

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



**“MANEJO, PRODUCCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE
YACIMIENTOS MADUROS EN VENEZUELA”**

Realizado Por:

LEAN CARLOS VELÁSQUEZ

Monografía presentada ante la Universidad de Oriente como requisito parcial para
optar al título de:

INGENIERO QUÍMICO

Puerto la Cruz, Abril de 2.010.

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



**“MANEJO, PRODUCCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE
YACIMIENTOS MADUROS EN VENEZUELA”**

Revisado y aprobado por:

Ing. ANA BLONDELL
Asesor Académico

Puerto la Cruz, Abril de 2.010.

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



**“MANEJO, PRODUCCIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE
YACIMIENTOS MADUROS EN VENEZUELA”**

ING. ANA BLONDELL
Asesor Académico

ING. MARÍA GALINDO
Jurado Principal

ING. IVON ULACIO
Jurado Principal

Puerto la Cruz, Abril de 2.010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 57 del reglamento de trabajos de grado:

“Para la aprobación definitiva de los cursos especiales de grado, como modalidad de trabajo de grado será requisito parcial la entrega a un jurado calificador de una monografía en la cual se profundiza en uno o más temas relacionados con el área de concentración”.

DEDICATORIA

***E**s para mi un orgullo dedicar este trabajo especial de grado, a **Dios todopoderoso** y a **mi Virgen del Valle** mi patrona, por estar siempre presente en los momentos, mas difíciles por los cuales atravesé dándome fortaleza y llenándome de sabiduría para continuar siempre adelante y de esta manera alcanzar con gran satisfacción esta meta trazada.*

*A mis Padres **Carlos Velásquez, Aribi Alfonso de Velásquez**, a ellos por ser pilares fundamentales de mi vida; los quiero mucho, y quienes se han preocupado por mí apoyándome en todo los momentos de manera incondicional, trazando mi camino para obtener hoy este gran triunfo tan anhelado. Los Quiero*

*A mi hermana **Petrimar Velásquez Alfonso** por su apoyo y colaboración en todo momento. Muchas veces me levantaste y diste esa palmadita que a veces me hacia falta.*

*A mi Novia **Lolymar González**, por amarme, cuidarme, darme ánimos de continuar adelante, por ser una persona muy especial y entenderme en todo momento, gracias **¡TE AMO!***

AGRADECIMIENTOS

A *Dios Todopoderoso y a la Virgen del Valle* por ser mi guía...

A mis padres **Carlos Velásquez**, **Aribi Alfonso de Velásquez** por estar siempre a mi lado, a mi hermana **Petrimar Velásquez (Mimimi)** por estar siempre cuando te necesite en todo momento, a **Eulis vizcaíno (la cachito)** gracias mi negra esto tan de la agradezco a ti, a **Lolymar González (Osita)** gracias por estar aquí conmigo. Gracias

A mi Amigo y Hermano **Luis Fernando Araujo (Minino)** por ser un pilar fundamental para obtener muchos objetivos que he logrado en mi vida. Amistad sincera en esta vida no se consiguen todos los días y todavía recuerdo el día tan controversial el cual nos hicimos amigos y han pasado los años y aquí estamos. Sigue adelante no te detenga que si se puede minino. Se le quiere hermanos gracias por todo.

A mis grandes compañeros de Cursos Especiales de Grado **Miguel José y Luís Enrique**. Gracias por ayudarme, apoyarme y entenderme en todo momento, se que no es fácil pero muchas veces le falle sin querer, por tener tantas responsabilidades sobre mis hombros. Gracias amigos

Al gran equipo que conforma el **Consejo de Núcleo Anzoátegui periodo (2007-2010)** en especial a la **Dra. Yanetzy Rojas** que muchas veces me aconsejó, oriento y miles me regañó jajaja. Gracias Yane por todo los consejos.

A todos mis compañeros de luchas, **Luis Araujo (mimino)**, **Alejandro Gómez (pichón)**, **Diego Cebey**, **Alex Rojas**, **Jhoanny Salamanca (chino)**, **Jesús Rodríguez (Carúpano)**, **Luis Narváez**, **Danny Bejarano**, **Jonathan Carias**, **Simon Bittar**, **Andrés Sotillo**, **Joan Infante**, **Oscar Nava**, **Danny Golindano**, **Leonardo González** y todos aquellos que no he nombrado por razones de espacio no puedo colocarlos, (si los coloco a todos, nunca termino). Gracias amigos por estar en todas estas etapa y momentos tan importante de mi vida y las que vienen...

A mis compañeros de estudio y de la UDO, **Richard Dimas (Negro)**, **Héctor Peña (tutu)**, **Carlos Vásquez (Pan Dulce)**, **Roseline**, **Claudia**, **Thamara**, **José Campo**, **Rider**, **Francis**, **Braulis**, **Gabriel**, **Greta (colega)**, **Ana Karina**, **Junior**, **Gabriel Noriega**, **Marielena (la flaca)**, **Leonardo Noya (Hijo de dios)** y de igual forma a todos aquellos que no pude nombrar por razones de espacio y los que mi

cabeza no recuerda en estos momento. Gracias amigos siempre los tendré en mi corazón.

*Al grupo de Profesores y Trabajadores de la Universidad de Oriente por su colaboración, en especial al **Prof. Rafael Barrueta**, **Prof. Yuvi Moreno** por tenderme una mano amiga cuando lo necesite. Gracias por su ayuda.*

*A mis secretarias adoradas y amigas **Yanny**, **Rosana**, **Elizabet**, y **Dayana**. Gracias por ayudarme y cubrirme siempre en todo. Las quiero*

*A nuestras Asesora Académico **Ing. Ana Blondell**, cuyo apoyo fue fundamental en el desarrollo de este proyecto, gracias por la ayuda que me brindaste y por tus consejos.*

*A la **Universidad de Oriente** por contribuir en mi formación profesional, en sus aulas viví y compartí momentos muy difíciles, pero también muy bonitos y especiales, además en ellas obtuve enseñanzas y logre alcanzar unas de las metas mas importantes de mi vida, Gran Casa de Estudios, Gracias!...*

Lean Carlos Velásquez.

RESUMEN

En la actualidad existe gran cantidad de yacimientos en el mundo que están llegando o por llegar a su etapa de abandono; estos depósitos de hidrocarburo son denominados Yacimientos Maduros. En estos momentos es poca la cantidad de yacimientos nuevos que son descubiertos, en vista a esto es indispensable tomar en cuenta los depósitos que ya tenemos descubiertos para de esta manera sacarle la mayor utilidad.

En vista de lo mencionado anteriormente se procedió a realizar un cotejo de diversos criterios y puntos de vistas relacionados con el tema en estudio de distintas empresas para de esta forma crear una definición propia de lo que es un Yacimiento Maduro. Posteriormente se hizo una recopilación de datos de distintos yacimientos en el mundo y un caso en especial en Venezuela catalogados como maduros.

La caracterización Dinámica de un yacimiento es fundamental debido a que puede mejorar dramáticamente su desarrollo y su productividad. Luego de haber recopilado toda la información del área en estudio se procedió en este trabajo a realizar dicha caracterización al Yacimiento LLM arena UDO-10 del Campo Santa Ana, del Área Mayor de Anaco, el cual según la definición establecida, cumple con todas las características que lo identifican como Maduro, con el fin de calcular las reservas del yacimiento y elaborar un plan de optimización que nos permita mejorar el comportamiento productivo del yacimiento en estudio.

El modelo dinámico se fundamenta en el análisis del comportamiento del fluido en el yacimiento, producción y presión, identificación de contactos originales

de fluidos; tomando en cuenta el modelo estático el cual es de gran importancia para este estudio.

El yacimiento en estudio posee un área de 7164 acres de los cuales 5108 acres pertenecen a la zona de gas condensado y 2056 acres pertenecen a la zona petróleo.

El yacimiento LLM, Arena UDO-10, se considera un yacimiento de gas condensado con zona de petróleo. El condensado tiene una RGP inicial promedio de 10500 PCN/BN y una gravedad de líquidos condensado de 51,9° API. La zona de petróleo tiene una gravedad de 38° API con gas en solución de 1300 PCN/BN. Se realizó el cálculo de las reservas del yacimiento a través del método volumétrico extrayendo los datos de un análisis nodal realizado por la empresa, obteniéndose un valor de petróleo original en sitio (POES) de 22.06 MMBN; el gas original en sitio (GOES) igual a 231.68 MMMPCN; y el gas condensado original en sitio (GCOES) igual a 249.12 MMMPCN; dando como resultado que las reservas remanentes del gas sean igual a 4,388MMMPCN, mientras que las reservas remanentes del petróleo sean igual a 0,273MMBN. Obteniéndose un porcentaje de recobro para el gas igual a 64,62%.

Por último se realizó un plan de optimización por pozo, con el fin de aumentar la vida productiva del yacimiento en estudio.

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO	Pág.
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIAS	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	viii
LISTA DE TABLAS	xvi
LISTA DE FIGURAS	xix
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	21
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	21
1.2. OBJETIVOS	22
1.2.1 Objetivo General	22
1.2.2 Objetivos Específicos.....	22
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	23
2.1. Descripción del área de estudio.....	23
2.1.1. Ubicación Geográfica y Descripción del Campo Santa Ana.	23
2.1.2. Descripción del Yacimiento LLM de la Arena UDO-10.....	25
2.1.3. Geología Regional.....	26
2.1.3.1. Cuenca Oriental.....	26
2.1.3.2. Estructuras Importantes de La Cuenca de Venezuela.	31
2.1.4. Área Mayor de Anaco	34
2.1.4.1. Ubicación del Área.....	34
2.1.4.2. Estratigrafía.....	34
2.1.4.3. Estructuras del Área Mayor de Anaco.	36
2.1.4.4. Características de los Entrampamientos.....	37
2.1.4.5. Características de las Acumulaciones.....	38
2.2. Definiciones Básicas	38

2.2.1. Yacimiento.....	38
2.2.2. Clasificación de los yacimientos de acuerdo a los hidrocarburos que contienen.	39
2.2.2.1. Yacimientos De Gas Seco.....	40
2.2.2.2. Yacimiento de Gas Húmedo.	41
2.2.2.3. Yacimiento de Gas Condensado.	42
2.2.2.4. Yacimientos De Gas Condensado Con Zona De Petróleo.	42
2.2.2.5. Yacimiento de Petróleo Volátil.....	43
2.2.2.6. Yacimiento de Petróleo Negro.	43
2.2.3. Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo al Estado de sus Fluidos.....	44
2.2.3.1. Saturados.....	44
2.2.3.2. Sub-Saturado.....	44
2.2.3.3. Condensado Retrogrado.....	44
2.2.3.4. Gas (seco y/o húmedo).....	44
2.2.4. Características generales de los yacimientos de gas húmedo y condensado. ...	45
2.2.5. Clasificación de los Mecanismos de Producción de los Yacimientos.	51
2.2.5.1. Empuje Por Expansión de los Fluidos.	52
2.2.5.2. Empuje Por Gas en Solución.	52
2.2.5.3. Empuje Por Capa de Gas.	52
2.2.5.4. Empuje Hidráulico.	53
2.2.5.5. Drenaje Gravitacional.	53
2.2.6. Caracterización De Yacimientos.....	54
2.2.6.1. Tipos de Caracterización de un Yacimiento.	55
2.2.6.2. Presión del Yacimiento.	56
2.2.6.3. Gradientes de Presión.....	59
2.2.7. Propiedades físicas de los fluidos en el yacimiento.....	59
2.2.7.1. Presión de Saturación (Pb).....	61
2.2.7.2. Relación Gas–Petróleo en solución (Rs).....	61
2.2.7.3. Factor volumétrico del petróleo (Bo).....	62

2.2.7.4. Viscosidad del petróleo (μ o).	63
2.2.7.5. Pruebas PVT.	63
2.2.8. Recobro de Hidrocarburos.	65
2.2.8.1. Tipos de Recobro.	66
2.2.9. Reservas de Hidrocarburos	66
2.2.9.1. Reservas Probadas.	67
2.2.9.2. Reservas Probables.	68
2.2.9.3. Reservas Posibles.	69
2.2.10. Métodos para el Cálculo de Hidrocarburos en Sitio y Reservas.	70
2.2.10.1. Métodos Determinísticos.	70
2.2.11. Evaluación de Escenarios y Selección del Plan de Optimización.	80
2.2.12. Esquemas de Optimización.	81
2.2.13. Estudios Integrados de Yacimientos	81
2.2.13.1. Gerencia integrada de yacimientos.	82
2.2.13.2. Estudios Integrados.	84
2.2.14. El Futuro Del Gas	86
2.2.15. Mercado del Gas a nivel mundial.	87
2.2.16. Organismos internacionales encargados de la certificación de reservas.	92
2.2.17. Mercado del gas en Venezuela.	93
2.2.17.1. Exploración y Explotación de Gas No Asociado y Gas Natural Licuado (GNL).	93
2.2.17.2. Reservas.	95
2.2.17.3. Producción.	97
CAPÍTULO III METODOLOGIA APLICADA	98
3.1. Revisión Bibliográfica.	98
3.2. Definición del concepto “Yacimiento Maduro”	98
3.3. Prácticas de explotación de Yacimientos Maduros en el mundo.	100
3.4. Análisis de los datos disponibles del yacimiento.	100
3.4.1. Validación de la Información.	100

3.4.2. Interpretación del comportamiento de los pozos en cuanto a producción y presión.....	101
3.4.2.1. Interpretación de Producción.....	101
3.4.2.2. Interpretación de Presión.....	101
3.4.3. Determinación del cálculo de reservas actuales.....	102
3.4.4. Determinación del Petróleo Original en Sitio (POES), del Gas Original en Sitio (GOES) y del Gas Condensado Original en Sitio (GCOES).....	102
3.4.5 Calculo de las reservas recuperables del yacimiento.....	104
3.5. Sistema de Explotación.....	104
3.5.1. Análisis Nodal – Optimización De Producción.....	106
3.5.2. Obtención de presión de abandono.....	106
3.5.3. Análisis de declinación de petróleo.....	108
3.5.4. Análisis de declinación de gas.....	109
3.6. Interpretación de los Resultados Obtenidos del Campo.....	109
3.7. Optimización del Comportamiento Productivo del Campo.....	110
3.7.1. Ubicación de zonas prospectivas del yacimiento.....	110
3.7.2. Pozos propuestos para la optimización.....	111
CAPÍTULO IV DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	112
4.1 Yacimiento Maduro.....	112
4.1.1. Características de un Yacimiento Maduro.....	112
4.2 Mejores Prácticas de Explotación de Yacimientos Maduros en el Mundo.....	113
4.2.1. Indonesia: Estimación de Reservas y Evaluación Económica de Yacimientos Maduros de Petróleo y Gas.....	116
4.2.2 México: Estudio Integrado de Yacimiento.....	116
4.2.3 EE.UU. (New Mexico): Operaciones de Recuperación Secundaria.....	117
4.2.4 EE.UU. (Texas) Unidad Means San Andrés.....	118
4.2.5 EE.UU. (California). South Habbs Unit.....	119
4.2.6. Venezuela: Estudio de Simulación de Yacimiento.....	120

4.3. Capacidades y necesidades de yacimiento maduro a estudiar	121
4.3.1. Revisión y Validación de la Información.....	121
4.3.2. Descripción del yacimiento LLM (Arena UDO-10).....	122
4.3.3. Análisis PVT.	128
4.3.4. Datos Básicos.....	132
4.3.5. Cálculos Volumétricos.....	133
4.3.5.1 Procedimiento para el cálculo del Z bifásico:.....	138
4.3.6. Mantenimiento de presión por inyección de gas en el yacimiento LLM (Arena UDO-10).	142
4.3.7. Agotamiento final luego de la inyección de gas seco.	144
4.3.8. Interpretación del comportamiento de los pozos en cuanto a presión y producción.....	146
4.3.8.1. Pozo LLM-1	146
4.3.8.2. Pozo LLM-6.....	147
4.3.8.3. Pozo LLM-7.....	147
4.3.8.4. Pozo LLM-21	148
4.3.8.5. Pozo LLM-26.....	149
4.3.8.6. Pozo LLM-27	150
4.3.8.7. Pozo LLM-28.....	151
4.3.8.8. Pozo LLM-30.....	151
4.4. Interpretación de los resultados obtenidos del yacimiento	159
4.4.1. Interpretación del comportamiento de producción	159
4.4.2 Interpretación del comportamiento de presión.....	162
4.5. Plan de Optimización del Yacimiento Maduro	167
4.5.1. Pozos inyectoras.....	167
4.5.1.1. Pozo LLM-6.....	167
4.5.1.2 Pozo LLM-7	167
4.5.1.3. Pozo LLM-26.....	168
4.5.2. Pozos productores	168

4.5.2.1 Pozo LLM-1	168
4.5.2.2 Pozo LLM-21	168
4.5.2.3 Pozo LLM-27	169
4.5.2.4 Pozo LLM-28	169
4.5.2.5 Pozo LLM-30	169
CONCLUSIONES.....	170
RECOMENDACIONES.....	171
BIBLIOGRAFÍA.....	172
APÉNDICE A.....	¡Error! Marcador no definido.
MAPAS	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE B	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE C Histórico de producción de los pozos utilizados en el yacimiento en estudio	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE D Historial de Arenas Completadas	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE E Balance de Materiales realizado por la empresa.....	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE F Resultados de la Simulación de Análisis Nodal realizado por la empresa	¡Error! Marcador no definido.
APÉNDICE G Análisis preliminar de los pozos	¡Error! Marcador no definido.

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Características típicas de fluidos monofásicos encontrados en Yacimientos. [4]	48
Tabla 2.2 Clasificación de los Mecanismos de Producción de los Yacimientos. [4] ...	54
Tabla 2.3. Gradientes de presión para cada componente. [3]	59
Tabla. 2.4. Colores que deben identificar a cada tipo de fluido en los mapas oficiales de reservas. [3]	78
Tabla 4.1. Información reservas probadas de petróleo-gas asociado y gas en solución.	124
Tabla 4.2. Información reservas probadas de petróleo-gas asoc. y gas en solución.	125
Tabla 4.3. Pruebas Iniciales. Pozo LLM-2.....	126
Tabla 4.4. Pruebas Iniciales	126
Tabla 4.5. Ultima Prueba y estado actual de los pozos completados. Yacimiento LLM Arena UDO-10. Pozos productores de condensado.....	127
Tabla 4.6. Última Prueba y estado actual de los pozos completados. Yacimiento LLM Arena UDO-10. Pozos productores de petróleo.....	128
Tabla 4.7. Análisis PVT. Yacimiento LLM, Arena UDO-10	129
Tabla 4.8. Análisis de composición de gas Pozo LLM-6. Yacimiento LLM, Arena UDO-10.....	134
Tabla 4.9. Cálculo del Z Bifásico.....	137
Tabla 4.10. Datos Básicos del Yacimiento LLM, Arena UDO-10	138
Tabla 4.11. Análisis composicional de Gas en el separador. Pozo LLM-46.	145
Tabla B-1. Clasificación de localizaciones de pozos..	¡Error! Marcador no definido.
Tabla B-2. Símbolos básicos para mapas Isópacos e Isópacos-Estructurales...	¡Error! Marcador no definido.
Tabla B-3. Símbolos para representar yacimientos y prospectos	¡Error! Marcador no definido.

Tabla B-4. Símbolos para representar los datos del pozo. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C-1. POZO LLM-1 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C-2. POZO LLM-6 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C-3. POZO LLM-7 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C-4. POZO LLM-21 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C-5. POZO LLM-26 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C-6. POZO LLM-27 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C-7. POZO LLM-28 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla C-8. POZO LLM-30 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D-1. Historia de Arenas Completadas y Probadas. Pozo LLM-1 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D-2. Historia de Arenas Completadas y Probadas. Pozo LLM-6 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D-3. Historia de arenas completadas y probadas. Pozo LLM-7 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D-4. Historia de arenas completadas y probadas. Pozo LLM-21 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D-5. Historia de arenas completadas y probadas. Pozo LLM-26. **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D-6. Historia de arenas completadas y probadas. Pozo LLM-27 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D-7. Historia de arenas completadas y probadas. Pozo LLM-28 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla D-8. Historia de arenas completadas y probadas. Pozo LLM-30 **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E-1. Datos Básicos - Yacimiento LLM (Arena UDO-10) **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E-2. Datos de Producción - Yacimiento LLM (Arena UDO-10)..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E-3. Datos de PVT - Yacimiento LLM (Arena UDO-10)**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E-4. Cálculos de Balance de Materiales (Técnica de Línea Recta)- Yacimiento LLM (Arena UDO-10).....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla E-5. Índices de los Mecanismos - Yacimiento LLM (Arena UDO-10)... **¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F-1. POZO LLM-1**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F-2. POZO LLM-6.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F-4. POZO LLM-6 (propuesto)**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F-4. POZO LLM-30.....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla F-5. POZO LLM-30 (propuesto)**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G-1. POZO LLM-1**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G-2. POZO LLM-6**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G-3. POZO LLM-7**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G-4. POZO LLM-7 (cont.).....**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G-5. POZO LLM-21**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G-6. POZO LLM-26**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G-7. POZO LLM-27**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G-8. POZO LLM-30**¡Error! Marcador no definido.**

Tabla G-7. POZO LLM-28**¡Error! Marcador no definido.**

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación geográfica del Campo Santa Ana. ^[17]	23
Figura 2.2. Perspectiva de la estructura del Campo Santa Ana, esquema de modelo de simulación aportado por la empresa.....	24
Figura 2.3. Mapa Isópaco – Estructural del Yacimiento LLM	26
Figura 2.4. Cuencas de Venezuela Basado en sus Provincias Sedimentarias ^[1]	28
Figura 2.5. Corte geológico conceptual de la subcuenca de Guárico ^[1]	29
Figura 2.6. Corte geológico conceptual de la Subcuenca de Maturín ^[1]	31
Figura 2.7. Estructuras importantes de la cuenca oriental de Venezuela ^[1]	33
Figura 2.8. Estratigrafía del Área mayor de Anaco ^[1]	35
Figura 2.9. Diagrama de un Yacimiento. ^[2]	39
Figura 2.10. Yacimiento de Gas Seco. ^[3]	40
Figura 2.11. Yacimiento de Gas Húmedo. ^[3]	41
Figura 2.12. Yacimiento de gas condensado. ^[3]	42
Figura 2.13. Diagrama utilizado para el Cálculo de las Presiones al Datum del Yacimiento. ^[7]	58
Figura 2.14. Comportamiento del Rs con Presión (a temperatura constante). ^[9]	61
Figura 2.15. Comportamiento del Bo con Presión. ^[9]	62
Figura 2.16. Diagrama de los integrantes del equipo de gerencia de yacimientos. ^[3]	83
Figura 2.17. Información manejada por un equipo de gerencia de yacimientos. ^[5]	85
Figura 2.18. Consumo Per Capita de Gas Natural. ^[6]	88
Figura 2.19. Reservas Probadas de Gas a nivel Global. ^[6]	88
Figura 2.20. Distribución de las Reservas de Gas. ^[6]	91
Figura 2.21. Producción de Gas Natural por Áreas. ^[6]	91
Figura 2.21. Entidad Internacional que realiza Estimaciones de Reservas. ^[6]	93
Figura 2.22. Reservas Probadas de Gas Natural-MMMPCD (1980-2004). ^[6]	96
Figura 2.23. Producción y consumo de gas natural (1970-2004). ^[6]	97
Figura 3.1. Esquema seguido para determinar la Presión de Abandono.....	106

Figura 3.2. Esquema seguido para determinar la Presión de Abandono.....	108
Figura 4.1. Oferta y demanda de Petróleo y su efecto en los gastos de exploración y producción. ^[7]	114
Figura 4.2. Prospecto de Producción de Yacimientos Nuevos y Maduros. ^[7]	115
Figura 4.3. Factor Volumétrico del Gas Vs. Presión. Yacimiento LLM	131
Figura 4.4. Factor Volumétrico del Gas Inyectado Vs. Presión. Yacimiento LLM .	131
Figura 4.5. Comportamiento final de Presión. Yacimiento LLM, Arena UDO-10. .	143
Figura 4.7: Grafica del comportamiento de producción del pozo LLM-21.....	154
Figura 4.9: Grafica del comportamiento de producción del pozo LLM-27.....	156
Figura 4.10: Grafica del comportamiento de producción del pozo LLM-28.....	157
Figura 4.11: Grafica del comportamiento de producción del pozo LLM-30.....	158
Figura 4.13. Comportamiento de Presión al Datum con un solo gradiente.	163
Figura 4.14. Comportamiento de presión con dos gradientes.	164
Figura 4.15. Modelo de presiones del yacimiento LLM.....	165
Figura 4.16. Factores que han influenciado el comportamiento de presione.s	166

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Alrededor de un 70% del petróleo producido en la actualidad proviene de Yacimientos de más de 30 años de longevidad, lo que centra el interés de la industria precisamente frente a los Yacimientos petroleros maduros. El mejoramiento de la recuperación desde yacimientos conocidos en tan sólo un uno por ciento implicaría la incorporación de 10 mil millones de barriles de petróleo equivalente al volumen de reservas mundiales. Los medios para el logro de ese modesto objetivo deben incluir el incremento de los factores de recuperación desde Yacimientos maduros cuya producción se encuentra en declinación.

Existen Yacimientos maduros en todo el mundo. Numerosos Yacimientos petroleros de Venezuela ya han pasado su pico de producción y el potencial que albergan los Yacimientos más longevos es considerable. Otras regiones, incluyendo El área marina de América del Norte, la plataforma continental del Golfo de México, China, India, Australia y Argentina, contienen una importante cantidad de Yacimientos maduros.

A partir de esta década, son los Yacimientos maduros la principal fuente de hidrocarburos, por ello la importancia del trabajo en conjunto con las empresas de servicios y sus nuevas tecnologías que permitirán el logro de este objetivo.

Comúnmente, los Yacimientos maduros exhiben habitualmente crecientes cortes de agua, a raíz tanto de la intrusión del acuífero natural en las zonas productivas como de los programas de inyección de agua. La industria petrolera

produce un volumen mucho mayor de agua que de petróleo a nivel mundial y este volumen de agua debe ser manejado adecuadamente. Los Yacimientos maduros representan un reto económico y tecnológico al momento de elegir el sistema de levantamiento artificial más apropiado para las condiciones de un yacimiento.

La tendencia a prolongar la vida productiva de los Yacimientos petroleros destaca la importancia de la aplicación de tecnología desde la cuna a la tumba.

Los Yacimientos que hoy son nuevos, con el tiempo se convertirán en Yacimientos maduros. En cada etapa de vida productiva de un Yacimiento petrolero, hay que preguntarse qué se puede hacer para mantener la rentabilidad económica hasta ya bien iniciada la etapa de madurez del Yacimiento. Esa pregunta impulsa a buscar y desarrollar nuevas tecnologías adecuadas para extraer el máximo provecho de los recursos existentes en Venezuela.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Estudiar el manejo, producción y optimización de Yacimientos Maduros a través de experiencias reales y adaptarlas a un caso Venezolano.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Establecer una definición general para el término de “Yacimiento Maduro”.
- Citar las mejores prácticas de explotación de Yacimientos Maduros en el mundo.
- Analizar las condiciones de un caso de Yacimiento Maduro de Venezuela.
- Proponer un plan que optimice el manejo y/o producción del Yacimiento Maduro en estudio.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1.1. Ubicación Geográfica y Descripción del Campo Santa Ana.

El Campo Santa Ana forma parte del Área Mayor de Anaco, en un grupo de campos localizados en un prominente alto estructural alineado en dirección Suroeste-Noreste, en la parte central del Edo. Anzoátegui (Figura 2.1). Estos campos, desde El Toco hasta Santa Ana al Sur, siguiendo hacia el Norte con San Joaquín, Guarío y Santa Rosa, están unificados por marcadas similitudes en estratigrafía, estructura y características productoras, y fueron descubiertos con la completación del primer pozo en el Campo Santa Ana, LLM-1X (650 BN/D y 3,5 MMPCN/D) en 1936.^[1]



Figura 2.1. Ubicación geográfica del Campo Santa Ana. ^[17]

El Campo Santa Ana se encuentra en la estructura del mismo nombre, la cual está representada por un anticlinal asimétrico, de rumbo N 65° E, subdividido en tres anticlinales o domos a nivel del yacimiento. El anticlinal más occidental es el que presenta mayor relieve estructural, al nivel de los estratos de la Formación Oficina; los otros dos anticlinales se unen al nivel de la arena Merecure y se encuentran estructuralmente más bajo, por lo que la distribución de los fluidos sería mayoritariamente de petróleo y agua en los anticlinales norte y central, mientras que el anticlinal sur, por su mayor relieve estructural sería en su mayoría gas. La posición estructural de los anticlinales se muestra en la Figura 2.2.

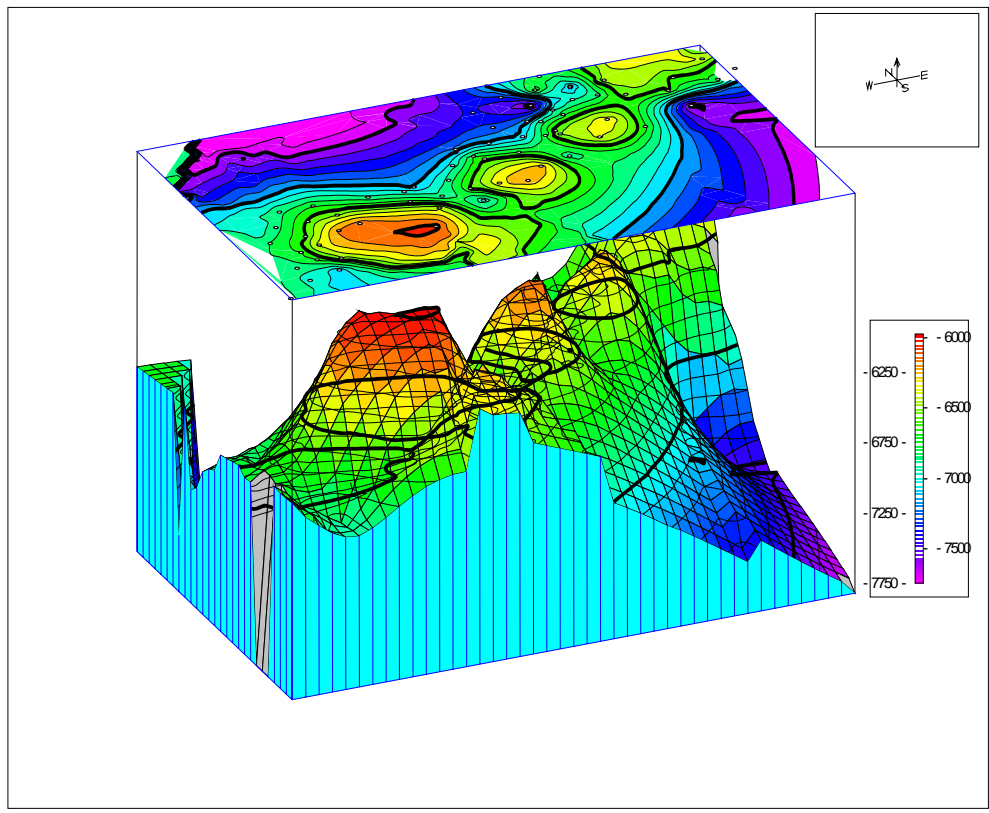


Figura 2.2. Perspectiva de la estructura del Campo Santa Ana, esquema de modelo de simulación aportado por la empresa.

El flanco más suave de esta estructura está al noroeste y presenta un buzamiento de 3° a 12° al Norte. El flanco más inclinado está al Sureste y presenta buzamientos de 20° a 27° al Sur. Este flanco está además cortado por una falla de corrimiento, con mayor buzamiento al noroeste, confirmada por una sección repetida a nivel del Miembro Colorado en algunos pozos, entre ellos el pozo Rincón 1 (210 pies) y Rincón 3 (590 pies). Esta falla de corrimiento es aproximadamente paralela al eje anticlinal.

2.1.2. Descripción del Yacimiento LLM de la Arena UDO-10.

El yacimiento LLM es un yacimiento de gas condensado con zona de petróleo, que inició su producción en Abril de 1949 a través del pozo descubridor LLM-01. Se encuentra en la arena UDO-10 de la Formación Oficina del Campo Santa Ana.

La arena UDO-10 es una arena con canales bien desarrollados. Se conforma por canales depositados de rumbo Noreste-Suroeste, de espesores que varían entre 5 pies en el pozo AG-13 a 62 pies en el pozo RL-2, con un espesor promedio de arena de 31 pies.

El yacimiento LLM está conformado por tres anticlinales de rumbo N65° E, estando limitado al Sur por el corrimiento de Anaco, hacia el Norte sus límites están conformados por un sistema de fallas, límites de rocas y por un contacto Agua – Petróleo a 6960 pbnm, los cuales controlan la extensión de los cuerpos de arena hacia el Este y el Oeste. El yacimiento posee una extensión de 29 Km². La representación del Mapa Isópaco –Estructural del yacimiento LLM se muestra a continuación en la Figura 2.3. Para una mejor visualización se disponen diversos mapas ampliados en el apéndice A.

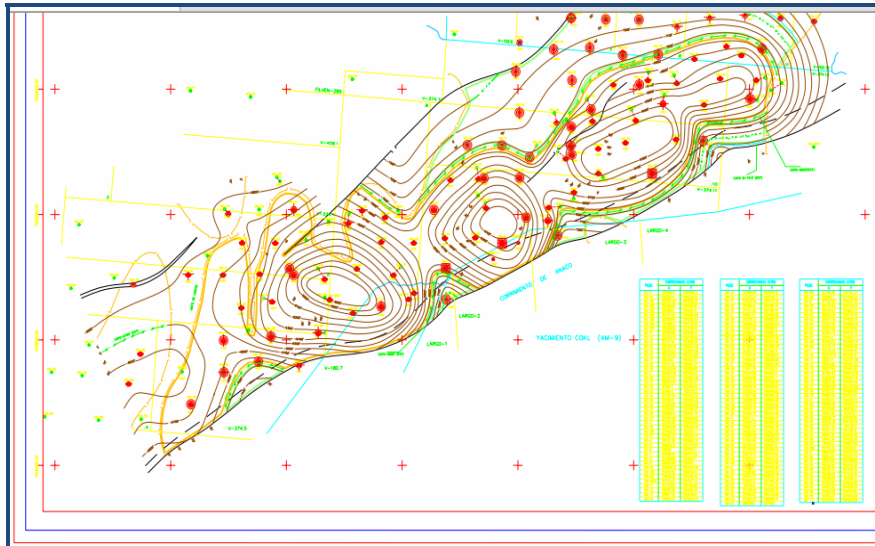


Figura 2.3. Mapa Isópaco – Estructural del Yacimiento LLM

El yacimiento tiene una porosidad entre 17% y 23% y un rango de permeabilidad entre 100 y 1200 md. La saturación inicial de agua se ha estimado 15%. El yacimiento posee 38 pozos completados, de los cuales solo 9 pozos se encuentran activos actualmente.

2.1.3. Geología Regional.

2.1.3.1. Cuenca Oriental.

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la zona Centro-Este del país, que se extiende de Oeste a Este por los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del Estado Sucre; prolongándose por la Plataforma Deltaica hasta el Sur de Trinidad (Figura 2.4).

Está limitada al Sur por el Escudo Guayanés, por el Oeste con el Levantamiento de El Baúl; al Norte con la línea que demarca el Piedemonte Meridional de la Serranía del Interior Oriental y al Este abarca la parte Sur de la Cordillera

Septentrional de la Isla de Trinidad. Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km. en sentido Este-Oeste y una anchura promedio de 200 Km de Norte a Sur. Presenta una topografía de extensas llanuras que abarcan alrededor de 165000 Km cuadrados. En sentido Este-Oeste, la columna estratigráfica consta en su mayor parte de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Devónico (Paleozoico) hasta el Pleistoceno.

La Cuenca Oriental de Venezuela es estructuralmente asimétrica y presenta una inclinación general hacia el este. El flanco sur buza levemente hacia el norte y el flanco norte está conectado a la zona plegada y fallada de las cordilleras que sirven de límite para la cuenca.

En ésta se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de hidrocarburos: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales.

Basándose en sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas ha sido dividida en dos subcuencas: Subcuenca de Guárico y Subcuenca de Maturín.



Figura 2.4. Cuencas de Venezuela Basado en sus Provincias Sedimentarias ^[1]

2.1.3.1.1. Subcuenca de Guárico.

Esta subdivisión comprende los Campos del Estado Guárico y parte del Estado Anzoátegui. El flanco Norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de la deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico (Figura 2.5), el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas, y con un acuñaamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural- estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos.

La roca madre principal (Grupo Guayuta y Grupo Temblador), se supone sobrecorrida actualmente por el Frente de Deformación del Norte de Guárico. La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos desde el Eoceno Tardío; de ahí que la

principal acumulación al sur del Frente de Montañas sea de gas y no de petróleo líquido.

