



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

SELECCIÓN DEL GAS PARA UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

**GUTIÉRREZ RAMÍREZ ADRIÁN
HERNÁNDEZ VÁZQUEZ EDGAR**



DIRECTOR DE TESIS: DR. ENRIQUE SERRANO SALDAÑA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F 2011



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-1080

SR. ADRIÁN GUTIÉRREZ RAMÍREZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Enrique Serrano Saldaña y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SELECCIÓN DEL GAS PARA UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

INTRODUCCIÓN
RESUMEN
I CONCEPTOS GENERALES
II RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS Y NÚMEROS ADIMENSIONALES
III DESARROLLO DE LOS NÚMEROS ADIMENSIONALES
IV ANÁLISIS DE RESULTADOS
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 17 de Octubre del 2011

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

JAHE*RGTS*srs

Agradecimientos

Primero a Dios por permitirme lograr la culminación de ésta etapa de mi vida y que me conceda y me siga guiando por un buen camino para poder continuar afrontando cualquier dificultad y mirar siempre hacia adelante.

A la Virgen de Guadalupe por ser otra madre que siempre me protege.

A mis padres:

Antonio Gutiérrez Martín

Leticia Ramírez Rodríguez

Les debo la vida pá y má, pero sobre todo quiero agradecerles por todos los momentos en los que están para mí cuando quiero platicar, sobre todo por eso por la buena comunicación que siempre ha existido y seguirá existiendo por mucho tiempo más, por aguantarme mis faltas, los aciertos y errores que he cometido y porque son lo más importante en mi vida. Siempre saben que decirme cuando lo necesito y aunque no lo quiera admitir la mayoría de las veces tienen razón, los quiero por hacer de mí una buena persona y enseñarme a ser considerado con los demás, gracias por ayudarme a concluir esta etapa de mi vida gracias muchas gracias.

A mi hermano Luis Antonio

Sabes que puedes contar conmigo moreno, esta vez me toca a mí realizar éste logro, pero sigues tú y no quiero que nada te detenga. Estoy feliz de que seamos unidos y buenos amigos para que podamos compartir éste y otros muchos momentos, te quiero.

A mis abuelitas:

Claudia Martín Valdívía

Gracias por todas esas lecciones de vida que siempre me han servido, abue la quiero, por estar siempre pendiente de mí, por arrancarme siempre una buena sonrisa y enseñarme que es bueno saber de dónde venimos para saber hacia dónde vamos.

Margarita Rodríguez:

Abue es de las personas que más ganas le echa, es la que me inspira para seguir adelante, más por su convicción y de siempre tener una actitud de “yo hago lo que quiero” eso me encanta, la quiero.

A mis tíos

Leticia Gutiérrez, Eliu Cruz , Marta, Pepe Gutiérrez, Nacho, Alicia, Erasmo, Chabela, Alejandra, Rocío, Adolfo, Amelia, Juana, Guillermo, Martín, Lupe, Chabelo, Lourdes, Luis (†).

A mis primos y buenos amigos

Que desdichada sería la vida sin poder contar con una amistad y eso es lo que me han proporcionado durante mucho tiempo gracias por estar conmigo, Jorge, Alberto, Gerardo, Rogelio, Juan, Yíbran, José, Claudia, Miguel, Marvin, Viridiana, Yesica.

A la UNAM y la Facultad de Ingeniería

La universidad en todo lo que le concierne desde mis primeros pasos por el CCH-Vallejo hasta la culminación en la facultad de ingeniería, donde pase los mejores años que hasta el momento tengo de vida, espero poder ser un buen y digno representante de ésta mi máxima casa de estudios mi segundo hogar donde aprendí prácticamente como ser un buen estudiante y una buena persona, por todo lo que aprendí mas afuera de las aulas de la FI y también por todo lo aprendido dentro de ellas.

A mis buenos amigos de la facultad de ingeniería

Les quiero agradecer por todos los buenos momentos que pasamos en la facultad, me quedo con lo mejor de cada uno, Tocayo, Charles, Dan, Misa, Mojas, Edgar, Agustín, Noe, Oswaldo, Christian, Jimmy, Rubén, Pedro, Kuri, Chabelo, Yalil, Gaby, Brisa, Yasmín, Hilarío, Martín, Doña, Lalo, Marco, Miguel, Sara, Iván, Crispín, Milton, Anel, Justo, Crece, Israel, Chema, Uribe, Runni, Leslie, Chícarcas y una mención especial para tí, mi estimado compañero Edgar.

*“Que no está muerto lo que yace eternamente
y con el paso de los evos, aun la muerte puede morir.”*

(H.P. Lovecraft)



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-1079

SR. EDGAR HERNÁNDEZ VÁZQUEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Enrique Serrano Saldaña y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SELECCIÓN DEL GAS PARA UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

	INTRODUCCIÓN
	RESUMEN
I	CONCEPTOS GENERALES
II	RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS Y NÚMEROS ADIMENSIONALES
III	DESARROLLO DE LOS NÚMEROS ADIMENSIONALES
IV	ANÁLISIS DE RESULTADOS
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 17 de Octubre del 2011

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

JAHE*RGTS*srs

AGRADECIMIENTOS

A Dios

Que siempre ha estado para darme fortaleza en todo momento, a quien debo todo lo que soy, de quien vienen todas las cosas y a quien ofrezco todos mis logros y mi vida entera.

A aquel, pues, que es poderoso para guardaros sin caída, y presentaros delante de su gloria irreprensibles, con grande alegría

Judas 24

*Por que de Él, y por Él, y en Él son todas las cosas. A Él sea la gloria por siglos.
Amén*

Romanos 11:36

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Mi alma máter por brindarme la oportunidad de formarme como Profesionista.

A la Facultad de Ingeniería

Por darme los conocimientos que me han ayudado a ser Ingeniero.

Al Dr. Enrique Serrano Saldaña

Por apoyarme y ayudarme a realizar este trabajo.

A mi compañero de tesis y amigo

Adrián Gutiérrez Ramírez porque sin su dedicación, compromiso y responsabilidad no lo habríamos logrado. También por los buenos y malos momentos compartidos. ¡Gracias por todo!

A mi madre

Esther Vázquez Sánchez (+) por haber sido padre y madre para mí y mis hermanas, por haberme dado buenos ejemplos, por haber luchado hasta el final para que yo lograra ser profesionista. Madre, espero que en donde estés, te encuentres orgullosa de mí.

A mis hermanas

Nancy y Mariel, por apoyarme en lo que estuvo a su alcance y darme ánimos para concluir mis estudios.

A mis tíos

José, Braulio, Miguel y Vicente, los “Vázquez”, que fueron como mis padres. A mi primo, José Armando Vázquez Rosales. A todos, ¡gracias! Porque sin su ayuda y su apoyo hubiera sido imposible lograr este sueño.

A mis amigos

Crispín Sámano, Jaime López, Luis Justo, Crecencio Martínez, Rubén Mejía, Yasmín Reyes, Brisa Tenorio, Ana Belén Cruz, Leslie Téllez, Noé Muñoz, Israel Cedillo, Iván Durán, Oswaldo Olvera, Mayra Juárez, Yalil Maldonado. Juan Carlos López, Nohemí López, José Manuel Parrales, Christian García, Armando Kuri, Javier Sánchez Uribe, Gabriela Juárez y Anel Olmos, por haber hecho de mi estadía en la Universidad una de las mejores etapas de mi vida y por haber compartido parte de sus vidas conmigo. Me llevo lo mejor de todos y cada uno de ustedes.

“Educate para servir a los demás y ganar tu sustento, nunca te eduques para superar a nadie, todos somos iguales”

“No busques la amistad de quienes tienen el alma impura, no busques la compañía de gente de alma perversa. Asóciate con quienes tienen el alma hermosa y buena”



Índice:

Lista de figuras.....	xi
Introducción.....	xiii
Resumen.....	xvi
Capítulo I: Conceptos generales.....	1
1.1 Interacción roca-fluido.....	2
1.2 Interacción fluido-fluido.....	8
1.3 Comportamiento de fase.....	14
1.3.1 Yacimientos de gas y condensado.....	20
1.4 Mecanismos de recuperación.....	22
1.4.1 Expansión de la roca y los fluidos.....	23
1.4.2 Empuje por gas disuelto liberado.....	24
1.4.3 Empuje por capa de gas (casquete).....	24
1.4.4 Empuje por entrada de agua.....	25
1.4.5 Segregación gravitacional.....	25
1.5 EOR.....	26
1.6 Características de los yacimientos de gas y condensado.....	29
Capítulo II: Recuperación de hidrocarburos y números adimensionales.....	33
2.1 Recuperación de hidrocarburos.....	34
2.1.1 Recuperación primaria.....	34
2.1.2 Recuperación secundaria.....	35
2.1.3 Recuperación mejorada.....	35
2.2 Información requerida para la aplicación de un proceso de recuperación mejorada.....	37
2.2.1 Modelo geológico del yacimiento.....	41





2.2.2 Caracterización de fluidos.....	41
2.2.3 Estudios petrofísicos.....	42
2.2.4 Estudios de balance de materia.....	43
2.2.5 Caracterización dinámica de yacimientos.....	43
2.2.6 Simulación numérica de yacimientos.....	45
2.3 Procesos donde se inyecta un gas.....	47
2.3.1 Inyección de CO ₂	49
2.3.2 Inyección de N ₂	50
2.4 Números adimensionales.....	52
2.5 Escalamiento.....	52
2.5.1 Análisis dimensional.....	54
2.5.2 Análisis inspeccional.....	57
2.6 Fuerzas que actúan en los yacimientos de gas y condensado.....	60
2.7 Números adimensionales a utilizar.....	61
2.7.1 Numero de Bond (Nb).....	63
2.7.2 Numero capilar (Nc).....	65
2.7.3 Numero de gravedad (Ng).....	66
Capítulo III: Desarrollo de los números adimensionales.....	68
3.1 Variación con el número de Bond (Nb).....	70
3.1.1 Variación del tamaño de poro.....	71
3.1.2 Variación del tamaño de bloque.....	72
3.1.3 Variación del ángulo de contacto.....	73
3.1.4 Variación de la tensión superficial.....	76
3.1.5 Factor de recuperación en función del número de Bond.....	77
3.2 Variación con el número capilar (Nc).....	79
3.2.1 Variación de la velocidad.....	80
3.2.2 Variación de la tensión superficial.....	81
3.2.3 Variación del ángulo de contacto.....	82





3.2.4 Variación de la viscosidad.....	85
3.2.5 Factor de recuperación en función del número capilar.....	85
3.3 Variación con el número de gravedad (Ng).....	86
3.3.1 Variación de la permeabilidad.....	87
3.3.2 Variación de la velocidad.....	89
3.3.3 Variación de la viscosidad.....	90
3.3.4 Factor de recuperación en función del número de gravedad.....	91
3.4 Cambios en la envolvente de fases.....	91
3.4.1 Envolvente de fases, sistema Gas- Condensado- CO ₂	93
3.4.2 Envolvente de fases, sistema Gas-Condensado- N ₂	94
3.4.3 Envolvente de fases, sistema Gas-Condensado- C ₁ H ₄	95
3.4.4 Envolvente de fases, sistema Gas- Condensado- gas hidrocarburo.....	96
Capítulo IV: Análisis de resultados.....	97
4.1 Número de Bond (Nb).....	98
4.2 Número capilar (Nc).....	105
4.3 Número de gravedad (Ng).....	109
4.4 Envolvente de fase.....	113
4.4.1 Diagrama de fase para CO ₂	113
4.4.2 Diagrama de fase para N ₂	114
4.4.3 Diagrama de fases para C ₁ H ₄	115
Conclusiones.....	116
Recomendaciones.....	117
Bibliografía:.....	118





Lista de figuras:

Figura 1 : Situación de los proyectos petroleros en México.....	xiv
Figura 1.1: Ángulo de contacto para la mojabilidad en el sistema roca-fluidos...	3
Figura 1.2: Permeabilidad relativa vs saturación de agua.....	5
Figura 1.3: Formación de una zona de transición.....	8
Figura 1.4: Viscosidad del aceite vs presión.....	10
Figura 1.5: Viscosidad del gas vs presión.....	10
Figura 1.6: Bo vs presión.....	12
Figura 1.7: RGA vs presión.....	14
Figura 1.8: Diagrama de fase P-T.....	16
Figura 1.9: Diagrama de fase para un yacimiento de gas y condensado (retrogrado).....	21
Figura 1.10: Recuperación de aceite vs presión del yacimiento.....	23
Figura 1.11: Regiones de formación de condensado.....	31
Figura 2.1: Gasto (Q_o) vs Tiempo (T) para cada etapa de recuperación.....	34
Figura 2.2: Etapas de recuperación de hidrocarburos.....	35
Figura 2.3: Información básica para la explotación de un yacimiento.....	38
Figura 2.4: Toma de información antes y durante la explotación.....	39
Figura 2.5: Inyección de CO_2	50
Figura 2.6: Matriz a determinar su rango.....	55
Figura 2.7: Diagrama de flujo del análisis dimensional.....	56
Figura 2.8: Matriz dimensional.....	58
Figura 2.9: Diagrama de flujo del análisis inspeccional.....	59
Figura 2.10: Esquema de la matriz.....	62
Figura 2.11: Incremento en el Fr cuando se aumenta el Nb.....	64
Figura 2.12: Disminución del Sor por el aumento del Nc.....	65
Figura 2.13: Incremento del Fr dado por un Ng mayor.....	67





Figura 3.1: Variación del Nb respecto al tamaño de poro	72
Figura 3.2: Número de Bond contra tamaño de bloque.....	73
Figura 3.3: Nb para ángulos de 0° a 90°.....	74
Figura 3.4: Nb para ángulos de 90° a 180°.....	75
Figura 3.5: Número de Bond para un ángulo de 90°.....	75
Figura 3.6: Valores del Nb para diferentes valores de σ	76
Figura 3.7: Fr vs Nb.....	78
Figura 3.8: Variación del Nc con respecto a la velocidad.....	81
Figura 3.9: Número capilar vs tensión superficial.....	82
Figura 3.10: Nc para ángulos de 0° a 90°.....	83
Figura 3.11: Nc con una mojabilidad neutra.....	84
Figura 3.12: Nc para ángulos de 90° a 180°.....	84
Figura 3.13: Comportamiento de Nc vs μ	85
Figura 3.14: Fr vs Nc.....	86
Figura 3.15: Número de gravedad vs permeabilidad para los diferentes gases.....	88
Figura 3.16: Comportamiento del Ng para diferentes velocidades.....	89
Figura 3.17: Ng vs μ	90
Figura 3.18: Fr vs Ng.....	91
Figura 3.19: Envoltorio de fases para un yacimiento de gas-condensado.....	92
Figura 3.20: Envoltorio de fases para diferentes concentraciones de CO ₂	93
Figura 3.21: Envoltorio de saturación para diferentes concentraciones de N ₂	94
Figura 3.22: Envoltorio de saturación para C ₁ H ₄	95
Figura 3.23: Envoltorio de saturación para un gas hidrocarburo.....	96
Figura 4.1: Nb vs r.....	99
Figura 4.2: Nb vs L.....	100
Figura 4.3: Nb vs θ	101
Figura 4.4: Nb vs θ de 90° a 180°.....	102
Figura 4.5: Nb vs θ para un ángulo de 90°.....	102
Figura 4.6: Nb vs σ	103
Figura 4.7: Factor de recuperación del condensado para el Nb.....	105
Figura 4.8: Nc vs v.....	106
Figura 4.9: Nc vs σ	106
Figura 4.10: Nc vs θ para $\theta < 90^\circ$	107
Figura 4.11: Nc vs μ	108
Figura 4.12: Fr vs Nc.....	109
Figura 4.13: Ng vs k.....	110
Figura 4.14: Ng vs v.....	111
Figura 4.15: Ng vs μ	112
Figura 4.16: Fr vs Ng.....	113





Introducción:

Los yacimientos de hidrocarburos se pueden clasificar de acuerdo al tipo de fluidos almacenados como yacimientos de aceite y gas disuelto, yacimientos de aceite-gas disuelto y gas libre, yacimientos de gas seco, yacimientos de gas húmedo, yacimientos de gas y condensado.

Dentro de los yacimientos de gas y condensado, sus condiciones originales de presión, temperatura y composición, son tales que los fluidos se encuentran en fase de gas en un principio de su vida productiva, pero mientras ocurre la explotación de éstos, declina la presión hasta alcanzar la presión de rocío, ocasionando la formación de una zona dentro del yacimiento conformada por condensado (aceite), el cual se acumula en las proximidades del pozo, hasta alcanzar una saturación crítica de condensado y después poder empezar a fluir hacia los pozos de producción.

No todo el condensado que se forma en el yacimiento fluye hacia los pozos y de estos hacia la superficie, una cantidad de este líquido permanece en el yacimiento, provocando una acumulación paulatina y un empobrecimiento del gas que se produce en la superficie, ya que ciertas cantidades de componentes intermedios permanecen con el condensado en el subsuelo, este problema de la formación del condensado en las cercanías de los pozos llamado “anillo de condensado”, genera además problemas con la producción ya que puede ser tan grande la acumulación del líquido condensado que llega a obturar los canales por los cuales se abría paso el gas hacia los pozos, teniendo además que este condensado puede llegar hasta los pozos y llenar cierto nivel pero no ser producido lo que hace necesario tener que recurrir al apoyo de sistemas artificiales, como lo es el uso del émbolo viajero y otras soluciones para este problema, como son: la introducción de barras espumantes, sargas de velocidad, inyección de fluidos con tubería flexible etc.





El objetivo que se persiguió para este trabajo es poder seleccionar la mejor alternativa de gas mediante la inyección de bióxido de carbono, nitrógeno o metano, bajo condiciones miscibles, apoyado de un estudio con los números adimensionales de Bond, capilar y de gravedad. Se hace uso de los números adimensionales por su facilidad al utilizarlos, debido a que relacionan las variables involucradas en el desplazamiento en forma de cocientes.

La recuperación de liquido condensado es deseable, ya que este fluido se clasifica de acuerdo con los °API en un aceite ligero, lo que lo convierte en una opción atractiva para poder hacer propicia una mayor recuperación. Los proyectos que se tienen de exploración y explotación en México son diversos pero la mayoría de los proyectos que sostienen la producción actual del país están en franca etapa de declinación y mantenimiento, próximos a poderles incorporar sistemas de recuperación secundaria o mejorada de acuerdo con la Figura 1. Debido a esto los proyectos de recuperación secundaria y mejorada se vuelven relevantes para la explotación futura de los campos petroleros del país.

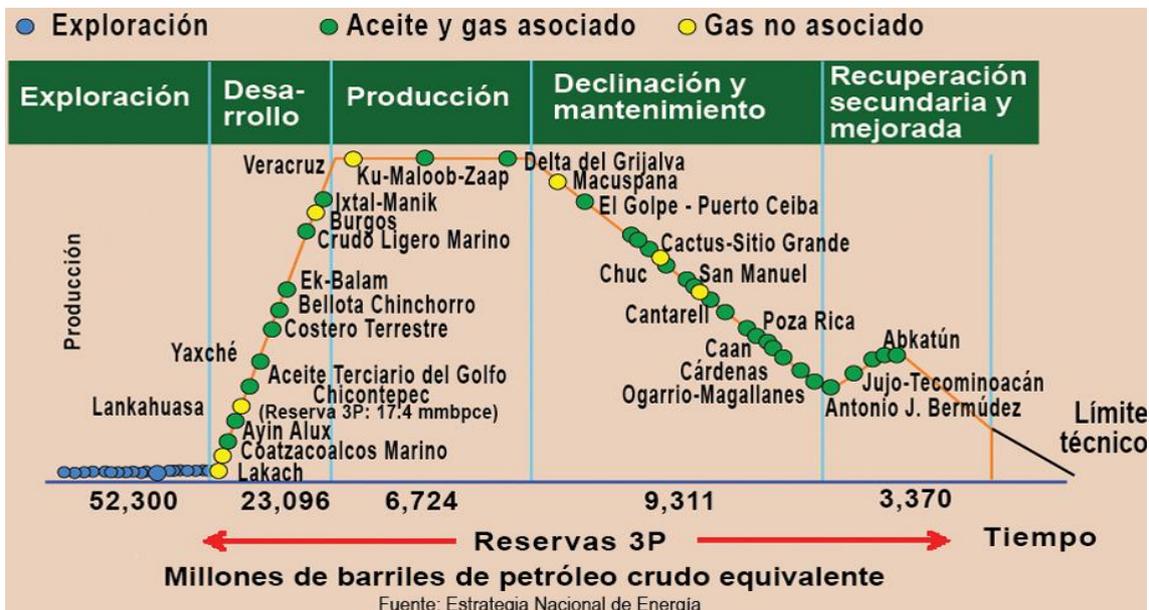


Figura 1 : Situación de los proyectos petroleros en México.





Para el Capítulo I, se consideraron los conceptos generales para el estudio de los yacimientos desde características propias de la roca y de los fluidos hasta el comportamiento de cada uno de ellos, revisando los mecanismos de empuje de los hidrocarburos, los comportamientos de fase y características propias de los yacimientos de gas condensado.

El Capítulo II consta de conceptos de recuperación de hidrocarburos y algunos de los estudios previos para la implementación o puesta en marcha de algún proceso de recuperación mejorada, así como el análisis de los números adimensionales que se ocuparon para este trabajo.

El Capítulo III muestra los diferentes resultados de las variaciones propuestas a cada número adimensional para poder llevar a buen término el análisis de los diferentes gases propuestos para la inyección, los cuales son bióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2) y gas natural (C_1H_4).

Para hacer toda la evaluación de los resultados del Capítulo III tenemos el Capítulo IV, en el cual se analizaron los valores obtenidos y lo que representan para cada uno de los números adimensionales y así poder elegir cuál es el gas con las mejores condiciones para la inyección y recuperación de la mayor cantidad de condensado posible.

Finalmente, tenemos una sección de conclusiones y recomendaciones la cual engloba los diferentes resultados e ideas a las cuales nos llevó este trabajo y las mejores opciones para la inyección de gas en un yacimiento de gas condensado.





Resumen:

En el presente trabajo se observaron las variaciones de los parámetros de cada uno de los números adimensionales para la recuperación de condensado, en yacimientos de gas y condensado, a través de la inyección de CO_2 , N_2 y C_1H_4 .

Los números adimensionales que fueron utilizados en este trabajo son el número de Bond, número capilar y el número de gravedad, a los cuales se les realizaron cambios en los términos que los representan, así para el número de Bond, que se expresa como $N_b = (\Delta\rho)(g)(L) / (\sigma\cos\theta/r)$, se realizaron cambios en la diferencia de la densidad de un fluido inyectado y el desplazado, la longitud del tamaño de bloque, tensión interfacial, ángulo de contacto y tamaño de poro característico de la matriz.

Para el número capilar $N_c = (v)(\mu) / (\sigma)(\cos\theta)$, los cambios fueron en todos sus términos, la velocidad, viscosidad, tensión interfacial y mojabilidad. Mientras que para el número adimensional de gravedad que es $N_g = (\Delta\rho)(g)(k) / (v)(\mu)$, los cambios fueron en la diferencia de densidades, permeabilidad, velocidad y viscosidad.

Las variaciones de los términos de cada uno de los números adimensionales proporcionaron distintos resultados dependiendo del gas que se encuentre en estudio, mostrando en el caso del número de Bond y el número de gravedad una tendencia favorable para la inyección de C_1H_4 , por otro lado los resultados con el número capilar indicaron que la mejor opción es el CO_2 .

Además de considerar los resultados que arrojaron los números adimensionales, se tomaron en cuenta los diagramas de fase de cada uno de los gases involucrados, en diferentes proporciones de inyección desde un 1% hasta 50% en la concentración para C_1H_4 , CO_2 , N_2 , con esto poder observar las ventajas que se tendrían con cada uno de estos y junto con los resultados de





los números adimensionales poder seleccionar el gas que mejores resultados arroje y así utilizarlo en el proceso.

Si tomamos en cuenta la disponibilidad de cada uno de los gases que fueron considerados para realizar dicho análisis, diremos que el gas que se utilizará es el CO₂, además, este gas ha dado buenos resultados cuando se utiliza en procesos de recuperación mejorada.





Capítulo I: Conceptos generales.

1.1 Interacción roca-fluido.

1.2 Interacción fluido-fluido.

1.3 Comportamiento de fase.

1.4 Mecanismos de recuperación.

1.5 EOR.

1.6 Características de los yacimientos de gas y condensado.





Las siguientes definiciones son de utilidad en el estudio de la explotación de los hidrocarburos ya que conforman las características propias de los yacimientos y la interacción de los fluidos que en ellos se encuentran, algunas son propiedades que caracterizan a la roca y otras a los fluidos, para poder tener las interacciones que se dan en el yacimiento entre el sistema roca-fluidos y entre fluido-fluido.

1.1 Interacción roca-fluido.

Porosidad (ϕ): Es definida como la relación que existe entre el volumen de poros o vacío de una roca y el volumen bruto o total de ésta roca, expresado en porcentaje representado como:

$$\phi = \frac{V_{poros}}{V_{roca}} * 100$$

La porosidad varía de acuerdo al tipo de roca y generalmente por el tamaño y distribución de los granos que se tengan, otro aspecto a considerar es la porosidad efectiva la cual es la cuantificación de los espacios en la roca que están comunicados y que contienen algún fluido. La porosidad puede obtenerse a través de pruebas en el laboratorio, con los núcleos, o a partir de registros geofísicos, como el sónico, densidad y neutrón, aunque la porosidad obtenida de registros es un aproximado del valor real. La porosidad tiene una clasificación o rango de valores que se consideran como:

- Muy baja cuando la $\phi \leq 5\%$
- Baja cuando $5\% < \phi \leq 10\%$
- Promedio cuando $10\% < \phi \leq 20\%$
- Buena cuando es $20\% < \phi \leq 30\%$
- Excelente cuando $\phi > 30\%$



Mojabilidad: Describe la preferencia de un sólido a estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Un fluido moja preferentemente la superficie de un sólido, cuando se adhiere y tiende a esparcirse o extenderse sobre esta superficie, en presencia de otros fluidos, la mojabilidad tiene una repercusión en la forma en que están distribuidos los fluidos en el medio poroso, lo que incide en el proceso de desplazamiento de un fluido por otro.

Se tiene entonces que las características de las permeabilidades relativas se verán afectadas en el medio poroso, por la fase que esté mojando a la roca si esta cambia en el medio poroso. El ángulo de contacto es una forma de saber cuál es la fase que esta mojando a la roca.

Una gota de petróleo (verde) rodeada de agua (azul) sobre una superficie mojabla por agua (izquierda), forma un ángulo de contacto θ que es aproximadamente igual a cero. En una superficie mojabla por petróleo (derecha) la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180° . Una superficie con una mojabilidad intermedia (centro) también forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el petróleo y la superficie (γ_{so}), entre el agua y la superficie (γ_{sw}) y entre el petróleo y el agua (γ_{ow}).¹ como se muestra en la Figura 1.1.

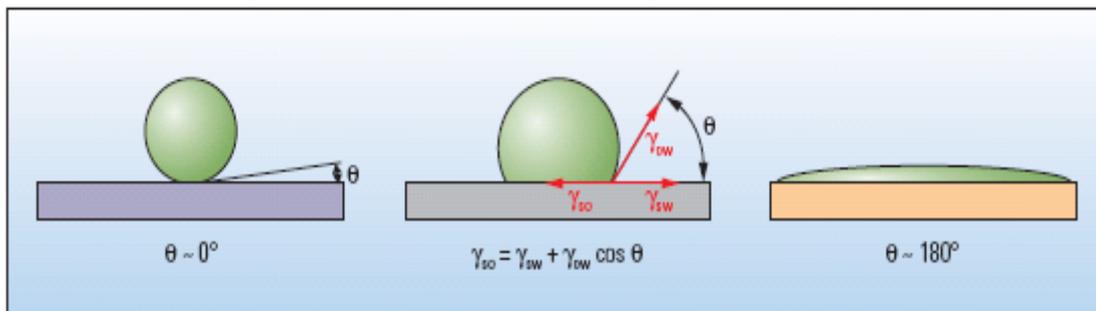


Figura 1.1: Ángulo de contacto para la mojabilidad en el sistema roca-fluidos¹.



Permeabilidad: Es una medida de la facilidad con la que se desplazan los fluidos a través del medio poroso, se representa con la letra k , las unidades con las que se representa a la permeabilidad es el Darcy. Una roca tiene una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido monofásico con una viscosidad de 1 [cp] y una densidad de 1 [g/cm³], en donde el medio poroso está saturado al 100%, avanza a una velocidad de 1 [cm/s] con un gradiente de presión de 1 [atm]. Debido a que algunos yacimientos presentan valores de permeabilidad menores a un Darcy, es una práctica más común representar las unidades de la k en miliDarcy, [mD].

Se tienen 3 clasificaciones para la permeabilidad, la permeabilidad absoluta que considera que un fluido satura al 100% el espacio poroso, la permeabilidad efectiva que es para un fluido en particular, cuando no está saturado al 100% el espacio poroso con este fluido, y la permeabilidad relativa.

Permeabilidad relativa (k_r): Está definida como la relación que se tiene entre la permeabilidad efectiva a un fluido a una saturación dada, con respecto a la permeabilidad absoluta, teniéndose:

$$k_r = \frac{k_{ef}}{k_a}$$

La cantidad que resulta de este cociente obtiene valores en el rango de $0 \geq k_r \leq 1$. La permeabilidad relativa indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otros fluidos, comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido. Esta permeabilidad depende de diversos factores como pueden ser, geometría del sistema roca fluidos, mojabilidad de la roca, distribución de los fluidos, historia de los cambios de saturación. La Figura 1.2 muestra la permeabilidad relativa al aceite (k_{ro}) y la relativa al agua (k_{rw}).



En la Figura 1.2 se muestra que para el intervalo de 0 a S_{wi} solo se tendrá el flujo de la fase de aceite, mientras que de S_{wi} a S_{or} se tendrá el flujo de las dos fases aceite-agua y en el intervalo S_{or} a 1 solo fluirá la fase de agua.

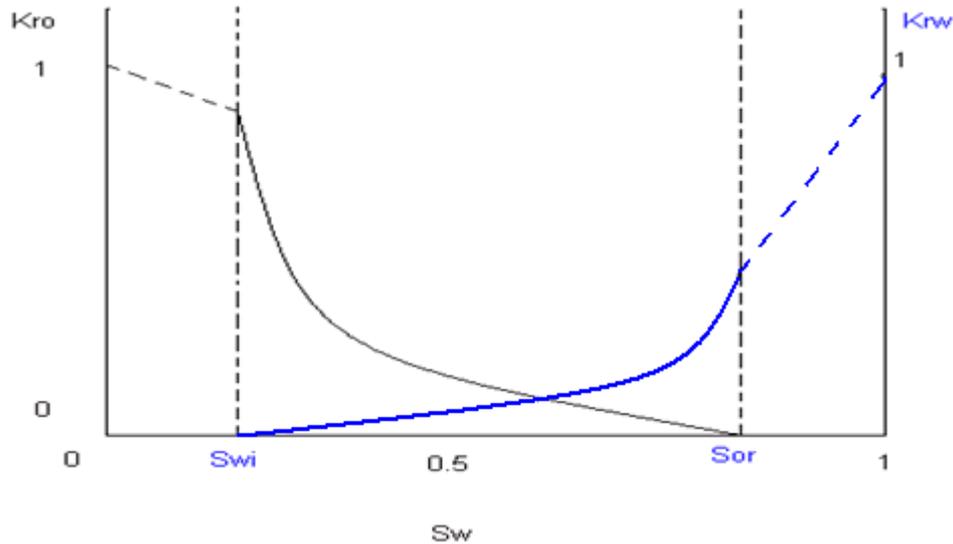


Figura 1.2: Permeabilidad relativa vs saturación de agua.

La permeabilidad está fuertemente enlazada con la porosidad ya que todo medio que sea permeable es poroso, pero no necesariamente todo medio que sea poroso es permeable, esto se debe a la comunicación que se tenga de los poros en la roca.

Saturación: Es la cantidad de un fluido que ocupa el espacio poroso, se representa generalmente en porcentaje, se tiene que:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} * 100$$

Donde: S_f = saturación del fluido en el espacio poroso

V_f = volumen del fluido en el espacio poroso

V_p = volumen poroso



Capítulo I: Conceptos generales.

Si se considera que el espacio poroso está ocupado principalmente por aceite, agua y gas se tiene que la suma de la saturación de aceite, agua, gas (S_o , S_w , S_g), es igual a 1.

Presión capilar (Pc): Para entender la presión capilar debemos pensar en las fuerzas capilares que actúan en los yacimientos, las cuales son efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, tamaño y forma de la garganta de poro, las fuerzas de adhesión entre fluidos y sólidos y las fuerzas de cohesión en los líquidos, es decir de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

La presión capilar es la diferencia de presión que existe a través de la interface que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente las paredes de los poros. Es decir es la diferencia de presiones entre la fase mojanante y la fase no mojanante. Las ecuaciones que describen la Pc son:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad , \quad P_c = \Delta\rho gh \quad , \quad P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r}$$

Donde:

P_c = Presión capilar ; P_{nw} = Presión en la fase no mojanante; P_w = Presión en la fase mojanante; $\Delta\rho$ = Diferencia de densidad entre las fases; g = Aceleración de la gravedad; h = Altura de la elevación capilar; σ = Tensión interfacial; θ = Ángulo de contacto; r = Radio de capilaridad interno.

En la Figura 1.3 se muestra que una formación homogénea exhibe una zona de transición que pasa de un valor de saturación de petróleo alto en el tope, a un valor de saturación de agua alto en la base (curvas azules). Esta transición de la saturación tiene su origen en la presión capilar.

