



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**“EFECTOS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN UN
YACIMIENTO DE BAJA PRESIÓN Y ALTA TEMPERATURA”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JUAN MANUEL CADENA ZETINA

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. LUIS MANUEL PERERA PÉREZ

MÉXICO, D.F.

FEBRERO DE 2016

CONTENIDO

	Pág.
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN	v
SUMMARY	vi
LISTA DE FIGURAS.....	vii
LISTA DE TABLAS.....	xi
INTRODUCCIÓN	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Objetivos	2
REVISIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO	3
2.1 Antecedentes Geológicos.....	3
2.2 Cimas y Bases Estratigráficas.....	10
2.3 Evaluación Estructura/Fallas	13
2.4 Evaluación de Fracturas	17
2.5 Petrofísica.....	23
2.6 Modelo Geológico	23
ESTUDIO DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN	25
3.1 Antecedentes	25
3.2 Revisión de la Historia de Producción	29
3.3 Análisis de la Salinidad del Agua Producida	35
3.4 Integración de la Información	42
DICTAMEN DE LOS PRINCIPALES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	47
4.1 Conceptos Preliminares	47
4.2 Determinación de los Mecanismos de Producción	55
SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN EN UN YACIMIENTO	62
5.1 Antecedentes	62
5.2 Parámetros a Considerar del Yacimiento y Aceite	64
5.3 Selección del Tipo de Fluido a Inyectar	71
5.4 Tipos de Inyección	74
5.5 Consideraciones Generales para Iniciar el Proceso	78

5.6 Análisis de la inyección de Nitrógeno	94
ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL CAMPO CARBONATOS	104
6.1 Antecedentes del Campo Carbonatos.....	104
6.2 Seguimiento Anual de la Inyección	130
6.3 Influencia de la Inyección de Nitrógeno.....	135
6.4 Análisis del Avance del Contacto Agua – Aceite y Contacto Gas – Aceite	143
6.5 Diagnóstico de Ventanas de Aceite.....	146
CONCLUSIONES	153
RECOMENDACIONES	154
REFERENCIAS	155

AGRADECIMIENTOS

A mis papás Juan y Leticia,

Por apoyarme, cuidar de mí, aconsejarme y estar en los momentos más importantes, mi eterno agradecimiento.

A mi hermana Daniela,

Por las risas y permitirme crecer como hermano mayor.

A la Universidad y mis profesores,

Por enseñarme y permitir que me desarrolle profesionalmente.

Al M.I. Luis Manuel Perera Pérez,

Por aceptar ser mi director de tesis y darme una empapada de lo que me espera en el mundo laboral.

Al Ing. Manuel Juan Villamar Viguera,

Por aceptar ser mi asesor interno y permitirme realizar este trabajo.

Al Ing. Echávez Ross Gerardo,

Por apoyarme con revisiones, sugerencias y comentarios.

A todos mis amigos,

Por las risas, pláticas, por hacer algunas de las clases más llevaderas, o distraerme de la misma carrera, por contar con ellos en las buenas y en las malas, gracias por su apoyo.

RESUMEN

El Campo Carbonatos ha tenido una larga vida productiva, convirtiéndose en un campo maduro, por lo que es necesaria la implementación de un proceso de Recuperación Mejorada que permita incrementar su rentabilidad, para lo cual actualmente cuenta con un programa de mantenimiento de presión con inyección de nitrógeno.

El objetivo de este trabajo es analizar los efectos que se presentaron en el yacimiento debido a la inyección de nitrógeno y la respuesta que se genera, además de enfatizar la importancia del monitoreo de los datos, la situación actual del yacimiento, ubicar las ventanas de aceite y tomar las mejores decisiones de explotación.

Para realizar lo anterior se analizó la información estática, con la cual se conocieron las características de las unidades estratigráficas, y los bloques de producción. Con el comportamiento de producción se establecieron los mecanismos de producción a los cuales ha estado sometido el campo, además se incluyen las pruebas que se realizaron, así como el análisis que se le dio para determinar la opción de inyectar nitrógeno como proyecto de mantenimiento.

Se explican los efectos que se producen con la inyección de nitrógeno en los yacimientos naturalmente fracturados, y las repercusiones que tienen; además, se presentan los beneficios que se obtuvieron con el programa de mantenimiento de presión. Finalmente se analiza el monitoreo de los contactos agua – aceite y gas –aceite durante la vida productiva del campo, con lo que es posible pronosticar las ventanas de aceite y por lo tanto analizar las posibles alternativas para extraer dicho aceite incrementando la productividad y el rendimiento económico.

SUMMARY

The Carbonatos Field, have had a long productive life, becoming a mature field, therefore it became necessary the implementation of enhanced oil recovery to increase his profitability, thus currently has a pressure maintenance program with nitrogen injection.

The objective of this paper is to analyze the effects that occurred at the reservoir due to the nitrogen injection and his response, in addition to emphasizing the importance of monitoring data, the current state of the reservoir, locate the residual oil zones and make better operation decisions.

To perform the above it's been determined the stratigraphic units and production zones by the analysis of the static information. With the production behavior we established the production mechanism which has been developed by the reservoir, besides its included the test performed and the analysis that was given to determinate the alternative of nitrogen injection as a maintenance project.

It is explained the effects produced by injecting nitrogen in naturally fractured reservoirs, and his implications, plus the benefits obtained with the pressure maintenance operation. Finally the monitoring of the oil - water contact and the gas - oil contact is analyzed during the whole production life of the field, whereby we forecast the oil zones and analyze the possible alternatives to produce that oil.

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Gráfica de generación de hidrocarburos.	4
Figura 2.2 Gráfica de cantidad de carbonos vs solubilidad.	6
Figura 2.3 Migración primaria y secundaria.	7
Figura 2.4 Sección transversal de una trampa en un anticlinal simple.	8
Figura 2.5 Principales tipos de trampas petroleras.	9
Figura 2.6 Planos de cimas y base.	11
Figura 2.7 Proyección de áreas.	12
Figura 2.8 Proyección de áreas continuación.	13
Figura 2.9 Elementos de un pliegue.	14
Figura 2.10 Elementos de una falla.	15
Figura 2.11 Tipos de fallas.	16
Figura 2.12 Sección transversal de la cuenca de burgos.	17
Figura 3.1 Comportamiento típico de una prueba de decremento de presión.	26
Figura 3.2 Comportamiento típico de una prueba de incremento de presión.	27
Figura 3.3 Comportamiento típico de una prueba a gastos variables.	27
Figura 3.4 Comportamiento típico de una prueba de inyección.	28
Figura 3.5 Comportamiento típico de una prueba de interferencia.	28
Figura 3.6 Comportamiento típico de una prueba de pozos inyectoros.	29
Figura 3.7 Etapas de la producción.	30
Figura 3.8 Clasificación de las curvas de declinación de Arps (1945).	32
Figura 3.9 Gráficos de gasto de producción de aceite y producción acumulada de aceite en función del tiempo de un pozo.	33
Figura 3.10. Avance del casquete de gas en función del tiempo.	34
Figura 3.11 Estudio del avance del agua en función del tiempo.	34
Figura 3.12 Diagrama de Stiff.	39
Figura 3.13. Diagrama de Piper.	40
Figura 3.14 Diagrama de Schoeller – Barkalof.	41
Figura 3.15 Ejemplos de diagramas binarios.	41
Figura 3.16 Gráfico de presión contra el tiempo de un pozo.	43
Figura 3.17 Gráfico Relación Gas - Aceite (RGA) contra el tiempo.	43

LISTA DE FIGURAS (Continuación)	Pág.
Figura 3.18 Mapa de la densidad API.	44
Figura 3.19 Plano de referencia entre dos pozos ubicados a distintas profundidades.	45
Figura 3.20 Ejemplo de la historia de presión de los pozos de un campo.	46
Figura 4.1 Esquema del fenómeno de subsidencia en un campo.	48
Figura 4.2 Yacimiento con empuje por gas en solución.	49
Figura 4.3 Yacimiento con empuje por casquete de gas.	50
Figura 4.4 Yacimiento con empuje por entrada de agua debido a la expansión del acuífero.	52
Figura 4.5 Yacimiento con empuje por entrada de agua debido a un acuífero artesiano.	53
Figura 4.6 Empuje combinado de agua y capa de gas.	54
Figura 4.7 Gráfica de eficiencia de la recuperación contra la presión del yacimiento.	58
Figura 5.1 Esquema de una inyección central.	75
Figura 5.2 Esquema de una inyección periférica.	75
Figura 5.3 Esquema de una inyección con buzamientos.	76
Figura 5.4 Arreglos típicos de pozos de inyección.	77
Figura 5.5 Arreglo irregular de un campo.	78
Figura 5.6. Esquema de las zonas presentes en el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles.	80
Figura 5.7. Desplazamiento de gas a distintas relaciones de movilidad.	82
Figura 5.8. Esquema del desplazamiento de aceite en un yacimiento estratificado por el método de Stiles.	85
Figura 5.9. Esquema de los resultados obtenidos de un modelo potenciométrico.	87
Figura 5.10. Diagrama de fase ternario de una mezcla de tres componentes (L, H, I) a una presión y temperatura constantes.	88
Figura 5.11. Miscibilidad al primer contacto.	90
Figura 5.12. Miscibilidad dinámica por vaporización.	91
Figura 5.13. Miscibilidad dinámica por condensación.	92
Figura 5.14. Esquema del barrido vertical y de área de un sistema multicapa.	94
Figura 5.15. Esquema del aparato del tubo delgado.	96

LISTA DE FIGURAS (Continuación)	Pág.
Figura 5.16. Gráfica de recuperación de aceite en % de volumen poroso contra presión.	97
Figura 5.17. Esquema del aparato de burbuja ascendente.	98
Figura 5.18. Experimento de múltiple contacto progresivo.	98
Figura 5.19. Experimento de múltiple contacto regresivo.	99
Figura 5.20. Prueba de hinchamiento.	102
Figura 5.21. Ejemplo de perfiles de concentración base del N ₂ .	103
Figura 6.1 Localización del Campo Carbonatos.	104
Figura 6.2. Ubicación de las fallas y bloques del campo Carbonatos en la cima del JSK.	105
Figura 6.3. Registro geofísico tipo del área de Jade.	106
Figura 6.4. Registro geofísico tipo del área de Topacio.	107
Figura 6.5. Comportamiento de la envolvente de fases del Pozo Jade – 42.	108
Figura 6.6. Comportamiento histórico de presión del Campo Carbonatos.	110
Figura 6.7. Comportamiento histórico de producción del Campo Carbonatos.	110
Figura 6.8. División de bloques del Campo Carbonatos.	113
Figura 6.9. Gráfica semilogarítmica de Presión contra producción acumulada.	114
Figura 6.10. Evaluación de la Presión Mínima de Miscibilidad con CO ₂ para el aceite del Pozo Jade – 26.	118
Figura 6.11. Evaluación de la Presión Mínima de Miscibilidad con N ₂ para el aceite del Pozo Jade – 25.	118
Figura 6.12. Envolvente de formación de asfáltenos del Pozo Jade – 25.	119
Figura 6.13. Envolvente de formación de asfáltenos del Pozo Topacio – 117.	120
Figura 6.14. Acoplamiento de la envolvente de fases con el perfil dinámico (P – T) del Pozo Jade -25.	120
Figura 6.15. Acoplamiento de la envolvente de fases con el perfil dinámico (P – T), del Pozo Topacio – 117.	121
Figura 6.16. Comportamiento de la presión de inyección durante la prueba de desplazamiento.	122
Figura 6.17 Gráficas de comparación entre el PVT original y el PVT con la nueva presión de saturación tras la inyección de nitrógeno.	125
Figura 6.18. Respuesta de presión en el pozo inyector y los pozos observadores.	129
Figura 6.19. Comportamiento de nitrógeno en 2008.	130

LISTA DE FIGURAS (Continuación)	Pág.
Figura 6.20. Comportamiento de la inyección de nitrógeno en 2010.	131
Figura 6.21. Comportamiento de la inyección de nitrógeno en 2013.	132
Figura 6.22. Comportamiento de la inyección de nitrógeno en 2015.	132
Figura 6.23. Comportamiento de la producción del Pozo Jade – 2B.	133
Figura 6.24. Comportamiento de la producción del Pozo Jade - 2C.	134
Figura 6.25. Comportamiento del porcentaje mol de nitrógeno del Campo Jade.	134
Figura 6.26. Comportamiento del porcentaje mol de nitrógeno del Campo Topacio.	135
Figura 6.27. Comportamiento de los fluidos en un yacimiento en condiciones avanzadas de explotación con efectos importantes de segregación gravitacional.	137
Figura 6.28. Comportamiento de presión y de los fluidos para un yacimiento a condiciones avanzadas de explotación con efectos de convección.	139
Figura 6.29. Comportamiento de la saturación del gas, aceite y agua en un yacimiento naturalmente fracturado con un acuífero activo.	141
Figura 6.30. Comportamiento de la saturación del gas, aceite y agua en un yacimiento naturalmente fracturado con un proceso de mantenimiento de presión por inyección de gas.	142
Figura 6.31 Avance del contacto agua – aceite del Campo Carbonatos, 1986.	143
Figura 6.32 Avance del contacto agua – aceite del Campo Carbonatos, 1989.	144
Figura 6.33 Avance del contacto agua – aceite del Campo Carbonatos, 1996.	144
Figura 6.34 Avance del contacto agua – aceite de los Campos Topacio y Jade, enero 2014.	145
Figura 6.35 Avance del contacto gas – aceite de los Campos Topacio y Jade, al inicio de la inyección de nitrógeno (2007).	145
Figura 6.36. Avance de los contactos en el bloque Jade 1 (J1) de 1995 al 2013.	147
Figura 6.37. Avance de los contactos en el bloque Jade 2 (J2) de 1986 al 2013.	148
Figura 6.38. Avance de los contactos en el bloque Jade - Topacio (JT) del 2000 al 2013.	149
Figura 6.39. Avance de los contactos en el bloque Topacio 1 (T1) de 1995 al 2013.	150
Figura 6.40. Avance de los contactos en el bloque Topacio 2 (T2) de 1993 al 2013.	151
Figura 6.41. Avance de los contactos en el bloque Topacio 3 (T3) de 1985 al 2013.	152

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Clasificación de los tipos de kerógeno.	5
Tabla 2.2 Características del Yacimiento Tipo I.	21
Tabla 2.3 Características del Yacimiento Tipo II.	22
Tabla 2.4 Características del Yacimiento Tipo III.	22
Tabla 2.5 Características del Yacimiento Tipo IV.	22
Tabla 3.1 Principales cationes y aniones disueltos en el agua.	36
Tabla 4.1 Presión del yacimiento.	55
Tabla 4.2 Producción de agua.	56
Tabla 4.3 Relación gas – aceite (RGA).	57
Tabla 4.4 Eficiencia de desplazamiento de los diferentes mecanismos.	57
Tabla 5.1 Clasificación de los procesos de recuperación.	62
Tabla 5.2 Factores históricos totales de recuperación.	63
Tabla 5.3 Clasificación de los métodos de recuperación mejorados.	64
Tabla 5.4 Criterios técnicos del nitrógeno y los gases de combustión.	65
Tabla 5.5 Criterios técnicos de los hidrocarburos miscibles.	66
Tabla 5.6 Criterios técnicos del bióxido de carbono.	67
Tabla 5.7 Criterios técnicos de los polímeros miscelares, álcalis, surfactantes, solventes miscibles.	68
Tabla 5.8 Criterios técnicos de los polímeros.	68
Tabla 5.9 Criterios técnicos de la combustión in situ.	69
Tabla 5.10 Criterios técnicos del vapor y agua caliente.	70
Tabla 5.11 Criterios para la selección de bacterias.	71
Tabla 5.12 Características de la inyección de gases.	72
Tabla 5.13 Características de la inyección de agua y vapor.	73
Tabla 5.14 Características de la inyección de químicos.	73
Tabla 5.15 Efectos del flujo de fluidos, arreglo de pozos y heterogeneidad del yacimiento.	83
Tabla 6.1 Balance composicional del agotamiento a volumen constante para el fluido del Pozo Jade – 42.	109
Tabla 6.2 Datos por Bloque.	113
Tabla 6.3 Análisis de los mecanismos de empuje a lo largo de la explotación.	115

LISTA DE TABLAS (Continuación)

	Pág.
Tabla 6.4 Comparación de las composiciones del líquido original con el líquido a condiciones de extracción.	123
Tabla 6.5 Composiciones del casquete de gas y del gas liberado del líquido.	124
Tabla 6.6 Resumen de premisas para la evaluación de proyectos.	127
Tabla 6.7 Análisis económico del caso de operaciones continuas y estrategias de explotación del Campo Carbonatos.	127
Tabla 6.8 Análisis de sensibilidad a estrategias de explotación	128

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

La declinación de la producción y la necesidad de recuperar una mayor cantidad de hidrocarburos en los yacimientos, para cumplir con las demandas de producción del país, genera la exigencia de considerar y aplicar nuevas estrategias y alternativas que permitan satisfacer dicha producción, las cuales deben cumplir los aspectos técnicos y económicos particulares de cada yacimiento.

Gran cantidad de los campos petroleros de las Cuencas Cenozoicas del Sureste del país presentan una larga vida productiva, en una secuencia de rocas sedimentarias naturalmente fracturadas, pero también se cuenta con un mejor conocimiento de los campos. Por lo anterior, se debe considerar la actualización de los modelos de yacimiento, para la perforación de nuevos pozos y la implementación de procesos de recuperación mejorada, entre otros.

El presente trabajo abarca en el Capítulo 2 la revisión de aspectos geológicos como son: el sistema petrolero, estructuras, fallas y fracturas; esto último nos proporciona información sobre los yacimientos naturalmente fracturados. La comprensión de estos conocimientos es necesaria para poder desarrollar el modelo geológico de cualquier yacimiento.

En el Capítulo 3 se explican las pruebas de presión, los datos que se pueden extraer de ellas, el análisis de la historia de producción, las pruebas de composición del agua y los posibles efectos de estos componentes como son las incrustaciones y la corrosión. Finalmente se realiza la integración de la información para dar algunas de las interpretaciones que se pueden obtener con estos datos, y como construir una curva de presión de un campo.

En el Capítulo 4 se abarcan los distintos mecanismos de producción a los cuales están sometidos los yacimientos, como son: el empuje por compactación, gas en solución, casquete de gas, entrada de agua, segregación gravitacional y la combinación de dos o más de estos empujes, los cuales regirán el comportamiento de producción del yacimiento, así como distintas formas de identificar los mecanismo predominantes.

En el Capítulo 5 se analizan los procesos de recuperación secundaria y mejorada, los criterios técnicos para su selección, las ventajas y desventajas que ofrece la inyección de estos fluidos. Los tipos de inyección, las condiciones generales para realizar la inyección de fluidos, las bases teóricas del desplazamiento inmisible y miscible de los gases. Para finalmente explicar las consideraciones adicionales de la inyección de nitrógeno, como son: las fuentes de obtención, pruebas especiales y parámetros a seguir.

El Capítulo 6 consiste en la aplicación de los conceptos tratados en los Capítulos 2, 3, 4 y 5, para analizar la inyección de nitrógeno en el “Campo Carbonatos”, así como la descripción de los efectos causados en la inyección de nitrógeno en el campo, el cual tiene mayor repercusión en un yacimiento naturalmente fracturado como es el caso del “Campo Carbonatos”. Además de analizar el monitoreo del avance de los contactos para así describir una metodología para diagnosticar las ventanas de aceite ayudado del análisis el avance de dichos contactos.

1.2 Objetivos

El objetivo de este trabajo es determinar la respuesta del sistema a la inyección de nitrógeno y los efectos que se generan en el yacimiento, además de enfatizar la importancia del monitoreo de los datos en especial los contactos para conocer mejor la situación actual del yacimiento y tomar mejores decisiones de explotación.

Otro objetivo asociado es dar a conocer los efectos del nitrógeno en yacimientos naturalmente fracturados, utilizar el monitoreo de contactos de tal forma que permitan describir una metodología para diagnosticar las ventanas de aceite y tener mejor caracterizadas las zonas invadidas por agua y gas. Permittiéndonos planear de mejor manera los intervalos a disparar de los pozos existentes, así como identificar las mejores localizaciones para perforar nuevos pozos.

CAPÍTULO 2.

REVISIÓN DEL MODELO GEOLÓGICO

2.1 Antecedentes Geológicos

Los antecedentes geológicos son la información recabada de los distintos elementos geológicos que conforman al yacimiento. Esta información se utiliza en la toma de decisiones que influirán en el plan de extracción de hidrocarburos del yacimiento.

2.1.1 Sistema petrolero

El sistema petrolero implica el entendimiento de todos los elementos y procesos geológicos necesarios para que se dé la generación, migración, entrapamiento y preservación de aceite y/o gas en la corteza terrestre. A partir de que se comenzó a usar el término de play, el sistema petrolero se enfoca más en el origen de los hidrocarburos ^{(1)*}.

Los elementos clave que definen un sistema petrolero son la roca generadora, la almacenadora, el sello, la migración y la trampa. El tipo de materia orgánica nos determina el tipo de hidrocarburo que se puede generar.

2.1.2 Roca generadora

La roca generadora es la roca sedimentaria con materia orgánica, la cual lo preservó sirviendo de fuente para la formación de gas y aceite. Los sedimentos son de materiales inorgánicos como arena y arcilla, y orgánicos (plantas y animales principalmente microscópicos). La materia orgánica fue rápidamente sepultada por otros sedimentos, o bien con tasas de sedimentación más bajas en aguas con poco oxígeno ^(2,3).

*Referencias al final del trabajo

Las rocas generadoras deben tener un porcentaje mayor al 1% de carbono orgánico total (COT), además de un volumen importante en una roca de grano fino. Normalmente estas rocas sedimentarias son de color negro debido a su contenido orgánico que va del 1 al 3%, las que presentan color grisáceo o negro cuando tienen 0.5% de materia orgánica. Esta materia orgánica puede producir tanto aceite como gas y carbón, todo esto dependiendo de la temperatura a la que se someta ^(2,3).

La temperatura mínima para que se genere aceite es de 65°C (150°F) en condiciones normales, esto se alcanza enterrando la materia orgánica con sedimentos, a partir de una profundidad de más de 1,000 m, entre más profundo más temperatura alcanzará. La máxima generación de hidrocarburos se da entre 90 - 120°C (200 - 250°F), si la temperatura alcanza más de 300°F (150°C) lo que obtendremos primero será metaandracita, gas natural y posteriormente grafito ^(2,3), figura 2.1.

Cuando la materia orgánica se encuentra a poca profundidad y no alcanza la temperatura necesaria para generar el petróleo, esta se puede convertir en gas metano debido a la acción de bacterias, a este gas también se le conoce como gas de pantano ^(2,4).

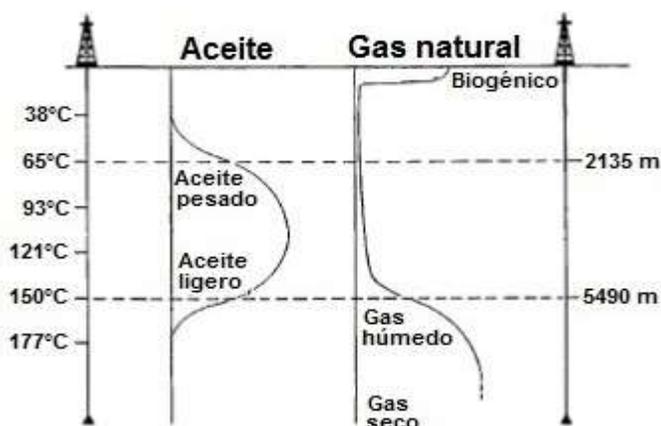


Figura 2.1 Gráfica de generación de hidrocarburos. Primero se produce el gas metano, a partir de los 65°C se comienza la producción de aceite, primero pesado y después ligero. Una vez alcanzados los 150°C termina la generación de aceite y comienza la de gas húmedo y posteriormente la de gas seco ⁽²⁾.

2.1.2.1 Materia orgánica

La materia orgánica es material compuesto por moléculas orgánicas (Carbón, Hidrógeno y Oxígeno) derivados de los organismos. Tras ser sometida a la temperatura una pequeña parte (10 – 20 %) se transforma en bitumen, el cual se puede procesar para obtener

hidrocarburos no convencionales a través de la minería. La otra parte de la materia orgánica (80 – 90 %) produce kerógeno que es el precursor de los hidrocarburos, este puede clasificarse de acuerdo a su origen y composición ⁽⁴⁾, tabla 2.1.

Tabla 2.1 Clasificación de los tipos de kerógeno ⁽⁴⁾

	Origen de la materia orgánica	Hidrocarburo que se obtiene
Tipo I	Fitoplancton	Aceite
Tipo II	Fitoplancton, zooplancton	Aceite y gas
Tipo III	Organismos continentales y marinos	Gas
Tipo IV	Organismos continentales	No forma hidrocarburos (puede formar Carbón)

2.1.3 Roca almacenadora

Las rocas almacenadoras son todas aquellas rocas que debido a sus propiedades de porosidad y permeabilidad, permiten el flujo y almacenamiento de hidrocarburos, en conjunto con otro tipo de rocas denominada roca sello ⁽¹⁾. Para que una roca pueda considerarse como almacenadora debe de ser:

- Porosa: Poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos. La porosidad de estas rocas está en el intervalo de 5% a 30% ⁽²⁾.
- Permeable: Sus poros deben estar interconectados de manera que fluyan fácilmente los hidrocarburos al ser alcanzados por un pozo ⁽¹⁾.
- Mostrar cierta continuidad lateral y vertical: éstas pueden ser primarias como la porosidad intergranular de las areniscas, o secundarias resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o el fracturamiento de cualquier tipo de rocas ^(1, 2).

2.1.4 Roca sello

Son aquellas rocas que por su escasa permeabilidad, poros de tamaño subcapilar o no poseer fracturas interconectadas, no permiten el paso de un fluido (son impermeables), sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento. Las mejores condiciones para la preservación de los sellos se tienen en las regiones con una historia geológica simple, ya que en áreas muy deformadas los sellos se destruyen frecuentemente ^(1, 2, 3).

Debido a que los yacimientos petroleros aparecen normalmente tectonizados en mayor o menor grado, el espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido, si tiene excelente calidad (poco grado tectónico) o de espesor mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala (alto grado tectónico). En el caso de una roca sello es importante conocer la forma y el tamaño de los poros, el contenido de fluidos y régimen hidrodinámico ^(1,4).

2.1.5 Migración

Es la etapa donde el hidrocarburo sale de la roca generadora normalmente como protopetróleo, es decir que su transformación todavía no está completa. Esta transformación puede terminar antes, durante y después de la migración. Existen dos mecanismos para que se lleve a cabo la migración ^(3,4).

- El primero es la teoría del aceite caliente: ésta se alcanza a partir de los 150°C ya que permite la solubilidad, esto se puede ver en la siguiente gráfica donde se muestra que la solubilidad se incrementa al disminuir la cadena de hidrocarburos y viceversa ⁽³⁾, figura 2.2.
- Teoría micelar: es la disolución de los hidrocarburos en agua (Baker, 1962; Cordell, 1973) por la presencia de micelares, son coloides orgánicos cuyas moléculas son hidrofóbicas (insolubles en agua) e hidrofílicas (solubles en agua) ⁽³⁾.

Otras teorías consideran que los gases pueden ser un buen catalizador en la migración como es el dióxido de carbono (CO_2), por lo que también se utiliza como un método en la recuperación mejorada de hidrocarburos ⁽³⁾.

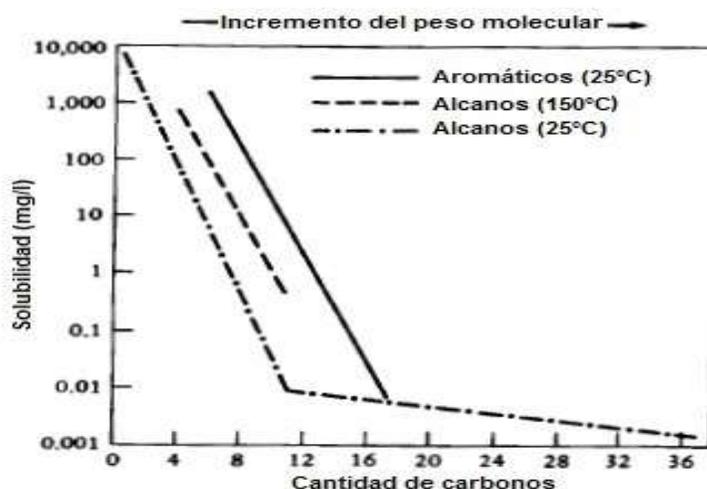


Figura 2.2 Gráfica de cantidad de carbonos vs solubilidad. A mayor cantidad de carbonos es menos soluble y viceversa, también a mayor temperatura más soluble es el hidrocarburo ⁽³⁾.

Se manejan dos tipos de migración principales, la migración primaria y la secundaria. La migración primaria comprende el movimiento de los hidrocarburos o del protopetróleo desde el interior de la roca generadora hacia fuera de esta, a través de los capilares y poros de la roca. La migración secundaria es el movimiento del hidrocarburo o protopetróleo después de su expulsión de la roca generadora a través de los poros de las otras rocas hasta su posición final ⁽³⁾, figura 2.3.

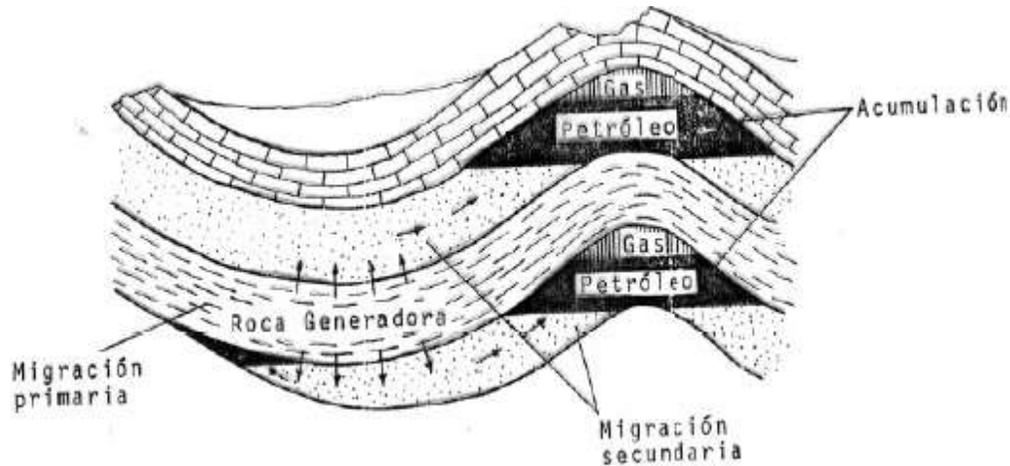


Figura 2.3 Migración primaria y secundaria. Se observa que el hidrocarburo es expulsado de la roca generadora para posteriormente iniciar su desplazamiento hacia lo que sería su ubicación final ⁽³⁾.

2.1.6 Trampa petrolera

El término de trampa fue aplicado en la acumulación de hidrocarburos por Orton (1889), quien la describe como: *“Acumulaciones de aceite y gas pueden ser atrapados en las cimas o pliegues de los arcos encontrados a lo largo de terrenos altos”* ⁽⁴⁾. Las trampas en anticlinales cuentan con varios parámetros como se muestra en la figura 2.4.

La parte más alta es la cresta, la parte más baja es el punto de drenaje, la distancia vertical entre estos dos puntos es el cierre de la trampa, una trampa puede o no estar llena en todo el plano horizontal. El agua debajo del hidrocarburo se le conoce como agua del fondo. Dentro de la trampa la zona productora se le conoce como espesor ⁽⁴⁾, figura 2.4.

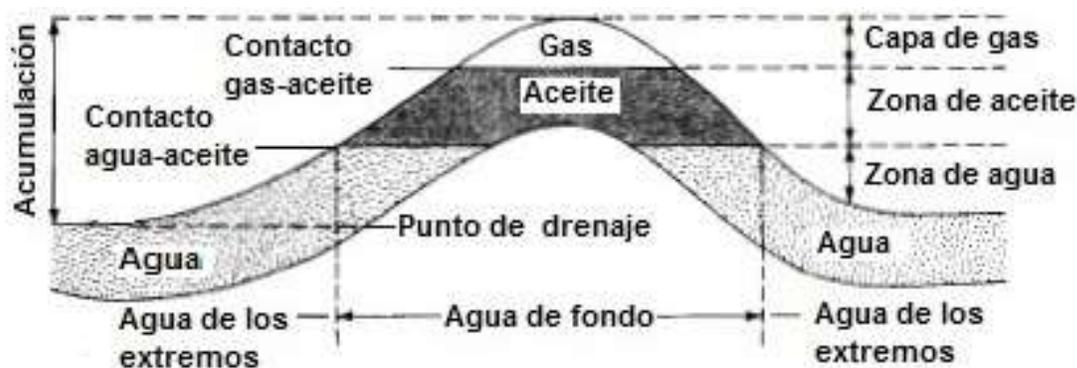


Figura 2.4 Sección transversal de una trampa en un anticlinal simple. Se observa que los fluidos se acumulan de acuerdo a su densidad quedando el más ligero arriba y el más pesado abajo ⁽⁴⁾.

La distancia vertical de la cima del yacimiento al contacto aceite/agua se le conoce como espesor bruto. No confundir con el espesor neto que es la acumulación vertical de un yacimiento cuyo aceite está en producción. En un Campo puede existir más de una acumulación de hidrocarburos entrampados, y dentro de la trampa puede contener una o más zonas con hidrocarburos ⁽⁴⁾.

Las trampas pueden clasificarse en varios tipos ⁽⁴⁾ (ver figura 2.5):

- Trampa estructural: son trampas cuya geometría fue formada por procesos tectónicos luego del depósito. Según Levorsen (1967) una trampa estructural es *“Aquella que donde sus fronteras se han hecho cóncavas desde el punto de vista de la parte inferior, por deformación local, como pliegues fallas ambos de la roca del yacimiento”*.
- Trampa estratigráfica: son aquellas trampas cuya geometría está formada por cambios en la litología. Estos cambios pueden ser por depositación (canales, barras) después de la depositación (cambios diagenéticos).
- Trampa hidrodinámica: ocurre cuando hay un movimiento de agua por debajo que previene el movimiento del aceite al atraparlos contra otra estructura. Estas trampas son raras.
- Trampas en domos y diapiros: estas son generadas cuando la sal o el lodo se han movido a la parte superior y se forma una estructura causando distintos tipos de trampas como los domos y los diapiros.
- Trampas combinadas: es la combinación de cualquiera de las trampas anteriores.

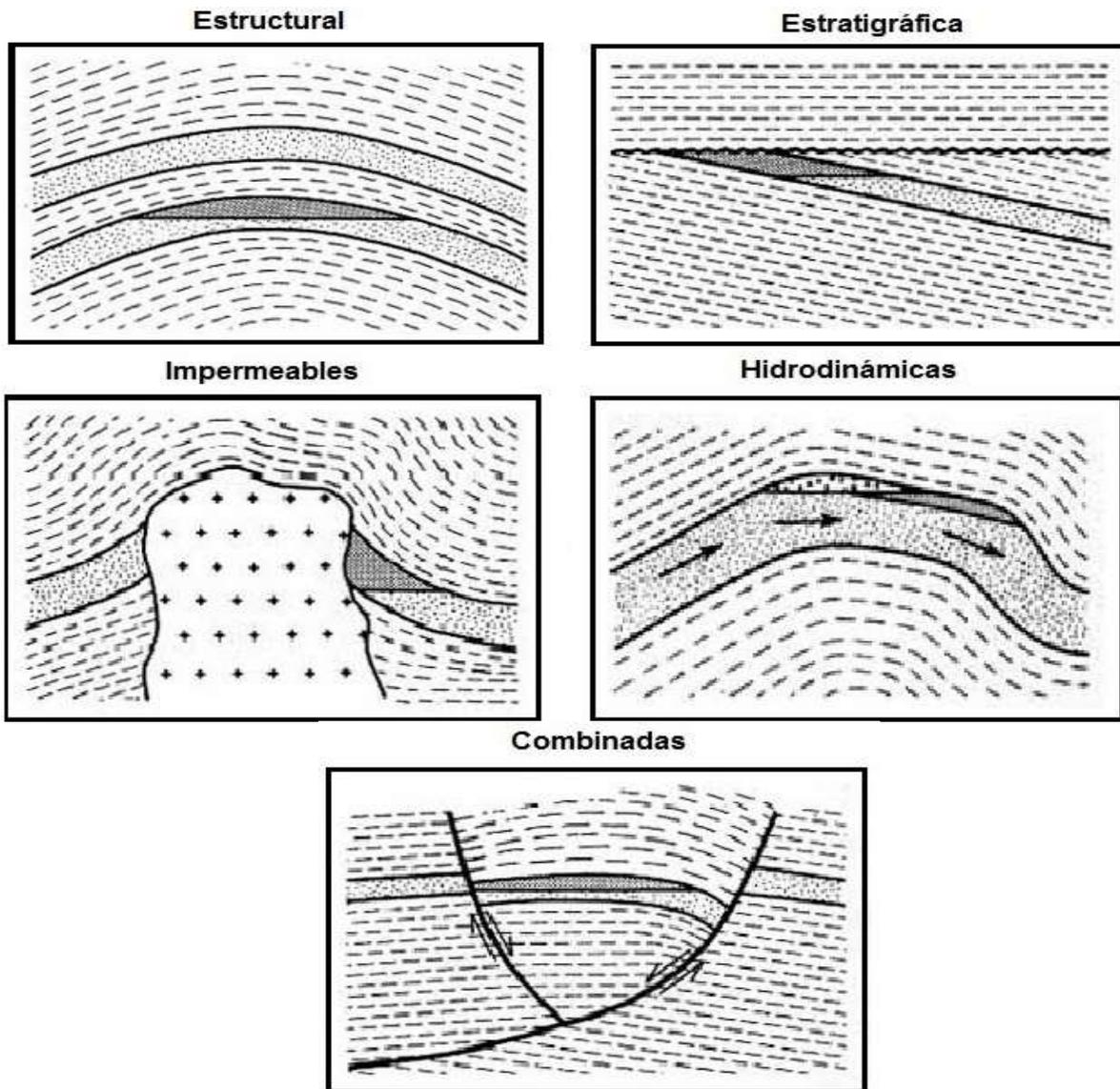


Figura 2.5 Principales tipos de trampas petroleras ⁽⁴⁾.

2.1.7 Sincronía

Es el orden y la relación cronológica de todos los elementos y procesos que deben compartir las apropiadas relaciones espacio-temporales para permitir que los hidrocarburos se generen, acumulen, preserven y atrapen para que el sistema petrolero pueda existir, lo anterior es necesario para poder ser explotado económicamente.

La sincronía es el aspecto más importante a considerar al evaluar la formación de la trampa con respecto a la migración de los hidrocarburos. Las trampas que se generan tardíamente pueden ocasionar la pérdida de fluidos debido a una migración temprana. Un aspecto a considerar es que puede darse la remigración de una trampa a otra ⁽¹⁾.

2.1.8 Play petrolero

Un play petrolero es el conjunto de rocas almacenadoras en los campos y/o prospectos (lugares con acumulación potencial de hidrocarburos) de una determinada región que poseen en común características geológicas, origen y tipo de hidrocarburos ⁽¹⁾.

El objetivo de un play es determinar el modelo de combinaciones entre la roca generadora, la roca almacenadora, la migración, la trampa y el sello que permiten dentro de un mismo nivel estratigráfico la acumulación de hidrocarburos en cantidades comerciales. El análisis de un play nos ayuda a estimar los riesgos y volúmenes potenciales de una región por explorar, así como comprender la distribución geográfica del aceite y gas ⁽¹⁾.

2.2 Cimas y Bases Estratigráficas

Las cimas estratigráficas se determinan haciendo uso de la configuración de mapas con curvas de igual profundidad tanto de las cimas y bases de la formación, para lo cual se necesitan los planos de localización de todos los pozos que constituyen el campo en estudio. Con ayuda de registros geofísicos se pueden determinar las cimas y bases estratigráficas de la formación productora para cada uno de los pozos ⁽⁵⁾.

Para cada pozo del plano de localización se deben anotar la profundidad de la cima y la base de la formación correspondiente y se hace la configuración por interpolación o extrapolación de datos para tener curvas con valores cerrados, figura 2.6. Se debe considerar que los valores se miden verticalmente ya sea con respecto al nivel del mar o tomando como referencia la altura de la base de la mesa rotaria ⁽⁵⁾.

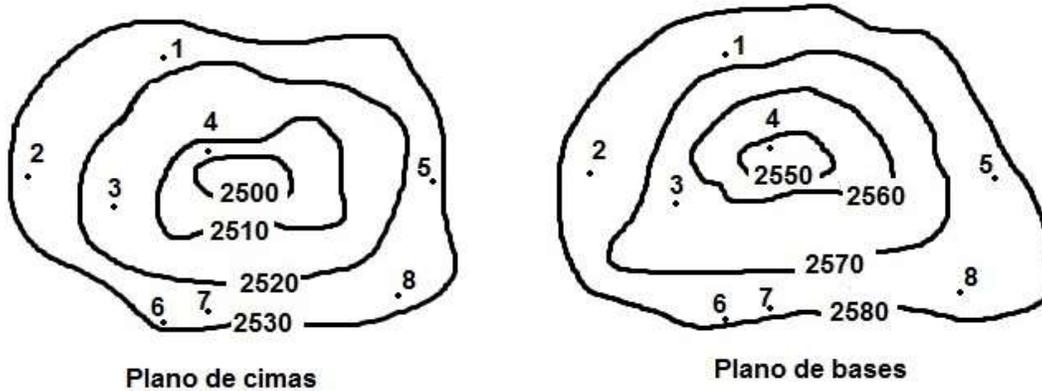


Figura 2.6 Planos de cimas y bases. Estos planos son muy útiles en para conocer la profundidad a la que se deben perforar los pozos nuevos para que alcance la zona de hidrocarburos ⁽⁵⁾.

Las áreas encerradas por las diferentes curvas se miden con la ayuda de un planímetro o usando fórmulas de integración numérica como son la regla del trapecoide, la piramidal y la de Simpson. El área delimitada por los perfiles de cimas y bases, deben tomar en cuenta el caso en que exista un contacto agua-aceite, para esto se calcula el volumen de roca considerando la porosidad, para luego calcular el aceite con las saturaciones medidas en otros estudios ⁽⁵⁾.

2.2.2 Cálculo de volumen manualmente

Como se mencionó anteriormente, una forma de calcular estos volúmenes es con el planímetro. Con este dispositivo se miden las áreas de cada contorno, los volúmenes se proyectan de modo que se tengan áreas para leer (Ver figuras 2.7 y 2.8), y se hace uso de la ecuación 2.1.

$$A = \text{lectura del planímetro} \times \frac{247 \text{ acre}/1 \text{ km}}{\text{lectura inicial}} \dots \text{ (Ecuación 2.1)}$$

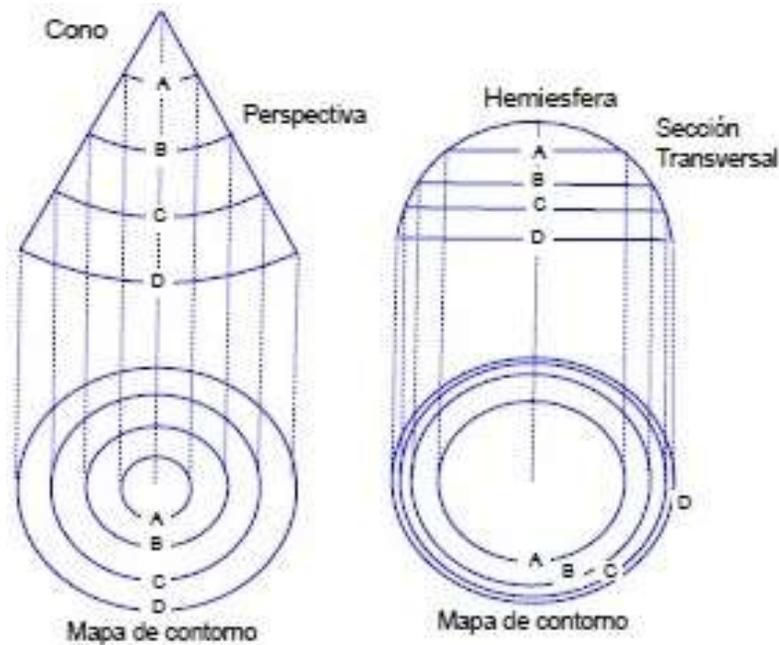


Figura 2.7 Proyección de áreas. Se tiene la proyección de las secciones de un cono (izquierda) y de una hemiesfera (derecha) de su forma tridimensional a un plano ⁽⁶⁾.

El volumen de un cuerpo irregular tridimensional se halla aproximándolo a una serie de figuras incrementales a cada una de las cuales se les aplica la regla del trapecoide. Para una figura de dos áreas, el volumen se obtiene promediando las áreas y multiplicando el resultado por la altura (volumen de un trapecoide) ⁽⁶⁾, ecuación 2.2.

$$\Delta V = \frac{h}{2} (A_0 + 2A_1 + 2A_2 \dots \dots + 2A_{n-1} + A_n) \dots \text{(Ecuación 2.2)}$$

Para la regla piramidal ⁽⁶⁾, el volumen total se obtiene mediante la ecuación 2.3.

$$\Delta V = \frac{h}{3} (A_1 + 2A_2 + 2A_3 \dots \dots + 2A_{n-1} + 2A_n + \sqrt{A_1 A_2} + \sqrt{A_2 A_3} \dots \dots + \sqrt{A_{n-1} A_n}) \dots \text{(Ecuación 2.3)}$$

La regla de integración numérica de Simpson permite calcular el área bajo la curva extendida a un volumen de n figuras pares ⁽⁶⁾, haciendo uso de la ecuación 2.4.

$$\Delta V = \frac{h}{3} (A_1 + 4A_2 + 2A_3 + 4A_4 \dots \dots + 2A_{n-2} + 4A_{n-1} + A_n) \dots \text{ (Ecuación 2.4)}$$

Dónde:

- A: es el área de la sección.
- 0, 1, 2,..., n: son los subíndices para identificar cada sección.
- h: es la altura de la sección.

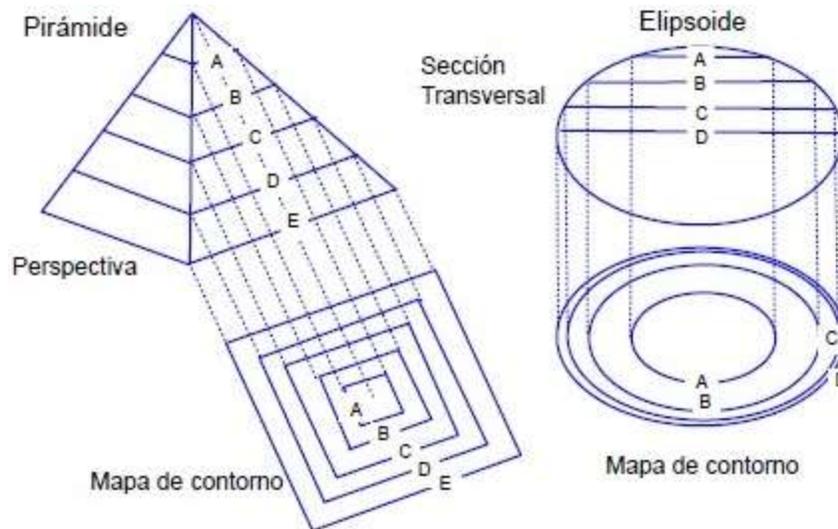


Figura 2.8 Proyección de áreas continuación. Se observan la proyección de las secciones de una pirámide (izquierda) y elipsoide (derecha) a un plano ⁽⁶⁾.

2.3 Evaluación Estructura/Fallas

Las rocas están sometidas constantemente a esfuerzos que generan su ruptura, el doblamiento de gruesas capas en arcos, demostrando que las rocas no son solo duras y quebradizas sino que también son flexibles. Para esto se deben considerar una presión confinante, el tiempo suficiente y en algunos casos la temperatura ^(3,7).

Mediante el estudio de las rocas deformadas se han reconocido 3 tipos de esfuerzos: de compresión, de tensión y cortantes. Los primeros dos son los que generar que la roca se doble formando pliegues, mientras que el tercero suele generar fallas ^(3,7).

2.3.1 Pliegues

Los pliegues son estructuras en forma de arco pronunciado en una capa de roca, que son generados por estratos que han sufrido un sistema de esfuerzos de compresión que causaran la deformación plástica después de superar el límite elástico ⁽⁷⁾.

Los pliegues cuentan con los siguientes elementos (ver Figura 2.9):

- Flancos: son los lados de un pliegue.
- Plano axial: es un plano imaginario que pasa por el pliegue, es decir separa sus flancos.
- Eje o línea axial: es una línea imaginaria producida por la intersección del plano axial con el pliegue.
- Cresta: es el punto más alto en la superficie plegada.
- Valle: es el punto más bajo en la superficie plegada.

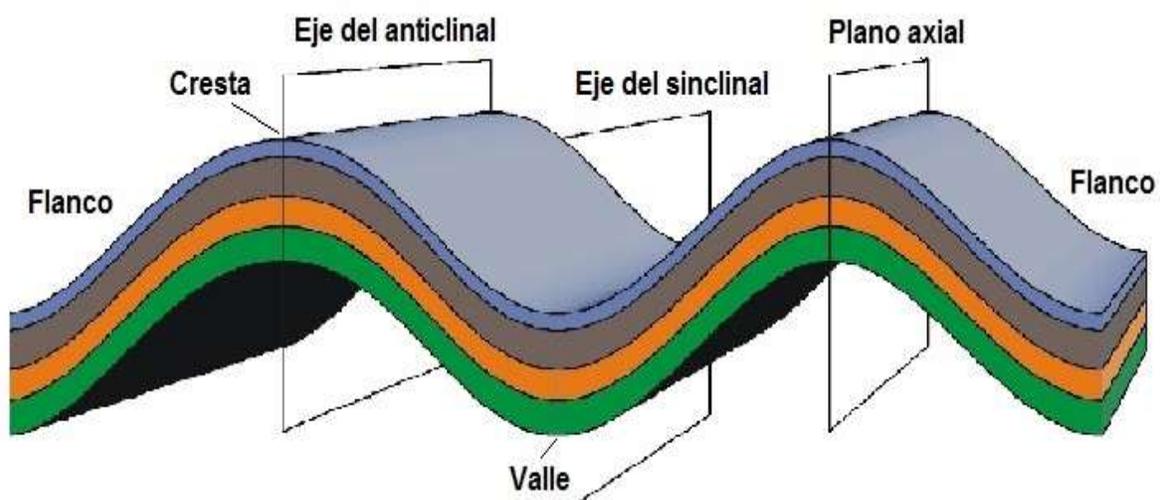


Figura 2.9 Elementos de un pliegue. El eje puede ser sinclinal o anticlinal según la forma que tenga.

El nombre del pliegue varía de acuerdo a su forma; si un pliegue se encuentra hacia arriba en forma de arco se le conoce como anticlinal. Por el contrario, si un pliegue se encuentra hacia abajo en forma de arco es un sinclinal. Un monoclinal es un pliegue con una sola flexión sobre cualquier lado. Un anticlinorio es una estructura con forma cóncava hacia abajo, definida por un conjunto de pliegues anticlinales y sinclinales; por el contrario un

sinclinatorio es una estructura con forma cóncava hacia arriba, definida por un conjunto de pliegues anticlinales y sinclinales ⁽⁷⁾.

De acuerdo a la posición del plano axial podemos encontrar los pliegues verticales cuyo plano axial es completamente vertical (90°), los pliegues inclinados son aquellos cuyo plano axial está entre 90° y 45° , los pliegues recumbentes con un plano axial inclinado menor a 15° u horizontal ⁽⁷⁾.

2.3.2 Fallas

Son fracturas de la corteza terrestre en las que se nota que ha ocurrido un movimiento relativo que causa desplazamiento de las capas ⁽⁷⁾. Las partes de una falla son, Figura 2.10:

- Bloque de techo: es el bloque que se encuentra arriba del plano de falla.
- Bloque de piso: es el bloque que se encuentra abajo del plano de falla.
- Plano de falla: es el plano que se ha producido por el desplazamiento de los bloques.
- Estrías: son “surcos” producidos por la fricción al desplazarse los bloques:
- Salto de falla: es la distancia medible que separa dos puntos (A-B) anteriormente contiguos.

