

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



**“ESTUDIO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE TRES YACIMIENTOS DE GAS  
CONDESADO DEL ÁREA MAYOR DE ANACO”**

**REALIZADO POR:**

**MARIANGEL DEL VALLE PERALES SAAVEDRA  
YULI SALAZAR COROMOTO BERNAEZ**

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

**INGENIERO DE QUÍMICO**

**BARCELONA, AGOSTO 2010**

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



“ESTUDIO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE TRES YACIMIENTOS DE GAS  
CONDESADO DEL ÁREA MAYOR DE ANACO”

**ASESOR:**

---

JAIRO URICARE

**BARCELONA, AGOSTO 2010**

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



“ESTUDIO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE TRES YACIMIENTOS DE GAS  
CONDESADO DEL ÁREA MAYOR DE ANACO”

**JURADO**

El jurado hace constar que asignó a este Trabajo de Grado la calificación de:

---

JAIRO URICARE

BARCELONA, AGOSTO DE 2010

## **RESOLUCION**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado: “los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad de oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

## DEDICATORIA

A mis padres Ángel Perales y María Saavedra de Perales, ustedes son la unión que me dió el ser, los genes, la sangre que tengo y que no cambiarán el resto mi vida, son mi origen, mi base y mi fundamento.

La primera ilusión, la primera imagen de ser una profesional, ese deseo de superación y ese compromiso nació desde muy pequeña con ustedes jugando a ser ique medico, medio enserio medio en broma les decía; que sería una doctora utilizando una camisa blanca, los lentes de papá, los tacones y el maquillaje de mamá, así lo soñé por primera vez. A pesar de no estudiar medicina ese sueño de obtener un Título Universitario es una realidad siendo una profesional de la ingeniería, hoy su niña es INGENIERO QUÍMICO “LES CUMPLÍ” y eso me llena de mucha felicidad, dedicándoles este logro y reiterando ese compromiso de vida que tengo con ustedes por ser mis padres y pidiéndole a Dios y la Virgen me permitan darles tanto y más de lo que ustedes me han dado.

A mi hermano Miguelangel, el simple hecho de tu existir fue una de los compromisos más grandes pues me dio la responsabilidad de luchar hasta el final para que mi logro te sirva de inspiración, y si yo pude tú también puedes, espero Dios mediante verte graduado, y triunfando en la vida .

A los hijos que aun no tengo, pero que espero Dios y la Virgen me den la bendición de tener, porque la ilusión de ser alguien viene adornada del deseo de tener una linda familia, pudiendo tener un buen trabajo que pueda proporcionar el confort, tranquilidad y bienestar familiar.

A la memoria de mis abuelos José Gregorio Campos, Ramón Perales y mi tío Carlos Saavedra que cuando vivieron me hicieron sentir su cariño y fe en que sí lograría mi objetivo.

## DEDICATORIA

A mis padres Julián Salazar y Yudith Bernaez por guiarme siempre por el buen camino, enseñarme a valorar las cosas de que nos da la vida y por creer siempre en mí no se imaginan lo orgullosa que soy por tener unos padres como ustedes.

A la memoria de mi abuelo Manuel Bernaez, por quererme tanto y decirme en su último momento que era su orgullo, lo cual me sirvió para seguir adelante, alcanzar una de mis metas y no defraudarlo. Sé que donde quieras que estés estas feliz por mí logro.

A la memoria de mis abuelos Celso Salazar Y Elina Guevara por siempre estar pendiente de mí y cuidarme desde donde quiera que estén.

A mi hija Yuliana He por ser esa lucecita que dio luz a mi vida y que a pesar de que no la traje al mundo la adoro con todo mi corazón ojala y nunca te separen de mí te amo.

A mi perrito Azabache Julián por ser tan fiel y darme tanto cariño cada vez que llego a casa lo que me hace olvidar todos los momentos difíciles.

## **AGRADECIMIENTOS**

Primeramente a mi Señor Dios porque es su designio y voluntad que esto sea posible, y sin su bendición uno no da un paso. Gracias Dios por permitirme cumplir este sueño.

A la Virgen Del Valle por ser mi sustento, mi confianza, mi seguridad, la luz que iluminó cada pensamiento oscuro de negatividad o desespero, nací en tu día un 8 de septiembre, no entiendo como no me di cuenta antes que eres mi Ángel guardián, pero gracias a Dios entraste en el momento oportuno a mi vida virgencita.

A mis padres por darme la vida, por sembrarme el deseo de ser una profesional, por enseñarme que no importa que uno se cae si no que uno tiene que levantarse y que hay que echar pa lante , por enseñarme valores , principios y moral .Sin ti papá quizás nada habría sido igual gracias por estar a mi lado y por hacerme sentir que tu Chiruquita si lo iba a lograr . Mamá gracias por luchar tanto y darme todo cuanto te fue posible, por amanecer conmigo, por ayudarme, por las oraciones, por todo el apoyo, por estar en los momentos más difíciles entender y tener la paciencia de esperar el momento en que este sueño se hiciera realidad.

A mi hermano, por ayudarme y sobre todo por ser esa fuente de estimulo que siempre hace falta para no abandonar el objetivo.

A José Antonio Lem hoy mi esposo, por acompañarme en esta travesía, has sido mi apoyo súper incondicional prestándome tu hombro para llorar cuando reprobaba una materia y cuando la pasaba también, gracias



por estar, por soportar todo lo vivido, por sacrificar tu tiempo, tu sueño, por toda la dedicación, por el cariño, por padecer tanto como yo cada caída y cada triunfo, todas estas son cosas que no te podré pagar jamás, gracias por las palabras de aliento que me mantuvieron en pie, que alentador fue escuchar TU PUEDES, TU PUEDES, ERES MI IDOLA. Obtener mi título era una meta fijada para mí y supongo que igual habría luchado hasta conseguirlo pero sin duda alguna el contar con tu apoyo hizo más llevadero y mucho más factible el poder lograrlo, este título es también tuyo.

A mis amigas y compañeras de lucha valió la pena tantas amanecidas y fines de semanas sacrificados sin ustedes esto no hubiese sido posible, Zobel, Nathali, Jacke, Lina, Luisana, Mili, Rosnelly, Yanny, Carolina, gracias a sus familiares más cercanos por el apoyo, Maricarmen, Jesús, Rhona, la abuela de caro, en fin son tantas personas que son parte de la familia universitaria y que forman parte de este logro que uno tiene que decir gracias y pedir disculpas si un nombre se nos escapa.

A mi prima hermana Doris por sus oraciones, y la fe, es gratificante saber que alguien pide por uno como si fuese para sí mismo.

A la Universidad de Oriente por ser mi segunda casa, por permitirme cursar mi carrera y formarme profesionalmente, además de crecer como persona, a pesar que sufre, se padece, se lucha, eso nos hace más fuerte, más capaces, y nos enseña a valorar todo mucho más, ser una UDISTA es mi orgullo.

A profesores como Prof. Yuvi Moreno, Prof. Barrueta, Prof. Alexis Cova, por ser gente, por ser muy humanos, por dejarme una enseñanza de vida

más que la cátedra y por tener ese cariño característico para con los estudiantes.

En fin a todos aquellos que de una forma u otra ayudaron o influyeron en este logro, a los que confiaron en mí y a los que no también porque todo permitió que tuviera el coraje, la valentía, la constancia, la tenacidad, el empeño de demostrar que si se puede, que si lo logré, POR Fin y AL FIN SOY LA INGENIERO QUÍMICO MARIANGEL PERALES SAAVEDRA.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por esa oportunidad de vida que me dio después de aquel fatal accidente, por enseñarme y darme las herramientas necesarias para superar todos los obstáculos de salud y del día a día que se me han presentado a lo largo de mi vida.

A la Virgen de Chiquinquirá y a mi querida Santa Bárbara por darme siempre una esperanza cuando pensaba que todo estaba perdido.

A mis padres por estar pendientes que nada me faltara.

A Juan Suarez y a sus hijas Carmen y Angélica por albergarme en su casa cuando más lo necesite y hacerme sentir como una más de la familia sé que te encuentras al lado de Dios y desde allí sé que estás orgulloso de mí.

A la profesora Rosa de Lara por preocuparse por mí y ofrecerme su hogar cuando viajaba todos los días de Clarines a la UDO.

Al profesor Lucas Álvarez por ser tan excelente profesor y siempre tener una respuesta para mis dudas.

A Elizabeth Landaeta, Ruth González, Yurilu Campo, Andrés García, Julián Azocar, Digna Ratti, por todos los momentos que compartimos en la universidad.

A Natali Marín por ser mi amiga incondicional y estar allí tanto en los momentos malos como en los buenos.

A mi compañera de Petróleo Ana Martínez y a toda su familia por lo bien que me trataron las pocas veces que fui a su casa de verdad mil gracias.

## RESUMEN

El Área de estudio se encuentra ubicada en el Área Mayor de Anaco, en el Campo San Joaquín, el cual constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado, esta área se caracteriza por la presencia de múltiples estructuras domicas. El Objetivo general de este proyecto es el estudio de las características de tres yacimientos de gas condensado los cuales fueron identificados como VDV-08, VDV-18 y VDV-26 del campo de San Joaquín Área Mayor Anaco, a través de un modelo estático donde se realizó una revisión geológica del intervalo en estudio y el modelo dinámico definido con la información . De los tres yacimientos sólo dos fueron yacimientos probados y el otro interpretado VDV-18, por lo que el estudio no se enfocó hacia éste sino hacia el VDV-08 y VDV-26 para los cuales si se disponía de mayor información para desarrollar los objetivos específicos planteados. Primeramente luego de recopilada toda la información posible se procedió a generar con apoyo en correlaciones pertinentes un pvt sintético para los yacimientos pues estos carecían de dicha información, se analizó el comportamiento de los yacimientos haciendo una revisión de su modelo geológico, modelo de presiones modelo de fluidos, contacto entre ellos, se analizó la producción, se estimaron reservas por los métodos Volumétrico y Declinación De Presión, para el caso de los Yacimientos VDV-08 y VDV-26 se obtuvo un GCOES de 89.073 MMMPCN y 52.4929 MMMPCN respectivamente, estos valores quedaron validados al compararlos con los datos oficiales. Los yacimientos estudiados se caracterizaron por ser yacimientos no volumétricos de gas condensado saturado presentaron un comportamiento de presión sin irregularidades en su vida productiva. Además los parámetros generados de densidad y viscosidad disminuyen con la declinación de presión mientras que el factor

volumétrico aumenta con respecto a esta demostrando así una tendencia consecuente con este tipo de yacimiento. Entre los factores que influyen directamente en la mayor producción del yacimiento VDV-08 se presenta la permeabilidad más elevada, para la producción de gas y condensados la RGC, menor el contar con un mayor número de pozos lo que, y el comportamiento de la presión fue muy proporcional en toda su vida productiva.

## CONTENIDO

RESOLUCION .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	viii
RESUMEN .....	xiii
CONTENIDO .....	xv
LISTA DE FIGURAS .....	xxi
LISTA DE TABLAS .....	xxiv
CAPITULO I .....	25
INTRODUCCION .....	25
1.1 Objetivo general .....	27
1.2. Objetivos específicos.....	27
1.3 Planteamiento del problema .....	28
CAPITULO II .....	30
GENERALIDADES .....	30
2.1. Reseña histórica.....	30
2.1.1. Reseña histórica de petróleos de Venezuela.....	30
2.1.2. Reseña histórica de pdvsa gas anaco.....	30
2.2. Generalidades operacionales del área mayor de anaco. ....	32
2.2.1. Ubicación geográfica del distrito gas anaco.....	32
2.2.2. Áreas operacionales del distrito gas anaco.....	32
2.2.2.1. Área mayor de oficina (amo):.....	32
2.2.2.2. Área mayor de anaco (ama). ....	32
2.3. Descripción de las formaciones.....	37
2.3.1. Formación san antonio.....	37
2.3.2. Formación san juan.....	38
2.3.3. Formación vidoño.....	38

2.3.4. Formación merecure .....	39
2.3.5. Formación oficina .....	39
2.3.5.1. Miembro colorado .....	40
2.3.5.2. Miembro amarillo .....	40
2.3.5.3. Miembro verde .....	41
2.3.5.4. Miembro naranja .....	41
2.3.5.5. Miembro moreno .....	41
2.3.5.6. Miembro azul .....	41
2.3.5.7. Miembro blanco .....	41
2.3.6. Formación freites .....	42
2.3.7. Formación las piedras .....	42
2.3.8. Formación mesa .....	42
2.4. Descripción del área de estudio, campo san joaquín. ....	43
2.4.1. Ubicación geográfica: .....	43
2.4.2. Estructural. ....	44
CAPITULO III .....	45
MARCO TEORICO .....	45
3.1. Yacimiento. ....	45
3.2. Ingeniería de Yacimiento. ....	45
3.3. Caracterización de los Yacimientos. ....	46
3.4. Tipos de caracterización de los yacimientos. ....	47
3.4.1. Modelo Estático. ....	47
3.4.2. Modelo Estructural. ....	47
3.4.3. Modelo Estratigráfico. ....	48
3.4.4. Modelo Sedimentológico. ....	48
3.4.5. Modelo Petrofísico. ....	49
3.4.6. Modelo Dinámico. ....	49
3.5 Características de los Yacimientos. ....	51
3.5.1. Presión del Yacimiento. ....	51



3.5.1.1. Tipos de presiones en los yacimientos. ....	52
3.5.2. Temperatura del yacimiento. ....	54
3.6 definiciones básicas. ....	55
3.6.1. Gas Natural. ....	55
3.6.2. Fase ....	55
3.6.3. Puntos de Burbujeo.....	56
3.6.4. Puntos de Rocío.....	56
3.6.5. Presión Cricondenbárica .....	56
3.6.6. Temperatura Cricondentérmica.....	57
3.6.7. Condensación Retrógrada .....	57
3.6.8. Punto Crítico .....	57
3.7. Tipos de yacimientos de gas en base a los hidrocarburos que los contiene. ....	57
3.7.1. Yacimiento de Gas Seco.....	57
3.7.1.1. Características:.....	58
3.7.2. Yacimiento de Gas Húmedo. ....	59
3.7.2.1. Características .....	59
3.7.3. Yacimientos de Gas condensado.....	60
3.7.3.1. Clasificación de los yacimientos de gas condensado. ....	61
3.7.3.2. Características de los yacimientos de gas condensado. ....	63
3.8. Propiedades Petrofísicas de la roca y de los fluidos. ....	64
3.8.1. De la Roca. ....	64
3.8.1.1. Porosidad.....	64
3.8.1.2. Permeabilidad.....	65
3.8.1.3. Fuerzas capilares.....	67
3.8.1.4. Fuerzas viscosas. ....	68
3.8.2. Fluidos presentes en el yacimiento. ....	69
3.8.2.1. Saturación de fluidos. ....	69
3.9. Propiedades físicas de los Fluidos. ....	71

3.9.1. Presión de rocío.....	71
3.9.2. Presión de burbujeo.....	71
3.9.3. Factor volumétrico del gas.....	72
3.9.4. Gravedad API.....	72
3.9.5. Densidad Relativa del gas.....	73
3.10. Pruebas PVT.....	73
3.11. Reserva de Hidrocarburos.....	73
3.11.1. Clasificación de las reservas.....	73
3.11.1.1. De acuerdo a la Certidumbre de Ocurrencia.....	74
3.11.1.2. Según las Facilidades de Producción.....	75
3.11.1.3. De acuerdo al Método de Recuperación.....	76
3.11.2. Métodos para el cálculo de reservas.....	76
3.11.2.1. Método de Declinación de Presión.....	76
3.11.2.2 Método volumétrico.....	81
3.12. Productividad de Yacimiento.....	83
3.13. Problemas asociados a la explotación yacimientos de gas condensado.....	83
3.13.1. Acumulación de líquidos en los pozos <sup>[3]</sup> . En el pozo (hold up).....	84
3.13.2. Acumulación de líquidos en la formación <sup>[3]</sup> .....	85
3.13.3. Acumulación de líquidos en zonas cercanas de los pozos.....	86
3.13.4. Desarrollo de los anillos de condensado <sup>[3]</sup> .....	88
3.13.5. La permeabilidad relativa del gas dependiente de la velocidad <sup>[3]</sup> . .....	92
3.13.6. Despojamiento Capilar (VELOCITY STRIPPING).....	92
3.13.7. Resistencia Inercial.....	93
3.13.8. Efecto combinado.....	93
3.13.9. Efecto de baja tensión Interfacial.....	94
CAPITULO IV.....	95
METODOLOGIA .....	95

4.1 Revisión bibliográfica.....	95
4.2 Recopilación de información.....	95
4.3 Revisión del modelo estático.....	97
4.3.1 Modelo estructural.....	97
4.3.2 Modelo estratigráfico.....	97
4.3.3 Modelo sedimentológico.....	98
4.3.4 Modelo petrofísico.....	99
4.4. Modelo dinámico.....	99
4.4.1 Cálculo de la densidad relativa del gas condensado.....	100
4.4.2 Cálculo de la presión de rocío retrógada.....	101
4.4.3 Cálculo del factor de compresibilidad bifásico.....	102
4.4.4 Densidad del gas.....	103
4.4.5 viscosidad del gas.....	104
4.4.6 Factor volumétrico del gas.....	105
4.5 Estimar reservas de los tres yacimientos.....	105
4.6 Análisis del comportamiento de producción y de los fluidos.....	108
4.7 Existencia o no de acuíferos en los yacimientos.....	109
4.8 MODELO DE PRESIONES.....	110
4.9 Validar los datos de producción y presión.....	112
4.10 Comparar la productividad y reservas.....	112
CAPITULO V.....	114
DISCUSION DE RESULTADOS.....	114
5.1 Yacimiento VDV- 08 arena, MEC.....	114
5.1.1 Revisión del modelo Geológico.....	114
5.1.2 Determinación del GCOES POR EL método volumétrico.....	115
5.1.3 Cálculo de GCOES y reservas mediante curvas de declinación de presión.....	117
5.1.4 Comportamiento de producción del yacimiento vdv-08.....	118
5.1.5 Modelo de presión.....	124

5.1.6 Modelo de fluidos. ....	129
5.2 Yacimiento vdv-18 arena, MEC. ....	136
5.2.1 Revisión Del Modelo GEOLÓGICO.....	136
5.2.2 Determinación del GCOES por el método volumétrico .....	136
5.3 yacimiento VDV-26 arena, MEC.....	137
5.3.1 Revisión del modelo geológico .....	137
5.3.2 Determinación del GCOES por Método Volumétrico.....	137
5.3.3 Cálculo de reservas por declinación de presión.....	138
5.3.4 Comportamiento de producción para el yacimiento VDV-26.....	140
5.3.5 Modelo de presión. ....	144
5.3.6 Modelo de fluidos para el yacimiento vdv-26 .....	148
CONCLUSIONES .....	158
RECOMENDACIONES.....	160
BIBLIOGRAFIAS.....	161
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	165

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Entrada de PDVSA GAS del Distrito Anaco. <sup>[1]</sup> .....	31
Figura 2.2 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. <sup>[1]</sup> .....	33
Figura 2.3 Área Mayor de Anaco. <sup>[1]</sup> .....	34
Figura 2.4 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco. <sup>[1]</sup> .....	37
Figura 2.5 Ubicación geográfica del campo San Joaquín. <sup>[1]</sup> .....	44
Figura 3.1 Diagrama de Fases para Hidrocarburos. <sup>[1]</sup> .....	56
Figura 3.2 Yacimiento de Gas Seco <sup>[11]</sup> . .....	58
Figura 3.3 Yacimiento de Gas Húmedo <sup>[11]</sup> . .....	59
Figura 3.4 Diagramas de Fase de un Yacimiento de Gas Condensado .....	63
Figura 3.5 Gráfico P/Z vs Gp. Declinación de Presión. ....	76
Figura 3.6 Presencia de acuífero. ....	78
Figura 3.7 Presiones Anormales. ....	79
Figura 3.8 Condensación Retrógrada. ....	80
Figura 3.9 Yacimiento con doble permeabilidad. ....	80
Figura 3.10 Representación de la Acumulación de Líquido en el Pozo. ....	85
Figura 3.11 Representación de la acumulación de líquido en la formación. 86	
Figura 3.12 Esquema de regiones formadas por el desarrollo de anillo de condensado. ....	91
Figura 5.1 Método Analítico MBAL VDV-08 .....	116
Figura 5.2 Gráfico de Declinación de presión Yacimiento VDV-08 .....	118
Figura 5.3 comportamiento de producción VDV-08 .....	120
Figura 5.4 Mapa de Burbuja Gas Acumulado Yacimiento VDV-08 .....	121
Figura 5.5 Mapa de Grillas Gas Acumulado Yacimiento VDV-08 .....	121
Figura 5.6 Mapa de Burbuja condensado Acumulado Yacimiento VDV-08	122
Figura 5.7 Mapa de Grillas condensado Acumulado Yacimiento VDV-08 .	122
Figura 5.8 Mapa de Burbujas Agua Acumulado Yacimiento VDV-08 .....	123

Figura 5.9 Mapa de Grillas Agua Acumulado Yacimiento VDV-08 .....	124
Figura 5.10 Presión vs Tiempo Yacimiento VDV-08 .....	125
Figura 5.11 Gas producido Acumulado vs Presión Yacimiento VDV-08.....	126
Figura 5.12 Condensado producido Acumulado vs Presión Yacimiento VDV-08.....	127
Figura 5.13 Agua producida Acumulada vs Presión Yacimiento VDV-08 ...	128
Figura 5.14 Relación Gas condensado vs Tiempo Yacimiento VDV-08 ....	129
Figura 5.15 Factor de compresibilidad Bifásico Yacimiento VDV – 08 .....	131
Figura 5.16 Densidad del Gas Yacimiento VDV-08 .....	132
Figura 5.17 Viscosidad del gas Yacimiento VDV-08.....	132
Figura 5.18 Factor volumétrico del gas Yacimiento VDV-08.....	133
Figura 5.19 Registro del pozo VDV -178 .....	134
Figura 5.20 Gráfico de cole yacimiento VDV-08 .....	135
Figura 5.21 Relación de Gas Condensado Vs Profundidad Yacimiento VDV-08.....	135
Figura 5.22 Gráfico de Declinación de presión Yacimiento VDV-26 .....	139
Figura 5.23 Comportamiento de producción del yacimiento VDV-26.....	141
Figura 5.24 Mapa de Burbuja de Gas Acumulado Yacimiento VDV-26 .....	141
Figura 5.25 Mapa de Grilla de Gas Acumulado Yacimiento VDV-26 .....	142
Figura 5.26 Mapa de Burbuja condensado Acumulado Yacimiento VDV-26 .....	143
Figura 5.27 Mapa de Grilla de condensado Acumulado Yacimiento VDV-26 .....	143
Figura 5.28 Mapa de Burbuja Agua Acumulado Yacimiento VDV-26 .....	144
Figura 5.29 Mapa de Grilla de Agua Acumulado Yacimiento VDV-26 .....	144
Figura 5.30 Presión vs Tiempo Yacimiento VDV-26 .....	145
Figura 5.31 Gas producido Acumulado vs Presión Yacimiento VDV-26.....	146
Figura 5.32 Condensado producido Acumulado vs Presión Yacimiento VDV-26 .....	146

Figura 5.33 Agua producida Acumulada vs Presión Yacimiento VDV-26 ...	147
Figura 5.34 Relación Gas condensado vs Tiempo Yacimiento VDV-26 ...	148
Figura 5.35 Factor de compresibilidad Bifásico Yacimiento VDV-26 ...	151
Figura 5.36 Densidad del Gas Yacimiento VDV-26 .....	152
Figura 5.37 Viscosidad del gas Yacimiento VDV-26.....	152
Figura 5. 38 Factor volumétrico del gas Yacimiento VDV-26.....	153
Figura 5.39 Gráfico de cole yacimiento VDV-26 .....	153
Figura 5.40 Relación de Gas Condensado Vs Profundidad yacimiento VDV- 26.....	154

## LISTA DE TABLAS

Tabla 5.1 Datos oficiales del yacimiento VDV-08 .....	115
Tabla 5.2 Resultados Del Método Volumétrico para el Yacimiento VDV-08	115
Tabla 5.3 VALORES DE GCOES MBAL VS GCOES VOLUMÉTRICO.....	116
Tabla 5.4 Resultados Del Método de Declinación de Presión para el Yacimiento VDV-08.....	117
Tabla 5.5 Estado de los Pozos Completados Yacimiento VDV-08 para el 2006.....	119
Tabla 5.6 Parámetros generados para el Yacimiento VDV-08 .....	130
Tabla 5.7 Datos del yacimiento VDV-18 .....	136
Tabla 5.8 Datos del yacimiento VDV-26 .....	137
Tabla 5.9 Resultados Del Método Volumétrico para el Yacimiento VDV-26 .....	138
Tabla 5.10 Comparación GCOES MBAL vs. GCOES Volumétrico.....	138
Tabla 5.11 Del Método de declinación de presión para el Yacimiento VDV-26 .....	139
Tabla 5.12 Estado Actual de los Pozos Completados en el Yacimiento VDV-26.....	140
Tabla 5.13 Parámetros generados para el Yacimiento VDV-26 .....	149
Tabla 5.14 Comparación de las Característica entre los yacimiento VDV-08 y VDV-26 .....	154
Tabla 5.15 Comparación de las Característica petrofísicas entre los yacimiento VDV-08 y VDV-26 .....	156



# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCION**

Desde hace varios años se práctica la búsqueda de combustibles y fuentes de energéticas distinta al petróleo; en vista del progresivo agotamiento de este recurso con el pasar del tiempo, sumado a esto y debido a las restricciones impuestas para la protección ambiental, la tendencia actual y futura será el uso de combustibles cada vez más limpios y fuentes alternas de energía. En la actualidad el gas representa una alternativa cómoda, por ser un hidrocarburo con numerosas ventajas para los consumidores, caracterizándose por ser económico, seguro y uno de los combustibles menos contaminantes que se encuentra en el mercado. Venezuela es un país privilegiado pues se ubica como el octavo país del mundo con mayor reserva de gas.