En un tubo capilar, las fuerzas de la superficie mojanante por agua (WW) hacen que el agua se eleve (izquierda), desplazando el petróleo; sin embargo, si la





Capítulo I: Conceptos generales.

superficie interna del tubo es mojable por petróleo (OW), el petróleo empujara el agua hacia abajo (derecha). La fuerza de mojabilidad y por lo tanto la P_c , es inversamente proporcional al radio de capilaridad. La elevación capilar h es determinada por el equilibrio de las fuerzas de mojabilidad y el peso del fluido desplazado dentro del tubo. Si esto se traslada a una formación porosa, existe un nivel de agua libre (FWL) definido como el nivel donde la presión capilar entre el agua y el petróleo es igual a cero. Dado que las rocas porosas poseen una distribución de tamaños y gargantas de poros (similar a una distribución de tubos capilares) a cualquier elevación por encima del nivel (FWL), la porción de la distribución de tamaños que pueda sustentar el agua en esa elevación será saturada de agua. A mayor elevación, la flotabilidad del petróleo en el agua provee mayor presión capilar para forzar al agua a salir de los vacíos más pequeños. En una formación mojable por agua (izquierda), el contacto agua-petróleo se encuentra por encima del nivel FWL, lo que indica que se debe aplicar presión para que el petróleo sea introducido a la fuerza en los poros más grandes. En una formación mojable por petróleo (derecha), el contacto se encuentra por debajo del nivel FWL, lo que significa que debe aplicarse presión para introducir la fase agua a la fuerza en los poros más grandes. El contacto agua-petróleo divide la zona que contiene mayormente petróleo de la que contiene mayormente agua.¹



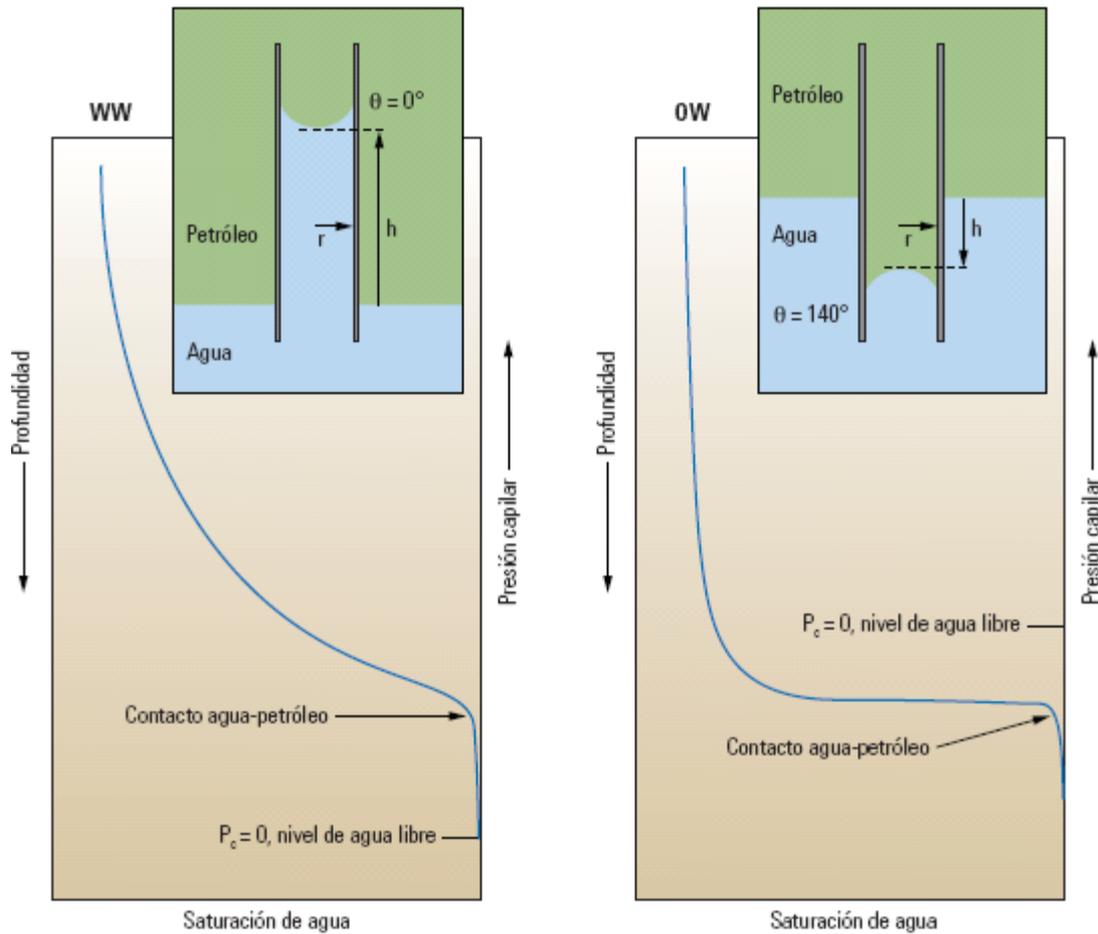


Figura 1.3: Formación de una zona de transición.¹

1.2 Interacción fluido-fluido.

Tensión interfacial (σ): Es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interface o superficie que separa los líquidos. Si la tensión interfacial es nula se dice que los fluidos son miscibles entre sí, aunque los fluidos que tenemos en los yacimientos son inmiscibles como el agua y el aceite, en el caso de una interface liquido-gas se le llama tensión superficial. La Tabla 1.1 muestra valores de tensión interfacial para fluidos presentes en los yacimientos petroleros.



Fluidos Mojante / no mojante	Tensión interfacial (σ) [dinas/cm]
Aceite / agua	0 a 15
Agua / aceite	15 a 35
Agua / gas	35 a 55

Tabla 1.1: Rangos de tensión interfacial.

Viscosidad (μ): Está definida como la resistencia u oposición que tienen los fluidos a fluir. La viscosidad es causada por la fuerza de cohesión que hay entre las moléculas de los fluidos y la cantidad de movimiento entre las capas del fluido que no se desplazan a la misma velocidad, la viscosidad es función de la presión y la temperatura. La Figura 1.4 muestra la viscosidad para el aceite debido a variaciones en la presión y la Figura 1.5 la viscosidad del gas contra los cambios de presión, ambas a temperatura constante.

La viscosidad es diferente en los líquidos y en los gases de acuerdo con la variación de la presión y temperatura. Por debajo de la presión de saturación la viscosidad del aceite aumenta conforme disminuye la presión, ocasionado por la liberación del gas que estaba disuelto en el aceite. Para condiciones por encima de la presión de saturación la viscosidad aumenta, ya que al tener una presión mayor ejerce una fuerza en las moléculas que hace que estén más juntas, mientras que para el gas la viscosidad aumenta al aumentar la presión y la viscosidad disminuye conforme se eleva la temperatura. Las unidades de la viscosidad son los centipoise [cp]².



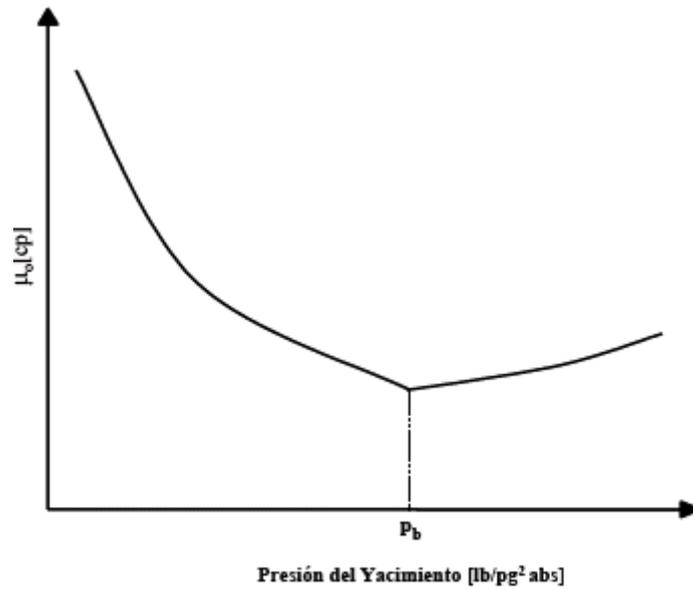


Figura 1.4: Viscosidad del aceite vs presión.

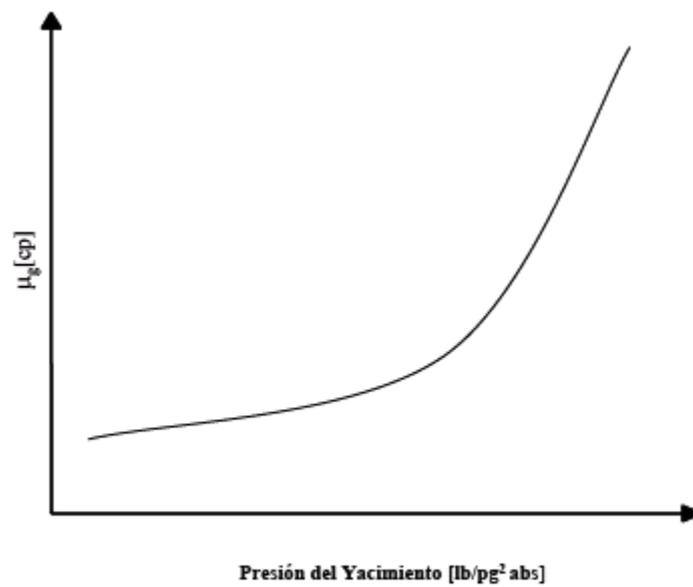


Figura 1.5: Viscosidad del gas vs presión.



Imbibición: Es un incremento de la saturación de la fase mojante, el fluido mojante desplaza al fluido no mojante.

Drene: Es un incremento de la saturación de la fase no mojante, el fluido no mojante desplaza al fluido mojante.

Factor de volumen del gas (B_g): es el volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de la misma masa de gas medido a condiciones estándar, se tiene que:

$$B_g = \frac{V_{gas @ c.y}}{V_{gas @ c.s}} = \frac{\frac{nRZ_y T_y}{P_y}}{\frac{nRZ_{cs} T_{cs}}{P_{cs}}} = \frac{T_y P_{cs}}{T_{cs}} \left(\frac{Z_y}{P_y} \right), \quad (Z_{cs} = 1, P_y < P_b)$$

Factor de volumen del aceite (B_o): es el volumen de aceite con gas disuelto medido a presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de aceite “muerto” (sin gas disuelto), medido a condiciones estándar. Figura 1.6.

$$B_o = \frac{V_{(aceite con su gas disuelto)@c.y}}{V_{aceite muerto@c.s}}$$



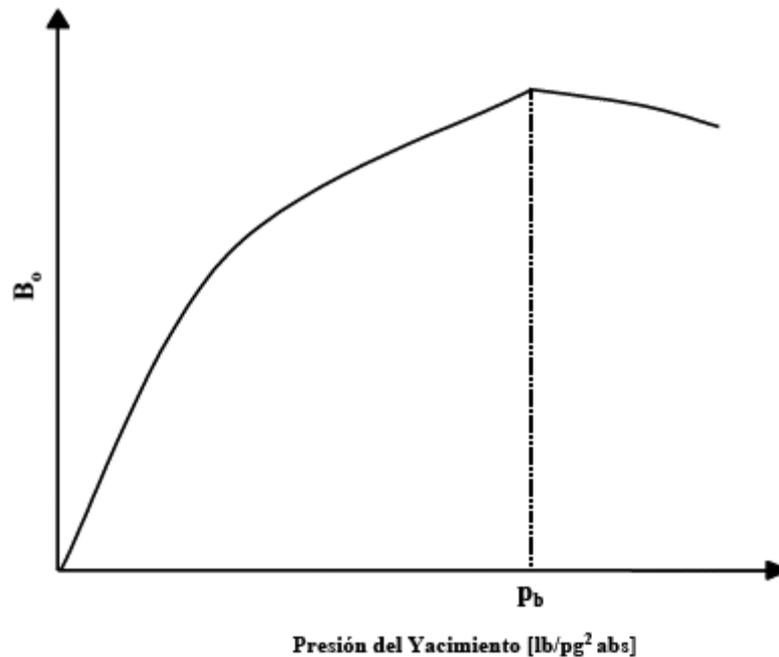


Figura 1.6: Bo vs presión.

Movilidad: La mecánica del desplazamiento de un fluido por otro está controlada por las diferencias que existen en el cociente de la permeabilidad efectiva y la viscosidad. El flujo de cada fase está controlado por la relación k/μ , la cual es llamada movilidad del fluido:

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}$$

La movilidad controla la facilidad relativa con la cual los fluidos pueden fluir en un medio poroso. Dado que las permeabilidades relativas al aceite y al agua son función de la saturación, las movilidades también dependen de la saturación. La razón de movilidades es el cociente de la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del fluido desplazado.

Si $M < 1$: el desplazamiento es favorable

Si $M > 1$: el desplazamiento es desfavorable



$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right)}$$

Densidad en °API: Es una escala normalizada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute), se define como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Donde γ_o = densidad relativa del aceite.

La clasificación del aceite de acuerdo a los °API se muestra en la Tabla 1.2:

Aceite crudo	Densidad [g/cm ³]	Densidad [°API]
Extrapesado	>1.0	< 10
Pesado	1.01-0.92	10.1-22.3
Mediano	0.91-0.87	22.4-31.1
Ligero	0.86-0.83	31.2-39
Superligero	<0.83	>39

Tabla 1.2: Clasificación del aceite por sus °API.

Relación gas aceite (RGA): se define como el volumen de gas total, es decir el gas libre mas el gas que se encuentra disuelto en el aceite a condiciones estándar entre volumen de aceite muerto a condiciones estándar, la Figura 1.7 muestra un comportamiento típico de la RGA contra la presión, se expresa como:

$$RGA = \frac{Vg \text{ (gas libre con el gas disuelto) @ } cs}{Vol. \text{ de aceite muerto @ } cs}$$



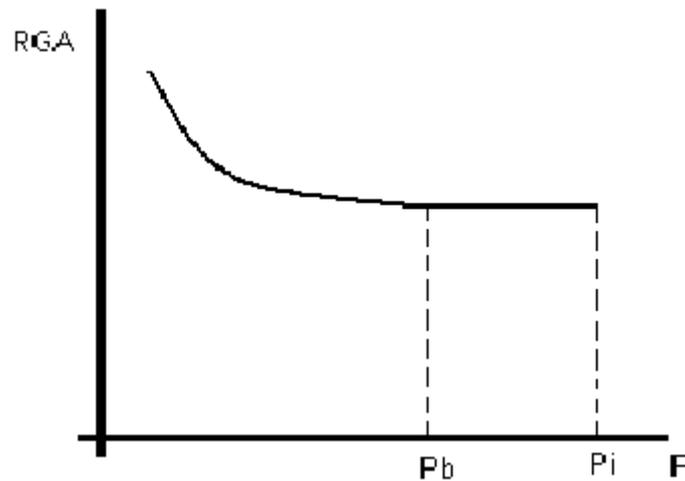


Figura 1.7: RGA vs presión

Densidad (ρ): Es la relación entre la masa de un cuerpo y el volumen que ocupa, las unidades en que se maneja son los gramos por centímetro cúbico [g/cm^3].

$$\rho = \frac{m}{V}$$

1.3 Comportamiento de fase.

Una fase es definida como una parte homogénea de un sistema, físicamente distinta y separada de las otras partes del sistema por fronteras definidas. Al estudio que se realiza para las distintas fases, ante las variaciones de presión y temperatura se le denomina comportamiento de fase.

En los yacimientos de hidrocarburos se encuentra el petróleo en sus tres distintas fases, ya sea como líquido (aceite, condensado), gas (disuelto en el aceite o libre) y sólido, además de que se puede tener la presencia de un acuífero lo que implica la existencia de agua en su fase líquida. Para comprender el comportamiento de las distintas fases en las que se encuentra el



Capítulo I: Conceptos generales.

petróleo en el yacimiento es necesario conocer sus variaciones ante las propiedades termodinámicas de presión y temperatura, la composición de cada fluido, y en qué momento afectarán el flujo de los hidrocarburos hacia los pozos³.

El comportamiento de fase para un sistema multi-componente de hidrocarburos es analizado con diagramas de presión-temperatura llamados diagramas de fase. Estos diagramas son utilizados para:

- Clasificar yacimientos.
- Describir el comportamiento de fase de los fluidos en el yacimiento.
- El comportamiento ante los cambios de presión.

Para la clasificación de los yacimientos con el uso de los diagramas de fase, las muestras representativas se deben de tomar al principio de la explotación del yacimiento, realizando los estudios correspondientes de presión volumen y temperatura (PVT), en el laboratorio o con correlaciones para su desarrollo.

En la Figura 1.8 se muestra un diagrama P-T general con todas las características propias que estos representan, estas características son importantes para el posterior estudio y clasificación de los yacimientos con estos diagramas.



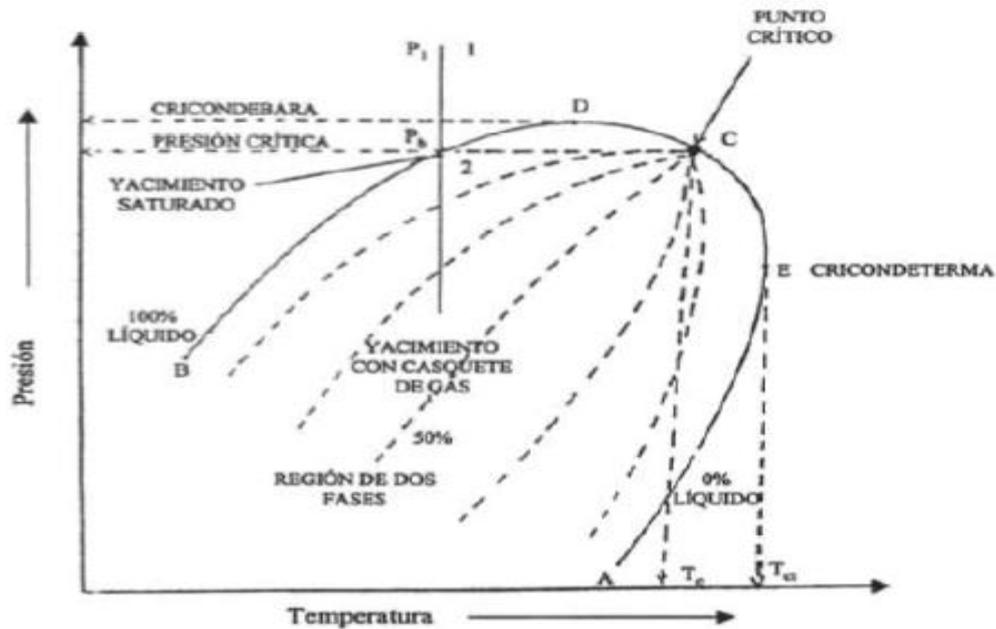


Figura 1.8: Diagrama de fase P-T.

- Punto crítico (C): es el estado a determinada presión y temperatura en el cual las propiedades intensivas, de la fase líquida y gaseosa son iguales.
- Presión crítica: es la presión correspondiente al punto crítico, es decir, las propiedades del líquido y el gas convergen.
- Temperatura crítica: es la temperatura correspondiente al punto crítico.
- Cricondenbar (D): es la presión máxima por encima de la cual la fase gaseosa no se puede formar independientemente de la temperatura que se tenga, es decir, es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor. La temperatura correspondiente al punto D es llamada temperatura cricondenbar.
- Cricondenterma (E): es la temperatura máxima por encima de la cual la fase líquida no se puede formar independientemente de la presión que se tenga, es decir, es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor. La temperatura correspondiente al punto E es llamada temperatura cricondenterma.



Capítulo I: Conceptos generales.

- Curva de puntos de burbuja (línea B-C): se define como la línea que separa la región de la fase líquida de la región de dos fases (líquido-gas), también es definida como el lugar geométrico de los puntos de P-T, en los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.
- Curva de puntos de rocío (línea C-A): se define como la línea que separa la región de la fase gaseosa de la región de dos fases (líquido-gas), también es definida como el lugar geométrico de los puntos de P-T, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la fase gaseosa a la región de dos fases.
- Envoltente de fase (REGIÓN DE DOS FASES línea B-A): es donde coexisten en equilibrio de presión y temperatura la fase líquida con la fase gaseosa en distintas proporciones.
- Líneas de calidad (líneas discontinuas dentro de la envoltente de fase, línea B-A, Figura 1.8): estas líneas proporcionan las condiciones de presión y temperatura para volúmenes equivalentes de líquidos, representan el porcentaje de líquido en una región específica dentro de la envoltente de fase, todas las líneas de calidad convergen al punto crítico (C).

De acuerdo a las características anteriores se puede clasificar a los yacimientos con los diagramas de fase en 5 tipos:

- Aceite negro.
- Aceite volátil.
- Gas seco.
- Gas húmedo.
- Gas y condensado.

Algunas de las características propias de estos yacimientos son mostradas en la Tabla 1.3.



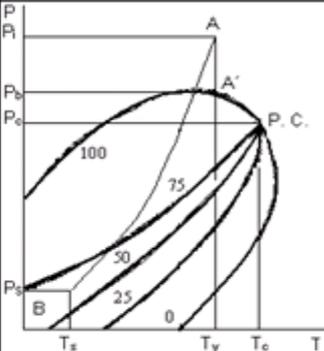
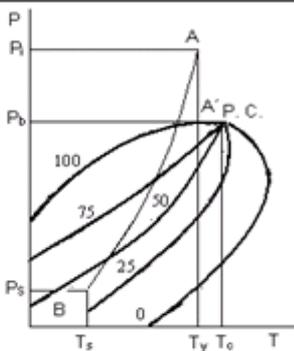
Tipo	Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto	
	De Bajo Encogimiento (Aceite Negro)	De Alto Encogimiento (Aceite Volátil)
Características		
Diagrama de Fase		
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y \leq T_c$
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricondenbara	P. C. cercano a la Cricondenbara
Estado en el yacimiento	Si $P_i > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]
Curvas de Calidad	Muy pegado a la línea de puntos de rocío	Más separados de la línea de rocío
Singularidades	_____	_____
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original
RGA $\left[\frac{m^3}{m^3} \right]$	< 200	$200 \text{ --- } 1,000$
Densidad líquido $\left[\frac{g}{cm^3} \right]$	> 0.85	$0.85 \text{ --- } 0.75$

Tabla 1.3: Características de los yacimientos por su diagrama de fase.



Capítulo I: Conceptos generales.

Tipo	Yacimientos de Gas		
	Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco
Características			
Diagrama de Fase			
Temperatura	$T_c < T_y < \text{Cricondenterma}$	$T_y > \text{Cricondenterma}$	$T_y > \text{Cricondenterma}$
Punto crítico	P. C. a la izquierda de la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenterma	P. C. a la izquierda de la Cricondenterma
Estado en el yacimiento	Si $P_i > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajasaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Tienden a pegarse a la linea de puntos de burbuja	Más pegados a la linea de puntos de burbuja	Casi pegados a la linea de puntos de burbuja
Singularidades	Fenómenos Retrogados	_____	_____
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fases)
Composición	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGA $\left[\frac{m^3}{m^3} \right]$	500 --- 15,000	10,000 --- 20,000	> 20,000
Densidad líquido $\left[\frac{g}{cm^3} \right]$	0.80 --- 0.75	0.80 --- 0.75	< 0.75

Tabla 1.3: Continuación.





1.3.1 Yacimientos de gas y condensado.

El diagrama de fase que representa el comportamiento de este tipo de yacimientos es el que se muestra en la Figura 1.9, para este tipo de yacimientos tenemos las siguientes características: su temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondenterma, su composición es de regulares cantidades de componentes intermedios, la producción en superficie es de aceite y gas, la RGA varía entre 500 y 1500 [m³/m³] y su densidad entre 0.70 y 0.80 [g/cm³].

Como ya se ha mencionado en las características generales de los diagramas de fase en la Figura 1.8, los yacimientos de gas y condensado tienen básicamente los mismos puntos (punto crítico, T_c, P_c, líneas de calidad, cricondenbar, cricondenterma), además de que en este tipo de yacimientos tenemos el fenómeno de condensación retrógrada.

En la Figura 1.9 se tiene el punto 1, en el cual el yacimiento está en una sola fase (gas), el cual conforme declina la presión por efectos de la extracción de los hidrocarburos llega hasta el punto 2, el cual es el punto de la presión de rocío, la presión a la cual se comienza a formar la primera gota de aceite, a partir de esta presión de rocío (punto 2) hacia el punto 3 se tendrán diferentes proporciones de líquido y gas conforme la presión siga en declinación.

El fenómeno de condensación retrógrada se presenta en alguna parte entre los puntos 2 y 3, y es llamado así ya que al disminuir la presión como se ha mencionado, se forma la primera gota de aceite y se sigue formando la fase de aceite, pero en un momento aunque la presión sigue disminuyendo parte del aceite que se formó vuelve a evaporizarse a pesar de la disminución de la presión, no es una cantidad muy grande la que se re-evapora pero debido a este fenómeno se le denomina condensación retrógrada, ya que generalmente en una expansión isotérmica ocurre vaporización en lugar de condensación⁵.



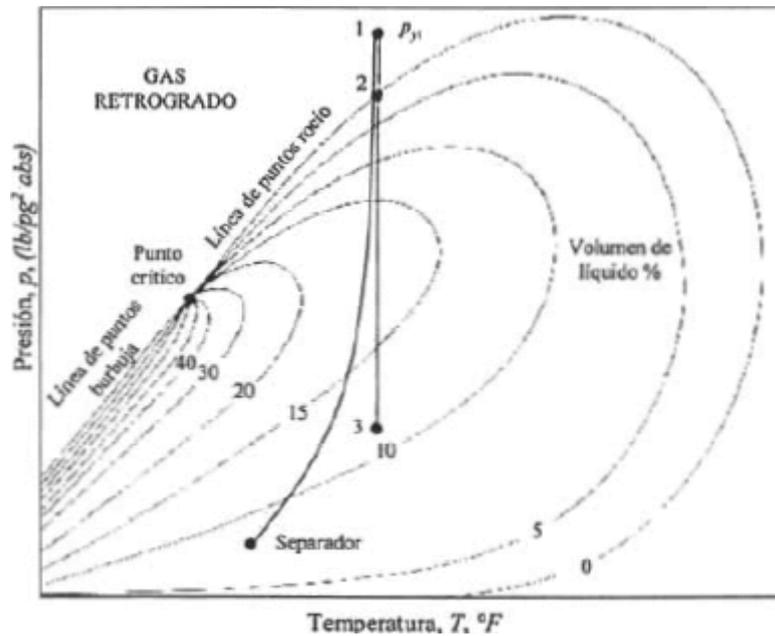


Figura 1.9: Diagrama de fase para un yacimiento de gas y condensado (retrógrado)

La composición que presenta cada uno de los distintos yacimientos es mostrada en la Tabla 1.4, en la cual se puede observar las cantidades de cada uno de estos, y para este estudio en particular las cantidades de intermedios que hacen a los yacimientos de gas y condensado una opción de explotación atractiva para su recuperación.



COMPONENTE	Aceite negro	Aceite volátil	Gas seco	Gas húmedo	Gas y condensado
Metano C_1H_4	48.83	60.0	96.0	90.0	75.0
Etano C_2H_6	2.75	8.0	2.0	3.0	7.0
Propano C_3H_8	1.93	4.0	1.0	2.0	4.5
n-Butano nC_4H_{10} , i-Butano iC_4H_{10}	1.60	4.0	0.5	2.0	3.0
n-Pentano nC_5H_{12} , i-Pentano iC_5H_{12}	1.15	3.0	0.5	1.0	2.0
Hexano C_6H_{14}	1.59	4.0	0	0.5	2.5
Heptano plus $C_7^+H_{16}$	42.15	17.0	0	1.5	6.0

Tabla 1.4: Composición de los yacimientos de hidrocarburos.

1.4 Mecanismos de recuperación.

El desplazamiento de los hidrocarburos en el yacimiento se da mediante la caída de presión que se da en él, pero este desplazamiento se logra solo si otro material llena el espacio dejado por dicho hidrocarburo y compensa la presión requerida para continuar con el movimiento. Así tenemos que los hidrocarburos no fluyen del yacimiento sino que son expulsados por un proceso de desplazamiento, en el que el gas y el agua son los principales agentes desplazantes⁴. Los mecanismos de recuperación para un yacimiento petrolero son los siguientes (Figura 1.10):

- Expansión de la roca y los fluidos.
- Empuje por gas disuelto liberado.
- Empuje por capa de gas (casquete).
- Empuje por entrada de agua.
- Segregación gravitacional.



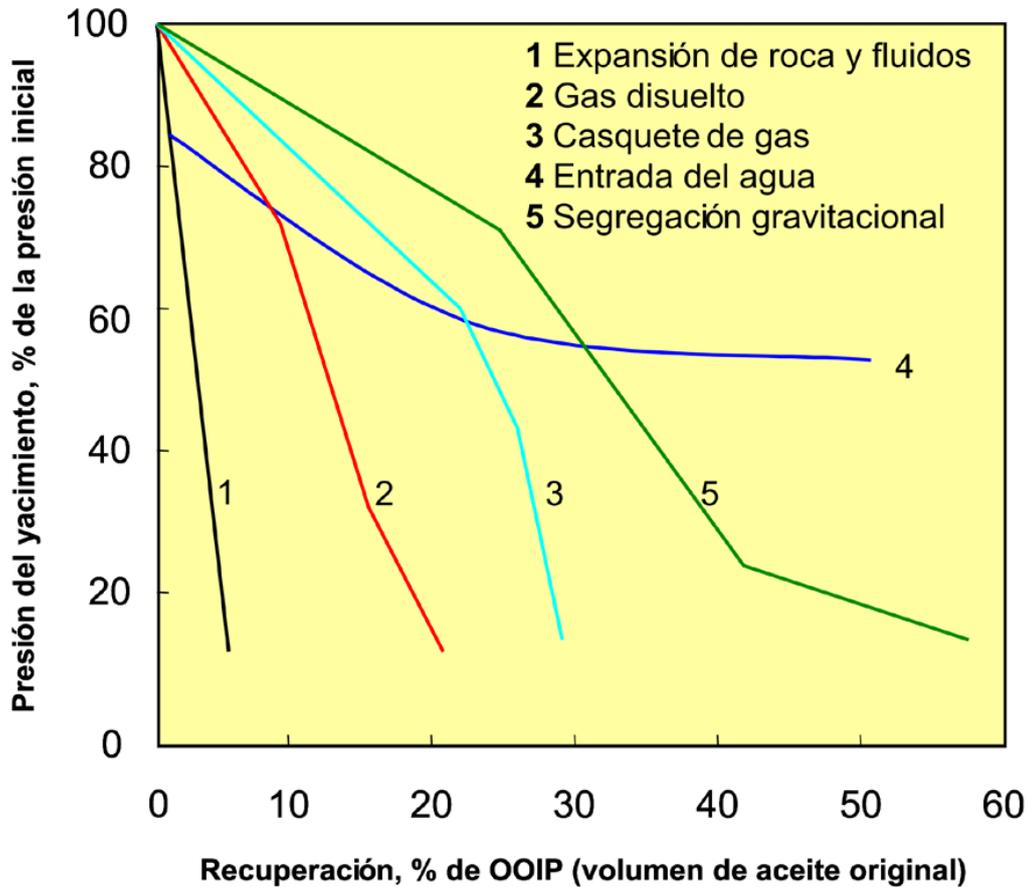


Figura 1.10: Recuperación de aceite vs presión del yacimiento⁴.

1.4.1 Expansión de la roca y los fluidos.

Un aceite es bajosaturado, a la presión y temperatura del yacimiento, cuando contiene menos gas que el requerido para saturarlo (condición de no admisión o no disolución de gas). Cuando el aceite es bajosaturado implica que todo el gas presente en el sistema se encuentra disuelto en el aceite, por lo que la energía del yacimiento está asociada a la compresibilidad de la roca y los fluidos que se encuentran en fase líquida. Bajo esta condición la producción de aceite es debida a la expansión del sistema, sin embargo, la presión declina rápidamente. Una vez alcanzada la presión de saturación, el empuje por gas disuelto pasa a ser la fuente principal de energía para desplazar los fluidos⁴.



1.4.2 Empuje por gas disuelto liberado.

Un aceite sujeto a condiciones de alta presión y temperatura, puede contener grandes cantidades de gas en solución. Si la presión del yacimiento es igual o menor a la presión de saturación de los fluidos, el gas disuelto se expande, se libera y se presenta como fase continua y por consiguiente puede desplazarse.

La eficiencia de esta expansión/conexión del gas, produce el mecanismo de empuje, el cual dependerá de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca, y de la estructura geológica del yacimiento. A medida que la presión declina, el gas fluye a un ritmo mayor que el aceite, provocando un rápido agotamiento de la energía del yacimiento, lo cual se nota en el incremento de las relaciones gas-aceite (RGA) del campo⁴.

1.4.3 Empuje por capa de gas (casquete).

Cuando un yacimiento tiene una capa de gas muy grande, los hidrocarburos se encuentran en dos fases, se tiene una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, haciendo que el aceite se desplace por el empuje del gas aunado al drene por gravedad. La expansión de la capa de gas está limitada por el nivel deseado de la presión del yacimiento, así como por la producción de gas cuando se presentan efectos de conificación en los pozos productores⁴.





1.4.4 Empuje por entrada de agua.

Un yacimiento con empuje o entrada de agua, significa que se tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y el acuífero (roca porosa saturada con agua). Este acuífero puede estar por debajo de todo el yacimiento o parte de él.

A medida que la presión del yacimiento disminuye, el agua del acuífero, que está confinada, crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero, conocido como el contacto inicial agua-aceite. La energía natural del yacimiento es afectada por la compresibilidad efectiva total del acuífero. Cuando éste es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido por el agua, generando con esto un barrido del aceite por la invasión del agua⁴.

1.4.5 Segregación gravitacional.

El drene por gravedad, o segregación gravitacional, es un mecanismo que depende de las densidades de los fluidos, las heterogeneidades locales y de la mojabilidad de la roca, ya que es producto de la migración del gas hacia la parte más alta de la estructura, o a la cima de la formación, y así, drena el espacio inicialmente ocupado por el aceite. Este proceso da origen al casquete o capa secundaria de gas.

