$

M: $a + c = 0$

L: $-2a - c + 3 + 2d = 0$

T: $-c - 1 = 0$

Resolviendo el sistema se hallaron los valores de los exponentes:

$$a = 1 \qquad b = 0 \qquad c = -1 \qquad d = -1$$

lo que trajo como resultado el primer grupo adimensional, al sustituir los exponentes en la Ecuación 19:

$$\Pi_1 = \frac{P_{yac} \cdot Q_{iny}}{\mu \cdot K}$$

Es importante destacar que al asignar el valor de la unidad como exponente a cada una de las variables restantes en la Ec. 19 pueda ocurrir lo siguiente:

1. La conformación de un grupo adimensional distinto al grupo Π_1 , ya que el sistema de ecuaciones utilizado para hallar el valor de los exponentes es alterado, lo que trae como consecuencia la generación de una nueva correlación conformada por nuevos grupos adimensionales.
2. Puede suceder que aparezca una inconsistencia en el sistema de ecuaciones y por lo tanto que el mismo no tenga solución, lo que impide la conformación del grupo adimensional.

El segundo grupo adimensional se determinó mediante un proceso igual al anterior, pero el lugar de la permeabilidad fue tomado por el espesor:

$$\Pi_2 = (Pyac)^a \cdot (Temp)^b \cdot (\mu)^c \cdot (Qiny) \cdot (H)^d \quad [Ec. 21]$$

y en términos de dimensiones quedó

$$\Pi_2 = (M)^0 \cdot (\theta)^0 \cdot (L)^0 \cdot (T)^0 = (M / L^2)^a \cdot (\theta)^b \cdot (M / LT)^c \cdot (L^3/T) \cdot (L)^d \quad [Ec. 22]$$

Se conformó un sistema de ecuaciones con los exponentes, y de su resolución se obtuvieron los valores:

$$a = 1 \quad b = 0 \quad c = -1 \quad d = -2$$

mediante los cuales se conformó el segundo grupo adimensional:

$$\Pi_2 = \frac{Pyac \cdot Qiny}{\mu \cdot H^2}$$

El tercer grupo se conformó al sustituir espesor por profundidad en la Ecuación 21:

$$\Pi_3 = (Pyac)^a \cdot (Temp)^b \cdot (\mu)^c \cdot (Qiny) \cdot (Prof)^d \quad [Ec. 23]$$

y en términos de dimensiones

$$\Pi_3 = (M)^0 \cdot (\theta)^0 \cdot (L)^0 \cdot (T)^0 = (M / L^2)^a \cdot (\theta)^b \cdot (M / LT)^c \cdot (L^3/T) \cdot (L)^d \quad [Ec. 24]$$

Las Ecuaciones 22 y 24 son iguales, por lo que al establecer el sistema de ecuaciones para determinar los exponentes, la solución fue nuevamente

$$a = 1 \quad b = 0 \quad c = -1 \quad d = -2$$

entonces el tercer grupo adimensional quedó

$$\Pi_3 = \frac{Pyac.Qiny}{\mu.Prof^2}$$

El cuarto grupo adimensional se determinó al reemplazar permeabilidad por área productora en la ecuación 19:

$$\Pi_4 = (Pyac)^a.(Temp)^b.(\mu)^c.(Qiny).(Área)^d \quad [Ec. 25]$$

lo que en términos de dimensiones resultó

$$\Pi_4 = (M)^0.(\theta)^0.(L)^0.(T)^0 = (M/L^2)^a.(\theta)^b.(M/LT)^c.(L^3/T).(L^2)^d \quad [Ec. 26]$$

Las ecuaciones 20 y 26 son iguales, por lo que el sistema de ecuaciones para determinar el valor de los exponentes arroja resultados iguales, esto es

$$a = 1 \quad b = 0 \quad c = -1 \quad d = -1$$

mediante lo cual se estableció el cuarto grupo adimensional

$$\Pi_4 = \frac{Pyac.Qiny}{\mu.Area}$$

Los grupos Π_5 , Π_6 y Π_7 quedaron conformados directamente por las variables ϕ , API y Fr respectivamente, ya que las mismas representaban individualmente grupos adimensionales, esto es

$$\Pi_5 = \phi \quad \Pi_6 = API \quad \Pi_7 = Fr$$

Una vez hallados los grupos adimensionales se estableció la forma funcional definitiva de correlación:

$$Fr = f\left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.K}, \frac{Pyac.Qiny}{\mu.H^2}, \frac{Pyac.Qiny}{\mu.Prof^2}, \frac{Pyac.Qiny}{\mu.Area}, \phi, API\right) \quad [Ec. 27]$$

Desarrollo de la Correlación.

Luego de establecida la forma funcional para la correlación, se estableció una relación entre los grupos adimensionales del tipo exponencial (la literatura^[21] establece que los mismos se correlacionan de manera adecuada mediante este tipo de expresión) como se muestra en la Ecuación 28.

$$Fr = A \left[\left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.K} \right)^B \left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.H^2} \right)^C \left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.Prof^2} \right)^D \left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.Area} \right)^E (\phi)^F (API)^G \right] \quad [Ec. 28]$$

Para establecer la correlación, fue necesario determinar los coeficientes A, B, C, D, E, F y G, lo cual se llevó a cabo mediante el procedimiento mostrado a continuación:

➤ Se aplicó logaritmo neperiano a ambos lados de la ecuación anterior

$$\ln(Fr) = \ln(A) + B \cdot \ln\left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.K}\right) + C \cdot \ln\left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.H^2}\right) + D \cdot \ln\left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.Prof^2}\right) + E \cdot \ln\left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.Area}\right) + F \cdot \ln(\phi) + G \cdot \ln(API) \quad [Ec. 29]$$

La correlación fue desarrollada tomando las propiedades de los nueve yacimientos mostrados en la Tabla 29 para establecer un sistema de ecuaciones y determinar el valor de los coeficientes A, B, C, D, E, F y G de la Ec. 29. Al establecer el sistema, el número de ecuaciones excedió el número de incógnitas, por lo tanto se procedió a utilizar el método de

mínimos cuadrados, ya que proporciona un mejor ajuste de los coeficientes entre otros métodos de aproximación.

- A cada logaritmo neperiano de la ecuación 29 se le asignó el nombre de una variable, de esta forma la ecuación quedó

$$w = \text{Ln}(A) + B.x + C.y + D.z + E.t + F.q + G.m \quad [\text{Ec. 30}]$$

Cada una de las variables que acompañan a los coeficientes en la ecuación 30 es igual al logaritmo neperiano que acompaña al coeficiente correspondiente de la ecuación 29.

- Se substituyó el valor de las propiedades de cada yacimiento en la ecuación 30, quedando

1.	3,72 =	Ln (A) +	1,27B	- 3,61C	- 9,10D	+ 1,70E	+ 1,33F	+ 3,78G
2.	3,25 =	Ln (A) +	12,04B	+ 4,58C	- 4,38D	+ 4,76E	+ 2,70F	+ 3,87G
3.	3,40 =	Ln (A) +	8,61B	+ 0,14C	- 7,63D	+ 1,97E	+ 2,39F	+ 3,40G
4.	3,09 =	Ln (A) +	5,44B	+ 2,29C	- 8,00D	+ 0,57E	+ 2,99F	+ 3,58G
5.	3,91 =	Ln (A) +	5,79B	+ 2,76C	- 3,53D	+ 1,38E	+ 2,70F	+ 3,40G
6.	2,83 =	Ln (A) +	11,08B	- 0,41C	- 7,60D	+ 1,97E	+ 1,79F	+ 3,95G
7.	2,99 =	Ln (A) +	8,15B	+ 0,22C	- 5,21D	+ 5,05E	+ 2,68F	+ 3,85G
8.	2,97 =	Ln (A) +	11,49B	+ 7,20C	- 5,32D	+ 4,92E	+ 2,99F	+ 3,78G
9.	2,97 =	Ln (A) +	12,13B	+ 6,60C	- 5,37D	+ 4,94E	+ 2,94F	+ 3,80G

a partir de la cual se construyó la Tabla 31 para llevar a cabo el desarrollo de mínimos cuadrados.

Tabla 31. Valores para el desarrollo de mínimos cuadrados

x	y	z	t	q	m	w
1,27	-3,61	-9,10	1,71	1,34	3,78	3,72
12,04	4,58	-4,39	4,76	2,71	3,87	3,26
8,61	0,15	-7,64	1,98	2,40	3,40	3,40
5,45	2,29	-8,00	0,57	3,00	3,59	3,09
5,79	2,77	-3,53	1,39	2,71	3,40	3,91
11,08	-0,42	-7,60	1,97	1,79	3,95	2,83
8,15	0,22	-5,22	5,05	2,69	3,85	3,00
11,49	7,20	-5,33	4,93	3,00	3,78	2,97
12,14	6,61	-5,38	4,95	2,94	3,81	2,97

➤ Se estableció el siguiente sistema de ecuaciones:

$$B\sum x^2 + C\sum x.y + D\sum x.z + E\sum x.t + F\sum x.q + G\sum x.m + \sum x = \sum x.w$$

$$B\sum y.x + C\sum y^2 + D\sum y.z + E\sum y.t + F\sum y.q + G\sum y.m + \sum y = \sum y.w$$

$$B\sum z.x + C\sum z.y + D\sum z^2 + E\sum z.t + F\sum z.q + G\sum z.m + \sum z = \sum z.w$$

$$B\sum t.x + C\sum t.y + D\sum t.z + E\sum t^2 + F\sum t.q + G\sum t.m + \sum t = \sum t.w$$

$$B\sum q.x + C\sum q.y + D\sum q.z + E\sum q.t + F\sum q^2 + G\sum q.m + \sum q = \sum q.w$$

$$B\sum m.x + C\sum m.y + D\sum m.z + E\sum m.t + F\sum m.q + G\sum m^2 + \sum m = \sum m.w$$

$$B\sum x + C\sum y + D\sum z + E\sum t + F\sum q + G\sum m + n = \sum w$$

donde el valor "n" de la última ecuación representa el número de yacimientos con los que se entrenó la correlación.

- Luego se tomaron los valores de la tabla 31 para hallar cada sumatoria del sistema de ecuaciones anterior. Los resultados de las sumatorias representan los valores que acompañaron a cada coeficiente en el sistema. Posteriormente se conformó la matriz ampliada mostrada a continuación, tomando precisamente el valor que acompañaba a cada uno de los coeficientes:

$$\left[\begin{array}{ccccccc|c} 752,62 & 240,51 & -447,62 & 267,40 & 198,89 & 284,83 & 76,02 & 238,76 \\ 240,51 & 142,79 & -88,38 & 89,55 & 63,18 & 73,82 & 19,79 & 60,40 \\ -447,62 & -88,38 & 379,34 & -155,27 & -135,34 & -208,92 & -56,19 & -181,68 \\ 267,40 & 89,55 & -155,27 & 109,92 & 71,82 & 103,12 & 27,30 & 85,85 \\ 198,89 & 63,18 & -135,34 & 71,82 & 59,25 & 83,62 & 22,56 & 72,57 \\ 284,83 & 73,82 & -208,92 & 103,12 & 83,62 & 124,57 & 33,43 & 107,93 \\ 76,02 & 19,79 & -56,19 & 27,30 & 22,56 & 33,43 & 9 & 29,15 \end{array} \right]$$

cuya solución es

$$\left[\begin{array}{c} -0,067 \\ 0,050 \\ 0,111 \\ 0,021 \\ -0,585 \\ -1,145 \\ 10,047 \end{array} \right]$$

Entonces, la función que se obtuvo al sustituir estos valores quedó:

$$w = -0.067x + 0.05y + 0.111z + 0.021t - 0.585.q - 1.145m + 10.047 \quad [\text{Ec. 31}]$$

- Se igualaron las ecuaciones 30 y 31 para obtener el valor de $\text{Ln}(A)$, esto es

$$\text{Ln}(A) - 0.067x + 0.05y + 0.111z + 0.021t - 0.585.q - 1.145m = -0.067x + 0.05y + 0.111z + 0.021t - 0.585.q - 1.145m + 10.047$$

El valor de $\ln(A)$ se obtuvo agrupando términos semejantes de un lado de esta última ecuación, los cuales posteriormente se anularían, por lo que $\ln(A) = 10.047$.

- Sustituyendo el valor de $\ln(A)$ en la ecuación 30 se obtuvo una ecuación igual a 31. Se sustituyeron nuevamente en la ecuación 31 el valor de las variables que se habían asignado por sus correspondientes logaritmos neperianos, entonces la ecuación quedó

$$\begin{aligned} \ln(Fr) = & \left[10.047 - 0.067 \ln\left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.K}\right) + 0.05 \ln\left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.H^2}\right) + 0.111 \ln\left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.Prof^2}\right) + 0.02 \ln\left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.Area}\right) \right. \\ & \left. - 0.585 \ln(\phi) - 1.145 \ln(API) \right] \end{aligned} \quad [Ec. 32]$$

- Para eliminar los logaritmos neperianos se aplicó la función exponencial a ambos lados de la ecuación, mediante lo cual se convirtió la ecuación 32 en:

$$Fr = e^{10.047} \left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.K}\right)^{-0.067} \left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.H^2}\right)^{0.05} \left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.Prof^2}\right)^{0.111} \left(\frac{Pyac.Qiny}{\mu.Area}\right)^{0.02} (\phi)^{-0.585} (API)^{-1.145} \quad [Ec. 33]$$

- Finalmente se multiplicaron las bases semejantes y se operaron las potencias para obtener la correlación definitiva:

$$Fr = 23087 .Pyac^{0.115} Qiny^{0.115} \mu^{-0.115} K^{0.067} H^{-0.996} Pr of^{-0.222} Area^{-0.021} (\phi)^{-0.585} (API)^{-1.145} \quad [Ec. 34]$$

Una vez obtenida la correlación, se determinó el peso de cada una de las propiedades que la conforman sobre el incremento de factor de recobro calculado. Para ello, se siguió un procedimiento de cálculo que permite determinar la influencia que tienen las variables

pertenecientes a una función sobre ella misma. Dicho procedimiento se presenta a continuación tomando como ejemplo una función $f = f(x, y, z)$.

- Se deriva la función respecto a cada una de sus variables:

$$\frac{df}{dx} = \frac{d(f(x, y, z))}{dx}$$

$$\frac{df}{dy} = \frac{d(f(x, y, z))}{dy}$$

$$\frac{df}{dz} = \frac{d(f(x, y, z))}{dz}$$

- Se hace: $\frac{df}{dx} = \frac{\Delta f}{\Delta x}$, $\frac{df}{dy} = \frac{\Delta f}{\Delta y}$, $\frac{df}{dz} = \frac{\Delta f}{\Delta z}$, y al sustituir en las ecuaciones anteriores queda:

$$\frac{\Delta f}{\Delta x} = \frac{d(f(x, y, z))}{dx}$$

$$\frac{\Delta f}{\Delta y} = \frac{d(f(x, y, z))}{dy}$$

$$\frac{\Delta f}{\Delta z} = \frac{d(f(x, y, z))}{dz}$$

- Se despeja el término Δf en cada ecuación, quedando:

$$\Delta f = \left(\frac{d(f(x, y, z))}{dx} \right) \Delta x$$

$$\Delta f = \left(\frac{d(f(x, y, z))}{dy} \right) \Delta y$$

$$\Delta f = \left(\frac{d(f(x, y, z))}{dz} \right) \Delta z$$

Se asignan valores arbitrarios a las variables x, y, z , los cuales se mantienen fijos para las tres ecuaciones anteriores. Una vez hecho esto se han obtenido tres ecuaciones que relacionan la magnitud en que varía la función f y el incremento de las variables x, y, z , respectivamente. Tomar un valor arbitrario de Δx , cuya magnitud sea igual a la de Δy y Δz , y sustituir dichos valores en estas ecuaciones permitirá determinar la variable de mayor influencia sobre la función, ya que se podrá analizar cual de ellas resulta en el mayor y menor valor de Δf .

En esta sección se han mostrado los pasos seguidos para obtener los grupos adimensionales que conforman la Ec. 34 y su generación. Sin embargo hay que señalar que previamente se llevó a cabo un procedimiento similar para la generación de otras correlaciones, las cuales

resultaron menos precisas al predecir el incremento de factor de recobro. Por lo tanto, esta sección sólo muestra el procedimiento de la correlación de mayor precisión en su predicción. La generación de otras correlaciones se puede ver en el Apéndice G.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se presentarán y analizarán los resultados obtenidos en cada una de las secciones de la metodología del trabajo.

4.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN INICIAL

La Tabla 32 muestra una comparación entre los criterios de selección preliminar establecidos al utilizar el procedimiento descrito en la Sección 3.4 y la unificación de los criterios de la literatura presentados en la misma sección, ambos para propiedades de yacimientos prospectos a la inyección de nitrógeno.

Tabla 32. Comparación entre los criterios de selección propuestos y la literatura.

Propiedad / Característica	Nitrógeno Miscible		Nitrógeno Inmiscible	
	Sugerido	Literatura	Sugerido	Literatura
Gravedad (°API)	> 36	> 25	> 24	> 13
Viscosidad (cp)	< 1,2	< 2	< 5,5	< 600
Profundidad (pies)	> 6500	> 5900	> 1400	> 656
Saturación Inicial de Petróleo (%)	> 47	> 35	ID	> 50
Presión del Yacimiento (lpc)	> 3500	> 4500	> 1600	> 1300
Permeabilidad (md)	> 5	SR	> 90	SR
Temperatura (°F)	> 130 - 286 <	SR	> 88 - 212 <	SR
Espesor (pies)	> 28 - 100 <	SR	> 60 - 515 <	SR
Porosidad (%)	> 10 - 20 <	SR	> 6 - 28 <	SR

ID: Insuficientes datos

SR: sin restricción

Como se muestra en la Tabla 32, la unificación de los criterios de la literatura toma en cuenta las siguientes propiedades: gravedad API, viscosidad, profundidad, presión de yacimiento y saturación inicial de petróleo. A partir de esto, los intervalos de los criterios de selección preliminar definitivos, a excepción de la temperatura, espesor y porosidad, no se definieron como un rango entre un límite inferior y superior, sino como un valor que presenta un único límite, bien sea inferior o superior según la propiedad. En líneas generales, los criterios de selección propuestos cumplen con aquellos establecidos en la literatura, y representan una serie de propiedades consideradas críticas para la inyección de nitrógeno.

Se observa también como la permeabilidad es considerada por la literatura factor no crítico, sin embargo, el criterio propuesto para esta propiedad sólo presenta límite inferior debido a que se consideró, desde el punto de vista del desplazamiento del fluido desplazado e inyectado, que la inyección de nitrógeno se ve favorecida a medida que aumenta el valor de la permeabilidad. El resto de las propiedades que no presentan restricción en la literatura, tienen valores recomendados cuyos rangos representan la tendencia general de aplicación en los proyectos analizados en este estudio para su determinación.

4.2 MÉTODOS DE EVALUACIÓN

En esta sección se procederá a analizar los resultados de los métodos de evaluación aplicados a los yacimientos sometidos a esquemas de desplazamiento miscible e inmisible. Las tablas de evaluación de los yacimientos prospectos que se presentan a lo largo de este capítulo, obtenidas luego de desarrollar cada método, resaltan en negrillas y subrayados aquellos yacimientos clasificados de exitosos en la base de datos.

4.2.1 MÉTODO DE VARIACIÓN EXPONENCIAL DE DIFERENCIAS

Esquemas de Desplazamiento Miscible.

Análisis de Sensibilidades.

Para el desarrollo del método se realizaron corridas de simulación utilizando como herramienta el simulador numérico Eclipse300, con el objetivo de obtener el factor de recobro en cada una de las sensibilidades llevadas a cabo. La Tabla 33 muestra el resultado de este proceso.

Tabla 33. Resultados de las sensibilidades para los casos miscibles.

Propiedad	Valor	Factor de Recobro (%)
Permeabilidad (md)	0.2	0.7
	10	2.05
	30	17.12
	64	53.05
	100	52.21
	700	49.32
Espesor (pies)	18	30.96
	40	53.3
	54	53.05
	80	52.28
	100	51.31
	500	36.85
	800	37.17

Propiedad	Valor	Factor de Recobro (%)
------------------	--------------	------------------------------

Porosidad (%)	5	51.88
	11	52.4
	12.5	52.8
	14	53.08
	16	52.73
	20	52.65
	27	52.53

Presión del Yacimiento (lpc)	1860	1.64
	3000	11.15
	4000	22.1
	5212	53.05
	5800	53.28
	7600	21
	10800	25

Temperatura (°F)	104	46.7
	170	48.7
	215	53.05
	270	31.5
	325	25.2

Observando el factor de recobro obtenido con las sensibilidades llevadas a cabo para la permeabilidad, se establece que valores muy bajos son completamente desfavorables para la inyección debido a que la falta de canales de circulación para el gas inyectado limitan su movimiento y por lo tanto, al desplazamiento producido por el mismo. Por otro lado, valores muy altos tampoco son favorables, ya que no se produce un barrido uniforme del

crudo y puede ocurrir segregación gravitacional, irrupción temprana del gas de inyección en los pozos productores, entre otros.

Del análisis del espesor, se desprende que valores muy pequeños (alrededor de 18 pies) están asociados a recobros bajos, ya que la tasa de inyección que se utilizó para llevar a cabo el proceso de simulación es muy alta para este tipo de espesores. Grandes espesores traen como consecuencia un barrido ineficiente del crudo y posiblemente segregación de gas.

La porosidad resultó ser un parámetro no crítico durante la inyección, es decir, la variación en su valor no alteró significativamente el factor de recobro obtenido durante el proceso, aún cuando la cantidad de crudo presente en el yacimiento depende directamente de la misma.

Presiones bajas se encuentran asociadas a yacimientos saturados y se encuentran distantes de las condiciones de miscibilidad del gas en el fluido desplazado, por lo que los factores de recobro resultaron pobres. Por otro lado, presiones muy elevadas resultaron en factores de recobro bajos debido a que las mismas se encuentran alejadas de las condiciones de presión a las cuales fue calibrada la ecuación de estado utilizada en el simulador.

Por último, el factor de recobro aumentó a medida que lo hizo la temperatura hasta que la misma alcanzó valores medios (cerca de 200 °F), ya que su incremento ayuda a los fluidos del yacimiento a ser más volátiles al establecer contacto con el nitrógeno. Sin embargo, los resultados de temperaturas de 270 °F y superiores muestran como el factor de recobro se ve afectado negativamente ya que, a pesar de favorecer la volatilidad de los fluidos, se aleja de la condición de miscibilidad para una presión fija.

Propiedades del Yacimiento Óptimo y Pésimo.

Del resultado de las sensibilidades se obtuvo el valor de las propiedades óptimas y pésimas mostradas en la Tabla 34, las cuales se tomaron como aquellas que aportaron el mayor y

peor factor de recobro respectivamente. El resultado de este método se basa en establecer una comparación cuantitativa entre las propiedades del yacimiento analizado y dichas propiedades óptimas y pésimas.

Tabla 34. Valores óptimos y pésimos de las propiedades (casos miscibles).

Propiedad	Miscible	
	Óptimo	Pésimo
Permeabilidad (md)	64	0,2
Presión del yacimiento (lpc)	5800	1860
Porosidad (%)	14	5
Temperatura (°F)	215	325
Espesor (pies)	40	18

Importancia o Peso de las Propiedades.

Luego de determinar las propiedades óptimas y pésimas, se estableció el peso para cada propiedad (ver Tabla 35) utilizando las Ecuaciones 12 y 13 planteadas en la sección de la metodología. De esta forma se estableció que las propiedades del yacimiento que influyen de manera significativa el desarrollo del proceso de inyección de nitrógeno son presión del yacimiento, permeabilidad y temperatura. La presión resultó la propiedad más importante, ya que es a ésta cuyo factor de recobro es más sensible. Por otro lado, la porosidad representa la propiedad de menor importancia, ya que el factor de recobro se ve afectado de manera poco significativa al variar dicho parámetro.

