

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN
COMUNMENTE UTILIZADOS EN EL MEJORAMIENTO DE LA
PRODUCTIVIDAD DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO
DEL ORIENTE DE VENEZUELA, ESTABLECIENDO LAS MEJORES
PRÁCTICAS EN EL CONTROL DEL BANCO DE CONDENSADO
RETRÓGRADO”**

REALIZADO POR:

Alcalá Cortez, Pedro José.

Rivas Vera, María José.

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA
OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO**

Barcelona, Diciembre de 2009.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN
COMUNMENTE UTILIZADOS EN EL MEJORAMIENTO DE LA
PRODUCTIVIDAD DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO
DEL ORIENTE DE VENEZUELA, ESTABLECIENDO LAS MEJORES
PRÁCTICAS EN EL CONTROL DEL BANCO DE CONDENSADO
RETRÓGRADO”**

REVISADO POR:

Ing. Ana Blondell.
Asesor Académico.

Barcelona, Diciembre de 2009.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN
COMUNMENTE UTILIZADOS EN EL MEJORAMIENTO DE LA
PRODUCTIVIDAD DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO
DEL ORIENTE DE VENEZUELA, ESTABLECIENDO LAS MEJORES
PRÁCTICAS EN EL CONTROL DEL BANCO DE CONDENSADO
RETRÓGRADO”**

Ing. Ana Blondell.
Asesor Académico.

Ing. Christiam De las Casas.
Jurado Principal.

Ing. Tania González.
Jurado Principal.

Barcelona, Diciembre de 2009.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado:



“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

DEDICATORIA

A mi Dios todopoderoso primeramente, a quien le debo la vida y que fielmente me ha guiado en sus caminos. Todas las cosas fueron hechas por él y para él; y éste gran logro también forma parte de su inmensa misericordia; sin mi Dios que es excelso en sabiduría no podría en ninguna manera alcanzar nada en la vida; por esta razón tan maravillosa e inigualable quiero dedicarle mi vida, mi título y mis futuros logros a ti mi Señor JESUS; se que para ti no hay nada imposible por eso confiare en ti para siempre.

Dedico también este éxito a mis padres; Pedro y Doris, quienes con su ayuda y sus consejos han sabido llevarme en el camino del bien, enseñándome buenos valores que he guardado en mi mente y corazón. Este buen fruto que ellos sembraron ahora lo están cosechando; y que será una base sólida para el presente y el futuro.

A Rossana, quien ha sido un baluarte en mi vida, apoyándome y acompañándome en todo; y quienes sus consejos nunca faltan; te dedico esto a ti mi hermana.

Pedro Alcalá Cortez.

A mi Peluche, me hubiese encantado que estuvieras estos días conmigo:

“Fue tan bello vivir cuando vivías”.

P. Neruda.

A mis hermanos: Luisa, José David, Andrés, Ángela, Natalia y Diego, esperando que este logro les sirva de ejemplo y motivación para alcanzar todo lo que se propongan: ¡LOS AMO!

A ti María Vera, por tu incondicional amor y apoyo y por tu incansable sacrificio. Esto es para ti: ¡Te Amo Muchísimo!

A ti José Rivas, por apoyarme y siempre tener un consejo que darme. Esto también es para ti: ¡Te Amo Un Montón!

María José Rivas Vera.

AGRADECIMIENTOS

A Dios que todo lo sabe y lo puede, él es quien me ha guiado, fortalecido y ayudado a lograr uno de mis mas grandes sueños que es el de graduarme. Gracias Dios, sin ti no soy nada por eso, desde mi corazón y con todo lo que me has dado te agradezco y te alabo por este grandioso éxito; que tu poder se perfeccione cada día en mí y que sigas cumpliendo en mí tu voluntad.

Agradezco a mis padres por toda su comprensión y apoyo brindado desde el comienzo de mi carrera hasta la culminación de esta.

También le doy gracias a mis amigos de toda la vida; Juan Carlos, Armando José, Wilmer Fajardo, y José Ubán; por sus esfuerzos y su colaboración en todo lo que necesité.

A mis compadres Leonardo y Yusmeli.

Especialmente también agradezco a dos personas que han estado conmigo y me han brindado su hogar y su amistad incondicional: Armando Cabrera y Ruby Loaiza.

A mis compañeros de clases que estuvieron conmigo estos años de carrera y pude compartir con ellos muchas cosas.

Pedro Alcalá Cortez.

Primeramente, a Jehová Dios, por permitirme alcanzar esta meta tan anhelada en mi vida, por ser mi guía y por estar siempre conmigo. Definitivamente todo lo puedo en Ti Señor y por eso ¡Te Amo!

Gracias mamá y papá, porque con mucho esfuerzo nos han dado lo mejor a mí y mis hermanos. Gracias por haber creído en mí en todo este tiempo y por su apoyo constante. Espero poder retribuirles toda su ayuda el resto de mi vida.

A toda mi familia: Abuela, Mamá-Ana, mis hermanos Luisa, José David, Andrés, Ángela, Natalia y Diego, mis tíos Jesús Evelio, David, Betsaida, Sheila, Mirna, Coro, Argenis, Elena, Vestalia y mis primos preciosos Evelyn, Andrea, Daniela y Ricardo. Gracias por su apoyo, siempre podrán contar conmigo. ¡Los Amo!

A mis hermanas Patricia, Romina, Rosmar y María Celeste, por soportarme, cuidarme y enseñarme todo lo que soy hoy. A mis amigos preciosísimos Miguel, Argenis, Enrique, Luis, Víctor, Maritza, Jesmir, Danielle. A mis segundos padres Carmen, Diolaida, Selenia y Raúl, Marga y Agustín. Todo ustedes me han regalado los momentos más espectaculares de mi vida y siempre están allí cuando los necesito. Gracias por ese cariño tan bonito que desde el primer momento me brindaron. ¡Los Amo!

A todos mis compañeros de clase y a los que conocí en estas andanzas udistas. A todos mis profesores del Departamento de Ingeniería Química, por brindarme todos esos conocimientos valiosos y necesarios para alcanzar esta meta, especialmente a Arturo Rodulfo quién sin saberlo, hizo que naciera en mí el amor por esta carrera tan bonita y mi Prof. Hernán Raven, por enseñarme que el esfuerzo tiene grandes recompensas.

Y finalmente, a la Universidad de Oriente, por contribuir con mi formación como profesional. En tus aulas viví momentos llenos de triunfos y de enseñanzas que dejaron una huella inolvidable en mi vida.

María José Rivas Vera.

RESUMEN

Los yacimientos de gas condensado exhiben un comportamiento complejo debido a la existencia de dos fluidos en el mismo: gas y líquidos condensables, lo que los conlleva a presentar ciertos problemas adicionales durante su producción, entre los que se destaca un fenómeno conocido como condensación retrógrada que consiste en la formación de un anillo o banco de condensado retrógrado que crece en las cercanías del pozo, cuando la presión cae por debajo de la presión de rocío. Es por esta razón que para optimizar la explotación de yacimientos de gas condensado con problemas en el recobro de hidrocarburos, es necesario, aplicar métodos que permitan movilizar el condensado que satura al medio poroso. Existen numerosos métodos que pueden ser aplicados en la solución de este problema, sin embargo, debido a las diferencias existentes en cuanto a las características de rocas y fluidos en cada yacimiento, se requiere de un estudio en particular en cada uno de ellos. Por todo lo antes expuesto, se realizó un estudio de los métodos de inyección más utilizados en el oriente del país, los cuales permiten reducir la formación temprana de condensado y la acumulación del mismo en las cercanías del pozo, con la finalidad de realizar un análisis comparativo que permitió definir las mejores prácticas de aplicación de cada método en el control del banco de condensado, ofreciendo un mecanismo de búsqueda rápida para la definición de criterios de selección para su respectiva aplicación en el yacimiento. Finalmente, después de desarrollar y analizar cada uno de los métodos estudiados, se concluyó, que el método más idóneo para aplicarlo en esta región es la inyección de gas seco, ya que este resultó ser el más disponible, económico y el que arrojó eficiencias de desplazamientos más altas. Todo esto basado, en las experiencias de campo y conceptuales (estudios de laboratorio y simulación numérica) que fueron realizadas en esta zona.

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
CAPÍTULO I	21
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	21
1.2. OBJETIVOS	23
1.2.1. OBJETIVO GENERAL	23
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
CAPÍTULO II	24
2.1. DESCRIPCIÓN YACIMIENTO EN ESTUDIO	24
2.1.1. Área norte de Monagas	24
2.1.1.1. Campo El Furrial	26
2.1.1.2. Pirital - Orocual – Manresa	30
2.1.1.3. Jusepín	33
2.1.2. Área Norte de Anzoátegui	35
2.2. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	38
2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO ...	41
2.3.1. Yacimientos subsaturados	41
2.3.2. Yacimientos saturados	41
2.3.3. Yacimientos de gas condensado con condensación retrógrada en el yacimiento	42
2.3.4. Yacimientos de gas condensado sin condensación retrógrada en el yacimiento	42
2.4. CONCEPTOS BÁSICOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS PARA LA APLICACIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	42

2.4.1. Propiedades de las rocas.....	42
2.4.1.1. De acuerdo al estado de los fluidos en el yacimiento.....	45
2.4.1.2. Medio poroso, estructura y propiedades.....	48
2.4.1.2.1 Porosidad.....	49
2.4.1.2.2. Permeabilidad.....	52
2.4.1.2.3. Ley de Darcy	53
2.4.1.2.4. Valores Promedio de Permeabilidad	58
2.4.1.2.5. Compresibilidad	61
2.4.2. Propiedades de los fluidos.....	62
2.4.2.1. Presión del yacimiento	62
2.4.2.3. Viscosidad de los crudos	64
2.4.2.4. Fluidos de los yacimientos	64
2.4.2.4.1. Diagrama de fases	64
2.4.2.4.2. Factor volumétrico del gas (β_g).....	72
2.4.2.4.3. Solubilidad del gas en el petróleo.....	73
2.4.2.4.4. Factor volumétrico bifásico o de formación Total (β_t)	73
2.4.3. Interacción roca fluido.....	73
2.4.3.1. Saturación de fluidos en el yacimiento.....	74
2.4.3.2. Tensión superficial e interfacial	76
2.4.3.3. Humectabilidad o mojabilidad	77
2.4.3.4. Presión capilar	80
2.4.3.5. Saturación de agua connata.....	82
2.4.3.6. Histéresis capilar	83
2.4.3.7. Drenaje	83
2.4.3.8. Imbibición	84
2.4.3.9. Permeabilidades relativas.....	84
2.4.3.10. Razón de movilidad.....	86
2.4.3.11. Corte de agua o flujo fraccional de agua.....	86

2.4.3.12. Relación Gas-Petróleo de Producción.....	87
2.4.3.13. Factor mecánico de daño (Skin factor “S”).....	88
2.4.3.14. Índice de productividad.....	90
CAPÍTULO III.....	91
3.1. EXPLICACIÓN DEL EFECTO DEL BANCO DE CONDENSADO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DE GAS CONDENSADO.....	91
3.1.1. Comportamiento de fases de un gas condensado, según ingeniería química.....	92
3.1.2. Comportamiento de fases de un gas condensado, aplicada a la Ingeniería de Yacimientos.....	94
3.1.3. Acumulación de líquido en los pozos.....	97
3.1.4. Acumulación de líquidos en la formación.....	98
3.2. DESCRIPCIÓN LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE FLUIDOS APLICADOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS CONDENSADO COMÚNMENTE UTILIZADOS EN EL ORIENTE DE VENEZUELA.....	102
3.2.1. Inyección de gas seco.....	102
3.2.2. Inyección de dióxido de carbono.....	105
3.3. ANALISIS DE LA INFLUENCIA DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE INYECCIÓN SOBRE EL BANCO DE CONDENSADO, MEDIANTE UN ESTUDIO COMPARATIVO, CON LA FINALIDAD DE SUGERIR EL MÉTODO DE INYECCIÓN MÁS IDÓNEO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS CONDENSADO.....	119
3.3.1. Inyección de gas seco (ciclaje de gas).....	119
3.3.2. Inyección de dióxido de carbono (CO ₂).....	122
3.3.3. Inyección de nitrógeno (N ₂).....	124

3.4. DEFINICIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS DE APLICACIÓN DE CADA TÉCNICA EN EL CONTROL DEL BANCO DE CONDENSADO, OFRECIENDO UN MECANISMO DE BÚSQUEDA RÁPIDA PARA LA DEFINICIÓN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA SU RESPECTIVA APLICACIÓN EN EL YACIMIENTO.....	125
3.4.1. Esquemas de explotación de yacimientos de gas condensado	126
3.4.1.1. Agotamiento natural de las reservas.....	126
3.4.1.2. Mantenimiento de Presión.....	126
3.4.2. Factores y consideraciones generales necesarias para realizar el estudio técnico económico de una propuesta	127
CAPÍTULO IV	133
4.1. DISCUSIONES	133
4.1.1. EXPLICACIÓN DEL EFECTO DEL BANCO DE CONDENSADO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DE GAS CONDENSADO	133
4.1.2. DESCRIPCIÓN LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE FLUIDOS APLICADOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS CONDENSADO COMÚNMENTE UTILIZADOS EN EL ORIENTE DE VENEZUELA.....	137
4.1.2.1. Inyección de gas seco	137
4.1.2.2. Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂)	141
4.1.2.3. Inyección de nitrógeno	147
4.1.3. ANALIZAR LA INFLUENCIA DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE INYECCIÓN SOBRE EL BANCO DE CONDENSADO, MEDIANTE UN ESTUDIO COMPARATIVO, CON LA FINALIDAD DE SUGERIR EL MÉTODO DE INYECCIÓN MÁS IDÓNEO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS CONDENSADO.....	148
4.2. CONCLUSIONES.....	156

4.3. RECOMENDACIONES	158
BIBLIOGRAFÍA	159
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	161

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación Geográfica Área Norte de Monagas.....	25
Figura 2.2. Ubicación Geográfica de El Furrial.	26
Figura 2.3. Tabla contentiva de información referente a Yacimientos y Producción.	29
Figura 2.4. Ubicación Geográfica de Pirital.....	31
Figura 2.5. Norte de Monagas.....	32
Figura 2.6. Ubicación geográfica del campo Santa Bárbara.	34
Figura 2.7. Mapa de Ubicación del Norte de Anzoátegui.	36
Figura 2.8. Ubicación Geográfica del Norte de Anzoátegui.	36
Figura 2.9. Diagrama de Fases de un sistema de Gas Condensado.....	39
Figura 2.10. Diagrama de Fases de un yacimiento de Gas Condensado pobre (izquierda) y uno rico (derecha).	40
Figura 2.11. Representación de yacimientos estructurales.....	43
Figura 2.12. Representación de yacimientos estratigráficos.	44
Figura 2.13. Representación de yacimientos mixtos.	44
Figura 2.14. Representación de yacimientos de petróleo.	45
Figura 2.15. Representación de yacimientos de gas-petróleo.	46
Figura 2.16. Representación de yacimientos de condensado.	46
Figura 2.17. Representación de yacimientos de gas seco.....	47
Figura 2.18. Representación de yacimientos de gas asociado.....	48
Figura 2.19. Ecuación de Darcy.	53
Figura 2.20. Representación de fluido incompresible flujo horizontal.	54
Figura 2.21. Representación de fluido incompresible flujo radial.	55
Figura 2.22. Representación de fluido compresible flujo horizontal.	56
Figura 2.23. Representación de fluido compresible flujo radial.	56
Figura 2.24. Representación permeabilidad capas en paralelo.....	58
Figura 2.25. Representación permeabilidad capas en paralelo flujo radial.	59
Figura 2.26. Representación permeabilidad capas en serie flujo horizontal.	60

Figura 2.27. Representación permeabilidad capas en serie flujo radial.	61
Figura 2.28. Diagrama de fases de una sustancia pura.	65
Figura 2.29. Comportamiento de fluidos en los yacimientos.	66
Figura 2.30. Diagrama de diagrama Presión Vs. Temperatura.	69
Figura 2.31. Tensión superficial.	76
Figura 2.32. Tensión superficial e interfacial.	77
Figura 2.33. Ejemplo de Mojabilidad.	78
Figura 2.34. Mojabilidad.	78
Figura 2.35. Mojabilidad en el medio poroso.	80
Figura 2.36. Presión capilar.	81
Figura 2.37. Desplazamiento de petróleo por agua en un sistema mojado por petróleo (Drenaje).	83
Figura 2.38. Desplazamiento de petróleo por agua en un sistema mojado por agua. (Imbibición).	84
Figura 2.39. Permeabilidades relativas.	85
Figura 3.1. Isoterma ABD.	92
Figura 3.2. Diagrama presión Vs. Temperatura.	95
Figura 3.3. Esquema de incremento de movilidad del gas.	100
Figura 3.4. Diagrama terciario.	108
Figura 3.5. Tabla resumen de rango de valores en la inyección de CO ₂	114
Figura 4.1. Regiones del comportamiento de condensado.	136

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Resumen de condiciones de aplicación.	129
---	-----

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Un yacimiento de gas condensado puede obstruirse con sus componentes más valiosos. La saturación del líquido condensado puede incrementarse en la región vecina al pozo como consecuencia de la caída de presión por debajo del punto de rocío, restringiendo en última instancia el flujo de gas. La restricción en la zona vecina al pozo puede reducir la productividad del pozo en un factor o más. Este fenómeno conocido como formación de bloque o banco de condensado es el resultado de una combinación de factores incluyendo las propiedades de las fases de los fluidos, las características del flujo de la formación y las presiones existentes en la formación y en el pozo. Si estos factores no se comprenden en las primeras instancias del desarrollo de un campo petrolero, tarde o temprano el rendimiento de la producción se verá afectado.

Los yacimientos de gas condensado exhiben un comportamiento complejo debido a la existencia de dos fluidos en el mismo: gas y líquidos condensables, lo que los conlleva a presentar ciertos problemas adicionales durante su producción, entre los que se destaca un fenómeno conocido como condensación retrógrada que consiste en la formación de un anillo o banco de condensado retrógrado que crece en las cercanías del pozo, cuando la presión cae por debajo de la presión de rocío. Esto resulta en un incremento de la saturación de líquido, comenzando desde el pozo y moviéndose hacia dentro del yacimiento a medida que transcurre el tiempo, con lo que se puede ver reducida la permeabilidad relativa al gas, afectando en mayor grado aún, la productividad de los pozos.

Es por esta razón que para optimizar la explotación de yacimientos de gas condensado con problemas en el recobro de hidrocarburos, es necesario, aplicar técnicas

que permitan movilizar el condensado que satura al medio poroso. Existen numerosas técnicas que pueden ser aplicadas en la solución de este problema, sin embargo, debido a las diferencias existentes en cuanto a las características de rocas y fluidos en cada yacimiento, se requiere de un estudio en particular en cada uno de ellos.

Al definir los efectos que causan la condensación retrógrada en las cercanías del pozo, es posible programar los proyectos de estimulación que minimicen el impacto de éstos sobre la productividad. Uno de los procesos de recuperación secundaria que regularmente se utilizan consiste en la inyección de fluidos a la formación. La selección del fluido apropiado para la inyección, probablemente sea la parte más compleja del diseño de cualquier operación de inyección, pues se debe evaluar tanto la capacidad de reducción del banco de condensado como la factibilidad económica de la aplicación, principalmente.

Por todo lo antes expuesto, se hace necesario realizar el estudio de los métodos de inyección más utilizados por la industria petrolera, que permitan reducir la formación temprana de condensado y la acumulación del mismo en las cercanías del pozo, con la finalidad de realizar un análisis comparativo que permita definir las mejores prácticas de aplicación de cada técnica en el control del banco de condensado, ofreciendo un mecanismo de búsqueda rápida para la definición de criterios de selección para su respectiva aplicación en el yacimiento.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

“Evaluar los métodos de inyección comúnmente utilizados en el mejoramiento de la productividad de los yacimientos de gas condensado del oriente de Venezuela, estableciendo las mejores prácticas en el control del banco de condensado retrogrado”.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Explicar el efecto del banco de condensado sobre la productividad de los pozos de gas condensado, cuando la presión de yacimiento cae por debajo de la presión de rocío.
- Describir los métodos de inyección de fluidos aplicados para el mejoramiento de la productividad en pozos de gas condensado comúnmente utilizados en el oriente de Venezuela.
- Analizar la influencia de los diferentes métodos de inyección sobre el banco de condensado, mediante un estudio comparativo, con la finalidad de sugerir el método de inyección más idóneo para el mejoramiento de la productividad en pozos de gas condensado.
- Definir las mejores prácticas de aplicación de cada técnica en el control del banco de condensado, ofreciendo un mecanismo de búsqueda rápida para la definición de criterios de selección para su respectiva aplicación en el yacimiento.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. DESCRIPCIÓN YACIMIENTO EN ESTUDIO

La recolección de la información se realizó considerando el oriente de Venezuela, como área de estudio, focalizando la investigación hacia campos de gas condensado, el cual es el principio fundamental de la búsqueda de información referente a proyectos de evaluación de métodos de inyección, utilizados en el mejoramiento de la productividad de los yacimientos de gas condensado, considerando el control del banco de condensado retrógrado como objetivo principal de la inyección. De acuerdo a lo antes expuesto se focalizó la investigación hacia dos áreas en particular:

- Área norte de Monagas.
- Área norte de Anzoátegui.

A continuación se refleja la información que comprende cada una de éstas áreas.

2.1.1. Área norte de Monagas

El área denominada “Norte de Monagas” se localiza al Este de Venezuela, en la región norte del Estado Monagas, aproximadamente a 500 Km de la ciudad capital (Caracas). Comprende una superficie aproximada de 390 kilómetros cuadrados y está integrada por tres grandes bloques en sentido Oeste-Este: Santa Bárbara, Mulata-El Carito y El Furrial. Desde el punto de vista de geología tenemos las siguientes características: Estructuralmente está definido por anticlinales alargados, originados por los efectos compresivos que

afectaron el área, fallas de tipo inversa, normales y transgresivas. Adicionalmente se presentan zonas de cizallamiento originadas por estructuras de origen tectónico

transcompresional relacionado a la colisión de la placa del Caribe con la de Sur América en la dirección Noroeste-Sureste a partir del Oligoceno tardío. De acuerdo a lo expuesto anteriormente se presenta la complejidad estructural del área de nuestros yacimientos.

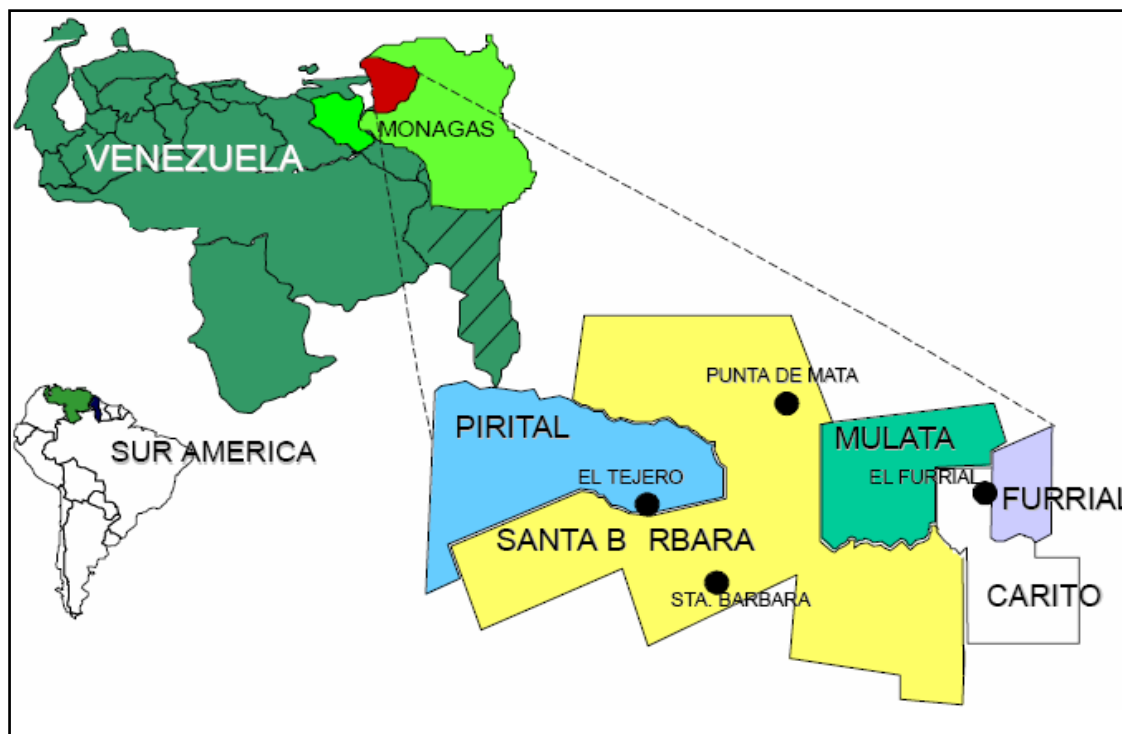


Figura 2.1. Ubicación Geográfica Área Norte de Monagas.

Estratigráficamente está representada por sedimentos depositados del Cretáceo hasta el Pleistoceno, con un espesor máximo en la columna de sedimentos de 17,000 pies. La sección productora de hidrocarburo es de aproximadamente 3500 pies de arenas productoras y está conformada, de mayor a menor edad, por las formaciones de San Antonio, San Juan (Cretáceo) suprayacentes discordantemente a la formación Naricual (Oligoceno) pasando en concordancia a la formación Carapita (Mioceno Inferior).

2.1.1.1. Campo El Furrial

El área El Furrial, al este de Venezuela, se encuentra en la zona norte del Estado Monagas, vecina al campo de Jusepín, 35 km al suroeste de la ciudad de Maturín. Los campos petrolíferos tradicionales de Jusepín y Santa Bárbara habían sido descubiertos en 1938 y 1941 con producción del Mioceno superior. Pequeños flujos de barro y filtraciones de petróleo y gas al extremo norte de los campos Travieso-Santa Bárbara indicaban las posibilidades de encontrar acumulaciones comerciales de hidrocarburos debajo del bloque alóctono de Pirital. En la década de los 50 la Mene Grande Oil Company perforó siete pozos exploratorios que penetraron el bloque, pero no alcanzaron objetivos profundos por dificultades mecánicas.

En 1957 se encontró petróleo al norte del campo Tacat en arena de la Formación Las Piedras, y entre 1957 y 1958, cuando se perforaron cinco pozos exploratorios en el área de Pirital, el último, productor, descubrió petróleo a poca profundidad.

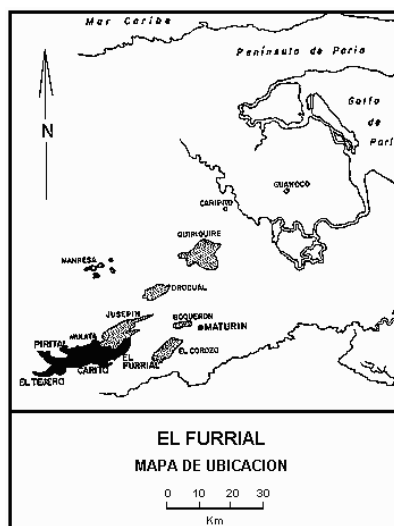


Figura 2.2. Ubicación Geográfica de El Furrial.

A partir de 1985 la exploración sísmica moderna y la interpretación geológica bajo nuevos conceptos llevaron al descubrimiento de yacimientos profundos de El Furrial en 1986, Musipán en 1987 y Carito en 1988. El pozo descubridor del área, El Furrial-1X, fue completado a 4.565m con producción de 7.500 BPD de crudo con gravedad 28.5°API. El esfuerzo exploratorio prosiguió hasta principios de 1988 con la perforación de cinco pozos exploratorios profundos. Los pozos que siguieron en el sector El Furrial-Musipán continuaron obteniendo producción excepcional de 5.000 a 6.000 BPD/pozo que en algunos sobrepasó los 7.000 BPD.

El pozo SBC-3E fue completado en 1989 probando el área al norte de la falla de Pirital con 6.100 BPD, 35°API. El pozo PIC-1E, 7.5 km al noroeste, confirmó esta acumulación debajo del corrimiento y fue completado en 1992 con 4.500 BPD, 36°API.

Corpoven descubrió en 1993 un nuevo yacimiento de crudo mediano (27-29°API) en el pozo exploratorio SBC-10E (17.500') con considerables reservas de petróleo y gas. La exploración siguió con 4 pozos adicionales en el alineamiento El Furrial-Musipán.

Toda el área fue cubierta por la sísmica 2D y 3D que, conjuntamente con la información obtenida de los pozos, ha permitido la división en tres bloques principales, El Furrial, Carito y El Tejero, de este a oeste.

Los yacimientos se encuentran a gran profundidad (14.000' en El Furrial, 15.000' en Carito y 17.000' en El Tejero). El pozo PIC-10E, Corpoven, logró una prueba de 2.560 BPD de crudo de 35°API a profundidad mayor de 18.500'.

El Área El Furrial es vecina a El Corozo, San Vicente, Boquerón, Chaguaramal, donde se han identificado estructuras geológicas de igual interés petrolífero. Por otro lado, la presencia de hidrocarburos livianos en el bloque de El Tejero, 1.700' más bajo que El Carito, parece indicar la posibilidad de encontrar hacia el oeste yacimientos de crudo más

liviano y porosidad similar en los bloques Casupal-Mata Grande y Tonoro a profundidad aún mayor que en El Tejero.

La sección productiva, Cretáceo superior al Terciario medio, es clástica, con espesor de arena entre 200' y 1.200'. El contenido de arcilla en las arenas cretácicas es de 15-25% y para el Terciario es de 12-15%.