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) cuenta nacionalmente con Distritos operacionales para realizar las actividades de explotación, perforación, refinación y transporte de hidrocarburos, entre ellos se encuentra el Distrito Gas Anaco representado por PDVSA GAS, el cual posee yacimientos productores de hidrocarburos livianos, medianos y en especial grandes reservas de gas condensado, gas en solución y gas rico asociado; por esta razón es de gran importancia para la Gerencia de explotación caracterizar los yacimientos para así obtener un mejor conocimiento de su extensión, potencial de producción y volumen cumpliendo con los requerimientos del mercado al menor costo posible, haciéndolo más rentable y eficiente que se pueda.

En este proyecto se estudiarán los yacimientos yacimientos (VDV 08), (VDV 18) Y (VDV 26) de gas condensado del Área Mayor de Anaco. Teniendo entre sus objetivos validar los datos producción y presión; estimar las reserva a través del método de declinación de presión y método volumétrico; comparar productividad y reservas; estudiar las características petrofísicas y geológicas de los yacimientos, tomando en cuenta que los yacimientos de gas condesado, presentan un comportamiento complejo y que se distinguen de otros yacimientos de gas por presentar el fenómeno de la condensación retrógrada.

El estudio de la productividad de gas condensado, ha estado siempre enfocado en el máximo aprovechamiento de la riqueza del gas producido, caracterizada por el contenido de hidrocarburo líquido que se obtiene en superficie.

La causa principal de una baja productividad de pozos puede variar desde un problema fundamental del yacimiento, hasta restricciones de flujo en las zonas cercanas al pozo o el pozo mismo. Una vez que el yacimiento está produciendo, la presión inicial del mismo comienza a declinar de manera progresiva, a partir de este punto comienza la condensación de los componentes menos volátiles (más pesados) de las mezcla de yacimientos, trayendo como consecuencia que no solo se pierda la parte de mayor valor económico, sino que el fluido que se sigue extrayendo se empobrece en tales fracciones.

El desarrollo y cumplimiento de los objetivos de este proyecto, aportará una mejor caracterización de los yacimientos; facilitando tomar decisiones respecto a los sistemas y planes de explotación que deban ser aplicados.

### **1.1 Objetivo general**

Estudiar las características de tres yacimientos de gas condensado del Área Mayor de Anaco.

### **1.2. Objetivos específicos**

1. Recopilar la data disponible de tres Yacimientos de gas condensado del Área Mayor de Anaco.
2. Validar los datos de producción y presión.
3. Estimar las reservas de los tres yacimientos.
4. Comparar la productividad y las reservas de los yacimientos en estudio.
5. Estudiar las características petrofísicas y geológicas de los yacimientos seleccionados, del Área Mayor de Anaco.

### 1.3 Planteamiento del problema

El Oriente del país se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela la cual comprende los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como la extensión meridional del Estado Sucre y el Estado Delta Amacuro, prolongándose mar adentro hacia la Plataforma Deltana y el Sur de Trinidad. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas que en conjunto abarca unos 164.000 km<sup>2</sup> de superficie, lo cual la hace la primera en extensión superficial y la segunda en magnitud e importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, sólo sobrepasada por la Cuenca del Lago de Maracaibo.

La presente investigación se va a centrar, en el estudio de los datos de caracterización de tres yacimientos de gas condensado del Área Mayor de Anaco, existentes en el estado Anzoátegui.

Las principales características que se tomarán en cuenta son las Petrofísicas y geológicas, además se estudiarán datos de producción, presión para con ellos determinar las reservas de dichos yacimientos. En el desarrollo del trabajo se utilizará la valiosa información y datos aportados por PDVSA Anaco.

El principal objetivo de esta investigación es comparar la productividad de los yacimientos antes mencionados con la finalidad de estudiar los factores y características que influyen en dicha producción si existiese diferencia entre ellos.

Este estudio aportará los valores de reservas estimadas por el método volumétrico y declinación de presión, características generales de los yacimientos estudiados, además de establecer diferencias presentes que influyen directamente en la producción; obtenidas mediante el análisis comparativo.

## **CAPITULO II**

### **GENERALIDADES**

#### **2.1. Reseña histórica.**

##### **2.1.1. Reseña histórica de petróleos de Venezuela.**

En 1976, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) se convierte en una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo, Se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera; de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior. PDVSA lleva adelante actividades en materia de exploración y producción para el desarrollo de petróleo, gas y crudo pesado de la Faja del Orinoco; así como explotación de yacimientos de carbón.

##### **2.1.2. Reseña histórica de pdvsa gas anaco.**

El 29 de Septiembre de 1939 la compañía Socony empezó la perforación del primer pozo productor en Guarío, siendo éste un gran hallazgo petrolero. El petróleo dio origen, cuatro años más tarde, al núcleo que evolucionaría hasta convertirse en la ciudad de Anaco. Guarío tuvo la oportunidad de ser el primero en procesar su propio petróleo, produjo gasolina y gasoil en su propia refinería. Esta refinería de pequeñas dimensiones funcionó hasta 1955.

La ciudad de Anaco es el corazón gasífero de Oriente. En esta ciudad se encuentran los mayores Yacimientos de gas de todo el país y uno de los más grandes del mundo. Al principio fue la Planta de Gas Santa Rosa, propiedad de Mene Grande Oil Company, donde se empezó a tomar conciencia de que el gas, además de servir para el uso doméstico, se podía procesar e industrializar. Hace unos treinta años se colocó en funcionamiento el gasoducto Anaco-La Mariposa que comienza cerca del campo de Buena Vista y hoy se extiende por los estados Anzoátegui, Guárico, Miranda, Aragua, Carabobo, Lara y Distrito Capital.

El 17 de Enero de 1967, el presidente Raúl Leoni, coloca la primera piedra del que sería el segundo gasoducto más importante de Venezuela, desde Anaco hasta Puerto Ordaz y a través del cual se alimentan las importantes empresas básicas del estado Bolívar. En 1999 el Ministerio de Energía y Minas convierte a Anaco en el Distrito Gasífero de Venezuela, actualmente este Distrito se conoce con el nombre de Producción Gas Anaco (Figura N° 2.1). Su desarrollo está enfocado en dos grandes áreas geográficas, el Área Mayor de Oficina (AMO) y el Área mayor de Anaco (AMA), las cuales son llamadas en su conjunto Área Tradicional de Anaco.



**Figura 2.1 Entrada de PDVSA GAS del Distrito Anaco. [1]**

## **2.2. Generalidades operacionales del área mayor de anaco.**

### **2.2.1. Ubicación geográfica del distrito gas anaco.**

El Distrito Gas Anaco se encuentra geográficamente ubicado en la parte Central del Estado Anzoátegui, con un área aproximada de 13.400 Km<sup>2</sup>. Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural.

### **2.2.2. Áreas operacionales del distrito gas anaco.**

El Distrito gas Anaco se encuentra conformado por dos grandes áreas que son:

#### **2.2.2.1. Área mayor de oficina (amo):**

Integrada por los campos Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay.

#### **2.2.2.2. Área mayor de anaco (ama).**

Integrada por los campos Santa Rosa, El Roble, San Roque Aragua, El Toco, Santa Ana, San Joaquín, Guarío, Rincón Largo y Rosa. En la (Figura N° 2.2) se pueden visualizar la ubicación geográfica del Distrito Gas Anaco dentro del contexto nacional, El Área Mayor oficina, Área Mayor de Anaco y los campos que lo conforman.



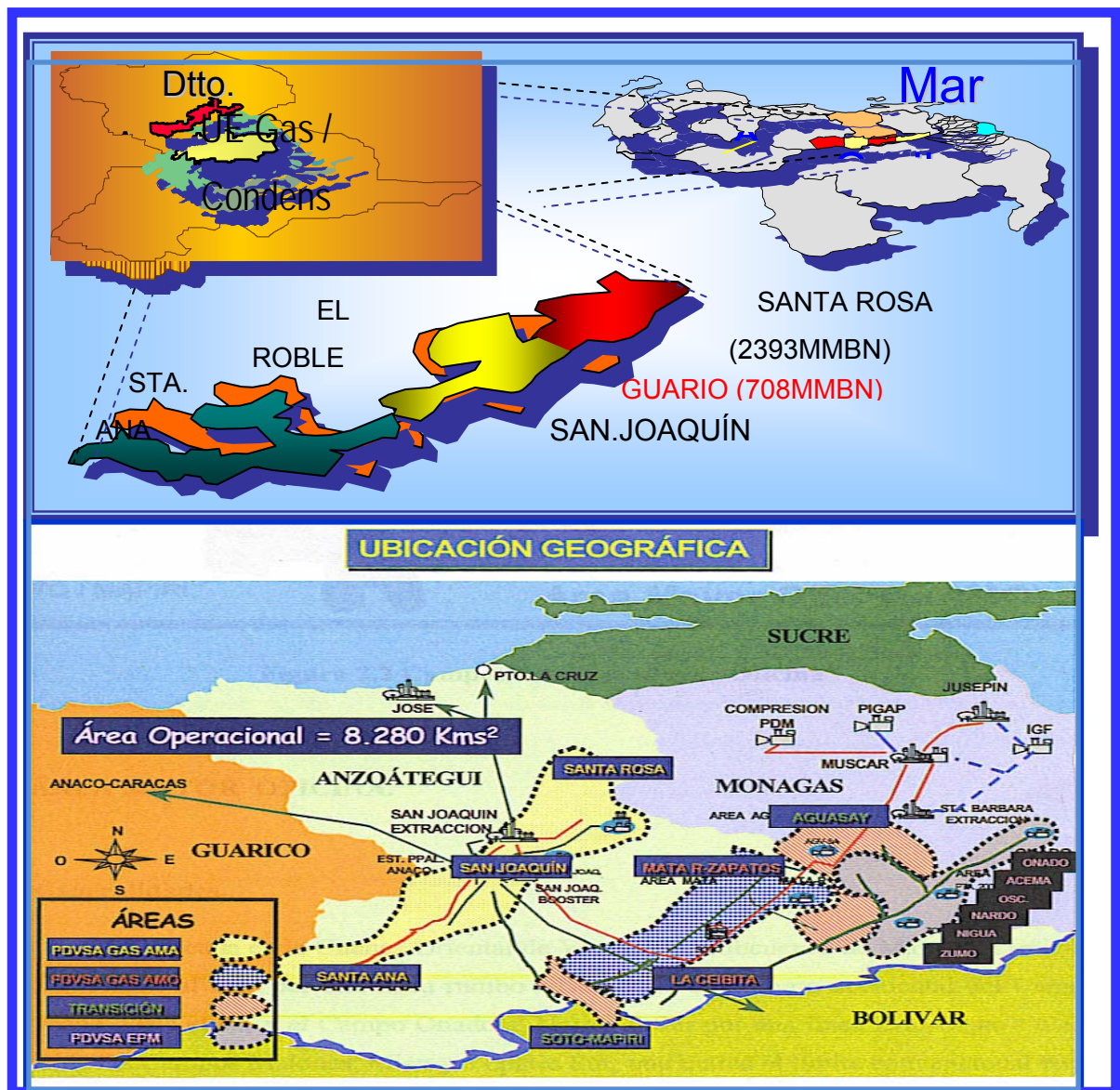


Figura 2.2 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. [1]

### a) UBICACIÓN GEOGRÁFICA.

El Área Mayor de Anaco, está localizada 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, San Joaquín, Santa Ana, El Toco, Guere, El Roble y San Roque, Aragua, Anaco y Rincón Largo (Figura 2.3). La historia estructural de esta área encierra tensión, compresión, levantamiento, plegamiento y erosión.



Figura 2.3 Área Mayor de Anaco. <sup>[1]</sup>

#### b) ESTRUCTURA.

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica Cordillerana del Norte de Venezuela Oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa del Continente Suramericano. Como resultado de esa tectónica se forma un cuadro estructural complejo conformado por varios elementos:

- El corrimiento de Anaco.
- Una serie de pliegues, anticlinales y domos.
- Un sistema de fallas normales y, excepcionalmente, inversas.
- Algunas fallas transcurrentes.

El corrimiento de Anaco es una falla de tipo inverso, de gran magnitud, que corta en forma oblicua el rumbo general del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite Noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental. Se extiende por 85 km. en dirección N 40° E desde el Campo El Toco en el Sur hasta el Este del Campo La Ceiba en el Norte, con un buzamiento del plano de falla promedio de 45° al Noroeste, que decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamientos.

El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7.000' en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700' en Santa Ana; cerca del Campo El Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite Sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco.

Los campos petrolíferos del Área Mayor de Anaco están ubicados en el bloque Norte, como un conjunto de hasta ocho culminaciones anticlinales en forma de domos alargados con su eje paralelo al corrimiento. De Sur a Norte los campos son: El Toco, sobre un domo del mismo nombre, Santa Ana, en un domo alargado con tres culminaciones menores, San Joaquín, con tres elevaciones bien diferenciadas, Santa Rosa, un anticlinal fallado.

### **c) ESTRATIGRAFÍA.**

La columna estratigráfica del Área Mayor de Anaco se encuentra representado en la (figura 2.4), se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prosperidad 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 con Mesa y Freites. De estas unidades las más prospectivas son las formaciones Oficina, Merecure y San Juan. La Formación Oficina tiene una litología característica que consiste de una alteración monótona de arenas y lutitas con abundantes lignitos de muy poco espesor, pero de gran extensión lateral. Individualmente, las areniscas son lenticulares, pero los paquetes se extienden a grandes distancias, facilitando la correlación a través de la Cuenca. El espesor de la Formación Oficina aumenta desde su acuñamiento en el borde Sur de la Cuenca hacia su eje; en el Área de Oficina tiene entre 600 y 1.400 metros de espesor y más de 2.000 metros en Anaco en el Área Mayor de Anaco la Formación Oficina ha sido subdividida en siete intervalos de uso práctico basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, etc., llamados miembros que en orden estratigráfico desde el más antiguo al más joven se designan con los nombres de Miembro Colorado, Miembro Amarillo, Miembro Verde, Miembro Naranja, Miembro Moreno, Miembro Azul y Miembro Blanco.

EDAD (Ma)	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN
PLEISTOCENO (1,8)	MESA	Conglomerados gruesos. Areniscas ferruginosas.
PLIOCENO (3,7)	LAS PIEDRAS	Areniscas, limolitas y arcillas. Algunos lignitos.
MIOCENO INFERIOR MEDIO (18,4)	O BLANCO	Areniscas y limos separados por lutitas y algunos lignitos.  Los cuerpos de arena son: canales y barras.
	F AZUL	
	I MORENO	
	C NARANJA	
	I VERDE	
OLIGOCENO (12)	N AMARILLO	Areniscas masivas y lutitas carbonáceas delgadas Lutitas con areniscas locales glaucóníticas.
	A COLORADO	
	MERECURE (A - T4,5)	
CRETÁCICO (80)	VIDOÑO	Areniscas duras grises de grano fino a medio. Calizas y lutitas negras con areniscas duras y chert
	SAN JUAN	
	SAN ANTONIO	

Figura 2.4 Columna Estratigráfica del Área Mayor de Anaco. [1]

### 2.3. Descripción de las formaciones.

#### 2.3.1. Formación san antonio

Período Cretácico Superior, edad Santoniense-Maestrichtiense, espesor promedio mayor a 2.000 pie. Esta formación se caracteriza por la presencia de arena de color oscuro, grano fino, intercaladas con lutitas gris claro a gris oscuro, ligeramente calcáreas, presentan intervalos de calizas de color beige, glauconíticas, en parte arenosa. Su contacto con la formación San Juan es identificado por muestras de canal por la abundancia de nódulos fosfáticos y glauconíticos. En la parte superior a San Antonio las areniscas representan aportes del Cratón de Guayana; el ambiente de sedimentación es marino somero.

### **2.3.2. Formación san juan**

Período Cretáceo Superior- Terciario Inferior, edad básicamente Maestrichtiense con prolongación al Paleoceno. Esta formación representa el primer horizonte Cretácico y se caracteriza por areniscas masivas, bien estratificadas casi sin interrupción y espesor aproximado de 800 pie. El contacto con la infrayacente formación San Antonio es concordante y transicional, con fósiles índices de aguas profundas, calizas de color crema con glauconita como mineral accesorio. La parte media del intervalo presenta una secuencia de lutitas y limolitas. La parte superior se caracteriza por capas masivas de areniscas con inclusiones de calcita e intercalaciones de limolitas.

La Formación San Juan presenta ambientes fluvio- deltaicos en la parte sur y costeros- marinos hacia el norte, es progresivamente más joven hacia el norte, a pesar de que la base de la unidad está dentro del Maestrichtiense. San Juan se depositó como consecuencia de un impulso inicial de la Orogénesis del Cretácico superior produciéndose un renovado aporte de arenas provenientes del Craton de Guayana, las cuales se acumularon en forma de cuña que avanza hacia el Norte recubriendo a la formación San Antonio en forma diacrónica.

### **2.3.3. Formación vidoño**

De edad Paleoceno, esta formación está representada en la Serranía del interior de Anzoátegui y Monagas por una sedimentación marina de aguas relativamente profundas. El nombre fue introducido por Hedbertg y Pyre (1944) y se deriva del caserío Vidoño, ubicado a unos 6 kilómetros al este de Barcelona. La localidad tipo esta en el río Querecual, desde el paso

Santa Anita hasta unos 300 metros aguas abajo del mismo río. Tiene un espesor aproximado en el área de 60 pies debido al fuerte período erosivo Pre- Oligoceno. La Formación es transgresiva, predominantemente lutítica con zonas localizadas más arenosas. Presenta glauconita, piritita y foraminíferos piritizados.

#### **2.3.4. Formación merecure**

Esta formación marca la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la cuenca durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior. En el Área Mayor de Anaco, Monagas Central, Urica y Norte del Área Mayor de Oficina, esta formación se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias mal escogidas, con estratificación cruzada, presentan intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente, esto nos indica que la deposición fue en un ambiente de gran actividad, de origen continental y fluvial. Informalmente la Formación Merecure se conoce como la arena “U”, en el Norte de Oficina y Monagas Central comenzando con la arena “U-2”. En cambio, en el Área Mayor de Anaco y Urica las arenas de Merecure se designan con sufijos de letras mayúsculas del abecedario A, B, C, etc., precedido por la abreviación ME.

#### **2.3.5. Formación oficina**

Del Mioceno Inferior y Medio, concordante sobre Merecure, está presente en el subsuelo de todo el flanco Sur de los estados Anzoátegui y Monagas. Su litología característica consiste de una alternancia monótona de arenas y lutitas con abundantes lignitos de muy poco espesor, pero de gran extensión lateral. Individualmente, las areniscas son lenticulares, pero los paquetes de areniscas se extienden a grandes distancias, facilitando la

correlación a través de la Cuenca. En el área de Oficina tiene entre 600 y 1.400 metros de espesor y más de 2.000 metros en Anaco. El ambiente de sedimentación corresponde a un complejo fluviodeltaico de grandes dimensiones, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos.

La Formación Oficina es muy importante en la Cuenca Oriental de Venezuela desde el punto de vista de generación y producción de hidrocarburos. De hecho, pertenecen a Oficina las principales arenas que producen hidrocarburos desde la faja petrolífera del Orinoco hasta los campos próximos al eje de la Cuenca. Por otra parte, las lutitas de Oficina han sido consideradas por varios autores como rocas madres del petróleo para las arenas de esa misma formación. En el Área Mayor de Anaco la Formación Oficina ha sido subdividida en siete (7) intervalos de uso práctico, basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, etc., mal llamados miembros que en orden estratigráfico desde el más antiguo al más joven se designan con los nombres de:

#### **2.3.5.1. Miembro colorado**

Es el miembro inferior de la Formación Oficina donde predominan arenas hacia el tope, en alternancia con algunos lignitos y se hace más lutítico hacia la base.

#### **2.3.5.2. Miembro amarillo**

Posee características similares a las del Miembro Verde, donde predominan las lutitas marrones, de dureza media, pero disminuye la proporción de limolitas.



#### **2.3.5.3. Miembro verde**

Predomina lutitas marrones a grises, homogéneas, de dureza media y tendencia laminar, limolitas arcillosas y algo de pirita.

#### **2.3.5.4. Miembro naranja**

Arcillas poco consolidadas en el tope y que se hacen más compactas en la base, dando lugar a lutitas marrón claro y oscuro, laminares y algo calcáreas, existen también limolitas marrones y beige.

#### **2.3.5.5. Miembro moreno**

Arcillas poco consolidadas, con abundantes niveles de lignitos a lo largo de todo el miembro, con transición a lutitas carbonáceas poco duras, algunos niveles de areniscas blancas transparentes y verdosas, bien seleccionadas, calcáreas y glauconíticas.

#### **2.3.5.6. Miembro azul**

Compuesto casi exclusivamente por arcillas poco consolidadas, plásticas de tonos verdosos y marrones claros. Presenta algunas arenas con microfósiles hacia la base.

#### **2.3.5.7. Miembro blanco**

Conformado por arcillas poco consolidadas de color verdoso y marrón claro, presentando algunas arenas hacia la base.

### **2.3.6. Formación freites**

De la edad Mioceno Medio a Superior, la Formación Freites se caracteriza por la secuencia de lutitas verdes a gris verdosa, con areniscas en el tope extendiéndose en el subsuelo, a través de todo el flanco Sur de la Subcuenca de Maturín casi hasta el río Orinoco. La Formación Freites suprayace concordantemente a la Formación Oficina en casi toda su extensión, excepto en el área de Anaco, donde se presenta una discordancia. Hacia el tope, la formación es concordante con la Formación Las Piedras la cual se encuentra en contacto suprayacente con ella.

### **2.3.7. Formación las piedras**

De edad Plioceno, consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, en la sección tipo tiene 1500 metros de espesor, el cual aumenta hacia el eje de la cuenca de Maturín, hasta un máximo probable de 1370 metros (L.E.V., 1970) .

Hacia los flancos de la cuenca el espesor disminuye aproximadamente a la mitad, la formación aflora en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo se extiende al Este de Pedernales, Delta Amacuro y Golfo de Paria, hacia el Sur llega a las cercanías del Orinoco en la faja petrolífera. En la parte Norte de Maturín, la Formación Las Piedras es concordante con la Formación La Pica.

### **2.3.8. Formación mesa**

En los límites Norte y Sur de la Mesa de Guanipa (González de Juana, 1946), la Formación Mesa consiste de arena de grano grueso y gravas, con

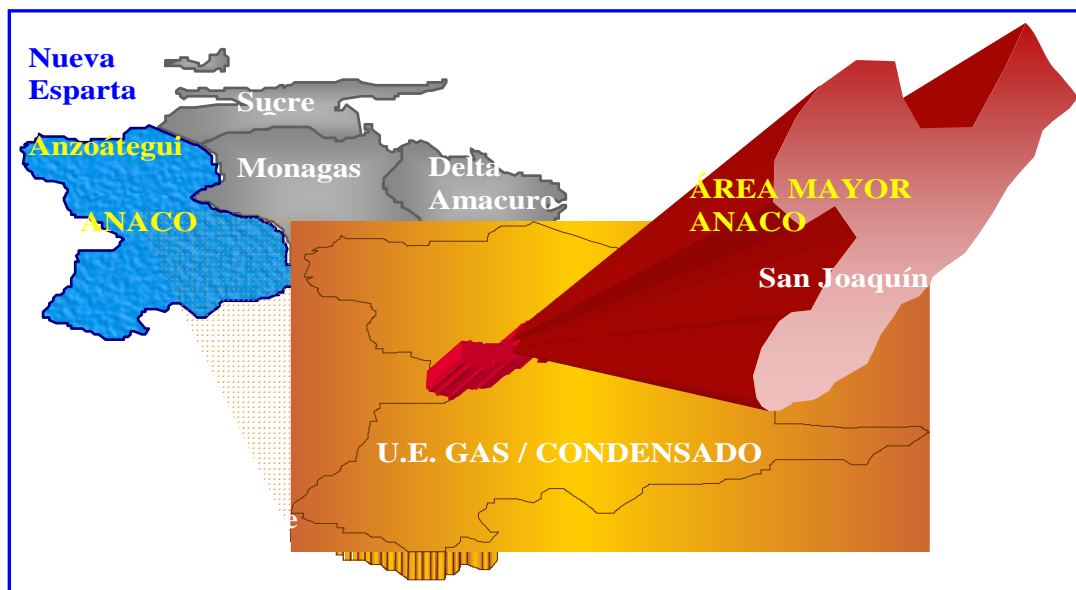
cemento ferruginoso cementadas y muy duras, conglomerados rojo a casi negro.

El espesor de la Formación Mesa es muy variable, pero en términos generales disminuye de Norte a Sur, como en consecuencia del cambio en la sedimentación fluvio- deltaica y aumenta de Oeste a Este, por el avance de sedimentos deltaicos. En la Mesa de Maturín, la Formación Mesa tiene un espesor máximo de 275 metros, mientras que en el estado Bolívar rara vez llega a los 20 metros.

#### **2.4. Descripción del área de estudio, campo san joaquín.**

##### **2.4.1. Ubicación geográfica:**

El Campo San Joaquín se encuentra ubicado aproximadamente a unos 8 km al Sur Oeste de la población de Anaco, en la parte central del Estado Anzoátegui, Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín. Descubierta en el año 1954, tiene tres culminaciones dómicas y un pronunciado declive hacia el Noreste denominado Campo Guarío, individualizado por razones administrativas más bien que estructurales. Al Norte de San Joaquín se encuentra el Campo El Roble, donde el entrapamiento parece ser una terraza formada dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín-Guarío (Figura 2.5).<sup>[2]</sup>



**Figura 2.5 Ubicación geográfica del campo San Joaquín. <sup>[1]</sup>**

Este Campo se encuentra en el lado deprimido de la falla normal que atraviesa el Área Mayor de Anaco, siendo éste el componente estructural que limita la disposición de los fluidos en el Cuadrángulo San Joaquín – El Roble – Guarío, estableciéndose yacimientos independientes en ambos lados de la falla salvo ciertas excepciones donde los yacimientos superan el alcance sellante de la misma y se extiende a ambos lados de ésta.