Tabla 35. Peso de las propiedades según el método de variación exponencial (casos miscibles)

	Permeabilidad	Presión del yacimiento	Temperatura	Espesor	Porosidad
Peso de la Propiedad (%)	23,37	33,68	24,17	17,99	0,78

Evaluación de los Yacimientos.

Los resultados del método de variación exponencial, muestran como aquellos yacimientos que presentan presiones y permeabilidades muy bajas o elevadas son penalizados con evaluaciones bajas. El yacimiento mejor evaluado es aquel cuyas propiedades tienen una mayor similitud con las óptimas. La Tabla 36 muestra los resultados del método.

Tabla 36. Resultados del método de variación exponencial de diferencias (casos miscibles)

Yacimiento	Evaluación	Yacimiento	Evaluación
<u>Smackover/Jay/LEC</u>	80,48	Fanny Church	50,75
<u>Binger</u>	70,60	Willisden Green	45,19
Blackjack Creek	69,84	East Veelmoor	35,40
North Headlee	66,64	<u>Wilcox-12</u>	25,56
<u>Chunchula Field Wide</u>	65,61	Levelland	22,08
<u>Paradis</u>	60,62	<u>Wilcox-8</u>	18,95
Painter	57,74	Two Freds	17,70
<u>Block 31 Devonian</u>	53,70		

Se observa como Smackover resultó el yacimiento que presenta mayor semejanza con el yacimiento ideal respecto a sus propiedades, mientras que el más cercano al yacimiento pésimo resultó Two Freds. También se observa como, a pesar de ser exitosos, los yacimientos Wilcox-8 y Wilcox-12 obtuvieron una pobre evaluación. Esto se debe principalmente a que los mismos presentaron presiones de yacimiento elevadas (por encima de 10000 lpc) y permeabilidades relativamente bajas (menores a 8 md), cuyos valores se alejan de las propiedades del yacimiento óptimo, y las cuales el método estableció como significativas de acuerdo a su peso.

Esquemas de Desplazamiento Inmiscible.

Análisis de Sensibilidades.

Al igual que para los casos miscibles, se realizaron una serie de corridas de simulación para determinar el conjunto de propiedades óptimas y pésimas para llevar a cabo la inyección de nitrógeno bajo un esquema de desplazamiento inmiscible. El factor de recobro obtenido en cada sensibilidad se muestra en la Tabla 37.

Tabla 37. Resultados de las sensibilidades para los casos inmiscibles.

Propiedad	Valor	Factor de Recobro (%)
Permeabilidad (md)	0.55	1.1
	30	46.72
	500	38.78
	1245	41
	2000	42.84
	3500	45.34

Propiedad	Valor	Factor de Recobro (%)
------------------	--------------	------------------------------

Presión del Yacimiento (lpc)	600	0
	2000	2.1
	3500	48
	4700	41.13
	5000	42.29

Temperatura (°F)	82	42.11
	140	40.82
	161	41
	212	50.65
	325	50.32

Espesor (pies)	24	47.24
	60	43.2
	110	41
	500	35.44
	2300	37.27

Porosidad (%)	3.8	40.8
	10	41.12
	14.4	41
	20	40.33
	28	40.19

Valores muy bajos en la permeabilidad resultan en factores de recobro pobres de igual forma que para el desplazamiento miscible debido a que el gas inyectado y el crudo ven

limitada su capacidad de desplazamiento, mientras que altos valores de permeabilidad pueden producir adedamientos viscosos y por lo tanto un frente de barrido menos uniforme, lo cual se traduce en una disminución del recobro.

Presiones muy bajas se encuentran relacionadas a yacimientos saturados, y esto trae como consecuencia la existencia de una gran cantidad de gas libre presente en el yacimiento, lo cual pudiera exceder los niveles máximos permitidos de producción, impidiendo que se continúe con el proceso.

El incremento de temperatura se traduce en aumento del factor de recobro^[20], ya que la viscosidad del crudo es función de la temperatura. Éste aumento produce una disminución de la viscosidad del crudo y por consiguiente una disminución en la razón de movilidad, favoreciendo el frente de desplazamiento.

A medida que el espesor es más grande, es mayor el área transversal que el fluido desplazante debe cubrir, como consecuencia el frente de desplazamiento se hace más inestable afectando el barrido del yacimiento, por lo que el factor de recobro disminuye. Caso contrario ocurre a con espesores bajos (alrededor de 24 pies) donde el frente de desplazamiento es más estable y por lo tanto el factor de recobro es mayor.

Por último, y al igual que para el desplazamiento miscible, la porosidad es un factor que no arroja mayores variaciones en el factor de recobro, por lo que se considera factor no crítico para este tipo de desplazamiento.

Propiedades del Yacimiento Óptimo y Pésimo.

Dentro del conjunto de sensibilidades realizadas para cada propiedad se tomaron como óptimas y pésimas aquellas asociadas al mayor y menor factor de recobro respectivamente (ver Tabla 38).

Tabla 38. Valores óptimos y pésimos de las propiedades (casos inmiscibles).

Propiedad	Inmiscible	
	Óptimo	Pésimo
Permeabilidad (md)	30	0,5
Presión del yacimiento (lpc)	3500	600
Porosidad (%)	14,4	28
Temperatura (°F)	212	140
Espesor (pies)	24	500

Importancia o Peso de las Propiedades.

El peso de cada propiedad (Tabla 39) fue determinado utilizando nuevamente las Ecuaciones 12 y 13. La presión, permeabilidad y temperatura resultaron las variables más importantes durante la inyección, mientras que la porosidad y espesor representaron propiedades no críticas para este tipo de desplazamiento.

Tabla 39. Peso de las propiedades según el método de variación exponencial (casos inmiscibles)

	Permeabilidad	Presión del yacimiento	Temperatura	Espesor	Porosidad
Peso de la Propiedad (%)	35,36	42,97	20,34	0,44	0,86

Evaluación de los Yacimientos.

Se obtuvo la evaluación de los yacimientos tal y como se muestra en la Tabla 40, donde el yacimiento que alcanzó la mayor puntuación es el que presentó una mayor similitud con el yacimiento óptimo, y el último es el que se asemeja más al yacimiento pésimo.

Tabla 40. Resultados del método de variación exponencial de diferencias (casos inmiscibles)

Yacimiento	Evaluación	Yacimiento	Evaluación
Ryckman Creek	89,27	Stone Bluff	37,98
Lisbon	57,49	<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-east)</u>	30,17
<u>Yates</u>	44,40	<u>Akal/ Cantarell</u>	28,69
<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-west)</u>	41,34	<u>Churchula Field</u> <u>Wide</u>	13,02
Andector- Ellenberger	41,06		

Se puede ver como Ryckman Creek es el yacimiento que presenta la mayor similitud con el ideal respecto a sus propiedades, mientras que Churchula Field Wide es aquel que presenta las propiedades más aproximadas al yacimiento pésimo. A la vez, se destaca el hecho de que los cinco yacimientos clasificados de exitosos obtienen evaluaciones por debajo de 50 puntos. Esto concluye que mediante este único método no se puede decidir la implementación del esquema de desplazamiento inmisible, ya que yacimientos cuyo éxito es conocido han obtenido pobres evaluaciones, consecuencia de que las propiedades de peso de éstos difieren considerablemente en magnitud de las del yacimiento óptimo.

4.2.2 MÉTODO ESTADÍSTICO

Se utilizó el método estadístico para ordenar los yacimientos de acuerdo a la aplicabilidad de la inyección de nitrógeno como método de recuperación mejorada.

Se determinó el peso de cada una de las propiedades que tomaron parte durante el desarrollo del método para los casos miscibles e inmiscibles mediante la ecuación 15 de la sección de la metodología para el método estadístico del capítulo III. Los resultados se pueden ver en la Tabla 41. La propiedad de mayor peso es la gravedad API, seguida por la

temperatura y la porosidad, mientras que el espesor y la permeabilidad son las propiedades con menor importancia para la inyección de nitrógeno.

Los pesos obtenidos al emplear este método se encuentran relacionados directamente al inverso del coeficiente de variación de los datos de cada una de las propiedades, por lo tanto son consecuencia directa de la dispersión de éstos. Entonces, la gravedad es la propiedad que presenta el rango más reducido en su población, mientras que la permeabilidad y el espesor son las propiedades menos uniformes en su distribución.

Tabla 41. Peso de las propiedades para el método estadístico.

Propiedad	Peso (%)	
	Miscible	Inmiscible
Gravedad (° API)	33,81	23,33
Temperatura (° F)	15,84	17,76
Porosidad (%)	15,06	13,24
Profundidad (pies)	14,65	10,83
Presión del Yacimiento (lpc)	11,01	12,33
Viscosidad (cp)	4,48	9,8
Espesor (pies)	3,35	5,12
Permeabilidad (md)	1,79	7,56

La evaluación obtenida por el método estadístico para los casos miscibles se observa en la Tabla 42.

Tabla 42. Resultados del método estadístico (casos miscibles).

Yacimiento	Evaluación
Painter	98,32
Blackjack Creek	93,60
<u>Wilcox-12</u>	92,26

Yacimiento	Evaluación
Yacimiento	Evaluación
<u>Block 31 Devonian</u>	92,08
<u>Binger</u>	91,57
Willisden Green	88,76
<u>Smackover/Jay/LEC</u>	83,09
<u>Wilcox-8</u>	83,05
East Veelmoor	82,15
North Headlee	76,33
<u>Paradis</u>	72,43
Fanny Church	67,85
<u>Churchula Field</u>	65,61
<u>Wide</u>	
Levelland	57,53
Two Freds	50,90

El método estadístico recomienda que se aplique la inyección de nitrógeno en aquellos yacimientos que presenten una evaluación mayor a 50, por lo que en la tabla anterior se observa como **todos** los yacimientos del conjunto presentan características favorables para implementar la inyección de nitrógeno como método de recuperación mejorada.

Para que un yacimiento obtenga una evaluación de 50, es necesario que todas sus propiedades se encuentran entre el 0-percentil y 25-percentil ó el 75-percentil y 100-percentil, es decir, que se encuentren dentro de uno de los intervalos cuya probabilidad es intermedia. Si un yacimiento cualquiera presenta propiedades dentro de los intervalos antes mencionados y al menos una fuera de los límites del 0-percentil y 100-percentil, obtendrá una evaluación por debajo de 50, por lo tanto, no se recomienda la inyección de nitrógeno en dicho yacimiento, a menos que se realice un estudio más profundo, debido a que el

mismo presenta propiedades que se encuentran fuera de la población del conjunto de yacimientos en donde ya ha sido implementada la inyección de nitrógeno.

El hecho de que no se descarten yacimientos, se debe a que todas las propiedades del conjunto se encuentran dentro del 0-percentil y 100-percentil, ya que los valores de estos límites para cada propiedad fueron establecidos justamente al tomar la población de cada uno de los yacimientos evaluados en la Tabla 42.

La evaluación de los yacimientos, al aplicar el método estadístico para los casos inmiscibles es mostrada en la Tabla 43.

Tabla 43. Resultados del método estadístico (casos inmiscibles).

Yacimiento	Evaluación	Yacimiento	Evaluación
Ryckman Creek	95,07	Stone Bluff	76,95
<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-west)</u>	93,35	<u>Yates</u>	74,61
<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-east)</u>	93,35	<u>Akal/ Cantarell</u>	60,21
Andector- Ellenberger	90,79	<u>Chunchula Field</u> <u>Wide</u>	59,17
Lisbon	77,91		

En los resultados presentados en la Tabla 43 se observa como los yacimientos fueron evaluados sobre 50 puntos. De esta forma no queda descartado ningún yacimiento de este conjunto, por lo que se recomienda se implemente la inyección de nitrógeno en los mismos bajo este esquema de desplazamiento. De los yacimientos exitosos, Akal/Cantarell y Chunchula Field Wide obtuvieron las evaluaciones más bajas, a pesar de esto se recomienda la inyección en los mismos basado en las evaluaciones obtenidas.

4.2.3 MÉTODO DE LAS CARACTERÍSTICAS

Se aplicó el método de las características para ordenar los yacimientos con el fin de determinar aquellos que presentan las propiedades más favorables para implementar la inyección de nitrógeno. La Tabla 44 muestra los resultados del método de las características para los casos miscibles.

Tabla 44. Resultados del método de las características (casos miscibles)

Yacimiento	Evaluación	Yacimiento	Evaluación
<u>Block 31 Devonian</u>	96,53	Fanny Church	80,51
Blackjack Creek	88,08	<u>Wilcox-12</u>	76,72
East Veelmoor	86,94	<u>Wilcox-8</u>	72,87
<u>Smackover/Jay/LEC</u>	84,61	North Headlee	64,90
Willisden Green	84,57	<u>Chunchula Field</u> <u>Wide</u>	63,74
<u>Paradis</u>	84,03	Two Freds	62,90
Painter	81,14	Levelland	58,97
<u>Binger</u>	81,14		

Debido a que el método no está en la capacidad de evaluar un yacimiento de manera aislada sino que se encarga de ordenar los yacimientos tomando en cuenta que son un conjunto, el resultado de la evaluación de un yacimiento en particular dependerá de la evaluación del conjunto del cual forme parte, por lo tanto se debe analizar la posición obtenida por el yacimiento dentro del conjunto evaluado mas que el puntaje obtenido. Ejemplo de esto son los yacimientos Two Freds y Levelland, cuyas evaluaciones resultaron las más bajas, y presentaron una clasificación regular/mala de sus propiedades. Por lo tanto, se esperaba como resultado de clasificaciones tan bajas que los yacimientos obtuvieran una evaluación

pobre. Sin embargo, si se toma en cuenta que ésta varía entre 0 y 100, y que los puntajes alcanzados por todos los yacimientos fueron sobre 58, se consideran sobre el promedio debido a que el conjunto de yacimientos que tomaron parte en el desarrollo del método presentaron en su mayoría características clasificadas como buenas a regulares, lo que influye directamente en la evaluación del resto de los yacimientos. Por otro lado, aquellos yacimientos que obtienen puntaje 3 para todas sus propiedades obtienen la máxima evaluación (100 puntos).

El yacimiento Churchula Field Wide, a pesar de estar clasificado como exitoso, obtuvo una calificación que lo ubica dentro de las últimas opciones para recomendar la inyección de nitrógeno bajo este tipo de esquema de desplazamiento. Dicha calificación se debe a su alta temperatura y profundidad, propiedades por las cuales fue penalizado. Esto indica que la evaluación hecha por este método debe ser analizada bajo los parámetros propuestos para esta metodología.

Los resultados de la aplicación del método de las características para los casos inmiscibles son mostrados en la Tabla 45.

Tabla 45. Resultados del método de las características (casos inmiscibles)

Yacimiento	Evaluación	Yacimiento	Evaluación
Ryckman Creek	100,00	<u>Churchula Field Wide</u>	66,80
Lisbon	80,01	<u>Yates</u>	58,32
Andector- Ellenberger	75,33	<u>Akal/Cantarell</u>	55,49
<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-west)</u>	73,14	Stone Bluff	54,28
<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-east)</u>	73,14		

Se repite lo establecido en los casos miscibles, donde los resultados del método de las características se consideran altos al presentar puntajes sobre 54. Esto se debe a que los yacimientos presentaron en su generalidad propiedades bien clasificadas en las tablas de puntajes de las propiedades, o regulares tendiendo a buenas.

El método de las características obtuvo la máxima evaluación para el yacimiento Ryckman Creek, ya que todas sus propiedades se clasificaron como buenas (puntaje 3 para cada una) en el desarrollo del mismo. Por otro lado, partiendo de que la evaluación más baja es de 54 puntos, se observa como el método califica de regulares a los yacimientos exitosos. Esto lleva a concluir que al igual que para el caso miscible, los resultados deben ser analizados bajo el contexto de las limitaciones paramétricas propuestas en este trabajo.

4.2.4 MÉTODO APROXIMADO

Luego de que se obtuvieron los pesos o ponderaciones de las propiedades, arrojados tanto por el método de variación exponencial como por el estadístico, se desarrolló el método aproximado en sus dos etapas (primero para los pesos de variación exponencial y luego para los pesos del estadístico). Los resultados de los casos miscibles se pueden ver en sus dos etapas en la Tabla 46.

Tabla 46. Resultados del método aproximado (casos miscibles)

Yacimiento	Aproximado (pesos exponencial)	Yacimiento	Aproximado (pesos estadístico)
<u>Smackover/Jay/LEC</u>	100,00	<u>Smackover/Jay/LEC</u>	100,00
<u>Block 31 Devonian</u>	100,00	<u>Block 31 Devonian</u>	100,00
Blackjack Creek	100,00	Blackjack Creek	100,00
<u>Paradis</u>	99,22	<u>Wilcox-12</u>	98,18
Willisden Green	81,99	East Veelmoor	96,62

Yacimiento	Aproximado (pesos exponencial)	Yacimiento	Aproximado (pesos estadístico)
East Veelmoor	81,99	<u>Wilcox-8</u>	96,62
<u>Wilcox-8</u>	81,99	Painter	94,83
<u>Wilcox-12</u>	76,62	<u>Paradis</u>	84,91
<u>Binger</u>	75,85	<u>Chunchula Field Wide</u>	84,13
North Headlee	75,85	Fanny Church	84,13
<u>Chunchula Field Wide</u>	75,82	<u>Binger</u>	83,12
Fanny Church	75,82	North Headlee	83,12
Painter	58,62	Willisden Green	81,97
Two Freds	42,14	Two Freds	54,01
Levelland	18,77	Levelland	18,41

Los resultados muestran como los yacimientos mejor evaluados se repiten en las dos etapas de desarrollo del método aproximado, y esto es consecuencia de que las propiedades de los mismos se encuentran dentro de los intervalos establecidos por el criterio de selección preliminar. En consecuencia se establece que dichos yacimientos presentan propiedades favorables para la inyección de nitrógeno. Al mismo tiempo, se observa como los yacimientos peor evaluados son similares en ambas etapas, es decir, los yacimientos Two Freds y Levelland presentan propiedades que no aprueban dicho criterio.

A pesar de que el método se desarrolla en dos etapas que arrojan resultados por separado, ambos identifican de igual forma los mejores y peores yacimientos. Es decir, aún tomando en cuenta que el desarrollo de ambas etapas se lleva cabo utilizando pesos diferentes para las propiedades, el ordenamiento del conjunto que establecen es muy similar en la parte alta

y baja de la evaluación. Por otro lado, se observa que los yacimientos exitosos presentaron evaluaciones elevadas, es decir, que cumplen en general con el criterio de selección preliminar. A partir de esto se establece que mediante la aplicación de este método, la probabilidad de éxito de un yacimiento evaluado es mayor si obtiene una calificación por encima de 75 puntos.

De igual forma se desarrolló el método aproximado con la finalidad de evaluar los casos inmiscibles, y los resultados de ambas etapas del método se muestran en la Tabla 47.

Tabla 47. Resultados del método aproximado (casos inmiscibles)

Yacimiento	Aproximado (pesos exponencial)	Yacimiento	Aproximado (pesos estadístico)
Ryckman Creek	100,00	Ryckman Creek	100
<u>Hawkins (Woodbine-west)</u>	100,00	Lisbon	92,41
<u>Hawkins (Woodbine-east)</u>	100,00	Andector-Ellenberger	86,73
<u>Akal/ Cantarell</u>	99,54	<u>Hawkins (Woodbine-west)</u>	76,64
Andector-Ellenberger	99,13	<u>Hawkins (Woodbine-east)</u>	76,64
Lisbon	64,63	<u>Churchula Field Wide</u>	74,65
Stone Bluff	56,57	Stone Bluff	71,69
<u>Churchula Field Wide</u>	44,28	<u>Akal/ Cantarell</u>	61,72
<u>Yates</u>	36,67	<u>Yates</u>	49,25

Los resultados de ambas etapas del método, para los casos miscibles e inmiscibles, muestran una variación en el orden que le asigna cada una al conjunto de yacimientos. Esto se debe a que los pesos de las propiedades difieren mucho entre los obtenidos por el método exponencial y el estadístico (ver Tablas 39 y 41). En consecuencia, la propiedad de un yacimiento cualquiera que no cumpla con el criterio de selección preliminar, hará que el yacimiento obtenga una evaluación mucho más baja en una etapa que en la otra. En la Tabla 47 se observa que sólo el primero y último yacimiento son igualmente clasificados por ambas etapas, ya que el primero cumple con todos los criterios de selección, mientras que el último representa el yacimiento que cumple la menor cantidad.

También se observa en la Tabla 47, que existen yacimientos clasificados de exitosos pero que obtienen evaluaciones pobres. Tal es el caso de Yates, yacimiento ubicado en el último lugar de la primera y segunda etapa del método. De esta forma queda establecido que los resultados del método aproximado, para este tipo de esquema de desplazamiento, deben ser analizados junto con el resto de los métodos, con el objetivo de no descartar la recomendación de inyectar nitrógeno en un yacimiento dado, basado sólo en los resultados del método aproximado.

4.2.5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos mediante el desarrollo de cada método de evaluación son presentados a continuación. De esta forma, se procederá a establecer una comparación entre los mismos.

La Tabla 48, muestra los resultados obtenidos para los yacimientos sometidos a esquemas de desplazamiento de tipo miscible.

Tabla 48. Resultados todos los métodos de evaluación (casos miscibles)

Yacimiento	Exponencial	Yacimiento	Estadístico	Yacimiento	Características	Yacimiento	Aproximado (pesos exponencial)	Yacimiento	Aproximado (pesos estadístico)
<u>Smackover/ Jav/LEC</u>	80,48	Painter	98,32	<u>Block 31 Devonian</u>	96,53	<u>Smackover/ Jav/LEC</u>	100,00	<u>Smackover/ Jav/LEC</u>	100,00
<u>Binger</u>	70,60	Blackjack Creek	93,60	Blackjack Creek	88,08	<u>Block 31 Devonian</u>	100,00	<u>Block 31 Devonian</u>	100,00
Blackjack Creek	69,84	<u>Wilcox-12</u>	92,26	East Veelmoor	86,94	Blackjack Creek	100,00	Blackjack Creek	100,00
North Headlee	66,64	<u>Block 31 Devonian</u>	92,08	<u>Smackover/ Jav/LEC</u>	84,61	<u>Paradis</u>	99,22	<u>Wilcox-12</u>	98,18
<u>Chunchula Field Wide</u>	65,61	<u>Binger</u>	91,57	Willisden Green	84,57	Willisden Green	81,99	East Veelmoor	96,62
<u>Paradis</u>	60,62	Willisden Green	88,76	<u>Paradis</u>	84,03	East Veelmoor	81,99	<u>Wilcox-8</u>	96,62
Painter	57,74	<u>Smackover/ Jav/LEC</u>	83,09	Painter	81,14	<u>Wilcox-8</u>	81,99	Painter	94,83
<u>Block 31 Devonian</u>	53,70	<u>Wilcox-8</u>	83,05	<u>Binger</u>	81,14	<u>Wilcox-12</u>	76,62	<u>Paradis</u>	84,91
Fanny Church	50,75	East Veelmoor	82,15	Fanny Church	80,51	<u>Binger</u>	75,85	<u>Chunchula Field Wide</u>	84,13
Willisden Green	45,19	North Headlee	76,33	<u>Wilcox-12</u>	76,72	North Headlee	75,85	Fanny Church	84,13
East Veelmoor	35,40	<u>Paradis</u>	72,43	<u>Wilcox-8</u>	72,87	<u>Chunchula Field Wide</u>	75,82	<u>Binger</u>	83,12
<u>Wilcox-12</u>	25,56	Fanny Church	67,85	North Headlee	64,90	Fanny Church	75,82	North Headlee	83,12
Levelland	22,08	<u>Chunchula Field Wide</u>	65,61	<u>Chunchula Field Wide</u>	63,74	Painter	58,62	Willisden Green	81,97
<u>Wilcox-8</u>	18,95	Levelland	57,53	Two Freds	62,90	Two Freds	42,14	Two Freds	54,01
Two Freds	17,70	Two Freds	50,90	Levelland	58,97	Levelland	18,77	Levelland	18,41

En la Tabla 48, se observa como los yacimientos Block 31 Devonian, Blackjack Creek y Smackover están presentes en la mitad superior del conjunto (los primeros ocho yacimientos) en todos los métodos. De igual forma, se repiten como los mejor evaluados en la mayoría de los casos, aunque variando el orden de aplicabilidad, lo que sugiere que éstos presentan las propiedades más favorables para realizar la inyección de nitrógeno. Al mismo tiempo, los yacimientos Two Freds y Levelland se presentan como los peor evaluados en todos los métodos, sugiriendo que sus propiedades son las más desfavorables para llevar a cabo la inyección, mientras que la parte intermedia del conjunto varía el orden de un método a otro.