La profundidad de los pozos del norte de Monagas varía desde 14.500' en la cumbre de la estructura hasta más de 22.000' para los pozos perforados en los flancos de las áreas profundas de Santa Bárbara y Pirital.

Los yacimientos contienen hidrocarburos en forma de gas condensado, petróleo volátil o petróleo negro. Los hidrocarburos de Santa Bárbara y Pirital bajan gradualmente la gravedad API con la profundidad; se observa una zona de fase gaseosa en la parte más alta de la estructura, una sección de petróleo volátil al centro, y petróleo negro en la zona inferior. La gravedad del crudo en el norte de Monagas varía de 23 a 36°API.

El potencial productivo de los pozos es muy alto. El pozo descubridor, El Furrial-1X, obtuvo sobre los 7.000 BPD con 275.6 m de arena neta petrolífera. El espesor de arenas ha permitido el diseño de completaciones dobles, logrando producción superior a 10.000 BPD/pozo.

YACIMIENTOS			
Campo	Yacimiento	Edad	Gravedad
El Tejero	La Pica	Mioceno Sup. Plioceno	23° API
Carito	Naricual	Oligoceno	26°
Furrial - Carito	Los Jabillos	Oligoceno	55°
Tejero - Carito	Merecure	Oligoceno	26°
Furrial - Carito	Caratas	Eoceno	34°

PRODUCCION			
	S. Bárbara-Piritál	Carito-Mulata	El Furrial
Profundidad	17.000'	15.000'	14.000'
Temperatura	310° F	305° F	300° F
Presión	11.000 lpc	8.5000 lpc	7.500 lpc
Asfaltenos	3%	15%	5%
Arena	0.2 lb/bl	0.6 lb/bl	0.1 lb/bl

Figura 2.3. Tabla contentiva de información referente a Yacimientos y Producción.

La presión de los pozos alcanza 8.000 a 8.500 lpc a nivel de yacimiento; la presión superficial de flujo llega a 7.500 lpc. La temperatura del crudo se encuentra entre 280°F y 320°F. Algunos yacimientos del área presentan dificultades en el manejo del crudo debidas al depósito de asfaltenos en el yacimiento y en la tubería eductora. El crudo de El Furrial muestra 5% de asfaltenos que llega a 15% en El Carito.

Otro factor desfavorable es el porcentaje de arena, básicamente en el bloque El Carito y el contenido de H₂S se acerca en algunos casos a 880 ppm.

El gas que se produce asociado al crudo se comprime y se transfiere al Complejo Muscar. El gas rico se envía a la Planta de Extracción de Santa Bárbara y las corrientes menos ricas van por gasoducto a la Planta de Extracción de San Joaquín. El líquido es transportado a la Planta de José para su fraccionamiento.

2.1.1.2. Pirital - Orocual – Manresa

En la zona norte de Monagas se encontraron flujos de barro y de petróleo o gas en la superficie del terreno, y en 1912 los geólogos demostraron su interés por descubrir acumulaciones comerciales de petróleo, recomendando a las empresas que solicitaran concesiones petroleras al gobierno venezolano.

En 1918 la Caribbean Petroleum Company (Grupo Shell) perforó en el área de Orocual, por indicación de los geólogos de campo, los pozos Molestia-1 y Molestia-2 (el pozo más profundo de Venezuela para aquella época, 3.240'). En abril de 1933 la Shell encontró petróleo de la Formación Las Piedras a 3.040'. Volvió a perforar durante 1944 y en 1958 comenzó la explotación del campo Orocual.

En octubre de 1938 la Standard Oil Company of Venezuela descubrió el campo petrolífero de Jusepín, y en 1941 la Compañía Consolidada de Petróleo (Sinclair) encontró el petróleo de Santa Bárbara. Estos campos se extendieron en el alineamiento de explotación del Mioceno superior (Revista Petroleum, No. 93, mayo 1996).

Para 1945 la Venezuelan Atlantic encontró petróleo a 2.500' en Pirital, al norte de Santa Bárbara, que más tarde se explotó con yacimientos someros, cuando el último de cinco pozos exploratorios encontró el petróleo de la Formación Las Piedras.

Al noroeste de Orocual, la empresa Creole Petroleum Corporation descubrió en 1954 el campo Manresa, a 2.640' de profundidad, mediante estudios sismográficos, con producción de Las Piedras y del Cretáceo.

En 1985 la exploración sísmica moderna y la avanzada tecnología de perforación lograron descubrir y alcanzar las estructuras profundas del norte de Monagas y encontrar

excelentes productores en la alineación El Furrial-Boquerón (Petroleum, No. 94, junio 1996 y No. 95, julio 1996) y en los viejos campos Orocuál, Mauresa, Pirital y Santa Bárbara.

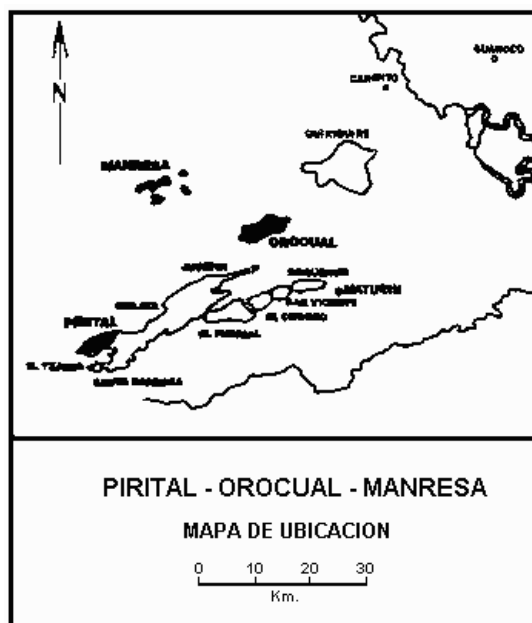


Figura 2.4. Ubicación Geográfica de Pirital.

En el norte de Monagas las perspectivas exploratorias se han incrementado últimamente debido a los descubrimientos de petróleo liviano en el Cretáceo superior y el Terciario inferior evidenciados por los pozos del área de El Furrial y del campo Orocuál.

La primera etapa productiva de Pirital corresponde a una sección delgada de la Formación Las Piedras, en buzamiento sur, y otra sección corta de la Formación Morichito hacia el sur del campo. El petróleo generado en la Formación Carapita migró directamente a estos horizontes someros, por ausencia de la Formación La Pica, y fue retenido en el lado deprimido de las fallas presentes. En Orocuál produjo, igualmente, la Formación Las Piedras, con gravedad de 27°API. El crudo de Las Piedras en Manresa muestra 18-20°API.

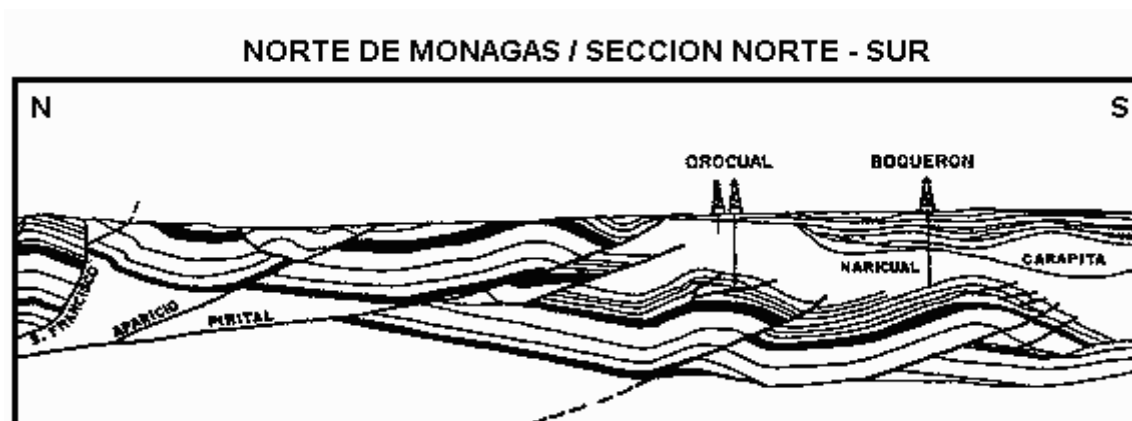


Figura 2.5. Norte de Monagas

La segunda etapa productiva del norte de Monagas, corresponde a pozos profundos, entre 14.500' en la cima de las estructuras hasta más de 22.000' para los pozos perforados en los flancos del área de Pirital. En Santa Bárbara-Pirital la profundidad promedio 17.000'.

El pozo SBC-3E, del norte de Santa Bárbara fue completado en 1989 con producción de 6.100 BPD de petróleo con 35°API y 47 MMPCN de gas. Muri-1E probó 8.371 BPD de crudo.

En Orocuál se produce crudo liviano en la zona F (Formación Naricual). El Cretáceo (Formación San Juan) fue probado en el pozo ORC-15, entre 13.500' y 14.000', con producción de 1.316 BPD de crudo liviano (37-40°API). El crudo de Santa Bárbara-Pirital muestra temperatura de 310°F y presión de 11.000 lpc. Contiene 3% de asfaltenos y 0.2 lb/lb de arena.

En Chaguaramal se presentan presiones anormales durante la perforación. La acumulación profunda se encuentra tanto en zonas de fracturas como en sectores que muestran porosidad primaria del Cretáceo y del Terciario.

El proyecto RECOR (Recobro mejorado de crudo) recuperara en Orocuál 21 MMMPCN de condensado (42°API) y 10.000 BPD de crudo, mediante la inyección de 90 MMPCN de gas a 6.500 lpc.

2.1.1.3. Jusepín

El Área Santa Bárbara-Jusepín está situada al norte del Estado Monagas, 30 km al oeste de Maturín. Comprende los campos Jusepín, Muri, Mulata, Santa Bárbara, Travieso, Mata Grande y Tacat. El área productora puede ser descrita como una sola unidad, aun cuando las empresas concesionarias dieron diferentes nombres a sus campos petrolíferos. Conforman una extensa franja de rumbo N 60° E, con más de 45 kilómetros de extensión y 7km de ancho.

Al oeste de Jusepín, la Compañía Consolidada de Petróleo (Sinclair) perforó en 1941 el pozo productor Santa Bárbara No. 1 y en 1942 el pozo Muri No. 1. La perforación en la concesión Amana comenzó en 1941. La Mene Grande Oil Company inició la producción en 1943, la Venezuelan Atlantic Refining Company en 1945 y la Phillips Oil Company en 1946.

La extensión noreste del campo Jusepín fue descubierta por el pozo J-130, completado en marzo de 1944. Es una prolongación estrecha de 7 km de largo por 700 metros de ancho, que fue desarrollada rápidamente; para agosto de 1945 se habían perforado 53 pozos.

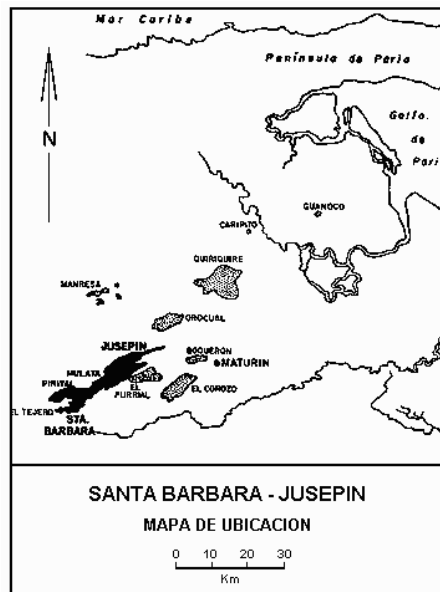


Figura 2.6. Ubicación geográfica del campo Santa Bárbara.

El pozo profundo J-476 (18.473'), también al norte del corrimiento de Pirital, perforado en 1996 por el consorcio Total-Amoco bajo convenio operativo con Lagoven, obtuvo excelente producción del Oligoceno en horizontes profundos del viejo campo de Jusepín.

La sección arenosa de la Formación La Pica comprende dos conjuntos operacionales productivos: la sección inferior conocida como Arenas Textularia y una superior denominada Arenas Sigmoidina; una zona más alta (Cassidulina) no ha mostrado producción. La acumulación de hidrocarburos en las areniscas de La Pica está limitada principalmente por el acañamiento de las arenas y existe una multitud de trampas estratigráficas lenticulares. Se conocen 25 areniscas productoras en las zonas de Textularia y Sigmoidina. Las areniscas individuales son extremadamente finas y hacia el este se tornan altamente arcillosas. En la extensión noreste La Pica solo ha rendido una producción muy escasa.

El pozo SBC-3E, perforado en 1989, probó el bloque norte del corrimiento de Pirital, con 6.100 BPD y 35°API. El pozo PIC-IE, 7.5 km al noroeste, confirmó en 1992 esta acumulación debajo del corrimiento con producción de 4.500 BPD, 36°API, 37 MMPC/D. Estos pozos abrieron muy favorables expectativas. Los crudos del Área Santa Bárbara-Jusepín tienen gravedad de 22 a 36°API, con promedio de 31°API. El pozo descubridor J-1, produjo 544 BPD, 32.6°API. El contenido de azufre es moderado. Los pozos productores de la Formación La Pica mostraron una fuerte declinación de la presión y un rápido descenso en las tasas de producción. En noviembre de 1964 comenzó la inyección de gas en la extensión noreste de Jusepín, suspendida en 1966 y reiniciada en febrero de 1978 hasta febrero de 1982.

2.1.2. Área Norte de Anzoátegui

En la parte septentrional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte del corrimiento de Anaco y al oeste de la falla de Urica, se encuentra un área extensa caracterizada estructuralmente por domos y braquianticlinales fallados, varios de los cuales han demostrado la presencia de acumulación de hidrocarburos. Han sido agrupados como la subregión norte de Anzoátegui. Comprende el Área Guaribe-Chaparro en el extremo noroccidental, el Área Mayor de Anaco al sur, y el Área de Urica al este.

El Área Guaribe-Chaparro incluye las zonas Guaribe-Bruzual, Peñalver, Dragal, Cajigal, Cascaroncito, Casón, Toco Norte y El Chaparro, con escasa prospectividad petrolífera debido a las pobres características petrofísicas de la Formación Oficina. El Área Mayor de Anaco encierra los campos asociados al Corrimiento de Anaco, excelentes productores de hidrocarburos. El Área de Urica tiene un grupo de estructuras ubicadas al suroeste de la falla de Urica, y al noreste de los campos tradicionales de Anaco. En esta área de 3.000 km², se han descubierto las acumulaciones de La Ceiba-Santa Rosa norte, Rosal, Tacata, La Vieja, Cerro Pelado y Quiamare. Otras estructuras, principalmente hacia

la parte central del área, que muestran anticlinales asociados a fallas inversas y presentan condiciones favorables a la acumulación de petróleo, no han sido perforadas.



Figura 2.7. Mapa de Ubicación del Norte de Anzoátegui.

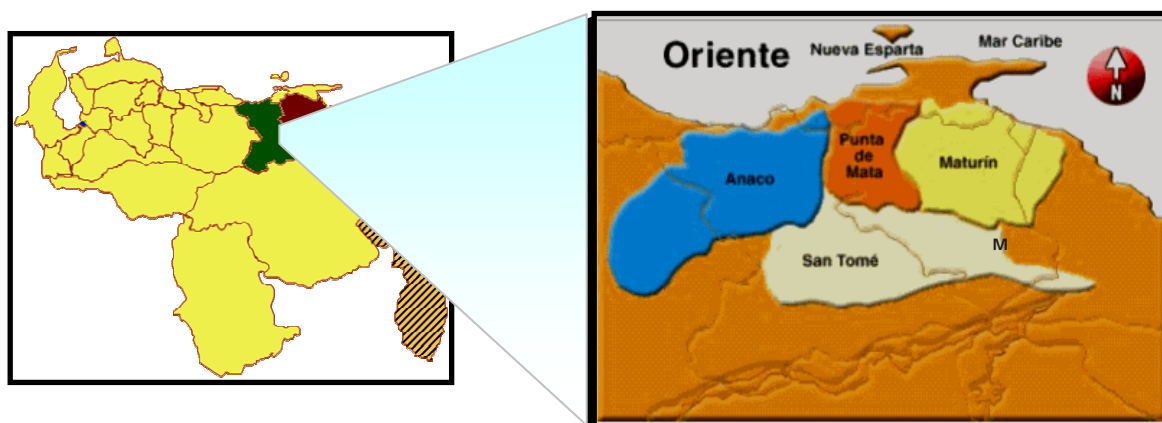


Figura 2.8. Ubicación Geográfica del Norte de Anzoátegui.

El primer campo productor, Quiamare, está ubicado en el anticlinal de Río Aragua, que se define en la superficie. Este anticlinal se encuentra en las laderas de las montañas del norte de Anzoátegui, al sur de la Cordillera Oriental, desarrollado en las formaciones Capiricual y Quiamare del Grupo Santa Inés. El campo fue descubierto en 1942 por la Mene Grande Oil Company, mediante geología de superficie e interpretación sismográfica. El primer pozo alcanzó 6.500' y fue completado en el Oligo-mioceno. Siguió los

descubrimientos de La Ceiba (MGO, 1945) con el pozo La Ceiba-1 (9244'), La Vieja (MGO, 1950, 2.750'), Cerro Pelado (MGO, 1951, 4.400', sismógrafo y sondeos estructurales), Tacata (MGO, 1952, 2.200', sismógrafo), La Ceibita (MGO, 1963, 2.196', geofísica).

En el Área norte Anzoátegui la mayoría de estructuras no han sido investigadas a profundidad, por lo que existen ciertas posibilidades atractivas de exploración. La definición de nuevas estructuras y de trampas estratigráficas favorables espera la investigación por la sísmica moderna.

De los campos de Urica solo La Ceiba sobresale en producción y en reservas. Son petrolíferas las arenas de la Formación Merecure (Oligoceno) y Oficina (Mioceno). Contiene 35 horizontes productores, donde la acumulación de hidrocarburos está controlada principalmente por el cierre estructural del domo y, en menor grado, por acuñamiento de las arenas. La gravedad del crudo varía entre Juan (Cretáceo) rindió cantidades menores de petróleo.

El campo Quiamare produce de la Formación Oficina, arenas Naranja K₂ hasta Amarillo G₂, la más profunda alcanzada por los pozos. El crudo tiene una gravedad de 30-35°API y el condensado 50°API. Las arenas productoras, igual que en La Vieja y Cerro Pelado son duras, litificadas, con porosidad de hasta 7% y permeabilidad baja (150md). En Quiamare se observa recementación de los granos minerales por carbonato de calcio y la presencia de fracturamiento secundario.

La Ceiba y Cerro Pelado mostraron crudo de 36 y 38.1°API, respectivamente. Tática probó petróleo de 37.2°API en la Formación Carapita (Oligo-mioceno).

El campo La Vieja produjo petróleo con promedio de 25.9°API, 0.56% de azufre y 0.6% de parafina. El pozo descubridor, VZ-2, obtuvo 115 BPD, 26.4°API, baja relación

gas-petróleo, 10% de agua y sedimento. En el campo se obtuvo producción de once horizontes diferentes de la arena Merecure J₂ de la Formación Merecure. Las arenas basales de la Formación Las Piedras produjeron en 1950 un total de 4.651 barriles (15,5°API) en el pozo VZ-2 antes de la completación en la arena Merecure J₂.

2.2. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Los yacimientos de gas condensado son aquellos que están formados, o contienen un gas condensado. Un gas condensado es un fluido monofásico en condiciones de yacimiento originales. Está compuesto principalmente de metano [C1] y de otros hidrocarburos de cadena corta, pero también contiene hidrocarburos de cadena larga, denominados fracciones pesadas. Bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, este fluido se separará en dos fases, una gaseosa y otra líquida, lo que se conoce como condensado retrógrado.

Durante el proceso de producción del yacimiento, la temperatura de formación normalmente no cambia, pero la presión se reduce. Las mayores caídas de presión tienen lugar cerca de los pozos productores. Cuando la presión de un yacimiento de gas condensado se reduce hasta un cierto punto de rocío, una fase líquida rica en fracciones pesadas se separa de la solución; la fase gaseosa muestra una leve disminución de las fracciones pesadas. La reducción continua de la presión incrementa la fase líquida hasta que alcanza un volumen máximo; luego el volumen de líquido se reduce. Este comportamiento se puede mostrar en un diagrama de la relación PVT (Figura 2.9).

Esta gráfica de la relación PVT indica el comportamiento monofásico fuera de la región bifásica, que está limitada por las líneas correspondientes al punto de burbujeo y al punto de rocío. Todas las líneas de saturación de fase constante (líneas de guiones) convergen en el punto crítico. Los números indican la saturación de la fase de vapor. En un yacimiento de gas condensado, la condición inicial del yacimiento se encuentra en el área

monofásica, a la derecha del punto crítico. Conforme declina la presión del yacimiento, el fluido atraviesa el punto de rocío y una fase líquida se separa del gas. El porcentaje de vapor disminuye, pero puede aumentar nuevamente con la declinación continua de la presión. La cricondeterma es la temperatura máxima a la cual pueden coexistir dos fases. Los separadores de superficie habitualmente operan en condiciones de baja presión y baja temperatura.



Figura 2.9. Diagrama de Fases de un sistema de Gas Condensado.

El volumen de la fase líquida presente depende no sólo de la presión y la temperatura, sino también de la composición del fluido. Un gas seco, tiene insuficientes componentes pesados como para generar líquidos en el yacimiento aunque se produzca una gran caída de presión cerca del pozo. Un gas condensado pobre genera un volumen pequeño de fase líquida - menos de 561 m^3 [100 bbl por millón de pies³] - y un gas condensado rico genera un volumen de líquido más grande, generalmente superior a 842 m^3 por millón de m^3 [150 bbl por millón de pies³]. No existen límites establecidos en las definiciones de pobre y rico, y descripciones adicionales (tales como muy pobre) también se aplican, de modo que estas cifras deben tomarse como meros indicadores de rangos.

La determinación de las propiedades de los fluidos puede ser importante en cualquier yacimiento, pero desempeña un rol particularmente vital en los yacimientos de gas condensado. Por ejemplo, la relación gas/condensado juega un papel importante en lo que respecta a la estimación del potencial de ventas tanto de gas como de líquido, necesarias para dimensionar las instalaciones de procesamiento de superficie. La cantidad de líquido que puede encontrarse inmovilizado en un campo, también es un aspecto económico esencial. Estas y otras consideraciones, tales como la necesidad de contar con tecnologías de levantamiento artificial y estimulación de pozos, dependen de la extracción precisa de muestras de fluido. Los errores pequeños producidos en el proceso de toma de muestras, tales como la recolección de un volumen de líquido incorrecto, pueden traducirse en errores significativos en el comportamiento medido, de modo que la extracción de muestras debe hacerse con sumo cuidado.

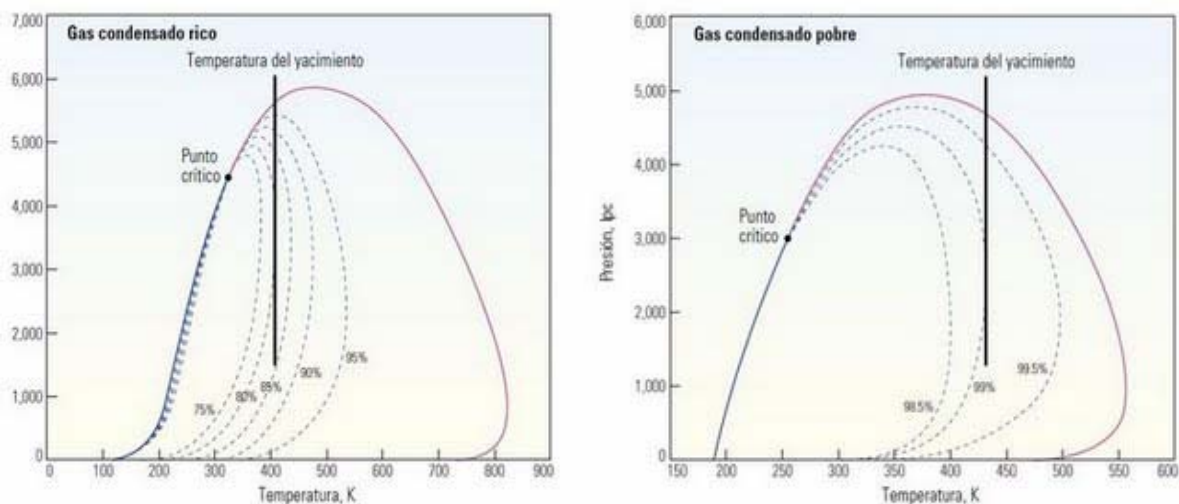


Figura 2.10. Diagrama de Fases de un yacimiento de Gas Condensado pobre (izquierda) y uno rico (derecha).

2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

La predicción del comportamiento de yacimientos de gas condensado ha sido muy difícil debido a los cambios de fases que frecuentemente ocurren en estos yacimientos, tales como, condensación retrógrada a presiones por debajo de la presión de rocío y revaporización del condensado retrogrado a bajas presiones (a menos de 10000 lpc). Dependiendo de las características del yacimiento se recomienda del uso del simuladores composicionales cuando el yacimiento es grande y se tiene una buena información sobre las propiedades de la roca y fluidos del mismo, o de los modelos analíticos sencillos cuando el yacimiento es pequeño.

2.3.1. Yacimientos subsaturados

Son aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión de rocío ($P_i > P_{roc}$). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con deficiencia de líquido en solución. Durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío, lo mismo la relación gas condensado en superficie.

2.3.2. Yacimientos saturados

En este caso la presión inicial es igual a la presión de rocío ($P_i = P_{roc}$). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. Tan pronto disminuye la presión del yacimiento ocurre formación del líquido en el mismo, a este líquido se le llama CONDENSADO RETRÓGRADO. En ningún caso se debe tener que P_i sea menor que P_{roc} (la muestra PVT no sería representativa de la zona de gas condensado).

2.3.3. Yacimientos de gas condensado con condensación retrógrada en el yacimiento

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrógrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada. Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesado), el rendimiento del líquido (BNcond./MMPCN gas de separador) de la mezcla de hidrocarburo producido disminuye con el tiempo (a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío).

2.3.4. Yacimientos de gas condensado sin condensación retrógrada en el yacimiento

La presión de este yacimiento se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburo producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante. Este comportamiento es similar a los yacimientos de GAS HÚMEDO. La presión de un yacimiento de gas condensado se mantiene por encima de la presión de rocío retrógrada cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión.

2.4. CONCEPTOS BÁSICOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS PARA LA APLICACIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

2.4.1. Propiedades de las rocas

Antes de definir cuáles son las propiedades de las rocas, es importante dar a conocer algunos conceptos básicos sobre yacimientos tales como:

Los yacimientos pueden clasificarse según dos criterios:

2.4.1.1. De acuerdo a su Geología

Geológicamente los hidrocarburos se acumulan en la naturaleza a través de trampas que son condiciones geológicas de las rocas del subsuelo que permiten la acumulación del petróleo o del gas natural. Las trampas pueden ser de origen estructural (pliegues y fallas) o estratigráfico (lentes, acúñamientos de rocas porosas contra rocas no porosas denominadas rocas sellos).

Toda trampa presenta como característica principal una roca de yacimiento, limitada en su tope y base por una roca sello, que impide que los hidrocarburos acumulados puedan escapar. Aunque generalmente se encuentra asociado al petróleo, existen yacimientos donde el principal producto es el gas y a los cuales se les denomina yacimientos gasíferos. De acuerdo a lo mencionado la clasificación de los yacimientos geológicos es la siguiente:

- **Yacimientos estructurales:** Son aquellos constituidos por la deformación de los estratos del subsuelo, causada por fallas (fracturas con desplazamiento) y plegamientos; generando un anticlinal.

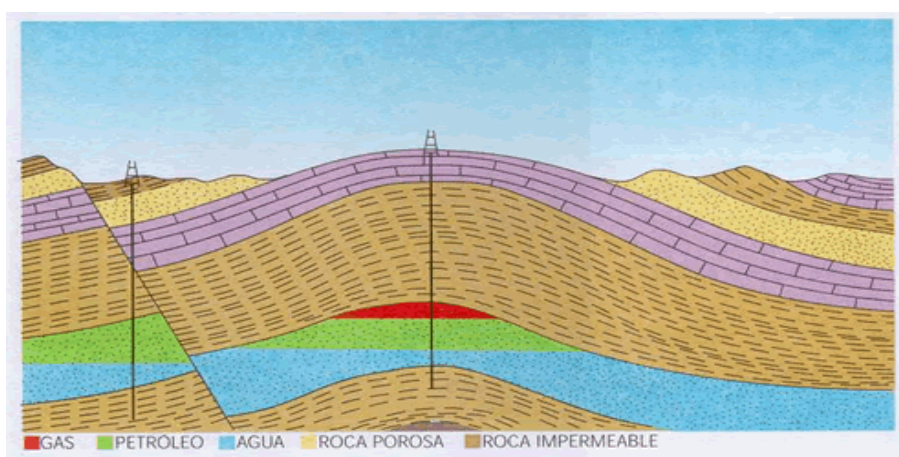


Figura 2.11. Representación de yacimientos estructurales.

- **Yacimientos estratigráficos:** Son aquellos originados por cambios laterales y verticales en la porosidad y permeabilidad de la roca. Se forman generalmente cuando ha desaparecido la continuidad de una roca porosa.