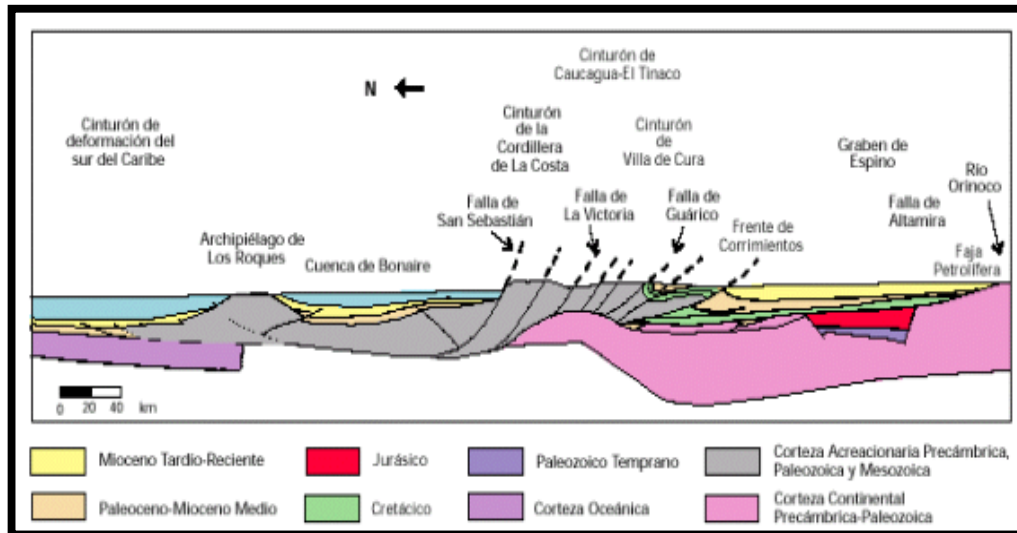


Figura 2.5. Corte geológico conceptual de la subcuenca de Guárico ^[1]

No obstante, se ha postulado una generación cercana a la edad de la formación de las fallas Mioceno Tardío en la región Guárico Central, con características de materia orgánica de origen marino y distancia de migración cercana. Esto demostraría la importancia del Grupo Temblador en los Campos del Estado Guárico como potencial roca madre. También se ha postulado la generación de hidrocarburos parafínicos a partir de formaciones-yacimientos, como Roblecito y Oficina.

Hacia el Sur del Estado Guárico, las unidades cretácicas y terciarias se acuñan gradualmente, generando trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha denominado la Faja Petrolífera del Orinoco, de yacimientos neógenos y cuya migración parece haber ocurrido no sólo de Norte a Sur, sino también de noreste a suroeste.

Se supone que estos crudos de tipo nafténico-parafínico se originaron a partir de una roca madre cretácica, y su migración de decenas de kilómetros se vio favorecida por la discordancia basal del terciario (Neógeno-Cretácico y Neógeno-Basamento). La faja del Orinoco se extiende hacia el Este, marcando el límite Sur de toda la Cuenca Oriental.

Los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales).

2.1.3.1.2. Subcuenca de Maturín.

La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental de Venezuela. Su forma es asimétrica y alargada, presentando una dirección N 50° E. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al Sur (Figura 2.6).

El flanco Sur de esta subcuenca se encuentra apoyado sobre el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana y está caracterizado por un régimen extensivo. Su estratigrafía es sencilla y muy semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador, en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un Terciario suprayacente de edad que abarca desde el Paleoceno hasta el Plioceno, y se extiende hasta el Pleistoceno (Cuaternario) en el que se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, y un relleno final de ambientes continentales.

Su flanco Norte está caracterizado por la presencia de estructuras compresivas, asociadas a la transcolisión oblicua de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana en el Oligoceno. La estratigrafía de la Serranía del Interior representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de esta Subcuenca: una espesa y compleja secuencia que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno.

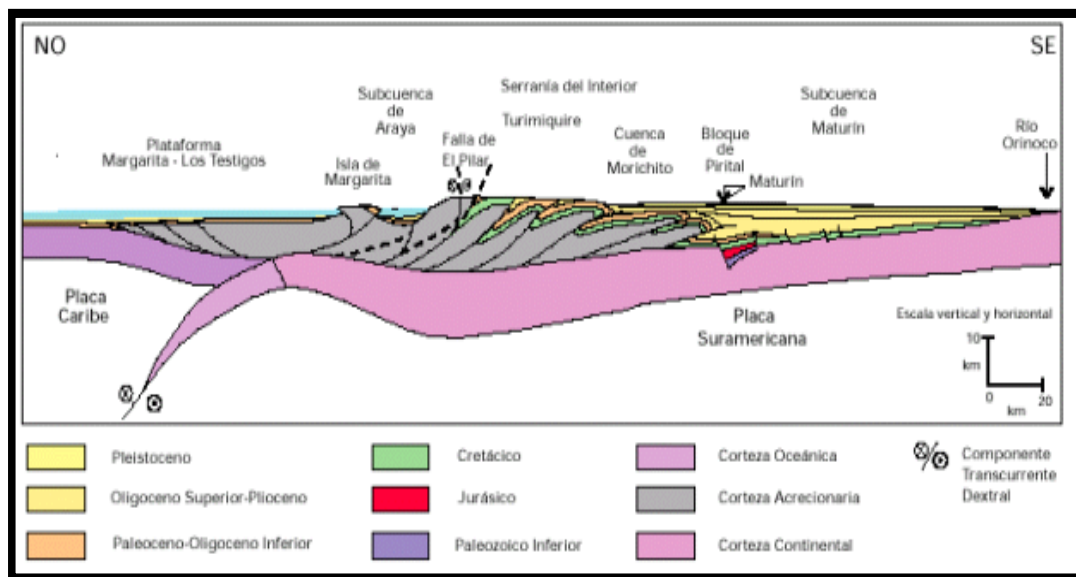


Figura 2.6. Corte geológico conceptual de la Subcuenca de Maturín ^[1]

El origen de la Subcuenca de Maturín puede explicarse por sus cabalgamientos encima del Escudo de Guayana, lo cual dio como resultado una diferencia en la compensación isostática produciendo el arqueamiento de la Placa Suramericana hacia el Norte.

2.1.3.2. Estructuras Importantes de La Cuenca de Venezuela.

Entre los principales elementos estructurales de la Cuenca que sugieren la compleja evolución de la misma, podemos mencionar: el Corrimiento Frontal de Guárico, el

Corrimiento de Anaco, el Sistema de Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Monagas, y el Sistema de Fallas del Flanco Sur de la Cuenca. (Figura 2.7).

2.1.3.2.1. Corrimiento Frontal de Guárico.

Constituye el límite septentrional del Noroeste de la Cuenca, al Norte del cual no se han encontrado acumulaciones de petróleo. Se encuentra en el piedemonte de Cojedes, Guárico y la parte Noroccidental de Anzoátegui, con una longitud aproximada de 400 Km. Constituye una faja de anchura que puede alcanzar hasta 7 Km en la cual se desarrolla una serie de corrimientos segmentados por fallas oblicuas.

El buzamiento disminuye progresivamente con la profundidad hasta muy cerca de la horizontal. Al Sur del corrimiento existen algunos pliegues suaves que se desarrollan perfectamente en las formaciones Quebradón y Quiamare.

2.1.3.2.2. Corrimiento de Anaco.

Se encuentra en la parte central del estado Anzoátegui delimitando el Área Mayor de Oficina y el Norte de Anzoátegui. Se extiende por aproximadamente 85 Km desde el Sur del campo El Toco hasta el Este del Campo La Ceiba, se caracteriza por una línea de corrimiento con rumbo Noreste y buzamiento promedio de 45° al Noreste, en cuyo lado norte aparece una serie de domos asociados en el bloque levantado, que es donde se encuentran cinco campos relacionados estructuralmente con la línea de corrimiento, que enumerados de suroeste a noreste son: el Campo de El Toco, Santa Ana, San Joaquín, Santa Rosa y la Ceiba.

2.1.3.2.3 Corrimientos al Sur de la Serranía Interior Oriental

Este sistema de corrimientos se detecta en el subsuelo de la planicie al Sur de la de la Serranía del Interior, principalmente mediante estudios sismográficos y en algunos lugares por medio de perforaciones. Hacia el Este, a partir de la Falla de Rica, el sistema de corrimientos continúa hasta alcanzar la Falla de San Francisco y desde allí hasta la falla de Los Bajos en el Golfo de Paria, alcanzando aproximadamente 200 Km en extensión.

Entre las numerosas fallas que conforman este sistema resalta una en posición muy meridional denominada el Corrimiento de Pirital, la cual desde un punto de vista estructural y sedimentológico subdivide el Norte de Monagas en dos áreas. El área al Norte ubicada entre la Serranía y el Corrimiento de Pirital se caracteriza por la ausencia de la Formación La Pica, máximo reservorio de hidrocarburos en la subregión, mientras que en el área al Sur ubicada entre dicho corrimiento y el Alto de Tonoro, donde se presenta la sedimentación de La Pica asociado a un sistema intrincado de fallas normales, se encuentra la mayoría de las trampas de petróleo en la sub- región.



Figura 2.7. Estructuras importantes de la cuenca oriental de Venezuela^[1]

2.1.3.2.4. Flanco Meridional de la Cuenca

La característica más destacada del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es un sistema de fallas normales de rumbo Este-Oeste y buzamiento hacia el Sur y a veces hacia el eje de la Cuenca. Prácticamente todas las acumulaciones de petróleo asociadas con estas fallas se encuentran en su labio norte. Tales fallas han sido consideradas fracturas de gravedad con crecimiento sedimentario, originadas por el propio peso de los sedimentos y sin relación directa con ninguna fuerza orogénica externa. Las tensiones ocasionadas en la masa de sedimentos por las fracturas antes mencionadas, son relevadas por otro sistema de fallas antitéticas normales. Las más importantes de estas son: las fallas principales de Tucupita, Pilon, Jobo, y Temblador; además en el Área Mayor de Oficina encontramos las fallas Merey- Oritupano, Guara- Leona, Laysme, Mapiri, Zorro, Soto- Zapatos y otras.

2.1.4. Área Mayor de Anaco

2.1.4.1. Ubicación del Área.

El Área Mayor de Anaco se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, situada en el bloque levantado al Norte del Corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50° E, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos, que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región, y las cuales han dado origen a los campos de Santa Rosa, Guarío, El Roble, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y San Roque.

2.1.4.2. Estratigrafía.

La columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prospectividad petrolífera, depositada en el intervalo geológico comprendido entre el Cretáceo y el Mioceno Superior del Terciario. Estudios interdisciplinarios han identificado en el subsuelo del área las formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina principalmente con remanentes localizados de Mesa y Freites. De estas unidades las más prospectivas son las formaciones Oficina, Merecure y San Juan (Fig.2.8).

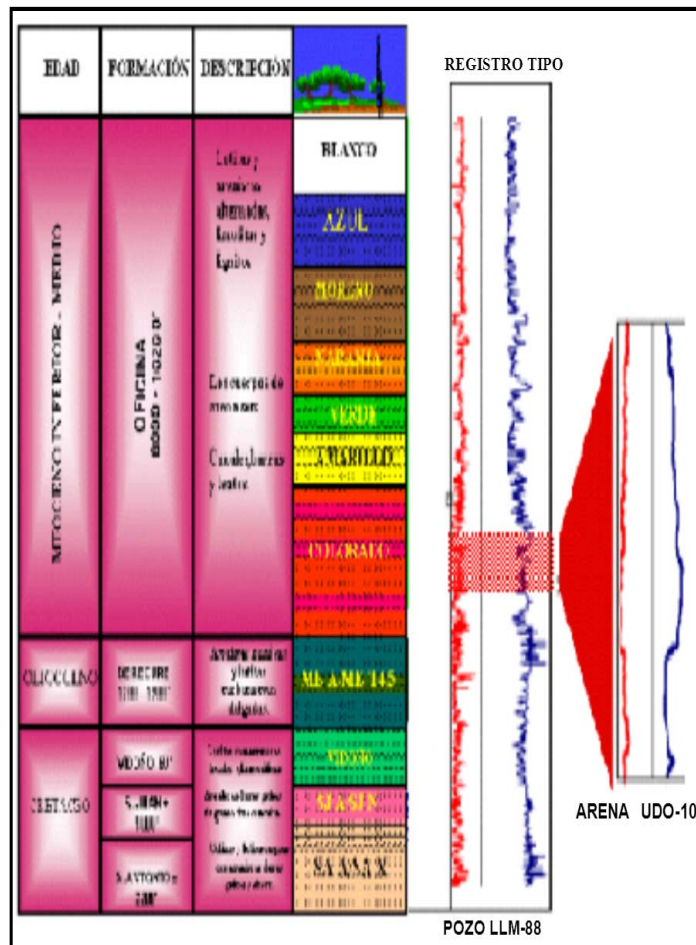


Figura 2.8. Estratigrafía del Área mayor de Anaco [1]

2.1.4.3. Estructuras del Área Mayor de Anaco.

Los campos de Anaco se encuentran localizados en una serie de domos alargados que están ligeramente escalonados, pero en forma general, alineados en una dirección N50°E, cortando oblicuamente el rumbo general de la Cuenca Oriental de Venezuela. Los domos son asimétricos, con flancos de gran pendiente hacia el Sureste y con poca inclinación hacia el Noroeste, indicando la presión que proviene del noroeste.

Entre las estructuras más importantes de la región se tiene el Corrimiento de Anaco, que se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui con una longitud de 85 kilómetros, desde el Sur del campo El Toco hasta el Este del campo La Ceiba. Se caracteriza por una línea de Corrimiento de rumbo Noreste y buzamiento promedio de 45° al Noreste, en cuyo lado norte se encuentran cinco campos de petróleo relacionados estructuralmente con la línea de Corrimiento, que enumerados de suroeste a noreste son: Campo El Toco, desarrollado sobre un Domo del mismo nombre; El Campo Santa Ana, que se desarrolla sobre un Domo alargado en el cual se distinguen cuatro culminaciones dómicas menores; el Campo San Joaquín, con tres culminaciones y un pronunciado declive hacia el noreste, en el cual se ha desarrollado el Campo Guarío, individualizado por razones administrativas más bien que estructurales; más al Norte se emplaza el Domo de Santa Rosa, en el cual se localiza el campo del mismo nombre.

Hacia el este se observa un fuerte declive hacia la parte más profunda de la cuenca, cuyo eje se extiende entre las estructuras de Santa Rosa y la Ceiba, donde estudios sismográficos indican la presencia de fallamiento transversal extenso aunque no muy bien definido. Por su parte el corrimiento sigue bien individualizado, pocos kilómetros más hasta el este del domo de la Ceiba, aunque esta estructura no está directamente sobre el plano del corrimiento de Anaco.

El levantamiento de Anaco, que comprende las culminaciones dómicas enumeradas, es en su conjunto asimétrico, con buzamiento que alcanza 25°-27° en el flanco Sur en contraste con solo 2°-5° en el flanco Norte, particularmente en el Campo El Roble donde se llega a observar una verdadera terraza tectónica.

2.1.4.4. Características de los Entrampamientos.

Los entrampamientos de hidrocarburos en las arenas del Área Mayor de Anaco presentan distintas modalidades, como son:

Entrampamiento puramente anticlinal: En el cual el contacto agua-petróleo es paralelo a una curva estructural.

Canales rellenos de arena: Los canales rellenos de arena, más importantes en el Área Mayor de Oficina, se prolongan hasta el levantamiento de Anaco con dirección general de sur a norte, constituyendo un factor muy importante en el entrampamiento de hidrocarburos.

El Corrimiento de Anaco no interviene como elemento de control directo del entrampamiento de arena petrolífera de la Formación Oficina porque el contacto agua-petróleo está por encima del contacto falla-arena, pero en ciertas arenas productoras de la Formación Merecure, el contacto agua-petróleo del flanco noroeste está definitivamente más bajo que la intersección de la arena con la falla, indicando que la falla participa de modo directo en el entrampamiento.

Al Norte de San Joaquín se encuentra el Campo El Roble, donde el entrampamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín-Guario.

2.1.4.5. Características de las Acumulaciones.

La composición relativamente uniforme de los crudos en el Área Mayor de Anaco sugiere un origen común, y el fuerte componente parafinoso probablemente se relaciona con una fuente herbácea en un ambiente fluvial a deltaico, el cual es menos marino que la sección productora. El acceso a una fuente más profunda, más joven y menos marina puede ser más proporcionado por la falla inversa de Anaco, que coloca las facies marinas sobre facies terrestres y probablemente permite la intercomunicación de múltiples fuentes profundas. Esta interpretación es apoyada por la semejanza de los petróleos parafínicos que están por encima y por debajo de la zona de falla en el campo Santa Rosa. Los campos de petróleo localizados en el alineamiento de la estructura de Anaco y en el Área Mayor de Oficina, producen de arenas deltaicas y transgresivas, de las formaciones terciarias Oficina y Merecure, pero en Anaco la acumulación está controlada por el cierre estructural de domos y por acñamientos estratigráficos.

2.2. DEFINICIONES BÁSICAS

2.2.1. Yacimiento.

Se conoce como yacimiento un medio físico del subsuelo capaz de contener fluidos y que por su condición física presenta propiedades, tales como: porosidad, permeabilidad, y resistividad. Posee dimensiones (área y espesor) que permiten ubicarlos y cuantificarlos y posee energía que permite extraer los fluidos. Los fluidos contenidos, hidrocarburos y agua, tienen sus propias características que permiten diferenciarlos unos de otros^[2]. A continuación se presenta un diagrama típico de un yacimiento en la Figura 2.9.

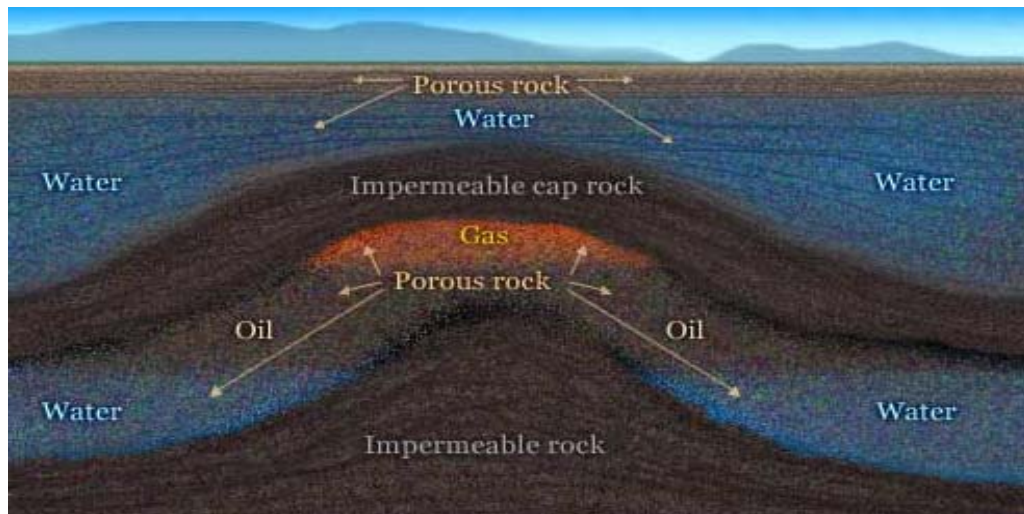
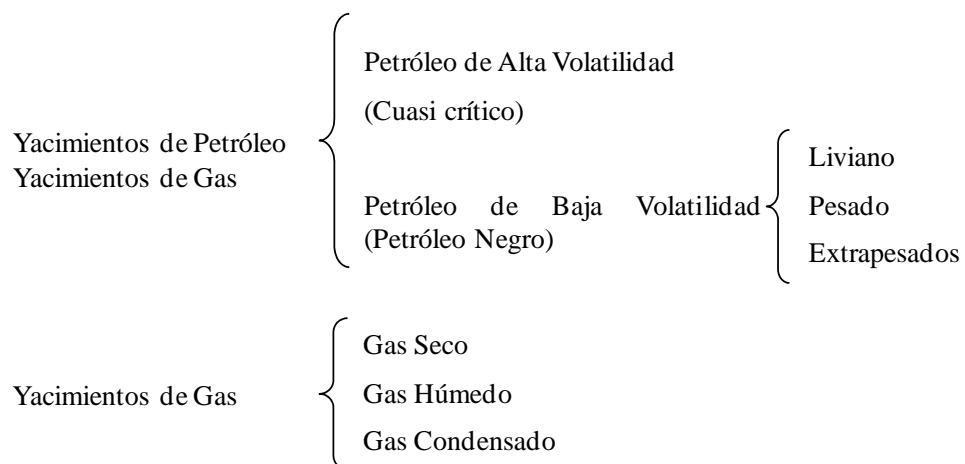


Figura 2.9. Diagrama de un Yacimiento. ^[2]

2.2.2. Clasificación de los yacimientos de acuerdo a los hidrocarburos que contienen.

Los yacimientos de hidrocarburos pueden ser clasificados en yacimientos de gas o en yacimientos de líquido o petróleo, dependiendo de la fase en que se encuentre la mezcla de hidrocarburos en la formación productora.



[4]

2.2.2.1. Yacimientos De Gas Seco.

Este tipo de yacimiento se caracteriza por contener principalmente metano ($\% C1 > 90$) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($\% C5 < 1$). La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricodentérmica, y durante el agotamiento de presión de la mezcla de hidrocarburo se encuentra siempre en estado gaseoso tanto a nivel de yacimiento como en el sistema de producción (Figura 2.10).^[4]

Generalmente los sistemas de hidrocarburos que producen con una alta relación gas – líquido (RGL) mayor de 100.000 PCN/BN son considerados yacimientos de gas seco.

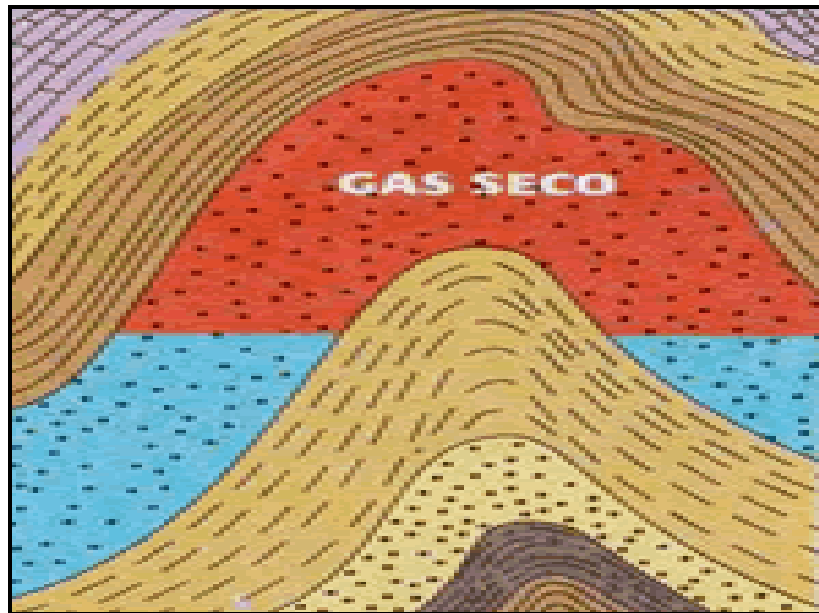


Figura 2.10. Yacimiento de Gas Seco.^[3]

2.2.2.2. Yacimiento de Gas Húmedo.

Se caracteriza por contener un mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que los gases secos (Figura 2.11). Es llamado húmedo porque a las condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones de gas-líquido que pueden variar entre 60000 y 100000 PCN-BN. La palabra húmedo no se refiere a que el gas esta humectado por agua sino a los hidrocarburos líquidos que se condensan en la superficies en efecto el gas de yacimiento esta normalmente saturado con agua. ^[4]

Los gases húmedos se diferencian de los gases condensados en lo siguiente:

- No ocurre condensación retrograda durante el agotamiento de presión.
- Tienen mayor cantidad de componentes pesados.
- La cantidad de líquidos condensados en el separador es menor

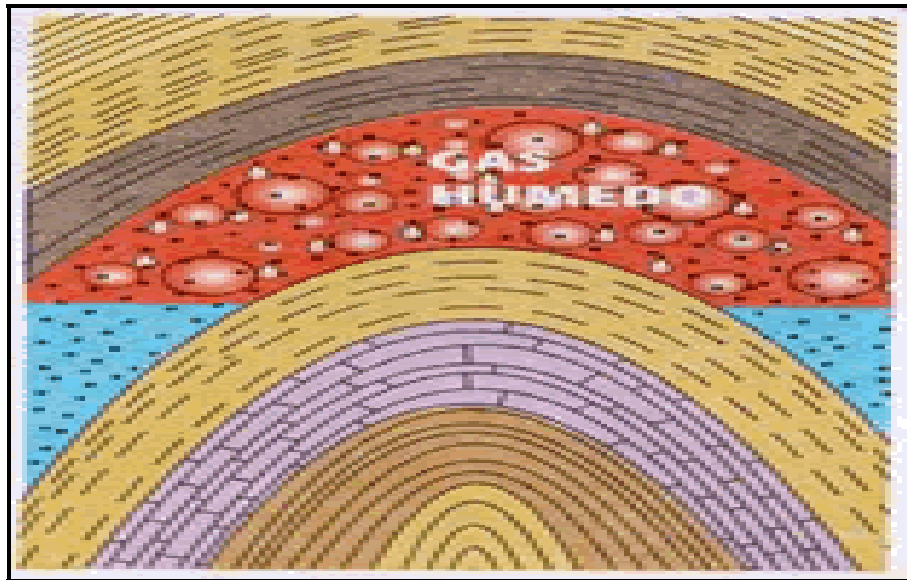


Figura 2.11. Yacimiento de Gas Húmedo. ^[3]

2.2.2.3. Yacimiento de Gas Condensado.

Está formado por una mezcla compleja de hidrocarburos que se caracteriza por presentar un porcentaje de metano mayor a un 60 % y un contenido de C7 y más pesados menor a un 12,5 %. Esta mezcla a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, se encuentra en estado gaseoso y en su trayectoria a la superficie muchas veces logran condensarse sus componentes más pesados producto de la variación de sus condiciones iniciales (Figura 2.12). En estos yacimientos la temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricondentermica de la mezcla. [4]

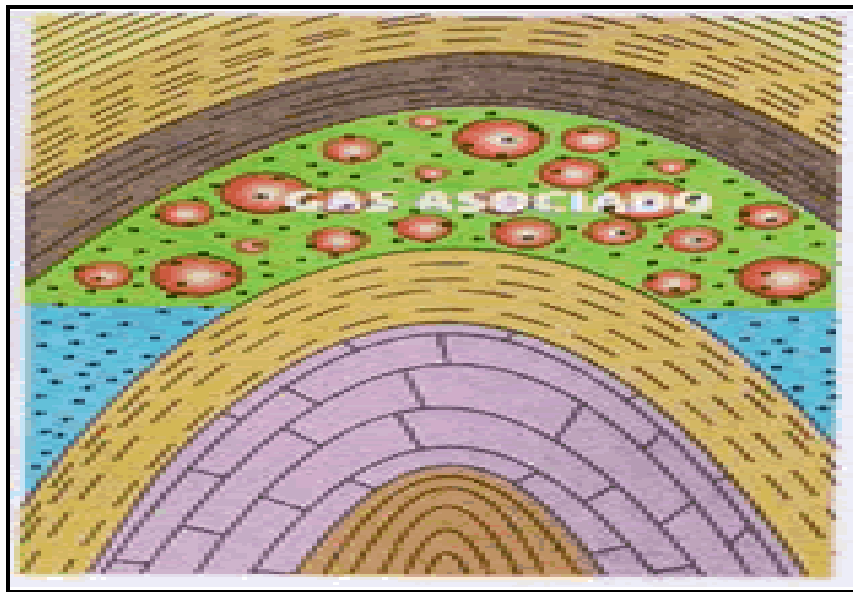


Figura 2.12. Yacimiento de gas condensado. [3]

2.2.2.4. Yacimientos De Gas Condensado Con Zona De Petróleo.

En los yacimientos de gas condensado es común encontrar una pequeña pierna de petróleo, en el cual, el yacimiento de gas condensado se encuentra saturado en su punto de rocío retrógrado y el crudo también se encuentra saturado en su punto de

burbujeo. Una disminución de presión en este yacimiento produce condensación retrógrada en la capa de gas y liberación de gas en la pierna de petróleo. El gas liberado se mezcla con el gas de la capa de gas condensado y el condensado retrógrado con el crudo de la pierna. [4]

2.2.2.5. Yacimiento de Petróleo Volátil.

La mezcla de hidrocarburos en este tipo de yacimientos se encuentra inicialmente en estado líquido cerca del punto crítico y su temperatura es ligeramente menor que la crítica. El equilibrio de las fases de estos yacimientos es muy pobre, produciéndose un encogimiento del crudo, hasta de 45 %, cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo. La RGP (Relación Gas-Petróleo) de estos yacimientos se encuentra en el rango de 2000 a 5000 PCN-B y el petróleo de tanque tiene un color amarillento oscuro a negro y una gravedad API mayor de 40. [4]

2.2.2.6. Yacimiento de Petróleo Negro.

También conocido como petróleo de baja volatilidad, se caracteriza por tener un alto porcentaje de C₇ y más pesados (20 %) y bajo contenido de metano (50%), en estos yacimientos la temperatura es muy inferior a la temperatura crítica de la mezcla, se caracterizan por:

- La RGP es menor a 2000 PCN-BN
- El petróleo de tanque tiene una gravedad API menor de 40 y un color negro o verde oscuro.
- El factor volumétrico regularmente es inferior a 1,5 BY-BN

2.2.3. Clasificación de los Yacimientos de Acuerdo al Estado de sus Fluidos.

Los fluidos en un yacimiento consisten de mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que dependen de la composición de la mezcla y de las condiciones de presión y temperatura existente en el yacimiento.

2.2.3.1. Saturados.

Cuando la presión del yacimiento es igual o menor a la presión de burbujeo y existe un equilibrio de fases. Pueden o no tener capa de gas. Generalmente producen por gas en solución o expansión de la capa de gas.

2.2.3.2. Sub-Saturado.

Cuando la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbujeo, generalmente no existe capa de gas, su mecanismo de producción, puede ser primero por expansión del sistema roca fluido y luego por gas en solución.

2.2.3.3. Condensado Retrogrado.

Ubicado entre el punto crítico y el cricondentérmico en estado gaseoso a condiciones iniciales de yacimiento.

2.2.3.4. Gas (seco y/o húmedo).

Existen en estado gaseoso a cualquier presión, pero a temperaturas mayores que la crítica.

2.2.4. Características generales de los yacimientos de gas húmedo y condensado.

Todos los yacimientos pertenecientes al Área Mayor de Anaco, producen hidrocarburos cuyas gravedades API varían entre 34° y 60° API de crudos parafínicos, condensado o ambos. Los yacimientos de gas condensado, algunos de los cuales tienen una zona de petróleo, producían originalmente con relaciones gas-petróleo entre 10000 y 15000 PCN/BN, a una tasa de ± 1000 BN/D. El mayor volumen de condensado se encuentra en la Formación Oficina. En la actualidad, la RGP es mayor a 50000 PCN/BN y las tasas de petróleo se encuentran entre 30 y 200 BN/D

Muchos de los yacimientos de petróleo en el Área de Anaco poseen grandes capas de gas y algunos son esencialmente de gas. Pruebas cortas de producción han dado resultados que reportan relaciones gas-petróleo entre 12000 y 200000 PCN/BN, con presiones y temperaturas de los yacimientos anormalmente altas, observándose el fenómeno de condensación retrógrada en muchos de ellos.

Todo el petróleo en los yacimientos del Área Mayor de Anaco tiene las mismas características físicas, con gravedades API en el rango de 37° - 60° API, un contenido de parafina entre 5 – 35% por peso, temperaturas entre 75° a 95° F y contenido de azufre bajo.

En los yacimientos localizados en el Oriente del país y particularmente en aquellos ubicados en la denominada “Área Tradicional de Anaco”, uno de los principales inconvenientes es el delimitar/definir el tipo de fluidos que estaban originalmente presente en estos yacimientos.

La problemática es de tal magnitud, que a veces la primera situación que hay que resolver es definir si el fluido o fluidos inicialmente producidos se corresponden

con los denominados Petr6leos Convencionales (petr6leos negros), o es un Crudo Vol6til, o una acumulaci6n de gas condensado, h6medo o seco.

En muchos casos, como es el caso de este yacimiento, no se dispone de informaci6n suficiente y adem6s confiable que haya sido obtenida de An6lisis PVT realizados sobre muestras de fluidos tomadas en la etapa inicial de producci6n del yacimiento. En cualquier caso, es necesario hacer uso intensivo y extensivo de la limitada informaci6n PVT existente bien sea que haya sido tomada en la propia acumulaci6n, en 6reas vecinas, y/o de correlaciones desarrolladas por PDVSA y otras empresas, para crudos y gases presentes en los yacimientos de estas 6reas.

En un gran n6mero de casos, esta delimitaci6n o caracterizaci6n del tipo de fluidos presente inicialmente en estos yacimientos, hay que realizarla en base a par6metros de producci6n b6sicos que normalmente se miden en el campo y que en varias ocasiones constituyen la 6nica informaci6n disponible.

Por otro lado, el volumen de l6quidos que se obtiene en los separadores y tanques, no solo depende de la composici6n del gas producido, sino tambi6n de la efectividad del equipo de extracci6n de l6quidos disponible.

Pero a6n conociendo la composici6n original del gas y los detalles del esquema de extracci6n de l6quidos, hay que resaltar que s6lo podr6 ser recuperado parte del "potencial" volumen original de l6quidos en sitio, puesto que no es factible en el campo producir todo el gas que se encuentra originalmente en el yacimiento.

De acuerdo con McCain (SPE-28214, 1994), se ha observado comportamiento retr6grado en yacimientos de gas con Relaciones Gas-L6quido que exceden de 150000 PCN/BN aunque la cantidad de l6quido condensado retr6grado es muy peque1a (menos del 1% del volumen poroso disponible para Hidrocarburos).

También hay bastante evidencia que respalda que casi todos los gases que liberan líquidos en superficie, probablemente también liberan algo de líquido condensado en el yacimiento. Esto implicaría que habría muy pocos yacimientos que verdaderamente contengan “Gases Húmedos” (Es decir, aquellos yacimientos de gas que por definición liberarían líquidos en la superficie pero no en el yacimiento).

Tomando como base lo anteriormente discutido, se podría encontrar la justificación que permite afirmar que la teoría que se aplica a gases húmedos, se pudiera usar en gases condensados retrógrados que liberen cantidades relativamente bajas de líquido en el yacimiento.

Adicionalmente, McCain añade que si la concentración de heptanos plus (C7+) es menor que el 4 % molar, el gas pudiera ser tratado como si fuese un gas húmedo, aún en el caso de que se formen pequeñas cantidades de líquido condensado en el yacimiento. Lo anterior, correspondería en general a una RGL mayor de 15000 PCN/BN.

Por otro lado, es interesante observar que teóricamente la RGL de un “verdadero gas húmedo” debería permanecer razonablemente constante durante la vida del yacimiento. Sin embargo, se observan aumentos en las RGL’s de producción de estos yacimientos, lo que parece confirmar la idea de que algún porcentaje de líquido se ha depositado en el yacimiento.

En cualquier caso, el efecto combinado que el volumen de líquido condensado que se produciría tiene sobre la Gravedad Específica del gas condensado producido y sobre el volumen de gas producido acumulado, será bastante pequeño cuando la RGL inicial esté en el orden o sea mayor a 100000 PCN/BN. Adicionalmente, gases con

contenidos de C7+ menores a 0,7 % en composición molar, pudieran ser tratados como gases secos.

Lo anteriormente discutido se podría sumarizar como sigue (Tabla 2.1):

Tabla 2.1 Características típicas de fluidos monofásicos encontrados en Yacimientos. ^[4]

Parámetro	TIPO DE FLUIDO		
	Gas Cond.	Gas Húmedo	Gas Seco
RGL Inic. (PCN/BN)	> 3200	>15000	100000
Grav. API liq.	> 40	Hasta 70	No hay liq.
Cont. de C7+ (% Molar)	< 6	< 2	< 0,5

Cuando se requiere entonces usar estas pruebas, para desarrollar correlaciones para gases condensados, en general solo se dispone de un par de parámetros a saber: La Relación Gas-Líquido Inicial y la Gravedad API del líquido en el tanque. Esto limita el desarrollo y posterior uso de correlaciones en esta área, para este tipo de fluidos.

Ahora bien, podría en general afirmarse que la ecuación de Balance de Materiales, fue derivada originalmente para Gases Secos (es decir, aquellos gases que permanecen como gas a condiciones de superficie, sin liberar líquidos). Sin embargo, puede usarse para gases húmedos (Aquellos gases que liberan líquidos en la medida que pasan por los equipos de separación y extracción de líquidos en superficie), si se usa la producción bruta acumulada de gas, es decir la corriente de gas que viene del yacimiento y además si se determinan adecuadamente las propiedades del gas presente en el yacimiento, definiendo la “correcta” Gravedad Específica del mismo y usando Factores Volumétricos Bifásicos, que obviamente requerirán el uso de los denominados “Z” Bifásicos del gas.

Esta misma aproximación es la que usan los llamados Balances de Materiales “Composicionales” disponibles en el mercado, para el manejo tanto de Gases Húmedos como de Gases Condensados Retrógrados.

La discusión anterior deja suficientemente claras las limitaciones conceptuales que estas herramientas de cálculo tienen en el manejo de yacimientos contentivos de gases condensados retrógrados.

Sin embargo, en el contexto del balance volumétrico y con las suposiciones antes mencionadas, su uso es de utilidad y puede aportar una cuantificación bastante sólida y robusta de los diferentes volúmenes y condiciones que globalmente se están manejando en el yacimiento. Un tratamiento riguroso del problema tendría que tomar en cuenta los cambios de composición que ocurren a cada nivel de presión durante el agotamiento, particularmente si se ha formado líquido condensado retrógrado en el yacimiento como resultado de que la presión en el mismo haya caído por debajo de la Presión de Rocío. Esto requeriría el uso de simuladores composicionales que tendrían una aplicación muy limitada en este caso, por la falta de información detallada que estos simuladores requieren para cada nivel de caída de presión que se esté analizando.