Desde el punto de vista del minero en una falla un bloque queda arriba de él y otro debajo de él, esto ha generado que los bloques se les conozcan como techo y piso. El techo de una falla es el bloque que queda encima de la falla, mientras que el piso es el bloque que se encuentra debajo de una falla.

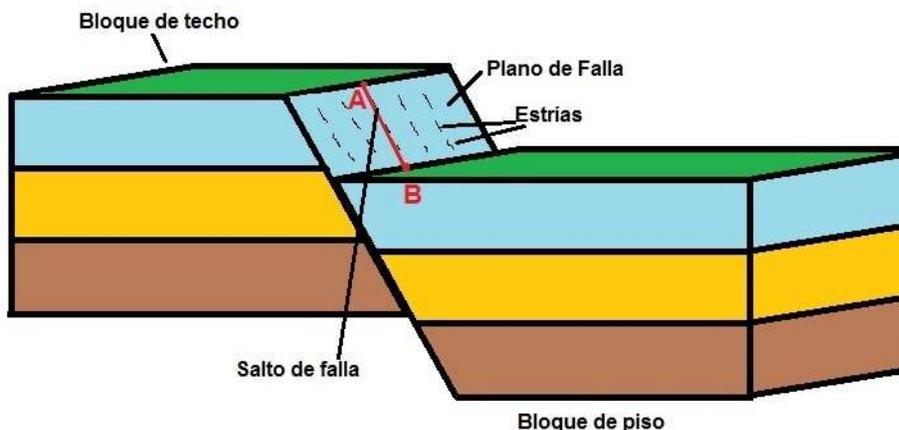


Figura 2.10 Elementos de una falla.

De acuerdo al desplazamiento nos podemos encontrar con distintos tipos de fallas. Una falla normal es aquella falla inclinada en la que el bloque de techo sufre un movimiento aparente hacia abajo, figura 2.11. Por el contrario la falla inversa es aquella falla que muestra un movimiento aparente ascendente del bloque de techo, figura 2.11. Cuando el desplazamiento se ha efectuado de forma horizontal a lo largo del plano de falla se produce una falla horizontal o lateral, figura 2.11, la falla oblicua es aquella en la cual el movimiento tiene una componente vertical y una componente horizontal ⁽⁷⁾, figura 2.11.

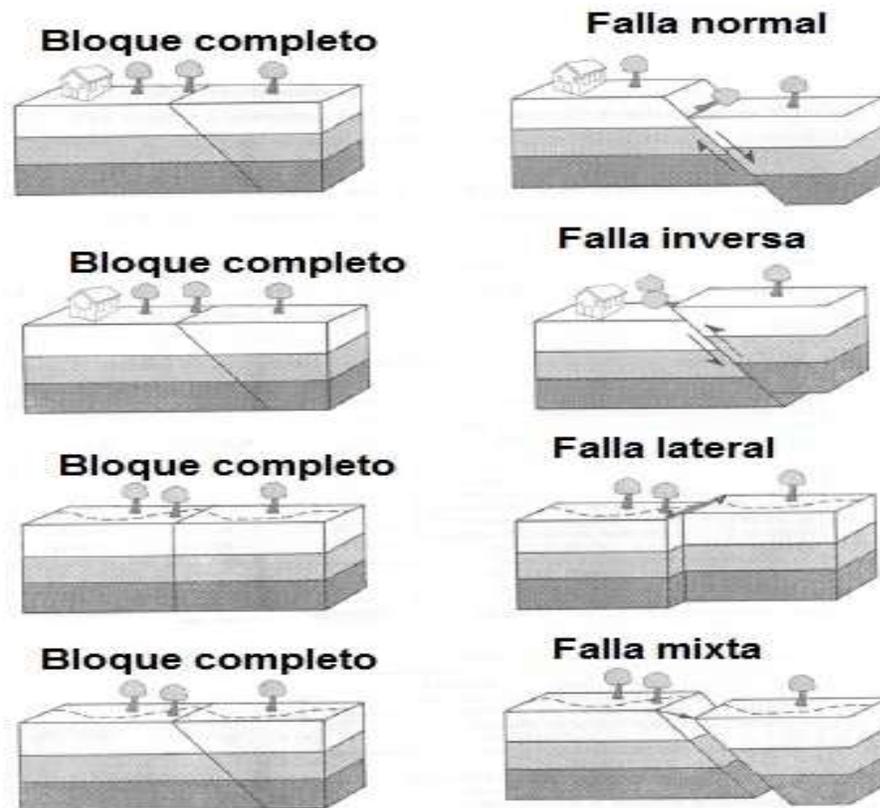


Figura 2.11 Tipos de fallas. Las fallas normales e inversas son desplazamientos en el eje vertical, la falla lateral es un desplazamiento en el eje horizontal, y la mixta un desplazamiento en ambos ejes.

2.3.3 Cuenca sedimentaria

Es una depresión en la corteza terrestre producida por actividad tectónica o por subsidencia que puede tener forma circular o elíptica. Las capas más jóvenes se presentan en el centro ^(3,7), figura 2.12.

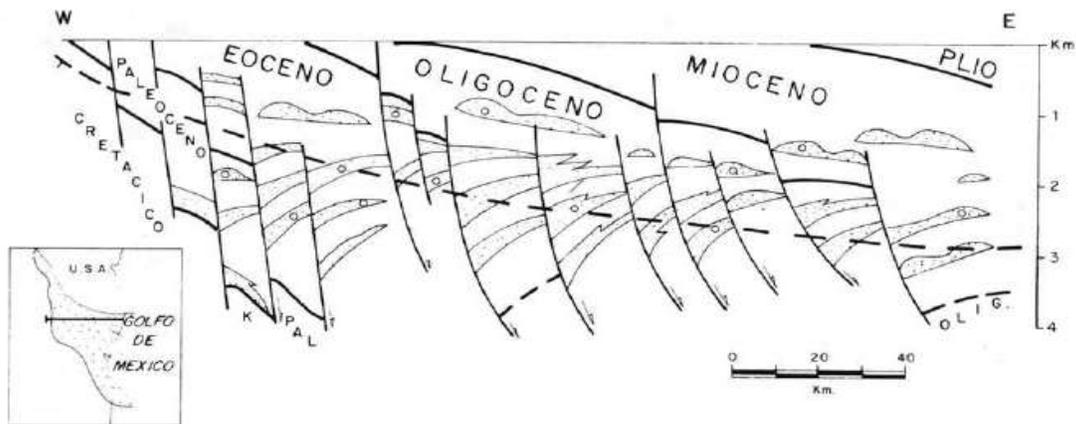


Figura 2.12 Sección transversal de la Cuenca de Burgos, se ubica en la zona noreste de México. Esta cuenca tiene como centro secuencias sedimentarias de edad Plioceno ya que es la secuencia más joven de la cuenca. Conforme nos alejamos hacia la izquierda las unidades estratigráficas se van haciendo más viejas hasta llegar al borde fechado en el cretácico ⁽⁷⁾.

2.4 Evaluación de Fracturas

El entendimiento de las características de las fracturas en los yacimientos es necesario, ya que nos permite realizar no solo una mejor descripción del yacimiento, sino conocer el origen, tamaño, distribución, orientación, etc., junto con el tipo de roca, la litología nos permite generar un mejor modelo estático de nuestro yacimiento.

2.4.1 Fracturas

Las fracturas desde el punto de vista geo-mecánico son rompimientos a lo largo de los cuales la cohesión del material se ha perdido debido al producto de la deformación frágil de la roca y como resultado se da la ruptura de la roca. Otra definición más general sería una discontinuidad la cual rompe con una capa de rocas en forma de bloques a través de fisuras, juntas o similares, siempre y cuando no exista un desplazamiento paralelo con los planos de discontinuidad ⁽⁷⁾.

Una fractura en la roca que no ha sufrido un movimiento apreciable paralelo a ella es una junta, esta se origina por esfuerzos tectónicos, enfriamiento de las rocas ígneas y la

contracción y expansión de las capas más superficiales durante la erosión. Los términos juntas y fallas pueden depender de la escala de investigación ⁽⁷⁾.

Las fracturas pueden presentar estructuras de dos tipos:

- Fracturas estructuralmente relacionadas son aquellas que muestran una consistencia en la orientación debido a características de pre-acomodo por deformación de las capas ⁽⁷⁾.
- Fracturas no estructuralmente relacionadas incluyen discontinuidades irregulares o curvas que rompen con la consistencia de la orientación, estas se deben a características superficiales (fuerzas gravitacionales, desmoronamiento, etc.) ⁽⁷⁾.

Si la roca es altamente quebradiza, con baja porosidad y eventos tectónicos favorables dan origen a fracturas que son muy grandes por lo que se les llama macrofracturas. Por el contrario si la roca es poco quebradiza y tiene alta porosidad intergranular las fracturas están limitadas a un área mucho más pequeña por lo que se le llama microfracturas o fisuras ⁽⁷⁾.

Las fracturas pueden ser naturales o inducidas, las primeras ocurren cuando existe un rompimiento en la roca debido a la presencia de movimientos tectónicos, mineralización u otros mecanismos geológicos. Mientras que las fracturas inducidas son generadas por rompimientos como resultado de la perforación, extracción de núcleos o por la inyección de fluidos al yacimiento ^(7,8).

Las fracturas obtenidas normalmente se dan como resultado de esfuerzos en la cohesión de las rocas derivadas de eventos geológicos como son el caso de pliegues y fallas, alta erosión que debilita la roca en los puntos sometidos a esfuerzos, encogimiento del volumen de roca como resultado de la pérdida de agua y/o variación de la temperatura, este último principalmente en rocas ígneas ^(7,8).

Las propiedades de deformación que más impacto tiene en las rocas a la hora de estudiar las fracturas son ⁽⁸⁾:

- La carga: en general un decremento en la tensión causa un incremento en la ductilidad, pero esta es función del tipo de roca, la temperatura y la presión de confinamiento ⁽⁸⁾.
- La temperatura: un incremento en la temperatura es seguida por la reducción de las fuerzas de tensión y por ende un aumento en la ductilidad, esto es mucho más apreciable en rocas carbonatadas que en Siliciclásticas ⁽⁸⁾.
- Tipo de roca: de acuerdo a sus propiedades mecánicas, el grado de cementación influye en las características de las fracturas ⁽⁸⁾.

2.4.2 Detección de las fracturas

La detección y evaluación de las fracturas en las rocas es posible con el estudio de la información obtenida en campo y laboratorio. La cual se obtiene de la exploración, perforación, registros, núcleos y pruebas que nos proporcionan información directa o indirecta ⁽⁹⁾.

Dentro de la detección directa se encuentran:

- La observación y análisis de los núcleos: estas proveen la relación de la fractura con la matriz de la roca, distribución de la fractura ^(8,9).
- Cámaras de fondo: son cámaras que toman imágenes de la pared del agujero como son los planos, fracturas fallas, orientación; etc., la calidad de las imágenes se pueden ver afectadas por el enjarre ⁽⁹⁾.
- Empaques de impresión: son empaques de un material inflable, este se baja despresurizado hasta la zona de interés, posteriormente se presuriza, mientras el material es presionado contra la pared del pozo ajustándose a la topografía del agujero incluyendo las fracturas, al adquirir su forma. Finalmente se desinfla y se recupera, se observa el recubrimiento del empacador para darse una idea de las características del pozo y el sistema de fracturas. Se suele usar en la detección de fracturas hidráulicas ⁽⁹⁾.

En la detección indirecta se usan:

- Evaluación de registros del pozo: se utilizan herramientas de registros eléctricos para obtener información de las propiedades de la roca y la respuesta de las fracturas. Algunos de los registros usados son el sónico, el caliper, el de imágenes, el de inducción, el microlaterolog, el de densidad entre otros ⁽⁹⁾.
- Pruebas de flujo: se hacen antes de la producción, además se utiliza la historia de producción. Los registros más comunes son los de incremento de presión, decremento de presión y pruebas de interferencia ⁽⁹⁾.
- Comparación entre las propiedades de la roca: consiste en construir una gráfica de una propiedad contra otra para encontrar patrones. Las gráficas más comunes son porosidad contra permeabilidad, permeabilidad vertical contra permeabilidad horizontal, permeabilidad del núcleo contra permeabilidad al fluido, porosidad contra registro de neutrón; pero existen muchas otras combinaciones ⁽⁹⁾.

Toda esta información nos permite conocer los parámetros básicos de las fracturas que afectarán el estudio del yacimiento, ya que las propiedades de la matriz de la roca son una

parte de este sistema, siendo la otra parte los parámetros de las fracturas ya que éstas pueden ser determinantes en el flujo de los fluidos.

2.4.3 Parámetros de las fracturas

Dentro de los parámetros de las fracturas es necesario entender primero los de una fractura individualmente (fractura simple), para luego analizar los de un grupo de fracturas (fracturas múltiples o familia de fracturas). En las fracturas simples tenemos ⁽⁸⁾:

- Apertura o ancho: se representa como la distancia entre las paredes de la fractura, esta depende de la profundidad, la presión en los poros y el tipo de roca, pueden variar entre 10-200 micrones; siendo el rango más común el de 10-40 micrones ⁽⁸⁾.
- Tamaño: es la relación entre el largo de la fractura con el espesor de la capa. Si la fractura es menor que el espesor de la capa se considera pequeña, si atraviesa más de una capa se considera promedio, pero si atraviesa una gran extensión desde decenas o centenas de metros se considera grande ⁽⁸⁾.
- Naturaleza: influye en si es una fractura cerrada o abierta, si se llenó homogéneamente o no, su rugosidad ⁽⁸⁾, etc.
- Orientación: es el parámetro que conecta la fractura simple con el entorno, el plano de la fractura considera el azimut y el ángulo; si las fracturas están paralelas se forma un sistema fracturado pero si además dos o más sistemas fracturados están interconectadas se forma lo que se conoce como red de fracturas ⁽⁸⁾.

Los parámetros de multi-fractura se consideran los siguientes:

- Distribución: se representa como un grado de factor fracturante, el cual es más grande si el sistema esta intercomunicado, y más pequeño si la comunicación se rompe, hasta hacer un sistema fracturado independiente del otro ⁽⁸⁾.
- Bloque de la matriz: se forma por el corte de las rocas en varias direcciones, lo que origina que cada bloque sea hidrodinámicamente separado de los otros provocando que la comunicación de las fracturas no se interrumpa ⁽⁸⁾.
- Densidad: es el grado de fracturamiento de la roca de forma relativa. Si se hace alusión al bloque de la matriz se le conoce como densidad volumétrica de la fractura, pero si hace referencia al área o largo de la fractura se le conoce como densidad de la fractura lineal o de área ⁽⁸⁾.

2.4.4 Clasificación de los yacimientos fracturados

Un yacimiento fracturado se define como un yacimiento en el cual ocurrieron fracturas naturales que podrían o no tener un efecto significativo en el flujo de fluidos del yacimiento, a través del incremento de la permeabilidad y/o en las reservas dentro de estas fracturas ⁽⁹⁾.

En yacimientos naturalmente fracturados se creía de manera errónea que las fracturas solo servían como canales de alta velocidad que permiten el flujo de fluidos y que no almacenaban fluidos. Además se pensaba que la matriz tenía poca permeabilidad pero alta capacidad de almacenamiento. Estas ideas solo trajeron problemas durante la explotación de estos yacimientos ⁽⁹⁾.

Estos problemas originaron que se analizará más a detalle los efectos que las fracturas generan en el yacimiento. De acuerdo a estos efectos Hubbert y Willis (1955) propusieron la siguiente clasificación ⁽⁹⁾:

- Tipo I: las fracturas proveen toda la porosidad y permeabilidad del yacimiento.
- Tipo II: las fracturas proveen solo la permeabilidad del yacimiento.
- Tipo III: las fracturas proporcionan una parte de la permeabilidad del yacimiento.
- Tipo IV: las fracturas no proveen la porosidad, ni la permeabilidad, y solo proporcionan barreras impermeables en el yacimiento.

Normalmente los yacimientos con fracturas los vemos como algo malo, ya que siempre se asocia a ellos el hacer que un yacimiento de matriz simple se vuelva pobre y muy difícil de manejar. Esto no es del todo cierto ya que los tres primeros tipos de yacimientos no traen solo problemas, sino que además aportan cosas positivas ⁽⁹⁾, tablas 2.2, 2.3, 2.4 y 2.5.

Tabla 2.2 Características del Yacimiento Tipo I ⁽⁹⁾

Aspectos positivos	Posibles problemas
El área de drenaje por pozo es mayor	Tiene una declinación rápida
Se obtienen buenos pozos de forma temprana	Tienden a presentar una rápida invasión de agua
Alto Índice de Productividad	El tamaño y forma del área de drenaje es difícil de determinar
Puede producir de rocas de no muy buena calidad	Calculo de reservas complicado

Tabla 2.3 Características del Yacimiento Tipo II ⁽⁹⁾

Aspectos positivos	Posibles problemas
Pueden desarrollarse en rocas de baja permeabilidad	Pobre comunicación de fracturas y matriz, lleva a pobre recuperación de la matriz y una recuperación secundaria problemática
Gastos más altos de lo anticipado	Posible invasión temprana de agua
Los hidrocarburos son transportados por las fracturas	Factor de recuperación difícil de determinar y variable Se pueden cerrar las fracturas por el exceso de presión

Tabla 2.4 Características del Yacimiento Tipo III ⁽⁹⁾

Aspectos positivos	Posibles problemas
Las reservas dependen de las propiedades de la matriz	Alta permeabilidad anisotrópica
La distribución de las reservas son más homogéneas	Se pueden presentar respuestas inusuales en recuperación secundaria
Se sostiene el alto gasto de los pozos	Frecuentemente las áreas de drenaje son elípticas
Alta continuidad del yacimiento	La correlación entre los registros geofísicos y los registros de pozos son pobres El yacimiento suele estar interconectado

Tabla 2.5 Características del Yacimiento Tipo IV ⁽⁹⁾

Posibles problemas
Compartimentalización del yacimiento
Bajo rendimiento de los pozos en comparación con lo esperado de la matriz
Factor de recuperación muy variable en el campo

2.5 Petrofísica

Los estudios de petrofísica son importantes ya que nos permiten conocer el tipo de roca, sus características, el ambiente de depósito y las saturaciones de sus fluidos. Esto se logra con el uso de registros geofísicos, muestras de canal, núcleos, historia de perforación, entre otros ⁽²⁾.

- Registros geofísicos: son la representación gráfica de una propiedad de la roca contra la profundidad. Dichos registros se toman con una sonda (cilindro de metal) cuyos circuitos electrónicos interiores varían de acuerdo a la propiedad que se desea medir, la profundidad y resolución.
- Muestras de canal (recortes): son trozos de roca de formas irregulares, traídos a superficie por el lodo de perforación tras haber sido cortados o triturados por la barrena durante la perforación. Estas muestras suelen estar contaminadas por el lodo.
- Núcleos: consiste en una muestra de roca (cilindro) que ha sido perforado con una barrena especial para su posterior recuperación, donde se pueden realizar medidas directas de las propiedades de la roca. Sin embargo, resulta costoso.
- Historia de perforación: los eventos como pérdidas de lodo son indicadores de zonas altamente permeables, la reducción de los tiempos de perforación y desgaste de barrenas se puede deber a rocas como el pedernal, entre otros eventos.

2.6 Modelo Geológico

En el estudio de los yacimientos fracturados, los modelos matemáticos son útiles para predecir la geometría, orientación de las fracturas, el flujo de los fluidos (gas, aceite y agua) a través de las rocas ⁽⁹⁾. Los yacimientos que tienen muchas variaciones en las propiedades físicas presentan problemas geológicos que suelen ser mejor modelados con los modelos matemáticos.

Los modelos geológicos comúnmente se construyen para hacer una representación subsuperficial y/o calcular volúmenes. Para esto se requiere toda la información petrofísica, geológica, geofísica, de la roca y fluido distribuida a lo largo del yacimiento de manera espaciada. Para esto se construye una malla, que está formada por celdas, las

cuales cada una cuenta con sus propiedades de la roca, saturaciones de agua, etc., esto es a lo que se refiere las propiedades de una celda, todo esto es lo que se conoce como modelo geocelular o estático⁽¹⁰⁾.

Este modelo geocelular nos permite limitar las diferentes unidades estratigráficas, orientar los cuerpos propios del sistema (arenas, barras, etc.), calcular los volúmenes de petróleo, gas y/o agua. Todo esto apoyado en la correlación entre pozos, el uso de mallas geoestadísticas y simulación, para estimar las propiedades petrofísicas⁽¹⁰⁾.

La resolución de la malla depende de la cantidad de información con la que contemos, cabe mencionar que una malla con alta resolución (muchas celdas) nos da como resultado un modelo más preciso, pero su complejidad e información necesaria aumentan, a diferencia de una de poca resolución que es más sencilla y requiere menos información, pero presenta el inconveniente de que puede no representar de manera adecuada al yacimiento.

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN

3.1 Antecedentes

La información obtenida a lo largo de la vida productiva de los pozos como son la presión y la producción, nos permite actualizar el modelo de nuestro yacimiento, para obtener un modelo más preciso y también más completo del mismo. Esta información puede se obtener a través de pruebas de presión y datos de producción del pozo.

3.1.1 Pruebas de presión

Una prueba de presión es una serie de procedimientos de los cuales se obtiene la medición continua de los cambios de presión de un pozo en función del tiempo, debido a la producción o inyección de fluidos del mismo o en otros pozos, lo cual permite la adquisición de datos de presión, producción y muestra del fluido a condiciones de pozo (aperturas y cierres) controladas. Dentro de los parámetros que podemos obtener se encuentran ^(11,12):

- Presión promedio del área de drene.
- Permeabilidad de la formación.
- Determinar el grado de daño a la formación.
- La eficacia de una estimulación.
- El grado de comunicación entre zonas.
- Estructuras geológicas (barreras impermeables).
- Heterogeneidad del yacimiento.
- Estimación del avance de agua o gas.

Existen numerosas pruebas de presión, así como variantes de las mismas, por lo que en los apartados siguientes solo se describirán las más comunes.

3.1.1.1 Prueba de decremento de presión (drawdown test)

Consiste en dejar fluir al pozo a un gasto constante y registrar la presión en función del tiempo, figura 3.1. Esta prueba se debe realizar cuando el pozo se encuentra cerrado durante un tiempo prolongado buscando alcanzar la presión estática del yacimiento ^(11, 12, 13, 14). Esto se consigue en yacimientos nuevos siendo el momento ideal al inicio de la producción, pero en yacimientos maduros o desarrollados ya no se puede alcanzar la presión original sino solo una presión estable (variación de $\pm 2 \text{ lb/pg}^2$).

De esta prueba obtenemos comportamiento del yacimiento, permeabilidad, daño, longitud de fractura, límites del yacimiento ^(11, 12, 13, 14).

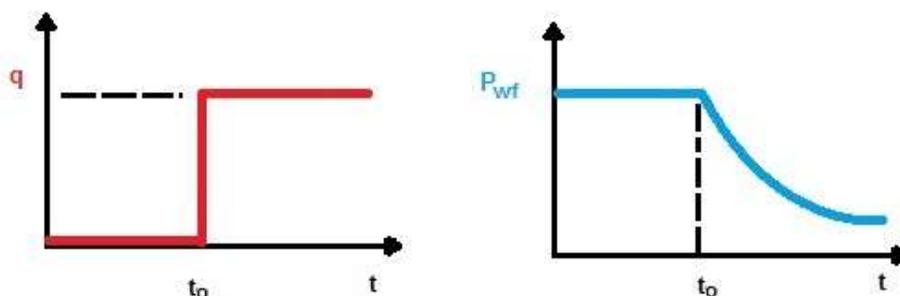


Figura 3.1 Comportamiento típico de una prueba de decremento de presión, gasto (izquierda) y presión (derecha) de un pozo productor ⁽¹⁴⁾.

3.1.1.2 Prueba de incremento de presión (build up test)

Esta prueba se caracteriza por hacer producir al pozo a un gasto constante para luego cerrarlo, y medir la variación de presión antes y durante el disturbio ocasionado por el cierre; el tiempo de cierre debe ser lo suficiente para que idealmente alcance la presión del yacimiento o en su defecto una presión estabilizada ^(11, 12, 13, 14), figura 3.2. El principal inconveniente es cerrar el pozo por el tiempo que se deja de producir.

De esta prueba podemos obtener el comportamiento del yacimiento, permeabilidad, daño, límites de yacimiento y longitud de fractura ^(11, 12, 13, 14).

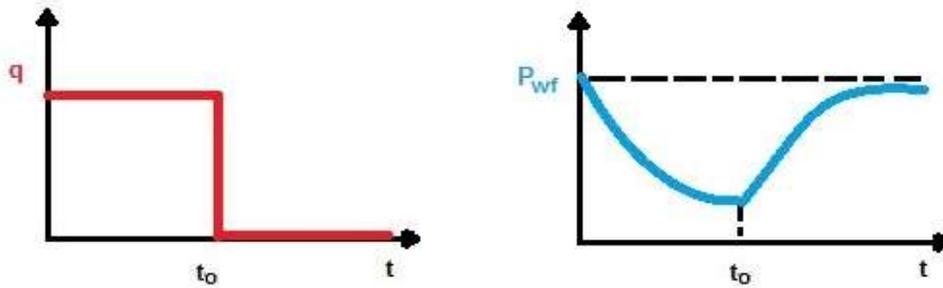


Figura 3.2 Comportamiento típico de una prueba de incremento de presión, gasto (izquierda) y presión (derecha) de un pozo productor ⁽¹⁴⁾.

3.1.1.3 Prueba a gastos variables

Como su nombre lo indica son pruebas realizadas a gastos variables, midiendo la presión antes y durante el cambio de flujo por períodos estabilizados ⁽¹⁴⁾, figura 3.3. Suele ser la opción cuando la prueba de incremento no es posible (por razones técnicas o económicas).

Estas pruebas son útiles en la determinación del índice de productividad del pozo, daño en fracturas ⁽¹⁴⁾.

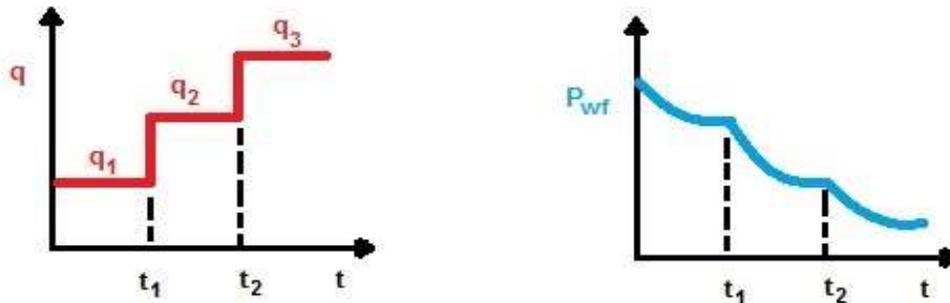


Figura 3.3 Comportamiento típico de una prueba a gastos variables, gasto (izquierda) y presión (derecha) de un pozo productor, que se somete a una producción de 3 gastos distintos ⁽¹⁴⁾.

3.1.1.4 Prueba de inyección

Son pruebas similares a las de decremento en pozos productores, con la diferencia que el gasto es negativo, figura 3.4. El pozo se encuentra cerrado y su presión es estable, para

posteriormente iniciar la inyección de un fluido (agua dulce, gas natural, nitrógeno o CO_2) a gasto constante ⁽¹⁴⁾.

Nos permite determinar la permeabilidad efectiva al fluido inyectado y conocer su comportamiento, el daño en la formación debido a taponamiento y/o hinchamiento de las arcillas, para ubicar zonas ladronas, conocer la presión de ruptura, detectar fracturas y estimar su longitud ⁽¹⁴⁾.

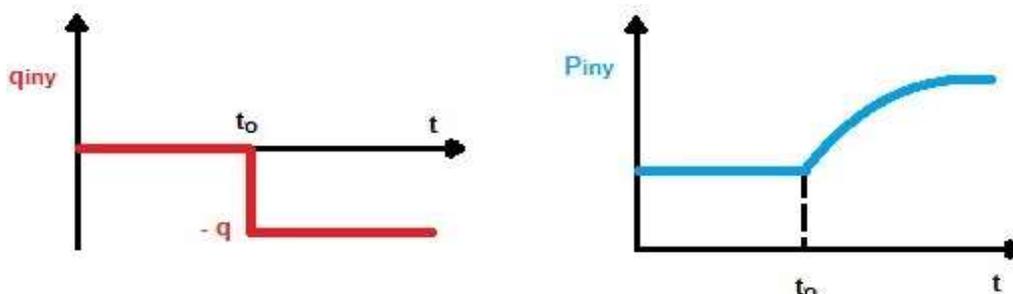


Figura 3.4 Comportamiento típico de una prueba de inyección, gasto (izquierda) y presión (derecha) de un pozo productor ⁽¹⁴⁾.

3.1.1.5 Prueba de interferencia

Nos referimos a una prueba de interferencia a aquella prueba que involucra por lo menos dos pozos, de forma clásica se les denomina “pozo activo” y “pozo observador”. La idea es inducir un cambio en el perfil de presiones en el yacimiento alterando las condiciones (abriendo o cerrando) el pozo activo, registrándose el cambio en el pozo observador ^(13, 14), figura 3.5.

Nos permiten conocer la comunicación entre pozos, permeabilidades direccionales entre pozos, el comportamiento del yacimiento y la compresibilidad total del sistema roca – fluidos ^(13, 14).

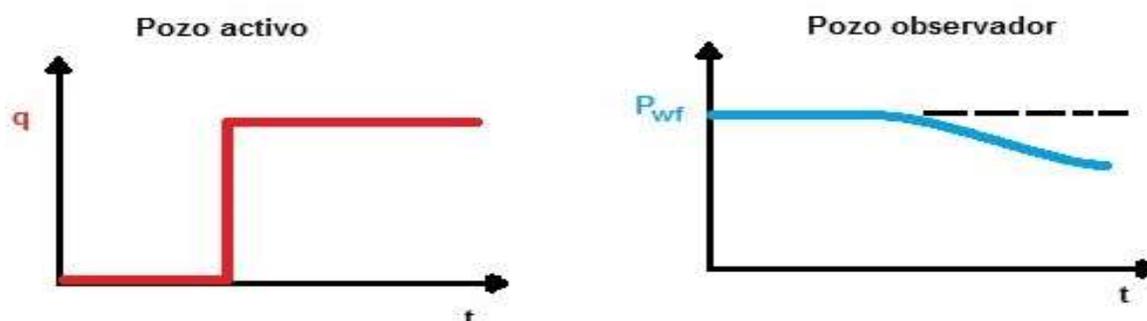


Figura 3.5 Comportamiento típico de una prueba de interferencia, registro del gasto del pozo activo (izquierda) y registro de presión del pozo observador (derecha), se observa que el efecto no se presenta inmediatamente ⁽¹⁴⁾.

3.1.1.6 Prueba de pozos inyectoros (fall - off)

Es una prueba similar a las pruebas de incremento de presión, la diferencia es que en este pozo se parte de un gasto negativo, debido a que en el pozo inyecta a un gasto constante, figura 3.6. Para esto se cierra el pozo inyector el cual está a las condiciones de admisión y se registra la presión la cual mostrará un abatimiento hasta alcanzar las condiciones de presión promedio en el área de influencia del pozo ⁽¹⁴⁾.

Esta prueba nos sirve para conocer la movilidad de los bancos de fluido, ubicación de los frentes, presión del yacimiento, longitud de las fracturas y el daño ocasionado por la inyección ⁽¹⁴⁾.

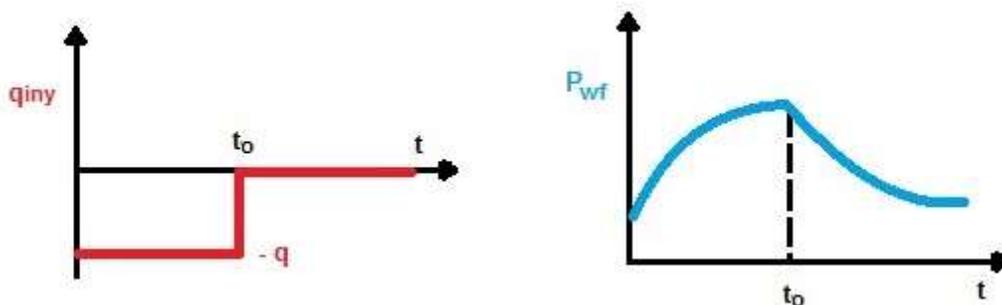


Figura 3.6 Comportamiento típico de una prueba de pozos inyectoros, gasto (izquierda) y presión (derecha) de un pozo inyector ⁽¹⁴⁾.

3.2 Revisión de la Historia de Producción

La revisión de la historia de producción nos permite conocer el comportamiento que ha presentado la producción de fluidos (aceite, gas y agua) del yacimiento. Lo anterior para predecir su comportamiento, la declinación y seleccionar mejores programas para incrementar su desempeño, considerando los aspectos técnicos y económicos.

Durante la producción del yacimiento podemos diferenciar ciertas etapas productivas del mismo que se presentan de manera natural o bien como parte del plan de desarrollo ⁽¹⁵⁾, figura 3.7. Dentro de estas etapas podemos destacar las siguientes:

- Etapa de incremento: se caracteriza por el incremento de la producción debido al desarrollo del yacimiento.

- Etapa de estabilización: es la etapa en la cual el yacimiento produce al límite de su capacidad debido a cuestiones asociadas al manejo de la producción. La duración de esta etapa puede variar de un yacimiento a otro ⁽¹⁵⁾.
- Etapa de declinación: es aquella donde el yacimiento ya no aporta la misma producción que en la etapa de estabilización debido a la pérdida de energía del yacimiento, por lo que comienza una disminución gradual de la producción que se prolonga hasta alcanzar el límite económico ⁽¹⁵⁾.

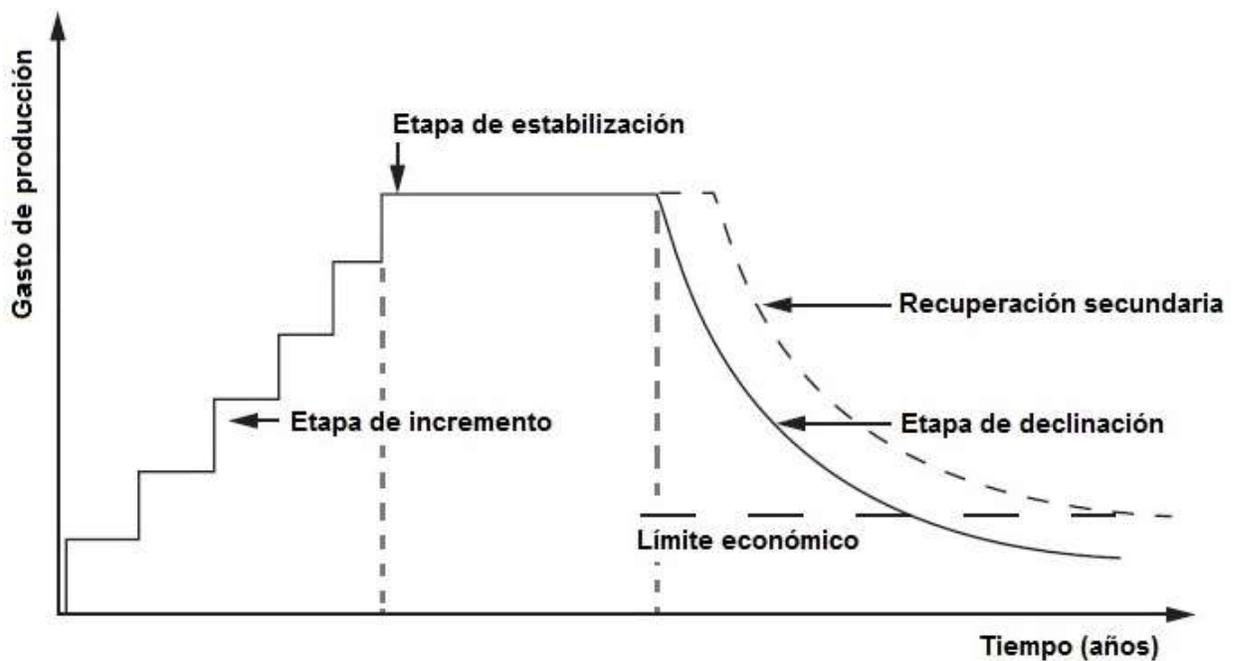


Figura 3.7 Etapas de la producción, la duración de las etapas de incremento, estabilización y declinación puede variar según el comportamiento y plan de producción del yacimiento ⁽¹⁵⁾.

El uso de sistemas artificiales de producción y/o la implementación de programas de recuperación secundaria y mejorada, pueden generar una nueva pequeña etapa de incremento de producción, prolongar la etapa de estabilización y/o bien atenuar la etapa de declinación de la producción, figura 3.7.

Es necesario tener un buen control de la historia de producción de todos los fluidos (aceite, gas y agua) para reproducir de manera confiable y correcta el comportamiento de los pozos con el objetivo de llevar un mejor control del yacimiento.

3.2.1 Declinación de la producción

La declinación es el descenso en la capacidad de producción de aceite y/o gas de un pozo o conjunto de pozos como consecuencia de una disminución en la energía al reducirse la presión del yacimiento. Esta declinación sigue un comportamiento que fue planteado en las curvas de declinación propuestas por Arps (1945), volviéndose el método más utilizado para predecir la producción de hidrocarburos debido a su sencillez y su alto grado de certeza ⁽¹⁶⁾.

El análisis de las curvas de declinación permite analizar el comportamiento pasado y futuro de la producción de los pozos. El método requiere una historia de producción suficiente para establecer una tendencia de caída en la producción originada por factores que actuaron en el pasado y seguirán actuando en el futuro ⁽¹⁶⁾.

La extrapolación de las curvas de declinación permite estimar las tasas de producción futuras y pronosticar las reservas remanentes con el fin de planificar a largo plazo las operaciones de los pozos individuales, grupo de pozos o el yacimiento ^(16, 17).

Arps planteó que cuando se tiene un período de declinación pseudoestacionario (ocurre cuando la presión declina de manera constante en un intervalo de tiempo), la forma de las curvas de gasto de producción contra el tiempo se pueden expresar matemáticamente mediante la ecuación de algún miembro de la familia de hipérbolas. Arps reconoció tres tipos de curvas de declinación conocidas como exponencial, hiperbólica y armónica ^(16, 17).

Las curvas de declinación están dadas por las ecuaciones 3.1, 3.2 y 3.3 ⁽¹⁷⁾.

Caso	b	Ecuación
Exponencial	b=0	$q_t = q_i e^{(-D_i t)} \dots$ (Ecuación 3.1)
Hiperbólica	0<b<1	$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \dots$ (Ecuación 3.2)
Harmónica	b=1	$q_t = \frac{q_i}{1 + D_i t} \dots$ (Ecuación 3.3)

Cada una de estas curvas tiene forma y característica propia al graficar el gasto de producción contra el tiempo o el gasto contra la producción acumulada ⁽¹⁶⁾, figura 3.8.

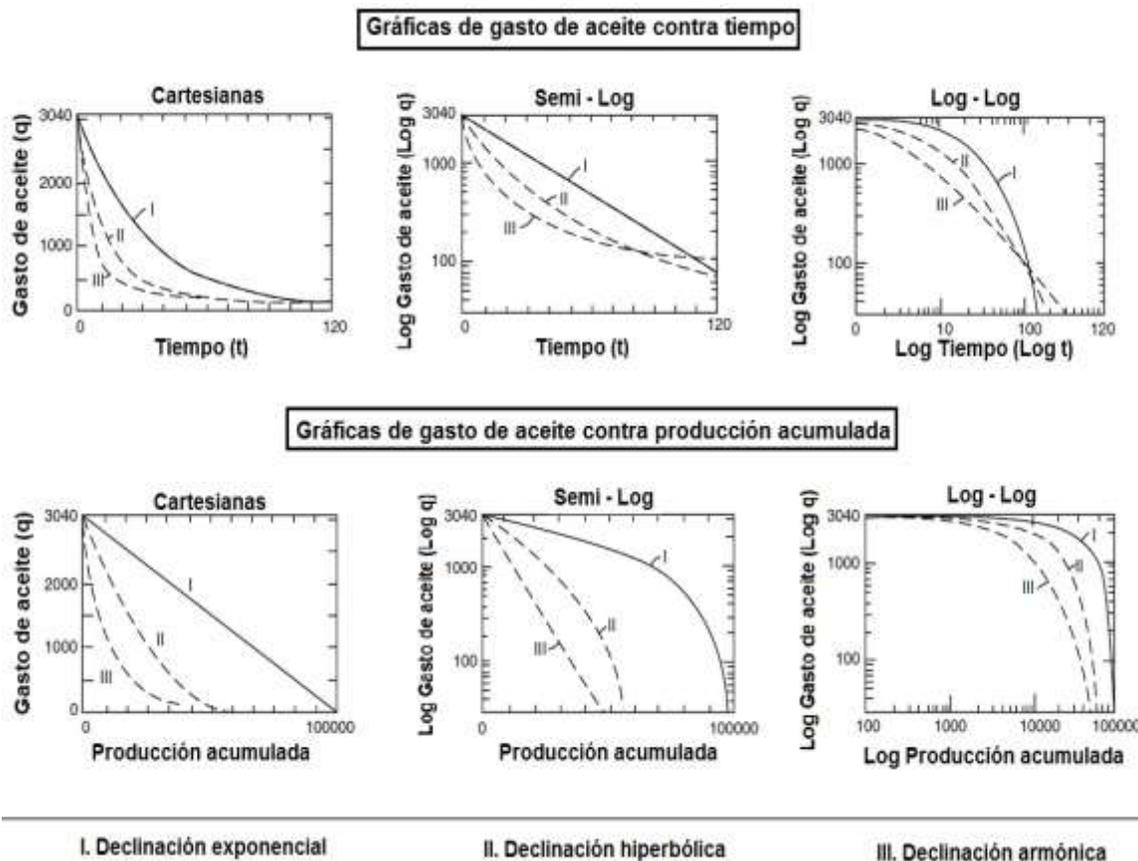


Figura 3.8 Clasificación de las curvas de declinación de Arps (1945). Las curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica se graficaron en escalas cartesianas, semilogarítmicas y doble logarítmicas⁽¹⁶⁾.

Si se grafican los mismo datos analizados arriba de un pozo cualquiera para obtener su línea de tendencia, es posible identificar gráficamente su tipo de declinación y utilizar las ecuaciones 3.1, 3.2 y 3.3 para representar el comportamiento de su producción.

3.2.2 Producción de aceite

El análisis de la producción de aceite se aplica a pozos individuales, grupos de pozos o al yacimiento. La confiabilidad de este análisis depende de la calidad y cantidad de datos con los que se cuente. Generalmente se suele analizar el gasto de producción y la producción acumulada en función del tiempo⁽¹⁸⁾, figura 3.9.

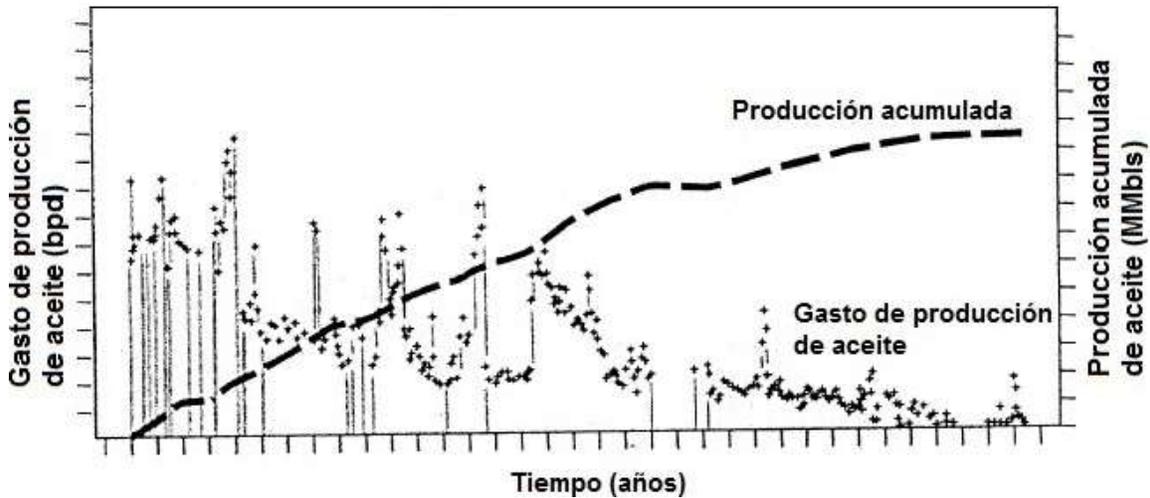


Figura 3.9 Gráficos de gasto de producción de aceite y producción acumulada de aceite en función del tiempo de un pozo (línea punteada) ⁽¹⁸⁾.

Conocer el comportamiento pasado, presente e intentar predecir el futuro de la producción nos permite, pronosticar la reservas remanentes, planificar a largo plazo las operaciones. Si analizamos la producción de aceite en conjunto con las producciones de gas y agua podemos obtener un mejor entendimiento del comportamiento de nuestro yacimiento ⁽¹⁹⁾.

3.2.3 Producción de gas

Llevar un buen control de los perfiles de producción de gas una vez que la presión cae por debajo del punto de burbuja es vital para entender el comportamiento del yacimiento. La cantidad de gas producido y la alta compresibilidad del mismo influyen de manera sustancial en la energía del yacimiento, por lo que se recomienda llevar un seguimiento pozo por pozo ⁽¹⁸⁾.

Esto nos permite generar un mapa de saturaciones de gas el cual nos ayudará a detectar la existencia de un casquete de gas, así como la ubicación del mismo ⁽¹⁸⁾, figura 3.10. Conforme decrece la presión el volumen del casquete de gas aumenta llegando a producirse en los pozos, una situación no deseada. La información de los pozos nos permite obtener la ubicación y los contactos gas – aceite del campo en función del tiempo.

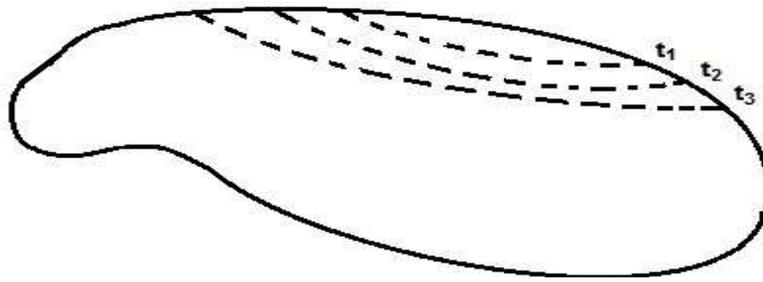


Figura 3.10. Avance del casquete de gas en función del tiempo. En el tiempo t_1 sería el casquete original de gas, y los tiempos t_2 y t_3 el avance que va teniendo.

3.2.4 Producción de agua

La observación continua de la producción de agua en los pozos nos proporciona el tiempo de irrupción (es el tiempo en el que comienza a desplazarse el agua en el yacimiento llevando a la producción de la misma) y la evolución de la fracción de agua producida ⁽¹⁸⁾. Al igual que con la producción de gas esta debe realizarse pozo por pozo para generar un mapa del avance del agua, el cual es útil para ubicar los pozos que están cercanos al frente de agua. En el caso que se esté inyectando agua en el yacimiento es importante llevar el balance del volumen de agua producida e inyectada.

Dado la heterogeneidad de los yacimientos y las relaciones de movilidad entre los fluidos (es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento en comparación con otro fluido), dándonos como resultado un movimiento irregular del frente de desplazamiento del agua.

El estudio del avance del frente de agua conlleva a la generación de mapas dónde se representa la posición progresiva del agua en función del tiempo ⁽¹⁸⁾, figura 3.11.

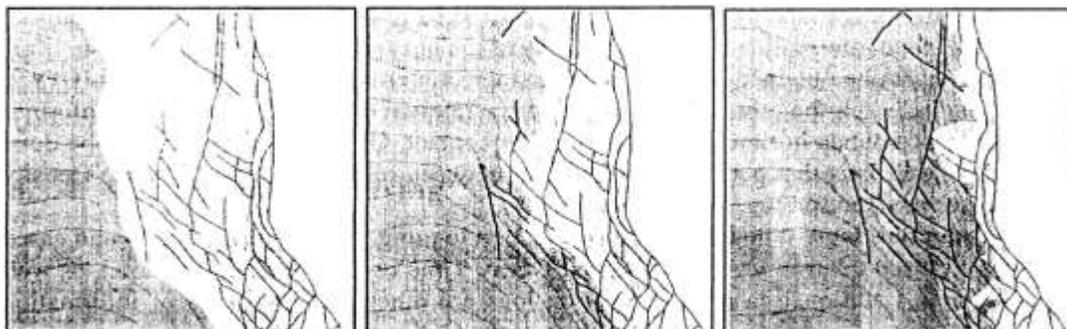


Figura 3.11 Estudio del avance del agua en función del tiempo. La imagen de la izquierda sería la ubicación original del acuífero, la del centro una segunda posición luego de un tiempo de producción. Finalmente la imagen de la derecha es la ubicación más reciente del acuífero ⁽¹⁸⁾.

3.3 Análisis de la Salinidad del Agua Producida

Es importante considerar el manejo, tratamiento y separación del agua producida en el desarrollo de un yacimiento, debido a esto dependerán las medidas de control necesarias para alargar la vida productiva del yacimiento. Las características que distinguen principalmente a las aguas de formación son:

- Saturación: es la cantidad de fluido (agua) que se encuentra presente en el volumen poroso ⁽²⁰⁾. Se puede conocer a través de núcleos y registros geofísicos.
- Concentración: es la cantidad de sales disueltas presente en una determinada cantidad de agua de la formación, puede ir desde unas cuantas partes por millón en aguas dulces hasta 300,000 ppm en salmuera. Este contenido de sales afecta factores como la densidad y la viscosidad del agua ⁽²⁰⁾.
- Composición: depende de los minerales disueltos presentes en una determinada muestra de agua ⁽²⁰⁾.

3.3.1 Análisis de aguas

El análisis de una muestra de agua consiste en la evaluación de sus propiedades físicas y químicas, las cuales dependen del tipo y cantidad de sustancias disueltas. Las propiedades químicas sólo se obtienen por medio de un análisis químico y las propiedades físicas por medio de mediciones directas ⁽²⁰⁾.

Normalmente los valores obtenidos en un análisis químico se expresan en partes por millón, y se calculan los valores de reacción de cada ion (es la cantidad equivalente de hidrógeno que reacciona con un ion determinado). Por lo que la concentración se puede expresar en miligramos equivalentes por litro (mg eq/l) lo cual se puede obtener a partir de las ecuaciones 3.4, 3.5 y 3.6 ⁽²⁰⁾.

$$\text{peso equivalente} = \frac{\text{peso molecular}}{|\text{valencia}|} \dots \text{(Ecuación 3.4)}$$

$$\text{coeficiente de reacción} = \frac{1}{\text{peso equivalente}} \dots \text{(Ecuación 3.5)}$$

$$\text{mg} \frac{\text{eq}}{\text{l}} = (\text{concentración ppm}) * (\text{coeficiente de reacción}) \dots \text{(Ecuación 3.6)}$$

En la tabla 3.1 se muestra los coeficientes de reacción, peso molecular, valencia y peso equivalente de los principales cationes y aniones disueltos en el agua de formación ⁽²⁰⁾.

Tabla 3.1 Principales cationes y aniones disueltos en el agua ⁽²⁰⁾

Cationes	Peso molecular	Valencia	Peso equivalente	Coefficiente de reacción
Na ⁺	22.991	+1	22.9910	0.043495
Ca ⁺⁺	40.080	+2	20.0400	0.049900
Mg ⁺⁺	24.312	+2	12.1560	0.082264
Fe ⁺⁺⁺	55.847	+3	18.6157	0.053718

Aniones

Cl ⁻	35.457	-1	35.4570	0.028203
HCO ₃ ⁻	61.000	-1	61.0000	0.016393
SO ₄ ⁼	96.066	-2	40.0330	0.020819
CO ₃ ⁼	60.000	-2	30.0000	0.033333

A continuación se tratará la descripción de cada uno de los cationes y aniones así como los problemas que generan

3.3.1.1 Cationes

- Sodio (Na⁺): es uno de los principales constituyentes del agua, se considera que no causa problemas, la única excepción es la precipitación de NaCl en salmueras de alta concentración ⁽²⁰⁾.
- Calcio (Ca⁺⁺): es el mayor constituyente de las salmueras en los campos de aceite, su importancia radica en que se combina rápidamente con el bicarbonato, carbonato o sulfato creando precipitados que forman incrustaciones o sólidos de suspensión ⁽²⁰⁾.
- Magnesio (Mg⁺⁺): se presenta en concentraciones más bajas que el calcio y rara vez tiende a formar incrustaciones de MgCO₃ ⁽²⁰⁾.
- Hierro (Fe⁺⁺⁺): es de contenido bajo, su presencia normalmente indica corrosión, o bien puede estar en suspensión como un precipitado formando tapones ⁽²⁰⁾.