La migración del gas es relativamente rápida comparada con el drene del aceite. Sin embargo, las condiciones de mojabilidad inciden en la distribución de fluidos a escala de poro y por consiguiente las saturaciones residuales dependerán de esta distribución. Adicionalmente, si las heterogeneidades locales (permeabilidad vertical, vórgulos aislados, vórgulos comunicados, fracturamiento) favorecen o dificultan las condiciones de segregación gravitacional, este mecanismo se vuelve muy importante.





Un aspecto común a todos los mecanismos de agotamiento o de recuperación primaria, es el hecho de que, para que los mismos actúen, debe existir una reducción de presión en el yacimiento; por esta razón, cuando en algún momento de la vida productiva del yacimiento se inicia un proceso de inyección de fluidos, que mantiene total o parcialmente la presión promedio del yacimiento, se está reemplazando, total o parcialmente según el grado de mantenimiento de presión, un mecanismo primario por uno de recuperación secundaria, basado principalmente en el desplazamiento inmisible del fluido en el yacimiento (aceite) por el fluido inyectado (agua o gas)⁴.

1.5 EOR

El término EOR (Enhanced Oil Recovery) se refiere a la recuperación mejorada de hidrocarburos, la cual comprende la inyección de fluidos que no pertenecen originalmente al yacimiento y que generan un desplazamiento de aceite más efectivo que los que proporcionan los mecanismos de empuje asociados al mismo. Se excluye de este término al mantenimiento de presión y la inyección de agua.

Generalmente a los procesos de EOR se han usado como la implementación después de aplicar recuperación secundaria, denominándolos procesos de recuperación mejorada o terciaria como ya se mencionó; sin embargo, el proceso EOR se puede aplicar desde cualquier punto de la etapa de explotación de un yacimiento ya sea primaria, secundaria o terciaria, no se restringe a una etapa en particular. En la Tabla 1.5 se muestran algunos de los procesos de EOR que se aplican a los diferentes tipos de yacimientos.

Para este trabajo se consideraron los métodos de gas y solventes hidrocarburos de acuerdo a la Tabla 1.5, siendo la inyección de un gas





Capítulo I: Conceptos generales.

hidrocarburo, N_2 y CO_2 , los que se estudiaron para elegir el más adecuado para la recuperación de hidrocarburos.

Métodos de gas y solventes hidrocarburos	Métodos mejorados de inyección de agua	Métodos térmicos
Inyección de gas inerte	Desplazamiento miscible con alcohol	Combustión In-Situ
Inyección de N_2	Micelas/Polímeros surfactantes	Combustión frontal estándar
Inyección de gases de combustión	Inyección de agua de baja tensión interfacial	Combustión húmeda
Inyección de gases y líquidos hidrocarburos	Inyección de alcalinos	Combustión enriquecida con O_2
Gas a alta presión	Inyección de polímeros	Combustión inversa
Gas enriquecido	Inyección de geles	Inyección de agua caliente y vapor
Solventes miscibles	Inyección de bacterias	
Desplazamiento con CO_2		

Tabla 1.5: Métodos de EOR

Los mecanismos de desplazamiento de un proceso EOR son principalmente tres:

1. La inyección de solventes para alcanzar la miscibilidad o acercarse a ella.
2. El reducir la tensión interfacial.
3. El cambio de la viscosidad del agua o del aceite y un incremento de la presión por el fluido inyectado.





Capítulo I: Conceptos generales.

En la Tabla 1.6 se dan ciertos parámetros o condiciones que debe de cumplir un yacimiento candidato a que se le aplique un proceso de EOR, estos parámetros no son una ley sino condiciones que se han observado y estudiado en diversos yacimientos en el mundo, por lo cual dependiendo de la característica del yacimiento donde se aplique un EOR pueden cambiar.

Método EOR de gas	°API	Viscosidad [cp]	Composición	Saturación de aceite S_o
N_2	35 a 48	0.2 a 0.4	Altos porcentajes de C_1 a C_7	40 a 75%
Hidrocarburo	23 a 41	0.5 a 3	Altos porcentajes de C_2 a C_7	30 a 80%
CO_2	22 a 36	1.5 a 10	Altos porcentajes de C_5 a C_{12}	20 a 55%

Tabla 1.6: Características para aplicar el método de EOR.

Los procesos de EOR se dividen, de acuerdo con la fuente de energía adicional empleada, de la siguiente manera:

Procesos térmicos:

- Inyección de vapor.
- Inyección de agua caliente.
- Combustión in situ.

Procesos donde se inyecta un gas:

- Inyección de CO_2 miscible/inmiscible.
- Inyección de N_2 miscible/inmiscible.





Capítulo I: Conceptos generales.

- Inyección de gas hidrocarburo miscible / inmisible.
- Inyección de gas de combustión.

Procesos en donde se adicionan agentes químicos al agua de inyección:

- Inyección micelar-polímero.
- Inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP).
- Inyección de surfactantes.

Otros procesos:

- Inyección microbiana.
- Procesos en los que se combinen los anteriores.

1.6 Características de los yacimientos de gas y condensado.

Este tipo de yacimientos presenta como característica distintiva la formación de condensado retrógrado, el cual es muy rico en componentes intermedios y de gran valor comercial, pero puede fluir o no hacia los pozos dependiendo de la saturación de líquido retrógrado y las propiedades del medio poroso, si este condensado llega a fluir lo hace de manera muy restringida y la evaporación de este es muy baja cuando disminuye la presión en el yacimiento, por lo que el gas que se recupera es muy pobre en componentes intermedios⁵.

Debido a la variación tan grande que hay en la RGA para este tipo de yacimientos se han clasificado de diversas maneras, una clasificación los tiene como ricos y pobres, en donde se clasifica a uno rico si cumple con tener:

- RGA entre 587 a 890 [m³/m³]
- Concentración de C₇₊ cercanos a 12.5% mol.
- Condensado retrógrado máximo del orden de 35%.
- Producción de líquidos mayor de 100 [bls/MMp³].





Capítulo I: Conceptos generales.

Otra clasificación los tiene como pobres medios ricos y cercanos al punto crítico, en donde si se agrupan los ricos y cercanos al punto crítico sus características son:

- Concentración de C_{7+} entre 4 a 12.5% mol.
- Densidad a condiciones de yacimiento de 0.3044 a 0.496 [g/cm³].
- RGA entre 498 a 1425 [m³/m³].

Otra clasificación es la que se muestra en la Tabla 1.7, por lo general se considera que un yacimiento de gas y condensado con una riqueza mayor que 100 [bl/MMp³] es candidato a una inyección de gas.

Clasificación	RGA [m ³ /m ³]	RGA [p ³ /bl]	Riqueza [bl/MMp ³]
Rico	1782	10005	>100
Moderado	3565	20016	50
Pobre	8912	50037	20
Muy pobre	17825	100080	<10

Tabla 1.7: Clasificación de acuerdo a la riqueza de condensado.

Los mecanismos de empuje que prevalecen en este tipo de yacimientos son por entrada de agua, segregación gravitacional, expansión de la roca y los líquidos. La formación de condensado muestra tres diferentes regiones (Figura 1.11) con respecto a qué tan cerca o lejos se encuentre del pozo productor, así tenemos:

Región 1: esta región se encuentra cerca del pozo y se tiene una alta saturación de condensado, el flujo es de gas y condensado a diferentes velocidades.



Capítulo I: Conceptos generales.

Región 2: aquí existe una zona de condensado que está definida por la presión del sistema y solamente fluye gas ya que la saturación de condensado no alcanza la saturación crítica.

Región 3: en esta región depende de la presión que se tenga para que se forme o no condensado retrógrado, el cual se moverá de acuerdo a las características del fluido y la roca.

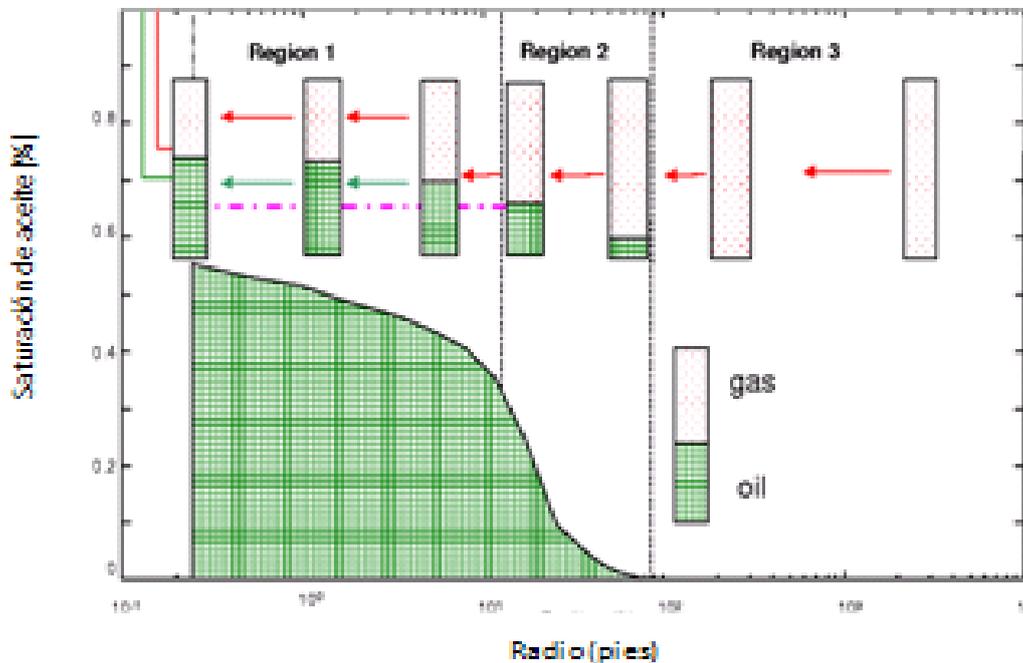


Figura 1.11: Regiones de formación de condensado.

En la Tabla 1.8 se muestran algunas propiedades de 10 yacimientos de gas y condensado tanto, de los fluidos como de la roca.



Capítulo I: Conceptos generales.

YACIMIENTO	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Espesor neto [m]	185	180	180	33	152	239	146	58	130	95.7
Porosidad %	5	13	10	4.2	7	5	5	6	4.5	3.9
Sw inicial %	15	12	14	16	21	13	13	18	11	17.9
Temperatura [°C]	134	103	101	134	121	132	103	104	135	152
Permeabilidad [mD]	0.2-9	70-200	20-180		0.01-15	41	41	25	90	
Presión inicial [kg/cm ²]	559	317.3	301	543.9	426	516	505	349	860	631
Presión de rocío [kg/cm ²]	454	214	271	473	415	408	450	323	412	372

Tabla 1.8: Propiedades de los yacimientos de gas condensado⁵.





Capítulo II: Recuperación de hidrocarburos y números adimensionales.

2.1 Recuperación de hidrocarburos.

2.2 Información requerida para la aplicación de un proceso de recuperación mejorada.

2.3 Procesos donde se inyecta un gas.

2.4 Números adimensionales.

2.5 Escalamiento.

2.6 Fuerzas que actúan en los yacimientos de gas y condensado.

2.7 Números adimensionales a utilizar.



2.1 Recuperación de hidrocarburos.

La forma en que se cuantifican las reservas de hidrocarburos es a través de la recuperación que se tienen de estos, la recuperación de los hidrocarburos ha sido clasificada en tres etapas principalmente, una etapa primaria (RP), secundaria (RS) y mejorada (RM) o también llamada terciaria. En la Figura 2.1 se puede ver como se tiene el aporte de cada una de estas etapas.

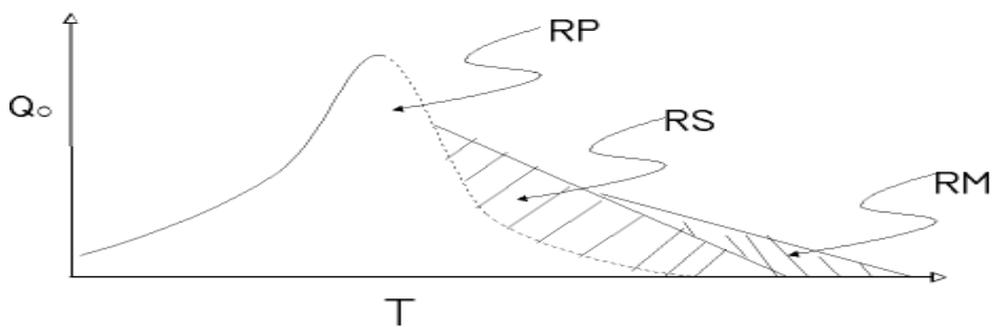


Figura 2.1: Gasto (Q_o) vs Tiempo (T) para cada etapa de recuperación.

2.1.1 Recuperación primaria.

Esta etapa comprende a la parte del flujo natural del yacimiento hacia los pozos de producción, considerando que solo interviene la energía natural del yacimiento, es decir la presión a la cual se encuentra y es capaz a través de esta energía de transportar los hidrocarburos desde el fondo hasta las instalaciones de superficie.

También dentro de la etapa primaria de recuperación tenemos clasificados a los sistemas artificiales de producción (SAP), los cuales aportan energía a los fluidos contenidos en el pozo cuando estos ya no pueden ser producidos de manera natural por la energía que tenga el yacimiento, los SAP se involucran con las características y se implementan solo en el pozo.

2.1.2 Recuperación secundaria.

La recuperación secundaria comprende principalmente dos aspectos que son la inyección de agua y la inyección de gas natural, también suele designarse a la etapa de recuperación secundaria con el de “mantenimiento de presión” ya que es el efecto que se pretende lograr al inyectar estos dos fluidos, el agua o el gas natural. Dentro de la recuperación secundaria también se maneja la inyección de agua en arreglos, esto se refiere a la forma en que los distintos pozos de inyección se distribuyen para lograr un mejor desplazamiento con el agua.

2.1.3 Recuperación mejorada.

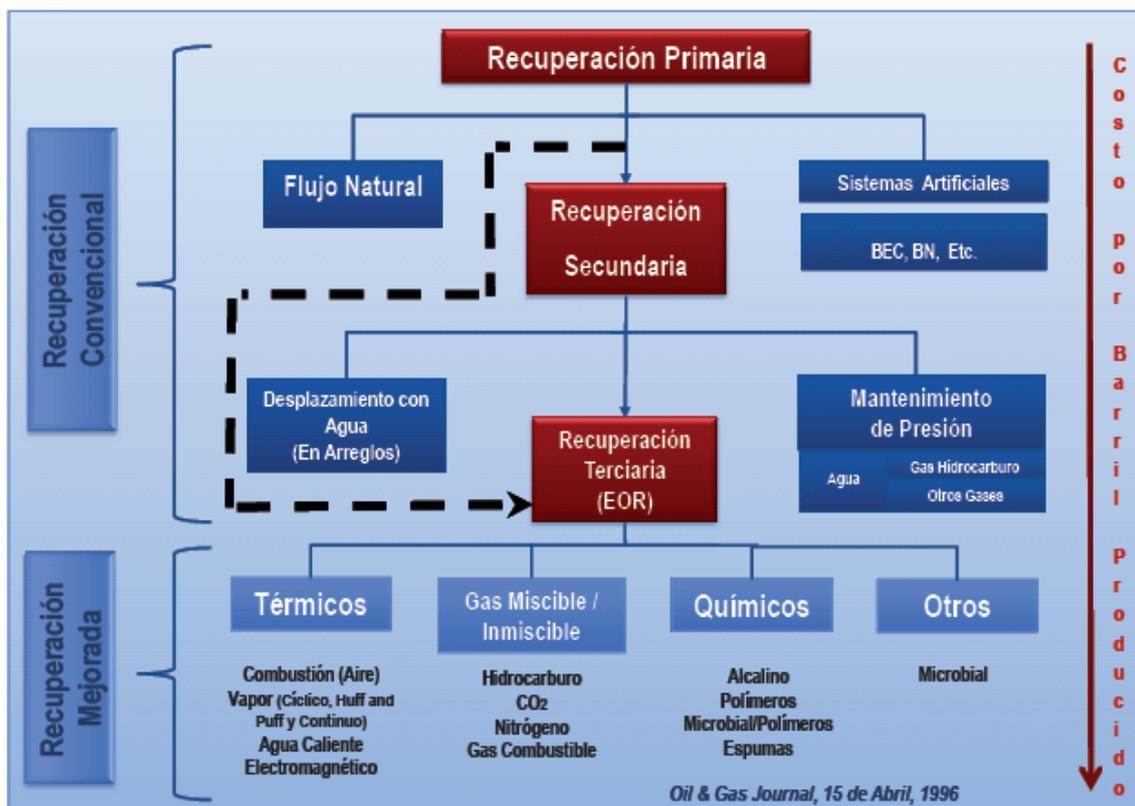


Figura 2.2: Etapas de recuperación de hidrocarburos.



De acuerdo con la Figura 2.2, es la última etapa de recuperación de hidrocarburos. Son los métodos por los cuales se podría recuperar el aceite del yacimiento mediante la aplicación de tecnología más costosa y compleja en el tratamiento de los fluidos que se manejan para poder llevar a cabo un proceso de recuperación de este tipo.

La determinación de la saturación de aceite remanente es una etapa de suma importancia, la cual debe realizarse antes de aplicar algún método de recuperación secundaria o mejorada, ya que se debe de evaluar cuánto aceite puede ser desplazado mediante la implementación de alguno de estos métodos de recuperación, garantizando el éxito técnico y económico. Las técnicas para determinar la saturación de aceite remanente son:

- Análisis de núcleos.
- Registros de pozos.
- Estudios de ingeniería de yacimientos.
- Inyección de trazadores.
- Pozos de observación.

Los procesos de recuperación de hidrocarburos antes mencionados se diferencian uno del otro ya que en el caso de la recuperación primaria la interacción con el yacimiento es nula, ya que solo se tienen acciones o medidas en el pozo, actuando solo los SAP dejando a la roca y los fluidos sin ningún cambio en ellos, la recuperación secundaria implica acciones que se aplican al yacimiento y los fluidos contenidos en este pero no teniendo ninguna reacción de estos fluidos hacia los hidrocarburos o hacia la formación.

Mientras que en la recuperación mejorada los fluidos que son inyectados en el yacimiento sí tienen una interacción directa con los fluidos que se encuentran en la formación originalmente. El desarrollo de cada una de estas etapas no sigue una línea principalmente secuencial ya que podemos tener el caso de un





campo en el cual se tenga un proceso de recuperación primaria (bombeo mecánico) al mismo tiempo que uno de recuperación secundaria (inyección de gas) o uno de recuperación primaria con recuperación mejorada.

Al mencionar que no tiene un carácter de seguir una etapa de recuperación seguida de otra es debido a que en la evaluación preliminar de un campo, podemos ya contemplar una inyección de agua para mantenimiento de presión o desde un inicio, contemplar algún proceso de recuperación mejorada, por ejemplo químico, para reducir la viscosidad en un aceite pesado (entre 7 - 8 °API), teniendo en consideración que los costos por proceso de aplicación para un proceso de recuperación de hidrocarburos se incrementan conforme aumenta el grado, esto se puede ver en la Figura 2.2, en la cual se presentan los distintos tipos de recuperación de hidrocarburos.

2.2 Información requerida para la aplicación de un proceso de recuperación mejorada.

Durante la vida productiva de un yacimiento petrolero se debe de tomar toda la información disponible para la óptima explotación de éste y de los posibles métodos de recuperación que se puedan efectuar en él, al principio de la explotación de cada yacimiento no se tiene toda la información que se quisiera es por esto que a lo largo de la explotación de cada yacimiento se debe de recolectar todos los datos que sean útiles para este fin, un ejemplo de esto es la información que puede ser tomada de acuerdo a cada tiempo de la explotación, mostrada en la Figura 2.3.





Capítulo II: Recuperación de hidrocarburos y números adimensionales.

Clasificación	Tipo de información	Tiempo de adquisición	Responsable
Sísmica	Estructura, estratigrafía, fallas, fluidos, heterogeneidad entre los pozos.	Exploración	Sismología y geofísica.
Geología	Diagénesis, ambiente de depositación, litología, estructura, fallas y fracturas.	Exploración descubrimiento y desarrollo.	Ingenieros geólogos.
Registros	Profundidad, litología, espesor, porosidad, saturación de fluidos, contactos gas-aceite, agua-aceite y gas-agua.	Perforación	Ingenieros Geólogos, petrofísicos.
Núcleos	Profundidad, litología, espesor, porosidad, permeabilidad, fluido residual, permeabilidad relativa, presión capilar, compresión de poro, tamaño de grano, tamaño y distribución de poros.	Perforación y desarrollo de campos.	Ingenieros geólogos, perforación, yacimientos y análisis de laboratorio.
Fluidos	Factores de volumen, RGA, compresibilidad, viscosidad, composición.	Descubrimiento, delimitación, desarrollo, producción.	Ingenieros de yacimientos y producción.
Prueba de presión	Presión de yacimiento, permeabilidad efectiva, daño, espesor, estratificación, presencia de fracturas y/o fallas, continuidad del yacimiento, índices de productividad e inyectividad, saturación de aceite residual.	Delimitación, desarrollo, explotación y recuperación secundaria o mejorada.	Ingenieros de yacimientos y producción.
Producción e inyección	Gastos de aceite, agua y gas, presiones de separación en la cabeza de pozos, producciones acumuladas, gastos de inyección de agua o gas, inyección acumuladas de gas o agua.	Producción e inyección.	Ingenieros de yacimientos y producción.
Perforación	Historias de perforación, reparación de pozos, estados mecánicos, fracturamiento, estimulación de pozos.	Perforación y terminación.	Ingenieros de perforación e ingenieros de yacimientos.

Figura 2.3: Información básica para la explotación de un yacimiento.



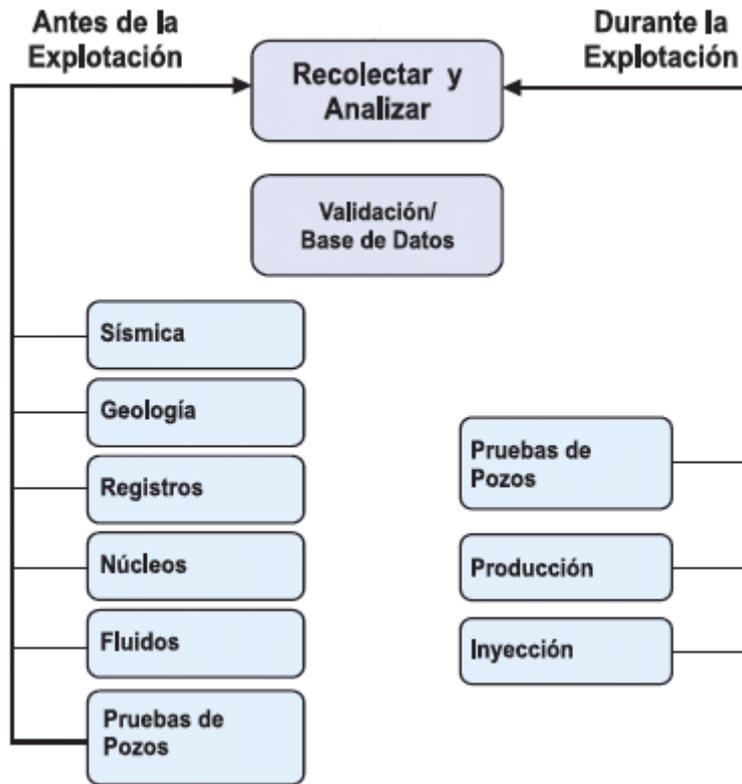


Figura 2.4: Toma de información antes y durante la explotación⁶.

En la Figura 2.4 se tienen dos ramas o ejes en los cuales se tiene la información que se puede recolectar en una etapa antes de la explotación del yacimiento y otra durante la explotación de éste. La información que se puede obtener es muy considerable si se toma en cuenta que cada una de las etapas se hace un cuidadoso y minucioso análisis de los datos obtenidos y registrados, sin embargo el manejo y almacenamiento de tanta información no sería posible, así que solo se debe de almacenar los datos que sean validados por los distintos grupos de profesionales en ciencias de la tierra.

Dentro de la toma de información para el óptimo desarrollo de un campo petrolero hay cierto tipo de datos que deben ser obtenidos durante la etapa



inicial del desarrollo del yacimiento, como los contactos originales agua-aceite, gas-agua y gas-aceite, presión inicial, temperatura, muestra de núcleo, viscosidad, densidad. Una muestra tomada en las mejores condiciones y con el mayor cuidado puede arrojar mejores resultados para la caracterización del fluido en el yacimiento.

La información que se obtiene en el principio de la explotación o durante la vida productiva del yacimiento está sujeta a errores, los cuales pueden darse por malas mediciones de ciertas propiedades, mal manejo en la toma de muestras, o simplemente porque aunque las herramientas y modelos utilizados para los cálculos aunque son efectivas y contienen solo pequeños errores en sus mediciones, no están exentas del error humano, por eso se debe de validar toda la información obtenida en el campo y en los laboratorios.

Dentro de los estudios necesarios para la puesta en marcha de un proyecto de recuperación de hidrocarburos, se deben de considerar todos los aspectos que pueden ayudar con una mejor descripción y entendimiento del yacimiento, se debe de contar básicamente con los siguientes estudios para lograr este objetivo⁶:

- Modelo geológico del yacimiento.
- Caracterización de fluidos.
- Estudios petrofísicos.
- Estudios de balance de materia.
- Caracterización dinámica de yacimientos.
- Simulación numérica de yacimientos.





2.2.1 Modelo geológico del yacimiento.

Se debe de tener una definición lo más exacta posible del yacimiento, un modelo de las propiedades geológicas, las distribuciones de litofacies por unidades estratigráficas, mapas con las orientaciones de las secciones estructurales, modelos sedimentarios, análisis de las fracturas en núcleos, distribución de los espesores brutos y netos, la interpretación sísmica estructural por horizontes. La interpretación sísmica para la definición de horizontes y fallas, delimitar el yacimiento, cálculo de atributos y conversión a profundidad, todo esto para poder definir un modelado estructural 3D⁶.

2.2.2 Caracterización de fluidos.

Se incluyen para este estudio, el cálculo de las reservas, estudios de balance de materia y los estudios de simulación de yacimientos. Un proceso sugerido para la caracterización de los fluidos es el siguiente⁶:

- Integrar la base de datos de los análisis de presión volumen temperatura (PVT) tomados en los diferentes pozos del yacimiento.
- Definir el gradiente geotérmico para ajustar los experimentos PVT a la temperatura del yacimiento.
- Analizar en una primera etapa los análisis PVT, para detectar la presencia de inconsistencias y así definir si las muestras utilizadas son representativas.
- Verificar si existe variación de los fluidos con la profundidad o arealmente.
- Para cálculos de comportamiento de yacimientos corregir el factor de volumen del aceite (B_o) y el R_s por condiciones de separación.
- Aplicar técnicas de balance molar para verificar si los análisis PVT son consistentes.





- Validar los análisis PVT con datos de campo.
- Revisar si existen pruebas especiales de laboratorio para integrarlas en los estudios con la ecuación de estado.
- Ajustar los experimentos PVT de laboratorio y de superficie con la ecuación de estado.
- Ajustar la ecuación de estado al modelo de simulación composicional.

2.2.3 Estudios petrofísicos.

Para estos, es indispensable contar con núcleos, los cuales son tomados durante el desarrollo del campo, y deben programarse dentro de la explotación del campo, para tener un número suficiente de acuerdo al yacimiento para hacer la caracterización de este y poder evaluar si es posible la implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada, las pruebas realizadas durante los estudios petrofísicos son las siguientes⁶:

- Factor de formación y factor de resistividad.
- Determinación de porosidad y permeabilidad.
- Compresibilidad de la formación.
- Presión capilar inyección de Hg, drene e imbibición.
- Mojabilidad.
- Saturación, determinación de los contactos gas-aceite y agua-aceite.
- Determinación de las curvas de permeabilidad relativa sistemas gas-aceite y agua-aceite.
- Pruebas de desplazamiento, éstas se deben hacer para los fluidos que se van a inyectar en el yacimiento. Debe realizarse en sentido horizontal o vertical, de acuerdo con los mecanismos que se presenten en el yacimiento. Los desplazamientos horizontales pueden ser más efectivos en yacimientos de poco espesor. Los verticales se utilizan para tomar en





cuenta el drene gravitacional que se presenta en yacimientos de alto relieve estructural.

- Prueba de velocidad de inyección, ésta debe realizarse en el caso de los núcleos de yacimientos naturalmente fracturados (YNF).

2.2.4 Estudios de balance de materia.

Permiten definir los mecanismos de empuje, estimación del volumen original de aceite, compresibilidad efectiva del sistema matriz-fracturas y la caracterización del acuífero asociado al yacimiento, la aplicación de modelos analíticos, volumétricos, balance de materia y de declinación de manera independiente y de forma conjunta, se pueden estimar los siguientes parámetros del yacimiento⁶:

- Volúmenes originales de aceite y gas.
- Determinación de los mecanismos de empuje en las diferentes etapas de la explotación del yacimiento.
- Reservas remanentes de aceite y gas bajo las condiciones actuales de explotación.
- Compresibilidad efectiva del sistema matriz-fracturas.
- Caracterización del acuífero asociado al yacimiento.
- Determinación del avance del contacto agua aceite y de la eficiencia de desplazamiento en las zonas invadidas por agua o por gas.

2.2.5 Caracterización dinámica de yacimientos.

Tiene como objetivo evaluar los parámetros del sistema pozo-yacimiento bajo condiciones dinámicas, a través del análisis e interpretación de datos de





variación de presión e información de producción. De este análisis e interpretación es posible determinar información como la siguiente⁶:

- Capacidad de flujo de la formación.
- Permeabilidad.
- Presión inicial y presión promedio del yacimiento.
- Localización de discontinuidades lineales: fallas impermeables, fallas semi-impermeables.
- Límites físicos del yacimiento: presencia de acuífero (activo), límites impermeables, radio de investigación.
- Efectos de pozos: coeficientes de almacenamiento, efectos inerciales, efectos del nivel de fluidos, segregación de fases (gas-líquido).
- Heterogeneidades en el yacimiento: discontinuidades litológicas, fracturas, compartimientos.
- Parámetros característicos en medios fracturados: coeficiente de transferencia matriz-fractura, factores geométrico, coeficiente de almacenabilidad.
- Parámetros de fracturas inducidas: longitud de fractura, permeabilidad de fractura, daño por fracturamiento.
- Parámetros geométricos del yacimiento: radio de drene, factor de forma del yacimiento, volúmenes porosos.
- Eficiencias de flujo.
- Direcciones preferenciales de flujo.
- Difusividad hidráulica.
- Movilidad del aceite.
- Discretización del daño total.
- Efectos de terminación de pozos.
- Almacenamiento del medio poroso.
- Comunicación entre pozos y bloques.





- Admisión de fluidos al yacimiento.

También es posible determinar las condiciones de flujo en la vecindad de los pozos como:

- Regímenes de flujo.
- Magnitud de efectos inerciales y viscosos.
- Estimación de potenciales (gasto máximo).
- Coeficiente de resistencia inercial.
- Exponente de turbulencia.
- Índices de productividad.
- Comportamiento de curvas de afluencia.
- Daño por efectos no laminares.
- Gastos óptimos de producción.

Otra información que es posible obtener con la caracterización dinámica:

- Evaluación del comportamiento de yacimientos.
- Evaluación de mecanismos de empuje.
- Estimación del número óptimo de pozos.
- Intervenciones a pozos.
- Distribución de permeabilidades de yacimiento.
- Distribución de presiones del yacimiento.

2.2.6 Simulación numérica de yacimientos.

Es una formulación matemática que discretiza, mediante ecuaciones de balance de materia y de transporte de fluidos en medios porosos en una base detallada de información, el comportamiento de un yacimiento de aceite y/o gas. Estos modelos generalmente simulan flujo en direcciones espaciales y con múltiples fases de fluido, requiriendo que el yacimiento sea discretizado en





tiempo y espacio; éste último en celdas, cada una con sus propiedades de presión y saturación variables⁶. Los modelos se pueden dividir de acuerdo con su uso en diferentes tipos:

- Modelos de yacimientos de gas.
- Modelos de aceite negro.
- Modelos composicionales.
- Modelos térmicos.
- Modelos de propósitos múltiples de recuperación mejorada: inyección de químicos, espumas, inyección de vapor, inyección de aire.
- Modelos de doble porosidad. Se utilizan para modelar YNF. El comportamiento de flujo y presión puede ser considerado más complejo que un sistema de porosidad simple.

Es claro que existen varias razones importantes para efectuar estudios de simulación numérica, las cuales son las siguientes:

- Estudiar la recuperación final del yacimiento, debido a su comportamiento bajo diferentes esquemas de operación como son: declinación natural, inyección de gas, agua, químicos, térmicos.
- El tiempo en el cual debe iniciarse un proceso de recuperación mejorada, a fin de maximizar la recuperación final.
- El tipo de proceso de recuperación mejorada más apropiado.
- Investigar los efectos de nuevas ubicaciones y espaciamiento entre pozos, así como de pozos horizontales, multilaterales etc.
- Analizar el efecto de los gastos de producción y de inyección sobre la recuperación de aceite en especial en los YNF.
- Analizar qué tipos de datos tienen mayor efecto sobre la recuperación y, por tanto, los que deben ser estudiados cuidadosamente con experimentos de laboratorio.





Los métodos antes mencionados como el modelo geológico del yacimiento, caracterización de fluidos, estudios petrofísicos, estudios de balance de materia, caracterización dinámica de yacimientos, simulación numérica de yacimientos, solo fueron descritos de una manera muy general y haciendo notar la información que se puede obtener de cada uno de ellos, esto se hace con el fin de que la implementación de un proyecto de recuperación mejorada en el caso de los yacimientos en México se esté evaluando o reevaluando ya que la mayoría de los campos son maduros.