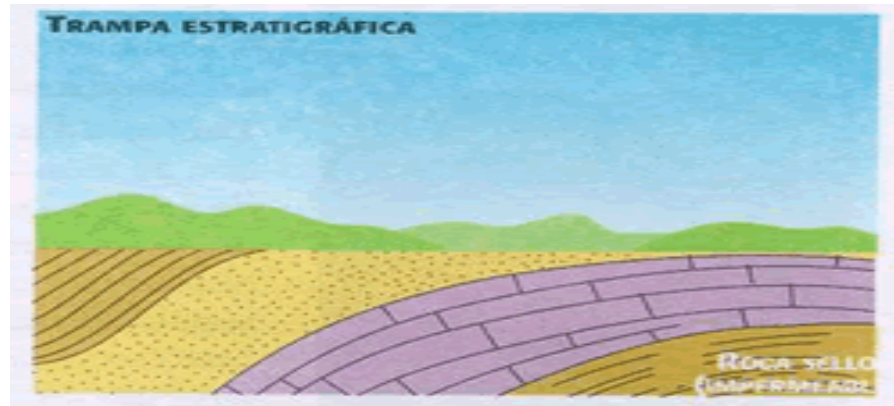


Figura 2.12. Representación de yacimientos estratigráficos.

- **Yacimientos mixtos:** Son aquellos originados por una combinación de pliegues y/o fallas con cambios de porosidad y permeabilidad en las rocas.

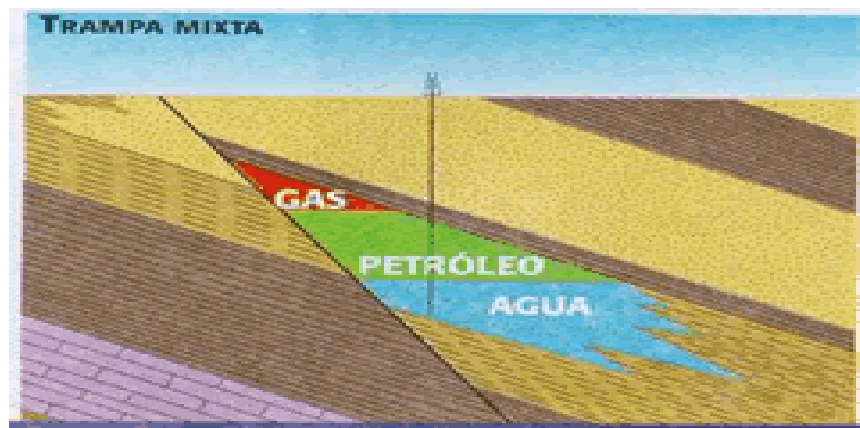


Figura 2.13. Representación de yacimientos mixtos.

2.4.1.1. De acuerdo al estado de los fluidos en el yacimiento

- **Yacimientos de petróleo:** En este tipo de yacimientos el petróleo es el producto dominante y el gas está como producto secundario disuelto en cantidades que dependen de la presión y la temperatura del yacimiento. Reciben el nombre de yacimientos **saturados** aquellos en donde existe muy poco gas en solución con el petróleo bajo las condiciones de presión y temperatura existentes, lo que ocasiona que cualquier exceso de gas se desplace hacia la parte superior de la estructura, lo que forma una capa de gas sobre el petróleo.

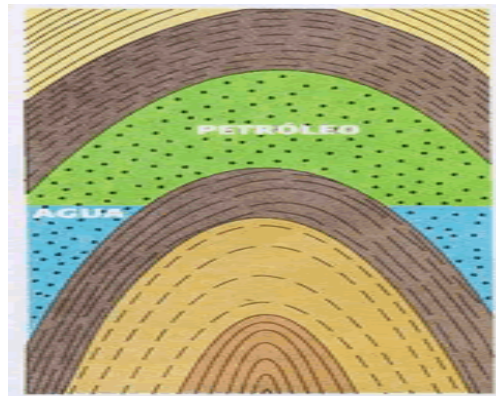


Figura 2.14. Representación de yacimientos de petróleo.

En yacimientos de petróleos **sub-saturados** el gas está disuelto en el petróleo; por lo tanto a condiciones iniciales no existe capa de gas.

- **Yacimientos de gas-petróleo:** Son aquellas acumulaciones de petróleo que tienen una capa de gas en la parte más alta del yacimiento. La presión ejercida por la capa de gas sobre la del petróleo es uno de los mecanismos que contribuye al flujo natural del petróleo hacia la superficie a través de los pozos.

Cuando baja la presión y el petróleo ya no puede subir espontáneamente, puede inyectarse gas desde la superficie a la capa de gas del yacimiento, aumentando la presión y recuperando volúmenes adicionales de petróleo.

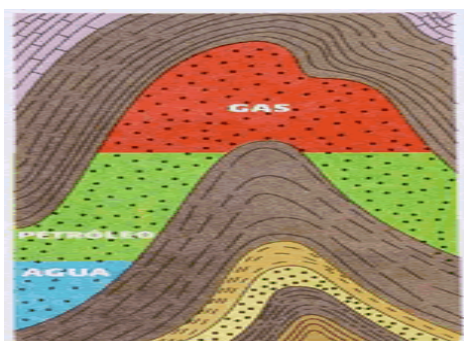


Figura 2.15. Representación de yacimientos de gas-petróleo.

- **Yacimientos de gas condensado:** Estos yacimientos de hidrocarburos están en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición. El gas está mezclado con otros hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado. Este tipo de gas recibe el nombre de gas húmedo; durante la producción del yacimiento, la presión disminuye y permite que el gas se condense en petróleo líquido.

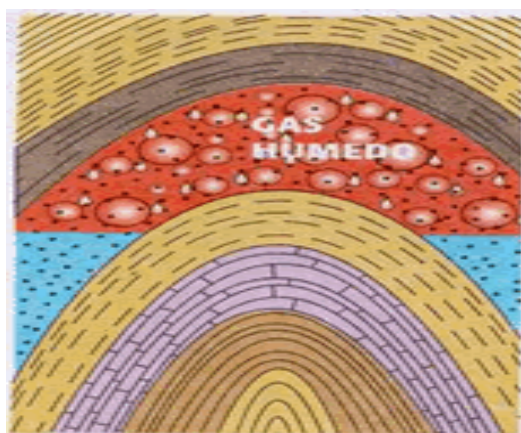


Figura 2.16. Representación de yacimientos de condensado.

- **Yacimientos de gas seco:** En éstos el gas es el producto principal. Son yacimientos que contienen hidrocarburos en su fase gaseosa, pero al producirlos no se forman líquidos por los cambios de presión y temperatura. El gas se genera gracias a un proceso de expansión, parecido al que ocurre en las bombonas, donde la cantidad de gas está relacionada con la presión del recipiente.

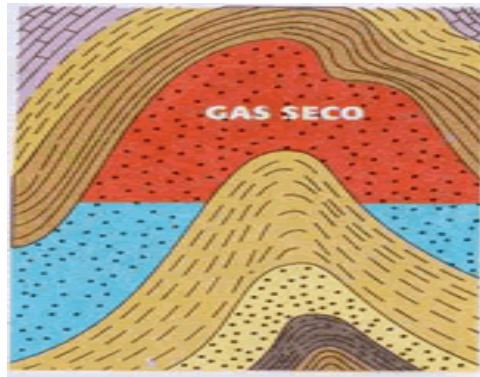


Figura 2.17. Representación de yacimientos de gas seco.

- **Yacimientos de gas asociado:** El gas que se produce en los yacimientos de petróleo, de gas-petróleo y de condensado, recibe el nombre de gas asociado, ya que se produce conjuntamente con hidrocarburos líquidos. El gas que se genera en yacimientos de gas seco se denomina gas no asociado o gas libre y sus partes líquidas son mínimas.

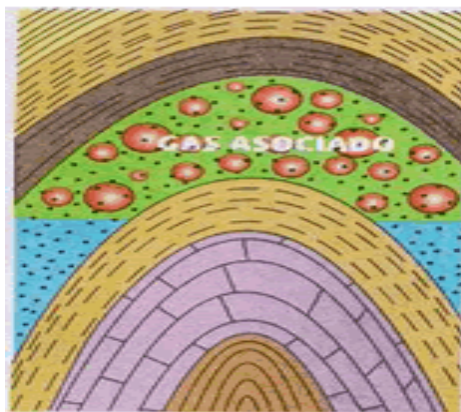


Figura 2.18. Representación de yacimientos de gas asociado.

2.4.1.2. Medio poroso, estructura y propiedades

Para que los hidrocarburos permanezcan dentro de los yacimientos, las capas o estratos subyacentes que los cubren, deben ser impermeables. De igual manera, los lados tienen que impedir la fuga de los líquidos. Ciertas condiciones fundamentales deben estar presentes para que exista un yacimiento, como son: la porosidad de la roca, el volumen total del yacimiento que se estima tomando en consideración su espesor promedio y extensión; la cantidad de hidrocarburos en sitio, dada por el porcentaje de saturación, o sea el porcentaje del volumen que forman los poros y que está ocupado por los hidrocarburos.

Estos factores básicos sirven para estimar el aspecto volumétrico del yacimiento. Para complementar la apreciación volumétrica en sitio, es muy importante determinar y aplicar el factor de recuperación, que presenta el porcentaje estimado de petróleo que podrá producirse durante la etapa primaria de producción del yacimiento.

Tanto este factor, como la etapa primaria de producción, están íntimamente ligados al aspecto económico del desarrollo inicial y la vida productiva subsiguiente del yacimiento. Desafortunadamente, no es posible extraer todo el petróleo en sitio del yacimiento; sin

embargo no se escatiman esfuerzos por estudiar, investigar y aplicar métodos que conduzcan a la extracción del mayor porcentaje acumulado durante la primera y segunda etapas de vida productiva del yacimiento y, quizás, si fuese posible, hasta una tercera y cuarta etapa.

Al examinar muestras pequeñas de rocas de acumulación, se pueden observar ciertas variaciones en las propiedades físicas de la roca de gran interés para el ingeniero de yacimientos, ya que a partir de estas se puede cuantificar el contenido de hidrocarburos y determinar la forma más eficiente desde el punto de vista técnico-económico, de extraer la mayor cantidad posible de hidrocarburos de los yacimientos.

De los análisis de núcleos (corazones) o de las pruebas que se realizan estos, las tres características de interés consideradas en una roca reservorio desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, son: porosidad, permeabilidad y saturaciones de petróleo, gas y agua.

2.4.1.2.1 Porosidad

La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo; se refiere a la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano), y se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca; también se puede decir que la porosidad de una roca es la fracción del volumen total de la misma ocupada por el esqueleto mineral de la misma.

$$\theta = \frac{\text{Volumen Poroso (Vp)}}{\text{Volumen Total}} \quad \text{Ec. 1}$$

La porosidad representa los volúmenes de petróleo y/o de gas que pueden estar presentes en un yacimiento petrolífero. Todas las operaciones de producción, y recuperación adicional de los hidrocarburos, están basadas en su valor.

En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal.

a) Clasificación de la porosidad

- **Porosidad absoluta:** Es el porcentaje de espacio poroso total, con respecto al volumen total de la roca, considerando los poros que estén o no interconectados entre sí. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no así tener conductividad a los fluidos, debido a la falta de comunicación entre los poros. Este es el caso de las lavas y otras rocas ígneas con porosidad vesicular.
- **Porosidad efectiva:** Es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado, con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una indicación de la facilidad a la conductividad de los fluidos por la roca, aunque no es una medida cualitativa de este parámetro. La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos. Los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación y clases de arcillas. La porosidad efectiva es la que interesa para las estimaciones de petróleo y gas en sitio.
- **Porosidad no efectiva:** Es la resultante de la diferencia entre la porosidad absoluta y la efectiva.

Geológicamente la porosidad puede clasificarse de acuerdo al origen y al tiempo de deposición de los estratos de la siguiente manera:

- **Porosidad primaria (intergranular):** La cual se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados (areniscas y calizas).
- **Porosidad secundaria (inducida):** La cual se formó por un proceso geológico subsecuente a la deposición del material. Entre estas tenemos:
 - **Porosidad en solución:** Se presenta en las rocas cuyos intersticios están formados por soluciones (efectos químicos).
 - **Porosidad por fractura:** Originada en las rocas sometidas a fracturas (efectos físicos).
 - **Porosidad por dolomitización:** Cuando las calizas se transforman en dolomitas, las cuales son más porosas.

b) Factores que afectan la porosidad

Existen diversos factores que afectan las propiedades y características propias de la porosidad. Estos factores son los siguientes:

- **Tipo de empaque:** Para un sistema idealizado se supone granos perfectamente esféricos y de igual diámetro.
 - Cúbico: $\emptyset=47,6 \%$
 - Rombohedral : $\emptyset=25,96 \%$
 - Ortorrómbico: $\emptyset=39,54 \%$
 - Tetra Esferoidal: $\emptyset=30,91 \%$
- **Material cementante:** Formado por el cemento que une los granos entre sí; este puede ser transportado en solución cuando los sedimentos ya estaban depositados, otras veces es producto de la disolución de los mismos sedimentos. Materiales cementantes más comunes: carbonato de calcio, sílice y la arcilla.

2.4.1.2.2. Permeabilidad

Un factor muy importante en el flujo de los fluidos en un yacimiento, es la permeabilidad de la roca, que representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del medio poroso (red de poros interconectados), sin embargo no existe una determinada relación de proporcionalidad entre porosidad y permeabilidad.

La permeabilidad se mide en Darcys, en honor al ingeniero hidráulico francés Henri Darcy, quien formula la ley que lleva su nombre, que reza: “la velocidad del flujo de un líquido a través de un medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo”.

En la industria se emplea el milidarcy, equivalente a 0,001 darcy. Las rocas pueden tener permeabilidades que van desde 0,5 hasta 3.400 milidarcys.

a) Clasificación de la permeabilidad:

- **Permeabilidad absoluta (K):** Es cuando existe una sola fase (fluido homogéneo o un solo líquido) la cual satura 100% el medio poroso.
- **Permeabilidad efectiva (Ke):** La permeabilidad efectiva de un fluido, se refiere a un medio donde fluyen dos o más fluidos (fases) simultáneamente, y se representa por K_o , K_g y K_w . Esta permeabilidad es función de la saturación del fluido considerado, y como es lógico suponer, será siempre menor que la permeabilidad absoluta.
- **Permeabilidad relativa (Kri):** Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Existe K efectiva y relativa a los fluidos que generalmente se encuentran en los yacimientos; esta permeabilidad también es función de la saturación del fluido (i =petróleo, gas o agua) y siempre será menor o igual a la unidad.

$$K_{ri} = \frac{Kei}{K} \quad \text{Ec. 2}$$

2.4.1.2.3. Ley de Darcy

En 1856, Darcy investigó el flujo del agua con un centipoise de viscosidad, a través de los filtros de arena para purificar el agua. Darcy interpretó sus observaciones de tal forma que obtuvo resultados esencialmente dada por la siguiente ecuación:

$$q = 1,127 \cdot \frac{k \cdot A \cdot (\Delta P)}{\mu \cdot L} \quad \text{Ec. 3}$$

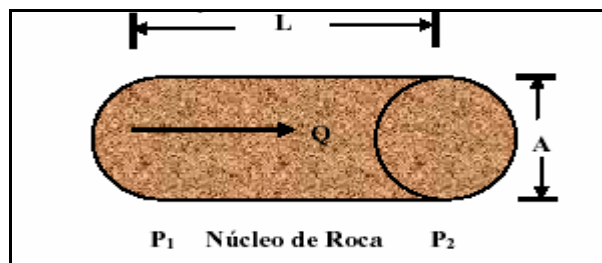


Figura 2.19. Ecuación de Darcy.

Donde:

K: permeabilidad absoluta (Darcy). μ : viscosidad (cp).

A: área (Pies²). L: longitud (pies)

ΔP : caída de presión (lpca).

Donde Q representa la tasa o volumen de flujo a través de un cilindro con arena empacada, que tiene una sección transversal A y una longitud L, los puntos 1 y 2

representan la columna hidráulica donde ocurre el diferencial de presión, K y μ representan la permeabilidad y viscosidad respectivamente.

La ley establece que la velocidad de un fluido homogéneo a través de un medio poroso saturado 100% con dicho fluido, es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del mismo.

a) Consideraciones de la Ley de Darcy

- **Fluido incompresible, flujo horizontal:**

Flujo horizontal rectilíneo en estado estable donde comúnmente se hacen todas las medidas de permeabilidad. Considere un bloque de un medio poroso como el de la figura; aquí Q , el volumen de la tasa de flujo, está uniformemente distribuida sobre la cara de influjo de área “A”. Si el bloque está 100% saturado con un fluido incompresible y es horizontal, entonces las condiciones generales y la ecuación para este tipo de fluido con su respectivo flujo son las siguientes:

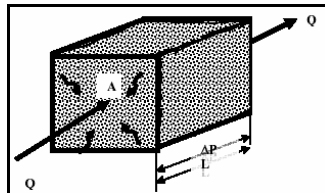


Figura 2.20. Representación de fluido incompresible flujo horizontal.

$$q = \frac{k \cdot A \cdot (P1 - P2)}{\mu \cdot L}$$

Ec. 4

- El fluido es incompresible.
- El fluido es homogéneo.
- El fluido no reacciona con el medio poroso.

- El flujo es viscoso.
- El flujo está en equilibrio dinámico.
- El flujo es lineal.
- El flujo es isotérmico.
- El flujo es horizontal.
- La viscosidad es independiente de la presión.
- **Fluido incompresible, flujo radial:**

Este modelo supone la consideración de elementos cilíndricos a través de los cuales fluye el fluido incompresible hacia el pozo.

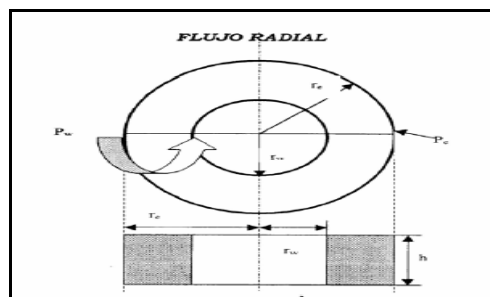


Figura 2.21. Representación de fluido incompresible flujo radial.

$$q = \frac{k \cdot A \cdot (P_e - P_{wf})}{\mu \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ec. 5}$$

- **Fluido compresible, flujo horizontal:**

El flujo de un fluido compresible, tal como un gas, en el cual la densidad cambia con la presión, puede ser medido usando la misma ecuación original; pero la tasa de flujo resultante estará medida a una presión promedio.

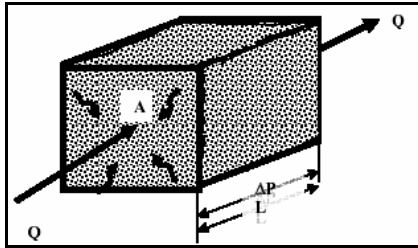


Figura 2.22. Representación de fluido compresible flujo horizontal.

$$q = \frac{k \cdot A \cdot \left(\frac{P_1 + P_2}{2} \right)}{\mu \cdot L}$$

Ec. 6

- **Fluido compresible, flujo radial:**

Se utiliza la misma ecuación de flujo radial, pero la tasa de flujo es medida a una presión promedio.

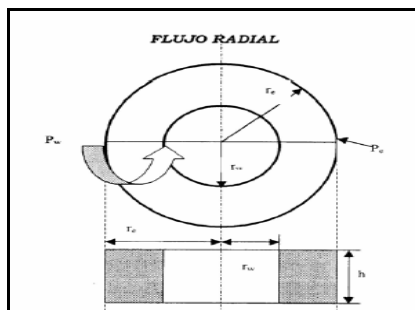


Figura 2.23. Representación de fluido compresible flujo radial.

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \left(\frac{Pe - Pwf}{2} \right)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{re}{rw} \right)} \quad \text{Ec.7}$$

Todas las ecuaciones descritas hasta ahora están en unidades de laboratorio. Para transformarlas en unidades de campo es necesario considerar las siguientes equivalencias; una vez incluidas estas equivalencias las ecuaciones quedan de la siguiente forma:

- **Fluido incompresible, flujo horizontal:**

$$q = 1,127 \cdot \frac{k \cdot A \cdot (P1 - P2)}{\mu \cdot L} \quad \text{Ec.8}$$

- **Fluido incompresible, flujo radial:**

$$q = 3,07 \cdot \frac{k \cdot h \cdot (Pe - Pwf)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{re}{rw} \right)} \quad \text{Ec.9}$$

- **Fluido compresible, flujo horizontal:**

$$q = 1,127 \cdot \frac{k \cdot A \cdot \left(\frac{P1 + P2}{2} \right)}{\mu \cdot L} \quad \text{Ec.10}$$

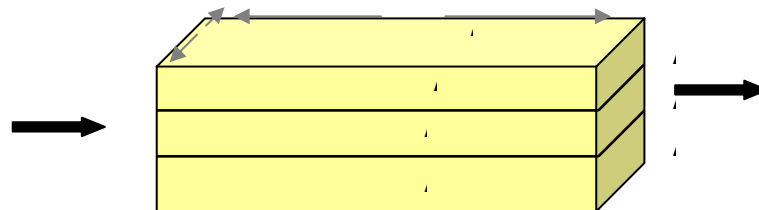
- **Fluido compresible, flujo radial:**

$$q = 3,07 \cdot \frac{k \cdot h \cdot (Pe - Pwf)}{\mu \cdot \ln \left(\frac{re}{rw} \right)} \quad \text{Ec.11}$$

2.4.1.2.4. Valores Promedio de Permeabilidad

El medio poroso no presenta homogeneidad en toda su extensión y a su vez esto conlleva a la variación de la permeabilidad, en sentido tanto vertical como horizontal; esta puede ser considerada suponiendo que el medio poroso está formado por estratos paralelos y en series respectivamente, de modo de poder obtener un valor representativo de la permeabilidad.

- **Capas en paralelo, flujo horizontal**



Transformando el paquete de arenas anterior en uno de permeabilidad promedio, tenemos que:

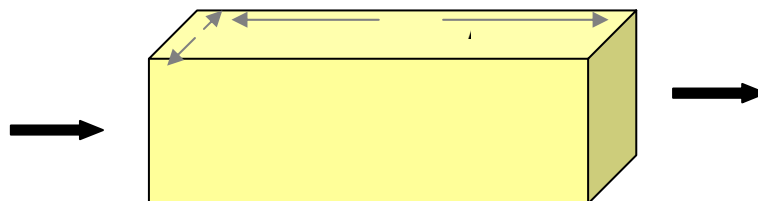


Figura 2.24. Representación permeabilidad capas en paralelo.

Las condiciones generales de este problema son las siguientes:

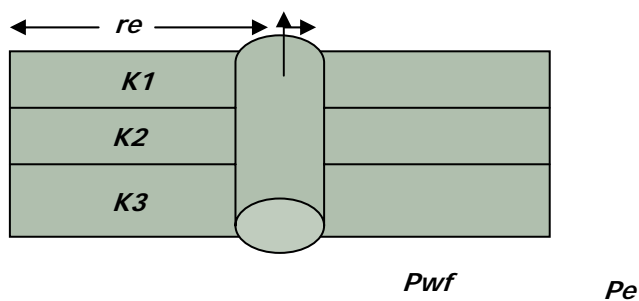
- $q_t = q_1 + q_2 + q_3$
- $K_1 \neq K_2 \neq K_3 \neq K_t$

- $L_1 = L_2 = L_3 = L$
- $P_1 = P_2 = P_3 = P$
- $h_1 \neq h_2 \neq h_3 \neq h$

Finalmente sustituyendo en la ecuación general de Darcy, se obtiene lo siguiente:

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^n K_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad \text{Ec. 12}$$

- **Capas en Paralelo, Flujo Radial**



Transformando el siguiente paquete de arenas en uno de permeabilidad promedio, tenemos que:

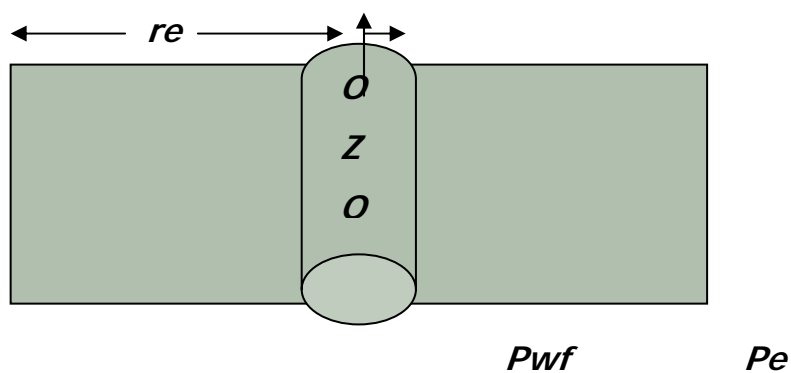


Figura 2.25. Representación permeabilidad capas en paralelo flujo radial.

Las condiciones generales de este problema son las siguientes:

- $q_t = q_1 + q_2 + q_3$
- $K_1 \neq K_2 \neq K_3 \neq K_t$
- $r_1 = r_2 = r_3 = r$
- $P_1 = P_2 = P_3 = P$
- $h_1 \neq h_2 \neq h_3 \neq h$

Finalmente sustituyendo en la ecuación general de Darcy, se obtiene lo siguiente:

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^n K_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad \text{Ec. 13}$$

- **Capas en serie, flujo horizontal**

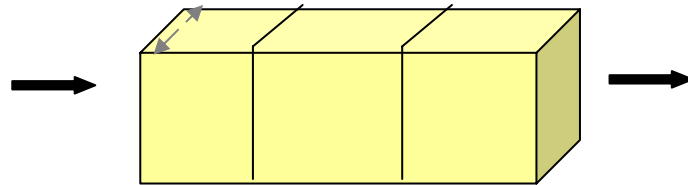


Figura 2.26. Representación permeabilidad capas en serie flujo horizontal.

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{K_i}} \quad \text{Ec. 14}$$

- **Capas en serie, flujo radial**

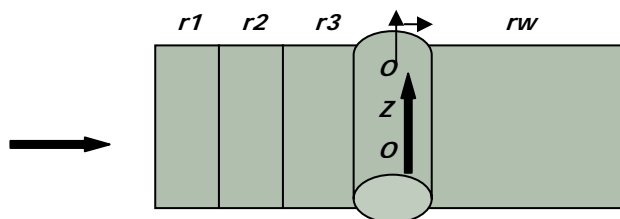


Figura 2.27. Representación permeabilidad capas en serie flujo radial.

$$Kp = \frac{\text{Ln}\left(\frac{re}{rw}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\text{Ln}\left(\frac{ri}{ri-1}\right)}{Ki}} \quad \text{Ec. 15}$$

2.4.1.2.5. Compresibilidad

La compresibilidad de cualquier material (sólido, líquido o gaseoso) para un intervalo de presión dado y a una temperatura dada, es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión que ocurre sobre el material.

La compresibilidad de la roca y de los fluidos se convierte en un mecanismo de expulsión de los hidrocarburos. Este parámetro es de gran importancia ya que, al iniciarse la producción del yacimiento y manifestarse la caída o abatimiento de la presión, se expanden la roca y los fluidos. La expansión de la roca provoca una disminución del volumen agregado de poros interconectados; la expansión de los fluidos tiende a contrarrestar el vaciamiento ocurrido por la producción de los fluidos, el cual causó la caída de presión. Ambos efectos concurren en la misma dirección, es decir, expulsar fluidos del volumen de poros interconectados.

- **Compresibilidad total de la roca:** Es el cambio en volumen por unidad de volumen (cambio fraccional en volumen) por unidad de presión diferencial.
- **Compresibilidad del poro (efectiva):** Es el cambio en el volumen poroso de la roca (cambio fraccional en volumen) por lpc de presión diferencial (cambio en presión) entre la existente en el interior de los poros y el exterior de la roca.
- **Compresibilidad de la matriz de la roca (granos):** Es el cambio en volumen de la parte sólida (granos) de la roca por unidad volumétrica de granos (cambio fraccional en volumen) por lpc de presión diferencial.

2.4.2. Propiedades de los fluidos

Para iniciar una discusión sobre el comportamiento de los fluidos en los yacimientos, primero se nombraran ciertos parámetros que tienen gran influencia en este comportamiento, como son la presión, viscosidad de los fluidos y la temperatura del yacimiento, luego se hará una breve descripción de los diferentes tipos de fluidos y por último el desplazamiento de los fluidos dentro de los yacimientos.

2.4.2.1. Presión del yacimiento

Es muy importante la presión del yacimiento porque es ésta la que induce al movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie. De la magnitud de la presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando se da este caso, entonces se recurre a la extracción de petróleo del pozo por medios mecánicos.

A medida que el pozo se produce hay decaimiento de la presión. En el transcurso de la vida productiva del pozo, o del yacimiento en general, se llega a un límite económico de

productividad que plantea ciertas alternativas. Anticipadamente a la declinación antieconómica de la presión se puede intentar restaurarla y mantenerla por inyección de gas y/o agua al yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente, o abandonar pozos o abandonar el yacimiento en su totalidad.

La presión natural del yacimiento es producto de la naturaleza misma del yacimiento; se deriva del mismo proceso geológico que formó el petróleo y el yacimiento que lo contiene y de fuerzas como la sobrecarga que representan las formaciones suprayacentes y/o agua dinámica subyacentes que puede ser factor importante en la expulsión del petróleo hacia los pozos. De igual manera, el gas en solución en el petróleo o casquete de gas que lo acompañe representa una fuerza esencial para el flujo del petróleo a través del medio poroso.

2.4.2.2. Temperatura del yacimiento

El conocimiento del gradiente de temperatura es importante y aplicable en tareas como diseño y selección de revestidores y sartas de producción, fluidos de perforación y fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción y de yacimientos.