La Tabla 49 presenta el resultado de los métodos de evaluación para los casos inmiscibles. En ella se observa que todos los métodos evaluaron al yacimiento Ryckman Creek como el primer prospecto para aplicar la inyección de nitrógeno bajo un esquema de desplazamiento inmisible. También se puede ver como los yacimientos Andector, Hawkins y Lisbon fueron evaluados, en la mayoría de los casos, dentro de la mitad superior (primeros 5 yacimientos) del conjunto analizado, lo que lleva a la suposición de que junto a Ryckman Creek, presentan propiedades que favorecen la calificación obtenida al aplicar los métodos de evaluación. Por otro lado, los yacimientos Stone Bluff, Akal/Cantarell, Chunchula y Yates se ubican generalmente entre la mitad y el último yacimiento del conjunto, lo que hace suponer que presentan propiedades que desfavorecen la calificación obtenida.

Tabla 49. Resultados todos los métodos de evaluación (casos inmiscibles)

Yacimiento	Exponencial	Yacimiento	Estadístico	Yacimiento	Características	Yacimiento	Aproximado (pesos exponencial)	Yacimiento	Aproximado (pesos estadístico)
Ryckman Creek	89,27	Ryckman Creek	95,07	Ryckman Creek	100,00	Ryckman Creek	100,00	Ryckman Creek	100
Lisbon	57,49	<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-</u> <u>west)</u>	93,35	Lisbon	80,01	<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-</u> <u>west)</u>	100,00	Lisbon	92,41
<u>Yates</u>	44,40	<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-</u> <u>east)</u>	93,35	Andector- Ellenberger	75,33	<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-</u> <u>east)</u>	100,00	Andector- Ellenberger	86,73
<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-</u> <u>west)</u>	41,34	Andector- Ellenberger	90,79	<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-</u> <u>west)</u>	73,14	<u>Akal/</u> <u>Cantarell</u>	99,54	<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-</u> <u>west)</u>	76,64
Andector- Ellenberger	41,06	Lisbon	77,91	<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-</u> <u>east)</u>	73,14	Andector- Ellenberger	99,13	<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-</u> <u>east)</u>	76,64
Stone Bluff	37,98	Stone Bluff	76,95	<u>Chunchula</u> <u>Field Wide</u>	66,80	Lisbon	64,63	<u>Chunchula</u> <u>Field Wide</u>	74,65
<u>Hawkins</u> <u>(Woodbine-</u> <u>east)</u>	30,17	<u>Yates</u>	74,61	<u>Yates</u>	58,32	Stone Bluff	56,57	Stone Bluff	71,69
<u>Akal/</u> <u>Cantarell</u>	28,69	<u>Akal/</u> <u>Cantarell</u>	60,21	<u>Akal/</u> <u>Cantarell</u>	55,49	<u>Chunchula</u> <u>Field Wide</u>	44,28	<u>Akal/</u> <u>Cantarell</u>	61,72
<u>Chunchula</u> <u>Field Wide</u>	13,02	<u>Chunchula</u> <u>Field Wide</u>	59,17	Stone Bluff	54,28	<u>Yates</u>	36,67	<u>Yates</u>	49,25

Existen diferencias en la evaluación obtenida para cada yacimiento prospecto entre un método y otro, lo que sucede tanto para los casos miscibles como para los inmiscibles. Es

por ello que se realizó una integración entre los resultados obtenidos para cada uno, con el fin de obtener una evaluación integral que tome en cuenta la calificación de cada método aplicado.

4.2.6 INTEGRACIÓN DE LOS MÉTODOS DE EVALUACIÓN

Para llevar a cabo la integración de los métodos de evaluación se tomaron los resultados definitivos de cada uno y se procedió a seguir el desarrollo planteado en la sección de integración de resultados. De esta forma, se obtuvo la evaluación definitiva del conjunto de yacimientos sometidos a esquemas de desplazamiento miscible e inmisible, la cual toma en cuenta el resultado de cada método aplicado para establecer la calificación final de los yacimientos. La Tabla 50 muestra los resultados para los casos miscibles.

Tabla 50. Resultados de la integración de los métodos de evaluación (casos miscibles).

Yacimiento	Evaluación	Yacimiento	Evaluación
Blackjack Creek	91,78	<u>Wilcox-8</u>	74,46
<u>Block 31 Devonian</u>	90,85	<u>Paradis</u>	74,01
<u>Smackover/Jay/LEC</u>	90,36	North Headlee	73,98
<u>Binger</u>	81,17	Fanny Church	73,28
Painter	79,72	<u>Chunchula Field</u> <u>Wide</u>	71,51
East Veelmoor	79,54	Two Freds	47,40
Willisden Green	78,62	Levelland	35,78
<u>Wilcox-12</u>	77,40		

Los resultados definitivos confirman el hecho de que los yacimientos Blackjack Creek, Block 31 Devonian y Smackover presentan las propiedades más favorables para la inyección de nitrógeno miscible, ya que son aquellos que obtuvieron evaluaciones sobre 90 puntos. Por lo tanto, inicialmente puede llevarse a cabo un breve análisis de cualquier yacimiento verificando que presente propiedades similares a las de alguno de estos yacimientos, en cuyo caso será bien evaluado al aplicar esta metodología. Por otro lado, Two Freds y Levelland presentan las condiciones más desfavorables para llevar a cabo la inyección, por lo que si se lleva a cabo un análisis del yacimiento a evaluar, el mismo obtendrá una pobre evaluación al aplicar la metodología en caso de presentar propiedades similares a las de estos yacimientos.

Por otro lado, los resultados obtenidos para los casos inmiscibles son mostrados en la Tabla 51.

Tabla 51. Resultados de la integración de los métodos de evaluación (casos inmiscibles)

Yacimiento	Evaluación	Yacimiento	Evaluación
Ryckman Creek	97,39	<u>Akal/ Cantarell</u>	63,69
Andector-Ellenberger	81,57	Stone Bluff	61,27
<u>Hawkins (Woodbine-west)</u>	79,73	<u>Churchula Field Wide</u>	54,37
<u>Hawkins (Woodbine-east)</u>	78,17	<u>Yates</u>	53,32
Lisbon	75,72		

Del análisis de estos resultados se desprende que el yacimiento Ryckman Creek representa el mejor prospecto para llevar a cabo la inyección de nitrógeno bajo un esquema de desplazamiento inmiscible. Por ello, si se quiere realizar un breve análisis de un yacimiento cualquiera, se puede verificar si las propiedades del mismo son similares a las del yacimiento Ryckman Creek, en cuyo caso el yacimiento será bien evaluado.

En la Tabla 50 se observa para los casos miscibles que los yacimientos exitosos obtuvieron evaluaciones que se agruparon por encima de 70 puntos, mientras que para los casos inmiscibles la Tabla 51 muestra que los yacimientos exitosos se encuentran sobre los 50 puntos. Por lo tanto, para determinar de forma definitiva la aplicabilidad de la inyección de nitrógeno en un yacimiento prospecto dado, se estableció la clasificación mostrada en la Tabla 52 que divide la evaluación de la integración de resultados en dos grupos: 1) yacimientos recomendados para la inyección de nitrógeno miscible y 2) yacimientos en los que se recomienda realizar un estudio más profundo para determinar si es factible la inyección.

Tabla 52. Criterio de inyección sugerido para casos miscibles e inmiscibles.

Evaluación	Criterio de Inyección
> 50	Se recomienda la inyección
< 50	Profundizar el estudio del yacimiento para determinar si es factible la inyección.

4.2.7 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A YACIMIENTOS NACIONALES

Se procedió a llevar a cabo la aplicación de la metodología en yacimientos nacionales, con el fin de determinar si es factible o no la inyección de nitrógeno. Para ello, los yacimientos nacionales se introdujeron en la metodología planteada uno por uno, con la finalidad de obtener la evaluación de éstos en cada método y su calificación al realizar la integración. Las propiedades de los yacimientos nacionales no son presentadas en el texto, por razones de confidencialidad de los datos, por lo cual a continuación se procede directamente a realizar el análisis de las evaluaciones alcanzadas por los yacimientos al aplicar la metodología.

En la Tabla 53 se muestran, para cada método de evaluación, los resultados de los yacimientos con clasificación miscible. La clasificación de los yacimientos nacionales en miscibles o inmiscibles, se hizo basándose en las condiciones de presión y temperatura de los mismos.

Tabla 53. Resultados de los yacimientos nacionales (casos miscibles)

Yacimiento	Exponencial	Yacimiento	Estadístico	Yacimiento	Características	Yacimiento	Aproximado (pesos exponencial)	Yacimiento	Aproximado (pesos estadístico)
VLG-3729	72,27	Ceuta 2-sur	65,61	Ceuta 2-sur	76,52	Ceuta 2-sur	75,80	Ceuta 2-sur	50,30
Furrial	63,60	Furrial	65,00	Furrial	76,00	Furrial	57,80	Furrial	47,00
Ceuta 2-sur	51,50	MUC-1	63,18	MUC-1	72,40	MUC1	57,80	MUC-1	47,00
MUC-1	48,00	VLG-3729	40,60	VLG-3729	66,50	VLG-3729	57,80	VLG-3729	42,50

Se observa en la Tabla 53, como los métodos asignan en general el mismo orden para los cuatro yacimientos evaluados. De esta manera, el yacimiento Ceuta 2-sur representa el mejor prospecto para inyectar nitrógeno, de acuerdo a las evaluaciones obtenidas, mientras que VLG-3729 representa el último prospecto dentro del conjunto. La Tabla 55 muestra el resultado de la integración de resultados de la Tabla 54, siguiendo el procedimiento planteado en la sección 3.5.5 de la metodología.

Tabla 54. Evaluación final de los yacimientos nacionales (casos miscibles)

Yacimiento	Evaluación
Ceuta 2-sur	64,60
Furrial	61,70
MUC-1	58,2
VLG-3729	54,8

En principio se puede concluir, a partir de la evaluación mostrada en la Tabla 54, que basándose en el criterio de inyección sugerido presentado en la Tabla 52, los 4 yacimientos nacionales con clasificación miscible son prospectos potenciales para inyectar nitrógeno, debido a que todos obtuvieron una evaluación por encima de 50 puntos. Sin embargo, aquellos yacimientos cuya evaluación se aproxime a 50 puntos, por ejemplo el VLG-3729, pudieran requerir estudios adicionales para garantizar la aplicabilidad de la inyección de nitrógeno. A continuación, en la Tabla 55 se observan los resultados de los yacimientos con clasificación inmisible, para cada método de evaluación.

Tabla 55. Resultados de los yacimientos nacionales (casos inmiscibles)

Yacimiento	Exponencial	Yacimiento	Estadístico	Yacimiento	Características	Yacimiento	Aproximado (pesos exponencial)	Yacimiento	Aproximado (pesos estadístico)
B-6-TJ.1120	82,44	B-6-X.03	81,15	VLC-363	85,10	B-6-TJ.1120	64,60	B-6-X.03	80,00
B-6-TJ.0802	82,44	VLC-363	74,61	B-6-X.03	81,00	B-6-TJ.0802	64,20	LL-05	74,40
B-6-X.03	61,36	LL-05	71,37	VLE-305	77,20	LL-05	56,20	VLE-305	70,00
VLE-305	60,50	VLE-305	68,00	LL-05	74,30	VLC-363	43,80	VLC-363	69,53
B-6-TJ.0037A	59,00	B-6-TJ.1120	54,00	B-6-TJ.1120	72,80	VLE-305	36,66	B-6-TJ.1120	59,30
VLC-363	55,21	B-6-TJ.0802	51,00	B-6-TJ.0037A	69,50	B-6-X.03	21,70	B-6-TJ.0802	54,20
B-6-TJ.0353	52,23	B-6-TJ.0037A	48,00	B-6-TJ.0353	69,50	B-6-TJ.0037A	21,70	B-6-TJ.0037A	47,00
LL-05	18,68	B-6-TJ.0353	48,00	B-6-TJ.0802	67,90	B-6-TJ.0353	21,70	B-6-TJ.0353	47,00

De los resultados de la Tabla 55, se desprende el hecho de que los yacimientos B-6-TJ.0353 y B-6-TJ.0037A se encuentran en los últimos lugares de las calificaciones de cada método. Por otro lado, en dicha tabla se observa como, a excepción de los yacimientos mencionados previamente, cada método ordena el conjunto de yacimientos de forma diferente. Por esta razón, éstos resultados se deben analizar de forma integral, para lo cual se llevó a cabo la integración de los mismos de acuerdo a la sección 3.5.5 de la metodología, y cuyos resultados son presentados en la Tabla 56.

Tabla 56. Evaluación final de los yacimientos nacionales (casos inmiscibles)

Yacimiento	Evaluación
B-6-X.03	65,75
B-6-TJ.1120	65,30
VLC-363	65,00
LL-05	62,91
VLE-305	62,56
B-6-TJ.0802	62,4
B-6-TJ.0037A	48,00
B-6-TJ.0353	47,00

Partiendo de los resultados de la Tabla 56, y con en base en el criterio de inyección sugerido (Tabla 52), se recomienda inyectar nitrógeno bajo un esquema de desplazamiento inmisible en todos los yacimientos presentados en la misma, a excepción de B-6-TJ.0037A y B-6-TJ.0353 por obtener una calificación menor a 50 puntos.

4.3 RESULTADOS DE LAS CORRELACIONES.

Mediante la aplicación del teorema Buckingham-Pi se obtuvo una correlación entre el incremento del factor de recobro de un yacimiento y sus propiedades de la roca y los fluidos, la cual se encarga de predecir el factor de recobro de yacimientos sometidos a esquemas de desplazamiento miscible e inmisible. La misma es mostrada a continuación:

$$Fr = 23087 .Pyac^{0.115} Qiny^{0.115} \mu^{-0.115} K^{0.067} H^{-0.996} Pr\ of^{-0.222} Area^{-0.021} (\phi)^{-0.585} (API)^{-1.145}$$

[Ec. 34]

Al analizar dicha correlación, se observan propiedades que son directamente proporcionales al factor de recobro en la ecuación planteada, tales como: presión del yacimiento, tasa de inyección de gas y permeabilidad. Al mismo tiempo, la correlación establecida es inversamente proporcional a las siguientes propiedades: viscosidad, espesor del yacimiento, profundidad, área, porosidad y gravedad API. El sentido de proporcionalidad dado para cada propiedad, es establecido basándose en el valor del exponente asociado a cada una de ellas en la correlación, el cual fue determinado a partir de los datos de entrenamiento para la ecuación, presentados en la Tabla 29 del marco metodológico. De esta manera, la correlación presenta propiedades como la profundidad y gravedad API, entre otras, las cuales indican una disminución del incremento en el factor de recobro a medida que las mismas incrementan su valor. Esto es debido a que los datos de entrenamiento presentan, en general, esta misma tendencia inversa para dichas propiedades.

Las propiedades que conforman la correlación establecida presentan diferencias en la influencia que tienen sobre la variación del factor de recobro calculado. Las mismas se listan a continuación en orden decreciente de importancia (determinado de acuerdo al procedimiento explicado al final de la sección 3.6 del capítulo III): gravedad API, porosidad, profundidad, presión del yacimiento, viscosidad, tasa de inyección, espesor del yacimiento, permeabilidad y área productora. Es importante resaltar que la gravedad API influye de manera muy significativa en el resultado de la correlación.

El rango de aplicación de la correlación es mostrado en la Tabla 57. Estos límites o intervalos se determinaron basándose en el valor de las propiedades de los yacimientos que tomaron parte en el entrenamiento de la misma.

Tabla 57. Rango de aplicación de la correlación.

Propiedad	Rango	
	Mínimo	Máximo
Viscosidad (cp)	0,126	5,5

Propiedad	Rango	
	Mínimo	Máximo
Permeabilidad (md)	1	2000
Presión del Yacimiento (lpc)	700	10800
Tasa de Inyección de Gas (MMPC/D)	2	450
Espesor (pies)	25	515
Profundidad (pies)	1400	14000
Área Productora (acres)	1300	14300
Porosidad (%)	3	20
Gravedad (°API)	30	52

Los rangos de aplicación para la correlación mostrados en la tabla anterior, fueron validados al llevar a cabo sensibilidades mediante la creación de yacimientos ficticios, cuyas propiedades variaban de forma aleatoria entre los valores mínimo y máximo del mismo.

Del análisis del rango de aplicación de la correlación, correspondiente a la gravedad API, se establece que la misma es aplicable a crudos livianos/volátiles. Para intentar ampliar dicho rango, se llevaron a cabo sensibilidades para calcular el factor de recobro pronosticado por la correlación, variando el valor de la gravedad API y de la viscosidad, y dejando el resto de las propiedades constantes. Las sensibilidades mostraron como la tendencia del factor de recobro, al variar API, es de tipo exponencial. De esta forma, para valores fuera del rango de esta propiedad, el factor de recobro se incrementa exponencialmente, lo que limita la aplicación de la correlación a los rangos establecidos.

Debido a que luego de entrenada la correlación, no se disponía de yacimientos con información acerca del incremento de factor de recobro después de implementar un proceso

de inyección de nitrógeno, se empleó la correlación para dar un estimado del incremento de factor de recobro relacionado a los yacimientos nacionales VLC-363, VLE-305, Ceuta 2-Sur, MUC-1 y Furrial. Éstos fueron los únicos yacimientos tomados para estimar el incremento debido a que su gravedad API se encuentra dentro de los rangos de aplicación. La predicción del incremento en el factor de recobro para estos yacimientos es presentada en la Tabla 58.

Tabla 58. Predicción del incremento del factor de recobro de yacimientos nacionales

Yacimiento	Incremento en el factor de recobro (%)
Ceuta 2-sur	31,45
MUC-1	23,69
Furrial	23,5
VLC-363	21,48
VLE-305	20,56

Como se puede ver en la Tabla 58, la correlación fue aplicada en yacimientos livianos/volátiles nacionales, obteniéndose una predicción del incremento de factor de recobro que sirve como guía para determinar el yacimiento que presenta mayor y menor potencial de aplicación para inyectar nitrógeno.

CONCLUSIONES

1. Se estableció un criterio para realizar la selección preliminar de yacimientos prospectos a inyección de nitrógeno, con base en las propiedades y características de los fluidos.
2. Los métodos de variación exponencial y estadístico coinciden en señalar la temperatura como una de las propiedades de mayor importancia o peso para llevar a cabo un proceso de inyección de nitrógeno, bien sea bajo un esquema de desplazamiento miscible o inmisible. Al mismo tiempo, ambos señalan al espesor como una de las propiedades menos críticas al implementar este tipo de procesos.
3. El método estadístico señala que la gravedad API tiene la mayor importancia en la inyección de nitrógeno mediante desplazamientos de tipo miscible e inmisible.
4. Los valores establecidos en las tablas de puntaje del método de las características no son estrictos e invariables, los mismos pueden ser seleccionados de acuerdo a los datos manejados y experiencia de la persona o equipo de trabajo que desarrolle la metodología.
5. La evaluación de un yacimiento dado obtenido por el método de las características, debe ser analizada dentro de la evaluación del conjunto de yacimientos que se utilizaron para su desarrollo, ya que el puntaje no determina por si mismo la aplicabilidad de la inyección, sino que ubica el yacimiento dentro del conjunto.
6. El criterio de inyección sugerido establece que la inyección de nitrógeno, bajo esquemas de desplazamientos miscibles e inmiscibles, tiene posibilidad de éxito en yacimientos cuya evaluación sea sobre 50 puntos al llevar a cabo la integración de resultados.
7. El criterio de inyección sugerido establece que yacimientos que obtengan evaluaciones por debajo de 50 puntos, al llevar a cabo la integración de resultados, son

CONCLUSIONES

recomendados para que se lleve un estudio más profundo a fin de determinar si es factible la inyección de nitrógeno como proceso de recuperación mejorada.

8. La metodología establecida en este trabajo facilita la selección preliminar de yacimientos prospectos a inyección de nitrógeno, evitando llevar a cabo estudios extensos, costosos y complejos.
9. Se generó una correlación aplicable a yacimientos que presenten desplazamientos de tipo miscible o inmisible, la cual permite obtener un estimado del incremento en el factor de recobro a partir de las propiedades y características de la roca y fluidos de un yacimiento dado
10. La correlación generada es aplicable a petróleos livianos/volátiles.

RECOMENDACIONES

1. Complementar la base de datos utilizada, ya que los resultados obtenidos al desarrollar la metodología se verán favorecidos debido a que varias secciones de su desarrollo se basan en aplicaciones de fundamentos estadísticos, cuyos resultados serán más representativos mientras mayor sea el número de datos manejados.
2. Utilizar un modelo de tres dimensiones, para simular la inyección de nitrógeno cuando se aplica el método de variación exponencial, puede beneficiar la obtención de factores de recobro más precisos.
3. Para llevar a cabo el proceso de simulación numérica es recomendable disponer de varios fluidos, con la finalidad de desarrollar el análisis de sensibilidades incluyendo las propiedades de los mismos como variables.
4. Mantener un seguimiento de los resultados reales de los proyectos utilizados para el desarrollo de la metodología y compararlos con los resultados de la misma.
5. Aplicar la metodología sugerida para el desarrollo de correlaciones cada vez que se incremente el número de datos para el factor de recobro, ya que la precisión al reproducir el factor de recobro depende directamente de la cantidad de yacimientos que sean utilizados para su entrenamiento.
6. Recopilar datos de proyectos de inyección de nitrógeno a nivel nacional para el desarrollo de una metodología similar a la establecida en este trabajo.

REFERENCIAS

- [1]. PARÍS, M. "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos". Ediciones Astro Data. Venezuela. 2001.
- [2]. GREEN, D. W. and WILLHITE, G. P. "Enhanced Oil Recovery". SPE-AIME Monograph, Vol. 6, Henry L. Doherty Series, 1998.
- [3]. MONTGOMERY, D. and RUNGER, J. "Probabilidad y Estadística aplicadas a la ingeniería", McGraw-Hill, México, 1996.
- [4]. LINCOLN, L. "Estadística para las Ciencias Administrativas", McGraw-Hill, Colombia, 1993.
- [5]. STALKUP, F. "Miscible Displacement", SPE-AIME Monograph, Vol. 8, Henry L. Doherty Series, 1984.
- [6]. MANRIQUE, E. "Recuperación Mejorada de Crudos". Curso del CIED. PDVSA-CIED. Mayo 2000.
- [7]. JIMÉNEZ, J. "Estudio de Factibilidad de Inyección de Nitrógeno en un Crudo de Naturaleza Volátil". Trabajo Especial de Grado para obtener Especialización. PDVSA-Intevep, S.A., Febrero 2001.
- [8]. BUCKLEY, S.E.; LEVERETT, M.C. "Mechanism of Fluid Displacement in Sands". Traducido por AIME, 1942.
- [9]. DYCKSTRA, H.; PARSONS, YR. L. "Deprediction of Oil Recovery by Water Fluid". Secondary Recovery of Oil in the United States. Segunda Edición (New York, American Petroleum Institute), 1950.