Pero toda la información que esté disponible es de gran valor para poder implementar un proceso de recuperación mejorada y son aquellos donde, independientemente de la sucesión cronológica de su aplicación a un campo, se suministre la energía adicional a la del yacimiento mediante un proceso diferente a la inyección inmiscible de agua o gas, sea ésta suministrada como proceso de desplazamiento o como mantenimiento de presión⁶.

2.3 Procesos donde se inyecta un gas.

Los gases que se utilizan con mayor frecuencia en la inyección para un proceso de recuperación mejorada son el CO₂, N₂ y gas hidrocarburo, ya sea de manera miscible o inmiscible. Para el caso de yacimientos de gas y condensado, el objetivo sería maximizar la recuperación del aceite condensable, por lo que sólo es recomendable la inyección de gases para mantener la presión y evitar así la condensación retrograda, el proceso de desplazamiento debe de ser miscible para poder mantener una presión encima de la presión de rocío y poder recuperar mayor cantidad de hidrocarburos ligeros.

Si se quiere que el proceso de inyección del gas sea de forma miscible debe de inyectarse a una presión mayor que la presión mínima de miscibilidad (PMM),





la cual es posible determinar a través de pruebas de laboratorio o aproximarla a través de correlaciones específicas para cada gas. De acuerdo a los estudios que se han realizado para este fin se ha visto que la presión mínima de miscibilidad es menor cuando el desplazamiento se realiza con CO_2 , y aumenta cuando se utiliza gas hidrocarburo y es aún mayor cuando el desplazamiento se realiza con N_2 . Al tipo de miscibilidad que ocurre por efecto de la inyección de gases se denomina de contacto múltiple, observándose en este caso que las mayores recuperaciones se han obtenido con el CO_2 .

Los procesos de desplazamiento de aceite en el yacimiento de forma miscible mediante la inyección de un gas pueden ser de tres tipos⁶:

- 1) Procesos miscibles de primer contacto: en este tipo de proceso, el gas inyectado es miscible en todas proporciones, en cuanto se pone en contacto con el aceite, a la presión y temperatura existentes en el yacimiento.
- 2) Proceso de desplazamiento por gas condensado o gas enriquecido: el proceso consiste básicamente en que el aceite del yacimiento, que no es miscible de primer contacto con el gas desplazante, captura componentes intermedios ($\text{C}_2\text{-C}_4$) del gas inyectado, para que, a través de un proceso dinámico de contactos múltiples, se pueda llegar a establecer una zona de miscibilidad contigua entre los fluidos desplazados y desplazante.
- 3) Proceso de desplazamiento por gas vaporizante o gas a alta presión: este proceso consiste básicamente en la vaporización de hidrocarburos de peso molecular intermedio del aceite del yacimiento hacia el gas inyectado, de forma tal que se crea una zona de transición miscible entre ambos. La miscibilidad en este proceso puede generarse mediante la inyección de los siguientes gases: gas natural, gas de combustión, N_2 y CO_2 .





2.3.1 Inyección de CO₂.

La inyección de CO₂ para un proceso de recuperación mejorada es tal vez el método más usado o recurrente de aplicación para la inyección de algún gas al yacimiento, el proceso de inyección miscible de CO₂ se lleva a cabo inyectando grandes volúmenes de CO₂ (30% o más del volumen poroso ocupado por hidrocarburos) al yacimiento, aunque el CO₂ no es miscible con el crudo desde el primer contacto, puede extraer componentes ligeros e intermedios del crudo, llegando eventualmente a formar un frente miscible, si la presión mínima de miscibilidad es suficientemente alta. En proyectos donde no es posible alcanzar la miscibilidad, la eficiencia del proceso disminuye, sin embargo, se mantiene en niveles superiores a la inyección de agua⁶.

Durante el proceso de inyección de CO₂ actúan los siguientes mecanismos:

- Hinchamiento del aceite (el CO₂ es muy soluble en aceites ligeros).
- Disminución de la viscosidad del aceite (más efectivo que el N₂ o el C₁H₄).
- Disminución de la tensión interfacial entre el crudo y el bióxido de carbono, en las regiones próximas a la miscibilidad.
- Generación de miscibilidad cuando la presión es suficientemente alta.

Se tienen problemas al momento de tratar con el CO₂ como gas de inyección ya que se requiere de una fuente de alta pureza y bajo costo, además de que se tienen problemas de corrosión, en el caso que las tuberías no estén preparadas para la inyección con este gas, o la irrupción temprana del bióxido de carbono en los pozos productores. Todos los yacimientos con densidades mayores a 22 °API son buenos candidatos para procesos inmiscibles a



presiones inferiores a la PMM. En la Figura 2.5 se tiene un proceso de inyección de CO₂.

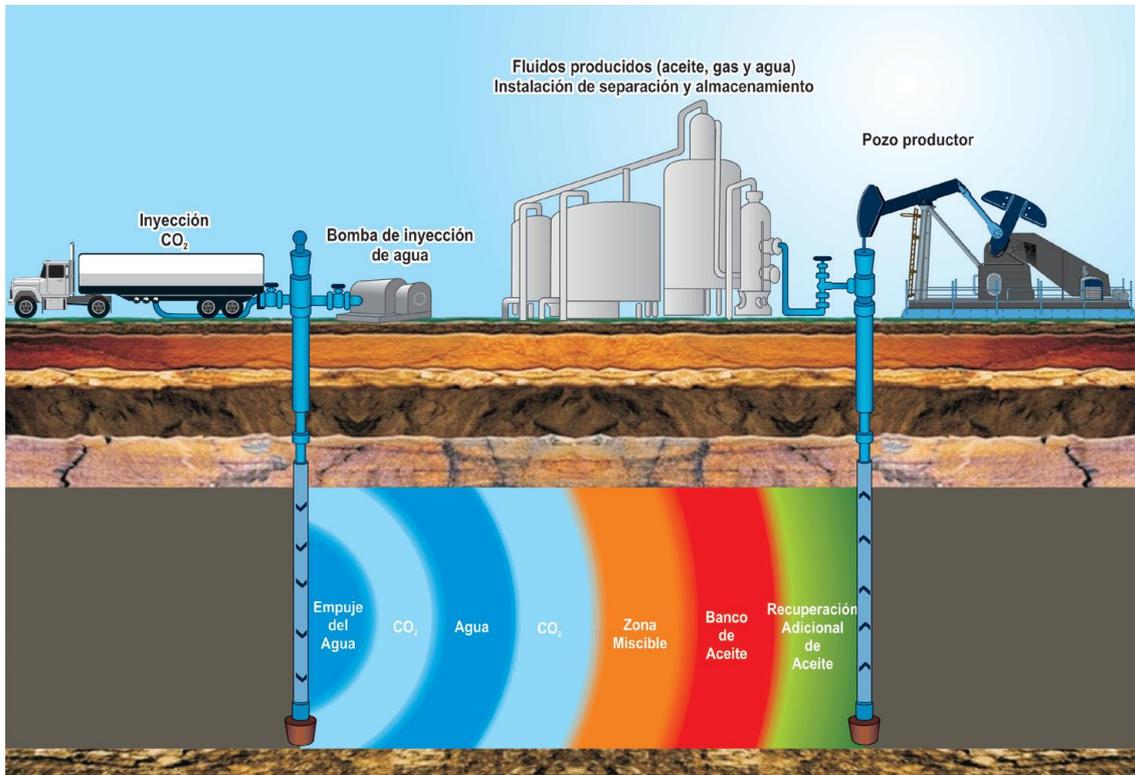


Figura 2.5: Inyección de CO₂.

2.3.2 Inyección de N₂.

La inyección de nitrógeno y gas de combustión son procesos de recuperación mejorada, en los cuales se emplean estos gases no hidrocarburos con el propósito de desplazar aceite, los cuales puede darse tanto bajo condiciones miscibles o inmiscibles, dependiendo sobre todo de la composición del aceite y de la presión y temperatura del sistema. En este tipo de procesos, debido al bajo costo del gas, es posible inyectar grandes volúmenes sin afectar mayormente la rentabilidad del proyecto. Se emplean también estos gases



como fluidos de empuje del bache principal en proyectos de inyección de gases hidrocarburos y CO₂ en condiciones miscibles⁶.

Durante el proceso de inyección de N₂ actúan los siguientes mecanismos:

- Vaporización de componentes ligeros del crudo y generación de una zona de transición miscible, cuando la presión es suficientemente alta.
- Empuje por gas, aprovechando que se rellena el yacimiento con un fluido de bajo costo.
- Mejoramiento del drene gravitacional en yacimientos con echados fuertes, en condiciones miscibles o inmiscibles.

Se tienen ciertas limitaciones para el proceso de recuperación mejorada cuando el gas inyectado es N₂, las cuales son:

- La miscibilidad puede alcanzarse solamente con crudos ligeros, a presiones muy altas, para lo cual es necesario que el yacimiento sea profundo.
- Para yacimientos con ligero echado estructural, es preferible que el desplazamiento sea gravitacionalmente estable; sin embargo, es necesario considerar una relación de movilidades desfavorable.
- Para proyectos donde actúa el drene gravitacional (bajo condiciones miscibles o inmiscibles), es fundamental que el yacimiento tenga un fuerte echado estructural.

Existen también problemas para la aplicación de la inyección de N₂ como son:

- Digitación viscosa, cuando la eficiencia de barrido areal o vertical es pobre.
- Se deben separar estos gases no hidrocarburos del gas producido susceptible de comercializarse.





- La inyección de gases de combustión está generalmente asociada con problemas de corrosión.

2.4 Números adimensionales.

Los grupos adimensionales son una herramienta que identifica los procesos más importantes que se presentan en un determinado sistema, para los que normalmente se relacionan las principales fuerzas que actúan en un proceso mediante cocientes.

En los grupos adimensionales se observa cuales son las variables que gobiernan el desplazamiento del aceite desde el yacimiento, y prácticamente solo en esta parte, con los fluidos con los cuales son combinados y posteriormente recuperados.

La forma de obtener los grupos adimensionales es realizado mediante la solución de ecuaciones diferenciales (para el análisis inspeccional), y los juegos de grupos formados con este análisis inspeccional son después completados con el análisis dimensional, esto da forma a los grupos que pueden ser adaptados para satisfacer varias condiciones que se encuentran en la práctica.

2.5 Escalamiento.

El escalamiento es un procedimiento, el cual consiste en extrapolar los resultados obtenidos de una escala a otra, generalmente de una escala pequeña, observada en laboratorio, a una de gran escala, a la cual, se llevan a cabo los procesos. Desarrollos históricos en el campo de la mecánica y dinámica de fluidos marcaron como medida de comparación a los números adimensionales. En la literatura de flujo de fluidos se puede encontrar que





existen dos breves y aparentemente diferentes métodos para obtener números adimensionales. En la literatura sobre dinámica de fluidos autores como Johnson (1998) y Fox y McDonald (1998) sugieren el Análisis Dimensional (AD), mientras que autores relacionados con el petróleo como Shook y colaboradores, 1992, confían más en el Análisis Inspeccional (AI).

El Análisis Inspeccional es útil cuando se conoce la ecuación que representa el modelo. Sin embargo, en muchos casos en la ingeniería de la vida real, las ecuaciones o no se conocen, o no son tan fáciles de resolver; la mayoría de las veces la experimentación es el único método de obtener información confiable. En la mayoría de los experimentos, para ahorrar tiempo y dinero, las pruebas se realizan en un modelo a escala geométrica, en lugar de en un prototipo de tamaño real. En tales casos, se debe tener cuidado de escalar adecuadamente los resultados. Una herramienta que puede utilizarse en tales casos es el Análisis Dimensional, ya que con este se pueden establecer ecuaciones homogéneas que representan el fenómeno físico, con estas ecuaciones se puede establecer que los resultados obtenidos para el modelo a escala sean válidos también para el prototipo. Los tres propósitos del Análisis Dimensional son⁹:

- Generar parámetros adimensionales que ayuden en el diseño de experimentos (físicos y/o numéricos) y en el reporte de los resultados experimentales.
- Obtener leyes de escalamiento de modo que se pueda predecir el desempeño del prototipo a partir del desempeño del modelo.
- Predecir (a veces) las tendencias en la relación entre parámetros.

Antes de entrar al Análisis Dimensional, primero se explicará un concepto subyacente al Análisis Dimensional: el principio de similitud, para que exista una similitud completa entre el modelo y el prototipo se deben cumplir tres





condiciones, que exista: similitud geométrica, similitud cinemática y similitud dinámica.

La primera condición es la similitud geométrica se refiere a que el modelo debe tener la misma forma que el prototipo, pero se le puede escalar por algún factor de escala constante. La segunda condición es la similitud cinemática, significa que la velocidad en cualquier punto del modelo debe ser proporcional (por un factor de escala constante) a la velocidad en el punto correspondiente en el prototipo. Específicamente, para la similitud cinemática la velocidad en puntos correspondientes debe escalar en magnitud y apuntar en la misma dirección relativa. La similitud geométrica se puede considerar como equivalencia en escala de longitud y la similitud cinemática como equivalencia en escala de tiempo. La similitud geométrica es un requisito para que exista similitud cinemática¹¹.

La tercera y más restrictiva condición de similitud es la de similitud dinámica. Esta se logra cuando todas las fuerzas del modelo se escalan por un factor constante a fuerzas correspondientes en el prototipo (equivalencia en escala de fuerza). La similitud cinemática es una condición necesaria pero insuficiente para que exista similitud dinámica. Por lo tanto, es posible para un modelo y un prototipo lograr tanto similitud geométrica como cinemática, pero no similitud dinámica. Hay que mencionar que el factor de escala que se utiliza en las tres similitudes puede ser menor que, igual a, o mayor que uno¹¹.

2.5.1 Análisis dimensional

El Análisis Dimensional se basa en el supuesto de que los eventos y procesos físicos no dependen de la escala a las que se encuentren las unidades de medición. Maneja el desarrollo de la parte matemática de la relación física entre las variables una vez que la ecuación satisface la siguiente forma:





$$e_1 = f(e_2, e_3, \dots e_n) \dots\dots 1$$

En donde en la ecuación 1, e_1 es el parámetro dependiente y $e_2, e_3, \dots e_n$ son $n-1$ parámetros independientes. Cada uno de los parámetros dependientes son producto de las dimensiones principales o:

$$e = \prod_i P_i^{a_i} \dots\dots\dots 2$$

Donde P_i en la ecuación 2 denota dimensión primaria y a_i denota el exponente. Se deben de realizar dos pasos para determinar el número de grupos adimensionales que se necesitan. El primer paso es determinar el número total de dimensiones principales denotadas como r . El segundo paso implica determinar el número de parámetros repetidos designados como m . Para determinar m necesitamos determinar el rango de la siguiente matriz¹⁰ (Figura 2.6):

$$m = \therefore \begin{vmatrix} a_{11} & a_{21} & a_{31} & \dots & a_{n1} \\ a_{12} & & & & \\ \vdots & & & & \vdots \\ a_{1r} & & \dots & & a_{nr} \end{vmatrix}$$

Figura 2.6: Matriz a determinar su rango..

Teorema de Buckingham.

Este método para obtener parámetros adimensionales se deriva del análisis dimensional; el método reúne las magnitudes de un problema físico en grupos adimensionales independientes. Si se tienen “ m ” magnitudes las cuales contienen “ n ” dimensiones fundamentales, entonces se pueden determinar $m - n$ parámetros adimensionales, los cuales se denotan por la letra griega “ π ” (π); el teorema de Buckingham origina una ecuación de la forma:



$$G(\pi_1, \pi_2, \pi_3, \dots, \pi_{m-n}) = 0 \dots \dots 3$$

Los parámetros adimensionales π_i de la ecuación 3 se forman con “n” variables repetitivas (las cuales involucran entre ellas todas las “m” dimensiones fundamentales) y en cada parámetro una de las variables restantes. Se puede tener más de una selección de variables repetitivas y cada juego de ellas producirá una diferente colección de parámetros adimensionales (π_i); las π_i obtenidas de un juego de variables repetitivas no son independientes de las π_i obtenidas de otro juego².

Cada parámetro (π_i) se resuelve de tal manera que resulte adimensional. Este método no provee por sí solo una solución completa a un problema, sino una solución parcial que orienta para obtener la cantidad máxima información con el menor número de experimentos. El algoritmo del Análisis Dimensional se presenta en la Figura 2.7.

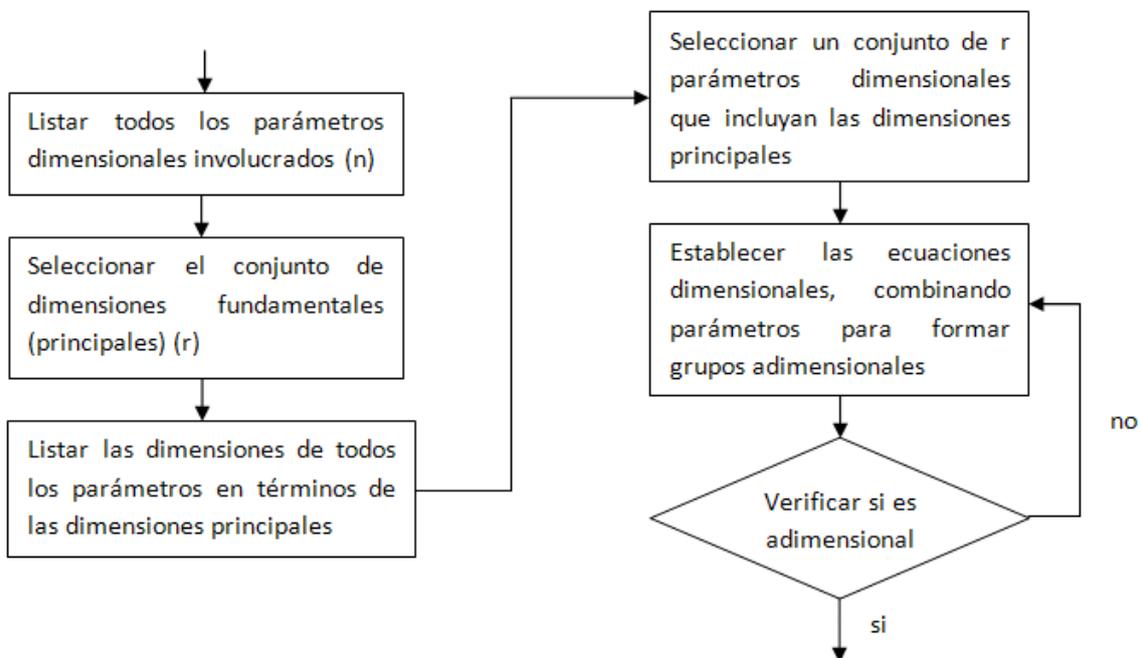


Figura 2.7: Diagrama de flujo del análisis dimensional.



Básicamente se resume que el análisis dimensional es relacionar las variables que son relevantes para el problema, esta parte es esencial y se debe de tener cuidado en la elección de las variables a considerar, se pueden agrupar estas variables en un juego de grupos, en los cuales estas ya no tienen dimensiones.

El juego está completo si todos los grupos son independientes entre sí y todos los grupos contienen las mismas variables y no pertenecen al juego, pueden ser formados por combinaciones que pertenecen al juego de variables.

2.5.2 Análisis inspeccional.

El Análisis Inspeccional es un método similar que sirve también para la obtención de grupos adimensionales. Sin embargo, este se basa en un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales que representan el proceso de interés con sus condiciones iniciales y de frontera. Las ecuaciones de flujo incluidas en el análisis mejoran la descripción del comportamiento del yacimiento.

El objetivo principal del análisis inspeccional en la expansión del conjunto de ecuaciones es introducir las condiciones de frontera necesarias, dichas condiciones se pueden introducir realizando una transformación del espacio dimensional al espacio adimensional o a través del reordenamiento posterior al desarrollo de las ecuaciones adimensionales. Esto se logra introduciendo variables normalizadas de manera apropiada. Esto trae como resultado la aparición de variables adimensionales dependientes, variables adimensionales independientes, y similitud adimensional o grupos escalares. El Análisis Inspeccional es un método sencillo y preferido en la literatura relacionada con la ingeniería del petróleo. A continuación se describe el procedimiento general del Análisis Inspeccional⁸:





- Contar con las ecuaciones diferenciales, las condiciones iniciales y de frontera que describen el proceso.
- Definir las variables adimensionales.
- Después de definir las variables adimensionales, sustituir en las ecuaciones originales para que estas queden expresadas en términos de las variables adimensionales.

Shook et al (1992) propusieron escribir una matriz dimensional para grupos adimensionales de la siguiente forma (Figura 2.8):

$$\begin{vmatrix} \log \pi_1 \\ \log \pi_2 \\ \vdots \\ \log \pi_n \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{21} & a_{31} & \cdots & a_{n1} \\ a_{12} & & & & \\ \vdots & & & & \vdots \\ a_{1l} & & \cdots & a_{nl} & \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \log e_1 \\ \log e_2 \\ \vdots \\ \log e_l \end{vmatrix}$$

Figura 2.8: Matriz dimensional.

Donde a_{ij} es el exponente de cualquier dimensión primaria e_i se incluye en el grupo π_i . Ellos sugirieron que la reducción en el número de grupos adimensionales se puede lograr reduciendo al mínimo el rango de la matriz.

El algoritmo del Análisis Inspeccional se presenta en la Figura 2.9.



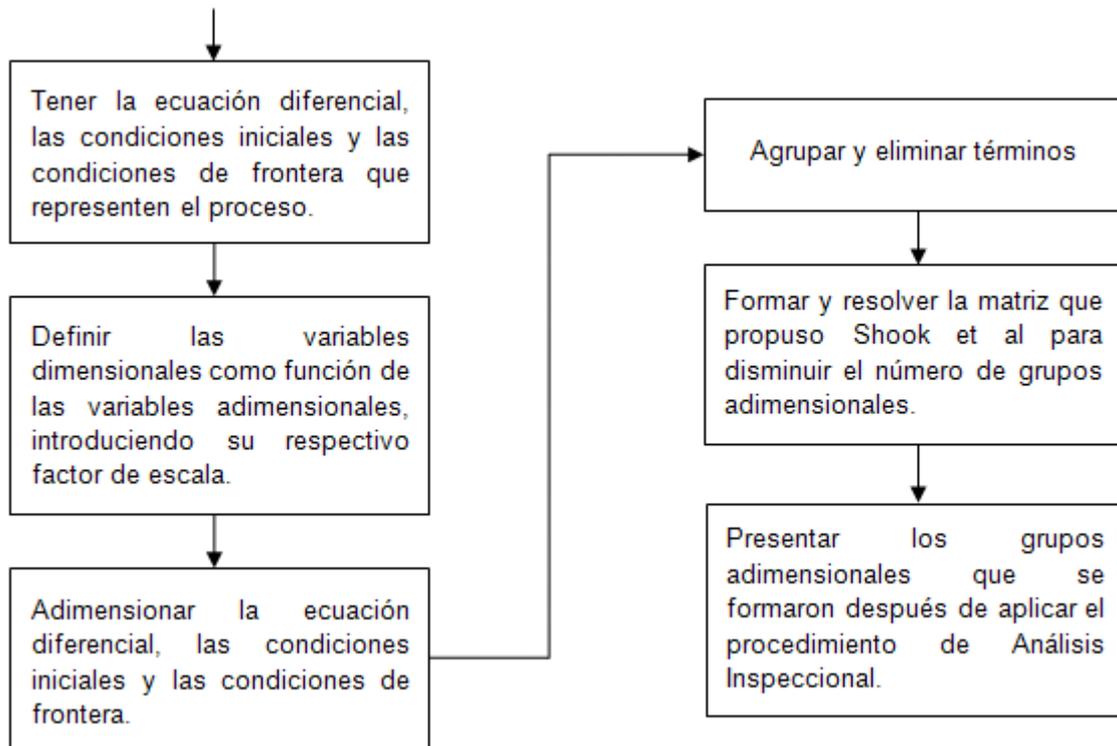


Figura 2.9: Diagrama de flujo del análisis inspeccional.

Ridha Gharbi, Ekwere Peters, y Ali Akamel publicaron un artículo⁸ en el que utilizaron el Análisis Inspeccional y formaron los siguientes grupos adimensionales:

$$P_{eL} = \left(\frac{U_T}{\phi L}\right)/K_L \quad = \text{Número Longitudinal Pedet}$$

$$N_d = \left(\frac{L}{H}\right) \sqrt{K_T/K_L} \quad = \text{Número de dispersión}$$

$$N_{DA} = K_L/kL^2 \quad = \text{Número Damkholer}$$

$$M = \frac{\mu_o}{\mu_s} \quad = \text{Relación de viscosidades}$$



$$N_{\alpha} = \alpha \quad = \text{Ángulo de buzamiento}$$

$$N_g = (k_x \Delta \rho g) / (\mu_o U_T) = \text{Número de Gravedad}$$

$$R_L = \left(\frac{L}{H}\right) \sqrt{k_z/k_x} \quad = \text{Relación de aspecto efectiva}$$

$$N_{\rho} = \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad = \text{Número de densidad}$$

$$A_T = \frac{L}{H} \quad = \text{Relación de aspecto}$$

2.6 Fuerzas que actúan en los yacimientos de gas y condensado.

A presiones por debajo del punto de rocío, se presentan en el yacimiento dos fases. Durante la producción del gas natural, actuarán cuatro fuerzas en los fluidos. Dichas fuerzas son: viscosas, capilares, gravitacionales e inerciales.

Las fuerzas viscosas se entienden comúnmente como la interacción intermolecular que ocurre dentro del fluido cuando este se encuentra en contacto con los canales de poro u otros fluidos. Estas fuerzas provocan una pérdida de presión en el yacimiento⁷.

En presencia de dos o más fases, como por ejemplo, gas y líquido condensado, la interfase entre las dos fases representa una diferencia de presión bajo condiciones de flujo dinámicas. La importancia de las fuerzas capilares está relacionada con la mojabilidad en general y de la extensión de la fase mojante en particular.

La fuerza de gravedad siempre está presente en todo el yacimiento. En el flujo de fluidos del yacimiento, la fuerza de gravedad es importante cuando los





fluidos tienen diferentes densidades, como en el caso de gas y líquido condensado.

La fuerza inercial está asociada con la redirección del flujo en el medio poroso. En flujo lineal, por ejemplo, el flujo en una tubería, no existen fuerzas inerciales. En el medio poroso, por otro lado, una redirección del flujo se lleva a cabo cuando las moléculas de hidrocarburos se mueven entre los minerales⁷.

2.7 Números adimensionales a utilizar.

Antes de entrar a la descripción concreta de los números adimensionales que fueron utilizados en este trabajo se describen brevemente los principales mecanismos mediante los cuales ocurre la transferencia de los fluidos, masa y energía en la matriz, los cuales son: convección forzada, drenaje gravitacional e imbibición.

En la Figura 2.10 (matriz) asumiendo que los efectos gravitacionales, capilares, difusivos y de fase son lo suficientemente pequeños como para considerarlos despreciables, el balance de fuerzas en el sistema será entre las caídas de presión debidas a las fuerzas viscosas y las presiones externas a la matriz, estas presiones serán los efectos combinados de los diferentes mecanismos de empuje que estén actuando en el yacimiento más las diferenciales de presión causadas por pozos tanto productores como inyectores⁶.



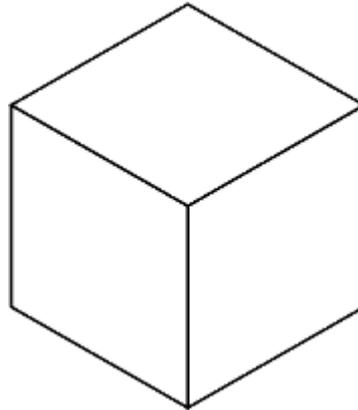


Figura 2.10: Esquema de la matriz.

Las caídas de presión viscosa que se generan en la matriz, son directamente proporcionales a la velocidad del fluido, los fluidos en la matriz se moverán obedeciendo a los gradientes de presión que se generen, esto se explica mediante la ley de Darcy para describir el flujo a través del bloque de matriz (Figura 2.10), como sigue:

De la ley de Darcy se tiene que:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k \Delta P}{\mu L} \dots\dots 4$$

Donde: v=velocidad, q=gasto, A=área, k=permeabilidad, μ =viscosidad, L=longitud y ΔP =diferencial de presión.

Tomando en cuenta la ecuación 4 podemos reordenarla para considerar los cambios generados por las diferencias de presión viscosas del sistema matriz como se muestra en la ecuación 5.

$$\Delta P \approx \frac{q\mu L}{Ak} \dots\dots 5$$

Otro de los mecanismos es el drene gravitacional, observando la Figura 2.10 y considerando que los gradientes en la dirección vertical se generan debido



principalmente a las fuerzas de gravedad, se obtiene la siguiente relación de proporcionalidad (ecuación 6).

$$\Delta P_g \approx \Delta \rho g L \dots\dots 6$$

Finalmente tenemos el proceso de imbibición, donde actúa la presión capilar la cual cuando se refiere a la matriz depende del estado de saturación de los fluidos, generando los cambios debido a las fuerzas capilares y está dada por la ecuación 7.

$$P_c \approx \frac{\sigma \cos \theta}{r_p} \dots\dots 7$$

Donde P_c =presión capilar, σ =tensión superficial, θ =ángulo de contacto, r_p =radio de garganta de poro característico.

2.7.1 Numero de Bond (Nb).

Es un grupo adimensional que relaciona a las fuerzas de gravedad y las fuerzas capilares, descrito de la siguiente forma:

$$Nb = \frac{\text{fuerzas de gravedad}}{\text{fuerzas capilares}} = \frac{\Delta \rho g L}{\frac{\sigma \cos \theta}{r}} \dots\dots 8$$

Donde, $\Delta \rho$ es la diferencia de densidades entre el fluido original y el inyectado, g es la aceleración de la gravedad, L es el tamaño de bloque, σ es la tensión superficial, $\cos(\theta)$ es el ángulo de contacto que es el indicador de la mojabilidad de la roca, y r es el tamaño de poro característico de la matriz. Esta es la forma en cómo se trabajó el número de Bond para este estudio, ya que también se puede utilizar a la variable L que en este caso representa el tamaño de bloque, pero que es en realidad una longitud característica del espacio poroso.





De acuerdo a la ecuación 8 se pueden tener las siguientes condiciones para el número de Bond⁶:

- $N_b > 1$, las fuerzas gravitacionales tienen una mayor influencia en el medio lo que ocasiona flujo de los fluidos a través de la matriz, ocurre un proceso de drene gravitacional.
- $N_b = 1$, para este caso existe un equilibrio entre las fuerzas capilares y las fuerzas de gravedad en el espacio poroso, lo que ocasiona que no existan flujos asociados a drene en la matriz.
- $N_b < 1$, en este caso las fuerzas capilares son mayores a las fuerzas de gravedad en el sistema poroso, por lo que no existe el flujo de la matriz y existe la posibilidad de que ocurra imbibición hacia la matriz.

Para la inyección de gases el caso más favorable para el número de Bond es el primero es decir $N_b > 1$, de hecho entre más grande sea el N_b mejor será el proceso de recuperación. Debido a esto la condición propicia es que las fuerzas gravitacionales sean más grandes que las capilares, es decir hacer al número de Bond lo más grande que sea posible lo que daría una recuperación mayor de hidrocarburos, Fr , (Figura 2.11).

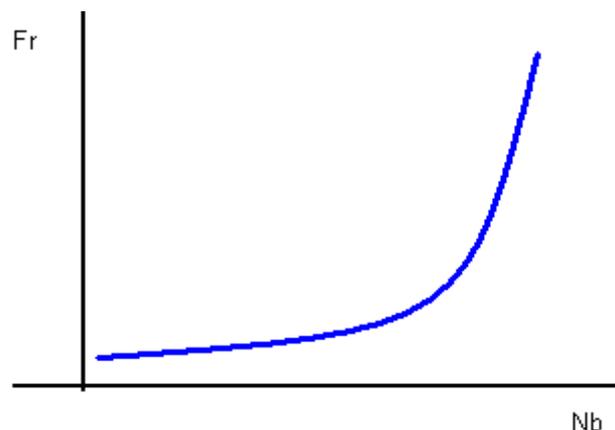


Figura 2.11: Incremento en el Fr cuando se aumenta el Nb.





2.7.2 Numero capilar (Nc).

El número capilar es la relación que existe entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares, para medios porosos, esta relación es definida como:

$$N_c = \frac{\text{fuerzas viscosas}}{\text{fuerzas capilares}} = \frac{v\mu}{\sigma \cos\theta} \dots\dots 9$$

En la ecuación 9 las fuerzas viscosas son representadas por el producto de v que es la velocidad de Darcy con μ que es la viscosidad del fluido desplazante, entre las fuerzas capilares representadas por la tensión interfacial y el ángulo de contacto que es el indicador de la mojabilidad de la roca, esta expresión es la que se utilizó para los fines de este trabajo, la expresión original del N_c no utilizaba el factor $\cos(\theta)$, es decir, los efectos de la mojabilidad no eran considerados para los cálculos.

A medida que aumenta el número capilar disminuye la saturación de aceite residual (S_{or}), Figura 2.12, esto se logra reduciendo la viscosidad del aceite o aumentando el gradiente de presión y más aun reduciendo la tensión interfacial.

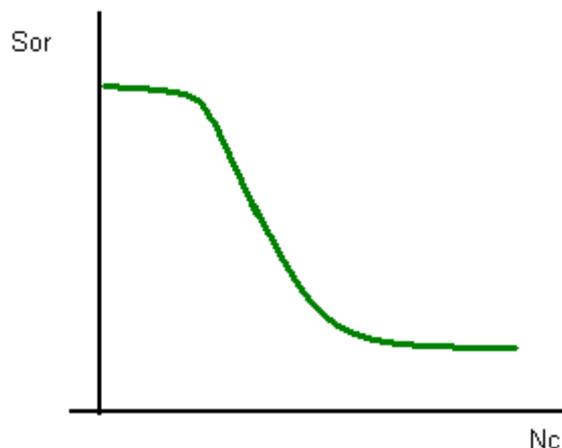


Figura 2.12: Disminución del S_{or} por el aumento del N_c .