La temperatura está en función de la profundidad; mientras más profundo esté el yacimiento, mayor la temperatura. Si el gradiente de temperatura es de 1 °C por cada 30 metros de profundidad, se tendrá para un caso hipotético de un estrato a 1.500 metros, una temperatura de 50 °C mayor que la ambiental y si la temperatura ambiental es de 28 °C, la temperatura del estrato será 78 °C, y a 3.000 metros sería 128 °C.

2.4.2.3. Viscosidad de los crudos

La viscosidad de los crudos está sujeta a cambios de temperatura, así que un crudo viscoso se torna más fluido si se mantiene a una temperatura más alta que la ambiental. Esta disminución de la viscosidad hace que la fricción sea menor y, por ende, facilita el flujo y hace que la presión requerida para el bombeo por tubería sea menor.

2.4.2.4. Fluidos de los yacimientos

Los yacimientos de hidrocarburos, básicamente están compuestos por cinco tipos de fluidos, que comprenden gases, líquidos y compuestos intermedios que dependen de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Estos fluidos pueden ser caracterizados e identificado mediante un diagrama de Presión vs. Temperatura, que se construye una vez obtenido una muestra de los mismos, a través de los pozos, y analizados en el laboratorio, cuando se perforan y descubren un nuevo yacimiento.

2.4.2.4.1. Diagrama de fases

- **Diagrama de fases de una sustancia pura:**

A continuación se muestra un diagrama Presión vs Temperatura de una sustancia pura y posteriormente se definen cada uno de los puntos de interés de dicho diagrama:

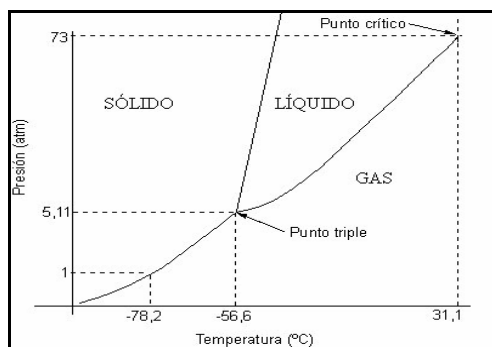


Figura 2.28. Diagrama de fases de una sustancia pura.

Los puntos de interés del diagrama anterior son los siguientes:

- **Punto crítico:** Límite máximo de la línea de presión de vapor.
- **Temperatura crítica:** Temperatura por encima de la cual un gas no puede convertirse en líquido sea cual fuere la presión aplicada.
- **Presión crítica:** Presión por encima de la cual gas y líquido no pueden coexistir sea cual fuere la temperatura aplicada.
- **Punto triple:** Punto en donde tanto la fase sólida, la líquida y la gaseosa coexisten bajo condiciones de equilibrio

- **Diagrama de fases para los diferentes tipos de yacimientos.**

Los yacimientos de hidrocarburos, básicamente están compuestos por cinco tipos de fluidos, que comprenden gases, líquidos y compuestos intermedios que dependen de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Estos fluidos pueden ser caracterizados e identificados mediante un diagrama de Presión vs. Temperatura, que se construye una vez obtenido una muestra de los mismos, a través de los pozos, y analizados en el laboratorio, cuando se perforan y descubren un nuevo yacimiento.

El comportamiento de los fluidos de los yacimientos durante su vida productiva es determinado por la forma de su diagrama de fase y la posición de su punto crítico. El

conocimiento del comportamiento de una mezcla de dos componentes servirá como una guía para el comportamiento de las mezclas de multicomponentes.

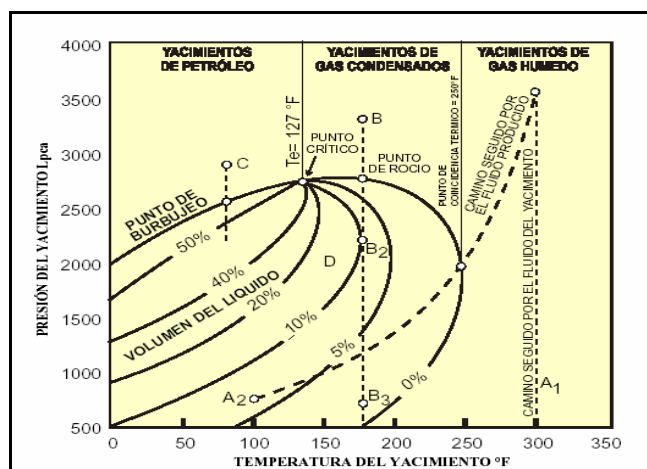


Figura 2.29. Comportamiento de fluidos en los yacimientos.

Los puntos de interés del diagrama anterior son los siguientes:

- **Punto crítico:** Punto en el cual todas las propiedades del líquido y gas son idénticas.
- **Punto cricodentérmico:** Temperatura por encima de la cual no puede formarse líquido aunque se aplique la presión que se desee.
- **Punto cricondenbárico:** Presión por encima de la cual ningún gas puede formarse a pesar de que se aplique cualquier temperatura
- **Punto de rocío:** Presión a la cual solo existe una ínfima cantidad de Líquido. Análogo al Punto de Burbujeo.
- **Punto de burbuja o burbujeo:** Presión a la cual se comienza a liberar la primera burbuja de gas.

Ahora se discutirá los cinco tipos de fluidos de un yacimiento petrolífero. Para iniciar, se definirá la forma típica de sus diagramas de fase y se verán varias reglas sencillas

que pueden ayudar a determinar el tipo de fluido obteniendo datos de producción disponibles.

- **Yacimiento de gas seco:**

- $T_{\text{yacimiento}} > T_{\text{cricondentérmica}}$.
- La mezcla de hidrocarburos se mantiene en fase gaseosa en el yacimiento y en la superficie.
- El gas es mayoritariamente metano.
- Sólo se pueden extraer líquidos por procesos criogénicos (Bajo 0°F).

- **Yacimiento de gas húmedo:**

- $T_{\text{yacimiento}} > T_{\text{cricondentérmica}}$.
- La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento. En la superficie cae en la región bifásica.
- Líquido producido es incoloro y de $\text{API} > 60^\circ$.

- **Yacimiento de gas condensado:**

- $T_{\text{crítica}} < T_{\text{yacimiento}} < T_{\text{cricondentérmica}}$.
- La mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío a las condiciones iniciales del yacimiento.
- El gas presenta condensación retrógrada durante el agotamiento isotérmico de la presión.
- Se puede definir como un gas con líquido disuelto.
- La reducción de P y T en el sistema de producción hace que se penetre en la región bifásica y origina en la superficie:
- Condensado: Incoloro – Amarillo.

API 40° - 60°

RGC: 5000 - 100.000 PCN/BN

- **Yacimiento de petróleo de alta volatilidad:**

- T yacimiento ligeramente inferior a T crítica.
- La mezcla de hidrocarburos a condiciones iniciales, se encuentra en estado líquido cerca del punto crítico.
- Equilibrio de fase en estos yacimientos es precario. Alto encogimiento del crudo cuando la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de burbujeo.
- El líquido producido tiene las siguientes características:

Color amarillo oscuro a negro.

API > 40°

RGP entre 2.000 - 5.000 PCN / BN

Bo > 1,5 BY / BN.

- **Yacimiento de petróleo de baja volatilidad (petróleo negro):**

- T yacimiento << T crítica.
- El líquido producido tiene las siguientes características:

Color negro o verde oscuro.

API < 40

RGP < 2.000 PCN / BN

Bo < 1,5 BY/ BN

A continuación se muestra en un diagrama Presión Vs. Temperatura, el comportamiento de los diferentes y tipos de yacimientos, descritos anteriormente.

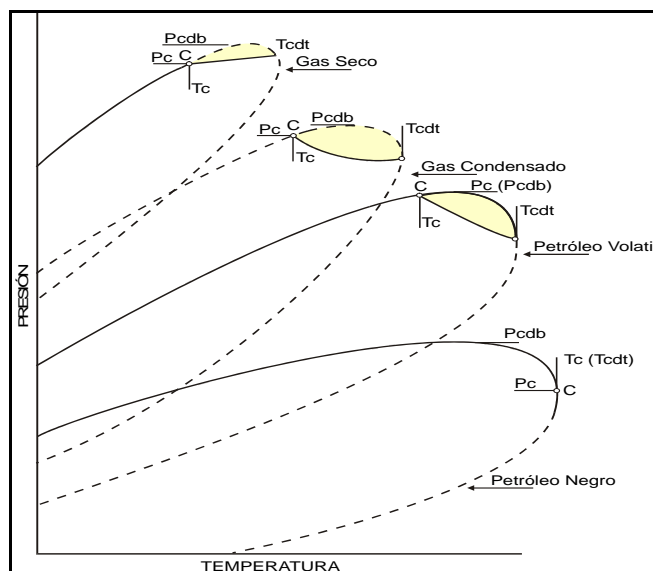


Figura 2.30. Diagrama de diagrama Presión Vs. Temperatura.

- **Yacimiento de petróleo saturado:**

Reciben el nombre de yacimientos saturados aquellos en donde existe muy poco gas en solución con el petróleo bajo las condiciones de presión y temperatura existentes, lo que ocasiona que cualquier exceso de gas se desplace hacia la parte superior de la estructura, lo que forma una capa de gas sobre el petróleo.

$$P \text{ yacimiento} < \text{ó} = P \text{ burbujeo}$$

- **Yacimiento de petróleo sub-saturado:**

En yacimientos de petróleos sub-saturados el gas está disuelto en el petróleo; por lo tanto a condiciones iniciales no existe capa de gas.

$$P \text{ yacimiento} > P \text{ burbujeo}$$

2.3.2.5. Propiedades de los líquidos del yacimiento

Los líquidos difieren de los gases en que tienen menos fluidez (mayor viscosidad) y menos cambios volumétricos con cambios de temperatura y presión. Un líquido es un fluido que tiene un volumen definido para una masa fija bajo condiciones dadas. De esta manera, un líquido asumirá la forma, pero no necesariamente llenará el envase que lo contenga.

Existen varios parámetros que son de gran importancia para el estudio del comportamiento de los líquidos de un yacimiento petrolífero; entre los cuales tenemos:

2.3.2.5.1. Gravedad específica

El líquido obtenido en la superficie a condiciones de tanque, proveniente de la producción de los pozos, es una mezcla compleja de hidrocarburos. Si conocemos la composición de esta mezcla se puede calcular su densidad y una vez obtenida esta, se puede calcular la gravedad específica la cual nos da una idea del tipo de crudo que tiene el yacimiento; ya que a partir de la gravedad específica se tiene la °API.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{GE} - 131,5 \quad \text{Ec.16}$$

La gravedad específica se calcula a partir de una relación de densidades; es decir, de la división de la densidad del fluido del yacimiento entre la densidad de un fluido de referencia que es el agua, y por lo tanto este es un valor estándar (1 gr/cm³ o 62,43 lb/ft³).

$$GE = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad \text{Ec.17}$$

2.3.2.5.2. Factor volumétrico del petróleo (β_o)

Antes de hablar acerca del factor volumétrico del petróleo es necesario definir lo que representa el factor volumétrico en general, y no es más que la relación que existe entre un fluido (petróleo, gas o agua) a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie o condiciones normales (determinadas condiciones base de presión y temperatura a las que se acostumbra a medir los fluidos producidos de un yacimiento, bien sea para cálculos de ingeniería o para la venta; las más usada son: 14,7 lpca y 60°F).

El factor volumétrico del petróleo o factor volumétrico del fluido de formación es un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales. También se le denomina factor monográfico, ya que en el yacimiento, lo que en la superficie sería petróleo y gas, se encuentra en una sola fase líquida.

Se identifica por el símbolo β_o y se expresa generalmente en barriles de yacimiento (BY) por barril a condiciones normales (BN). Debido a que la temperatura y el gas disuelto aumentan el volumen del petróleo fiscal, este factor será siempre mayor que la unidad. El β_o representa el volumen y las condiciones de presión y temperatura originales del barril de petróleo en el yacimiento tal y como se definió anteriormente; pero posteriormente cuando ese mismo barril de petróleo llega a la superficie significa que su volumen de líquido se ha reducido, que ha liberado gas, ya que su presión y temperatura han cambiado y por ende se cumple la siguiente relación:

$$\boxed{\text{Volumen del Líquido que entra al tanque en la superficie}} < \boxed{\text{Volumen del líquido que deja el yacimiento}}$$

2.4.2.4.2. Factor volumétrico del gas (β_g)

Es un factor que representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales. Se expresa con el símbolo β_g y sus unidades generalmente son barriles de yacimiento (BY) por pie cúbico de gas a condiciones normales (PCN).

$$B_g = \frac{\text{Volumen de Yacimiento}}{\text{Volumen a Condiciones Standard}} \quad \text{Ec.18}$$

Tal y como se mencionó anteriormente por lo general el factor volumétrico del gas se expresa en barriles de yacimiento (BY) por pie cúbico de gas a condiciones normales (PCN); sin embargo para algunos cálculos tal es el caso de balance de materiales se requiere el β_g en pies cúbicos de yacimiento (PCY) por pie cúbico de gas a condiciones normales (PCN). Para poder realizar estos cálculos se utilizan las dos ecuaciones detalladas a continuación:

$$B_g = 0,00504 \cdot \frac{Z \cdot T}{P} \left[\frac{\text{Barriles de Yacimiento}}{PCN} \right] \quad \text{Ec.19}$$

$$B_g = 0,0282 \cdot \frac{Z \cdot T}{P} \left[\frac{\text{Pie}^3 \text{ de Yacimiento}}{PCN} \right] \quad \text{Ec.20}$$

Donde:

- Z: Factor de compresibilidad del gas.
- T: Temperatura (°R).
- P: Presión (lpca).

2.4.2.4.3. Solubilidad del gas en el petróleo

Es la cantidad de gas que se encuentra en solución en un petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Generalmente se expresa en pies cúbicos de gas a condiciones normales (PCN) disueltos en un barril de petróleo, también a condiciones normales (BN) y se denomina R_s (Relación Gas-Petróleo en Solución).

Para un mismo gas y petróleo a una temperatura constante, la cantidad de gas en solución aumenta con la presión; y a una presión constante, la cantidad de gas en solución disminuye a medida que la temperatura aumenta.

2.4.2.4.4. Factor volumétrico bifásico o de formación Total (β_t)

Es un factor adimensional que representa el volumen en el yacimiento a determinada presión y temperatura, de la unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales más su gas originalmente en solución (a presión de burbujeo).

El volumen en el yacimiento estará formado por petróleo saturado con gas (a las condiciones del yacimiento) más gas libre (diferencia entre el gas original menos el gas en solución para saturar el petróleo). De allí que también se le denomina factor volumétrico bifásico; este factor se expresa con el símbolo β_t y sus unidades son las mismas que las del Factor Volumétrico del Petróleo.

2.4.3. Interacción roca fluido

Existen dos propiedades fundamentales de la roca, relacionadas con: la capacidad de almacenamiento de los fluidos (porosidad) y la conducción de los mismos (permeabilidad).

Para ello es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes; dicha fracción de volumen de poros, ocupando por agua, petróleo o gas, es precisamente lo que se denomina saturación del fluido.

2.4.3.1. Saturación de fluidos en el yacimiento

Se cree que el petróleo en su proceso migratorio, desplazó parte del agua que originalmente saturaba la roca. De esta manera, una roca reservorio normalmente contendrá hidrocarburos más agua denominada (agua connata) ocupando el mismo o el espacio poroso vecino. Para determinar la cantidad de hidrocarburos acumulados en el volumen poroso del yacimiento es necesario cuantificar la saturación de fluido (petróleo-gas-agua) del material rocoso.

Para poder realizar este procedimiento nos basamos en las siguientes fórmulas:

$$S_f = S_o + S_g + S_w = 100\% \quad \text{Ec. 21}$$

$$S_l = S_o + S_w // S_g = 1 - S_l \quad \text{Ec. 22}$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad S_g = \frac{V_g}{V_p}$$

La determinación de la saturación de los fluidos presentes en los diferentes estratos de un yacimiento puede realizarse, al igual que la porosidad y la permeabilidad de dos formas diferentes:

- Mediante registros de pozos, los cuales miden propiedades eléctricas y radioactivas (registro eléctricos, neutrón, FDC, entre otros.) que permiten identificar los fluidos contenidos en el yacimiento.
- En el laboratorio, haciendo uso de los Métodos de la retorta y de extracción.

- Por solventes.

La distribución de fluidos en un yacimiento, es el resultado de la segregación natural, producto de las diferencias de densidades en los fluidos que saturan el medio poroso.

a) Factores que afectan la saturación

Entre los factores que afectan principalmente la saturación de los fluidos en el yacimiento se encuentran:

- **Fluido de perforación:** Invasión de barro y filtrado dentro de la formación, lo cual altera las condiciones originales de saturaciones de fluidos.
- **Expansión de fluidos:** Cuando la muestra se recupera en la superficie, el agua, petróleo y gas presente en la muestra se expanden y salen expulsados de la misma. Así el contenido de fluidos de la muestra en la superficie, no es el mismo que existe en el yacimiento.

Finalmente se puede decir que, los valores de saturación obtenidos directamente de muestras de núcleos generalmente no son confiables en la determinación de la cantidad de cada fluido en la roca. Sin embargo, esa información es útil en la obtención de correlaciones que ayudan en el estimado de la distribución inicial de fluidos.

- **Medio poroso con múltiples saturaciones de fluidos**

Cuando existe un solo fluido presente en el yacimiento, solamente hay que considerar las fuerzas originadas por la interacción roca-fluido. Para el caso general de dos o más fluidos presentes, hay que tomar en cuenta otras fuerzas y factores presentes en el flujo de los fluidos, tales como los que se definirán a continuación:

2.4.3.2. Tensión superficial e interfacial

Cuando se estudian sistemas multifásicos, es necesario considerar el efecto de las fuerzas que actúan en la interfase cuando dos fluidos inmiscibles están presentes. En las regiones limítrofes entre dos fases siempre existirá un desbalance de fuerzas moleculares. El resultado neto de este esfuerzo es una tendencia a reducir el área de contacto.

Tal y como se observa en la siguiente figura, las moléculas inferiores ejercen su fuerza de atracción en todas las direcciones, mientras que las moléculas localizadas en la superficie del líquido están sometidas a una fuerza de atracción dirigida hacia el líquido; por lo tanto, los líquidos tienden a ajustarse a sí mismo creando un área superficial mínima; además, se comportan como si estuvieran recubiertos con una membrana elástica (menisco) que tiende a contraerse.

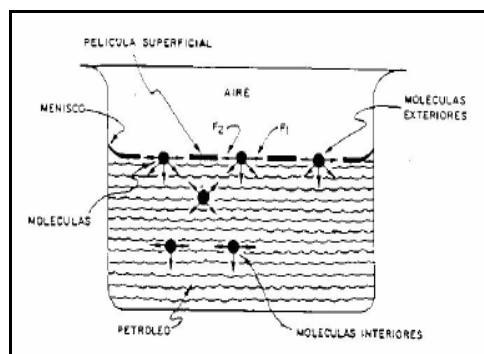


Figura 2.31. Tensión superficial.

Si imaginamos una línea de longitud unitaria sobre la superficie del líquido, fuerzas opuestas e iguales actuarán a uno u otro lado sobre dicha línea (F_1 y F_2). A dichas fuerzas se le denominan Tensión Superficial, siendo sus unidades por unidad de longitud (dinas/cms). El término de Tensión Superficial está reservado a la tensión ejercida en la superficie de un líquido, el cual está en contacto con su vapor o con aire y eso representa el trabajo necesario para crear una membrana nueva en la superficie.

El término de Tensión Interfacial es utilizado para definir la tensión de la superficie de separación o interfase entre dos líquidos inmiscibles, pero en sentido estricto, la tensión superficial es también tensión interfacial, en la figura que se muestra a continuación se pueden apreciar ambas tensiones.

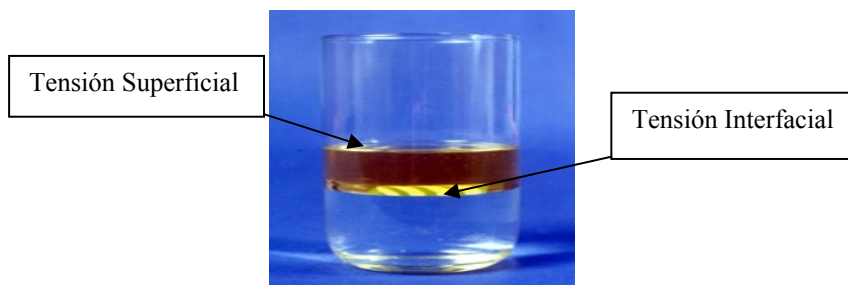


Figura 2.32. Tensión superficial e interfacial.

2.4.3.3. Humectabilidad o mojabilidad

Se conoce con el nombre de humectabilidad, a la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido; con referencia al yacimiento: la superficie sólida se refiere al volumen del grano; y los fluidos por lo general son petróleo y agua. Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento, y es función de la tensión interfacial.

Otro término sinónimo utilizado es el de mojabilidad, denominándose fluido mojante o humectante al que presenta mayor tensión de adhesión con la roca del yacimiento. En la siguiente figura pueden observarse dos líquidos, agua y mercurio, en contacto con una superficie sólida (varilla de vidrio) y la mojabilidad de cada líquido con respecto al sólido.

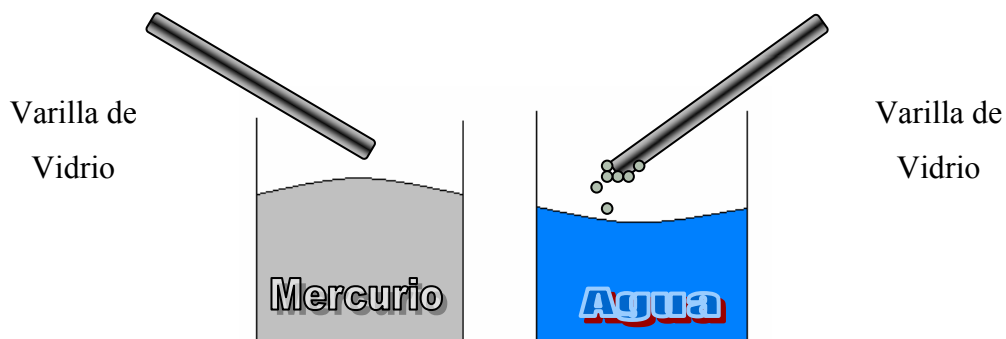


Figura 2.33. Ejemplo de Mojabilidad.

La varilla de vidrio al sacarla del agua está “mojada” mostrando que cierta agua es más adhesiva al vidrio que al agua misma. Caso contrario sucede con el mercurio; por consiguiente, un líquido moja un sólido cuando la adhesión del líquido al sólido es mayor a la cohesión de las partículas del líquido entre ellas mismas. La Mojabilidad depende de tres factores principalmente: el fluido mojante, el tipo de material y por último la condición de la superficie del material. Para el caso de Petróleo-Agua-Sólido tendremos el siguiente comportamiento:

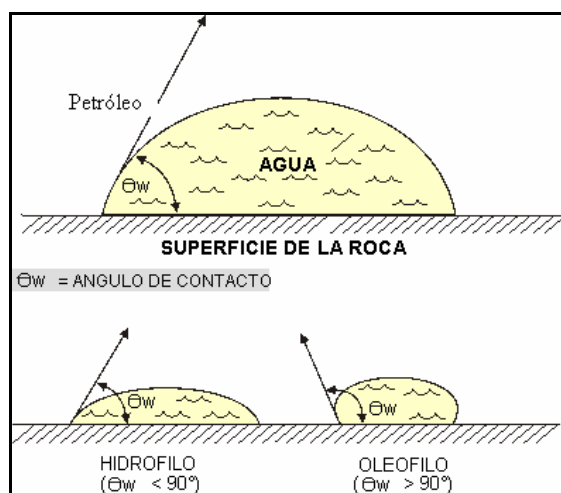


Figura 2.34. Mojabilidad.

Según lo plasmado en la figura cuando existe una tensión de adhesión positiva ($\theta > 90^\circ$) indica que la superficie sólida está preferencialmente mojada o humectada por agua; para valores de $\theta > 90^\circ$, la roca tiende a humectarse con petróleo; y para valores de θ cercanos a 90° , la roca presenta igual preferencial de mojabilidad con los dos fluidos.

En base a esto podemos identificar claramente dos tipos de yacimiento según su mojabilidad:

- **Hidrófilos:**
 - Ángulo de contacto < 90 .
 - Mojados preferencialmente por agua.
 - El agua se desplaza por los canales de flujo pequeños.
 - El petróleo se desplaza por los canales más grandes.
 - Abarca la mayoría de los yacimientos petrolíferos.
- **Oleófilos:**
 - Ángulo de contacto mayor de 90° .
 - Mojados preferencialmente por petróleo.
 - El petróleo se desplaza por los canales más pequeños, el agua por los más grandes.
 - Pocos yacimientos son oleófilos.
- **No hay yacimientos Gasófilos.**

Es importante señalar que las fuerzas de atracción del fluido mojante tienden a ocupar los espacios más pequeños, y el no mojante los espacios más abiertos, tal y como se muestra a continuación en la figura anexa.

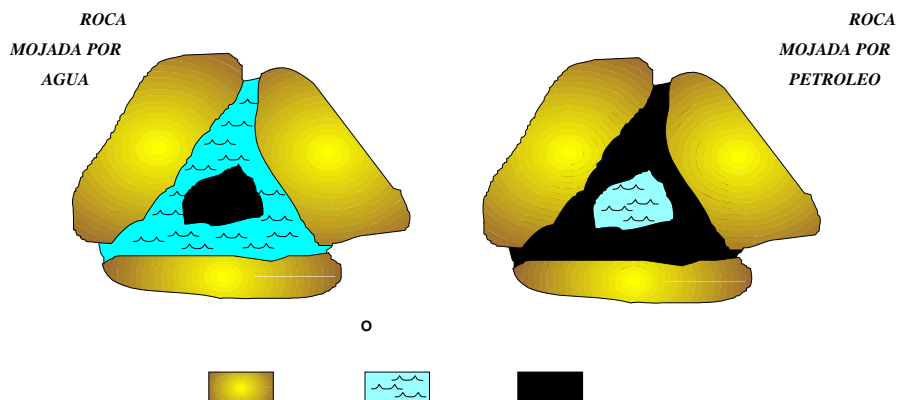


Figura 2.35. Mojabilidad en el medio poroso.

2.4.3.4. Presión capilar

Las fuerzas capilares presentes en el yacimiento, se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua y gas), que coexisten en dicho medio poroso. Estas son realmente las fuerzas retentivas que impiden el vaciamiento total del yacimiento.

La evidencia más común de la existencia de los fenómenos capilares, es la que se observa al colocar un tubo capilar en un recipiente con agua y ver como el agua sube en el capilar, hasta alcanzar el equilibrio. Esta situación es bastante similar a la que ocurre en un yacimiento, si se consideran los canales porosos como tubos capilares de diferentes diámetros, distribuidos irregularmente a través del yacimiento y conteniendo tres fluidos inmiscibles: agua, petróleo y gas.

En la siguiente figura se muestra un recipiente que contiene petróleo y agua. Si se introduce un tubo capilar de vidrio, el cual se considera preferiblemente mojado por agua; el agua ascenderá en el capilar, una altura h por encima su nivel en el recipiente. Este ascenso se debe a las fuerzas de adhesión entre el tubo y los líquidos inmiscibles, y es

balanceado por la acción de la gravedad sobre la masa de petróleo y agua. La condición de equilibrio es este sistema, se logra cuando las fuerzas que empujan el agua hacia arriba, sean iguales a las fuerzas que tienden a mantener los fluidos (petróleo y agua) en equilibrio hidrostático.

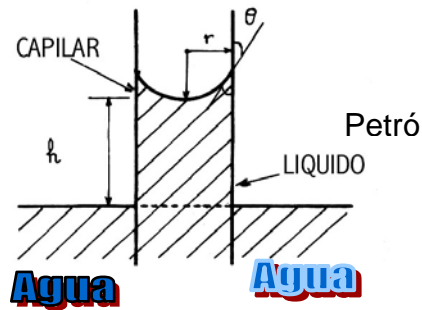


Figura 2.36. Presión capilar.

Donde:

- θ = Angulo de contacto agua-sólido.
- r = Radio del capilar.
- h = Altura hasta la cual sube la columna de fluido.

La tensión de adhesión es la fuerza que tiende a jalar el líquido hacia arriba a través de las paredes del tubo; esta fuerza es balanceada por el peso de la columna de líquido que sube hasta una altura h . Por encima de la interfase, la presión del líquido (P_{ob}) es mayor que la presión por debajo de ella (P_{wb}).

Con referencia a la figura 2.36, la interfase petróleo-agua en el envase (Pto. "A") es horizontal, por lo tanto la $P_c=0$, y se cumple que: $P_{wa}=P_{oa}$; por lo tanto para la relación de presiones en el punto "B" debemos considerar las siguientes densidades. ρ_o y ρ_w :

$$P_{ob} = P_{oa} - \rho_o \cdot g \cdot h$$

Ec. 23

$$P_{wb} = P_{wa} - \rho_w \cdot g \cdot h \quad \text{Ec. 24}$$

$$P_{ob} - P_{wb} = P_c = (\rho_w - \rho_o) \cdot g \cdot h \quad \text{Ec. 25}$$

$$P_c = [Gdte_w - Gdte_o] \cdot h \quad \text{Ec. 26}$$

En función de Tensión interfacial (σ):

$$P_c = \frac{2 \cdot \sigma_{wo} \cdot \cos \theta}{r} \quad \text{Ec. 27}$$

Finalmente podemos definir la presión capilar como la resistencia capilar a la penetración dentro del tubo (saturado con un fluido mojante) de un líquido el cual no moja la sustancia en el tubo. Como tal, la presión capilar se llama también la presión de desplazamiento del tubo.