- [10]. TABER, J.; MARTIN, F.; SERIGHT, R. "EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects". 10th SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. April 21-24, 1996. SPE/DOE 35385.
- [11]. TABER, J.; MARTIN, F.; SERIGHT, R. "EOR Screening Criteria Revisited - Part 2: Application and Impact of Oil Prices". SPERE, August, 1997. SPE 39234.
- [12]. CLANCY, J. P. "Analysis of Nitrogen-Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria". Paper SPE 11902, Junio, 1985.
- [13]. RIVAS, O.; EMBID, S.; BOLÍVAR, F.; ESCOBAR, E. "Selección de Yacimientos Candidatos a la Inyección de Dióxido de Carbono". Informe Técnico INT-02457,92. PDVSA-Intevep, Marzo, 1992.
- [14]. RIVAS, O.; EMBID, S.; BOLÍVAR, F. "Ranking Reservoirs for Carbon Dioxide Flooding Processes". Paper SPE 23641, Marzo, 1992.
- [15]. MANRIQUE, E. "Estudio de Benchmarking para Aplicaciones de Campo en Inyección Continua de Vapor (ICV) en Yacimientos de Crudos Livianos/Medanos". PDVSA-Intevep. Los Teques. 2001.
- [16]. POTTER, M. C. "Mechanics of Fluids". Prentice-Hall International. United States. 1991.
- [17]. MATTAX, C. and DALTON, R. L. "Reservoir Simulation". SPE Monograph, Vol. 13, 1990.
- [18]. DI CESARE, F. "Evaluación del Proceso de Inyección AGA con Nitrógeno por Medio de una Simulación Numérica del Yacimiento C2/VLE - 305". Trabajo Especial de Grado. PDVSA-Intevep, S.A., Octubre 2000.

REFERENCIAS

- [19]. GEOQUEST. "Eclipse Reference and Technical Manual". 2001a version.

- [20]. ALCOCER, C. "Enhanced Oil Recovery by Nitrogen Injection: The Effect of Increased Temperature and the Amount of Gas in Solution. Paper SPE 12709, Abril, 1984.

- [21]. PERRY, J. "Manual del Ingeniero Químico". McGraw-Hill. México. 1992.

GLOSARIO

CONCEPTOS BÁSICOS

Gravedad, °API.^[1]

Los grados API (API es la abreviatura de American Petroleum Institute) denotan la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. Para los crudos se introdujo la fórmula °API o gravedad específica, para determinar si los crudos son más, igual o menos pesados que el agua.

La ecuación general del API es como sigue:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{Gravedad Específica}} - 131.5$$

El hidrómetro API se basa en la densidad o gravedad específica de los crudos con respecto al agua. Un crudo de 10 °API tiene la misma gravedad específica que el agua.

La clasificación de crudos por rango de gravedad °API utilizada en la industria venezolana de los hidrocarburos, a 60 °F es como sigue:

Extrapesados	< 16 °
Pesados	> 16 ° - 22 ° <
Medianos	> 22 ° – 30 ° <
Livianos	> 30 °

Por otro lado, la definición sobre **petróleos crudos condensados naturales** manejada de manera conjunta por los ministerios de Hacienda y de Energía y Minas dice lo siguiente: “se consideran petróleos crudos condensados naturales aquellos hidrocarburos líquidos bajo condiciones atmosféricas, que se caracterizan por estar en estado gaseoso bajo las condiciones originales del yacimiento y no ser obtenidos por procesos de absorción, adsorción, compresión, refrigeración o combinación de tales procesos y que tienen una gravedad mayor a 40.9 °API a 60 °F” (Fuente: Gaceta Oficial de la República de Venezuela, Año XCIX – Mes III. Caracas: martes 28 de diciembre de 1971, Número 29695, p. 222117).

Tensión Interfacial.^[2]

Existe un desbalance de las fuerzas moleculares en la interfase existente entre dos fases. Éste es causado por la atracción física entre moléculas. Este desbalance de fuerzas es conocido como tensión interfacial.

La interfase entre dos líquidos presenta tensión interfacial debido a la diferencia en masa de las moléculas de ambos. La tensión interfacial es la fuerza necesaria para romper la superficie que existe entre ambos líquidos y a menudo se utiliza el término *tensión superficial* para describir la tensión interfacial entre un gas y un líquido.

Tensión Superficial.^[2]

Cuando dos fases inmiscibles coexisten en un medio poroso, la energía de superficie relacionada con las interfases de los fluidos influye en su saturación, distribución y desplazamiento.

La fuerza por unidad de longitud, F/L , necesaria para crear un área superficial es la tensión superficial, la cual se expresa generalmente en dinas/cm y se relaciona con el trabajo requerido para formar la nueva área de superficie.

El término tensión superficial se utiliza usualmente para el caso específico donde la superficie de contacto es entre un líquido y su vapor o aire.

Porosidad, ϕ .^[3]

La porosidad se define como el espacio disponible para el almacenaje de los fluidos dentro de las rocas. La misma se encuentra subdividida en:

- Absoluta: representa el espacio poroso total, interconectado o aislado, disponible para el almacenaje de fluidos.
- Efectiva: el espacio o poros se encuentran interconectado.
- Primaria: cuando el espacio poroso resulta de procesos de deposición de rocas y sedimentos.
- Secundaria: que se refiere al espacio poroso originado por procesos de disolución o fracturamiento de roca y sedimentos.

Permeabilidad, k .^[3]

La permeabilidad de una roca yacimiento se define como su conductividad a los fluidos o la facultad que posee para permitir que éstos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si sus poros no están interconectados, no existe permeabilidad; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva. Los factores que afectan la permeabilidad son los mismos que afectan la porosidad efectiva, es decir: la presión de sobrecarga; el tamaño, la compactación y la forma de los granos; la distribución de los mismos de acuerdo al tamaño y el grado de cementación y consolidación. La unidad de permeabilidad es el darcy. Se dice que la roca tiene una permeabilidad de un darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise

avanza a una velocidad de un centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro.

Tipos de Permeabilidad.

Existen tres tipos de permeabilidad:

- Absoluta o específica: es la conductividad de una roca o material poroso cuando está saturado completamente por un solo fluido.
- Efectiva: es la conductividad de un material poroso a una fase cuando dos o más fases están presentes y también se mide en darcys. Cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente en un medio poroso permeable, como por ejemplo en un proceso de desplazamiento, la permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.
- Relativa: es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base. Por ejemplo, la permeabilidad relativa al petróleo es la relación entre la permeabilidad efectiva al petróleo y la permeabilidad absoluta.

Viscosidad, μ .^[1]

La viscosidad indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. El poise o centipoise (0.01 poise) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro por segundo.

Tipos de Viscosidad.

- Viscosidad relativa: es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua.
- Viscosidad cinemática: es equivalente a la viscosidad expresada en centipoises dividida por la gravedad específica, a la misma temperatura. Se designa en stokes o centistokes.
- Viscosidad Universal Saybolt: representa el tiempo en segundos para que un flujo de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante.

Movilidad, λ .^[2]

Es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de éste.

Por ejemplo:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}, \quad \lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}, \quad \lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g}$$

que representan las movilidades del petróleo, agua y gas respectivamente.

Razón de Movilidad, M .^[2]

La razón de movilidad se designa con la letra "M" con dos subíndices que indican la fase desplazante y la desplazada, y se define como la movilidad de la fase desplazante (λ_D), dividida por la movilidad del fluido desplazado (λ_d).

Por ejemplo, para la inyección de gas esto es:

$$M_{D,d} = M_{g,o} = \frac{k_g / \mu_g}{k_o / \mu_o}$$

Los valores de M generalmente encontrados varían en el rango de 0.02 a 2. Debido a la influencia de M sobre las eficiencias de barrido areal y vertical, donde a bajos valores de M se obtienen mejores resultados que a valores altos, se ha adoptado la convención de denominar razón de movilidad favorable la que es menor de la unidad, y no favorable la que es mayor a la unidad.

Adedamiento Viscoso.^[2]

El adedamiento viscoso está definido como el avance no uniforme que presenta el fluido desplazante en el fluido desplazado. Esta irregularidad en el avance se encuentra relacionada con la viscosidad del fluido desplazante y del crudo, es decir con la razón de movilidades (M).

Eficiencia Areal de Barrido, Ea.^[3]

Se define como la fracción del área inicial desplazada por el fluido inyectado y generalmente se refiere al momento de producirse la irrupción. La eficiencia areal es función de una serie de factores tales como: La heterogeneidad areal, función de los pozos productores e inyectores, razón de movilidad, geometría del patrón y límite del campo.

Eficiencia Vertical de Barrido, Ev.^[3]

La eficiencia vertical de barrido es una medida de la uniformidad de la invasión. Se define como la relación entre el área de la sección transversal con la que el fluido inyectado hace contacto y el área de la sección transversal que queda detrás del frente de dicho fluido.

APÉNDICES

APÉNDICE A

Histogramas de las propiedades.

A continuación se muestra el histograma de cada propiedad para casos miscibles e inmiscibles, los cuales fueron utilizados durante el desarrollo de la metodología.

CASO MISCIBLE

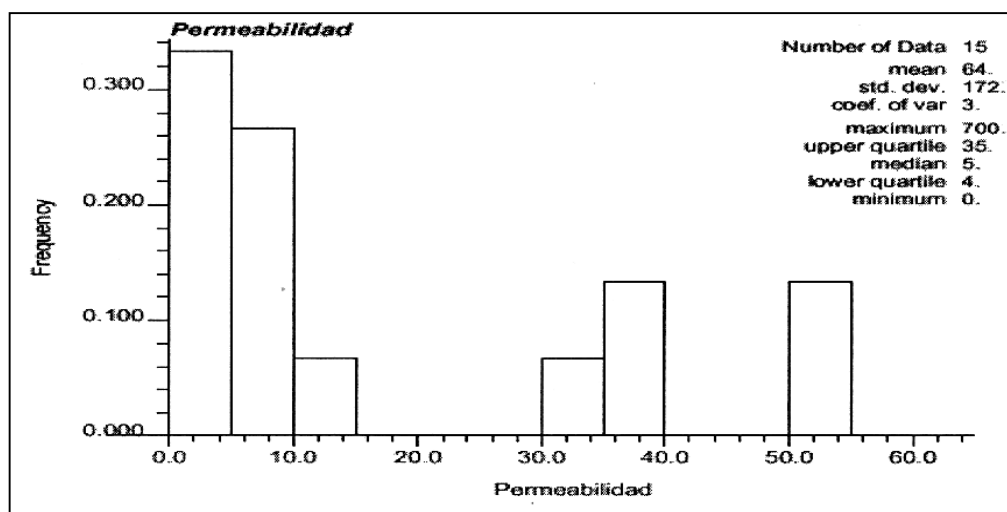


Figura A.1. Histograma de permeabilidad (miscible)

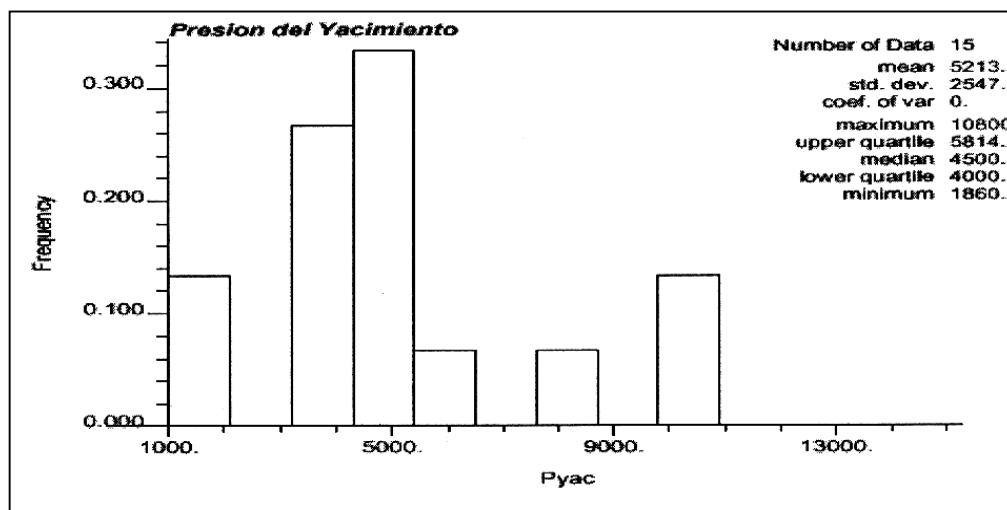


Figura A.2. Histograma de presión de yacimiento (miscible)

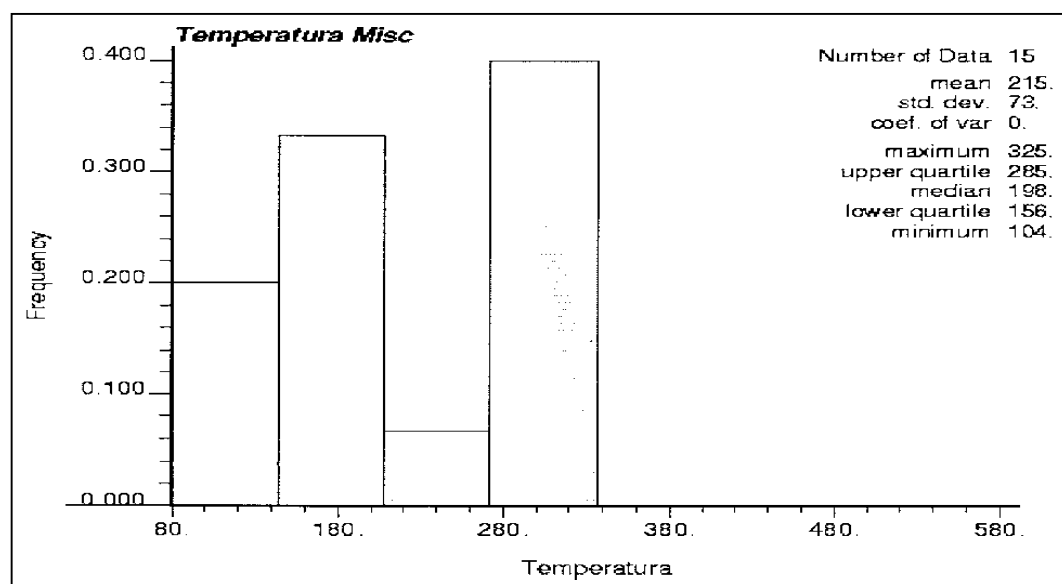


Figura A.3. Histograma de temperatura (miscible)

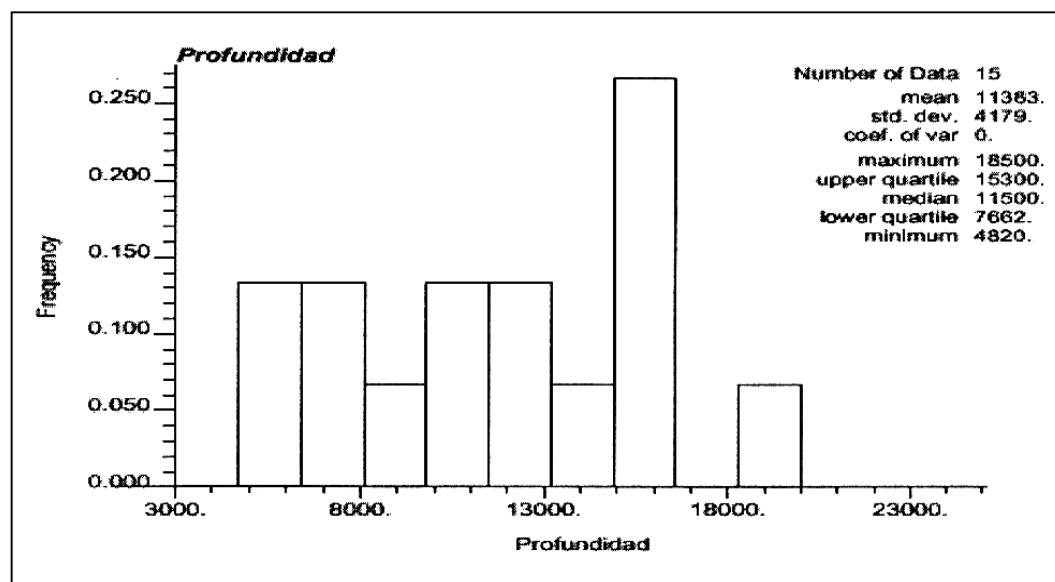


Figura A.4. Histograma de profundidad (miscible)

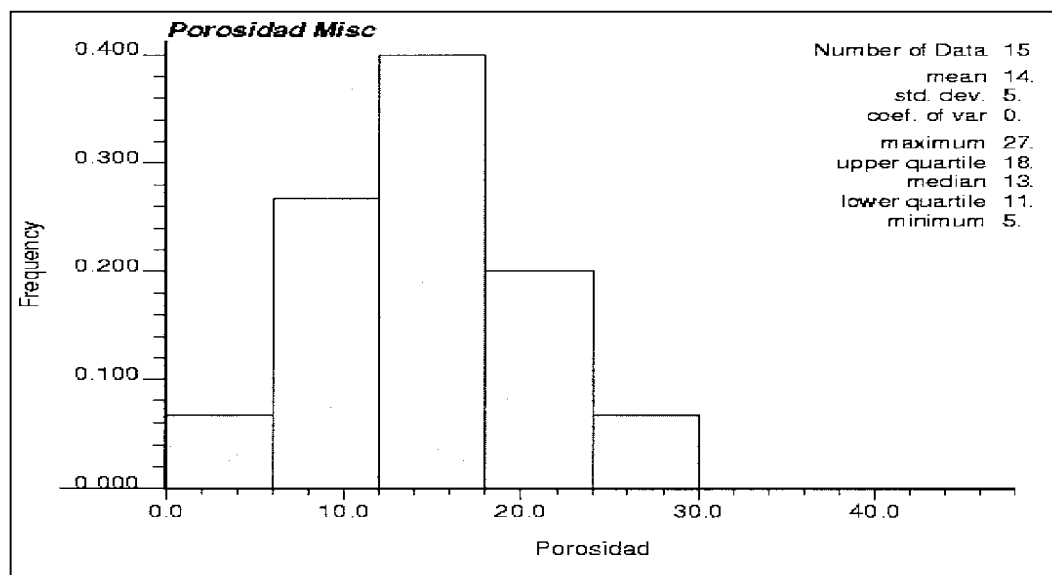


Figura A.5. Histograma de porosidad (miscible)

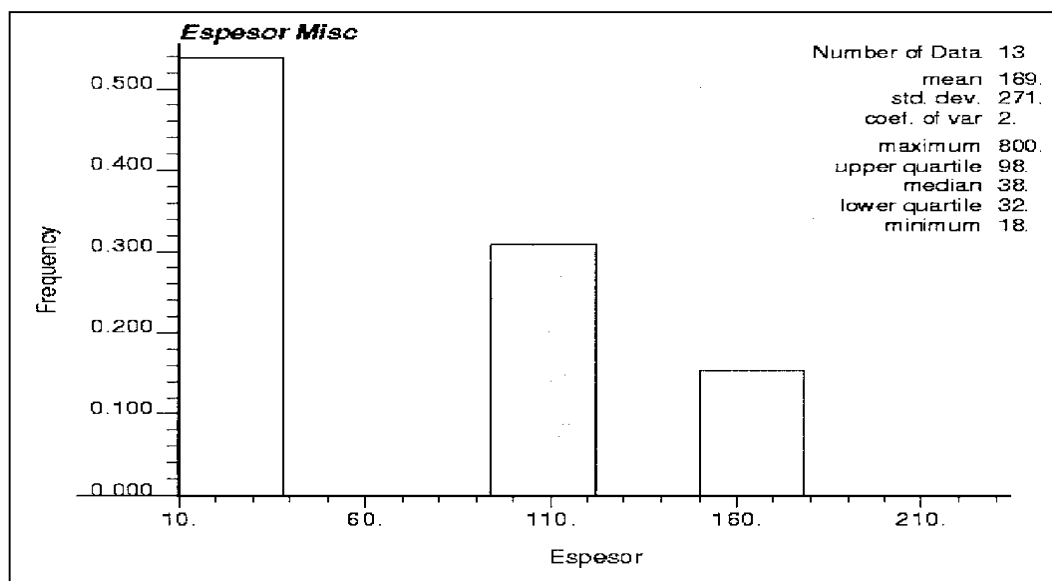


Figura A.6. Histograma de espesor (miscible)

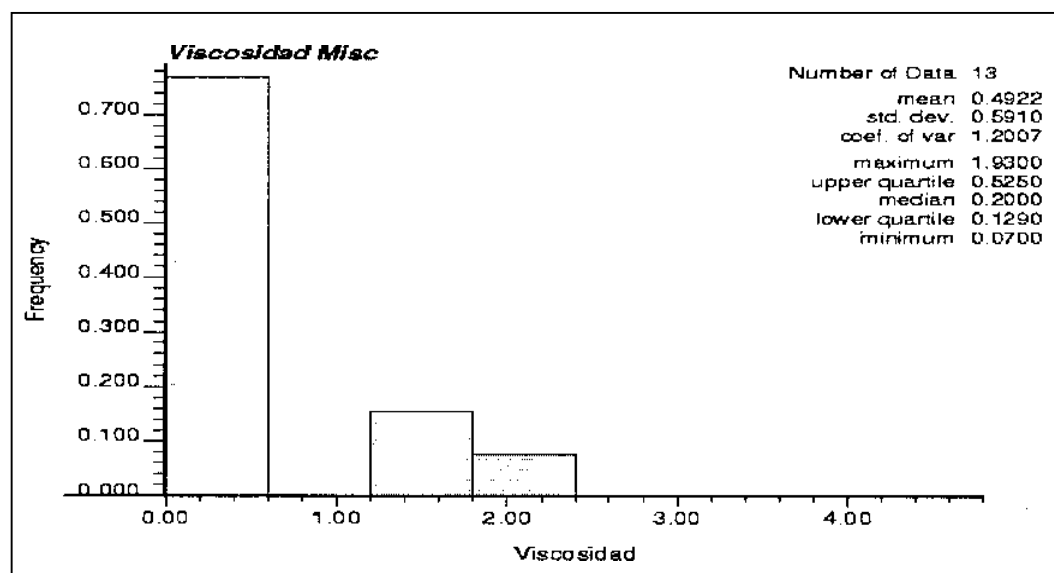


Figura A.7. Histograma de viscosidad (miscible)