Lo anteriormente analizado introduce limitaciones en los cálculos que se basan en una metodología convencional de Balance de Materiales. Sin embargo, los resultados que se han obtenido son bastante consistentes con el comportamiento de las presiones en el yacimiento, aunque para ello fue necesario realizar ajustes en algunos de los volúmenes de fluidos reportados, particularmente en los volúmenes de gas inyectado y producido, parámetros donde en general existe cierta incertidumbre en lo que respecta a las mediciones que de ellos se realizan en el campo.

Adicionalmente, fue necesario ajustar el tamaño del acuífero para adecuarlo a la intrusión de agua que se debía suministrar, de acuerdo al perfil de presión observado, tomando en cuenta que básicamente se tenía un mantenimiento de presión por reciclaje de gas.

En muchos casos los yacimientos de gas, sean estos de gas condensado, húmedo o seco, pueden estar asociados a acumulaciones de petróleo que suelen denominarse “piernas de petróleo”.

Si se trata de una acumulación de gas condensado asociada a una pierna de petróleo, tanto el petróleo como el gas tendrán su propio diagrama de fases. Sin embargo, estos diagramas están relacionados dado que el gas se encontrará saturado en su Punto de Rocío y el líquido se va a encontrar saturado en su Punto de Burbujeo o Presión de Saturación.

En consecuencia, una disminución en la presión del yacimiento, producirá inmediatamente condensación de líquido en el yacimiento, es decir la formación de líquido retrógrado en la capa de gas y liberación de gas desde la acumulación de petróleo. El gas liberado se mezclará con el gas de la capa de gas y el líquido condensado retrógrado (una vez que ambos alcancen sus saturaciones críticas) se mezclará con el líquido de la acumulación de petróleo.

Cuando los yacimientos son arealmente muy grandes o de gran profundidad vertical, la composición de cada una de las fases pudiera cambiar lateralmente o con profundidad. En este caso se deben tomar muestras de fluidos en diferentes partes del yacimiento y a diferentes niveles para tratar de cuantificar estas diferencias, de ser ese el caso.

Por ejemplo, es interesante señalar, que tanto la Presión Estática del yacimiento como la de burbujeo varían con profundidad. En general, la presión estática aumentará mucho más (como una función del gradiente del yacimiento) en comparación con la presión de burbujeo que básicamente se incrementará como una función del aumento de la temperatura con profundidad.

El resultado será un continuo aumento en el grado de “subsaturación” del petróleo en la medida que la profundidad aumenta.

2.2.5. Clasificación de los Mecanismos de Producción de los Yacimientos.

El proceso de entender el comportamiento de un yacimiento requiere la identificación de los mecanismos que impulsan los fluidos hacia los pozos del yacimiento. La existencia de estos mecanismos se debe al proceso de formulación de la roca y de la acumulación de hidrocarburos a las condiciones de presión y temperatura existentes en el yacimiento.

Normalmente existe más de un mecanismo responsable de la producción de los fluidos del yacimiento, pero solo uno será el dominante en un intervalo de tiempo. Durante la vida productiva el yacimiento, varios mecanismos pueden alcanzar la condición del dominante.^[9]

Los mecanismos de producción son los siguientes:

- Empuje por expansión de los fluidos.
- Empuje por gas en solución.
- Empuje por capa de gas.
- Empuje hidráulico.
- Empuje por gravedad.

2.2.5.1. Empuje Por Expansión de los Fluidos.

Este mecanismo está presente en todos los yacimientos pero es más importante en yacimientos sub-saturados en donde todos los componentes estén en fase líquida.

Cuando se perfora un pozo en un yacimiento, la producción de los líquidos favorece una reducción de petróleo que a su vez genera una expansión de los líquidos en el yacimiento. Conjuntamente ocurrirá una reducción del volumen poroso al mantenerse constante la presión o el peso de los estratos suprayacentes y reducirse la presión en los poros debido a la producción de los fluidos.

2.2.5.2. Empuje Por Gas en Solución.

Es el mecanismo de producción más corriente y por lo general contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos. Está presente en los yacimientos saturados ($P_y < P_b$).

Debido a esta condición, a medida que se desarrolla la explotación del yacimiento y la presión se reduce, los componentes livianos (gas) presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa, formándose pequeñas burbujas que permiten desplazar los hidrocarburos líquidos, ejerciendo una cierta presión sobre esta fase el cual contribuye a su empuje a los pozos.

2.2.5.3. Empuje Por Capa de Gas.

Este mecanismo está presente en yacimientos saturados. En este caso, los componentes livianos se irán separando de la fase líquida y todos o buena parte de ellos migran, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura. De esta manera se

conforma una zona del yacimiento con una alta saturación de gas, llamada capa de gas. Durante su formación, la capa de gas desplazará hidrocarburos líquidos hacia los pozos, y simultáneamente ejercerá una presión sobre la zona de petróleo.

El tamaño de dicha capa será el indicador de la importancia de este mecanismo. La detección de un contacto gas-líquido es indicador de la existencia de este tipo de empuje.

2.2.5.4. Empuje Hidráulico.

Este mecanismo de empuje debe ser considerado cuando exista, asociada a la zona de petróleo, una porción de roca con una alta saturación de agua, llamada generalmente acuífero.

A medida que transcurre la explotación del yacimiento y su presión se va reduciendo, al igual que todos los otros fluidos, el agua presente en el acuífero se va expandiendo. Esta expansión del agua desplazará a los hidrocarburos hacia los pozos de producción. Este efecto se mantiene hasta que la capacidad expansiva del volumen de agua contenido en el agua-petróleo del acuífero se agote.

La identificación de un contacto agua-petróleo a través de los registros de pozos establece la existencia de este mecanismo., y su importancia sobre el comportamiento del yacimiento esta en función del volumen del acuífero y su conductividad (kh).

2.2.5.5. Drenaje Gravitacional.

Este tipo de empuje es característico de yacimientos que presentan un alto grado de buzamiento. Este hecho favorece el flujo contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja por razones

de diferencia de densidades. Este tipo de yacimientos es frecuente, con el desarrollo de la explotación, la formación de una capa secundaria de gas. En síntesis todos los mecanismos antes mencionados se encuentran en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Clasificación de los Mecanismos de Producción de los Yacimientos. ^[4]

Mecanismo	Presión	RGP	Prod. de Agua	Eficiencia
Expansión	Declinación rápida y continua	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yac. Con alta Sw)	1 – 10 % Promedio: 3%
Gas en Solución	Declinación rápida y continua	Al principio baja, luego sube hasta un máximo y después baja	Ninguna (excepto en yac. Con alta Sw)	5 – 35 % Promedio: 20%
Capa de Gas	Declinación baja y continua	Sube en pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	20 – 40 % Promedio: 25 %
Empuje Hidráulico	Permanece alta.	Permanece alta si la presión se mantiene	Pozos buzamiento abajo producen agua temprano.	35 – 80% Promedio: 50%
Drenaje Gravitacional	Declinación rápida y continua	Baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba	Ausente o despreciable	40 - 80 % Promedio: 60%

2.2.6. Caracterización De Yacimientos.

La primera fase de una caracterización es el diagnóstico de las características del yacimiento, incluyendo la problemática planteada y determinando si la cantidad de los datos es suficiente para caracterizar el yacimiento ^[9]. Para ello se debe contar con:

- Información geológica.
- Datos petrofísicos.
- Estadísticas de producción.
- Análisis PVT que representen el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.
- Técnicas estadísticas para evaluar con propiedades promedio.
- Relaciones matemáticamente establecidas que permiten modelar bajo ciertas suposiciones el comportamiento de un yacimiento.

Los yacimientos y los fluidos presentan muchas diferencias entre sí en cuanto a características físicas, comportamiento de flujo, la caída del condensado y el efecto subsiguiente de obstrucción al flujo de gas. La obstrucción del flujo de gas se debe a reacciones ante cambios de presiones que disminuyen isotérmicamente y alcanza el punto de rocío; lo cual produce una condensación retrógrada. En esta región la tensión interfacial y la fase condensada son muy pequeñas, y se espera que las fuerzas capilares que son el factor principal que gobierna el comportamiento del flujo en el yacimiento, ejecute un papel importante como es el de la gravedad y la fuerza viscosa.

Los yacimientos de gas-condensado se han formado en altas presiones y altas temperaturas por lo tanto se deberían encontrar a mayores profundidades que los yacimientos típicos de petróleo y gas. Muchos yacimientos de gas condensados son encontrados en el rango de 3000 a 8000 psia y entre 200 a 400 °F. Estos yacimientos de gas condensado tienen un alto rango de composición en sus fluidos.

De allí la importancia de caracterizar los yacimientos y obtener la información necesaria para decidir el mejor método de producción, recalando que los métodos para la predicción de dicho comportamiento son el volumétrico y por intrusión de agua y así obtener la confiabilidad de los datos.

2.2.6.1. Tipos de Caracterización de un Yacimiento.

Los yacimientos se pueden caracterizar de dos maneras:

2.2.6.1.1. Caracterización Estática.

Esta dedicada al desarrollo y adecuación de metodologías integradas que permitan una comprensión mayor de los yacimientos, en términos físicos y geológicos. Las

metas de esta área están enfocadas a obtener un modelo geológico–petrofísico a escala de yacimiento, integrando datos de diversas fuentes como: geología, registros geofísicos de pozos, sísmica y núcleos. El modelo aportará una especie de radiografía del yacimiento.

El modelo estático de un yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, topes, límites, ambientes de deposición, continuidad vertical/lateral de las arenas, petrofísicas de los lentes, litología y límites de la roca, que unidos a pruebas de yacimientos (datos de presión de formación, producción, pruebas de presión), permiten definir con mayor claridad el yacimiento.

2.2.6.1.2. Caracterización Dinámica.

Tiene como propósito investigar, desarrollar y adecuar metodologías que expliquen la interacción dinámica del sistema roca-fluido del yacimiento. Se pretende entender de manera integral cómo se desplazan los fluidos a través de las rocas. Los parámetros que se obtengan servirán para alimentar los modelos de simulación numérica de yacimientos, integrando de manera congruente el modelo estático.

En este proceso se definen los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, la distribución y como se desplazan. Comienza con el análisis de los datos dinámicos como lo son: datos PVT, composición de los fluidos, permeabilidad relativa, historias de producción, inyección y presión.

2.2.6.2. Presión del Yacimiento.

La presión estática del fluido en un yacimiento, es aquella que se presenta cuando no existen alteraciones mecánicas o de flujo, y representa la presión evidente frente a la formación petrolífera cuando la producción se ha interrumpido por un lapso

suficiente, para que ocurra la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante del equilibrio entre la presión de la columna de gas y líquido y la presión del yacimiento. Esta presión restauradora es igual a la presión que existe en la zona petrolífera.^[3]

Por lo tanto, la presión del yacimiento, es aquella que existe en condiciones de equilibrio, antes o después de que han sido establecidas las condiciones de producción, estudios realizados, señalan que zonas de un campo petrolífero que constituyen una sola unidad hidráulica, presentan, además de características composicionales del crudo similares, un comportamiento de declinación de presión con el tiempo análogo, puesto que el sistema responde como una unidad cuando es sometido a explotación. En consecuencia, los efectos de caída de presión que resultan de las actividades de producción, son equivalentes para cada una de las arenas que conforman la unidad hidráulica.

2.2.6.2.1. Presión Estáticas al Datum.

Las presiones estáticas medidas en los pozos, generalmente se corrigen al tope del intervalo perforado de producción empleando gradientes medidos en el pozo, y de allí hacia abajo hacia arriba a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento. El nivel de referencia generalmente es seleccionado cerca del centro de gravedad de la acumulación inicial de hidrocarburos.

La presión promedio a utilizar para el estudio, son aquellas referenciadas a un plano de referencia denominado datum, de tal manera que el promedio de presiones a este datum se supone o debe ser igual a la presión actual en los puntos del yacimiento.

2.2.6.2.2. Análisis de Historia de Presión.

La mayoría de las formaciones de productividad son de elevado interés para la industria petrolera, posee medidas de presión del yacimiento a través del tiempo que permiten observar su comportamiento de declinación. Por lo tanto, es necesario este estudio para saber el estado del yacimiento.

2.2.6.3. Gradientes de Presión.

El gradiente de presión, es la presión ejercida por la columna de fluido por pie de profundidad es decir, se conoce como gradiente de presión a la variación de los valores de presión por unidad de profundidad, generalmente se expresa en lpc/pie. Los gradientes normales en los yacimientos, varían de un máximo alrededor de 0,50 lpc/pie para salmuera a 0,433 lpc/pie para agua dulce a 60°F y varían de acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleo, de gas a alta presión y de condensado varían entre 0,10 y 0,30 lpc/pie además su variación dependerá de la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0,002lpc/pie para gas natural a 100lpc. Los gradientes normales de presión se muestran en a siguiente tabla:

Tabla 2.3. Gradientes de presión para cada componente.^[3]

0,433 LPC/PIE	AGUA DULCE
0,46 - 0,52lpc/pie	Agua salada
0,24 - 0,40 lpc/pie	Petróleo
0,075 - 0,2lpc/pie	Gas

2.2.7. Propiedades físicas de los fluidos en el yacimiento.

El estudio del comportamiento de los yacimientos requiere del conocimiento de sus propiedades físicas. Estas propiedades se determinan en el laboratorio mediante análisis de muestras de fondo o de superficie.

El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT), y consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos en particular. ^[9]

Las propiedades de las rocas son características definidas de los sólidos y las características de los fluidos en contacto con dichos sólidos. Las propiedades de los fluidos dependen de: Composición de las mezclas de hidrocarburos, Presión y Temperatura, las cuales permiten la caracterización de los fluidos.

Las herramientas comúnmente utilizadas por el ingeniero de yacimiento para evaluar las distintas acumulaciones de hidrocarburos son:

- Pruebas de Producción.
- Análisis de Núcleo.
- Análisis de Fluidos (PVT).
- Historia de Producción de Petróleo, Gas y Agua.
- Declinación de Presión.
- Historia de registros de Presión estáticas de fondo (BHP).
- Pruebas de Restauración de Presión (Build-Up).

2.2.7.1. Presión de Saturación (P_b).

La presión de burbujeo se define como la presión cuando existe equilibrio de las fases de los fluidos dentro del yacimiento, lo que indica que con un diferencial de presión se forma la primera burbuja de gas con un sistema de estado líquido que pasaría al estado de dos fases (líquido-gas), donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.^[9]

2.2.7.2. Relación Gas-Petróleo en solución (R_s).

La relación gas-petróleo en solución se define como el número de pies cúbicos normales de gas que puede disolverse en un barril normal de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.^[9]

La siguiente figura ilustra el comportamiento típico de R_s vs Presión a temperatura constante:

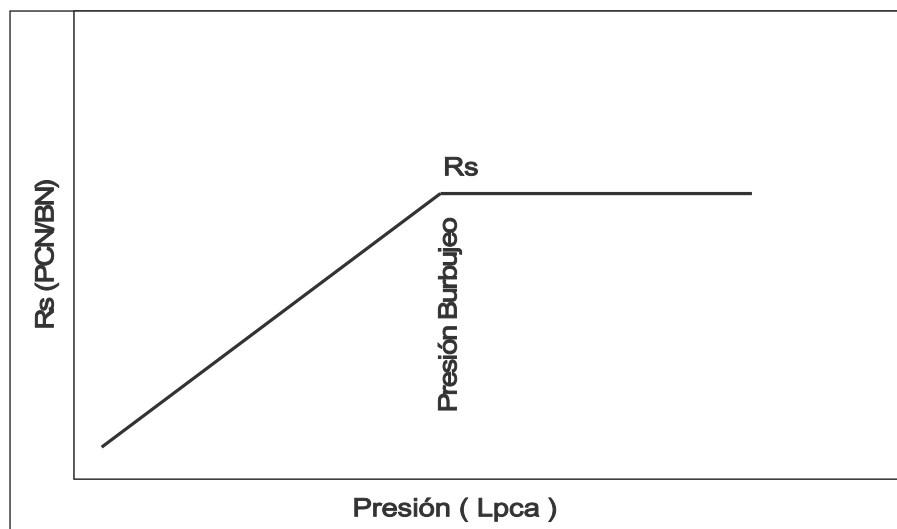


Figura 2.14. Comportamiento del R_s con Presión (a temperatura constante).^[9]

Puede observarse que R_s aumenta con presión hasta llegar a la presión de burbujeo, a partir de la cual se mantiene constante. La razón de esto es que al llegar al punto de burbujeo no existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo. Así, por encima de la presión de burbujeo el petróleo está sub-saturado ya que una disminución de presión no causa liberación de gas (R_s es constante); sin embargo, por debajo de la presión de burbujeo el petróleo está saturado, ya que una disminución de la presión origina una liberación de gas, debido a que el R_s disminuye.

2.2.7.3. Factor volumétrico del petróleo (B_o).

El factor volumétrico del petróleo se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas en solución. También puede definirse como el cambio de volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida o liberación del gas en solución.

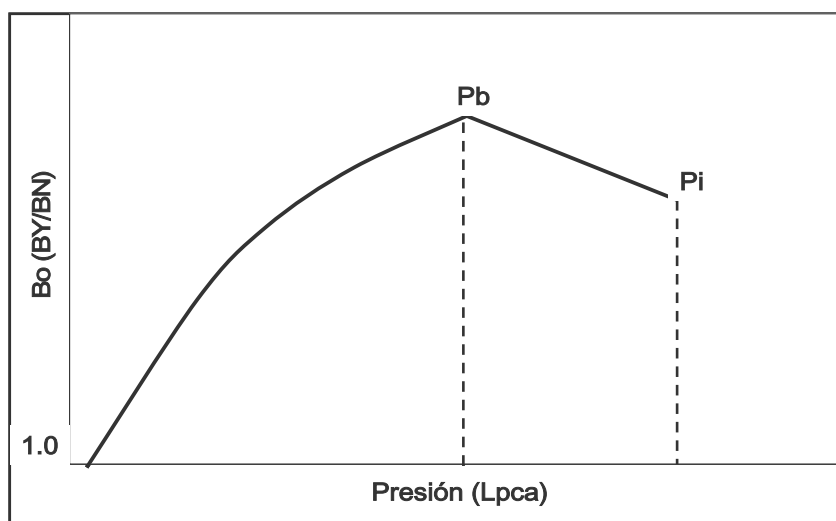


Figura 2.15. Comportamiento del B_o con Presión. ^[9]

Dado a que no se libera gas de solución cuando la presión disminuye desde su valor inicial hasta la presión de burbujeo, el fluido del yacimiento permanece en estado monofásico (petróleo subsaturado), sin embargo, como los líquidos son ligeramente compresibles el volumen aumenta hasta alcanzar un máximo en el punto de burbujeo.

Por debajo del punto de burbujeo, la expansión líquida continúa, pero su efecto es insignificante comparado con un efecto mucho mayor: la reducción en el volumen líquido debido a la liberación del gas disuelto.

2.2.7.4. Viscosidad del petróleo (μ o).

En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. En el caso de petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: viscosidad de un petróleo sin gas en solución, y viscosidad de un petróleo a determinada P y T llevado consigo la cantidad de gas R_s , que puede disolverse a esas condiciones.

2.2.7.5. Pruebas PVT.

Se llama análisis PVT al conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades de los fluidos en un yacimiento petrolífero. Los fluidos en el yacimiento (petróleo, gas, agua) tienen propiedades que dependen de la presión y temperatura a que se encuentran sometidos. Además, ambos factores (presión y temperatura) inciden notablemente sobre la solubilidad de gas en los líquidos, y este gas disuelto afecta a todas las otras propiedades de los fluidos.

A condiciones de yacimiento la presión y temperatura son muy diferentes de las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en la superficie. Los fluidos van del yacimiento a las tuberías de producción, luego a separadores y finalmente a los tanques de producción con cambios de presión y temperatura a lo largo de este proceso continuo.

Las muestras de fluidos sobre las que se efectúan estas pruebas se obtienen de dos formas distintas, como lo son; muestras de fondo y muestras recombinadas. Las primeras se obtienen llevando un probador al fondo de un pozo en el yacimiento (preferiblemente cuando el yacimiento aún no se ha producido extensamente) y tomando una muestra en esas condiciones. Las muestras recombinadas se reconstruyen en el laboratorio mezclando muestras tomadas en la superficie de los diferentes fluidos producidos. Estos fluidos se recombinan en el laboratorio en las proporciones que dicta la relación gas /petróleo estabilizada de producción que prevalecía para el momento del muestreo de superficie.^[9]

2.2.7.5.1 Información obtenible de las pruebas PVT.

La información necesaria para caracterizar la columna de hidrocarburo en un yacimiento es suministrada de los informes PVT, entre las cuales se destacan:

- Análisis composicional de los fluidos separados y del yacimiento incluyendo peso molecular y densidad de los heptanos y componentes más pesados (o en general del pseudo componente más pesado).
- Comportamiento isotérmico presión – volumen (P – V) a temperatura constante del yacimiento. Determinación del punto de rocío, en caso de Gas Condensado y en el caso de petróleo, se obtiene en el punto de burbujeo.

- Agotamiento isovolumetrico e isotérmico de presión del fluido de yacimiento incluyendo el análisis composicional del gas producido a varias presiones de agotamiento.
- Determinación del GPM del gas producido a las presiones de agotamiento.
- Variación del porcentaje de condensado retrogrado con presión.
- Factores de compresibilidad del gas producido y de la mezcla remanente en la celda.
- Factores volumétricos del gas condensado.
- Optimización de presiones de separación instantáneas gas – líquido.

2.2.7.5.2 Consistencia de los Resultados de un Análisis PVT.

Los datos reportados en un análisis PVT pueden estar sujetos a errores de medida en el laboratorio, y por esto es necesario chequear su consistencia antes de usarlo en estudios de yacimiento. La verificación de consistencia se hace a través de las siguientes pruebas:

- Verificación de la temperatura de la prueba
- Verificación de las condiciones de recombinación.
- Prueba de densidad.
- Prueba de linealidad de la función “Y”.
- Prueba de balance de materiales.
- Prueba de la desigualdad.

2.2.8. Recobro de Hidrocarburos.

El objetivo de la ingeniería de petróleo es el recobro en una forma óptima (eficiente y económica) de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento. Este recobro depende de tres factores:

- Características físicas de las rocas y de la trampa.
- Características reológicas de los fluidos.
- Forma de explotación ejercida por el operador.

2.2.8.1. Tipos de Recobro.

2.2.8.1.1. Recobro Primario.

Es aquel en que los hidrocarburos se producen usando las fuentes de energía natural presente en el yacimiento para el desplazamiento del petróleo y gas hacia los pozos productores.

2.2.8.1.2. Recobro Adicional o Secundario.

Es posterior al primario y para ello se agrega energía al yacimiento mediante variados procesos.

2.2.9. Reservas de Hidrocarburos

Las reservas son los volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados. Ellos constituyen el capital de la industria por lo tanto es importante su clasificación en términos de la seguridad que se tenga de su existencia.

Existen diversos criterios que pueden usarse para clasificar reservas, sin embargo dada la relación de propiedad de los yacimientos que mantiene el estado

venezolano siendo las más utilizadas la clasificación establecida por el Ministerio de Energía y Petróleo, el cual clasifica las reservas de acuerdo con el grado de certidumbre que se tenga de ellas.

2.2.9.1. Reservas Probadas.

Se conoce como reserva probada al volumen de hidrocarburo contenido en el yacimiento, la cual ya ha sido constatada mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimientos disponible, puedan ser producidos comercialmente.

Dentro de estos parámetros se incluyen:

- Aquellas reservas contenidas en yacimientos con producción comercial, o donde se hayan realizado con éxito pruebas de producción o de formación.
- Las reservas contenidas en yacimiento delimitado estructural y estratigráficamente y/o por contactos de fluidos.
- Los volúmenes producibles de áreas aun no perforadas, situadas entre yacimientos conocidos, donde las condiciones geológicas y de ingeniería indiquen continuidad.
- Las reservas contenidas en áreas adyacentes a las ya perforadas cuando existe una razonable certeza de producción comercial.
- Los volúmenes adicionales producibles de yacimientos con proyectos comerciales de recuperación suplementaria (inyección de gas, inyección de agua, mantenimiento de presión, recuperación térmica u otros).
- Los volúmenes adicionales provenientes de proyectos de recuperación suplementaria cuando el estudio de geología e ingeniería que sustenta el proyecto esta basado en un proyecto piloto con éxito o en una respuesta favorable a un proyecto experimental instalado en ese yacimiento.

- En ciertas ocasiones, los volúmenes producibles de pozos en donde el análisis de núcleos y/o perfiles indican que pertenecen a un yacimiento análogo a otros que están produciendo del mismo horizonte, o que han demostrado su capacidad productora a través de pruebas de formación.

2.2.9.2. Reservas Probables.

Son aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probadas.

Dentro de estos parámetros se incluyen:

- Los volúmenes que podrían recuperarse a una distancia razonable, más allá del área probada de yacimientos productores, donde no se ha determinado el contacto agua – petróleo y donde el límite probado se ha establecido en función del pozo estructuralmente más abajo.
- Los volúmenes que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos en los cuales no se han efectuado pruebas de producción, y las características de los perfiles indican con razonable certeza la probabilidad de su existencia.
- Los volúmenes que pudieran contener las áreas adyacentes a yacimientos conocidos, pero separados de estos por fallas sellantes, siempre que en dichas áreas halla razonable certeza de tener condiciones geológicas favorables para la acumulación.
- Los volúmenes estimados en estudios de geología y de ingeniería realizados o que están en proceso, donde el juicio técnico indica, con menor certeza que en el caso de reservas probadas, podrían recuperarse de yacimientos probados si se aplicaran procedimientos comprobados de recuperación suplementaria.

- Los volúmenes adicionales a las reservas probadas de un yacimiento que resulten de la reinterpretación de sus parámetros, su comportamiento o cambios en el patrón de desarrollo (modificación del espaciamiento, perforación horizontal, etc.).

2.2.9.3. Reservas Posibles.

Se conocen como aquellos volúmenes contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería indica, desde el punto de vista de su recuperación, un grado menor de certeza comparado con el de las reservas probables.

Dentro de estos parámetros se incluyen:

- Los volúmenes que podrían existir en formaciones con perfiles de pozo o núcleos de formación con características que presentan un alto grado de incertidumbre.
- Los volúmenes sustentados por pruebas de producción o de formación que no pueden ser producidos debido a las condiciones económicas en el momento de la estimación, pero que serían rentables al utilizar condiciones económicas futuras razonablemente ciertas.
- Los volúmenes que podrían existir en segmentos fallados no probados, adyacentes a yacimientos probados, donde existe duda razonable sobre si ese segmento contiene volúmenes recuperables.
- Los volúmenes que podrían existir en áreas donde la interpretación geofísica y geológica indican la existencia de una estructura mayor que la incluida dentro de los límites de reservas probadas y probables, y donde la perforación de pozos adicionales fuera del área probada o probable ofrece menor certeza de resultados positivos.

- Los volúmenes adicionales asociados a yacimientos cuyas características geológicas y de fluidos indican posibilidad de éxito de ser sometidos a métodos de recuperación suplementaria.
- Los volúmenes adicionales a las reservas probadas o probables que se estiman recuperar debido a la reinterpretación de parámetros de yacimiento, un posible mejor comportamiento, cambio en el patrón de desarrollo (espaciamiento, perforación horizontal, etc.)

2.2.10. Métodos para el Cálculo de Hidrocarburos en Sitio y Reservas.

Se utilizan para calcular las reservas:

- Métodos Determinísticos.
- Métodos Probabilísticos.
- Método Monte Carlo.

2.2.10.1. Métodos Determinísticos.

Para determinar reservas, primero es necesario estimar los volúmenes de fluidos en sitio, mediante el uso de información geológica, análisis de núcleo, registros eléctricos, etc. Para la estimación del gas original en sitio, en la ingeniería de yacimientos, se usan dos métodos, el método volumétrico y el método de balance de materiales. Dependiendo de la etapa de la vida en que se encuentre el yacimiento. Si el yacimiento es nuevo y solo se dispone de los datos geológicos, petrofísica, las características físicas de muestras de los fluidos contentivos del yacimiento, presión inicial y temperatura, se hace un estimado por el método volumétrico. ^[10]

Por otro lado si el yacimiento ha producido durante un período de tiempo, y se dispone de historia, tanto de producción como de presión, el ingeniero de

yacimientos, tiene la opción de recurrir a otras herramientas, que son complementarias para cotejar y validar las reservas disponibles del yacimiento. Un balance de materiales de los fluidos presentes y producidos, le permitirá determinar el GOES. Luego puede hacer una comparación, cotejando con el método volumétrico para verificar con el geólogo el verdadero volumen del yacimiento, haciendo los ajustes pertinentes en el tiempo.

Utiliza valores puntuales que representan el mejor estimado de cada parámetro geológico, de ingeniería y económico en la estimación de las reservas para cada caso específico.

Se utilizan para calcular las reservas:

- Método volumétrico.
- Curvas de comportamiento y declinación.
- Balance de materiales.
- Simulación de yacimientos.

2.2.10.1.1. Método Volumétrico.

Se utiliza para calcular el Petróleo Original En Sitio (POES), el Bitumen Original En Sitio (BOES), el Condensado Original En Sitio (COES) y Gas Original En Sitio (GOES). Este método permite la estimación de estos volúmenes a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca.^[10]

Requiere del conocimiento e información del modelo geológico que describe el volumen de hidrocarburos en el yacimiento y de las propiedades originales de los fluidos. Debido a que estos parámetros son determinados a partir de la información de

los pozos de yacimiento, ya que estos representan sólo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan una cierta dosis de incertidumbre, esta es la razón por la cual hablamos de “estimación” de reservas.

Para el cálculo de reservas en yacimientos de gas por métodos volumétricos, de acuerdo a los datos disponibles, se podrán realizar los cálculos respectivos al tipo de yacimiento de gas presente, entre estos podemos encontrar: **Yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado.**

2.2.10.1.1.1. Para yacimientos de Gas Seco.

Este tipo de yacimientos no contiene hidrocarburos que se licuarán a temperatura y presión ambiente, es decir, el gas no contiene vapor de agua, o sea gas "sin agua".^[10]

La ecuación para el cálculo de reservas de gas por este método es el siguiente:

$$GOES = 43560 \int \int \frac{\phi(1 - S_{w_i})}{Bg_i} dh dA \quad (\text{Ec.2.1})$$

Donde:

G = Gas original en sitio (GOES); en PCN

ϕ = Porosidad promedio del yacimiento (frac)

S_{w_i} = Saturación inicial de agua (frac)

Bg_i = Factor volumétrico del gas @ P_i y T_f , en BY/PCN

h = Espesor, en pies

A = Área, en pies^2

Modelando el yacimiento en forma rectangular (con forma espacial de un paralelepípedo) la ecuación (1) se puede simplificar:

$$GOES = 43560 \frac{\bar{\phi} \bar{S}_{wi} \bar{h} A}{\bar{B}_{gi}} \quad (\text{Ec.2.2})$$

Donde:

$\bar{\phi}$, \bar{S}_{wi} , \bar{h} y \bar{B}_{gi} , son valores promedios volumétricos (o areales) representativo de todo el yacimiento.

Nota:

$$V_b = \bar{h} * A \quad (\text{Ec. 2.3})$$

V_b = Volumen total o volumen bruto del yacimiento (acres-pies)

En la práctica solo se conoce un estimado de A y un número finito de valores de ϕ , S_{wi} y h de los registros tomados de los pozos (o de muestras de pared y/o núcleos) y de B_{gi} en base a los valores de P_i , T_f y composición del gas correspondiente a los diferentes pozos. La ecuación es utilizada para calcular el gas original en sitio donde $\bar{\phi}$, \bar{h} , \bar{S}_{wi} y \bar{B}_{gi} , son valores promedios volumétricos (o reales) representativos de todo el yacimiento y A es el área total del yacimiento.

2.2.10.1.1.2. Yacimientos de gas húmedo y gas condensado.

El gas húmedo o gas rico, es aquel gas que contiene hidrocarburos licuables a temperatura y presión ambiente, es decir, gas que contiene vapor de agua. ^[10]

El GOES (gas original en sitio) y el COES (condensado original en sitio) de yacimientos de gas condensado (con o sin condensación retrógrada), de gas húmedo o

de capa de gas condensado (asociadas al petróleo) se pueden determinar haciendo una modificación al método volumétrico utilizado para calcular las reservas de un yacimiento de gas seco, el volumen de gas condensado originalmente en sitio (GCOES) en PCN se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$GCOES = 43560 \frac{\bar{\phi}(1 - \bar{S}_{wi})V_r}{B_{gci}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

V_r = Volumen de roca, (Acre-pie).

ϕ = Porosidad promedio, (fracción).

S_{wi} = Saturación promedio de agua connata, (fracción).

B_{gci} = Factor volumétrico del gas condensado a la presión y temperatura inicial del yacimiento, (PCY/PCN).

El factor volumétrico promedio del gas condensado, utilizando un factor de compresibilidad del gas bifásico determinado a las condiciones de presión inicial y temperatura del yacimiento, suponiendo que el gas permanezca en fase gaseosa en superficie. A partir de la fracción molar de gas condensado que se produce en superficie como gas, fg, se puede calcular el GOES con la siguiente ecuación:

$$GOES = GCOES * fg \quad (\text{Ec. 2.5})$$

$$fg = \frac{RGC_i / 379,4}{RGC_i / 379,4 + 350 \gamma_c / M_c} \quad (\text{Ec.2.6})$$

Donde:

GCOES = Gas Condensado Original en Sitio, (PCN).

GOES = Gas Original en Sitio, (PCN).

f_g = fracción molar de gas condensado que se produce en superficie como gas, (fracción).

M_c = Peso Molecular del Condensado, (lb/lbmol).

γ_c = Gravedad Específica del Condensado.

RGC_i = Relación Gas Condensado inicial, (PCN/BN).

Dividiendo el GOES por la RGC_i se obtiene el Condensado Original en Sitio (COES) en BN.

$$COES = GOES / RGC_i \quad (Ec. 2.7)$$

Basándose en las consideraciones anteriores, el método volumétrico puede ser aplicado usando valores promedios de los parámetros requeridos y por medio de recombinación matemática del gas de separador y del condensado de tanque en base a la relación gas condensado o en base a la composición de los fluidos.

2.2.10.1.2. Mapas oficiales para el cálculo de reservas

Los mapas utilizados para el cálculo de reservas representan una información detallada de la geología de un yacimiento, las cuales son esenciales para completar cualquier estudio de ingeniería de yacimientos. Esta información de la geología y petrofísica del yacimiento debe ser transferido a mapas estructurales y mapas isópacos que son esenciales para determinar los hidrocarburos en sitio. ^[10]

Los mapas estructurales identifican el tope y la base de las formaciones y/o arenas del yacimiento que son utilizados para determinar el volumen total o bruto de roca del yacimiento. De la misma forma en el mapa isópaco o de isoespesor representa la cantidad de arena neta permeable o zona efectiva de hidrocarburos dentro de ese volumen total identificado en el mapa estructural; en otras palabras son mapas isópacos de formación neta petrolífera, cuyas líneas representan isoespesores.

Todo yacimiento consignado en el Informe Anual de Reservas debe tener un Mapa Oficial de Reservas asociado a él. Dicho mapa debe contener toda la información necesaria para la cabal interpretación del Modelo Geológico, ya que constituye el soporte de sus Reservas de Hidrocarburos.

2.2.10.1.3. Especificaciones para la elaboración de mapas isópacos y estructurales.

Los mapas mostrarán de manera conjunta la información isópaca y estructural, salvo en aquellos casos en los que la densidad de información geológica y de pozos sea muy alta y para su mejor lectura deban ser presentarlos separadamente. Los mapas deben ser presentados a escala 1:20.000. En aquellos casos en que sea necesario prepararlos en una escala diferente, la Empresa solicitará el correspondiente permiso al Ministerio de Energía y Petróleo, justificando las razones del cambio en la escala.

[3]

Los mapas deben ser presentados en idioma español y bajo el siguiente esquema:

- a. Indicando el Norte Geográfico.
- b. Presentando un reticulado de Coordenadas UTM.
- c. Nombre y número de las parcelas.
- d. Deben usarse los símbolos presentados en la Leyenda Oficial (apéndice B).
- e. La condición y características de cada pozo debe estar representada siguiendo la nomenclatura de la Leyenda Oficial (Ver apéndice B).