2.4.3.5. Saturación de agua connata

Se conoce como agua connata a la que permanece adherida a las paredes de los poros y que no se desplaza; esta se puede determinar a través de:

- Muestras de núcleos obtenidas con un lodo a base de petróleo.
- Registros eléctricos.
- Data de presión capilar.

2.4.3.6. Histéresis capilar

La histéresis está representada por el historial de las curvas de presión capilar vs saturaciones que se llevan a cabo en el medio poroso. La tensión interfacial y la mojabilidad pueden ser diferentes cuando la interfase fluido-fluido está avanzando o retrocediendo sobre una superficie sólida. Este fenómeno se denomina histéresis.

2.4.3.7. Drenaje

El drenaje es el proceso por el cual la fase no-mojante desplaza, del medio poroso, a la fase mojante. Es un proceso forzado (generalmente no espontáneo) pues las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro de la estructura capilar. En este proceso siempre existe una presión umbral (presión a la cual la fase mojante comienza a ser desplazada) asociada a las fuerzas capilares originadas en los capilares de mayor diámetro.

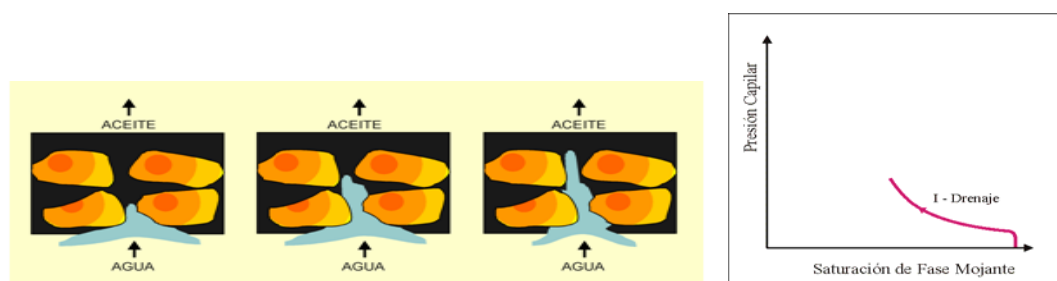


Figura 2.37. Desplazamiento de petróleo por agua en un sistema mojado por petróleo (Drenaje).

2.4.3.8. Imbibición

La imbibición es el proceso espontáneo de desplazamiento, con una fase mojante, de la fase no mojante. Este proceso no requiere aplicación de fuerzas externas al sistema roca-fluidos, por lo que no existen presiones umbral.

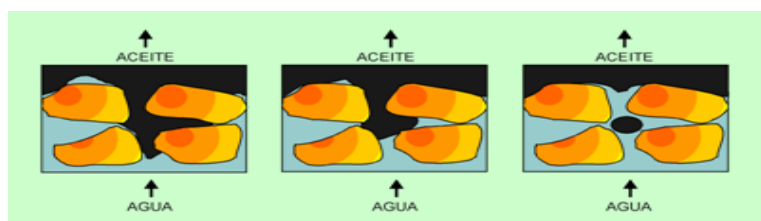


Figura 2.38. Desplazamiento de petróleo por agua en un sistema mojado por agua. (Imbibición).

2.4.3.9. Permeabilidades relativas

Hasta ahora hemos visto como la permeabilidad absoluta “K” es una propiedad de la roca, cumpliéndose para esto un fluido homogéneo saturando 100% la roca; cuando fluyen más de un fluido cada uno de ellos tiene su propia conductividad o facilidad para fluir que dependerá de la saturación presente.

Se entiende por permeabilidad relativa el cociente entre la permeabilidad efectiva de un fluido, a un valor de saturación dado, y la permeabilidad absoluta; es decir la permeabilidad efectiva del mismo fluido a una saturación de 100%.

Las permeabilidades relativas se determinan por lo general para sistemas bifásicos agua – petróleo y gas – petróleo, con agua connata inmóvil, representándose gráficamente un par de curvas de permeabilidades relativas de las fases mojante y no mojante vs.

saturación de la fase mojante, es decir, curvas de K_{ro} y K_{rw} vs S_w , K_{ro} y K_{rg} vs. S_o , tal como se ilustra en la figura 2.39.

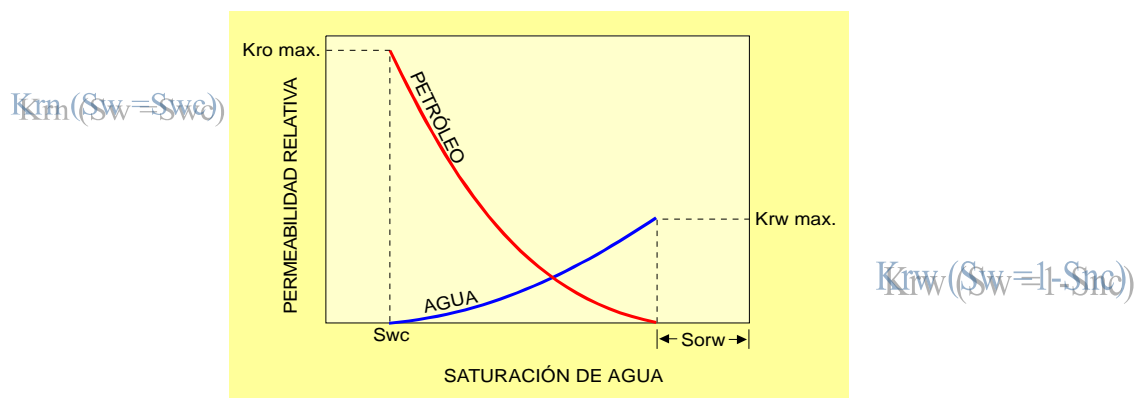


Figura 2.39. Permeabilidades relativas.

La figura muestra resultados típicos en un sistema agua-petróleo con el agua (fase mojante) desplazando el petróleo, a continuación se explicarán los puntos de interés del gráfico:

- Para que la fase mojante agua en la curva comience a fluir ($K_r > \text{cero}$), se requiere alcanzar un cierto valor de saturación denominado saturación crítica o de equilibrio, S_{wc} o S_{c} . Este valor normalmente oscila entre 0 y 30%.
- De manera similar existe una saturación residual para la fase no mojante (S_{nc} o S_{orw}); que es el valor de saturación del fluido desplazado, al cual cesa de fluir.
- Los End Points, son los puntos en donde hay las máximas saturaciones de los fluidos del sistema.
- Punto de corte entre las curvas de permeabilidad relativa que es el indicativo, en forma cualitativa, de dos aspectos importantes: en primer lugar, si la saturación de agua determinada a partir de registros de pozos es mayor o igual a la saturación correspondiente a dicho punto de corte, la producción de petróleo del pozo será baja, y declinará rápidamente, aumentando al mismo tiempo la producción de agua;

en segundo lugar, mientras mayor sea el desplazamiento de la curva de la fase mojante hacia la derecha y hacia abajo, será mayor la mojabilidad preferencial de la roca con respecto al agua.

2.4.3.10. Razón de movilidad

La razón de movilidad que existe entre el agua y el petróleo esta dada por las siguientes ecuaciones:

$$\frac{K_w}{\mu_w} = \lambda_w = \text{Movilidad del Agua} \quad \text{Ec. 28}$$

$$\frac{K_o}{\mu_o} = \lambda_o = \text{Movilidad del Petróleo} \quad \text{Ec. 29}$$

$$\frac{\lambda_w}{\lambda_o} = M = \text{Razón de Movilidad} \quad \text{Ec. 30}$$

2.4.3.11. Corte de agua o flujo fraccional de agua

De interés en el desplazamiento de petróleo y agua, es el cálculo de la cantidad de agua que produce un pozo en relación a la tasa total de producción. Esta cantidad se conoce como corte de agua y se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = \frac{q_w}{q_t} \quad \text{Ec. 31}$$

Además tenemos las siguientes ecuaciones para las tasas de agua y petróleo:

$$q_w = \frac{7.08 \cdot K_w \cdot h \cdot (P_e - P_w)}{\mu_w \cdot \beta_w \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right]} \quad \text{Ec. 32}$$

$$q_o = \frac{7.08 \cdot K_o \cdot h \cdot (P_e - P_w)}{\mu_o \cdot \beta_o \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right]} \quad \text{Ec. 33}$$

Donde:

- K_w/K_o =Permeabilidades efectivas del agua y petróleo.
- H = Altura.
- P_e = Presión estática del yacimiento.
- P_{wf} =Presión de fondo fluente.
- μ_w/μ_o = Viscosidad del agua y petróleo.
- B_w = Factor volumétrico del agua (BY/BN).
- B_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).
- R_e =Radio estático del yacimiento.
- R_w = Radio del pozo.

Asumiendo flujo continuo en donde la suma de la tasa de agua más la tasa de petróleo conforman la tasa de flujo total tenemos que:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_o}{K_w} \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o} \cdot \frac{\beta_w}{\beta_o}} \quad \text{Ec. 34}$$

2.4.3.12. Relación Gas-Petróleo de Producción

Otro parámetro importante es la Relación Gas-Petróleo de Producción “ R_p ”, la cual se define como el volumen de gas producido por cada barril de petróleo obtenido en superficie y se expresa en pies cúbicos normales (PCN) por barriles normales (BN).

$$R_p = \left(\frac{q_g}{q_o} \right) + R_s \quad \text{Ec. 35}$$

Además tenemos las siguientes ecuaciones para las tasas de gas y petróleo:

$$q_g = \frac{7.08 \cdot K_g \cdot h \cdot (P_e - P_w)}{\mu_g \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right]} \cdot \beta_g \quad \text{Ec. 36}$$

$$q_o = \frac{7.08 \cdot K_o \cdot h \cdot (P_e - P_w)}{\mu_o \cdot \beta_o \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \right]} \quad \text{Ec. 37}$$

Donde:

- β_g = Factor volumétrico del gas (PCN/BY).
- β_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

Sustituyendo ambas ecuaciones de tasa en la ecuación general de relación gas-petróleo de producción obtenemos la siguiente:

$$R_p = \beta_o \cdot \beta_g \cdot \frac{K_g}{K_o} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_g} + R_s \quad \text{Ec. 38}$$

2.4.3.13. Factor mecánico de daño (Skin factor “S”)

Daño en el pozo es un término descriptivo aplicado cuando, la permeabilidad es reducida cerca de la cara de la arena. Esta reducción de la K puede ocurrir, durante la perforación y completación, debido a los fluidos utilizados en esas operaciones. Las consecuencias reales incluyen, taponamiento de los poros por materiales finos que se hallan en los fluidos de perforación y la reacción de la roca de la formación con el filtrado.

La estimulación usualmente es resultado, de intentos deliberados para mejorar la producción del pozo. Las técnicas comunes incluyen, acidificación y fractura hidráulica. La acidificación consiste en disolver los materiales cementantes y la roca cerca del pozo mediante la inyección de sustancias ácidas, a través de las perforaciones del revestidor. La fractura hidráulica es la creación de fracturas en la formación, con la inyección de fluidos especiales a alta presión, usualmente acompañada por arena y algún otro agente divergentes.

Cuando un pozo se está perforando un ΔP (+) siempre se mantiene dentro del pozo para prevenir influjo de los fluidos del yacimiento. Debido a esto, los fluidos de perforación invadirán parcialmente la formación y ocasionan una zona dañada en la vecindad del pozo.

En base a esto el Factor de daño (adimensional) se define por la siguiente ecuación:

$$S = \frac{K - K_a}{K_a} \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right) \quad \text{Ec. 39}$$

Donde:

- K=Permeabilidad inalterada.
- Ka= Permeabilidad alterada.

a) Interpretación del factor de daño “S”

- Un factor de daño (S) positivo indica una restricción de flujo (daño), mientras más alto los valores de más severa es la restricción.
- Un factor de daño (S) con un valor negativo indica estimulación y valores absolutos altos, (S) indican más efectividad en la estimulación.

2.4.3.14. Índice de productividad

El índice de productividad es una medida del comportamiento del pozo y mide el potencial del mismo, o lo que es lo mismo su habilidad para producir y se puede calcular a partir de cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$PI = \frac{q}{(P_e - P_{wf})} \quad \text{Ec. 40}$$

$$PI = \frac{7.08 \cdot K \cdot h}{\mu \cdot \beta_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad \text{Ec. 41}$$

$$PI = \frac{7.08 \cdot K \cdot h}{\mu \cdot \beta_o \cdot \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} \quad \text{Ec. 42}$$

La cuantificación del índice de productividad es importante por dos de sus aplicaciones más comunes; la primera tiene que ver con la estimación preliminar de la tasa de producción que pueda lograrse por pozo para programar el número aproximado de pozos requeridos para producir un volumen de reservas en un tiempo definido. La segunda aplicación conduce al diagnóstico de problemas en los pozos, al notar cambios repentinos en el comportamiento de sus índices de productividad.

CAPÍTULO III

DESARROLLO

El estudio propuesto se realizó en varias etapas, su desarrollo se sustentó en la búsqueda de información necesaria relacionada con los métodos de inyección, utilizados en el mejoramiento de la productividad de los yacimientos de gas condensado. Con el fin de obtener los fundamentos teóricos necesarios para el desarrollo del proyecto y alcance de los objetivos planteados se revisaron libros de texto, manuales, tesis de grado, papers, publicaciones en internet, entre otros. Es importante señalar que para la revisión bibliográfica fueron considerados desde los fundamentos básicos de ingeniería de yacimientos, necesario para solidificar los basamentos teóricos de los métodos de inyección, hasta el soporte técnico de aplicación de los mismos en campo. A continuación se muestra el desarrollo de los objetivos específicos planteados en el estudio:

3.1. EXPLICACIÓN DEL EFECTO DEL BANCO DE CONDENSADO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DE GAS CONDENSADO

Como base del estudio, fue necesario conocer principalmente el efecto del condensado retrógrado en la productividad del pozo, para cumplir con este objetivo se procedió a describir detalladamente el principio de formación del banco de condensado, así como sus consecuencias e incidencias en la capacidad de producción de los pozos.

Inicialmente se realizó un análisis del comportamiento de las fases de un gas condensado basado en el punto de vista de ingeniería química e ingeniería de

petróleo, es decir se realizó el análisis para explicar la formación del banco de condensado apoyado en diagramas de Presión vs. Temperatura, donde la isoterma en ambos escenarios permite explicar el principio de la formación del banco de condensado.

3.1.1. Comportamiento de fases de un gas condensado, según ingeniería química

Para explicar el efecto del banco de condensado sobre la productividad de los pozos fue conveniente explicar primeramente el comportamiento de fases de un gas condensado mediante un diagrama de fases generalizado.

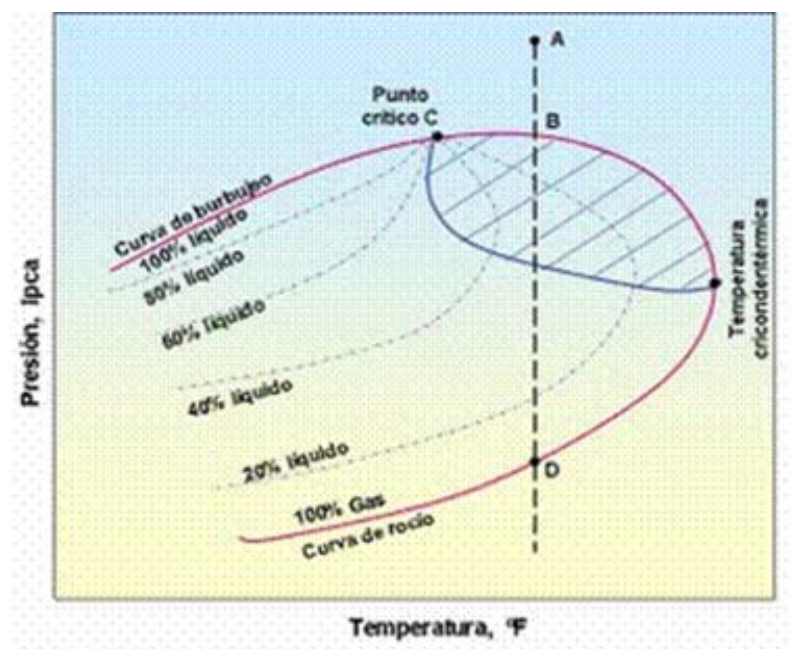


Figura 3.1. Isotherma ABD

Algunas mezclas de hidrocarburos existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica como se observa en la figura 3.1 (isoterma ABD). A

la presión del punto A, la mezcla se encuentra en fase gaseosa y al disminuir la presión isotérmicamente se alcanza el punto de rocío. Dentro del área rayada la disminución de presión produce condensación de parte de la mezcla. A este fenómeno se le llama condensación retrógrada isotérmica, para diferenciarlo del fenómeno normal donde la condensación ocurre por compresión del gas. La zona de condensación retrógrada está delimitada por los puntos de máxima temperatura de las líneas de isocalidad. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado retrógrado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío.

A temperaturas entre la crítica y la cricondértica se observan (figura 3.1) dos presiones de rocío: retrógrada y normal. Siguiendo la línea de agotamiento de la presión ABD, a la presión de rocío retrógrado (B) la cantidad infinitesimal de líquido se forma por un cambio de fases de gas a líquido y a la presión de rocío normal (D), por un cambio de fases de líquido a gas. Para un gas condensado, la presión de rocío normal es menor a 0 lpcm (vacío).

La diferencia más notable entre un gas y un líquido es la densidad, y la cual está ligada a la distancia que separa las moléculas. La energía cinética y la repulsión molecular son algunos de los factores físicos que controlan el comportamiento de fases y tienden a dispersar las moléculas. A elevadas temperaturas, mayor es la tendencia a separarse las moléculas produciendo disminución de la densidad. Mientras que la presión y la atracción molecular tienden a mantener juntas a las moléculas; entre mayor sean estas fuerzas, mayor es la tendencia de los hidrocarburos a aumentar su densidad. De este modo tanto en los líquidos como en los gases a alta presión, las densidades son altas. Y esto hace que los gases a alta presión tengan un comportamiento similar al de los líquidos y sean capaces de disolverlos. La disolución implica la mezcla íntima de las moléculas.

Es difícil imaginar la "disolución" de un líquido en un gas a presión atmosférica pues en el mismo volumen en que el gas tiene apenas 1 molécula, una fase líquida puede contener cientos de moléculas.

Sin embargo en los gases a muy alta presión (2.845 lpc o más) las distancias moleculares son tan pequeñas que el gas y el líquido pasan a tener cantidades similares de moléculas por unidad de volumen y es perfectamente razonable aceptar que una fase gaseosa en esas condiciones puede disolver moléculas más pesadas.

Por esto cuando la presión disminuye por debajo de la presión de rocío, las fuerzas de atracción entre las moléculas livianas y pesadas disminuye debido a que las moléculas livianas se apartan mucho de las pesadas. Ya que la atracción entre las moléculas de los componentes pesados se hace más efectiva produciendo su condensación. Una mayor reducción de presión permite a las moléculas de componentes pesados su normal vaporización hasta alcanzar nuevamente el punto de rocío.

3.1.2. Comportamiento de fases de un gas condensado, aplicada a la Ingeniería de Yacimientos

Los yacimientos de gas condensado se han formado a altas presiones y altas temperaturas y por lo tanto se debería encontrar a mayores profundidades que los reservorios típicos de petróleo y gas. Muchos reservorios de gas condensados se encuentran en el rango de 3.000 a 8.000 lpca y 200 a 400°F. Estos yacimientos de gas condensado tienen un amplio rango de composición en sus fluidos.

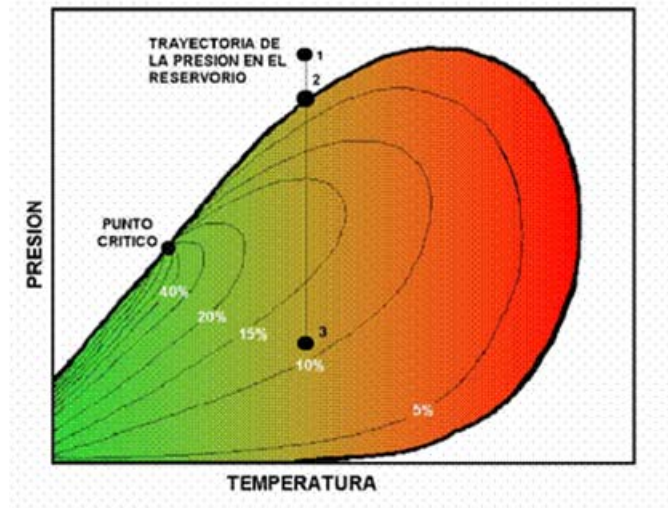


Figura 3.2. Diagrama presión Vs. Temperatura

Una vez que la producción inicia, la presión del reservorio empieza a reducirse y cuando se alcanza la presión del punto de rocío, se genera la primera gota del líquido. A medida que la presión de fondo fluente disminuye a una temperatura constante, (en el diagrama de fase se muestra como la línea continua 1-2-3) el porcentaje de condensado acumulado en el reservorio incrementa hasta almacenar un máximo. Este proceso es conocido como condensación retrograda posteriormente, la fracción de condensado empieza a disminuir, a medida que la presión continua reduciéndose, como consecuencia de la revaporización.

El término de condensación retrograda se utiliza para describir el comportamiento anómalo de una mezcla que forma un líquido por la disminución isotérmica de la presión o por un aumento isobárico en la temperatura.

La región de comportamiento retrogrado está definida por la línea de isocalidad constante que presenta un máximo con respecto a la temperatura o presión. La figura 3.1 muestra que para que ocurra el fenómeno retrogrado, la temperatura debe estar

entre la temperatura crítica y la cricondentérmica. Si la condición inicial del reservorio fuera representada por el punto 1 en el diagrama de fase de la figura 3.1, entonces la declinación isotérmica de la presión durante el agotamiento del yacimiento seguiría la línea 1-2. Debido a que la presión inicial del yacimiento está sobre la presión del punto de condensación, el sistema hidrocarburo existe como una fase simple (fase vapor) y permanece así durante la declinación de presión isotérmica 1-2. A medida que la presión del reservorio cae por debajo del punto 2, el punto de condensación será alcanzado y pasado y una fase líquida se desarrollara en el yacimiento. El líquido continuara aumentando y alcanzará un máximo que ocurre entre los puntos 2-3. Sin embargo, a medida que la presión declina, la curva del punto de condensación puede ser cruzada otra vez, lo cual significa que todo el líquido que se formó, debe vaporizarse y se logrará un sistema conformado exclusivamente por vapor en el punto de condensación más bajo.

El comprender el fenómeno de flujo multifásico, es importante para caracterizar y desarrollar los reservorios de gas condensado. Cuando la presión del pozo cae debajo del punto de condensación del líquido, ocurre la caída del líquido debido a la condensación retrograda. Esto resulta en un incremento de la saturación de líquido, comenzando desde el pozo y moviéndose hacia adentro del yacimiento en función del tiempo. Dependiendo del valor de la saturación crítica del condensado (S_{cc}), la fase líquida puede ser móvil o inmóvil. Aún, si el líquido es inmóvil, este puede reducir la permeabilidad relativa al gas, en una magnitud que por ahora no es factible de comprender y estimar. A medida que la formación de líquido continúa, el flujo que se produce es más pobre en líquidos ya que mucho de los componentes pesados se deposita en el reservorio.

Basado en lo antes señalado, se procedió a explicar el efecto de la formación del banco de condensado en la productividad de los pozos. Conceptualmente, el flujo de los yacimientos de gas condensado puede dividirse en tres regiones, aunque en

ciertas situaciones no están presentes las tres. No obstante, se realizó un análisis de estos efectos sobre la productividad de los pozos de gas condensado con la finalidad de establecer una explicación lógica al problema de formación de condensado retrogrado.

Es importante resumir cuales son los problemas más comunes que presentan los yacimientos de condensado:

- Acumulación de líquido en pozos y formación.
- Dispersión de gas condensado en zonas invadidas por agua.
- Irrupción prematura del gas seco inyectado en los pozos de producción.

Para los efectos de la evaluación de los diferentes métodos de inyección de fluidos, se consideraran únicamente los problemas asociados a la explotación de gas condensado considerando la acumulación de líquidos en pozos y formación.

A continuación se explica cada uno de estos problemas por separado, ya que son la base de aplicación de los diferentes métodos para el mejoramiento de la productividad.

3.1.3. Acumulación de líquido en los pozos

Los líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos (condensado) o del agua producida conjuntamente con el gas. En ambos casos la fase líquida de alta densidad debe ser transportada a superficie por el gas. Si el gas no suministra suficiente energía de transporte para levantar los líquidos, éstos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una compresión adicional sobre la formación que afecta

negativamente la capacidad productiva de los mismos. En pozos con baja presión de fondo fluyente, el líquido puede matarlo.

Existen varios métodos que pueden ayudar a levantar el líquido:

- Levantamiento artificial con gas (Gas Lift). El gas inyectado por el anular pasa por válvulas especiales hacia la tubería incrementando la energía del gas producido, lo cual permite a este levantar la columna de líquido.
- Cuando la presión de fondo fluyente lo permita se puede instalar un equipo de bombeo mecánico. La bomba de subsuelo se instala dentro de la columna de líquido, por debajo de las perforaciones. La bomba se encarga de levantar al líquido, el gas fluye a la superficie por el anular.
- Hacer fluir el pozo a la atmósfera para alcanzar altas tasas de flujo que levanten el líquido desde el fondo.

Para los efectos de la evaluación de los diferentes métodos de inyección de fluidos, se consideraran únicamente los problemas asociados a la explotación de gas condensado considerando la acumulación de líquidos en la formación, ya que estaremos analizando los métodos que ofrecen una solución cuando se tiene la formación de un banco de condensado.

3.1.4. Acumulación de líquidos en la formación

Una de las características básicas de los yacimientos de gas condensado es la formación de condensado retrogrado cuando la presión de la mezcla cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de presión del yacimiento. La acumulación de condensado retrogrado puede ocurrir en zonas cercanas al pozo o en el yacimiento.

- En las zonas cercanas al pozo de producción cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión de rocío ($P_{wf} < P_{roc}$) y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío ($P > P_{roc}$).
- En todo el yacimiento cuando $P < P_{roc}$. En el primer caso puede ocurrir desde el comienzo de la explotación del yacimiento si se tiene una alta caída de presión en los alrededores del pozo debido al daño de la formación por los fluidos de perforación y el segundo caso se presenta cuando el yacimiento de gas condensado es producido por agotamiento de presión y la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío.

➤ **En las zonas cercanas a los pozos**

Experiencia de campo ha mostrado que ocurre pérdida de productividad de los pozos cuando se tiene $P_{wf} < P_{roc}$ debido a la condensación retrograda en la arena y fondo de los pozos.

Un banco o anillo de condensado retrogrado crece alrededor del pozo cuando la presión de fondo cae por debajo de la presión de rocío, este banco crece en la medida en que cae la presión, disminuyendo la productividad del pozo y generando una pérdida de componentes pesados en la superficie. En el peor de los casos la saturación de condensado (S_c) alrededor del pozo puede alcanzar valores de 50-60%, superiores a las medidas en las pruebas CVD (sin medio poroso), generando reducciones de productividad de los pozos de 2 a 10 veces la existente antes de la condensación retrograda. Es importante destacar que la reducción de productividad es severa cuando $Kh < 1000$ mD-pie y es poca cuando $Kh > 1000$ mD-pie. Estudios demuestran que la alta saturación del anillo de condensado reduce severamente la permeabilidad

relativa al gas condensado (K_{rg}) disminuyendo la tasa de producción (q_g). Cuando la presión promedio del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío, la condensación de las moléculas más pesadas empobrece el gas condensado remanente y al fluir este a través del anillo vaporiza el condensado disminuyendo su saturación e incrementando K_{rg} .

En resumen:

$$\begin{aligned} A \ P_{wf} < P_{roc} < P_y &\longrightarrow Sc \uparrow, K_{rg} \downarrow, q_g \downarrow \\ A \ P_{wf} < P_y < P_{roc} &\longrightarrow Sc \downarrow, K_{rg} \uparrow, q_g \uparrow \end{aligned}$$

➤ Desarrollo de anillo de condensado

Al caer la presión de fondo fluyente por debajo por debajo de la presión de rocío se forma una un anillo de condensado alrededor del pozo que bloquea parcialmente el flujo de gas condensado hacia el mismo. Conceptualmente, el flujo en los yacimientos de gas condensado puede dividirse en tres regiones de yacimiento cuando la saturación del condensado alcanza un valor crítico, aunque en ciertas situaciones no están presentes las tres.

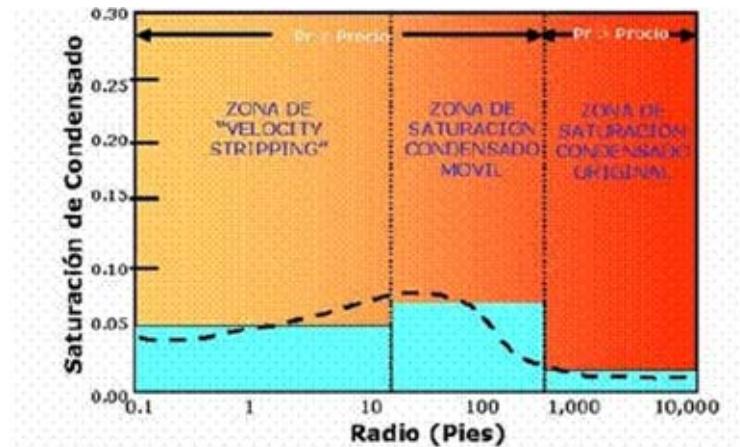


Figura 3.3. Esquema de incremento de movilidad del gas.