#### **2.4.2. Estructural.**

El campo San Joaquín está conformado por dos domos, en cuyas crestas aflora la Formación Oficina. El domo sur con rumbo N50°E y el norte con rumbo N60°E, igual al domo del campo Guarío. Los flancos del noroeste presentan buzamientos locales de 25° y los del sureste de 80°. Se han encontrado fallas normales con desplazamientos de 150 pie aproximadamente (pozo JM-24) y una profunda silla tectónica está presente entre los domos norte y sur del campo San Joaquín.

## **CAPITULO III**

### **MARCO TEORICO**

#### **3.1. Yacimiento.**

Unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener fluidos. Es la porción de una trampa que contiene hidrocarburos, los cuales a su vez conforman un sistema conectado hidráulicamente. Esta definición implica continuidad de la permeabilidad a través de todo el yacimiento. También puede definirse como una acumulación natural en una formación subterránea, porosa y permeable que contiene una cantidad de fluidos producibles (petróleo y/o gas), atrapados y confinado preferencialmente en rocas sedimentarias que forman una trampa subterráneas y limitadas por barreras estructurales (fallas, discordancia, anticlinales, domos, etc.) y/o estratigráficas (cambios litológicos, cambios de permeabilidad, etc.).

#### **3.2. Ingeniería de Yacimiento.**

La ingeniería de yacimientos petrolíferos es una ciencia que permite la aplicación de principios científicos a los problemas de movimientos y comportamiento de los fluidos que están presentes durante la vida productiva de un yacimiento de hidrocarburos.

Los objetivos fundamentales de un estudio de yacimientos están comprendidos en el marco de la estimación de la cantidad de hidrocarburos en sitio, el cálculo del factor de recobro, la predicción del comportamiento

futuro, y en el análisis de alternativas para aumentar el recobro de reservas. Las herramientas utilizadas, están basadas en la física del comportamiento de flujo de fluidos en medios porosos y la aplicación de técnicas matemáticas que describan dicho comportamiento.

Todas estas técnicas utilizadas más los datos geológicos, de producción y la realización de un trabajo en conjunto por parte del ingeniero de yacimientos y el geólogo, proporcionan una herramienta eficaz para una definición más clara logrando así proporcionar resultados muy valiosos de las condiciones y comportamiento del yacimiento.

### **3.3. Caracterización de los Yacimientos.**

Se entiende por "caracterización de yacimientos" al conjunto de productos orientados a la definición y al estudio de las características geológicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos así como la cuantificación del volumen de hidrocarburos en el yacimiento, también se incluye la definición de las estrategias y alternativas de explotación de los yacimientos, con el propósito de apoyar los planes de operación para optimizar la explotación y de incrementar las reservas o la producción de los yacimientos en estudio.

La primera fase de una caracterización es el diagnóstico, fase en la cual se procede a definir el objetivo y alcance del mismo, dependiendo del propósito, tiempo requerido y la complejidad del yacimiento. Una vez definido el objetivo y el tipo de yacimiento, tomando en cuenta las características del mismo se debe realizar la validación de la información disponible ya que la

misma permitirá tener un diagnóstico más ajustado a la realidad. Aunque generalmente hay datos para cada pozo, la integración de los mismos requiere de un buen análisis de los beneficios y limitaciones de cada medición, considerando el volumen y la resolución vertical de las mismas. Siendo más crítica a medida que el yacimiento es más heterogéneo y por ende más complejo, por lo que se hace necesaria una revisión ajustada y validación de la información. <sup>[1]</sup>

### **3.4. Tipos de caracterización de los yacimientos.**

#### **3.4.1. Modelo Estático.**

La definición involucra la determinación de la extensión del área, límites, buzamientos y demás condiciones de depositación geológica del yacimiento. Por su parte, la evaluación está relacionada con la determinación de las propiedades de las rocas y los fluidos y su variación a través del yacimiento, barreras, fracturas y otros factores que pueden afectar el flujo, para esto el geólogo debe generar los siguientes modelos :

#### **3.4.2. Modelo Estructural.**

El objetivo de este proceso es definir la orientación y geometría de los elementos estructurales (fallas, pliegues altos y bajos estructurales) del área de estudio. Este estudio se inicia identificando los principales reflectores regionales sísmicos (discordancia y superficies de inundación), los cuales han sido previamente interpretados de registros de pozos (GR, resistividad, sísmico, etc.) análisis sedimentológicos y bioestratigráficos de núcleos, muestras de canal y de pared.

### **3.4.3. Modelo Estratigráfico.**

El objetivo es mostrar la arquitectura de los yacimientos presentes en el área de estudio y su incidencia en la generación del modelo sedimentológico. Se inicia el estudio con la identificación e interpretación de las unidades cronoestratigráficas a partir de la correlación de los registros de pozos. La correlación se apoya en los principios de estratigrafía secuencial, la cual hace uso de la bioestratigrafía, sedimentología y análisis de perfiles para definir los marcadores de interés.

### **3.4.4. Modelo Sedimentológico.**

Comprende una serie de procesos cuya finalidad es establecer la geometría orientación, distribución y calidad física de los depósitos. Un ambiente sedimentario es un área de la superficie terrestre con determinadas características físicas, químicas y biológicas en la cual se acumulan sedimentos. Los ambientes sedimentarios ejercen un gran control sobre las configuraciones geométricas, características petrofísicas y litológicas de los sedimentos depositados en ellos, de acuerdo a los estudios realizados a los yacimientos de las formaciones productoras de la cuenca oriental, los cuerpos de arena fueron depositados en un ambiente fluvio-deltáico. Esta información es posteriormente entregada con la proveniente de otras disciplinas permitiendo establecer la arquitectura de unidades de flujo y los yacimientos presentes en el área.

El proceso se comienza con la identificación de las facies y las unidades sedimentarias a partir de afloramientos, muestras de los núcleos, muestras de canal y de pared. Posteriormente se realiza la calibración núcleo perfil cuyo objetivo es extrapolar la información hacia los pozos vecinos. Se



identifican además las superficies de máxima inundación, discordancias y superficies transgresivas con el fin de establecer los límites del yacimiento.

#### **3.4.5. Modelo Petrofísico.**

El estudio se inicia con el análisis y control de calidad de los datos de perfiles existentes para detectar y corregir problemas con los datos o para recalibrar algunos perfiles. Se pasa a una fase de normalización, incluyendo la de los perfiles viejos, este procedimiento está basado en aplicaciones estadísticas y permite realizar e incorporar perfiles a la caracterización de yacimientos.

La fase siguiente consiste en zonificar los pozos según el modelo estratigráfico con el fin de obtener relaciones para porosidades, volumen de arcilla, exponente de saturación, coeficiente de cementación, etc. ( $\bar{O}$ ,  $v_{cl}$ ,  $n$ ,  $m$ ), que permitan ajustar los valores de los perfiles a los obtenidos de los núcleos y/o de perfiles y tratando de establecer una comparación entre ellos y las definiciones de facies del modelo sedimentológico.

#### **3.4.6. Modelo Dinámico.**

El estudio de un yacimiento no puede comenzar hasta no haber recopilado la mayor información posible sobre el mismo y sobre todo tener una concepción sólida y clara del yacimiento para lograr obtener un excelente plan de explotación y un alto recobro del mismo al menor costo. Para lograrlo se necesita de datos petrofísicos, composición del fluido, permeabilidades relativas, historia de producción y presión, estudios geológicos previos, análisis PVT, así como también programas que contengan modelos matemáticos que permitan estimar las condiciones y

distribución inicial de los fluidos, los mecanismos de producción, eficiencia de extracción y las reservas totales. <sup>[13]</sup> .

Al recabar la información anterior se procede a validar el material que se tiene disponible para garantizar la cantidad y calidad de los datos. Realizados cada uno de estos pasos, se procede a calcular y/o determinar los parámetros fundamentales los cuales van a revelar el tipo de fluido presente en el yacimiento, se considera como variables importantes para determinar el fluido presente en el yacimiento: la °API y la relación gas–petróleo.

También es importante identificar el estado actual del yacimiento:

- Saturado: Cuando la presión de yacimiento es igual o menor que la presión de Rocío.
- Sub-Saturado: Cuando la presión de yacimiento es mayor que la presión de Rocío.

Finalmente con la fusión de los datos recopilados se aplican las ecuaciones necesarias para determinar la cantidad de hidrocarburo en sitio (GOES, GCOES, COES) y las reservas totales asociadas. Cuando se habla de fusión, ésta implica la creación de parámetros cuantificables: Factor volumétrico, viscosidad y saturación tanto del petróleo como del gas; que muestran el comportamiento del yacimiento a partir de la información geológica, petrofísica, datos de presión y producción recopilados.

### **3.5 Características de los Yacimientos.**

#### **3.5.1. Presión del Yacimiento.**

Conocida también como presión de formación, y se puede definir como la presión inherente de las rocas y los fluidos que se encuentran en la formación. Es muy importante la presión del yacimiento porque ésta es la que conduce al movimiento del hidrocarburo, desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de estos a la superficie. De la magnitud de la presión depende si el hidrocarburo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el fluido llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando se da este caso, entonces se recurre a la extracción del fluido del pozo por medios mecánicos. A medida que el pozo produce hay decaimiento de la presión. En el transcurso de la vida productiva del pozo, o del yacimiento en general, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas. Anticipadamente a la declinación antieconómica de la presión se puede intentar restaurarla y mantenerla por inyección de gas y/o agua al yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción del yacimiento o abandonar el pozo o a su vez el yacimiento en general. La presión natural del yacimiento es producto de la naturaleza del mismo, se deriva del mismo proceso geológico que formó el hidrocarburo y el yacimiento que lo contiene y de fuerzas concomitantes como la sobrecarga que representan las formaciones subyacentes y/o agua dinámica subyacentes que puede ser factor importante en la expulsión del hidrocarburo hacia los pozos. De igual manera, el gas en solución en el petróleo o casquete de gas que lo acompañe representa una fuerza esencial para el flujo del petróleo a través del medio poroso.

### **3.5.1.1. Tipos de presiones en los yacimientos.**

#### **a) PRESIÓN INICIAL DEL YACIMIENTO.**

Es la presión cuando el yacimiento no ha sido sometido a ningún proceso de producción.

#### **b) PRESIÓN ESTÁTICA DEL YACIMIENTO.**

Es la energía que posee un yacimiento en la cara de la arena para incluir o generar la migración del fluido. Esta presión se determina cuando en el yacimiento se cierra un pozo hasta que se estabilice, mientras se está produciendo en los demás pozos del campo ya sea en forma continua o a intervalo.

#### **c) PRESIÓN ESTÁTICA DE FONDO DEL YACIMIENTO.**

La presión estática de fondo en un yacimiento, es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera, cuando la producción se ha interrumpido por un lapso suficiente de tiempo, para permitir la restauración de la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y de líquido. Esta presión restaurada, es la presión que existe en la zona petrolífera.

Por consiguiente, la presión del yacimiento, es la que existe en condiciones de equilibrio antes o después de que se hayan establecido las operaciones de producción.<sup>[1]</sup>

**d) PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO (PP).**

Esta presión es utilizada para calcular el comportamiento del yacimiento, y predecir su comportamiento futuro. Es un parámetro fundamental para entender la conducta de los yacimientos en recobro primario, secundario y proyectos de mantenimiento de presión. Es la presión equivalente a que todos los pozos del yacimiento estén cerrados al mismo tiempo.

**e) PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (PWF).**

Presión que existe en el fondo de un pozo cuando este se encuentra produciendo, esta proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hasta la superficie. Debe ser menor que la presión de yacimiento para permitir el flujo de fluido desde la formación hacia el pozo.

**f) PRESIÓN DE CABEZAL (PWH).**

Es la presión en la superficie del pozo medida a través de un manómetro. Entre esta presión y la de fondo fluyente debe existir un diferencial que permita el ascenso de fluido hasta la superficie.

**g) PRESIÓN DEL 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 o hacia arriba a un nivel de referencia usando el gradiente del fluido del yacimiento.

El nivel de referencia es generalmente, seleccionado cerca del centro de gravedad de la acumulación inicial de hidrocarburos. Las presiones promedio a utilizar para el estudio, son aquellas referidas a un plano de referencia denominado Datum, de tal manera que el promedio de presiones a este Datum se aproximará a la presión actual en todos los puntos del yacimiento.

### **3.5.2. Temperatura del yacimiento.**

En la práctica se toman medidas de temperatura en los pozos para tener idea del gradiente de temperatura, que generalmente se expresa en 1 °C o 33.8 °F por cierto intervalo constante de profundidad.

El conocimiento del gradiente de temperatura es importante y aplicable en tareas como diseño y selección de revestidores y sartas de producción, fluidos de perforación y fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción y de yacimientos. La temperatura está en función de la profundidad. Mientras más profundo esté el yacimiento, mayor la temperatura. Si el gradiente de presión es de 1 °C por cada metro de profundidad, se tendrá para un caso hipotético de un estrato a 1500 metros, una temperatura de 50 °C mayor que la ambiental y si la temperatura ambiental es de 28 °C, la temperatura del estrato será de 78 °C, y a 3000 metros sería 128 °C.

La mejor forma de observar los cambios de fase de la mezclas de hidrocarburos que se presentan naturalmente en yacimientos de petróleo y gas es a través de diagramas de fase los cuales se realizan utilizando la temperatura.

### **3.6 definiciones básicas.**

#### **3.6.1. Gas Natural.**

Es una mezcla natural de hidrocarburos ligeros, compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos así como de no hidrocarburos, es una mezcla de diferentes componentes entre los que se encuentra el sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, dióxido de carbono, helio y agua.

El gas natural, existe en los yacimientos en diferentes presentaciones entre las que se pueden destacar como gas en solución y gas no asociado.

#### **3.6.2. Fase**

Cualquier parte homogénea y diferente físicamente del sistema en estudio, por ejemplo en el caso de tener un cubo de hielo, agua líquida en cualquier proporción y vapor de agua estaríamos hablando de un sistema de tres fases o trifásico. A continuación en la (figura 3.1) se presenta un Diagrama de Fases para hidrocarburos con el fin de reflejar un poco mejor la información a mencionar.

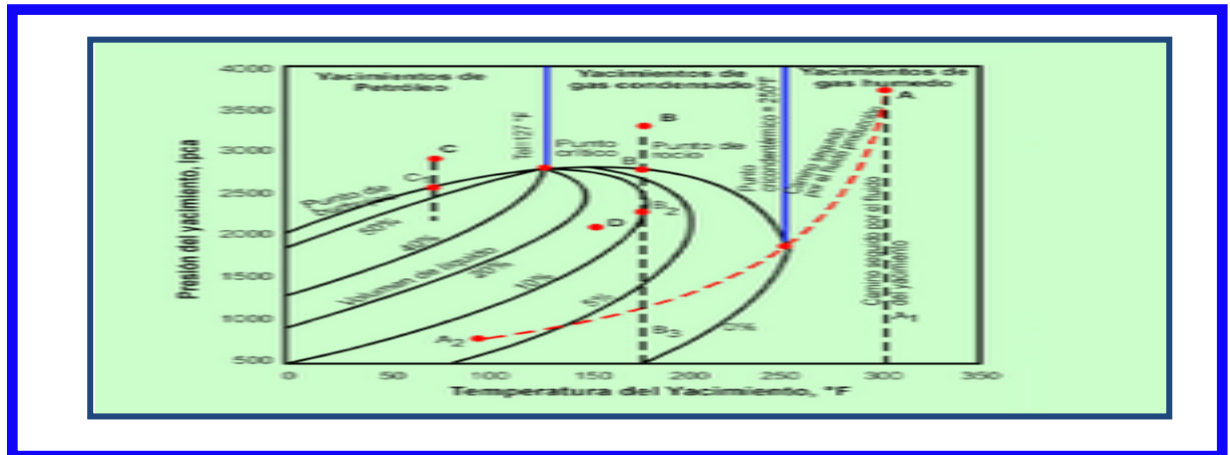


Figura 3.1 Diagrama de Fases para Hidrocarburos. <sup>[1]</sup>

### 3.6.3. Puntos de Burbujeo

Puntos en los cuales existe fase líquida con una parte infinitesimal de gas.

### 3.6.4. Puntos de Rocío

Puntos en los cuales existe fase gaseosa con una parte infinitesimal de líquido.

### 3.6.5. Presión Cricondenbárica

Máxima presión en la cual coexisten equilibradamente la fase líquida y la fase gaseosa.



### **3.6.6. Temperatura Cricodontérmica**

Máxima temperatura en la cual coexisten equilibradamente la fase líquida y la gaseosa.

### **3.6.7. Condensación Retrógrada**

Puede ser expresada desde dos ópticas, la condensación de líquido durante expansión de gas a temperatura constante o bien la condensación de líquido durante calentamiento de gas a presión constante.

### **3.6.8. Punto Crítico**

Punto en el cual convergen las curvas de rocío y burbujeo.

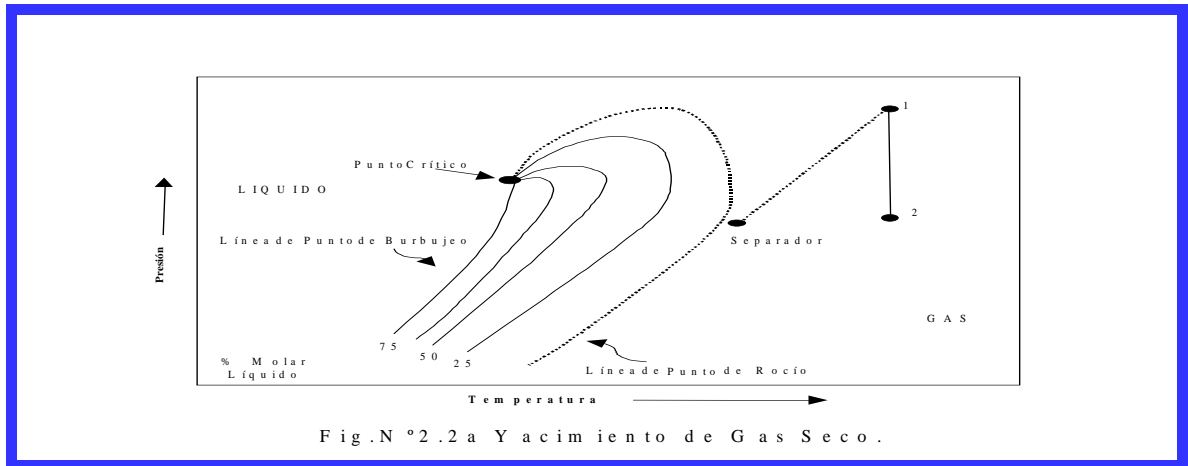
## **3.7. Tipos de yacimientos de gas en base a los hidrocarburos que los contiene.**

Dependiendo del estado en que se encuentre la mezcla de hidrocarburos, en forma general los yacimientos se pueden clasificar en los siguientes:

### **3.7.1. Yacimiento de Gas Seco.**

La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricodontérmica, y durante el agotamiento de presión la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en estado gaseoso tanto a nivel de yacimiento, representados por los puntos 1 y 2, como en el sistema

de producción que va desde el punto 1 hasta las condiciones del separador (ver figura 3.2).



**Figura 3.2 Yacimiento de Gas Seco<sup>[11]</sup>.**

### 3.7.1.1. Características:

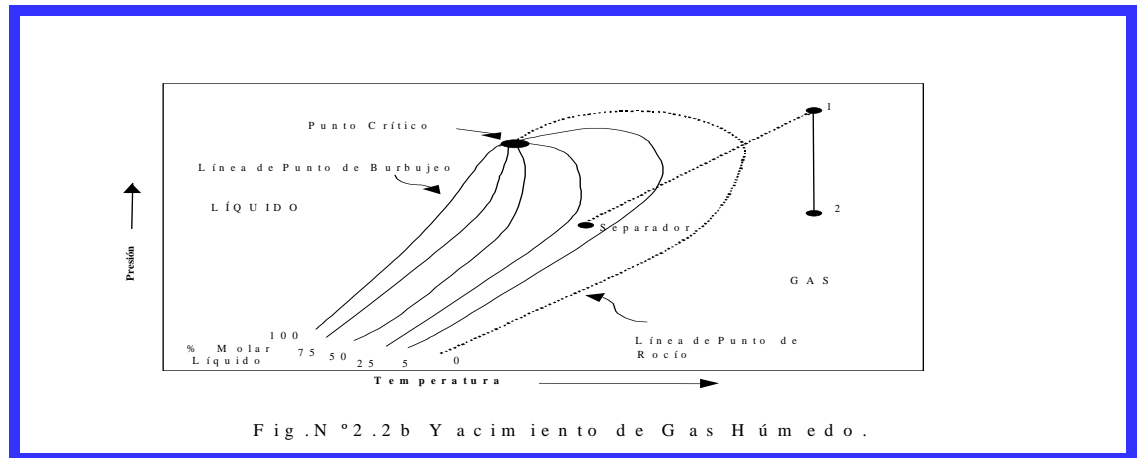
1) La mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa a condiciones de yacimiento y de superficie, sin embargo en algunas oportunidades se forma una pequeña cantidad de líquido, la cual no es superior a 10 BN/MMPCN.

2) El gas está compuesto principalmente por metano ( $\%C_1 > 90$ ) con pequeñas cantidades de pentano y más pesado ( $\%C_5^+ < 1$ ).

3) La obtención de líquido del gas producido sólo se alcanza a temperaturas criogénicas.

### 3.7.2. Yacimiento de Gas Húmedo.

Presenta mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los yacimientos de gas seco. A nivel de yacimiento permanece en estado gaseoso, como se observa en los puntos 1 y 2, mientras que a condiciones de separación en superficie la mezcla de hidrocarburos cae en la región de dos fases (punto 1 y separador de la (figura 3.3).



**Figura 3.3 Yacimiento de Gas Húmedo** <sup>[11]</sup>.

#### 3.7.2.1. Características

1) Los gases húmedos tienen un mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que los gases secos.

2) La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir de la superficie cae en la región de dos fases, formándose una cantidad de líquido del orden de 10 BN/MMPCN.

3) La temperatura de estos yacimientos también es mayor a la temperatura cricondentérmica.

4) El líquido producido es incoloro con °API mayor de 60.

### **3.7.3. Yacimientos de Gas condensado.**

Los yacimientos de gas condensado producen líquidos de color claro o sin color en la superficie con gravedades encima de 45° API y RGP de 5.000 a 100.000 PCN/BN. El gas condensado contiene más componentes pesados que el gas húmedo y usualmente se encuentra a profundidades mayores a 5.000 pie.

La temperatura del yacimiento está entre la temperatura crítica y el punto cricondentérmico del sistema del yacimiento. Se puede visualizar este tipo de Yacimiento en la (figura 3.4). Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperaturas (200 – 400 °F) y presiones (3.000-8.000 lpc) normales en el yacimiento. La presión del yacimiento inicialmente está por encima de la presión de rocío correspondiente a la temperatura del yacimiento.

El denso gas en un yacimiento de condensado contiene líquido disuelto en cantidades que dependen de las condiciones de depósito y la temperatura del yacimiento. A medida que la presión del yacimiento declina durante el proceso de explotación, la condensación retrógrada tiene lugar en el yacimiento. Y cuando el yacimiento es producido, la RGP tiende a aumentar debido a la pérdida de algunos componentes pesados del líquido formado en el yacimiento.

En su camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie. Cuanto más rico en componentes pesados ( $C_5^+$ ) sea el gas condensado menor es la RGC y la gravedad API del condensado, además el color se torna oscuro.

### 3.7.3.1. Clasificación de los yacimientos de gas condensado.

Para efectos de predicción, los yacimientos de gas condensado se pueden clasificar de acuerdo a su comportamiento físico en:

a) **YACIMIENTOS SUBSATURADOS.** Son aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor que la de rocío ( $P_i \leq P_{roc}$ ). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con deficiencia de líquido en solución.

Durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de rocío, lo mismo la relación gas condensado en superficie.

#### b) **YACIMIENTOS SATURADOS.**

En este caso la presión inicial es igual o menor a la presión de rocío ( $P_i = P_{roc}$ ). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.

Tan pronto disminuye la presión del yacimiento ocurre formación de líquido en el mismo, a este líquido se le llama condensado retrógrado. En ningún caso se debe tener  $P_i < P_{roc}$  (la muestra PVT no sería representativa de la zona de gas condensado).

**c) YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO CON CONDENSACIÓN RETRÓGRADA.**

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrogrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrógrada.

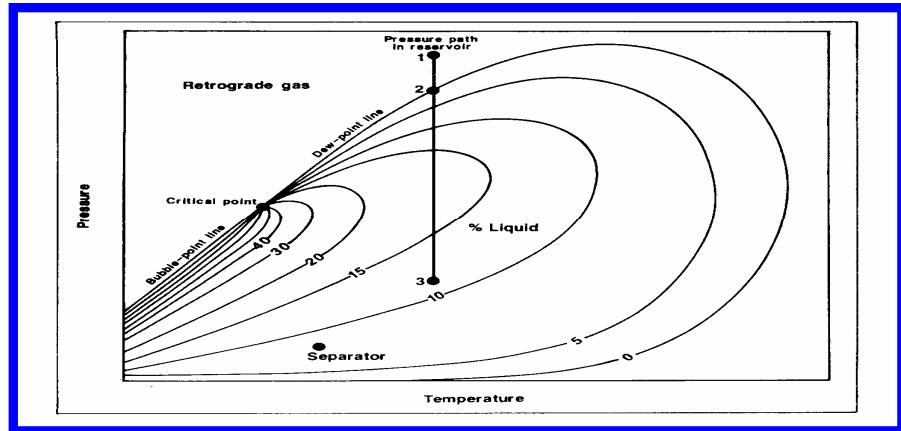
Debido a que los primeros componentes que se condensan son los menos volátiles (más pesados), el rendimiento del líquido ( $B_{\text{cond}}/MMPCN$  gas de separador) de la mezcla de hidrocarburo producida disminuye con el tiempo (a medida que presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío).

**d) YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO SIN CONDENSACIÓN RETRÓGRADA.**

La presión de estos yacimientos se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrógrada, no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento.

La composición de mezcla de hidrocarburo producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante.

La presión de un yacimiento de gas condensado se mantiene por encima de la presión de rocío retrógrada cuando está asociado a un acuífero activo o está sometido a un proceso de mantenimiento de presión.