- f. Registro Tipo del área, mostrando las formaciones geológicas del área con sus respectivas edades y señalando el horizonte cartografiado.
- g. Los volúmenes de Reservas Probadas deben identificarse con la palabra Yacimiento y los volúmenes de Reservas Probables o Posibles, deben identificarse con la palabra Prospecto.
- h. Las curvas estructurales deben trazarse con líneas negras continuas y las profundidades deben indicarse en pies.
- i. El mapa isópaco deberá estar basado en los valores de Arena Neta Hidrocarburífera, bien sea petrolífera (ANP) o gasífera (ANG), y no en la Arena Neta Total Yacimiento (ANT). Las curvas deben trazarse con líneas negras de segmentos cortos, indicando el espesor de la arena en pies.
- j. Los límites del yacimiento (fallas, acuñamientos de arenas, barreras de permeabilidad, etc.) deben estar claramente identificados en el mapa mediante los símbolos y código de colores incluidos en la Leyenda Oficial. En el caso de establecer límites arbitrarios, estos deben ser paralelos a los contornos estructurales y deben señalarse en el mapa utilizando la expresión "límite arbitrario".
- k. En los yacimientos delimitados por contactos de fluidos, debe indicarse este contacto según las condiciones originales del yacimiento e indicar el valor de la profundidad a la cual se encuentran.
- l. En caso de variación en la extensión del área del yacimiento, debe representarse en el nuevo mapa la geometría anterior del yacimiento en color amarillo.
- m. Los valores de profundidad y espesor de arena de cada pozo debe organizarse de la siguiente forma: el valor del Tope Estructural deberá colocarse debajo de la simbología de cada pozo. En el siguiente renglón se colocará espesor de Arena Neta Total Yacimiento (ANT) y por último el espesor de Arena Neta Hidrocarburífera (Petrolífera o Gasífera, según el

- caso). El último valor deberá subrayarse con una línea cuando el intervalo cartografiado ha sido probado y con dos líneas cuando ha sido completado.
- n. En caso de pozos desviados debe identificarse su ubicación en superficie con la letra S y en fondo con la letra F. El símbolo oficial del pozo debe colocarse en el punto donde su trayectoria intersecta el tope de la arena cartografiada.
 - o. Para indicar el movimiento relativo vertical de las fallas, el bloque deprimido se identifica con la letra D y el bloque levantado con la letra L, así como los valores de las curvas estructurales a ambos lados de la falla.
 - p. Para la representación de los fluidos en el yacimiento, se deben utilizar los colores identificados en la Tabla 2.4.

Tabla. 2.4. Colores que deben identificar a cada tipo de fluido en los mapas oficiales de reservas. ^[3]

FLUIDO	COLOR
Gas	Rojo
Condensado	Anaranjado
Petróleo Liviano/Mediano	Verde Claro
Petróleo Pesado	Verde Oscuro
Petróleo Extrapesado	Marrón Oscuro
Agua	Azul

2.2.10.1.4. Determinación del volumen total o volumen bruto del yacimiento

Para la estimación de los hidrocarburos en sitio en el yacimiento, utilizando el método volumétrico, se necesita, primeramente, conocer el volumen bruto que ocupa la roca que contiene los hidrocarburos, el cual se determina usando mapas del subsuelo e isópacos basados en información obtenida de registro eléctricos, núcleos y pruebas de formación y producción.

Para determinar el volumen aproximado de la zona productiva a partir de las lecturas del planímetro se emplean frecuentemente 2 métodos diferentes.

2.2.10.1.4.1. Método Piramidal

El volumen de un tronco de pirámide se calcula por:

$$V_b = \left(\frac{h}{3}\right) \left[A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n \cdot A_{n+1}}\right] \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

- Vb = Es el volumen bruto en acres-pies
- A_n = El área en acres encerrada por la línea isópaca inferior
- A_{n+1} = El área en acres encerrada por la línea isópaca superior
- h = Intervalo en pies entre las líneas isópacas

Esta ecuación se emplea para determinar el volumen isópacas sucesivas, y el volumen total es la suma de los volúmenes individuales.

2.2.10.1.4.2. Método Trapezoidal

El volumen de un trapezoide, se calcula por:

$$\Delta V_b = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1}) \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Mientras el volumen de una serie de trapezoides esta dada por

$$V_b = \frac{h}{2} (A_o + 2A_1 + 2A_2 \dots 2A_{n-1} + A_n) + t_{avg} * A_n \quad (\text{Ec.2.10})$$

Donde:

A_0 = Área en acres, encerradas por la línea isópaca cero.

A_1, \dots, A_n = Áreas en acres encerradas por las líneas isópacas sucesivas.

T_{avg} = El espesor promedio, en pies, por encima de una línea superior o de espesor máximo.

H = Intervalo de las isópacas, en pies.

Para mejores resultados debe usarse la ecuación piramidal; sin embargo, debido a su forma simplificada, la ecuación trapezoidal se usa con más frecuencia, lo que introduce un error de 2%, cuando la razón entre las áreas sucesivas es 0,50.

Se emplea la ecuación piramidal cuando:

$$R = \frac{A_n}{A_{n-1}} < 0.5$$

Se emplea la ecuación trapezoidal cuando:

$$R = \frac{A_n}{A_{n-1}} > 0.5$$

2.2.11. Evaluación de Escenarios y Selección del Plan de Optimización.

Definir, evaluar y jerarquizar los posibles escenarios de optimización y riesgos asociados, a fin de seleccionar el plan óptimo en un horizonte económico definido y someter a oficialización el estudio.

- **Definición y Evaluación de Casos de Predicción:** Consiste en establecer diferentes escenarios de optimización del yacimiento, para predecir la distribución de fluidos, el comportamiento de producción y de presión del yacimiento, en un horizonte económico definido.
- **Selección del Plan de Optimización:** Consiste en seleccionar el plan de optimización que garantice la recuperación de las reservas del yacimiento mediante la evaluación de los aspectos técnicos, económicos y estratégicos con el fin de establecer la estrategia de optimización del yacimiento, cumpliendo con los requerimientos establecidos por el ministerio de energía y Petróleo y con el mejor impacto ambiental.
- **Sometimiento del Estudio y Oficialización:** Consiste en preparar y entregar a las unidades de Desarrollo de Yacimiento y/o MEMPET, los soportes técnicos del estudio (Geología y Yacimientos) y estrategias de optimización, a fin de obtener la aprobación del estudio por el ministerio de energía y Petróleo.

2.2.12. Esquemas de Optimización.

Es el conjunto de políticas que garantizan la máxima creación de valor en los procesos de recuperación de las reservas de hidrocarburos.

Para ello se requiere conocer el yacimiento y contar con herramientas idóneas para elaborar un plan de optimización, ya que cada yacimiento presenta características particulares e individuales y no existe normas y procedimientos universales para elaborar un esquema óptimo de un yacimiento.

2.2.13. Estudios Integrados de Yacimientos

2.2.13.1. Gerencia integrada de yacimientos.

La gerencia integrada de yacimiento, ha recibido especial atención en los últimos años. Varios seminarios, paneles, foros y secciones técnicas han provisto de estructuras e ideas que han permitido cambiar algunos aspectos prácticos de la gerencia de los yacimientos.

La gerencia de yacimientos no es más que la integración de ingenieros, geólogos y geofísicos quienes realizan una máxima coordinación de sus disciplinas para maximizar el recobro de petróleo y gas, lo que resulta esencial para los futuros sucesos de la industria petrolera. Para lograr esto se siguen una serie de pasos:

- Identificar y definir todos los yacimientos individualmente y en particular sus propiedades petrofísicas.
- Deducir el pasado y predecir el futuro del yacimiento.
- Minimizar la perforación innecesaria de pozos.
- Definir y modificar (si es necesario) hoyo y sistema de superficie.
- Iniciar operaciones de control en el momento apropiado.
- Considerar todos los aspectos económicos y legales.

De esta manera, la propocisión básica de la gerencia de yacimientos es controlar las operaciones y obtener el máximo posible de recobro económico del yacimiento.

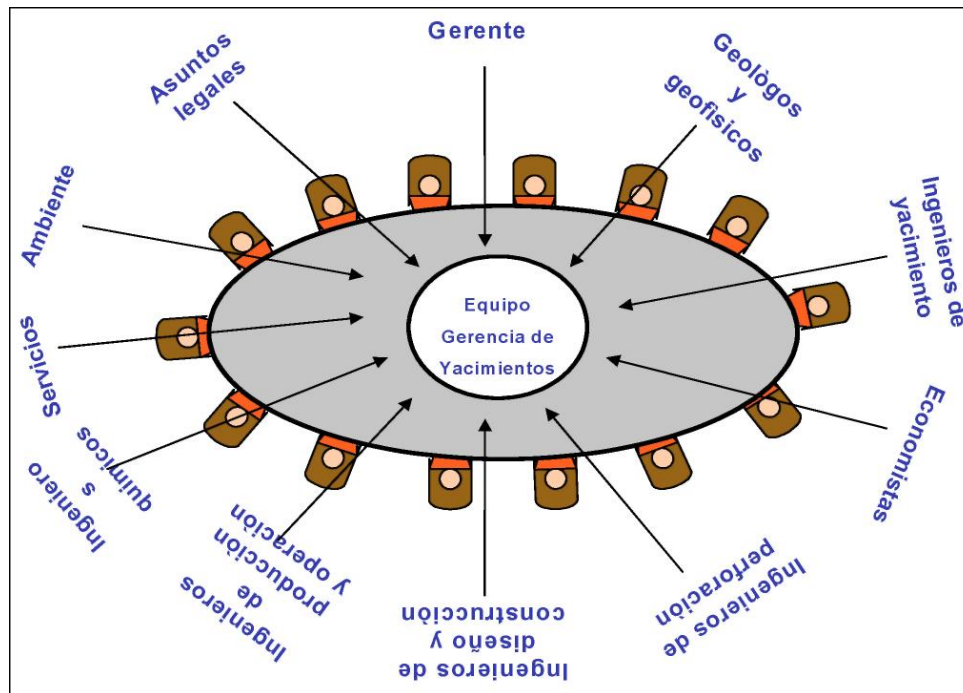


Figura 2.16. Diagrama de los integrantes del equipo de gerencia de yacimientos. ^[3]

El éxito de la gerencia de yacimientos depende de la sinergia y el esfuerzo del equipo ya que la integración de geólogos, geofísicos e ingenieros aporta muchísimo más a la industria de lo que pueden aportar cada especialidad por separado, esto siempre y cuando todas las partes den su mayor esfuerzo para trabajar en equipo. Todo el desarrollo y las decisiones de operación son tomadas por el equipo de gerencia de yacimientos lo cual garantiza el desarrollo de un plan con mayores posibilidades de éxito ya que no todas las personas que integran el equipo tienen conocimientos de todas las áreas pues resulta difícil volverse un experto debido al creciente avance de la tecnología y la complejidad de los diferentes subsistemas. Por lo tanto la sinergia del equipo de trabajo garantiza un mayor grado de éxito al momento de gerenciar un yacimiento.

El equipo emprende la gerencia del yacimiento basado en:

- Facilitar la comunicación entre ingenieros de las diversas disciplinas, los geólogos y personal de operaciones, para:
 - Reunirse periódicamente.
 - Cooperar en la enseñanza de cada uno de los objetivos fundamentales.
 - Fortalecer la confianza y el respeto mutuo.
- Aportar los conocimientos, es decir, los geólogos enseñan sobre las características de las rocas, propiedades petrofísicas, entre otras; y por otra parte los ingenieros enseñan sus conocimientos en perforación, completación, etc. Lo que permite elaborar un proyecto basado en el aporte de todas las disciplinas.
- Todos los miembros del equipo deben subordinar sus ambiciones y egos para lograr el éxito del equipo de gerencia de yacimientos.
- Todos los miembros del equipo deben mantener un alto nivel técnico y competente.

2.2.13.2. Estudios Integrados.

Es deber y responsabilidad del gerente de la industria lograr una completa coordinación de geólogos, geofísicos e ingenieros, para así avanzar en la exploración, desarrollo y producción del petróleo.

La interacción de las diversas especialidades a través de un equipo multidisciplinario y un intercambio de enseñanzas entre las disciplinas resulta la parte más importante de la gerencia de yacimientos ya que anteriormente geólogos e ingenieros dentro de una organización convencional funcionaban separadamente por lo que rara vez los geólogos tenían experiencia en la ingeniería de petróleo y viceversa por lo tanto la interacción entre ambas partes mejora significativamente el diseño de proyectos económicamente rentables.

Los elementos esenciales para lograr el éxito es que el equipo tenga claro el significado de trabajar en equipo. La integración del equipo depende de:

- El entendimiento de los procesos, tecnologías y herramientas.
- Flexibilidad, comunicación y coordinación.
- Saber trabajar en equipo.

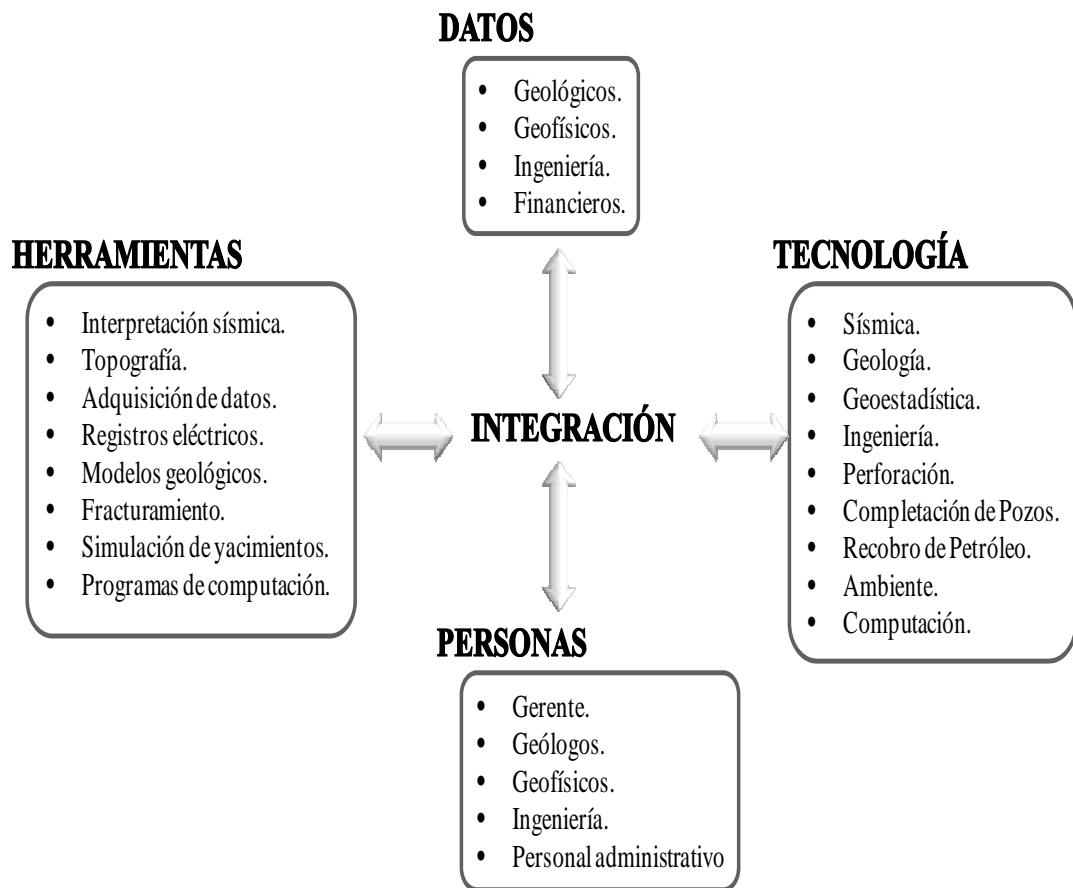


Figura 2.17. Información manejada por un equipo de gerencia de yacimientos. [5]

2.2.14. El Futuro Del Gas

El Plan Estratégico de PDVSA 2006-2012, enmarcado en el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, prevé inversiones por un total de USD 16 mil 780 millones en proyectos de alto impacto en materia de gas. Dicha inversión tiene como objetivo promover la aceleración de los diferentes proyectos de exploración y producción de gas en tierra firme y costa afuera, tomando en cuenta, además de las necesidades del mercado interno, la nueva estrategia dispuesta por el Ejecutivo Nacional en cuanto a la creación del Cono Energético, que incluye el suministro de gas a los países de Latinoamérica, el Caribe y la Cuenca Atlántica. PDVSA prevé aumentar la producción de gas de 6 mil 300 millones a 11 mil 500 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) para el 2012. Con miras a lograr este objetivo, se estima que la producción en el estado Zulia, en el occidente venezolano, pasará de 1.100 a 1.400 MMPCD; Yucal Placer, en el centro del país, de 100 a 300 MMPCD; Anaco de 1 mil 700 millones a 2 mil 794 millones de pies cúbicos diarios. Además, se espera incorporar la producción del Proyecto Mariscal Sucre con actividades por el orden de los 1.200 MMPCD y Plataforma Deltana con unos 1.000 MMPCD.^[6]

El incremento de los volúmenes de producción permitirá el fortalecimiento energético del país. A través del proyecto de gas Interconexión Oriente-Occidente (ICO), que se espera esté concluido en su II Fase en el año 2007, mientras que los proyectos como el gasoducto Barbacoa-Margarita, ampliación de los sistemas de la red de conexión de Anaco-Puerto La Cruz (Jose), Anaco-Puerto Ordaz, el sistema de transporte Norte-Llanero, y sistema de gasoducto Costa Afuera-Tierra, deberán concluir durante el último trimestre del 2008.

PDVSA asumirá como operación propia los proyectos de exploración y producción de los campos Río Caribe y Mejillones (parte del Proyecto Mariscal Sucre), ubicados al nororiente del país. En materia Aguas Abajo, PDVSA asumirá

con esfuerzo propio la construcción de los gasoductos Mariscal Sucre que conectaran el proyecto del mismo nombre con el CIGMA, desarrollos que a su vez se unirán con la Plataforma Deltana. Se espera que estos proyectos concluyan a mediados del 2009.

A su vez se llevará a cabo el Proyecto Corocoro, que tendrá como objetivo la exploración y producción del yacimiento Corocoro, ubicado en el Golfo de Paria, el cual posee un estimado de 2 a 3 BPC de gas natural no asociado y es considerado un reservorio de gas con gran potencialidad. En la actualidad mantienen licencias para la producción de crudo las empresas ConocoPhillips, ENI y PDVSA, bajo la figura de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. La inversión proyectada es de 480 millones de dólares a tres años.

El Proyecto Rafael Urdaneta tiene como finalidad desarrollar una zona con un potencial de 26 BPC de gas natural no asociado y 7 millardos de barriles de hidrocarburos líquidos. El área (de aproximadamente 30.000 km²) está conformada por 29 bloques, de los cuales 18 están ubicados en el Golfo de Venezuela y 11 en Falcón Noreste.

2.2.15. Mercado del Gas a nivel mundial

La actual crisis energética mundial y por ende los altos precios de los hidrocarburos se deben a que, como todos conocen, existe una fuerte demanda de energía, sobre todo en Asia, Norteamérica y de otros países desarrollados (Ver Figura 2.18). Normalmente en época de crisis es cuando las empresas petroleras, tanto transnacionales como estatales, cuentan con mayor liquidez, fruto de los altos precios y mayor demanda.^[6]

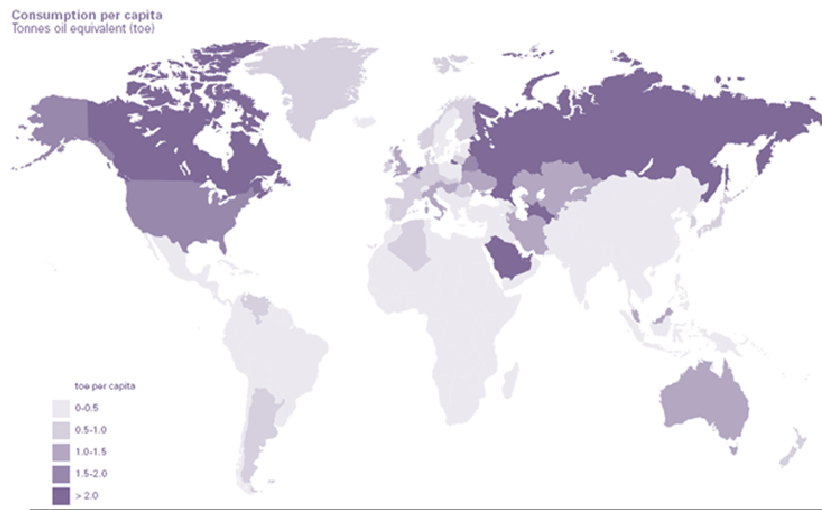


Figura 2.18. Consumo Per Capita de Gas Natural. ^[6]

Las satisfacciones de esta demanda creciente se hace solo con grandes inversiones, en exploración, producción y transporte de hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos, y esto es lo que en la actualidad esta sucediendo.

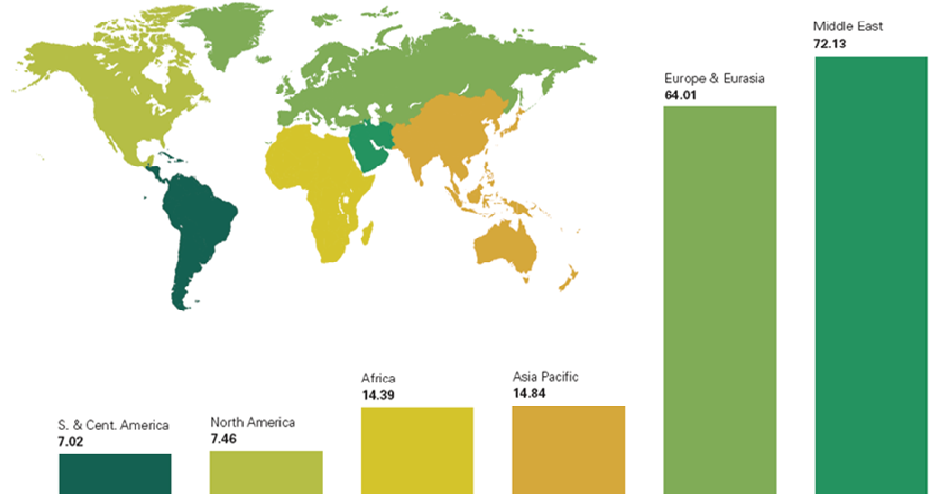


Figura 2.19. Reservas Probadas de Gas a nivel Global. ^[6]

Otro tema muy importante en este análisis es que el consumo de gas natural ha tenido un crecimiento muy grande a nivel global, esto lo vemos a través de los grandes proyectos gasíferos que se la esta encarando:

- En España se produce la botadura del primero de tres buques metaneros (de gas natural líquido), fabricados en astilleros españoles.
- Chile comienza la construcción de su primera planta de regasificación de gas natural en Quintero, y ya se cuenta con serios planes para una nueva planta de regasificación.
- México concluye la etapa de construcción de su primera planta de regasificación de gas natural, en Altamira.
- Chevron, Devon y Statoil anuncian el descubrimiento de una mega campo de petróleo en el golfo de México, que puede disminuir la gran dependencia de energía de los EEUU.
- Brasil tiene previsto abastecerse de Gas natural líquido para 2009, esta en estudio la construcción de su primera planta de regasificación de gas natural.
- México logra la producción histórica más grande de gas natural entre enero y julio de 2005.
- Venezuela: Statoil anuncia perforación en el Atlántico, de la plataforma Deltana con una expectativa de encontrar de encontrar 3.1 TCF de gas natural.
- Perú esta a la espera de un acuerdo para poder vender Gas natural líquido (LNG) a México.
- Gazprom, gigante ruso energético, firmo un contrato con Venezuela, para ayudarle a planificar el desarrollo del gas natural.
- En china fue inaugurado el primer proyecto de ragasificación de gas natural, la planta esta ubicada en la bahía de Dapeng, este es un proyecto en conjunto con Australia, que será el proveedor con 3.7 millones de toneladas anuales.
- En España el consumo de gas natural crece en un 25% en lo que se va del 2005.

- En septiembre comienza la producción de gas asociado del mayor campo en Azerbaljan, este proyecto esta operado por BP y se estima un potencial de 14 TCF. La producción será destinada a los mercados europeos.
- China descubre un campo de gas natural de 0.35 TCF, esta situado a 250 Km de Hong Kong.
- Qatar ordena la construcción de dos busques metaneros (gas natural líquido), los más grande del mundo, para incrementar sus explotaciones a Europa y los EEUU.
- Noruega termina la primera parte del gasoducto submarina de exportación más grande del mundo.
- Qatar inicia la construcción de dos trenes, 3 y 4 de gas natural líquido (LGN), son los más grandes del mundo.
- USA triplica su capacidad de importar LGN, para liberarse del petróleo.

Estos son algunos de los más importantes proyectos petroleros, vemos que la gran mayoría es de gas natural y varios de ellos de LGN. Esto sin duda obedece a la gran demanda mundial de este energético que, en comparación con el petróleo, es más benigno desde el punto de vista ambiental.

Este recalentamiento de los mercados energéticos logra dos objetivos, el primero abastecer a los mercados con suficiente energía y el segundo, que los precios se los podrá estabilizar con valores muchos mas bajos que los que actualmente contamos.

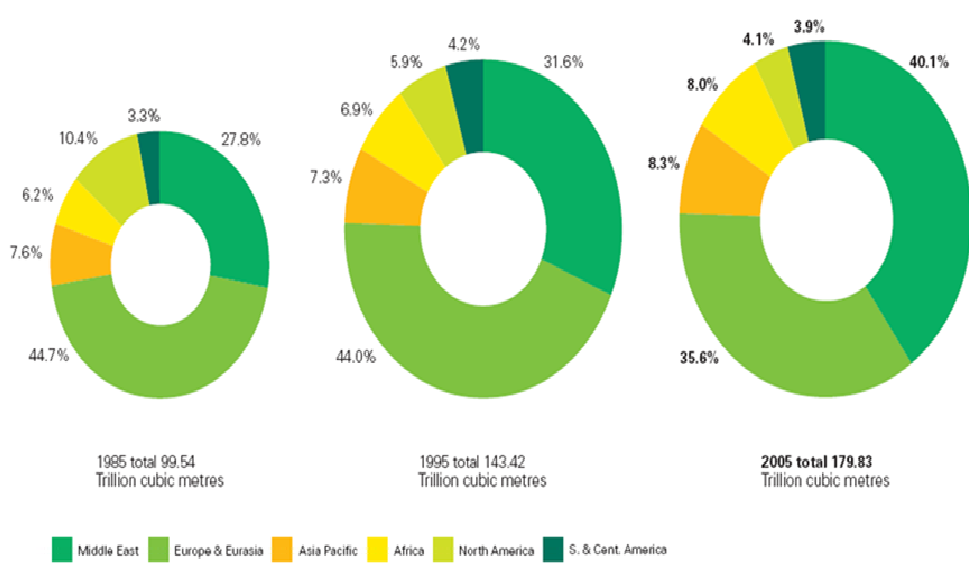


Figura 2.20. Distribución de las Reservas de Gas. [6]

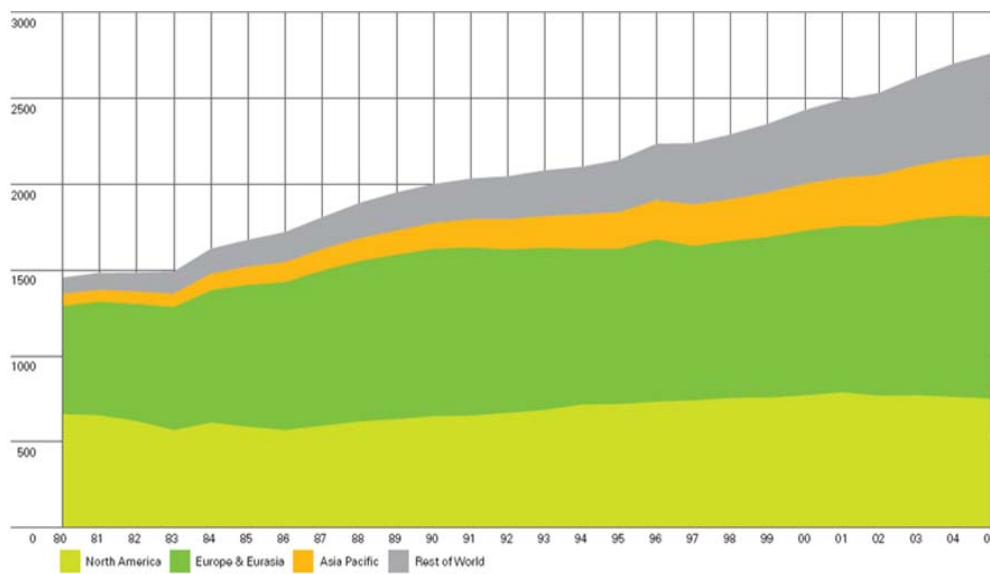


Figura 2.21. Producción de Gas Natural por Áreas. [6]

2.2.16. Organismos internacionales encargados de la certificación de reservas.

Con periodicidad anual, las compañías petroleras actualizan sus reservas de hidrocarburos de acuerdo a definiciones empleadas internacionalmente, y aceptadas por la comunidad financiera. En el caso de las reservas probadas, las definiciones usadas corresponden a las emitidas por la Securities and Exchange Commission (SEC), organismo estadounidense que regula los mercados de valores y financieros de ese país, y para las probables y posibles se aplican las definiciones de la Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y World Petroleum Congresses (WPC), organismos técnicos y gremiales.

Las ventajas de este proceso de normalización, es decir, de aplicar definiciones empleadas en el mundo entero, más allá de las naturales comparaciones permite establecer procesos de trabajo auditables que generan magnitudes y clasificaciones de reservas, también auditables. Esto garantiza certidumbre y transparencia tanto en el volumen de reservas reportado como en los procedimientos empleados en su estimación. Adicionalmente, la decisión de las compañías petroleras de certificar sus reservas de manera periódica por un consultor del subsuelo externo, también agrega certeza sobre las cifras y destierra cualquier duda acerca de sus magnitudes.

La **Securities and Exchange Commission (SEC)** de los Estados Unidos de América permite que las compañías petroleras y gasistas, en sus comunicaciones a la SEC, hagan públicas únicamente las reservas probadas que la compañía en cuestión ha demostrado que con la producción actual o con pruebas concluyentes resultan económica y legalmente explotables bajo las condiciones económicas y operativas existentes.

La revisión es resultado del trabajo realizado por equipos que incluyen al Grupo de Control de Reservas de la compañía así como a otros profesionales internos y

externos, bajo la supervisión de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración. La Comisión de Auditoría y Control asumen la responsabilidad de supervisión independiente de las reservas. Esta revisión confirma el firme compromiso de la compañía con el rigor y la independencia de sus mecanismos de control interno.

Entre estas entidades internacionales que se encargan de la cuantificación de reservas existentes comprobadas se podrían mencionar la estadounidense **DeGolyer and MacNaughton** (Figura 2.21).

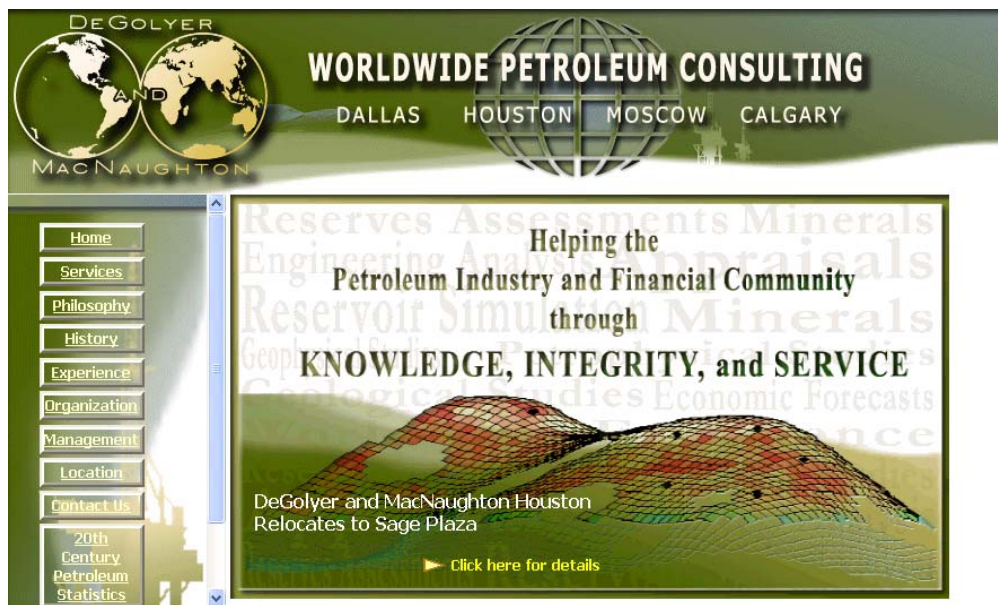


Figura 2.21. Entidad Internacional que realiza Estimaciones de Reservas. [6]

2.2.17. Mercado del gas en Venezuela

2.2.17.1. Exploración y Explotación de Gas No Asociado y Gas Natural Licuado (GNL).

- 7 licencias de gas (Yucal Placer Norte y Sur, Barrancos, San Carlos, Tinaco, Tiznado y Barbacoas).
- 3 proyectos de exploración y producción costa afuera (Proyecto Rafael Urdaneta - 4 licencias -, Plataforma Deltana - 3 licencias - y Mariscal Sucre).
- Proyecto de Desarrollo de gas de Anaco.

2.2.17.1.1. Marco Legal

- **Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999):** Los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles. Las costas marinas son bienes del dominio público. Adicionalmente, el transporte y distribución de gas es considerado un servicio público.
- **Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (1999):** Define que el Ministerio de Energía y Minas (actualmente Ministerio de Energía y Petróleo-MEP) será el órgano del Ejecutivo Nacional con competencia nacional en materia de los hidrocarburos a los cuales se refiere la LOHG. Adicionalmente, se estipula que el ENAGAS estará encargado de asesorar en la regulación de las actividades de transporte y distribución de gas. Permite la ejecución de las actividades con hidrocarburos gaseosos directamente por el Estado o a través de entes de su propiedad, o por personas privadas nacionales o extranjeras con o sin la participación del Estado. Para llevar a cabo dichas actividades los interesados estarán sujetos a obtener la permisología adecuada con la aprobación del MEP: (a) licencia (exploración y explotación de gas natural libre) y (b) permiso (actividades de recolección, procesamiento, industrialización, transporte, distribución y comercialización del gas).

- **Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (2001):** Reglamenta la legislación previamente descrita.

2.2.17.1.2. Instituciones.

- **Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET):** Organismo encargado de: La regulación, formulación y seguimiento de políticas, la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general.
- **PDVSA:** Corporación estatal que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos.
- **PDVSA Gas:** Empresa Estatal encargada de la comercialización del gas a nivel nacional.
- **ENAGAS:** Organismo adscrito al MEP, para promover el desarrollo y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos y regular las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas.

2.2.17.1.3. Datos del Sector Gas

- Reservas de gas: 150 billones de pies cúbicos (90% gas asociado).
- Producción (2004): 2,7 miles de millones de pies cúbicos por día.
- Consumo (2004): 2,7 miles de millones de pies cúbicos por día.

2.2.17.2. Reservas.

Venezuela tiene reservas estimadas de gas de aproximadamente 150 billones de pies cúbicos, las cuales representan el 2,4% de las reservas mundiales, y son las

segundas más grandes de América, después de los Estados Unidos. El 71% de las reservas se encuentran en la zona oriental, 24% en la zona occidental, y el restante 5% entre el Norte de Paria, la Plataforma Deltana y la zona sur. Es importante mencionar que del total de reservas existentes en el país, aproximadamente un 90% equivale a reservas de gas asociado. A continuación (**Fig. 2.22**) se presenta la evolución de las reservas gasíferas del país, durante el período (1980-2004):

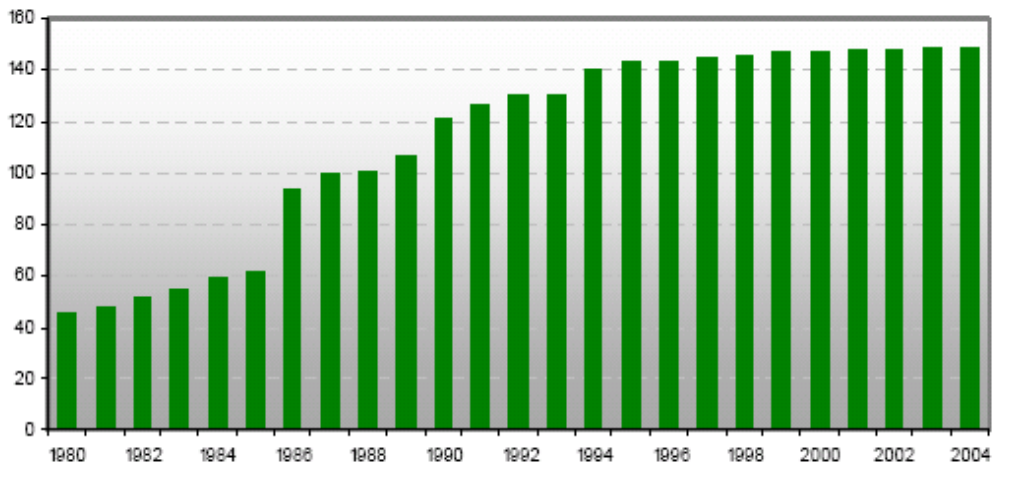


Figura 2.22. Reservas Probadas de Gas Natural-MMMPCD (1980-2004). ^[6]

En la figura 2.22., las reservas de gas en Venezuela han crecido significativamente en el período comprendido entre 1980 y 2004. Dicho aumento, se vio impulsado principalmente por el crecimiento de los años ochenta, cuando las reservas crecieron en un 169%, entre 1980 y 1990 (pasando de 45 a 121 BPC). En los años noventa las reservas crecieron 20% entre 1990 y el 2000 (de 121 a 147 BPC). Finalmente, durante los años (2000-2004) las reservas de gas se mantuvieron prácticamente invariables.