- Existe una Zona 3, que se considera lejos del pozo productor (dentro del yacimiento) donde la presión del yacimiento es mayor que la presión del punto de rocío, solo hay una fase de hidrocarburo presente que es el gas condensado ($P > P_{roc}$, $S_c = 0$ y $S_g + S_{wi} = 1$). El límite interior de ésta región está donde la presión de punto de rocío del gas iguala a la presión del yacimiento original, pero no es fijo sino que se desplaza hacia afuera a medida que el pozo produce hidrocarburos y la presión de formación cae.
- Más cerca del pozo encontramos una Zona (2), es la región de segregación de condensación, comienza a ocurrir la condensación retrograda ($P < P_{roc}$) el líquido se separa de la fase gaseosa, pero su saturación continúa siendo suficientemente baja, como para que se mantenga inmóvil, sigue existiendo flujo de gas monofásico, aunque se encuentran presentes ambas fases.
- En la Zona (1), la más cercana al pozo productor, fluye tanto la fase gaseosa como la fase de condensado, simultáneamente y a diferentes tasas y saturaciones: $S_c > S_{cc}$ y $S_c + S_g + S_{wi} = 1$. Esto ocurre cuando la saturación del condensado excede la saturación crítica, y ambas fases fluyen hacia el pozo. En esta región la S_c se estabiliza y el condensado retrogrado que se forma al fluir el gas condensado por la zona cercana al pozo ($P < P_{wf}$), empuja un volumen de condensado igual al formado, el cual al mezclarse en el pozo con el gas condensado producido genera una composición igual a la de gas condensado original del yacimiento. Sin embargo, la K_{rg} es menor que la original debido a que en la región se mantiene $S_c > 0$.

➤ **En todo el yacimiento**

Al caer la presión promedio del yacimiento por debajo de la presión de rocío retrógrada ocurre la precipitación de condensado en forma de pequeñas gotas que se acumulan en los canales porosos más pequeños de la roca. Para que el condensado retrogrado alcance cierta movilidad en el yacimiento se necesita que su saturación sea mayor que la saturación crítica de condensado (30 – 40%) lo cual es difícil de alcanzar ya que el volumen de condensado retrogrado raras veces excede un valor de 20% vol.

3.2. DESCRIPCIÓN LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE FLUIDOS APLICADOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS CONDENSADO COMÚNMENTE UTILIZADOS EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

Los métodos de inyección fueron descritos detalladamente, mencionando en algunos casos: ventajas, desventajas, criterios de aplicación, fundamentos de aplicación entre otros, considerando como premisa aquellos métodos utilizados (estudio conceptual o experiencia de campo) en el mejoramiento de la productividad de los yacimientos de gas condensado del oriente de Venezuela, para el control del banco de condensado retrógrado.

3.2.1. Inyección de gas seco

La inyección de gas a alta presión es un proceso miscible, que significa que el gas inyectado se mezclará con el petróleo del reservorio para formar una fase homogénea simple. El proceso de recuperación miscible reducirá la saturación residual de petróleo virtualmente a cero en las partes del reservorio que son barridas por el fluido

miscible. Pobres eficiencias de barrido son comunes, sin embargo los procesos miscibles son usualmente más costosos que la inyección de agua o inyección inmisible de gas. La mínima presión para desplazamiento miscible del petróleo con gas de alta presión es aproximadamente 3000 psi; de esta manera la profundidad del reservorio está limitada a un mínimo de 5000 pies. El petróleo del reservorio debe contener suficiente cantidad de hidrocarburos intermedios (C2-C6) y debe estar substancialmente bajosaturado con respecto al gas inyectado a la presión de inyección. La gravedad del petróleo no debe ser menor de 40°API.

- **Ciclaje de gas seco**

El ciclaje de gas en yacimientos de gas condensado consiste en separar en superficie los componentes livianos (C1 – C2, gas seco) de los pesados (C3+) y reinyectar al yacimiento el gas seco separado, para poder licuar el (C3+) y separarlo de la mezcla (C1 – C2) es necesario usar un procedimiento criogénico como el que se realiza en San Joaquín, Edo. Anzoátegui. Como se inyecta una masa de fluidos menor que la producida, el factor de reemplazo (FR) es menor que uno y el mantenimiento de presión no es total (100%). Para lograr un mantenimiento total de presión es necesario suplementar el gas separado del gas condensado producido, con gas seco de otros yacimientos.

a) Objetivos:

- Mantener la presión del yacimiento lo suficientemente alta (usualmente arriba o cerca del punto de rocío) para minimizar las perdidas del liquido por condensación retrógrada.
- Alcanzar elevada tasa del desplazamiento (100%), a escala microscópica.
- Recuperar el gas condensado a tasas de flujo económicas e impedir el desperdicio del gas seco producido cuando no se tiene mercado para el gas. A

la terminación de la operación de ciclaje el yacimiento se ha convertido en uno de gas seco con alto potencial económico.

b) Ventajas:

- En yacimientos uniformes o ligeramente heterogéneos el ciclaje permite recuperar hasta un 50% del GOES. Por agotamiento natural sólo se alcanza a recuperar un 30% del GOES.
- Las altas presiones de mantenimiento permiten recuperar el gas condensado en menos tiempo que por agotamiento natural. Además impiden la formación de condensado retrogrado cerca de los pozos de producción y mantienen la productividad de los mismos.
- La reinyección del gas seco permite impedir el desperdicio de este recurso energético cuando no se tiene mercado para el gas.

c) Desventajas:

- Durante el ciclaje no se dispone del gas seco para la venta. La disponibilidad del gas seco se retrasa hasta el agotamiento del yacimiento luego de suspender la inyección.
- Un proyecto de ciclaje requiere de gastos adicionales como son:
 - Número mayor de pozos productores e inyectores
 - Sistema de compresión y distribución de gas.
 - Aunque la presión sea mantenida por encima de la presión de rocío, el recobro de líquido durante el ciclaje es menor del 100%.
 - Grandes variaciones ariales y/o verticales de permeabilidad producen rápida canalización del gas inyectado a los pozos de producción recuperándose el volumen de condensado. En estos casos es preferible el esquema de agotamiento natural.

- Problemas de inyektividad en los pozos. Residuos de lubricantes usados en los compresores puede fluir a través de las tuberías para quedar retenido en el medio poroso cerca de los pozos de inyección. Esto disminuye drásticamente la inyektividad del gas.

3.2.2. Inyección de dióxido de carbono

La inyección de CO₂ es uno de los procesos más usados. A presiones requeridas para recuperación miscible, el CO₂ dentro del reservorio es líquido (a bajas temperaturas) o un fluido supercrítico. Aunque el CO₂ no es miscible con muchos petróleos, este puede crear un frente de desplazamiento miscible en el reservorio a medida que se mezcla con los hidrocarburos. En adición al desarrollo de la miscibilidad, el CO₂ puede también contribuir a la recuperación de condensado al reducir su viscosidad y causar el hinchamiento. La mínima presión requerida para miscibilidad es cerca de 1.500 lpc. El volumen de CO₂ requerido frecuentemente es de 5 a 10 MPC por barril de petróleo recuperado. La factibilidad económica del proceso está determinada por los precios locales del CO₂.

Modelos físicos de reservorio y pruebas de laboratorio son usadas para diseñar proyectos de inyección de CO₂. Cuando altas concentraciones de CO₂ son mezcladas con petróleo, la transferencia de masa de los componentes entre el CO₂ y el petróleo puede causar la coexistencia de cuatro fluidos separados y fase sólida.

Usualmente dos fases predominarán: Una fase volátil y rica en CO₂ y una fase menos volátil y rica en hidrocarburos. A temperaturas debajo y cerca a 120°F, las dos fases son líquidas; a medida que la presión se reduce, los vapores se liberan primariamente de la fase rica en CO₂. Por encima de 120 °F, el sistema completo

estará en la fase vapor a alta presión y altas concentraciones de CO₂; a medida que la presión se reduce en el sistema, la fase líquida rica en hidrocarburos puede condensar del gas.

a) Características generales y mecanismos del proceso de inyección del CO₂

Para comprender acertadamente la forma como el CO₂ desplaza el condensado almacenado en la roca es importante describir el comportamiento que exhibe dicho componente cuando está en contacto con los fluidos presentes en el yacimiento.

La propiedad más importante del CO₂ es, probablemente, su capacidad para vaporizar y extraer porciones del condensado, con el cual se pone en contacto. Mediante este proceso, la viscosidad de la fase rica en CO₂ aumenta, creando un contraste de movilidades más favorables entre el gas y el crudo o el agua. La solubilidad del CO₂ provoca un hinchamiento del crudo y/o condensado, una reducción de su viscosidad y un aumento de su densidad en el frente de desplazamiento debido a la extracción selectiva de los hidrocarburos ligeros e intermedios. En condiciones supercrítica esta transferencia de masa es considerable, produciéndose incluso una extracción hasta de los hidrocarburos con 30 carbonos.

El CO₂ disuelto en el agua de la formación produce un aumento de la permeabilidad de la roca del yacimiento debido a la disolución de los compuestos carbonatados que contenga. Ello obedece que el CO₂ en presencia de agua forma ácido carbónico, el cual reacciona con los carbonatos de calcio y magnesio presentes en las calizas y dolomitas, respectivamente para formar bicarbonatos solubles en agua. Esto, en ocasiones, puede ser contraproducente ya que la migración de finos puede taponar la formación.

b) Presión mínima de miscibilidad

La miscibilidad entre el fluido del yacimiento y el gas desplazante suele alcanzarse después de múltiples contactos entre el gas inyectado y el crudo del yacimiento. Es posible analizar este mecanismo utilizando un diagrama terciario similar al que se muestra en la figura. Se observa que la posición de los vértices representa el metano y el CO_2 , los hidrocarburos intermedios (C2 – C6) y los hidrocarburos más pesados (C7). Las mezclas de petróleo y gas se representan como sistemas ternarios. La curva binodal, se une con el punto crítico P y delimita las zonas de una y dos fases, y algunas líneas de enlace, las cuales unen las composiciones en equilibrio de cada componente entre las fases, por ejemplo la línea L1-G1. También se traza la línea crítica de enlace, pasando por el punto crítico, cuya pendiente viene dada por la tendencia que se observa en las otras líneas de unión.

Al considerar el sistema formado por el gas de inyección y el crudo A, y poner ambos en contacto, se forma una mezcla M1 que es bifásica y que se separa en las fases líquidas L1 y gaseosa G1. Al seguir la inyección del CO_2 , la mezcla gaseosa G1, de una alta movilidad se desplaza hacia adelante para ponerse en contacto, dejando atrás un líquido residual de composición L1. Al entrar en contacto G1 con el crudo A, se genera una nueva mezcla de composición dada por M2, la cual se separa en L2 y G2. G2 es empujado nuevamente hacia delante y contacta una porción diferente del crudo A, formando una mezcla M3, la cual cae en la zona de dos fases. El gas se enriquece cada vez más y se desplaza sobre la curva de rocío hasta alcanzar el punto P. Al tener esta composición, el gas es miscible con el crudo A.

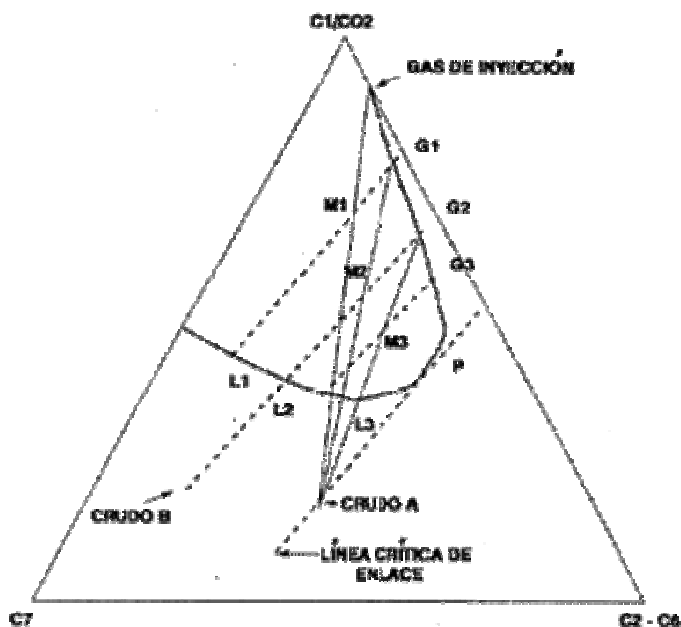


Figura 3.4. Diagrama terciario.

Con el crudo B, nunca podrá ocurrir la miscibilidad aunque se realicen múltiples contactos con el gas desplazante, la mezcla siempre caerá en la zona de dos fases. Para que el crudo B alcance miscibilidad es necesario subir la presión para que la zona bifásica disminuya y se modifiquen las pendientes de las curvas de equilibrio, incrementándose así la vaporización de los hidrocarburos intermedios.

La línea crítica de unión permite detectar si un crudo puede alcanzar la miscibilidad. Los crudos ubicados a su izquierda serán inmiscibles, los localizados a la derecha serán miscibles al primer o múltiple contacto. Si esta línea pasa por el punto que representa el crudo, como es el caso del crudo A, la presión a la que se hizo el diagrama ternario es la menor presión a la cual dicho crudo puede lograr un

desplazamiento miscible con el gas inyectado. Esta presión se conoce como presión mínima de miscibilidad (PMM).

La PMM, es un parámetro de interés en la selección de yacimientos candidatos a ser sometidos a la inyección de CO_2 , el cual permite determinar bajo qué condiciones ocurrirá el desplazamiento (miscible, dinámicamente miscible o inmisible). La miscibilidad depende de la pureza del CO_2 , de la composición del petróleo y de la temperatura del yacimiento. La PMM aumenta en presencia de metano y nitrógeno, porque reducen la capacidad extractiva del CO_2 y disminuye si encuentra etano o hidrocarburos intermedios, un aumento de la temperatura del yacimiento también produce un aumento de la PMM. Una gravedad $^\circ\text{API}$ baja refleja poco contenido de hidrocarburos extraíbles y, por ende, una PMM alta.

c) Formación de Emulsiones Crudo/ CO_2 /Agua

Aun cuando no se ha profundizado algunos autores han señalado la posibilidad de que bajo ciertas condiciones el sistema crudo/ CO_2 / Agua puede formar emulsiones a medida que el frente de CO_2 se desplaza a través de yacimiento, e infieren que el CO_2 presente en la interfase crudo/agua es capaz de impartir cierta estabilidad a la emulsión lo que podría traer como consecuencia la formación de emulsiones estables y viscosas. En el Intevep ha realizado pruebas fuera del medio poroso en condiciones de laboratorio cercanas a las del yacimiento con el crudo del campo Nipa, Dióxido decarbono y agua de formación, para determinar la presencia de emulsiones y caracterizarla en cuanto a su viscosidad y estabilidad. Los resultados de este estudio indicaron que las emulsiones formadas no presentaron viscosidades altas y la estabilidad de las emulsiones fue relativamente baja.

d) Disolución de carbonatos y movimientos de finos por efectos de H_2CO_3

Las formaciones de areniscas generalmente contienen materiales silicios, arcillas y un contenido bastante moderado de carbonatos, mientras que los constituyentes principales de los yacimientos de carbonato son: el carbonato de calcio (calcita), magnesio (dolomita) y hierro (siderita). Cada uno de estos materiales se presenta en diferentes proporciones y reaccionan de manera distinta frente a los cambios que se producen en el medio según los fluidos empleados en la inyección para incrementar la recuperación.

El efecto neto de los procesos de inyección depende del tipo de roca, de los fluidos de inyección, de las velocidades de inyección y de las condiciones del yacimiento.

Se ha estudiado el efecto del agua carbonatada sobre los compuestos carbonatados presentes en el yacimiento, pues debido a las reacciones que allí ocurren, se originan bicarbonatos solubles en agua.

e) Criterios de selección del proceso CO_2

El proceso de desplazamiento miscible de petróleo por efectos del CO_2 se conoce desde hace varios años. No obstante, algunos problemas inesperados han entorpecido e impedido la generalización de los proyectos de campo de escala completa que se han implantado.

Esto no significa que el método del CO_2 tenga un futuro prometedor pues los problemas son muchos y el proceso aun no es considerado una técnica probada de recuperación de petróleo. Con el fin de mejorar la posibilidades de éxito, cada proyecto debe planearse y ejecutarse cuidadosamente tomando en consideración los criterios de selección y aplicación del método.

f) Criterios para la aplicación del CO₂

Cada yacimiento tiene una serie de propiedades particulares cuya suma total determina la característica del reservorio y su comportamiento cuando se somete a los diferentes métodos de recuperación. La tarea del ingeniero es determinar tantos parámetros característicos como sea posible y luego predecir el comportamiento y el rendimiento que se obtendrá.

En este contexto, cada característica por si sola no es un factor determinante. Por lo tanto la importancia asignada a una de ellas no es de ser rígida. Es sólo la indicación de una magnitud. Por ejemplo, una gravedad del petróleo de menos de 25 ° API usualmente se considera desfavorable para la recuperación mejorada del petróleo utilizando la inyección de CO₂. Esto no excluye automáticamente a todos los yacimientos que tienen petróleo más pesado de 25 ° API, ya que podrían existir otros factores favorables que contrarresten uno desfavorable. Los siguientes criterios deben ser considerados y puestos en una perspectiva apropiada:

- La saturación residual de petróleo es de interés primario. Si el campo ha sido inundado con agua, la saturación residual del petróleo podría ser suficiente para el éxito tecnológico o económico. Una saturación en el rango del 25% al 30% se considera, frecuentemente, como la mínima.
- La inundación previa de agua no elimina automáticamente los campos que se van a considerar ya que los estudios de simulación muestran que el petróleo puede ser recuperado.
- La presencia de una capa es usualmente, un factor desfavorable. Si la presión del yacimiento esta considerablemente por debajo de la presión mínima de miscibilidad, se necesitan grandes volúmenes de CO₂ para aumentar la presión y obtener miscibilidad. Por otra parte, la densidad del CO₂ podría ser mayor que la del gas del yacimiento lo cual ocasionaría el desplazamiento por segregación gravitacional.

- Un yacimiento altamente fracturado se considera desfavorable, ya que las fracturas proveen un conducto de inyección al pozo productor y representan un serio problema para cualquier otro tipo de proceso que se considere.
- Un pre-requisito esencial es garantizar una fuente de CO₂ adecuada y confiable a un costo razonable. Existe interés en el nitrógeno y gas combustible como métodos alternos e inyección de gas debido a la falta de buenas fuentes de CO₂ cercanas a muchos de los campos petroleros del mundo.
- La permeabilidad horizontal de la roca del yacimiento no parece ser un factor crítico sin embargo el radio de permeabilidad vertical u horizontal si lo es. Un estudio del yacimiento simulado sobre una arenisca inundada con agua, llegó a la conclusión de que la razón Kv/Kh es uno de los parámetros más importantes del yacimiento para el comportamiento del CO₂ ya que controla la tasa a la cual el CO₂ puede segregarse.
- Las zonas permeables y relativamente delgadas en el yacimiento (15-25 pie) son técnicamente ventajosas debido a que disminuyen la tendencia a contrarrestar la gravedad, pero las zonas de mas espesor tienen mayor volumen de petróleo.
- La profundidad es importante debido a que la presión mínima de miscibilidad esta usualmente por encima de 1200 psi y requieren una profundidad mayor de 2500 pie, para no exceder el gradiente de la fractura. La temperatura no se considera, generalmente un factor importante.
- El límite inferior de la gravedad del petróleo recomendado está en el rango de 25° a 30° API, dependiendo parcialmente de si el petróleo es aromático, asfáltico, etc. La viscosidad del petróleo en el yacimiento en la mayoría de los proyectos del CO₂ ha sido aproximadamente de 1cp.
- El CO₂ puro es mejor para la inyección, pero raramente esta disponible. La contaminación con metano aumenta la presión de miscibilidad, aunque puede

tolerarse hasta un 5 a 10 % de dicho gas. El sulfuro de hidrógeno en cambio, la disminuye pero igualmente causa serios problemas debido a la corrosión, el peligro para la salud, el olor y efectos sobre el ambiente.

El análisis de las experiencias en el campo con la inyección del CO₂ indica que se ha utilizado para recuperar el petróleo adicional, bajo el amplio rango de las condiciones siguientes:

- Areniscas, piedras calizas, dolomitas y calcedonias.
- A profundidades de 10800' sin limitaciones de profundidades conocidas.
- En formaciones con permeabilidades promedio tan bajas como 0,2 mD.
- A temperaturas del fondo del pozo hasta de 240°F sin limitaciones conocidas.
- A espesores que varían entre 8 y 600 pie con considerable variación en la heterogeneidad.
- Donde los crudos varían en gravedades de 16 - 45°API.
- Donde los crudos fueron desplazados misciblemente.
- Para crudos que varían en viscosidad de 0,15 a 188 cp.
- En yacimientos con saturaciones de petróleo de 28% a 45%
- Con espaciamentos hasta de 51 acre por pozo.
- Cuando la mezcla inyectada contiene hasta 29% de sulfuro de hidrógeno.

Aun cuando con esta tabla no se tiene la intención de ofrecer una guía estricta, la misma contiene los parámetros del yacimiento que caen o están cerca del límite de los valores considerados económicamente factible para ese tipo de procesos. Es de hacer notar que estos criterios de jerarquización son restricciones de carácter económico, más que limitaciones técnicas. A continuación se describen los fundamentos que propone Klins para signar el intervalo dado en la tabla a cada parámetro:

PARÁMETROS DE JERARQUIZACIÓN	RANGÓ DE VALORES
Viscosidad (cp) en condiciones de yacimiento.	< 12
Gravedad (°API)	> 30
Saturación de petróleo actual (%VP)	> 25
Concentración de petróleo (Bls/acre-pie)	> 300
Porosidad X saturación de petróleo (adim)	> 0,40
Profundidad (pies)	> 3000
Temperatura del yacimiento (°F)	No crítico
Presión actual (lpc)	> 1500
Espesor neto (pies)	No crítico
Permeabilidad (md)	No crítico
Transmibilidad (md-pie/cp)	No crítico

Figura 3.5. Tabla resumen de rango de valores en la inyección de CO₂.

- Viscosidad < 12 cps: El flujo fraccional y el barrido areal están directamente relacionados con la viscosidad, puesto que la curva de flujo fraccional se mueve hacia la izquierda al incrementarse la viscosidad del petróleo. El flujo de gas para una saturación de gas dada, es significativamente mayor, retarda la recuperación de hidrocarburo y acorta el tiempo de la irrupción del gas. Esto causa problemas en el manejo del mismo. La alta relación de movilidad, inherente a los desplazamientos por gas, se incrementa al aumentar la viscosidad del petróleo reduciéndose de este modo la eficiencia areal de barrido. La gran mayoría de lo proyectos de CO₂ son operados en yacimientos con viscosidades de 2 CP o menos.
- Gravedad API > 30: Los yacimientos con gravedades API mayores de 30 son usualmente viscosos en relación con el CO₂ inyectado. Esto conduce a retardar la respuesta del yacimiento al proceso y a un barrido más pobre debido al

adedamiento viscoso. Además, la creación de un banco miscible de crudos con un alto porcentaje de hidrocarburos intermedios (C5 a C20), especialmente de C5 a C12. Crudos con gravedades °API menores a 30, usualmente tienen poco contenido de estos componentes, necesarios para formar el banco miscible.

- Petróleo residual >30 Bls/acre-pie: Determinar la saturación de petróleo de un yacimiento candidato a recuperación mejorada es quizás la tarea más crítica para predecir su factibilidad económica. La saturación de petróleo puede ser insuficiente para el éxito económico de proyecto.
- Profundidad >30': La miscibilidad es una función directa de la presión y la temperatura del yacimiento. Si se requiere una presión mínima de 1500 lpc para obtener miscibilidad y si se acepta como regla general un gradiente de presión de 0,5 lpc/pie, la profundidad mínima requerida es de 3000 pie.
- Presión 1500 lpc: Algunas correlaciones indican que pueden existir casos específicos en los cuales la miscibilidad ocurre a presiones menores de 1500 lpc. Sin embargo, 1500 lpc es quizás un mínimo prudente para asegurar la miscibilidad en sitios lejanos del pozo inyector, donde las presiones son menores. Adicionalmente se presentan otras consideraciones sobre la características generales deseables para proyectos de inyección miscible o inmisible de CO₂:
 - Espesores pequeños y /o altos buzamientos: Si el CO₂ es más ligero que el petróleo del yacimiento, o es inyectado con agua, los efectos de segregación gravitacional son adversos para la eficiencia de recobro en caso de desplazamientos inmiscibles.
 - Sin embargo, en desplazamientos miscibles, las mezclas de los fluidos (CO₂ y petróleo) hace que la diferencia de gravedad entre ellos sea menor y, por lo tanto se hace más estable el frente del desplazamiento (banco miscible)

- Baja permeabilidad vertical en yacimientos horizontales: En yacimientos horizontales con alta K_v , los efectos de segregación gravitacional entre el CO_2 y el crudo pueden ser severos, evitando que se forme un frente miscible de desplazamiento.
- Disponibilidad del CO_2 : Uno de los factores crítico en los proyectos de inyección de este gas, luego de un análisis preliminar de la aplicación potencia de este método de recuperación mejorada es la disponibilidad del mismo. Para todos los proyectos concebidos en USA se pueden requerir de 40 a 50 MMPC de CO_2 por día. Un proyecto comercial puede requerir cerca de 100 MMM PCN/D. las posibles fuentes de este gas son:
 - Gases de chimenea.
 - Plantas de amoníaco u otras plantas químicas.
 - CO_2 sintético.
 - Fuentes naturales tales como CO_2 , separado de los gases ácidos producidos en el capo o depósitos naturales de CO_2 .
 - CO_2 producto de plantas de tratamiento de carbón.

El CO_2 sintético y el separado de estos procesos y su subsiguiente compresión y transporte al capo pueden resultar económicamente prohibitivos. La fuente más viable de CO_2 parece ser los yacimientos existentes o futuros descubrimientos. Además de la disponibilidad, la pureza del gas es una variable importante, pues la contaminación con otros gases incluyendo el nitrógeno y el metano incrementan la presión mínima de miscibilidad y crean propiedades adicionales de seguridad y producción.

3.2.3. Inyección de nitrógeno

Para poder aplicar este método se deben cumplir ciertas condiciones, por un lado, el crudo del yacimiento debe: ser rico en fracciones comprendidas entre el etano y el hexano o hidrocarburos livianos, que se caracterizan por tener una gravedad API >

35°, tiene un factor volumétrico alto o la capacidad de absorber el gas inyectado en condiciones de yacimiento y está saturado de metano. Por el otro, el yacimiento debe estar a una profundidad igual o mayor a los 5.000 pies, con la finalidad de mantener las altas presiones de inyección (mayores o iguales a 5.000 lpc) necesarias para alcanzar la miscibilidad del crudo con el nitrógeno sin fracturar la formación.

a) Propiedades físicas del nitrógeno

El nitrógeno es menos compresible que el gas condensado. Un PCN de nitrógeno ocupa 38% más volumen a 2.900 lpc y 140°F que 1 PCN de gas condensado. Por ejemplo una tasa de inyección de 12.000 MPCN de nitrógeno está en capacidad de reemplazar 16.500 MPCN de gas condensado manteniendo la presión constante a 2.900 lpc.

La densidad del nitrógeno es menor que la del gas condensado por lo tanto la inyección de nitrógeno a tasas moderadas permite al nitrógeno permanecer en la parte alta de la estructura debido a las fuerzas de gravedad. La viscosidad del nitrógeno es aproximadamente igual a la del gas condensado.

A temperaturas entre 150 y 250°F y presiones entre 3000 y 7000 lpc el factor de compresibilidad del nitrógeno es 35-20% superior al del gas natural.

b) Efectos de la variación de la permeabilidad

Como en todos los tipos de desplazamiento, la variación de permeabilidad afecta muy negativamente el recobro de gas condensado del yacimiento. Un resumen de los

recobros de condensado según la inyección de nitrógeno, calculados son los siguientes:

- Yacimientos homogéneos: 81% GOES.
- Yacimientos medianamente heterogéneos ($K_{max} / K_{min} = 10$), 62% GOES.
- Yacimientos completamente heterogéneos ($K_{max} / K_{min} = 100$), 51% GOES.
- Agotamiento natural, 35% GOES.

Las tasas de producción de condensado y gas seco permanecen constante hasta que ocurre la ruptura de nitrógeno en los pozos de producción, en la medida que el yacimiento es más heterogéneo la declinación de la tasa de condensado es más rápida. Estudios demuestran que la inyección del nitrógeno es una alternativa mejor al agotamiento de presión en yacimiento de gas condensado con una riqueza mayor que 100 BN/MMPCN y moderadamente heterogéneos.

c) Generación y costo del nitrógeno

El método criogénico para producir nitrógeno del aire es más económico y utilizado en países como USA. El método consiste en condensar el aire y luego separar el nitrógeno del oxígeno por destilación fraccionada.

d) Localización de pozos inyectoros

Debido a que el nitrógeno es más liviano que el gas condensado y el petróleo se debe inyectar por los pozos buzamiento arriba del yacimiento (en la capa de gas) con el fin de aprovechar el efecto positivo de las fuerza gravitacionales en el desplazamiento del gas condensado. En proyectos realizados en campo los pozos inyectoros y productores tienen completación doble. En los inyectoros en nitrógeno se inyecta por

el anular y el petróleo se produce por la tubería, en los productores el gases produce por el anular y el petróleo por la tubería.