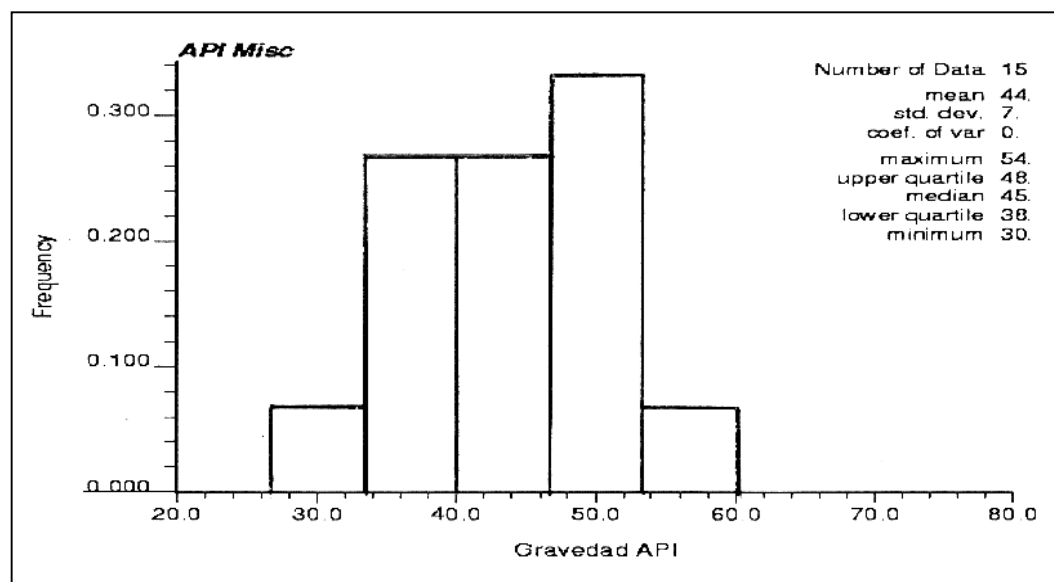


Figura A.8. Histograma de gravedad API (miscible)

CASO INMISCIBLE

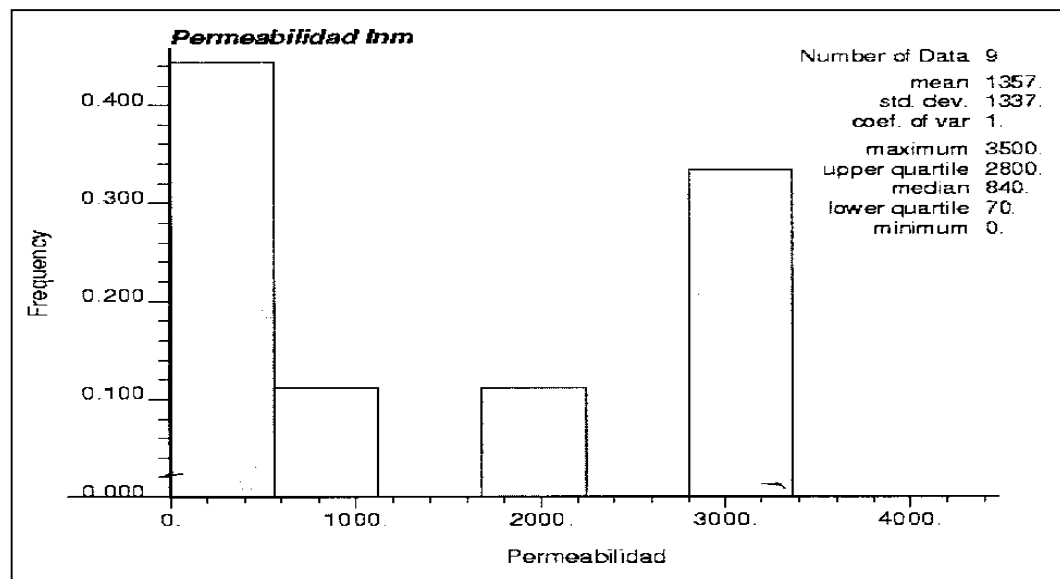


Figura A.9. Histograma de permeabilidad (inmiscible)

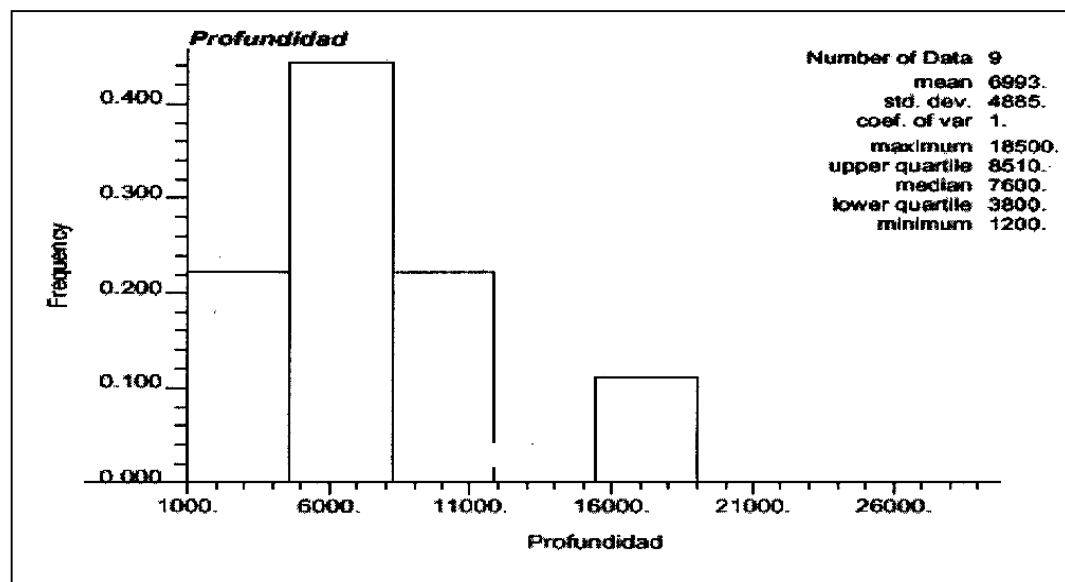


Figura A.10. Histograma de profundidad (inmiscible)

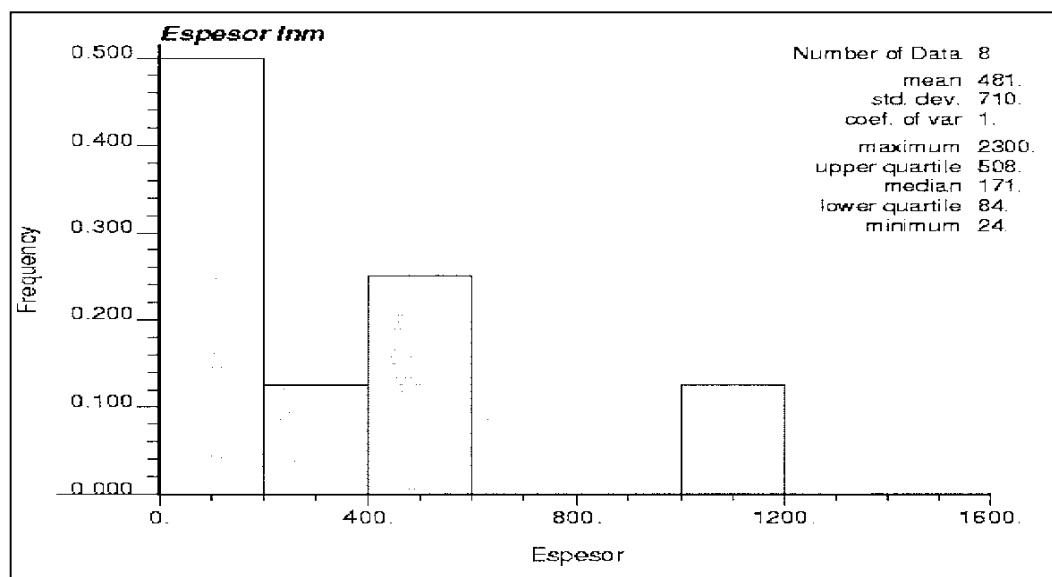


Figura A.11. Histograma de espesor (inmiscible)

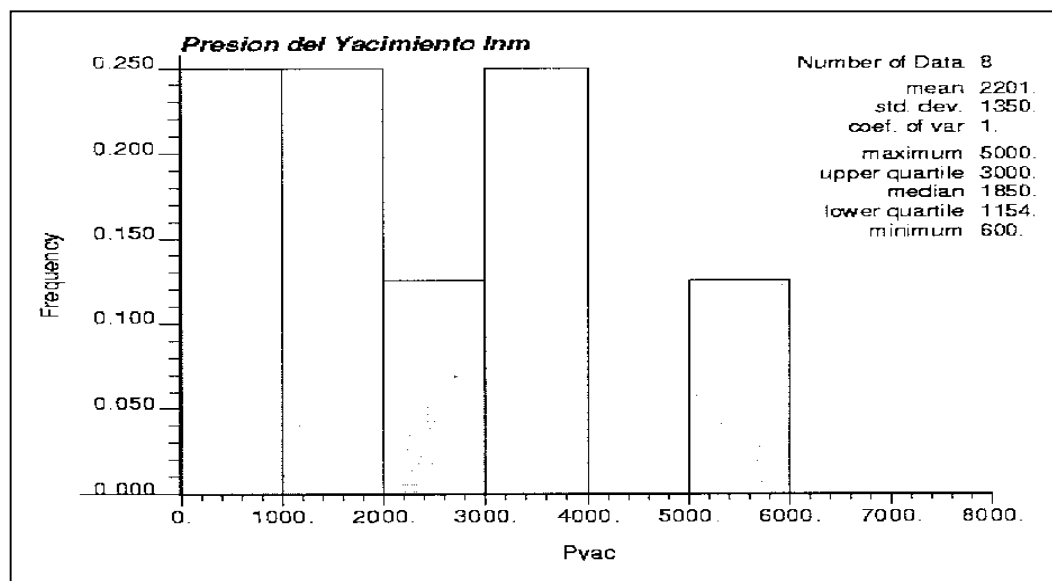


Figura A.12. Histograma de presión de yacimiento (inmiscible)

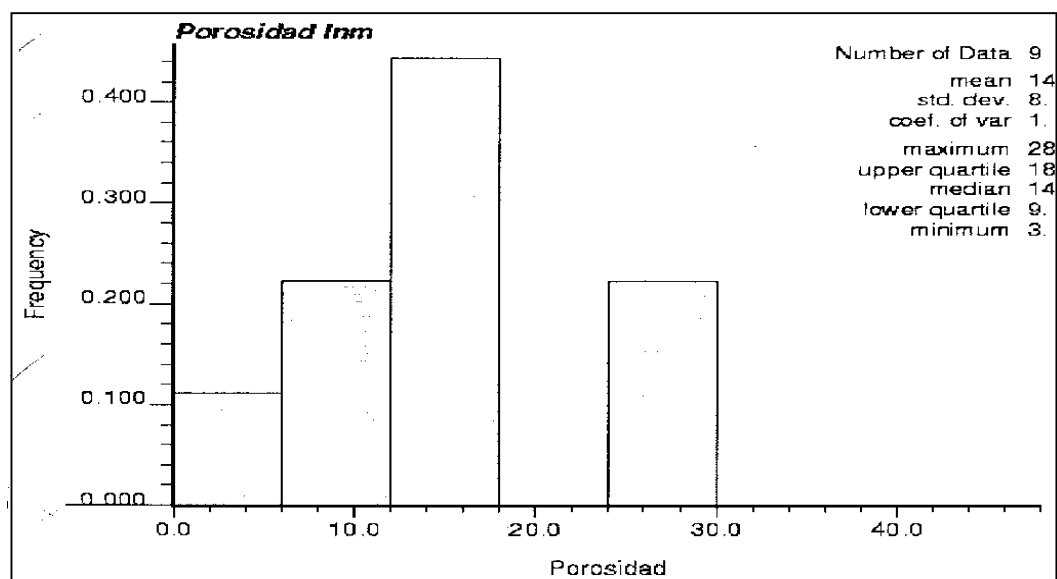


Figura A.13. Histograma de porosidad (inmiscible)

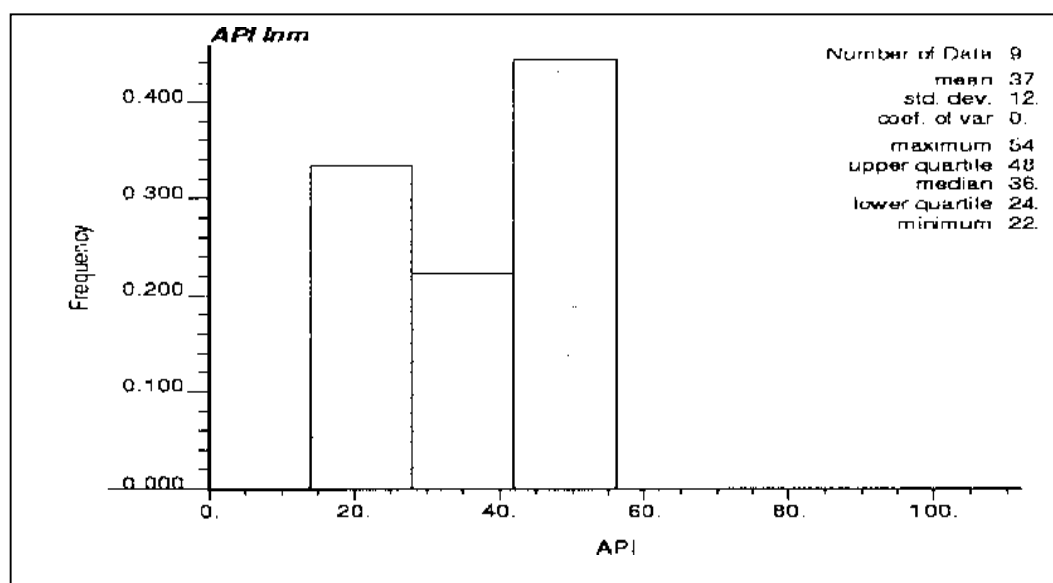


Figura A.14. Histograma de gravedad API (inmiscible)

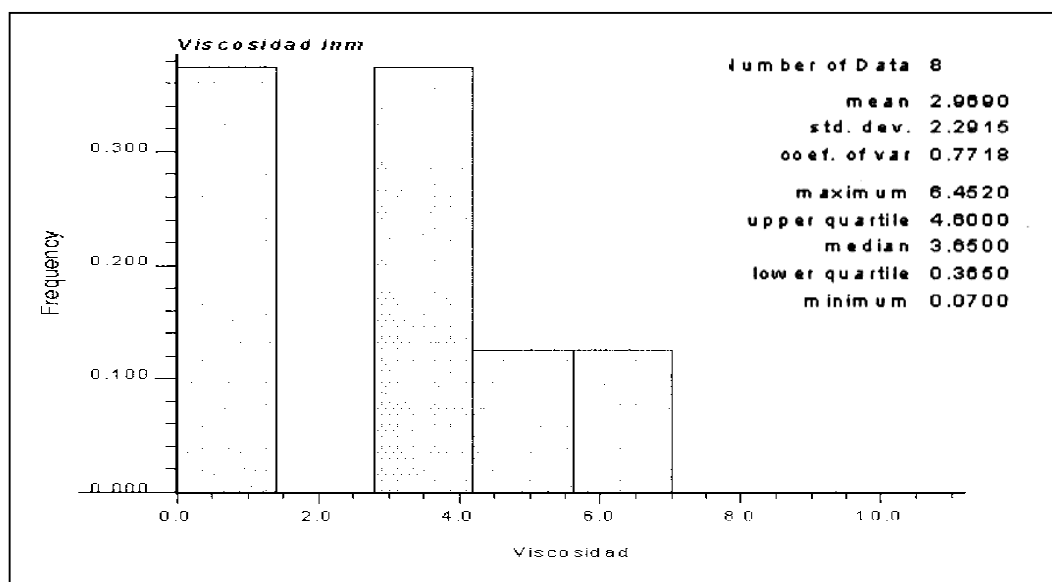


Figura A.15. Histograma de viscosidad (inmiscible)

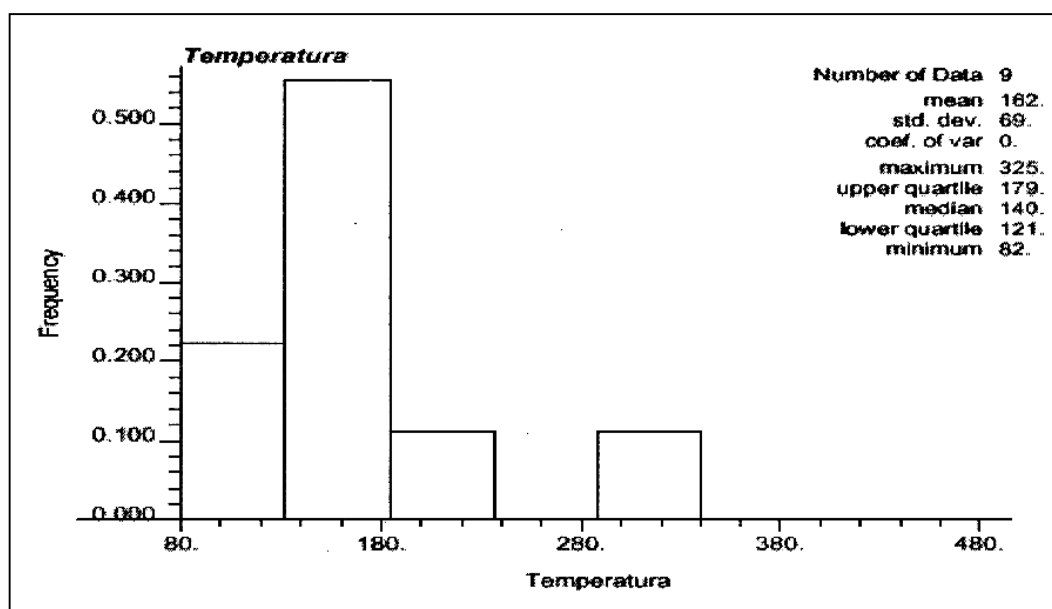


Figura A.16. Histograma de temperatura (inmiscible)

APÉNDICE B

Desarrollo del Método de Variación Exponencial de Diferencias

El presente apéndice muestra la aplicación del método de variación exponencial de diferencias, tomando dos yacimientos y dos propiedades del conjunto de yacimientos sometidos a esquemas de desplazamiento miscible como ejemplo para ilustrar el desarrollo del método. Las tablas que representan matrices (en este y en los siguientes apéndices), muestran solo un extracto de la matriz completa resultante al desarrollar el método. El procedimiento es llevado a cabo en detalle para seguir paso a paso la aplicación de la metodología:

- Se halló el parámetro normalizado $X_{i,j}$ haciendo uso de la Ecuación 9:

Tabla B.1 Matriz X_{ij} .

Yacimiento	Permeabilidad	Presión del Yacimiento
Block 31	0,918	0,393
Devonian		
Levelland	0,97	1

- Los parámetros normalizados $X_{i,j}$ se transformaron a parámetros de variación exponencial utilizando la Ecuación 10, con lo cual se construyó la matriz A_{ij} :

Tabla B.2 Matriz A_{ij} .

Yacimiento	Permeabilidad	Presión del Yacimiento
Block 31	7,96	62,86
Devonian		
Levelland	5,94	4,98

- Se determinó la importancia relativa o peso de cada propiedad (w_{ij}). Para ello se halló la relación entre la “pendiente normalizada” α_j (Ec. 13) y la sumatoria de dichas pendientes:

Tabla B.3 Pendientes normalizadas y peso de las propiedades.

Propiedad	α_j	Peso (%)
Permeabilidad	0,99	23,37
Presión del Yacimiento	1,43	33,68
Temperatura	1,02	24,18
Espesor	0,76	18
Porosidad	0,03	0,78

- La matriz pesada (W_{ij}) fue construida al utilizar la Ecuación 11:

Tabla B.4 Matriz W_{ij} .

Yacimiento	Permeabilidad	Presión del Yacimiento
Block 31	1,86	21.173
Devonian		
Levelland	1.387	1.667

- La matriz WWT_{ij} fue establecida al calcular el producto de la matriz pesada por su traspuesta, para luego se determinar el vector “puntaje”, tal y como sigue:

Tabla B.5 Matriz WWTij.

Yacimiento			
Block 31 Devonian	782,63	356,18
Levelland	356,18	318,47
⋮	⋮	⋮	
Ideal	1176,2	437,75

Tabla B.6 Puntaje de los yacimientos.

Módulo	Puntaje
2963,71	53,7
1218,43	22,07
⋮	⋮
5518,97	100

- Finalmente se obtuvo la evaluación de los yacimientos:

Tabla B.7 Evaluación de los yacimientos

Yacimiento	Evaluación	Yacimiento	Evaluación
Smackover/Jay/LEC	80,48	Fanny Church	50,75
Binger	70,60	Willisden Green	45,19
Blackjack Creek	69,84	East Veelmoor	35,40
North Headlee	66,64	VLC - 363	32,00
Chunchula Field Wide	65,61	Wilcox-12	25,56
Paradis	60,62	Levelland	22,08
Painter	57,74	Wilcox-8	18,95
Block 31 Devonian	53,70	Two Freds	17,70

APÉNDICE C

Tablas de "P" para el método estadístico.

A continuación se presentan las tablas de "P" construidas para cada propiedad, las cuales fueron utilizadas para el desarrollo del método estadístico.

CASO MISCIBLE

Permeabilidad	
P	Intervalo (md)
0	< 0,2 > 700
0,5	> 0,2 - 4 < > 35,4 - 700 <
1	> 4 - 35,4 <

Gravedad	
P	Intervalo (°API)
0	< 30 > 54
0,5	> 30 - 38 < > 48 - 54 <
1	> 38 - 48 <

Temperatura	
P	Intervalo (°F)
0	< 104 > 325
0,5	> 104 - 155 < > 285 - 325 <
1	> 155 - 285 <

Viscosidad	
P	Intervalo (cp)
0	< 0,07 > 1,93
0,5	> 0,07 - 0,13 < > 0,3 - 1,93 <
1	> 0,13 - 0,3 <

Presión del Yacimiento	
P	Intervalo (lpc)
0	< 1860 > 10800
0,5	> 1860 - 4000 < > 6085 - 10800 <
1	> 4000 - 6085 <

Porosidad	
P	Intervalo (%)
0	< 5 > 27
0,5	> 5 - 11 < > 19 - 27 <
1	> 11 - 19 <

Espesor	
P	Intervalo (pies)
0	< 18 > 800
0,5	> 18 - 34 < > 97 - 800 <
1	> 34 - 97 <

Profundidad	
P	Intervalo (pies)
0	< 4820 > 18500
0,5	> 4820 - 7350 < > 15400 - 18500 <
1	> 7350 - 15400 <

CASO INMISCIBLE

Permeabilidad	
P	Intervalo (md)
0	< 0,55 > 3500
0,5	> 0,55 - 90,2 < > 2800 - 3500 <
1	> 90,2 - 2800 <

Gravedad	
P	Intervalo (°API)
0	< 22 > 54
0,5	> 22 - 24 < > 47 - 54 <
1	> 24 - 47 <

Temperatura	
P	Intervalo (°F)
0	< 82 > 325
0,5	> 82 - 132 < > 168 - 325 <
1	> 132 - 168 <

Viscosidad	
P	Intervalo (cp)
0	< 0,07 > 6,452
0,5	> 0,07 - 0,365 < > 4,6 - 6,452 <
1	> 0,365 - 4,6 <

Presión del Yacimiento	
P	Intervalo (lpc)
0	< 600 > 5000
0,5	> 600 - 1607 < > 3000 - 5000 <
1	> 1607 - 3000 <

Porosidad	
P	Intervalo (%)
0	< 3,8 > 28
0,5	> 3,8 - 10 < > 15 - 28 <
1	> 10 - 15 <

Espesor	
P	Intervalo (pies)
0	< 24 > 515
0,5	> 24 - 60 < > 500 - 515 <
1	> 60 - 500 <

Profundidad	
P	Intervalo (pies)
0	< 1200 > 18500
0,5	> 1200 - 4600 < > 8500 - 18500 <
1	> 4600 - 8500 <

APÉNDICE D

Desarrollo del Método Estadístico

Este apéndice presenta en detalle el desarrollo del procedimiento descrito en la metodología para el método estadístico. Para ello se utilizaron los mismos yacimientos y propiedades del Apéndice B. El desarrollo es mostrado a continuación:

- Se determinó el coeficiente de variación (CV) para cada propiedad y se halló el inverso a cada uno:

Tabla D.1 Coeficientes de variación y sus inversos.