3.3.1.2 Aniones

- Cloro (Cl^-): es el mayor componente de los aniones en las salmueras, este ion se utiliza como medición de la salinidad del agua, a mayor salinidad es más probable que se presente el efecto de corrosión ⁽²⁰⁾.
- Carbonato (CO_3^{2-}) y bicarbonato (HCO_3^-): estos iones pueden formar incrustaciones insolubles, y propicia la formación de dióxido de carbono (CO_2) que es altamente corrosivo para las tuberías ⁽²⁰⁾.
- Sulfato (SO_4^{2-}): este ion es un problema debido a su reacción con el calcio, bario y estroncio, con los cuales forman incrustaciones insolubles, además sirve de alimento a las bacterias reductoras de sulfato ⁽²⁰⁾.

3.3.2 Pruebas de salinidad

3.3.2.1 Espectrometría de masas

Es una de las técnicas más utilizadas, es capaz de determinar y cuantificar la mayoría de los elementos de la tabla periódica con un límite de detección de partes por billón (ppb). En este método la muestra líquida es vaporizada e ionizada gracias a un plasma de argón, una vez formados los iones pasan al analizador de masas, donde se les hace pasar a través de una lámina metálica. Posteriormente se aplica un campo magnético y se les desvía hacia un detector, entre más ligero el ion mayor será la desviación y viceversa. El detector mide esta desviación y a partir de este dato calcula la unidad de masa por unidad de carga, con lo que es posible conocer la composición química de la muestra original ⁽²¹⁾.

3.3.2.2 Salinómetro

Es un dispositivo que mide la salinidad, o el contenido de sal disuelta de una solución, este permite la medición de la conductividad y la temperatura con lo que convierte los datos para mostrar la concentración de sales en ppm.

3.3.2.3 Método de absorción atómica

Consiste en rociar una solución salina en una flama, el solvente se evapora y las sales se descomponen y vaporizan produciendo átomos. Algunos de estos átomos pasan a un estado excitado debido al calor de la flama, pero la gran mayoría se queda en el estado base. Cuando los átomos excitados regresan al estado base, emiten su radiación característica. También es posible suministrar una fuente de radiación en la misma frecuencia que el átomo que se desea identificar. Al método de absorción atómica también se le conoce como método de espectrometría de flama ⁽²¹⁾.

3.3.2.4 Método gravimétrico

Este método consiste en aislar al componente y determinar su peso. Este método suele tomar mucho tiempo debido al tiempo necesario para separar los elementos químicos de lo que se quiere analizar. Sin embargo, este método sigue siendo el más preciso al querer determinar la cantidad de sulfato presente en el agua ⁽²¹⁾.

3.3.3 Diagramas para la interpretación del análisis de agua

Los métodos gráficos como es el caso de los diagramas representan una herramienta de amplio uso para la interpretación de datos, debido a que son fáciles de leer, además de poder identificar patrones de comportamiento del agua en estudio.

3.3.3.1 Diagrama de Stiff

Esta grafica está compuesta por tres ejes horizontales, cada uno de ellos uniendo un catión y un anión. Todos los cationes se disponen al lado izquierdo y los aniones del lado derecho. Este diagrama permite visualizar diferentes tipos de agua y nos da la idea de la mineralización de la misma (ancho de gráfica). Las concentraciones están dadas en miligramos equivalentes por litro (mg eq/l) ⁽²⁰⁾, figura 3.12.

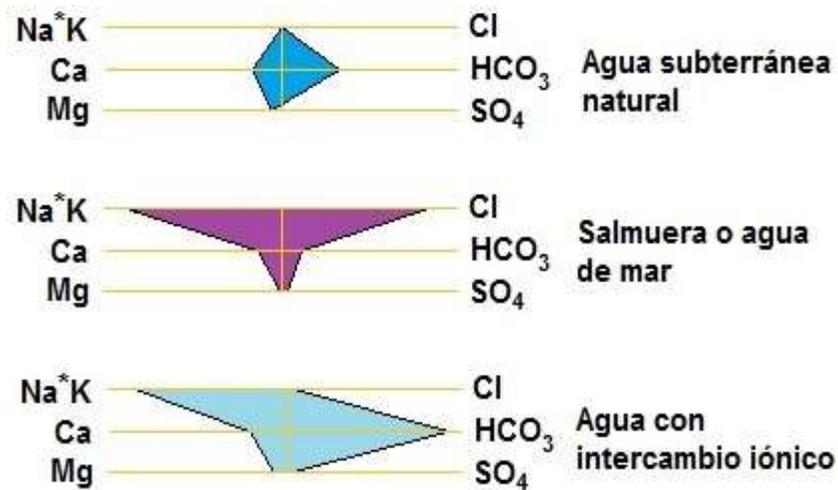


Figura3.12 Diagrama de Stiff. Se forma por 3 ejes horizontales y un eje vertical, mientras más alejado se este del eje vertical mayor es la concentración de ese componente ⁽²⁰⁾.

3.3.3.2 Diagrama de Piper

Es un diagrama formado por tres distintos campos gráficos de los cuales dos son triángulos equiláteros, el primero se ubica en la parte inferior izquierda donde se presentan los cationes, el segundo se ubica en la parte inferior derecha donde se presentan los aniones. El tercer campo gráfico es un rombo central y es donde los datos de los diagramas triangulares se proyectan representando el carácter químico del agua ⁽²⁰⁾, figura 3.13.

Este diagrama describe lo esencial de las características químicas del agua en estudio de acuerdo a la concentración de sus componentes por lo que no se considera la concentración absoluta, por lo que es conveniente indicar en el diagrama central (rombo) un círculo en cada punto de esta área resultado de la proyección de los puntos de los triángulos inferiores, el cual tendrá un área proporcional a la concentración absoluta del agua ⁽²⁰⁾.

Este diagrama sirve para:

- Visualizar la evolución geoquímica del agua.
- Detectar procesos como intercambio catiónico.
- Detectar mezclas entre dos tipos de agua.
- Detectar procesos de dilución.

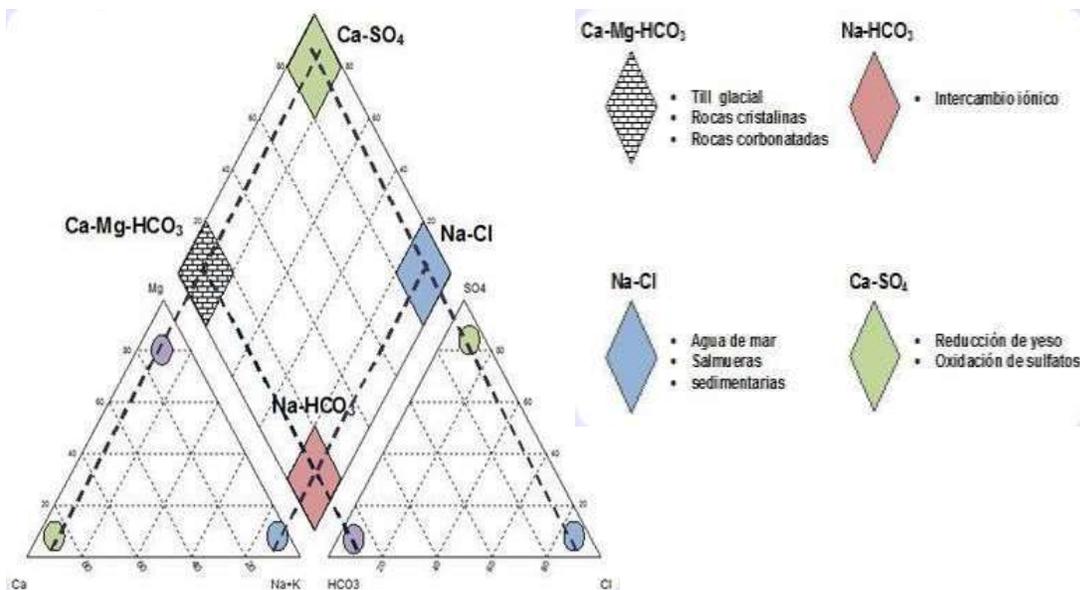


Figura 3.13. Diagrama de Piper. Los rombos de colores nos dan una idea gráfica de la proporción en los componentes que tienen algunas aguas ⁽²⁰⁾.

3.3.3.3 Diagrama Schoeller- Barkalof

Se disponen varias semirrectas o columnas verticales paralelas, igualmente espaciadas y divididas en escala logarítmica y con el mismo módulo. A cada semirrecta se le asocia un anión o un catión, excepto la primera columna que no tiene asociada ningún ion y su unidad de medida es en miligramos equivalente por litro (mg eq/l), las demás tienen como unidad de medida miligramo por litro (mg/l), figura 3.14.

Su utilidad radica en:

- Se puede presentar tanto aguas diluidas como concentradas en un mismo diagrama.
- Permite clasificar los diferentes tipos de agua.
- En una misma línea de flujo permite establecer la evolución del agua en el acuífero, así como determinar procesos como el intercambio catiónico, procesos de óxido reducción y mezcla de diferentes tipos de agua.
- Estudio de evolución de un acuífero.

ESTUDIO DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN

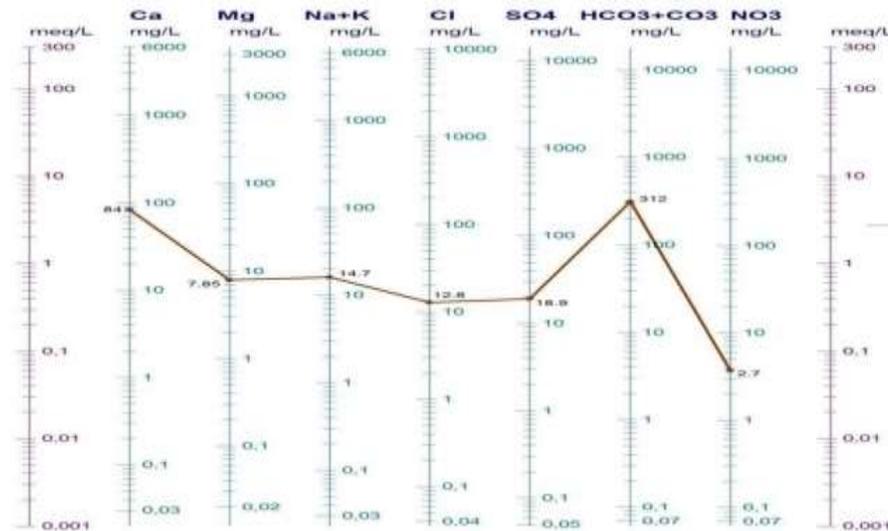


Figura 3.14 Diagrama de Schoeller – Barkalof. El diagrama cuenta con escala logarítmica de cada componente en miligramos por litro (mg/l), además de dos ejes adicionales también en escala logarítmica en miligramos equivalente por litro (mg eq/l).

3.3.3.4 Diagramas Binarios

De estos existen tantos como se le puedan ocurrir a la persona que interpreta los datos. Se utilizan para representar la variación de un parámetro con respecto a otro, figura 3.15.

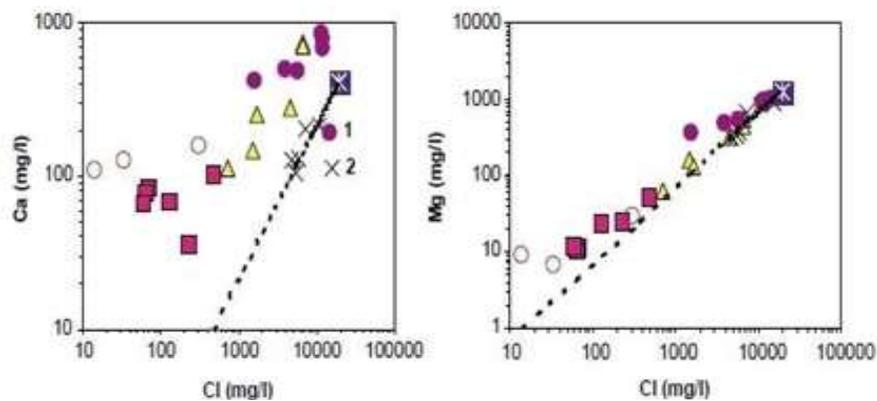


Figura 3.15 Ejemplos de diagramas binarios. Del lado izquierdo se presenta un diagrama de Calcio contra Cloro ambos en miligramos por litro (mg/l), mientras que del lado derecho se presenta un diagrama de Magnesio contra Cloro también en miligramos por litro (mg/l).

3.4 Integración de la Información

Uno de los mayores problemas en el estudio de yacimientos es integrar la información en un modelo confiable y consistente. El éxito de la integración depende en gran medida de comprender los procesos, tecnologías, y herramientas de cada área, así como de la flexibilidad, comunicación y coordinación entre las personas que forman cada área⁽¹⁹⁾.

Es recomendable integrar las propiedades de los fluidos medidas en laboratorio con los datos de producción para complementar la información. El análisis se debe realizar en especial cuando existe incertidumbre sobre los procedimientos realizados para obtener la muestra o cuando se intuya que el yacimiento se encuentra cerca de la presión de saturación⁽²⁰⁾.

Las discrepancias entre los datos de laboratorio y los de producción se deben especialmente porque las mediciones se realizaron de manera indirecta, se cuentan con pocas muestras y/o por las mismas variaciones del yacimiento⁽²⁰⁾. Es por ello que se consideran algunos factores tales como son la presión, la relación gas aceite y la densidad API, con el fin de poder encontrar patrones de comportamiento, agrupar pozos, establecer zonas e ir generando un modelo más completo del yacimiento.

3.4.1 Presión de saturación

La medición de la variación de la presión contra el tiempo, nos ofrece una forma simple y confiable para estimar la presión de saturación real. Ya que la liberación del gas y su expansión al estar por debajo de la presión de burbuja reduce la declinación de la presión al agregar energía adicional al yacimiento, esto se puede observar en la figura 3.16, al notarse un cambio en la pendiente de la curva a los 2100 lb/pg²⁽¹⁸⁾.

Esta reducción de la pendiente de declinación también nos indica la inclusión de otra fuente de energía natural del yacimiento para mantener la presión y ayudar en la producción, véase capítulo 4.

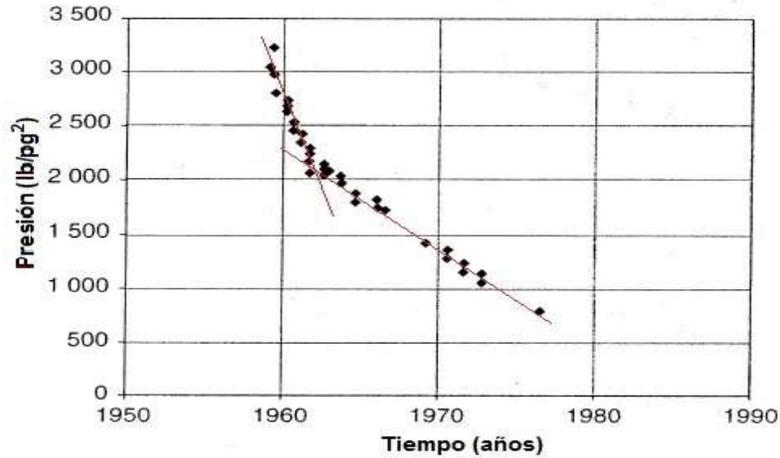


Figura 3.16 Gráfico de presión contra el tiempo de un pozo. Se puede distinguir dos tendencias de declinación distinta, marcada por las líneas de color rojo, donde la intersección de ambas indica la presión de saturación ⁽¹⁸⁾.

3.4.2 Relación gas - aceite (RGA)

El comportamiento de la relación gas aceite también nos da información sobre la presión de saturación del yacimiento. Si la RGA permanece estable y cercana a la relación de solubilidad inicial, se puede decir que la presión del yacimiento está por arriba del punto de burbuja. Una vez alcanzado el punto de burbuja el RGA cae ligeramente y luego comienza a incrementarse rápidamente, figura 3.17. Cabe destacar que si se observan distintos RGA se incrementa a diferentes presiones en diferentes áreas del campo, es señal de la anisotropía de área del campo ⁽¹⁸⁾.

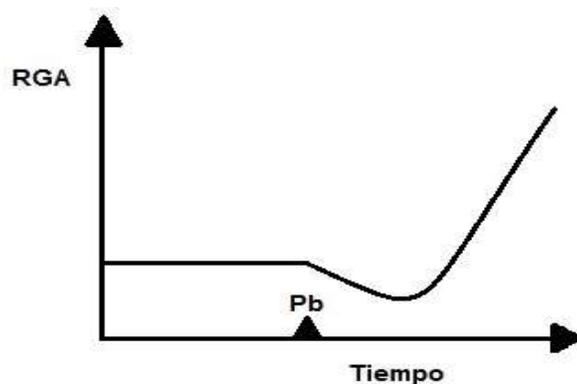


Figura 3.17 Gráfico Relación Gas Aceite (RGA) contra el tiempo. El RGA al principio es equivalente a la relación de solubilidad. Una vez se alcanza la presión de saturación presenta una ligera declinación (debido a la liberación del gas) y posteriormente se incrementa su valor.

3.4.3 Densidad API

La densidad API del tanque de almacenamiento nos da información en tiempo y espacio de la densidad para generar mapas de acuerdo a la densidad API medida por áreas. Las diferencias entre las mediciones de la densidad de un tanque a otro puede deberse a variaciones de la composición vertical o la presión de saturación. Por lo que podemos conocer que zonas cuentan con un PVT representativo y en cuales sería conveniente realizar uno⁽¹⁸⁾, figura 3.18.



Figura 3.18 Mapa de la densidad API⁽¹⁸⁾. En este campo se tiene que la zona sur cuenta con hidrocarburos más ligeros (zonas más clara), mientras que la zona norte presenta hidrocarburos más pesados (zonas más oscuras).

3.4.4 Historia de presión

Es importante definir la historia de presión especialmente en yacimientos con diferentes formaciones productoras, en especial en las zonas donde se intuye posible comunicación entre formaciones o posibles barreras al flujo⁽²²⁾. Los valores de presión se toman de las pruebas de presión descritas al principio del capítulo.

Para identificar la tendencia conjunta de presión de los pozos estos deben ser llevados al mismo plano de referencia, que consiste en una superficie imaginaria que divide al yacimiento de manera horizontal en dos volúmenes iguales, figura 3.19.

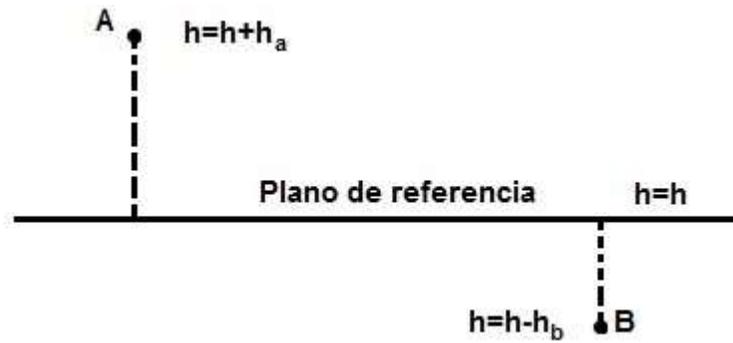


Figura 3.19 Plano de referencia entre dos pozos ubicados a distintas profundidades. El pozo A al estar por arriba del plano de referencia se debe sumar la profundidad para alcanzar el plano de referencia, a diferencia del pozo B que debe restar.

Para llevar la presión de los pozos al plano de referencia además de considerar la diferencia de profundidades, se deben considerar la densidad del fluido, y el tipo de fluido. Para el caso en que se tenga un líquido se usará la ecuación 3.7 ⁽²³⁾.

$$P_2 = P_1 + \rho g \Delta h \dots (\text{Ecuación 3.7})$$

Para los fluidos cuya densidad variable como es el caso de los gases se usará la ecuación 3.8 ⁽²³⁾.

$$P_2 = P_1 e^{\left(\frac{0.01877 \gamma_g \Delta h}{\bar{z} \bar{T}}\right)} \dots (\text{Ecuación 3.8})$$

dónde:

P_2 Es la presión en el plano de referencia, lb/pg^2

P_1 Es la presión del pozo que se quiere llevar al plano de referencia, lb/pg^2

ρ Es la densidad del líquido, $\frac{lbm}{ft^3}$

g Es la constante de aceleración gravitacional, $\frac{ft}{s^2}$

Δh Es la diferencia de profundidades entre la profundidad del pozo a la que se tomó la presión y el plano de referencia, $\Delta h = h_2 - h_1, ft$

γ_g Es la densidad relativa del gas con respecto al aire, *adimensional*

\bar{z} Es el promedio del factor de desviación de los gases, *adimensional*

\bar{T} Es el promedio de la temperatura, $^{\circ}R$

Los valores de presión de los pozos se analizan por formaciones productoras o bloques, todos estos valores referidos al mismo plano de referencia, esto con el fin de obtener la historia de presión de la formación e identificar su tendencia de declinación⁽²²⁾.

Finalmente se deben de poner todos los puntos de presión de todas las formaciones en una misma gráfica para observar qué tan dispersos se encuentran de una tendencia central y poder definir con mayor precisión cuál va a ser la curva de presión global del campo⁽²⁰⁾, figura 3.20.

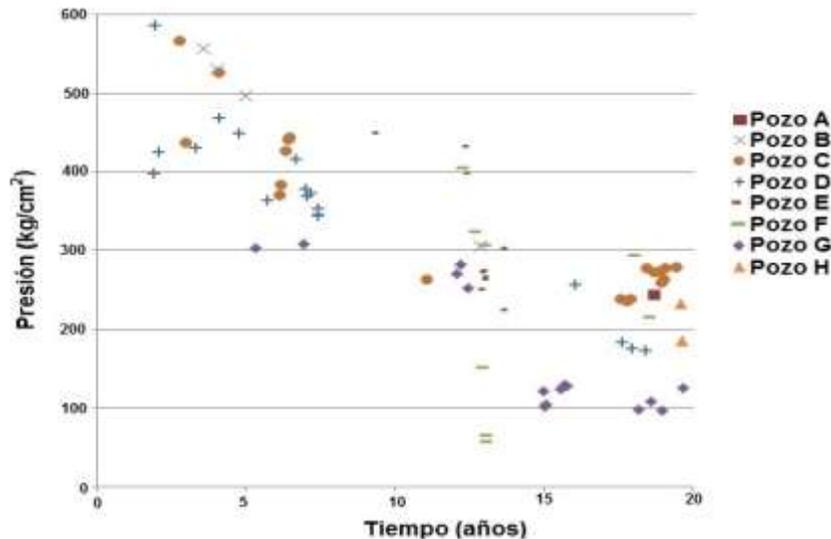


Figura 3.20 Ejemplo de la historia de presión de los pozos de un campo. Los pozos se encuentran en una gráfica de presión contra el tiempo, donde es posible observar la dispersión de las presiones medidas, a lo que se debe buscar una tendencia de declinación.

CAPÍTULO 4

DICTAMEN DE LOS PRINCIPALES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

4.1 Conceptos Preliminares

Es determinante establecer la naturaleza de la energía que se dispone en el yacimiento y la forma en que mueve los fluidos durante la producción. Se debe considerar que al analizar el comportamiento del yacimiento durante su vida productiva, es posible identificar más de una sola fuente de energía predominante, resultando en una combinación de energía. ⁽²⁴⁾

4.1.1 Mecanismos de producción

Se le conoce como mecanismos de producción a las fuerzas naturales del yacimiento que mueven los fluidos a través del espacio poroso al pozo productor y los llevan a superficie. Esto último no es requisito pero en muchos casos logra aportar la energía necesaria para producirlos ⁽²⁴⁾. Esta energía puede ser interna al yacimiento (expansión de hidrocarburos, agua congénita y/o roca) o externa a la zona productora (casquete de gas y/o acuífero). Existen 6 tipos de mecanismos de producción que proveen dicha energía necesaria para generar el flujo de fluidos dentro y fuera del yacimiento:

- Empuje por compactación.
- Empuje por gas en solución.
- Empuje por casquete de gas.
- Empuje por entrada de agua.
- Empuje por segregación gravitacional.
- Combinación de empujes

4.1.1.1 Empuje por compactación

En el empuje por compactación el desplazamiento de fluidos hacia el pozo ocurre por dos factores la reducción del volumen poroso y la expansión de los mismos fluidos, ambos consecuencia del decremento de presión del yacimiento ^(15, 25).

La extracción de los fluidos del yacimiento genera una disminución de la presión del espacio poroso provocando cambios en dos factores: la expansión de los granos de la roca y la compactación de la formación. Estos factores afectan a la compresibilidad de la roca y tienden a reducir el volumen poroso ^(25, 26).

Este mecanismo se encuentra en todos los yacimientos, pero genera un mayor impacto en aquellos yacimientos que se encuentran por arriba de la presión de saturación (yacimientos bajosaturados) ^(17, 27). Debido a que gran parte de la energía se almacena en las compresibilidades de la roca, el aceite y el agua congénita, esta energía será liberada conforme se vayan expandiendo estos elementos. Es por eso que a este mecanismo también se le conoce como empuje por la expansión de la roca y fluidos.

Dado que los líquidos y la roca presentan muy poca compresibilidad la presión del yacimiento presentará una declinación rápida, es por ello que es considerado el mecanismo de producción menos eficiente y solo ayuda a recuperar un porcentaje muy pequeño del aceite ^(17, 27).

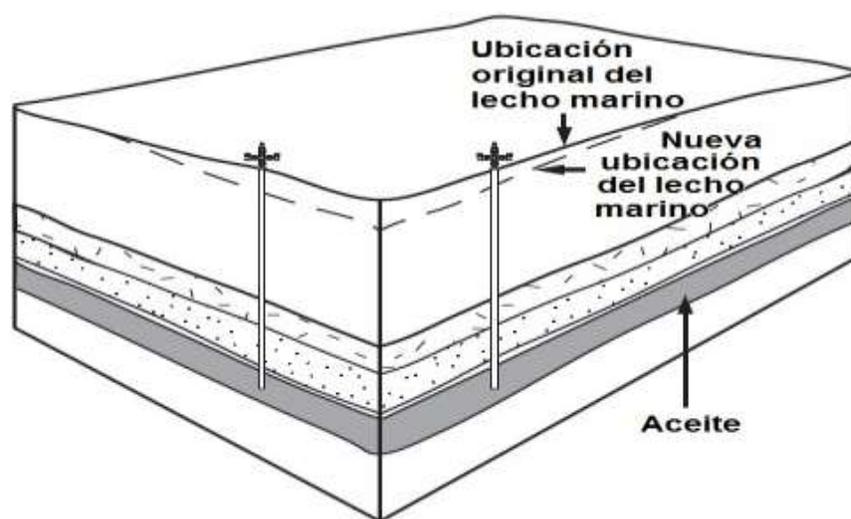


Figura 4.1 Esquema del fenómeno de subsidencia en un campo. Se observa el hundimiento del lecho marino generado por la extracción de hidrocarburos ⁽²⁷⁾.

Esto se debe a que una vez se alcanza la presión de saturación la contribución de la expansión de la roca es mínima en comparación con la expansión de los fluidos ya que los valores de compresibilidad suelen estar en rangos de 3×10^{-6} y 4×10^{-6} . Sin embargo, en campos como Ekofisk y Valhall la compresibilidad alcanza valores de hasta 150×10^{-6} , esto provocó no solo que el empuje por compactación aportará el 70% de los hidrocarburos producidos, sino que también se originará el hundimiento progresivo (subsistencia) del lecho marino, figura 4.1^(23, 15).

La subsistencia ocasionó que las plataformas comenzarán a hundirse y fuesen azotadas por las olas, deformando las tuberías. Como solución se optó por comenzar a utilizar en el campo plataformas auto – elevables e inyección de agua, para reducir los efectos de la subsistencia⁽²³⁾.

4.1.1.2 Empuje por gas en solución

En el empuje por gas en solución se debe considerar como condición inicial que el yacimiento se encuentra bajosaturado, y que la continua producción de fluidos reducirá la presión del yacimiento hasta alcanzar la presión de saturación. Esto originará que el gas disuelto en el aceite se libere en forma de burbujas, las cuales se expandirán proporcionando así la energía para desplazar el aceite al pozo^(15, 17), figura 4.2.

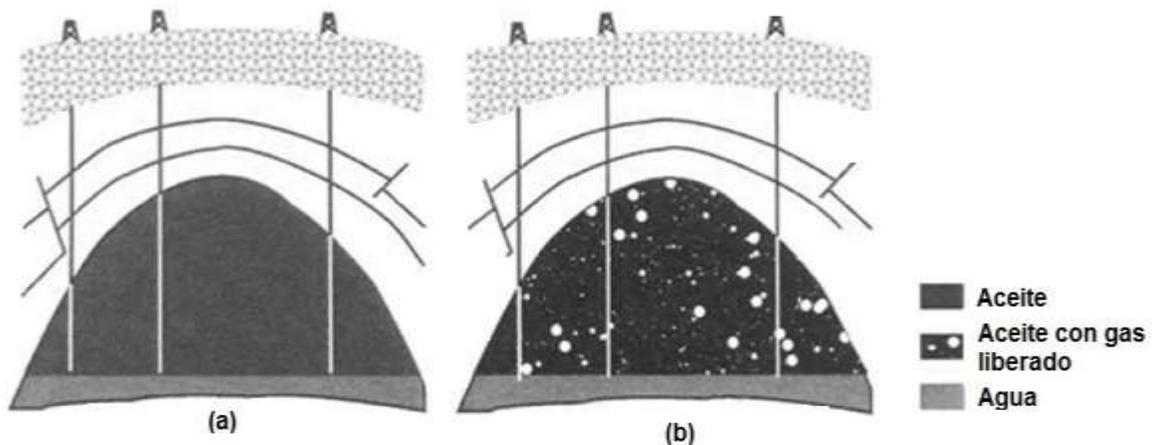


Figura 4.2 Yacimiento con empuje por gas en solución. Condiciones iniciales (a), se tiene todo el gas disuelto en el aceite. Liberación de gas (b), parte del gas se ha liberado y se observa como en algunas partes comienza a acumularse⁽¹⁷⁾.

Inicialmente este gas liberado solo se expandirá sin producirse, es decir permanecerá inmóvil. Conforme se libera más gas este se acumulará aumentando su saturación hasta alcanzar la saturación crítica del gas, que se define como la saturación a la cual el gas comienza a moverse, es decir el gas empezará a desplazarse hacia el pozo. A medida que la presión decline el gas fluirá cada vez más rápido, provocando un pronto agotamiento de la energía del yacimiento. El porcentaje de recuperación del aceite suele ser bajo, debido a que el gas fluye mucho más rápido que el aceite, estos yacimientos suelen ser buenos candidatos para la inyección de agua ^(17, 27).

4.1.1.3 Empuje por casquete de gas

El empuje por casquete de gas o capa de gas se caracteriza por poseer un volumen de gas libre ubicado en la parte superior del yacimiento, el cual tiene una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido. La extracción de los fluidos provoca la expansión de la capa, generando la invasión progresiva de la zona de aceite por gas y obligando el desplazamiento del aceite de la zona de gas libre a los pozos., figura 4.3 ^(15, 17, 27).

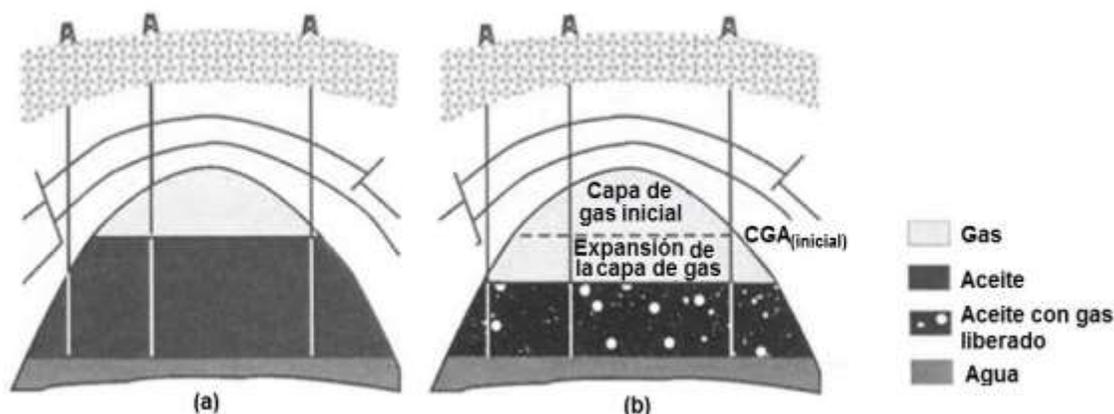


Figura 4.3 Yacimiento con empuje por casquete de gas. Condiciones iniciales (a), todo el gas se encuentra en el casquete. Expansión de la capa de gas (b), el frente de la capa de gas se ha movido con respecto al contacto gas aceite (CGA) inicial, además se comienza a liberar gas que podría o no pasar a formar parte del casquete ⁽¹⁷⁾.

Para que este proceso se lleve a cabo se requiere que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas y que exista un continuo crecimiento de la zona ocupada por el casquete de gas ⁽²⁷⁾.

La zona de gas libre puede presentarse en tres formas ⁽²⁷⁾:

- Existir inicialmente en el yacimiento: esto se presentan en aquellos yacimientos que se encuentran por debajo de la presión de saturación (yacimientos saturados). La extracción de los fluidos y la declinación de la presión provocan que parte del gas libre se disuelva en mayor o menor grado.
- Formarse por la acumulación del gas liberado por el aceite: bajo ciertas condiciones el gas liberado por el aceite pueda migrar a la parte superior de la estructura y se acumule formando el casquete.
- Artificialmente: esto se logra inyectando gas en la parte superior del yacimiento.

Los yacimientos con capa de gas se caracterizan por tener una declinación lenta pero constante de la presión, además los pozos que se encuentran cercanos a la capa de gas sufren del incremento de la producción de grandes cantidades de gas (canalización de gas) ^(17, 27), por lo que continuamente deben estarse cerrando o acondicionando, para prevenir la producción del casquete de gas y preservar su energía.

La recuperación del aceite por este mecanismo depende del tamaño del casquete de gas en comparación con la columna de aceite. Si el casquete de gas es muy pequeño, la recuperación será muy poco, por otra parte si es mucho más grande que la zona de aceite la recuperación será aún menor ya que el gas tiende a canalizarse a los pozos. Lo ideal es que el casquete de gas tenga un tamaño similar a la zona de aceite ^(17, 23).

4.1.1.4 Empuje por entrada de agua

El desplazamiento por agua es muy similar al del casquete de gas. La diferencia radica en que se tiene una conexión hidráulica entre el yacimiento y una roca porosa saturada por agua (acuífero) que puede estar por debajo de todo o parte del yacimiento ⁽¹⁷⁾. Según la fuente de energía se tienen dos tipos de empujes por agua.

El primer tipo es aquel donde toda la energía proviene del agua comprimida del acuífero, esta agua se expande a medida que la presión se reduce y crea una invasión natural del agua en el límite del yacimiento – acuífero ⁽¹⁷⁾, provocando el desplazamiento del aceite hacia los pozos, figura 4.4.

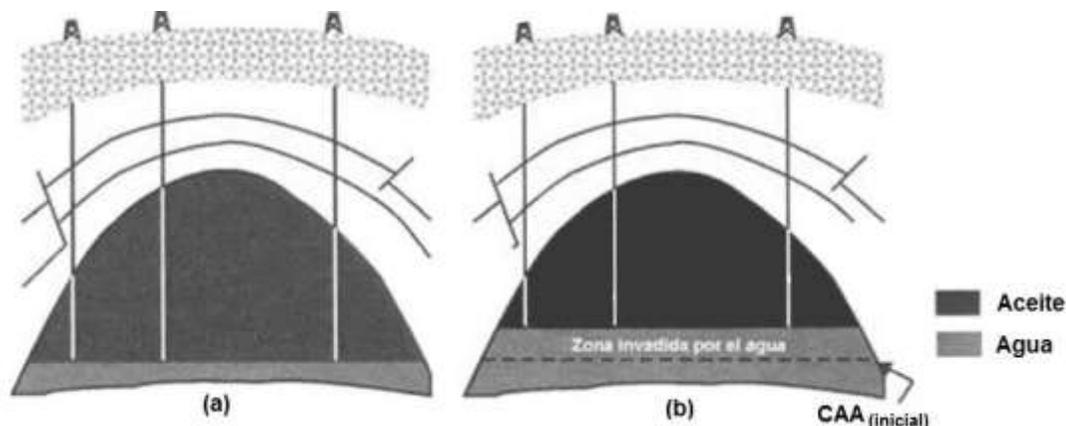


Figura 4.4 Yacimiento con empuje por entrada de agua debido a la expansión del acuífero. Condiciones iniciales (a), se tiene la ubicación inicial del acuífero. Invasión del acuífero (b), la producción de fluidos ha movido el contacto agua – aceite (CAA) inicial ⁽¹⁷⁾.

En el segundo la energía proviene de un acuífero que se rellena desde la superficie y/o por agua subterránea, denominado como acuífero artesiano ⁽²⁵⁾. El acuífero artesiano es capaz de reponer el agua conforme se mueve al espacio poroso ocupado originalmente por aceite para reemplazarlo, además de desplazarlo hacia los pozos productores. Este tipo de empuje cuenta entonces con dos fuentes de energía: el acuífero artesiano y la expansión del agua. Sin embargo, este tipo de empuje por entrada de agua es poco común en los yacimientos, figura 4.5.

Para que el empuje por entrada de agua se lleve a cabo se necesitan primero una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento, y de una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión ⁽²⁷⁾.

El acuífero puede presentarse de dos formas:

- Natural: existe junto a la zona productora un gran volumen de agua en la misma formación sin barreras entre el aceite y el agua ⁽²⁷⁾.
- Artificial: esto se logra inyectando agua en la parte inferior del yacimiento ⁽²⁷⁾.

La eficiencia del recobro de aceite se ve afectada por la heterogeneidad del yacimiento, la posición y extensión del acuífero, y la liberación del gas disuelto, ya que la energía del acuífero puede ayudar o no a mantener la presión del yacimiento. El agua como agente desplazante tiene una ventaja sobre el gas, ya que su menor movilidad, permiten desplazar más aceite ⁽²⁷⁾.

Conforme el agua invade una sección de la zona de aceite y los desplaza, la saturación de agua en esa zona aumenta, lo que aumenta la permeabilidad al agua de la roca y propiciando su tendencia a fluir junto con el aceite. Cabe señalar que esta tendencia a fluir es menor a la tendencia del gas.

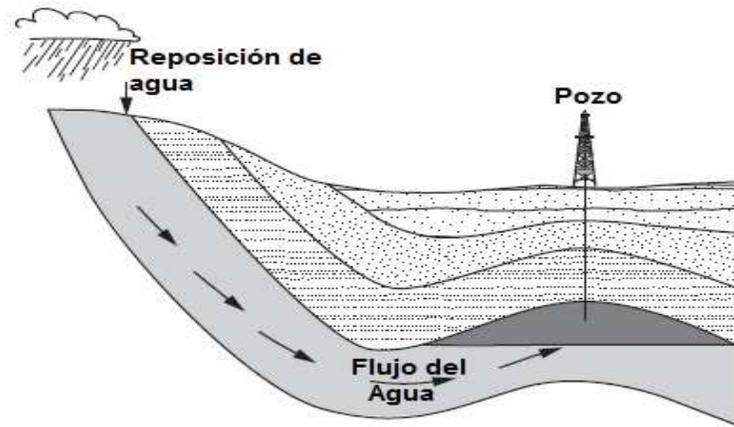


Figura 4.5 Yacimiento con empuje por entrada de agua debido a un acuífero artesiano. Se observa que una parte del acuífero se encuentra por arriba del nivel del yacimiento, esto genera el efecto de los vasos comunicantes donde el agua buscará alcanzar el mismo nivel en todos los puntos, ayudando en la producción del aceite ⁽²⁷⁾.

4.1.1.5 Empuje por segregación gravitacional

La segregación gravitacional o drene por gravedad es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Este mecanismo suele presentarse en yacimientos de gran espesor que tienen buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento. El empuje por segregación gravitacional suele acentuarse más en las etapas tardías de yacimientos que tuvieron otro mecanismo como primario durante gran parte de su vida productiva ^(17, 23, 27).

Los yacimientos que solo producen por segregación gravitacional se caracterizan por producir muy despacio pero a gasto constante durante grandes períodos de tiempo. El empuje por segregación gravitacional suele trabajar en conjunto con otros mecanismos para incrementar su eficiencia, es por ello que suele ser considerado más como una modificación de los demás ⁽²³⁾.

La segregación gravitacional se hace presente cuando el gas liberado por el aceite tiende a acumularse en la parte superior de la estructura formando un casquete de gas y/o cuando el aceite es desplazado hacia arriba por la influencia del empuje por entrada de agua ⁽²⁷⁾.

Además tanto el empuje por casquete de gas como el empuje por entrada de agua se ve beneficiado al existir la segregación gravitacional pues ayuda a que el desplazamiento de los frentes sea más uniforme, permitiendo un mayor recobro del aceite.

4.1.1.6 Combinación de empujes

La combinación de empujes es como su nombre lo indica una combinación de dos o más mecanismos de producción. Gran cantidad de yacimientos cuentan con agua y capa de gas disponibles en algún grado para desplazar el aceite, por lo que los yacimientos con empujes combinados son más comunes que aquellos yacimientos que solo cuentan con un mecanismo, figura 4.6 ^(15, 23, 25, 27).

La combinación de empujes puede presentarse en cualquier momento de la producción. En la mayoría de los yacimientos con empujes combinados es conveniente implementar programas de mantenimiento de presión, ya sea inyección de gas, inyección de agua o ambos.

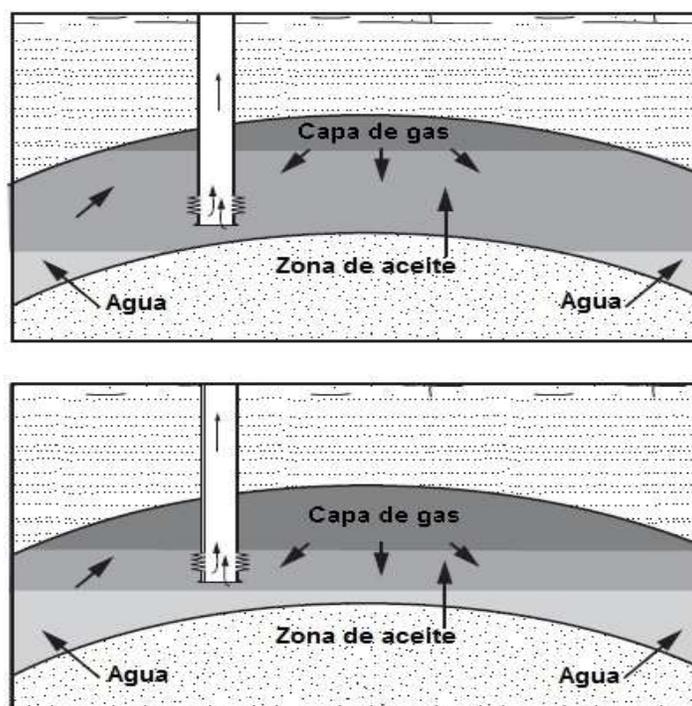


Figura 4.6 Empuje combinado de agua y capa de gas. La imagen superior muestra las condiciones iniciales de un yacimiento con estos empujes. La imagen inferior nos muestra el mismo yacimiento tras un período de producción, se observa que tanto la capa de gas como el agua han avanzado, convirtiendo la zona de aceite en una estrecha franja ⁽²⁷⁾.

4.2 Determinación de los Mecanismos de Producción

Una vez estudiados los principios de funcionamiento de los diferentes mecanismos de producción es conveniente analizar sus efectos en factores como declinación de la presión, producción de agua y la relación gas – aceite (RGA), que afectan la eficiencia de recuperación de hidrocarburos. Estos factores nos ayudan a definir el tipo de empuje o empujes con los que cuenta el yacimiento.

4.2.1 Declinación de la presión

La velocidad con la que declina la presión de un yacimiento se ve afectada por la extracción de fluidos, tabla 4.1. Aquellos yacimientos que no poseen entrada de fluidos (yacimientos volumétricos) tienen una declinación mayor que los yacimientos que tienen entrada de fluidos (yacimientos no volumétricos), pues estos tienen la capacidad de reponer en algún grado los fluidos extraídos. Es por ello que en yacimientos con altas tasas de declinación se suelen incorporar programas de inyección de fluidos para mantenimiento de la presión.

Tabla 4.1 Comportamiento de la presión del yacimiento ⁽¹⁹⁾

Empuje por compactación	Declina rápida y continuamente
Empuje por gas en solución	Cuando se encuentra por debajo de la presión de saturación, declina rápido y continuamente
Empuje por casquete de gas	Declina suave y continuamente
Empuje por agua	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de aceite, agua y gas.
Empuje por segregación gravitacional	Si el gas se mantiene disuelto declinará lenta y continuamente, pero si el gas se libera declina rápido debido a la producción temprana de gas ⁽²³⁾ .

4.2.2 Producción de agua

La producción de agua no indica principalmente la existencia de un acuífero, y nos permite identificar zonas de alta permeabilidad dentro del yacimiento. Aunque es cierto que todos los yacimientos cuentan con agua congénita, esta solo se producirá de forma insignificante, tabla 4.2.

También sirve para identificar yacimientos altamente influenciados por las fuerzas capilares. Esto ocurre en yacimientos fracturados donde al comenzar la producción se obtiene solo aceite, pero las fracturas cercanas al pozo se van cerrando originando un incremento en la presión capilar y la posterior producción de agua. Cuando los pozos se cierran la presión se restaura y las fracturas se vuelven a abrir, disminuyendo la presión capilar y permitiendo que las fracturas se rellenen de aceite para producir en el siguiente ciclo ⁽²³⁾.

Tabla 4.2 Comportamiento de la producción de agua ⁽¹⁹⁾

Empuje por compactación	Ninguna excepto en yacimientos con alta saturación de agua
Empuje por gas en solución	Ninguna excepto en yacimientos con alta saturación de agua
Empuje por casquete de gas	Ausente o insignificante
Empuje por agua	Aumenta apreciablemente y se produce temprano en los pozos con buzamiento hacia abajo
Empuje por segregación gravitacional	Ausente o insignificante

4.2.3 Relación gas – aceite (RGA)

Los yacimientos que tienen una presión mayor a la presión de saturación, la liberación del gas se dará dentro de la tubería de producción, por lo que la relación gas aceite del yacimiento se mantendrá constante. Una vez el yacimiento alcance la presión de saturación se liberará el gas disuelto, pero la relación gas – aceite caerá un poco en lo que el gas alcanza su saturación crítica, a partir de ahí comenzará su producción, tabla 4.3.

Tabla 4.3 Comportamiento de la relación gas – aceite (RGA) ⁽¹⁹⁾

Empuje por compactación	Permanece baja y constante hasta que se alcanza la presión de saturación, la liberación del gas se lleva a cabo en la tubería de producción.
Empuje por gas en solución	Luego de alcanzar la presión de saturación declina un poco, para luego incrementar hasta alcanzar un máximo y posteriormente bajar de nuevo.
Empuje por casquete de gas	Aumenta continuamente en pozos con buzamiento hacia arriba, los cuales presentan temprana producción de gas
Empuje por agua	Permanece baja si la presión permanece alta
Empuje por segregación gravitacional	Permanece baja en pozos con buzamiento hacia abajo y alta en pozos con buzamiento hacia arriba.

4.2.4 Eficiencia

Todos los empujes permiten la recuperación de hidrocarburos en mayor o menor grado, la tabla 4.4, muestra la eficiencia en yacimientos homogéneos con solo un tipo de empuje, los yacimientos con combinación de empujes presentarán distintos valores de eficiencia.

Tabla 4.4 Eficiencia de desplazamiento de los diferentes mecanismos ⁽¹⁹⁾

Empuje por compactación	De 1 a 10 % Promedio de 3 %
Empuje por gas en solución	De 5 a 35 % Promedio 20 %
Empuje por casquete de gas	20 a 40 % Promedio > 25 %
Empuje por agua	De 35 a 80 % Promedio de 50 %
Empuje por segregación gravitacional	De 40 a 80 % Promedio de 60 %

La figura 4.7 nos muestra en una gráfica la comparación de la eficiencia de los diferentes mecanismos de producción, en la cual se observa la relación entre la declinación de la presión con la recuperación de hidrocarburos ⁽¹⁹⁾.

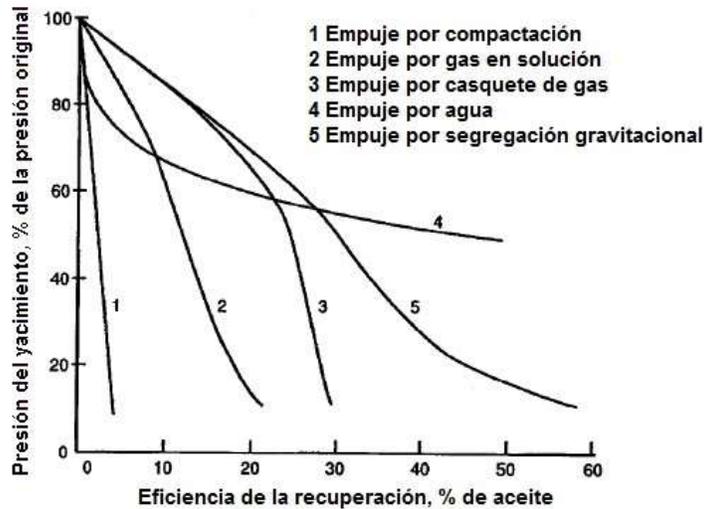


Figura 4.7 Gráfica de eficiencia de la recuperación contra la presión del yacimiento. Se observa que los empujes donde la presión declina de manera rápida se tienen menor recuperación que los empujes con menor declinación ⁽¹⁹⁾.