2.7.3 Numero de gravedad (Ng).

Es un grupo adimensional que relaciona las fuerzas gravitacionales con las fuerzas viscosas de la siguiente forma:

$$Ng = \frac{\text{fuerzas de gravedad}}{\text{fuerzas viscosas}} = \frac{\Delta\rho g k}{v\mu} \dots\dots\dots 10$$

En donde las fuerzas de gravedad quedan definidas con la diferencia de densidades entre el fluido original y el inyectado, g es la aceleración de la gravedad, k es la permeabilidad absoluta del medio, entre las fuerzas viscosas dadas por la velocidad macroscópica v (Darcy), y la viscosidad μ . En relación a la ecuación 10 se pueden tener las siguientes observaciones para flujo vertical con el Ng⁶:

- Ng < 1, en este caso los efectos debidos a las fuerzas viscosas son predominantes, la velocidad es importante, y se presenta un efecto de digitación del movimiento del aceite dentro de la matriz, con esto disminuye la eficiencia de barrido.
- Ng > 1, aquí los efectos de gravedad son mayores, lo que ocasiona el poder contar con un frente estable del aceite dentro de la matriz, para este caso la eficiencia de barrido es mayor que la que se tendría con el caso de Ng<1.

Debido a lo anterior es preferible contar con el mayor número de gravedad que sea posible, incrementando las fuerzas de gravedad y reduciendo las fuerzas viscosas, esto propiciará el incremento en la recuperación de hidrocarburos Figura 2.13.



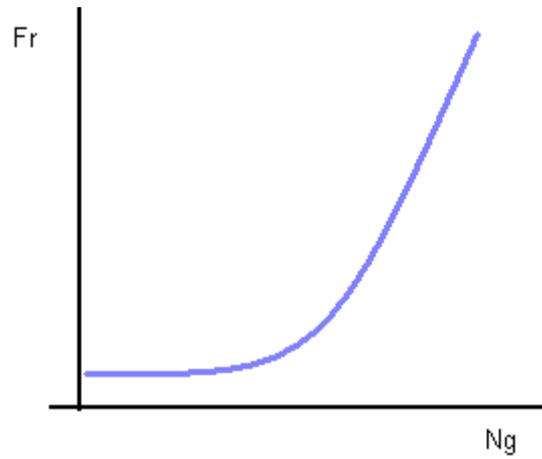


Figura 2.13: Incremento del Fr dado por un Ng mayor.



Capítulo III: Desarrollo de los números adimensionales.

3.1 Variación con el número de Bond (N_b).

3.2 Variación con el número capilar (N_c).

3.3 Variación con el número de gravedad (N_g).

3.4 Cambios en la envolvente de fases.





Capítulo III: Desarrollo de los números adimensionales.

Los números que fueron utilizados para identificar la mejor alternativa de inyección de gas son tres, el número de Bond, Capilar y de Gravedad, estos números ya han sido de estudio en el capítulo II, a continuación se hará la descripción de cómo se trataron para los fines de este trabajo.

Los parámetros del número de bond que tienen modificaciones para ver sus efectos en relación al resultado de dicho número fueron, en la diferencia de densidad con cada gas, (CO_2 , N_2 , C_1H_4), la longitud del tamaño de bloque, que junto con la gravedad son variaciones que impactan en relación a las fuerzas de gravedad, mientras que también se modificaron valores para la tensión superficial, ángulo de contacto y tamaño de poro, éstas relacionadas con las fuerzas capilares.

En cuanto al número capilar se hicieron variaciones en todos sus términos, la velocidad, viscosidad que caracterizan a las fuerzas viscosas, en tanto la tensión superficial y el ángulo de contacto representan a los cambios en las fuerzas capilares.

Las variaciones a los parámetros del número de gravedad son dentro de los que representan a las fuerzas de gravedad en la diferencia de densidades entre fluidos y la permeabilidad, en tanto que para las fuerzas viscosas se variaron la velocidad y viscosidad.

Se probaron también distintas concentraciones de los diferentes gases en estudio (CO_2 , N_2 , C_1H_4) además de un gas hidrocarburo para ver las diferentes reacciones que se producían en cuanto al diagrama de fase, procurando en este caso ver con que gas se podía aplazar el momento en que se llega a la presión de rocío.

Se hace la aclaración de que los valores para los factores de recuperación (Fr), son solo estimaciones que se hicieron de acuerdo a la teoría de los números adimensionales que se trabajaron, ya que esta teoría dice que mientras más





grande sea el número adimensional que se está estudiando más grande será la eficiencia de este y se puede esperar una mayor recuperación de hidrocarburos.

3.1 Variación con el número de Bond (Nb).

Las variaciones de los parámetros de este número son mostrados en la Tabla 3.1.

Parámetro	Diferencia de densidad.	Tamaño de bloque.	Tensión superficial.	Ángulo de contacto.	Tamaño de poro.
Símbolo	$\Delta\rho$	L	σ	θ	r

Tabla 3.1: Parámetros con variaciones en el Nb.

El número de Bond nos permite ver la relación que tienen las fuerzas gravitacionales entre las fuerzas capilares, esto se ve de acuerdo a su representación matemática como:

$$Nb = \frac{\Delta\rho g L}{\sigma \cos\theta} \dots\dots 1$$

Lo que nos indica que en el caso de la ecuación 1 las variables independientes son las que se encuentran del lado derecho de la ecuación, mientras que la variable dependiente, en este caso el número de Bond, está del lado izquierdo de dicha ecuación, las variaciones que se puedan hacer de los parámetros indicados del lado derecho (diferencia de densidad, longitud, tensión superficial, mojabilidad y tamaño de poro) inciden directamente en los valores que se obtuvieron del número de Bond.

Para la evaluación de dicho número se hizo variando los parámetros que pueden ser susceptibles a modificaciones, en realidad el único parámetro de la





ecuación que no obtuvo una variación fue la aceleración de la gravedad (g), cuyo valor fue establecido en $9.8 \text{ [m/s}^2\text{]}$.

Los gases involucrados en el desarrollo de éste trabajo fueron el bióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N_2) y metano (C_1H_4), los cuales tiene un valor de densidad que se muestra en la Tabla 3.2.

Gas	Densidad $\rho \text{ [kg/m}^3\text{]}$
Bióxido de carbono CO_2	278.15
Nitrógeno N_2	119.17
Gas natural C_1H_4	75.88

Tabla 3.2: Densidad de los gases para el estudio.

3.1.1 Variación del tamaño de poro.

El primer parámetro que fue modificado en el número de Bond para verificar su comportamiento ante dicha variación es el tamaño de poro (r), el cual es una variable que repercute en el comportamiento de las fuerzas capilares, los parámetros restantes involucrados en el cálculo del número de Bond permanecieron constantes y sus valores respectivos se muestran en la Tabla 3.3, con lo cual tendremos valores distintos para el número de Bond dependiendo del gas que este en estudio.

Parámetro	Valor
ρ_c	$740 \text{ [kg/m}^3\text{]}$
L	3 [m]
σ	20 [dinas/cm]
θ	45°

Tabla 3.3 Valores constantes para las variaciones en el tamaño de poro (r).



El término ρ_c es la densidad del condensado que se encuentra en el yacimiento, y se hace la diferencia con cada tipo de gas que fue inyectado, es decir con el CO_2 , N_2 y C_1H_4 , para poder obtener el número de Bond característico de la prueba que se hizo con cada gas, en la Figura 3.1 se muestra el número de Bond para cada gas.

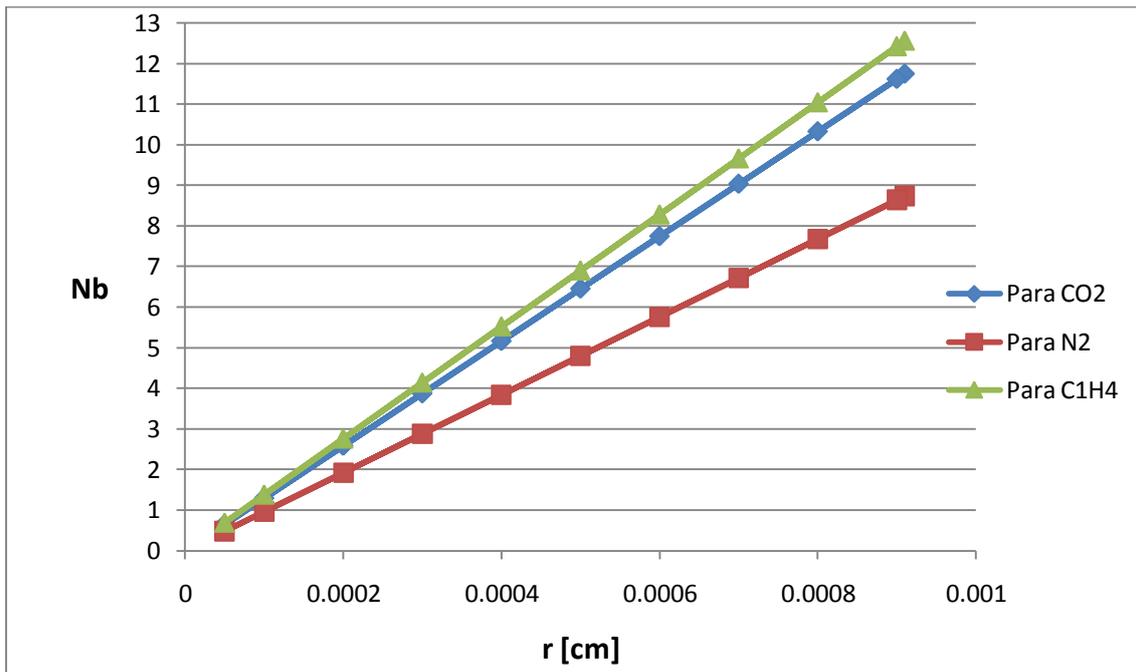


Figura 3.1: Variación del Nb respecto al tamaño de poro.

3.1.2 Variación del tamaño de bloque.

El siguiente parámetro que obtuvo cambios para observar la variación con respecto al número de Bond es la longitud o el tamaño de bloque, así los valores indicados en la Tabla 3.4 fueron constantes.

Parámetro	Valor
ρ_c	740 [kg/m ³]
r	0.0001 [cm]
σ	20 [dinas/cm]
θ	45°

Tabla 3.4: Valores constantes para los cambios en el tamaño de bloque.

En la Figura 3.2 se observa el resultado de los cambios para el número de Bond con cada gas al cambiar el tamaño de bloque y mantener constantes la tensión superficial, mojabilidad y el tamaño de poro.

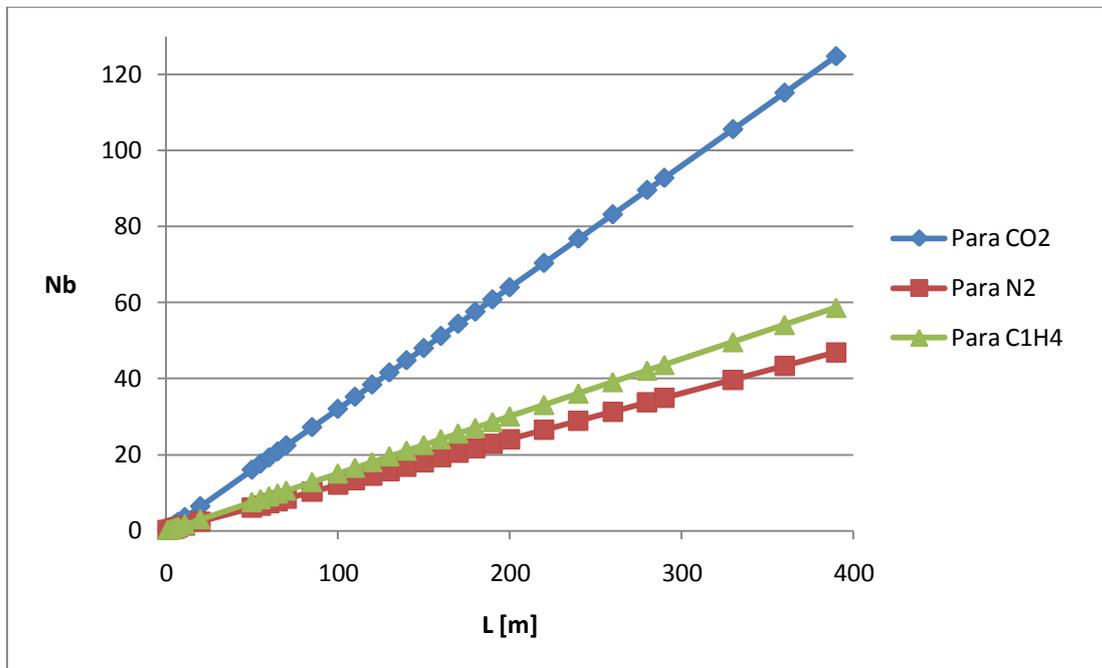


Figura 3.2: Número de Bond contra tamaño de bloque.

3.1.3 Variación del ángulo de contacto.

Al hacer cambios en los valores del ángulo de contacto se hacen modificaciones a la mojabilidad del medio, para la Figura 3.3 se tienen

variaciones de la mojabilidad, para ángulos de entre 0° y 90° mientras que en la Figura 3.4 se tiene una mojabilidad de la roca que se da para ángulos de entre 90° a 180° y el caso de la mojabilidad neutra, es decir a los 90° se observa en la Figura 3.5, estas variaciones se obtuvieron cambiando el ángulo de contacto y con los valores de la tabla 3.5.

Parámetro	Valor
ρ_c	740 [kg/m ³]
r	0.0001 [cm]
σ	20 [dinas/cm]
L	3 [m]

Tabla 3.5: Valores para determinar el Nb variando el ángulo de contacto.

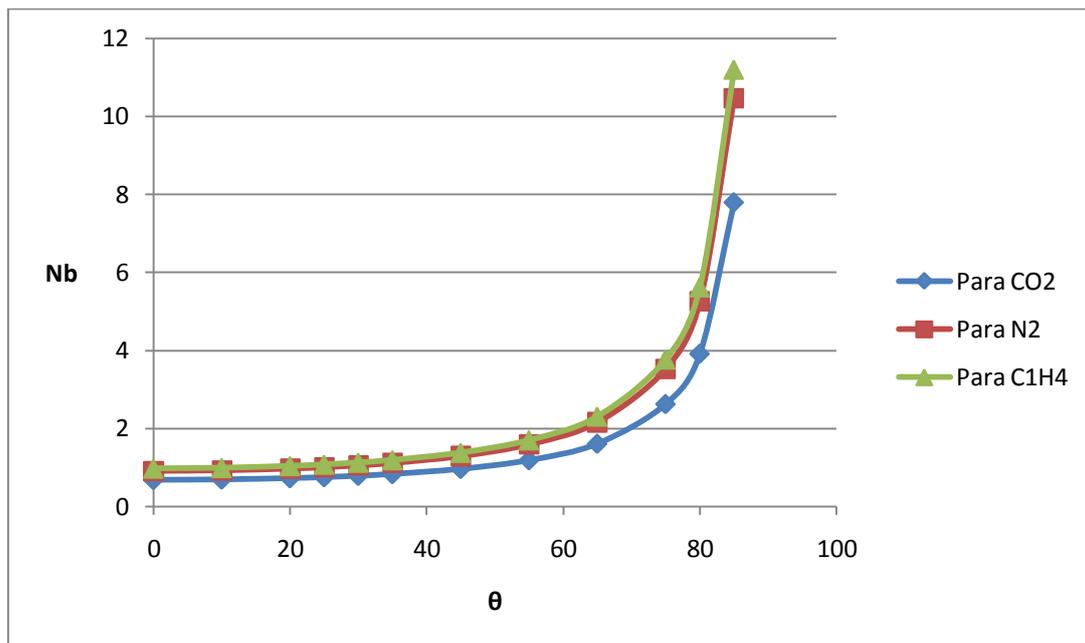


Figura 3.3: Nb para ángulos de 0° a 90° .

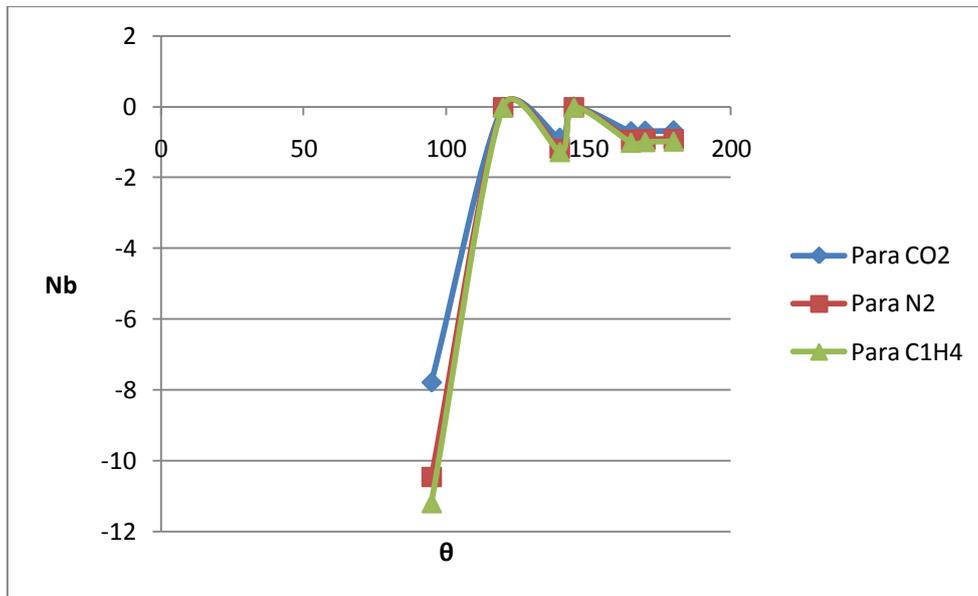


Figura 3.4: Nb para ángulos de 90° a 180°.

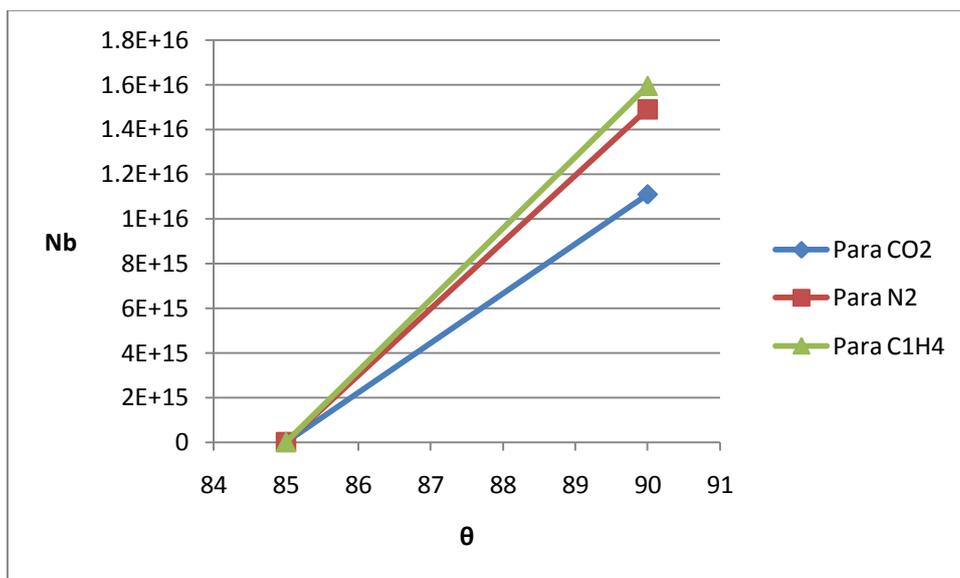


Figura 3.5: Número de Bond para un ángulo de 90°.

3.1.4 Variación de la tensión superficial.

Los valores para el cálculo de la tensión superficial son los que se muestran en la Tabla 3.6, la Figura 3.6 nos muestra el resultado de la evaluación de los diferentes valores de tensión superficial con las propiedades que quedaron constantes.

Término	Valor
ρ_c	740 [kg/m ³]
r	0.0001 [cm]
θ	45 °
L	3 [m]

Tabla 3.6: Valores constantes para la variación de σ .

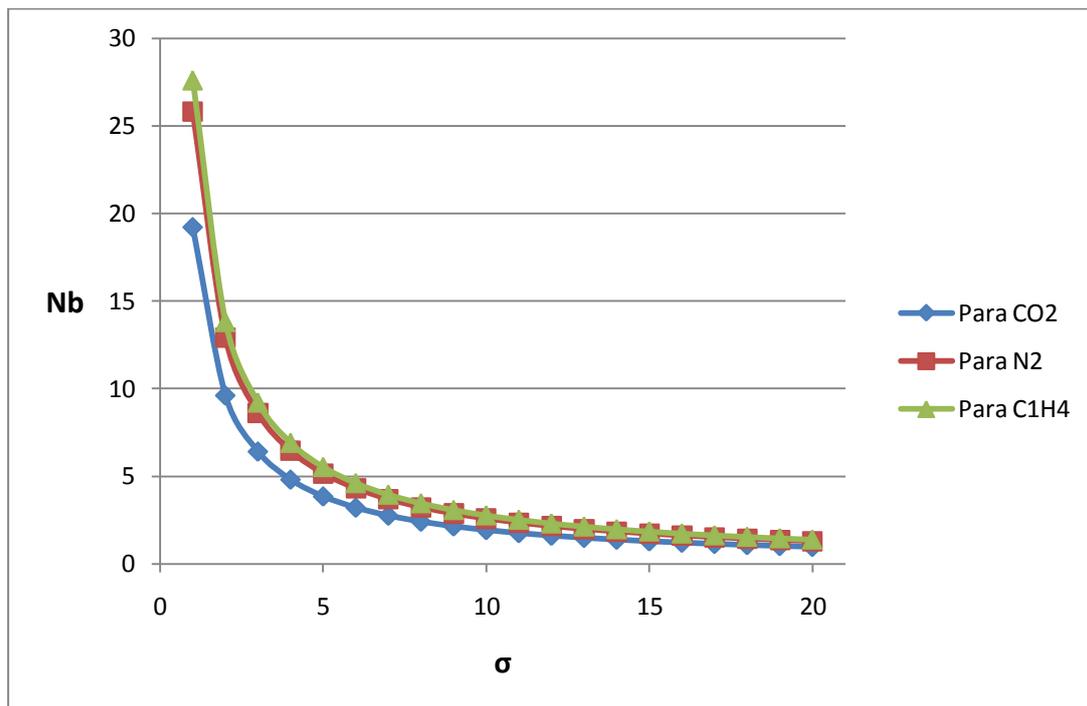


Figura 3.6: Valores del Nb para diferentes valores de σ .



Capítulo III: Desarrollo de los números adimensionales.

En la Tabla 3.7 se tiene un resumen de los efectos que se produjeron en el Nb por la variación en los diferentes parámetros.

Parámetro	Nb	Fuerza que domina.
r	Mayor a 1, para valores mayores a 0.0001[cm]	Gravitacional
	Menor a 1, para valores por debajo de 0.0001 [cm]	Capilar
L	Mayor a 1, para valores mayores a 4[m]	Gravitacional
	Menor a 1, para valores menores a 4[m]	Capilar
θ	Mayor a 1, para ángulos entre 0 y 90°	Gravitacional
	Menor a 1, para ángulos de entre 90 y 180°	Capilar
σ	Mayor a 1, para un valor menor a 20[dinas/cm]	Gravitacional
	Menor a 1 para un valor mayor a 20[dinas/cm].	Capilar

Tabla 3.7: Efectos para las fuerzas en el Nb.

3.1.5 Factor de recuperación en función del número de Bond.

El factor de recobro de los hidrocarburos es una relación que existe del aceite producido (N_p), entre el aceite original (N), de un yacimiento, es una relación que se expresa en porcentaje y se calcula de la siguiente forma:

$$Fr = \frac{N_p}{N}$$

Los valores que se obtienen para el Fr, son función de todas la variables establecidas en el estudio del Nb, en donde el objetivo principal es determinar



la forma de ésta función en relación al número de Bond, los gases que se involucraron se muestran en la Figura 3.7, así como el factor de recuperación que se obtendría con una declinación natural (DN).

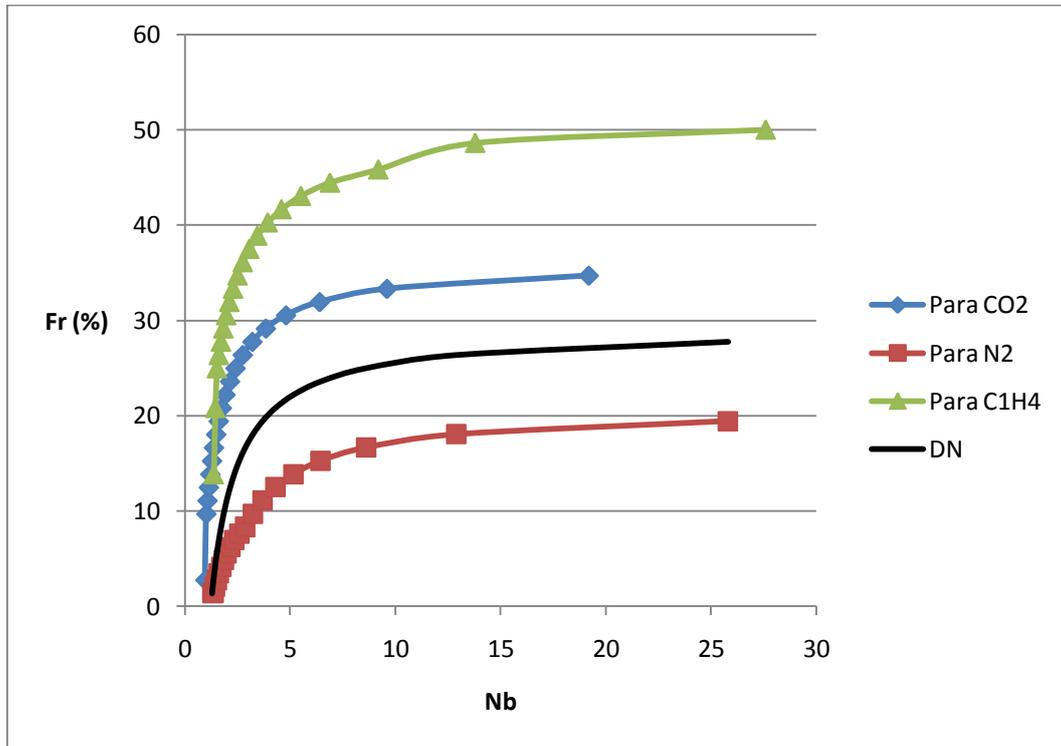


Figura 3.7: Fr vs Nb

Las curvas que representan al Fr de la Figura 3.7 son una representación ideal de lo que pasaría, ya que se requiere de experimentación en laboratorio para poder establecer una relación de la función que tenga involucrados a todos los parámetros del número de Bond y poderlos relacionar con el Fr.



3.2 Variación con el número capilar (Nc).

Las variaciones a los parámetros de este número se muestran en la Tabla 3.8.

Parámetro	Velocidad	Viscosidad	Tensión superficial.	Ángulo de contacto.
Símbolo	v	μ	σ	θ

Tabla 3.8: Parámetros con variaciones en el Nc.

El número capilar es la relación que existe entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares, definido por la siguiente expresión:

$$Nc = \frac{v\mu}{\sigma \cos\theta} \dots\dots\dots 2$$

El número capilar contempla una relación de proporcionalidad en forma de que si el denominador es más grande las fuerzas viscosas tendrán una mayor influencia en el proceso del que tendrán las fuerzas capilares, el efecto contrario es, que el numerador dado por las fuerzas capilares sea más grande con respecto a las fuerzas viscosas, dando como resultado una marcada presencia de las fuerzas capilares en el comportamiento del fenómeno de desplazamiento.

Las variaciones que se aplicaron a este número adimensional fueron con respecto a la velocidad, viscosidad, tensión superficial y el ángulo de contacto, el comportamiento de estas literales fue comparado con las propiedades mostradas en la Tabla 3.9.

En la Tabla 3.9 se puede observar que se continuó trabajando con los tres gases que fundamentan el trabajo, CO₂, N₂, C₁H₄, con las mismas condiciones que se realizó para el tratamiento con el número adimensional de Bond,





incluyendo para este caso la viscosidad de cada uno de estos gases que servirá como fluido desplazante.

Gas	Densidad ρ [kg/m ³]	μ [cp]
Bióxido de carbono CO ₂	278.15	3
Nitrógeno N ₂	119.17	0.3
Gas natural C ₁ H ₄	75.88	0.5

Tabla 3.9: Condiciones de los gases de inyección para el Nc.

3.2.1 Variación de la velocidad.

El siguiente factor es la velocidad con la cual será inyectado el fluido, en este caso las pruebas para la velocidad de inyección con las condiciones que se muestran en la Tabla 3.10, en la cual se muestran los miembros de la ecuación que se mantuvieron constantes para ver las variaciones con respecto al número capilar.

Término	Valor
σ	20 [dinas/cm]
θ	45 °

Tabla 3.10: Condiciones para el Nc con respecto a la velocidad.

El comportamiento que presentó el número capilar con respecto a la velocidad para las condiciones de viscosidad de la Tabla 3.9 y las variaciones de la Tabla 3.10, se muestran en la Figura 3.8.



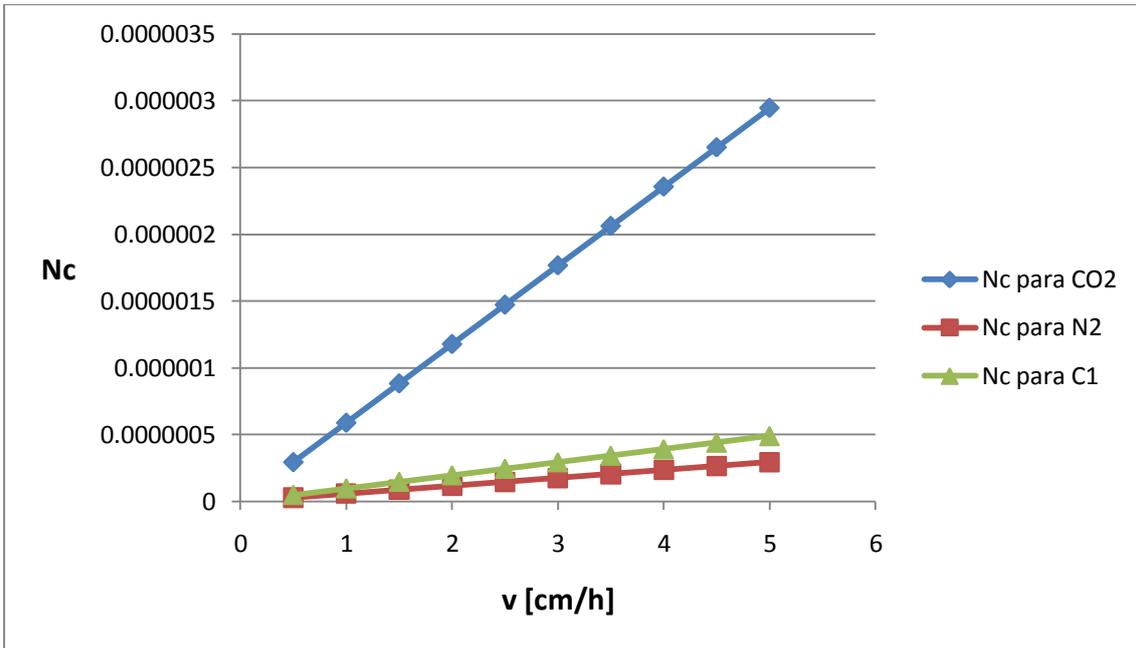


Figura 3.8: Variación del Nc con respecto a la velocidad.

3.2.2 Variación de la tensión superficial.

Para los cambios producidos en el número capilar por efectos de la tensión superficial, se utilizaron los valores de la Tabla 3.11, los efectos que se produjeron en el Nc con estos valores de velocidad, viscosidad y ángulo de contacto son los mostrados en la Figura 3.9. Recordando que los valores para la viscosidad (μ), en los cálculos que hasta el momento se han presentado para el número capilar corresponden a los mostrados en la Tabla 3.9.

Término	Valor
v	3.5 [cm/h]
θ	45 °

Tabla: 3.11: Valores constantes para las variaciones en σ .

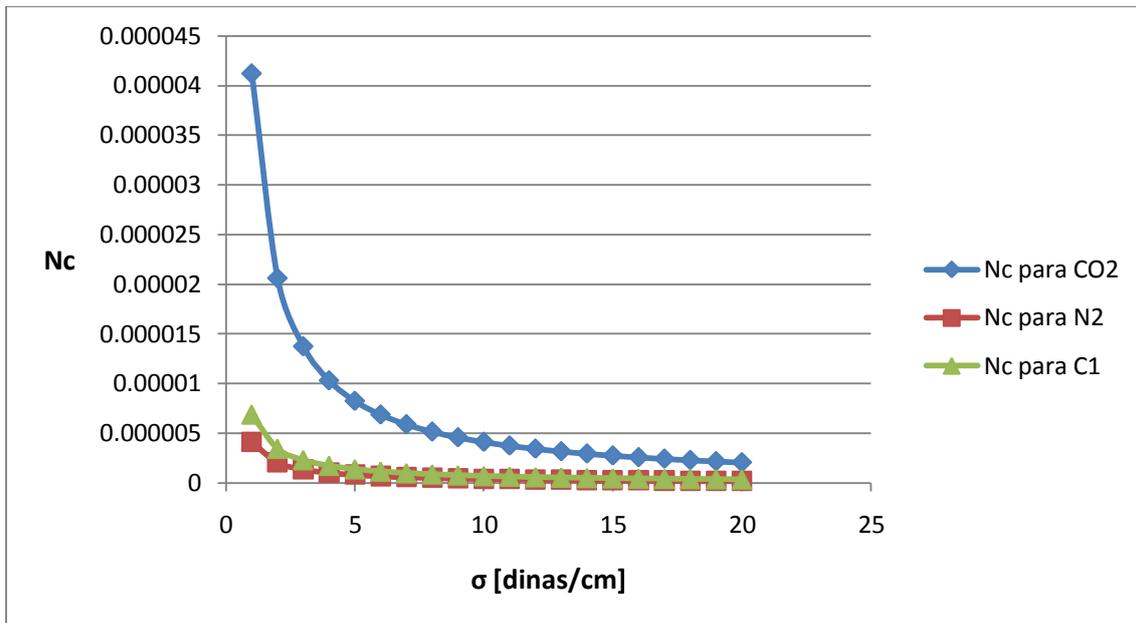


Figura 3.9: Número capilar vs tensión superficial.