Propiedad	Coeficiente de Variación (CV)	Inverso de CV
Presión del Yacimiento (lpc)	0,49	2,05
Permeabilidad (md)	3,00	0,33

- El peso de las variables se determinó mediante la aplicación de la Ecuación 15:

Tabla D.2 Pesos de las propiedades.

Propiedad	Peso (%)	
	Miscible	Inmiscible
Gravedad (° API)	33,81	23,33
Temperatura (° F)	15,84	17,76
Porosidad (%)	15,06	13,24
Profundidad (pies)	14,65	10,83
Presión del Yacimiento (lpc)	11,01	12,33
Viscosidad (cp)	4,48	9,8
Espesor (pies)	3,35	5,12
Permeabilidad (md)	1,79	7,56

- A cada propiedad de los yacimientos se le asignó su valor de “P” correspondiente, siguiendo el procedimiento mostrado a continuación:

Se verificó en que intervalo se encontraba cada propiedad en las tablas de “P” correspondientes (ver Apéndice C).

Tabla D.3 Propiedades de los yacimientos.

Yacimiento	Permeabilidad (md)	Presión del Yacimiento (lpc)
Block 31	5,4	4250
Devonian		
Levelland	2	1860

y una vez verificados se asignó el valor “P” a cada propiedad

Tabla D.4 Asignación de "P" a las propiedades.

Yacimiento	Permeabilidad	Presión del Yacimiento
Block 31	1	1
Devonian		
Levelland	0,5	0,5

- Se halló el puntaje de los yacimientos haciendo uso de la Ecuación 16, con lo cual se obtuvo la Tabla D.5, esto es:

$$\text{Puntaje} = \text{Peso de la Variable1} * P1 + \text{Peso de la Variable2} * P2 + \dots$$

$$\text{Puntaje} = \sum (\text{Peso de la Variable})_i * P_i \quad [\text{Ec. 16}]$$

Tabla D.5 Aplicación de la ecuación 16 y puntaje de los yacimientos.

Yacimiento	Permeabilidad	Presión del Yacimiento		Puntaje
Block 31 Devonian	1,79	11,01	92,08
Levelland	0,9	5,5	57,53
⋮	⋮	⋮		⋮

➤ Finalmente se obtuvo la evaluación de los yacimientos

Tabla D.6 Evaluación de los yacimientos

Yacimiento	Evaluación	Yacimiento	Evaluación
Painter	98,32	East Veelmoor	82,15
Blackjack Creek	93,60	North Headlee	76,33
Wilcox-12	92,26	VLC - 363	76,26
Block 31 Devonian	92,08	Paradis	72,43
Binger	91,57	Fanny Church	67,85
Willisden Green	88,76	Churchula Field Wide	65,61
Smackover/Jay/ LEC	83,09	Levelland	57,53
Wilcox-8	83,05	Two Freds	50,90

APÉNDICE E

Desarrollo del Método de las Características

El desarrollo del método de las características es mostrado a continuación, para ello se tomaron los yacimientos y propiedades de los Apéndices B y D como ejemplo.

- **Matriz Nij:** se generó la matriz que contiene las propiedades seleccionadas y a ésta se añadió el llamado yacimiento "ideal". Se le asignó la evaluación determinada en las tablas a los valores de las propiedades, lo que resultó en la matriz Nij.

Tabla E.1 Extracto de los yacimientos y propiedades de la base de datos resumida.

Yacimiento	Permeabilidad (md)	Presión del Yacimiento (lpc)
Block 31 Devonian	5,4	4250
Levelland	2,1	1860

Se verificó la evaluación que le correspondía a cada propiedad (se muestra sólo la tabla de puntajes para permeabilidad, pero se verificó también la tabla de presión)

Tabla E.2 Tabla de puntaje de la permeabilidad.

Permeabilidad	
Puntaje	Intervalo (md)
1	< 4 > 2800
2	> 4 - 36 < > 300 - 2800 <
3	> 36 - 300 <

lo que resultó en la matriz Nij

Tabla E.3 Matriz Nij.

Yacimiento	Permeabilidad	Presión del Yacimiento
Block 31		
Devonian	2	3
Levelland	1	1
⋮	⋮	⋮
Ideal	3	3

- **Matriz NNTij:** se multiplicó la matriz Nij por su traspuesta con el fin de considerar la interacción entre los yacimientos. (Ver Tabla E.4)
- **Puntaje:** el módulo de cada fila de la matriz NNTij dividido entre el módulo de la fila del yacimiento ideal arrojó el puntaje de cada yacimiento. Esto es:

Tabla E.4 Matriz NNTij.

Yacimiento		
Block 31		
Devonian	67	41
Levelland	41	28
⋮	⋮	⋮
Ideal	69	42

Tabla E.5 Puntaje de los yacimientos.

Módulo	Puntaje
225,75	96,52
137,96	58,98
⋮	⋮
233,88	100

- Finalmente se obtuvo la evaluación de los yacimientos

Tabla E.6 Evaluación de los yacimientos

Yacimiento	Evaluación	Yacimiento	Evaluación
Block 31 Devonian	96,53	Binger	81,14
Blackjack Creek	88,08	Fanny Church	80,51
East Veelmoor	86,94	Wilcox-12	76,72
VLC - 363	84,65	Wilcox-8	72,87
Smackover/Jay/ LEC	84,61	North Headlee	64,90
Willisden Green	84,57	Churchula Field Wide	63,74
Paradis	84,03	Two Freds	62,90
Painter	81,14	Levelland	58,97

APÉNDICE F

Desarrollo del Método de los Criterios

A continuación se muestra un ejemplo del método de los criterios, en el cual se toman los yacimientos y propiedades utilizados en los anteriores apéndices con el fin de ejemplificar el desarrollo del método.

- Se verificaron las propiedades de los yacimientos

Tabla F.1 Propiedades de los yacimientos

Yacimiento	Permeabilidad (md)	Presión del Yacimiento (lpc)
Block 31		
Devonian	5,4	4250
Levelland	2	1860

- Se verificó que las propiedades cumplieran con el criterio de selección mostrado a continuación:

Tabla F.2 Extracto de los criterios de selección

Propiedad	Criterio de Selección
Permeabilidad (mD)	> 5
Presión del Yacimiento (lpc)	> 3500

- Se asignó el número de aprobación de los criterios de selección: 1 para aquellas propiedades que se encuentran dentro del intervalo de los criterios de selección inicial y 0 para las que no (Ver tabla F.3).

Tabla F.3 Aprobación de los criterios de selección inicial.

Yacimiento	Permeabilidad	Presión del Yacimiento
Block 31 Devonian	1	1
Levelland	0	0

- Una vez asignado el número de aprobación, se procedió a determinar el puntaje de cada yacimiento mediante la Ecuación 17, la cual es mostrada a continuación:

$$\text{Puntaje} = \sum_{j=1}^j (\# \text{ de aprobación })_j \times (\% \text{ peso de la propiedad })_j \quad [\text{Ec. 17}]$$

- Se aplicó la ecuación anterior, utilizando los pesos obtenidos por el método de variación exponencial (Tabla F.4), obteniéndose la Tabla F.5 que muestra el puntaje de los yacimientos tomados como ejemplo.

Tabla F.4 Pesos del método exponencial (casos miscibles)

	Permeabilidad	Presión del yacimiento	Temperatura	Espesor	Porosidad
Peso de la Propiedad (%)	23,37	33,68	24,17	17,99	0,78

Tabla F.5 Puntaje de los yacimientos para el método de los criterios (pesos exponencial)

Yacimiento	Presión yacimiento	Temperatura	Permeabilidad	Espesor	Porosidad	Puntaje
Smackover/Jay/LEC	33,68	24,17	23,37	18,00	0,77	100,00
Block 31 Devonian	33,68	24,17	23,37	18,00	0,77	100,00
Blackjack Creek	33,68	24,17	23,37	18,00	0,77	100,00
Paradis	33,68	24,17	23,37	18,00	0	99,22
Willisden Green	33,68	24,17	23,37	0,00	0,77	81,99
East Veelmoor	33,68	24,17	23,37	0,00	0,77	81,99
Wilcox-8	33,68	24,17	23,37	0,00	0,77	81,99
Wilcox-12	33,68	24,17	0,00	18,00	0,77	76,62
Binger	33,68	24,17	0,00	18,00	0	75,85
North Headlee	33,68	24,17	0,00	18,00	0	75,85
Churchula Field Wide	33,68	0,00	23,37	18,00	0,77	75,82
Fanny Church	33,68	0,00	23,37	18,00	0,77	75,82
Painter	33,68	24,17	0,00	0,00	0,77	58,62
Two Freds	0,00	0,00	23,37	18,00	0,77	42,14
Levelland	0,00	0,00	0,00	18,00	0,77	18,77

- Posteriormente se aplicó la misma ecuación, pero utilizando los pesos arrojados por el método estadístico (Tabla F.6), con lo que se obtuvo la Tabla F.7.

Tabla F.6 Pesos método estadístico (casos miscibles)

Propiedad	Peso (%)	Propiedad	Peso (%)
Gravedad (° API)	33,81	Presión del Yacimiento (lpc)	11,01
Temperatura (° F)	15,84	Viscosidad (cp)	4,48
Porosidad (%)	15,06	Espesor (pies)	3,35
Profundidad (pies)	14,65	Permeabilidad (md)	1,79

Tabla F.7 Puntaje de los yacimientos para el método de los criterios (pesos estadístico).

Yacimiento	Gravedad API	Temperatura	Porosidad	Profundidad	Presión yacimiento	Viscosidad	Espesor	Permeabilidad	Puntaje
Smackover/Jay/LEC (WAG)	33,81	15,84	15,06	14,65	11	4,47	3,35	1,79	100
Block 31 Devonian	33,81	15,84	15,06	14,65	11	4,47	3,35	1,79	100
Blackjack Creek	33,81	15,84	15,06	14,65	11	4,47	3,35	1,79	100
Wilcox-12	33,81	15,84	15,06	14,65	11	4,47	3,35	0	98,18
East Veelmoor	33,81	15,84	15,06	14,65	11	4,47	0	1,79	96,62
Wilcox-8	33,81	15,84	15,06	14,65	11	4,47	0	1,79	96,62
Painter	33,81	15,84	15,06	14,65	11	4,47	0	0	94,83
Churchula Field Wide	33,81	0	15,06	14,65	11	4,47	3,35	1,79	84,13
Fanny Church	33,81	0	15,06	14,65	11	4,47	3,35	1,79	84,13
Binger	33,81	15,84	0	14,65	11	4,47	3,35	0	83,12
North Headlee	33,81	15,84	0	14,65	11	4,47	3,35	0	83,12
Willisden Green (WAG)	33,81	15,84	15,06	0	11	4,47	0	1,79	81,97
Two Freds	33,81	0	15,06	0	0	0	3,35	1,79	54,01
Paradis	0	15,84	0	14,65	11	4,47	3,35	1,79	51,1
Levelland	0	0	15,06	0	0	0	3,35	0	18,41

APÉNDICE G

Generación de correlaciones.

El presente apéndice muestra la generación de una correlación (distinta a la obtenida en la sección 3.6 del capítulo III) entre el incremento del factor de recobro y las mismas propiedades y características de la roca y los fluidos empleadas en dicho capítulo, la cual es aplicable a yacimientos sometidos a esquemas de desplazamiento de tipo miscible o inmisible. La misma se obtuvo siguiendo el procedimiento descrito en la sección 3.6 de la metodología del trabajo, pero con algunas variaciones que son mostradas en el desarrollo presentado a continuación:

- La Tabla G.1 presenta el valor las propiedades tomadas para desarrollar las correlaciones, donde el factor de recobro representa el incremento del mismo (diferencia entre factor de recobro total y primario) luego de llevado a cabo el proceso de inyección de nitrógeno.

Tabla G.1. Propiedades utilizadas en el desarrollo de las correlaciones

Yacimiento	Fr (%)	Visc. Petróleo (cp)	Permeabilidad (mD)	Presión del Yacimiento (lpc)	Tasa inyección (MMpc/d)	Espesor (pies)	Profundidad (pies)	Area Productora (acres)	Porosidad (%)	Gravedad (°API)
Andector-Ellenberger	41,3	0,56	2000	2000	2	515	8000	1293	3,8	44
Block 31 Devonian	26	0,25	5,4	4250	54	97	8600	7840	15	48
Levelland	30	1,93	2,1	1860	12	100	4900	1600	11	30
Two Freds	22	1,467	33,4	1900	6	28	4820	4392	20	36,2
Yates	50	5,5	175	700	450	60	1400	14300	15	30
Lisbon	17	0,5	0,555	3000	6	234	8500	5000	6	52
Ryckman Creek	20	0,23	90,2	3000	24	500	7600	2000	14,7	47
Wilcox-8	19,5	0,126	8,6	10598	10	25	13175	6100	20	44
Wilcox-12	19,5	0,126	4,6	10800	10	34	13633	6100	19	45

- El primer paso consistió en establecer la forma funcional de la variable dependiente

$$Fr = f(K, Pyac, T, H, Prof, \mu, API, \phi, Qiny, \text{Área}) \quad [\text{Ec. G.1}]$$

Se identificaron m variables repetidas, seleccionadas entre las variables independientes, las cuales incluyeron las dimensiones básicas: masa, longitud, tiempo y temperatura (M, L, T y θ , respectivamente), pero las cuales no formaban parámetros adimensionales al combinarse sólo entre ellas. Esto se hizo analizando la siguiente tabla, en la cual se pueden ver las diferentes variables utilizadas y sus dimensiones básicas asociadas.

Tabla G.2 Dimensiones básicas de las variables

	K	$Pyac$	$Temp$	H	$Prof$	μ	$Qiny$	Área	API	ϕ	Fr
	$[L^2]$	$[M/L^2]$	$[\theta]$	$[L]$	$[L]$	$[M/L.T]$	$[L^3/T]$	$[L^2]$	$[Adim]$	$[Adim]$	$[Adim]$
θ	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
M	0	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0
L	2	-2	0	1	1	-1	3	2	0	0	0
T	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0

Se trabajó con cuatro dimensiones básicas, por lo tanto se estableció el mismo número de variables repetidas, tomando presión del yacimiento, temperatura, viscosidad y tasa de inyección de gas. De esta forma se garantizó que al utilizar estas propiedades, la combinación de sus dimensiones no formase un grupo adimensional.

La selección de estas propiedades como variables repetidas se hizo de la manera siguiente: se tomaron aquellas que presentaron la mayor cantidad de dimensiones (Presión, Viscosidad y Tasa de Inyección de Gas), y luego aquellas que en el caso de presentar una sola dimensión no hubiese sido tomada en cuenta en las seleccionadas previamente (Temperatura).

De esta forma quedó conformado un grupo no adimensional, que luego se convirtió en adimensional al combinarlo de la siguiente forma: primero con permeabilidad para obtener el grupo Π_1 , segundo espesor para el grupo Π_2 , tercero profundidad para el grupo Π_3 y en cuarto lugar el área productora para el grupo Π_4 . La permeabilidad, espesor, profundidad y área, se consideran en el proceso como variables no repetidas.

Determinación de Grupos adimensionales

Para determinar el primer grupo adimensional se combinaron presión de yacimiento, temperatura, viscosidad, tasa de inyección de gas y permeabilidad, esto es

$$\Pi_1 = (P_{yac})^a \cdot (Temp)^b \cdot (\mu)^c \cdot (Q_{iny})^d \cdot (K) \quad [\text{Ec. G.2}]$$

En la Ec. G.2 puede observarse como (a diferencia del desarrollo de la correlación mostrado en el capítulo III) el exponente de la permeabilidad es la unidad, y esto se debe a que arbitrariamente se le asignó dicho valor de modo que la variable se mantuviese en el numerador del grupo. Luego, como el objetivo era determinar a, b, c y d de manera que el grupo resultara adimensional, se escribió en términos de dimensiones

$$\Pi_1 = (M)^0 \cdot (\theta)^0 \cdot (L)^0 \cdot (T)^0 = (M / L^2)^a \cdot (\theta)^b \cdot (M / LT)^c \cdot (L^3/T)^d \cdot (L^2) \quad [\text{Ec. G.3}]$$

donde los exponentes de M, L, T y θ fueron forzados a ser cero para garantizar que la agrupación fuera adimensional.

Posteriormente se hallaron los valores para los exponentes estableciendo un sistema de ecuaciones. Dicho sistema es mostrado a continuación.

$$\begin{array}{ll} \theta: & b = 0 \\ M: & a + c = 0 \\ L: & -2a - c + 3d + 2 = 0 \\ T: & -c - d = 0 \end{array}$$

Resolviendo el sistema se hallaron los valores de los exponentes:

$$a = -1 \quad b = 0 \quad c = 1 \quad d = -1$$

lo que trajo como resultado el primer grupo adimensional, al sustituir los exponentes en la Ecuación G.2:

$$\Pi_1 = \frac{\mu.K}{P_{yac}.Q_{iny}}$$

El segundo grupo adimensional se determinó mediante un proceso igual al anterior, pero el lugar de la permeabilidad fue tomado por el espesor:

$$\Pi_2 = (P_{yac})^a \cdot (Temp)^b \cdot (\mu)^c \cdot (Q_{iny})^d \cdot (H) \quad [Ec. G.4]$$

y en términos de dimensiones quedó

$$\Pi_2 = (M)^0 \cdot (\theta)^0 \cdot (L)^0 \cdot (T)^0 = (M / L^2)^a \cdot (\theta)^b \cdot (M / LT)^c \cdot (L^3/T)^d \cdot (L) \quad [Ec. G.5]$$

Se conformó un sistema de ecuaciones con los exponentes, y de su resolución se obtuvieron los valores:

$$a = -1/2 \quad b = 0 \quad c = 1/2 \quad d = -1/2$$

mediante los cuales se conformó el segundo grupo adimensional:

$$\Pi_2 = \frac{\sqrt{\mu} \cdot H}{\sqrt{P_{yac}} \cdot \sqrt{Q_{iny}}}$$

El tercer grupo se conformó al sustituir espesor por profundidad en la Ecuación G.4:

$$\Pi_3 = (P_{yac})^a \cdot (Temp)^b \cdot (\mu)^c \cdot (Q_{iny})^d \cdot (Prof) \quad [Ec. G.6]$$

y en términos de dimensiones

$$\Pi_3 = (M)^0 \cdot (\theta)^0 \cdot (L)^0 \cdot (T)^0 = (M / L^2)^a \cdot (\theta)^b \cdot (M / LT)^c \cdot (L^3/T)^d \cdot (L) \quad [Ec. G.7]$$

Las Ecuaciones G.5 y G.7 son iguales, por lo que al establecer el sistema de ecuaciones para determinar los exponentes, la solución fue nuevamente

$$a = -1/2 \qquad b = 0 \qquad c = 1/2 \qquad d = -1/2$$

entonces el tercer grupo adimensional quedó

$$\Pi_3 = \frac{\sqrt{\mu} \cdot Prof}{\sqrt{P_{yac}} \cdot \sqrt{Q_{iny}}}$$

El cuarto grupo adimensional se determinó al reemplazar permeabilidad por área productora en la ecuación G.2:

$$\Pi_4 = (P_{yac})^a \cdot (Temp)^b \cdot (\mu)^c \cdot (Q_{iny})^d \cdot (\text{Área}) \quad [Ec. G.8]$$

lo que en términos de dimensiones resultó

$$\Pi_4 = (M)^0 \cdot (\theta)^0 \cdot (L)^0 \cdot (T)^0 = (M / L^2)^a \cdot (\theta)^b \cdot (M / LT)^c \cdot (L^3/T)^d \cdot (L^2) \quad [Ec. G.9]$$

Las ecuaciones G.3 y G.9 son iguales, por lo que el sistema de ecuaciones para determinar el valor de los exponentes arroja resultados iguales, esto es

$$a = -1 \quad b = 0 \quad c = 1 \quad d = -1$$

mediante lo cual se estableció el cuarto grupo adimensional

$$\Pi_4 = \frac{\mu \cdot \text{Area}}{\text{Pyac} \cdot \text{Qiny}}$$

Los grupos Π_5 , Π_6 y Π_7 quedaron conformados directamente por las variables ϕ , API y Fr respectivamente, ya que las mismas representaban individualmente grupos adimensionales, esto es

$$\Pi_5 = \phi \quad \Pi_6 = \text{API} \quad \Pi_7 = \text{Fr}$$

Una vez hallados los grupos adimensionales se estableció la forma funcional definitiva de correlación:

$$\text{Fr} = f \left(\frac{\mu \cdot K}{\text{Pyac} \cdot \text{Qiny}}, \frac{\sqrt{\mu} \cdot H}{\sqrt{\text{Pyac}} \cdot \sqrt{\text{Qiny}}}, \frac{\sqrt{\mu} \cdot \text{Prof}}{\sqrt{\text{Pyac}} \cdot \sqrt{\text{Qiny}}}, \frac{\mu \cdot \text{Area}}{\text{Pyac} \cdot \text{Qiny}}, \phi, \text{API} \right) \quad [\text{Ec. G.10}]$$

Desarrollo de la Correlación.

Luego de establecida la forma funcional para la correlación, se estableció una relación entre los grupos adimensionales del tipo exponencial (la literatura establece que los mismos se correlacionan de manera adecuada mediante este tipo de expresión^[21]) como se muestra en la Ecuación G.11.

$$\text{Fr} = A \left[\left(\frac{\mu \cdot K}{\text{Pyac} \cdot \text{Qiny}} \right)^B \left(\frac{\sqrt{\mu} \cdot H}{\sqrt{\text{Pyac}} \cdot \sqrt{\text{Qiny}}} \right)^C \left(\frac{\sqrt{\mu} \cdot \text{Prof}}{\sqrt{\text{Pyac}} \cdot \sqrt{\text{Qiny}}} \right)^D \left(\frac{\mu \cdot \text{Area}}{\text{Pyac} \cdot \text{Qiny}} \right)^E (\phi)^F (\text{API})^G \right] \quad [\text{Ec. G.11}]$$

Para establecer la correlación, fue necesario determinar los coeficientes A, B, C, D, E, F y G, lo cual se llevó a cabo mediante el procedimiento mostrado a continuación:

- Se aplicó logaritmo neperiano a ambos lados de la ecuación anterior

$$\begin{aligned} \text{Ln (Fr)} = & \text{Ln (A)} + \text{B} \cdot \text{Ln} \left(\frac{\mu \cdot \text{K}}{\text{Pyac} \cdot \text{Qiny}} \right) + \text{C} \cdot \text{Ln} \left(\frac{\sqrt{\mu} \cdot \text{H}}{\sqrt{\text{Pyac}} \cdot \sqrt{\text{Qiny}}} \right) + \text{D} \cdot \text{Ln} \left(\frac{\sqrt{\mu} \cdot \text{Prof}}{\sqrt{\text{Pyac}} \cdot \sqrt{\text{Qiny}}} \right) + \text{E} \cdot \text{Ln} \left(\frac{\mu \cdot \text{Area}}{\text{Pyac} \cdot \text{Qiny}} \right) \\ & + \text{F} \cdot \text{Ln}(\phi) + \text{G} \cdot \text{Ln}(\text{API}) \end{aligned} \quad [\text{Ec. G.12}]$$

La correlación se entrenó con las propiedades de los nueve yacimientos mostrados en la Tabla G.1, lo que excedía el número de incógnitas (coeficientes), por lo tanto se procedió a utilizar el método de mínimos cuadrados, ya que proporciona un mejor ajuste de los coeficientes entre otros métodos de aproximación.