2.2.17.3. Producción.

Para el año 2004, en Venezuela se producían 2,7 miles de millones de pies cúbicos de gas por día (MMMPCD), los cuales eran consumidos en su totalidad en el mercado interno. Aproximadamente el 70% del consumo se destinaba a la producción petrolera.

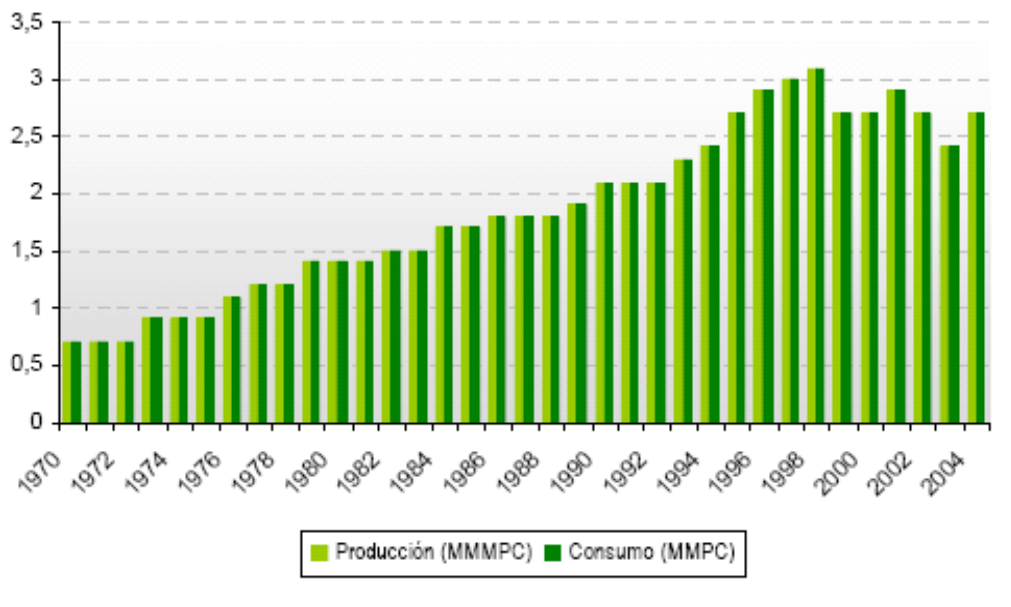


Figura 2.23. Producción y consumo de gas natural (1970-2004).^[6]

Como se observa en la figura 2.23, la producción y el consumo de gas en Venezuela han presentado constantemente el mismo valor. Adicionalmente, ambas han presentado un crecimiento sostenido, con períodos de estancamiento, pero dando como resultado, un crecimiento en el período analizado (1970-2004). Es importante mencionar que sólo en los años 1999, 2002 y 2003 la producción presentó una variación interanual negativa.

CAPÍTULO III

METODOLOGIA APLICADA

3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

El primer paso que se desarrolló para el siguiente trabajo consistió en la revisión bibliográfica. Básicamente la revisión se fundamentó en todo aquel material bibliográfico relacionado con el objetivo general del trabajo y los principios teóricos en los que se basa el desarrollo del mismo. Cabe destacar que fue necesaria la búsqueda de trabajos relacionados con el área en estudio, trabajos de grado, informe técnico, definiciones adoptadas por ciertas operadoras a nivel mundial o de todos aquellos documentos que sirvieran para la comprensión y entendimiento y de estas manera unificar criterios que permitieran el desarrollo de este objetivo.

3.2. DEFINICIÓN DEL CONCEPTO “YACIMIENTO MADURO”

Dentro del ámbito petrolero es común escuchar el término Yacimiento Maduro, y muchos son los conceptos que pueden surgir con este término. No obstante, en la Industria Petrolera no se ha generado una definición exacta de lo que en realidad es un Yacimiento Maduro; debido a que se conjugan muchos factores que estando uno o varios de ellos determinan lo que es la madurez del Yacimiento.

Para llegar a la definición se realizó una matriz de opiniones, de las cuales las más relevantes son las siguientes:

- Desde el punto de reservas, muchos profesionales definen a un Yacimiento Maduro como aquel que ha alcanzado más de la mitad de las mismas en

explotación, por lo que se requiere de nuevas técnicas de recuperación para optimizar su producción.

- Considerando el criterio de la energía de los yacimientos, un Yacimiento Maduro puede definirse también como aquel en el que se observa un gran agotamiento de la energía dentro del mismo.
- Asimismo, el término Yacimiento Maduro se asocia al tiempo de desarrollo y producción que ha tenido.

- En Brasil, la empresa estatal PETROBRAS en un artículo de su portal web define a los Yacimientos Maduros como “yacimientos que ya produjeron por más de diez años y pasaron su pico de producción”.

- La compañía trasnacional **Schlumberger**^[12] considera que un yacimiento es maduro si:
 - “Las reservas remanentes del yacimiento, ameritan de un proyecto de recobro secundario o terciario”.
 - “Los yacimientos maduros siempre demandan un incremento de recursos, la cantidad de recursos por Bbls es varias veces mayor que en los yacimientos no maduros y el retorno de capital es limitado”.
 - “El incremento en la producción de los yacimientos maduros es el mayor objetivo de todas las empresas petroleras”

3.3. PRÁCTICAS DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS EN EL MUNDO.

Se hizo una recopilación de datos entre ellos resúmenes expuestos de yacimientos a nivel mundial con el fin de tener una mejor noción del estudio. Entre la experiencias estudiadas se encontraron casos típicos de regiones tales como: Indonesia, México, varios yacimientos de EE.UU., adicionalmente se citó una experiencia de como una operadora internacional logró resultados positivos mediante una reevaluación sísmica a un yacimiento maduro en Venezuela.

3.4. ANÁLISIS DE LOS DATOS DISPONIBLES DEL YACIMIENTO.

Con el propósito de realizar una buena interpretación dinámica del yacimiento, se recolectó toda la información obtenida del mismo y se procedió a la organización de todos los datos para de esta manera verificar que los datos del yacimiento son reales.

3.4.1. Validación de la Información.

Una vez analizada toda la información de los pozos que comprende el yacimiento LLM arena UDO-10, se procedió a la realización de la validación por pozo y del yacimiento total. Para ello se utilizó como herramienta fundamental Microsoft EXCEL®, para de esta manera generar gráficos y tablas relacionadas con el comportamiento del yacimiento en su vida productiva. Cabe destacar que el yacimiento LLM arena UDO-10 no cuenta con datos de producción reportados en el período comprendido desde 1949 a 1956 solo se disponen en carpetas de pruebas hechas en los pozos completados para la fecha y volúmenes de hidrocarburos durante ese período; ya que los valores de presión disponibles para este yacimiento están tomados para fechas posteriores a estos años esto no representó problema alguno a la hora de realizar las gráficas de producción vs tiempo.

3.4.2. Interpretación del comportamiento de los pozos en cuanto a producción y presión.

Una vez realizadas las gráficas de presión y producción vs tiempo del yacimiento en estudio, y producción vs tiempo de cada pozo estudiado en el yacimiento se procedió a la interpretación del yacimiento en general.

3.4.2.1. Interpretación de Producción.

En esta etapa se observó cómo fue el comportamiento del yacimiento en toda su vida productiva lo cual se hizo a través de gráficas del comportamiento de tasa de petróleo, gas y agua en función del tiempo.

3.4.2.2. Interpretación de Presión.

Este parámetro es de suma importancia para el análisis dinámico del yacimiento estudiado, ya que nos da una idea de la energía que tiene y que incide directamente en la producción de los pozos.

Después de la recopilación y revisión de las pruebas de presión como Bothom Hole Pressure (BHP) reportadas se procedió con el uso de la hoja de cálculo (Microsoft Excel) presiones al datum y se representaron de manera gráfica (presión vs tiempo) para crear un patrón de presión que fuese representativo de toda la vida productiva del yacimiento y que nos permitiera extrapolar para corroborar valores de presión inicial. La creación de modelo de presión es de vital importancia en el diseño del Modelo Dinámico, además que puede ser utilizado en los casos donde se observen comportamientos similares en los modelos de presión de diferentes yacimientos para certificar la existencia de comunicación entre ellos.

3.4.3. Determinación del cálculo de reservas actuales.

El cálculo de reservas se hizo aplicando el Método volumétrico y luego se calcularon las reservas remanentes del yacimiento.

3.4.4. Determinación del Petróleo Original en Sitio (POES), del Gas Original en Sitio (GOES) y del Gas Condensado Original en Sitio (GCOES).

Se realizó mediante el método volumétrico el cual es de mucha utilidad en este proyecto. Se hizo el uso de las correlaciones empíricas tomando en cuenta la condensación retrograda y permite predecir las reservas del gas condensado y del hidrocarburo líquido contenido en el yacimiento.

Para el cálculo del petróleo original en sitio (POES), del gas original en sitio (GOES) y del gas condensado original en sitio (GCOES), por el método volumétrico es necesario conocer, ciertos parámetros como lo son: porosidad, volumen poroso, saturación de agua, y factor volumétrico inicial de gas y petróleo, como se tiene un yacimiento de gas condensado fue necesario calcular el factor de compresibilidad bifásico para la mezcla.

Con el mapa isopaco estructural la empresa realizó los cálculos del volumen bruto, empleando el método de planimetría, el factor volumétrico inicial y la solubilidad inicial del gas, se obtuvieron mediante el análisis PVT previamente validado por la empresa que aportó los datos. La porosidad y la saturación de agua fueron datos suministrados por la empresa y por lo tanto se consideraron confiables. Con estos valores se obtienen el petróleo original en sitio (POES), el gas original en sitio (GOES) y el gas condensado original en sitio (GCOES).

El calculo del POES, GCOES y GOES se hicieron mediante las ecuaciones 3.1, 3.2 y 3.3 respectivamente, mencionadas a continuación:

Para el POES:

$$POES = \frac{7758 * \phi * A * h * (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} \quad (\text{Ec.3.1})$$

Donde:

ϕ = Porosidad promedio de la formación: 0,23 (Fracción).

S_{wi} = Saturación de agua connata: 0,15 (Fracción).

β_{oi} = Factor volumétrico del petróleo: 1,617 (BY/BN).

h = Espesor promedio del área petrolífera: 20 pies.

A = Área de la zona de Petróleo: 2056 pies

Para el GCOES:

$$GCOES = 7758 \frac{\phi * A * h * (1 - S_{wi})}{\beta_{gci}} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde,

ϕ = Porosidad de la formación: 23%

A = Área de la arena neta gasífera: 5108 acres

h = Espesor promedio: 27 pies

S_{wi} = Saturación de agua connata: 15%

β_{gci} = Factor Volumétrico del gas condensado.(0,840BY/MPCN)

Para el GOES:

$$GOES = GCOES * Fg \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde,

Fg = Fracción de Gas

GOES = Gas Original en Sitio (PCN)

3.4.5 Calculo de las reservas recuperables del yacimiento.

Se conocen como reservas recuperables a todas aquellas reservas que se pueden extraer del yacimiento y son económicamente rentables.

Se calcularon simplemente haciendo una diferencia entre el gas producido a la presión de abandono y el gas original en sitio (GOES).

3.5. SISTEMA DE EXPLOTACIÓN.

Se proponen esquemas operacionales de producción, uno para la etapa de producción de petróleo continuando la inyección de gas y otro produciendo gas mediante el agotamiento (desinifle) del yacimiento LLM, Arena UDO-10, que está basado en la evaluación de los pozos y en su capacidad real de producción de acuerdo a revisiones detalladas que se realizaron a cada pozo individualmente. De esta manera, se analizaron diferentes alternativas con el objeto de maximizar la producción de petróleo y gas de este yacimiento.

Para ello se realizó el Análisis Nodal de esta arena, considerando la sección desde las perforaciones (Revestidor) hasta el múltiple de producción, incluyendo, de ser necesario: restricciones, válvulas, líneas de producción, estranguladores, líneas de

flujo. Se combinó la capacidad del pozo para producir fluidos con la capacidad del sistema de tuberías para manejarlos, con la finalidad de evaluar de una manera efectiva el sistema de producción completo. Además, se utiliza el perfil de variación de la presión desde la presión estática del yacimiento (P_e) hasta la presión en el múltiple, tomando en cuenta el tipo de flujo a través de la tubería de producción, posibles restricciones, estrangulador de superficie (choke), líneas de flujo (línea horizontal en superficie), múltiples.

Para este análisis se empleó el paquete de Simulación bajo ambiente Windows denominado **Flosystem**® (incluye el Wellflo y el FieldFlo), desarrollado por la Empresa Edinburgh Petroleum Services Limited, de Escocia. Este programa permite utilizar herramientas alternas tales como: correlaciones para datos PVT, para flujo multifásico en tuberías verticales, horizontales y otras. Así mismo, permite el cálculo de la presión de fondo fluyente (P_{wf}) en cada pozo y el manejo de otros importantes parámetros tales como: daño del pozo, turbulencia, rugosidad de la tubería, temperaturas promedio tanto en el fondo del pozo como en superficie, etc.

El análisis nodal fue realizado en dos etapas:

- Para pozos productores de petróleo.
- Para pozos productores de gas.

En ambas etapas se utilizó la metodología mostrada en la figura que sigue (Figura 3.1):

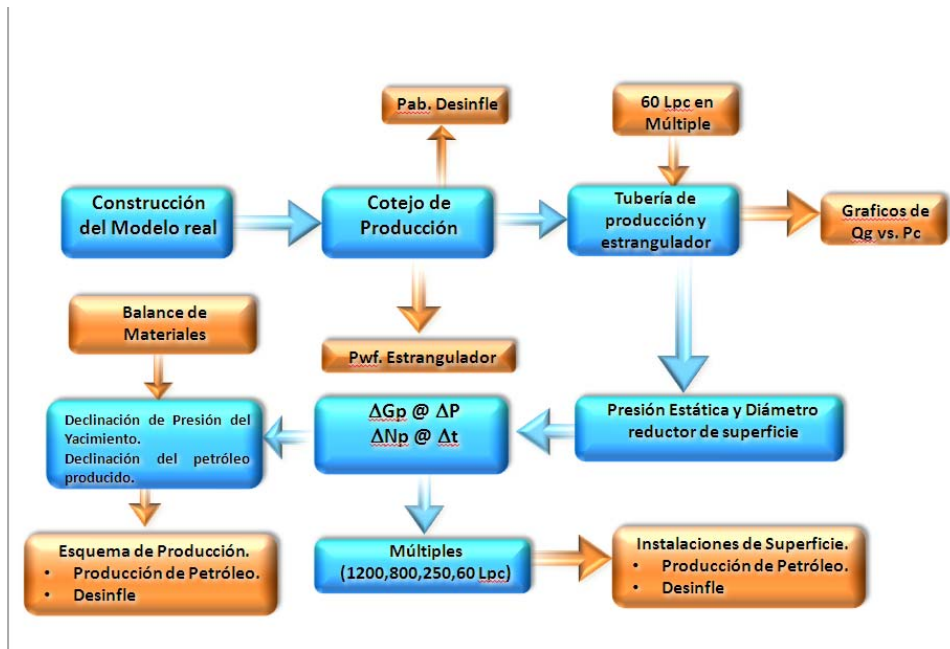


Figura 3.1. Esquema seguido para determinar la Presión de Abandono.

3.5.1. Análisis Nodal – Optimización De Producción.

El objetivo de esta actividad fue modelar la condición de flujo de los pozos existentes para la producción de gas y de petróleo. Para ello se deben considerar todas las restricciones convencionales (Reducciones, estranguladores, múltiples, etc.) que se presentan a lo largo de la trayectoria del fluido producido desde la cara de la arena hasta el múltiple.

3.5.2. Obtención de presión de abandono.

Para efectuar el cálculo de la presión de abandono se realizaron sensibilidades de la presión estática del yacimiento desde la presión actual del mismo 2200 lpc hasta una presión mínima estimada de 50 lpc.

En este aspecto, se tomaron como premisas que los pozos mantienen su estado de completación actual y que como mínimo dichos pozos necesitan energía suficiente para transportar los fluidos hasta el múltiple de menor contrapresión disponible en el campo.

Se determinó la presión última mínima requerida para que el pozo fluya al múltiple de 1200 lppc (múltiple de mayor presión) para cada pozo con el uso del simulador. Una vez que el pozo no es capaz de fluir con este nivel de contrapresión, se realiza una nueva simulación con esa presión estática última, pero con la diferencia de que ahora el pozo fluirá a un múltiple de 800 lppc. Este procedimiento se realizó iterativamente hasta alcanzar la presión en la que el pozo no fluirá siquiera al múltiple de 60 lppc (múltiple de menor presión).

El procedimiento anterior se le realizó a cada uno de los pozos completados en el yacimiento experimentando resultados por el orden de 500 lppc. Esta presión de abandono obtenida es teórica debido a que si el pozo antes de llegar a ella no es rentable económicamente por decisiones operacionales, se asumiría su última presión como la de abandono, para realizar los cálculos del estudio se ubicara la presión de abandono en 900 lpc, con esto se consigue conservar energía en el yacimiento para futuros planes de explotación. Dicha presión de abandono fue la utilizada en el Balance de Materiales. El procedimiento seguido se ilustra a través de la Figura 3.2.



Figura 3.2. Esquema seguido para determinar la Presión de Abandono

Luego de calibrar el simulador y de haber obtenido la presión de abandono teórica para el yacimiento se procedió a realizar el análisis de sensibilidades por caso.

3.5.3. Análisis de declinación de petróleo.

Después de realizar las correcciones en la producción de petróleo se realizó el gráfico de Tasa de producción de petróleo (Q_0) contra tiempo (Figura 4.6), para determinar el petróleo producible o reservas del yacimiento estudiado.

En cuanto a la producción futura de petróleo, esta se obtuvo de la extrapolación de la tendencia de la gráfica de Tasa de Petróleo vs. Tiempo (Figura 4.6).

3.5.4. Análisis de declinación de gas.

Para realizar la declinación de los pozos se partió de la presión estática actual del yacimiento (2200 lpc), las condiciones mecánicas de los pozos y el comportamiento de producción obtenido. Con base en estos parámetros, se realizó el análisis de agotamiento de este yacimiento por declinación de la presión estática en cada pozo. Se emplearon valores de presión de, 2200, 2000, 1750, 1500, 1250, 1000, 750, 500 y 250 lpc, para determinar el valor de la presión de abandono. El resultado obtenido indica que la presión de abandono se encuentra en 900 lpc. Para cada una de estas caídas de presiones el simulador generó una tasa de producción de gas para cada pozo. Estos resultados se muestran en el Apéndice E.

Con estos resultados se procedió al cálculo de la Tasa de producción de gas del yacimiento (Q_{gy}), que sería la sumatoria de las tasas de producción de gas de cada pozo a un nivel de presión determinado. Dado que se conoce, como resultado de la predicción usando el Balance de Materiales, la cantidad de gas que sería necesario producir para poder bajar la presión del yacimiento hasta cada uno de los diferentes niveles de agotamiento de la presión, se procedió a determinar el tiempo en que se produciría esta cantidad de gas a fin de estimar las reservas remanentes que se podrían producir durante la fase de agotamiento de este yacimiento. Se estableció de esta manera el comportamiento de producción del yacimiento durante el agotamiento, es decir a través de cada uno de los niveles de presión antes mencionados.

3.6. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DEL CAMPO.

Una vez realizada la validación de toda la información del yacimiento en cuanto a producción se refiere, se procedió a interpretar el comportamiento que presentó el campo durante su vida productiva.

3.7. OPTIMIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL CAMPO.

Para llevar a cabo el cumplimiento de este objetivo fue necesario conocer el yacimiento y contar con herramientas idóneas para elaborar un esquema óptimo que nos permitiera obtener un mejor comportamiento del yacimiento. Ya que cada yacimiento presenta comportamientos particulares e individuales y no existen normas y procedimientos universales para elaborar un esquema óptimo del yacimiento.

Para la optimización del yacimiento LLM arena UDO-10, fue necesario desarrollar en su totalidad las etapas anteriormente descritas; e integrar la información del modelo estático y dinámico del yacimiento para así estudiar las zonas con mayor oportunidad y poder drenar dichas reservas con puntos de drenajes ya existentes en el yacimiento, además se revisó el estado en el cual se encuentran los pozos desde el punto de vista mecánico y así verificar si están disponibles para ser habilitados en aquellas zonas que se consideran como prospectivas.

3.7.1. Ubicación de zonas prospectivas del yacimiento.

En esta fase se integraron los mapas isopacos estructurales con la finalidad de ubicar aquellas zonas más drenadas; y de esta manera ubicar los pozos a reactivar a producción, a su vez se realizó un análisis de los pozos que se encuentran en los contactos AGUA – PETRÓLEO y GAS CONDENSADO – PETRÓLEO; para esto se tomaron en cuenta las razones por las cuales fueron cerrados o abandonados los pozos, ubicación entre los pozos.

3.7.2. Pozos propuestos para la optimización.

Se seleccionaron los pozos que se encontraban en las zonas con mejor propiedades petrofísicas, se realizó un estudio de sus condiciones mecánicas, resumiendo los trabajos y/o servicios efectuados, detalles del equipo de completación, también se tomaron en cuenta aquellos pozos que fueron perforados en sectores que no fueron drenados o que su drenaje fue escaso y aquellos pozos que se consideraron no afectados por el avance de acuífero o de gas inyectado.

CAPÍTULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 YACIMIENTO MADURO

Para establecer una definición más concreta y tomando como basamento data original de yacimientos típicos de Venezuela, se procedió a comparar datos que evidencian la madurez.

Tomadas estas matrices de opiniones y luego de un extenso estudio de casos prospectivos, se logran unificar criterios obteniéndose la siguiente definición.

Un yacimiento se considera Maduro si y solo si:

- La presión actual está 30% por encima de la presión de abandono y 60% por debajo de la presión inicial.
- Las reservas remanentes de hidrocarburos no superan el 50% del Original en Sitio.
- Presenta dificultades en la extracción de petróleo y gas por el agotamiento del mismo con la tecnología convencional, por lo que requieren de procedimientos de recuperación mejorada para aumentar el factor de recuperación.

4.1.1. Características de un Yacimiento Maduro.

- Son yacimientos con operaciones de explotación económicamente no rentable.

- Bajas Tasas de producción; Rápida disminución con el tiempo.
- Altos Cortes de Agua, Alta Sw.
- Bajas Presiones.
- Altos RGP (Aplica para casos de yacimientos de petróleo).
- Información del Yacimiento obsoleta o no actualizada (descripción pobre), debido a esto la complejidad geológica todavía no está resuelta.
- Falta aplicación de nuevas tecnologías, lo cual conlleva una baja eficiencia de equipos tanto en fondo como en superficie.
- Generalmente presentan larga historia de producción.
- Buen Conocimiento de los Mecanismos de Producción al igual que de sensibilidad a los parámetros de operación.
- Altos volúmenes en reservas No Desarrolladas, Probables o Posibles.

4.2 MEJORES PRÁCTICAS DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS MADUROS EN EL MUNDO.

Desde 1996 la economía mundial ha experimentado un continuo crecimiento económico que ha incrementado significativamente la demanda global de petróleo y gas. En la Figura 4.1, se puede observar la variación en el tiempo de la Producción y la Demanda de Petróleo, así como su efecto en el nivel de inversiones en exploración y producción. La actividad aumenta a medida que la demanda de petróleo se aproxima a la capacidad mundial de producción.

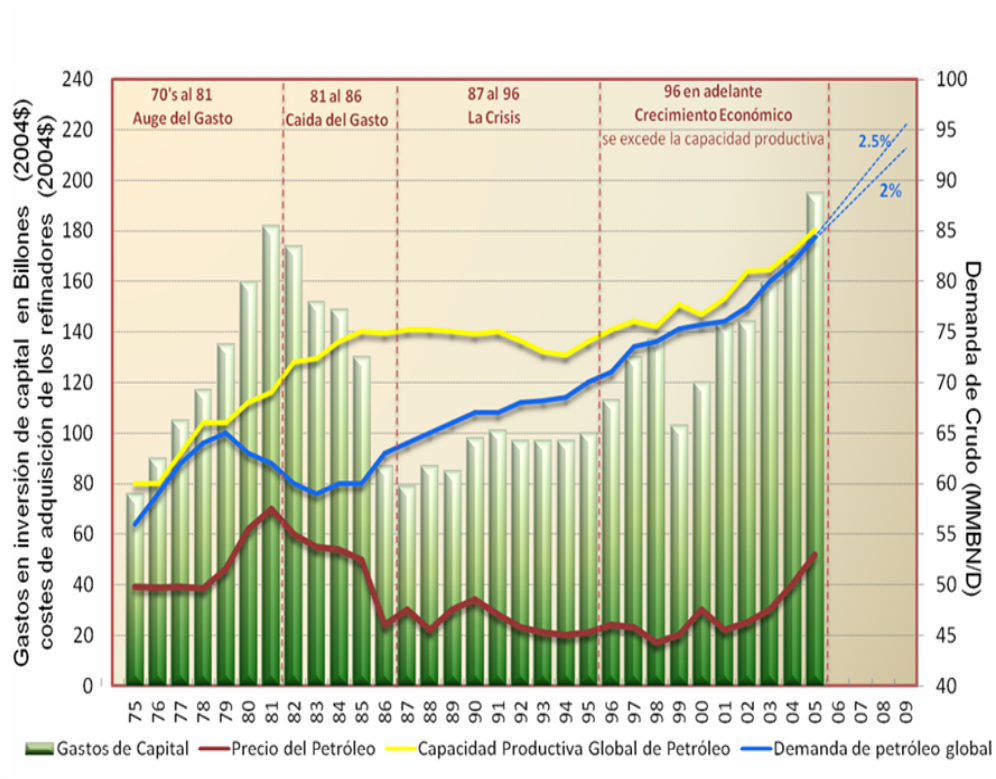


Figura 4.1. Oferta y demanda de Petróleo y su efecto en los gastos de exploración y producción. ^[7]

Cada vez son más raros los descubrimientos de grandes yacimientos, por eso la industria petrolera está enfocando sus esfuerzos en aumentar la producción de viejos yacimientos, yacimientos maduros, para poder suplir la demanda mundial. La **figura 4.2** muestra el cambio en la relación de la producción en yacimientos nuevos y maduros. Como se puede observar, en 1982 la principal producción provenía de los yacimientos nuevos, mientras que la expectativa a futuro es que la principal producción la entregarán los yacimientos maduros. Esta tendencia indica claramente que las operadoras están fijando más su atención en la optimización de la producción porque son los yacimientos maduros la principal fuente de hidrocarburos, por ello la

importancia del trabajo en conjunto con las empresas de servicios y sus nuevas tecnologías que permitirán el logro de este objetivo.

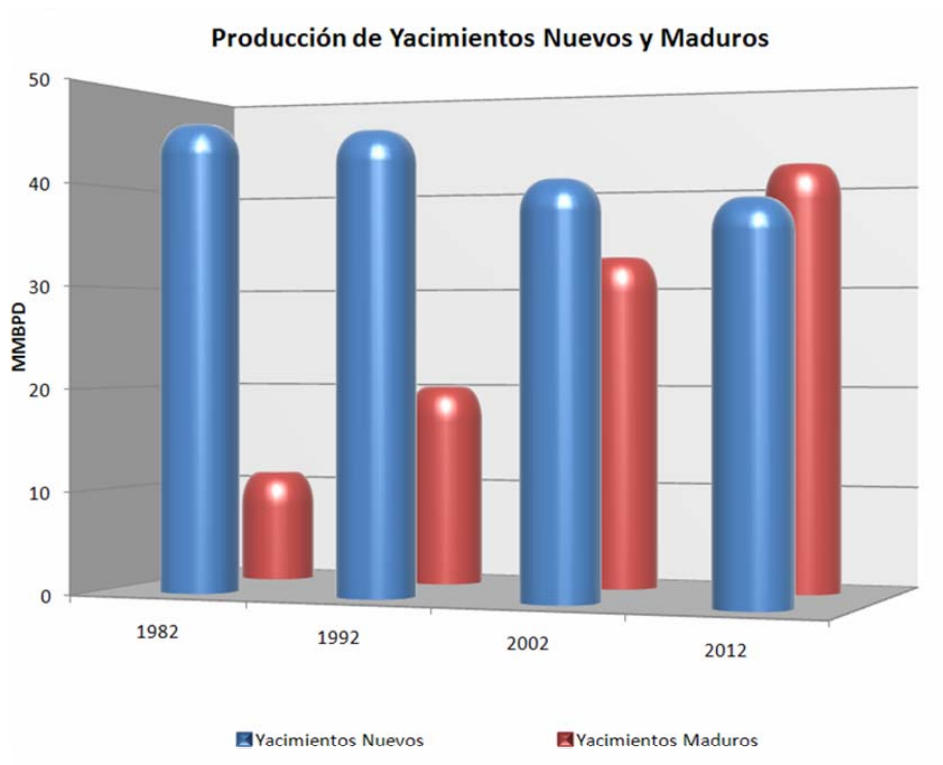


Figura 4.2. Prospecto de Producción de Yacimientos Nuevos y Maduros.^[7]

A partir de esta década, son los yacimientos maduros la principal fuente de hidrocarburos, por ello la importancia del trabajo en conjunto con las empresas de servicios y sus nuevas tecnologías que permitirán el logro de este objetivo. La tendencia a prolongar la vida productiva de los yacimientos petroleros destaca la importancia de la aplicación de tecnología desde la cuna a la tumba.

A nivel mundial se han realizado trabajos de rejuvenecimiento de yacimientos Maduros experiencias en materia de yacimientos Maduros en el Mundo. Los ejemplos descritos en esta sección ilustran los varios roles que los programas de

información juegan en las estrategias de gerencia de yacimiento, e indican algunas de las formas que esta información debe ser tomada.

4.2.1. Indonesia: Estimación de Reservas y Evaluación Económica de Yacimientos Maduros de Petróleo y Gas.

Se evaluaron dos yacimientos de petróleo descubiertos a principio de los años 1900s y desarrollado por los Holandeses, y un yacimiento de gas descubierto en 1982.

Uno de los yacimientos de petróleo, que fue desarrollado con 41 pozos someros, produjo 1.65 millones de barriles de 34 pozos. El segundo yacimiento fue desarrollado con 51 pozos; 42 reportaron producción hasta 1942 con una producción acumulada de 2 millones de barriles. Se prepararon los estimados de reservas y las evaluaciones económicas para ambos yacimientos.

El estudio del primer yacimiento identificó trabajos de rehabilitación en tres pozos y la perforación de siete nuevos pozos para producir reservas probadas. El estudio del segundo yacimiento identificó localizaciones probadas para tres pozos nuevos y la reelaboración de un pozo original. Para el yacimiento de gas, se realizó un análisis AVO (Amplitud Vs Offset) de los datos sísmicos disponibles, lo que indicó un importante potencial de desarrollo en el yacimiento. Se identificaron 12 localizaciones prospectivas y se propuso tentativamente seis localizaciones de desarrollo.

4.2.2 México: Estudio Integrado de Yacimiento.

Se desarrolló un estudio integrado de un yacimiento de 5 mil millones de barriles, como base a un programa de rehabilitación de inyección de agua. El yacimiento tiene

70 años de producción, más de 800 pozos y 50 años de historia de inyección de agua de forma periférica. Se cree que existe un volumen significativo de petróleo remanente dejado detrás del frente de inyección, atrapado en la heterogeneidad y fracturas del yacimiento, el cual podría recuperarse con la implementación de un programa controlado de inyección por patrones.

Se construyó un modelo estático detallado del yacimiento principal, lo cual requirió la interpretación de un levantamiento sísmico 3D, refinamiento de las fallas, auditar y refinar el marco de secuencias estratigráficas, auditar e interpretar registros y núcleos de más de 400 pozos y definir los múltiples límites dentro del yacimiento compartimentalizado.

Después se aplicó ingeniería convencional de yacimientos en conjunto con un modelo de simulación sectorial para establecer una nueva estrategia de inyección de agua, estimar las reservas adicionales asociadas y generar evaluaciones económicas para los escenarios de desarrollo más atractivos.

4.2.3 EE.UU. (New Mexico): Operaciones de Recuperación Secundaria.

En un esfuerzo por incrementar la recuperación de petróleo en un gran yacimiento con mas de 300 pozos que ha producido mas de 50 millones de barriles de petróleo, Se elaboró una propuesta para inyectar el agua producida en el mismo yacimiento.

El yacimiento ha estado produciendo por mecanismo primario, sin embargo un proyecto piloto de inyección de agua que se implementó en un sector dio resultados poco alentadores. El yacimiento se desarrolló dentro de un complejo de arrecife en el

margen nor-oeste de la Cuenca Delaware. La secuencia de yacimiento incluye dolomita porosas y caliza no-porosa.

Como continuación del extenso estudio geológico, de ingeniería de yacimiento y de simulación del yacimiento, se recomendó la conversión de 21 pozos a inyectores de agua en un patrón irregular diseñado para movilizar petróleo de las áreas que se creía que contenían significativo volumen de petróleo remanente. La inyección de agua se inició tomando como base la propuesta de una vez que el yacimiento fue integrado.

4.2.4 EE.UU. (Texas) Unidad Means San Andrés.

El programa de información detallado fue desarrollado e implantado en 1975. E incluyó:

- Monitorización de la producción.
- Monitorización de la inyección de agua.
- Control de las presiones de inyección por medios de pruebas a varias tasas.
- Balances de patrones con programas de balance o por computadoras.
- Perfiles de inyección para asegurarse la distribución óptima.
- Perfiles específicos de producción.
- Escogencias de niveles de fluidos para asegurar que los pozos productores estaban completamente bombeado.

Se implementaron las siguientes prácticas durante el recobro terciario (usando inyección WAG), pero también se aplica a la información por inyección por agua.

- Balance de flujo areal (optimizando la llegada de los frentes del flujo a los productores) ejecutando pruebas de abatimiento de presión anuales en cada pozos inyector y haciendo balances por medios de programas de computadoras.
- Monitoreo de la producción /inyección.
- Monitoreo y adquisición de Datos.
- Monitoreo del comportamiento de patrones para maximizar el recobro y la eficiencia de barrido evaluando y optimizar el comportamiento de cada presión.
- Monitoreo en el comportamiento vertical para maximizar la eficiencia de barrido vertical mientras se disminuía la inyección fuera de las zonas. Algunas secciones transversales se construyeron para cada patrón para asegurarse la completación en todas las zonas de petróleo drenables. Se utilizaron perfiles anuales en todos los pozos de inyección. Para cada perfil se identificaron las fallas de las tuberías de revestimiento y de las empacaduras, se identificó la inyección fuera de las zonas y la inyección en las zonas, por medio de perfiles se comparó con los perfiles de porosidad/pie.

4.2.5 EE.UU. (California). South Habbs Unit.

La producción en el South Habbs Unit casi se duplicó en un año, gracias a un programa agresivo de información de lo pozos, mantenimiento de los registros generales entre otras prácticas. Cinco esfuerzos operacionales fueron los factores claves en la producción mejorada.

- Aumentando la capacidad de levantamiento de varios pozos, para asegurarse que las condiciones totales de bombeo habían sido mantenidas.

- Reducir las presiones de operación en los separadores, reduciendo las presiones de retroflujo a través de las líneas de flujo hasta los pozos.
- Reduciendo las acumulaciones de escamas, usando medidas preventivas.
- Mantenimiento de la inyección de presión un poco antes de la presión de fractura.
- Corriendo registros de trazadores para asegurarse que los fluidos entran en las zonas apropiadas en las cantidades correctas.

4.2.6. Venezuela: Estudio de Simulación de Yacimiento

Se elaboró un estudio integrado de yacimiento de un yacimiento de 170 pozos estructural y estratigráficamente complejo, con el objetivo de maximizar el recobro optimizando el proyecto de inyección de agua. Se realizó una reevaluación completa del yacimiento, incluyendo interpretación sísmica 3D, definición del marco estratigráfico de secuencias, petrofísica para todo el yacimiento, desarrollo de los modelos de facies del yacimiento y mapeo de la arquitectura de depositación, definición de unidades de flujo, cálculos volumétricos, y un trabajo detallado en la historia de producción que sirvió de base al proceso de ajuste histórico de múltiples horizontes y producción de conjunta de diferentes zonas.

También se hizo cálculos de balance de materiales para verificar los estimados de petróleo en sitio y se generó simulación numérica para secciones transversales para modelar los problemas de conificación de agua antes de generar el modelo de simulación para todo el yacimiento se construyó un modelo muy detallado para representar e inicializar las dos formaciones productoras más importantes y realizar el ajuste histórico de 40 años de producción.

Se prepararon predicciones bajo diferentes escenarios de desarrollo y se construyeron modelos económicos para los casos más atractivos de inyección de agua.

4.3. CAPACIDADES Y NECESIDADES DE YACIMIENTO MADURO A ESTUDIAR

El modelo dinámico fue enfocado hacia la validación del yacimiento en estudio, tomando en cuenta que se tienen datos suficientes de presión y producción siendo estos elementos fundamentales para lograr un buen desarrollo de este modelo, garantizando así un estudio confiable de este. Entre esta data se encuentra los cálculos de la presión al datum, producción de gas, agua y petróleo, etc. Cabe destacar que en este capítulo se discuten los resultados de cada uno de los pozos que conforman la zona de interés del campo estudiado y que por una u otra razón fueron cerrados o abandonados; dicho estudio se efectuó analizando de manera individual cada pozo, haciendo referencia de la ubicación estructural de los mismos, de los trabajos y/o servicios realizados en ellos así como también calculando e interpretando las reservas del yacimiento; con el fin de elaborar un esquema óptimo que nos permita obtener un mejor comportamiento del yacimiento.