**Figura 3.4 Diagramas de Fase de un Yacimiento de Gas Condensado**

### 3.7.3.2. Características de los yacimientos de gas condensado.

1) La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas condensado, se caracteriza por presentar un porcentaje de metano mayor de un 60 %, y contiene mayor cantidad de componentes pesados en comparación a los dos tipos de yacimientos descritos anteriormente. El gas puede considerarse como un gas con líquido disuelto, por lo que a nivel de superficie entra en la región de dos fases

2) La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura está en estado gaseoso o en el punto de rocío

3) La temperatura de yacimiento está entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla.

4) Un gas condensado presenta condensación retrograda isotérmica en un rango de temperaturas entre 200° y 400° F, mientras que las presiones están entre 3000- 8000 lpc normales en yacimientos.

5) La relación gas condensado (RGC) está en un rango de 5000-100000 PCN/BN.

6) La gravedad API del condensado entre 40 y 60°. A mayor cantidad de componentes pesados la RGC y la gravedad API disminuyen.

### **3.8. Propiedades Petrofísicas de la roca y de los fluidos.**

#### **3.8.1. De la Roca.**

##### **3.8.1.1. Porosidad.**

Es la fracción del volumen de la roca ocupado por espacio poroso. También puede definirse como una medida del volumen de espacios vacíos que posee una roca y controla la capacidad de almacenamiento. La porosidad depende del empaquetamiento, arreglo de los granos y del encogimiento o selección de los mismos.

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{EC 3.1})$$

##### **3.8.1.1.1. Tipos de porosidad.**

###### **3.8.1.1.1.1. porosidad absoluta.**

Es el porcentaje de espacio poroso total, con respecto al volumen total de la roca, considerando los poros que estén o no interconectados entre sí. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no así



tener conductividad a los fluidos, debido a la falta de comunicación entre los poros. Este es el caso de las lavas y otras rocas ígneas con porosidad vesicular.

#### **3.8.1.1.1.2. Porosidad Efectiva.**

Es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado, con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una indicación de la facilidad a la conductividad de los fluidos por la roca, aunque no es una media cualitativa de este parámetro. La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos.

Los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, meteorización y lixiviación, cantidad y clases de arcillas, y estados de hidratación de las mismas.

Los métodos empleados para determinar porosidad experimental se pueden dividir en dos clases: los diseñados para medir la porosidad efectiva y aquellos para medir la porosidad absoluta.

#### **3.8.1.2. Permeabilidad.**

La permeabilidad es la conductividad de un cuerpo poroso a los fluidos o capacidad de los fluidos para desplazarse entre los espacios que conectan los poros de una masa porosa.

En términos generales, se puede señalar que la permeabilidad implica la determinación de la capacidad de conducción de un determinado fluido.

Aunque estrictamente hablando lo único que puede en un caso real es la capacidad de inyección o de producción de un determinado fluido

### **3.8.1.2.1 Tipos de Permeabilidad:**

#### **3.8.1.2.1.1. Permeabilidad Absoluta.**

Cuando la permeabilidad ( $K$ ) se refiere a un fluido homogéneo o un solo líquido fluyendo a través del medio y es mide en laboratorio, se conoce como Permeabilidad Absoluta

#### **3.8.1.2.1.2. Permeabilidad Efectiva.**

La permeabilidad efectiva de un fluido, se define como la medida de la habilidad de un solo fluido para fluir a través de una roca cuando otro fluido está presente en el espacio poroso es decir; medio donde fluyen dos o más fluidos (fases) a la vez, y se representa por  $K_o$ ,  $K_g$  y  $K_w$ .

#### **3.8.1.2.1.3. Permeabilidad Relativa.**

La permeabilidad relativa es un parámetro, que por lo general se determina en condiciones de laboratorio, y en ese caso expresa la relación funcional entre la saturación de fases y la capacidad de un medio poroso para conducir dichas fases, cuando las fuerzas dominantes del proceso son las fuerzas viscosas.

Bajo de estas fuerzas las fases tienden a moverse preferentemente por los canales porales de mayor diámetro, y esta saturación se presenta en zonas de alto caudal, donde el gradiente de presión dinámicas superan

ampliamente las presiones capilares del sistema. La permeabilidad relativa se representa por  $K_{ro}$ ,  $K_{rg}$  y  $K_{rw}$ .

### **3.8.1.3. Fuerzas capilares.**

#### **3.8.1.3.1. Tensión interfacial.**

Todas las moléculas en un fluido se atraen con fuerzas proporcionales a su masa e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellas.

Cuando dos fases inmiscibles coexisten en un medio poroso, la energía relacionada con las interfases de los fluidos influye en su saturación, distribución y desplazamiento. La tensión interfacial es la fuerza por unidad de longitud que se requiere para crear una nueva unidad de superficie, que hace que dos fluidos sean inmiscibles. Se expresa normalmente en dinas/cm.

#### **3.8.1.3.2. Humectabilidad.**

Es la medida de la tendencia de un fluido para espaciarse o adherirse a la superficie de un sólido en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho fluido. Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento, y es función de la tensión interfacial. Se denomina fluido mojante o humectante al que presenta mayor tensión de adhesión con la roca del yacimiento.

El fluido no mojante es aquel que tiene poca o ninguna afinidad con el sólido, el sólido puede ser la roca reservorio, una arenisca, calcitas,

dolomitas y otras rocas la importancia de la humectabilidad es que determina la localización y distribución de los fluidos en un yacimiento. La permeabilidad relativa y la eficiencia de desplazamiento dependen del parámetro humectabilidad.

#### **3.8.1.3.3. Presión capilar.**

Se define presión capilar como la diferencia de presión a través de la interfase, o también puede definirse como las fuerzas retentivas, que impiden el vaciamiento total del yacimiento.

Las fuerzas capilares presentes en el yacimiento se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua y gas) que coexisten en dicho medio. La evidencia más común se observa al colocar un tubo capilar en un recipiente con agua y ver como el agua sube por dentro del tubo. Los datos de presión capilar proveen información muy útil sobre el radio de la garganta de poro efectivo, permeabilidad y al ser convertido a condiciones de superficie, también proveen un estimado de la elevación de la columna de hidrocarburos necesaria para producir una saturación de agua determinada en un tipo de roca.

#### **3.8.1.4. Fuerzas viscosas.**

Las fuerzas viscosas se reflejan en la magnitud de la caída de presión que ocurre como resultado del flujo de un fluido a través de un medio poroso. Una de las aproximaciones más simples utilizada para calcular dichas fuerzas considera que el medio poroso está formado por un conjunto de tubos capilares paralelos.

### 3.8.2. Fluidos presentes en el yacimiento.

#### 3.8.2.1. Saturación de fluidos.

Se denomina saturación a la fracción del espacio poroso ocupado por determinado fluido. Mientras mayor sea la saturación de la roca mojada por un fluido en particular, mayor será la eficiencia de recobro de ese fluido. Este es un parámetro de mucha importancia en el estudio de la factibilidad de un proyecto tanto de inyección como de producción.

**Por lo tanto se tiene que:**

- **3.8.2.1.1. SATURACIÓN DE GAS (SG):** es la fracción de volumen poroso de un yacimiento ocupada por gas.

$$S_g = \frac{\text{Volumen de Gas}}{\text{Volumen Poroso}} = \frac{V_g}{V_p} \quad (\text{EC 3.2})$$

- **3.8.2.1.2. SATURACIÓN DE AGUA (SW):** es la fracción de volumen poroso de un yacimiento ocupada por el agua connata.
- 

$$S_w = \frac{\text{Volumen de Agua}}{\text{Volumen Poroso}} = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{EC 3.3})$$

### **3.8.2.1.3. Procesos de saturación de fluidos en el yacimiento.**

#### **3.8.2.1.3.1. Drenaje.**

Se obtiene por el desplazamiento de la fase mojante por la no mojante. En este proceso el fluido no mojante va aumentando su saturación en el sistema con el tiempo, este es un proceso forzado. La permeabilidad relativa de obtiene disminuyendo la saturación de la fase mojante.

#### **3.8.2.1.3.2. Inhibición.**

Es el proceso inverso al drenaje donde el fluido mojante incrementa su saturación en el sistema con el tiempo, este es un proceso espontáneo. La permeabilidad relativa se obtiene, aumentando la saturación de la fase mojante.

#### **3.8.2.1.3.3. Histéresis.**

Cuando la interfase fluido-fluido está avanzando o retrocediendo sobre una superficie sólida se produce el fenómeno de la histéresis y es un término aplicado a la diferencia en las propiedades multifásicas de las rocas que dependen de la dirección de cambio de saturación. El efecto de la historia de saturación (histéresis) afecta las curvas de permeabilidad relativa. Cuando ocurren los procesos de drenaje e imbibición se produce el fenómeno de la histéresis sobre las curvas de permeabilidad relativa. Los valores de permeabilidad relativa a la fase no mojante en un proceso de imbibición son menores que en uno de drenaje y esto se debe al atrapamiento de la fase no mojante por parte de la mojante.

### **3.9. Propiedades físicas de los Fluidos.**

#### **3.9.1. Presión de rocío.**

Las presiones de rocío puede definirse como la presión a la cual se forma la primera gota de liquido al pasar de un sistema del estado gaseoso al estado de dos fases, donde la fase gaseosa esta en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido, termodinámicamente la presión de rocío se alcanza isotérmicamente entre la temperatura critica y la cricondentermica.

El conocimiento de la presión de rocío, es importante en el estudio de yacimientos de gas condensado porque a presiones por debajo de esta ocurre la condensación retrógrada en el yacimiento.

#### **3.9.2. Presión de burbujeo.**

Se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar de un sistema del estado liquido al estado de dos fases, donde la fase liquida esta en equilibrio con una cantidad de gas infinitesimal de gas libre, la presión de burbujeo se alcanza isotérmicamente a la izquierda del punto crítico, este ultimo definido como el punto en donde las propiedades del liquido y del gas son iguales. A presiones por debajo de la presión de burbujeo se forman dos fases en equilibrio: liquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural).

### **3.9.3. Factor volumétrico del gas.**

Este es un factor adimensional que relaciona el volumen de gas en el yacimiento a presión y temperatura, al volumen de la misma masa de gas en superficie a una presión de 14,7 lpca y temperatura de 60F.

Por lo general este factor viene expresado en pies cúbicos del yacimiento a pie cúbicos en condiciones normales (PCY/PCN), como también se puede expresar en barriles del yacimiento a pie cúbicos normales (BY/PCN). En vista a la gran expansibilidad de un gas, un volumen dado de gas libre en el yacimiento incrementa en forma significativa su volumen a condiciones de superficie y por lo tanto el factor volumétrico de gas ( $B_G$ ), toma valores muy pequeños.

### **3.9.4. Gravedad API.**

Es una forma de expresar el peso específico o densidad relativa, que es una medida relativa de la densidad. En vista que la presión tiene un mínimo efecto sobre la densidad de los compuestos en estado líquido, lo que provoca que sea la temperatura la única variable que se debe de tener en cuenta, al sentar las bases para el peso específico. La densidad relativa de un líquido es la relación de la densidad a cierta temperatura, con respecto a la densidad del agua a una temperatura normalizada La sigla API, pertenece al American Petroleum Institute



### **3.9.5. Densidad Relativa del gas.**

Se define como la relación de la densidad de un gas a una determinada presión y temperatura y la densidad del aire a la misma temperatura y presión, generalmente a 60 °f y una atmósfera.

### **3.10. Pruebas PVT.**

Tres parámetros básicos: Presión, Volumen y Temperatura (PVT) son los que gobiernan en gran parte el comportamiento de producción de un yacimiento de petróleo. Se llama análisis PVT al conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades, y su variación con presión, de los fluidos de un yacimiento petrolífero, para un análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento es necesario que la muestra sea representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original en el yacimiento.

### **3.11. Reserva de Hidrocarburos.**

Las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se puedan recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante.

#### **3.11.1. Clasificación de las reservas.**

Las reservas se clasifican según estos criterios: Según la Certidumbre de Ocurrencia, las Facilidades de Producción o el Método de Recuperación,

### **3.11.1.1. De acuerdo a la Certidumbre de Ocurrencia.**

#### **3.11.1.1.1. Reservas probadas.**

Son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza (alto grado de confianza de que las cantidades estimadas serán recuperadas) y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y regulaciones gubernamentales prevaletientes.

#### **3.11.1.1.2. RESERVAS PROBABLES.**

Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica, de ingeniería, contractual y económica, bajo las condiciones operacionales prevaletientes, indican (con un grado menor de certeza al de las reservas probadas) que se podrán recuperar.

#### **3.11.1.1.3. Reservas posibles.**

Son los volúmenes de hidrocarburos, asociados a acumulaciones conocidas, en los cuales la información geológica y de ingeniería indica (con un grado menor de certeza al de las reservas probables) que podrían ser recuperados bajo condiciones operacionales y contractuales prevaletientes.

### **3.11.1.2. Según las Facilidades de Producción.**

#### **3.11.1.2.1. Reservas Probadas Desarrolladas.**

Están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperable del yacimiento por los pozos e instalaciones de producción disponibles. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo menor y generalmente no requieren uso de taladro para incorporarlas a producción.

También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.

#### **3.11.1.2.2. Reservas Probadas No Desarrolladas.**

Son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones de producción disponibles.

Incluye las reservas detrás de la tubería de revestimiento que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción y las que necesitan de pozos nuevos e instalaciones o profundización de pozos que no hayan penetrado el yacimiento.

#### **3.11.1.2.3. Reservas Primarias**

Son las cantidades de hidrocarburos que se pueden recuperar con la energía propia o natural del yacimiento.

### 3.11.1.2.4. Reservas Suplementarias

Son las cantidades adicionales.

### 3.11.1.3. De acuerdo al Método de Recuperación.

De hidrocarburos que se pudieran recuperar, como resultado de la incorporación de una energía suplementaria al yacimiento a través de métodos de recuperación suplementaria (o secundaria), tales como inyección de agua, gas, fluidos miscibles o cualquier otro fluido o energía que ayude a restituir la presión del yacimiento y/o a desplazar los hidrocarburos para aumentar la extracción de petróleo.

### 3.11.2. Métodos para el cálculo de reservas.

#### 3.11.2.1. Método de Declinación de Presión.

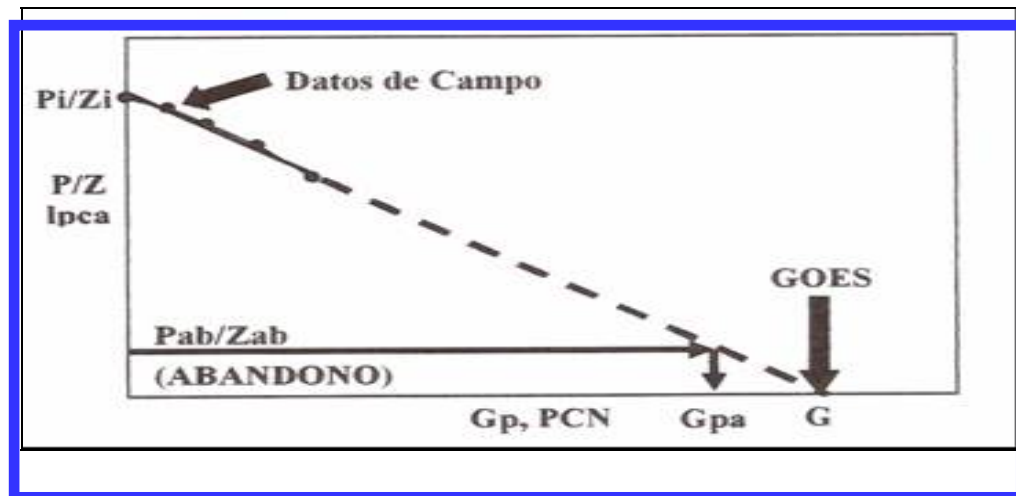


Figura 3.5 Gráfico  $P/Z$  vs  $G_p$ . Declinación de Presión.

Generalmente el agotamiento de yacimientos volumétricos de gas, puede ser descrito por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left( 1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (\text{EC 3.4})$$

Esta ecuación sugiere que si el yacimiento es volumétrico, al graficar  $P/Z$  Vs  $G_p$  debe resultar una línea recta, a partir de la cual se puede estimar la cantidad de gas original en sitio (GOES) y la reserva de gas remanente en el yacimiento. Ramagost y Farshad desarrollaron un procedimiento de cálculo para analizar el comportamiento de yacimiento de gas con presiones anormales (geopresurizados), haciendo un ajuste al método de declinación de presión.

La ecuación propuesta por ellos es la siguiente:

$$\frac{P}{Z} \left[ 1 - \frac{(C_w S_{wi} + C_f) \Delta P}{(1 - S_{wi})} \right] = \frac{P_i}{Z_i} \left( \frac{P_i}{Z_i} \frac{G_p}{G} \right) \quad (\text{EC 3.5})$$

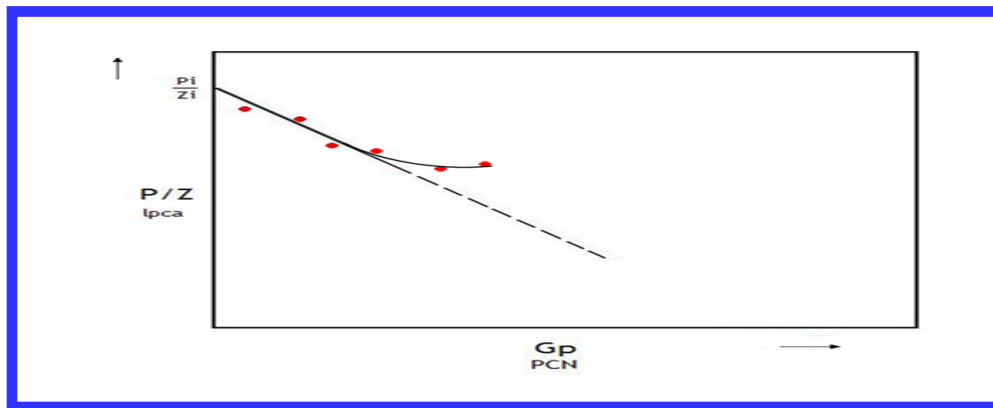
### 3.11.2.1.1. Limitaciones del Método de Declinación de Presión.

#### 3.11.2.1.1.1 Presencia de un acuífero.

Disminuye la caída de presión de un yacimiento y la grafica de  $P/Z$  Vs  $G_p$  no es una línea recta, sino una curva con concavidad hacia arriba, debido

a que con un influjo de agua la caída de presión es menos rápida con producción que para yacimientos volumétricos. Este comportamiento es difícil de detectar al comienzo de la explotación del yacimiento porque los acuíferos no responden inmediatamente a una caída de presión en el contacto gas-agua, sino que tarda cierto tiempo en responder sobre todo si el acuífero es grande.

De tal manera que se requiere cierto tiempo para que ocurra suficiente producción de gas y se observe la linealidad de la curva de  $P/Z$  Vs  $G_p$  en yacimientos de gas con empuje hidráulico. La extrapolación en estos yacimientos produce errores graves en el cálculo de reservas.

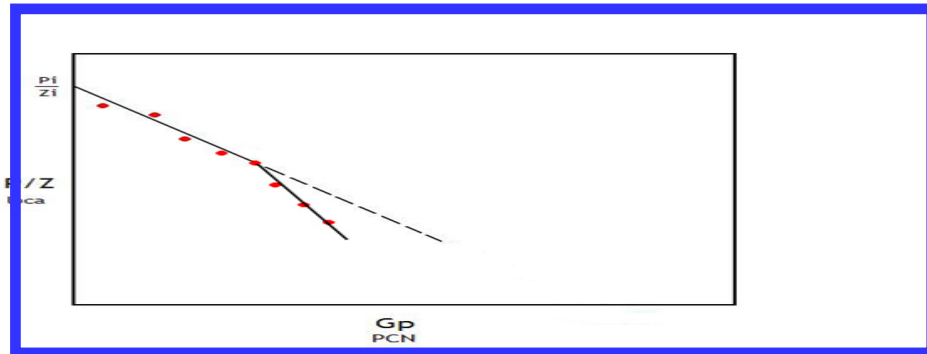


**Figura 3.6 Presencia de acuífero.**

### 3.11.2.1.1.2. PRESIONES ANORMALES.

La gráfica  $P/Z$  en función de  $G_p$ , presenta dos rectas con pendientes diferentes esto es producto del efecto de la compresibilidad de la formación. Cuando el yacimiento alcanza una presión normal la pendiente permanece constante pero más inclinada que a pendiente inicial por lo tanto los estimados de reservas basados en la primera pendiente son erróneos.

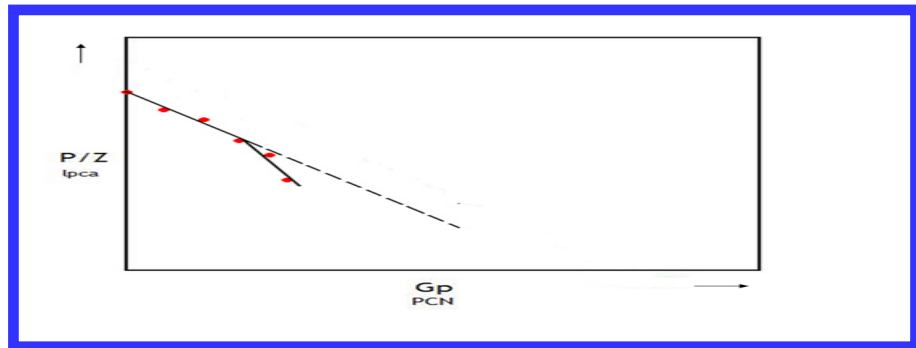
La pendiente inicial es producto de la expansión del gas y del agua connata y una compactación de la roca, causando una reducción del volumen poroso, a medida que la presión disminuye la compresibilidad de la formación ( $C_f$ ) también disminuye.



**Figura 3.7 Presiones Anormales.**

### 3.11.2.1.1.3. Condensación retrógrada en el yacimiento.

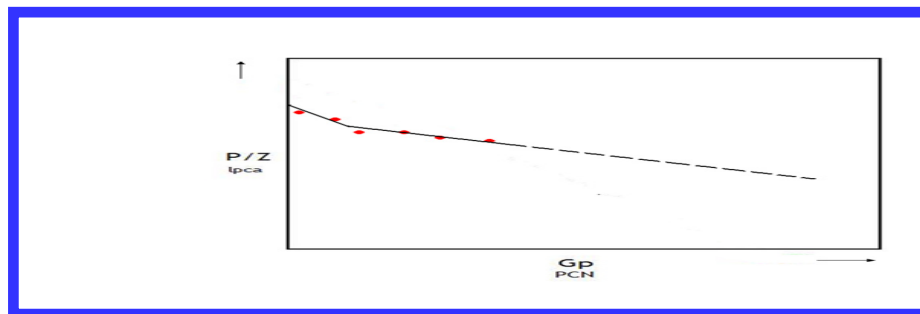
La condensación retrógrada de hidrocarburos en el yacimiento produce una disminución de la pendiente de la curva de  $P/Z$  Vs  $G_p$  con incremento de  $G_p$  esto se debe al cambio de la composición del gas y a la caída de presión adicional cuando ocurre la condensación. Una concavidad hacia abajo también es presentada por un yacimiento de gas cuando ocurren pérdidas de gas por fuga o comunicación con otras arenas a través del pozo o formación.



**Figura 3.8 Condensación Retrógrada.**

#### 3.11.2.1.1.4. Variación de Permeabilidad (yacimientos naturalmente fracturados).

Al formar típica de la curva  $P/Z$  Vs  $G_p$ , muestra una rápida declinación de  $P/Z$  durante la primera etapa de agotamiento, la extrapolación de este comportamiento resulta un GOES muy bajo. Posteriormente la pendiente disminuye cuando ocurre un balance entre la capacidad de flujo de la fractura y la matriz no fracturada, los cálculos de reserva y comportamiento futuro se debe hacer extrapolando este último comportamiento lineal.



**Figura 3.9 Yacimiento con doble permeabilidad.**



### **3.11.2.2.1. Procedimientos del Método de Declinación de Presión.**

1. Calcular los factores de compresibilidad del gas ( $Z$ ) para los diferentes valores de presión que se disponga del yacimiento.
2. Graficar los pares de puntos ( $P/Z^2f$ ,  $G_{pt}$ ) en un sistema de coordenadas rectangulares.
3. Interpolar una línea recta a través de los puntos. Esta recta también se puede obtener por la técnica de los mínimos cuadrados.
4. Extrapolar la recta hasta  $P/Z^2f=0$ . El punto de corte sobre el eje de las abscisas representa el Gas Original en Sitio (GOES)
5. Calcular las reservas ( $G_{ptab}$ ) a una presión de abandono  $P_{ab}$ , entrando con el valor de  $P_{ab}/Z^2f_{ab}$  y leyendo sobre el eje de la abscisa el valor  $G_{pab}$ .
6. Si se desea conocer el gas producido acumulado,  $G_p$  a una presión dada  $P$ , se entra con el valor de  $P/Z$  y se lee el valor correspondiente de  $G_p$ .

### **3.11.2.2 Método volumétrico.**

#### **3.11.2.2.1 Características del Método Volumétrico.**

El factor volumétrico de formación del gas se calcula usando 14,7 lpca y 60° F como condiciones normales, el gas inicial en el yacimiento también corresponde a estas condiciones.

El método volumétrico usa mapas del subsuelo e isópacos basados en información obtenida de registros eléctricos, núcleos y pruebas de formación y producción.

El mapa de curvas de nivel o de contorno de subsuelo muestra líneas que conectan puntos de una misma elevación a partir de la parte superior del estrato de referencia o estrato base y por consiguiente muestra la estructura geológica.

El mapa isópaco neto muestran líneas que conectan puntos de igual espesor neto de la formación y las líneas individuales se denominan líneas isópacas

el ingeniero de yacimientos emplea estos mapas para determinar el volumen productor bruto (total) del yacimiento.

El mapa de contorno se usa en la preparación de mapas isópacos donde existen contactos petróleo-agua, gas-agua, o gas-petróleo, donde la línea de contacto entre los fluidos es la línea isópaca cero. El volumen se obtiene midiendo con un planímetro las áreas entre todas las líneas isópacas de todo el yacimiento o de las unidades individuales en consideración.