3.2.3 Variación del ángulo de contacto.

Dentro del cálculo del número capilar la mojabilidad se encuentra considerada en la variación en la cual intervienen las fuerzas capilares, siendo que es importante saber en qué momento el medio es mojado por cierto tipo de fluido se hizo la consideración para estas variaciones, en la Tabla 3.12 están los valores para los términos que permanecen constantes para el cálculo del número capilar al variar el ángulo de contacto, la Figura 3.10 presenta la variación para cuando la roca es mojada en ángulos de 0° a 90° , la Figura 3.11 cuando la roca tiene una mojabilidad neutra, mientras que la Figura 3.12 muestra a un medio mojado en ángulos que van de 90° a 180° .

Término	Valor
v	3.5 [cm/h]
σ	20 [dinas/cm]

Tabla 3.12: Términos constantes para el cálculo del N_c con respecto a θ .

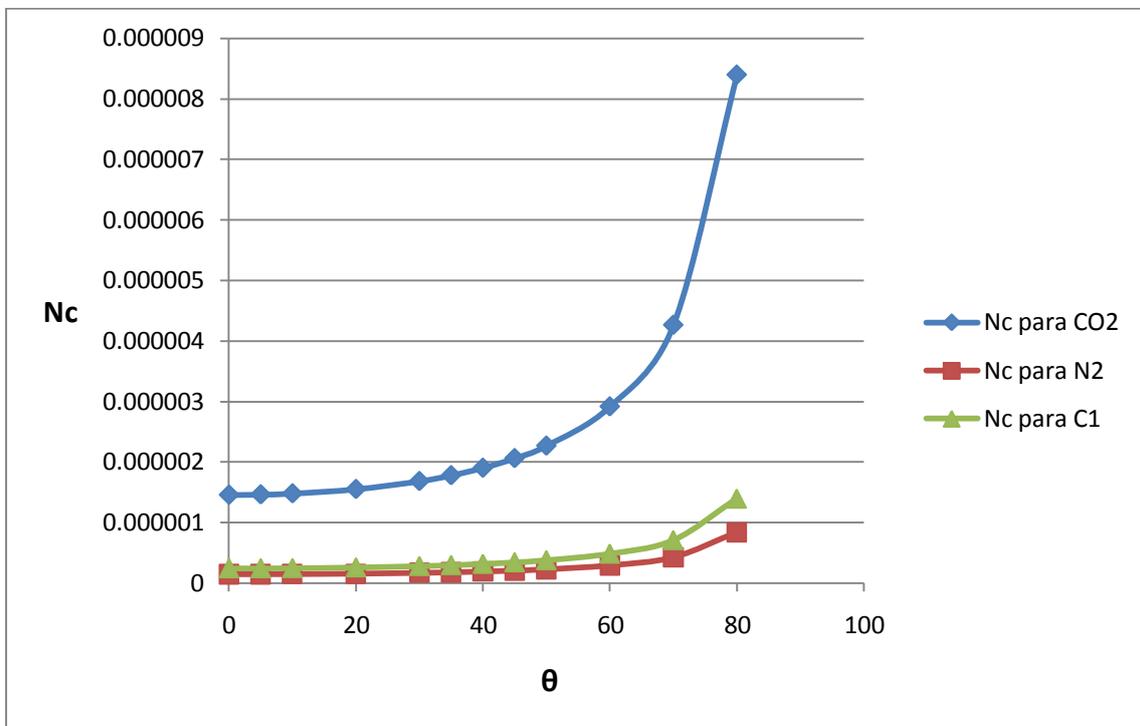


Figura 3.10: N_c para ángulos de 0° a 90° .

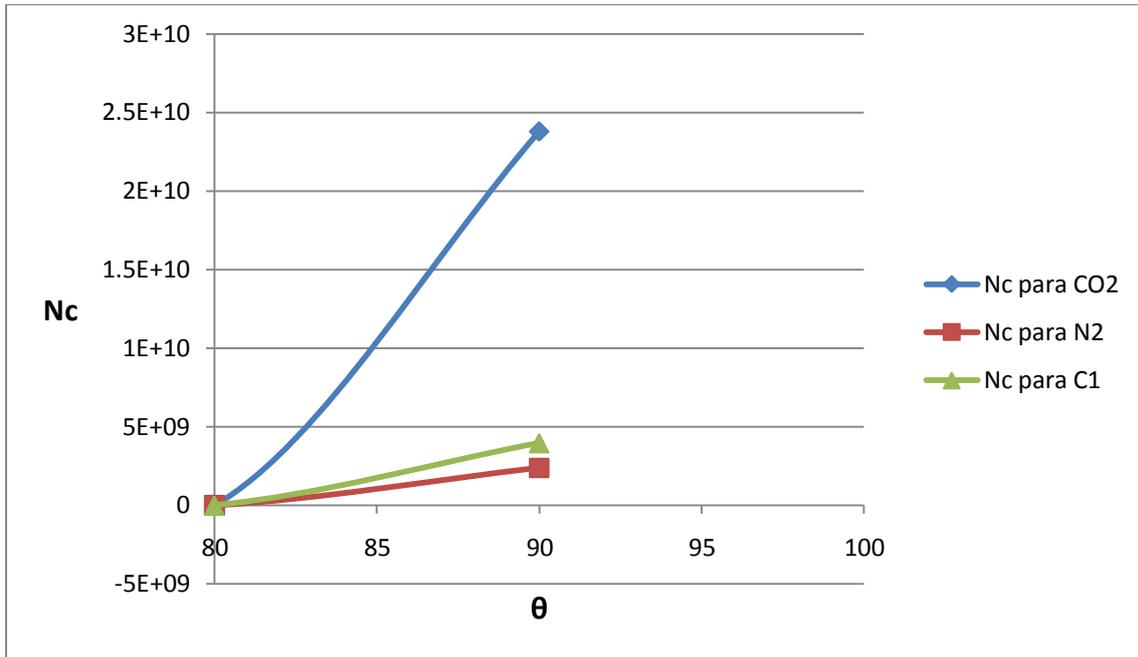


Figura 3.11: Nc con una mojabilidad neutra.

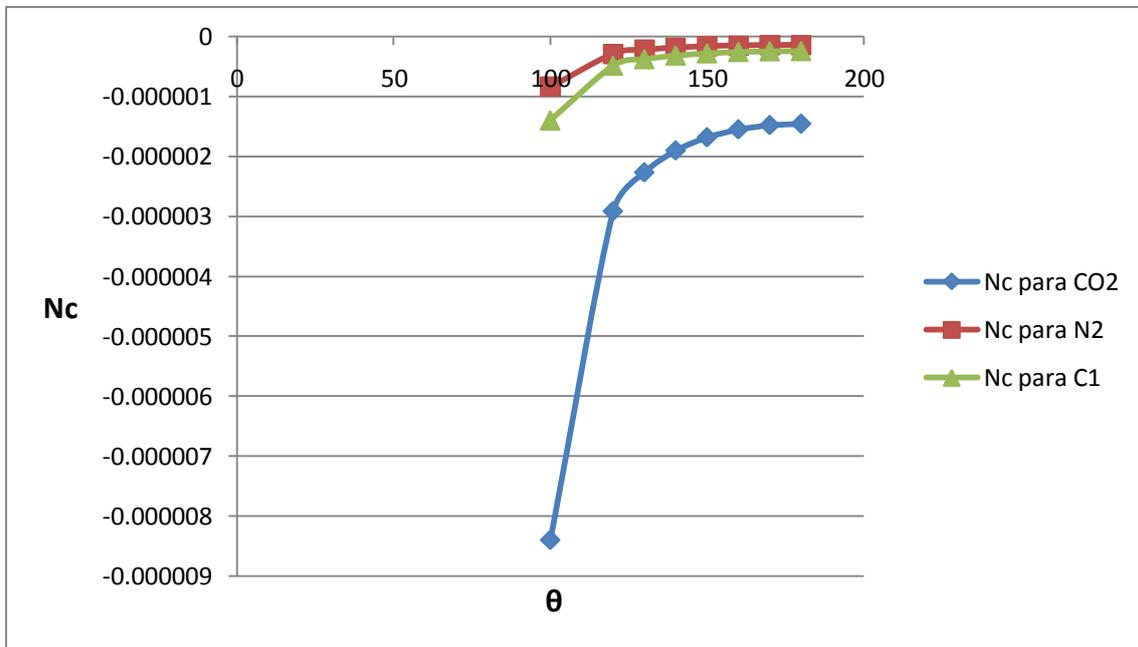


Figura 3.12: Nc para ángulos de 90° a 180°.

3.2.4 Variación de la viscosidad.

Al realizar una variación con la viscosidad se tomaron en consideración los parámetros de la Tabla 3.13, con lo cual se obtuvo el comportamiento de la Figura 3.13.

Término	Valor
v	3.5 [cm/h]
σ	20 [dinas/cm]
θ	45 °

Tabla 3.13: Términos para el cálculo.

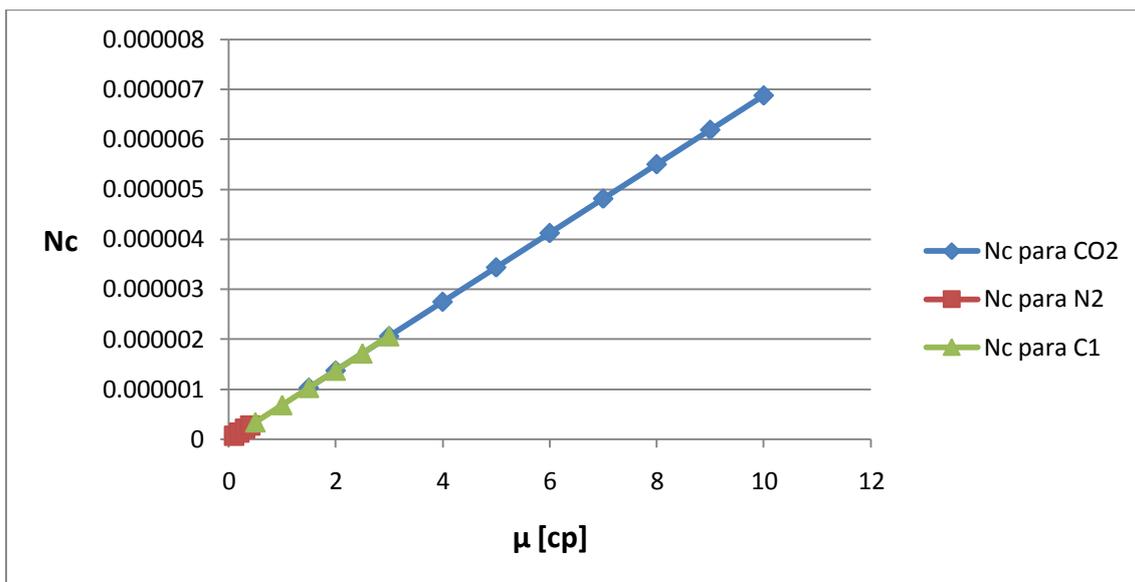


Figura 3.13: Comportamiento de Nc vs μ .

3.2.5 Factor de recuperación en función del número capilar.

El porcentaje de Fr para el CO₂, N₂ y C₁H₄ respecto al número capilar se muestra en la Figura 3.14.

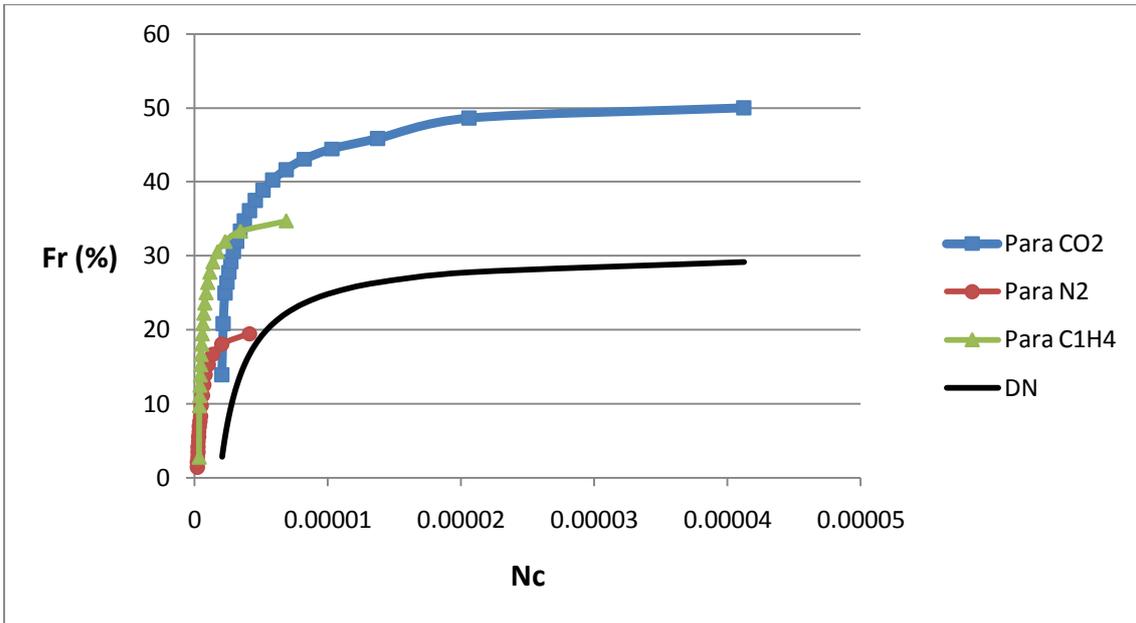


Figura 3.14: Fr vs Nc

Las curvas que representan al Fr de la Figura 3.14 son una representación idealizada, ya que se requiere de estudios de laboratorio para poder establecer una función que relacione a todos los parámetros involucrados en el Nc con el factor de recobro.

3.3 Variación con el número de gravedad (Ng).

Los términos que tuvieron variaciones en el número de gravedad se muestran en la Tabla 3.14.

Parámetro	Diferencia de densidad.	Permeabilidad.	Velocidad.	Viscosidad.
Símbolo	$\Delta\rho$	k	v	μ

Tabla 3.14: Términos con variaciones en el Ng.

El número adimensional de gravedad relaciona la interacción de las fuerzas de gravedad y las fuerzas viscosas esto es mostrado de acuerdo a la relación



expresada en la ecuación 3, en la cual las fuerzas de gravedad quedan representadas por el producto de la variación de la densidad de los fluidos ($\Delta\rho$), la aceleración de la gravedad (g) y la permeabilidad (k).

Mientras que la relación de las fuerzas viscosas se expresa por la velocidad de desplazamiento (v) por la viscosidad (μ).

$$Ng = \frac{\Delta\rho g k}{v\mu} \dots\dots 3$$

Los valores para los gases de inyección son mostrados en la Tabla 3.15, los cuales no presentan variación con respecto a lo que se trabajó, ya que este estudio es para mostrar a las mismas condiciones los resultados de los distintos gases para obtener la mejor alternativa de recuperación.

Gas	Densidad ρ [kg/m ³]
Bióxido de carbono CO ₂	278.15
Nitrógeno N ₂	119.17
Gas natural C ₁ H ₄	75.88

Tabla 3.15: Propiedades de los gases de inyección.

Dentro de los parámetros que se modificaron en el número adimensional de gravedad tenemos los cambios en la permeabilidad, velocidad y viscosidad, los cambios de densidad se dan con la respectiva variación de la densidad del fluido que se encuentre en estudio y el valor de la aceleración de la gravedad permanece constante con un valor de 9.8 [m/s²].

3.3.1 Variación de la permeabilidad.

El primer valor que se modificó para ver los efectos que causa al número adimensional de gravedad es la permeabilidad, con los valores que permanecen



Capítulo III: Desarrollo de los números adimensionales.

constantes para dicha variación los cuales se muestran en la Tabla 3.16, mientras que los efectos con respecto a la variación en permeabilidad (k) se ven en la Figura 3.15.

Término	Valor
ν	3.5 [cm/h]
μ	3 [cp]

Tabla 3.16 Términos constantes para la variación de k .

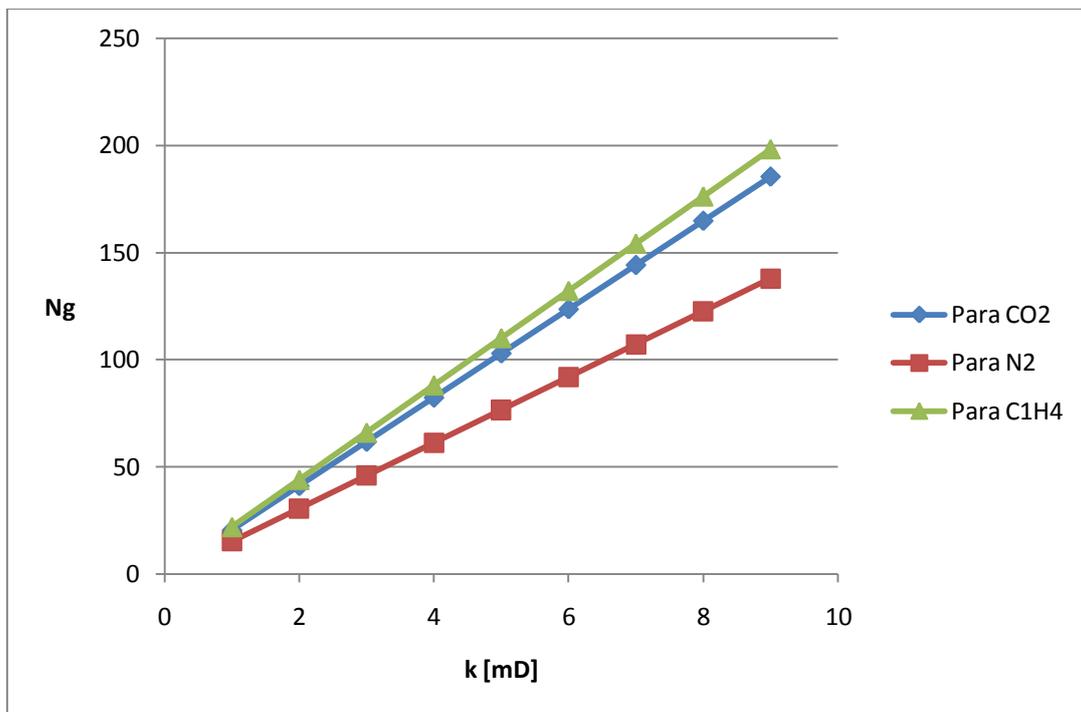


Figura 3.15: Número de gravedad vs permeabilidad para los diferentes gases.

3.3.2 Variación de la velocidad.

Los efectos de la variación de la velocidad tienen influencia dentro de las fuerzas viscosas para el número de gravedad, con los valores mostrados en la Tabla 3.17, para los cálculos del N_g con respecto a la velocidad de desplazamiento obtenemos la Figura 3.16.

Término	Valor
k	7 [mD]
μ	3 [cp]

Tabla 3.17 valores constantes para las variaciones de la velocidad.

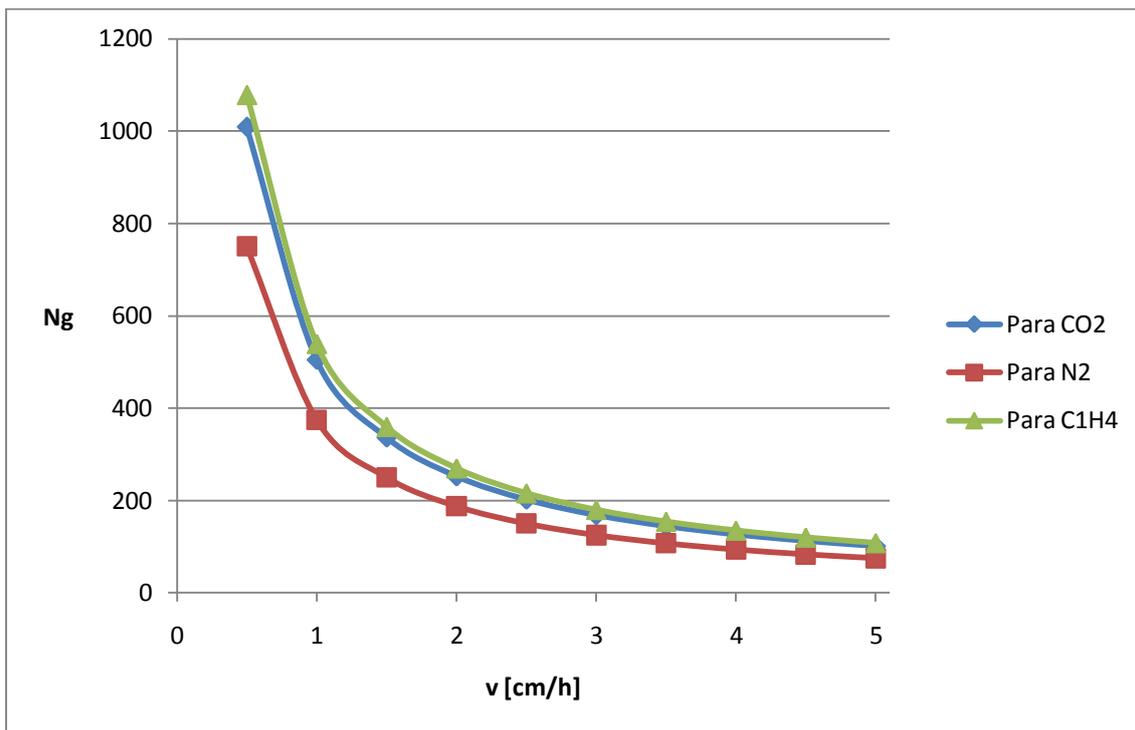


Figura 3.16: Comportamiento del N_g para diferentes velocidades.

3.3.3 Variación de la viscosidad.

Al variar la viscosidad en el número de gravedad los términos que permanecieron constantes son los que están en la Tabla 3.18, la viscosidad es un factor que tiene influencia en la variación de las fuerzas viscosas dentro del número de gravedad, las variaciones que se obtuvieron del Ng con respecto a las diferentes viscosidades a las cuales se sometió el estudio son presentadas en la Figura 3.17.

Término	Valor
k	7 [mD]
v	3.5 [cm/h]

Tabla 3.18: Términos constantes para las variaciones en la viscosidad μ .

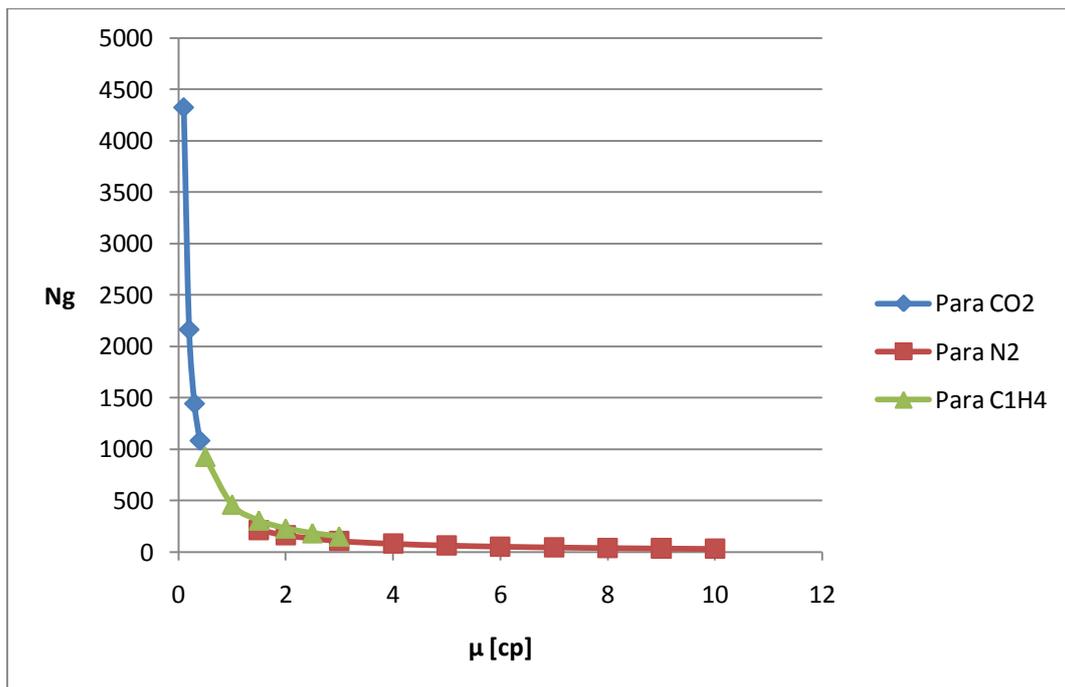


Figura 3.17: Ng vs μ .

3.3.4 Factor de recuperación en función del número de gravedad.

El factor de recuperación que se obtuvo para el número de gravedad es el mostrado en la Figura 3.18.

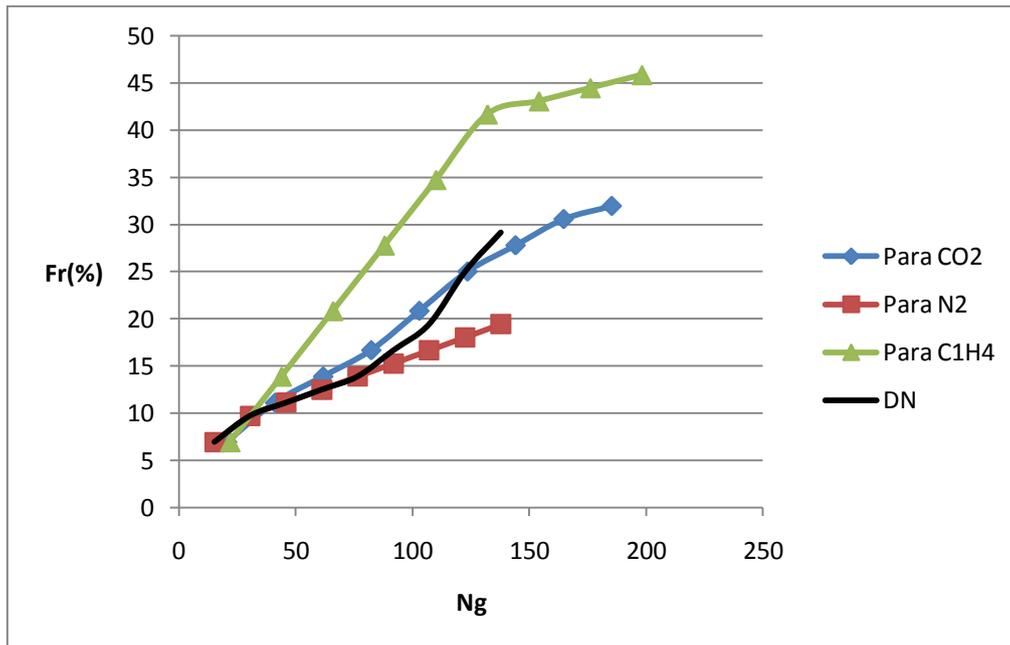


Figura 3.18: Fr vs Ng

Los valores para el Fr mostrados en la Figura 3.18 son valores que se obtendrían de acuerdo con la teoría, para poder establecer valores más representativos en relación con el Ng, se debe de hacer un estudio en el laboratorio con todas las variables que intervienen en el Ng con el fin de establecer la función que relacione a estas variables con el Fr.

3.4 Cambios en la envoltura de fases.

Al inyectar algún gas en algún medio en el cual ya se encontraba algún otro gas inicialmente, se pueden producir cambios en la composición de los fluidos

contenidos en este, la inyección de gases en yacimientos petroleros no es algo nuevo como se menciona en el capítulo II, y los cambios que se producen tampoco lo son.

Ya se mencionaron distintas propiedades de la envolvente de fases en el capítulo I, pasando de la envolvente general al caso de explicar o clasificar cada tipo de yacimiento por la envolvente de fases que lo caracteriza, en el caso que estamos estudiando la envolvente de fases que es de mayor relevancia es la que representa a los yacimientos de gas y condensado Figura 3.19.

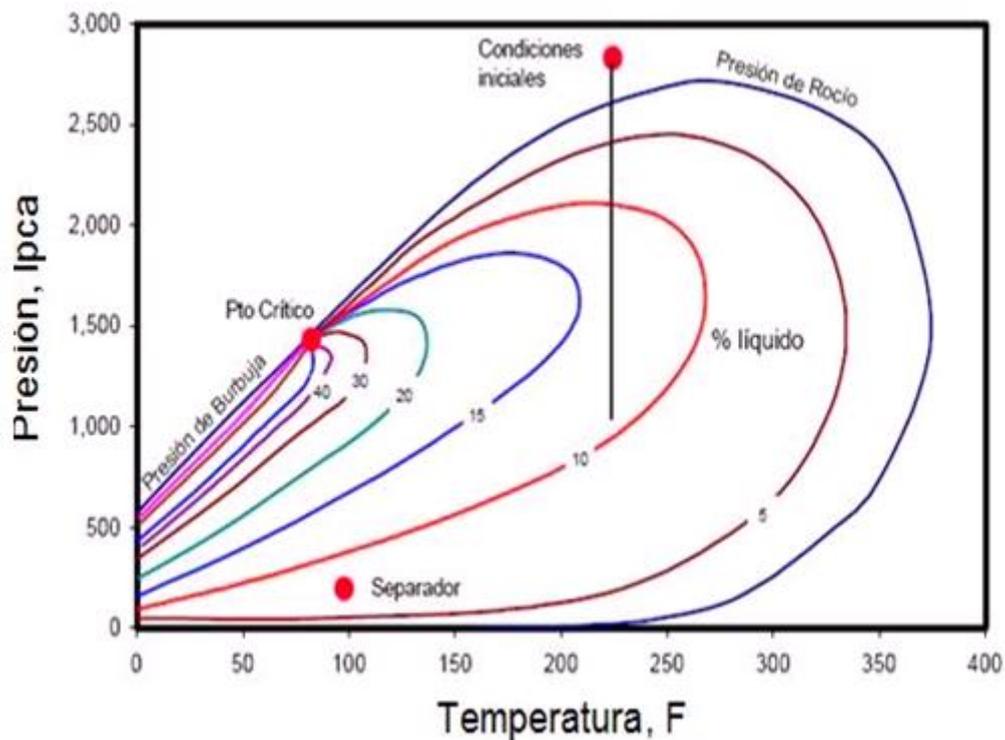


Figura 3.19: Envloente de fases para un yacimiento de gas-condensado.

3.4.1 Envoltente de fases sistema, Gas-Condensado- CO₂.

En la Figura 3.19 tenemos la envoltente de fases general para un yacimiento de gas-condensado, al inyectar cierto tipo de gas en este caso bióxido de carbono (CO₂), las condiciones de esta envoltente cambian dependiendo de la concentración de CO₂ que se tenga, tal como se muestra en la Figura 3.20, en la cual las concentraciones de CO₂ fueron de 1%, 5%, 10%, 20%, 35% y 50%.

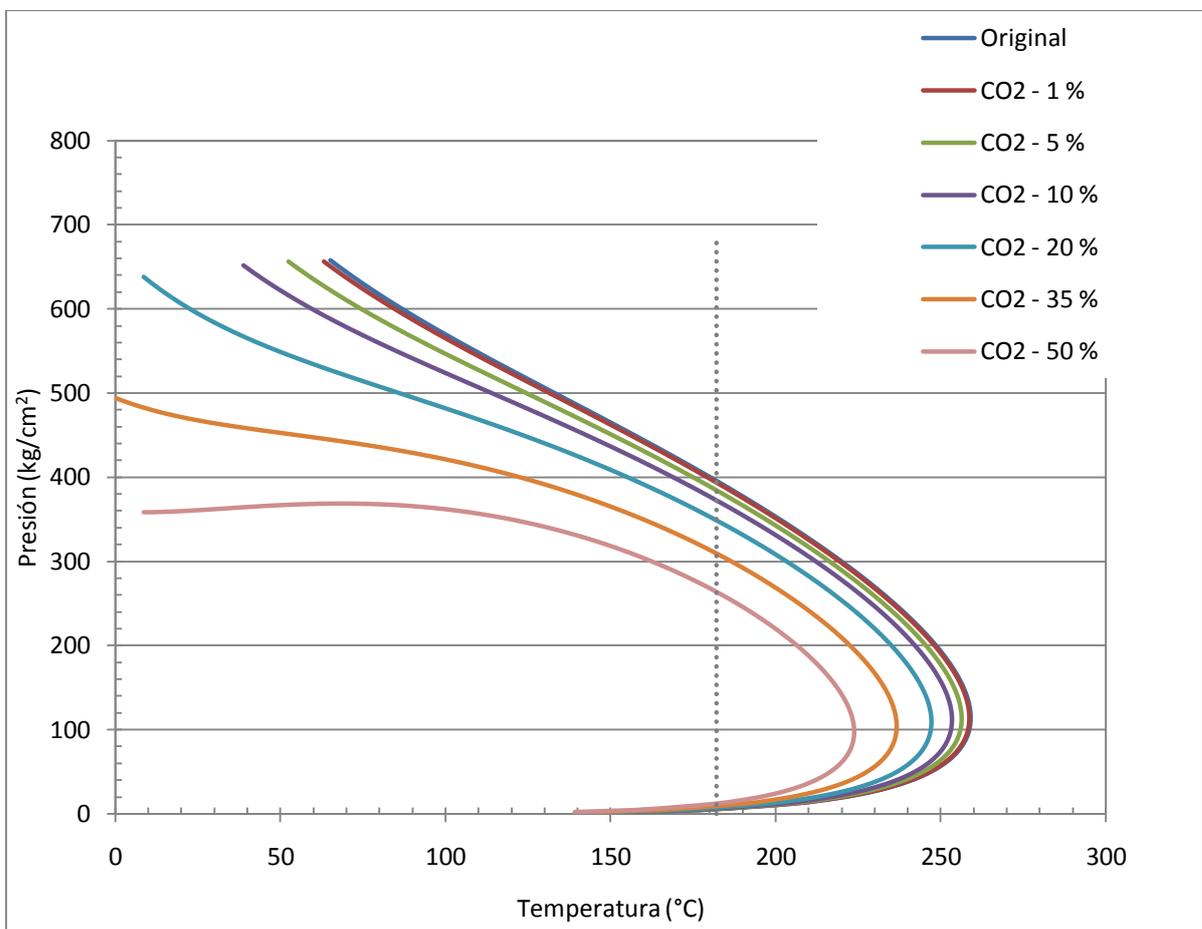


Figura 3.20: Envoltente de fases para diferentes concentraciones de CO₂.