4.3.1. Revisión y Validación de la Información

Por medio de la revisión de la información fueron obtenidos los datos oficiales del yacimiento e históricos de presión, producción e inyección; dichos datos fueron analizados y validados respectivamente.

Una vez obtenidos los datos del yacimiento se llevó a cabo la validación del histórico de producción del yacimiento en estudio, se hizo a través de toda la data recopilada en la base de datos de Microsoft EXCEL®. Se construyeron una serie de

gráficas de cada uno de los pozos en estudio y del yacimiento en general las cuales fueron analizadas y discutidas con la finalidad de hacer comparaciones de las mismas con la vida productiva de los pozos y del yacimiento en particular. Cuyas tablas y gráficos se reportan en el Apéndice C; con el transcurrir del tiempo y comparando estos datos con los trabajos y/o servicios efectuados a cada pozo.

El yacimiento está definido como un yacimiento de gas condensado asociado a una acumulación de petróleo (pierna de petróleo). El condensado tiene una RGL inicial promedio de 10500 PCN/BN y una gravedad de líquido condensado de 51,9° API. La “pierna de petróleo” tiene una gravedad de 38° API, con gas en solución de 1300 PCN/BN. Por definición, ambos están saturados.

4.3.2. Descripción del yacimiento LLM (Arena UDO-10)

Este yacimiento incluye los tres anticlinales de la estructura del Campo Santa Ana, alineados en sentido noreste-suroeste.

El yacimiento está limitado por el corrimiento de Anaco al Sur, hacia el norte sus límites están definidos por el contacto agua-petróleo a 7413 p.b.n.m. y por los límites de roca del yacimiento, los cuales controlan la extensión hacia el este y el oeste de los cuerpos de arena (ver mapa estructural en el Apéndice A). El acuífero es débil y poco activo.

La arena en estudio es una arena de canal bien desarrollada. Está conformada por canales depositados siguiendo un rumbo noreste-suroeste, presentando una variedad de espesores desde 5 pies en el pozo AG-13 a 62 pies en el pozo RL-2, estimándose un espesor promedio de arena de 31 pies.

El yacimiento tiene una profundidad promedio de ± 7050 p.b.n.m.. El contacto condensado-petróleo está a ± 6960 p.b.n.m. al Sur y a ± 7200 p.b.n.m. al Norte. Información de núcleos en los pozos LLM-01 y LLM-10 indican un rango de porosidad entre 17% y 23% y un rango de permeabilidad reportado entre 100 md y 1200 md. La saturación inicial de agua (S_{wi}) se ha estimado en 15%.

Los datos básicos de este yacimiento, como resultado del estudio, se presentan en las siguientes tablas comparativas. (Tablas 4.1 y 4.2)

Tabla 4.1. Información reservas probadas de petróleo-gas asociado y gas en solución.

DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	YACIMIENTO ACTUALIZADO	UNIDAD
1	GRAVEDAD API	44	38	API
2	POROSIDAD (ϕ)	23	23	%
3	SATURACIÓN DE PETROLEO (S_o)	85	85	%
4	SATURACIÓN DE GAS (S_g)			%
5	FACTOR DE MERMA DEL PETRÓLEO (F_{mi})		0,6	FRACCIÓN
6	FACTOR VOLUMET. DEL PET. AL ABANDONO (B_{oc})			BY/BN
7	FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS (B_{gi})		194	PCS/PCN
8	AREA ZONA DE PETRÓLEO		2057	Acres
9	VOLUMEN ZONA DE PETRÓLEO (V_o)		63767	Acres-Pie
10	ÁREA DE CASQUETE DE GAS		5108	Acres
11	VOLUMEN CASQUETE DE GAS (V_g)		158348	Acres-Pie
12	RELACIÓN GAS PETRÓLEO ORIGINAL (R_{si})	1120	1300	PCS/BN
13	RELACIÓN GAS PETRÓLEO AL ABANDONO (R_{sa})		131	PCN/BN
14	PRESIÓN ORIGINAL (P_i)	3828	3800	lppc
15	PROFUNDIDAD PLANO DE REFERENCIA (P_{bnm})	7250	7250	Pies
16	PRESIÓN DE BURBUJEO (P_b)	3828	3800	lppc
17	PRESIÓN DE ABANDONO (P_a)		500	lppc
18	PET.POR UNIDAD DE VOLUMEN		908	Bbl/Acre-Pie
19	VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO (μ_o)	0,2	0,2	Cp
20	VISCOSIDAD DEL GAS (μ_g)			Cp
21	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)	1000	120	md
22	MECANISMO (S) DE PRODUCCIÓN		1,2,3,4,c	
RESERVAS DE PETRÓLEO				
23	PETRÓLEO EN SITU ($9*18$)(N)		37336	Mbbls
24	FACTOR DE RECUPERACIÓN PRIMARIA		15,9	%
25	PETRÓLEO RECUPERABLE ($18*24$)		144	Bbl/Acre-Pie
26	RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS ($23*24$)		5940	Mbbls
27	FACTOR DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA		14,1	%
28	RESERVAS RECUPERABLES SECUNDARIAS ($23*27$)		5259	Mbbls
29	RESERVAS RECUPERABLES TOTALES ($26+28$)		11199	Mbbls
30	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO (N_p)	5640	10956	Mbbls
31	RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO ($29-30$)		243	Mbbls
RESERVAS DE GAS				
32	GAS IN SITU SOLUCIÓN ($12*23$)(NR $_{si}$)		48537	MMPCN
33	FACTOR DE RECOBRO SOLUCIÓN		93,6	%
34	RESERVAS DE GAS EN SOLUCIÓN ($32*33$)		45434	MMPCN
35	GAS IN SITU CASQUETE		249019	MMPCN
36	FACTOR DE RECOBRO CASQUETE		88,1	%
37	RESERVAS DE GAS CASQUETE ($35*36$)		219401	MMPCN
38	RESERVAS TOTALES DE GAS ($34+37$)		264835	MMPCN
39	GAS INYECTADO (G_i)		206402	MMPCN
40	PRODUCCION ACUMULADO DE GAS (G_p)		289828	MMPCN
41	RESERVAS REMANENTES DE GAS ($38+39-40$)		181409	MMPCN
42	GRAVEDAD DEL GAS			
43	TEMPERATURA	250	260	°F

Tabla 4.2. Información reservas probadas de petróleo-gas asoc. y gas en solución.

DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	YACIMIENTO ACTUALIZADO	
1	GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS (SEP)		0,753	
2	GRAVEDAD DEL CONDENSADO	51,9	51,2	°API
3	POROSIDAD (φ)	23	23	%
4	SATURACIÓN DE GAS CONDENSADO (So)	85	85	%
5	FACTOR VOLUMET. DEL GAS COND. INIC. (Bgci)	196	212	PCS/PCN
6	ÁREA DEL YACIMIENTO		5108	Acres
7	VOLUMEN DE ROCA YACIMIENTO (V)		137916	Acres-Pie
8	RELACIÓN GAS CONDENSADO ORIGINAL (RGCI)	10200	10200	PCS/BN
9	RELACIÓN GAS CONDENSADO AL ABAND. (RGCO)			PCN/BN
10	TEMPERATURA ORIGINAL (Ti)	250	260	F
11	PRESIÓN ORIGINAL (PI)	3828	3800	Lppc
12	PRESIÓN DE ROCÍO (Pr)	3780		Lppc
13	PRESIÓN DE ABANDONO (Pa)		500	lppc
14	PROFUNDIDAD PLANO DE REFERENCIA (Pbnm)	6850	7250	Pies
15	GAS COND. POR UNID. DE VOL		1806	MPCN/Acres-Pie
16	RIQUEZA DEL GAS CONDENSADO (GPM)		4,28	Gal/MPCN
17	VISC. DEL GAS COND. ORIGINAL (μgci)	0,025		Cp
18	PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)	1000	120	Md
19	MECANISMO(S) DE PRODUCCIÓN		1,2,3,4,c	
RESERVAS DE GAS				
20	GAS COND. ORIG. EN SITIO (GCOES) (15*7)		249120	MMPCN
21	FRACCIÓN DEL GAS (Fg)		0,93	FRACCIÓN
22	GAS SECO ORIG. EN SITIO (20*21)		231682	MMPCN
23	FACTOR DE RECOBRO (FRG)		94,7	%
24	RESERVAS RECUPERABLES DE GAS (22*23)/100		219401	MMPCN
25	GAS INYECTADO (Gi)		206402	MMPCN
26	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS (Gp)		278872	MMPCN
27	RESERVAS REMANENTES DE GAS (24+25-26)		146931	MMPCN
RESERVAS DE CONDENSADO				
28	COND. ORIG. EN SITIO (COES) (22/8)		22060	MBN
29	FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO		8,6	%
30	RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS (28*29)/100		1900	MBN
31	FACTOR DE RECOBRO SECUNDARIO		31,5	%
32	RESERVAS RECUPERABLES SECUNDARIAS (28*31)/100		7145	MBN
33	RESERVAS RECUPERABLES TOTALES (30+32)	9486	9045	MBN
34	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE COND. (Np)	120	7915	MBN
35	RESERVAS REMANENTES DE COND. (33-34)		1130	MBN

NOTAS:

- [1], [2], [3], [4], [7], [10] Revisión de área – Nueva medición – Estudio realizado por la empresa.
- [5] Resultado de simulación Flosystem® – Estudio realizado por la empresa.
- [6] Estos valores provienen de mediciones en núcleos.
- [8] Validada tomando en consideración el volumen mensual de producción.
- [9] Estimado de los trabajos de RA/RC propuestos. Caso óptimo del Estudio realizado por la empresa.
- [11] Se toma en cuenta el Rs a la presión final de cada caso.
- [12], [13] Del estudio de balance de materiales – Estudio realizado por la empresa.
- [14] A partir del caso de inyección y desinfe del balance de materiales.
- [15] Ver Análisis PVT, Pozo LLM-6.
- [16], [17], [20] Ver Cálculos Volumétricos.
- [18] No incluye gas producido proveniente del gas en solución
- [19] Este valor proviene del balance de materiales.

La arena UDO-10 fue probada en Enero de 1940 en el pozo LLM-2, siendo completado en Mayo de 1940, dando las siguientes pruebas (Tabla 4.3):

Tabla 4.3. Pruebas Iniciales. Pozo LLM-2

QO(BN/D)	RGP(PCN/BN)	%AYS	THP(LPC)	°API
1012	13535	0,1	2010	49,8
460	14500	-	2200	53,7

Completaciones subsecuentes en la arena Colorado incluyen varios pozos ubicados en la “pierna de petróleo”, tal como se indica en la siguiente tabla (Tabla 4.4):

Tabla 4.4. Pruebas Iniciales

POZO	QO (BN/D)	RED (PULG)	RGP (PCN/BN)	°API	%AYS	PC (LPC)	TIPO	FECHA
LLM-9	537	¼	1500	30,2	0	-	Crudo	Sep-49
LLM-11	660	¼	1305	38,5	0,2	1420	Crudo	Ago-51
LLM-14	640	¼	1185	37,4	0,4	1300	Crudo	Abr-52
AG-4	550	¼	1020	39,8	0,2	1000	Crudo	Ene-50
AG-7	676	¼	1195	37,3	0,8	1570	Crudo	Ene-51
LLM-7	255	¼	11100	50-60	0	2430	Cond.	Abr-48
LLM-10	270	¼	11300	54,2	0,2	2700	Cond.	Nov-49
LLM-13	262	¼	2800	38,4	1,7	-	Crudo	Mar-52
RINC-01	232	½	1300	39,1	-	700	Crudo	Ago-41
RINC-02	400	3/8	17500	52,7	-	2350	Conds	Oct-47
RINC-03	640	3/8	772	39,1	0,1	800	Crudo	Mar-45
RINC-04	368	3/8	12245	54,3	0	-	Cond.	Jun-45

Progresivamente, se fueron completando pozos como productores en este yacimiento. Un listado de estos pozos, sus últimas pruebas, su estado actual y su producción acumulada se detalla a continuación (Tablas 4.5 y 4.6):

Tabla 4.5. Última Prueba y estado actual de los pozos completados. Yacimiento LLM Arena UDO-10. Pozos productores de condensado.

POZO	INTERVALO (PIES)	FECHA C.O.	FECHA prueba	ULTIMA PRUEBA				ACUMULADOS			
				Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	AyS %	API	P.C. (LPC)	Np (MMBN)	Gp (MMPCN)	Wp (MMBN)
AG 14	7560-7570	06/53									
AG 16	7650-7660	10/53	05/92	26	99999	43,0	40,1	1500	1,56	23,72	0,09
AG 17	6464-6560	02/54	02/62	127	71346	0,0	53,4	500	0,64	12,65	
LLM 1	6600-6610	12/37	11/95	19	84368	25,0	49,1	240	0,13	4,59	0,02
LLM 02	7019-7029	05/40							0,07	1,24	0,001
LLM 06	6695-6755	10/49							0,03	0,35	
LLM 07	7434-7504	04/48	09/56	175	7	0,0	0,0	1500	0,001	0,005	-
LLM 10	7441-7465	11/49	03/67	53	42899	11,0	47,8	2100	0,26	3,96	0,001
	7450-7471										
LLM 11	7540-7545	08/51	05/97	37	73784	50,0	38,4	790	1,19	13,62	0,05
LLM 27	7233-7245	03/54	01/82	1	99875	0,1	46,8	240	0,02	0,12	0,0001
LLM 28	7050-7062	04/54	09/98	24	53333	60,0	47,0	1450	0,03	1,96	0,02
LLM 30	7459-7499	06/54	07/98	35	99999	18,0	50,2	1400	1,38	22,29	0,30
LLM 32	7324-7338	08/54									
LLM 34	7172-7188	03/55	09/98	35	99999	20,0	41,2	1500	0,01	0,88	0,003
LLM 37	7165-7220	03/55	10/66	186	51490	17,5	43,0	1800	1,34	26,36	0,09
LLM 41	7032-7038	09/55	03/99	18	99999	58,0	43,3	1390	0,05	4,77	0,03
LLM 45	7232-7240	07/56									
LLM 46	7834-7844	01/57	04/98	28	99999	40,0	37,1	1500	0,88	17,21	0,09
LLM 49	7206-7214	07/57	01/88	30	26533	50,0	45,6	280	0,05	0,60	0,01
LLM 52	7300-7320	10/57	04/96	14	99999	1,0	40,0	150	0,23	3,45	0,02
LLM 69	6930-6940	01/71									
LLM 72	7456-7466	06/73	04/86	51	62922	15,4	49,6	1450	0,05	2,33	0,02
LLM 76	7420-7447	04/74									
LLM 83	7140-7155	06/78	11/91	7	99999	88,0	40,5	700	0,005	0,72	0,004
LLM 88	6678 - 6808	08/80	07/99	6	1233333	90,0	51,0	1580			
TOTAL									7,92	140,82	0,74

Tabla 4.6. Última Prueba y estado actual de los pozos completados. Yacimiento LLM Arena UDO-10. Pozos productores de petróleo

Pozo	Intervalo (PIES)	Fecha C.O.	Fecha Prueba	ULTIMA PRUEBA				ACUMULADOS			
				Qo (BN/D)	RGP (PCN/BN)	Ays %	API	P.C. (LPC)	Np (MMBN)	Gp (MMPCN)	Wp (MMBN)
AG 02	7826-7843	01/50	03/91	7	99999	88,0	38,1	1000	1,16	7,99	0,33
AG 04	7750-7760	06/50	10/90	18	99999	17,0	41,6	470	0,82	5,34	0,01
AG 07	7844-7862	01/51	11/98	62	40548	25,0	47,0	1400	2,07	17,87	0,09
LLM 09	7664-7674	04/49	08/87	13	80923	80,0	37,1	1180	0,98	5,87	0,00
LLM 13	7658-7678	03/52	04/87	14	298680	30,0	47,1	880	0,99	18,12	0,10
LLM 14	7834-7850	04/52	05/87	28	99999	25,0	42,5	1500	1,63	19,54	0,08
LLM 19	7628-7635	12/52	06/79	131	31099	1,0	45,9	2340	0,0005	0,003	0,00001
	7654-7668										
LLM 21	7684-7689	01/53	06/76	57	25563	10,0	42,2	1380	0,82	2,24	0,02
	7693-7699										
	7706-7716										
LLM 26	7816-7874	01/54	11/69	172	21612	0,2	43,6	2500	0,06	0,75	0,03
LLM 39	7566-7574	08/55	07/95	50	99999	30,0	36,1	1050	0,38	10,79	0,05
RL 1									0,68	6,85	0,01
RL 3									1,36	9,44	0,01
TOTAL									10,95	104,80	0,73

4.3.3. Análisis PVT.

Para el Yacimiento LLM, Arena UDO-10 se dispuso de los análisis PVT que se realizaron sobre muestras de fluidos de los pozos LLM-2, LLM-6 y LLM-14. También se dispuso de los resultados de las correlaciones de propiedades PVT desarrolladas por la empresa TOTAL para petróleos del Oriente de Venezuela.

El PVT del pozo LLM-14 fue descartado por estar situado en otra área, la profundidad de la prueba y el intervalo productor no corresponden con las arenas KL actuales.

El PVT recombinado del pozo LLM-6 fue descartado por el uso de una presión de prueba de 3322 lpc inferior a 3820 lpc, la cual fue considerada como la real original.

Tabla 4.7. Análisis PVT. Yacimiento LLM, Arena UDO-10

PRESION (LPC)	CARACT YACIM.	PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO				PROPIEDADES PVT DEL GAS			PVT AGUA
		Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Uo (CPS)	Co (Lpc-1)	Bg * (BY/MPCN)	Ug CP	Cg (Lpc-1)	Bw BY/BN
3800	Sub Sat.	1300	1,670	0,200	2,30E-05	0,9300	0,0306	-5,93E-05	1,0141
3192	Sat.	1056	1,626	0,219	3,03E-05	0,9555	0,0256	-3,77E-04	1,0127
3116	Sat.	1028	1,620	0,221	3,14E-05	0,9799	0,0257	-3,12E-04	1,0126
3040	Sat.	999	1,615	0,224	3,25E-05	1,0055	0,0258	-2,59E-04	1,0124
2964	Sat.	971	1,610	0,227	3,37E-05	1,0325	0,0260	-2,13E-04	1,0123
2888	Sat.	943	1,605	0,229	3,50E-05	1,0610	0,0261	-1,72E-04	1,0121
2812	Sat.	915	1,600	0,232	3,64E-05	1,0910	0,0263	-1,36E-04	1,0120
2736	Sat.	887	1,595	0,235	3,79E-05	1,1227	0,0264	-1,03E-04	1,0118
2660	Sat.	859	1,590	0,238	3,94E-05	1,1563	0,0266	-7,23E-05	1,0117
2584	Sat.	832	1,585	0,241	4,11E-05	1,1919	0,0267	-4,36E-05	1,0116
2508	Sat.	804	1,580	0,245	4,30E-05	1,2297	0,0269	-1,64E-05	1,0114
2432	Sat.	777	1,575	0,248	4,49E-05	1,2700	0,0270	9,77E-06	1,0113
2356	Sat.	749	1,570	0,252	4,70E-05	1,3129	0,0272	3,53E-05	1,0112
2280	Sat.	722	1,565	0,255	4,93E-05	1,3587	0,0273	6,03E-05	1,0110
2204	Sat.	695	1,560	0,259	5,18E-05	1,4077	0,0275	8,52E-05	1,0109
2128	Sat.	668	1,555	0,263	5,45E-05	1,4604	0,0276	1,10E-04	1,0108
2052	Sat.	641	1,551	0,267	5,75E-05	1,5170	0,0277	1,35E-04	1,0107
1976	Sat.	614	1,546	0,272	6,07E-05	1,5781	0,0279	1,61E-04	1,0106
1900	Sat.	588	1,541	0,276	6,43E-05	1,6442	0,0280	1,87E-04	1,0105
1824	Sat.	561	1,536	0,281	6,82E-05	1,7160	0,0281	2,14E-04	1,0104
1748	Sat.	535	1,532	0,286	7,25E-05	1,7941	0,0281	2,42E-04	1,0103
1672	Sat.	509	1,527	0,291	7,73E-05	1,8795	0,0282	2,71E-04	1,0102
1596	Sat.	483	1,522	0,296	8,27E-05	1,9732	0,0281	3,01E-04	1,0101
1520	Sat.	457	1,518	0,302	8,88E-05	2,0766	0,0280	3,32E-04	1,0100
1444	Sat.	431	1,513	0,308	9,57E-05	2,1911	0,0278	3,64E-04	1,0099
1368	Sat.	406	1,509	0,315	1,03E-04	2,3186	0,0275	3,97E-04	1,0098
1292	Sat.	380	1,504	0,321	1,12E-04	2,4615	0,0269	4,30E-04	1,0097
1216	Sat.	355	1,500	0,328	1,23E-04	2,6227	0,0262	4,59E-04	1,0096
1140	Sat.	330	1,495	0,336	1,35E-04	2,8059	0,0253	4,78E-04	1,0096
1064	Sat.	305	1,491	0,344	1,49E-04	3,0159	0,0241	4,54E-04	1,0095
988	Sat.	281	1,487	0,353	1,66E-04	3,2590	0,0228	2,55E-05	1,0094

* Bg Tomado del PVT del pozo LLM-6

Los resultados del PVT del pozo LLM-2 están parcialmente reportados en el informe: Mene Grande Oil Company. “Estudio del Proyecto del Yacimiento LLM Arena UDO-10” Santa Ana N° COR-02023.65, año 1965. Este PVT corresponde a la sección de petróleo y las propiedades PVT concuerdan con los resultados obtenidos de las correlaciones PVT desarrolladas por la empresa TOTAL para petróleos del Oriente de Venezuela (Tabla 4.7).

Sin embargo, el factor volumétrico del gas presenta una curva errática de valores variables por lo que se calculó el factor de compresibilidad del gas de dos fases o Z bifásico, que permite el uso de las ecuaciones de Balance de Materiales, sin tener que recurrir a un simulador composicional.

La ecuación utilizada para graficar el factor volumétrico del gas fue la siguiente:

$$\beta_g = 0,00504 * \left(\frac{Z * T}{P} \right) * 1000(\text{BN/MPCN}) \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Los valores de β_g se presentan en las Figuras 4.3 y 4.4, tanto para el gas original como para el gas inyectado respectivamente.

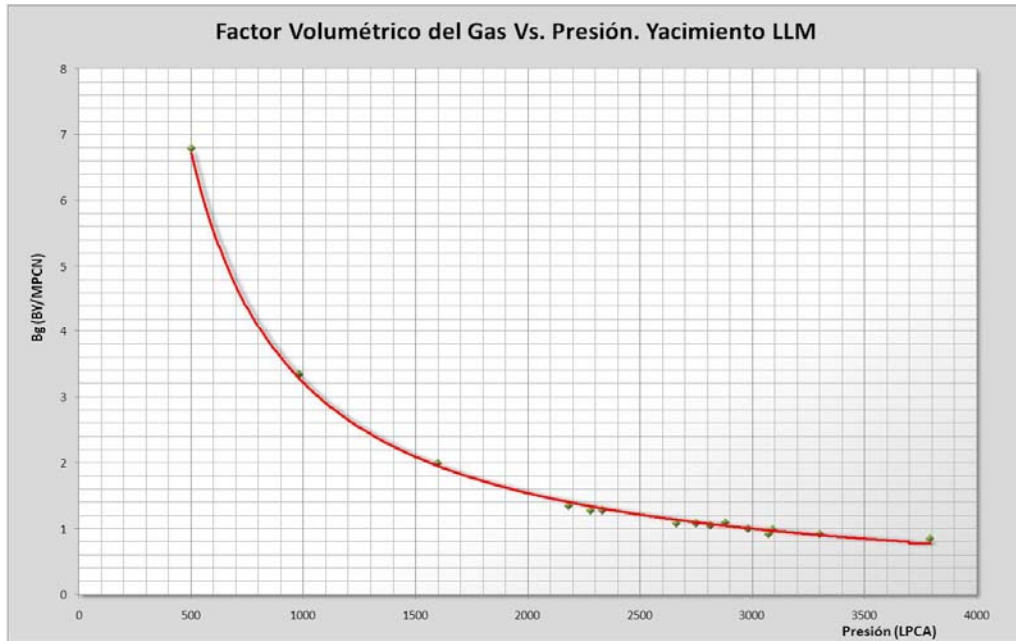


Figura 4.3. Factor Volumétrico del Gas Vs. Presión. Yacimiento LLM

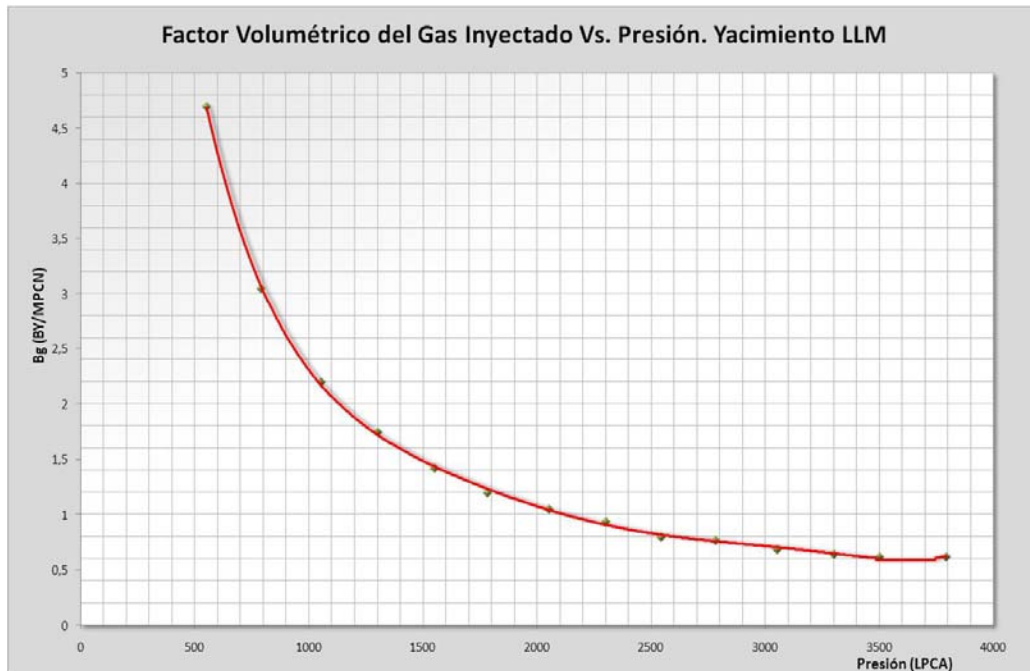


Figura 4.4. Factor Volumétrico del Gas Inyectado Vs. Presión. Yacimiento LLM

4.3.4. Datos Básicos.

- **Área:** Los primeros resultados de los balances de materiales iniciales indicaron que era necesario validar la relación entre el volumen de petróleo y el de la capa de gas condensado. Esta revisión indicó que el área de la capa de gas condensado era de 5108 acres y la de petróleo de 2057 acres. Estas cifras indican un aumento de 15 MMMPCN sobre las cifras oficiales para la capa de gas condensado y de 16,2 MMBN para la zona de petróleo (POES) respectivamente.
- **Presión:** La Presión inicial del yacimiento se determinó de mediciones iniciales que indican una presión de 3800 Lpc a 7250 bnm.
- **PVT:** El PVT utilizado corresponde al pozo LLM-2 parcialmente reportado en el informe reportado por la empresa.

El factor de compresibilidad bifásico del gas o Z bifásico, que permite el uso de las ecuaciones de balance de materiales, sin tener que recurrir a un simulador composicional se obtuvo siguiendo el procedimiento que se describe en los cálculos volumétricos.

Una vez calculado el Z bifásico, el Factor Volumétrico de Formación del Gas, puede calcularse usando la ecuación:

$$\beta_{g_{2F}} = 0,0054 * \left(\frac{Z_{2F} * T}{P} \right) * 1000 (BN / MPCN) \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Los datos básicos para el cálculo provienen del análisis PVT de Febrero de 1947 efectuado en el pozo LLM-6, Arena UDO-10.

Los valores del factor de expansión de gas β_g son determinantes en los resultados del balance de materiales. Estos valores utilizados luego de haber iniciado la inyección de gas seco no dejan de ser aproximaciones. El factor de

expansión de gas depende de la composición del gas y debido a la inyección de gas seco proveniente de las plantas de extracción de líquidos y la producción de gas húmedo, cuyo factor de expansión es el utilizado, la composición del gas en el yacimiento ha venido cambiando con el tiempo llegándose a las composiciones actuales.

- **Compresibilidad del agua:** Fue tomada de las correlaciones de la empresa TOTAL para yacimientos del Oriente de Venezuela.
- **Compresibilidad de la roca:** Tomada de las correlaciones de Hall N.H. “Compressibility of Reservoir Rocks” Trans AIME (1953), 198, 309.
- **Propiedades Petrofísicas:** a excepción de h (espesor de arena neta), fueron tomadas de las cifras oficiales suministradas por la empresa.

4.3.5. Cálculos Volumétricos.

Entre las principales características que se pueden observar en este yacimiento, el mismo posee un contacto agua-petróleo a una profundidad de 7413 p.b.n.m., con una pierna de petróleo de un espesor promedio de 20 pies y un área aproximada de 2056 acres. Asociado a dicha pierna de petróleo se encuentra un casquete de gas de un espesor y promedio de 27 pies y un área de 5108 Acres. La saturación de agua connata de la arena ha sido estimada en 15% y la porosidad promedio es de 23%.

De lo anterior se puede estimar el petróleo original en sitio (POES) por medio de la ecuación 3.1 obteniéndose el siguiente resultado:

$$\text{POES} = 37,35 \text{ MMBN}$$

Para el cálculo del volumen original de gas en el casquete, se procedió primero a evaluar el factor volumétrico de formación del gas de dos fases también denominado Z bifásico. Para lo cual se utilizaron dos métodos distintos, el primero a través de la utilización del análisis composicional del gas y el segundo basado en la información de producción obtenida en los separadores primarios. El primer método propuesto para el cálculo del factor de compresibilidad de dos fases, utiliza el análisis composicional del gas. En este caso se usó el realizado al gas del pozo LLM-6 completado en la arena UDO-10 y tomado en el año 1947. Dicha composición se muestra en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8. Análisis de composición de gas Pozo LLM-6. Yacimiento LLM, Arena UDO-10

COMPUESTO	GAS SEP. (% MOLAR)	LIQ. SEP. (% MOLAR)	FLUIDO DEL YACIMIENTO
C1	74,73	25,98	67,16
C2	11,50	13,29	11,78
C3	5,92	14,76	7,29
iC4	0,97	3,98	1,44
nC4	1,29	7,97	2,33
iC5	0,43	2,58	0,76
nC5	0,30	3,59	0,81
C6	0,45	5,74	1,27
C7+	0,41	19,82	3,43
CO2	4,00	2,29	3,73

A partir del análisis composicional mostrado y los valores de presiones y temperaturas críticas de los pseudocomponentes, se obtendrán la presión y la temperatura crítica del condensado.

Un paso importante que se debe destacar es el cálculo de la presión y la temperatura pseudocrítica del C_7^+ , lo cual se realiza por medio de las correlaciones de Standing que ajustan matemáticamente las curvas de Mathews, Roland y Katz, a saber:

$$T_{sc}C_7^+ = 608 + 364 \log(MC_7^+ - 71,2) + (2450 \log MC_7^+ - 3800) \log \gamma C_7^+ \quad (\text{Ec 4.3})$$

$$P_{sc}C_7^+ = 1188 - 431 \log(MC_7^+ - 61,1) + (2319 - 852 \log(MC_7^+ - 53,7)) (\gamma C_7^+ - 0,8) \quad (\text{Ec 4.4})$$

Donde:

$T_{sc}C_7^+$ =Temperatura Pseudocrítica del Heptano Plus.

$P_{sc}C_7^+$ =Presión Pseudocrítica del Heptano Plus.

MC_7^+ =Peso Molecular del Heptano Plus.

Debido al alto porcentaje de CO₂ presente en la muestra fue necesario realizar las correcciones pertinentes en los valores de Pc y Tc obtenidos anteriormente por medio de las ecuaciones de Wichert y Aziz, a saber:

$$T_{sc} = (\sum T_{ci}Y_i) - F_{sk} \quad (\text{Ec 4.5})$$

$$P_{sc} = \frac{(\sum P_{ci}Y_i)T_{sc}}{(\sum T_{ci}Y_i) + B(1 - B)F_{sk}} \quad (\text{Ec 4.6})$$

Donde,

$$F_{sk} = 120(A^{0,9} - A^{1,6}) + 15(B^{0,5} - B^4) \quad (\text{Ec 4.7})$$

$$A = Y_{CO_2} + Y_{H_2S} \quad (\text{Ec 4.8})$$

$$B = Y_{H_2S} \quad (\text{Ec 4.9})$$

Donde,

F_{sk} = Factor de corrección

Y_{CO_2} = Fracción molar del CO_2

Y_{H_2S} = Fracción molar del H_2S

Estas correcciones aplican también cuando el gas contiene un cierto porcentaje de H_2S . Sin embargo, como en este caso el análisis no mostró contenido del mismo, esta corrección se descarta. Los resultados obtenidos a través del procedimiento antes descrito, se presentan en la tabla 4.9 así como también el valor del factor de compresibilidad bifásico (Z bifásico) del gas condensado el cual es determinado usando las gráficas de Z desarrolladas por Standing y Katz.

Tabla 4.9. Cálculo del Z Bifásico

Comp.	P.M.	T crít	P crít	Gas Condensado			Gas del Separador			Condensado		
				PM*Zi	Pci*Zi	Tci*Zi	PM*Yi	Pci*Yi	Tci*Yi	PM*Xi	Pci*Xi	Tci*Xi
CO2	44,01	547,9	1071	1,64	39,95	20,44	1,76	42,84	21,92	1,01	24,53	12,55
C1	16,043	343,37	667,8	10,77	448,49	230,61	11,99	499,05	256,6	4,17	173,49	89,21
C2	30,07	550,09	707,8	3,54	83,38	64,8	3,46	81,4	63,26	4	94,07	73,11
C3	44,097	666,01	616,3	3,21	44,93	48,55	2,61	36,48	39,43	6,51	90,97	98,3
iC4	58,124	734,98	529,1	0,84	7,62	10,58	0,56	5,13	7,13	2,31	21,06	29,25
nC4	58,124	765,65	550,7	1,35	12,83	17,84	0,75	7,1	9,88	4,63	43,89	61,02
iC5	72,151	829,1	490,4	0,55	3,73	6,3	0,31	2,11	3,57	1,86	12,65	21,39
nC5	72,151	845,7	488,6	0,58	3,96	6,85	0,22	1,47	2,54	2,59	17,54	30,36
C6	86,178	913,7	436,9	1,09	5,55	11,6	0,39	1,97	4,11	4,95	25,08	52,45
C7+	156	1160,12	337,68	5,35	11,58	39,79	0,64	1,38	4,76	30,92	66,93	229,94
TOTAL				28,94	662,02	457,37	22,69	678,93	413,18	62,94	570,2	697,57

Corrección por CO ₂	
Fsk	6,22
Tsc	451,15
Psc	653,01

Tsr	1,6
Psr	5,09

Z2F	0,85
------------	-------------

En el segundo procedimiento se utilizó información presentada en el informe COR-02023.65 (Estudio Proyecto del Yacimiento LLM, Arena UDO-10), suministrado por la empresa. En este informe se encuentran los siguientes datos:

Tabla 4.10. Datos Básicos del Yacimiento LLM, Arena UDO-10

Temperatura (°F)	234
Presión inicial (lpc)	3800
Gravedad Específica	0,7753
Gravedad del condensado (°API)	51,9
RGC (PCN/BN)	10500

4.3.5.1 Procedimiento para el cálculo del Z bifásico:

Utilizando la ecuación desarrollada por Cragoe se puede calcular el peso molecular del líquido condensado M_c , así se tiene:

$$M_c = \frac{6048}{(^{\circ}API - 5,9)} \quad (\text{Ec 4.10})$$

Donde,

M_c = Peso molecular del líquido condensado.

$^{\circ}API$ = Gravedad del líquido.

Reemplazando los correspondientes valores se tiene:

$$\mathbf{M_c = 131,63 \text{ lb/lbmol}}$$

La gravedad específica del líquido condensado (γ_c) en tanque será igual a:

$$\gamma_c = \frac{141,5}{(131,5 + \text{°API})} \quad (\text{Ec 4.11})$$

$$\gamma_c = 0,7715$$

Al ser reemplazado en la ecuación de Peso Molecular de Cragoe:

$$M_g = 28,96 * \gamma_g \quad (\text{Ec. 4.12})$$

$$\mathbf{M_g = 22,45 \text{ lb/lbmol}}$$

Y la gravedad específica del gas condensado será,

$$\gamma_{gc} = \frac{RGC * \gamma_g + 4584 * \gamma_c}{RGC + 132800 * \left(\frac{\gamma_c}{M_c}\right)} \quad (\text{Ec 4.13})$$

$$\gamma_{gc} = 1,0352$$

Se determinan ahora la presión y temperatura pseudocríticas:

$$P_{sc} = 706 - 51,7 * \gamma_{gc} - 11,1 * (\gamma_{gc})^2 \quad (\text{Ec.4.14})$$

$$\mathbf{P_{sc} = 641,44}$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * \gamma_{gc} - 71,5 * (\gamma_{gc})^2 \quad (\text{Ec. 4.15})$$

$$\mathbf{T_{sc} = 451,99}$$

$$P_{sr} = \frac{P}{p_{sc}} \quad (\text{Ec. 4.16})$$

$$\mathbf{P_{sr} = 5,93}$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (\text{Ec. 4.17})$$

$$\mathbf{T_{sr} = 1,5933}$$

A partir de los valores de presión y temperatura pseudoreducidas y el valor ya calculado de la gravedad específica del gas condensado, se utilizó la gráfica de correlaciones para el factor de compresibilidad del gas de Standing y Katz, obteniéndose el siguiente valor para el factor de compresibilidad del gas bifásico:

$$\mathbf{Z_{gci} = 0,854}$$

Entonces, utilizando la ecuación del factor volumétrico del gas:

$$\beta_{gc} = 0,00504 \frac{Z_{gci} * T}{P} \quad (\text{Ec 4.18})$$

se obtiene,

$$\beta_{gci} = 0.000849 \text{BY} / \text{PCN}$$

Es interesante resaltar que los valores del factor de compresibilidad bifásico del gas, determinado por ambos métodos son bastante similares, lo cual a su vez sirve para corroborar y validar ambos procedimientos.