#### **3.11.2.2.2 Factores que afectan el Método Volúmetrico.**

a) La precisión de la porosidad promedia de un yacimiento determinada por el análisis de núcleos depende de la calidad y cantidad de datos disponibles, y de la uniformidad del yacimiento.

b) El agua existente en las zonas gasíferas y petrolíferas de un yacimiento por encima de la zona de transición (Agua innata, connata o intersticial). El agua innata es importante sobre todo porque reduce el volumen del espacio poroso disponible para la acumulación de gas y petróleo y también afecta sus recuperaciones.

c) Otro problema en los cálculos del método volumétrico es el de obtener la presión promedio del yacimiento a un tiempo cualquiera después de iniciada la producción.

d) Para asegurar mejores resultados, es preferible usar promedios ponderados volumétricamente en todas las variables a emplear, en vez de usar valores promedios lineales o por unidad de superficie.

### **3.12. Productividad de Yacimiento.**

El comportamiento del flujo de gas y sus elementos se maneja por la relación entre presión, volumen y temperatura, lo fundamental en este caso es poder controlar de manera precisa estas relaciones dentro del Yacimiento y en el pozo, para que en esos dos lugares no se produzca una condensación de líquidos para que en la superficie se obtenga una mayor extracción posible de líquidos.

### **3.13. Problemas asociados a la explotación yacimientos de gas condensado.**

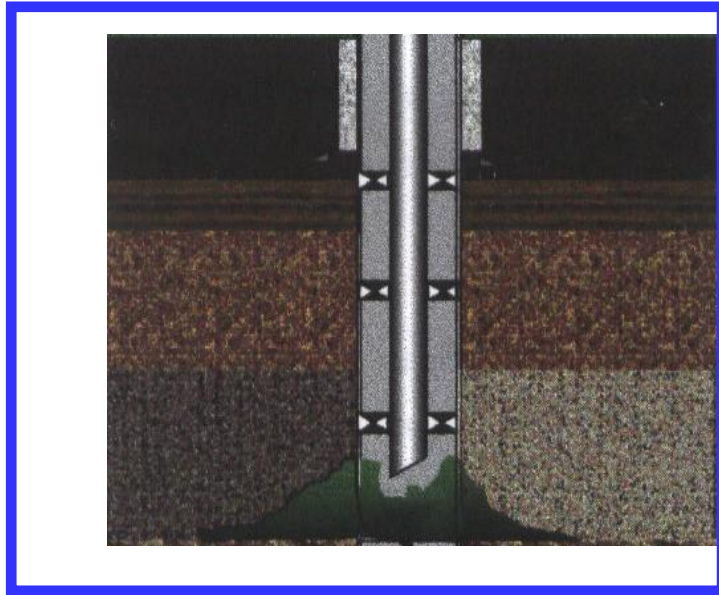
Debido a las características especiales de los yacimientos de gas condensado, estos presentan ciertos problemas adicionales a su explotación: Acumulación de líquido en pozos, formación, zona cercana al pozo, dispersión de gas condensado en zonas invadidas por agua, Irrupción prematura del gas seco inyectado en los pozos de producción. Desarrollo de los anillos de condensado

### **3.13.1. Acumulación de líquidos en los pozos<sup>[3]</sup> . En el pozo (hold up).**

La presencia de líquidos en pozos de gas afecta negativamente el flujo de fluidos en estos pozos.

Los líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos en el pozo (condensado) o de agua producida conjuntamente con él, en ambos casos, la fase líquida de alta densidad, debe ser transportada a superficie por el gas si el gas no suministrara suficiente energía de transporte para levanta los líquidos, estos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una contrapresión adicional sobre la formación , que afecta negativamente la capacidad productiva de los mismos.

En pozos con baja presión de fondo el líquido puede matarlos. Este fenómeno no afecta marcadamente la productividad del pozo; ya que se considera como problema de tubería y al realizar una limpieza el pozo volvería a producir normalmente. Hay que acotar que este fenómeno es un indicativo de que puede estar ocurriendo condensación retrógrada y por ende formación de anillos lo cual en muchos casos la estimulación reduce los daños que produce.



**Figura 3.10 Representación de la Acumulación de Líquido en el Pozo.**

### **3.13.2. Acumulación de líquidos en la formación <sup>[3]</sup> .**

Una de las características básica de los yacimientos de gas condensado es la formación de condensado retrógrado cuando la presión de la mezcla de hidrocarburos cae por debajo de la presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento.

La acumulación de condensado retrogrado puede ocurrir:

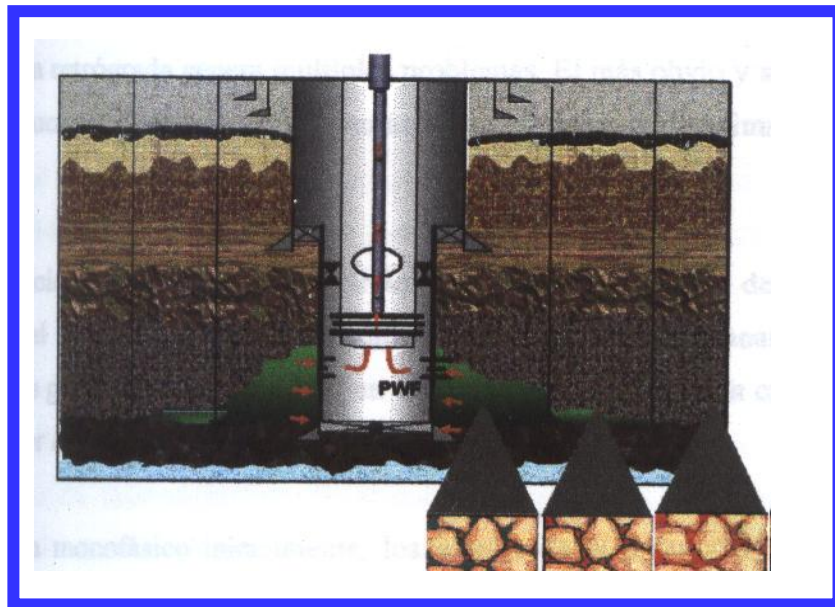
En la zona cercana al pozo de producción: originando la formación de el anillo o banco de condensado que crece alrededor del pozo impidiendo el flujo de gas y por ende disminuyendo la permeabilidad relativa al gas y al igual la tasa de producción.

Estudios de simulación muestran que la alta saturación de anillos de condensado reducen los parámetros antes mencionados ( $K_{rg}$  y  $Q_g$ ) reduciendo la productividad de los pozos en las proporciones encontradas de (2 a 10 veces) las existentes antes de la condensación retrograda.

Resumiendo:

Cuando  $P_{roc} > P_{yac}$ . →  $S_c(\uparrow)$ ;  $k_{rg}(\downarrow)$ ;  $Q_g(\downarrow)$

Cuando la  $P_{yac} > P_{roc}$  →  $S_c(\downarrow)$ ;  $k_{rg}(\uparrow)$ ;  $Q_g(\uparrow)$



**Figura 3.11 Representación de la acumulación de líquido en la formación.**

### **3.13.3. Acumulación de líquidos en zonas cercanas de los pozos.**

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

condensado retrógrado crece alrededor de un pozo de gas condensado cuando la presión de fondo cae por debajo de la presión de rocío. Este banco crece cuando la presión de yacimiento declina disminuyendo la productividad del pozo y generando una pérdida de componentes pesados en la superficie. El comportamiento es particularmente rápido en yacimientos de gas condensado rico, cercano al punto de rocío y de baja permeabilidad. En el peor de los casos la saturación de condensado ( $S_c$ ) alrededor del pozo puede alcanzar valores de 50-60%, superiores a las medidas en la pruebas CVD (sin medio poroso), generando reducciones de productividad de los pozos de 2 a 10 veces la existente antes de la condensación retrograda.

El cierre del pozo y su restauración de presión tiene un efecto despreciable sobre la saturación del anillo del condensado y por tanto sobre la productividad del pozo debido a que los cambios de composición del sistema (gas + líquido) impiden que el proceso de condensación retrógrada sea reversible a nivel de yacimiento como si lo es a nivel de laboratorio en la prueba CCE. La reducción de productividad es severa cuando  $Kh < 1000$  md-pie y es poca cuando  $Kh > 1000$  md-pie. Estudios de simulación muestran que la alta saturación de condensado del anillo, severamente reduce la permeabilidad relativa al gas condensado ( $K_{rg}$ ) disminuyendo su tasa de producción ( $q_g$ ).

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

Resumiendo:

A  $P_{wf} < P_{roc} < P_y \rightarrow S_c \uparrow K_{rg} \downarrow q_g \downarrow$ , por otro lado;  $P_{wf} < P_y < P_{roc} \rightarrow S_c \downarrow K_{rg} \uparrow q_g$

#### 3.13.4. Desarrollo de los anillos de condensado <sup>[3]</sup>.

Al caer  $P_{wf}$ , por debajo de  $P_{roc}$ . Se forma un anillo de condensado a nivel del pozo que bloquea parcialmente el flujo de gas condensado hacia el mismo.

Para estudiar este fenómeno diversos investigadores han dividido en tres regiones: región 1, región 2 y región 3 como se describen a continuación:

Región 1:

Esta región interna se encuentra muy cerca al pozo y es donde ocurre simultáneamente flujo de gas y líquido a diferentes velocidades. La saturación de condensado en esta región se encuentra por sobre la saturación crítica del condensado ( $S_{cc}$ ) y por lo tanto las fases de gas y de líquido son móviles. La composición del flujo de fluidos que fluye dentro de la región 1 es constante en todas partes, lo cual significa que el gas en fase simple que ingresa a la región 1 tiene la misma composición que la mezcla producida por el pozo. Por lo tanto, podemos decir que si conocemos la mezcla que se produce en el pozo, podemos conocer la composición que fluye dentro de la región 1, además que la presión del punto de rocío de la mezcla que se produce es igual a la presión del yacimiento en el extremo de salida de la región 1.



En la región 1 es donde ocurre la pérdida de productividad en un pozo de gas condensado, ya que la permeabilidad relativa al gas se reduce drásticamente en esta región debido a la acumulación de condensado y por la ocurrencia de flujo bifásico. Si bien es cierto que la acumulación de condensado empieza en la región 2, la fase líquida se encuentra inmóvil. El tamaño de la región 1 aumenta con el tiempo y es en esta región, donde la presión del yacimiento es la menor de las 3 regiones. De acuerdo al concepto de condición estado estacionario, la saturación de condensado en la región 1 es factible de determinar si consideramos que todo el líquido que condensa del gas en fase simple que ingresa a la región 1 tiene suficiente movilidad para fluir a través de la región 1 y para salir de esta región sin permitir alguna acumulación neta.

Si se supone que la composición de la mezcla que fluye es constante a través de la región 1 indicado por un casi constante GOR, entonces se puede calcular la saturación líquida a partir de la composición del fluido que se produce. La cantidad de caída de líquido en la región 1 dependerá principalmente de las características PVT de la mezcla de gas condensado y de la tasa de producción.

El criterio específico usado para caracterizar la fase condensado es que existe flujo de condensado en la región 1. La saturación de condensado disminuye a medida que la distancia radial desde el pozo hacia el yacimiento incrementa y esto sugiere que exista un gradiente “condensado” en la región cercana al pozo, pero el gradiente en esta región es sustancialmente menor que la experimentada en la Región 2. Este concepto sugiere que la Región 1 puede ser tratada como una región de dos fases con movilidad constante. Por otro lado, la Región 2 es visualizada como una región de cambio rápido en la saturación de condensado.

## Región 2.

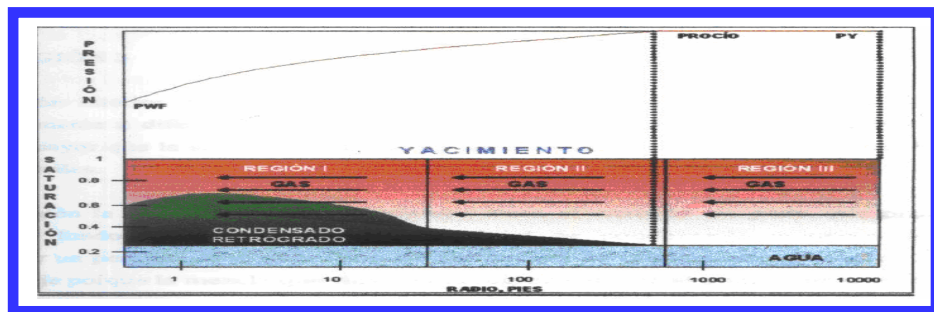
Esta región representa una zona de acumulación de condensado donde solamente está fluyendo gas. Esta es la zona intermedia donde inicia la caída del condensado y define una región de acumulación neta de condensado. La saturación del condensado está debajo del valor crítico ( $S_{cc}$ ) por lo que la movilidad del líquido es cero (o muy pequeña). La saturación del condensado en la región 2 puede ser aproximada por la curva de caída líquida a partir de un experimento de depleción a volumen constante (CVD), corregido por la saturación de agua. El tamaño de la región 2 es mayor en los momentos iniciales, inmediatamente cuando la presión del yacimiento cae por debajo del punto de condensación y este tamaño disminuye con el tiempo como consecuencia de que la región 1 se está expandiendo. El tamaño y la importancia de la región 2 es mayor para yacimientos de gas con poco condensado. La saturación crítica del condensado ( $S_{cc}$ ) también afecta el tamaño de la región 2, ya que esta región incrementa de manera directa con el incremento de  $S_{cc}$ . Como consecuencia de que en esta región está ocurriendo un cambio constante de la composición de los fluidos del yacimiento, el estimado de  $S_{cc}$  es importante. Asimismo, en esta región, la composición del fluido producido (GOR) es más pobre que la calculada por un simple balance de materiales volumétrico (medidas del CVD).

Esta región difiere de la Región 1 ya que se considera que el condensado tiene una movilidad baja y mientras se establece un gradiente o zona de transición, el condensado no tiende a fluir. El margen externo de la Región 2 es el punto que se encuentra a una distancia radial desde el pozo donde se obtiene la primera gota de líquido que sale de la fase gas, lo cual significa que a esta distancia particular se logra la presión de punto de rocío del gas original del yacimiento. La composición de la fase gas está

cambiando en la Región 2, ya que los componentes pesados están saliendo en la forma de condensado. Este fenómeno continúa ocurriendo a medida que el flujo se acerca al pozo y el gas alcanza un mínimo de riqueza en el pozo. La premisa es que sólo gas está fluyendo en la Región 2, por lo tanto, los componentes intermedios y pesados salen del gas como condensado cerca de los límites de la región 1 y 2. Esto genera el condensado que forma el “banco” en la Región 1.

### Región 3.

Esta región se caracteriza porque contiene gas (original) en fase simple y es la única fase móvil ya que por definición, no existe condensado en esta región, pues solo la fase gas está presente debido a que la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío. Esta región es la más lejana con respecto al pozo.



**Figura 3.12 Esquema de regiones formadas por el desarrollo de anillo de condensado.**

Se determina entonces que existe un incremento en el factor daño, el cual es asociado a la diferencia de movilidades de las dos fases, siendo el gas la fase que más fluye.

En las cercanías del pozo ocurren altas velocidades de gas y como las permeabilidades relativas del gas condensado aumentan a altas velocidades, se reduce el impacto negativo del banco de condensado sobre la productividad del pozo debido a la transferencia de movilidades. Por otro lado, los efectos de flujo inercial (no Darcy) pueden reducir la permeabilidad efectiva del gas y para bajar la productividad. Una comprensión de las características de flujo a alta velocidad de gas condensado hace prever la productividad del pozo, ya que el flujo del gas condensado se comporta como dos fenómenos compitiendo y hacen que la permeabilidad se comporte de manera dependiente a ellos.

### **3.13.5. La permeabilidad relativa del gas dependiente de la velocidad <sup>[3]</sup>.**

Llamado a veces Velocidad de despojo o “acoplamiento positivo”, tiene el efecto de mejoramiento de la productividad del pozo, mientras el flujo inercial (no Darcy) reduce la permeabilidad efectiva de gas y actúa en contra de la productividad

### **3.13.6. Despojamiento Capilar (VELOCITY STRIPPING).**

Es la velocidad de flujo generada en el fondo del pozo que causa la reducción de la saturación crítica del líquido retrogrado cuando se consideran los efectos del número capilar, una explicación de esta reducción puede estar inducida por turbulencia ya que la corriente ocasiona arrastre sobre el condensado.

Este efecto mejora la productividad ya que existe disminución de la saturación crítica de la barrera que impide el flujo de gas debido a las altas velocidades de flujo. El gas comienza a recuperar parte de su movilidad

perdida, de manera que la corriente fluyente va cambiando su composición. Adicional a la disminución de la saturación crítica ocurre un movimiento multifásico de fluidos reduciendo la tensión interfacial, gracias al enriquecimiento del gas en los alrededores del pozo a medida que la presión disminuye y al aumento capilar.

### **3.13.7. Resistencia Inercial.**

Cuando ocurre flujo turbulento de gas en las cercanías del pozo debido a las altas velocidades del mismo, se genera una resistencia inercial adicional debido a la aceleración de las moléculas de gas a través del medio poroso, esto a su vez produce una caída de presión adicional y reducción de la tasa del flujo de gas.

### **3.13.8. Efecto combinado.**

El flujo de gas condensado hacia el pozo a través de una zona dañada por efecto de un anillo de condensado retrógrado está afectada por las fuerzas capilares y viscosas ( $N_c$ ) y por la resistencia inercial ( $\beta$ ). Un gran número de experimentos de laboratorio han mostrado que a altas velocidades actúan dos fenómenos competitivos que causan que la  $K_{rg}$  sea tasa dependiente:

Aumento de  $K_{rg}$  con  $V_g$  debido al incremento de  $N_c$  a través del fenómeno de desplazamiento capilar.

Disminución de  $K_{rg}$  con  $v_g$  por la resistencia inercial producto del flujo turbulento.

### **3.13.9. Efecto de baja tensión Interfacial.**

Un número de experimentos han mostrado que un significativo mejoramiento en la permeabilidad relativa ocurre a muy baja tensión interfacial. El umbral de tensión interfacial para estos cambios está por debajo 0,1 m-N/m. Los efectos de baja tensión interfacial pueden ser importantes en inyección inmisible de gas y pueden ser modelados en la mayoría de los simuladores composicionales. Cuando un pozo de gas condensado está limitado de presión y la productividad es una preocupación, la presión de yacimiento generalmente será demasiado baja para que muy bajas tensiones interfaciales ocurran. Cambios de movilidad en la región cercana al pozo son improbables que ocurran debido a las bajas tensiones interfaciales solamente, pero una combinación de altas tasas de flujo y moderadas tensiones interfaciales conducirá a un alto número de capilaridad.

## **CAPITULO IV**

### **METODOLOGIA**

#### **4.1 Revisión bibliográfica.**

Para el inicio de cualquier proyecto es muy necesaria la revisión bibliográfica, pues esta aporta una visión más amplia de los alcances del proyecto, permite entender, comprender, sustentar con una base teórica toda la información inherente al tema en estudio. Primero se ubicó el material bibliográfico: libros, informes técnicos, manuales, tesis de grado que pudieran ser relacionados con el tema, luego se realizó una revisión general de dicho material con el propósito de seleccionar y organizar toda la información que tuviese una estrecha vinculación con el trabajo a realizar que aportará un estilo y punto de partida para lograr una evaluación completa cumpliendo los objetivos establecidos.

Es necesario destacar que la revisión bibliográfica se llevó a cabo durante todo el desarrollo del proyecto, cuando era necesario aclarar dudas que se pudieran suscitar al momento de aplicar o no un procedimiento.

#### **4.2 Recopilación de información.**

En esta etapa se realizó una revisión integral y minuciosa de los yacimientos, se recopiló toda la información disponible de histórico de producción, PVT, análisis de fluidos, estudios realizados anteriormente al mismo yacimiento entre otros.

La primera fase de esta etapa se inicio con la selección de los yacimientos a estudiar para esta selección la superintendencia de estudios integrados Gas Anaco, facilito la información correspondiente de tres yacimientos destacando que pertenecen al área Mayor de Anaco, reservando bajo estricta confidencialidad el nombre de los yacimientos por lo cual se utilizan nombres alternativos para poder hacer mención de ellos siendo estos: VDV 08 - VDV 18 – VDV 26. Tomando en cuenta como área el área Mayor de Anaco los yacimientos escogidos están ubicados en el campo San Joaquín perteneciente a la arena ME-C, los límites oficiales de los yacimientos fueron observados en el Mapa Isópaco Estructural, donde se pueden apreciar los límites del mismo.

Para los yacimientos la información facilitada fue la siguiente: Profundidad sub set promedio del yacimiento, relación de gas condensado, API°, permeabilidad, porosidad, los datos petrofísicos fueron tomados del modelo estático realizado en la súper Intendencia de estudios Integrados Gas Anaco, Área Mayor, volumen, data de producción, GCOES suministrado por reporte de MBAL, valores oficiales de los yacimientos provenientes del libro oficial de reservas, también se identifico los pozos activos e inactivos para cada yacimiento.

De los mapas oficiales de los yacimientos se realizó un inventario de los pozos y sus características, luego se tomo toda la información en el archivo físico o carpeta de pozo donde encontrándose toda la historia del mismo, así como también la información de los estados actuales de los pozos que se encuentran en la base de datos y sumarios de producción (Por pozo y por yacimiento).

Sin embargo se conto con información muy limitada de los pozos y de los yacimientos en general, por lo cual, se tuvo que estimar mediante



diferentes correlaciones aplicadas a yacimientos de Gas Condensado ciertas propiedades de los fluidos presentes además de generar un PVT sintético.

#### **4.3 Revisión del modelo estático.**

El modelo estático representa las propiedades de un yacimiento que no varían con el tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, límites de roca, fallas, ambiente de deposición, continuidad vertical y/o lateral de las arenas, petrofísica de los lentes y litología que, unidos a pruebas de yacimiento, permiten definirlo en forma clara.

El modelo estático comprende a su vez una serie de modelos que nos llevan a la caracterización del yacimiento en estudio, dichos modelos son: Estructurales, estratigráficos, sedimentológico y petrofísico.

##### **4.3.1 Modelo estructural.**

El modelo estructural mediante el uso de mapas permitió la identificación y la caracterización de las estructuras mayores, fallas, pliegues, discordancias presentes en el área de estudio, éstas se identificaron a partir de la interpretación de la sísmica, petrofísica y caracterización del comportamiento histórico de producción y presiones.

##### **4.3.2 Modelo estratigráfico.**

Este modelo permitió definir la secuencia de las formaciones separadas por marcadores confiables presentes en el área, a los que hidráulicamente se les pueda considerar para propósitos de producción.

Registros eléctricos aportados otorgaron información detallada del horizonte estratigráfico basándose en marcadores litológicos confiables en el área, tales como lutitas con buena extensión lateral además se logró identificar la geometría de la arena de interés, verificar la continuidad lateral y vertical de las mismas, identificar la distribución de las facies, así como también apreciar el comportamiento depositacional de unidades litoestratigráficas.

#### **4.3.3 Modelo sedimentológico.**

Este modelo implica la determinación del ambiente de sedimentación, las unidades de flujo, las facies sedimentarias presentes y la orientación de los cuerpos sedimentarios (barras y canales, entre otros).

Según datos aportados por el registro gamma ray (GR) las arenas se clasificaron de la siguiente manera:

1. Arenas limpias: con porcentaje de arcilla entre 0% y 30%.
2. Arenas arcillosas: con porcentajes de arcilla entre 30% y 40%.
3. Lutitas y limiolitas: con porcentajes de arcillas mayores de 50%.

El estudio de ambientes sedimentarios debe complementarse con análisis sedimentológico y bioestratigráfico de núcleos, ya que estos permiten ajustar el modelo sedimentológico que se obtiene mediante el análisis de perfiles de pozos.

#### 4.3.4 Modelo petrofísico.

Este modelo consiste en la determinación de la distribución de las saturaciones de los fluidos, posiciones de los contactos y la distribución de arena neta petrolífera, porosidad, permeabilidad, propiedades de la roca y fluidos mediante la interpretación y evaluación de perfiles, análisis de núcleos entre otros, este estudio no fue realizado durante la elaboración de este proyecto sin embargo algunos datos petrofísicos fueron suministrados por la Superintendencia de Estudios Integrados Gas Anaco.

#### 4.4. Modelo dinámico.

Mediante este modelo se definen las condiciones de los fluidos. Como se menciona anteriormente al no poseer información de los yacimientos para hacer el estudio se usaron correlaciones desarrolladas por la universidad de Texas y Corcoven S.A para el área de Anaco la determinación de presión inicial y temperatura inicial de los yacimientos se realizó mediante las siguientes ecuaciones:

$$T_i = 0.0175 * H + 85 \quad (\text{EC 4.1})$$

$$P_i = 0.43 * H + 71.11 \quad (\text{EC 4.2})$$

**Donde:**

H: profundidad subset promedio del yacimiento, pie.

P<sub>i</sub>: presión inicial del yacimiento, Lpca.

T<sub>i</sub>: temperatura del yacimiento, °F.

#### 4.4.1 Cálculo de la densidad relativa del gas condensado.

Haciendo uso del balance de masa y molar de la mezcla de hidrocarburos los cuales permiten obtener por derivación la siguiente ecuación la cual está basada en la relación de gas condensado de cada yacimiento:

$$\gamma_{gc} = \frac{RGCi * \gamma_g + 4584 * \gamma_c}{RGCi + 132790 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{EC 4.3})$$

**Donde:**

$\gamma_g$  : Densidad relativa del gas separado en superficie (aire = 1)

$\gamma_c$  : Densidad relativa del condensado de tanque (agua = 1)

$M_c$ : Peso molecular del condensado de tanque, (lb/lbmol)

RGC: relación gas-condensado, PCN/BN.

La densidad relativa del gas condensado para este caso también es un dato desconocido por lo cual se identifican los parámetros siguientes para su cálculo.