3.3. ANALISIS DE LA INFLUENCIA DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE INYECCIÓN SOBRE EL BANCO DE CONDENSADO, MEDIANTE UN ESTUDIO COMPARATIVO, CON LA FINALIDAD DE SUGERIR EL MÉTODO DE INYECCIÓN MÁS IDÓNEO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS CONDENSADO

Luego de realizar la descripción de los métodos de inyección comúnmente utilizados en los yacimientos de gas condensado, se analizó cada una de las mismas de acuerdo al efecto que causan en la formación del banco o anillo de condensado alrededor de los pozos, tomando en cuenta las propiedades de las rocas y los fluidos del yacimiento. Estas definiciones constituyeron la base fundamental del análisis comparativo del estudio realizado, con el cual se pudo sugerir la técnica de inyección con mejores resultados, para minimizar los efectos causados por la condensación retrógrada en la productividad de pozos de gas condensado del oriente del país.

La influencia de los diferentes métodos sobre el banco de condensado resulta ser la base fundamental de la aplicación de los mismos, la mayoría de estos métodos se utilizan para el mantenimiento de la presión en el yacimiento, para que ésta no caiga por debajo del punto de rocío y origine la formación de esta acumulación de líquido mejor conocida como banco de condensado. Los métodos que estaremos analizando son los siguientes:

3.3.1. Inyección de gas seco (ciclaje de gas)

Una forma de vaporizar parcial o totalmente el condensado retrogrado cerca de los pozos es inyectando gas seco (CH_4) por varios días o semanas, dependiendo del grado de condensación que haya ocurrido, y luego colocar el pozo en producción a elevadas tasas para remover el líquido bloqueador.

a) Mecanismos de desplazamiento

- Desplazamiento miscible del gas condensado por el gas seco al primer contacto. De esta manera el ciclaje de gas o el mantenimiento de presión por inyección de gas seco en yacimientos de gas condensado es un caso especial de desplazamiento miscible. Este es uno de los factores que explica la efectividad del proceso de ciclado.
- Vaporización de condensado retrogrado por múltiples contactos con el gas pobre. El gas seco vaporiza componentes livianos e intermedios del condensado retrogrado cerca de los pozos de inyección. Estos componentes se mezclan con el gas seco y lo enriquecen. Luego de múltiples contactos, el gas seco se ha enriquecido en hidrocarburos intermedios y se forma un solvente que es miscible con el condensado retrógrado.
- Expansión de los fluidos. Si durante el ciclaje ocurren caídas de presión porque el factor de reemplazo no es de 100%, cierto volumen de gas condensado y gas seco se produce por el mecanismo isotérmico de expansión. También puede ocurrir influjo de agua al yacimiento si este tiene un acuífero asociado.

b) Influencia de varios factores sobre el comportamiento de inyección de gas en yacimientos de gas condensado

- **Factor de reemplazo, (FR): Viene dado por la siguiente ecuación:**

$$FR = \frac{\text{Volumen de gas inyectado}}{\text{Volumen de gas condensado producido}} \quad \text{Ec.43}$$

Si sólo se inyecta el gas residual que queda luego de extraerle los líquidos al gas condensado el factor de reemplazo será menor que uno, y la presión del yacimiento declinará, produciéndose condensación retrógrada si esta cae por debajo de la presión de rocío. Para poder mantener aproximadamente constante la presión del yacimiento es necesario mezclar el gas residual con otro gas disponible de tal manera de tener un factor de reemplazo unitario en el proyecto.

Un estudio de simulación del proyecto de ciclaje de gas mostró que un reemplazo muy bajo prolonga la vida del proyecto, aumenta el gas atrapado en la zona invadida por el agua del acuífero y aumenta las pérdidas de líquido por condensación retrógrada.

- **Presión de mantenimiento**

En una operación de ciclaje en la cual la presión de yacimiento está siendo mantenida por encima de la presión de rocío, la eficiencia de desplazamiento de gas condensado por gas seco (E_d) es virtualmente 100% debido a la miscibilidad que ocurre entre los dos gases ya que la movilidad de ambos fluidos es similar ($M=1.0$), si la presión de mantenimiento es menor que la de rocío ($P < P_{roc}$), y $E_d < 100\%$, debido a la inmovilidad del condensado retrógrado y a la incompleta revaporización del líquido por el efecto del gas.

Resumiendo, a medida que la presión de mantenimiento cae por debajo de la presión de rocío el porcentaje de recobro disminuye.

- **Riqueza del gas condensado**

Intevep, realizó un estudio de simulación composicional para evaluar el efecto de la riqueza del gas condensado sobre la producción por agotamiento natural y ciclaje de gas, como resultado se observó que la recuperación de condensado por ciclaje de gas es muy superior (3-4 veces) al obtenido por el agotamiento natural. Comparando los resultados para los diferentes tipos de gas condensado se puede observar que el mayor beneficio del ciclaje de gas se obtiene para el gas condensado más rico. Se puede concluir que mientras mayor sea la riqueza del gas condensado, más efectivo es el ciclaje de gas en comparación con el agotamiento natural.

- **Inicio de la inyección de gas**

En el ciclaje de gas seco el recobro es mucho mayor cuando la inyección de gas se inicia temprano. La diferencia en el recobro de líquido en inyectar el gas desde el principio de la vida productiva del yacimiento y después de ocho años de agotamiento natural es mayor de 40%. Lo anterior se debe a la condensación retrógrada ocurrida durante los ocho años de agotamiento natural.

3.3.2. Inyección de dióxido de carbono (CO₂)

La disolución del dióxido de carbono en una fase líquida de hidrocarburos produce los efectos siguientes:

- Reduce la viscosidad (mejorando la relación de movilidad). Esta reducción es más significativa a medida que la viscosidad es mayor.
- Incrementa la densidad.
- Ejerce un efecto ácido sobre la roca.
- Puede vaporiza y extraer porciones del condensado retrogrado.

- El condensado es transportado cromatográficamente a través de los poros de la roca.
- Reduce la tensión interfacial, tanto para el sistema gas condensado retrogrado como para el sistema agua-condensado retrogrado lo que se traduce en una disminución de la saturación residual del crudo.

a) Mecanismos de desplazamiento

Debido a las propiedades del dióxido de carbono existen diferentes mecanismos por los cuales se puede desplazar el crudo de un yacimiento. Cuando la presión del yacimiento disminuye, el CO₂ disuelto en el crudo se desprende expandiéndose y originando una fuente adicional de energía, similar a la proporcionada por el gas de solución en el crudo. Adicionalmente el CO₂ vaporiza ciertos componentes con los cuales se pone en contacto. La vaporización se lleva a cabo por encima de una cierta presión crítica que depende de la temperatura del sistema. Esta fracción de hidrocarburos vaporizados incluye componentes ligeros (C2-C5) e intermedios (C5 – C30). La cantidad extraída dependerá del tamaño del tapón del CO₂.

Si la presión es lo suficientemente alta al entrar en contacto el CO₂ y el crudo (banco de condensado) podrán formar una sola fase, por lo cual el hidrocarburo es desplazado por un proceso miscible, de esta forma se puede obtener una recuperación teórica del 100%. La presión de miscibilidad esta por lo general a varios cientos de libras por encima de la presión a la cual se inicia el mecanismo de extracción, y dependerá de la temperatura del sistema y de la composición del crudo.

Comúnmente en condiciones típicas de yacimiento, el CO₂ y el petróleo en el mismo no son directamente miscibles; a través de contactos múltiples mediante la transferencia de masa entran los fluidos inyectados y desplazados, se generan zonas contiguas de una sola fase, lo cual favorece el recobro de crudo.

b) Efectos de la inyección del CO₂ en las propiedades del yacimiento

Durante un proceso de inyección del CO₂, es factible que ocurran una serie de cambios químicos y físicos en las rocas y fluidos del yacimiento, los cuales pudieran generar importantes efectos que disminuyen la eficiencia del proceso. Previo a la implantación de cualquier proceso de inyección de CO₂ deben ser revisadas estas consideraciones a nivel de laboratorio.

Aun cuando es difícil predecir si algunos de estos problemas pudieran presentarse y en que extensión afectaría las operaciones de producción, es ventajoso conocer las posibilidades que ocurran. Esto podría significar la diferencia entre un proyecto con frecuentes declinaciones y uno que responda a problemas operacionales con soluciones estratégicas.

3.3.3. Inyección de nitrógeno (N₂)

Con la inyección de N₂ se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo así un banco de crudo hacia los pozos productores. Dicho frente miscible se forma por la vaporización de componentes livianos en el crudo.

a) Eficiencia de desplazamiento

A presiones superiores a la presión de rocío, el nitrógeno es tan eficiente como el gas seco en el desplazamiento miscible del gas condensado. Por debajo de la presión de rocío el desplazamiento es inmisible y el recobro de líquido es sustancialmente menor que en el caso del desplazamiento miscible. En base a estudios de laboratorio y simulación numéricas hallaron que la diferencia de recobro de líquido entre desplazamiento miscible a $P > P_{roc}$, e inmisible a $P < P_{roc}$, es del orden de 30% GOES, esta diferencia aumenta con el aumento de las riquezas del gas condensado, lo

anterior muestra que el mantenimiento de presión con nitrógeno a $P > P_{roc}$ es vital en la maximización de la recuperación de líquido.

Estudios de laboratorio realizados indican que la contaminación del gas condensado con nitrógeno aumenta la presión de rocío. Estos estudios también reflejan que si la presión se mantiene cerca de la presión original de rocío ocurre una condensación retrógrada del orden del 12% para un gas condensado que genera en superficie una RGC de 4.812 PCN/BN.

Considerando lo anterior se procedió a realizar un análisis comparativo de los métodos de inyección de fluidos estudiados, para poder sugerir la técnica de inyección con mejores resultados, y así lograr minimizar los efectos causados por la condensación retrógrada en la productividad de pozos de gas condensado del oriente del país.

3.4. DEFINICIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS DE APLICACIÓN DE CADA TÉCNICA EN EL CONTROL DEL BANCO DE CONDENSADO, OFRECIENDO UN MECANISMO DE BÚSQUEDA RÁPIDA PARA LA DEFINICIÓN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA SU RESPECTIVA APLICACIÓN EN EL YACIMIENTO.

Para cumplir con la etapa final de estudio, se procedió a establecer las mejores prácticas tanto conceptuales como operacionales, producto del análisis comparativo de las técnicas aplicadas para el control del banco de condensado. Inicialmente se realizó una revisión de las recomendaciones de cada una de las aplicaciones, tanto conceptuales como operacionales. Finalmente, se realizó una tabla contentiva de la información, y se pudo establecer un mecanismo de búsqueda rápida para la

definición de criterios de selección, considerando la aplicación de cada técnica en el yacimiento.

Para establecer las mejores prácticas de aplicación de cada método fue necesario explicar inicialmente cuales son los esquemas de explotación de yacimientos de gas condensado, a continuación se muestran estos esquemas:

3.4.1. Esquemas de explotación de yacimientos de gas condensado

Básicamente el esquema óptimo de explotación de cada yacimiento de gas condensado depende de las características propias del yacimiento y de las condiciones económicas imperantes. Los esquemas más utilizados se mencionan a continuación:

3.4.1.1. Agotamiento natural de las reservas

Involucra los mecanismos de producción que se mencionan a continuación:

- Expansión del gas.
- Expansión del agua connata y de la roca.
- Empuje hidráulico.

3.4.1.2. Mantenimiento de Presión

- Ciclaje del gas separado del condensado o inyección de gas seco de una fuente diferente al yacimiento en explotación.
- Inyección de Agua.

- Inyección de gases inertes como nitrógeno (N_2) y gases producto de la combustión ($N_2 + CO_2$).

Básicamente éstos son los métodos utilizados para evitar la condensación retrograda en yacimientos de condensado ya que como se menciona durante la vida productiva de los yacimientos de condensado se presentan ciertos problemas adicionales durante su producción, entre los que se destaca un fenómeno conocido como condensación retrógrada.

Los métodos de mantenimiento de presión se complementan desinflando el yacimiento (agotamiento de presión) al finalizar la inyección.

Basado en lo antes expuesto, a continuación se muestran los factores y consideraciones necesarias para llevar a cabo un proyecto de recuperación basado en la inyección de fluidos.

3.4.2. Factores y consideraciones generales necesarias para realizar el estudio técnico económico de una propuesta

Algunos autores señalan que los siguientes factores, se deben tener en cuenta en el estudio técnico económico de selección del método óptimo de explotación:

a) Características de la formación y de los fluidos:

- Presencia o no de una zona de petróleo negro.
- Volumen de reservas y de productos que se pueden obtener de la misma.
- Propiedades y composición de los fluidos del yacimiento.
- Variación arial y vertical de permeabilidades.

- Tipo de mecanismo primario de producción, expansión de los fluidos y/o Empuje Hidráulico.
- b) Desarrollo del yacimiento y costos de operación.
 - c) Disponibilidad de fluidos a inyectar y costos de operación e instalación de la planta.
 - d) Demanda del mercado de gas y condensado.
 - e) Valor futuro de los productos.
 - f) Análisis económico global.

Todos los factores antes mencionados son tomados como base para la realización de un estudio técnico-económico para definir las mejores prácticas de aplicación de cada técnica en el control del banco de condensado, permitiendo asegurar conceptualmente el éxito del mismo. Para finalizar el estudio se planteo la idea de realizar una tabla que mostrara las condiciones básicas para la aplicación de cada método, para establecer un mecanismo de búsqueda rápida para la definición de criterios de selección, considerando la aplicación de cada técnica en el yacimiento. Dicha tabla se muestra a continuación:

Tabla 3.1. Resumen de condiciones de aplicación.

Métodos de Inyección	°Api	Espesor de la Arena y Efectos de la Permeabilidad	Tipo de Proceso de Inyección	Efecto Producto del Proceso	Presión Mínima de Miscibilidad	Profundidad Máxima	Disponibilidad del Fluido de Inyección	Observaciones	Experiencias de Inyección
Inyección de Gas Seco	>40 °API	En espeores de 30-50', la zona de transición donde ocurre la mezcla de gas condensado con gas seco inyectado es pequeña. En el caso de yacimientos gruesos (50 – 100' de espesor) la variación vertical de permeabilidad es muy importante ya que el gas seco irrumpe primero a través de los estratos de mayor permeabilidad produciendo dilución del gas condensado con el gas seco producido.	La inyección de gas a alta presión es un proceso miscible, que significa que el gas inyectado se mezclará con el petróleo del reservorio para formar una fase homogénea simple.	El proceso de recuperación miscible reduce la saturación residual de petróleo virtualmente a cero en las partes del reservorio que son barridas por el fluido miscible.	3000 lpc	5000 pies	La reinyección del gas seco permite impedir el desperdicio de este recurso energético cuando no se tiene mercado para el gas. Este recurso se encuentra altamente disponible.	Las altas recuperaciones ilustradas en la literatura son las obtenidas en el laboratorio pero no son alcanzadas en el campo, debido principalmente a la baja eficiencia de barrido. Aunque un aumento de la presión, incrementará la recuperación de petróleo, esto incrementará también los requerimientos del gas y costos de inyección.	Experiencias de simulación y campo

Tabla 3.1. Resumen de condiciones de aplicación (Continuación).

<p>(Ciclaje de Gas Seco)</p>			<p>Desplazamiento miscible del gas condensado por el gas seco al primer contacto. Vaporización de condensado retrógrado por múltiples contactos con el gas pobre.</p>	<p>El gas inyectado ayuda a mantener la presión del reservorio y retarda la condensación retrógrada. Al mismo tiempo desplaza el gas húmedo hacia los pozos de producción.</p>			<p>La reinyección del gas seco impide el desperdicio de este recurso energético cuando no se tiene mercado para el gas.</p>	<p>El ciclaje de gas en yacimientos de gas condensado consiste en separar en superficie los componentes livianos (C1 – C2, gas seco) de los pesados (C3+) y reinyectar al yacimiento el gas seco separado, para poder licuar el (C3+) y separarlo de la mezcla (C1 – C2) es necesario usar un procedimiento criogénico</p>	<p>Experiencias de simulación y campo</p>
-------------------------------------	--	--	---	--	--	--	---	--	---

Tabla 3.1. Resumen de condiciones de aplicación (Continuación).

<p>Inyección de Dióxido de Carbono</p>	<p>>30° API</p>	<p>Espesores de 15-25 pie son técnicamente ventajosas debido a que disminuyen la tendencia a contrarrestar la gravedad, la razón Kv/Kh es uno de los parámetros más importantes del yacimiento para el comportamiento del CO₂ ya que controla la tasa a la cual el CO₂ puede segregarse.</p>	<p>Aunque el CO₂ no es miscible con muchos petróleos, este puede crear un frente de desplazamiento miscible en el reservorio a medida que se mezcla con los hidrocarburos.</p>	<p>En adición al desarrollo de la miscibilidad, el CO₂ puede también contribuir a la recuperación de petróleo al reducir la viscosidad del mismo y causar que el crudo del reservorio se hinche. Capacidad para vaporizar y extraer porciones del petróleo con el cual se pone en contacto.</p>	<p>1200 lpc</p>	<p>2500 pies</p>	<p>Un requisito esencial es garantiza una fuente de CO₂ adecuada y confiable a una costo razonable ya que existe poca disponibilidad para inyección.</p>	<p>En el proceso de inyección del CO₂ pueden ocurrir problemas frecuentes de inyectividad, canalización y corrosión</p>	<p>Experiencias de laboratorio y de simulación</p>
<p>Inyección de Nitrógeno</p>	<p>> 35 °API</p>	<p>En la medida que el yacimiento es más heterogéneo la declinación de la tasa de condensado es más rápida.</p>	<p>A presiones superiores a la presión de rocío, el nitrógeno es tan eficiente como el gas seco en el desplazamiento</p>	<p>Con la inyección de Nitrógeno se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo.</p>	<p>5000 lpc</p>	<p>5000 pies</p>	<p>La disponibilidad de este recurso para proyectos de inyección se encuentra limitada. Sólo por la aplicación</p>	<p>La mayor desventaja de la inyección de nitrógeno es que llega un momento en que el gas aparece contaminado con</p>	<p>Estudios de laboratorio y simulación numérica de procesos de tecnología probada técnica y económicamente.</p>

Tabla 3.1. Resumen de condiciones de aplicación (Continuación).

			Miscible del gas condensado.	así un banco de crudo hacia los pozos productores. Dicho frente miscible se forma por la vaporización de componentes livianos en el crudo.			de métodos criogénicos se puede producir nitrógeno por la condensación del aire.	nitrógeno y es necesario hacer una inversión adicional para separar los hidrocarburos del nitrógeno.	
--	--	--	------------------------------	--	--	--	--	--	--

CAPÍTULO IV

DISCUSIONES, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. DISCUSIONES

4.1.1. EXPLICACIÓN DEL EFECTO DEL BANCO DE CONDENSADO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DE GAS CONDENSADO

Debido a la formación de un bloque de condensado en la región vecina al pozo no todos los yacimientos de gas condensado están limitados por presión, aunque todos estos campos experimentaron este fenómeno. El grado en que la segregación de condensado constituye un problema para la producción, depende de la relación entre la caída de presión experimentada dentro del yacimiento y la caída de presión total que se produce desde las áreas lejanas del yacimiento hasta un punto de control de la superficie.

Si la caída de la presión del yacimiento es significativa, la caída de presión adicional debida a la segregación de condensado puede ser muy importante para la productividad del pozo. Esta condición es típica de formación con un valor bajo de la capacidad de flujo que es el producto de la permeabilidad por el espesor neto de la formación (Kh). Contrariamente, si en el yacimiento se produce una pequeña fracción de la caída de presión total, lo que es habitual en formaciones con valores de Kh altos, la caída de presión adicional en el yacimiento como consecuencia del bloque de condensado tendrá probablemente poco impacto sobre la productividad de los pozos. Como pauta general, se puede asumir que el bloque de condensado duplica la caída de presión en el yacimiento para la misma tasa de flujo. Conceptualmente, el flujo de

los yacimientos de gas condensado puede dividirse en tres regiones de yacimientos, aunque en ciertas situaciones no están presentes las tres regiones.

Las dos regiones más próximas a un pozo pueden formarse cuando la presión del fondo de pozo está por debajo del punto de rocío del fluido. La tercera región, que se forma lejos de los pozos productores, existe solo cuando la presión del yacimiento está por encima del punto de rocío. Esta tercera región incluye la mayor parte del área del yacimiento que se encuentra alejada de los pozos productores. Dado que está por encima de la presión de punto de rocío, solo existe y fluye una fase de hidrocarburo: el gas. El límite interior de esta región tiene lugar donde la presión es igual a la presión del punto de rocío del yacimiento original. Este límite no es fijo, sino que se desplaza hacia afuera a medida que produce poco hidrocarburo y la presión de formación cae, desapareciendo finalmente cuando la presión en el límite exterior cae por debajo del punto de rocío. En la segunda región, la región de segregación de condensado, el líquido se separa de la fase gaseosa, pero su saturación continúa siendo suficientemente baja como para que se mantenga inmóvil; sigue existiendo flujo de gas monofásico. La cantidad de líquido que se condensa es determinada por las características de la fase del fluido, la saturación del líquido aumenta y la fase gaseosa se vuelve más pobre a medida que el gas fluye hacia el pozo. Esta saturación en el límite interior de la región, usualmente se aproxima a la saturación crítica del líquido para el flujo, que es la saturación residual del petróleo. En la primera región, la más cercana a un pozo productor fluye tanto la fase gaseosa como la fase condensada. La saturación del condensado en esta región es mayor que la saturación crítica, la dimensión de esta región oscila entre decenas de pies para el condensado pobre o cientos de pies para los condensados ricos. Su tamaño es proporcional al volumen de gas drenado y al porcentaje de condensación del líquido. Dicha región se extiende más lejos del pozo para las capas con una permeabilidad más alta que la permeabilidad promedio, ya que a través de esas capas ha fluido un mayor volumen de gas. Incluso en los yacimientos que contiene gas pobre con baja condensación de

líquido, el bloque de condensado puede ser significativo porque las fuerzas capilares pueden retener un condensado que con el tiempo desarrolla alta saturación.

Esta región corresponde al bloque de condensado en la zona vecina al pozo y controla la productividad del mismo. La relación gas/condensado circulante, es básicamente constante y la condición PVT se considera una región de expansión a composición constante. Esta condición simplifica las condiciones existentes entre la permeabilidad relativa al gas y la permeabilidad relativa al petróleo; lo que hace que la relación entre ambas sea una función de las propiedades PVT, no obstante, en la región vecina al pozo se producen efectos de permeabilidad relativa adicionales por la velocidad del gas, y en consecuencia la fuerza viscosa es extrema. La relación entre la fuerza viscosa y la fuerza capilar se denomina número capilar.

El bloque de condensado se inicia por la existencia de un gradiente de presión más pronunciado cerca del pozo con tiempos de prueba más prolongados, la permeabilidad efectiva del gas lejos del pozo domina la respuesta; la permeabilidad puede determinarse a partir de la curva de la derivada del cambio de presión en un gráfico doble logarítmico de los cambios de pseudo-presión y tiempo de cierre, si la prueba se prolonga suficiente tiempo y ese tiempo de prueba de cierre depende de la permeabilidad de la formación, las propiedades del flujo lejos del pozo serán evidentes.

Cuando la saturación líquida excede la saturación crítica del condensado, tanto la fase de gas y la fase líquida son móvil. El movimiento de la fase líquida reduce la permeabilidad relativa al gas de manera drástica y por lo tanto, reduce la productividad del pozo y la caída de estos líquidos en el reservorio llega a ser irre recuperable. Una vez que el líquido es móvil, la composición del flujo producido (GOR) alcanza un valor constante (mayor GOR que el fluido original). Una vez que ocurre el fenómeno de la caída del condensado estos líquidos no pueden ser

revaporizados ni producidos, aun si la presión del yacimiento fuera incrementada por inyección de gas hasta alcanzar una presión por sobre el punto de condensación.

En resumen el comportamiento de los campos de gas condensado puede dividirse en tres regiones cuando la presión de fondo de pozo P_{bh} , cae por debajo de la presión del punto de rocío P_0 . Lejos de un pozo productor (3), solo hay una fase de hidrocarburos presente; gas. Más cerca del pozo (2), donde la presión del yacimiento es mayor que P_0 existe una región entre la presión del punto de rocío y el punto, R_1 , en la que el condensado alcanza la saturación crítica para iniciar el flujo. En esta región de segregación de condensado se encuentran presentes ambas fases pero solo fluye gas. Cuando la saturación del condensado excede la saturación crítica, ambas fases fluyen hacia el pozo (1). A continuación se resume las tres regiones del yacimiento.

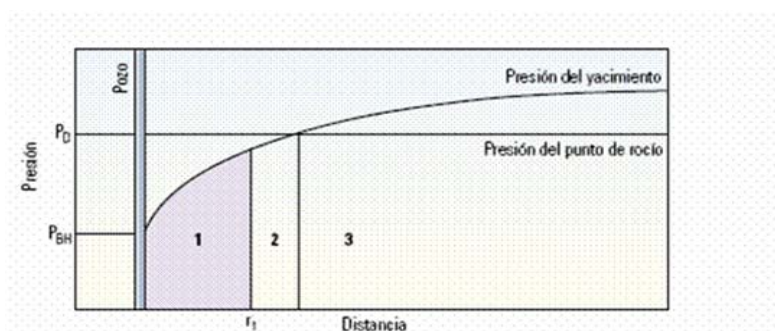


Figura 4.1. Regiones del comportamiento de condensado.

4.1.2. DESCRIPCIÓN LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN DE FLUIDOS APLICADOS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS CONDENSADO COMÚNMENTE UTILIZADOS EN EL ORIENTE DE VENEZUELA

Son numerosos los métodos utilizados para controlar o solucionar los problemas que producen la reducción de la productividad de yacimientos de gas condensado, causados por la condensación retrograda, no obstante una vez realizada una exhaustiva búsqueda de información, de inyecciones de fluidos realizadas en el oriente del país, se observaron experiencias desarrolladas en campo y algunas otras realizadas de forma conceptual (estudios de simulación); los métodos de inyección de fluidos utilizados para el control de condensado resultantes de la revisión se mencionan a continuación:

- Inyección de gas seco.
- Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂).
- Inyección de Nitrógeno (N₂).

A continuación se analizan los métodos considerando sus aplicaciones tanto conceptuales (simulación) como operacionales (experiencia de campo), ubicadas en el oriente del país.

4.1.2.1. Inyección de gas seco

La recuperación de condensado por el proceso de inyección de gas a alta presión es una función de la presión de inyección. Altas recuperaciones son obtenidas en el laboratorio pero generalmente no son alcanzadas en el campo, debido principalmente a la baja eficiencia de barrido. Aunque un incremento en la presión incrementará la

recuperación de hidrocarburo, esto incrementará también los requerimientos del gas y costos de inyección.

Experiencias de laboratorio y campo han mostrado la capacidad que tiene el metano para vaporizar el condensado retrogrado. Cook, Walker y Spencer, realizaron pruebas de laboratorio sobre gasificación de condensado (45 °API) con gas seco, dependiendo de la presión, el volumen del gas inyectado y la temperatura, se alcanza a gasificar hasta un 75% del condensado original. Se comprobó que el volumen de condensado gasificado es proporcional a la presión y a la cantidad de gas inyectado. La inyección de gas seco permite:

- Mantener la presión del yacimiento lo suficientemente alta (usualmente arriba o cerca del punto de rocío) para minimizar las pérdidas del líquido por condensación retrógrada.
- Alcanzar elevada eficiencia de desplazamiento (100 %) a escalas microscópicas.
- Recuperar el gas condensado a tasas de flujo económicas e impedir el desperdicio del gas seco producido cuando no se tiene mercado para el gas.

En Venezuela, G. Rojas, de acuerdo a las experiencias de campo propias y obtenidas en otros países propuso el siguiente procedimiento de estimulación:

- a. Inyectar de 0,3 a 0,5 MMPCN por pie durante una o dos semanas.
- b. Cerrar el pozo por una semana para que se logre el equilibrio termodinámico y se cambien las facilidades de inyección a producción.
- c. Poner el pozo en producción hasta alcanzar tasas similares a las que se tenían antes de la inyección. Si la estimulación arroja buenos resultados se debe repetir el ciclo.

Las experiencias de campo realizadas en el oriente del país son numerosas en cuanto a los proyectos de inyección de gas seco, tanto de forma continua (mantenimiento de presión) como en el ciclaje de gas. A continuación se muestra una experiencia de campo en el norte de Monagas en el cual se utilizó esta técnica de inyección.

El proyecto de inyección, inició operaciones en Diciembre de 1996, teniendo como objetivo la inyección de 600 MMPCN/D de gas a alta presión (8.500 psi en cabezal) a fin de mantener una presión de yacimiento de 7.500 psi, para mitigar la condensación de hidrocarburo en la capa de gas (yacimiento Sub-Saturado con capa de gas), obteniéndose a través de la inyección factores de reemplazo mayores o iguales a uno, asociados a una producción de 200 MBPD y con un crecimiento progresivo hasta llegar a los 300 MBPD en el año 2005.

Para la implantación de este proyecto, se realizaron más de 60 corridas de predicción para evaluar los efectos de diferentes tasas de inyección y producción, número y posición de pozos inyectoros, tipos de fluidos a inyectar y diferentes fechas de inicio del proyecto.