Una vez calculado el factor volumétrico de formación del gas (β_{gci}), con la ecuación volumétrica se determinará el volumen inicial del gas (GCOES) mediante la Ecuación 3.2.

Entonces,

$$\mathbf{GCOES = 249,12 \text{ MMMPCN}}$$

Por otro lado, la fracción del GCOES que quedaría como gas, se puede calcular de:

$$F_g = \frac{RGC}{RGC + 132800 \left(\frac{\gamma_c}{Mc} \right)} \quad (\text{Ec 4.19})$$

Donde,

$F_g =$ Fracción de gas (Fracción).

$RGC =$ Relación gas condensado (PCN/BN).

$\gamma_c =$ Gravedad específica del condensado

$Mc =$ Peso Molecular del condensado (lb/lbmol).

$$\mathbf{F_g = 0,930}$$

En consecuencia, el volumen de gas calculado mediante la Ecuación 3.3 sería igual a:

$$\mathbf{GOES = 231,68 \text{ MMMPCN}}$$

Y el volumen de líquido condensado original en sitio entonces sería igual a:

$$\text{COES} = \text{LOES} = \text{GOES}/\text{RGC} \quad (\text{Ec. 4.20})$$

COES = 22.06 MMBN

La complejidad del proceso derivada de la mezcla entre el gas inyectado, el gas original en sitio y el gas en solución que se ha liberado a consecuencia de la caída de presión que ha experimentado el yacimiento por ineficiencias del proceso de inyección de gas, resulta muy difícil definir la composición del gas que actualmente se encuentra en el casquete. Sin embargo, en base a razonamientos teóricos se estimó la composición del gas y del contenido de líquidos obtenibles a través de un proceso de separación convencional así como a través de un proceso criogénico.

La riqueza original del gas obtenida a través de la RGC original de separación convencional es de 10500 PCN/BN equivalente a 4 GPM no criogénicos. En la actualidad la producción acumulada de condensado es de 7.93 MMBN lo que representa un factor de recobro del 35 % del LOES (22.06 MMBN).

4.3.6. Mantenimiento de presión por inyección de gas en el yacimiento LLM (Arena UDO-10).

Como puede observarse en la curva de comportamiento de presión de este yacimiento (Figura 4.5), el reciclaje de gas cumplió su objetivo de mantener en buena medida y por un período importante de tiempo, la presión del yacimiento alrededor de las 2200 lpc a 7250 p.b.n.m. La idea era mantener dentro de lo posible la presión lo suficientemente alta para minimizar las pérdidas de líquido por condensación retrógrada en el yacimiento. Así mismo, se puede inferir que ocurrió una buena eficiencia de desplazamiento lo que se traduce en un nivel de recobro de 33% del POES.

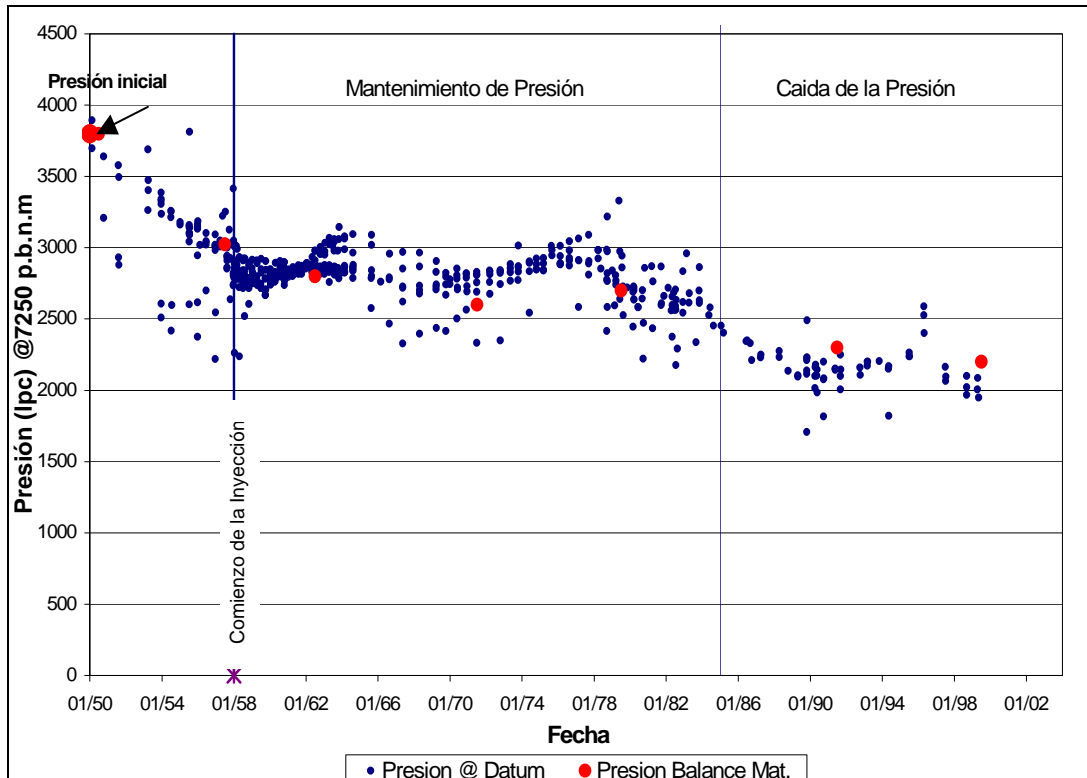


Figura 4.5. Comportamiento final de Presión. Yacimiento LLM, Arena UDO-10.

El proceso de ciclaje de gas es en general, muy atractivo y efectivo porque básicamente es un proceso miscible, con miscibilidad al primer contacto. En la arena UDO-10 (Yacimiento LLM) no se dispone de un PVT tomado en la propia acumulación, sin embargo, la evidencia parece indicar que el mantenimiento de presión pudo haberse realizado cerca de la presión de rocío retrógrada y el volumen de petróleo recuperado así parece indicarlo.

Cuando el mantenimiento de presión se hace a $P < P_r$, la eficiencia microscópica de desplazamiento es menor a 100% debido a que se ha creado una fase previamente inexistente de líquido condensado dentro del yacimiento lo que obviamente deteriora la capacidad de flujo del sistema y esto ocasiona que el recobro se vea disminuido.

Así mismo, el reciclaje de gas se constituye en una buena fuente de almacenamiento cuando no se tiene mercado para el mismo.

Por otro lado, los últimos análisis recibidos de la composición del gas actualmente presente en el yacimiento (Tabla 4.11), revelan que estamos claramente al final de las operaciones de reciclaje, de hecho en la práctica el yacimiento se ha convertido básicamente en uno de gas seco y esto representa una excelente oportunidad de gran potencial económico durante del proceso de desinfe de esta capa de gas. El análisis mostrado en la tabla 4.11 corresponde al pozo LLM-46 de la Arena UDO-10.

4.3.7. Agotamiento final luego de la inyección de gas seco.

Una vez que como producto del monitoreo de producción se alcance una Relación Gas-Líquido Condensado máxima, donde la recuperación de líquidos llegue a su límite económico, se deberían dar por terminadas las operaciones de reciclaje de gas.

En este momento existirá en el yacimiento una saturación residual de líquido condensado y una saturación muy importante de gas seco. Pudiese también haber una saturación de gas condensado no barrido debido a las ineficiencias propias del proceso de desplazamiento, tales como heterogeneidades en el yacimiento y/o estratificación, que pudieran afectar negativamente las eficiencias areales y verticales de barrido, lo cual generaría RGL muy altas en forma prematura. Sin embargo, ese no pareciera ser el caso en este yacimiento, que en general no es muy heterogéneo y además se trata de un cuerpo de arena bastante limpio.

Tabla 4.11. Análisis composicional de Gas en el separador. Pozo LLM-46.

LABORATORIO DE SERVICIOS TÉCNICOS PETROLEROS
DEPARTAMENTO DE CROMATOGRAFIA


INFORMACIÓN SOBRE EL CILINDRO No. 13 809 87

* COMPONENTES	COMPOSICION (PORCENTAJE MOLAR)	CONTENIDO * LIQUIDO *
H2S	0.00000	
CO2	8.34083	
NITROGENO	0.04424	
METANO	79.90577	
ETANO	0.44638	
PROPANO	2.99866	0.02211
ISOBUTANO	0.68183	0.22178
N-BUTANO	0.89899	0.28088
ISOPENTANO	0.25970	0.13091
N-PENTANO	0.29894	0.10768
ISOHEXANO	0.01139	0.00470
N-HEXANO	0.02214	0.00497
HEPTANOS	0.00335	0.00154
OCTANOS	0.00000	0.00000
NONANOS	0.00000	0.00000
DECANOS	0.00000	0.00000

* CARACTERISTICAS DEL GAS NATURAL *

* GRAVEDAD ESPECIFICA	: 0.7313	(AIRE = 1.0)
* PESO MOLECULAR	: 21.179	LB/LBMOI
* PRESION SEUDOCRITICA	: 679.16	LPSA
* TEMPERATURA SEUDOCRITICA	: 382.62	°R
* CONTENIDO LIQUIDO (GPM)	: 1.878	GAL/1000 YEN
* VALOR CALORIFICO NETO	: 973.5	BTU/PCN
* VALOR CALORIFICO BRUTO	: 1075.7	BTU/PCN
* VISCOSIDAD DEL GAS	: 0.0113	CENTIPOISE a P Y T
* FACTOR Z DEL GAS	: 0.8878	a P Y T
* CONTENIDO DE H2S		PPM (METODO DRAGER)

[Handwritten Signature]



Es importante señalar que durante la fase de desinfe todo el sistema va a estar sometido a un proceso de agotamiento acelerado de la presión y es oportuno indicar que en cualquier caso se pudieran generar caídas de presión muy altas a nivel de los pozos productores de gas que pudieran ocasionar conificación del agua presente en el yacimiento hacia estos pozos y en consecuencia un alto índice de corrosión.

4.3.8. Interpretación del comportamiento de los pozos en cuanto a presión y producción.

A través de las gráficas realizadas de cada pozo del yacimiento en estudio mostradas en las figuras 4.6, figura 4.7, figura 4.8, figura 4.9, figura 4.10 y figuras 4.11; fue posible interpretar el comportamiento de cada pozo.

4.3.8.1. Pozo LLM-1

El pozo LLM-1 presenta una profundidad total de 7.628 pies, con una elevación del terreno de 508 pies. Fue completado en diciembre de 1937 en la cual las arenas completadas fueron: la ME-HI con un método de completación sencilla por flujo natural con una producción acreditada de 3.917 PCN/D en la cual fueron probados conjuntamente otros prospectos.

Se realizó el primer servicio en febrero de 1939 en el cual la arena ME-HI fue completada por el método de completación sencilla por flujo natural con la producción acreditada de 104.901 PCN/D en este servicio se quedo en el fondo un pescado a 7.521' luego un reacondicionamiento en julio de 1946 en el cual la arena ME-HI fue abandonada temporalmente y en el cual fue completada la arena VE-B2 por completación sencilla con flujo natural y una producción acreditada de 517.964 PCN/D se perforo cemento por aislamiento la arena VE-B2'.

Se realizó un segundo servicio con la finalidad de perforar la arena CO-C para luego ser completada por medio del método de completacion sencilla por flujo natural con una producción acreditada de 554.514 PCN/D. El estado actual de este pozo en la arena CO-C es que esta fluyendo por la tubería de producción si ningún problema.

4.3.8.2. Pozo LLM-6

El pozo LLM-6 presenta una profundidad total de 9.000 pies y una elevación de terreno de 558 pies. Fue completado inicialmente en octubre de 1949 la arena completada fue la ME- M1 obteniéndose una producción por tubería también se obtuvieron arenas propuestas las cuales fueron: ME- E, ME- D, ME- CO –R2, CO-R1, ME- KL1, CO-C, M- A1,2 de las cuales fue completada en el primer reacondicionamiento en el año 1950 fue la arena CO-C, donde se obtuvo una producción acreditada de 90860BN, ese mismo año la arena ME- M1 fue abandonada por poseer una alta relación gas petróleo.

Luego en julio de 1954 se le realizó un segundo reacondicionamiento en el cual se abandonó la arena CO-C y se completó la arena UDO-10 con una producción acreditada de 27748 BN fluyendo por tubería de producción. El resto de las arenas fueron cementadas porque tuvieron solo una pequeña producción de agua salada.

En 1956 se le hizo un primer servicio a la arena UDO-10 con una completación sencilla, pero luego se cerró por ser un productor de gas.

4.3.8.3. Pozo LLM-7

El pozo LLM-7 inicia su perforación el 19 de agosto de 1947 presenta una profundidad total de 8.675 pies, con una elevación del terreno de 568 pies. Fue completado el 15 de abril de 1948 se realizó la completación de la arena ME-HI

sencilla por flujo natural acreditando una producción de 1.727.454PCN/D el objetivo principal de esta perforación es la de evaluar la arena UDO-10 en el intervalo (7489'-7499') el cual hubo flujo de gas seco por 20 minutos con un revestidor de ¼" luego en condiciones estables por 9 horas fluyo al tanque con una tasa de 265MPCN/D con °API de 51,0 y RGP 11100PCN7BN lo cual fue abandonada por cemento.

Se le realizó el primer reacondicionamiento en abril de 1956 con el objetivo de completar las arenas ME-HI y UDO-10 con doble zona inyector productor con una producción acreditada de 3.324.088PCN/D y 698PCN/D respectivamente.

Luego a este pozo se le realizó una primera reparación en julio de 1979 lo cual tenia como objetivo principal eliminar la comunicación existente entre el equipo de producción el cual se pone a producir por flujo natural la arena ME-HI y a inyector de gas a la arena UDO-10 luego se inició otra reparación para agosto de 1991 en la cual se sustituyó el equipo de producción por estar en mal estado se recompleto el pozo en las arenas ME-HI la cual estaba fluyendo por la tubería de producción. En vista de que la arena acreditada para la producción de gas era la arena ME-HI resultando negativo para la producción se acordó en cerrar dicha arena y aceptar la arena UDO-10 la cual era inyectora de gas.

4.3.8.4. Pozo LLM-21

El pozo LLM-21 fue perforado inicialmente el 8 de noviembre de 1952, presenta una profundidad total de 8.864 pies, con una elevación del terreno de 511 pies. Fue completado originalmente el 25 de enero de 1953 dicha completación se realizó en la arena UDO-10 a través de sencillo flujo natural presentando una producción de 456.040 BN/D se obtuvieron dos arenas probadas las cuales fueron: COR12 y MEC. En enero de 1954 y mayo de 1955 se acidificó para abrir más canales de desplazamiento la arena UDO-10 . En mayo de 1956 la arena UDO-10 fue

completada por doble zona con una producción acreditada de 116.928 BN/D, de igual manera fue completada la arena COR12 con una producción de 40.039 BN/D.

En marzo de 1969 se le realizó el primer servicio al pozo teniendo como objetivo completar la arena UDO-10 por medio del método de completación sencilla y la arena CO- R12 con selectivo teniendo una producción acreditada de 242.313 BN/D y 124 BN/D respectivamente hasta agotarlo. En 1978 dichas arenas fueron abandonadas; en el mismo año se le hizo un reacondicionamiento en el cual se le hizo pruebas de inyectividad a la arena CO- H dando buenos resultados más no fue recompletado.

4.3.8.5. Pozo LLM-26

El pozo LLM-26 inició su perforación el 02 de noviembre de 1953, presenta una profundidad total de 9.163 pies, con una elevación del terreno de 528 pies. Su completación original fue el 15 de enero de 1954 en la cual fue completada la arena MECL a través de flujo natural presentando una producción de 37.401 BN/D, obteniéndose los siguientes prospectos probados: UDO-10 ; COR2L y MEJ1.

Se le realizó un primer reacondicionamiento en noviembre de 1954 el cual tuvo como objetivo principal hacer producir al máximo la arena MECL para luego abandonarla; se completo la arena UDO-10 mediante sencillo flujo natural; esta arena fue un prospecto probado en enero de 1954. Luego se le realizó el primer reacondicionamiento permanente en agosto de 1981 en el cual se completaron las arenas MEDU y COR2L mediante sencillo flujo natural y levantamiento artificial por gas (LAG) respectivamente. En la actualidad las arenas UDO-10 , COR2L Y MEDU se encuentran en espera de inyección alterna de vapor.

4.3.8.6. Pozo LLM-27

El pozo LLM-27 presenta una profundidad total de 8.920 pies, con una elevación del terreno de 468 pies. Su completación original fue en marzo de 1954 en la cual fue completada la arena UDO-10 por medio de sencillo flujo natural presentando una producción de 24.036 PCN de gas, obteniéndose los siguientes prospectos probados: MEA y MEI los cuales fueron abandonados temporalmente; MEHM, MEK, y MEMO VEB2.

Se le realizó un primer reacondicionamiento en agosto de 1954 con la finalidad de producir al máximo la arena UDO-10 para ser abandonada posteriormente. Se completó la arena VEB2 a través de sencillo flujo natural presentando una producción de 110.025 PCN de gas, obteniéndose el siguiente prospecto probado: COF1 el cual fue abandonado temporalmente. A este pozo se le realizó un primer servicio en diciembre de 1958, el cual tuvo como finalidad fracturar la arena VEB2 para luego completarla mediante un sencillo flujo natural; presentando una producción de 85.904 PCN de gas.

Se le realizó un segundo reacondicionamiento en marzo de 1979 en el cual fueron completadas las arenas: VEB2, MEA, MEHM. Presentando la arena MEA una producción de 45.577 PCN de gas. Se realizó un tercer reacondicionamiento en septiembre de 1982, cuyos objetivos fueron abandonar las arenas MEA y MEHM ya que tenían los equipos en mal estado; y completar las arenas: CON1 por medio de flujo sencillo y selectivo, y la VEB2 por flujo natural cuyas arenas presentaron una producción de 113.832PCN de gas y 26PCN de gas respectivamente. En la actualidad la arena VEB2 se encuentra cerrada (EHN), mientras que la arena CON1 se encuentra fluyendo por tubería de producción (PTC).

4.3.8.7. Pozo LLM-28

El pozo LLM-28 inició su perforación el 10 de febrero de 1954, presenta una profundidad total de 8.468 pies, con una elevación del terreno de 514 pies. Su completación original fue en abril de 1954 en la cual fueron completadas las arenas COF12 por doble completación y ME-J1 por flujo natural. Las arenas presentaron una producción de 229.947 PCN de gas y 1.066.066 PCN de gas respectivamente; obteniéndose como prospecto probado la arena MEHI la cual se encuentra fluyendo bajo control de mecanismo. Se le realizó un primer servicio en marzo de 1965 el cual tuvo como objetivo completar las arenas: COF12 por doble zona y el ME-J1 por flujo natural la arena COF12 no reflejó producción mientras que la arena ME-J1 arrojó una producción de 267.016 PCN de gas.

Se le realizó un primer reacondicionamiento en marzo de 1979 con el objetivo de completar las arenas COF12, ME-CL, Y ME-J1, la arena ME-CL presentó una producción de 3.052 PCN de gas y la arena ME-J1 de 143.382 PCN de gas. De igual manera se le realizó un segundo reacondicionamiento en agosto de 1982, con la finalidad de abandonar la arena COF12 ya que la misma se encontraba fluyendo bajo control de mecanismo sin aportar producción alguna. Y para completar las arenas ME-J1 y CO-R1,2 las cuales presentaron producción de 59.930 y 9.152 respectivamente. En la actualidad las arenas ME- J1 y CO-R1,2 se encuentran inactivas.

4.3.8.8. Pozo LLM-30

El pozo LLM-30 fue perforado inicialmente el 20 de abril de 1954, presenta una profundidad total de 8746 pies, con una elevación de terreno de 492,48 pies. Fue completado el 28 de junio de 1954 las arenas completadas fueron las arenas Mercurio C y G ambas por doble zona con una producción diaria de 70 y 80 BN

respectivamente. Y se obtuvo un prospecto probado UDO-10 el cual era de condensado; la arena Merecure 1 que fue probada inicialmente pero luego fue abandonada por poseer un 40% de agua en petróleo.

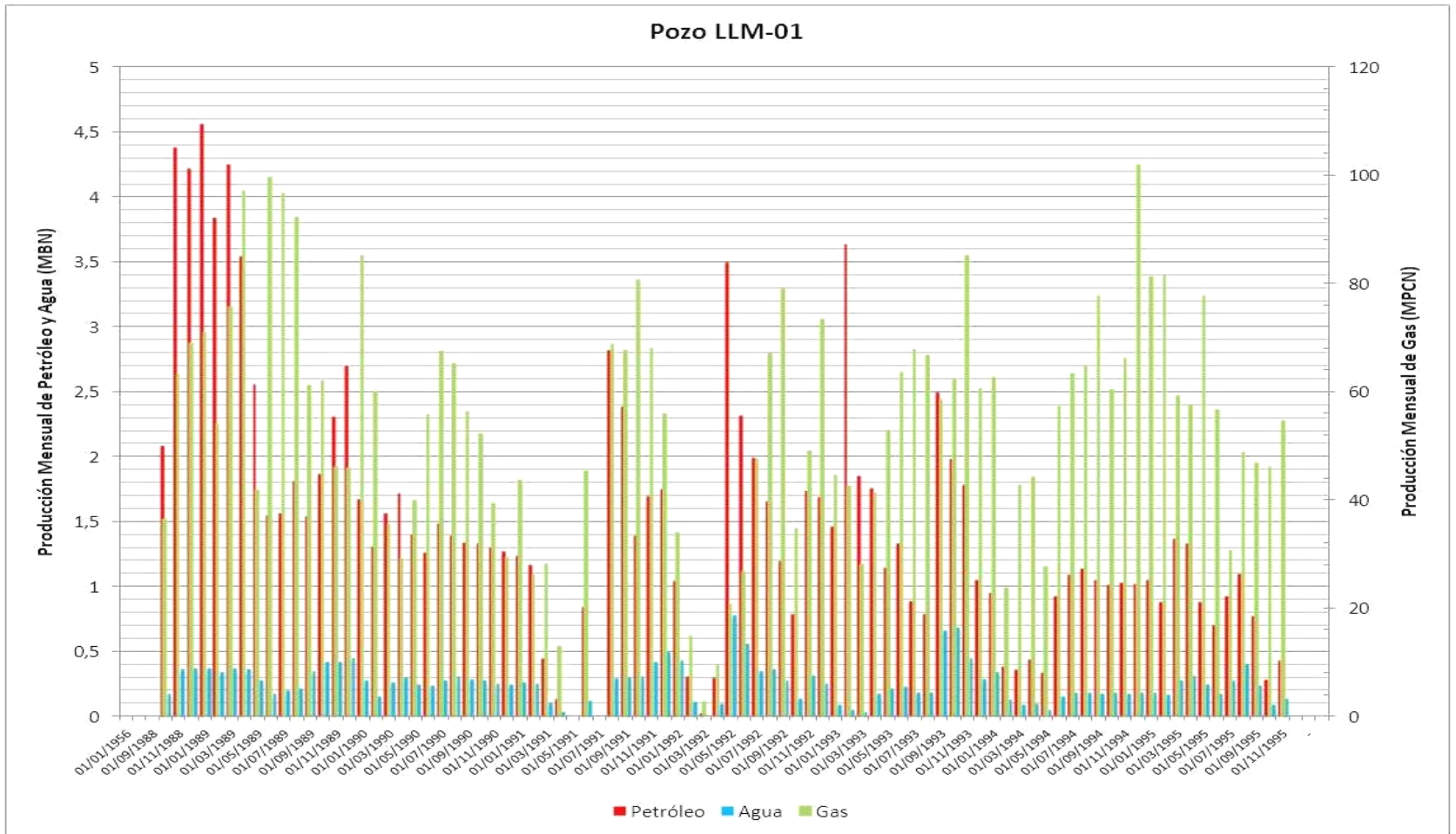


Figura 4.6: Grafica del comportamiento de producción del pozo LLM-1.

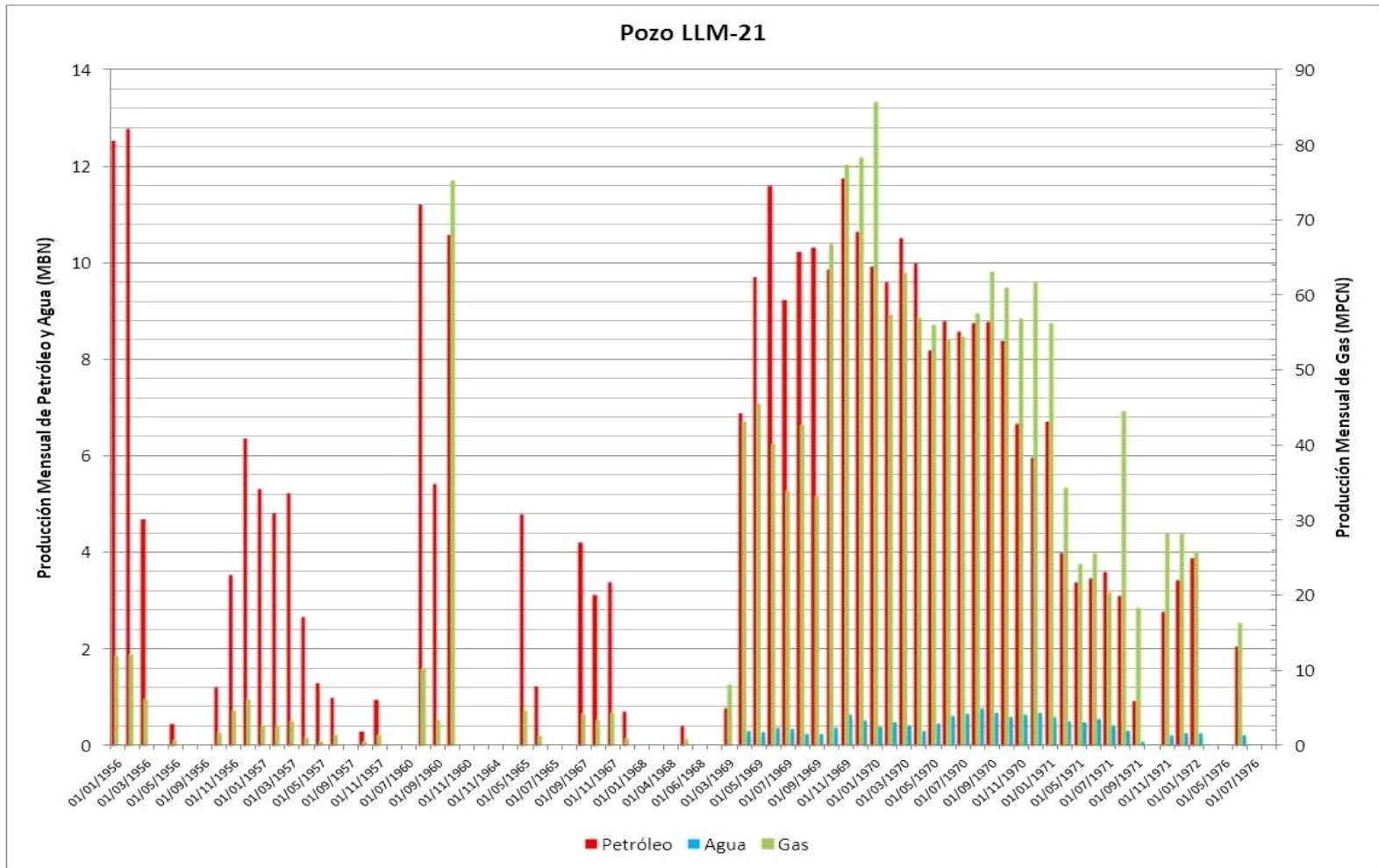


Figura 4.7: Grafica del comportamiento de producción del pozo LLM-21.

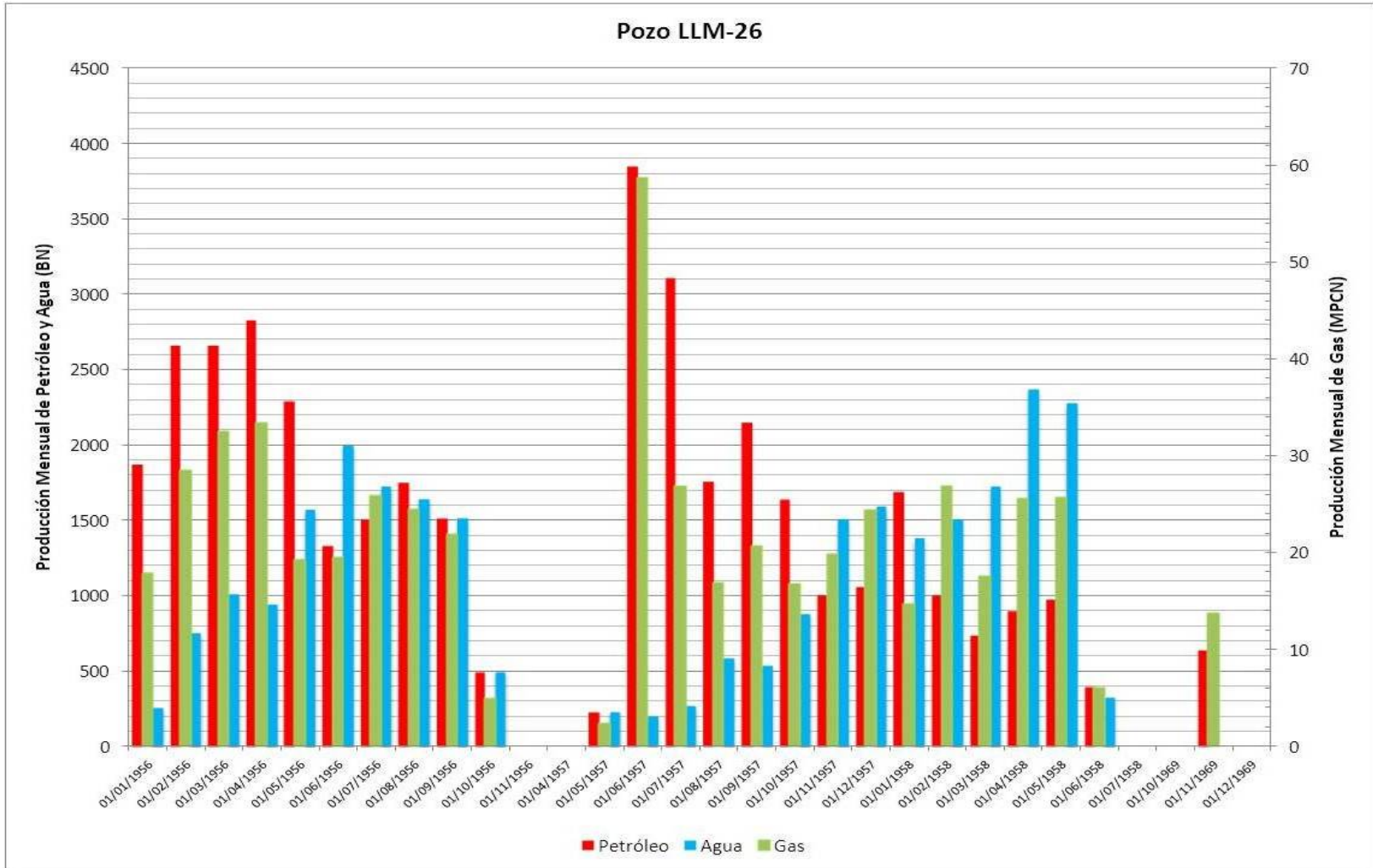


Figura 4.8: Grafica del comportamiento de producción del pozo LLM-26.

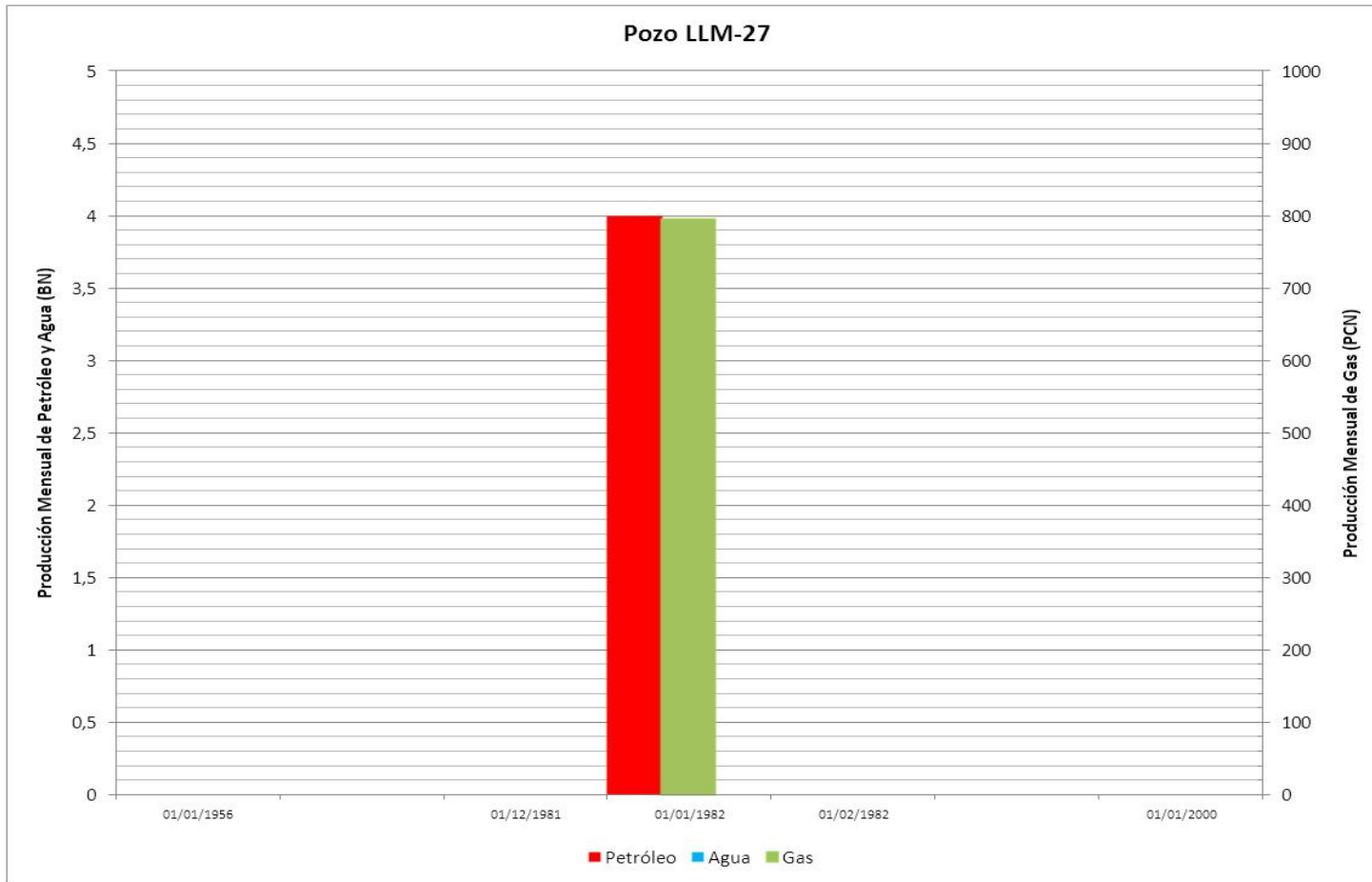


Figura 4.9: Grafica del comportamiento de producción del pozo LLM-27.