➤ Peso molecular del condensado:

$$M_c = \frac{6084}{API - 5,9} \quad (\text{EC 4.4})$$

- Peso molecular del gas condensado:

$$M_{gc} = \frac{0.07636 * RGCi * \gamma_g + 350 * \gamma_c}{0.002636 * RGCi + 350 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{EC 4.5})$$

- Porcentaje de %C7+:

$$\%C_7^+ = (RGC / 70680)^{-0.8207} \quad (\text{EC 4.6})$$

- Densidad relativa del gas

$$\gamma_c = \frac{(\% C_7^+ / 1.2060)^{-1.1766}}{RGC} \quad (\text{EC 4.7})$$

- Densidad relativa del condensado:

$$\gamma_c = \frac{141.5}{131.5 + \text{API}} \quad (\text{EC 4.8})$$

#### 4.4.2 Cálculo de la presión de rocío retrógada.

En este estudio se hizo uso de la correlación desarrollada por Marrufo, Maita, Him y Rojas, ya que no se cuenta con una prueba PVT:

$$P_{roc} = K_1 * \left[ \frac{RGC^{K_2}}{(\%C_7^+)^{K_3}} * K_8 * API^A \right] \quad (EC 4.9)$$

$$A = K_4 * T^{K_5} - K_6 * (\%C_7^+)^{K_7} \quad (EC 4.10)$$

**Los valores de las constantes son:**

$$K_1 = 346,7764689$$

$$K_5 = 0,281255219$$

$$K_2 = 0,0974139$$

$$K_6 = 0,00068358$$

$$K_3 = -0,294782419$$

$$K_7 = 1,906328237$$

$$K_4 = -0,047833243$$

$$K_8 = 8,417626216$$

**Donde:**

$\%C_7^+$  = Porcentaje de  $C_7^+$  de la mezcla (gas condensado)

RGC= Relación gas-condensado, PCN/BN

API= Gravedad API

T= Temperatura del yacimiento, °F

Proc= Presión de rocío, Ipca

$\gamma_g$  = Densidad relativa del gas del separador (aire =1)

#### 4.4.3 Cálculo del factor de compresibilidad bifásico.

El factor de compresibilidad fue calculado por la ecuación generada para los gases condensados del Oriente del País, desarrollada por Uricare.

$$Z_{2F} = A_0 + A_1(\text{Pr}) + A_2\left(\frac{1}{Tr}\right) + A_3(\text{Pr})^2 + A_4\left(\frac{1}{Tr}\right)^2 + A_5\left(\frac{\text{Pr}}{Tr}\right) \quad (EC 4.11)$$

**Se aplica respetando las siguientes condiciones**

Para  $0,96 \leq Pr \leq 14,83$  y  $0,52 \leq Tr \leq 0,72$ ,

**Los valores de las constantes son:**

$$\begin{array}{lll} A_0 = 0.210686 & A_1 = -0.079115 & A_2 = 2.7182 \\ A_3 = 2.7182 & A_4 = 2.7182 & A_5 = 0.136053 \end{array}$$

La presión pseudoreducida es calculada en función de las P y T pseudocritica como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc)c}} \quad \text{Adimensional} \quad (\text{EC 4.12})$$

$$T_{sr} = \frac{T_y + 460}{T_{sc)c}} \quad \text{Adimensional} \quad (\text{EC 4.13})$$

Los valores De  $P_{sc}$  y  $T_{sc}$  se calcularon a partir de la gravedad específica del gas condensado de las siguientes formulas respectivamente:

$$P_{sc} = 706 - 51.7 * \gamma_{gc} - 11.1 * (\gamma_{gc})^2 \quad (\text{Lpca}) \quad (\text{EC 4.14})$$

$$T_{sc} = 187 + 330 * \gamma_{gc} - 71.5 * (\gamma_{gc})^2 \quad (^\circ\text{R}) \quad (\text{EC 4.15})$$

#### **4.4.4 Densidad del gas.**

La densidad fue calculada de acuerdo a la ley general de los gases reales usando la ecuación que se muestra continuación:

$$\rho_{gc} = \frac{P \cdot M_{gc}}{Z_{gc} \cdot R \cdot T}$$

(EC 4.16)

**Donde:**

P: Presión absoluta, lpcá.

M<sub>g</sub>: Peso molecular del gas, lbm/lbmol.Z<sub>g</sub>: Factor de compresibilidad.

R: 10.73

T: Temperatura absolutas. °R.

**4.4.5 viscosidad del gas.**

Este parámetro fue calculado mediante el método de Lee, González y Eakin utilizando las ecuaciones siguientes:

$$\mu_{gc} : K * EXP * (X * \rho_{gc}^Y) / 10.000 \quad (EC 4.17)$$

$$K : \left( \frac{(9,4 + 0,02 * M_{gc}) * T^{1,5}}{(209 + 19 * M_{gc} + T)} \right) \quad (EC 4.18)$$

$$X : 3,5 + \left( \frac{986}{T} \right) + 0,01 * M_{gc} \quad (EC 4.19)$$

$$Y : (2,4 - 0,2 * X) \quad (EC 4.20)$$



**Donde:**

$\mu_g$  = Viscosidad del gas [cps].

$M_g$ : Peso molecular del gas [Lb/Lb-mol]

$\rho_g$ : Densidad del gas [grm/cc]

T: Temperatura [°R]

#### 4.4.6 Factor volumétrico del gas.

Este factor fue calculado siguiendo la ecuación siguiente:

$$B_g = 0.02829 * \frac{Z_{gc} * T}{P} \quad (\text{EC 4.21})$$

**Donde:**

$B_g$ : factor volumétrico del gas. PCY/PCN

$Z_{gc}$ : Factor de compresibilidad del gas condensado a P y T.

T: Temperatura [°R].

P: Presión absoluta, lpcá.

#### 4.5 Estimar reservas de los tres yacimientos.

La estimación de reservas en este proyecto se procedió a realizar por métodos experimentales.

Se utilizó el método volumétrico haciendo uso de las correlaciones empíricas que tienen en cuenta la condensación retrograda y permiten predecir la reserva de gas condensado de los yacimientos por ser yacimientos volumétricos.

Para ellos se utilizaron las siguientes ecuaciones

$$GCOES = 43560 \frac{\bar{\phi}(1 - \bar{S}_{wi}) \bar{h} * A}{Bgci} \text{ (PCN)} \quad (\text{EC 4.22})$$

**Donde:**

$\bar{\phi}$ : Porosidad promedio, (fracción).

$\bar{S}_{wi}$ : Saturación promedio de agua connata, fracción.

$Bgci$ : Factor volumétrico del gas condensado la presión inicial y temperatura del yacimiento, (BY/PCN).

$h$ : Espesor, (pie).

$A$ : Área, (acre).

Así mismo se calculó el gas (GOES) en el yacimiento y el condensado (COES), por medio de:

$$GOES = GCOES \times f_g \text{ (PCN)} \quad (\text{EC 4.23})$$

$$f_g = \frac{RGCi}{RGCi + 132790 * \frac{\gamma_c}{M_c}} \quad (\text{EC 4.24})$$

$$COES = GOES / RGCi \quad (\text{EC 4.25})$$

**Donde:**

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

GOES: Gas Original en Sitio, (PCN).

fg: Fracción molar de gas condensado que se produce en superficie como gas, (fracción).

Mc: Peso Molecular del Condensado, (lb/lbmol).

$\gamma_c$  : Gravedad Específica del Condensado.

RGCi: Relación Gas Condensado Inicial, (PCN/BN).

Luego se utilizó el método de declinación de presión para calcular las reservas recuperables de gas y de condensado respectivamente. Se fijo una presión de abandono para cada yacimiento de acuerdo a la profundidad de los yacimientos, según la ecuación 4.26.

$$P_{ab} = 0.1(l_{pc}/pie)*H$$

**(EC 4.26)**

Donde:

**P<sub>ab</sub>**= Presión de abandono, lpc

**H** = profundidad, pie

Una vez fijada la presión de abandono se procedió a determinar el Z2F a esa condición para luego graficar P/Z2f Vs Gpt; (Gp/Nc) Vs Gpt y (Wp/Nc) Vs Gpt .Posteriormente por medio del uso de las ecuaciones 4.27 y 4.28 se estimaron las reservas recuperables de condensado y gas respectivamente.

$$N_{c_{ab}} = \frac{G_{pt_{ab}}}{\left( \frac{G_{p_{sep}}}{N_c} \right)_{ab} + 132.790 \left( \frac{\gamma_c}{M_c} + \frac{\gamma_w}{18} \left( \frac{W_p}{N_c} \right)_{ab} \right)}$$

**(EC 4.27)**

$$Gp_{sep})_{ab} = \left( \frac{Gp_{sep}}{Nc} \right)_{ab} * Nc_{ab} \quad (\text{EC 4.28})$$

Donde:

**Ncab : reservas de condensado a Pab , BN**

**Gpab : reservas de gas de separador a Pab ,PCN**

Además de calcular las reservas recuperables por los métodos ya mencionados se obtuvieron los valores de reservas recuperables y remanentes de hidrocarburos en el yacimiento de las curvas de declinación de producción, información obtenida de un reporte facilitado por Estudios Integrados PDVSA Gas Anaco.

#### **4.6 Análisis del comportamiento de producción y de los fluidos.**

Para estudiar el comportamiento de producción de los yacimientos y sus pozos, se realizaron gráficos tales como presión vs Tiempo, Presión vs Gas Producido, RGC vs Tiempo, etc. Estas gráficas permiten conocer a fondo el comportamiento de producción de los yacimientos estudiados, la posible influencia de acuífero y mediante comparaciones se puede validar la existencia de Unidades hidráulicas.

Con el propósito de visualizar el comportamiento de producción de condensado, gas y agua en cada yacimiento, se estudiaron los mapas de burbuja, este tipo de mapa es realizado en superposición al mapa base del yacimiento estudiado y en el cada pozo es identificado con una burbuja cuyo

radio depende de la cantidad del fluido (condensado, gas o agua) que esta representa que se ha producido por el pozo al que representa.

Gracias a estos se pudieron identificar las zonas más drenadas del yacimiento así como las menos producidas, las cuales posiblemente constituyen buenos prospectos para el desarrollo de reservas remanentes de los yacimientos.

#### 4.7 Existencia o no de acuíferos en los yacimientos.

Para verificar si los yacimientos son o no volumétricos fue necesario revisar las pruebas de producción de los pozos ubicados en el área de estudio a fin de verificar la existencia o no de acuífero activo actuando sobre dichos yacimientos.

Para esto se realizaron gráficos de Cole para cada uno de los yacimientos estos se realizaron graficando  $F/E_t$  vs  $G_{pt}$ , donde:

$$F/E_t = G + W_e/E_t \quad (\text{EC 4.29})$$

$$E_t = E_{gc} + E_{fw} \quad (\text{EC 4.30})$$

$$E_{gc} = B_{gc} - B_{gci} \quad (\text{EC 4.31})$$

$$E_{fw} = B_{gci} \frac{S_{wi}C_w + C_f}{1 - S_{wi}} (P - P_i) \quad (\text{EC 4.32})$$

$$G_{pt} = G_p + G_c + G_w, \quad PCN \quad (\text{EC 4.33})$$

**Donde:**

G: Gas Condensado Original en Sitio, PCN.

We: Intrusión de agua, BY.

Bg: Factor volumétrico del gas a P y Ty , BY/PCN.

Bgi: Factor volumétrico del gas a Pi y Ty , BY/BN.

Cw: Compresibilidad del agua,  $lpc^{-1}$

Cf: Compresibilidad de la roca,  $lpc^{-1}$

Pi: Presión inicial del yacimiento  $lpc$ .

P: Presión del yacimiento a un tiempo dado,  $lpc$ .

Gpt: Producción total equivalente en gas, PCN.

Para identificar el tipo de yacimiento, se hizo uso de gráficas de RGC vs profundidad, en donde se representaron para cada yacimiento la RGC inicial de cada uno de los pozos que en ellos estuvieron completados. Estos valores de RGC fueron tomados de las primeras pruebas de producción de los pozos tomadas de las carpetas de pozos verificando así la naturaleza del yacimiento pudiendo ser condensado o condensado con pierna de petróleo.

**4.8 MODELO DE PRESIONES.**

Las presiones utilizadas en este trabajo fueron tomadas de las pruebas de BHP-BHT de varios pozos encontradas en la carpeta de pozos, estas presiones reportadas se llevaron a un nivel de referencia, luego de revisar la validez de las mismas.

Los parámetros a tomar en cuenta en la prueba de presión son:

$$P_{\text{Datum}} = P_m + G_p * (H_p - H_m) + G_{\text{yac}} * (\text{Datum} + \text{RTE} - H_p)$$

(EC 4.34)

**Donde:**

$P_m$  : Presión estática a la profundidad de medición (Lpc)

$G_p$  : Gradiente estático del pozo (Lpc/pie)

$G_{\text{yac}}$  : Gradiente estático del yacimiento (Lpc/pie)

$H_p$  : Profundidad al punto medio de las perforaciones (pie)

$H_m$  : Profundidad al plano de referencia (Pbnm)

RTE: Elevación de la mesa rotaria (pie)

Donde el gradiente estático del pozo, la profundidad de medición y la presión a dicha profundidad se obtuvieron de las pruebas BHP – BHT y la elevación de la mesa rotaria se obtuvo de los archivos de carpetas de pozos.

Además se utilizaron ecuaciones matemáticas que permiten cuantificar la cantidad de gas y líquidos producidos equivalentes en gas, estas ecuaciones son:

$$G_c = 132790 \frac{\gamma_c N_c}{M_c} \quad (\text{EC 4.35})$$

$$G_w = 132790 \frac{\gamma_w W_p}{M_w} \quad (\text{EC 4.36})$$

**Donde:**

$\gamma_c, \gamma_w$ : Densidades relativas del condensado y agua de tanque respectivamente.

Mc, Mw: Pesos moleculares del condensado y del agua de tanque, (lb/lbmol)

Nc: Condensado Producido, BNGp: Producción acumulada de gas, (PCN)

Gc: Condensado equivalente en gas , (PCN)

Gw: Agua equivalente en gas (PCN)

Wp: Agua producida, BN.

La presión es el parámetro de mayor importancia pues permite conocer la energía del yacimiento durante toda su vida productiva, el modelo de presión permitirá verificar la existencia de unidades hidráulicas.

#### **4.9 Validar los datos de producción y presión.**

Durante esta etapa se procede a validar y procesar los datos recopilados y generados comparando lo que se ha obtenido mediante cálculos con reportes de estudios anteriores.

Contando con un reporte proveniente del programa MBAL si se pudo observar la tendencia de presiones para cada yacimiento basados en la historia de producción y presiones generadas encontrándose un buen ajuste de los mismos lo cual permite la validación del pvt sintético y del modelo de presiones, además el programa aporta valores de GCOES para cada yacimiento valores utilizados para validar el método volumétrico aplicado.

#### **4.10 Comparar la productividad y reservas.**

En esta etapa se procedió a la elaboración de tablas las cuales reflejan los valores de GCOES, GOES, COES obtenidos por el método volumétrico,



declinación de presión comparándolos con los valores oficiales con los del Reporte de MBAL, también se establecieron comparaciones de la productividad . Cabe destacar que la comparación se llevó a cabo entre los métodos evaluados pero a su vez entre los yacimientos entre sí.

## **CAPITULO V**

### **DISCUSION DE RESULTADOS**

Los yacimientos fueron escogidos del área Mayor de anaco (AMA), perteneciendo los tres al mismo campo (San Joaquín) y la misma arena MEC, para poder tener así ciertas congruencia en las características de los yacimientos, además de poder observar la tendencia en su comportamiento de acuerdo a sus propiedades. Entre los yacimientos que PDVSA otorgó para el estudio se encontró que dos de ellos eran yacimientos probados como es el caso del yacimiento VDV-08 y del VDV-26 mientras que el tercero a analizar corresponde a un yacimiento interpretado por lo cual solo se le aplicó el método volumétrico. A continuación se procederá a analizar cada uno de ellos desde el punto de vista estático y dinámico.

#### **5.1 Yacimiento VDV- 08 arena, MEC.**

##### **5.1.1 Revisión del modelo Geológico.**

El yacimiento VDV-08 pertenece al área mayor de Anaco la cual se caracteriza por la presencia de múltiples estructuras domicas donde se localizan grandes acumulaciones de hidrocarburos, la revisión geológica se realizó a nivel de las arenas ME-C.

En este estudio se revisaron los límites verticales y laterales del yacimiento, los límites oficiales se pueden apreciar en el (Mapa Isópaco estructural); (ver Anexo)

Este yacimiento está limitado al Norte y Oeste por fallas, al Sur por el corrimiento de Anaco y al Este por un límite de roca.

Tabla 5.1 Datos oficiales del yacimiento VDV-08

YAC- PROBADO	ARENA	AREA (ACRES)	VOLUMEN (ACRES- PIE)	POROSIDAD	Swi	PERMEABILIDAD (md)
(VDV – 08 )	ME-C	2926	81586	0.1535	0.20936	57

### 5.1.2 Determinación del GCOES POR EL método volumétrico

Cuando se está en presencia de yacimientos de los cuales no se tiene suficiente información se utiliza la aplicación de este método, pues permite estimar el volumen de hidrocarburos y de este modo planificar la producción del yacimiento en función de dicho volumen. En este estudio se calcularon los hidrocarburos originales en sitio Ver (Apéndice B).

Tabla 5.2 Resultados Del Método Volumétrico para el Yacimiento VDV-08

YACIMIENTO	GCOES MMPCN	GOES MMPCN	COES MBN
VDV-08	89.073	87.706	1931.986

Como ya se ha mencionado anteriormente, entre la información suministrada por PDVSA se encontró un reporte el cual muestra el valor de GCOES para el yacimiento VDV-08 86.746 MMPCN dicha información fue utilizada para validar los resultados del método volumétrico comparando el

valor del GCOES calculado por este método, con el GCOES proveniente de dicho reporte, como se reflejan en la tabla 5.3 la diferencia es de un 3.43 % un valor muy pequeño que permite apreciar que los valores calculados están dentro de un margen de aceptación.

Tabla 5.3 VALORES DE GCOES MBAL VS GCOES VOLUMÉTRICO

YACIMIENTO	GCOES MBAL MMMPCN	GCOES VOLUMETRICO MMMPCN	DIFERENCIA MMMPCN
VDV-08	86.746	89.073	3.43 %

La siguiente figura 5.1 demuestra la el valor reportado por el simulador MBAL:

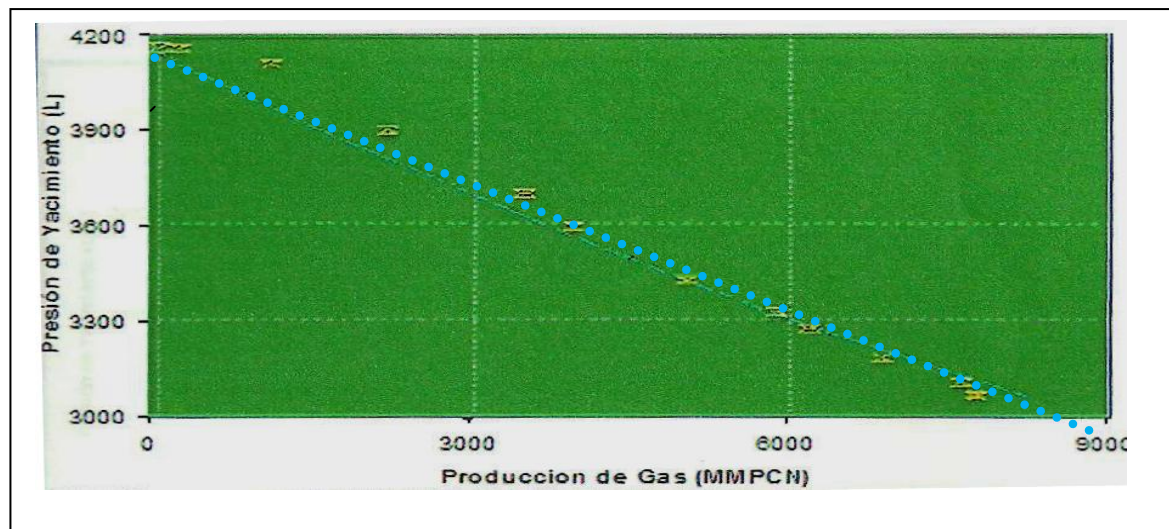


Figura 5.1 Método Analítico MBAL VDV-08

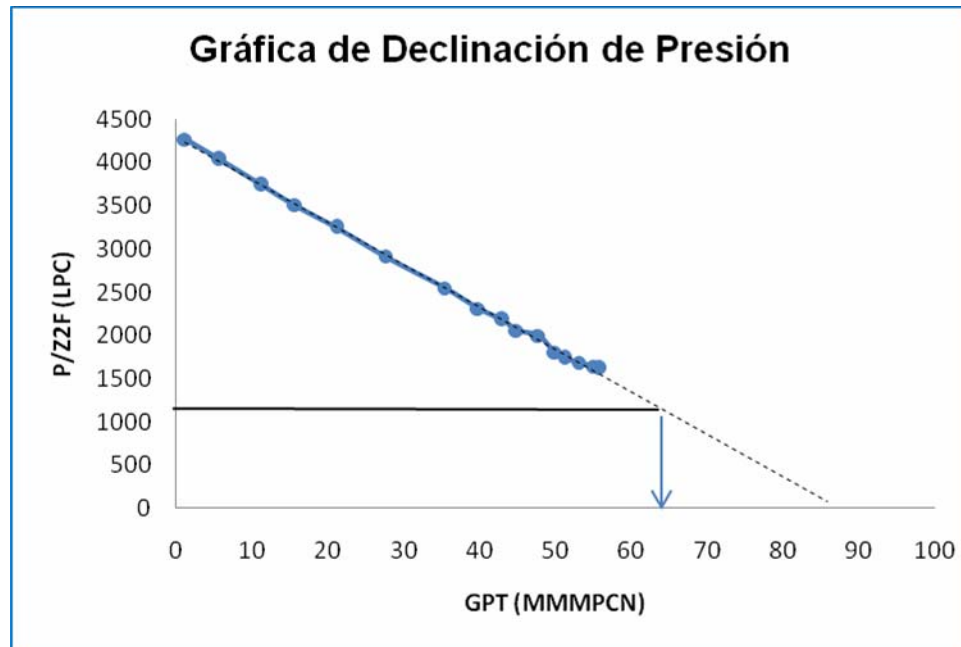
### 5.1.3 Cálculo de GCOES y reservas mediante curvas de declinación de presión.

En este método es utilizado para calcular el volumen de gas condensado original en así como también para estimar la cantidad de ese volumen inicial que puede ser recuperado a una presión de abandono dada, dicha presión de abandono estimada mediante la (EC 4.26) es de 880Lpc. La recta interpolada entre los puntos se obtuvo mediante la técnica de mínimos cuadrados observar figura 5.2 .claramente se puede leer el valor del GCOES.

Tabla 5.4 Resultados Del Método de Declinación de Presión para el Yacimiento VDV-08.

<b>YACIMIENTO</b>	<b>GCOES MMMPCN</b>	<b>GOES MMMPCN</b>	<b>COES MBN</b>
VDV-08	89	87.6343	1930.400

A la presión de abandono (880 Lpc ) estimada mediante la se tiene que las reservas recuperables de gas de separador son de 65 MMMPCN aproximadamente como se puede ver en la figura 5.2, las reservas estimadas por este método son de 61.13 MMMPCN para el gas y 873.32 MBN para el condensado.



**Figura 5.2 Gráfico de Declinación de presión Yacimiento VDV-08**

#### **5.1.4 Comportamiento de producción del yacimiento vdv-08.**

Comenzó su producción en junio de 1991, con un solo pozo productor VDV-128, con una tasa inicial de 6182 Mpcd de gas y 56.6 Bld de condensado y una RGC de 45397 PCN/BN . Luego se incorporan cinco pozos adicionales como lo son VDV-124, VDV -152, VDV-179, VDV-111 Y VDV-122 y a lo largo de su vida productiva del yacimiento algunos fueron cerrados y reabiertos nuevamente por diferentes razones como por ejemplo filtraciones en nivel de cabezal, depósitos de sólidos en las tuberías, reparaciones, entre otros .

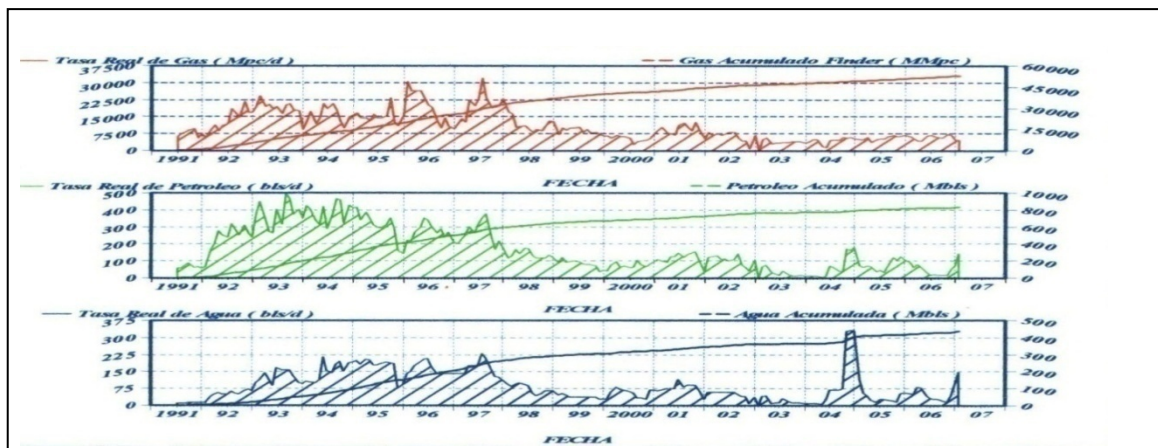
La historia de producción de este yacimiento se encuentra en (Apéndice B). Para el año 2006 tiene una producción acumulada de 52.112 MMMPCN de gas y 824.772 MBN de condensado.

Como ya se mencionó anteriormente en el desarrollo de la vida productiva de este yacimiento se completaron seis pozos de los cuales sólo se encuentra activo uno y los demás se encuentran produciendo en otras arenas para el año 2006.