4.2.5 Aplicación de la Ecuación de Balance de Materia (EBM)

Una de las aplicaciones de la Ecuación General de Balance de Materia es poder cuantificar la importancia de los mecanismos presentes en la producción, ya que esta considera todas las posibles fuentes de energía que contribuyen a la producción de los fluidos. Si partimos de la ecuación general de Balance de Materia ⁽²⁸⁾, ecuación 4.1.

$$N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w = N \left[B_t - B_{ti} + \frac{mB_{oi}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1 + m)B_{ti} \left(\frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right] + W_e \quad \dots(\text{Ecuación 4.1})$$

Si en la ecuación 4.1 pasáramos el término de producción de agua ($W_p B_w$) al segundo término de la ecuación, obtendríamos la ecuación 4.2, donde el primer término de la ecuación corresponde al volumen de hidrocarburos producido.

$$\begin{aligned}
 & N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] \\
 &= N \left[B_t - B_{ti} + \frac{m B_{oi}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi}) + (1 + m) B_{ti} \left(\frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p \right] \dots (\text{Ecuación 4.2}) \\
 &+ W_e - W_p B_w
 \end{aligned}$$

Si dividiéramos la ecuación 4.2, entre el volumen de hidrocarburos producido y la acomodásemos de acuerdo al tipo de energía, obtendríamos la ecuación 4.3. Donde los numeradores de las fracciones corresponden a las energías de la expansión del volumen inicial del aceite, la expansión de la capa original de gas, la expansión del sistema roca – fluidos y la entrada de agua al yacimiento, respectivamente, ecuaciones 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7.

$$\begin{aligned}
 & \frac{N(B_t - B_{ti})}{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]} + \frac{\frac{Nm B_{oi}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})}{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]} + \frac{N(1 + m) B_{ti} \left(\frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p}{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]} \dots (\text{Ecuación 4.3}) \\
 &+ \frac{W_e - W_p B_w}{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]} = 1
 \end{aligned}$$

La expresión 4.3 puede reescribirse en función de los parámetros de Pirson. En la ecuación 4.8 es más fácil observar la aportación de cada tipo de energía en la producción de hidrocarburos, además de identificar cuando estos cambien durante la vida productiva del yacimiento ⁽²⁸⁾.

$$\text{Índice de expansión del volumen inicial de aceite} = I_{E_o} = \frac{N(B_t - B_{ti})}{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]} \dots (\text{Ecuación 4.4})$$

$$\text{Índice de expansión de la capa original de gas} = I_{E_g} = \frac{\frac{Nm B_{oi}}{B_{gi}} (B_g - B_{gi})}{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]} \dots (\text{Ecuación 4.5})$$

$$\text{Índice de la expansión del sistema roca – fluidos} = I_{E_{rf}} = \frac{N(1 + m) B_{ti} \left(\frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p}{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]} \dots (\text{Ecuación 4.6})$$

$$\text{Índice de la entrada de agua al yacimiento} = I_{E_{wc}} = \frac{W_e - W_p B_w}{N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g]} \dots (\text{Ecuación 4.7})$$

$$I_{E_o} + I_{E_g} + I_{E_{rf}} + I_{E_{wc}} = 1 \dots (\text{Ecuación 4.8})$$

dónde:

- B_g Factor de volumen del gas *, $\frac{\text{Bls de gas @c.y.}}{\text{Bls de gas @c.e.}}$
- B_{gi} Factor de volumen inicial del gas *, $\frac{\text{Bls de gas @c.y.}}{\text{Bls de gas @c.e.}}$
- B_o Factor de volumen del aceite, $\frac{\text{Bls de aceite y gas en solución @c.y.}}{\text{Bls de aceite @c.e.}}$
- B_{oi} Factor del volumen inicial del aceite, $\frac{\text{Bls de aceite y gas en solución @c.y.}}{\text{Bls de aceite @c.e.}}$
- B_t Factor del volumen total de formación, $\frac{\text{Bls de aceite y gas en solución @c.y.} + \text{Bls de gas @c.y.}}{\text{Bls de aceite @c.e.}}$
- B_{ti} Factor del volumen inicial total de formación, $\frac{\text{Bls de aceite y gas en solución @c.y.} + \text{Bls gas @c.y.}}{\text{Bls de aceite @c.e.}}$
- B_w Factor de volumen del agua, $\frac{\text{Bls de agua y gas en solución @c.y.}}{\text{Bls de agua @c.e.}}$
- C_f Compresibilidad de la formación, $\frac{1}{\text{lb/pg}^2}$
- C_w Compresibilidad del agua, $\frac{1}{\text{lb/pg}^2}$
- G_p Volumen del gas producido acumulado, $\text{ft}^3 \text{ de gas @c.e}$
- m Relación del volumen inicial ocupado por la capa de gas respecto al volumen original de aceite en el yacimiento, $\frac{\text{Bls de gas @c.y.}}{\text{Bls de aceite @c.y.}}$
- N Volumen inicial de aceite en el yacimiento, $\text{Bls de aceite @c.e}$
- N_p Volumen inicial de aceite producido acumulado, $\text{Bls de aceite @c.e}$
- p Presión promedio del yacimiento, lb/pg^2
- p_i Presión inicial del yacimiento, lb/pg^2

DICTAMEN DE LOS PRINCIPALES MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Δp Cambio de presión del yacimiento, = $p_i - p$, lb/pg^2

R_p Relación gas – aceite producido acumulado, = G_p/N_p , $\frac{Bls\ de\ gas\ @c.y.}{Bls\ de\ aceite\ @c.y.}$

R_s Relación de solubilidad, $\frac{ft^3\ de\ gas\ @c.e.}{Bls\ de\ aceite\ @c.e.}$

R_{si} Relación de solubilidad inicial, $\frac{ft^3\ de\ gas\ @c.e.}{Bls\ de\ aceite\ @c.e.}$

S_{wc} Saturación de agua congénita, %

W_e Volumen de agua entrante acumulado, $Bls\ de\ agua\ @c.y$

W_p Volumen de agua producida acumulada, $Bls\ de\ agua\ @c.e$

* Nota B_g y B_{gi} , normalmente se miden en $\frac{ft^3\ de\ gas\ @c.y.}{ft^3\ de\ gas\ @c.e.}$, pero para fines del Balance de Materia se suelen manejar en barriles.

CAPÍTULO 5

SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN EN UN YACIMIENTO

5.1 Antecedentes

Tradicionalmente la recuperación de hidrocarburos se ha dividido en tres procesos: recuperación primaria, secundaria y terciaria ⁽²⁹⁾, tabla 5.1. La recuperación primaria se presenta cuando el hidrocarburo es producido debido a la energía natural del yacimiento, como se describió en el Capítulo 4.

La recuperación secundaria consiste en adicionar energía al yacimiento mediante la inyección de un fluido inmisible (gas, agua o combinación de ambos) con el fin de reemplazar total o parcialmente un mecanismo primario, para mantener la presión ^(29, 30). Se debe enfatizar que las propiedades de los fluidos y del medio poroso no son modificadas respecto a su comportamiento original.

La recuperación terciaria hace referencia a la inclusión de procesos térmicos, químicos, miscibles y bacteriológicos para desplazar el aceite, además hace referencia a prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos ⁽²⁹⁾. Es debido a esto que el término de recuperación terciaria ha caído en desuso y ha sido reemplazado por los términos de recuperación mejorada o “*Enhanced Oil Recovery*” (EOR por sus siglas en inglés) y, recuperación avanzada “*Improved Oil Recovery*” (IOR por sus siglas en inglés) ⁽³⁰⁾.

Tabla 5.1 Clasificación de los procesos de recuperación ⁽³⁰⁾

Yacimiento	Energía propia	Recuperación Primaria				No se modifican	Propiedades del sistema roca fluidos
		Compactación Entrada de agua	Gas en solución Segregación gravitacional	Casquete de gas Combinaciones			
	Energía adicional	Recuperación secundaria					
		Inyección de agua		Inyección de gas natural			
		Recuperación Mejorada y avanzada				Se modifican	
		Térmicos	Químicos	Gas miscible	Otros		
		Vapor Combustión in Situ Agua caliente	Polímeros Surfactantes Álcalis	Nitrógeno Bióxido de carbono	Bacterias Solventes miscibles		

Normalmente en la industria a la recuperación terciaria se le suele llamar más como solo recuperación mejorada, esto debido a que el término se ha ido ampliando con los años con la aparición de nuevos métodos ⁽³⁰⁾.

La inyección de agua como su nombre lo indica consiste en inyectar agua a la base del yacimiento siendo el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria y mejorada ⁽²⁹⁾. El primer patrón de flujo de inyección de agua consistió en inyectar agua en un solo pozo en el año de 1907 tras identificar que el agua que entraba al yacimiento proveniente de otra formación contribuía en la producción de hidrocarburos. Conforme el agua avanzaba los pozos que se invadían, se volvían inyectores para crear un frente más amplio de invasión ⁽³¹⁾. Posteriormente este arreglo se fue modificando hasta que en la actualidad más de la mitad de la producción de aceite se debe a la inyección de agua ⁽³²⁾.

Inyección de gas fue el primer método para mejorar la recuperación de aceite, el cual consiste en inyectar gas natural al yacimiento. En el año 1907 se usaba inicialmente con fines de mantenimiento de presión ⁽³¹⁾.

Históricamente los yacimientos de gas y aceite han presentado valores de recuperación característicos para las distintas etapas, tabla 5.2. Si bien es cierto que los porcentajes de recuperación presentados en el Capítulo 4 con la figura 4.17 son altos, la combinación de los mecanismos y las heterogeneidades del campo hacen que los factores de recuperación sean muy variados y específicos de cada yacimiento ⁽³⁰⁾.

Tabla 5.2 Factores históricos totales de recuperación ⁽³⁰⁾

Yacimiento de aceite	
Recuperación Primaria	5 – 20 % del volumen original en el yacimiento
Recuperación Secundaria	20 – 45 % del volumen original en el yacimiento
Recuperación Mejorada y avanzada	45 – 60 % del volumen original en el yacimiento
Yacimiento de gas	
Recuperación primaria	70 – 80 % del volumen original en el yacimiento

Durante muchos años existió la idea de que la explotación de un yacimiento comenzaba con la recuperación primaria. Posteriormente, una vez agotada la fracción importante de la energía propia del yacimiento, se continuaba con la recuperación secundaria. Finalmente al concluir la etapa de recuperación secundaria se iniciaba la terciaria ⁽³⁰⁾.

Este modelo de explotación se ha ido modificando con los años alterando su orden cronológico, ya que ahora se comienzan proyectos de recuperación secundaria y terciaria se inician en cualquier etapa de la vida productiva del yacimientos. Esto con el fin de ayudarle al yacimiento a mantener la presión, modificar las propiedades de los aceites pesados, obteniendo por consecuencia mayor producción de hidrocarburos ⁽³⁰⁾. Es por esto que los procesos de recuperación de hidrocarburos deben ser considerados como alternativas adicionales de la producción más que como una secuencia.

5.2 Parámetros a Considerar del Yacimiento y Aceite

Es importante contar con la suficiente información del yacimiento y sus fluidos durante la selección de alternativas de recuperación para identificar las ventajas y/o problemas que se pueden suscitar tras la implementación de un método. Además se debe tener en consideración la disponibilidad del material o sustancia que se desean utilizar en la recuperación debido a su influencia final en el costo o selección del método.

Taber y colaboradores estudiaron criterios que influyen en la selección de los métodos de recuperación secundaria, para esto clasificaron los métodos de acuerdo al mecanismo de desplazamiento proporcionado por el fluido inyectado, tabla 5.3. Taber reconoció tres mecanismos principales procesos miscibles, reducción de la tensión interfacial y cambio en la viscosidad ^(29, 30).

Tabla 5.3 Clasificación de los métodos de recuperación mejorados ^{(29)*}

Procesos miscibles

Nitrógeno y gases de combustión

Hidrocarburos miscibles

Bióxido de Carbono

Procesos reductores de la tensión interfacial

Polímeros miscelares, álcalis, surfactantes, solventes miscibles

Polímeros

Cambio en la viscosidad

Combustión in situ

Vapor y agua caliente

*Se excluyen los tratamientos con bacterias en esta clasificación.

Taber basándose en la información de las propiedades del aceite y la roca de varios yacimientos, desarrollo una serie de criterios para ayudar a descartar y seleccionar métodos de recuperación mejorada ⁽³³⁾. Estos criterios se explican a detalle en las tablas 5.4 a 5.11.

5.2.1 Nitrógeno y gases de combustión

El nitrógeno y los gases de combustión (son mezcla de CO₂, nitrógeno, vapor de agua, sulfuro, etc. como resultado de la combustión) se usan en sistemas miscibles e inmiscibles dependiendo de la composición del aceite. Se suelen utilizar por su bajo costo y grandes cantidades en las que se adquiere. Estos gases recuperan el aceite por la vaporización de los componentes ligeros del aceite. La inyección de un gran volumen para generar una capa de gas y provocar el empuje por casquete de gas y mejorando la segregación gravitacional en yacimientos con buzamiento ⁽³⁴⁾.

La miscibilidad de estos gases solo es posible en aceites ligeros y a altas presiones, la eficiencia de barrido depende de la permeabilidad vertical y horizontal. En el caso de los gases de combustión presentan problemas de corrosión en las tuberías ⁽³³⁾.

Tabla 5.4 Criterios técnicos del nitrógeno y los gases de combustión ^(33, 35)

	Recomendado	Rango en campo
Aceite		
Densidad [°API]	> 35	38 – 54 (miscible)
Viscosidad [cp]	< 0.4	0.07 – 0.3
Composición	Componentes ligeros	
Yacimiento		
Saturación de aceite [%]	> 40	59 – 80
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con algunas fracturas	
Espesor neto [ft]	Grande con buzamiento, delgado en general	
Permeabilidad [md]	No influye	
Profundidad [ft]	> 6,000	10,000 – 18,500
Temperatura [°F]	No influye en la selección	

5.2.2 Hidrocarburos miscibles

La inyección de hidrocarburos miscibles consiste en inyectar hidrocarburos ligeros de forma miscible. La inyección de hidrocarburos miscibles recupera el aceite a través de la miscibilidad (condensando y vaporizando el gas), incrementando el volumen de aceite (hinchamiento), reduciendo la viscosidad del aceite y por desplazamiento de gas inmisible en yacimientos con buena segregación gravitacional ⁽³⁴⁾.

La profundidad dependerá de la presión que hay que mantener para lograr la miscibilidad. Altas viscosidades afectan la eficiencia del barrido horizontal y vertical, además los gases miscibles pueden quedar atrapados en el yacimiento en lugar de producirse con el aceite ⁽³³⁾.

Tabla 5.5 Criterios técnicos de los hidrocarburos miscibles ^(33, 35)

	Recomendado	Rango en campo
Aceite		
Densidad [°API]	> 23	24 – 54 (miscible)
Viscosidad [cp]	< 3	0.04 – 2.3
Composición	Componentes ligeros	
Yacimiento		
Saturación de aceite [%]	> 30	30 – 98
Tipo de formación	Areniscas y carbonatos con pocas fracturas	
Espesor neto [ft]	Grande con buzamiento, delgado en general	
Permeabilidad [md]	No influye en yacimientos uniformes	
Profundidad [ft]	> 4,000	4,040 – 15,900
Temperatura [°F]	Solo influye para alcanzar la presión mínima de miscibilidad, al requerirse una mayor presión.	

5.2.3 Bióxido de Carbono

La inyección de bióxido de carbono no es miscible al primer contacto pero si la presión es alta extraerá los componentes ligeros e intermedios del aceite. El desplazamiento inmisible es menos efectivo que el miscible pero más eficiente que la inyección de agua. El aceite recuperado con la inyección de CO₂ se debe al hinchamiento del aceite, reducción de su viscosidad y la tensión interfacial en especial en las zonas cercanas a la miscibilidad. El CO₂ es abundante pero presenta problemas de corrosión ^(33, 34).

Tabla 5.6 Criterios técnicos del bióxido de carbono ^(33, 35)

	Recomendado	Rango en campo
Aceite		
Densidad [°API]	> 22	27 – 44
Viscosidad [cp]	< 10	0.3 – 6
Composición	Componentes intermedios (especialmente C ₅ a C ₁₂)	
Yacimiento		
Saturación de aceite [%]	> 20	15 – 70
Tipo de formación	Areniscas y carbonatos	
Permeabilidad [md]	No influye mientras se mantenga el gasto de inyección	
Profundidad [ft]	Debe ser suficiente para permitir presiones de inyección mayores a la presión mínima de miscibilidad	
	<u>Densidad °API</u>	<u>Profundidad mayor a (ft)</u>
	> 40	2,500
Para inyección de CO ₂	32 – 39.9	2,800
miscible	28 – 31.9	3,300
	22 – 27.9	4,000
	< 22	Límite de miscibilidad
Para CO ₂ inmisible	13 – 21.9	1,800
	< 13	No puede desplazar

5.2.4 Polímeros miscelares, álcalis, surfactantes, solventes miscibles

La inyección clásica de polímeros miscelares consiste en la inyección de un bache que contiene agua, surfactante, polímeros, agua salina y en ocasiones alcohol y aceite (solventes miscibles). Otra variante consiste en reemplazar el surfactante por álcali que es más barato y permite inyectar baches de mayor tamaño ^(33, 34).

Todos estos químicos recuperan el aceite al bajar la tensión interfacial entre el aceite y el agua, mediante la solubilidad del aceite en sistemas miscelares, emulsificación del aceite y agua, y alteración de la mojabilidad y movilidad ^(33, 34).

Funcionan mejor en formaciones homogéneas, el principal problema es que es costoso, los químicos se ven afectados a temperaturas muy altas, los surfactantes tienden a ser absorbidos por el aceite ^(33, 34).

Tabla 5.7 Criterios técnicos de los polímeros miscelares, álcalis, surfactantes, solventes miscibles^(33, 35)

	Recomendado
Aceite	
Densidad [°API]	> 20
Viscosidad [cp]	< 35
Composición	Componentes ligeros e intermedios
Yacimiento	
Saturación de aceite [%]	> 35
Tipo de formación	Preferente areniscas
Espesor neto [ft]	No influye
Permeabilidad [md]	> 10
Profundidad [ft]	< 9,000 (considerar temperatura)
Temperatura [°F]	< 200

5.2.5 Polímeros

El objetivo de la inyección de polímeros es el proveer un mejor desplazamiento y eficiencia de barrido durante la inyección de agua. Los polímeros se suelen disolver en el agua inyectada en una concentración de 250 a 2,000 mg/L^(34, 35).

Tabla 5.8 Criterios técnicos de los polímeros^(33, 35)

	Recomendado	Rango en campo
Aceite		
Densidad [°API]	> 15	14 – 43
Viscosidad [cp]	< 150	1 – 80
Composición	No influye	
Yacimiento		
Saturación de aceite [%]	> 50	50 – 92
Tipo de formación	Preferente areniscas pero se puede usar en carbonatos	
Espesor neto [ft]	No influye	
Permeabilidad [md]	> 10	10 – 15,000
Profundidad [ft]	< 9,000 (ver temperatura)	1,300 – 9,600
Temperatura [°F]	< 200	80 - 185

Los polímeros ayudan a la recuperación de aceite al aumentar la viscosidad del agua y reducir su movilidad, permitiendo un desplazamiento más lento y uniforme. En el caso de yacimientos con fracturas los polímeros suelen solo incrementar el barrido en las fracturas y no en la matriz⁽³³⁾.

5.2.6 Combustión in situ

La combustión in situ consiste en iniciar un fuego en el yacimiento, inyectarle aire para sostenerlo y así quemar el aceite. La recuperación del aceite se debe a la transferencia de calor que se transmite por conducción y convección reduciendo la viscosidad el aceite, reducción de las cadenas complejas en simples (craqueo térmico) y la presión agregada por la inyección de aire^(33, 34).

Durante la combustión del petróleo se forma coque (petróleo quemado que se queda en el yacimiento) que sirve para desplazar el aceite y transmitir la combustión en el yacimiento. Si no se genera el suficiente coque la combustión se interrumpirá, por otro lado si se genera mucho se tendrá que inyectar más aire^(33, 34).

Tabla 5.9 Criterios técnicos de la combustión in situ^(33, 35)

	Recomendado	Rango en campo
Aceite		
Densidad [°API]	10 - 27	10 – 40
Viscosidad [cp]	< 5,000	6 – 5,000
Composición	Los asfáltenos ayudan a la formación de coque	
Yacimiento		
Saturación de aceite [%]	> 50	62 – 94
Tipo de formación	Areniscas con alta porosidad	
Espesor neto [ft]	> 10	
Permeabilidad [md]	> 50	85 – 4,000
Profundidad [ft]	< 11,500	400 – 11,300
Temperatura [°F]	> 100	100 - 220

La saturación del aceite y la porosidad deben ser altas para minimizar la pérdida de calor, el proceso suele barrer zonas altas del yacimiento por lo que es poco eficiente en espesores delgados, es costoso y bastante complejo, puede provocar problemas

ambientales y operacionales, causar corrosión, emulsiones, incrementar la producción de arenas y dañar las tuberías como resultado del calor producido ^(33, 34).

5.2.7 Vapor y agua caliente

La inyección de vapor y agua caliente recuperan aceite de la misma forma, la diferencia radica que el vapor está a mayor temperatura que el agua caliente. Al entrar en contacto con el aceite se empieza a condensar por transmitir el calor al aceite volviéndose agua caliente y desplazando el aceite como si fuera inyección de agua ^(33, 34).

Produce aceite al reducir su viscosidad como consecuencia del incremento de temperatura y la vaporización de los componentes ligeros del aceite ⁽³³⁾.

Tabla 5.10 Criterios técnicos del vapor y agua caliente ^(33, 35)

	Recomendado	Rango en campo
Aceite		
Densidad [°API]	8 – 25	8- 27
Viscosidad [cp]	< 100,000	10 – 37,000
Composición	No influye pero es preferible componentes ligeros	
Yacimiento		
Saturación de aceite [%]	> 40	35 – 90
Tipo de formación	Areniscas con alta porosidad	
Espesor neto [ft]	> 20	
Permeabilidad [md]	> 200	63 – 10,000
Profundidad [ft]	< 5,000	150 – 4,500
Temperatura [°F]	No influye	60 - 280

5.2.8 Inyección de bacterias

La inyección de bacterias o microbiana, consiste en la inyección de microorganismos y nutrientes que son utilizados para producir químicos que reducen la viscosidad del aceite por la degradación del aceite o la producción de gas, mejora la permeabilidad por la producción de ácidos que disuelven la roca. Pero se produce taponamiento selectivo por los microorganismos ⁽³⁶⁾.

En la tabla 5.11 se presentan los rangos de las condiciones biológicas para que exista la actividad de las bacterias.

Tabla 5.11 Criterios para la selección de bacterias

Factor	Rango	
	Mínimo	Máximo
Temperatura [°C]	- 24 (bacteria fungi)	104 (bacteria reductora de sulfato)
pH	1 (Thiobacillus oxidans)	13 (Plectenome nostocorum)
Salinidad [ppm]	5	300,000 (bacteria halófila)
Presión hidrostática [kgf/cm ²]	1.0332	1,427 (bacteria del fondo marino)
Radiación ionizante [Gy]	0	60,000 (Micrococcus radiodurans)
Potencial Redox	- 450 mV y pH 9.5 (bacteria reductora de sulfato)	850 mV y pH 3 (bacteria del hierro)

5.3 Selección del Tipo de Fluido a Inyectar

Al seleccionar el tipo de fluido se deben considerar ciertos aspectos tanto técnicos, como económicos. Una vez considerados los criterios de selección entre los distintos métodos, para considerar o eliminar métodos, es conveniente el considerar los aspectos positivos y los problemas que nos pueden presentar.

La tabla 5.12 presenta las características generales de los gases de inyección, como son el bióxido de carbono, nitrógeno, gases hidrocarburos y gases de combustión. Ya que la inyección de gases cuenta con los mismos mecanismos de desplazamiento, las limitaciones entre el uso de uno u otro serían las características del aceite y del yacimiento.

Tabla 5.12 Características de la inyección de gases ^(29, 31, 37, 38, 39, 40)

Aspectos positivos	Posibles problemas
Beneficia a los yacimientos que cuentan con un casquete de gas	Gases como el CO ₂ y los gases combustión generan corrosión en las tuberías
Se inyectan como medida de mantenimiento de presión del yacimiento o para desplazar los bancos de aceite	En yacimientos carbonatados con buena permeabilidad, la presión de inyección no influye significativamente en la recuperación final
Ofrece una mayor recuperación en yacimientos con alto relieve estructural y buena segregación gravitacional	Al poseer una mayor movilidad que el aceite tiende a producir un desplazamiento ineficiente
El desplazamiento puede ser miscible o inmisible	Requieren un mayor control y monitoreo que la inyección de agua
Ofrecen una mayor recuperación en areniscas que la inyección de agua	Se necesita una mayor presión de inyección si se quiere alcanzar la miscibilidad
Puede recuperar aceite de zonas invadidas por agua si el yacimiento cuenta con un alto relieve estructural	El ángulo de buzamiento influye en la eficiencia de recuperación.
La inyección miscible de gases es mucho más eficiente que la inyección de agua	
Ofrece mayor recuperación de aceite en yacimientos naturalmente fracturados que la inyección de agua.	
Incrementa la recuperación en yacimientos de aceite volátil.	

La tabla 5.13 presenta aspectos positivos y posibles problemas de la inyección de agua como método de recuperación. Como se mencionó la inyección de agua es muy popular debido a su abundancia en la naturaleza, además de su alta eficiencia de desplazamiento. Aunque se suele usar para desplazar el aceite, también puede ser utilizada en operaciones de mantenimiento de presión. Por otra parte la función del vapor es solo de desplazamiento, al alterar las propiedades del aceite debido al incremento de temperatura.

Tabla 5.13 Características de la inyección de agua y vapor ^(29, 31, 37, 38, 39, 40)

Aspectos positivos	Posibles problemas
El agua al tener menor movilidad que el gas, es más eficiente al desplazar el aceite	En areniscas el agua no desplaza tan eficientemente el aceite en comparación con el gas
Se puede utilizar en yacimientos por arriba de la presión de saturación	Si la zona no cuenta con una fuente de agua cercana resulta costoso su traslado
Generalmente existe una mayor disponibilidad de agua que de gases	Es ineficiente si el sistema esta mojado por aceite
Es más eficiente en sistemas mojados por agua, ya que favorece la imbibición	Se requiere equipo adicional si se desea usar agua caliente o vapor
En yacimientos fracturados desplaza el agua desplaza al aceite de las fracturas por empuje y de la matriz por imbibición	Se debe cuidar que la salinidad del agua sea compatible con el yacimiento, ya que esto afecta la mojabilidad
La recuperación de aceite se beneficia en yacimientos altamente saturados por gas	
El agua caliente y el vapor favorecen la reducción de la viscosidad del aceite, a su vez que lo desplazan	

Tabla 5.14 Características de la inyección de químicos ^(29, 31, 37, 38, 39, 40)

Aspectos positivos	Posibles problemas
Los polímeros reducen solo la movilidad del agua, lo que incrementa la eficiencia del barrido	Los polímeros se degradan en presencia de oxígeno o a altas temperaturas, por lo que se les suele agregar sulfitos, formaldehídos o bactericidas
Los polímeros son más eficientes en yacimientos heterogéneos	Los polímeros pueden quedarse atrapados en los poros
Las espumas reducen la movilidad del gas lo que mejora la eficiencia de barrido, en especial el barrido vertical	Es difícil predecir el comportamiento de las espumas
Los surfactantes y álcalis alteran la tensión interfacial entre el agua y el aceite, favoreciendo que se formen emulsiones	Una vez formada las emulsiones, es necesario agregar otros químicos para deshacerlas

La tabla 5.14 describe los aspectos positivos y posibles problemas que pueden generar el uso de agentes químicos. Estos suelen acompañar en muchas ocasiones a la inyección de agua y gases para mejorar el barrido, reducir la cantidad de aceite residual que queda atrapado en la zona invadida y/o formando emulsiones entre el aceite y el agua.

El principal inconveniente de los químicos es su elevado costo, además de que suelen requerir sus propias instalaciones para ser inyectados. Las emulsiones facilitan la producción del aceite con el agua ya que el aceite pasa a mojar brevemente a la roca antes de emulsionarse en el agua, permitiendo el desplazamiento del aceite en el agua y provocando que una menor cantidad de aceite quede atrapado ^(39, 40).

Una vez considerados los aspectos positivos y los problemas que nos ofrecen los distintos métodos, se debe considerar la disponibilidad del fluido a inyectar, el cual resulta ser el factor más importante en la selección de un método. Esto se debe a que al realizar el análisis de un determinado fluido desde el punto de vista ingenieril, resulta atractivo por las ventajas que ofrece por sobre los demás.

No obstante, si el suministro de dicho fluido no es constante o se debe traer desde una localización lejana, se incrementa no solo los costos del proyecto, lo que presupone una limitación del método seleccionado, originando que deba adaptarse el plan de recuperación al fluido que se tenga disponible y no al deseado. Con el cual se obtendrán resultados diferentes a los deseados.

5.4 Tipos de Inyección

Es importante en la inyección de fluidos el decidir la localización de los pozos inyectoros. Esta ubicación dependerá a su vez de la localización de los pozos productores, el tipo de yacimiento, el volumen de hidrocarburos, la existencia de un casquete de gas y/o un acuífero ⁽³¹⁾. Estas condiciones han generado que existan dos tipos de inyección:

- a) Inyección central y periférica.
- b) Inyección por arreglos.

5.4.1 Inyección central y periférica

La inyección central se lleva a cabo en yacimientos donde se quiere inyectar gas y que además cuentan con un casquete de gas. En este tipo de inyección se suelen agrupar todos los pozos inyectoros en la parte alta de la estructura (zona del casquete de gas), con el fin de hacer crecer la capa de gas y aprovechar la segregación gravitacional para incrementar la eficiencia de desplazamiento del aceite, por lo que los pozos productores deben estar lo más alejados posible del contacto gas – aceite, figura 5.1 ^(29, 31).

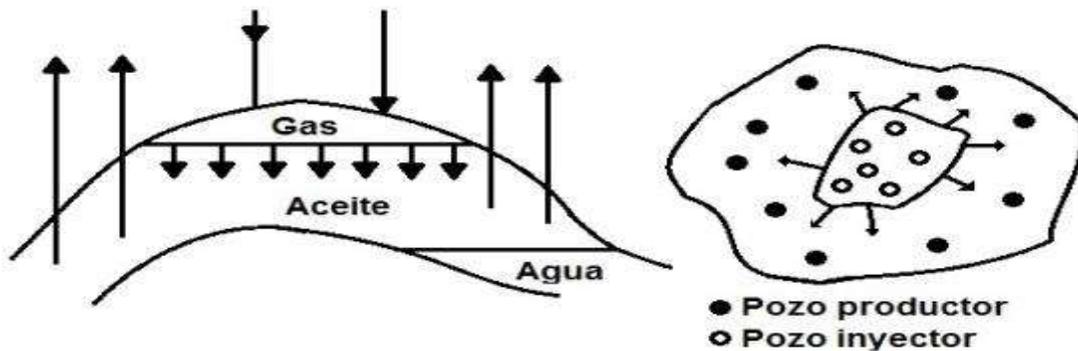


Figura 5.1 Esquema de una inyección central. El gas se inyecta en la parte alta del yacimiento para aprovechar el casquete de gas y los pozos productores se encuentran en la periferia del yacimiento, con el fin de aportar energía al empuje por casquete de gas ⁽²⁹⁾.

La inyección periférica se origina en yacimientos que cuentan con un acuífero al cual se inyecta agua, además resulta conveniente realizar la inyección cerca del contacto agua - aceite, en este caso los pozos inyectoros formaran un círculo alrededor del yacimiento, mientras que los pozos productores se ubican en el centro del yacimiento, esto para producir el aceite en la zona alta del yacimiento, figura 5.2 ^(29, 31).

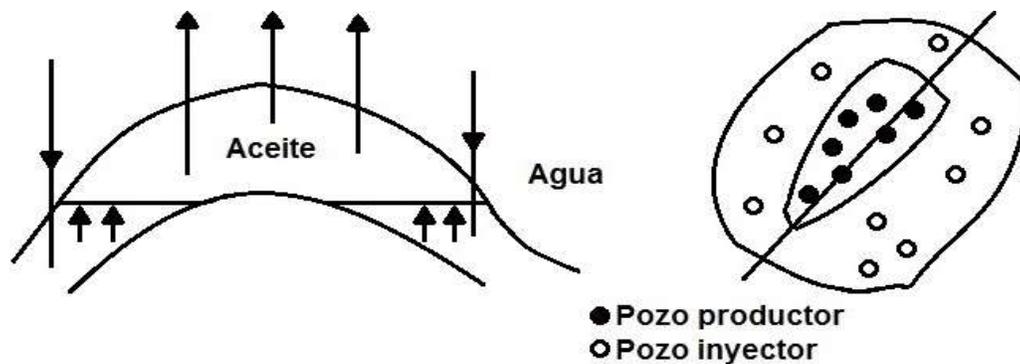


Figura 5.2 Esquema de una inyección periférica. El agua se inyecta en la periferia del yacimiento mientras que los pozos productores se encuentran en el centro, con el fin de aportar energía al yacimiento y provocar el empuje por agua ⁽²⁹⁾.

SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN EN UN YACIMIENTO

En el caso que se tengan yacimientos con buzamientos, se suelen colocar los pozos de inyección en la zona baja si se tiene un acuífero o en la zona alta si se tiene una capa de gas, figura 5.3 ^(29, 31).

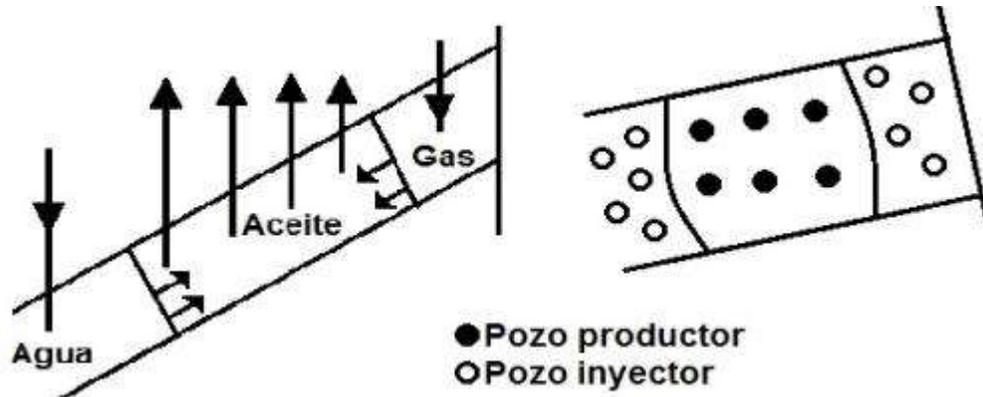


Figura 5.3 Esquema de una inyección con buzamientos. Los pozos inyectoros se suelen colocar en la zona alta o baja de la zona productora, dependiendo del casquete o acuífero con el que cuenta el yacimiento ⁽²⁹⁾.

5.4.2 Inyección por arreglos

La inyección por arreglos se suele utilizar en yacimientos con poco buzamiento y áreas extensas, a través de distribuir los pozos inyectoros entre los pozos productores, de forma tal que el volumen barrido (fracción del volumen total que es contactado y desplazado por el fluido inyectado) sea uniforme ⁽³¹⁾.

Los arreglos de pozos inyectoros y productores suelen formar figuras geométricas conocidas, configurando patrones como los empujes en línea directa y línea alterna, arreglos con cinco, siete y nueve pozos ⁽²⁹⁾, figura 5.4.

Los arreglos suelen nombrarse de acuerdo al número de pozos de inyección, más el productor, ejemplo un arreglo con 4 pozos cuenta con tres pozos inyectoros y un productor, de igual forma se nombran a los demás arreglos. En el caso de los arreglos invertidos la ubicación de los pozos productores e inyectoros se invierte, es decir, el mismo arreglo a 4 pozos invertido, contaría con un pozo inyector y tres pozos productores, de forma análoga con los arreglos restantes ⁽³¹⁾.

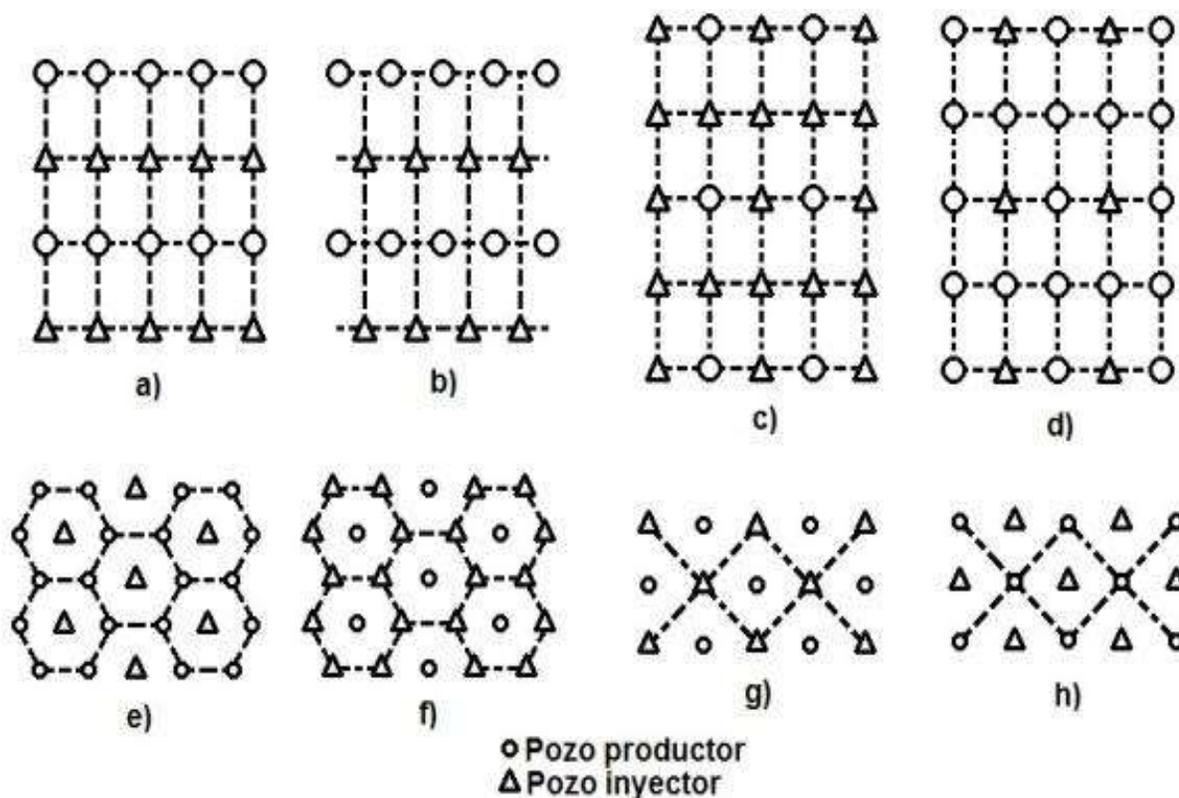


Figura 5.4 Arreglos típicos de pozos de inyección. Donde a) es un arreglo de empuje en línea directa, b) es un arreglo de empuje a línea alterna, c) es un arreglo normal a nueve pozos, d) es un arreglo invertido a nueve pozos, e) es un arreglo invertido a siete pozos, f) es un arreglo normal a siete pozos, g) es un arreglo normal a cinco pozos, y h) es un arreglo invertido a cinco pozos ⁽²⁹⁾.

En el caso de los arreglos de empuje en línea directa los pozos productores e inyectores están alineados, mientras que los arreglos de empuje por línea alterna los pozos productores se colocan entre los pozos productores, tal como se muestra en la figura 5.4.

Aunque los arreglos presentados suelen ser de gran ayuda en campos donde la distribución final de los pozos se generó de forma sistemática y ordenada. Sin embargo, la gran mayoría de los campos se desarrollaron con un espaciado irregular debido a las propiedades de la roca y los factores técnicos y económicos, o bien la misma forma irregular del campo ⁽²⁹⁾.

Es debido a esto que se suele optar por arreglos irregulares en los campos en lugar de los regulares con el fin de aprovechar los pozos con los que se cuenta, figura 5.5. Ya que de lo contrario sería necesario perforar nuevos pozos para lograr alguno de los patrones mencionados anteriormente, lo que involucra una mayor inversión.

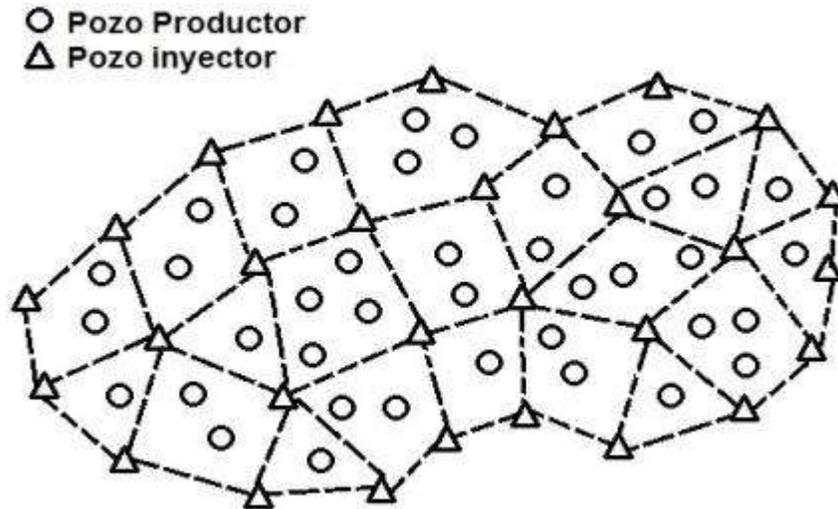


Figura 5.5 Arreglo irregular de un campo. Se observa que en algunas zonas se logró un arreglo a 4 pozos y a 5 pozos, pero con un espaciado no uniformemente. La gran mayoría de las zonas presenta la forma de alguno de los arreglos, pero no cuentan con la relación del número de pozos que se marcan en los arreglos ⁽²⁹⁾.

5.5 Consideraciones Generales para Iniciar el Proceso

El tipo de recuperación y el momento para aplicarlo dependerán principalmente del objetivo que se desea cumplir. Los objetivos suelen ser programas de mantenimiento de presión o programas de aumento de factor de recuperación. La inyección de químicos se utiliza solo en programas de aumento de factor de recuperación. Mientras que la inyección de agua y gases se utiliza en ambos programas.

Los programas de mantenimiento de presión se utilizan para reducir los efectos de la declinación de la presión, estos programas resultan convenientes en los yacimientos de aceite volátil, con casquete de gas o un acuífero que se puedan aprovechar ⁽⁴¹⁾.

Por otro lado, en los programas de aumento de factor de recuperación adicional dependerá de la influencia de ciertas características de las propiedades de la roca, presión y composición de los fluidos, mecanismo de empuje, etc. en otras palabras dependerá del tipo de desplazamiento del aceite miscible o inmisible ⁽⁴¹⁾.

El tiempo óptimo para realizar cualquiera de los programas depende de una gran cantidad de variables en aspectos tanto técnicos como económicos, por lo que no existe como tal un método matemático para calcular dicho tiempo ⁽⁴²⁾.

Para analizar el aspecto económico se suele realizar pronósticos de comportamiento desde un punto de vista económico suponiendo distintos tiempos de inicio del programa para compararlos entre sí y obtener el que ofrezca los mejores resultados ⁽⁴²⁾.

Desde el punto de vista técnico del mantenimiento de presión resulta favorable comenzar el programa poco antes de alcanzar la presión de saturación o ligeramente por debajo de ésta, ya que permitirá que la saturación de gas libre permanezca al mínimo y el gas se mantenga el mayor tiempo posible disuelto en el aceite. Lo que mantiene la viscosidad del aceite lo más reducida posible, provocando que fluya más fácilmente ⁽⁴³⁾.

5.5.1 Mecanismos de desplazamiento de la inyección de fluidos

Existen dos tipos de desplazamiento de fluidos el inmisible y el miscible. Para entender los mecanismos de desplazamiento, así como algunos conceptos básicos se analizarán desde el punto de vista inmisible por ser mucho más sencillo de ejemplificar. Cabe señalar que el desplazamiento miscible cuenta con otros mecanismos que serán tratados más adelante dentro del mismo capítulo.

El desplazamiento de fluidos es el proceso mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso. Los fluidos inyectados (fluidos desplazantes) son el agua y los gases mientras que el fluido desplazado es el aceite. Para que este desplazamiento sea posible el fluido inyectado debe tener más energía que el desplazado ^(29, 41).

A medida que se va inyectando el fluido se va formando un frente de separación y se comienzan a distinguir 4 zonas ^(29, 41), figura 5.6.

- a) Zona I (zona no invadida): es la zona que todavía no ha sido alcanzada por el fluido desplazante y donde solo se tienen el aceite y el agua irreductible, en esta zona solo se mueve la fase aceite.
- b) Zona II: es la zona donde se ubica el frente de desplazamiento y es la zona donde la saturación del fluido desplazante se incrementa de manera abrupta.
- c) Zona III: es la zona que se ubica detrás del frente y se caracteriza porque la saturación del fluido inyectado es gradual.
- d) Zona IV (zona invadida): es la zona donde se tiene solo la saturación de aceite residual inmóvil y la saturación del fluido inyectado, donde este último es la única fase que se mueve.

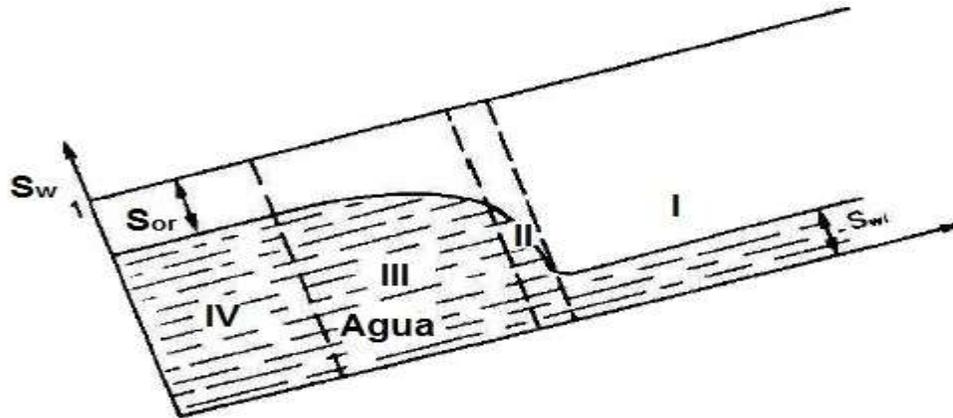


Figura 5.6. Esquema de las zonas presentes en el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles ⁽⁴¹⁾. Se tienen 4 zonas de derecha a izquierda Zona I (zona no invadida), zona II (zona del frente), zona III (zona detrás del frente), y zona IV (zona invadida).

En la teoría del desplazamiento inmiscible se suelen manejar dos tipos de desplazamientos:

- a) Desplazamiento pistón sin fugas: ocurre cuando el aceite residual en la zona invadida no tiene movilidad, en esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del aceite es mínima. Este sería el caso ideal ya que una vez el fluido inyectado se produce ya no queda más aceite en la zona ⁽⁴¹⁾.
- b) Desplazamiento pistón con fugas: en este caso la saturación de aceite en la zona invadida es móvil, ya que no es mínima, es por ello que ambas fases se mueven. Este sería el caso real ya que aunque el fluido inyectado se produce, todavía se obtienen cantidades variables de aceite ⁽⁴¹⁾.

5.5.2 Desplazamiento inmiscible

El desplazamiento inmiscible puede generarse con la inyección de agua o de gases, pero solo estos últimos pueden generar desplazamiento miscible. Es por ello que se analizarán ambos casos desde el punto de vista de los gases.

Los mecanismos físicos principales que se generan por la inyección de gases son: mantenimiento parcial o total de la presión, desplazamiento horizontal y vertical del aceite, vaporización de los componentes líquidos de los hidrocarburos e hinchamiento del aceite si el yacimiento se encuentra bajosaturado ⁽⁴¹⁾.

En el desplazamiento inmiscible por la inyección de gas es conveniente el considerar los siguientes parámetros del gas y del aceite ⁽⁴³⁾:

- a) Viscosidad: la diferencia de viscosidades provoca que el gas fluya mucho más fácil que el aceite, lo que genera un desplazamiento ineficiente en comparación con la inyección de agua.
- b) Densidad: el gas al ser más liviano que el aceite tenderá a acumularse en la parte alta del yacimiento por la segregación gravitacional, mientras que el aceite buscará la zona baja.
- c) Presión capilar y permeabilidad relativa: el gas al ser un fluido no mojante, se moverá por los poros más grandes, lo que provocará que los poros pequeños sean ocupados por el agua congénita. Esto incrementará la saturación del agua congénita, lo que provocará un incremento de la permeabilidad relativa al aceite.
- d) Condiciones iniciales de saturación: si la inyección comienza por debajo de la presión de saturación, se debe considerar que una vez el gas alcance su saturación crítica comenzará a producirse junto con el aceite.
- e) Ángulo de buzamiento: cuando existe segregación gravitacional mejora significativamente el desplazamiento de fluidos.
- f) Relación de movilidad: la relación de movilidad se define como la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento con respecto a otro, está en función de las permeabilidades relativas y las viscosidades, ecuación 5.1.

$$M = \frac{k_{rg}\mu_o}{\mu_g k_{ro}} \dots \text{Ecuación 5.1}$$

Dónde:

k_r Es la permeabilidad relativa al fluido, mD.

μ Es la viscosidad del fluido, cp.

Los subíndices g y o, hacen referencia al gas y al aceite respectivamente.

Una alta relación de movilidad provoca flujo inestable en el yacimiento, esto genera el fenómeno de digitación. Este fenómeno se presenta principalmente en yacimientos heterogéneos originando que el fluido inyectado se desplace de forma muy irregular hacia el pozo productor ⁽⁴³⁾, figura 5.7.

SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN EN UN YACIMIENTO

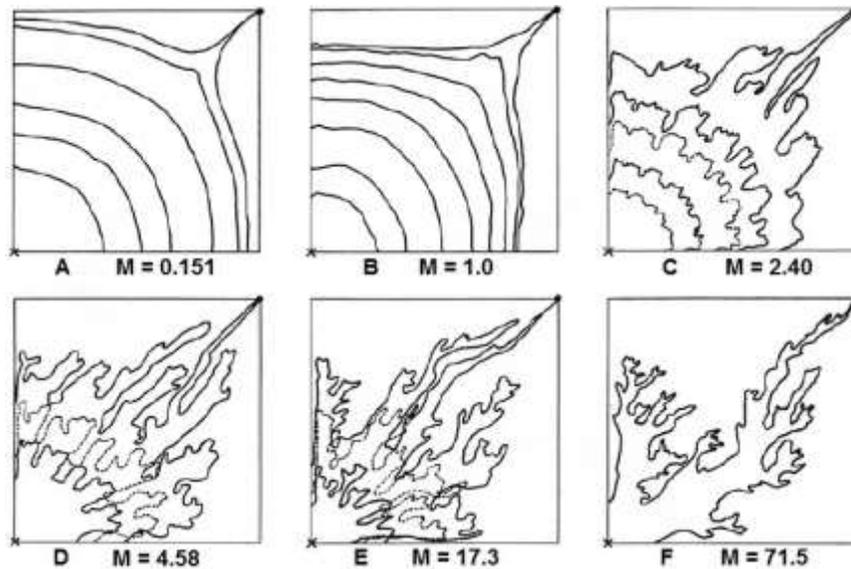


Figura 5.7. Desplazamiento de gas a distintas relaciones de movilidad. El pozo inyector se encuentra en todos los casos en la esquina inferior izquierda, mientras que el pozo productor se localiza en la esquina superior derecha. Se observa que a menor movilidad el fluido inyectado tiene mejor eficiencia de barrido que a mayor movilidad donde se mueve por los canales preferenciales de flujo ⁽⁴³⁾.

Todos estos factores influyen en la eficiencia de recuperación de aceite, dicha eficiencia se suele analizar a partir de la eficiencia de desplazamiento y la eficiencia de barrido volumétrica ⁽²⁹⁾.

La eficiencia de desplazamiento: es el porcentaje de aceite in situ que se ha recuperado de un yacimiento que ha sido barrido por la inyección de fluidos. Mientras que la eficiencia de barrido volumétrica: es el porcentaje total de volumen poroso que es barrido, es decir que entra en contacto con el fluido desplazante. Este factor se suele descomponer en eficiencia de barrido vertical y de área ⁽²⁹⁾.

En el caso donde se utiliza agua como fluido desplazante, el aceite que quede atrapado en la zona invadida no se moverá, esto debido a que el agua tiende a mojar la roca y por fuerzas capilares no permitirá el libre tránsito del aceite. Para conocer la efectividad del desplazamiento del fluido, se utilizan métodos de predicción de inyección ^(29, 41).

Los métodos de predicción de inyección consisten en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento y permiten pronosticar información sobre su futuro. Todos estos métodos difieren en la forma como consideran la estratigrafía del yacimiento, el comportamiento de inyección, mecanismo de desplazamiento, y cualquier otra variable que pueda afectar el proceso ^(29, 41).

Aunque los métodos fueron desarrollados a partir de la inyección del agua, es posible adaptarlos para la inyección de gases.

5.5.2.1 Método de predicción perfecto

El método de predicción perfecto es aquel que incluye todo lo relativo a efectos del flujo de fluidos, tipo de arreglos de pozos, heterogeneidad del yacimiento ⁽²⁹⁾, tabla 5.15.

Tabla 5.15 Efectos del flujo de fluidos, arreglo de pozos y heterogeneidad del yacimiento

Flujo de fluidos	Arreglos de pozos	Heterogeneidad del yacimiento
Permeabilidades relativas	Tipo de arreglo	Estratificación del yacimiento
Existencia de un frente de invasión	Variación de la eficiencia de barrido en función de la movilidad	Variación de la permeabilidad horizontal y vertical
Saturaciones iniciales y finales		Presencia de flujo entre capas

Para este método se requiere de mucha información, por lo cual este método como tal no existe. A continuación se explican las consideraciones teóricas de algunos de los métodos más usados en la predicción de la inyección de fluidos.

5.5.2.2 Método de Buckley y Leverett

El método de Buckley y Leverett considera que existe un desplazamiento lineal de aceite cuando se inyecta agua, es decir que el desplazamiento solo se da en una dirección ^(29, 41).

Las suposiciones para desarrollar el método son:

1. El flujo es lineal pero puede modificarse a flujo radial.
2. Formación homogénea.
3. Desplazamiento tipo pistón con fugas.
4. Los fluidos son inmiscibles, por lo que existe presión capilar.

SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN EN UN YACIMIENTO

5. Solo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, por lo que se requieren permeabilidades relativas.
6. Se debe estar por arriba de la presión de saturación, es decir no existe gas libre.
7. La tasa de inyección se considera constante.
8. Flujo continuo en el yacimiento.
9. La presión y temperatura son constantes.

El principal inconveniente de este método es que se considera flujo lineal, se idealiza al yacimiento al considerarlo isotrópico, es decir sus permeabilidades son las mismas en todas las direcciones ^(29, 41).

Welge realizó una modificación al método de Buckley Leverett, adecuándolo para utilizar gas en lugar de agua como fluido desplazante. El yacimiento tiene que contar con buena segregación gravitacional para que sea más efectiva la inyección de gas que la inyección de agua. Dentro de las consideraciones adicionales que hizo Welge son que el desplazamiento del gas a presión constante, y desprecia la presión capilar en ambos casos, lo cual simplifica el método ^(29, 41).

5.5.2.3 Método de Stiles

El método de Stiles toma en cuenta la variación de la permeabilidad y la distribución vertical. Considera que los estratos presentan continuidad lateral, lo que permite realizar una estratificación vertical, donde el fluido inyectado barre más rápidamente las zonas más permeables ^(29, 41).

1. Flujo lineal y continuo.
2. Las tasas de producción e inyección en cada capa son proporcionales a su permeabilidad y la movilidad del fluido.
3. No existe flujo vertical o cruzado entre las capas.
4. A un determinado tiempo sólo se está produciendo un fluido a través de cada capa, figura 5.7.
5. Todas las capas tienen las mismas características con excepción de las permeabilidades.
6. Considera que la relación de movilidades es 1 (porque la movilidad del agua es aproximadamente igual a la del aceite).
7. No debe existir casquete de gas y/o acuífero activo debajo de la zona de aceite.

El análisis considera todo el yacimiento y no los pozos por separado. Para usar este método se considera una serie de capas o zonas paralelas, colocadas por conveniencia en orden de permeabilidades decrecientes, de manera que el agua invadirá primero la capa 1, luego la capa 2 y así sucesivamente ^(29, 41), figura 5.8.

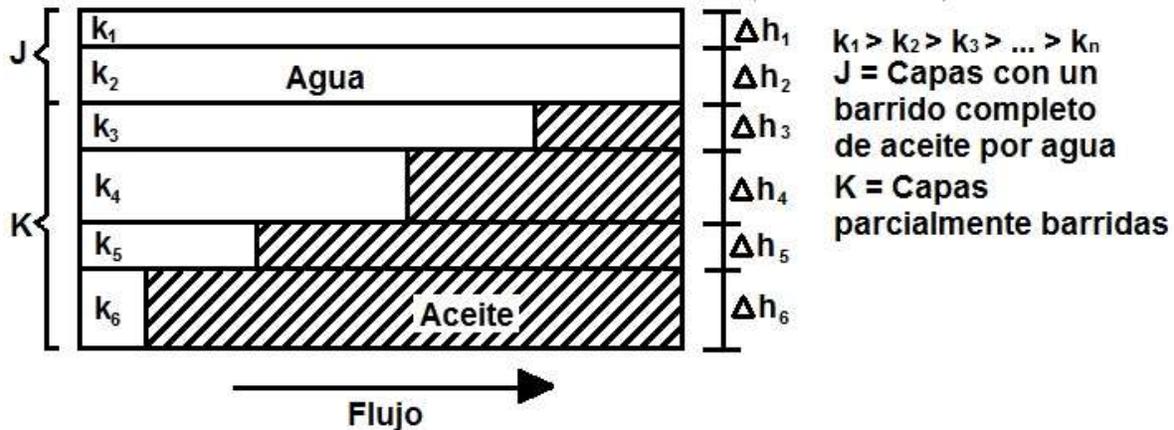


Figura 5.8. Esquema del desplazamiento de aceite en un yacimiento estratificado por el método de Stiles. Las dos primeras capas producen solo agua, al estar invadidas completamente por esta. Mientras que en las capas restantes el agua solo han sido invadidas parcialmente por el agua ⁽⁴¹⁾.

5.5.2.4. Método Dykstra y Parsons

En el método de Dykstra y Parsons se asume que el yacimiento se encuentra formado por varios estratos y la recuperación de petróleo se calcula en función de la razón de movilidad y de la variación de permeabilidad del sistema. Para aplicar este método se necesitan las saturaciones iniciales de los fluidos, razón de viscosidad aceite –agua, proporción del avance de la interfase, permeabilidad y variación de permeabilidad. Las suposiciones involucradas son ^(29, 41):

1. A excepción de las permeabilidades absolutas, todas las propiedades de la roca y de los fluidos son las mismas en todas las capas.
2. Todas las capas son de igual espesor.
3. La permeabilidad relativa al aceite adelante del frente y la permeabilidad relativa al agua atrás del frente son constantes e iguales para todas las capas.
4. La eficiencia de barrido de una capa después de la irrupción de agua es constante.
5. No existe flujo cruzado entre capas.

6. El flujo es continuo y lineal.
7. El desplazamiento es tipo pistón sin fugas, es decir sólo existe el flujo de una fase. Detrás del frente solo fluye agua y delante, solo petróleo.

5.5.2.5 Método de Craig, Geffen y Morse

El método de Craig, Geffen y Morse considera los efectos de la eficiencia de área, mecanismo de desplazamiento, estratificación e inyección variable, para predecir el comportamiento de yacimientos sometidos en un arreglo de cinco pozos. El método considera ⁽²⁹⁾:

1. Que si existe gas este no quede atrapado detrás del frente de invasión.
2. Los cálculos pueden ser adaptados a otros arreglos.
3. No considera la entrada de agua proveniente de un acuífero en el fondo o lateral.
4. El barrido vertical es del 100 % en cada capa.

5.5.2.6 Método de Higgins y Leighton

El método de Higgins y Leighton es uno de los más completos, pero también uno de los más complejos, ya que exige mucha información, además de un modelo potenciométrico o la experiencia previa de comportamiento ⁽⁴¹⁾.

Un modelo potenciométrico es un modelo que simula las condiciones existentes en el yacimiento. Considera el arreglo de pozos inyectoros y productores, tomando en cuenta sus gastos de inyección y producción reales con la finalidad de obtener las curvas equipotenciales y las líneas de flujo. Estas últimas nos definen los canales de flujo a través de los cuales se efectúan el movimiento de fluidos de los pozos inyectoros a los productores ⁽⁴¹⁾, figura 5.9.

Estos canales de flujo resultantes se zonifican verticalmente por medio de las curvas equipotenciales, diferenciando los estratos por medio de sus parámetros petrofísicos. Si la formación es suficientemente homogénea el problema se puede simplificar hasta considerarse una capa ⁽⁴¹⁾.

Una vez definidos los canales estos se subdividen a su vez en pequeños elementos de formación de igual volumen denominados celdas. Estas celdas se tratarán como un yacimiento y se aplicarán las ecuaciones de Buckley y Leverett, para cada una de las celdas, en las cuales se considerará el inicio de la invasión de agua hasta que la celda desplaza todo el aceite, para continuar con la siguiente celda ⁽⁴¹⁾.

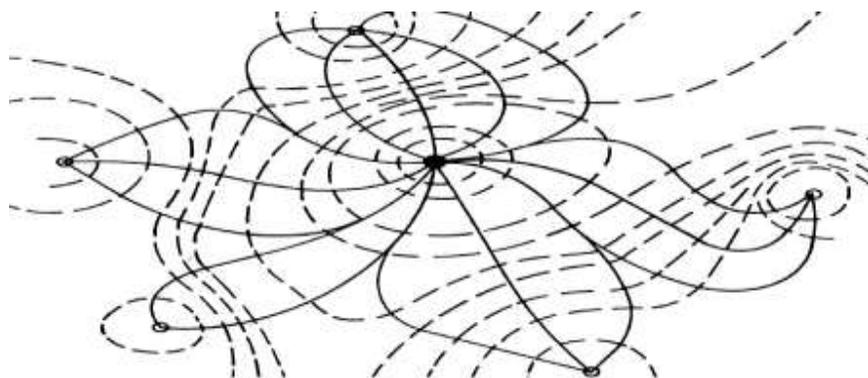


Figura 5.9. Esquema de los resultados obtenidos de un modelo potenciométrico. Las curvas punteadas son las curvas equipotenciales, mientras que las curvas continuas son las líneas de flujo. El pozo inyector se encuentran en el centro y a su alrededor los pozos productores asociados a este ⁽⁴¹⁾.

5.5.3 Desplazamiento miscible

El objetivo del desplazamiento miscible es aumentar la eficiencia de desplazamiento en los poros de la roca que son invadidos, mediante la eliminación la presión capilar causante de la retención del aceite en los poros de la roca ⁽⁴¹⁾.

Para definir miscibilidad se debe partir primero de la definición de solubilidad, que es la capacidad de una sustancia de mezclarse con un fluido y formar una fase homogénea. Por lo tanto la miscibilidad es la condición física entre dos fluidos que permite que se mezclen en todas proporciones sin que se forme entre ellos una interfase, es decir un fluido es solvente de otro ⁽⁴⁴⁾.

Una forma de entender el concepto de miscibilidad es analizando el comportamiento de fases de una mezcla en un diagrama ternario, figura 5.10. En general el componente más ligero se suele colocar en el vértice superior y el componente más pesado en el vértice inferior izquierdo. Un punto que se encuentre sobre alguna de las líneas que conectan los vértices representa mezclas de dos componentes, por ejemplo el punto D. Cualquier punto que se encuentre en el interior del triángulo es la mezcla de los tres componentes, por ejemplo el punto M ⁽⁴⁵⁾.

La miscibilidad al primer contacto ocurre cuando el solvente se inyecta en cualquier proporción, formando una sola fase con el aceite. Se utilizan propano, butano, gas licuado de petróleo, el principal problema con estos fluidos es que son demasiado caros para usarse en programas de inyección prolongados, por lo que se suelen mandar con baches de fluidos más baratos como el metano, gases combustibles y nitrógeno ⁽⁴⁵⁾.

Miscibilidad dinámica (o de contacto múltiple) tiene dos mecánicas ^(45, 46):

1. Miscibilidad dinámica por vaporización (inyección de gas a alta presión): la fracción de aceite ligera e intermedia en el yacimiento se vaporiza por el gas inyectado, provocando que el contacto entre este vapor y el gas inyectado pasen a formar parte de la fase gaseosa, se suelen usar nitrógeno, gases combustibles y metano
2. Miscibilidad dinámica por condensación (inyección por gas enriquecido): la fracción de aceite intermedia en el yacimiento se condensa por el gas inyectado, enriqueciendo la fase líquida en equilibrio y haciéndola más ligera, es decir los componentes intermedios del gas entran a la fase líquida.

Al realizar una inyección de fluidos miscibles además de considerar los mismos factores que en la inyección de fluidos inmiscibles se deben considerar adicionalmente otros factores como son ⁽⁴¹⁾:

- a) Las composiciones del aceite y del solvente: de estas dos dependerá el tipo de miscibilidad que se presentará, sea miscibilidad al primer contacto o miscibilidad por contacto múltiple.
- b) Si el yacimiento cuenta con un acuífero activo o anteriormente se realizó una inyección de agua, esto influye porque el agua tiende a ocupar los poros pequeños, evitando que el solvente fluya por ahí dificultando que alcance todas las zonas de aceite, reduciendo la eficiencia.
- c) Temperatura del yacimiento: influye en la presión a la cual se produce la miscibilidad.
- d) Dispersión y difusión.
- e) Presión mínima de miscibilidad.

5.5.3.1 Dispersión y difusión

Para entender los fenómenos de dispersión y difusión es necesario considerar que las moléculas de los fluidos en especial los gases presentan un comportamiento errático, por lo que tienden a ocupar el volumen del recipiente que los contiene, en este caso el

yacimiento. Por lo tanto la difusión se define como la tendencia de todo fluido a esparcirse de forma aleatoria en distintas concentraciones a través del espacio que se encuentra a su disposición ⁽⁴⁹⁾.

Dado que todos los solventes presentan en algún grado el fenómeno de difusión, además consideramos un yacimiento que se encuentre por debajo de la presión de saturación, es decir cuenta con gas libre. Esto provocará que el fluido inyectado produzca miscibilidad en la fase gas y en la fase aceite, alterando la concentración del solvente. Por lo tanto la dispersión se define como la mezcla adicional entre dos fluidos cuando están en movimiento causadas por los efectos de la difusión ^(41, 47).

5.5.3.2 Presión mínima de miscibilidad (PMM)

Para entender la presión mínima de miscibilidad el análisis se realizará con ayuda de los diagramas ternarios. Dos fluidos se consideran miscibles cuando forman una sola fase en cualquier proporción a presión y temperatura constantes. Cuando dos fluidos de composiciones diferentes se mezclan, la línea que conecta a los dos fluidos se le conoce como línea de operación o de dilución ⁽⁴⁵⁾, figura 5.11.

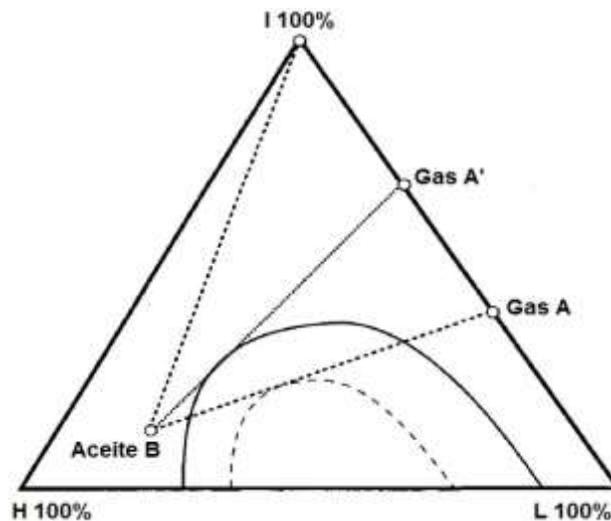


Figura 5.11. Miscibilidad al primer contacto. Se tienen tres líneas de operación de tres gases distintos, el gas I puro, el gas A y el Gas A' enriquecido con el gas I ⁽⁴⁵⁾.

En la figura 5.11 se observa que el Gas I puro es miscible con el Aceite B al contacto, mientras que el Gas A no es miscible al contacto ya que debe atravesar la región de dos

fases. Para que el Gas A sea miscible se tienen dos opciones, la primera opción enriquecerlo con el Gas I (Gas A'), la segunda opción incrementar la presión para reducir la envolvente de dos fases ⁽⁴⁵⁾.

Un fluido que no alcance la miscibilidad al primer contacto, puede alcanzar la miscibilidad por múltiple contacto. Como se mencionó anteriormente se logra enriqueciendo la fase gas (miscibilidad dinámica por vaporización) o la fase líquida (miscibilidad dinámica por condensación), ⁽⁴⁵⁾.

La figura 5.12 nos muestra la miscibilidad dinámica por vaporización en la cual se inyecta un gas puro L (ligero), el cual al entrar en contacto con el aceite A, formará una fase gas Y_1 y una fase aceite X_1 , en las proporciones de la mezcla F_1 . El Gas L se enriquecerá con los componentes intermedios del aceite, este nuevo gas seguirá en contacto con el aceite A, volviendo a enriquecerse con los componentes intermedios obteniendo $Y_2, Y_3... Y_n$. Este proceso continuará hasta que la línea de unión alcance el punto crítico, donde su longitud será 0 ⁽⁴⁵⁾.

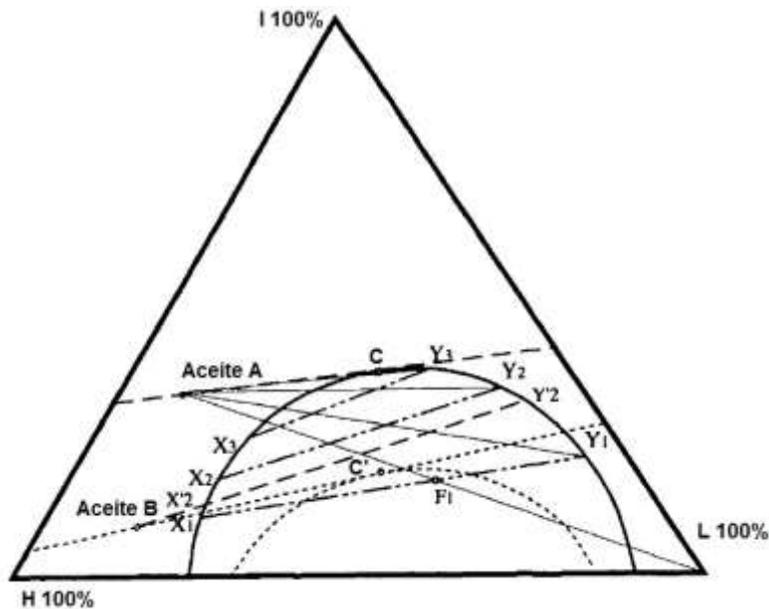


Figura 5.12. Miscibilidad dinámica por vaporización ⁽⁴⁵⁾.

La línea tangente que va desde la línea de unión en el punto crítico hacia el Aceite A se le conoce como línea de unión crítica, en este punto se logra la miscibilidad con el Aceite A. Por otro lado si el aceite a contactar fuera el B en lugar del A, usando el mismo gas de inyección L, el Gas L al igual que en el primer caso se enriquecería con los componentes intermedios ahora del Aceite B, obteniendo los valores de Y'_2 y X'_2 . Además si

SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN EN UN YACIMIENTO

prolongamos la línea de unión de $Y'2$ y $X'2$, esta línea de unión alcanza al aceite B, esta línea se le conoce como línea de unión límite ⁽⁴⁵⁾.

Resulta evidente que el Gas L jamás será miscible con el Aceite B, por lo que podemos concluir que si el aceite y la envolvente de fases se del mismo lado de la línea de unión crítica no es posible alcanzar la miscibilidad. Por lo que la única opción que nos queda es aumentar la presión para reducir la envolvente de fases para mover la línea de unión crítica ⁽⁴⁵⁾.

La presión a la cual la extensión de la línea de unión crítica alcanza al aceite, es la presión mínima para alcanzar la miscibilidad, llamada entonces presión mínima de miscibilidad (PMM) ⁽⁴⁸⁾. En la PMM la línea de unión límite y la línea de unión crítica son la misma ⁽⁴⁵⁾.

Si un gas no alcanza la miscibilidad dinámica por vaporización, la puede alcanzar la miscibilidad dinámica por condensación, lo cual se muestra en la figura 5.13. Si partimos de la inyección de un Gas A, el cual al entrar en contacto con el Aceite, sus componentes intermedios enriquecerán provocando se forme el equilibrio entre la fase gas Y_1 y la fase aceite X_1 ⁽⁴⁵⁾.

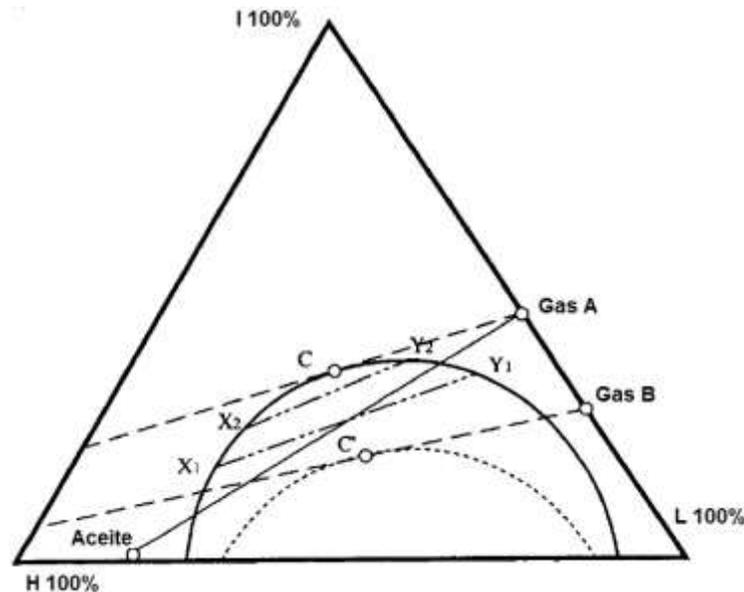


Figura 5.13. Miscibilidad dinámica por condensación ⁽⁴⁵⁾.

Este proceso se repetirá hasta alcanzar el punto crítico, que es el punto en el que será miscible con el aceite. La presión a la cual la extensión de la línea crítica pasa por el Gas A es la presión mínima de miscibilidad (PMM). Recordando que en la PMM la línea de unión crítica es igual a la línea de unión límite, resulta evidente que el Gas B no alcanza la

miscibilidad ya que la línea de unión crítica no pasa por este. Por lo que solo queda aumentar la presión para reducir la envolvente de dos fases, hasta lograr que la línea de unión crítica pase por el Gas B, encontrando así la PMM del Gas B ⁽⁴⁵⁾.

5.5.3.3. Métodos de inyección de los fluidos miscibles

Los fluidos solventes pueden inyectarse de dos formas, a través de la inyección continua o la inyección por baches. La inyección continua como su nombre lo indica consiste en inyectar el solvente de forma ininterrumpida, este método es mucho más eficiente en la recuperación de aceite que la inyección por baches. Sin embargo, su costo depende del solvente a usar ^(41,46).

La inyección por baches se suele usar cuando se tienen solventes líquidos, como el gas licuado de petróleo, que son miscibles al primer contacto. Este bache de solvente es empujado por otro bache de metano, gases de combustión, agua o alternando dos o más de estos. Usualmente el bache del solvente es entre el 20 a 30 % del volumen poroso, su eficiencia dependerá del contacto del solvente con el aceite, ya que la miscibilidad solo se produce dentro del bache del solvente ^(49, 50).

Los fluidos que se usan para desplazar el bache del solvente tenderán a presentar el fenómeno de digitación, lo que hará que en ciertas zonas el paso del bache del solvente no tenga tiempo de introducirse en los poros pequeños para recuperar el aceite, lo que lo hace más ineficiente, pero suele ser una alternativa usada para ahorrar en costos del solvente en comparación con la inyección continua ^(49, 51).

5.5.3.4 Método para calcular el desplazamiento miscible

Doepel desarrollo un método multicapa para predecir el comportamiento de la inyección de un fluido miscible. Aunque el diseño se adaptó para el uso de un solvente líquido, la metodología está tan generalizada que puede usarse para inyección continua, por baches, para gases, distintas relaciones de movilidad, cualquier tipo de arreglo, y cualquier número de capas, aunque se recomienda por facilidad del cálculo no manejar más de 10 capas, figura 5.14. Sus suposiciones son ⁽⁵²⁾:

1. Flujo de fluidos es incompresible y pseudoestacionario

SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN EN UN YACIMIENTO

2. El fluido de inyección solvente desplaza al aceite del yacimiento.
3. Se desprecian los efectos de las saturaciones del gas y agua, es decir son inmóviles.
4. Se desprecian los efectos gravitacionales.
5. Cada capa es isotrópica y homogénea.
6. No existe flujo cruzado entre capas.

Este método no considera las composiciones del solvente y el aceite, ya que en las pruebas que se realizaron la composición no fue un factor determinante en la recuperación del aceite, en comparación con las variaciones de permeabilidad. Lo resultados que se obtienen con este método son: las eficiencias del área barrida, eficiencia vertical, factor de recuperación de aceite y relación de producción solvente – aceite ⁽⁵²⁾.

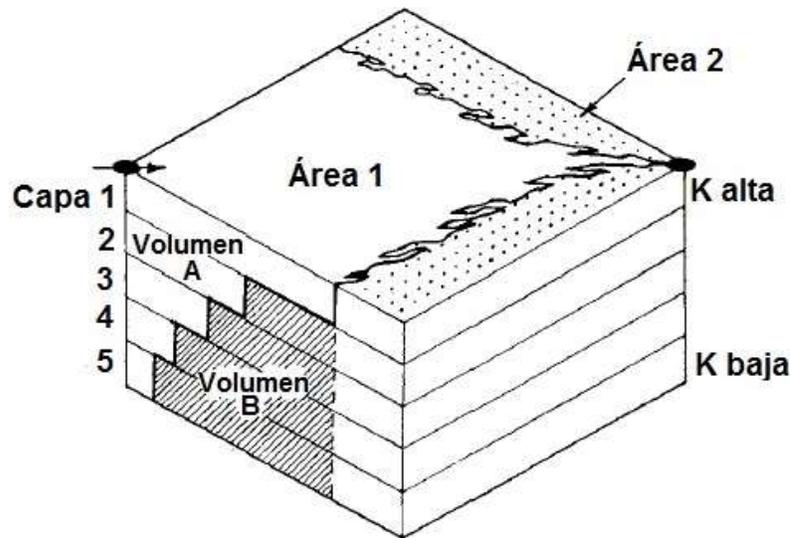


Figura 5.14. Esquema del barrido vertical y de área de un sistema multicapa ⁽⁵²⁾.

5.6 Análisis de la inyección de Nitrógeno

Las aplicaciones del nitrógeno en la inyección como método para recuperar aceite son muy variadas debido a su bajo costo y fácil obtención, ya que puede usarse en una mezcla de gases formada en su mayoría por nitrógeno o bien de forma pura ⁽³⁷⁾. Además presenta la facilidad de que puede usarse para realizar operaciones de mantenimiento de presión, para desplazamiento inmisible y miscible (de forma continua o como fluido desplazante de baches solventes). Suele ser una alternativa de inyección del metano en yacimientos de gas y condensado, además no provoca corrosión en las tuberías y equipos.

Es por estas aplicaciones y para fines del caso de estudio que se abordará en el capítulo 6, se analizará de manera particular el nitrógeno. Cabe mencionar que las pruebas y los parámetros para el seguimiento son generales para todos los gases, pero los equipos para obtención, correlaciones, efectos son particulares de cada gas, en este caso el nitrógeno.

5.6.1 Parámetros a Considerar en la Inyección de Nitrógeno

Cuando se va a realizar una inyección de fluidos se deben considerar las fuentes de la cual se va a extraer el fluido, las pruebas del fluido a inyectar, los parámetros de seguimiento de los procesos para controlar que todo salga según lo planeado, etc.

5.6.1.1 Fuentes de obtención del nitrógeno

Existen tres métodos a través de los cuales podemos obtener el nitrógeno estos son: la separación del aire por procesos criogénicos, la separación del aire por membranas poliméricas y la generación de gases inertes como resultado de la combustión de gases.

La **separación del aire por procesos criogénicos** el cual es económico y permite producir grandes cantidades de nitrógeno, este proceso cuales separa al aire en sus dos componentes principales oxígeno y nitrógeno. Para esto es necesario un compresor de aire en la entrada, el cual depende de la capacidad de la planta y requerimientos de presión para que la planta opere adecuadamente. Posteriormente se realizan tratamientos del gas para remover los gases ácidos como el bióxido de carbono y el ácido sulfhídrico, deshidratadores para remover el agua. Finalmente al gas se le realiza la destilación criogénica formada por enfriadores y calentadores y torres de destilación, de la cual se obtendrán la corriente de nitrógeno puro y la de oxígeno ^(53, 54, 55).

La **separación del aire por membranas poliméricas** este proceso consiste en hacer pasar a través de una membrana al aire. Dicha membrana se caracteriza por dejar pasar el oxígeno y retener el nitrógeno, por lo que se recomiendan varias etapas, buscando retener la mayor cantidad de nitrógeno, para posteriormente usarlo ⁽⁵⁶⁾.

La **generación de gases inertes como resultado de la combustión de gases**, estos procesos convierte los productos de la combustión (nitrógeno, bióxido de carbono, monóxido de carbono, vapor de agua, oxígeno residual, etc.) de la quema de gases

combustibles. Obteniendo mezclas formadas por nitrógeno (más del 88 %), bióxido de carbono y el resto de gases residuales ⁽⁵⁵⁾.

En caso de que se cuente con gases hidrocarburos se suelen utilizar unidades que procesan el gas natural para producir hidrocarburos líquidos (NGL por sus siglas en inglés), estas unidades consisten en intercambiadores de calor de los cuales se obtienen gas natural, hidrocarburos líquidos y nitrógeno ^(54, 55).

5.6.1.2 Pruebas de presión mínima de miscibilidad

Existen tres pruebas principales para obtener la PMM que son: el tubo delgado, aparato de burbuja ascendente y experimentos de múltiple contacto.

Prueba del tubo delgado consiste en un tubo delgado empacado con arena o bolitas de vidrio, con un largo 5 a 40 metros, figura 5.15. Dicho tubo se satura con el aceite del yacimiento a condiciones de temperatura y por arriba de la presión de burbuja. Posteriormente dicho aceite es desplazado por la inyección de un gas a presión controlada, del cual se medirán la cantidad de aceite, recuperado, la composición de los fluidos producidos, la irrupción del gas, etc. Se recomienda que dicho tubo cuente con una ventana para poder observar fácilmente la miscibilidad del gas, cuyas condiciones se determinarán variando las presiones de inyección o enriqueciendo el gas inyectado ^(45,57).

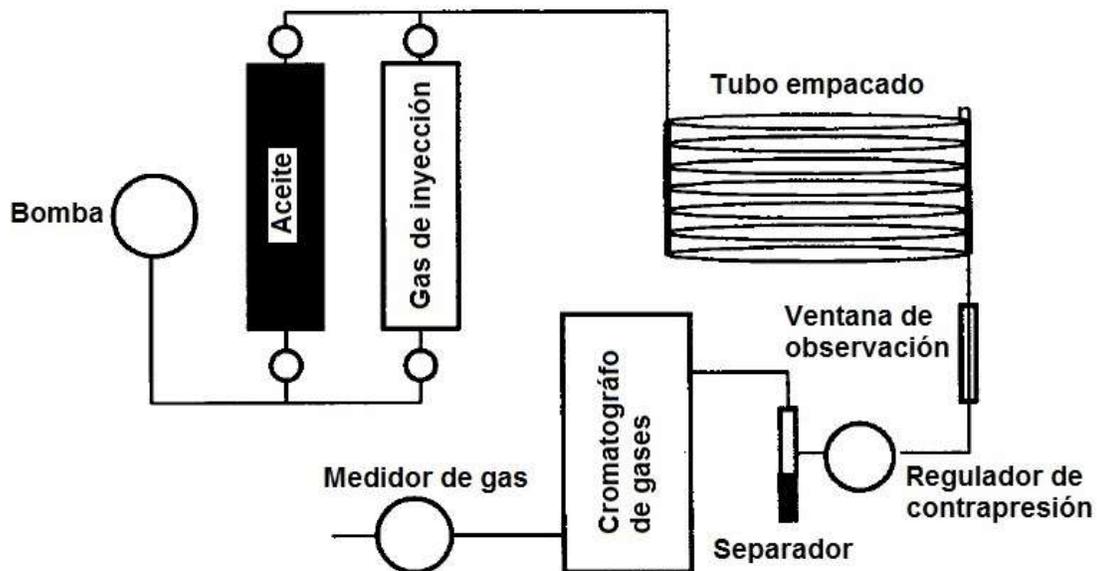


Figura 5.15. Esquema del aparato del tubo delgado.

El experimento se considera terminado una vez que se ha inyectado gas equivalente a 1.2 veces el volumen poroso (VP). En caso de que se alcance la miscibilidad si se gráfica el aceite recuperado contra la presión se puede determinar la presión mínima de miscibilidad (PMM), la cual es el punto donde cambia la pendiente, figura 5.16. Este punto de inflexión se hace más notorio cuando el tubo delgado es largo ^(45, 57).

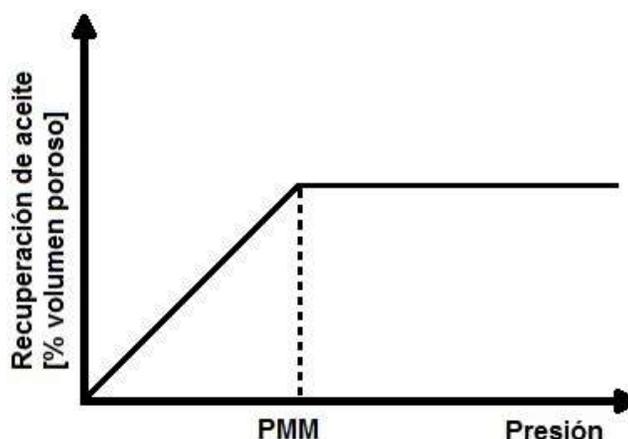


Figura 5.16. Gráfica de recuperación de aceite en % de volumen poroso contra presión. En caso de alcanzar la miscibilidad el punto de inflexión nos indica la presión mínima de miscibilidad, ya que una vez alcanzada la miscibilidad, el aumento de la presión ya no favorece la recuperación de aceite.

Prueba del aparato de burbuja ascendente consiste en una celda de vidrio de alta presión llena con aceite del yacimiento y agua. En esta celda se introducirá una burbuja de gas por la zona inferior de aceite a través de la zona de agua, figura 5.17. La burbuja de gas entrará en contacto con el aceite hasta encontrar el equilibrio con el aceite o alcanzar la miscibilidad dependiendo de la presión a la que se realice la prueba. Se considera un método rápido para obtener la presión de miscibilidad ^(45, 58).

Una vez se suelta la burbuja de gas es posible diferenciar distintos patrones que genera a lo largo de su viaje desde el fondo del aceite hasta la zona alta de la celda. Cuando se tienen una presión muy por debajo de la PMM la burbuja de gas tenderá a conservar su forma esférica en todo momento. Cuando la presión es igual o ligeramente mayor a la PMM, la burbuja de gas tenderá a dejar un rastro (como la estela de una estrella fugaz) conforme asciende hasta que se haya disuelto en el aceite. Cuando la presión es mucho mayor a la PMM la burbuja de gas se disolverá tan rápido que el rastro no será visible ^(45, 58).

SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN EN UN YACIMIENTO

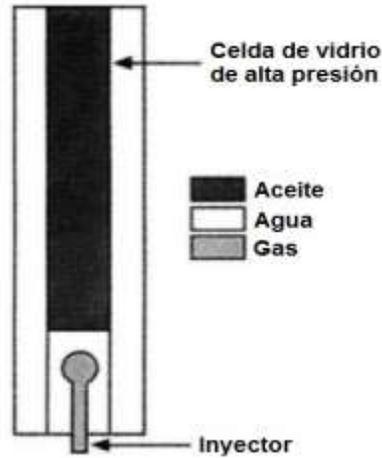


Figura 5.17. Esquema del aparato de burbuja ascendente. Esta prueba ofrece resultados aceptables en comparación con la prueba del tubo delgado ⁽⁴⁵⁾.

Experimentos de múltiple contacto son experimentos realizados en celdas PVT para simular la inyección por baches. En estos experimentos el gas y el aceite se ponen repetidamente en contacto, provocando el hinchamiento o encogimiento del aceite, con el fin de medir la densidad y composición del gas y líquido en equilibrio. Existen dos tipos de experimento dependiendo si se quiere analizar la miscibilidad por vaporización o condensación, los cuales se explican a continuación ⁽⁴⁵⁾.

Experimento de contacto múltiple progresivo: la celda PVT contará con la misma composición de aceite en cada una de ellas, figura 5.18. El gas se inyecta en la primer celda, por lo que tomará componentes ligeros e intermedios del aceite, este nuevo gas pasará a la siguiente celda la cual contará con la composición de aceite inicial, nuevamente se repetirá el proceso siendo el gas el que absorba los componentes ligeros e intermedios del aceite, con lo que luego este nuevo gas volverá a pasar a otra celda con la misma composición de aceite inicial. Este proceso se seguirá repitiendo hasta que se alcance la miscibilidad o el equilibrio entre las dos fases (la línea de unión límite) ⁽⁴⁵⁾.

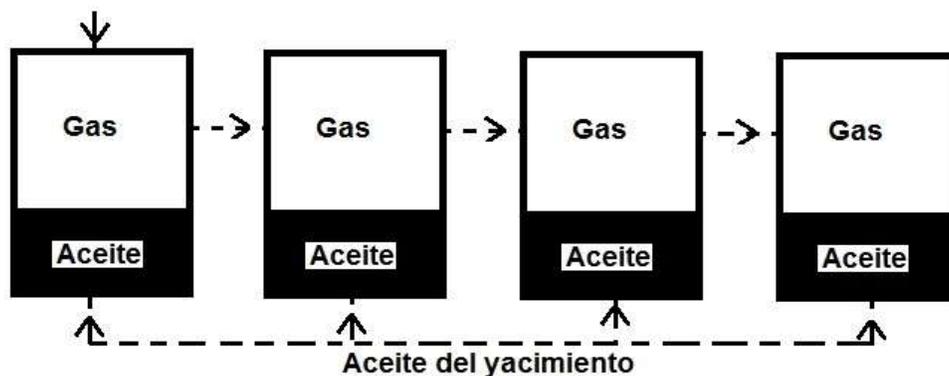


Figura 5.18. Experimento de múltiple contacto progresivo.

Experimento de contacto múltiple regresivo: esta prueba es similar a la progresiva, la diferencia es que ahora el gas se inyectará con la misma composición en la celda PVT, figura 5.19. En esta prueba el gas se inyecta, siendo ahora el aceite quien tomará los componentes intermedios y ligeros del gas, este nuevo aceite pasará a la siguiente celda PVT a la cual se le inyectará la misma composición de gas original, nuevamente el aceite tomará los componentes ligeros e intermedios del gas, con lo que pasará a la siguiente celda PVT, y así sucesivamente. Este proceso se repetirá hasta que se alcance la miscibilidad o se logre el equilibrio entre las dos fases (línea de unión límite) ⁽⁴⁵⁾.

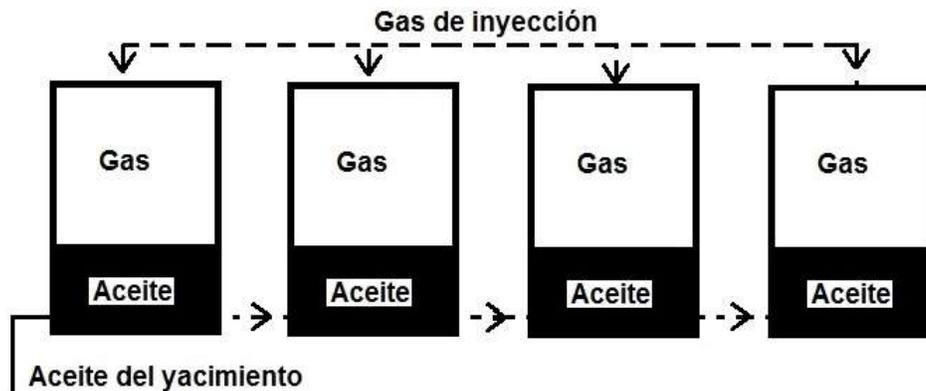


Figura 5.19. Experimento de múltiple contacto regresivo.

5.6.1.3 Correlaciones para obtener la presión mínima de miscibilidad

Diversos investigadores han desarrollado correlaciones para calcular la presión mínima de miscibilidad de los gases, tras haber realizado numerosos experimentos. Como tal no existe una correlación única general para obtener dicha presión y estas varían dependiendo del gas de inyección. A continuación se presentan algunas de las correlaciones que existen para el cálculo de la PMM del nitrógeno.

Correlación de Firozabadi y Azis ⁽⁵⁹⁾

$$p_{mm} = 9433 - 188 \times 10^3 \left(\frac{C_2 - C_5}{M_{C_{7+}} T^{0.25}} \right) + 1430 \times 10^3 \left(\frac{C_2 - C_5}{M_{C_{7+}} T^{0.25}} \right)^2$$

dónde:

- p_{mm} Presión mínima de miscibilidad, lb/pg^2
- T Temperatura, °F
- $C_2 - C_5$ Concentración de componentes intermedios, % mol
- $M_{C_{7+}}$ Peso molecular del heptano plus

Correlación de Hudgins, Llave y Chung⁽⁵⁷⁾

$$p_{mm} = 5568e^{-R_1} + 3641e^{-R_2}$$

$$R_1 = \frac{792.06[C_2 - C_5]}{M_{C_{7+}}}(T^{0.25})$$

$$R_2 = \frac{2.158 \times 10^6 [C_1^{5.632}]}{M_{C_{7+}}}(T^{0.25})$$

dónde:

- p_{mm} Presión mínima de miscibilidad, lb/pg^2
- T Temperatura, °F
- C_1 Concentración del metano, % mol
- $C_2 - C_5$ Concentración de componentes intermedios incluyendo CO_2 y H_2S , % mol
- $M_{C_{7+}}$ Peso molecular del heptano plus

Correlación de Glaso⁽⁶⁰⁾

Las ecuaciones propuestas por Glaso son:

- a) Si la densidad del aceite es menor a 40 °API

$$p_{mm} = (80.14 + 35.25PM + 0.76PM^2)14.5$$

$$PM = \frac{M_{C_{7+}}^{0.88} T^{0.11}}{C_{2-6}^{0.64} C_1^{0.33}}$$

- b) Si la densidad del aceite es mayor a 40 °API

$$p_{mm} = -648.5 + 2619.5PM - 1347.6PM^2$$

$$PM = \frac{M_{C_{7+}}^{0.48}}{T^{0.25} C_{2-6}^{0.12} C_1^{0.42}}$$

dónde:

- p_{mm} Presión mínima de miscibilidad, bar
- T Temperatura, °C
- C_1 Concentración del metano, % mol
- $C_2 - C_6$ Concentración de componentes, % mol
- $M_{C_{7+}}$ Peso molecular del heptano plus en el tanque de almacenamiento

Correlación Hanssen ⁽⁶¹⁾

$$p_{mm} = 0.5216 \left(\frac{C_2 - C_6}{M_{C_{7+}} T} \right)^{-0.5236}$$

dónde:

p_{mm}	Presión mínima de miscibilidad, <i>MPa</i>
T	Temperatura, K
$C_2 - C_6$	Concentración de componentes incluyendo al CO ₂ , %mol
$M_{C_{7+}}$	Peso molecular del heptano plus

Correlación de Sebastián y Lawrence ⁽⁶²⁾

$$p_{mm} = 4603 - 3283 \left(\frac{CL * T}{MW} \right) + 4.776 \left(\frac{CL^2 T^2}{MW} \right) - 4.008 \left(\frac{CI * T^2}{MW} \right) + 2.05 MW + 7.541 T$$

dónde:

p_{mm}	Presión mínima de miscibilidad, <i>MPa</i>
T	Temperatura, R
CL	Concentración del metano, %mol
CI	Concentración de los componentes intermedios C ₂ -C ₆ incluyendo el CO ₂ , %mol
MW	Peso molecular del heptano plus

5.6.1.4 Pruebas de difusión

La difusión como se vio en el punto 5.5.3.1 puede provocar efectos no deseados durante la inyección de gases miscibles, por lo que se recomienda realizar pruebas para conocer el grado con el que se presentará el fenómeno y conocer mejor su comportamiento en el yacimiento, especialmente al utilizar gases inertes como el nitrógeno. Para este tipo de pruebas existen equipos de celdas de difusión de gas como las celdas de Loschmidt.

Esta celda se divide en dos cámaras separadas por una barrera removible, en cada cámara se colocan fluidos que poseen diferente concentraciones. Cuando la barrera es removida es debido a esta diferencia de concentraciones que los gases se intercambian hasta alcanzar el equilibrio ⁽⁶³⁾.

De este experimento es posible obtener los incrementos de presión causados al buscar el equilibrio, cambios en el volumen, el tiempo en el que se logra el equilibrio así como se puede analizar la composición final de ambos fluidos con un cromatógrafo ⁽⁶³⁾.

5.6.1.5 Pruebas de hinchamiento

Las pruebas de hinchamiento consisten en una serie de etapas que son realizadas en celdas PVT donde se inyecta gas sea o no hidrocarburo. Para cada volumen de gas inyectado se determinan los cambios en el volumen de aceite original y el aceite saturado con el gas de inyección, así como una nueva presión de saturación ⁽⁶⁴⁾, figura 5.20.

Durante una prueba de hinchamiento se agrega un gas de composición conocida en una serie de etapas, la presión de la celda se eleva hasta obtener una sola fase. Al final del experimento se debe realizar un experimento de separación diferencial convencional o de agotamiento a volumen constante para volver a medir todas las propiedades del aceite a la nueva presión de burbuja ⁽⁶⁴⁾.

De esta prueba se mide la capacidad del aceite para disolver el gas de inyección, la variación de la presión de burbuja y las propiedades del aceite en función de los moles de gas añadidos ⁽⁶⁴⁾.

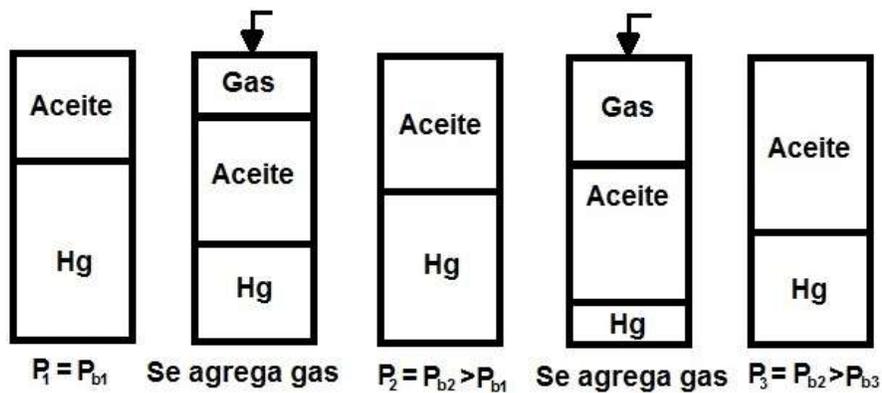


Figura 5.20. Prueba de hinchamiento

5.6.2 Parámetros de seguimiento del proceso

Existen muchas formas de monitorear los proyectos de inyección de gas, una de ellas es la medición individual de la relación gas – aceite (RGA) de cada pozo, esta se mantendrá constante hasta que se produzca la irrupción de gas en ese momento el RGA se incrementará drásticamente ⁽⁴³⁾. El tiempo de la irrupción de gas nos indicará que tan eficiente se desarrolla el desplazamiento y su comparación con las proyecciones esperadas.

Otro valor a considerar es el movimiento de los contactos en particular el contacto gas – aceite (CGA) medido con observación o con los gradientes de la columna de fluido. La ubicación de los contactos medidos individualmente de los pozos permite generar mapas donde se observe que tan uniforme es el avance en función del tiempo ⁽⁶⁵⁾.

La toma periódica de muestras de gas a través de cromatógrafos permite conocer la composición del gas que se produce, esto permite establecer una línea base del gas de producción, esto es útil para conocer la cantidad de gas inyectado que se está produciendo, la cantidad de componentes ligeros, intermedios y pesados que se recuperan del aceite. Así como para saber si las plantas de procesamiento pueden operar adecuadamente con las concentraciones que se están produciendo ^(43, 65).

La cantidad de gas inyectado se suele determinar en fracción mol de gas inyectado con respecto a los moles iniciales de aceite, figura 5.21. La línea que se toma como base es aquella donde la pendiente es cercana a 0 y suele establecerse antes de la inyección, con una prueba piloto o al comienzo de la inyección. Se recomienda que las pruebas de hinchamiento y difusión se realicen con esta línea base ⁽⁶⁵⁾.

El monitoreo de estas actividades permite tomar acciones como: regular los gastos de inyección de gas, cerrar pozos, convertir pozos productores en inyectores, disparar un nuevo intervalo los pozos y cerrar otros intervalos, potencialmente perforar nuevos pozos para mejorar el barrido ⁽⁶⁵⁾, etc.

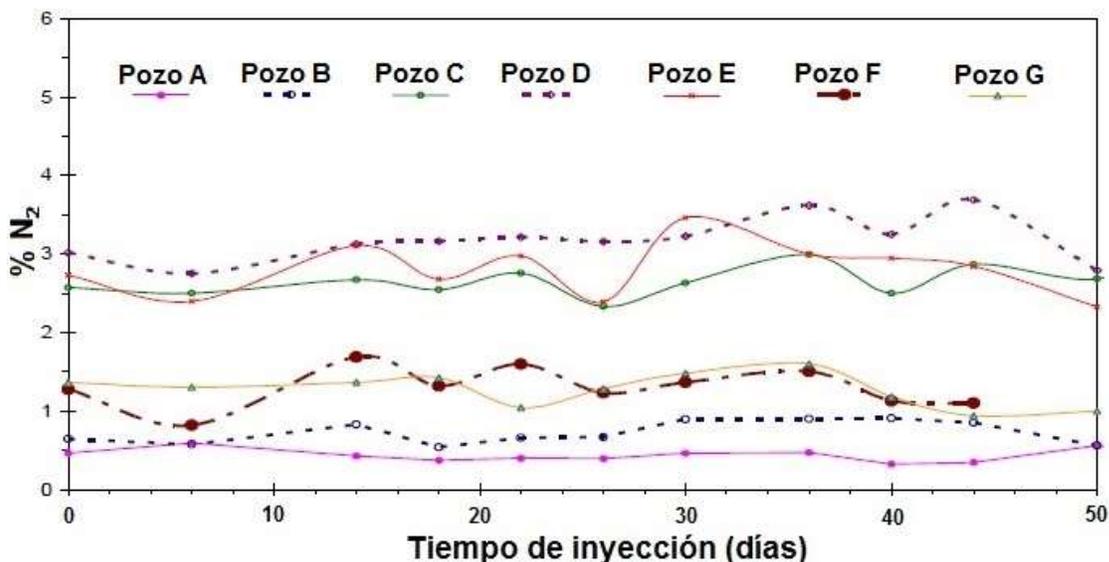


Figura 5.21. Ejemplo de perfiles de concentración base del N₂. Se observan dos tendencias una formada por los pozos C, D y E, los cuales tiene un valor base de entre 2.6 y 3,2 % mol. Mientras que los pozos A, B, F y G presentan una línea base de entre el 0.5 y 1.4 %.

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL CAMPO CARBONATOS

En este capítulo se tratarán algunos conceptos finales mientras se desarrolla el ejemplo práctico de un campo, el cual lleva algunos años con la inyección de nitrógeno. Para esto se analizarán los antecedentes del campo como son la geología, el tipo de fluidos, el histórico de presión y producción, los mecanismos de producción y el modelo de inyección del nitrógeno. Posteriormente se describirá el seguimiento que se le dio a los parámetros, los efectos que se han presentado en el campo debido a la inyección de nitrógeno, esto con el fin de dar un diagnóstico de ventanas de aceite.

6.1 Antecedentes del Campo Carbonatos

El Campo Carbonatos se encuentra ubicado dentro de las Cuencas Terciarias del Sureste de México, el campo se descubrió con el pozo exploratorio Jade - 2 resultando productor en rocas carbonatadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano. En el año de 1983 se terminó el Pozo Topacio – 101B, resultando productor en la misma formación. El Campo Carbonatos se encuentra formado por los campos Jade y Topacio ^(22, 66).



Figura 6.1 Localización del Campo Carbonatos. Se encuentra localizado entre los estados de Tabasco, Veracruz y Chiapas ⁽⁶⁶⁾.

6.1.1 Aspectos geológicos y petrofísicos

El Campo Carbonatos está comprendido por un anticlinal el cual se encuentra cortado por nueve fallas normales y dos fallas inversas, que delimitan la zona en diez bloques. Cabe mencionar que dichos bloques están conectados hidráulicamente entre sí, pero existen bloques donde el salto es mayor de 100 m, lo que tienden a funcionar como barreras al flujo horizontal ⁽²²⁾.