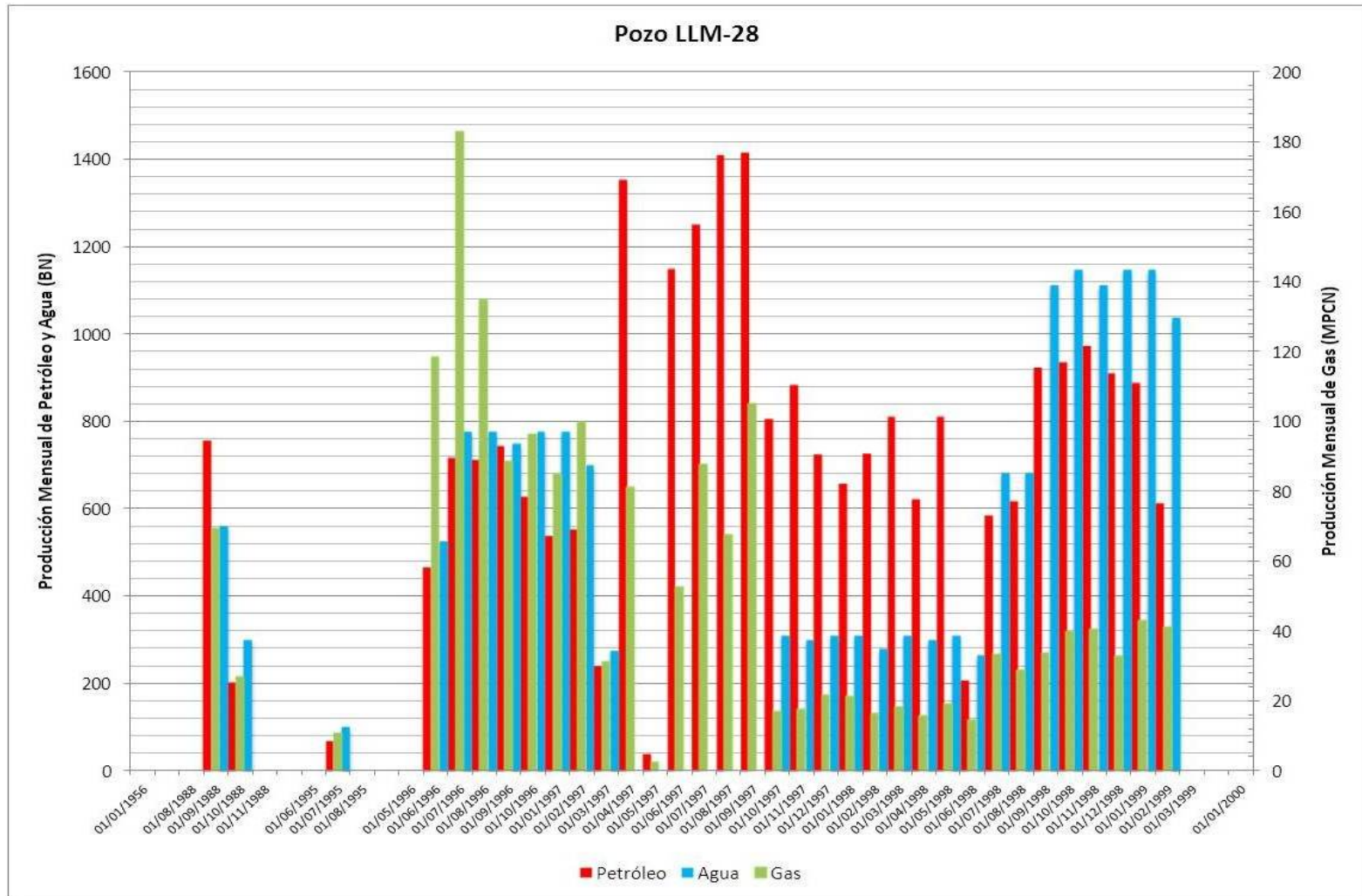


Figura 4.10: Grafica del comportamiento de producción del pozo LLM-28.

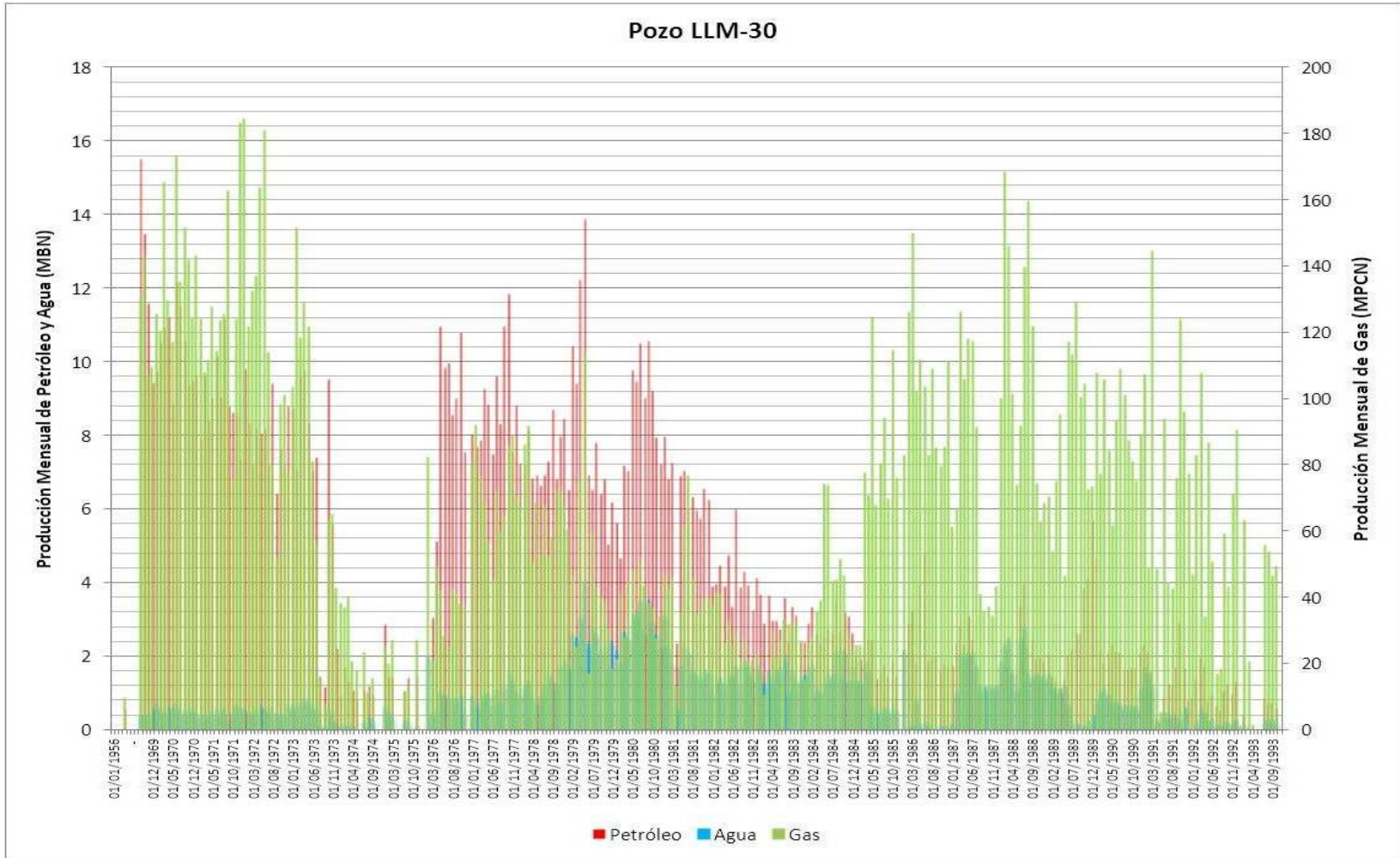


Figura 4.11: Grafica del comportamiento de producción del pozo LLM-30.

4.4. INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DEL YACIMIENTO

4.4.1. Interpretación del comportamiento de producción

La recopilación de la información de producción suministrada por la empresa permitió establecer y validar las cifras de producción acumulada para el yacimiento.

Con la información de producción mensual por pozo, se validaron las cifras acumuladas de producción de manera individual. De acuerdo con esto se elaboraron los siguiente gráficos: Producción Acumulada de Petróleo, Producción Acumulada de Gas, Producción Acumulada de Agua (todos contra tiempo), a fin de visualizar fácilmente el comportamiento de cada pozo. Estos gráficos, se encuentran en el Apéndice C.

El histórico de producción de líquido y gas del yacimiento LLM es el total de la producción de la zona de petróleo y de gas, de tal forma que no se puede analizar el comportamiento de declinación de producción de una zona específica del yacimiento. La determinación del histórico de producción por zona se dificulta por el movimiento del contacto gas-petróleo hacia la parte baja del yacimiento, debido a la inyección de gas; esto ocasiona que pozos productores de petróleo pasen a ser productores de condensado.

En este sentido el comportamiento de producción del yacimiento depende, en forma general, de la zona donde estén completados los pozos activos.

Al inicio de la vida productiva del yacimiento se observa un aumento continuo de la tasa de producción de líquido hasta un máximo de 4 MBN/D, debido

principalmente al aumento del número de pozos activos hasta un máximo de 14 pozos para 1957.

Luego en 1959 se cerraron los pozos AG-02, AG-07- LLM-26 productores de petróleo por alto corte de agua, los cuales se encuentran también cercanos al acuífero.

Desde el año 1960 hasta el año 1978 es el único período que se puede considerar sin variación considerable del número de pozos activos. En este período los niveles de producción de líquido se mantienen casi constantes y la producción de gas aumenta, debido probablemente a la inyección de gas en el yacimiento. Posteriormente, a partir del año 1978 se observa un aumento de pozos abiertos, lo cual no representa un aumento significativo de producción de líquido, ya que para esta fecha varios de los pozos completados en la zona de petróleo habían sido invadidos por el gas del casquete, por lo tanto solo se observó un incremento de la producción de gas. En la etapa más reciente de producción del yacimiento la producción de líquido disminuye porque el gas condensado se hace menos rico por la variación composicional en el yacimiento producto de la inyección de gas seco y del agotamiento.

La producción de agua del yacimiento se realiza principalmente a través de los pozos AG-07 y AG-02, los cuales están cercanos al contacto agua petróleo. El histórico de producción de agua muestra períodos donde la tasa de producción de agua alcanzó un máximo de 675 BN/D.

En cuanto a la producción futura de petróleo, esta se obtuvo de la extrapolación de la tendencia de la gráfica de Tasa de Petróleo vs. Tiempo (Figura 4.6).

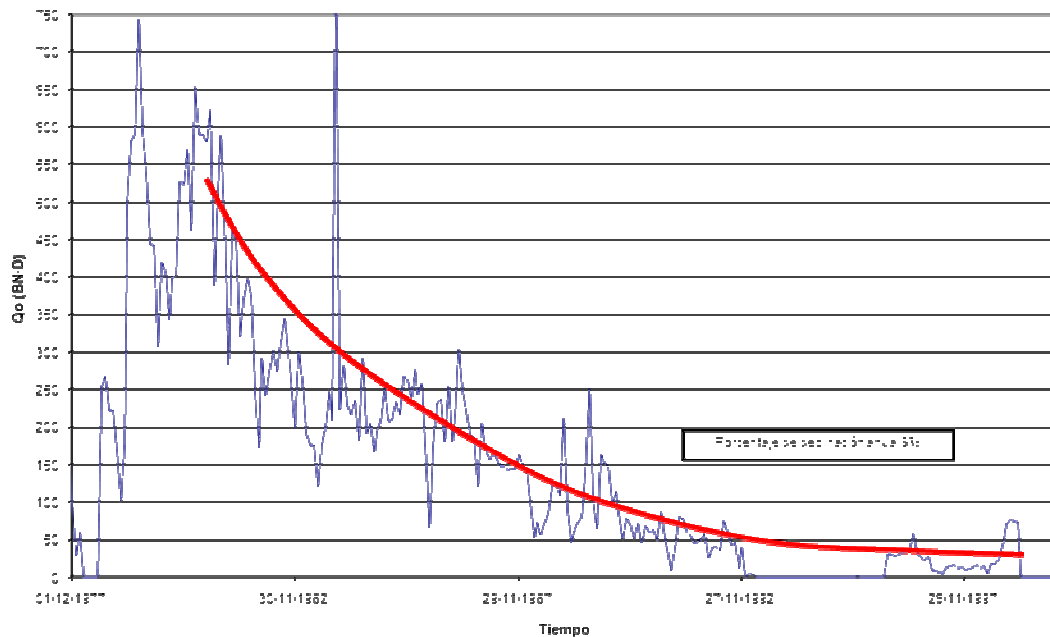


Figura 4.12. Declinación Anual de la tasa de petróleo en el tiempo. Yacimiento LLM.

En la Figura anterior se observa un porcentaje de declinación anual alrededor del 8 %. Por otro lado, se debe destacar que la tasa actual de producción de petróleo del yacimiento se encuentra alrededor de los 230 BN/D.

A pesar de que distintos autores recomiendan realizar gráficas de tasa de producción (Q_o) contra acumulado de petróleo (N_p), en este caso eso no fue necesario, ya que el yacimiento ha producido petróleo de una manera estable a través del tiempo lo que genera gráficas donde la declinación es bastante clara y estable durante la historia de explotación.

Esta declinación servirá como base para el estudio del comportamiento del yacimiento una vez que los pozos completados en él sean sometidos a algún tipo de servicio, reparación o reacondicionamiento.

4.4.2 Interpretación del comportamiento de presión

La presión es uno de los parámetros de mayor importancia en la caracterización dinámica del yacimiento, debido a que esta representa la energía contenida en el yacimiento y de acuerdo a su modelaje se determinaron los volúmenes originales en sitio con mayor o menor precisión, así como también, se determinaron los volúmenes recuperables de una acumulación de hidrocarburos.

Los datos de presión utilizados son tomados de pruebas estáticas medidas en los pozos que se han mantenido cerrado por un período de tiempo suficiente para que hayan estabilizado los fluidos en el yacimiento. Esta presión es representativa de la presión del yacimiento al nivel estructural de la completación. Las presiones estáticas a diferentes niveles estructurales se trasladan a un nivel estructural de referencia del yacimiento llamado Datum, de tal forma que se tenga un solo nivel de referencia y las presiones de diferentes pozos puedan ser comparadas entre sí.

La base de datos de presión disponible para el yacimiento fue validada con los reportes de las pruebas de presión estática (BHP), encontrándose errores en los datos y en el procedimiento para calcular la presión al Datum. Se presentaban errores en los valores de profundidad de medición, gradiente de pozos, mesa rotaria, profundidad media de las perforaciones y del nivel de referencia ó Datum

Las presiones al Datum tomadas de la base de datos se habían calculado considerando un gradiente de yacimiento único, en este caso el de la zona de petróleo, por tanto no representaba correctamente el comportamiento de presión en la zona de condensado. En el yacimiento LLM se debe usar, para aquellas presiones medidas en la zona de gas condensado, el gradiente de gas condensado hasta el contacto gas petróleo y luego el gradiente de petróleo hasta el Datum, ya que se estableció el Datum a 7.250' (bnm) y el contacto gas condensado petróleo se encuentra a 6.960'

(bnm). El gradiente yacimiento de la zona de gas condensado obtenido es de 0.11 lbs/pie y el de la zona de petróleo es de 3.5 lbs/pie.

La figura 4.7 muestra el comportamiento de la presión al Datum calculada tomando en cuenta un gradiente único como estaba reportado originalmente (gradiente de petróleo), donde se puede observar una dispersión considerable, dificultando la definición del comportamiento o perfil de presiones representativo para el yacimiento LLM, arena UDO -10.

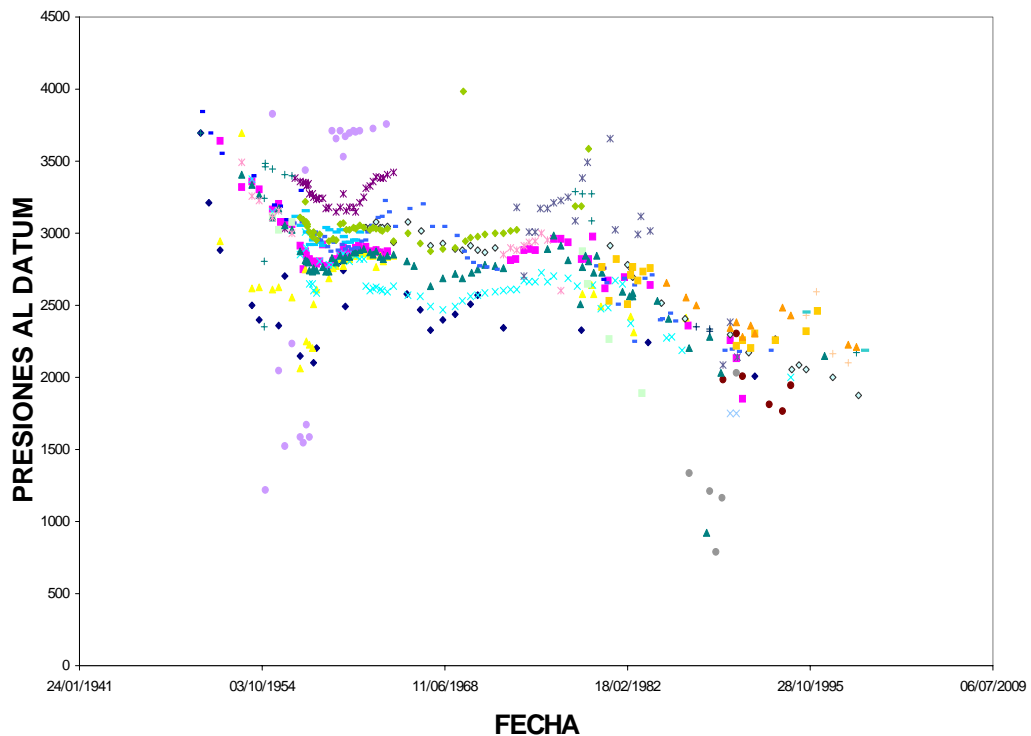


Figura 4.13. Comportamiento de Presión al Datum con un solo gradiente.

El uso de los dos gradientes adecuados en el cálculo de la presión al Datum, permitió ajustar el comportamiento de presiones para el yacimiento LLM, arena UDO-10. En la figura 4.8 se observa la baja de dispersión de los datos y se puede

detallar con claridad las variaciones en el comportamiento de presiones debido a los procesos de inyección y de desinfe a los que ha sido sometido el yacimiento.

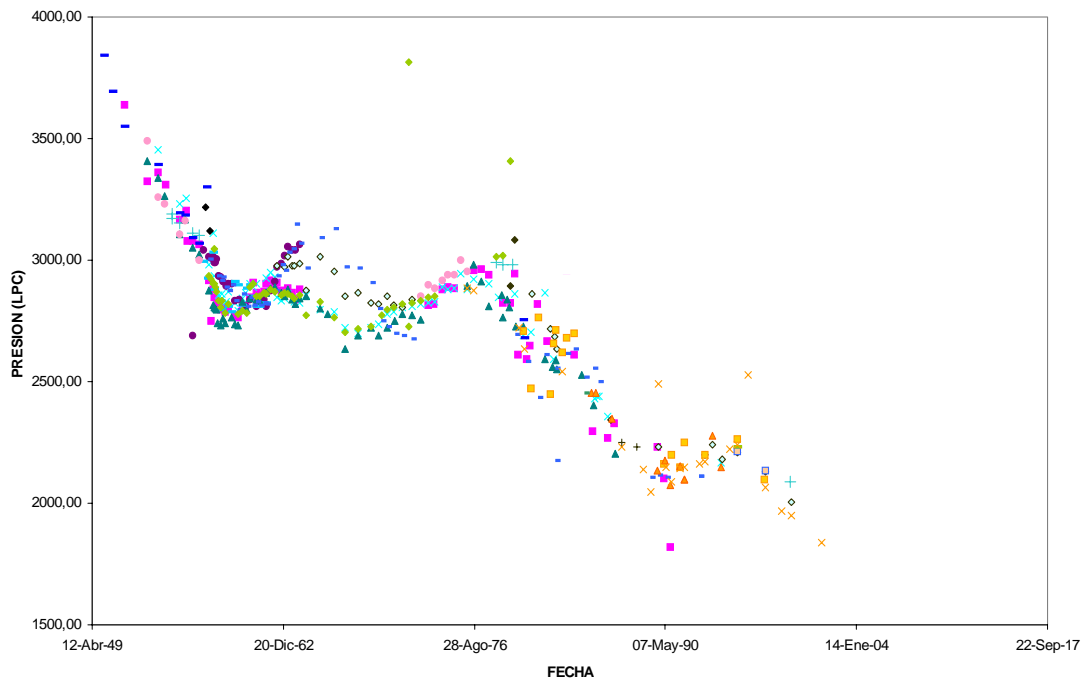


Figura 4.14. Comportamiento de presión con dos gradientes.

Se puede observar en la figura 4.8 que los pozos de la zona de gas condensado presenta un comportamiento similar al de los pozos de la zona de petróleo pero con valores sobrestimados debido al gradiente usado, con el uso del gradiente de gas condensado los valores de presión descendieron, y el comportamiento de los pozos de las dos zonas se ajustaron a un mismo nivel, mostrando un comportamiento más definido.

La primera prueba de presión reportada para el yacimiento LLM pertenece al pozo LLM para el 12 de febrero 1950, con un valor de 3842 lpca. Esta presión medida diez años después de comenzar la producción del yacimiento es mayor a la presión inicial oficial (3800 lpca), esto es un indicativo de que la presión inicial esta

subestimada. Para obtener un valor de presión inicial se extrapola el modelo de presión del yacimiento al inicio de la producción del yacimiento, obteniendo un valor de 4200 lpca. La figura 4.9 muestra el modelo de presiones usado para estimar la presión inicial del yacimiento.

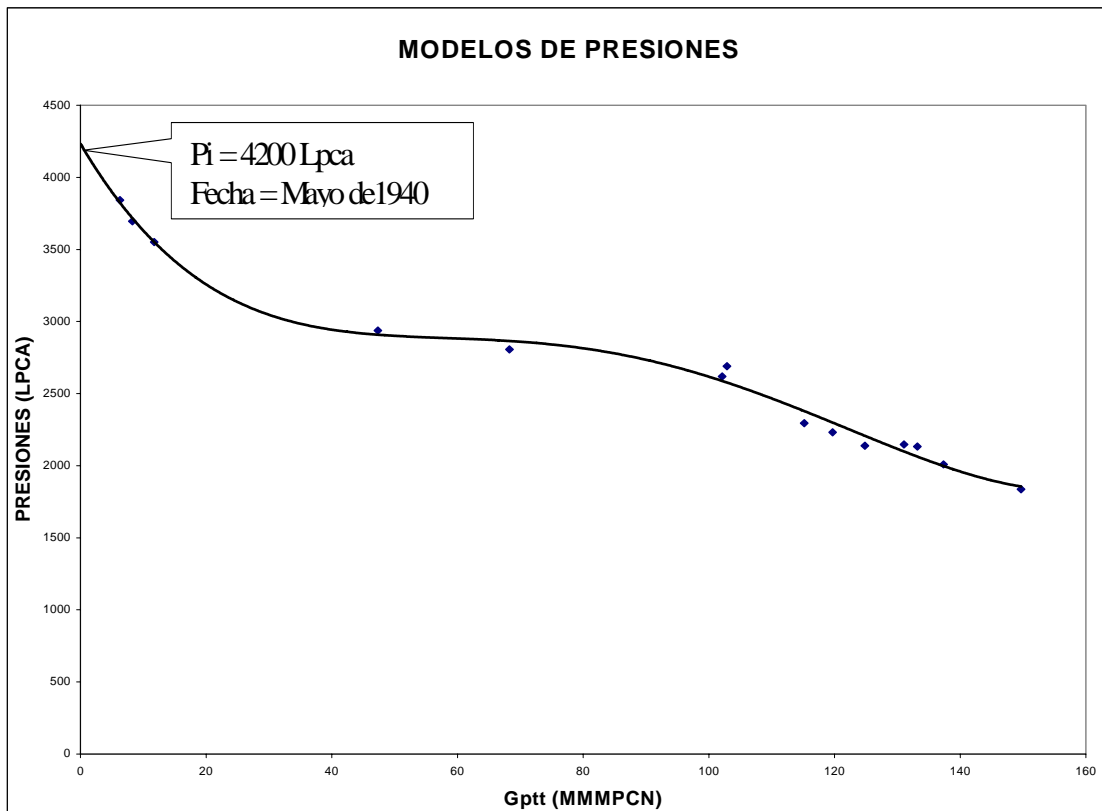


Figura 4.15. Modelo de presiones del yacimiento LLM.

De la figura 4.9, se puede observar una fuerte declinación al inicio de la producción del yacimiento, declinando la presión hasta un nivel de 2900 Lpca aproximadamente, lo cual muestra que el acuífero asociado no proporciona energía adicional al yacimiento, es decir, el acuífero se considera inactivo.

Para el año 1958 se inicia la inyección de gas en el yacimiento, lo cual logra mantener la presión cercana a 2900 lpca hasta el año 1979, cuando comenzó a declinar la energía del yacimiento a pesar de permanecer activa la inyección de gas, siendo esto indicativo de que el proyecto estaba perdiendo efectividad debido a varios factores.

Desde el año 1992 se observa un mantenimiento de presión alrededor de una presión de 2.100 lpca, debido a la disminución del número de pozos activos y al aumento de la tasa de inyección de 9.171 MPCN/D a 32976 MPCN/D.

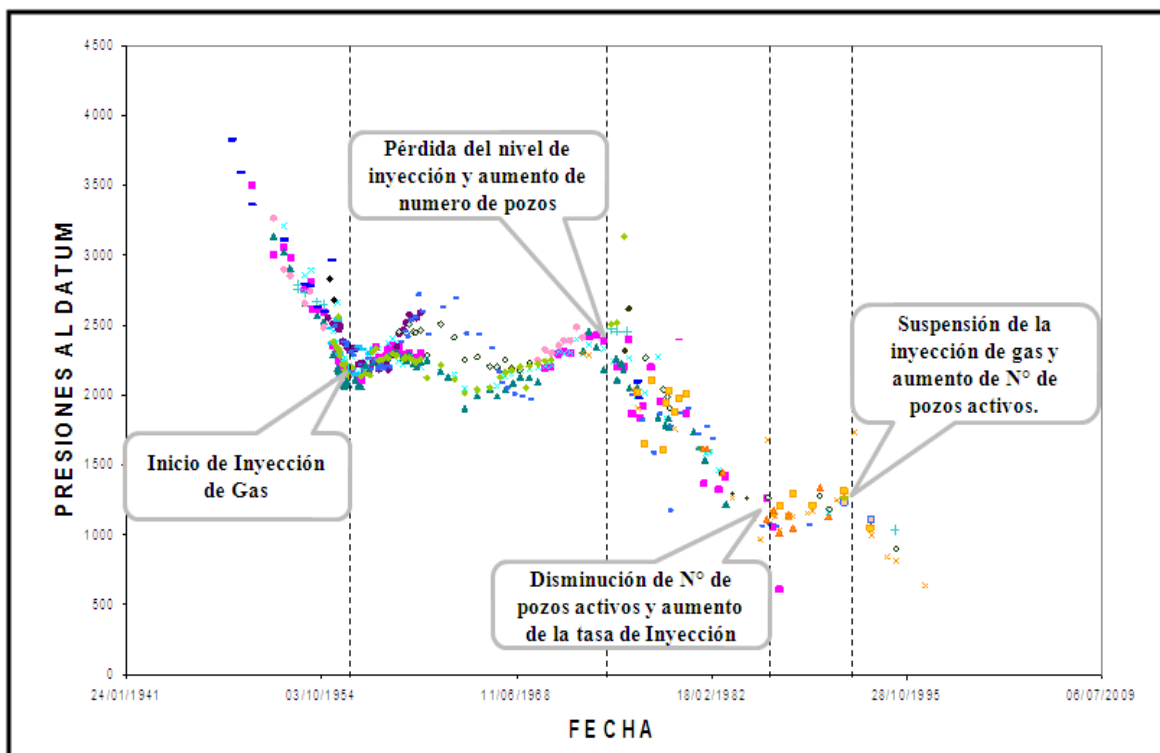


Figura 4.16. Factores que han influenciado el comportamiento de presiones

A partir del año 1997 la presión declina nuevamente debido al aumento del número de pozos activos y a la constante disminución de la tasa de inyección de gas.

Este comportamiento es acentuado al suspenderse la inyección de gas en el yacimiento el mes de junio del año 2000, declinando la presión en el yacimiento LLM de la arena UDO-10 para el 17 julio del 2001 a un valor de 1836 Lpca.

4.5. PLAN DE OPTIMIZACIÓN DEL YACIMIENTO MADURO

Una vez calculadas las reservas del yacimiento se procedió a elaborar el plan de optimización del yacimiento en estudio; con la finalidad de obtener un mejor comportamiento del mismo.

Dicha optimización esta basada en proponer estrategias a cada pozo de manera individual debido a que cada uno de ellos presenta características particulares que a su vez dieron como resultados que existan diversas razones por las cuales los pozos fueron cerrados o abandonados. Para este estudio se contó con 3 pozos inyectores y 5 productores.

A continuación se presentan las propuestas de optimización para cada pozo presente en la zona de interés:

4.5.1. Pozos inyectores

4.5.1.1. Pozo LLM-6

Debido a que el pozo LLM-6 se encuentra en el contacto gas- petróleo se propone abrir el pozo en la arena UDO-10, y colocarlo como inyector de gas para de esta manera ayudar a los pozos productores.

4.5.1.2 Pozo LLM-7

Se le propone a el pozo LLM-7, que se le realice una reperforación a la arena ME-HI para luego completarla ya que la arena UDO-10 cuando se abrió a producción probó seco y por ello fue abandonada.

Esta arena se propone como inyector de gas para ayudar a la producción de los pozos que se encuentran cerca de ellos ya que esta se encuentra en el domo central en un área del yacimiento poco drenada por lo tanto sería factible la inyección de gas.

4.5.1.3. Pozo LLM-26

Lo que se propone hacer con el pozo LLM-26 es perforar y realizarle una prueba de inyectividad a la arena NAE2. Para luego convertir dicho pozo en inyector de agua para disposición en la arena NAE2.

4.5.2. Pozos productores

4.5.2.1 Pozo LLM-1

Se le propone al pozo LLM-1 un reacondicionamiento o fracturamiento en vista de que la producción ha decaído y se podría decir que es un área muy drenada por lo tanto es necesario un estudio para este pozo. Si es necesario se re completa el pozo y se utiliza el equipo de Gas- Lift para su producción.

4.5.2.2 Pozo LLM-21

En primer lugar se le propone al pozo LLM-21, retirarle los equipos de producción ya que los mismos se encuentran en mal estado y ocasionan obstrucción a escala de tubería. Por otro lado se propone culminar los trabajos de recompletacion hechos en

1978 después de las pruebas de inyektividad y así colocar el pozo como productor por medio de la arena CO- H, la cual posee buenas propiedades petrofísicas.

4.5.2.3 Pozo LLM-27

El pozo LLM-27 se encuentra produciendo de manera ineficiente razón por la cual se propone reparar o sustituir los equipos de producción que se encuentran en mal estado.

De igual manera se propone reperforar la arena CON1 ya que la misma pertenece a un yacimiento de condensado activo y se encuentra muy bien ubicado en el yacimiento.

Por último se propone reperforar la arena VEB2 para luego ser completada, dicha arena se encuentra cerrada pero presenta una buena ubicación estructural.

4.5.2.4 Pozo LLM-28

Lo que se propone es realizar reparación de la superficie; extender perforaciones a la arena CO- R1,2 con la finalidad de recuperar el potencial de dicha arena. De igual manera se propone perforar y evaluar la arena UDO-10 con el propósito de convertirlo en un pozo productor.

4.5.2.5 Pozo LLM-30

Se le propone al pozo LLM-30, fracturarlo para abrir nuevos canales con la finalidad de obtener una mejor producción, tomando en cuenta todos los estudios previos que se le deben hacer al pozo antes de dicha fractura.

CONCLUSIONES

1. Cada pozo presenta características distintas las cuales permiten proponer estrategias para incrementar su vida productiva.
2. El plan de optimización propuesto por pozos es factible.
3. Las instalaciones de superficie actuales y la posibilidad de optimizar el diseño de los pozos presentan una gran gama de posibilidades para la explotación del gas remanente.
4. Con la interpretación de la producción reportada por cada pozo del yacimiento en estudio se pudo observar su comportamiento durante su vida productiva.
5. El cálculo del volumen original en sitio del yacimiento LLM arena UDO-10 arrojó como resultado los siguientes valores $GCOES=249,12\text{MMMPCN}$, $GOES=4388\text{MMPCN}$, $COES= 273\text{MMBN}$.
6. El factor de recobro del yacimiento LLM es 64,62%.

RECOMENDACIONES

1. Realizar trabajos de Reacondicionamiento a los pozos propuestos para así mejorar la producción de los mismos.
2. Realizar periódicamente reportes de producción de los pozos.
3. Realizar periódicamente reportes de presión de los pozos.
4. Utilizar la información validada en este estudio como punto de partida para futuros planes de optimización en el yacimiento.
5. Para determinar el diseño y óptimo uso de las instalaciones de superficie se recomienda efectuar una simulación a nivel de múltiples, líneas y estaciones. Los resultados del presente estudio servirán de base para la realización del análisis completo a nivel de las instalaciones de superficie.
6. Es aconsejable adaptar un proceso probado para las condiciones de yacimiento y evitar procesos experimentales.

BIBLIOGRAFÍA

1. PDVSA Intevep. **“Código Geológico de Venezuela”**. Marzo, 2010.
2. Essenfeld, Martin y Barberi, Efraín. **“Yacimientos de Hidrocarburos”**. FONCIED. Caracas, 2001.
3. Halliburton. **"Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos"**. 2.001.
4. Rojas, G.: **“Ingeniería de Yacimientos de Gas Condesado”**. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz.
5. Ganesh C. Thakur **“Curso de Gerencia de Yacimientos de Yacimientos Maduros”**. Traducción del libro por el CEPET. 1999.
6. Asociación Venezolana de Procesadores de Gas **"Industria del Gas Natural en Venezuela. Perspectivas de Desarrollo"** (2.005).
7. Moncada, L.; Muñoz, O.; Rosa, R.; Ottulich M. **“Aplicación de sistemas de bombeo electrosumergible en Yacimientos Maduros con condiciones severas”**. 2006.
8. Schlumberger. **“WEC Evaluación de Pozos”**, Caracas, Diciembre 1997.
9. Rivera, J. **“Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos”**. 2.004.
10. MANUCCI, J.: **“Caracterización física de los yacimientos”**. Universidad del Zulia, Maracaibo – Estado Zulia, (1996)
11. The Scotia Group, Inc. **“Resumen Ejecutivos de Proyectos - Lista Parcial”**. Marzo 2006.
12. Schlumberger-FAJA. **“Yacimientos Maduros”**. Presentada por D'Elía, R.. Septiembre 2008.

13. S.M. Farouk Ali. **“Problemas en la Explotación de Yacimientos Maduros”**. Primer Simposio Yacimientos Escuela Colorado, Bucaramanga. Octubre 2007.
14. Mene Grande Oil Company **“Estudio del Proyecto del Yacimiento AM-9”**. año 1965.
15. Arnold R. y Colaboradores. **“Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso”**. Reportaje presentado en Oilfield Review Autumn 2004, Volume 16, Number 2.
16. Satter A.; Ganesh C. Thakur **“Integrated petroleum reservoir management: a team approach”**. PennWell Books. 1994.
17. Google® Maps. <http://maps.google.com/>.
18. Martínez, M., **“Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones”**. 1994.
19. Hall N.H. **“Compressibility of Reservoir Rocks”**. Trans AIME (1953), 198, 309.
20. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

METADATOS

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	Manejo, Producción y Optimización de Yacimientos Maduros en Venezuela
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Velásquez Lean Carlos	CVLAC: 15.202.808 E MAIL: lean978@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Yacimiento

Yacimientos Maduros

Área Mayor de Anaco

Plan de explotación

Campo Santa Ana

Gas Condensado

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

En la actualidad existe gran cantidad de yacimientos en el mundo que están llegando o por llegar a su etapa de abandono; estos depósitos de hidrocarburo son denominados Yacimientos Maduros. Luego de haber recopilado toda la información del área en estudio se procedió en este trabajo a realizar dicha caracterización al Yacimiento LLM arena UDO-10 del Campo Santa Ana, del Área Mayor de Anaco, el cual cumple con todas las características que lo identifican como Maduro. El modelo dinámico se fundamento en el análisis del comportamiento del fluido en el yacimiento, producción y presión, identificación de contactos originales de fluidos; tomando en cuenta el modelo estático el cual es de gran importancia para este estudio. El yacimiento en estudio posee un área de 7164 acres de los cuales 5108 acres pertenecen a la zona de gas condensado y 2056 acres pertenecen a la zona petróleo. El yacimiento LLM, se considera un yacimiento de gas condensado con zona de petróleo. El condensado tiene una RGP inicial de 10500 PCN/BN y una gravedad de 51,9° API. Se realizo el calculo de las reservas través del método volumétrico extrayendo los datos de un análisis realizado por la empresa, obteniéndose un valor de POES de 22.06 MMBN; GOES de 231.68 MMMPCN; y GCOES de 249.12 MMMPCN; dando como resultado que las reservas remanentes del gas sean igual a 4,388MMMPCN, mientras que las reservas remanentes del petróleo sean igual a 0,273MMBN. Por ultimo se realizo un plan de optimización por pozo, con el fin de aumentar la vida productiva del yacimiento en estudio.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Blondell; Ana Karina	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:	16.546.265			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Galindo; María Alexandra	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:	15.514.751			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ulacio; Ivon María	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:	12.337.648			
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DIA
2010	04	15

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 57 del reglamento de trabajos de grado:

“Para la aprobación definitiva de los cursos especiales de grado, como modalidad de trabajo de grado será requisito parcial la entrega a un jurado calificador de una monografía en la cual se profundiza en uno o más temas relacionados con el área de concentración”.

Lean Carlos Velásquez

15.202.808

AUTOR

Ana Blondell

16.546.265

TUTOR

María Galindo

15.514.751

JURADO

Ivon Ulacio

12.337.648

JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE LOS CURSOS ESPECIALES DE GRADO