3.4.2 Envoltente de fases, sistema Gas-Condensado- N₂.

El comportamiento de la envoltente de fases cuando el gas inyectado es N₂ se muestra en la Figura 3.21, teniendo para este efecto las mismas concentraciones que para el caso de la inyección del CO₂, esto es lo indicado, ya que se trata de ver el comportamiento de la envoltente a las mismas condiciones pero con la inyección de diferentes gases a las mismas concentraciones.

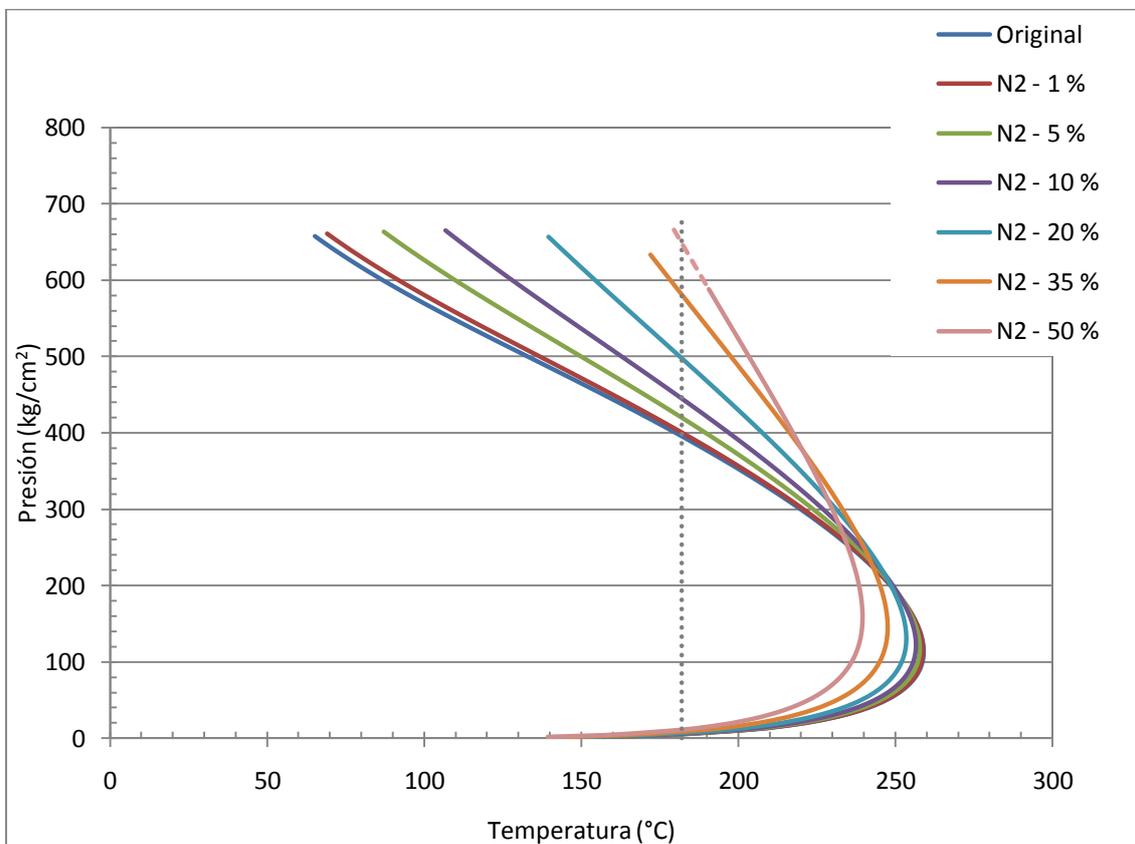


Figura 3.21: Envoltente de saturación para diferentes concentraciones de N₂.

3.4.3 Envoltente de fases, sistema Gas-Condensado- C_1H_4 .

La envoltente de saturación para el metano, junto con las concentraciones de este gas para la inyección, son las que se muestran en la Figura 3.22.

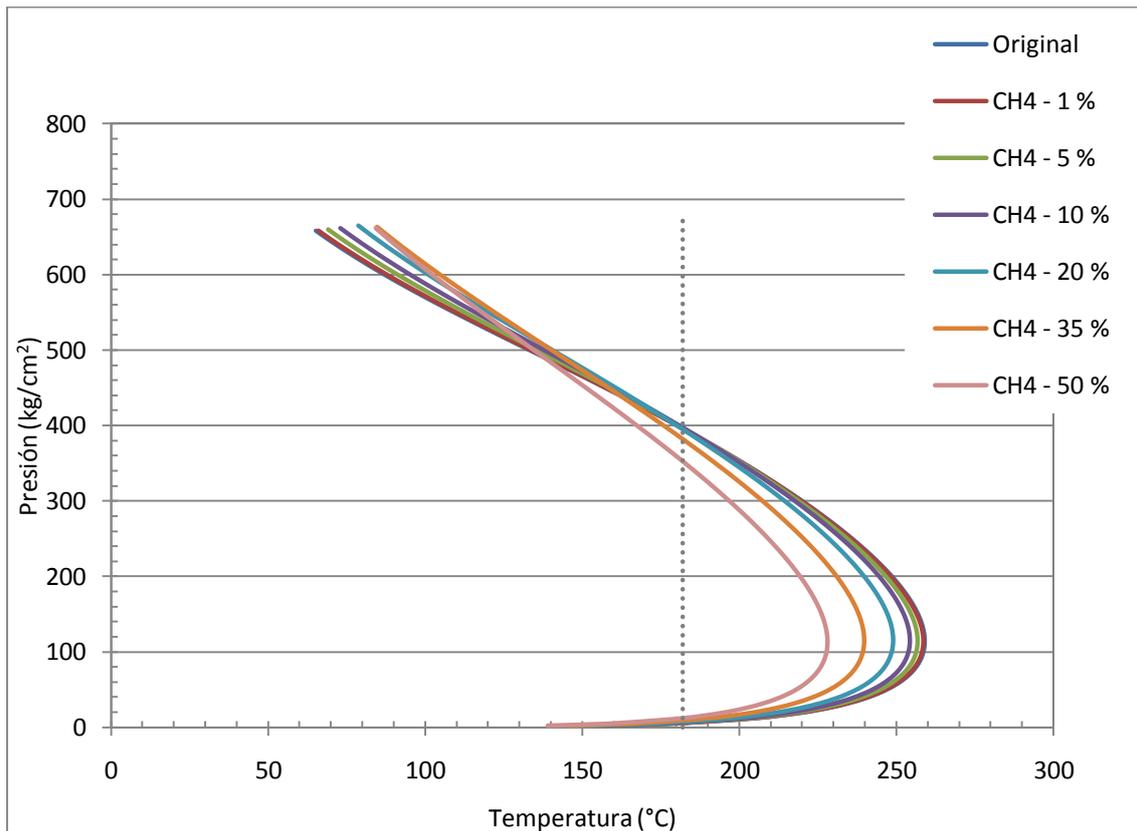


Figura 3.22: Envoltente de saturación para C_1H_4 .

3.4.4 Envoltente de fases, sistema Gas-Condensado- gas hidrocarburo.

El análisis de los números adimensionales así como el de la envolvente de fase de cada gas en este estudio se consideró para CO_2 , N_2 y C_1H_4 , pero también podemos tener el caso en que la inyección del gas para el yacimiento no sea solo de metano, sino de un gas que tenga concentraciones diferentes de C_1 , o C_2 a C_7 , en este caso el de un gas hidrocarburo, que puede ser más susceptible a encontrarse en la inyección de gas para un proceso de recuperación mejorada.

No se realizó un análisis del número adimensional de Bond, Capilar o de Gravedad, para este gas hidrocarburo sin embargo se hizo su estudio de la envolvente de saturación para ver el comportamiento que presentara el cual se observa en la Figura 3.23 junto con las condiciones que se tienen para tal caso.

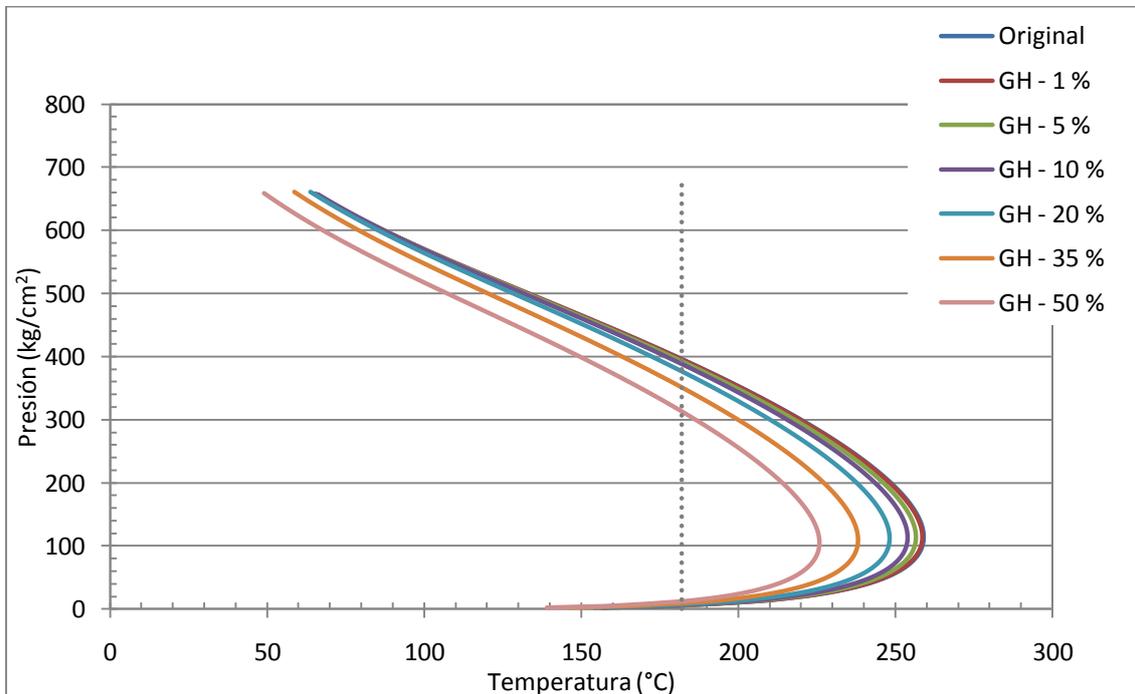


Figura 3.23: Envoltente de saturación para un gas hidrocarburo.



Capítulo IV: Análisis de resultados.

- 4.1 Número de Bond (N_b).
- 4.2 Número capilar (N_c).
- 4.3 Número de gravedad (N_g)
- 4.4 Envolverte de fase.





4.1 Número de Bond (Nb).

Para el análisis del número de Bond a través del tamaño de poro recurrimos al uso de la Figura 4.1, en la cual podemos ver que, los gases que cumplen con una condición favorable para el número de Bond, es decir que sea mayor a 1 son el metano, CO_2 , N_2 , a diferentes tamaños de poro pero cada uno de estos gases, se podría utilizar.

De la Figura 4.1 observamos que los valores para el gas metano en los cuales Nb es mayor a uno el tamaño de poro debe de estar por valores encima de 0.0001 [cm], para poder presentar una condición en que las fuerzas gravitacionales sean más grandes que las capilares, lo que produce el flujo de hidrocarburos de la matriz, caso contrario si se tienen valores del tamaño de poro por debajo de 0.0001 [cm], el CO_2 también presenta una buena opción solo que para este gas las condiciones favorables para el Nb son tener un tamaño de poro superior a 0.00011 [cm], la condición desfavorable es tener un tamaño de poro menor a este último valor, en el cual las fuerzas capilares superan las gravitacionales, mientras que el N_2 es favorable para 0.00008[cm].

La mejor opción en esta parte es la inyección de C_1H_4 , CO_2 o el N_2 ya que se pudo conseguir un $\text{Nb} > 1$, lo que produce condiciones de drene gravitacional, flujo de los hidrocarburos desde la matriz.



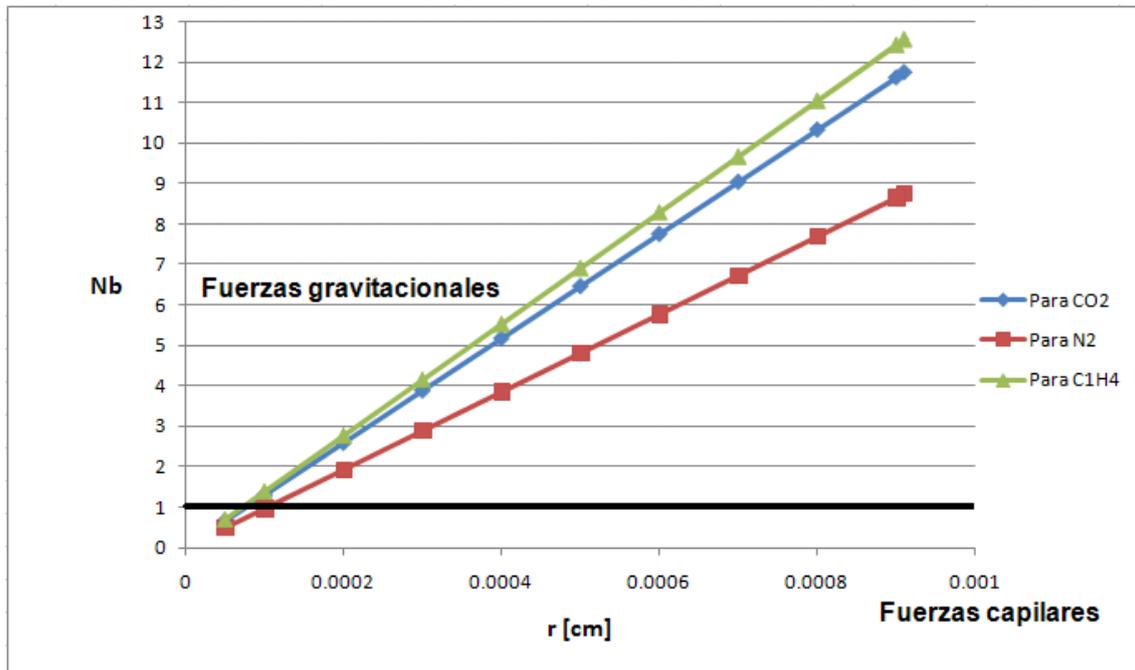


Figura 4.1: Nb vs r.

De acuerdo con la Figura 4.1 la zona en la cual predominan las fuerzas de gravedad está dada por la línea que parte del valor de 1 para el Nb hacia arriba, mientras que la zona que no es la predilecta de acuerdo con los criterios del Nb es del número 1, para Nb hacia abajo en donde se tiene el dominio de las fuerzas capilares.

En relación con la Figura 4.2 los gases que son favorables para este estudio de acuerdo al Nb son los tres, metano, nitrógeno y bióxido de carbono, ya que a determinados tamaños de bloque cada uno alcanza la condición de $Nb > 1$, pero el gas que representó la mejor opción es el CO_2 , ya que desde tamaños de bloque relativamente pequeños permite que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las capilares.

En la Figura 4.2 se observa el valor de 1 para el número de Bond en el cual las fuerzas gravitacionales y capilares se encuentran en equilibrio, y por encima de éste valor tenemos dominio de las fuerzas gravitacionales y condiciones

favorables de flujo de fluidos desde la matriz mientras que del valor de $N_b=1$ hacia abajo son condiciones desfavorables para el flujo y posible imbibición hacia la matriz.

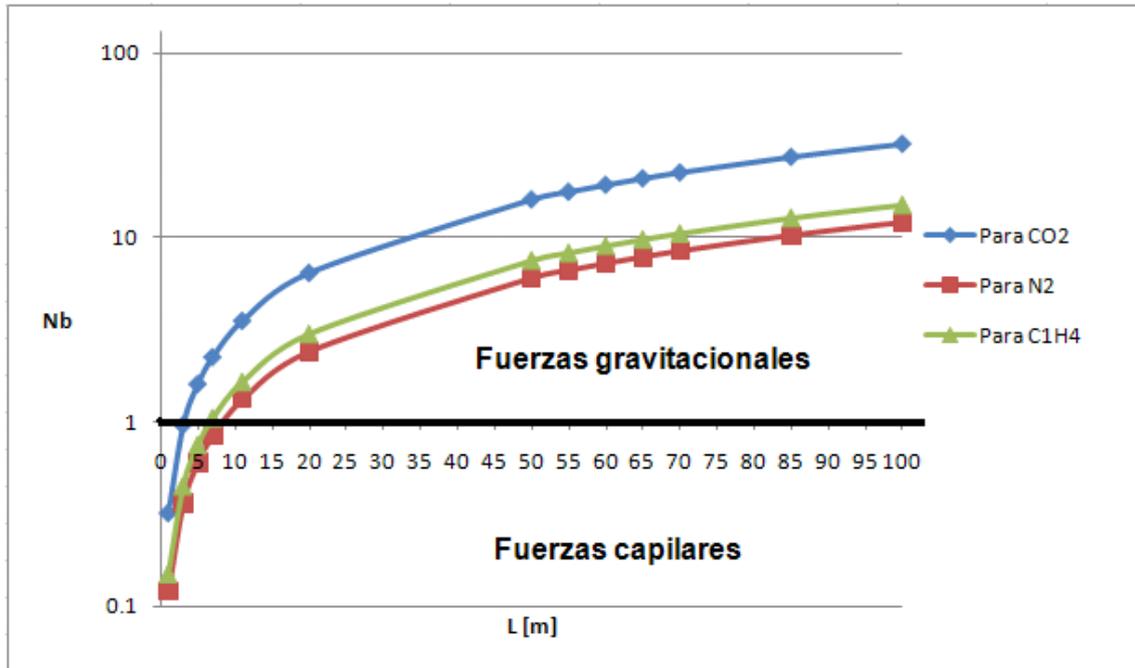


Figura 4.2: N_b vs L .

Para el ángulo de contacto, que es el indicador de la mojabilidad de la roca, se tomó en cuenta a un medio para ángulos menores de 90° , de acuerdo a la Figura 4.3, el metano, CO_2 , N_2 son los gases que hacen posible obtener un N_b mayor a 1, para diferentes valores de mojabilidad.

Entre la elección del C_1H_4 , CO_2 , N_2 , la mejor opción es la inyección de metano ya que es el primero en que se logró obtener un valor de N_b mayor a la unidad, y con un ángulo de contacto menor que el que se obtendría con el CO_2 o N_2 . Podemos observar también la línea que separa las condiciones de las fuerzas gravitacionales y capilares.

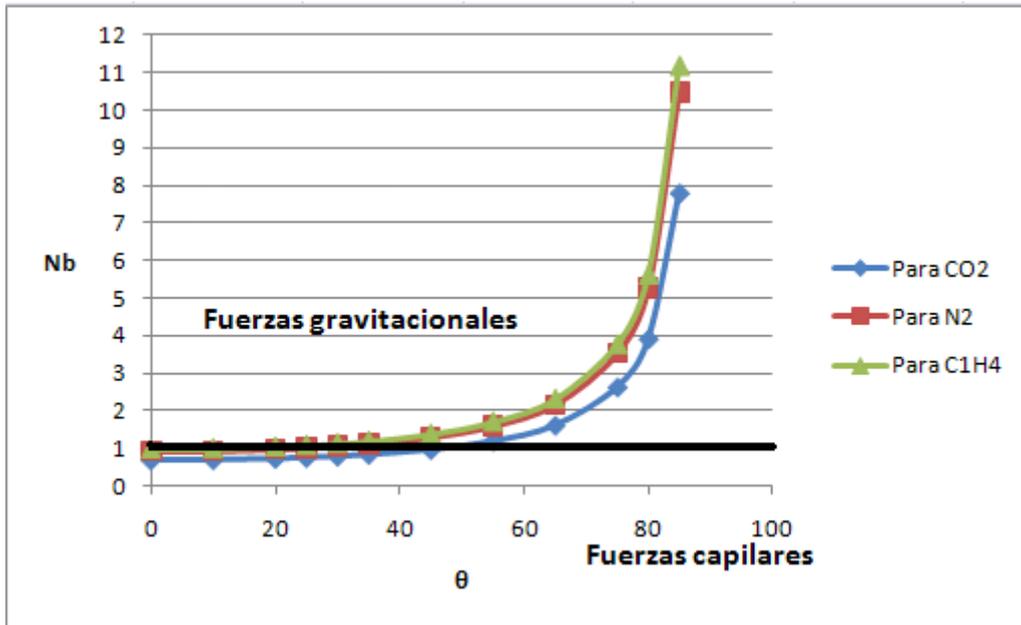


Figura 4.3: Nb vs θ .

En un medio en el cual los ángulos van de 90° a 180° , las fuerzas capilares superan a las gravitacionales, por lo que no hay flujo de fluidos desde la matriz (Figura 4.4), y en un medio con mojabilidad neutra (Figura 4.5), cualquier gas cumple con las condiciones de $Nb > 1$.

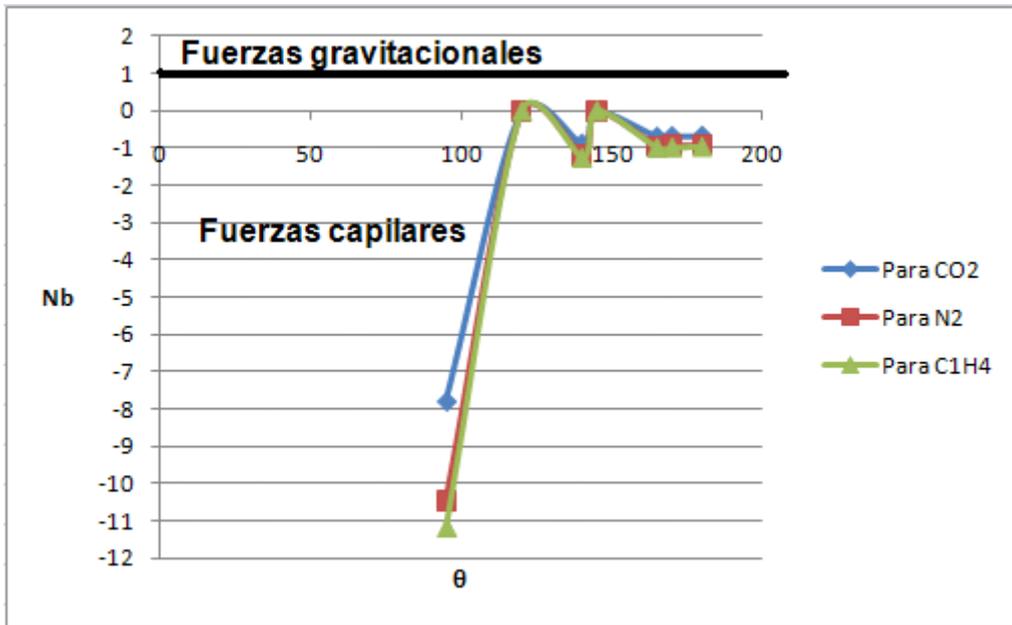


Figura 4.4: Nb vs θ de 90° a 180°.

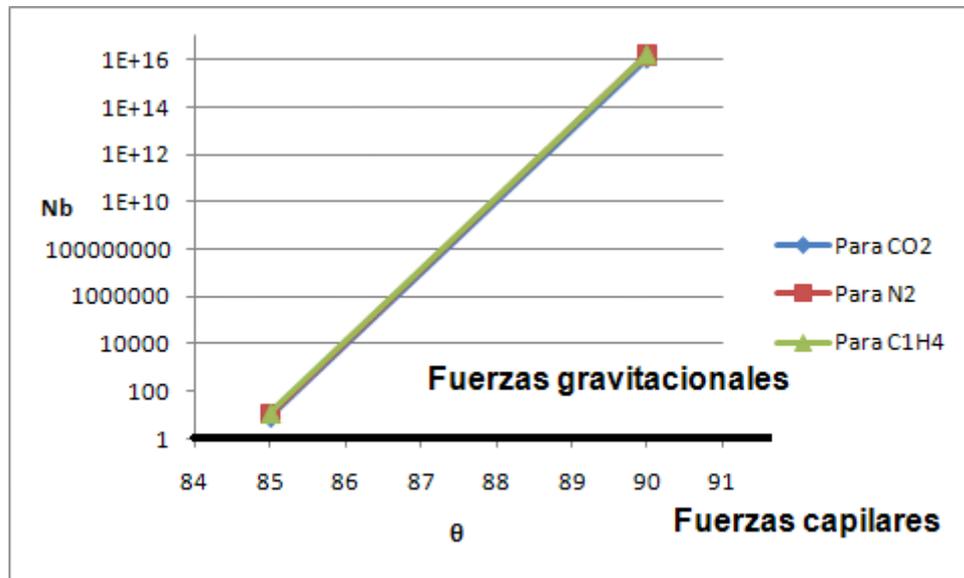


Figura 4.5: Nb vs θ para un ángulo de 90°

En relación con lo mostrado en la Figura 4.6, de acuerdo con el número de Bond, todos los gases cumplen con la condición favorable para el drene, para



Capítulo IV: Análisis de resultados.

valores por debajo de las 20[dinas/cm], tenemos que en este caso que el metano y el N₂ obtienen más rápidamente el valor de 1 en el Nb que el CO₂.

El CO₂ obtuvo valores de Nb > 1 para los casos en los que la tensión superficial es menor a 19, mientras que para valores superiores a éste último valor ya no hay condiciones favorables para el flujo, podemos tener imbibición hacia la matriz ya que dominan las fuerzas capilares, mientras que el metano y N₂ alcanzan condiciones favorables para el Nb en valores de σ menores a 20[dinas/cm].

De acuerdo a lo mencionado anteriormente tenemos que de acuerdo al Nb el gas que dio las mejores condiciones para el flujo, en el cual las fuerzas de gravedad son superiores a las capilares, son los tres, solo que cada uno a diferentes condiciones como ya se ha visto, debido a que el CO₂, cumple con buenas condiciones de drene en relación al Nb y este gas es mayormente utilizado en procesos de recuperación mejorada será la opción que se seleccione.

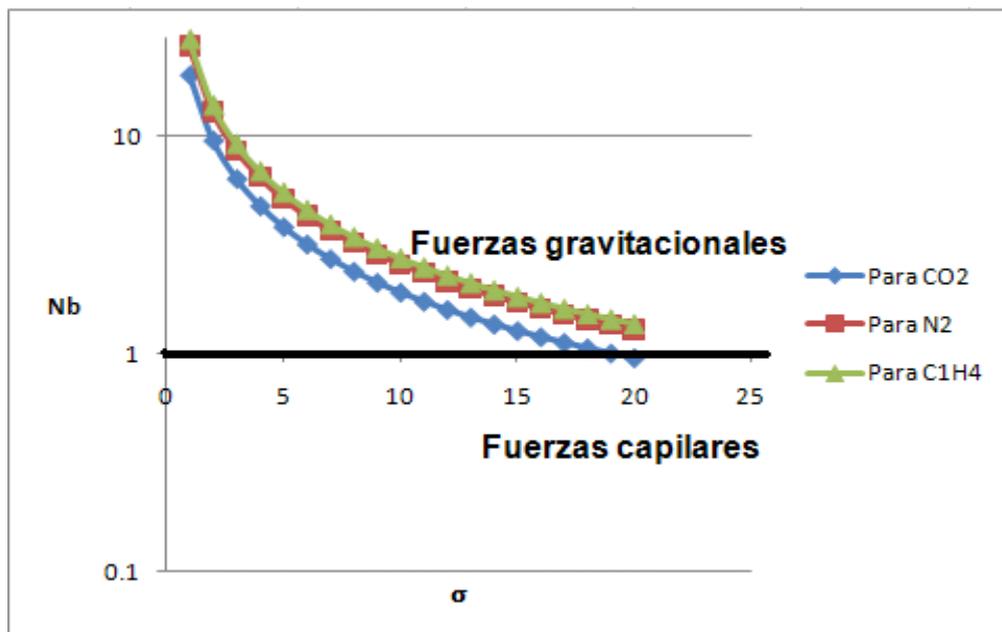


Figura 4.6: Nb vs σ .





Capítulo IV: Análisis de resultados.

Por lo que se pudo analizar con los resultados obtenidos de acuerdo al número de Bond para la elección de algún gas, tenemos que tanto el C_1H_4 , CO_2 , N_2 , cualquiera resultó ser la mejor opción de acuerdo a las variaciones para el tamaño de poro, tamaño de bloque, mojabilidad y tensión superficial, ya que estos gases presentaron en su mayoría valores que superan el valor de 1, teniendo en cuenta esto, los valores para los cuales N_b sea mayor a 1 favorecen al flujo desde la matriz.

De acuerdo con lo anterior y la Figura 4.7 la cual representa el porcentaje de condensado que se puede recuperar por medio del estudio de cada gas y recordando que la mejor opción en relación al número de Bond es tanto C_1H_4 , CO_2 , N_2 , podemos ver que de acuerdo con la grafica se tendrá una recuperación de aproximadamente un 50% para C_1H_4 , mientras que para el CO_2 se estima un Fr de 35% aproximadamente y un 20% para el N_2 , de acuerdo con la estimación original en la cual no se considera la inyección de ningún gas es decir la explotación natural del yacimiento, su declinación natural, tenemos un Fr del orden de 29%, con estos datos y los valores arrojados por el número de Bond podemos decir que el metano es la mejor opción de inyección de gas para un proceso de recuperación mejorada ya que proporciona un aumento en la recuperación original del condensado, recordando que los valores del Fr son valores que se obtuvieron teóricamente.



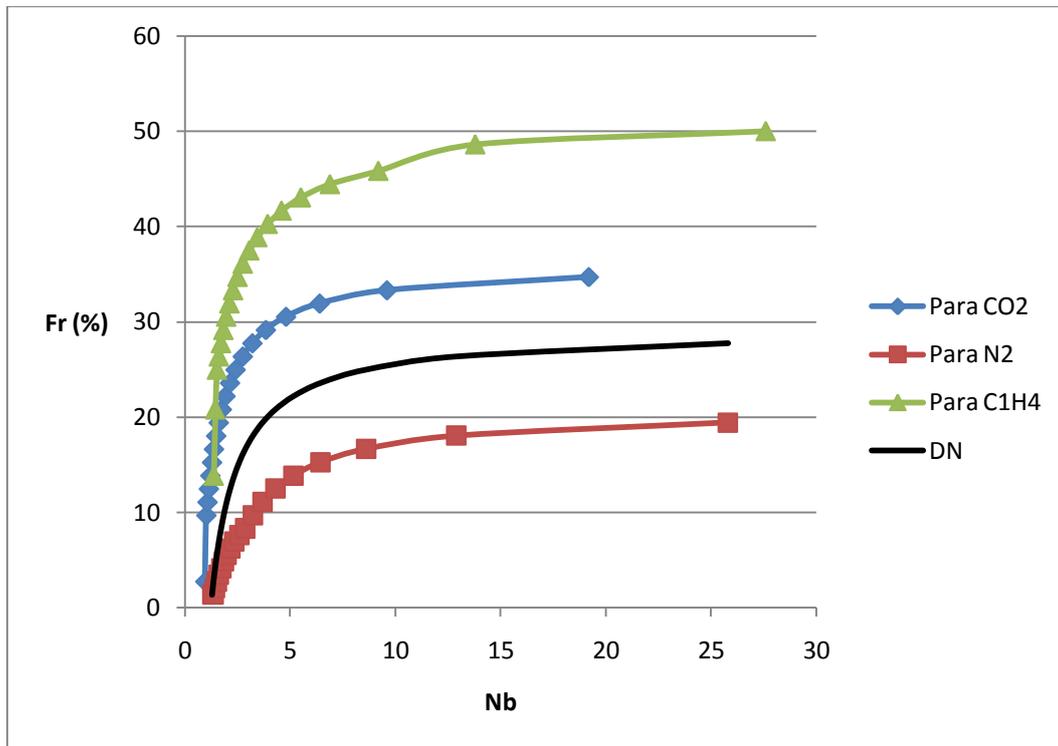


Figura 4.7: Factor de recuperación del condensado para el Nb.

4.2 Número capilar (Nc).

La velocidad de inyección es un factor importante, que considera el Nc ya que esta debe de ser adecuada para un barrido o desplazamiento efectivo de acuerdo con la Figura 4.8, el gas que propició mejores condiciones es el CO₂, ya que el número capilar debe de ser maximizado, los valores más altos se obtuvieron con este gas, mientras que para el nitrógeno y el metano los valores de Nc no son representativos en comparación con los obtenidos para CO₂.

Observando la Figura 4.9 podemos determinar que el CO₂ es la mejor opción para inyección de gas de acuerdo con lo considerado para el Nc ya que también a través de este gas es como se obtienen los valores más altos.