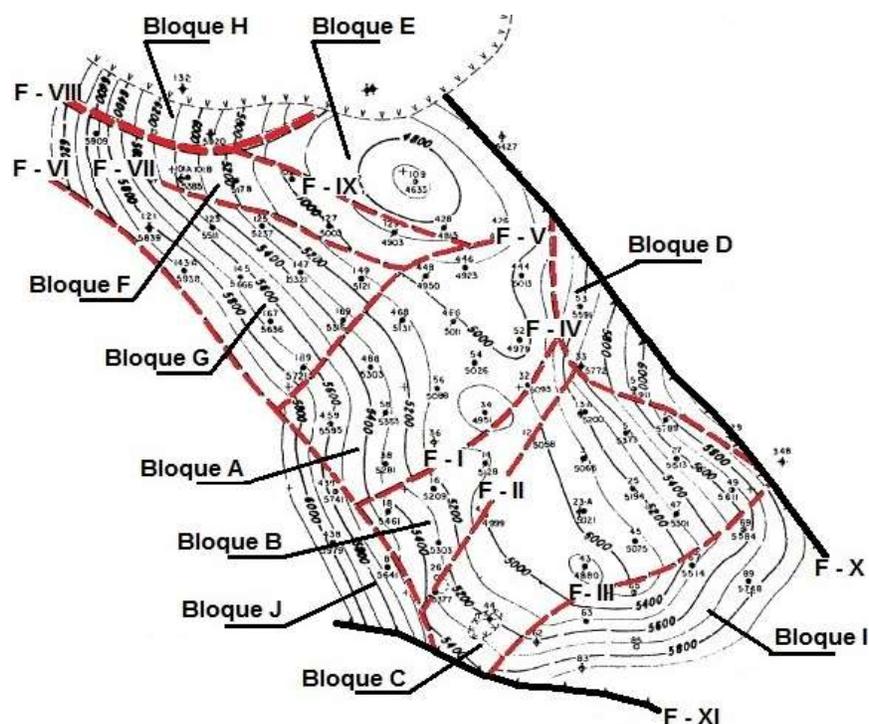


Figura 6.2. Ubicación de las fallas y bloques del campo Carbonatos en la cima del JSK ⁽²²⁾. El cual limita al Norte con un domo salino, al Oeste con la falla inversa 6, al Este con la falla inversa X, y al sur con la falla inversa XI y un domo salino.

Las edades de las formaciones productoras del Campo Carbonatos son Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) cuya cima se encuentra a 4,729 metros y su base a 6,972 metros con una profundidad promedio de 5,800 metros y un área aproximada de 67.4 km². Jurásico Superior Tithoniano (JST) que se localiza a 4,454 metros como cima y 6,960 metros como base, con una profundidad promedio de 5,600 metros y una extensión de 70 km². Cretácico inferior (KI) que se ubica entre 4,414 metros como cima y 6,851 metros la base, con una profundidad promedio de 5,450 metros y una extensión de 72.8 km². Al Campo Carbonatos se le considera una profundidad promedio de 5,650 metros con una temperatura de 153 °C y un contacto original agua - aceite ubicado a 6,426 metros ^(22, 67).

ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL CAMPO CARBONATOS

Para el campo Carbonatos la evaluación del tipo de roca, sus características, así como las saturaciones de sus fluidos están realizadas con base en registros geofísicos, núcleos, historia de perforación y terminación. La litología está conformada en su mayoría por dolomías fracturadas. El medio ambiente de depósito para el Jurásico Superior Kimmeridgiano es de aguas someras, mientras que el resto es de mar abierto ^(22, 67).

Con base en los registros y descripciones de las muestras de las roca, la columna geológica del campo se dividió en diez unidades estratigráficas denominadas como: KI, JST – 1, JST – 2, JST – 3, JST – 4, JSK -5, JSK – 6, JSK – 7, JSK – 8 y JSK – 9 ⁽²²⁾.

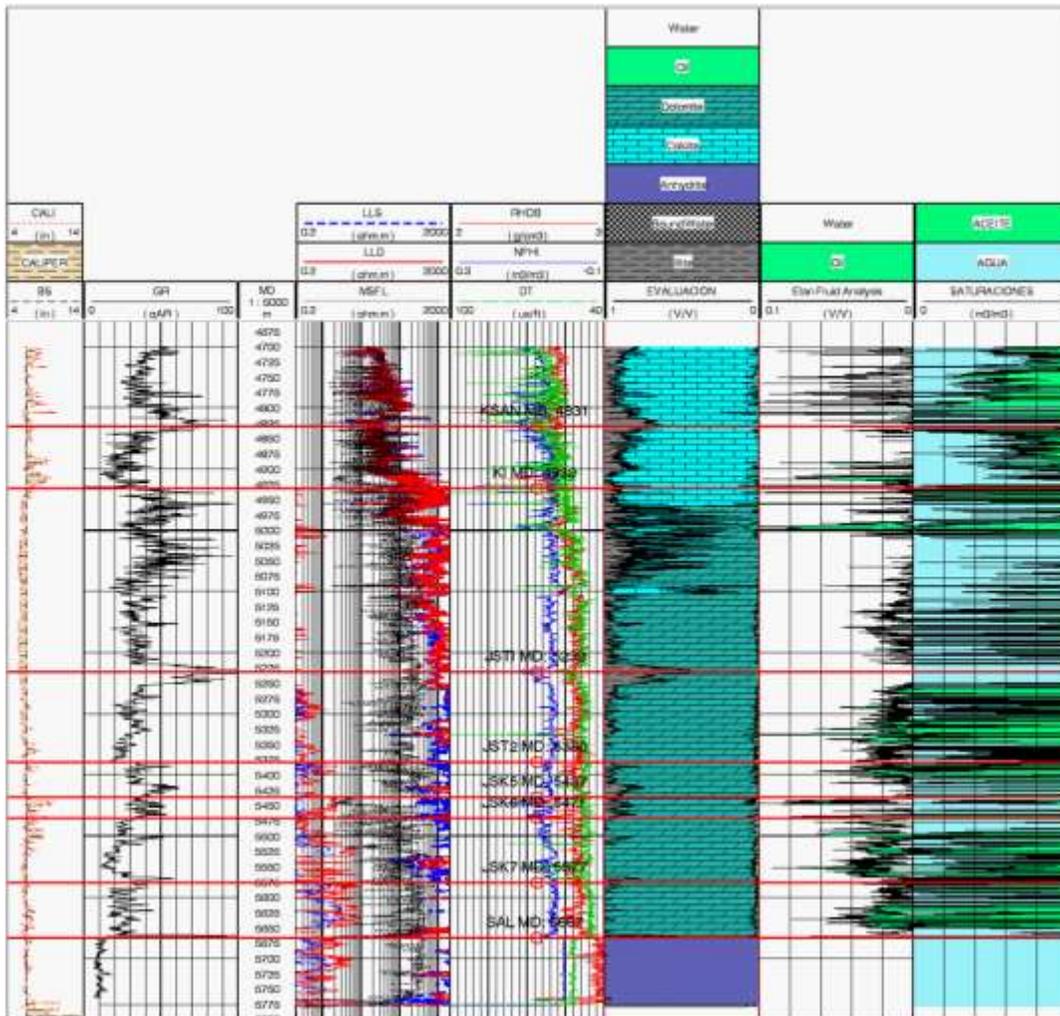


Figura 6.3. Registro geofísico tipo del área de Jade.

En el área del Campo Jade el JSK y JST están constituidos principalmente por dolomías, mientras que el área del Campo Topacio a nivel JST se presentan dolomías con intercalaciones de caliza. La porosidad promedio de las formaciones productoras es de 3

% . Sus espesores van en la zona norte de 100 metros a 900 metros, mientras que en la zona sur va desde 60 metros a 600 metros ⁽²²⁾. Las figuras 6.3 y 6.4 muestran un registro geofísico del área Jade y del área de Topacio, respectivamente.

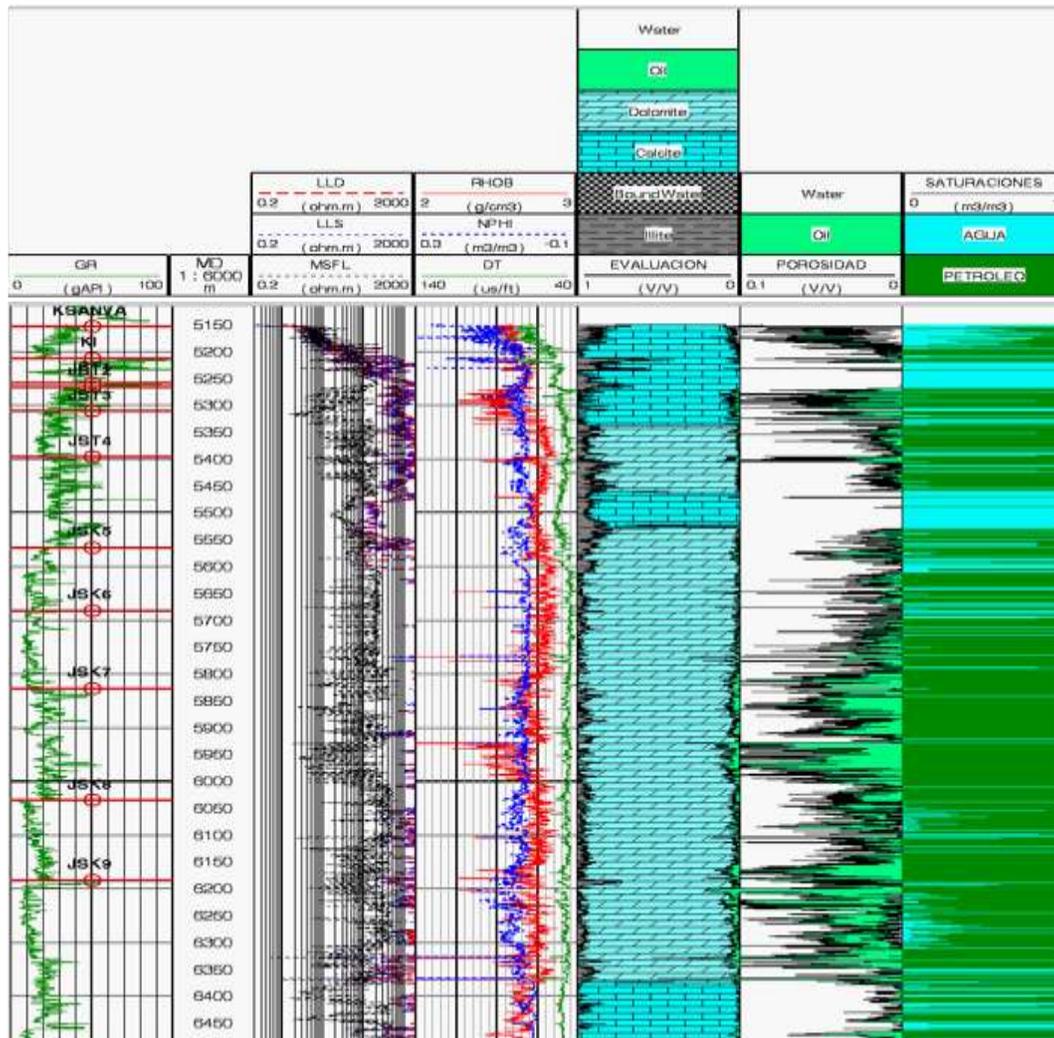


Figura 6.4. Registro geofísico tipo del área de Topacio.

Debido a la alternancia de zonas densas y zonas porosas en las formaciones carbonatadas, se tienen acumulaciones independientes, es decir las formaciones del Cretácico Inferior se encuentran aisladas de las formaciones del Jurásico Superior Tithoniano y éstas a su vez de las formaciones del Jurásico Superior Kimmeridgiano, excepto en una pequeña área entre las formaciones JST y JSK donde existe comunicación limitada ^(22, 67).

6.1.2 Caracterización de los fluidos

Para el análisis de las propiedades de fluidos se tomaron muestras de fondo a seis pozos distribuidos árealmente y a diferentes profundidades, en total se han realizado ocho estudios PVT en el campo, de los cuales cuatro son composicionales y cuatro convencionales. Las pruebas del Pozo Jade - 42 se considera como las representativas del campo por ser la que mejor se ajustó ⁽²²⁾, figura 6.5.

La finalidad de estos experimentos es conocer las propiedades tanto físicas como químicas de los fluidos del yacimiento. De los experimentos se determinó que el Campo Carbonatos cuenta con aceite volátil con densidad de 38 °API. Se determinó una presión original de 707 kg/cm² y una presión de saturación de 263 kg/cm² ⁽²²⁾.

Además se tiene salinidad del agua de formación de 250,000 ppm, una viscosidad de 0.15 centipoise, originalmente bajosaturado, permeabilidad de 10 a 150 milidarcys ^(22, 68).

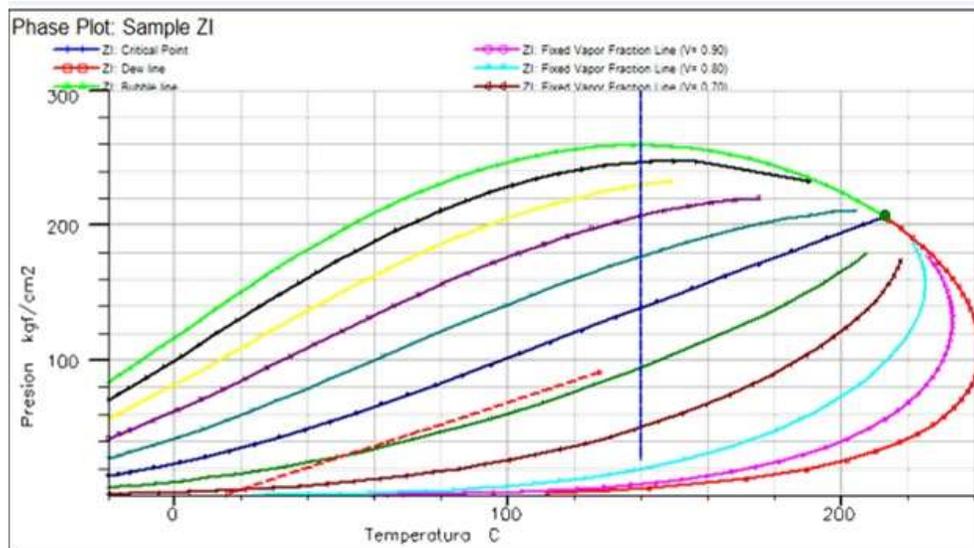


Figura 6.5. Comportamiento de la envolvente de fases del Pozo Jade – 42 ⁽⁶⁸⁾.

La envolvente de fases de la figura 6.5, es resultado del ajuste realizado a las pruebas PVT, con la ecuación de estado de Peng – Robinson de 3 parámetros ^(22, 68).

La tabla 6.1 muestra el balance composicional del agotamiento a volumen constante para el fluido del Pozo Jade - 42, el balance se realizó a una temperatura de 309 °F.

Tabla 6.1 Balance composicional del agotamiento a volumen constante para el fluido del Pozo Jade – 42 ⁽⁷⁰⁾

Componente	Presión (psig)							Líquido
	3732	3205	2821	2406	1629	1222	717	717
N ₂	0.52	1.22	1.12	1.11	0.95	0.82	0.60	
CO ₂	1.5	2.00	2.04	2.08	2.18	2.28	2.30	0.39
H ₂ S	0.5	0.5	0.5	0.51	0.58	0.64	0.75	0.23
C ₁	41.17	67.48	68.09	68.29	67.05	65.09	59.99	8.85
C ₂	10.33	11.8	11.64	12.12	13.11	13.95	15.55	5.79
C ₃	7.01	6.13	6.18	6.26	6.95	7.54	9.15	5.72
IC ₄	1.34	0.98	0.98	0.98	1.05	1.18	1.47	1.20
NC ₄	3.5	2.36	2.34	2.37	2.58	2.85	3.64	3.85
IC ₅	1.38	0.84	0.60	0.78	0.80	0.85	1.10	2.23
NC ₅	2.02	1.18	1.10	1.05	1.08	1.17	1.50	3.4
C ₆	2.70	1.20	1.14	1.08	1.12	1.16	1.54	5.30
C ₇₊	28.03	4.34	3.88	3.37	2.55	2.48	2.41	63.04
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Continuación Tabla 6.1

	Presión (psig)							Líquido
	3732	3205	2821	2406	1629	1222	717	717
PM(C ₇₊)	203	136.0	130.0	125.0	120.0	117.0	110.0	
PM(C ₇₊) LIQ								215
ZVap		0.892	0.883	0.886	0.900	0.914	0.945	
Nprod		6.000	12.400	17.900	31.600	39.700	51.100	
Sliq	100.0	91.500	87.200	82.800	75.900	72.600	68.300	
PM(Pb)	78.22							

*Donde PM es Peso molecular, PM LIQ es peso molecular de líquidos, ZVap, es el factor z en la fase vapor, Nprod es número de moles producidos, Sliq, es saturación de líquido.

6.1.3 Historia de presión y producción

El Campo Carbonatos tiene más de 30 años de explotación por lo que se encuentra en una fase de declinación con irrupción de agua y gas. Inició su producción con una presión de 707 kg/cm². En las figuras 6.6 y 6.7 se presentan los históricos de presión y producción del campo ⁽²²⁾.

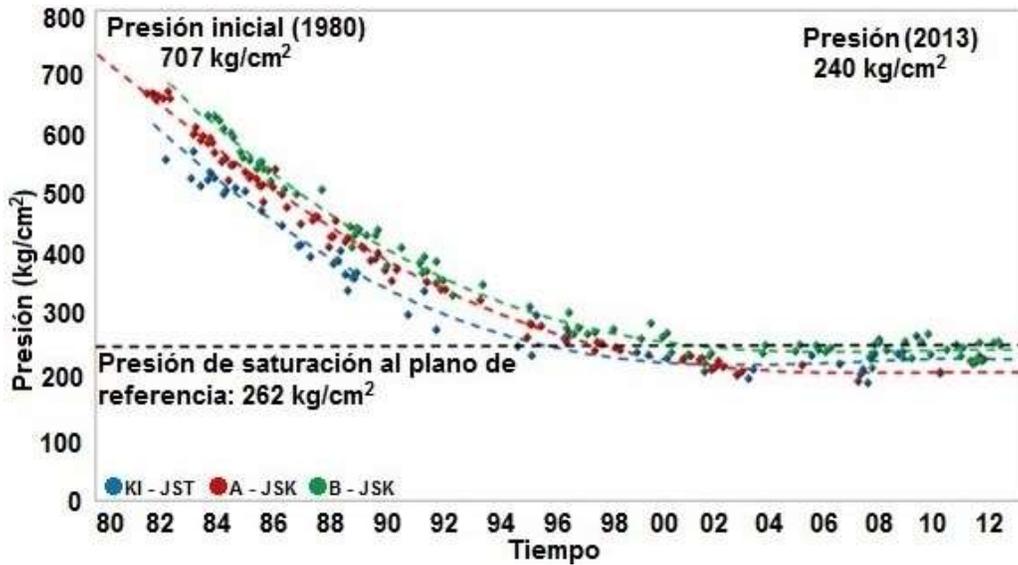


Figura 6.6. Comportamiento histórico de presión del Campo Carbonatos. El comportamiento de presión se realizó por bloques, Cretácico Inferior (KI) y Jurásico Superior Tithoniano (JST), Jurásico Superior Kimmeridgiano del Campo Jade (A - JSK) y del Campo Topacio (B - JSK) ⁽⁶⁷⁾.

Las principales formaciones productoras son: Jurásico superior Kimmeridgiano con el 70 % de la producción, Jurásico Superior Tithoniano 20 % y 10 % en el Cretácico Inferior. Los pozos del campo Carbonatos tienen una producción promedio de 550 barriles de aceite por día por pozo. En el Campo Jade se tiene un promedio de 487 barriles de aceite por día por pozo, mientras que en el Campo Topacio es de 590 barriles de aceite por día por pozo, en 2013 ⁽⁶⁹⁾.

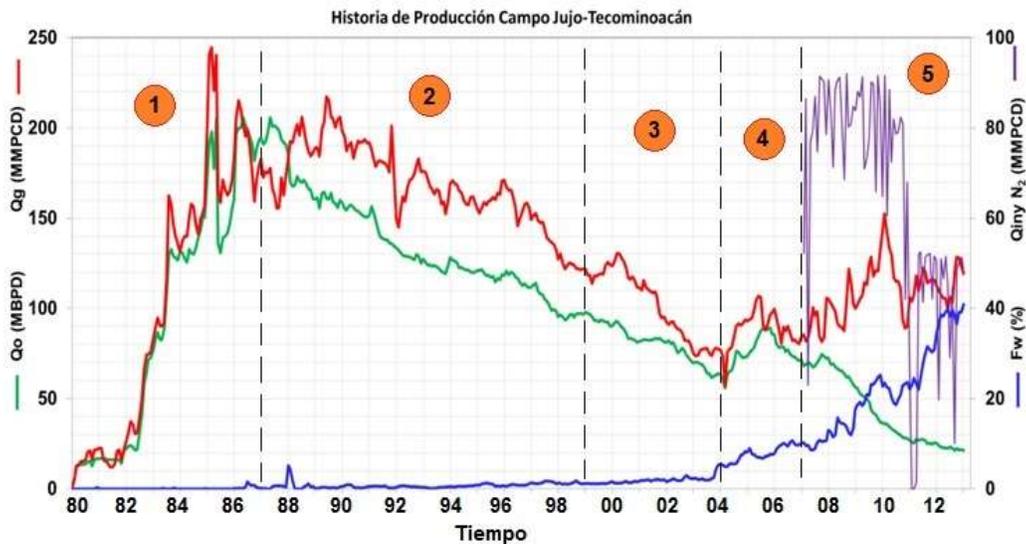


Figura 6.7. Comportamiento histórico de producción del Campo Carbonatos. Se presentan las producciones de aceite, gas y agua, así como el gasto de inyección de nitrógeno ⁽⁶⁷⁾.

De las figuras 6.6 y 6.7 podemos diferenciar las distintas etapas por las que ha pasado el campo a lo largo de su vida productiva.

Etapas 1 (1980 - 1987)

Esta etapa se caracteriza por el incremento de la producción de aceite y gas como resultado del desarrollo del campo. La producción inicial fue de 3,302 barriles de aceite diarios y 4.1 millones de pies cúbicos de gas. En febrero de 1987 alcanzó la máxima producción de aceite con 205, 725 bpd y de gas de 257.6 millones de pies³, con 51 pozos productores. La presión inicial del campo fue de 707 kg/cm², durante este período se tuvo un abatimiento de presión debido a la extracción de hidrocarburos pero la presión del campo, 450 kg/cm², se encuentra por arriba de la presión de saturación, 262 kg/cm². El porcentaje de agua producida es menor al 1%⁽²²⁾.

Etapas 2 (1987 - 1999)

En esta etapa se tiene una declinación gradual de la producción originada por la pérdida de energía del yacimiento, disminuyendo la presión a 290 kg/cm² en 1999, presión cercana a la de saturación de 262 kg/cm², por lo que en el bloque Cretácico Inferior (KI) y Jurásico Superior Tithoniano (JST), así como el bloque Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) del Campo Jade, se ha comenzado la formación de casquete de gas. Los incrementos en la producción se debieron a la incorporación de nuevos pozos. Para 1999 se tienen perforados 100 pozos de los cuales solo 53 se encuentran en operación, con una producción acumulada de 848 millones de barriles de aceite y 986 millones de pie³ de gas. La producción de agua se mantiene en un rango de entre 2 y 3 %, además comienza a aparecer la presencia de asfaltenos, los cuales se han tenido que tratar con estimulaciones ácidas y operaciones de limpieza de los pozos^(67, 70).

Etapas 3 (1999 – 2004)

En esta etapa ya se ha formado un casquete de gas secundario. Para el año 2000 la producción diaria promedio fue de 92,700 barriles de aceite y 121 millones de pies³ de gas, a través de 47 pozos. Se realizó una prueba piloto de inyección de gas dulce en el área del Campo Topacio en 2003. En 2004 se tuvo un incremento en la producción de aceite y

gas originado por la implementación de bombeo neumático a 30 pozos, con lo que se tuvo una producción diaria de 79,080 barriles de aceite y 78.4 millones de pies³ de gas, con un acumulado de 937 millones de barriles de aceite y 1,187 millones de pies³ de gas. Además se presentó un incremento de la producción de agua especialmente en la zona del Campo Topacio, alcanzando valores de hasta 15 % ^(67, 70).

Etapas 4 (2004 – 2007)

Al 1º de enero del 2005 se han producido 995 millones de barriles de aceite y 1,199 millones de pies³ de gas, se cuenta con un total de 117 pozos perforados de los cuales 49 se encuentran activos con una producción promedio diaria de 75 mil barriles de aceite y 91 millones de pies³ de gas. Además se realizó la inyección con gas amargo, para fundamentar la necesidad de un proyecto de mantenimiento de presión, con el cual se observa una reducción de la declinación de la presión. La producción de agua alcanzó un valor cercano al 25 %. La producción en 2007 fue de 71,960 barriles de aceite diarios y 81.35 millones de pies³ de gas ^(67, 70).

Etapas 5 (2007 – 2015)

En 2007 se comenzó la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de presión con un gasto de 90 millones de pies³ diarios a una presión promedio de 281 kg/cm². En 2010 se tenía una producción de 39,630 barriles de aceite diarios y 124 millones de pies³ de gas diarios. Por problemas mecánicos en los pozos (canalizaciones detrás de TR) de inyección de nitrógeno, se tuvo que hacer un paro en la planta a finales de 2011, con lo cual reanudo actividades hasta principios de 2012 con una inyección de 50 millones de pies³ diarios, con 37 pozos operando (productores más inyectores) ^(67, 70).

En 2015 el Campo Carbonatos contaba con 157 pozos perforados, de los cuales 37 están en operación (productores más inyectores), con un acumulado de 1,178 millones de barriles de aceite y 1,583 millones de pies cúbicos de gas, con una producción promedio de 11,150 barriles de aceite diarios y 86.52 millones de pies³ diarios de gas. La producción de agua se incrementó ⁽⁶⁹⁾.

6.1.3.1 Análisis de los bloques del Campo

De acuerdo al comportamiento de parámetros como la presión, espesores, fallas, petrofísica, conexión hidráulica entre pozos, el Campo Carbonatos se dividió en 6 bloques para facilitar su estudio, figura 6.8 ^(22, 69).

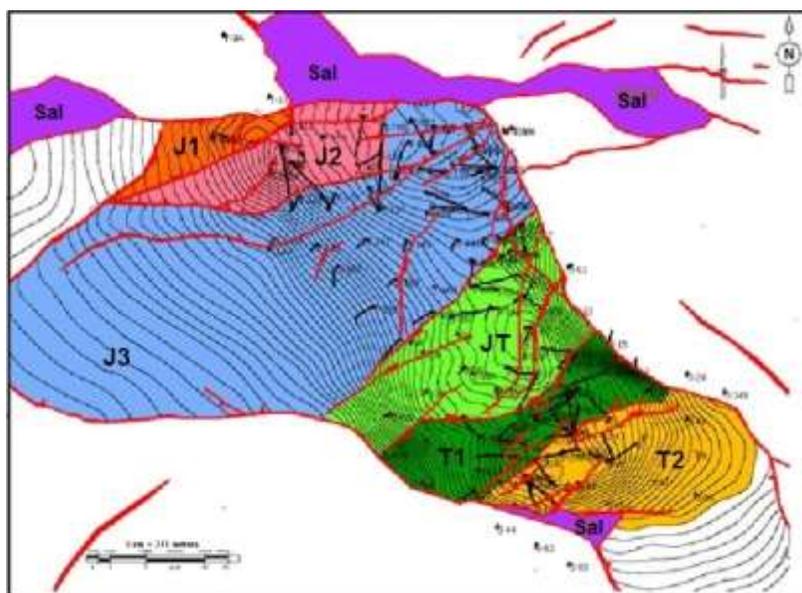


Figura 6.8. División de bloques del Campo Carbonatos ⁽⁶⁹⁾. Cuenta con 6 bloques que son Jade 1 (J1), Jade 2 (J2), Topacio 3 (T3), Jade - Topacio (JT), Topacio 1 (T1) y Topacio 2 (T2).

Todos los bloques tienen presencia en las tres formaciones productoras (KI, JST y JSK), la tabla 6.2 muestra los datos de producción, inyección, relación gas – aceite (RGA) y presiones ⁽⁶⁹⁾.

Tabla 6.2 Datos por Bloque ⁽⁶⁹⁾

Bloque	Np (mmb)	Gp (mmpc)	Wp (mmb)	RGA (m ³ /m ³)	Pws (kg/cm ²)
T1	3.13	3.12	0.02	61	160
T2	64.39	77.00	2.03	465	292
T3	281.76	365.84	17.30	1,094	287
JT	329.31	424.87	10.85	848	225
J1	287.93	393.36	4.23	1,620	210
J2	200.08	263.25	2.02	1,642	217

De la tabla anterior podemos observar que la producción de agua se ha presentado en todos los bloques siendo los más afectados los bloques T3 y JT, esto debido al acuífero con que cuenta el yacimiento, cuya aparición y avance se abordará más a detalle dentro del mismo capítulo.

La mayoría de los bloques se encuentran por debajo de la presión de saturación, por lo que se presenta la aparición del casquete de gas en varias de las zonas del campo; el incremento en su volumen fue causado por la inyección de nitrógeno y su avance se analizará en apartados posteriores.

También se observa que los bloques T3, JT y J1 son los que han aportado la mayor parte de la producción acumulada del campo. Los bloques T3, J1 y J2 son los que cuentan con los valores de RGA más altos.

6.1.4 Mecanismos de empuje

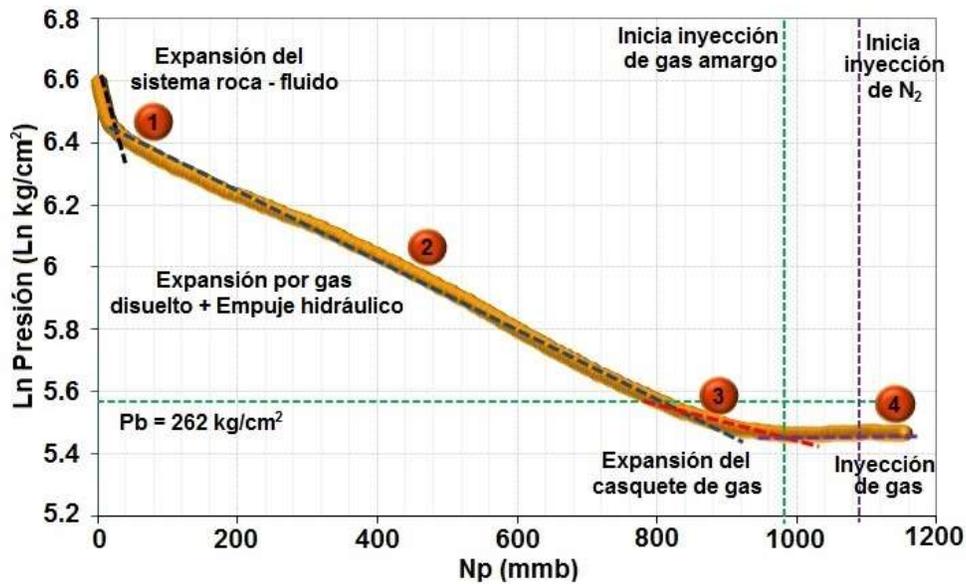


Figura 6.9. Gráfica semilogarítmica de Presión contra producción acumulada. Se distinguen cuatro etapas, la primer etapa es la expansión del sistema roca –fluido, la segunda etapa es la expansión por gas disuelto + empuje hidráulico, la tercera es la expansión del casquete de gas y la cuarta etapa presenta una combinación entre el empuje hidráulico y la expansión del casquete de gas ayudados por la inyección de nitrógeno ⁽⁶⁹⁾.

La determinación de los mecanismos de producción existentes en el Campo Carbonatos, se analizó construyendo una gráfica de presiones contra la producción acumulada y posteriormente realizando un análisis de pendientes, se identificaron cuatro etapas de producción a las cuales se les atribuyó un mecanismo de empuje ⁽⁶⁹⁾, figura 6.9.

De la figura 6.9 las cuatro etapas deben validarse mediante distintos métodos como se vio en el punto 4.2 de esta tesis, siendo el más preciso y utilizado el de balance de materia. Con esta información y analizando en conjunto las historias de presión y producción fue posible construir la tabla 6.3, donde se muestran los mecanismos de empuje predominantes durante las etapas de explotación, su aportación a la producción.

Tabla 6.3 Análisis de los mecanismos de empuje a lo largo de la explotación ⁽⁶⁹⁾

Mecanismo	Período (años)	Np (mmb)	ΔP (kg/cm ²)	$\Delta P/t$ (kg/cm ² /año)
Expansión del sistema roca – fluido	2.8	16.89	95	36.6
Expansión por gas disuelto + empuje hidráulico	17.6	862.49	393	21.5
Expansión del casquete de gas	2.8	84.59	9	3.17
Expansión por la inyección de gas	10.5	204.03	0	0

Cabe señalar de la tabla 6.3 que la variación de la presión con respecto al tiempo es cero, debido a que el programa de inyección de gas es de mantenimiento de presión. Por lo tanto se inyecta gas equivalente a los hidrocarburos que se producen para compensar el vaciamiento del yacimiento. El modelo de inyección, el gas a inyectar y sus efectos se tratará más a detalle en los apartados siguientes.

6.1.5 Modelo de inyección

Debido a la declinación de la presión y producción del campo, comenzaba a ser evidente la necesidad de inyectar energía al yacimiento para incrementar o en su defecto mantener la

producción del campo, esto con alguno de los métodos de recuperación secundaria o mejorada.

6.1.5.1 Estudio de preselección

Conforme a los criterios vistos anteriormente en los apartados 5.2 y 5.3 de esta tesis, se descartaron los procesos térmicos ya que se tiene un yacimiento naturalmente fracturado muy profundo, lo que repercute en pérdidas considerables de calor; la formación recomendada para estos procesos son las areniscas. Dadas las altas temperaturas del campo, la inyección de químicos quedó descartada, además de dificultarse su aplicación en carbonatos.

Todos los métodos de inyección de gases (bióxido de carbono, gases hidrocarburos y nitrógeno y gases de combustión) pueden aplicarse, ya que la temperatura solo influye en el tipo de desplazamiento miscible o inmisible, además es muy favorable en yacimientos de aceite volátil ya que previene la migración de aceite al casquete de gas originado por el empuje por agua, pueden usarse como método de mantenimiento de presión y recuperación adicional, entre muchas otras ventajas, por lo que se deberán analizar los gases uno a uno para determinar cuál sería el adecuado ⁽⁶⁹⁾.

El **gas natural** presenta resultados satisfactorios a nivel mundial, además de no contaminar los fluidos producidos por lo que no se requerirá un proceso de limpieza. Sin embargo, la demanda de gas natural eleva su costo, el cual no compensa el incremento de producción en comparación con venderlo para consumo ^(70, 71).

El **bióxido de carbono** es el gas con más aplicaciones debido a las altas recuperaciones de hidrocarburos, esto debido a que genera miscibilidad con la mayoría de los aceite, además sino se logra la miscibilidad ofrece mecanismos como la reducción de la viscosidad y la tensión interfacial. Las limitantes en su aplicación son su disponibilidad ya que aunque la región Sur cuenta con yacimientos de bióxido de Carbono, parte de su producción ya se encuentra comprometida con otros proyectos, por lo que el excedente no cubre las necesidades del Campo Carbonatos. Además de producir corrosión en las tuberías, es necesario separarlo de los fluidos producidos para poder reinyectarlo nuevamente, lo que eleva su costo ^(70, 71).

Los **gases de combustión** (formados principalmente por N₂ y CO₂) fueron descubiertos a la par que la inyección de gas natural, las compañías anteriormente quemaban un volumen de gas natural para obtener hasta nueve veces el mismo volumen en gas de combustión,

es decir, por cada pie cúbico de gas que se quemaba se obtenían nueve pies cúbicos de gas de combustión que se podían inyectar al yacimiento. Sin embargo, la combustión de estos gases además de N_2 y CO_2 , produce óxidos de azufre, oxígeno y vapor de agua, que como se vio en el apartado 3.3, estos compuestos se pueden mezclar con el agua de formación, provocando corrosión e incrustaciones. Para el suministro se encontró un proveedor de gases de combustión, una cementera de la zona, el problema fueron los costos de los procesos de limpieza ^(70, 71).

El **nitrógeno** es el gas más económico que se inyecta a los yacimientos para mantenimiento de presión, es inerte y de disponibilidad ilimitada, puede aplicarse en condiciones inmiscibles y miscibles (dependiendo de las condiciones). Al igual que el resto de gases no hidrocarburos debe separarse de los fluidos producidos, para reinyectarlo y comercializar el gas ^(70, 71). Presenta como ventaja que la misma planta generadora puede adaptarse para separar el gas de los hidrocarburos como se vio en el punto 5.6 de la misma tesis.

6.1.5.2 Pruebas de laboratorio

Aun analizando las ventajas y desventajas que ofrecen la inyección de gases, es necesario el realizar las pruebas de laboratorio correspondientes para conocer el comportamiento que tendrán con los hidrocarburos, las cuales se presentan a continuación.

La **presión mínima de miscibilidad (PMM)** se evaluó con experimentos de tubo delgado para el caso del CO_2 y N_2 , figuras 6.10 y 6.11 respectivamente. Por tener el CO_2 , la menor PMM y el N_2 la mayor de los gases que se desean inyectar, quedando la PMM de los gases de combustión entre estos dos valores no se le realizó dicha prueba, al igual que al gas natural por ser miscible al primer contacto ^(70, 71).

Si la presión en 1999 (fecha en que se realizaron las pruebas) del Campo Carbonatos era de 290 kg/cm^2 , esto implica que el aceite del campo Carbonatos es totalmente miscible con CO_2 , pero inmisible con N_2 , y que la presión con mezclas de $CO_2 - N_2$, variará entre 228 (100% CO_2) y 337.1 kg/cm^2 , (100 % N_2).

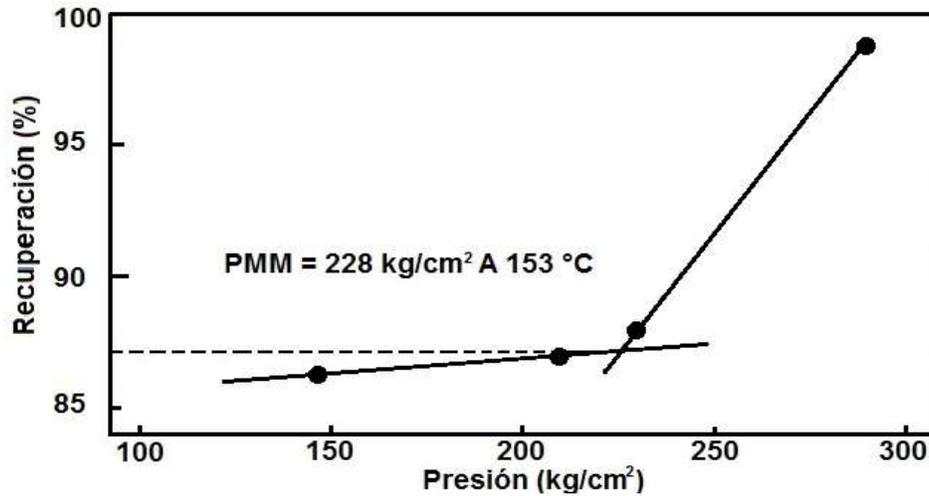


Figura 6.10. Evaluación de la Presión Mínima de Miscibilidad con CO_2 para el aceite del Pozo Jade – 26⁽⁷¹⁾. La prueba se realizó a una temperatura de 153 °C, se determinaron cuatro puntos experimentales y se obtuvo una PMM de 228 kg/cm^2 .

Se realizaron análisis de **precipitación de asfaltenos** debido a la aparición de los mismos al poco tiempo de comenzar la explotación del campo, lo que ha provocado taponamientos en pozos y fracturas que han tenido que ser tratadas. Los asfaltenos se han presentado en aceites ligeros con concentraciones de $\text{C}_1 - \text{C}_3$ mayores al 37 % mol, C_{7+} menor al 46 %^(70, 71).

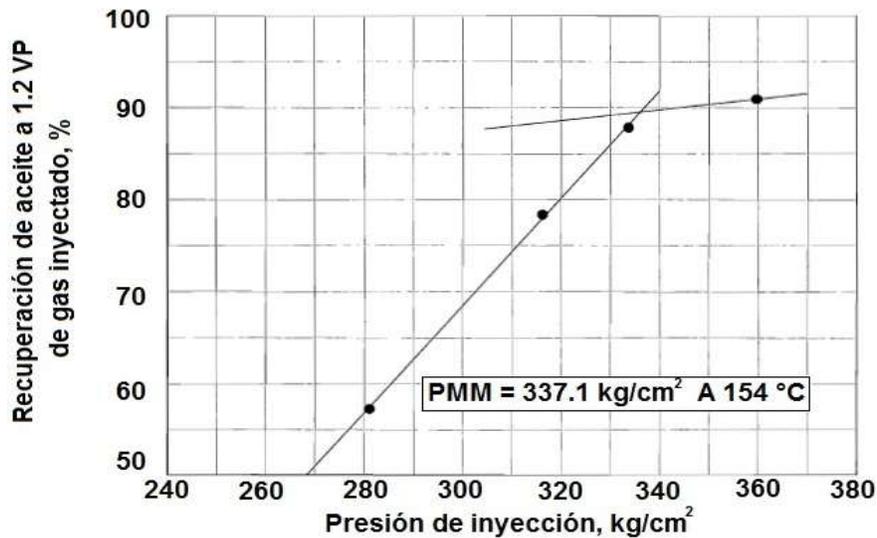


Figura 6.11. Evaluación de la Presión Mínima de Miscibilidad con N_2 para el aceite del Pozo Jade – 25⁽⁷¹⁾. La prueba se realizó a una temperatura de 154 °C, se determinaron cuatro puntos experimentales y se obtuvo una PMM de 337.1 kg/cm^2 .

Para un aceite representativo del Campo Carbonatos se tiene una concentración de $C_1 - C_3$ de 60.36 % mol, C_{7+} de 27.86 % mol, el contenido de asfáltenos de 0.595 % peso y una diferencia entre la presión inicial del yacimiento y la de saturación de 445 kg/cm². Estas características es lo que han hecho el aceite del Campo Carbonatos propicio a la precipitación de asfáltenos, por tal motivo se realizaron estudios de **comportamiento de fases, titulación y pruebas de desplazamiento**, para determinar la presencia de asfáltenos y si el ritmo de inyección influye en la depositación de estos ^(70, 71).

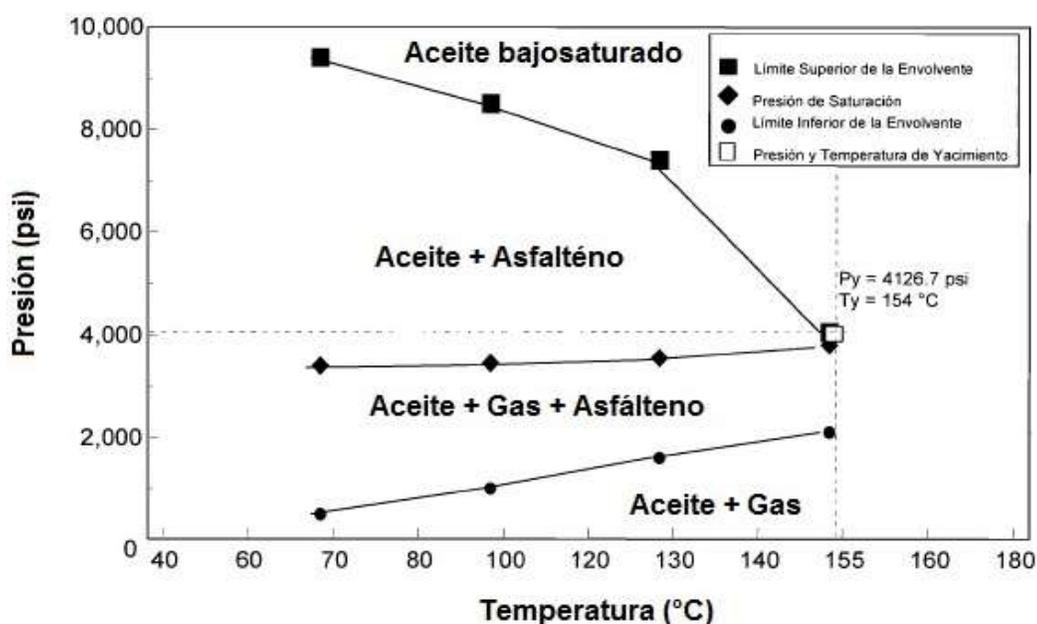


Figura 6.12. Envoltorio de formación de asfáltenos del Pozo Jade – 25 ⁽⁷¹⁾.

Se efectuó un **estudio de comportamiento de fases** a dos muestras de aceite preservado de los pozos Jade – 25 y Topacio 117, figuras 6.12 y 6.13 respectivamente. En ambas figuras se observa que la formación de asfáltenos se presenta conforme se disminuye la presión y la temperatura, por lo que a condiciones originales y las condiciones al momento de la prueba (2001) no se presentan los asfáltenos en la formación ^(70, 71).

ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL CAMPO CARBONATOS

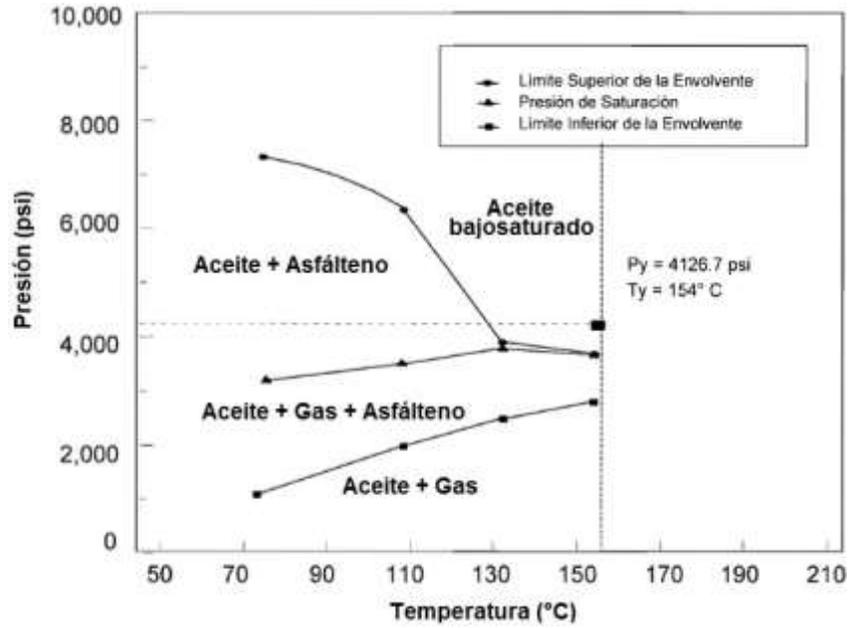


Figura 6.13. Envoltente de formación de asfáltenos del Pozo Topacio – 117 ⁽⁷¹⁾.

Si las figuras 6.12 y 6.13 se ajustarán con sus respectivos perfiles dinámicos de presión y temperatura, se puede detectar la profundidad a la cual se tienden a formar los asfáltenos en los pozos, figuras 6.14 y 6.15.

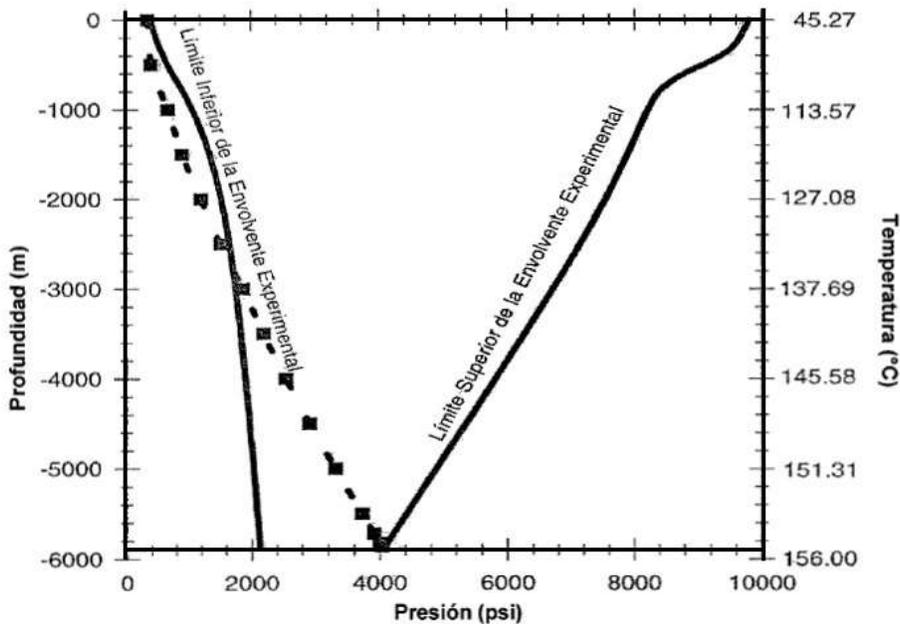


Figura 6.14. Acoplamiento de la envoltente de fases con el perfil dinámico (P – T) del Pozo Jade -25 ⁽⁷¹⁾. Se observa que la formación de asfáltenos se produce en el fondo del pozo a una presión de 4052 psi (285 kg/cm²) y temperatura de 154 °C lo que equivale a 5860 m, y desaparece a presión de 1700 psi (120 kg/cm²) y temperatura de 135 °C, es decir 3000 m.

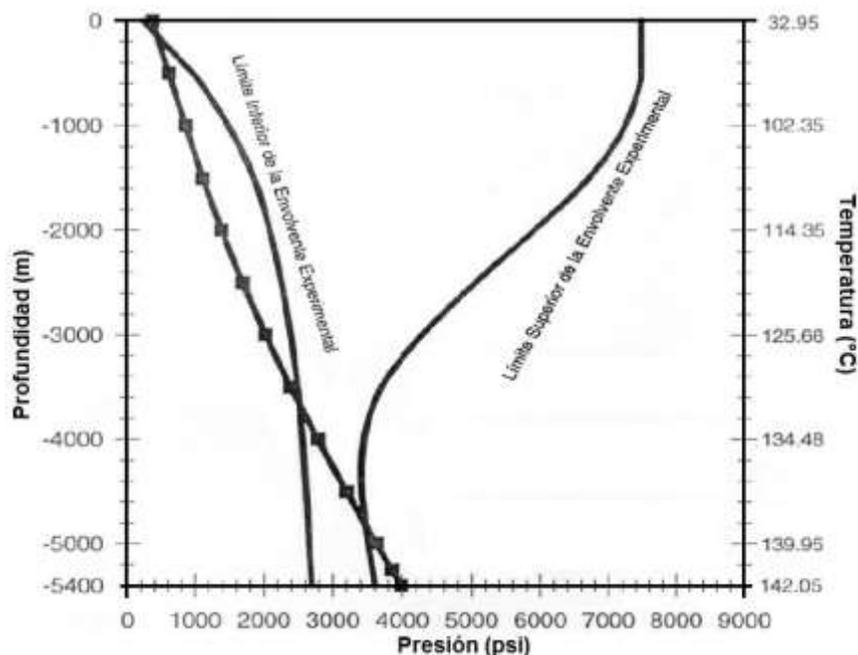


Figura 6.15. Acoplamiento de la envolvente de fases con el perfil dinámico (P – T), del Pozo Topacio – 117 ⁽⁷¹⁾. Se observa que la formación de asfáltenos se presentará de una presión de 3450 psi (243 kg/cm²) y temperatura de 138.9 °C lo que equivale a 4800 m, y desaparece a presión de 2500 psi (176 kg/cm²) y temperatura de 132 °C, es decir a 3750 m.

Del estudio de asfáltenos se percibe que es un problema serio que puede agravarse con la inyección de los gases que son factibles de ser inyectados, por lo que se debe analizar el efecto que pueden tener sobre la precipitación de asfáltenos para esto se realizaron pruebas de titulación.

Las **pruebas de titulación** consisten en inyectar el gas propuesto a un volumen de aceite representativo del campo, observar a través de un haz de luz si hay precipitación de asfáltenos y medir el volumen de gas inyectado al momento en que se presentan. Dichas pruebas se realizaron a condiciones de 3,950 psi (278 kg/cm²) y 144 °C, los gases que se usaron fueron gas natural, bióxido de carbono puro, nitrógeno puro y mezcla de 75 % N₂ y 25 % CO₂, se utilizaron 30 cm³ de aceite en todas las muestras ^(70, 71).

En estas pruebas se determinó que la precipitación de asfáltenos se presentaba primero en el CO₂ tras haber inyectado 1.4 cm³, luego en el gas natural con 2 cm³, el gas N₂/CO₂ con 2.7 cm³ y el último fue el N₂ con 2.8 cm³ inyectados antes de la precipitación de asfáltenos. Cabe destacar que la presencia de asfáltenos no necesariamente implica que se depositarán en los poros, reduciendo la porosidad y la permeabilidad, ya que el depósito de estos dependerá del ritmo de flujo, por ello se realizaron pruebas de reducción de permeabilidad ^(70, 71).

Las **pruebas de reducción de permeabilidad** se realizaron con el fin de evaluar el comportamiento de depósito de asfáltenos bajo condiciones dinámicas, dichas pruebas se realizaron en tubo delgado por no disponer de núcleos a 4,000 psi (282 kg/cm²) y 154 °C. Se utilizó el aceite del Pozo Topacio – 117, salmuera de 20,000 ppm y como fluido de desplazamiento el N₂, los ritmos de inyección fueron 5, 10 ml/hr ^(70, 71), figura 6.16.