- A cada logaritmo neperiano de la ecuación G.12 se le asignó el nombre de una variable, de esta forma la ecuación quedó

$$w = \text{Ln(A)} + \text{B} \cdot x + \text{C} \cdot y + \text{D} \cdot z + \text{E} \cdot t + \text{F} \cdot q + \text{G} \cdot m \quad [\text{Ec. G.13}]$$

Cada una de las variables que acompañan a los coeficientes en la ecuación G.13 es igual al logaritmo neperiano que acompaña al coeficiente correspondiente de la ecuación G.12.

- Se substituyó el valor de las propiedades de cada yacimiento en la ecuación G.13, quedando

1.	3,72 =	Ln (A) -	1,27B	+	1,81C	+	4,55D	-	1,71E	+	1,33F	+	3,78G
2.	3,25 =	Ln (A) -	12,04B	-	2,29C	+	2,19D	-	4,76E	+	2,70F	+	3,87G
3.	3,40 =	Ln (A) -	8,61B	-	0,07C	+	3,82D	-	1,97E	+	2,39F	+	3,40G
4.	3,09 =	Ln (A) -	5,44B	-	1,15C	+	4,00D	-	0,57E	+	2,99F	+	3,58G
5.	3,91 =	Ln (A) -	5,79B	-	1,38C	+	1,77D	-	1,38E	+	2,70F	+	3,40G
6.	2,83 =	Ln (A) -	11,08B	+	0,21C	+	3,80D	-	1,97E	+	1,79F	+	3,95G
7.	2,99 =	Ln (A) -	8,15B	-	0,11C	+	2,61D	-	5,05E	+	2,68F	+	3,85G
8.	2,97 =	Ln (A) -	11,49B	-	3,60C	+	2,66D	-	4,92E	+	2,99F	+	3,78G
9.	2,97 =	Ln (A) -	12,13B	-	3,30C	+	2,69D	-	4,94E	+	2,94F	+	3,80G

a partir de la cual se construyó la Tabla G.3 para llevar a cabo el desarrollo de mínimos cuadrados.

Tabla G.3. Valores para el desarrollo de mínimos cuadrados

X	Y	Z	T	Q	M
-1,2730	1,8072	4,5503	-1,7091	1,3350	3,7842
-12,0436	-2,2903	2,1945	-4,7630	2,7081	3,8712
-8,6138	-0,0727	3,8191	-1,9780	2,3979	3,4012
-5,4496	-1,1469	4,0015	-0,5706	2,9957	3,5891
-5,7908	-1,3834	1,7664	-1,3876	2,7081	3,4012
-11,0801	0,2097	3,8022	-1,9741	1,7918	3,9512
-8,1521	-0,1124	2,6089	-5,0532	2,6878	3,8501
-11,4907	-3,6024	2,6648	-4,9264	2,9957	3,7842
-12,1353	-3,3043	2,6896	-4,9453	2,9444	3,8067

- Se estableció el siguiente sistema de ecuaciones:

$$B\sum x^2 + C\sum x.y + D\sum x.z + E\sum x.t + F\sum x.q + G\sum x.m + \sum x = \sum x.w$$

$$B\sum y.x + C\sum y^2 + D\sum y.z + E\sum y.t + F\sum y.q + G\sum y.m + \sum y = \sum y.w$$

$$B \sum z.x + C \sum z.y + D \sum z^2 + E \sum z.t + F \sum z.q + G \sum z.m + \sum z = \sum z.w$$

$$B \sum t.x + C \sum t.y + D \sum t.z + E \sum t^2 + F \sum t.q + G \sum t.m + \sum t = \sum t.w$$

$$B \sum q.x + C \sum q.y + D \sum q.z + E \sum q.t + F \sum q^2 + G \sum q.m + \sum q = \sum q.w$$

$$B \sum m.x + C \sum m.y + D \sum m.z + E \sum m.t + F \sum m.q + G \sum m^2 + \sum m = \sum m.w$$

$$B \sum x + C \sum y + D \sum z + E \sum t + F \sum q + G \sum m + n = \sum w$$

donde el valor "n" de la última ecuación representa el número de yacimientos con los que se entrenó la correlación.

- Luego se tomaron los valores de la tabla G.3 para hallar cada sumatoria del sistema de ecuaciones anterior. Los resultados de las sumatorias representan los valores que acompañaron a cada coeficiente en el sistema. Posteriormente se conformó la matriz ampliada mostrada a continuación, tomando precisamente el valor que acompañaba a cada uno de los coeficientes:

➤

$$\begin{bmatrix} 752,62 & 120,26 & -223,81 & 267,41 & -198,90 & -284,84 & -76,03 & -238,76 \\ 120,26 & 35,70 & -22,10 & 44,78 & -31,59 & -36,91 & -9,90 & -30,20 \\ -223,81 & -22,10 & 94,84 & -77,64 & 67,67 & 104,46 & 28,10 & 90,84 \\ 267,41 & 44,78 & -77,64 & 109,93 & -71,83 & -103,12 & -27,31 & -85,85 \\ -198,90 & -31,59 & 67,67 & -71,83 & 59,25 & 83,63 & 22,56 & 72,57 \\ -284,84 & -36,91 & 104,46 & -103,12 & 83,63 & 124,57 & 33,44 & 107,94 \\ -76,03 & -9,90 & 28,10 & -27,31 & 22,56 & 33,44 & 9,00 & 29,15 \end{bmatrix}$$

cuya solución es

$$\begin{bmatrix} 0,0671 \\ -0,0998 \\ -0,2218 \\ -0,0221 \\ -0,5866 \\ -1,1558 \\ 10,0870 \end{bmatrix}$$

Entonces, la función que se obtuvo al sustituir estos valores quedó:

$$w = 0.067x - 0.099y - 0.222z - 0.022t - 0.585.q - 1.155m + 10.08 \quad [\text{Ec. G.14}]$$

- Se igualaron las ecuaciones G.13 y G.14, y se obtuvo el valor de $\text{Ln}(A)$ despejándolo, por lo que $\text{Ln}(A) = 10.08$.
- Sustituyendo el valor de $\text{Ln}(A)$ en la ecuación G.13 se obtuvo una ecuación igual a G.14. Se sustituyeron nuevamente en la ecuación G.14 el valor de las variables que se habían asignado por sus correspondientes logaritmos neperianos, entonces la ecuación quedó

$$\begin{aligned} \text{Ln}(\text{Fr}) = & \left[10.08 + 0.067\text{Ln}\left(\frac{\mu.K}{\text{Pyac.Qiny}}\right) - 0.099\text{Ln}\left(\frac{\sqrt{\mu}.H}{\sqrt{\text{Pyac}}.\sqrt{\text{Qiny}}}\right) - 0.222\text{Ln}\left(\frac{\sqrt{\mu}.\text{Prof}}{\sqrt{\text{Pyac}}.\sqrt{\text{Qiny}}}\right) - 0.02\text{Ln}\left(\frac{\mu.\text{Area}}{\text{Pyac.Qiny}}\right) \right. \\ & \left. - 0.585\text{Ln}(\varphi) - 1.155\text{Ln}(\text{API}) \right] \quad [\text{Ec. G.15}] \end{aligned}$$

- Para eliminar los logaritmos neperianos se aplicó la función exponencial a ambos lados de la ecuación, mediante lo cual se convirtió la ecuación G.15 en:

$$\text{Fr} = e^{10.08} \left(\frac{\mu.K}{\text{Pyac.Qiny}}\right)^{0.067} \left(\frac{\sqrt{\mu}.H}{\sqrt{\text{Pyac}}.\sqrt{\text{Qiny}}}\right)^{-0.099} \left(\frac{\sqrt{\mu}.\text{Prof}}{\sqrt{\text{Pyac}}.\sqrt{\text{Qiny}}}\right)^{-0.222} \left(\frac{\mu.\text{Area}}{\text{Pyac.Qiny}}\right)^{-0.02} (\varphi)^{-0.585} (\text{API})^{-1.155} \quad [\text{Ec. G.16}]$$

- Finalmente se multiplicaron las bases semejantes y se operaron las potencias para obtener la correlación definitiva:

$$\text{Fr} = 23087 .\text{Pyac}^{1.135} \text{Qiny}^{1.135} \mu^{-1.135} K^{0.067} H^{-0.099} \text{Pr of}^{-0.222} \text{Area}^{-0.022} (\varphi)^{-0.585} (\text{API})^{-1.155} \quad [\text{Ec. G.17}]$$

APÉNDICE H

Bases de datos.

A continuación son presentadas las bases de datos utilizadas para el desarrollo de la metodología del presente trabajo, tanto para casos miscibles como inmiscibles. Debido a su tamaño ambas tablas son mostradas en las siguientes páginas.

Tabla H.1 Base de datos de los yacimientos del grupo inmisible

Nombre	Incremento de Recobro (%)	Evaluación del proyecto	Área productora (Acre)	Tasa inyección (MMpc/d)	Porosidad (%)	Profundidad (pie)	Espesor (pies)	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)	Presión yacimiento (lpc)	Gravedad (°API)	Permeabilidad (mD)
Ryckman Creek	20		2000	24	14,7	7600	500	0,23	140	3000	47	90,2
Stone Bluff			550	1	14	1200	24	3,6	88	600	36	840
Chunchula Field Wide		exitoso	26000		12,35	18500	221	0,07	325	5000	54	10
Andector-Ellenberger	41,3		1293	2	3,8	8000	515		132	2000	44	2000
Lisbon	17		5000	6	6	8500	234	0,5	140	3000	52	0,555
Hawkins(Woodbi ne-west)		promete éxito	7790		28	4600	108	3,7	168	2138	24	2800
Hawkins(Woodbi ne-east)		exitoso	2800	33	28	4600	108	3,7	168	1700	24	2800
Yates	50	exitoso	14300	450	15	1400	60	5,5	82	700	30	175
Akal/ Cantarell			41019	1200	10	8540	2300	6,452	212	1607	22	3500

Tabla H.2 Base de datos de los yacimientos del grupo miscible

Nombre	Incremento de Recobro (%)	Evaluación del proyecto	Área productora (Acres)	Tasa inyección (MMpc/d)	Porosidad (%)	Profundidad (pie)	Espesor (pies)	Viscosidad (cp)	Temperatura (°F)	Presión yacimiento (lpc)	Gravedad (°API)	Permeabilidad (mD)
Block 31 Devonian	26	exitoso	7840	54	15	8600	97	0,25	130	4250	48	5,4
Levelland	30		1600	12	11	4900	100	1,93	105	1860	30	2,1
Willisden Green			25700	30	13	6500	18		161	4300	39	5
Two Freds	22		4392	6	20	4820	28	1,467	104	1900	36,2	33,4
Paradis		promete éxito	250	4	27	10000	35		198	4000	36	700
Wilcox-8	19,5	exitoso	6100	10	20	13175	25	0,126	267	10598	44	8,6
Wilcox-12	19,5	exitoso	6100	10	19	13633	34	0,126	274	10800	45	4,6
Churchula Field Wide		exitoso	2600	18	12,35	18500		0,07	325	5000	54	10
Binger		exitoso	12960	24	7,5	10000	37,5	0,3	190	4500	38	0,2
Painter		muy pronto para predecir	1360	94	11,9	11500	800	0,2	174	4800	46	4
East Veelmoor			3358	3	10	7350	800	1,2	155	3500	43	38
Smackover/Jay/LEC		exitoso	14415	67	14	15400	95	0,18	285	6085	51	35,4
Blackjack Creek			5720	7	14	15000	95	0,27	285	7600	48	112
North Headlee			3137	3	5	15800	35	0,13	286	5000	48	0,5
Fanny Church				4	12	15565		0,15	288	4000	51	5

ANEXOS

ANEXO I

Archivo de Simulación: Caso Base Inmiscible

-->Sección transversal representativo del yacimiento VLC-363
-- Yacimiento de crudo volátil con inyección de Nitrógeno
-- Usando 6 componentes

-- CASO BASE INMISCIBLE

RUNSPEC =====

MEMORY

10 100 /

FIELD

OIL

WATER

GAS

-- 2D run x-z cross-section

DIMENS

--nx ny nz

20 1 3 /

COMPS

6 /

-- Equation of State

TABDIMS

-- sat pres - max rows in tables-

ANEXOS

-- tab tab sat press

1 1 40 40 /

WELLDIMS

-- max max max max wells max stages

--wells comps groups in group per sep

1* 10 2 1* /

--FULLIMP

UNIFOUT

-- field starting date

START

1 Jan 2000 /

OPTIONS3

1 9* 1 /

--NOSIM

GRID =====

----- IN THIS SECTION , THE GEOMETRY OF THE SIMULATION GRID AND THE

----- ROCK PERMEABILITIES AND POROSITIES ARE DEFINED.

--

-- create an INIT file

INIT

-- SPECIFY GRID BLOCK DIMENSIONS IN THE X DIRECTION

DXV

20*200 /

-- SPECIFY GRID BLOCK DIMENSIONS IN THE y DIRECTION

DYV

980 /

ANEXOS

-- SPECIFY CELL THICKNESSES (DZ), HORIZ. PERMEABILITIES (PERMX)
-- AND POROSITIES (PORO) FOR EACH LAYER OF THE GRID. ALSO CELL TOP
-- DEPTHS (TOPS) FOR LAYER 1.

-- ARRAY VALUE ----- BOX -----
EQUALS

'TOPS' 6898 1 1 1 1 1 1 /
'TOPS' 6903 2 2 1 1 1 1 /
'TOPS' 6908 3 3 1 1 1 1 /
'TOPS' 6913 4 4 1 1 1 1 /
'TOPS' 6918 5 5 1 1 1 1 /
'TOPS' 6923 6 6 1 1 1 1 /
'TOPS' 6928 7 7 1 1 1 1 /
'TOPS' 6933 8 8 1 1 1 1 /
'TOPS' 6938 9 9 1 1 1 1 /
'TOPS' 6943 10 10 1 1 1 1 /
'TOPS' 6948 11 11 1 1 1 1 /
'TOPS' 6953 12 12 1 1 1 1 /
'TOPS' 6958 13 13 1 1 1 1 /
'TOPS' 6963 14 14 1 1 1 1 /
'TOPS' 6968 15 15 1 1 1 1 /
'TOPS' 6973 16 16 1 1 1 1 /
'TOPS' 6978 17 17 1 1 1 1 /
'TOPS' 6983 18 18 1 1 1 1 /
'TOPS' 6988 19 19 1 1 1 1 /
'TOPS' 6993 20 20 1 1 1 1 /

'DZ' 36.6 1 20 1 1 1 1 / LAYER 1
'PERMX' 1245 1 20 1 1 1 1 /
'PORO' 0.144 1 20 1 1 1 1 /

'DZ' 36.6 1 20 1 1 2 2 / LAYER 2
'PERMX' 1245 1 20 1 1 2 2 /
'PORO' 0.144 1 20 1 1 2 2 /

ANEXOS

'DZ' 36.6 1 20 1 1 3 3 / LAYER 3

'PERMX' 1245 1 20 1 1 3 3 /

'PORO' 0.144 1 20 1 1 3 3 /

/ EQUALS IS TERMINATED BY A NULL RECORD

-- COPY X PERMEABILITIES (PERMX) INTO Y AND Z PERMEABILITIES

-- (PERMZ) FOR THE WHOLE GRID, AND THEN MULTIPLY PERMZ BY 0.2.

----- SOURCE DESTINATION

COPY

'PERMX' 'PERMZ' /

'PERMX' 'PERMY' /

/

-- set Kv/Kh ratio

MULTIPLY

-- array factor i1 i2 j1 j2 k1 k2

'PERMZ' 0.3 1 20 1 1 1 3 /

/

-- OUTPUT OF CELL DIMENSIONS, PERMEABILITIES, POROSITY AND TOPS

-- DATA IS REQUESTED, AND OF THE CALCULATED PORE VOLUMES, CELL

-- CENTRE DEPTHS AND X AND Z DIRECTION TRANSMISSIBILITIES

RPTGRID

DX DY DZ PERMX PERMY PERMZ PORO NTG TOPS MIDS MULTZ TRANZ /

EDIT

MULTIPLY

'PORV' 1.54 /

/

PROPS =====

----- THE PROPS SECTION DEFINES THE REL. PERMEABILITIES, CAPILLARY

----- PRESSURES, AND THE PVT PROPERTIES OF THE RESERVOIR FLUIDS

ANEXOS

-- relative permeability and capillary pressure tables

-- Kr's del modelo Pseudo Composicional de N. Sanchez ??

-- K relativa tres regiones

SWFN

--Roca 2

0.274	0.0	168.697
0.35	0.0215	92.1134
0.45	0.0590	49.0067
0.55	0.1012	27.9510
0.657	0.15	15.6242
1.0	0.9	0.0

/

SGFN

--Roca 2

0.0	0.0	0.0
0.03	0.0	0.0
0.2	0.027	1*
0.4	0.1494	1*
0.6	0.3867	1*
0.726	0.6	0.0

/

SOF3

--ROCA 2

0.15	0.0	0.0
0.343	0.0	0.133104E-01
0.417	0.009	0.428448E-01
0.4744	0.045	0.906503E-01
0.5113	0.09	0.139719
0.5375	0.135	0.185037
0.5586	0.18	0.231241
0.5922	0.27	0.315
0.6191	0.36	0.397643

ANEXOS

0.642 0.45 0.487336

0.726 0.9 0.9

/

-- Properties section: PVT data

-- =====

-- SECCION DE PROPIEDADES PVT'S

-- EOS for ECLIPSE 300

-- =====

NCOMPS

6 /

EOS

PR /

-- Peng-Robinson correction

PRCORR

-- Standard temperature and pressure in Deg F and PSIA

STCOND

60.0000 14.6959 /

-- Component names

CNAMES

N2

C1

C2

C3CO

C4C7

C8C2

/

-- Critical temperatures Deg R

TCRIT

2.271599885E+02 3.430800019E+02 5.497739723E+02 6.349565838E+02
8.464072023E+02 1.625510435E+03 /

-- Critical pressures PSIA

PCRIT

4.923126500E+02 6.677816758E+02 7.083423912E+02 7.350492418E+02
4.888281505E+02 2.723488771E+02 /

-- Critical volumes

VCRIT

1.441661338E+00 1.569809158E+00 2.370732111E+00 2.759084712E+00
5.008026212E+00 1.846541059E+01 /

-- Critical Z-factors

ZCRIT

2.911513989E-01 2.847294731E-01 2.846348101E-01 2.976349383E-01
2.695193330E-01 2.882977601E-01 /

-- Critical volumes for LBC Viscosities

VCRITVIS

1.441661338E+00 1.569809158E+00 2.370732111E+00 2.759084712E+00
5.008026212E+00 1.846541059E+01 /

-- Critical Z-factors for LBC Viscosities

ZCRITVIS

2.911513989E-01 2.847294731E-01 2.846348101E-01 2.976349383E-01
2.695193330E-01 2.882977601E-01 /

ANEXOS

-- A coefficients for LBC Viscosities

LBCCOEF

-1.931735068E+00 2.977306564E+00 -1.500776788E+00 3.324815189E-01
-2.724289127E-02 /

-- Reference 3-Parameter PR EoS Shift Coefficients

SSHIFT

-1.313342390E-01 -1.442656187E-01 -1.032683539E-01 -6.839664108E-02
-1.996620814E-02 1.523043537E-01 /

-- Acentric factors

ACF

3.999999911E-02 1.300000027E-02 9.860000014E-02 1.714101896E-01
2.435460470E-01 5.713331842E-01 /

-- Molecular Weights

MW

2.801300049E+01 1.604299927E+01 3.006999969E+01 4.407421884E+01
7.372783272E+01 2.146176487E+02 /

-- Omega_A values

OMEGAA

0.4572355 0.5745295 0.4572355 0.4572355 0.5382381
0.3341196 /

-- Omega_B values

OMEGAB

0.0777961 0.0777961 0.0777961 0.0777961 0.1346963
0.0716739 /

-- Default fluid sample composition

ZMFVD

1.000000000E+00 5.500000119E-03 5.761999893E-01 1.107999992E-01
8.440000057E-02 1.074999988E-01 1.156000002E-01
1.000000000E+04 5.500000119E-03 5.761999893E-01 1.107999992E-01
8.440000057E-02 1.074999988E-01 1.156000002E-01 /

-- Boiling point temperatures Deg R

TBOIL

1.393199991E+02 2.008799919E+02 3.322800022E+02 3.988236926E+02
5.558550575E+02 9.221555627E+02 /

-- Reference temperatures Deg R

TREF

1.405799935E+02 2.010599892E+02 3.293999913E+02 4.450222634E+02
5.248347768E+02 5.201999862E+02 /

-- Reference densities LB/FT3

DREF

5.019208788E+01 2.653188725E+01 3.421052756E+01 3.952067735E+01
3.960476874E+01 5.012304389E+01 /

-- Parachors (Dynes/cm)

PARACHOR

4.100000000E+01 7.700000000E+01 1.080000000E+02 1.313683670E+02
2.355972077E+02 5.901224794E+02 /

-- Binary Interaction Coefficients

BIC

0.10000000
0.10000000 0.00000000
0.07067299 0.02618483 0.02618483

ANEXOS

0.10000000 0.01122245 0.00356279 0.02881471
0.10000000 0.04368011 0.01000000 0.03356635 0.00000000

/

-- Reservoir temperature in Deg F

RTEMP

161 /

-- =====

DENSITY

--DENSIDAD DEL AGUA PARA COMPOSICIONAL

-- lb/cuft -- Surface Condition

1* 62.42797 1* /

ROCK

-- ref pres compressibility (1/psi)

5900.00 .2000E-05 /

PVTW

-- Pref Bw Cw Vw Cvw

-- PSIA RB/STB 1/PSI CPOISE 1/PSI

5900.0000 1.00052 .3000E-05 0.20020 0.00E+00 /

-- ojo agua viscosa ???

--

SOLUTION =====

EQUIL 1 TABLES 10 NODES IN EACH

--Datum PresDatum WOC Capillary GOC GOCapi Rs Rv N

6982 4700 10000 0.00000 1000.0 0 1* 1* 1* / bo comparison

FIELDSEP

ANEXOS

--SEPARADOR DE GAS (P,T), SEPARADOR DE LIQUIDO--

1 80.0 80.0 /

2 80.0 14.7 /

/

-- set variables to be printed in the .PRT file

RPTSOL

PRES SOIL SGAS XMF YMF /

-- set variable to be put into .X00 files

OUTSOL

PRES SOIL SGAS SWAT XMF YMF RESTART /

SUMMARY =====

-- set summary variable to be stored to be available for line plots

FOPT

FGOR

FGPT

FOPR

FGIR

FGIT

FPR

-- FOIP is field oil in place, oil recovery efficiency is determined

-- by looking up the initial FOIP after the first small time step

-- in the .RSM file and subtracting the final FOIP (last FOIP value

-- in the .RSM file) and then dividing the difference by the initial FOIP.