De acuerdo a la evaluación técnico-económica, la inyección de gas fue seleccionada debido a su mayor recobro final y una mejor rentabilidad arrojada por las evaluaciones económicas para el momento.

También se analizaron ciertas consideraciones técnicas de yacimientos, entre las cuales se encuentra la presencia de una capa de gas condensado de gran magnitud, lo cual representa una ventaja para la inyección de gas, debido a que al entrar en contacto con el gas condensado del yacimiento origina la vaporización de los hidrocarburos. Una porción de hidrocarburo vaporizado es desplazado en forma gaseosa para posteriormente condensarse y obtener un mayor recobro de líquido.

Como se puede notar, este es una de los proyectos que se implemento en el oriente y que continúa brindando beneficios en la recuperación de petróleo y control del condensado retrogrado.

- **Ciclaje de gas seco**

El contenido de líquidos de muchos reservorios de gas condensado constituye una parte importante y apreciable de la acumulación de hidrocarburo, y como consecuencia de la condensación retrógrada, un alto porcentaje de este líquido puede quedarse en el yacimiento al tiempo de abandono. Debido a lo anterior, las operaciones de reciclo de gas han sido adoptadas en muchos yacimientos de gas condensado. En tales operaciones, el líquido condensado se remueve del gas húmedo producido, generalmente en una planta y el gas saliente o el gas seco se devuelve al reservorio a través de pozos de inyección. El gas inyectado ayuda a mantener la presión del reservorio y retarda la condensación retrógrada. Al mismo tiempo desplaza el gas húmedo hacia los pozos de producción. Considerando que los líquidos removidos representan parte del volumen de gas húmedo, si se inyecta parte del gas seco, la presión del reservorio disminuirá lentamente. Al final de las operaciones de reciclo, es decir cuando los pozos de producción han sido invadidos por el gas seco, la presión del reservorio se agota por depleción para recuperar el gas y parte de los líquidos remanentes en porciones no barridas.

PDVSA Gas tiene varios yacimientos de gas con pierna de petróleo ubicados en el área de Anaco. Los campos donde se encuentran estos yacimientos son Santa Rosa, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y La Ceibita. Cuando la zona de petróleo es muy pequeña en comparación con el tamaño de la capa de gas condensado, el yacimiento puede ser estudiado como uno de gas condensado sin presencia de petróleo negro pero cuando se tiene una producción significativa de petróleo negro a través de pozos localizados buzamiento abajo del contacto gas condensado-petróleo, se debe tener en

cuenta la presencia de petróleo en la escogencia del mejor esquema de explotación del yacimiento.

Aunque las operaciones de reciclo parecen ser una solución ideal al problema de condensado retrógrado, existe un número de consideraciones prácticas que la hacen poco atractiva:

- Se limita la venta de gas y los ingresos a largo plazo por la venta de gas pueden verse alterados.
- Las operaciones de reciclo requieren gastos adicionales generalmente mayor número de pozos, un sistema de compresión y de distribución para los pozos de inyección y una planta de recuperación del líquido de alta eficiencia.
- Debe comprenderse que aún cuando la presión del reservorio pueda mantenerse por encima del punto de rocío, la recuperación del líquido en operaciones de reciclo puede ser mucho menor del 100%.
- El éxito y la eficiencia del barrido del gas seco inyectado dependerá de la heterogeneidad del reservorio y el grado de compactación.

4.1.2.2. Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂)

Este método no se ha implementado con frecuencia en el oriente de Venezuela, debido principalmente a la disponibilidad del mismo en esta zona. Sin embargo, su eficiencia puede discutirse a través de las pruebas realizadas por el Intevep, las cuales arrojaron los siguientes resultados:

- En general el análisis de estas aplicaciones de campo indican que se obtiene un gran incremento en la recuperación cuando se trata de un proceso de

inyección de CO₂ continuo y secundario en yacimientos de poco espesor, donde los efectos de la capa de gas no controlen la eficiencia de barrido.

- En la mayoría de los proyectos, el CO₂ se ha inyectado en forma gaseosa. Pocos proyectos han usado la inyección de CO₂ forma líquida, ya que pueden presentarse problemas de inyectividad originados por la formación de hidratos.
- El 80% de las pruebas de campo con inyección de CO₂ se han realizado en yacimientos con profundidades menores de 7000 pies. La aplicación de inyección de CO₂ en yacimientos más profundos trae como consecuencia un aumento en los costos de compresión del mismo, además de que las altas temperaturas presentes en los mismos aumentarían los valores de presión mínima de miscibilidad.
- Los arreglos más utilizados en las pruebas de campo son los de 5 pozos invertidos y, en menor número, los de 9 pozos también invertidos, y los arreglos en línea recta. En general, es posible afirmar que el tipo de arreglo de pozo más adecuado se debe escoger en base a las características de cada yacimiento en particular.
- Los procesos de inyección alterna CO₂/H₂O, se han aplicado, mayormente, en yacimientos que presentan valores altos de porosidad y permeabilidad, o con un alto grado de heterogeneidad. Los yacimientos altamente fracturados no son buenos candidatos para la inyección de CO₂.
- Solo un 3% de los proyectos sometidos a inyección de CO₂ presentaron salinidades menores de 1000ppm. Se conoce alta solubilidad de CO₂ en el agua y además que su solubilidad disminuye al aumentar la concentración de electrolitos en la fase acuosa. Esto hace recomendable que en la formación hayan ciertas concentraciones de electrolitos en formación.
- Los proyectos de campo realizados en yacimientos carbonatados, han presentado problemas de canalización severa hacia los pozos productores. Se

ha comprobado que la mezcla de CO₂ y agua disuelve las calizas y dolomitas de yacimientos de carbono, lo cual agrava los problemas de canalización.

- El tamaño óptimo de los tapones de CO₂ se encuentra entre el 20% y 40% del volumen poroso. Cualquier cantidad adicional inyectada continúa incrementando la recuperación del crudo, pero también incrementa la relación CO₂/crudo en los pozos productores.

A continuación se mencionan algunos de los inconvenientes más frecuentes que se han presentado durante la inyección de CO₂.

- Inyectividad

En la aplicación del proceso de recuperación con el CO₂ se ha presentado problemas en algunos proyectos, como consecuencia de la declinación en la tasa de inyección lo cual se puede deber a un aumento anormal de la presión del banco de CO₂, cerca de los pozos inyectoros, y no a daños en la formación. La solución más acertada en este caso es convertir pozos inicialmente productores en pozos inyectoros.

Otro problema de inyectividad puede ser el que ocurre cuando la inyectividad de CO₂ es menor que la esperada. Aun no se sabe ciertamente a que se debe este problema, pero entre las causas que lo pueden originar se mencionan las siguientes:

- Un valor estimado de permeabilidad relativa al gas demasiado alto.
- Un taponamiento en las líneas de superficie por formación de hidratos durante los meses de invierno.

- Canalización del CO₂.

Otro problema que ha surgido durante algunas pruebas de campo es la rápida canalización del CO₂ hacia los pozos productores. Este fenómeno se debe, entre otros factores a las heterogeneidades presentes en la formación. La alta movilidad del CO₂ que en algunos casos puede ser 8 veces mayor, contribuye ampliamente a la canalización, dando como resultado una alta relación CO₂/Crudo en los pozos productores y una baja eficiencia de recuperación.

Generalmente los problemas de canalización se eliminan utilizando procesos de inyección alterna de CO₂/agua en distintas relaciones, dependiendo de la severidad del problema.

En algunos casos se pueden realizar inyecciones de CO₂ con una solución que contenga un agente de alta permeabilidad o con una solución que contenga un entrecruzador orgánico, el cual forma, in-situ, un gel polímero rígido que bloquea los canales de alta permeabilidad.

- Corrosión.

En general los problemas de corrosión que se presentan en los procesos de inyección de CO₂ son más severos que los detectados en procesos de inyección de agua.

En algunos proyectos de Inyección continuo de CO₂, la corrosión ha sido mínima ya que la deshidratación de CO₂ desde su origen es una medida suficiente para controlarla en los sistemas en los sistemas de distribución de dicho gas. Sin embargo se han tomado ciertas precauciones como recubrimientos internos de la tubería o el uso de aceros especiales para el caso de que existan altas concentraciones de agua.

Las condiciones más severas de corrosión se han presentado en los procesos de inyección alterna de CO₂/Agua. La solución más indicada en este caso es el uso de

líneas de distribución separadas. De usar la misma tubería para la inyección alterna de CO₂/agua, debe realizarse un secado previo a la inyección de CO₂, utilizando alcohol metílico y aire caliente. Otras formas de evitar la corrosión son: Mediante el uso de recubrimientos internos en las tuberías., programa de tratamiento químico con inhibidores de corrosión.

- Experiencia de campo.

El campo Santa Rosa, al noreste de la Ciudad de Anaco, inició su producción en mayo de 1.960. Este yacimiento fue objeto de inyección de gas seco después del cuarto año de la producción primaria hasta el reciente año 2.000, cuando la presión del yacimiento era de casi 2,300 psi, con 29,7 MMBEqv de líquido producido. La interrupción de este proceso de inyección se realizó debido a problemas ocasionados por derrame de gas en la mayoría de los yacimientos de la zona de Anaco, lo cual favoreció el surgimiento de nuevos problemas principalmente por la condensación de líquido cerca de los pozos.

En vista de esto, se realizó un proyecto piloto que consistió en una serie de pruebas de laboratorio que fueron programadas para evaluar la inyección cíclica de CO₂, en condiciones supercríticas a 400 °F, en el control del banco de condensado en este yacimiento.

Los beneficios del proceso supercrítico resultaron positivos favoreciendo la recuperación final:

- ✓ Se experimentó una mayor movilización de las fracciones más pesadas, sobre todo hacia el pseudo-componente C5+. Esto es debido principalmente a que el gradiente de calor ejercido provoca una mayor revaporización de las fracciones más pesadas en la parte superior de la fase CO₂-gas.

- ✓ Se mejora el radio de movilidad entre los hidrocarburos líquidos in situ y el CO₂, haciendo más viscosa la fase de gas, mientras que se reduce la viscosidad de los líquidos. Esto, a su vez, promueve una mayor difusión de calor sólo por el aumento del área de contacto disponible, así como también se reduce la canalización del CO₂.
- ✓ La miscibilidad no es un objetivo principal para este proceso. En lugar de ello, se supone que se produzcan múltiples contactos para desarrollar la vaporización de las fracciones de C5+ y la transferencia de masa de los hidrocarburos residentes in situ a la fase de CO₂ rica en gas, que a su vez, es acelerada por el aumento de los efectos del gradiente de temperatura.
- ✓ A bajas temperaturas de CO₂ (con comportamiento de líquido) es posible extraer fracciones de C5 a C30 de aceites crudos. Esto también es posible a altas temperaturas, donde el CO₂ se comporta como un vapor.

Los resultados experimentales en estas pruebas, también se realizaron para evaluar los efectos de miscibilidad y solubilidad del CO₂ con la temperatura. Como se esperaba, la presión mínima miscibilidad se incrementó con la temperatura puesto que los cortes de gasolina (C5-C12) están menos disponibles en las fracciones preferentemente removidas de C5-C30 al aumentarse la temperatura.

Sin embargo, la respuesta de la solubilidad con la temperatura presentó una tendencia directamente proporcional, es decir, un aumento de la solubilidad con la temperatura. Esto indica que además de la difusión de calor, la transferencia de masa y en última instancia los efectos de vaporización, la recuperación final de líquido también se ve favorecida por un mayor efecto en la solubilidad del CO₂ a temperaturas más altas.

Los resultados experimentales de este proyecto indican un exitoso proceso de recuperación de condensado, mostrando un factor experimental de recobro final en exceso del 65%.

4.1.2.3. Inyección de nitrógeno

Resultados de pruebas conceptuales, de desplazamiento de fluidos del campo Carito Venezuela a 7.500 lpca y 300°F con (100% de Nitrógeno), gas seco y mezcla de gas y nitrógeno, muestran que el desplazamiento de gas condensado, con nitrógeno es miscible y se alcanza una eficiencia de desplazamiento (Ed) de 96% en cambio el desplazamiento de condensado líquido con nitrógeno es inmisible y la eficiencia de desplazamiento (Ed) sólo alcanza valores de 50%, sin embargo el gas hace un desplazamiento miscible del condensado alcanzándose una eficiencia de desplazamiento (Ed) de 90%.

Pruebas de laboratorio realizadas por PDVSA Intevep, también muestran que la mezcla de gas condensado con nitrógeno incrementa la presión de rocío. Una muestra de gas condensado del pozo MUC-76 del campo Carito se mezcló con 0, 4, 5 y 9 % de nitrógeno obteniéndose presiones de rocío de 7.500, 8.125 y 9.160 lpca, respectivamente.

Afortunadamente el experimento de desplazamiento de gas condensado por nitrógeno en columnas empacadas por arena, muestran que las pérdidas de líquido por efecto del nitrógeno es insignificante en medios porosos debido a que el nitrógeno solo se mezcla con el gas condensado en el frente de invasión ya que se ha observado que el desplazamiento es tipo pistón sin fugas.

La inyección de un tapón de CH₄ delante del nitrógeno disminuye la mezcla del nitrógeno con el gas condensado reduciendo la condensación retrógrada generada por la mezcla nitrógeno-gas condensado. Resultados de estudios de simulación composicional muestran que la integridad del tapón de CH₄ es afectada

negativamente por la heterogeneidad de la roca, adedamiento y canalización del nitrógeno. Por esta razón es necesario optimizar el volumen de CH₄ a inyectar antes del nitrógeno. Para el caso de yacimientos uniformes los recobros de condensados con diferentes gases fueron:

- Inyección de nitrógeno continua: 45 -65 % GOES.
- Inyección de gas seco continua: 75 – 83% GOES.
- Tapón de Gas seco (20%) + Inyección de nitrógeno continua: 58 -75% GOES.

En este caso la inyección de un tapón de CH₄ de 20% VP seguido por inyección continua de nitrógeno logró recuperar 10% GOES más que la inyección de nitrógeno continua (sin tapón de CH₄).

4.1.3. ANALIZAR LA INFLUENCIA DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE INYECCIÓN SOBRE EL BANCO DE CONDENSADO, MEDIANTE UN ESTUDIO COMPARATIVO, CON LA FINALIDAD DE SUGERIR EL MÉTODO DE INYECCIÓN MÁS IDÓNEO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DE GAS CONDENSADO

Es importante destacar que el estudio realizado consideró la aplicación de los métodos tanto conceptual como operacionalmente, motivo por el cual fueron considerados algunos únicamente con estudios conceptuales y de laboratorio, realizados en pozos perteneciente al oriente del país. En el desarrollo de este trabajo de investigación se explicaron cada uno de estos métodos de inyección por separado, apoyando las explicaciones en ejemplos prácticos que muestran su aplicación en ambos sentidos (conceptual y operacional).

Los métodos de inyección de fluido estudiados están fundamentados en el principio de miscibilidad con los fluidos del yacimiento, en este caso el condensado retrogrado representa un problema grave de acumulación de fluidos en el medio poroso, razón por la cual los yacimientos de gas condensado tienen problemas de productividad. Los métodos antes descritos mejoran notablemente el efecto del condensado retrogrado en las cercanías de los pozos de producción, y en el mejor de los casos algunos de ellos, inyectados de forma preventiva mantienen la presión por encima del punto de rocío evitando la acumulación de líquido retrogrado.

La disponibilidad de los fluidos de inyección resulta ser un factor crítico para la evaluación económica de la aplicación de cada método, ya que de esto depende la selección de uno u otro método. No obstante la aplicación de nuevas técnicas que contribuyan con el aumento de la productividad de los pozos de gas condensado en la actualidad se encuentra limitada a los costos de operación y no a la eficiencia en la remediación de daños ocasionados por la condensación retrograda, si se consideran cada uno de los fluidos a inyectar por separado, podemos notar que tanto el Nitrógeno como el CO_2 , resultan ser a simple vista costosos y difíciles de extraer ya que algunos de ellos ameritan de procesos previos para su obtención, es por esta razón que para el caso de inyección de gas a alta presión o ciclaje de gas, el fluido de inyección es el más versátil y disponible, lo que disminuye los costos totales de inyección. La inyección de nitrógeno ha sido descrita como un proceso de tecnología probada técnica y económicamente. La mayor desventaja de la inyección de nitrógeno es que llega un momento en que el gas aparece contaminado con nitrógeno y es necesario hacer una inversión adicional para separar los hidrocarburos del nitrógeno. Aunque en Venezuela se ha aplicado la inyección de Nitrógeno en Occidente, no se ha realizado hasta el presente ningún proyecto de campo en el oriente, debido básicamente a la relativa abundancia de gas seco, solo se han desarrollado proyectos conceptuales en esta área del país.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente y producto del estudio, el uso de la inyección de gas para pozos de gas condensado que muestran una reducción substancial en la productividad debido a una acumulación de condensado en la zona cercana al pozo, bloqueo por agua o el efecto combinado de altas saturaciones de condensado y agua, resulta ser el método más idóneo. Históricamente se ha aplicado el ciclaje de gas seco para mejorar el recobro de líquido de un yacimiento de gas condensado, la mayor desventaja de este proceso es que el gas seco producido es reinyectado y por tanto no está disponible para la venta hasta el final de proyecto cuando se termina la inyección y se agota la presión, no obstante esta condición no representa una desventaja en Venezuela ya que el gas de reinyección no está limitado por esta causa (venta de gas).

Es importante destacar que las condiciones de un yacimiento a otro varían y debe realizarse un proyecto previo a la implantación de estos métodos a manera de simulación numérica, soportada por una evaluación económica que considere todos los aspectos necesarios para realizar la debida evaluación del método y así evitar descartar otros métodos que pueden ser aplicados y que pueden resultar beneficiosas para la recuperación de gas condensado y control del condensado retrogrado.

4.1.4. DEFINICIÓN DE LAS MEJORES PRÁCTICAS DE APLICACIÓN DE CADA METODO EN EL CONTROL DEL BANCO DE CONDENSADO, OFRECIENDO UN MECANISMO DE BÚSQUEDA RÁPIDA PARA LA DEFINICIÓN DE CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA SU RESPECTIVA APLICACIÓN EN EL YACIMIENTO

De acuerdo a los principios generales para la aplicación de los métodos de recuperación de hidrocarburo y el mejoramiento de la productividad en los mismos, se deben estimar una serie de consideraciones, las cuales son estimadas como mejores prácticas en el diseño de operaciones que involucran la inyección de fluidos. A continuación se muestran estos principios:

- **Tiempo:** Este factor es crítico en lo que respecta al tiempo para el inicio de la inyección física del fluido. Es necesario conocer que la necesidad de inyección obedece a objetivos específicos. El tiempo óptimo para iniciar un proyecto de inyección está relacionado comúnmente con el proceso más apropiado para el yacimiento seleccionado. El tiempo considerado para la inyección, tanto continua como cíclica depende fundamentalmente de los resultados obtenidos de simulaciones numéricas, ya que el volumen inyectado de fluido está directamente relacionado con el tiempo de inyección.
- **Fluidos de inyección:** En los proyectos de inyección ciertos parámetros del yacimiento deben ser considerados previos a su selección. Estos en muchos casos son fijos y escapan al control del ingeniero. Entre los parámetros necesarios que son inherentes al yacimiento, se encuentran:
 - Propiedades de las rocas.
 - Propiedades de los fluidos del yacimiento.
 - Propiedades de interacción roca-fluido.
 - Estratificación geológica.
 - Fallamiento, si existe.
 - Profundidad.
 - Geología del yacimiento.
 - Presión de yacimiento.
 - Presión de fondo fluyente.
 - Índice de productividad.

- Composición de los fluidos en el yacimiento.
- Saturaciones.

Con estos parámetros definidos y conociendo la saturación de los fluidos en el yacimiento se puede realizar la selección del fluido a inyectar, de acuerdo a criterios específicos de aplicación. Para seleccionar el fluido adecuado se deben considerar diferentes opciones, en cuanto al fluido a ser inyectado. Para seleccionar el fluido adecuado se deben realizar sensibilidades considerando los siguientes aspectos:

- **Presión de inyección.**
- **Tasa de inyección.**
- **Patrón de inyección.**
- **Tiempo de inyección.**

El ingeniero debe evaluar estos aspectos y tomar la mejor opción. La selección del fluido de inyección apropiado para un yacimiento determinado es probablemente la parte más difícil del diseño de cualquier operación de inyección.

- **Recuperación esperada:** Para estimar este parámetro se deben tener definidos los siguientes aspectos:
 - Cantidad de condensado original en sitio.
 - La recuperación por declinación de presión que ocurre antes del inicio de la inyección, ya que se debe considerar y representar la fase inicial de agotamiento, de tal forma de inicializar el modelo.
 - Saturación de condensado al inicio de la inyección y la saturación residual de condensado después del proceso de desplazamiento y cómo se distribuye en el yacimiento.
 - Tasa de producción y tasa de inyección.

El análisis del yacimiento seleccionado para realizar la operación es fundamental y está basado específicamente en la recolección de información del yacimiento, también las pruebas de pozos deben ser consideradas para operaciones de inyección. Es importante destacar que los datos deben ser validados y confiables, ya que de la calidad de la información suministrada al simulador dependen los resultados que se obtengan, es de esta forma que se pueden descartar muy buenas tecnologías por manejar datos poco confiables que no representan la realidad del pozo.

- **Recolección de Datos y Pruebas:** es necesario elaborar un programa de los requerimientos de datos durante la vida de un yacimiento y las condiciones bajo las cuales deben ser tomados así como el tiempo en que se debe hacer la recolección de datos. Continuamente a medida que se tiene más conocimiento del yacimiento el programa debe ser modificado. Los datos que se obtienen son los siguientes:
 - Límites del campo y geometría del yacimiento.
 - Propiedades de las rocas.
 - Localización de los contactos si estuvieran presentes.
 - Características de los fluidos del yacimiento.
 - Condiciones de presión y temperatura inicial del yacimiento.
 - Información general, tal como productividad promedio por pozo.

Adicionalmente:

- Análisis de núcleos.
- Pruebas de presión periódicas.
- Muestras de los fluidos del yacimiento.
- Pruebas de producción periódicas.
- Medidas del índice de Productividad.
- Análisis especial de núcleos.

- Historia de producción mensual de fluidos por pozo.
- **Tipo de inyección:** Con datos apropiados y validados puede reconocer tempranamente el tipo de programa de inyección que podría proveer la mejor recuperación económica. Las características de las rocas y los fluidos son datos importantes que deben ser considerados para la inicialización del programa.
 - Contenido de agua intersticial.
 - Propiedades de permeabilidad relativa.
 - Relaciones de movilidad.
 - Indicadores de fracturas naturales y sistemas de fallamiento.
 - Variación areal y vertical de la porosidad y permeabilidad.
 - Continuidad de la formación.
- **Predicción:** Se debe emplear las técnicas apropiadas que proporcionen resultados reales y concordantes con proyectos similares.
- **Economía:** Cuando se realizan las predicciones se deben considerar todos los factores que originan gastos e inversiones y evaluar todas las opciones disponibles, así como fuentes de financiamiento si es necesario. La evaluación económica permite determinar la factibilidad de aplicación un determinado método y es concluyente en cuanto a la decisión de aplicar el método en campo y establecer la posible masificación del mismo.

Una vez realizada la revisión de las recomendaciones generales para cada una de las aplicaciones, se procedió a establecer algunas condiciones básicas para la aplicación de cada método mediante la elaboración de una tabla contentiva de la

información, y se pudo establecer un mecanismo de búsqueda rápida para la definición de criterios de selección, considerando la aplicación de cada técnica en el yacimiento.

4.2. CONCLUSIONES

- El gas inyectado ayuda a mantener la presión del yacimiento y retarda la condensación retrógrada, al mismo tiempo desplaza el gas húmedo hacia los pozos de producción. Este tipo de inyección es la más recomendada para este tipo de yacimientos.
- El comprender el fenómeno de flujo multifásico, es importante para caracterizar y desarrollar los reservorios de gas condensado, básicamente cuando la presión del pozo cae debajo del punto de condensación del líquido, ocurre la caída del líquido debido a la condensación retrograda.
- La condensación retrograda es un fenómeno que ocurre en yacimientos de gas condensado cuando la presión cae por debajo del punto de rocío.
- La inyección de gas a alta presión es un proceso miscible, que significa que el gas inyectado se mezclará con el petróleo del yacimiento para formar una fase homogénea simple.
- El contenido de líquidos de muchos reservorios de condensado constituye una parte importante y apreciable de la acumulación de hidrocarburo, y como consecuencia de la condensación retrógrada, un alto porcentaje de este líquido puede quedarse en el reservorio al tiempo de abandono.
- Mantener la presión del yacimiento lo suficientemente alta (usualmente arriba o cerca del punto de rocío) es un factor clave para minimizar las pérdidas del líquido por condensación retrógrada.
- La mayor desventaja de la inyección de nitrógeno es que llega un momento en que el gas aparece contaminado con nitrógeno y es necesario hacer una inversión adicional para separar los hidrocarburos del nitrógeno.
- Con la inyección de nitrógeno se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo así un banco de crudo hacia los pozos productores.

- La disponibilidad de los fluidos de inyección resulta ser un factor crítico para la evaluación económica de la aplicación de cada método.
- La aplicación de nuevas técnicas que contribuyan con el aumento de la productividad de los pozos de gas condensado en la actualidad se encuentra limitada a los costos de operación y no a la eficiencia en la remediación de daños ocasionados por la condensación retrograda.
- Los métodos de inyección de fluido estudiados están fundamentados en el principio de miscibilidad con los fluidos del yacimiento.

4.3. RECOMENDACIONES

- Es importante señalar que el estudio realizado se fundamentó en experiencias conceptuales y operacionales realizadas en el oriente del país, es recomendable realizarlo a nivel de toda la región, así se podrán ampliar los criterios en base a experiencias ocurridas en occidente.
- La disponibilidad de los fluidos de inyección es un factor crítico cuando se realiza la evaluación económica del método a aplicar, por lo tanto para el caso de realizar estudios de inyección de fluidos se recomienda explorar la disponibilidad del mismo antes de realizar los estudios de simulación.
- Debe realizarse un proyecto previo a la implantación de estos métodos a manera de simulación numérica, soportada por una evaluación económica que considere todos los aspectos necesarios para realizar la debida evaluación del método y así evitar descartar otros métodos que pueden ser aplicados y que pueden resultar beneficiosas para la recuperación de gas condensado y control del condensado retrogrado.

BIBLIOGRAFÍA

1. Rojas, Gonzalo, **“Ingeniería de Yacimientos de Gas y Gas Condensado”**. Universidad de Oriente: Puerto La Cruz, (2003).
2. Azocar B. Arleny, **“Análisis del efecto d la condensación retrograda en la productividad de los pozos en el Norte de Monagas y el Impacto del Fracturamiento Hidráulico en este fenómeno”**, Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, UDO Anzoátegui (2001).
3. De Golyer-Mac, Naughton, **“Evaluation of the condensate and natural gas reserves of fluids in Northern Monagas Trend”**, December 1991.
4. Malavé, Jose, **“Caracterización tridimensional del campo Carito Oeste y montaje de un modelo de simulación multicapas para su estudio”**, Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, UDO Anzoátegui (1995).
5. Alcocer, CH. F., **“Enhanced Oil Recovery by Nitrogen Injection: The Effect of Increased temperature and the amount of gas in solution”**, SPE Paper 12709, 1984.
6. Alban, Luís, **“Manual de recuperación Mejorada de Petróleo”**, Publicado por la Escuela Superior Politécnica del Litoral, Octubre del 2004.
7. Paris, Magdalena, **“Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”**, Segunda Edición, Ediciones Astro Data S.A., Noviembre 2001, Caracas-Venezuela.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	EVALUACIÓN DE LOS MÉTODOS DE INYECCIÓN COMUNMENTE UTILIZADOS EN EL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO DEL ORIENTE DE VENEZUELA, ESTABLECIENDO LAS MEJORES PRÁCTICAS EN EL CONTROL DEL BANCO DE CONDENSADO RETRÓGRADO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
ALCALÁ C., PEDRO J.	CVLAC: 16.181.430 E MAIL: pjac_47@hotmail.com
RIVAS V., MARÍA J.	CVLAC: 17.763.211 E MAIL: mjrv1985@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

YACIMIENTO CONDENSACIÓN RETRÓGRADA GAS
FLUIDOS INYECCIÓN

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA QUÍMICA

RESUMEN (ABSTRACT):

Se realizó un estudio de los métodos de inyección más utilizados en el oriente del país, los cuales permiten reducir la formación temprana de condensado y la acumulación del mismo en las cercanías del pozo, con la finalidad de realizar un análisis comparativos que permitió definir las mejores prácticas de aplicación de cada método en el control del banco de condensado, ofreciendo un mecanismo de búsqueda rápida para la definición de criterios de selección para su respectiva aplicación en el yacimiento. Finalmente, después de desarrollar y analizar cada uno de los métodos estudiados, se concluyó que el método más idóneo para ser aplicado en esta región es la inyección de gas seco, ya que resultó ser el más disponible, económico y el que arrojó eficiencias de desplazamientos más altas. Todo esto, basado en experiencias de campo y conceptuales (estudios de laboratorio y simulación numérica) que fueron realizadas en esta zona.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Blondell, Ana	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
De las Casas, Christiam	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
González, Tania.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	12	03
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Metadatos.doc	application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x
y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el conocimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario

Alcalá C., Pedro J.

AUTOR

Rivas V., María J.

AUTOR

Blondell, Ana

TUTOR

De las Casas, Christiam

JURADO

González, Tania

JURADO

POR LA SUBCOMISION DE TESIS