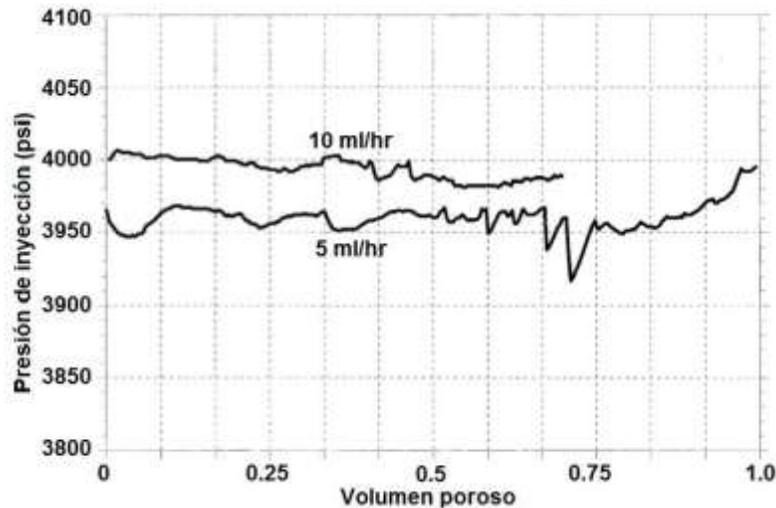


Figura 6.16. Comportamiento de la presión de inyección durante la prueba de desplazamiento. Se observa que a un ritmo de inyección de 10 ml/hr, la variación de la presión es poca, mientras que a un ritmo de inyección de 5 ml/hr una vez inyectados 0.75 volúmenes porosos se observa una clara tendencia a incrementar la presión ⁽⁷¹⁾.

En la figura 6.16 se observa que al reducir la presión del sistema se presenta la formación de asfáltenos tal como se vio en las figuras 6.12 y 6.13 del estudio de comportamiento de fases, esto involucra una reducción de la permeabilidad en un 63 % en el medio poroso.

Tras realizar las distintas pruebas y considerar los análisis del estudio de preselección, aunque el CO₂ ofrezca mejores valores de recuperación, la fuente disponible de suministro no es suficiente para satisfacer la demanda del Campo Carbonatos. Los cuatro gases presentan el problema de formación de asfáltenos siendo más severos con CO₂ y menores con N₂, por lo que el CO₂ será un gas conflictivo en el campo.

Aunque el gas natural se ve favorecido en el aspecto técnico, el costo de usarlo como inyección en lugar de venderlo no representa ganancias, además de que se espera que su costo se eleve en próximos años debido a la demanda ⁽⁷²⁾.

Los gases de combustión y el N₂, como se ha comentado tienden a comportarse de forma similar, tanto en aplicaciones como en el estudio de precipitación de asfáltenos. Aunque los gases de combustión presentan una PMM menor que la del nitrógeno, en los

proyectos donde se ha utilizado genera problemas de corrosión, además de que los costos de limpieza son mayores. Con todos estos argumentos **se optó por utilizar el nitrógeno** ya que es un gas inerte, de bajo costo, la misma planta que lo produce puede usarse para limpiar el nitrógeno de los hidrocarburos producidos y reinyectarlo.

Debido a que la presión del yacimiento se encuentra muy por debajo de la PMM, es decir no es miscible, se inyectará nitrógeno en el casquete de gas para incrementar el volumen de este, con el fin de mantener la presión y que el empuje por casquete de gas aporte una mayor recuperación. Con lo cual se deben de realizar las pruebas de difusión y de hinchamiento para el nitrógeno ^(70, 71).

La **prueba de difusión** se realizó utilizando fluidos del Pozo Topacio – 117, la prueba se realizó utilizando nitrógeno con pureza del 100 %, presión de 260 kg/cm², temperatura de 152 °C, en una celda PVT bajo condiciones estáticas, inyectando el nitrógeno en la parte superior, en un período de 69 horas ^(70, 71).

Durante el experimento se observó que la inyección de nitrógeno en el aceite ocasionó un incremento de la presión, a su vez que redujo el volumen de aceite esto debido a la vaporización de los componentes ligeros, se obtuvo un incremento de 5.04 % de la presión, es decir se incrementó de 260 a 273 kg/cm², durante las primeras dos horas se alcanzó el 90 % de dicho incremento (272 kg/cm²). Mientras que la vaporización del aceite fue de 7.12 %, la tabla 6.4 muestra la comparación entre la composición del fluido original con la composición vaporizada ^(70, 71).

Tabla 6.4 Comparación de las composiciones del líquido original con el líquido a condiciones de extracción.

Componentes	Parte superior (% mol)	Parte media (% mol)	Parte inferior (% mol)	Original (% mol)
CO ₂	9.074	7.413	7.390	1.112
N ₂	1.653	1.520	1.566	1.570
H ₂ S	0.446	0.409	0.401	0.489
C ₁	41.344	37.231	36.774	42.806
C ₂	9.527	9.355	9.343	9.299
C ₃	6.889	7.030	7.004	6.681
IC ₄	1.412	1.470	1.423	1.343
nC ₄	4.093	4.297	4.220	3.207
IC ₅	2.102	2.238	2.097	1.504
nC ₅	2.562	2.771	2.544	1.703
C ₆₊	20.897	26.266	27.238	30.284
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

En la tabla 6.4 es más fácil observar que el metano y el etano se vaporizaron, mientras que los componentes desde el propano hasta el heptano se enriquecieron, además existe una disminución de los componentes pesados, los cuales formaron la mayor parte del líquido residual en la celda, finalmente se observa un aumento del CO₂ en el líquido.

En la tabla 6.5 Se presenta la composición del gas del casquete y del gas liberado del líquido de la prueba de difusión del Pozo Topacio – 117. De la tabla 6.5 podemos notar fácilmente el contraste entre la parte superior del casquete y el gas que se libera en la zona inferior, donde el primero tiene una mayor cantidad de componentes ligeros, pero el segundo es más rico en componentes intermedios.

Tabla 6.5 Composiciones del casquete de gas y del gas liberado del líquido ^(70, 71)

Componentes	Casquete de gas		Gas liberado del líquido	
	Parte superior (% mol)	Parte inferior (% mol)	Parte superior (% mol)	Parte inferior (% mol)
CO ₂	18.407	18.307	11.805	10.523
N ₂	1.973	2.011	2.151	2.230
H ₂ S	0.168	0.292	0.580	0.571
C ₁	58.938	58.681	53.723	52.272
C ₂	9.540	9.554	12.236	13.104
C ₃	5.415	5.357	8.476	9.373
IC ₄	0.904	0.925	1.605	1.747
nC ₄	2.269	2.343	4.375	4.858
IC ₅	0.792	0.850	1.829	1.923
nC ₅	0.868	0.886	1.888	1.952
C ₆₊	0.726	0.794	1.332	1.447
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

El coeficiente de difusión se calculó variando el contenido de nitrógeno a diferentes en el aceite de la celda PVT a diferentes profundidades de la misma y aplicando la ecuación de difusión con sus respectivas condiciones de frontera a un tiempo de 70 horas, calculado de la prueba fue de $4.96 \times 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{seg}$ ^(70, 71).

Las **pruebas de hinchamiento** fue realizada con los fluidos del Pozo Topacio – 117, para lo cual se agregó un volumen de 46.82 cm³ de aceite, a una presión de 260 kg/cm² y temperatura de 152 °C. A la cual se le agregaron 5.02 cm³ de nitrógeno a las mismas condiciones, lo cual equivale a 10.72 % del volumen original de aceite. La inyección de

nitrógeno propició que se incrementara la presión de saturación de 258 kg/cm^2 del fluido original a 366 kg/cm^2 ^(70, 71).

Es necesario realizar un experimento de separación diferencial o de agotamiento a volumen constante con el fin de determinar las propiedades PVT referidas a la nueva presión de saturación (366 kg/cm^2), para poder tener mejor conocimiento sobre el comportamiento que se presentará con la inyección de nitrógeno.

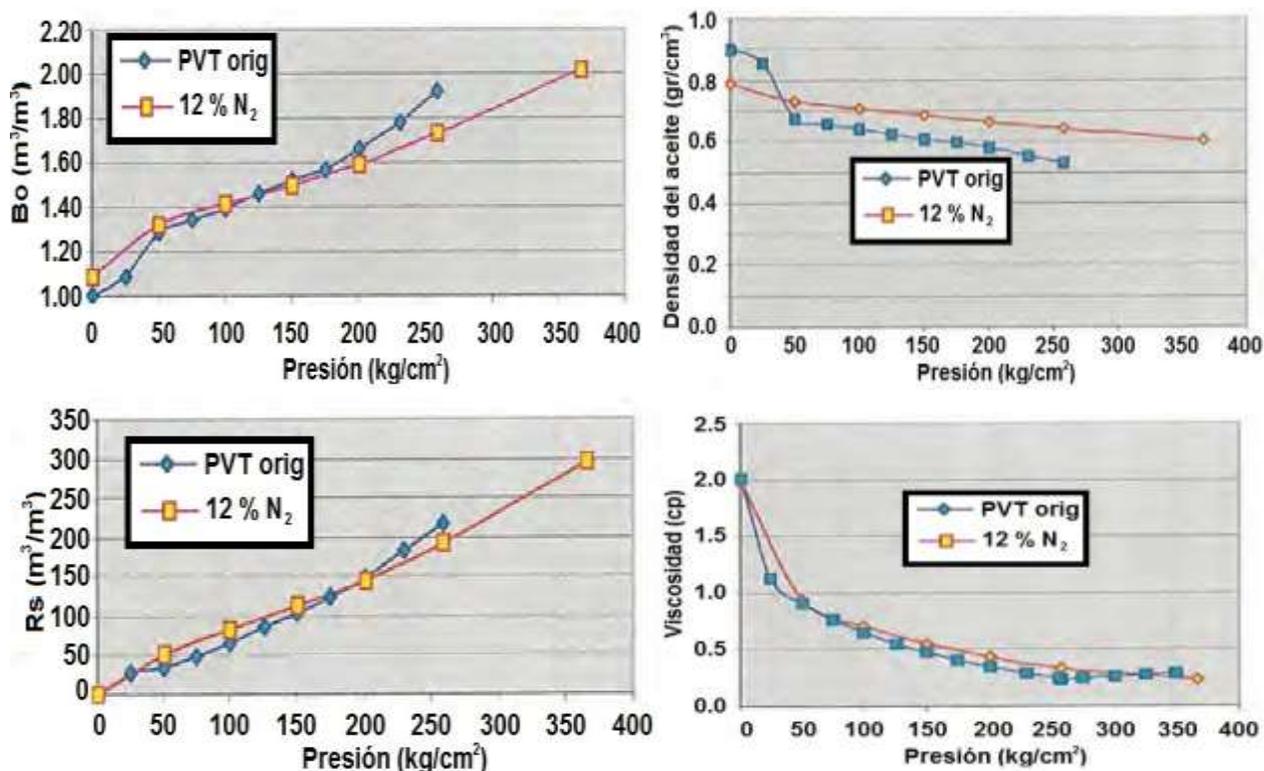


Figura 6.17 Gráficas de comparación entre el PVT original y el PVT con la nueva presión de saturación tras la inyección de nitrógeno ⁽⁷¹⁾.

En la figura 6.17 las curvas solo consideran los datos hasta la presión de saturación original (262 kg/cm^2) y con 12 % nitrógeno (366 kg/cm^2). El factor de volumen el aceite (Bo) tiende a disminuir a presiones cercanas a la presión de burbuja pero la curva se invierte en un valor cercano a los 150 kg/cm^2 . Para el caso de la relación de solubilidad (Rs) se observa un caso parecido al Bo, ya que a presiones cercanas a la presión de saturación es menor pero esta curva también se invierte.

Por su parte la densidad del aceite se incrementa cerca de la presión de saturación pero esta diferencia va disminuyendo a presiones más bajas, esto se debe a la vaporización de

componentes ligeros como se vio en la tabla 6.4. Finalmente la viscosidad del aceite se ve ligeramente incrementada producto de la vaporización de los componentes ligeros.

6.1.5.3 Casos de predicción

Dado que la presión mínima de miscibilidad del nitrógeno se encuentra muy alejada de la presión del yacimiento al tiempo del estudio (1999), el nitrógeno se utilizará para operaciones de mantenimiento de presión, como se discutió en el punto 5.5 de la tesis, se debe realizar otro análisis técnico – económico para determinar el mejor gasto de inyección ^(72, 73).

Para esto se realizó la predicción de tres casos con el programa MEFID, para determinar el escenario que genera la mejor alternativa, dichos casos se analizaron en un plazo de 15 años. Estas predicciones son ^(72, 73):

- **Caso 1: Operaciones continuas**, solo se realizan operaciones de mantenimiento a instalaciones superficiales, ductos y pozos.
- **Caso 2: Caso 1 + Proceso de mantenimiento de presión con inyección de 120 mmpcd de nitrógeno**, se perforan 21 pozos intermedios y 2 pozos inyectores, se acondicionan 2 pozos productores como inyectores y 18 reparaciones mayores.
- **Caso 3: Caso 1 + Proceso de mantenimiento de presión con inyección de 65 mmpcd de nitrógeno**, se perforan 21 pozos intermedios y 1 pozo inyector, se acondicionan 2 pozos productores como inyectores y 18 reparaciones mayores.

En su momento se incluyó un caso 4 que era el caso 1 + proceso de mantenimiento de presión con inyección de 40 mmpcd de nitrógeno, pero sus indicadores económicos resultaron muy similares a los de 65 mmpcd, pero este último presenta una mejor opción ya que mantiene la presión del yacimiento a un nivel mayor, con lo cual se tiene una mejor recuperación de hidrocarburos ^(72, 73).

La tabla 6.6 muestra las premisas utilizadas para el análisis económico del programa de mantenimiento de presión con la inyección de nitrógeno en el Campo Carbonatos, además se consideraron una tasa de descuento real del 10%, obligaciones fiscales de 65 % impuestos con la Nación, cambio promedio de 10.4383 pesos por cada dólar, y un costo de 0.9 dls/mpc de nitrógeno ^(72, 73).

Tabla 6.6 Resumen de premisas para la evaluación de proyectos ^(72, 73)

	Precios de los hidrocarburos							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 - 2017
Crudo superligero de exportación (dls/Bl)	16.91	17.40	17.89	17.84	17.79	17.73	17.68	17.63
Crudo superligero nacional (dls/bl)	16.91	17.40	17.89	17.84	17.79	17.73	17.68	17.63
Condensado Amargo (dls/bl)	10.42	10.66	10.96	11.04	11.11	11.12	11.17	11.21
Gas húmedo amargo (dls/Mpc)	2.18	2.22	2.29	2.36	2.41	2.45	2.48	2.50
Costos de Operación y Mantenimiento						0.583 dls/bpce		
Costos de Transporte de aceite y condensados						0.452 dls/bl		
Costos de Transporte de gas						0.648 dls/bpce		
Destinos de la producción de aceite					76 % Exportación y 24 % Nacional			
Destinos de la producción de gas y condensados					100 % Nacional			

La tabla 6.7 presenta un resumen del análisis económico correspondiente a los escenarios de explotación para el período de 2003 – 2017.

Tabla 6.7 Análisis económico del caso de operaciones continuas y estrategias de explotación del Campo Carbonatos ^(72, 73)

Caso	Reserva recuperada		Inversión MM\$	VPN MM\$	Índice de utilidad
	Aceite mmbbls	Gas mmmpc			
Operaciones continuas	319	468	3,718	33,402	15.7
Inyección N ₂ 65 mmmpcd	443	661	9,817	42,675	6.6
Inyección N ₂ 120 mmmpcd	452	738	10,876	43,768	5.9

Con el objeto de conocer los rangos de las variables de mayor impacto económico (inversión, volumen y precio de los hidrocarburos) se realizó un análisis de sensibilidad. El cual se presenta en la tabla 6.8.

Tabla 6.8 Análisis de sensibilidad a estrategias de explotación ^(72, 73)

Estrategia	Variación	Punto crítico
Caso 65 mmpcd N ₂	215 %	19,224 mm\$
Caso 120 mmpcd N ₂	199 %	21,436 mm\$
Volumen		
Caso 65 mmpcd N ₂	66 %	
Aceite		41.74 mmbls
Gas		65.29 mmpc
Caso 120 mmpcd N ₂	64 %	
Aceite		47.05 mmbls
Gas		95.63 mmpc
Precio		
Caso 65 mmpcd N ₂	64 %	
Aceite		6.27 dls/bl
Gas		0.79 dls/mpc
Caso 120 mmpcd N ₂	55 %	
Aceite		6.56 dls/bl
Gas		0.82 dls/mpc

De la tabla 6.8 se observa que para el caso de inversión el proyecto tiene como límite de incremento hasta 215 % donde solo se recupera la inversión sin ganancias. El volumen de hidrocarburos puede variar de 66 a 64 %, para recuperar la inversión sin obtener ganancias, puede concluirse técnica y económica que la **inyección de 65 mmpcd de N₂** representa la mejor estrategia de explotación para el Campo Carbonatos.

Tal como se discutió en el apartado 5.6, las fuentes de suministro de nitrógeno pueden ser membranas poliméricas, planta criogénica y resultado de los gases de combustión, este último se descartó por su costo de limpieza. Dado que se prevé se requerirán 65 millones de pies³ diarios de Nitrógeno, solo las plantas criogénicas son capaces de producir tal volumen de nitrógeno de lo contrario se requeriría más de una planta con membranas poliméricas, además las **plantas criogénicas** pueden adaptarse para separar el nitrógeno de los fluidos producidos, por eso se opta por estas últimas.

6.1.5.4 Prueba piloto

La prueba piloto se realizó con el objetivo de conocer el comportamiento de la inyección en un área pequeña que sea representativa del campo, la cual debe estar bien

caracterizada. Para el Campo Carbonatos se decidió que el área adecuada sería una zona formada por un arreglo de 9 pozos invertido, donde el pozo inyector es el Topacio 109 y los productores los pozos Topacio 107, 117, 119, 120, 129, 408, 428 y 429 ^(72, 73).

Para establecer el grado de comunicación entre los pozos del área piloto se efectuó una prueba de inyectividad en el Pozo Topacio 428 y se monitoreo la respuesta de los pozos Topacio, 120, 129, 408, 429 y 446. Para esto se inyectaron 18 barriles de solvente conteniendo el trazador Perfluoro – Metil – Ciclo – Pentano (PMCP), inyectando 455,500 m³ de nitrógeno a tres gastos diferentes 5, 15 y 20 mmpcd en un total de 26 horas, posteriormente se realizó una prueba de Fall – Off ^(72, 73).

Los pozos 429 y 446 presentaron el trazador un día después de la inyección, mientras que los pozos 120 y 408 lo presentaron dos días después. Considerando la distancia recorrida se observa que se tiene una irrupción muy rápida del trazador, esto debido a la presencia de varios canales de alta permeabilidad y el sistema de fracturas ^(72, 73).

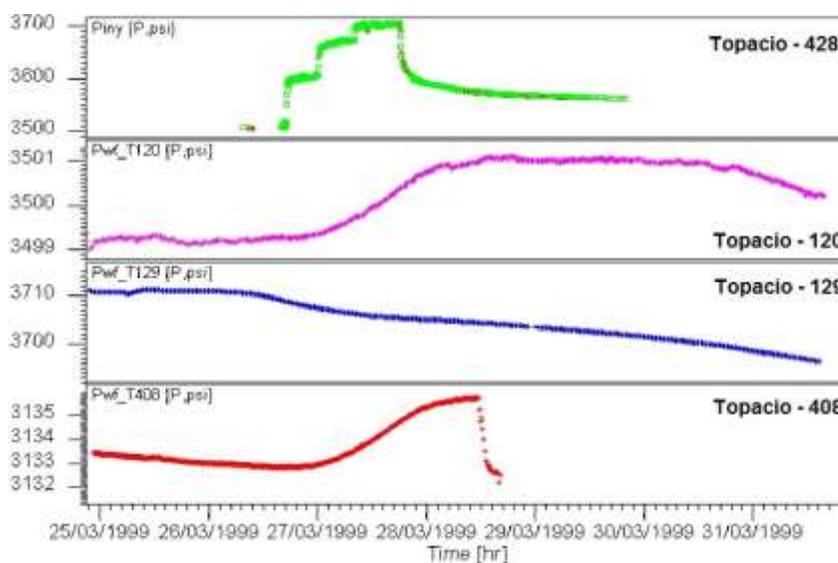


Figura 6.18. Respuesta de presión en el pozo inyector y los pozos observadores ⁽⁶⁹⁾.

La figura 6.18 presenta la respuesta de presión de fondo en el pozo inyector y los pozos observadores, de lo cual se observa una comunicación directa entre los pozos observadores y el pozo inyector, la inyección de nitrógeno no generó precipitación de asfáltenos.

Una vez que se contó con estas pruebas se realizó la prueba piloto como se tenía previsto siendo el pozo inyector el Pozo Topacio 109 la cual inició en 2003 y terminó en 2005, con gas dulce, posteriormente se realizó otra prueba de inyección en el pozo Jade – 521 en

2005 y termino en 2007, con gas amargo. En diciembre del 2007 se inició la inyección de Nitrógeno. En los siguientes puntos se manejan el seguimiento del proceso, los efectos que se presentaron, el avance de los contacto y terminará con el diagnóstico de ventanas de aceite, hasta el período actual (2015) de inyección ^(72, 73).

6.2 Seguimiento Anual de la Inyección

Para el año 2008 se contaba con 4 pozos inyectoros de nitrógeno (Jade – 600, Jade – 523, Topacio – 800, Topacio – 107) y un pozo inyector de gas amargo (Jade – 521), en este año se inyectaron 90 mmpcd (70 a Jade y 20 a topacio) de nitrógeno al campo, tal como se esperaba de las pruebas piloto el nitrógeno se hace notar rápidamente, figura 6.19. En diciembre del 2009 se diversifican los puntos de inyección con la finalidad de que el programa de mantenimiento de presión abarque la mayor cantidad de área posible ^(68, 69).

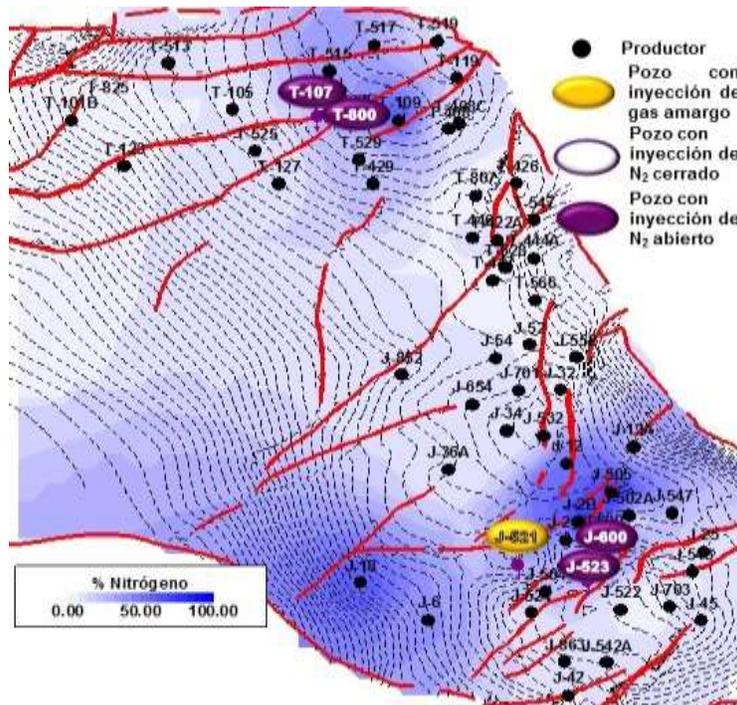


Figura 6.19. Comportamiento de nitrógeno en 2008. Se observa la ubicación de los 4 pozos inyectoros de nitrógeno, dos en el Campo Topacio con una inyección de 20 mmpcd y los otros dos en el Campo Jade con 70 mmpcd y se continuó con la inyección con gas amargo, en el pozo piloto J – 521. Además se aprecia una clara acumulación de nitrógeno en el Campo Jade ^(68, 69).

Para 2010 continua la estrategia de diversificar la inyección de nitrógeno por lo que se tiene 9 pozos inyectoros de nitrógeno y 2 de gas amargo, en la figura 6.20 se observa que la cantidad de nitrógeno es mayor en el Campo Jade que en el Campo Topacio. Se cierran los pozos productores con alta RGA (se queda con 43 pozos productores), por fines del proyecto mantenimiento de presión del Campo ^(68, 69).

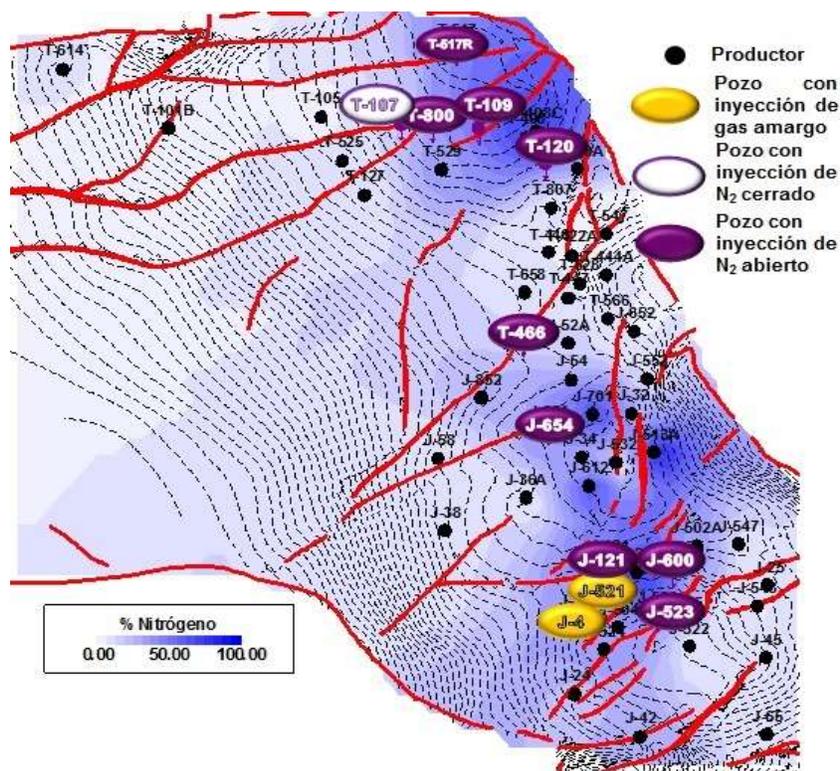


Figura 6.20. Comportamiento de la inyección de nitrógeno en 2010. Se cuenta con un total 9 pozos de inyección de nitrógeno y dos pozos de inyección de gas amargo. Los primeros se han distribuido de mejor manera en el campo, lo que ha propiciado que el nitrógeno se distribuya de mejor manera, en comparación con el año 2008 ^(68, 69).

A finales del 2011 se cierra la planta de nitrógeno debido a problemas técnicos en los pozos, provocando un paro en la inyección. Aunque en 2010 se cerraron pozos productores por alta RGA, se continúa con los mismos 43 pozos productores debido a la incorporación de nuevos pozos, en las ventanas de aceite ^(68, 69), de las cuales se hablará al final del capítulo.

En diciembre de 2012, se tenían dos pozos inyectoros de nitrógeno T – 517 y el J – 523, con los cuales se inyectaban 50 mmpcd (30 a Jade y 20 a Topacio). Para 2013 se siguen teniendo los mismos 2 pozos inyectoros de nitrógeno, pero se incorporó la estrategia de inyectar gas amargo contaminado con nitrógeno (GAC), el cual se compone de 70 %

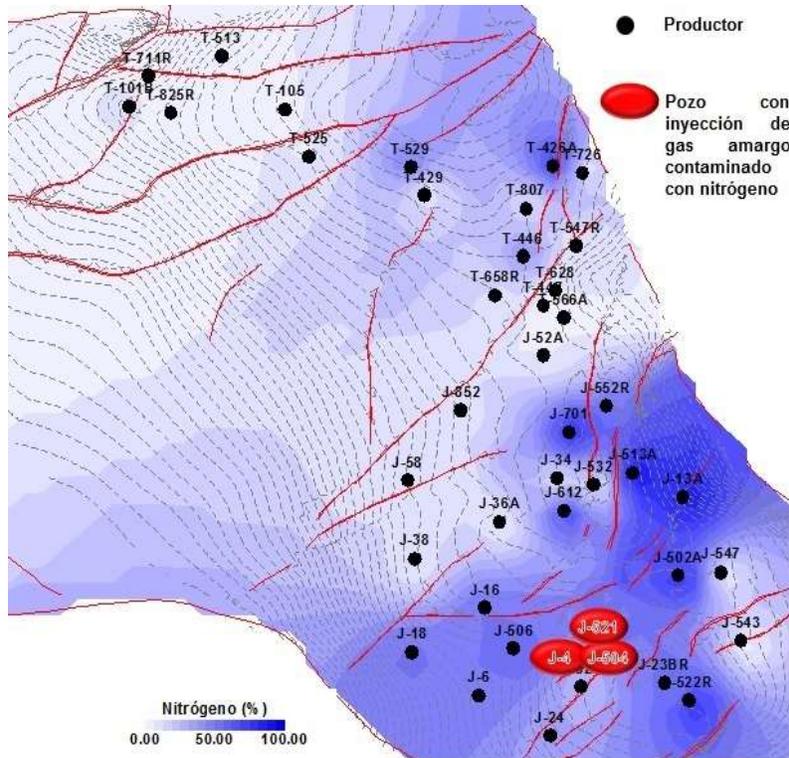


Figura 6.22. Comportamiento de la inyección de nitrógeno en 2015. Se observa que se tienen solo 3 pozos inyectoros de gas amargo contaminado con nitrógeno (J – 4, J – 504 y J – 521), por lo que el nitrógeno comienza a acumularse nuevamente en el Campo Jade ^(68, 69).

A continuación se analiza el comportamiento de dos pozos a manera de analizar la influencia que la inyección de nitrógeno tiene en la producción, figuras 6.23 y 6.24.

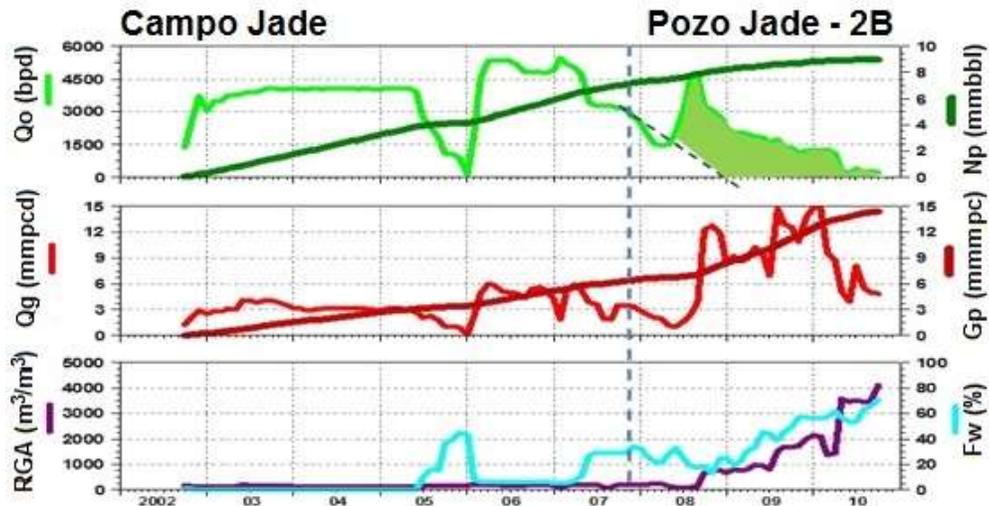


Figura 6.23. Comportamiento de la producción del Pozo Jade – 2B. Se observa que a mediados del 2006 el pozo tenía una mayor declinación el cual se redujo para posteriormente incrementar su gasto mensual de aceite, se controla y disminuye su gasto de agua ^(68, 69).

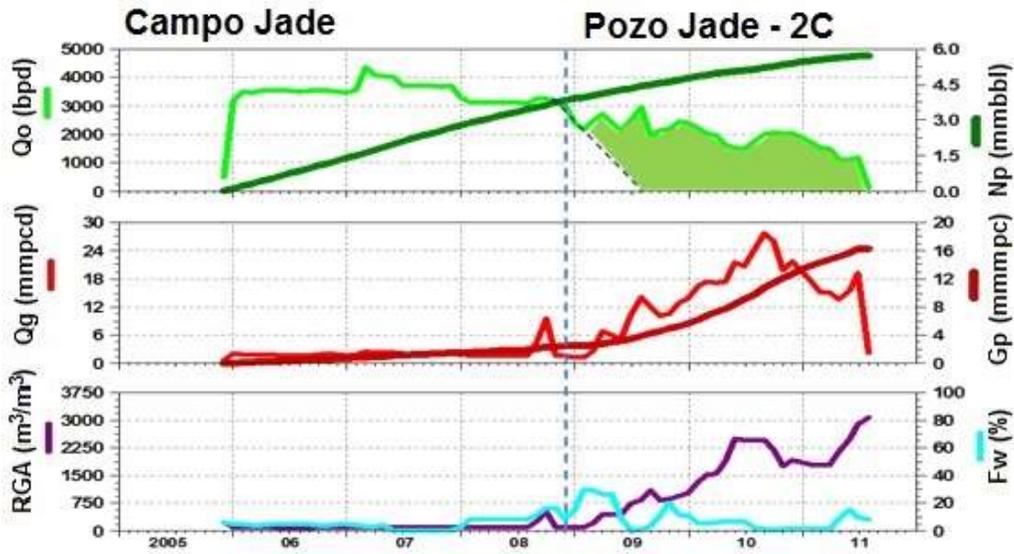


Figura 6.24. Comportamiento de la producción del Pozo Jade - 2C. Se observa que el pozo había comenzado su declinación al inicio de la inyección, así como un aumento en la producción de agua, el cual se reduce por los mismos efectos de la inyección, lo que se traduce a su vez en una disminución en la declinación ^(68, 69).

En las figuras 6.23 y 6.24 la línea punteada representa la declinación que hubiese seguido el pozo en el caso de que no se realizase la inyección de nitrógeno, mientras que la zona pintada de color verde representa en ambos casos la producción atribuible a la inyección de nitrógeno. Eso sin mencionar la disminución de la declinación de la presión como se aprecia en la figura 6.7.

Ahora se analizará el porcentaje mol del nitrógeno en los Campos Jade y Topacio, figuras 6.25 y 6.26 respectivamente.

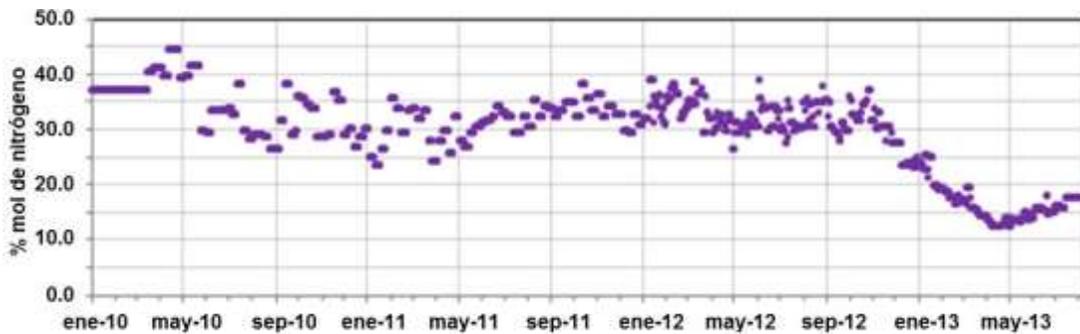


Figura 6.25. Comportamiento del porcentaje mol de nitrógeno del Campo Jade ^(68, 69).

En la figura 6.25 se observa que en el período de 2010 a 2011 existe una ligera disminución del porcentaje mol de nitrógeno debido a una mejor diversificación de la inyección. Posteriormente se mantiene estable hasta 2013 en un promedio de 35 % mol, posteriormente se produce una declinación del porcentaje mol originado por un incremento de la producción de agua, la cual se había estabilizado desde el inicio de la inyección.

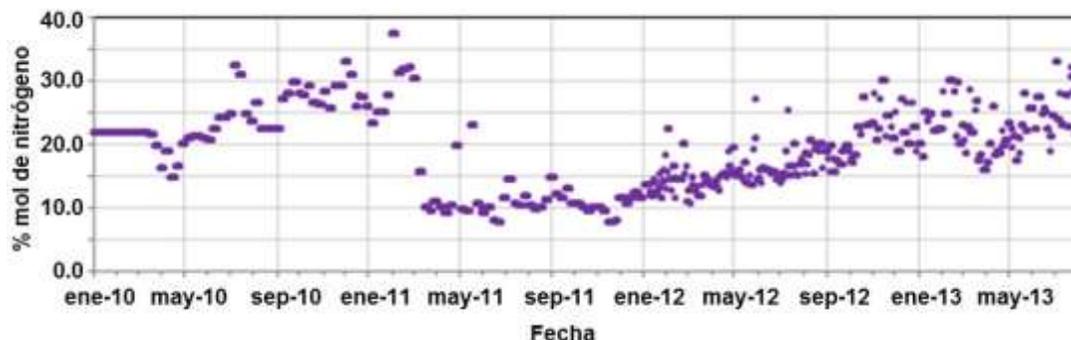


Figura 6.26. Comportamiento del porcentaje mol de nitrógeno del Campo Topacio ^(68, 69).

En la figura 6.26 se observa de mayo de 2010 hasta enero de 2011 un incremento del porcentaje mol de nitrógeno debido a la diversificación de pozos de inyección en el campo, tal como se mencionó anteriormente se decidió cerrar varios pozos con el fin de no producir el nitrógeno. Por lo que en mayo de 2011 el porcentaje mol cae abruptamente a 10 %. En 2012 comienza a incrementarse de nuevo el porcentaje mol de nitrógeno a 15 %. Para 2013 se incrementa el porcentaje esto debido a la incorporación de los pozos de inyección de gas amargo contaminado con nitrógeno, el cual está formado en su mayoría (70 %) por nitrógeno ^(68, 69).

6.3 Influencia de la Inyección de Nitrógeno

Además de los efectos notorios en la producción y presión del campo debidos a la inyección de nitrógeno existen otros efectos que se generan en los yacimientos, especialmente los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados, como es el caso del Campo Carbonatos. La producción de los yacimientos naturalmente fracturados se ve, la segregación gravitacional, convección y difusión ⁽⁶⁴⁾.

6.3.1 Segregación gravitacional

Los yacimientos naturalmente fracturados se caracterizan porque las fracturas pueden actuar como canales de alta conductividad para los fluidos del yacimiento lo cual resulta en una buena comunicación en el yacimiento. Así como se vio en el Capítulo 4 estos yacimientos se caracterizan por tener una baja Relación Gas – Aceite (RGA) en los pozos ubicados en la zona baja del yacimiento, mientras que los pozos en la zona alta tendrán alta RGA, favorece la formación de un casquete de gas y se tiene baja o nula producción de agua a excepción de cuando se tiene un acuífero activo, como es el caso del Campo Carbonatos, pero esto se abordará más a detalle en el punto 6.3.4 ⁽⁶⁴⁾.

El gas se empezará a liberar en las zonas del yacimiento en la cual la presión sea menor que la presión de burbuja, comenzando en la(s) zona(s) alta(s) de la estructura tendiendo a formar una capa de gas. La segregación hacia la parte alta del gas liberado del aceite de las fracturas y el gas libre que fluye con el aceite de la matriz hacia las fracturas incrementará el volumen en la zona alta del yacimiento ⁽⁶⁴⁾.

Conforme se incremente el volumen de gas en la zona alta del yacimiento se producirá un avance hacia la parte baja de la estructura del contacto gas – aceite, esto ocasionará que se vaya incrementando la saturación del gas hasta que se forme una capa de gas con un contacto gas – aceite bien definido (línea B de la figura 6.27), el cual será diferente del nivel en el yacimiento en el cual se vaya alcanzando la presión de burbuja. La zona que se encuentra entre el contacto gas aceite y la zona donde se alcanza la presión de saturación, se le conoce como zona gasógena (la línea C de la figura 6.27 marca su límite inferior), en dicha zona existirá un cambio de composición que dependerá de la presión y profundidad de cualquier punto ⁽⁶⁴⁾.

La zona gasógena ubicada entre las líneas B y C de la figura 6.27, se divide a su vez en dos regiones, una en la cual la saturación de gas es mayor que la saturación crítica de gas (gas móvil) y otra en la que la saturación de gas es menor que la saturación crítica (gas inmóvil). Esto se ve reflejado en la RGA, ya que los pozos cercanos al contacto gas – aceite tendrán altos valores RGA debido al gas libre ⁽⁶⁴⁾.

La zona en la cual la presión es todavía mayor que la presión de burbuja se ubica entre las líneas D y C de la figura 6.27, cuya composición debe ser la original a la profundidad correspondiente y relacionada con la variación composicional con la profundidad de los fluidos definida a condiciones iniciales. Por lo que en la zona bajosaturada el aceite será producido por expansión de fluidos, roca, la capa de gas y expansión del acuífero (si se tiene) ⁽⁶⁴⁾.

De forma similar el acuífero tendrá un contacto agua – aceite original (línea E de la figura 6.27), el cual irá avanzando en el yacimiento, la zona delimitada por las líneas D y E de la figura 6.27 se le conoce como zona invadida por el avance del acuífero, la cual se encuentra en la zona inferior del yacimiento. La producción de agua será mayor en los pozos cercanos al contacto agua – aceite ⁽⁶⁴⁾.

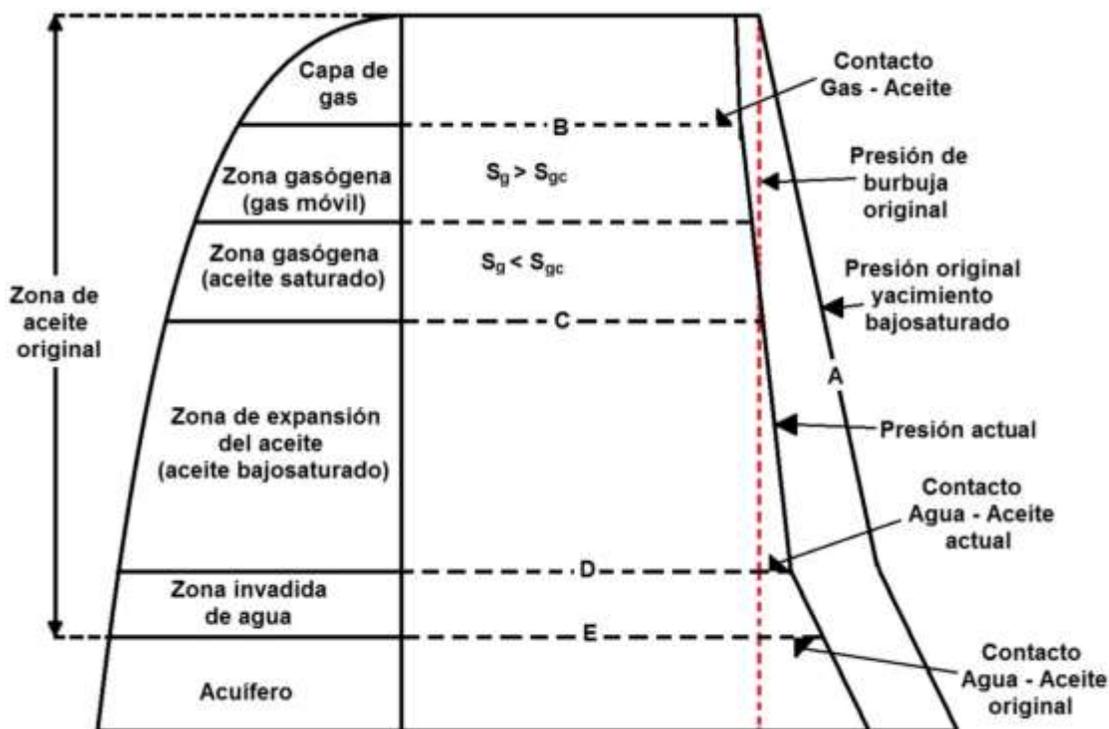


Figura 6.27. Comportamiento de los fluidos en un yacimiento en condiciones avanzadas de explotación con efectos importantes de segregación gravitacional ⁽⁶⁴⁾. Donde la línea A representa la presión original del yacimiento bajosaturado, la línea B es el límite entre la capa de gas y la zona gasógena, la línea C es el límite entre la zona gasógena y el aceite bajosaturado, la línea D es el límite entre el aceite bajosaturado y la zona invadida de agua y la línea E es la posición inicial del acuífero.

Adicionalmente se debe considerar que el nitrógeno se inyectará en la capa de gas, por lo que estará en contacto con la zona gasógena, el nitrógeno como se demostró en las pruebas de difusión e hinchamiento, vaporizará parte de los componentes ligeros lo que provoca el cambio en las propiedades del aceite como se describió en las gráficas de la figura 6.17.

6.3.2 Convección

Para entender el efecto de convección se debe considerar que en la zona gasógena (figura 6.27) el gas que se libera proviene tanto de las fracturas como de la matriz. La mayoría de ese gas sino es que todo tenderá a viajar por la fracturas hacia la parte alta de la estructura, dicho gas estará conformando en su mayoría por componentes ligeros ^(64, 74), véase taba 6.5.

Por lo tanto el aceite que se queda en las fisuras tendrá menor cantidad de gas disuelto (componentes ligeros), es decir estará formado en su mayoría por componentes intermedios y pesados, por lo que será más pesado que el aceite de la zona bajosaturada el cual todavía tiene su gas disuelto. Está inversión de la densidad (aceite de mayor densidad en la parte alta y aceite menos denso en la parte baja) en una fractura altamente conductiva genera una situación inestable con alto potencial para el movimiento del fluido debido a la diferencia de densidades ^(64, 74).

Esto provoca que el aceite sin gas disuelto (más denso) fluya hacia abajo, entrando en contacto con la matriz la cual contiene aceite con gas disuelto (menos denso), por efectos de difusión molecular el aceite menos denso será transportado de la matriz a la fractura siendo reemplazado por el aceite más denso, lo que resultará en más aceite ligero en la fractura ^(64, 74).

Este aceite más ligero será transportado a la zona de menor presión, lo que liberará más gas que se unirá al casquete de gas, produciéndose así el efecto de convección. Analizando los dos casos más extremos encontramos que ⁽⁷⁴⁾:

- a) Cuando no existe convección en la zona bajosaturada, no se produce gas adicional de la matriz a la fractura, por lo que todo el gas que existe en la capa de gas y el gas producido se puede estimar a partir del gas liberado en la zona gasógena.
- b) Si existe una convección muy fuerte en las fracturas ocasionará que la presión de saturación de la zona gasógena y la zona de aceite bajosaturado sea la misma lo que ocasiona una máxima transferencia de gas disuelto de la matriz a la fractura.

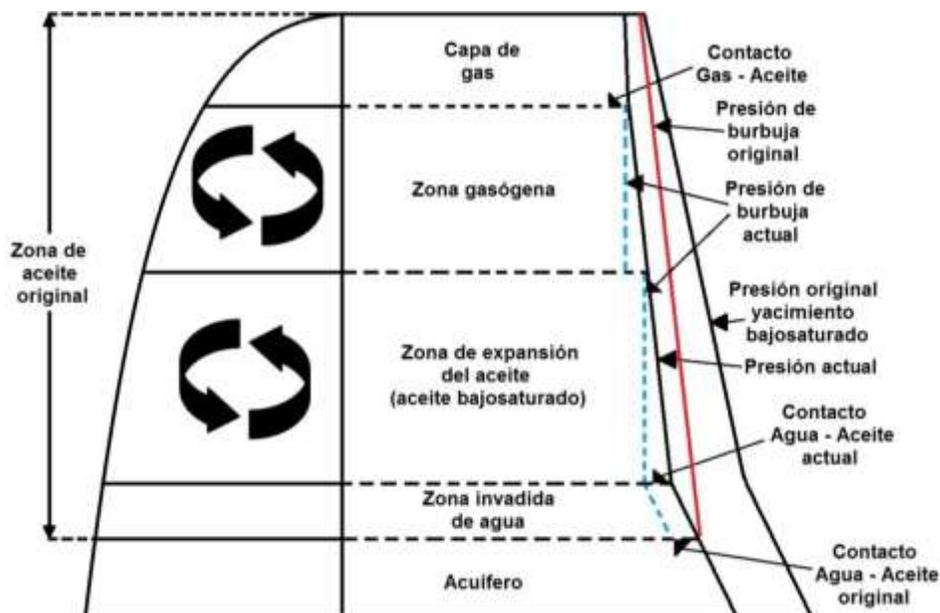


Figura 6.28. Comportamiento de presión y de los fluidos para un yacimiento a condiciones avanzadas de explotación con efectos de convección ⁽⁶⁴⁾.

Una vez que se haya formado la capa de gas la presencia de la convección se detectará principalmente porque la presión de saturación de la zona de aceite bajosaturado será la misma que la presión que se tiene en el contacto gas – aceite, figura 6.28. Cabe mencionar que todos los yacimientos naturalmente fracturados presentan la convección en menor o mayor grado ⁽⁷⁴⁾.

Además de la convección a nivel de concentración provocado por la difusión que se ha analizado hasta el momento, un sistema de fracturas con alta permeabilidad vertical puede generar una alta velocidad de convección térmica debido al gradiente geotérmico, es decir existe una mayor diferencia de temperatura entre la zona alta y la zona baja ⁽⁶⁴⁾.

El fluido de la zona baja al absorber el calor sus moléculas se aceleran, aumentando su temperatura y disminuyendo su densidad provocando que tienda a subir, ya en la zona alta el fluido cede calor, desacelerando sus moléculas, lo que disminuye su temperatura y aumenta su densidad provocando que baje, repitiéndose el proceso ^(64, 74).

Los yacimientos con alta convección tienden a mostrar un gradiente de temperatura más bajo, es decir, la diferencia de temperatura entre la cima y la base es menor, además la composición en la zona de aceite tiende a ser constante en la cima y en la base ⁽⁷⁴⁾.

La inyección de nitrógeno en el casquete de gas provocará que el aceite en contacto con este (zona gasógena, figura 6.28) vaporice más componentes ligeros e intermedios, es decir se liberará más gas del que se libera cuando no se inyecta nitrógeno. Esto provocará

que dicho aceite se vuelva más pesado, acelerando su descenso hasta la matriz, de la cual deberá extraer más gas disuelto y componentes intermedios, que fluirán a las fracturas. Esto agregará una mayor cantidad de estos componentes al aceite de las fracturas acelerando el proceso de convección.

6.3.3 Difusión

Aunque la difusión existe en todos los yacimientos, en el medio poroso su influencia es muy pequeña, por otra parte en los yacimientos naturalmente fracturados cobra mayor importancia, ya que el flujo errante en las fracturas incrementa el área de contacto para la difusión ⁽⁴⁷⁾.

Como se mencionó en los puntos 6.3.1 y 6.3.2 la segregación gravitacional y los efectos de convección resaltan la diferencia composicional entre la matriz y las fracturas, generando difusión molecular, la cual se define como el mecanismo que origina el movimiento aleatorio de las moléculas provocado por una diferencia de concentración de cualquier especie (sustancia o temperatura), ocasionando que el flujo de sustancia sea opuesto al gradiente de concentración, es decir el flujo será de las zonas de mayor concentración a las zonas de menor concentración hasta alcanzar el equilibrio ⁽⁷⁵⁾.

La inyección de un gas inerte como es el nitrógeno en yacimientos que cuentan con capa de gas, provocará difusión en la fase vapor y en la fase líquido, debido a la diferencia de concentración. Sin embargo, la difusión de la fase vapor – vapor es hasta diez veces más rápida que la difusión vapor – líquido ^(47, 75).

En los bloques de la matriz la composición de las dos fases será modificada por la difusión del gas de inyección desde las fracturas, la cual ocasionará transferencia de masa entre las dos fases. Por lo tanto la difusión se producirá por contactos sucesivos entre el gas de inyección y el aceite de la matriz hasta alcanzar el equilibrio químico, a este proceso se le conoce como vaporización por contacto múltiple o simplemente vaporización, ocasionando una disminución de los componentes ligeros de la fase líquida ⁽⁴⁷⁾.