FOIP

WGOR

P1

ANEXOS

/

WOPR

P1

/

WGIR

IN1

/

WYMF

P1 2 /

P1 3 /

P1 1 /

P1 4 /

P1 5 /

P1 6 /

/

WZMF

P1 2 /

P1 3 /

P1 1 /

P1 4 /

P1 5 /

P1 6 /

/

BYMF

--I J K Nc

1 1 1 1/

1 1 1 2/

1 1 1 3/
1 1 1 4/
1 1 1 5/
1 1 1 6/
1 1 2 1/
1 1 2 2/
1 1 2 3/
1 1 2 4/
1 1 2 5/
1 1 2 6/
1 1 3 1/
1 1 3 2/
1 1 3 3/
1 1 3 4/
1 1 3 5/
1 1 3 6/
10 1 1 1/
10 1 1 2/
10 1 1 3/
10 1 1 4/
10 1 1 5/
10 1 1 6/
10 1 2 1/
10 1 2 2/
10 1 2 3/
10 1 2 4/
10 1 2 5/
10 1 2 6/
10 1 3 1/
10 1 3 2/
10 1 3 3/
10 1 3 4/
10 1 3 5/
10 1 3 6/
20 1 1 1/
20 1 1 2/
20 1 1 3/

20 1 1 4/

20 1 1 5/

20 1 1 6/

20 1 2 1/

20 1 2 2/

20 1 2 3/

20 1 2 4/

20 1 2 5/

20 1 2 6/

20 1 3 1/

20 1 3 2/

20 1 3 3/

20 1 3 4/

20 1 3 5/

20 1 3 6/

11 1 1 1/

11 1 1 2/

11 1 1 3/

11 1 1 4/

11 1 1 5/

11 1 1 6/

11 1 2 1/

11 1 2 2/

11 1 2 3/

11 1 2 4/

11 1 2 5/

11 1 2 6/

11 1 3 1/

11 1 3 2/

11 1 3 3/

11 1 3 4/

11 1 3 5/

11 1 3 6/

9 1 1 1/

9 1 1 2/

9 1 1 3/

9 1 1 4/

9 1 1 5/

9 1 1 6/

9 1 2 1/

9 1 2 2/

9 1 2 3/

9 1 2 4/

9 1 2 5/

9 1 2 6/

9 1 3 1/

9 1 3 2/

9 1 3 3/

9 1 3 4/

9 1 3 5/

9 1 3 6/

4 1 1 1/

4 1 1 2/

4 1 1 3/

4 1 1 4/

4 1 1 5/

4 1 1 6/

4 1 2 1/

4 1 2 2/

4 1 2 3/

4 1 2 4/

4 1 2 5/

4 1 2 6/

4 1 3 1/

4 1 3 2/

4 1 3 3/

4 1 3 4/

4 1 3 5/

4 1 3 6/

5 1 1 1/

5 1 1 2/

5 1 1 3/

5 1 1 4/

5 1 1 5/

5 1 1 6/

5 1 2 1/

5 1 2 2/

5 1 2 3/

5 1 2 4/

5 1 2 5/

5 1 2 6/

5 1 3 1/

5 1 3 2/

5 1 3 3/

5 1 3 4/

5 1 3 5/

5 1 3 6/

15 1 1 1/

15 1 1 2/

15 1 1 3/

15 1 1 4/

15 1 1 5/

15 1 1 6/

15 1 2 1/

15 1 2 2/

15 1 2 3/

15 1 2 4/

15 1 2 5/

15 1 2 6/

15 1 3 1/

15 1 3 2/

15 1 3 3/

15 1 3 4/

15 1 3 5/

15 1 3 6/

16 1 1 1/

16 1 1 2/

16 1 1 3/

16 1 1 4/

16 1 1 5/

16 1 1 6/

ANEXOS

16 1 2 1/
16 1 2 2/
16 1 2 3/
16 1 2 4/
16 1 2 5/
16 1 2 6/
16 1 3 1/
16 1 3 2/
16 1 3 3/
16 1 3 4/
16 1 3 5/
16 1 3 6/

/

WBHP

IN1

P1

/

-- create a .RSM file of summary results

RUNSUM

SCHEDULE =====

-- Specifies production data, timestep control, etc..

-- set fraction of fully implicit grid blocks (E300 96b and later versions)

AIMFRAC

0.0 /

SEPCOND

-- 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

--separator group stage temp press liquid vapor K-value gas plant surface

-- name index deg F psia destin destin table no table no eos no

-- name index deg F psia destin destin table no table no eos no

SEP1 FIELD 1 80.0 80.0 /

SEP1 FIELD 2 80.0 14.7 /

/

--Define injection and production wells

WELLSPEC

--well group i j bhp sep

--name name depth name

IN1 G 1 1 1* /

P1 G 20 1 1* SEP1 /

/

WELLCOMP

--name i j k1 k2 sat-tab w-diam conn-fac skin imbib-sat-t kh dir

IN1 1 1 1 1 0 .6 /

P1 20 1 1 3 0 0.58 /

/

-- set injection well stream mole fractions

WELLSTRE

--

-- N2 C1 C2 C3CO2 C4C7 C8C20

N2 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /

C1 0.0 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /

SOLVENT 0.0 0.0 0.6 0.4 0.0 0.0 /

/

--

-- set injection well specifications

WELLINJE

-- 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

--name inj name cntl oil water gas bhp thp rv wg re-in

--well fluid mode rate rate rate rate rate frac

IN1 STREAM N2 GAS 1* 1* 2300 6000 1* 1* 1* 1* /

/

-- set production well specifications

ANEXOS

WELLPROD

--name cntl oil water gas liq bhp thp rv wg

--well mode rate rate rate rate rate rate

-- max max max max min

P1 OIL 530 1* 1* 1* 500. /

/

RPTPRINT

1 1 0 0 0 1 0 1 0 0 /

--Specify solution maps of pressure and saturations

RPTSCHED

PRESSURE SGAS /

-- set economic limits for production wells

WECON

--name oil gas wc gor wgr action end-run

P1 20 1* .95 35 1* CON Y /

/

-- the end-run = Y stops the simulation at the next

-- TSTEP after the last producer shuts in.

--Initial step of 0.1 days

TSCRIT

-- 0.1 0.1 50. /

0.1 0.01 25 1.5 /

-- run for 5 years max

TSTEP

ANEXOS

-- 0.1 365.15 4*365.25 /
-- 0.1 1 2 3 2 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 2 /
0.1 1 5 10 14 30 30 30 30 30 6*30 /

TSTEP

--
6*30 3*30 /

TSTEP

-- 2y
3*30 /

TSTEP

-- 5yr
36*30 /

TSTEP

--
36*30 /

TSTEP

--
25*30 /

TSTEP

--
1*22 /

END

Archivo Simulación: Caso Base Miscible.

-- Usando 6 componentes



RJNSPEC =====

-- Equation of State

ANEXOS

TABDIMS

-- sat pres - max rows in tables-

-- tab tab sat press

1 1 40 40 /

WELLDIMS

-- max max max max wells max stages

--wells comps groups in group per sep

1* 10 2 1* /

--FULLIMP --

UNIFOUT

-- field starting date

START

1 Jan 2000 /

OPTIONS3

1 9* 1 /

--NOSIM

GRID =====

----- IN THIS SECTION , THE GEOMETRY OF THE SIMULATION GRID AND THE

----- ROCK PERMEABILITIES AND POROSITIES ARE DEFINED.

--

-- create an .INIT file

INIT

-- SPECIFY GRID BLOCK DIMENSIONS IN THE X DIRECTION

DXV

20*300 /

-- SPECIFY GRID BLOCK DIMENSIONS IN THE y DIRECTION

DYV

1300 /

-- SPECIFY CELL THICKNESSES (DZ), HORIZ. PERMEABILITIES (PERMX)
-- AND POROSITIES (PORO) FOR EACH LAYER OF THE GRID. ALSO CELL TOP
-- DEPTHS (TOPS) FOR LAYER 1.

-- ARRAY VALUE ----- BOX -----
EQUALS

'TOPS' 11287 1 1 1 1 1 1 /
'TOPS' 11292 2 2 1 1 1 1 /
'TOPS' 11297 3 3 1 1 1 1 /
'TOPS' 11302 4 4 1 1 1 1 /
'TOPS' 11307 5 5 1 1 1 1 /
'TOPS' 11312 6 6 1 1 1 1 /
'TOPS' 11317 7 7 1 1 1 1 /
'TOPS' 11322 8 8 1 1 1 1 /
'TOPS' 11327 9 9 1 1 1 1 /
'TOPS' 11332 10 10 1 1 1 1 /
'TOPS' 11337 11 11 1 1 1 1 /
'TOPS' 11342 12 12 1 1 1 1 /
'TOPS' 11347 13 13 1 1 1 1 /
'TOPS' 11352 14 14 1 1 1 1 /
'TOPS' 11357 15 15 1 1 1 1 /
'TOPS' 11362 16 16 1 1 1 1 /
'TOPS' 11367 17 17 1 1 1 1 /
'TOPS' 11372 18 18 1 1 1 1 /
'TOPS' 11377 19 19 1 1 1 1 /
'TOPS' 11382 20 20 1 1 1 1 /

'DZ' 18 1 20 1 1 1 1 / LAYER 1
'PERMX' 64 1 20 1 1 1 1 /
'PORO' 0.14 1 20 1 1 1 1 /

'DZ' 18 1 20 1 1 2 2 / LAYER 2

ANEXOS

```
'PERMX' 64 1 20 1 1 2 2 /  
'PORO' 0.14 1 20 1 1 2 2 /
```

```
'DZ' 18 1 20 1 1 3 3 / LAYER 3  
'PERMX' 64 1 20 1 1 3 3 /  
'PORO' 0.14 1 20 1 1 3 3 /
```

/ EQUALS IS TERMINATED BY A NULL RECORD

-- COPY X PERMEABILITIES (PERMX) INTO Y AND Z PERMEABILITIES
-- (PERMZ) FOR THE WHOLE GRID, AND THEN MULTIPLY PERMZ BY 0.2.

----- SOURCE DESTINATION

COPY

```
'PERMX' 'PERMZ' /  
'PERMX' 'PERMY' /
```

/

-- set Kv/Kh ratio

MULTIPLY

```
-- array factor i1 i2 j1 j2 k1 k2  
'PERMZ' 0.3 1 20 1 1 1 3 /
```

/

-- OUTPUT OF CELL DIMENSIONS, PERMEABILITIES, POROSITY AND TOPS
-- DATA IS REQUESTED, AND OF THE CALCULATED PORE VOLUMES, CELL
-- CENTRE DEPTHS AND X AND Z DIRECTION TRANSMISSIBILITIES

RPTGRID

DX DY DZ PERMX PERMY PERMZ PORO NTG TOPS MIDS MULTZ TRANZ /

EDIT

MULTIPLY

```
'PORV' 1.54 /
```

/

PROPS =====

----- THE PROPS SECTION DEFINES THE REL. PERMEABILITIES, CAPILLARY

----- PRESSURES, AND THE PVT PROPERTIES OF THE RESERVOIR FLUIDS

-- relative permeability and capillary pressure tables

-- Kr's del modelo Pseudo Composicional de N. Sanchez ??

-- K relativa tres regiones

SWFN

--Roca 2

0.274	0.0	168.697
0.35	0.0215	92.1134
0.45	0.0590	49.0067
0.55	0.1012	27.9510
0.657	0.15	15.6242
1.0	0.9	0.0

/

SGFN

--Roca 2

0.0	0.0	0.0
0.03	0.0	0.0
0.2	0.027	1*
0.4	0.1494	1*
0.6	0.3867	1*
0.726	0.6	0.0

/

SOF3

--ROCA 2

0.15	0.0	0.0
0.343	0.0	0.133104E-01
0.417	0.009	0.428448E-01

ANEXOS

0.4744	0.045	0.906503E-01
0.5113	0.09	0.139719
0.5375	0.135	0.185037
0.5586	0.18	0.231241
0.5922	0.27	0.315
0.6191	0.36	0.397643
0.642	0.45	0.487336
0.726	0.9	0.9

/

-- Properties section: PVT data

-- =====

-- SECCION DE PROPIEDADES PVT'S

-- EOS for ECLIPSE 300

-- =====

NCOMPS

6 /

EOS

PR /

-- Peng-Robinson correction

PRCORR

-- Standard temperature and pressure in Deg F and PSIA

STCOND

60.0000 14.6959 /

-- Component names

CNAMES

N2

C1

ANEXOS

C2

C3CO

C4C7

C8C2

/

-- Critical temperatures Deg R

TCRIT

2.271599885E+02 3.430800019E+02 5.497739723E+02 6.349565838E+02

8.464072023E+02 1.625510435E+03 /

-- Critical pressures PSIA

PCRIT

4.923126500E+02 6.677816758E+02 7.083423912E+02 7.350492418E+02

4.888281505E+02 2.723488771E+02 /

-- Critical volumes

VCRIT

1.441661338E+00 1.569809158E+00 2.370732111E+00 2.759084712E+00

5.008026212E+00 1.846541059E+01 /

-- Critical Z-factors

ZCRIT

2.911513989E-01 2.847294731E-01 2.846348101E-01 2.976349383E-01

2.695193330E-01 2.882977601E-01 /

-- Critical volumes for LBC Viscosities

VCRITVIS

1.441661338E+00 1.569809158E+00 2.370732111E+00 2.759084712E+00

5.008026212E+00 1.846541059E+01 /

-- Critical Z-factors for LBC Viscosities

ZCRITVIS

2.911513989E-01 2.847294731E-01 2.846348101E-01 2.976349383E-01
2.695193330E-01 2.882977601E-01 /

-- A coefficients for LBC Viscosities

LBCCOEF

-1.931735068E+00 2.977306564E+00 -1.500776788E+00 3.324815189E-01
-2.724289127E-02 /

-- Reference 3-Parameter PR EoS Shift Coefficients

SSHIFT

-1.313342390E-01 -1.442656187E-01 -1.032683539E-01 -6.839664108E-02
-1.996620814E-02 1.523043537E-01 /

-- Acentric factors

ACF

3.999999911E-02 1.300000027E-02 9.860000014E-02 1.714101896E-01
2.435460470E-01 5.713331842E-01 /

-- Molecular Weights

MW

2.801300049E+01 1.604299927E+01 3.006999969E+01 4.407421884E+01
7.372783272E+01 2.146176487E+02 /

-- Omega_A values

OMEGAA

0.4572355 0.5745295 0.4572355 0.4572355 0.5382381
0.3341196 /

-- Omega_B values

ANEXOS

OMEGAB

0.0777961 0.0777961 0.0777961 0.0777961 0.1346963
0.0716739 /

-- Default fluid sample composition

ZMFVD

1.000000000E+00 5.500000119E-03 5.761999893E-01 1.107999992E-01
8.440000057E-02 1.074999988E-01 1.156000002E-01
1.000000000E+04 5.500000119E-03 5.761999893E-01 1.107999992E-01
8.440000057E-02 1.074999988E-01 1.156000002E-01 /

-- Boiling point temperatures Deg R

TBOIL

1.393199991E+02 2.008799919E+02 3.322800022E+02 3.988236926E+02
5.558550575E+02 9.221555627E+02 /

-- Reference temperatures Deg R

TREF

1.405799935E+02 2.010599892E+02 3.293999913E+02 4.450222634E+02
5.248347768E+02 5.201999862E+02 /

-- Reference densities LB/FT3

DREF

5.019208788E+01 2.653188725E+01 3.421052756E+01 3.952067735E+01
3.960476874E+01 5.012304389E+01 /

-- Parachors (Dynes/cm)

PARACHOR

4.100000000E+01 7.700000000E+01 1.080000000E+02 1.313683670E+02
2.355972077E+02 5.901224794E+02 /

-- Binary Interaction Coefficients

ANEXOS

BIC

0.10000000

0.10000000 0.00000000

0.07067299 0.02618483 0.02618483

0.10000000 0.01122245 0.00356279 0.02881471

0.10000000 0.04368011 0.01000000 0.03356635 0.00000000

/

-- Reservoir temperature in Deg F

RTEMP

215 /

-- =====

DENSITY

--DENSIDAD DEL AGUA PARA COMPOSICIONAL

-- lb/cuft -- Surface Condition

1* 62.42797 1* /

ROCK

-- ref pres compressibility (1/psi)

5900.00 .2000E-05 /

PVTW

-- Pref Bw Cw Vw Cvw

-- PSIA RB/STB 1/PSI CPOISE 1/PSI

5900.0000 1.00052 .3000E-05 0.20020 0.00E+00 /

-- ojo agua viscosa ???

--

SOLUTION =====

EQUIL 1 TABLES 10 NODES IN EACH

--Datum PresDatum WOC Capillary GOC GOCapi Rs Rv N

ANEXOS

11344 5212 20000 0.00000 1000.0 0 1* 1* 1* / bo comparison

FIELDSEP

--SEPARADOR DE GAS (P,T), SEPARADOR DE LIQUIDO--

1 80.0 80.0 /

2 80.0 14.7 /

/

-- set variables to be printed in the .PRT file

RPTSOL

PRES SOIL SGAS XMF YMF /

-- set variable to be put into .X00 files

OUTSOL

PRES SOIL SGAS SWAT XMF YMF RESTART /

SUMMARY =====

-- set summary variable to be stored to be available for line plots

FOPT

FGOR

FGPT

FOPR

FGIR

FGIT

FPR

-- FOIP is field oil in place, oil recovery efficiency is determined

-- by looking up the initial FOIP after the first small time step

-- in the .RSM file and subtracting the final FOIP (last FOIP value

-- in the .RSM file) and then dividing the difference by the initial FOIP.

FOIP

WGOR

P1

ANEXOS

/

WOPR

P1

/

WGIR

IN1

/

WYMF

P1 2 /

P1 3 /

P1 1 /

P1 4 /

P1 5 /

P1 6 /

/

WZMF

P1 2 /

P1 3 /

P1 1 /

P1 4 /

P1 5 /

P1 6 /

/

BYMF

--I J K Nc

1 1 1 1/

1 1 1 2/

1 1 1 3/
1 1 1 4/
1 1 1 5/
1 1 1 6/
1 1 2 1/
1 1 2 2/
1 1 2 3/
1 1 2 4/
1 1 2 5/
1 1 2 6/
1 1 3 1/
1 1 3 2/
1 1 3 3/
1 1 3 4/
1 1 3 5/
1 1 3 6/
10 1 1 1/
10 1 1 2/
10 1 1 3/
10 1 1 4/
10 1 1 5/
10 1 1 6/
10 1 2 1/
10 1 2 2/
10 1 2 3/
10 1 2 4/
10 1 2 5/
10 1 2 6/
10 1 3 1/
10 1 3 2/
10 1 3 3/
10 1 3 4/
10 1 3 5/
10 1 3 6/
20 1 1 1/
20 1 1 2/
20 1 1 3/

20 1 1 4/

20 1 1 5/

20 1 1 6/

20 1 2 1/

20 1 2 2/

20 1 2 3/

20 1 2 4/

20 1 2 5/

20 1 2 6/

20 1 3 1/

20 1 3 2/

20 1 3 3/

20 1 3 4/

20 1 3 5/

20 1 3 6/

11 1 1 1/

11 1 1 2/

11 1 1 3/

11 1 1 4/

11 1 1 5/

11 1 1 6/

11 1 2 1/

11 1 2 2/

11 1 2 3/

11 1 2 4/

11 1 2 5/

11 1 2 6/

11 1 3 1/

11 1 3 2/

11 1 3 3/

11 1 3 4/

11 1 3 5/

11 1 3 6/

9 1 1 1/

9 1 1 2/

9 1 1 3/

9 1 1 4/

9 1 1 5/
9 1 1 6/
9 1 2 1/
9 1 2 2/
9 1 2 3/
9 1 2 4/
9 1 2 5/
9 1 2 6/
9 1 3 1/
9 1 3 2/
9 1 3 3/
9 1 3 4/
9 1 3 5/
9 1 3 6/
4 1 1 1/
4 1 1 2/
4 1 1 3/
4 1 1 4/
4 1 1 5/
4 1 1 6/
4 1 2 1/
4 1 2 2/
4 1 2 3/
4 1 2 4/
4 1 2 5/
4 1 2 6/
4 1 3 1/
4 1 3 2/
4 1 3 3/
4 1 3 4/
4 1 3 5/
4 1 3 6/
5 1 1 1/
5 1 1 2/
5 1 1 3/
5 1 1 4/
5 1 1 5/

5 1 1 6/
5 1 2 1/
5 1 2 2/
5 1 2 3/
5 1 2 4/
5 1 2 5/
5 1 2 6/
5 1 3 1/
5 1 3 2/
5 1 3 3/
5 1 3 4/
5 1 3 5/
5 1 3 6/
15 1 1 1/
15 1 1 2/
15 1 1 3/
15 1 1 4/
15 1 1 5/
15 1 1 6/
15 1 2 1/
15 1 2 2/
15 1 2 3/
15 1 2 4/
15 1 2 5/
15 1 2 6/
15 1 3 1/
15 1 3 2/
15 1 3 3/
15 1 3 4/
15 1 3 5/
15 1 3 6/
16 1 1 1/
16 1 1 2/
16 1 1 3/
16 1 1 4/
16 1 1 5/
16 1 1 6/

ANEXOS

16 1 2 1/
16 1 2 2/
16 1 2 3/
16 1 2 4/
16 1 2 5/
16 1 2 6/
16 1 3 1/
16 1 3 2/
16 1 3 3/
16 1 3 4/
16 1 3 5/
16 1 3 6/

/

WBHP

IN1

P1

/

-- create a .RSM file of summary results

RUNSUM

SCHEDULE =====

-- Specifies production data, timestep control, etc..

-- set fraction of fully implicit grid blocks (E300 96b and later versions)

AIMFRAC

0.0 /

SEPCOND

-- 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

--separator group stage temp press liquid vapor K-value gas plant surface

-- name index deg F psia destin destin table no table no eos no

-- name index deg F psia destin destin table no table no eos no

SEP1 FIELD 1 80.0 80.0 /

SEP1 FIELD 2 80.0 14.7 /

ANEXOS

/

--Define injection and production wells

WELLSPEC

--well group i j bhp sep

--name name depth name

IN1 G 1 1 1* /

P1 G 20 1 1* SEP1 /

/

WELLCOMP

--name i j k1 k2 sat-tab w-diam conn-fac skin imbib-sat-t kh dir

IN1 1 1 1 1 0 .6 /

P1 20 1 1 3 0 0.58 /

/

-- set injector well stream mole fractions

WELLSTRE

--

-- N2 C1 C2 C3CO2 C4C7 C8C20

N2 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /

C1 0.0 1.0 0.0 0.0 0.0 0.0 /

SOLVENT 0.0 0.0 0.6 0.4 0.0 0.0 /

/

--

-- set injection well specifications

WELLINJE

-- 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12

--name inj name cntl oil water gas bhp thp rv wg re-in

--well fluid mode rate rate rate rate rate frac

IN1 STREAM N2 GAS 1* 1* 2300 6000 1* 1* 1* 1* /

/

ANEXOS

-- set production well specifications

WELLPROD

--name cntl oil water gas liq bhp thp rv wg

--well mode rate rate rate rate rate rate

-- max max max max min

P1 OIL 530 1* 1* 1* 500. /

/

RPTPRINT

1 1 0 0 0 1 0 1 0 0 /

--Specify solution maps of pressure and saturations

RPTSCHED

PRESSURE SGAS /

-- set economic limits for production wells

WECON

--name oil gas wc gor wgr action end-run

P1 20 1* .95 35 1* CON Y /

/

-- the end-run = Y stops the simulation at the next

-- TSTEP after the last producer shuts in.

--Initial step of 0.1 days

TSCRIT

-- 0.1 0.1 50. /

0.1 0.01 25 1.5 /

-- run for 5 years max

ANEXOS

TSTEP

-- 0.1 365.15 4*365.25 /

-- 0.1 1 2 3 2 2 2 2 2 2 1 1 1 1 2 /

0.1 1 5 10 14 30 30 30 30 30 6*30 /

TSTEP

--

6*30 3*30 /

TSTEP

-- 2y

3*30 /

TSTEP

-- 5yr

36*30 /

TSTEP

--

36*30 /

TSTEP

--

25*30 /

TSTEP

--

1*22 /

END