Tabla 5.5 Estado de los Pozos Completados Yacimiento VDV-08 para el 2006

<b>POZO</b>	<b>ESTADO</b>
VDV-111	PRODUCTOR
VDV- 122	ABANDONO EN ESTE HORIZONTE
VDV-124	ABANDONO EN ESTE HORIZONTE
VDV-128	ABANDONO EN ESTE HORIZONTE
VDV-152	ABANDONO EN ESTE HORIZONTE
VDV-179	ABANDONO EN ESTE HORIZONTE

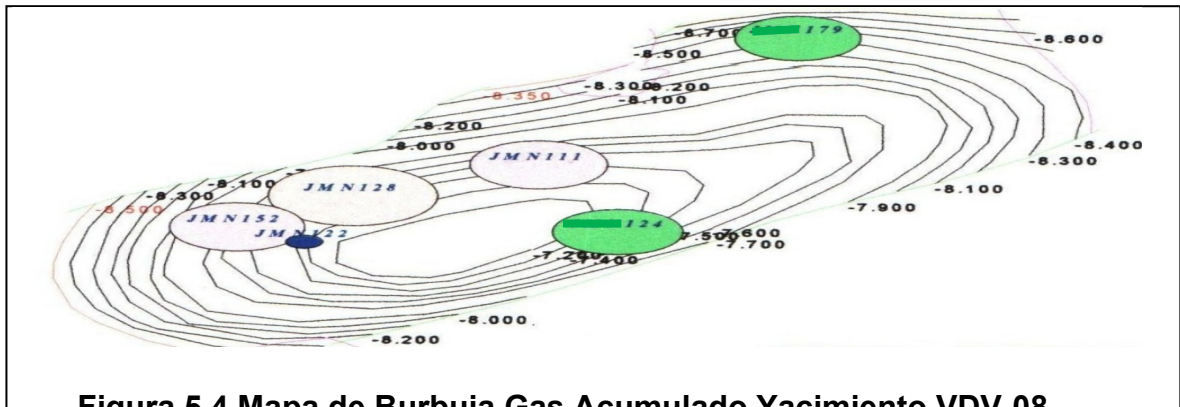
Las mayores tasas de producción del yacimiento se dieron entre abril del 1997 a Enero del 1998, periodo en el cual se acumulo una producción de 6615.9 MMPC de gas, representando aproximadamente un 13 % de la producción total del yacimiento; es de hacer notar que para este periodo se alcanzó la máxima cantidad de pozos produciendo. En la figura 5.3 se puede observar que la mayor producción del gas se obtuvo en los primeros años activos del yacimiento siendo esta una conducta normal del yacimiento la producción de condensado presenta un comportamiento similar a la de gas de donde se puede decir que ambas han sido casi directamente proporcionarles. También se puede apreciar que la producción de agua es uniforme y proporcional a la producción de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento se observa un cambio brusco de dicha producción notándose en los picos de la curva, cambio que ocurre para finales del 2004, alcanzando así una tasa de 331 BLS.



**Figura 5.3 comportamiento de producción VDV-08**

Además con ayuda de los mapas de burbuja y de grilla figura 5.4 y 5.5 respectivamente se hacen un Análisis de la producción de gas acumulado

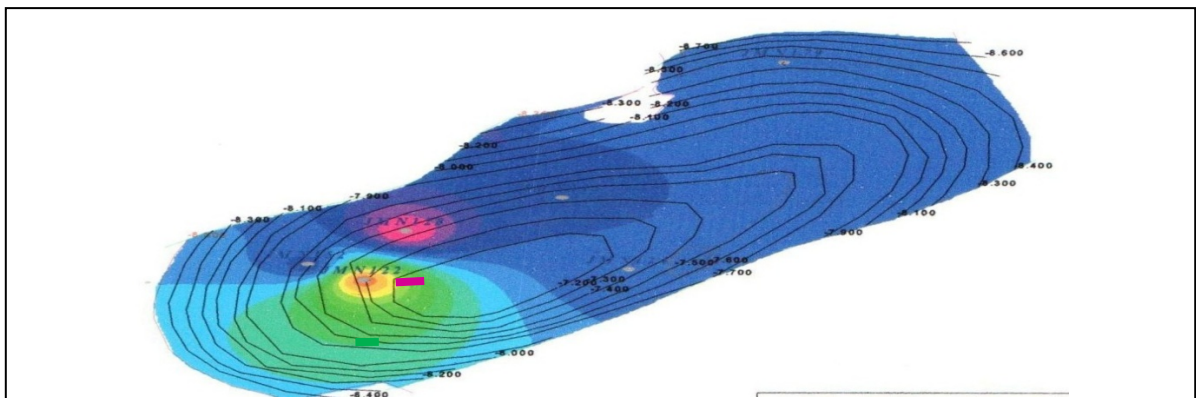




**Figura 5.4 Mapa de Burbuja Gas Acumulado Yacimiento VDV-08**

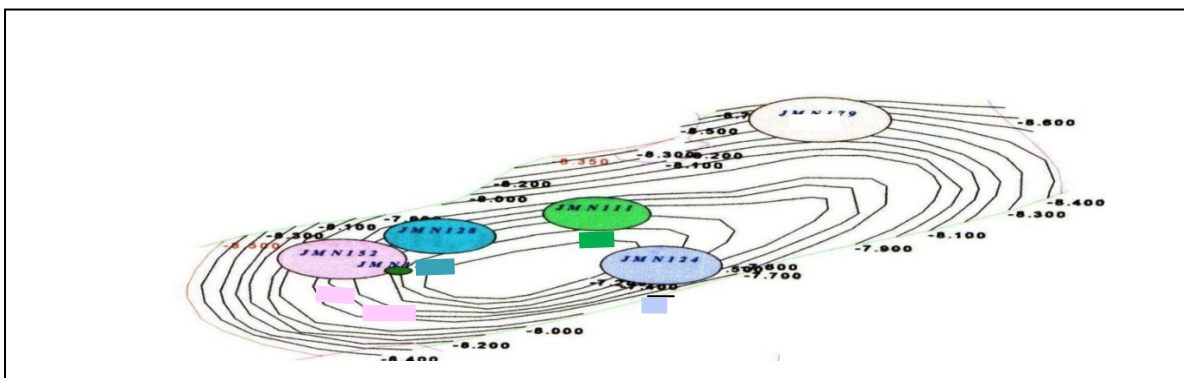
En la figura anterior se observa que las zonas más drenadas se encuentran cercanas a los pozos VDV-28 y VDV152.

Los pozos que aportan mayor cantidad de gas son VDV-128, VDV- 111, VDV-152. En un rango intermedio están VDV-124 y VDV-179 y como el pozo con producción acumulada más baja se tiene el VDV-122



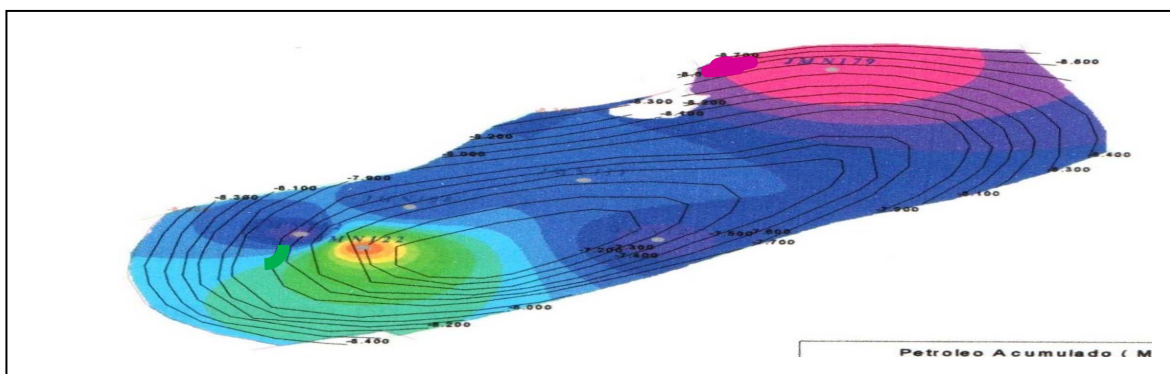
**Figura 5.5 Mapa de Grillas Gas Acumulado Yacimiento VDV-08**

La producción acumulada de condensado del yacimiento es de es de 824.772 MBN. En los gráficos de burbuja y de grillas (figuras 5.6 y 5.7 respectivamente)



**Figura 5.6 Mapa de Burbuja condensado Acumulado Yacimiento VDV-08**

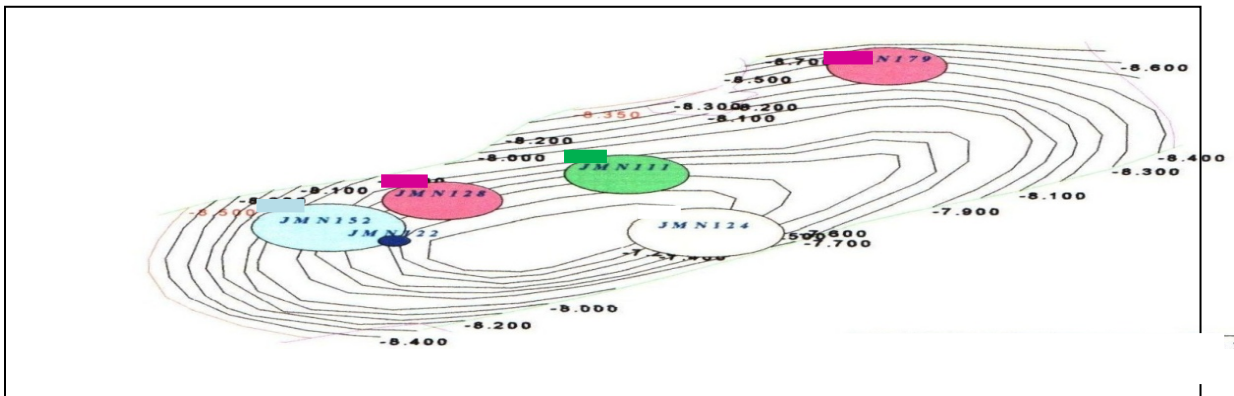
Se puede observar que el pozo con mayor cantidad de condensado producido es el VDV- 179 el pozo con menor producción acumulada es VDV-122 y los demás (VDV-111, VDV-124, VDV-128, VDV-152) presentan una producción acumulada promedio.



**Figura 5.7 Mapa de Grillas condensado Acumulado Yacimiento VDV-08**

En los gráficos de burbuja y de grillas (figuras 5.8 y 5.9) de la producción acumulada de agua se observa que los caudales preferenciales de flujos se encuentran en la Zona Nor-Oeste, los pozos con mayor producción de agua son VDV-124 y VDV-152 seguidos por los pozos VDV-

111, VDV-179, y VDV-128 y el pozo que ha aportado menos producción de agua al yacimiento es el VDV- 122 Siendo la producción acumulada de agua al 2006 de 426.1 MBN.

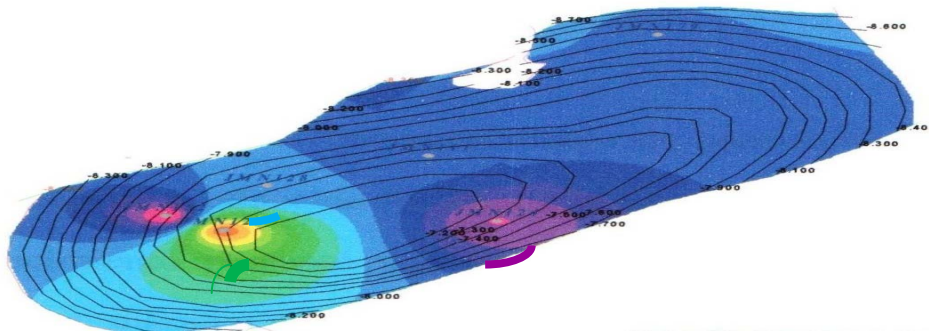


**Figura 5.8 Mapa de Burbujas Agua Acumulado Yacimiento VDV-08**

A pesar de ser una producción de agua muy elevada próximamente se muestra el gráfico de Cole quedando demostrado que no hay acuífero.

En vista de la alta producción de agua observada en el yacimiento VDV-08 y corroborada la no existencia de acuífero puede inferirse que el origen del agua excesiva que se produjo para el yacimiento, proviene de las cercanías del pozo, lo cual apoya la hipótesis de la existencia de una comunicación mecánica con otra arena.





**Figura 5.9 Mapa de Grillas Agua Acumulado Yacimiento VDV-08**

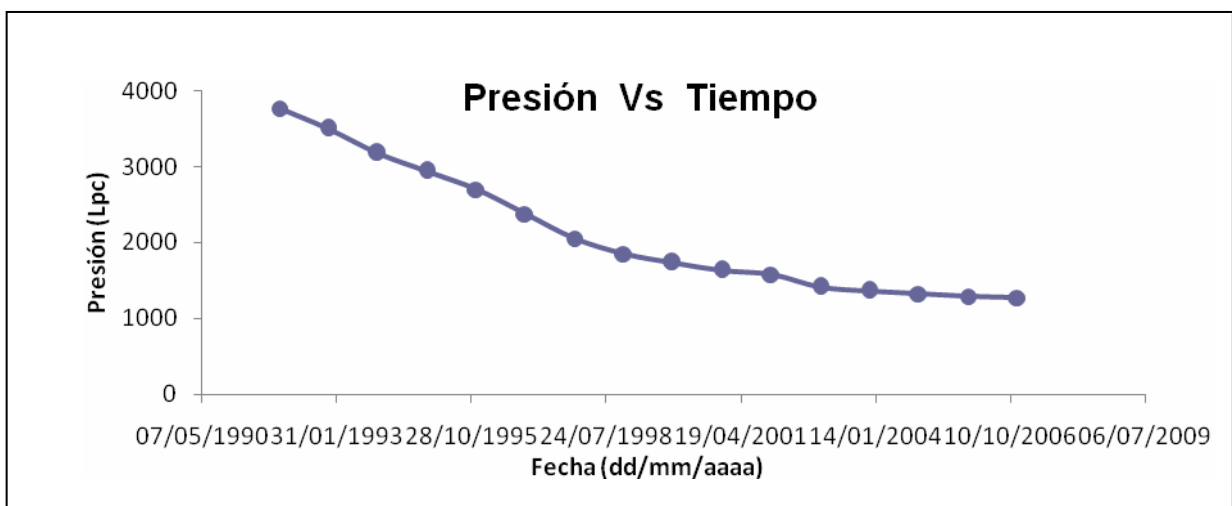
### 5.1.5 Modelo de presión

Los gráficos de presión vs fluidos acumulados son considerados como clave para el estudio de cualquier yacimiento. De allí la importancia de estudiar el histórico de presiones de cada uno de los yacimientos en este proyecto, sobre la base de que la producción acumulada está relacionada en forma directa con la presión del yacimiento, ya que, la declinación energética depende de la cantidad de fluidos producidos, es decir, vaciamiento. Las presiones utilizadas en este trabajo fueron tomadas de las pruebas de BHP-BHT de varios pozos encontradas en las carpetas de pozos.

Para analizar el comportamiento de la presión se puede ver la figura 5.10, se tiene que para el yacimiento VDV-08 la presión ha declinado progresivamente durante el tiempo en una proporción casi lineal no se observa mantenimiento de presión ya que no se consideró presencia de acuífero lo cual se demostrará próximamente con la elaboración del la gráfica de Cole y la producción del yacimiento no se ha detenido en ninguna ocasión, aun así para el año 1998 se observaron ligeros cambios en la pendiente de la línea de tendencia de declinación energética por lo cual a

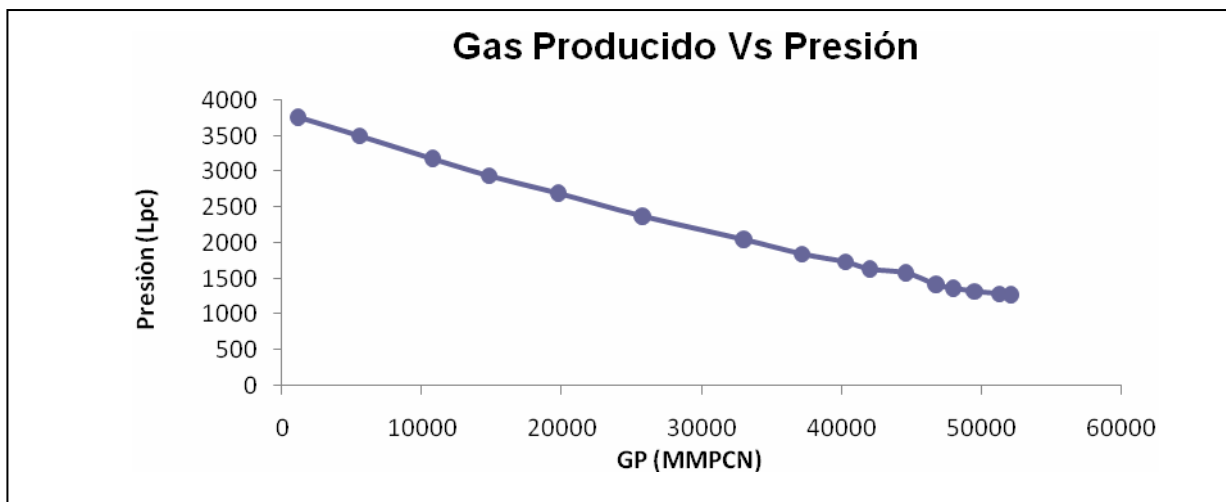
partir de este instante se calculó la caída de presión hasta el 2006 resultando un delta de presión de 575.5 lpca en 8 años , siendo la caída de presión de aproximadamente 72 lpca por año, demostrando así que al principio de la producción la caída de presión es mas abrupta que al final, la presión inicial oficial del yacimiento es de 3855 Lpc a un nivel de referencia de 8800 pbnm siendo este valor igual al obtenido mediante la ecuación 4.1 pudiéndose verificar en la muestra de cálculos Apéndice A.

Este yacimiento produce de forma totalmente natural su energía ha sido aportada por la expansión de los fluidos y en un pequeño porcentaje por la compresibilidad de la roca del yacimiento esto quedó demostrado al calcular por medio de la ecuación de balance de materiales los aportes siendo de 97.62 % el recobro por expansión del gas y de 55.69 % por expansión del agua connata y reducción del volumen poroso.



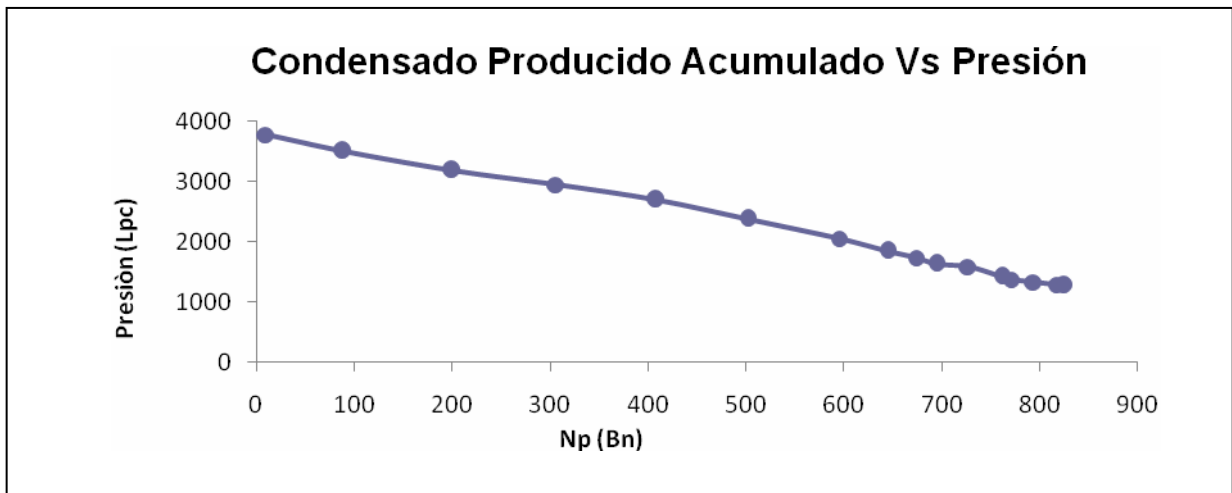
**Figura 5.10 Presión vs Tiempo Yacimiento VDV-08**

La grafica 5. 11 evidencia la caída de presión es mayor a medida aumenta la producción de gas, se observa una declinación casi proporcional.



**Figura 5.11 Gas producido Acumulado vs Presión Yacimiento VDV-08**

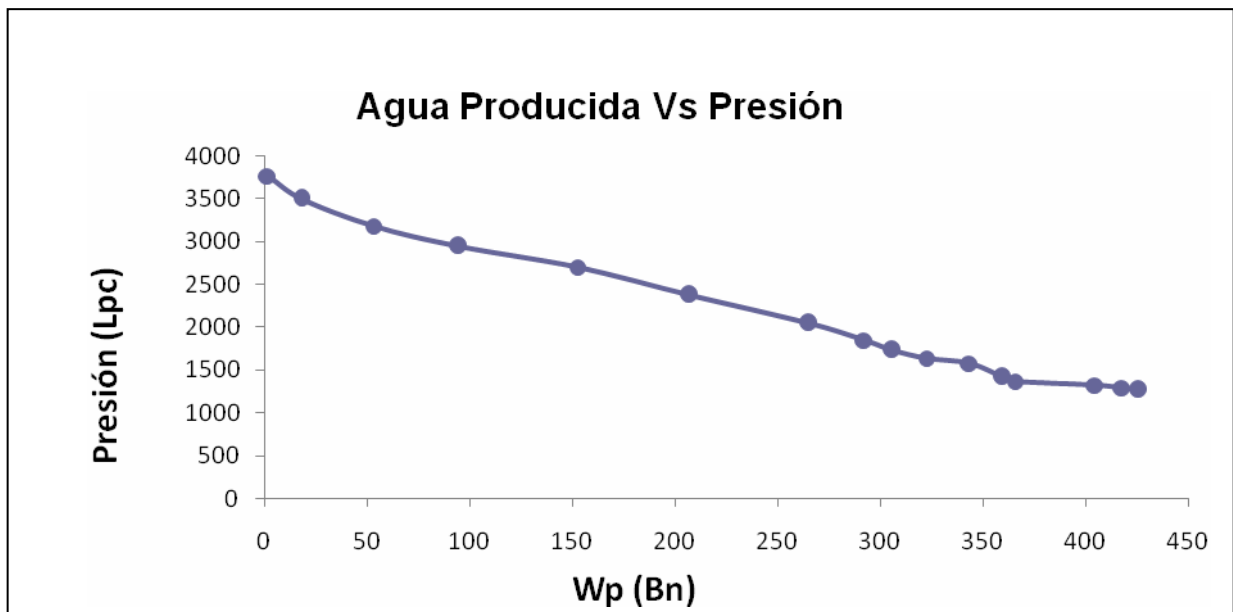
La producción acumulada de condensado es de 825 MBIs hasta la fecha actual., a medida que se ha producido condensado disminuye la presión del yacimiento y presenta un comportamiento similar al de la producción de gas vs presión del yacimiento como puede observarse en la figura 5.12, la línea de tendencia son muy parecidas demostrando la igualdad del comportamiento.



**Figura 5.12 Condensado producido Acumulado vs Presión Yacimiento VDV-08**

El comportamiento de los fluidos del yacimiento (gas, condensado y agua) es similar, pero es importante acotar que la cantidad de condensado producida es bastante pequeña en relación con la del gas.

En la figura 5.13 se observa que la producción de agua es muy pequeña, y esa es producto de la condensación del agua que se encuentra vaporizada en el yacimiento y no de la influencia de algún acuífero, lo cual será demostrado más adelante.

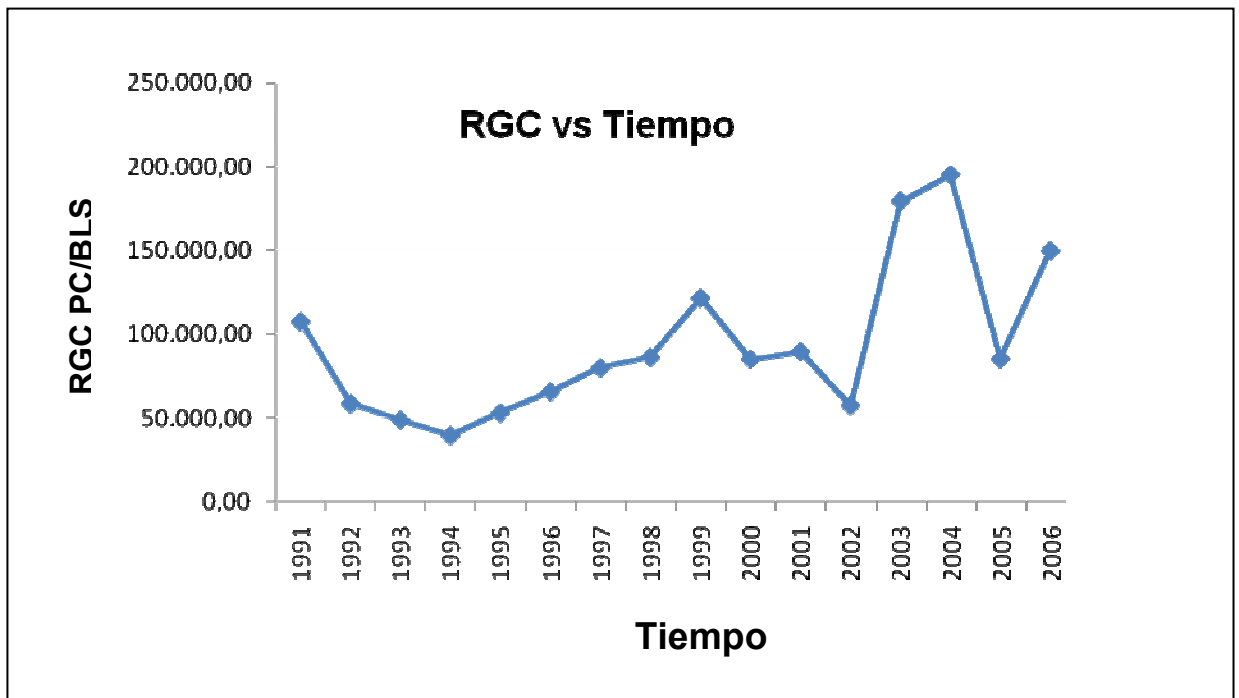


**Figura 5.13 Agua producida Acumulada vs Presión Yacimiento VDV-08**

La relación RGC tiene una tendencia a aumentar con la disminución de la presión (ver en la figura 5.14). Al transcurrir del tiempo hasta llegar a la presión de rocío alcanzando así la condensación retrograda. El aumento se debe a que cuando el yacimiento está saturado se condensa la mayor parte de las fracciones pesadas del gas por lo que el gas presenta una menor gravedad específica y en consecuencia disminuye la relación de gas condensado. La relación gas condensado (RGC) parte de un valor inicial de 45397 PCN/BN.