Es decir la inyección de nitrógeno permite extraer mayor cantidad de componentes ligeros e intermedios de la matriz que si solo se produjera la convección del aceite y gas liberado, por lo que el aceite de las fracturas tenderá a volverse más rico en componentes ligeros e intermedios, lo que permitirá que fluya más fácilmente a través de estas.

6.3.4 Mantenimiento de presión

Como se comentó en el punto 6.3.1 la segregación gravitacional en yacimientos naturalmente fracturados de alto relieve estructural puede producir grandes cantidades de aceite cuando no se tenga un acuífero activo, ya que dicho acuífero ocasionará que las fracturas se invadan por agua, impidiendo el movimiento del aceite por las fracturas⁽⁶⁴⁾.

La inyección de algún gas sea o no hidrocarburo con propósito de mantenimiento de presión provocará que la entrada de agua en el yacimiento se reduzca o detenga. Esto resulta beneficioso ya que evita que el aceite quede atrapado del frente de invasión de agua, debido a que el agua genera mayor presión, bloqueando la salida del aceite de la matriz hacia las fracturas, figura 6.29.

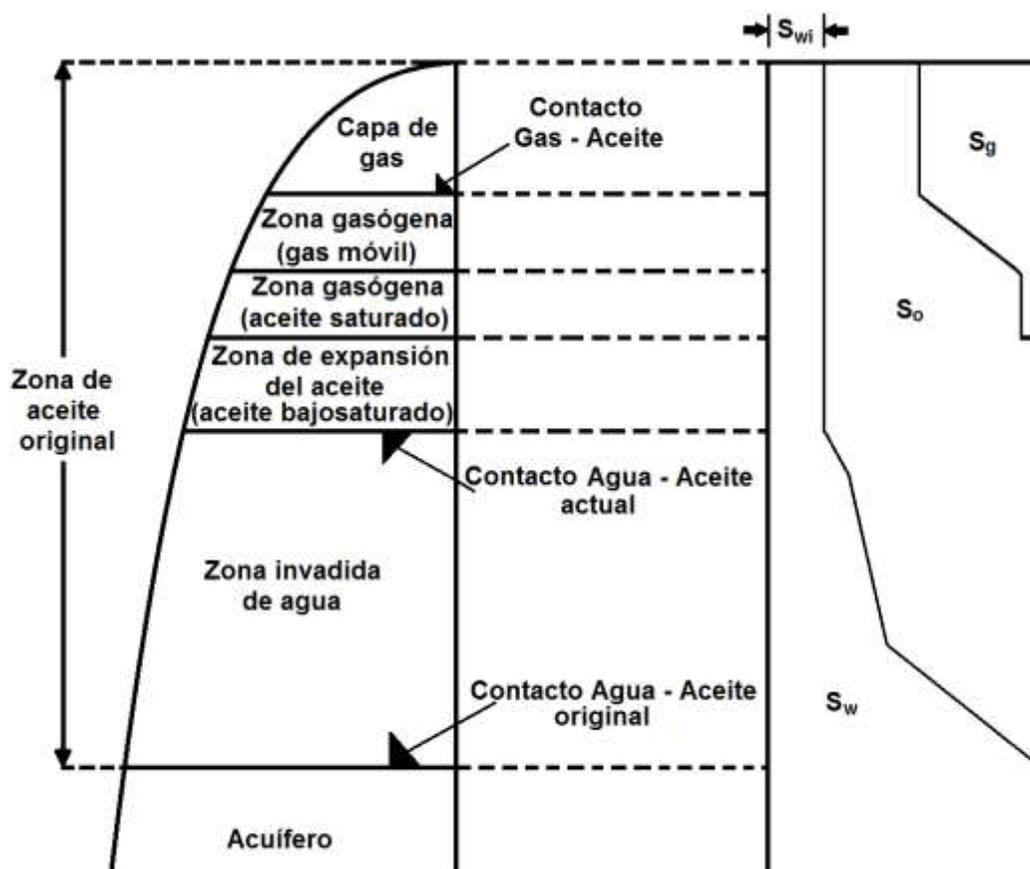


Figura 6.29. Comportamiento de la saturación del gas, aceite y agua en un yacimiento naturalmente fracturado con un acuífero activo⁽⁶⁴⁾. Se observa que cerca de la mitad del yacimiento ha sido invadido por agua y la saturación de aceite en la zona invadida por agua es alta debido a que el agua se aloja en las fracturas bloqueando la salida del aceite de la matriz a las fracturas, quedando atrapado atrás del frente de invasión de agua.

En la figura 6.30 se observa el proceso de mantenimiento de presión con inyección de gas en un yacimiento naturalmente fracturado, el cual ocasiona los siguientes efectos ⁽⁶⁴⁾:

- a) El nitrógeno produce efectos de difusión con el aceite del yacimiento, provocando vaporización de los componentes ligeros del aceite y disolución del nitrógeno en el aceite.
- b) Disminuye el gasto de entrada de agua al yacimiento debido a la inyección de gas, hasta después de un tiempo detenerla o bien que retorne al acuífero esto dependerá del gasto de inyección.
- c) Se produce un desplazamiento del aceite hacia la parte baja del yacimiento debido al movimiento del gas de inyección, por lo que los pozos productores deben profundizarse hacia esta zona.

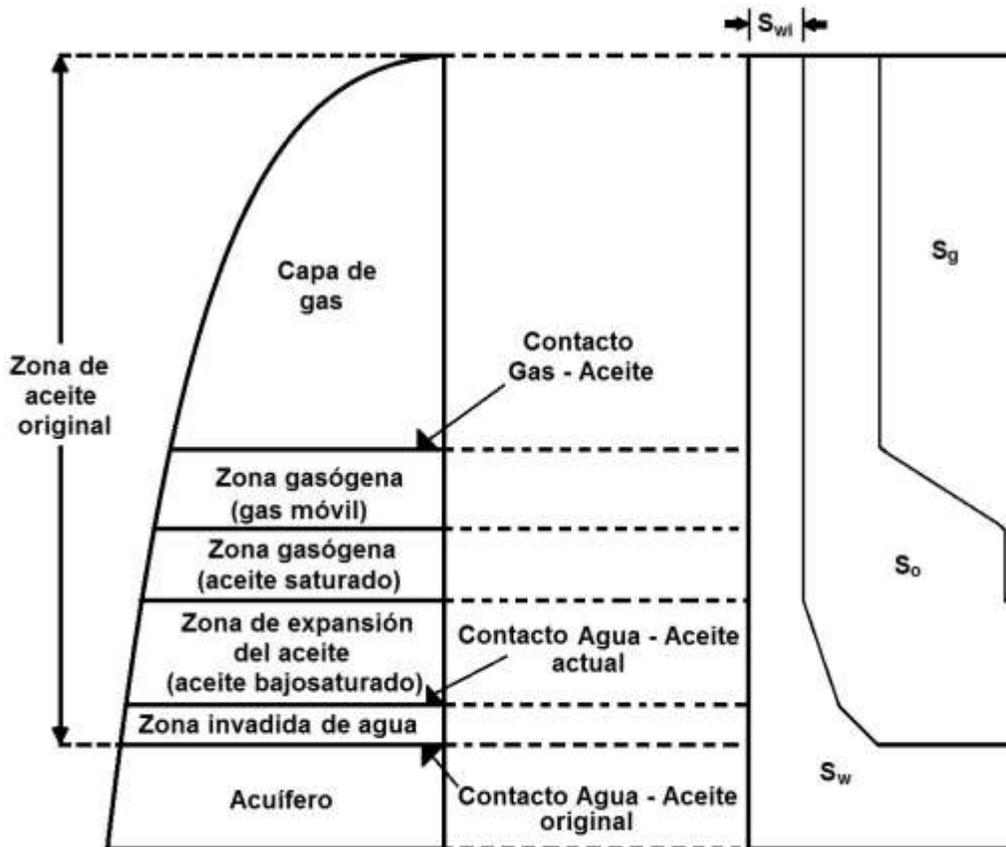


Figura 6.30. Comportamiento de la saturación del gas, aceite y agua en un yacimiento naturalmente fracturado con un proceso de mantenimiento de presión por inyección de gas. Se observa que la inyección de agua ayuda a controlar el avance de la zona invadida de agua., lo que provoca una invasión lenta de esta y permite que se pueda recuperar más aceite ⁽⁶⁴⁾.

En este tipo de yacimientos puede ser recomendable el producir el agua de la zona invadida con el fin de inducir que la capa de gas pueda expandirse más fácilmente hacia la zona baja, a diferencia de si solo se inyectará gas y se produjera de la zona de aceite.

6.4 Análisis del Avance del Contacto Agua – Aceite y Contacto Gas – Aceite

Como se ha comentado en el Capítulo 3, Capítulo 5, y en este capítulo el monitorear la producción de agua y gas, nos ayuda a conocer el avance de los contactos, para poder actuar de forma adecuada al perforar nuevos pozos, buscar alternativas para controlar el avance, etc. A continuación analizaremos el avance de los contactos en el campo, para finalmente en el punto 6.5 describir la metodología para diagnosticar las ventanas de aceite con las que se cuenta, y el impacto que la inyección de nitrógeno tuvo en dichos avances.

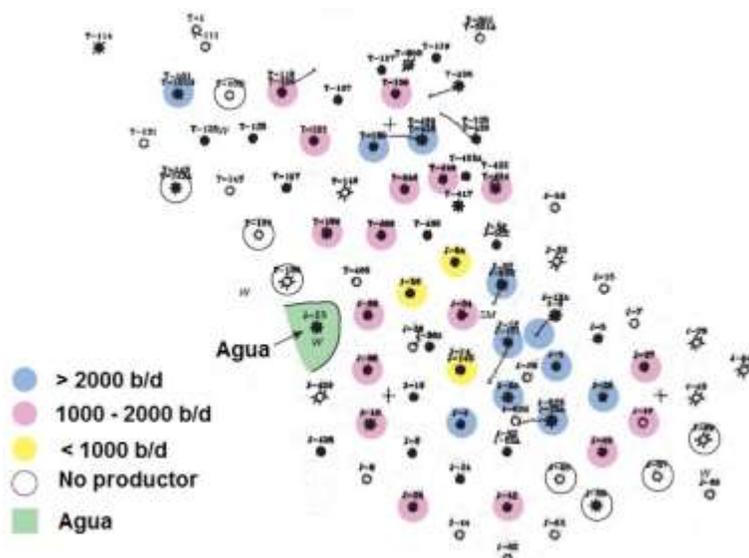


Figura 6.31 Avance del contacto agua – aceite del Campo Carbonatos, 1986. Se presenta el primer frente de invasión de agua en el Campo ⁽⁷⁶⁾.

En las figuras 6.31, 6.32 y 6.33, nos permite darnos cuenta que el campo tiene un avance de agua irregular, que se presentó en más de un frente. En la figura 6.31 se presenta el primer frente de invasión de agua en el Campo Carbonatos el cual comenzó en el año de

ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL CAMPO CARBONATOS

1986 en lo que sería en el área de Jade. Posteriormente en 1989 se presentó un segundo frente de invasión igual en el área de Jade, ⁽⁷⁶⁾ figura 6.32.



Figura 6.32 Avance del contacto agua – aceite del Campo Carbonatos, 1989. Se presenta el segundo frente de invasión en el campo, además el primer frente freno su avance ⁽⁷⁶⁾.

En la figura 6.33 por su parte el segundo frente de invasión comenzó un avance gradual en el campo, mientras que el avance del primer frente es más lento. Aparece el tercer frente de invasión ahora en el área de Topacio, el cual tiene una rápida irrupción en el campo ⁽⁷⁶⁾.

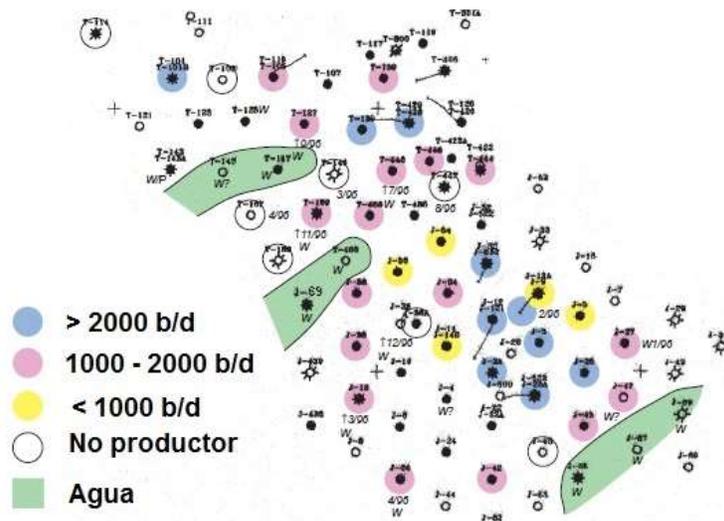


Figura 6.33 Avance del contacto agua – aceite del Campo Carbonatos, 1996 ⁽⁷⁶⁾.

Para el año 2014 el avance de los contacto agua – aceite a seguido invadiendo los campos como se muestra en la figura 6.34. En la cual se continúan distinguiendo los tres frentes de

invasión de agua presentes en los Campos Jade y Topacio. Considerando el tiempo en el que aparecieron, el frente del Campo Topacio es el que ha avanzado de forma más rápida lo que ha provocado la digitación, la cual se habló más detalle en el apartado 5.5 de la misma tesis. Por su parte la digitación del Campo Jade en lo que respecta al segundo frente de invasión es menor, mientras que la del primer frente presenta solo algunas zonas con digitación ^(68, 69).

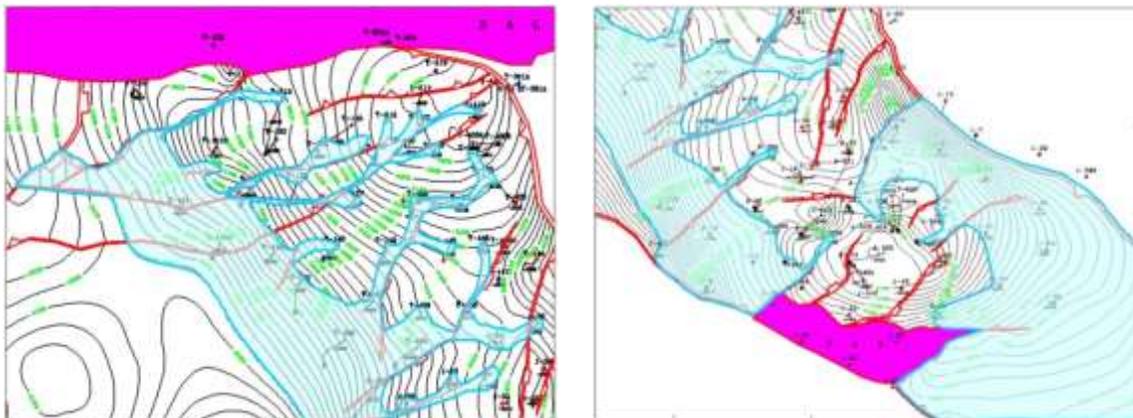


Figura 6.34 Avance del contacto agua – aceite de los Campos Topacio (izquierda) y Jade (derecha), enero 2014, se siguen observando tres frentes de invasión ^(68, 69).

Por su parte el casquete de gas se presentó primero en la zona alta de los campos Jade y Topacio, posteriormente, se inició la inyección de nitrógeno en estas zonas para incrementar el volumen del casquete de gas para ayudar a mantener la presión del yacimiento, figura 6.35.

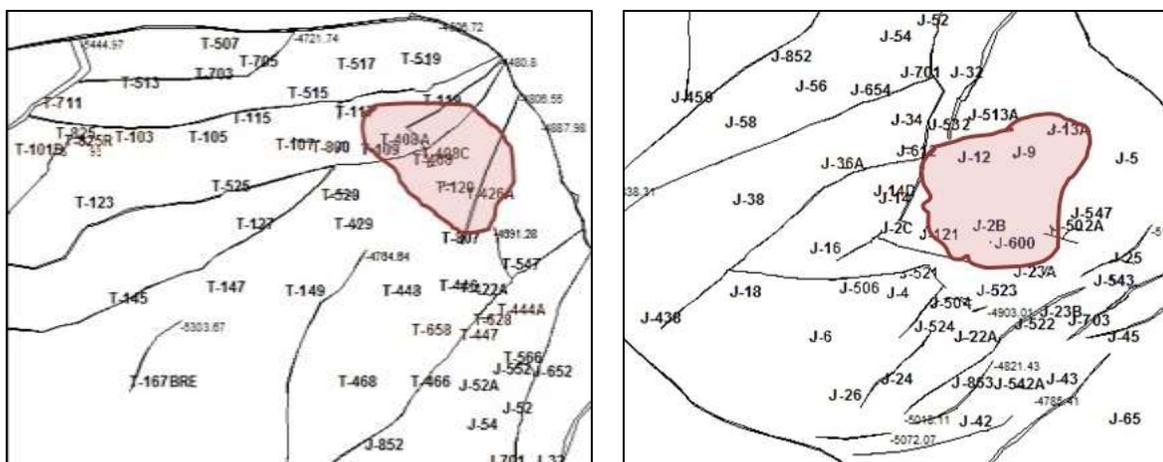


Figura 6.35 Avance del contacto gas – aceite de los Campos Topacio (izquierda) y Jade (derecha), al inicio de la inyección de nitrógeno (2007) ^(68, 69).

Los casquetes de gas que se han formado fueron los puntos donde se comenzó la inyección de nitrógeno, en los Campos Jade y Topacio. Una vez que se ha monitoreado los contactos agua – aceite y contacto gas – aceite, se debe de realizar el diagnóstico de las ventanas de aceite residuales ^(68, 69).

6.5 Diagnóstico de Ventanas de Aceite

La metodología que se presenta a continuación para el diagnóstico de las ventanas de aceite residuales depende de dos datos, la profundidad del intervalo del pozo que ha sido invadido y la fecha en que se presentó la invasión.

Para este campo el análisis de las ventanas de aceite se realizará por bloques J1, J2, JT, T1, T2 y T3, ya que al analizar los grupos de pozos por bloque ofrecen una mejor aproximación de la ubicación de la ventana de aceite de dicho bloque.

En todos los bloques el procedimiento a seguir consiste en hacer una gráfica de profundidad contra la fecha en la que se presentó el contacto sea agua – aceite, gas – aceite, en la cual se llevará un registro de todos los pozos que vayan presentando cualquiera de los contactos. Posteriormente con esta información se busca una tendencia del avance, para luego trazar las líneas horizontales que nos permiten delimitar la ventana de aceite.

Dicha ventana de aceite es un intervalo el cual todavía no ha sido alcanzado por la capa de gas y/o el acuífero, por lo que nos ofrece un intervalo en el cual podemos redisparar los pozos que ya están invadidos, considerar la perforación de pozos productores o reubicar la profundidad de inyección. Cabe mencionar que la precisión de la ubicación de la ventana de aceite dependerá de la información proporcionada por el monitoreo de los contactos.

Para el bloque Jade 1, figura 6.34, se observa que el avance del contacto agua – aceite, se ha elevado cerca de 350 metros en 18 años (1995 – 2013), mientras que el contacto gas – aceite ha avanzado aproximadamente 450 metros en 10 años (2003 – 2013), esto se debe al programa de mantenimiento de presión con inyección de nitrógeno, el cual incrementa el volumen de gas del casquete.

Si analizamos de la figura 6.36 la tendencia del contacto agua aceite, se observa que la pendiente de avance del agua comienza a reducirse en 2004 debido a las pruebas de

inyección, pero es a partir de 2007 con la inyección de nitrógeno que el avance del agua a 2013 es de 25 metros. Por otra parte el avance del contacto gas – aceite se incrementa rápidamente debido a la inyección de nitrógeno, pero a partir de 2010 se estabiliza, debido al cierre de pozos, y a la posterior mejor distribución de los pozos inyectoros. Al trazar las líneas horizontales que delimitan las zonas invadidas, nos deja una ventana de aceite bastante reducida de 50 metros de profundidad ubicada entre 5,450 y 5,500 metros.

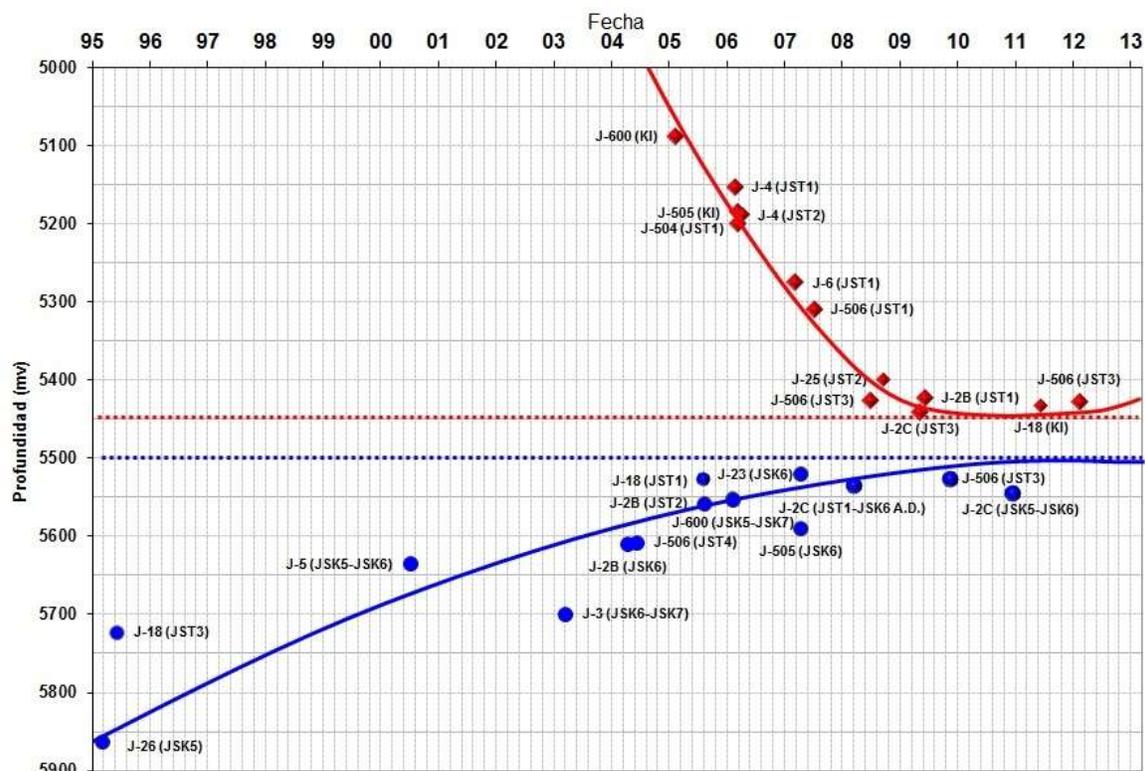


Figura 6.36. Avance de los contactos en el bloque Jade 1 (J1) de 1995 al 2013.

Para el bloque Jade 2, figura 6.37, este es el primer bloque que presenta el avance del contacto agua – aceite, el cual se ha elevado 750 metros en 27 años, mientras que el contactos gas – aceite ha avanzado 600 metros en 10 años. De igual forma que el bloque Jade 1, el avance del agua se redujo a partir de la inyección de nitrógeno en 2007, entretanto que el avance del gas se estabiliza en 2010, debido a los problemas con los pozos de inyección y la redistribución de los pozos inyectoros. Al trazar las líneas horizontales notamos que la ventana de aceite es de cerca de 70 metros y se localiza en el intervalo de 5,390 a 5,460 metros.

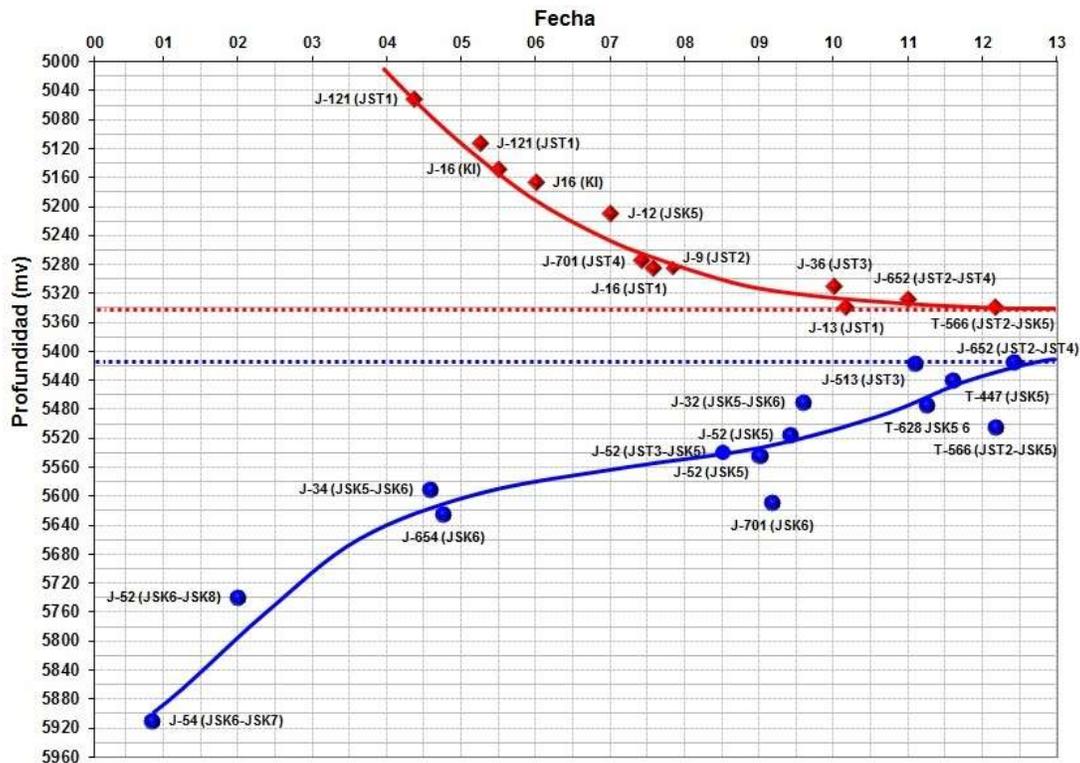


Figura 6.38. Avance de los contactos en el bloque Jade - Topacio (JT) del 2000 al 2013.

Para el caso del bloque Topacio 1, figura 6.39, este es el bloque que tiene la menor cantidad de pozos productores, solo dos, y por lo tanto el que cuenta con menor información de todos. Esta falta de información provoca que la metodología de diagnóstico de ventanas de aceite propuesto tenga mucha incertidumbre. En este bloque con la información conocida podemos suponer que el contacto agua – aceite se encuentra cerca de los 6,160 metros, mientras que la ubicación del contacto gas – aceite se encuentra a 5,600 metros de profundidad, es decir se tendría una ventana de aceite de 560 metros.

En este caso al tener el bloque solo dos pozos, resulta mucho más conveniente el realizar el análisis de los pozos de forma separada, podemos decir que el pozo Topacio – 114 no presenta contacto gas – aceite, entre tanto que el pozo Topacio – 614 presenta ambos contactos.

ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL CAMPO CARBONATOS

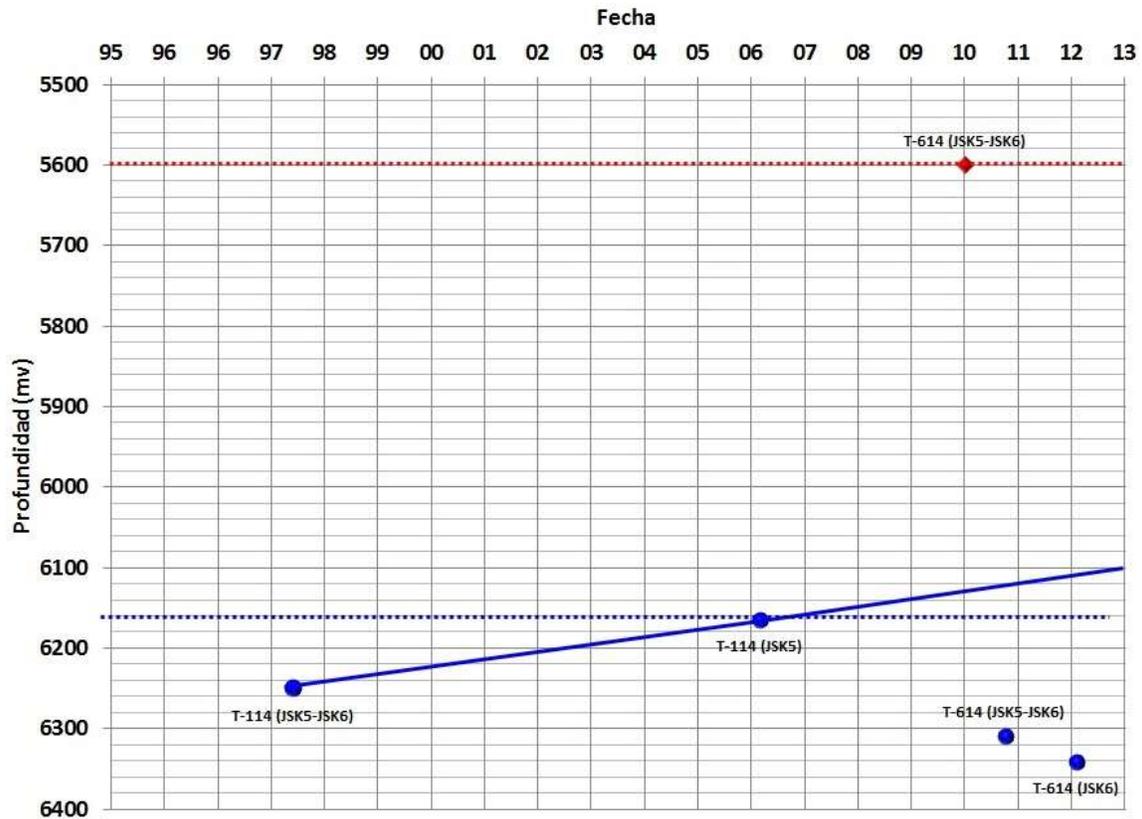


Figura 6.39. Avance de los contactos en el bloque Topacio 1 (T1) de 1995 al 2013.

Para el caso del bloque Topacio 2, figura 6.40, con la información de los pozos es posible el detectar dos tendencias de invasión de agua en el bloque, clara señal de que la invasión es bastante irregular en comparación con los bloques anteriores. Sin embargo, como lo que nos interesa es conocer la ventana de aceite, el límite del contacto se define con el contacto agua – aceite que más ha avanzado, por lo que dicho contacto se estima en los 5,150 metros. Es decir en 20 años el avance del agua ha sido cercano a los 1,050 metros, para la primera tendencia y de 550 metros para la segunda.

Cabe mencionar que de la figura 6.40 la tendencia que se encuentra a menor profundidad, presenta un comportamiento similar a los bloques J1, J2 y JT, donde hay un incremento en la irrupción de agua, la cual disminuye a partir de la inyección de nitrógeno. Por otra parte la tendencia que se encuentra a mayor profundidad presenta un avance del agua mucho más lento y que no se ve afectado por la inyección de nitrógeno. En cuanto al contacto gas – aceite solo se ha presentado en un pozo, por lo que es el punto de referencia para delimitar el avance del casquete. Esto nos deja una ventana de aceite de 4,960 a 5,150 metros de profundidad es decir una ventana de 190 metros aproximadamente.

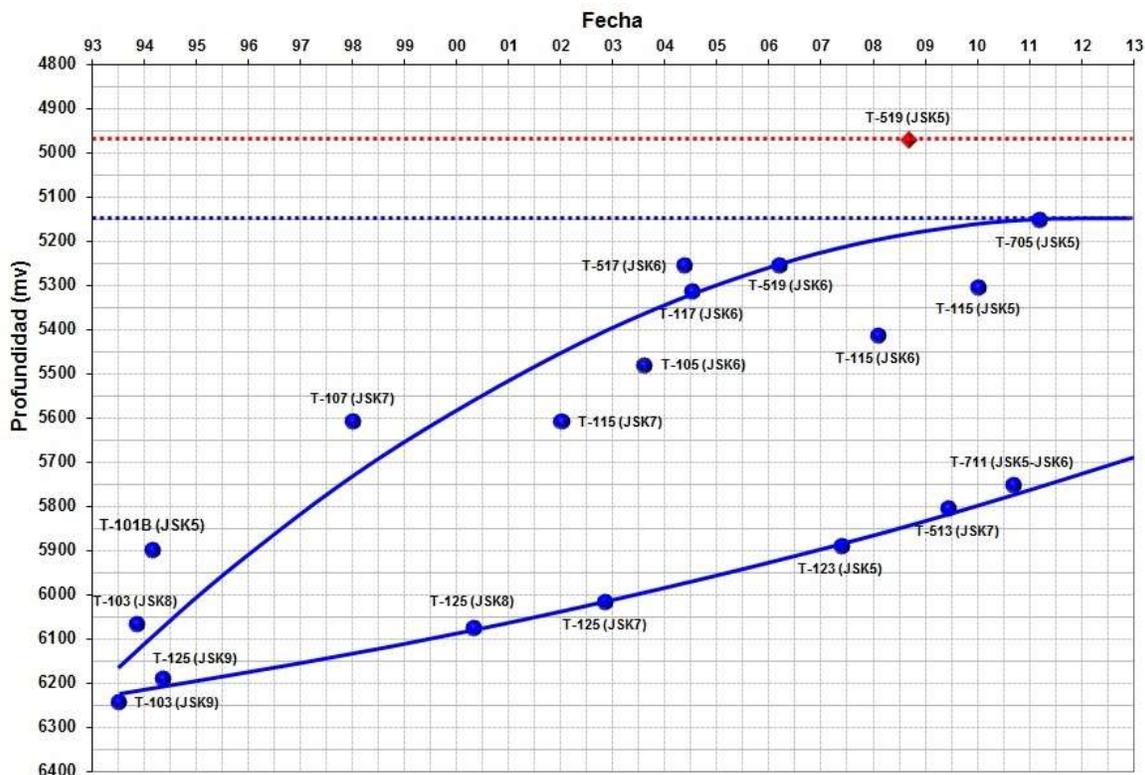


Figura 6.40. Avance de los contactos en el bloque Topacio 2 (T2) de 1993 al 2013.

Para el bloque Topacio 3, figura 6.41, al igual que el bloque anterior se identifican dos tendencias del avance del contacto agua – aceite, la más grande presenta un avance de 1,100 metros, mientras que la segunda es un avance de 550 metros. De forma análoga al bloque Topacio 2, la línea horizontal que representa el contacto agua – aceite se establece con la línea de tendencia que se encuentra a menor profundidad, por lo que dicho contacto se localiza a 5,060 metros.

A diferencia del bloque anterior en el bloque Topacio 3, ambas tendencias de la irrupción de agua presentan el mismo comportamiento que los bloques J1, J2 y JT, con una rápida invasión de agua, la cual se atenúa con la inyección de nitrógeno. Para el análisis del contacto gas – aceite solo se cuenta con dos puntos, por lo que se toma el punto a mayor profundidad para establecer el contacto, con lo que el contacto se encuentra cercano a los 4,990 metros.

De la figura 6.41 podemos identificar que la ventana de aceite se encuentra entre los 4,990 metros y los 5,060 metros, es decir tenemos un intervalo de 70 metros aproximadamente.

ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN EL CAMPO CARBONATOS

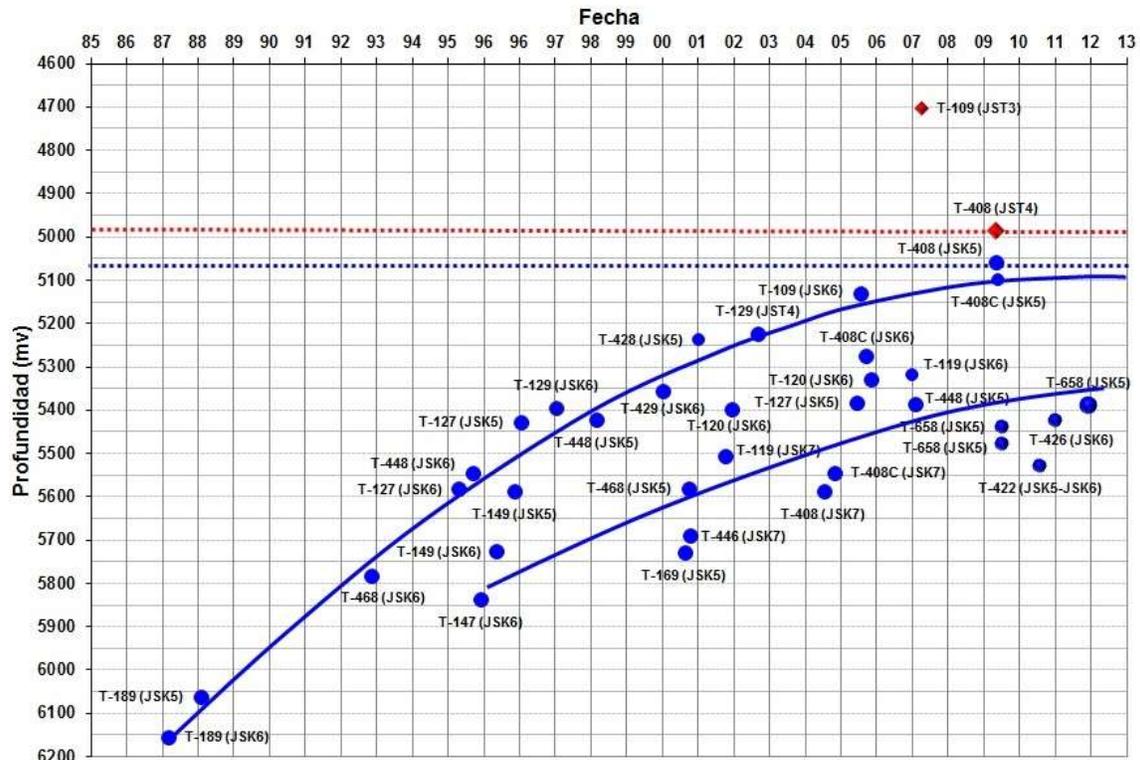


Figura 6.41. Avance de los contactos en el bloque Topacio 3 (T3) de 1985 al 2013.

Cabe señalar que así como los bloques J1, J2 y JT presentan comportamientos similares, los bloques T2 y T3, presentan un comportamiento similar, además los avance del agua en ambos bloques son prácticamente iguales. Además en los bloques J1, J2, y JT presentan mayor información en cuanto al contacto gas – aceite ya que como se mencionó en el punto 6.2 al Campo Jade se le inyectó al principio un volumen de 70 millones de pies³ diarios, mientras que en el Campo Topacio se inyectaban 20 millones de pies³ diarios.

CONCLUSIONES

Considerando el desarrollo del trabajo se pueden establecer las siguientes conclusiones:

1. Como la presión mínima de miscibilidad del nitrógeno calculada fue de 337 kg/cm^2 , la cual es mayor a la presión del yacimiento (290 kg/cm^2) al momento de analizar las alternativas se descartó la posibilidad de usar el nitrógeno como desplazamiento miscible.
2. De las pruebas de difusión se observa que el nitrógeno tiende a vaporizar los componentes ligeros e intermedios, por lo que el gas de la zona gasógena liberará mayor cantidad de estos componentes, lo que provoca que aumente su densidad favoreciendo la convección. Además este aceite más denso incrementa la diferencia composicional entre la matriz y las fracturas generando mayor difusión molecular.
3. De las pruebas de hinchamiento se observa que el nitrógeno incrementa la presión de saturación de 258 kg/cm^2 a 366 kg/cm^2 , es decir, propicia una mayor liberación de los componentes ligeros e intermedios de la fase líquida, lo que vuelve a favorecer la convección y la difusión molecular, tablas 6.4 y 6.5.
4. La inyección de gases, como es el caso del nitrógeno favoreció al control de la producción de agua en todos los pozos, al reducir la velocidad de la irrupción de agua en el yacimiento, figuras 6.36, 6.37 y 6.38.
5. La inyección de nitrógeno favoreció la liberación del gas en el yacimiento, lo que provocó que el volumen de gas en el casquete se incrementará rápidamente, por la adición del gas liberado al gas de inyección en el volumen del casquete.
6. El analizar los pozos por bloques permite que la metodología para el diagnóstico de ventanas de aceite sea mucho más precisa, en especial en yacimientos con comportamientos de producción diferenciables por zonas, como es el caso del Campo Carbonatos, figuras 6.36, 6.37, 6.38, 6.39, 6.40 y 6.41.
7. El Campo Carbonatos se vio beneficiado por el programa de mantenimiento de presión con inyección de nitrógeno, ya que no solo se reflejó en la producción de aceite o en el mantenimiento de la presión del yacimiento, sino que además se observa que la velocidad del avance del contacto agua – aceite se vio reducida.
8. La metodología propuesta para el diagnóstico de ventanas de aceite, permite delimitar las zonas idóneas para redispasar pozos, buscando alejarlos lo más posible de los contactos, así como planear la perforación de pozos intermedios, que permitan extraer más hidrocarburos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9. La metodología para el diagnóstico de ventanas de aceite descrita es bastante sencilla ya que requiere de muy poca información (fecha de invasión y profundidad del intervalo), además permite un diagnóstico rápido sin la necesidad de cargar grandes cantidades de datos, como es el caso de modelos de simulación.
10. Un aspecto a considerar es que la homogeneidad del avance del contacto en el yacimiento depende de las características geológicas y petrofísicas del mismo, así como de la influencia de la segregación gravitacional.

RECOMENDACIONES

Al concluir el análisis de la información del Campo Carbonatos para la realización de este trabajo, resulta conveniente el realizar las siguientes recomendaciones.

- ✓ Es importante continuar con el monitoreo de los contactos, para seguir actualizando la ubicación de los mismos, para tener bien delimitadas las zonas invadidas por agua o gas, así como las zonas de aceite residual.
- ✓ En los casos donde la ventana de aceite sea estrecha, puede resultar conveniente la implementación de pozos horizontales y controladores de flujo ya que ayudan a reducir las caídas de presión del yacimiento al pozo, beneficiando el avance uniforme de los contactos, esto debe hacerse siempre y cuando el aspecto técnico y económico lo permitan.
- ✓ Se recomienda analizar las zonas que presenten conificación de gas y/o agua, así como la ubicación de los pozos, lo que permitirá entender de mejor manera las variaciones en el espesor y ubicación de los contactos estimado a lo largo del bloque y/o yacimiento.
- ✓ Se debe considerar que la producción de pozos en la zona invadida por agua, favorecen el avanza del casquete de gas en el yacimiento, permitiendo un mayor control en el contacto agua – aceite.

REFERENCIAS

1. Selley R., Cocks, R., Plimer, I., "Encyclopedia of Geology no. 3", Elsevier, Academic Press, 2004.
2. Hyne, N. J., "Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production", Penwell Nontechnical Series, second edition, 2001.
3. Chapman, R. E., "Petroleum Geology", Elsevier Scientific Publishing Company, 1983.
4. Selley, R. C., "Elements Petroleum Geology", Academic Press, Second edition, 1998.
5. Rodríguez, R., "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1987.
6. Escobar, F. H., "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos", Editorial Universidad Surcolombiana, 2004.
7. Longwell, Flint, "Geología Física", Limusa, Quinta reimpresión, 1981.
8. Van Golf Racht, T., D., "Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering", Elsevier Scientific Publishing Company, 1982
9. Nelson, R. A., "Geology Analysis of Naturally Fractured Reservoirs", Gulf Professional Publishing, Second edition, 2001.
10. Meehan, N., Baker Hughes Reservoir Blog, Geocellular Modeling, 2010.
11. Escobar, F., H, "Análisis Moderno de Pruebas de Presión", Editorial Universidad Surcolombiana, 2009.
12. Da Pratt, G., "Introducción al Análisis y diseño de Pruebas de Presión", Well Test Engineering.
13. Alvarado, D, "Análisis de pruebas de presión", ESP Oil International Training Group, 2004.
14. PDVSA, "Análisis de pruebas de presión", Centro Internacional de Educación y Desarrollo, 1997.
15. Institute of Petroleum Engineering, Heriot – Watt University, Reservoir Engineering
16. Pérez, R., Estrada, C., Cuevas, M., Olán, Z., "Análisis de la declinación exponencial", PEMEX, Exploración y Producción, 2011.
17. Paris, M., "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos", Ediciones Astro Data S. A., 2009.
18. Consentino, Luca, "Integrated Reservoir Studies", Institut Français du Pétrole Publications, Editions Technip, 2001.

19. Satter, A., Thakur, G., "Integrated Petroleum Reservoir Management", Penwell Publishing Company, 1994.
20. Perera, L. M., "Respuesta de un Medio Naturalmente Fracturado a la Inyección de Agua, Campo Cactus", Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2004.
21. Gene, A., "Geochemistry of Oilfield Waters", Elsevier Scientific Publishing Company, 1975.
22. Fong, J. L., "Caracterización Composicional, la Importancia de la Discretización y Estudios PVT para la Simulación Matemática del Campo Jujo – Tecominoacán", Tesis Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1990.
23. Towler, B. "Fundamental Principles of Reservoir Engineering", SPE Textbook Series, Vol. 8, 2002.
24. Muskat, M., "Physical Principles of Oil Production", McGraw – Hill Book company Inc., 1949.
25. Tarek, A., "Reservoir Engineering Handbook", Gulf Professional Publishing, 2006.
26. Dake, L. P., "Fundamentals of Reservoir Engineering", Development in Petroleum Science no. 8, Elsevier Science B. V., 1978.
27. Garaicochea, F., Bashbush, J. L., "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1994.
28. Pirson, S. J. " Elements of Oil Reservoir Engineering" (Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos, Vásquez, H., traductor), Ediciones Omega S. A., 1965 (obra original publicada en 1950)
29. París, M., "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos", Ediciones Astro Data S. A., 2001.
30. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), "El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada".
31. Marcel Latil, "Enhanced Oil Recovery", Éditions Technip, Institut français du Pétrole, 1980.
32. Cruz, J., "Criterios de Selección para Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada", Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), 2006.
33. Taber, J., Martin, F., "Technical screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil", Artículo SPE 12069, 1993.
34. Taber, J., Martin, F., Seright, R., "EOR Screening Criteria Revisited, Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Fields Projects", Paper SPE 35385, 1997.
35. Taber, J., Martin, F., Seright, R., "EOR Screening Criteria Revisited, Part 2: Applications and Impact of Oil Prices", Paper SPE 39234, 1997.
36. Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V., Yen, T. F., "Microbial Enhanced Oil Recovery", Development in Petroleum Science, 22, Elsevier Science, 1989.

REFERENCIAS

37. Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V., Yen, T. F., "Enhanced Oil Recovery, I, Fundamentals and Analyses", Development in Petroleum Science, 17A, Elsevier, 1985.
38. Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V., Yen, T. F., "Enhanced Oil Recovery, II, Processes and Operations", Development in Petroleum Science, 17B, Elsevier, 1989.
39. Green, D. W., Willhite, G. P., "Enhanced Oil Recovery", Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, SPE, 1998.
40. Bradley, H. B., "Petroleum Engineering Handbook", SPE, 1987.
41. Abreu, T. J., Muñoz, F., Silva, J. R., Loreto, E., "Apuntes de Recuperación Secundaria", Facultad de Ingeniería, UNAM, 1985.
42. Cossé, R., "Basic of Reservoir Engineering", Éditions Technip, Institut français du Pétrole, 1993.
43. Lake, L. W., "Petroleum Engineering Handbook, Volume V Reservoir Engineering and Petrophysics", SPE, 2006.
44. Holm, L. W., "Miscibility and Miscible Displacement", Artículo SPE 15794, Journal of Petroleum Technology, 1986.
45. Danesh, A., "PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids", Elsevier, Developments in Petroleum Science 47, 1998.
46. Chen, S. M., Chen, L. W., "Tertiary EOR Design for Vertical Miscible Flood", Paper SPE 27055, 1994.
47. Silva, F. V., Belery, P., "Molecular Diffusion in Naturally Fractured Reservoirs: A Decisive Recovery Mechanism", Paper SPE 19672, 1989.
48. Benham, A. L., Dowden, W. E., Kunzman, W. J., "Miscible fluid displacement, Prediction of Miscibility", Paper SPE 1484, Petroleum Transactions AIME, 1960.
49. Koch, H. A., Slobod, R. L., "Miscible Slug Process", Paper SPE 714, Petroleum Transactions AIME, 1957.
50. Clark, N. J., Shearin, H. M., "Miscible Drive, Its Theory and Application", Paper SPE 1036 – G, Journal of Petroleum Technology, 1958.
51. Blackwell, R. J., Rayne, J. R., "Factors Influencing the Efficiency of Miscible Displacement", Paper SPE 1131, Petroleum Transactions AIME, 1959.
52. Doepel, G. W., Sibley, W. P., "Miscible Displacement, A Multilayer Technique for Predicting Reservoir Performance", Paper SPE 137, 1962.
53. Emmons, F., Hudspeth, L. D., "Nitrogen Management at the East Binger Unit Using an Integrated Cryogenic Process", Paper SPE 15591, 1986.
54. Clancy, J. P., Gilchrist, R. E., "Nitrogen for the Enhanced Recovery of Oil and Gas", Paper SPE 9912, 1981.

55. Arévalo, J. A., Samaniego, F., López, F. F., Urquicta, E., "On the Exploitation Conditions of the Akal Reservoir Considering Gas Cap Nitrogen Injection", Paper SPE 35319, 1996.
56. Evison, B., Gilchrist, R. E., "New Developments in Nitrogen in the Oil Industry", Paper SPE 24313, 1992.
57. Hudgins, D. A., Llave, F. M., Chung, T. H., "Nitrogen Miscible Displacement of Light Crude Oil: A Laboratory Study", Paper SPE 17372, 1990.
58. Mihcakan, M., Poettmann, F. H., "Minimum Miscibility Pressure, Rising Bubble Apparatus and Phase Behavior", Paper SPE 27815, 1994.
59. Firoozabadi, A., Aziz, K., "Analysis and Correlation of Nitrogen and Lean Gas Miscibility Pressure", Paper SPE 13669, 1986.
60. Glaso, O., "Miscible Displacement: Recovery Test with Nitrogen", Paper SPE 17378, 1990.
61. Hanssen, J. E., "Nitrogen as a Low Cost Replacement for Natural Gas Reinjection Offshore", Paper SPE 17709, 1988.
62. Sebastian, H. M., Lawrence, D. D., "Nitrogen Minimum Miscibility Pressure", Paper SPE 24134, 1992.
63. Cekmer, O., LaManna, J. M., Mench, M. M., "Alternative Analytical Analysis for Improved Loschmidt diffusion Cell", International Journal of Heat and Mass Transfer, Elsevier, 2013.
64. PEMEX, "Caracterización de los fluidos y efectos termodinámicos de la inyección de Nitrógeno en el Campo Jujo Tecominoacán", 2004.
65. Meza, E. A., Castañeda, J., Muñoz, N., Briones, M., "Estrategia de Monitoreo para un proceso de Recuperación Mejorada en Ejecución".
66. CNH, "Dictamen del proyectos de explotación Jujo – Tecominoacán", 2012.
67. PEMEX, "Recuperación Secundaria y Mejorada en México", Informe Anual, 2009.
68. Perera P., L. M., Comunicación Personal, Agosto 2015.
69. Echávez R. Gerardo, Comunicación Personal, Septiembre 2015.
70. Martínez, B., "Estudio de Factibilidad de una Prueba Piloto de Inyección de Nitrógeno en el Complejo Antonio J. Bermúdez y en el Campo Jujo - Tecominoacán", 2001.
71. Arteaga, M., "Inyección de un Gas para Mantenimiento de Presión al Campo Jujo – Tecominoacán, Parte 1: Estudio de Factibilidad, Pruebas de Laboratorio y Selección del Gas", 1999.
72. PEMEX, "Estudio de Factibilidad Técnico del Proyecto Mantenimiento de Presión al Yacimiento Jujo – Tecominoacán Mediante la Inyección de 65 MMPCD de Nitrógeno", 2000.

REFERENCIAS

73. PEMEX, "Mantenimiento de presión por inyección de N₂ al Yacimiento Jujo – Tecominoacán", 2000.
74. Peaceman, D. W., "Convection in Fractured Reservoirs, the Effect of Matrix – Fissure Transfer on the Instability of a Density Inversion in a Vertical Fissure, Paper SPE 5523, 1976.
75. Holme, S., "Diffusion as an Oil Recovery Mechanism During CO₂ Injection in Fractured Reservoirs", Master Thesis in Reservoirs Physics, University of Bergen, 2013.
76. Horbury, A., "Final Report Detailing the Results of a Carbonate, Sequence stratigraphy and Reservoir Geology Study to the PEP Activo Jujo – Tecominoacán", 2001.