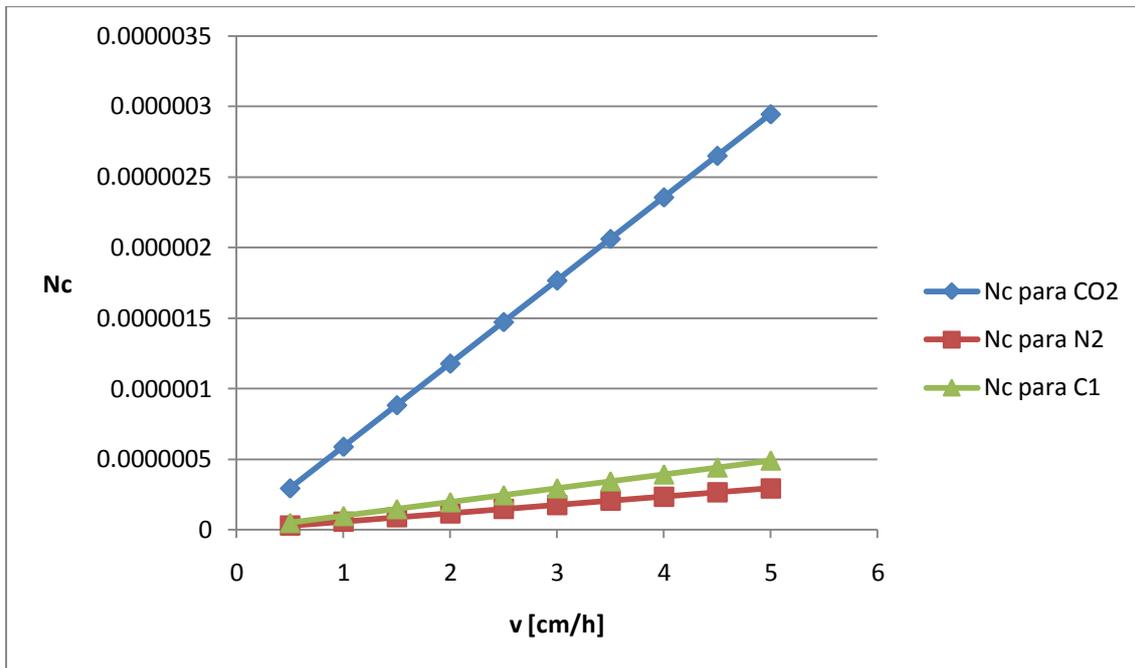


Figura 4.8: Nc vs v.

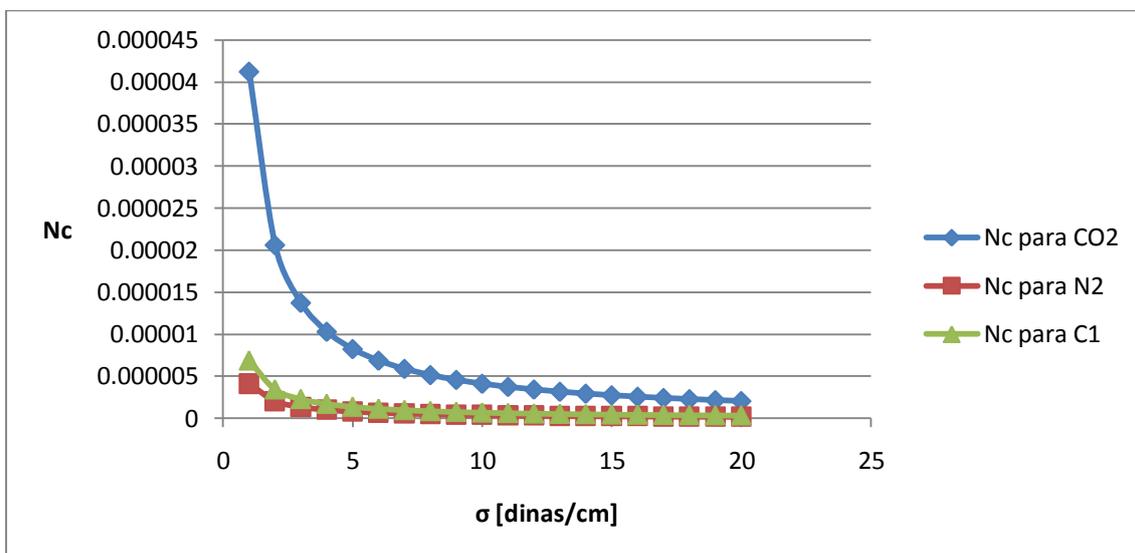


Figura 4.9: Nc vs σ .

Los valores de θ mostrados en la Figura 4.10 corresponden a una mojabilidad del medio dada por ángulos de entre 0° a 90° y para esta condición el gas que



Capítulo IV: Análisis de resultados.

favoreció al Nc es el CO₂, mostrando un incremento en el valor de Nc conforme el ángulo va creciendo.

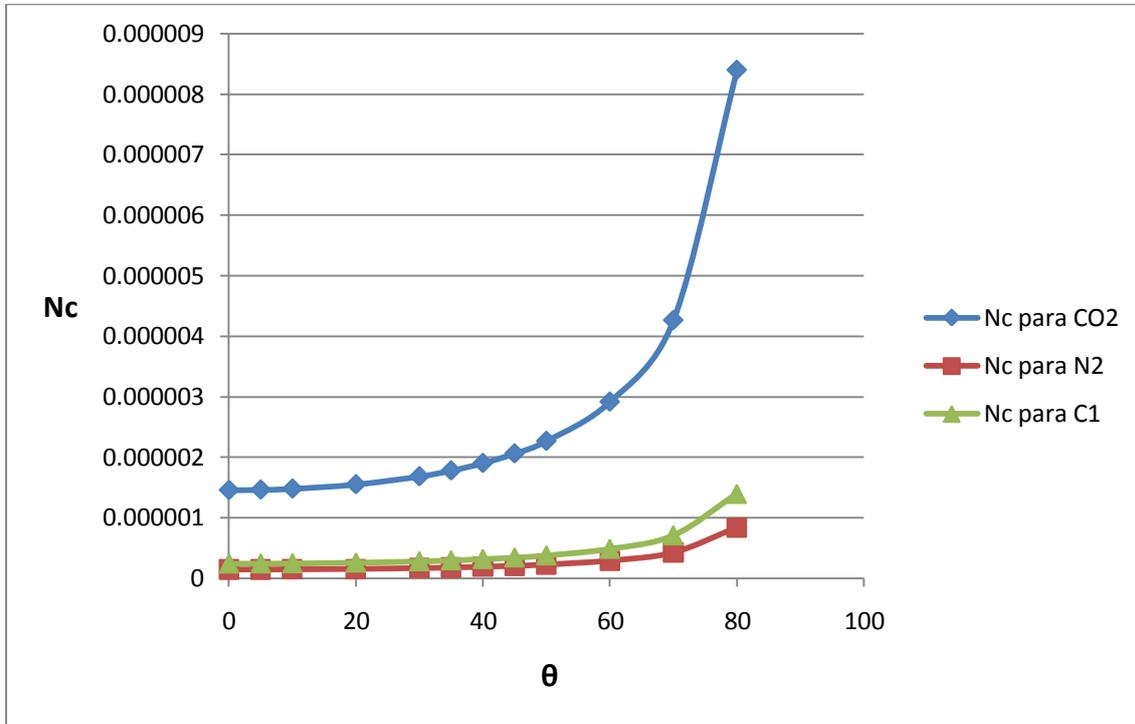


Figura 4.10: Nc vs θ para $\theta < 90^\circ$.

En este parámetro el CO₂ es también la mejor opción de inyección de gas para las condiciones dadas, por favorecer el tener un Nc más grande, de acuerdo con lo mostrado en la Figura 4.11.



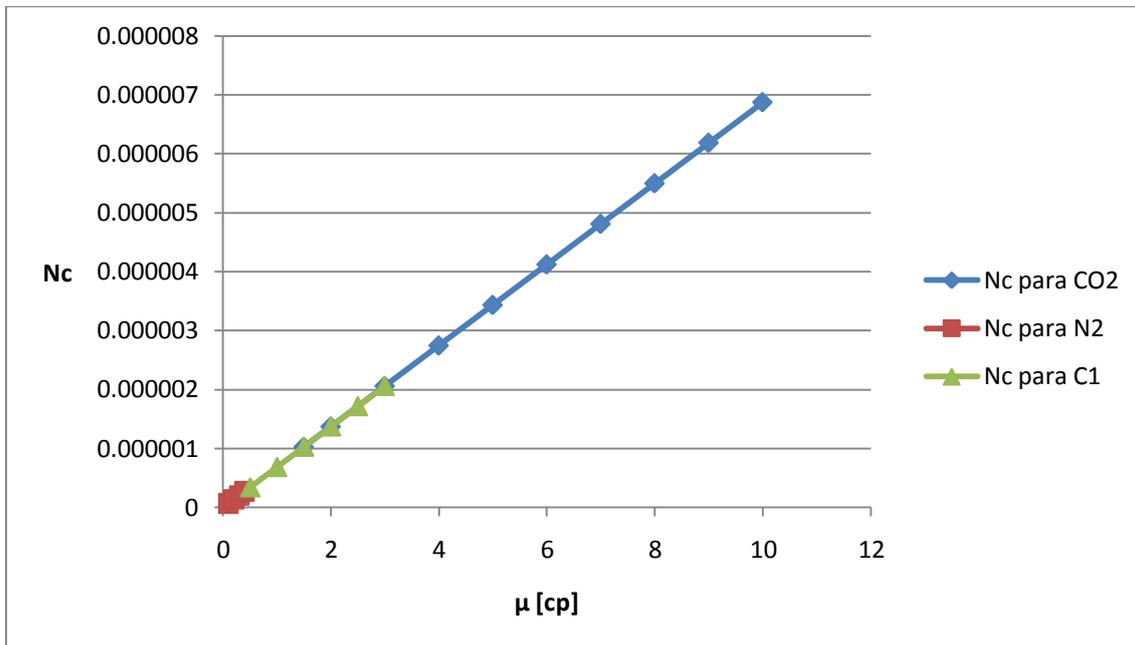


Figura 4.11: Nc vs μ .

La eficiencia microscópica de desplazamiento es definida como la movilización del aceite residual atrapado en el yacimiento, es función del número capilar Nc, el cual es una relación entre fuerzas viscosas y fuerzas capilares, por otro lado la eficiencia volumétrica de barrido es definida como el porcentaje de roca del yacimiento que está en contacto con el fluido que es inyectado, es gobernado por la razón de movilidad y la heterogeneidad del yacimiento, la movilidad está controlada por las diferencias que existen en el cociente de la permeabilidad efectiva y la viscosidad. Para maximizar la eficiencia de cualquier proceso de recuperación mejorada, el número capilar Nc debe de ser maximizado mientras que la relación de movilidad debe ser minimizada.

La inyección de gas para procesos de EOR a demostrado buenas aplicaciones en el campo debido a la eficiente respuesta del desplazamiento microscópico propiciado por el gas que barre esa región, esta alta eficiencia en el barrido se debe a la baja tensión superficial que se desarrolla entre el gas que es inyectado y el aceite que es desplazado en el yacimiento.

Con lo que se ha mencionado anteriormente del N_c y los resultados antes vistos y aunado a esto lo mostrado en la Figura 4.12, que es la relación del factor de recuperación contra los distintos valores del número capilar se puede decir sin ninguna duda que el gas que mejores condiciones presenta de acuerdo con el N_c para este estudio en un yacimiento de gas condensado es el CO_2 .

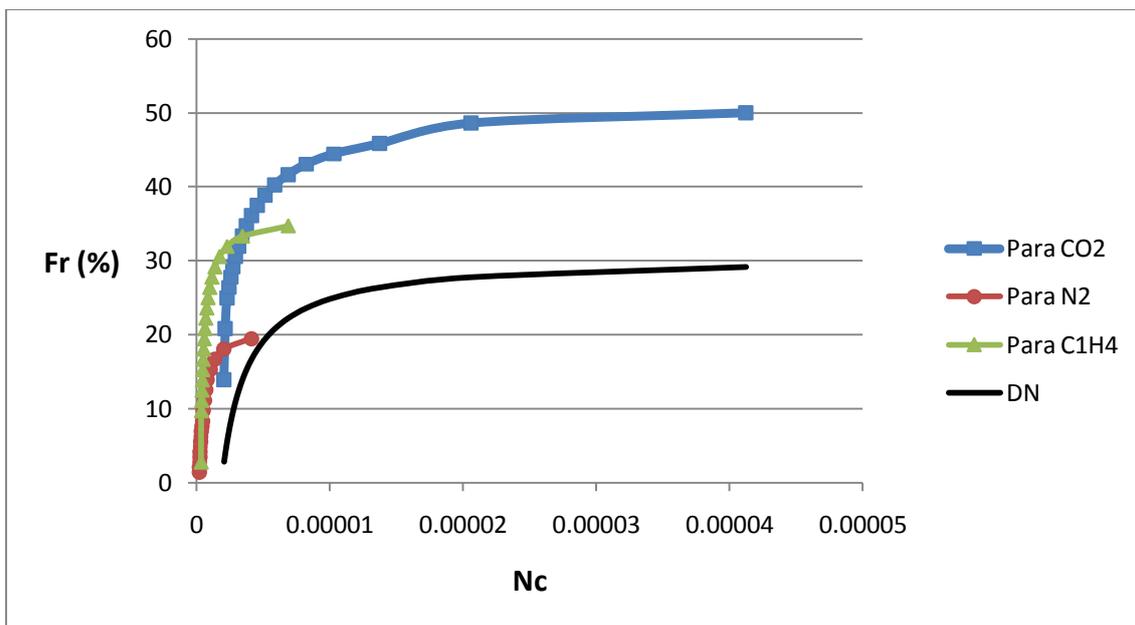


Figura 4.12: Fr vs N_c .

4.3 Número de gravedad (N_g).

Recordando que para el número de gravedad, las condiciones en las cuales $N_g > 1$, los efectos gravitacionales son mayores y se tiene un frente estable dentro de la matriz, para este efecto tenemos que cualquiera de los 3 gases que se probaron (Figura 4.13), puede cumplir cabalmente con esta condición, cada



Capítulo IV: Análisis de resultados.

uno a diferentes condiciones pero todos por encima del valor de 1, haciendo que la presencia de las fuerzas gravitacionales sea más considerable que las fuerzas viscosas.

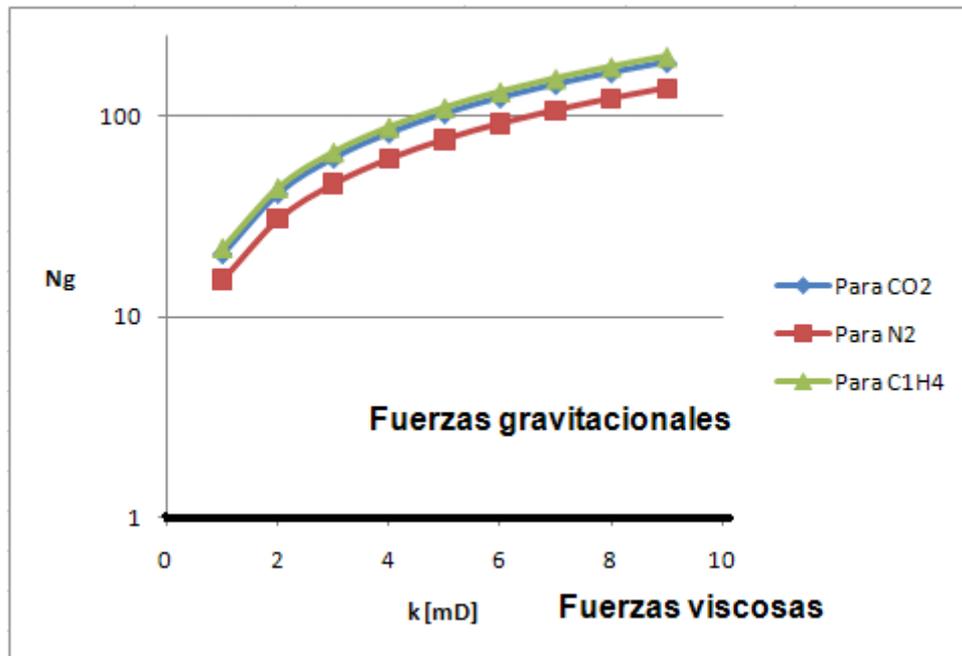


Figura 4.13: Ng vs k.

Para la Figura 4.13 las fuerzas gravitacionales son dominantes lo que proporciona una eficiencia de barrido mejor que lo que se obtendría con un Ng menor a 1.

La velocidad es importante cuando los efectos viscosos son lo que predominan en el desplazamiento, con esto tenemos un efecto de digitación del movimiento del aceite dentro de la matriz, lo que puede ocasionar una disminución en la eficiencia de barrido, el caso anterior sucede cuando $Ng < 1$ y para un número de gravedad mayor a la unidad tenemos un frente estable y una eficiencia de barrido superior, la Figura 4.14 nos permite ver que para el caso de la inyección de CO_2 , N_2 o C_1H_4 , podemos esperar obtener un frente estable.



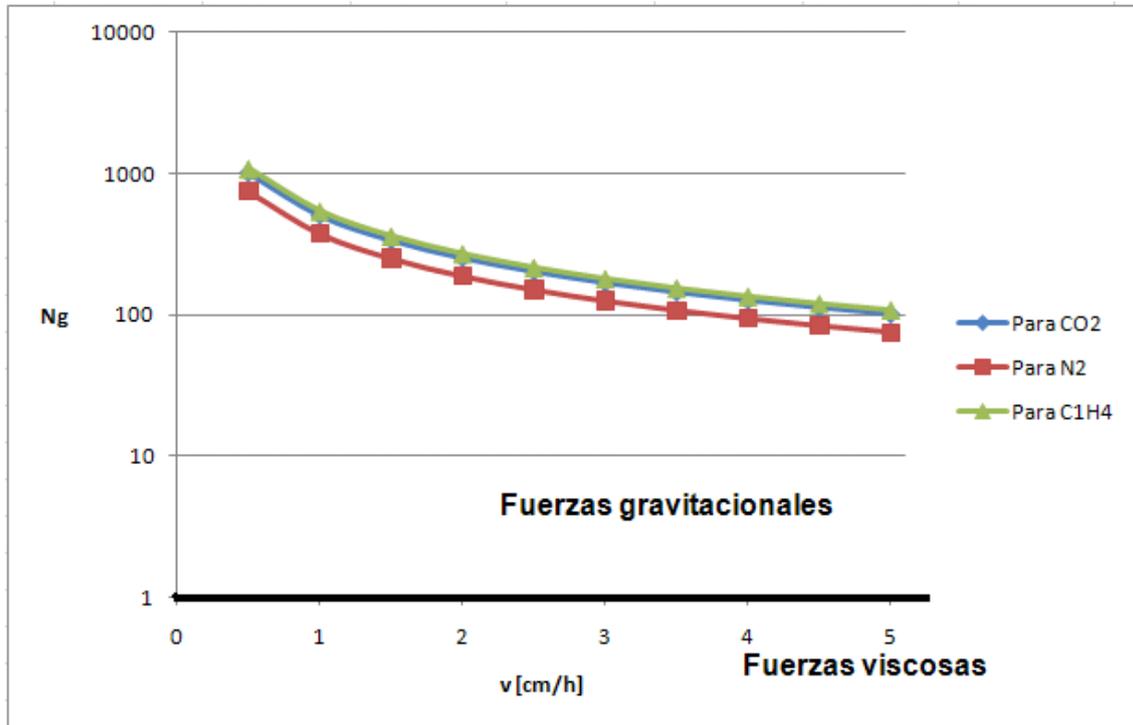


Figura 4.14: Ng vs v.

Los valores que se obtienen para el análisis del número de gravedad a través de las variaciones en la viscosidad quedan manifestados a través de la Figura 4.15, en la cual el gas que proporciona un mejor resultado para el Ng es el CO₂, en este caso podemos esperar que solo se obtenga un frente estable y una marcada mejoría en la eficiencia de barrido ya que tanto el C₁H₄ como el N₂ presentan condiciones favorables para la acción de la gravedad y prácticamente una nula participación de las fuerzas viscosas.

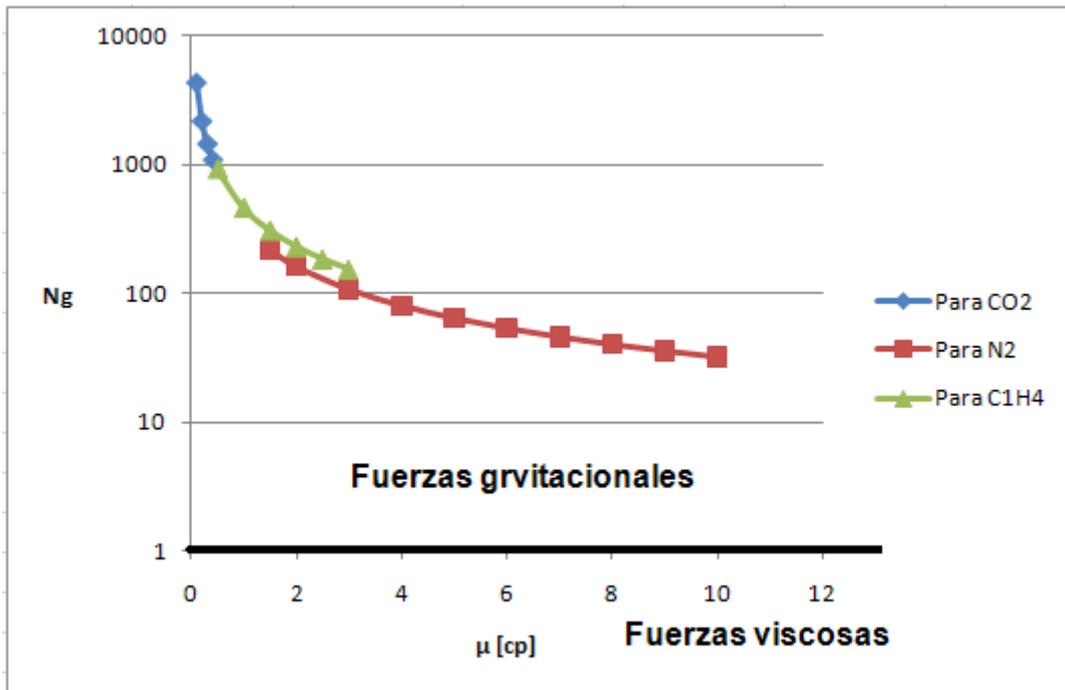


Figura 4.15: Ng vs μ .

Con los resultados obtenidos para el análisis del número de gravedad de acuerdo con la variación en la permeabilidad, velocidad, viscosidad los tres gases favorecen una mejor recuperación.

Teniendo además de lo anterior la Figura 4.16 la cual es el resultado de los diferentes valores del factor de recobro para la inyección de los diferentes gases se confirma que el metano es la mejor opción para obtener hasta un 46% de Fr, un 33% para la inyección de CO₂ y un 19% para N₂, con respecto a la declinación natural de un orden de 29%.

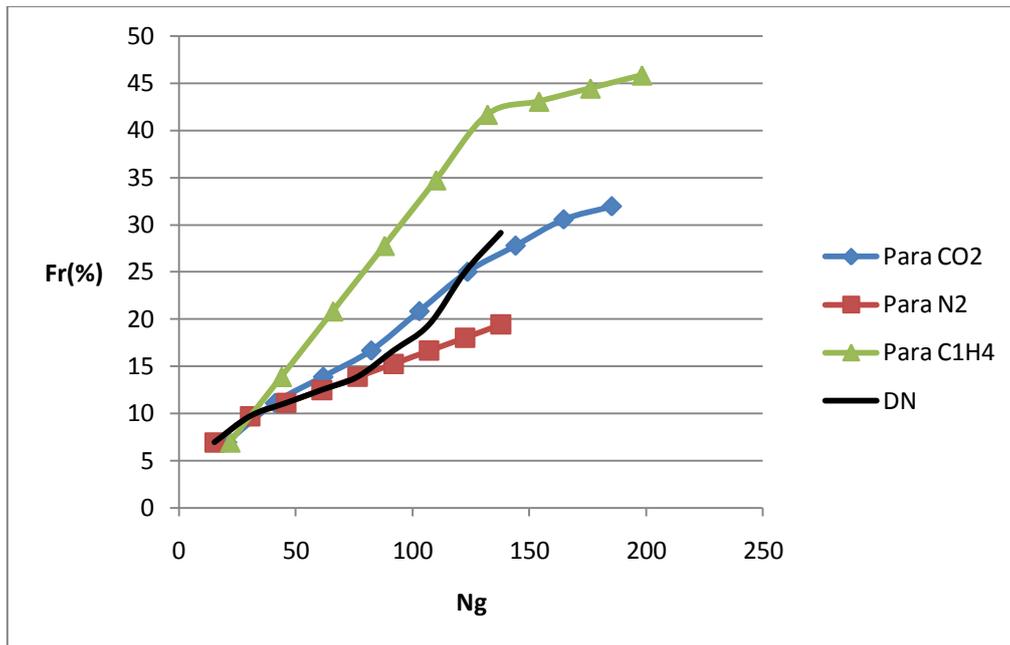


Figura 4.16: Fr vs Ng

4.4 Envoltente de fase.

4.4.1 Diagrama de fase para CO₂.

Al inyectar diferentes concentraciones de CO₂ en el yacimiento, la envoltente de fase varía de acuerdo con lo mostrado en la Figura 3.20 (capítulo III), algunas de las ventajas que se tienen es que observando la curva original, tenemos una presión de rocío aproximadamente de 400 [kg/cm²], sin CO₂ presente, pero a medida que las concentraciones de este gas van en aumento la envoltente de fases cambia y al tener este cambio podemos notar, como ejemplo, que para una concentración de CO₂ al 50%, esta presión de rocío tiene un valor aproximado de 260 [kg/cm²].



Al tener originalmente una presión de rocío de aproximadamente $400[\text{kg}/\text{cm}^2]$ y poder reducirla o alcanzarla hasta $260 [\text{kg}/\text{cm}^2]$, proporciona la ventaja de que para el ritmo de explotación que tenga el yacimiento, la presión de rocío se alcanzará hasta tener $260[\text{kg}/\text{cm}^2]$ lo que da un margen amplio en que el fluido del yacimiento hacia el pozo será solo de una fase en este caso de gas, el cual seguirá conteniendo las concentraciones de elementos intermedios que son ricos en condensados los cuales se podrán recuperar en superficie.

También tenemos la ventaja para cualquier concentración que se inyecte de CO_2 , esto nos da la oportunidad de poder llegar a la presión de rocío en un periodo más alejado del que originalmente se concibe, teniendo en cuenta el ritmo de explotación que se tenga, pero la condicionante es que si se quiere conservar el fluido del yacimiento en una sola fase se necesitan inyectar grandes cantidades de CO_2 .

De la presión de rocío original de $400 [\text{kg}/\text{cm}^2]$ a tener una de $260 [\text{kg}/\text{cm}^2]$, con una concentración del 50% de CO_2 , es una diferencia de $140 [\text{kg}/\text{cm}^2]$, aunque también se puede considerar una concentración de 10% o 20% teniendo para estas una presión de rocío de $370 [\text{kg}/\text{cm}^2]$ y $350 [\text{kg}/\text{cm}^2]$ respectivamente lo que representa en relación con la presión original una diferencia de $30 [\text{kg}/\text{cm}^2]$ y $50 [\text{kg}/\text{cm}^2]$ respectivamente que aunque no parece demasiada ventaja con una buena planeación y ritmo de explotación se puede seguir produciendo solo en la fase gas.

4.4.2 Diagrama de fase para N_2 .

Como se puede apreciar en la Figura 3.21 (capítulo III) para la inyección de nitrógeno en sus diferentes concentraciones, van en aumento de manera proporcional, para el 1% no es tan marcada la diferencia con la presión de rocío original, sin embargo para el 5% ya se tiene un aumento de al menos 20





[kg/cm²], un aumento de 100 [kg/cm²] para una concentración del 20%, de 180 [kg/cm²] para una del 35 % y 250 [kg/cm²] para el 50%, esto hace que el nitrógeno no sea la mejor opción de inyección de gas.

Si se considera a la presión original que es del orden de 670 [kg/cm²], para una inyección de nitrógeno con una concentración al 50% se alcanzará la presión de rocío de manera muy rápida, lo que no es un gran beneficio para la producción ya que la formación de las dos fases en el medio poroso el gas y el condensado puede empezar a obstruir los canales de flujo y la pérdida de componentes intermedios haciendo que la producción del gas sea de un valor muy pobre, considerado con respecto al que se podría producir desde el punto del análisis de la envolvente de fase y con los resultados de los números adimensionales la inyección de N₂ no es una solución que sea adecuada para este estudio.

4.4.3 Diagrama de fases para C1H4.

El metano parece ser el gas que menores ventajas proporciona con respecto a la envolvente de fases ya que de la presión original para el punto de rocío de 400 [kg/cm²], a una concentración del 50% al valor de la presión de rocío es de solo 350 [kg/cm²], lo que representa un margen de 50 [kg/cm²] más que el original Figura 3.22 (capítulo III).





Conclusiones.

Los análisis que se realizaron nos sirven para evaluar la aplicación de un proceso de recuperación mejorada (procesos térmicos, procesos miscibles, procesos químicos), en este caso la inyección de un fluido que no se encuentra originalmente en el yacimiento (gas) de manera miscible.

Los números adimensionales son útiles porque reducen el número de parámetros a estudiar, también se utilizan para escalar las condiciones de campo a las condiciones de laboratorio, para poder utilizarlos con mayor facilidad.

Realizar un escalamiento adecuado nos va a ayudar a obtener mejores resultados, estos resultados van a ser útiles para llevar a cabo experimentos a escalas más grandes o más pequeñas, según sea el objetivo del estudio.

De acuerdo al análisis que se ha realizado en este, trabajo los gases que se pueden emplear en este proceso son el C_1H_4 , CO_2 , N_2 esto de acuerdo al criterio de los números adimensionales. Tomando en cuenta el diagrama de fases el CO_2 es el gas que mejor resultados nos arroja, ya que al mezclarse este con los fluidos del yacimiento reduce el valor al cual se logra alcanzar la presión de rocío.

Al utilizar C_1H_4 , podemos tener un factor de recuperación más grande que el que se tendría con cualquiera de los otros gases e incluso con la declinación natural, mientras que en orden descendente el CO_2 es la siguiente alternativa y en el caso de la inyección de N_2 no se considera ya que se puede recuperar una mayor cantidad de condensado con la declinación natural.





Recomendaciones.

Hay que conocer la etapa de explotación del campo para seleccionar el proceso adecuado a implementar. Se debe tener conocimiento de las propiedades de la roca y de los fluidos para seleccionar el proceso que se adapte a estas características para su implementación.

Es necesario conocer las variables que intervienen en el proceso para formar los números adimensionales que serán analizados, ya que los números adimensionales nos ayudan a comprender las variables que gobiernan el desplazamiento de aceite del yacimiento.

Aunque los resultados arrojan que la mejor alternativa es la inyección de metano, es mejor emplear el CO₂ para ser inyectado, porque este se encuentra en fuentes naturales. Además, es un gas que ha dado muy buenos resultados cuando se le ha empleado en procesos de recuperación mejorada, disminuyendo la viscosidad y la tensión superficial además de ser muy soluble en crudos ligeros.

Se deben evaluar todos los parámetros a considerara para la puesta en marcha de un proceso de recuperación mejorada por el costo que genera su implementación, se debe de recurrir a los análisis de geología, caracterización dinámica, simulación de yacimientos, etc. En este caso en particular solo fueron los números adimensionales y los diagramas de fase.

La fuente de suministro del gas que se seleccione, en este caso el CO₂, debe ser constante y no debe ser un gasto adicional al proceso, se puede utilizar baches de otros fluidos para poder desplazar al gas que va a generar la miscibilidad en el yacimiento.

Los resultados del Fr contra cada número adimensional no son estudios fidedignos, ya que se necesitan varios experimentos para poder determinar valores para cada uno, se debe recordar que los valores mostrados son solo estimaciones correspondientes que se hicieron considerando que teóricamente mientras más grande sea el número adimensional, mayor será la eficiencia en el proceso y se pude esperar un mayor factor de recuperación.





Bibliografía:

1. Wael Abdallah, Jill S. Buckley, "Los fundamentos de la mojabilidad", Oilfield Review, 2007.
2. Rodríguez Nieto, Rafael.: "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", División de Ingeniería, Departamento de Explotación del Petróleo.
3. Ahmed T, "Hydrocarbon Phase Behavior", Gulf Publishing Co., Houston Texas, 1989.
4. Pemex PEP, "Recuperación secundaria y mejorada en México", Informe anual 2009.
5. M. en I. Alfredo León García, y otros "Criterios de Preselección para Aplicación de Procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada en Yacimientos de Gas y Condensado" , PEMEX 2010
6. PEMEX PEP, subdirección técnica de explotación, "Diseño e Implementación de Procesos de Recuperación Adicional en PEP", 2010
7. Jann-Rune Ursin, "Fluid flow in gas condensate reservoirs: the interplay of forces and their relative strengths", Journal of Petroleum Science and Engineering, September 2003.
8. Gharbi, Ridha., Peters, Ekewers., y Elkamel, Eli.: "Scaling Miscible Fluid Displacement in porous media", Energy & Fuels 1998, 12, 801-811.
9. Novakovic, Djuro.: "Numerical Reservoir Characterization Using Dimensionless Scale Numbers whit Apliccation in Upscaling", Universidad del Estado de Luisiana (Agosto 2002).
10. Geertsma, J., Croes, G. A., Schwarz, N.: "Theory of Dimensionally Scaled Models of Petroleum Reservoirs", Koninklijke/Shell Laboratorium. Amsterdam.
11. Cengel, Yunus A., Cimbala, John M: "Mecánica de Fluidos Fundamentos y Aplicaciones", Mc Graw Hill.