La relación entre la densidad relativa y RGC se comporta de forma que al aumentar el RGC la misma disminuye.





**Figura 5.14 Relación Gas condensado vs Tiempo Yacimiento VDV-08**

### 5.1.6 Modelo de fluidos.

Tomando en cuenta los parámetros relación gas condensado y gravedad API se puede clasificar el yacimiento como yacimiento de gas condensado. El valor de  $RGC_i$  es de 45397 PCN/BN y de API es de  $46.7^\circ$

Al no disponer de una prueba PVT completo que permitiera la caracterización del yacimiento se procedió a generar un pvt sintético representativo para el mismo mediante la utilización de las correlaciones pertinentes.

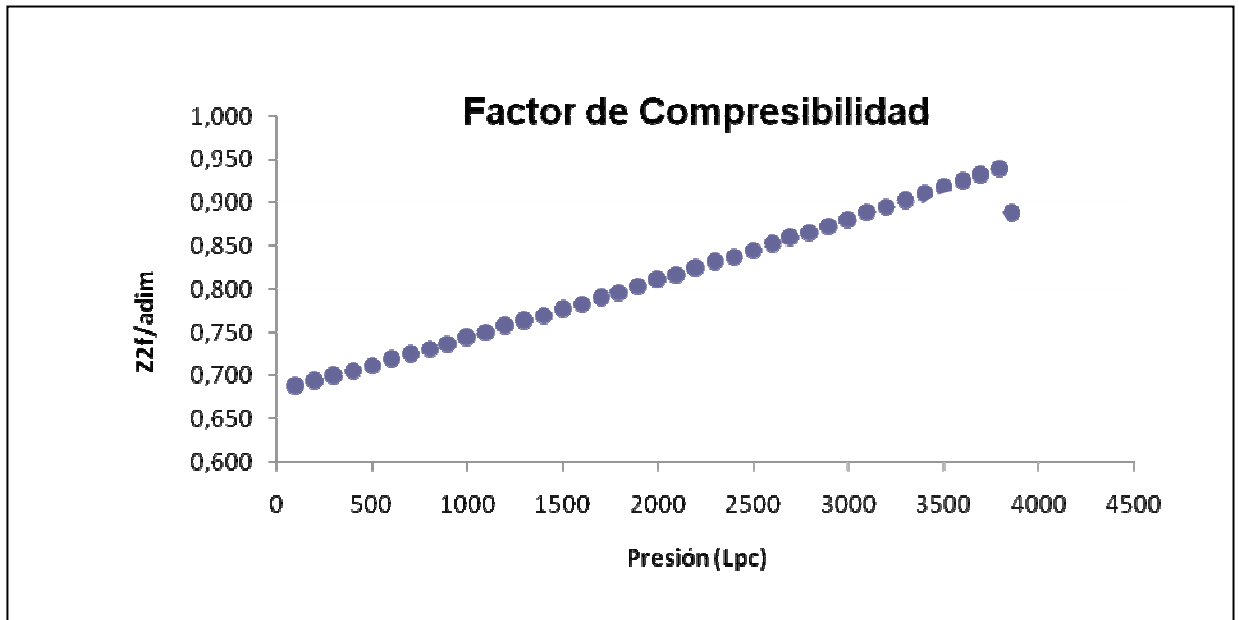
Los valores de presión de saturación obtenidos fueron 3895.5 Lpca muy cercano a la presión estimada la cual es de 3855.117 Lpca

Los resultados se muestran a continuación en la tabla 5.

Tabla 5.6 Parámetros generados para el Yacimiento VDV-08

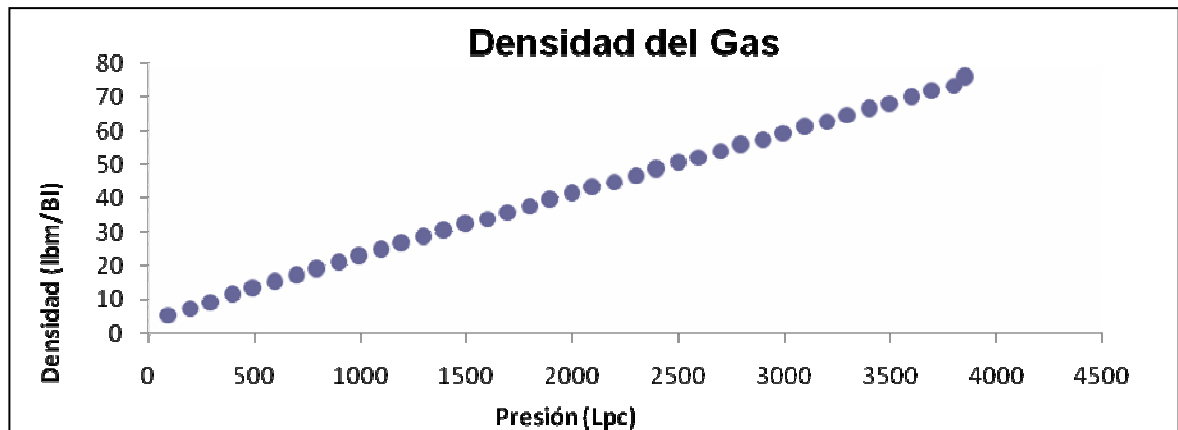
<b>Datos Generados para el Yacimiento VDV-08</b>						
<b>p</b>	<b>Psr</b>	<b>Z2F</b>	<b>densidad</b>		<b>viscosidad</b>	<b>Bg</b>
<b>Lpca</b>			<b>Lbm/pie3</b>	<b>gr/cm3</b>	<b>cp</b>	<b>PCY/PCN</b>
3855,117	5,8757094	0,887364	13,770689	0,207345	0,02435569	0,0045517
3800	5,7917038	0,939534	12,820094	0,205357	0,02416612	0,0048892
3700	5,6392905	0,932019	12,583367	0,201565	0,02381045	0,0049812
3600	5,4868773	0,924543	12,342277	0,197703	0,02345609	0,0050785
3500	5,334464	0,917105	12,096749	0,19377	0,02310319	0,0051816
3400	5,1820508	0,909706	11,846703	0,189765	0,02275191	0,0052909
3300	5,0296375	0,902346	11,592062	0,185686	0,02240241	0,0054072
3200	4,8772243	0,895024	11,332745	0,181532	0,02205485	0,0055309
3100	4,724811	0,887741	11,06867	0,177302	0,0217094	0,0056628
3000	4,5723977	0,880496	10,799753	0,172995	0,02136622	0,0058038
2900	4,4199845	0,873289	10,52591	0,168608	0,0210255	0,0059548
2800	4,2675712	0,866122	10,247054	0,164141	0,02068739	0,0061169
2700	4,115158	0,858992	9,9630966	0,159593	0,02035209	0,0062912
2600	3,9627447	0,851902	9,673949	0,154961	0,02001977	0,0064793
2500	3,8103314	0,844849	9,3795199	0,150245	0,01969063	0,0066827
2400	3,6579182	0,837836	9,0797166	0,145442	0,01936485	0,0069033
2300	3,5055049	0,83086	8,7744445	0,140552	0,01904263	0,0071435
2200	3,3530917	0,823924	8,4636076	0,135573	0,01872418	0,0074058
2100	3,2006784	0,817026	8,1471083	0,130504	0,01840972	0,0076935
2000	3,0482652	0,810166	7,8248469	0,125341	0,01809945	0,0080104
1900	2,8958519	0,803345	7,4967222	0,120085	0,01779362	0,008361
1800	2,7434386	0,796562	7,1626313	0,114734	0,01749245	0,008751
1700	2,5910254	0,789818	6,8224693	0,109285	0,01719622	0,0091873
1600	2,4386121	0,783113	6,4761295	0,103737	0,0169052	0,0096786
1500	2,2861989	0,776446	6,1235035	0,098089	0,01661966	0,010236
1400	2,1337856	0,769817	5,7644809	0,092338	0,01633994	0,0108735
1300	1,9813724	0,763227	5,3989493	0,086482	0,01606638	0,0116097
1200	1,8289591	0,756676	5,0267947	0,080521	0,01579935	0,0124692
1100	1,6765458	0,750163	4,6479006	0,074452	0,01553929	0,0134857
1000	1,5241326	0,743689	4,2621491	0,068273	0,01528668	0,0147062
900	1,3717193	0,737253	3,8694199	0,061982	0,01504208	0,0161988
800	1,2193061	0,730856	3,4695908	0,055577	0,01480614	0,0180656
700	1,0668928	0,724497	3,0625374	0,049057	0,01457964	0,0204667
600	0,9144795	0,718177	2,6481334	0,042419	0,01436357	0,0236696
500	0,7620663	0,711895	2,2262504	0,035661	0,01415916	0,028155
400	0,609653	0,705652	1,7967576	0,028781	0,01396806	0,0348851
300	0,4572398	0,699447	1,3595222	0,021777	0,0137926	0,0461045
200	0,3048265	0,693281	0,9144094	0,014647	0,01363641	0,0685471
100	0,1524133	0,687153	0,4612818	0,007389	0,01350616	0,1358826

En la gráfica 5.15 se aprecia que el factor de compresibilidad del condensado disminuye a medida que la presión se agota.



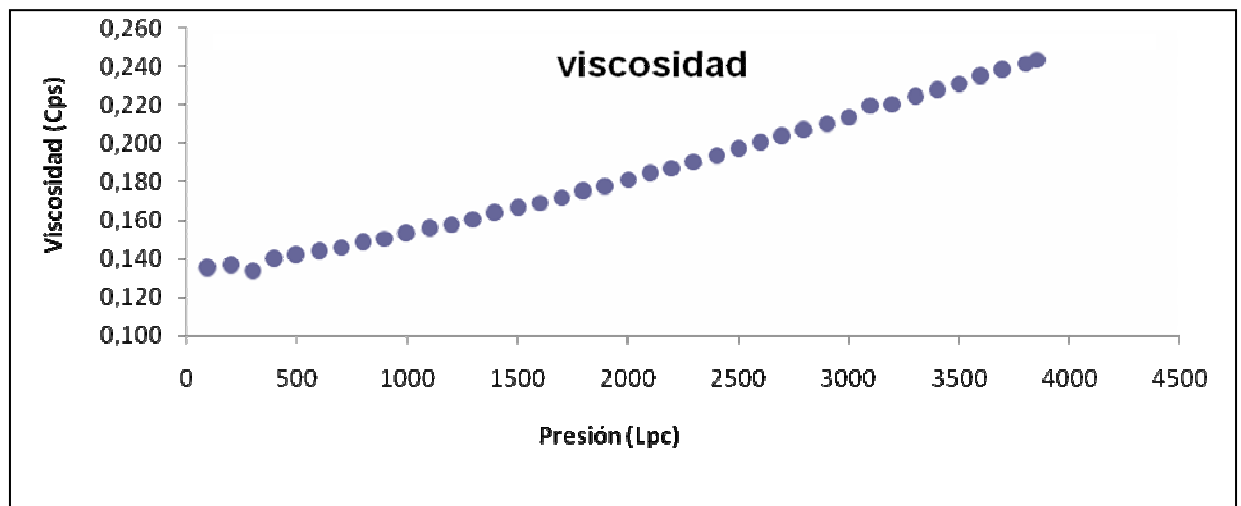
**Figura 5.15 Factor de compresibilidad Bifásico Yacimiento VDV – 08**

Se calculó la densidad del gas condensado y esta disminuye si la presión también decrece, esto debido a la disminución de la masa de condensado para el mismo volumen poroso (gráfica 5.16)



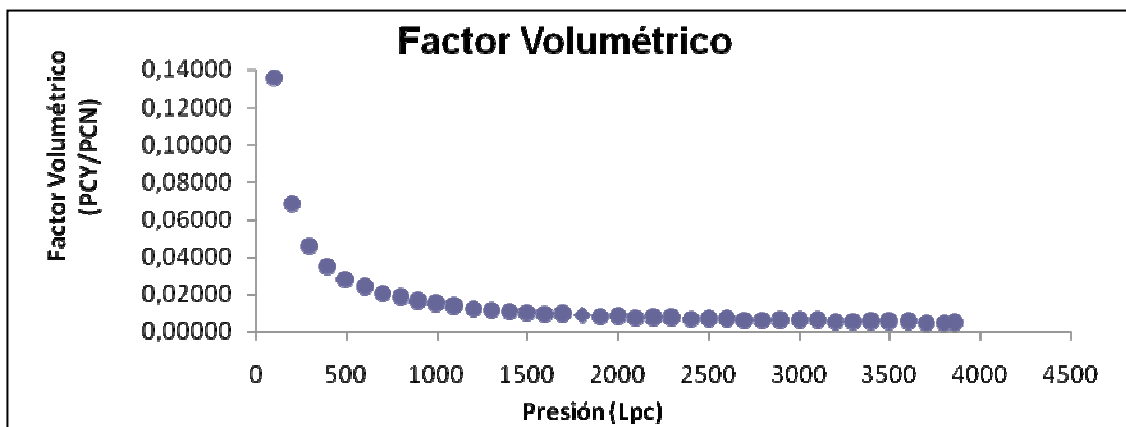
**Figura 5.16 Densidad del Gas Yacimiento VDV-08**

La viscosidad del gas se ve afectada por la caída de presión debido a que las fracciones más pesadas producidas hacen que el hidrocarburo remanente sea menos rico estando así las distancias moleculares más lejanas lo que le atribuye mayor facilidad para fluir por el espacio efectivo comportamiento que se observa de la figura 5.17.



**Figura 5.17 Viscosidad del gas Yacimiento VDV-08**

El factor volumétrico del gas es inversamente proporcional a la presión es decir cuando uno aumenta el otro disminuye y esto es debido a que menor presión se necesita mayor volumen de gas en el fondo para obtener un pie cubico normal en superficie, debido a la expansión del gas (ver figura 5.18).



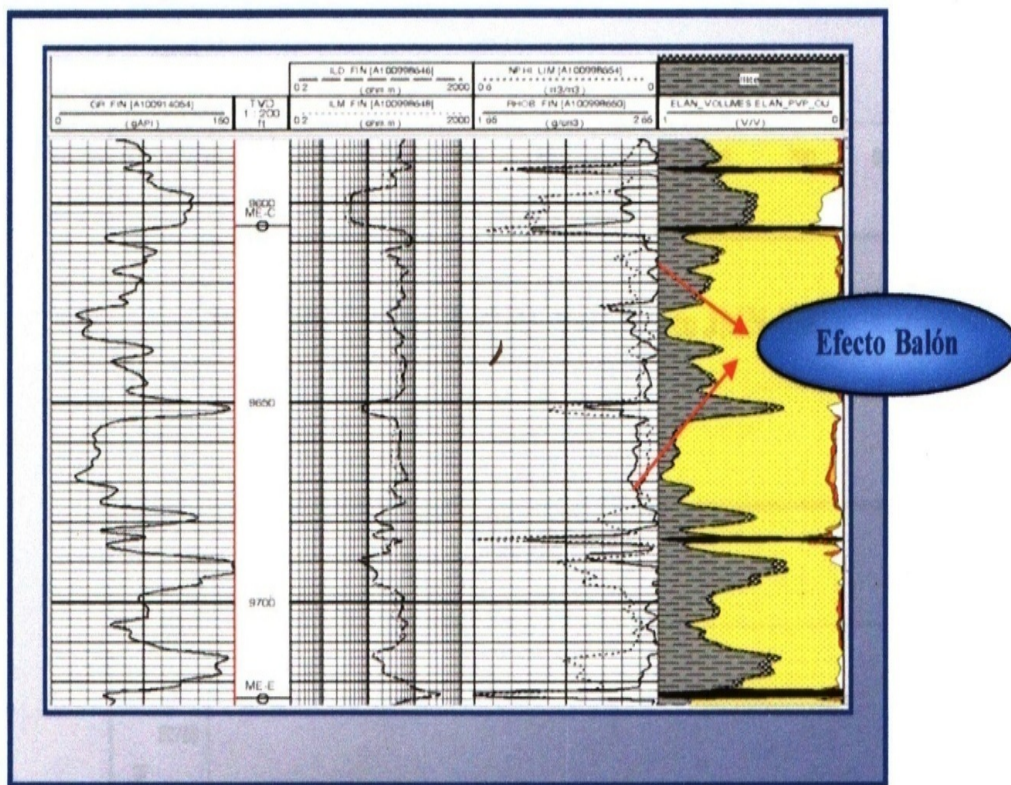
**Figura 5.18 Factor volumétrico del gas Yacimiento VDV-08**

## **CONTACTO DE LOS FLUIDOS PARA EL YACIMIENTO VDV-08**

Basado en estudios realizados a los pozos que atraviesan la arena Merecure c fue encontrado un reporte el cual indica que no se encontraron resistividades que demuestren la presencia de agua y para ejemplificarlo la figura 5.19 representa los registros del pozo 178, este presenta altas resistividades alrededor de 120  $\Omega$  lo que descarta la presencia de agua, incluso se aprecia “efecto balón “en la arena.

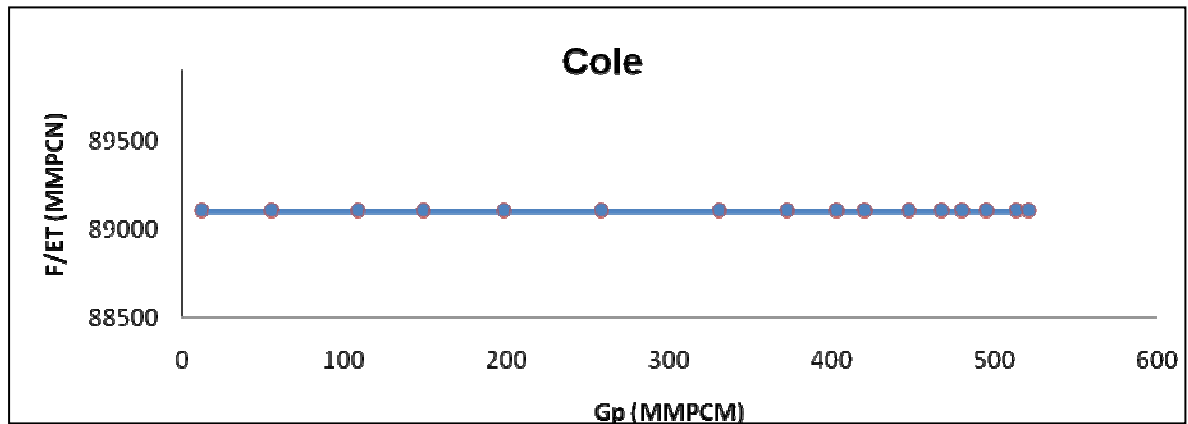
En los mapas oficiales se observó que el pozo VDV-176 probó agua por lo que se revisaron las pruebas de producción del mismo pudiendo determinarse que las prueba son no conclusivas.

Por lo tanto se concluye que la arena es bastante limpia. En general los reportes de restividades que se encuentran arrojan valores bastante altos por lo cual se descarta totalmente la presencia de una arena de agua.



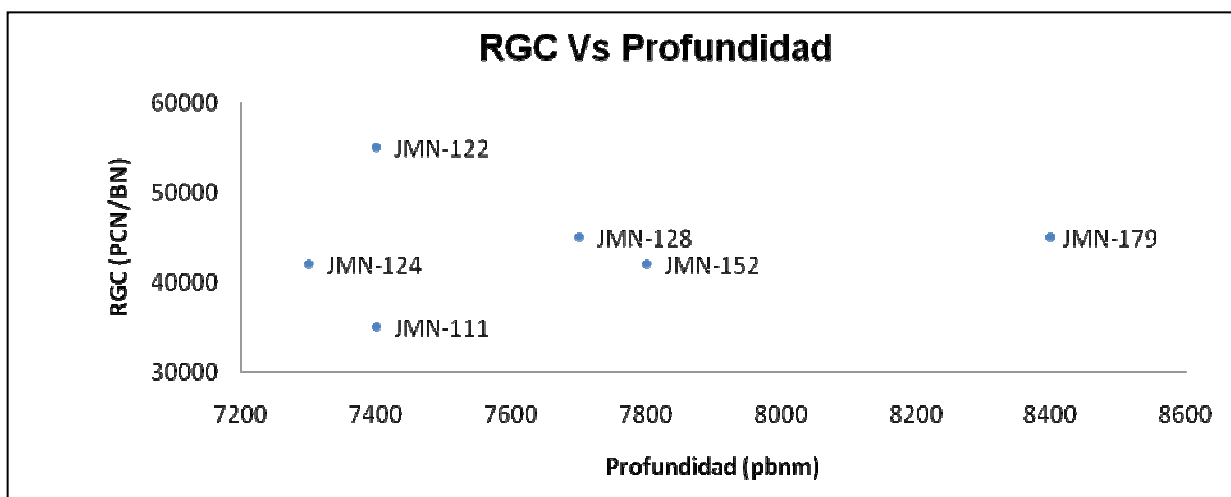
**Figura 5.19 Registro del pozo VDV -178**

En toda la ejecución del trabajo se ha considerado que los yacimientos son volumétricos y para validarlo se realizó el gráfico de Cole, en dicho gráfico se puede ver que no hay actividad de acuífero, tal como se muestra en la figura 5.20



**Figura 5.20 Gráfico de cole yacimiento VDV-08**

Para analizar RGC Vs profundidad para el yacimiento VDV-08 se realizó la (figura 5.21) donde se evidencia que no se hacen presente cambios bruscos de la relación gas condensado respecto a la profundidad siendo esto indicativo de que no existe contacto gas – condensado en los yacimientos, pudiendo afirmar entonces que este es un yacimiento de gas condensado.



**Figura 5.21 Relación de Gas Condensado Vs Profundidad Yacimiento VDV-08**

## 5.2 Yacimiento vdv-18 arena, MEC.

### 5.2.1 Revisión Del Modelo GEOLÓGICO.

Este yacimiento es interpretado no probado por esta razón no se cuenta con suficiente información.

Tabla 5.7 Datos del yacimiento VDV-18

	ARENA	AREA (ACRES)	VOLUMEN (ACRES- PIE)	POROSIDAD	Swi	PERMEABILIDAD (md)
YAC- PROBADO (VDV – 18 )	ME-C	45453	3321	0.138	0.25	-

Este yacimiento está limitado al Norte y Sur a -9738 pie, al este y Oeste por un límite de roca.

### 5.2.2 Determinación del GCOES por el método volumétrico

Vale acotar que por ser un yacimiento interpretado se hizo necesario el uso del factor de compresibilidad del yacimiento VDV- 26 C para el cálculo de factor volumétrico (por ser el más cercano y considerando que se trata de fluidos de un mismo origen).

El valor de GCOES volumétrico obtenido para el yacimiento VDV- 18 C fue de 3.452 MMMPCN.



### 5.3 yacimiento VDV-26 arena, MEC

#### 5.3.1 Revisión del modelo geológico

El yacimiento VDV-26 pertenece al área mayor de Anaco, arena ME-C, en este estudio se revisaron los límites verticales y laterales del yacimiento, los límites oficiales se pueden apreciar en el (Mapa Isopaco estructural); (ver Anexo).

El yacimiento VDV-26 está limitado al Norte por un límite a -9515 pie, al Sur y Este por fallas y al Oeste por un límite de roca.

Tabla 5.8 Datos del yacimiento VDV-26

	ARENA	AREA (ACRES)	VOLUMEN (ACRES-PIE)	POROSIDAD	Swi	PERMEABILIDAD (md)
YAC-PROBADO (VDV – 08 )	ME-C	2699	54898	0.1241	0.22073	52

#### 5.3.2 Determinación del GCOES por Método Volumétrico

El valor de GCOES volumétrico obtenido para el yacimiento VDV- 26 C fue de 52.492 MMMPCN, el GOES es de 47.517 MMMPCN y un COES de 7297.937 MBN.

Tabla 5.9 Resultados Del Método Volumétrico para el Yacimiento VDV-26

<b>YACIMIENTO</b>	<b>GCOES MMMPCN</b>	<b>GOES MMMPCN</b>	<b>COES MBN</b>
VDV-08	52.492	47,517	7297,989

Mediante valores reportados del simulador MBAL se logro comprobar y validar los valores calculados por el método volumétrico pues el porcentaje de diferencia es de 4.18 % un valor aceptable pues no representan gran margen de distancia entre los valores comparados, como se refleja en la tabla 5.9.

Tabla 5.10 Comparación GCOES MBAL vs. GCOES Volumétrico

<b>YACIMIENTO</b>	<b>GCOES VOLUMET MMMPCN</b>	<b>GCOES MBAL MMMPCN</b>	<b>DIFERENCIA MMMPCN</b>
VDV-08	52.492	54.785	4.18%

### 5.3.3 Cálculo de reservas por declinación de presión.

Los valores de reservas de gas y condensado calculadas por este método de declinación de presión son 27.24 MMMPCN y 990.75 BN respectivamente .Los valores de factor de recobro de gas y condensado son .de 64.28 % para el gas y de 58.9 % para el condensado. Los resultados obtenidos por este método son los siguientes

Tabla 5.11 Del Método de declinación de presión para el Yacimiento VDV-26

YACIMIENTO	GCOES MMMPCN	GOES MMMPCN	COES MBN
VDV-08	49	54.13	8313,7

A la presión de abandono (950 Lpc ) se tiene que las reservas recuperables de gas de separador son de 31.5 MMMPCN aproximadamente como se puede ver en la figura 5.22 y las reservas son de gas es 27.24 MMMPCN y 990.75 MBN de condensado .

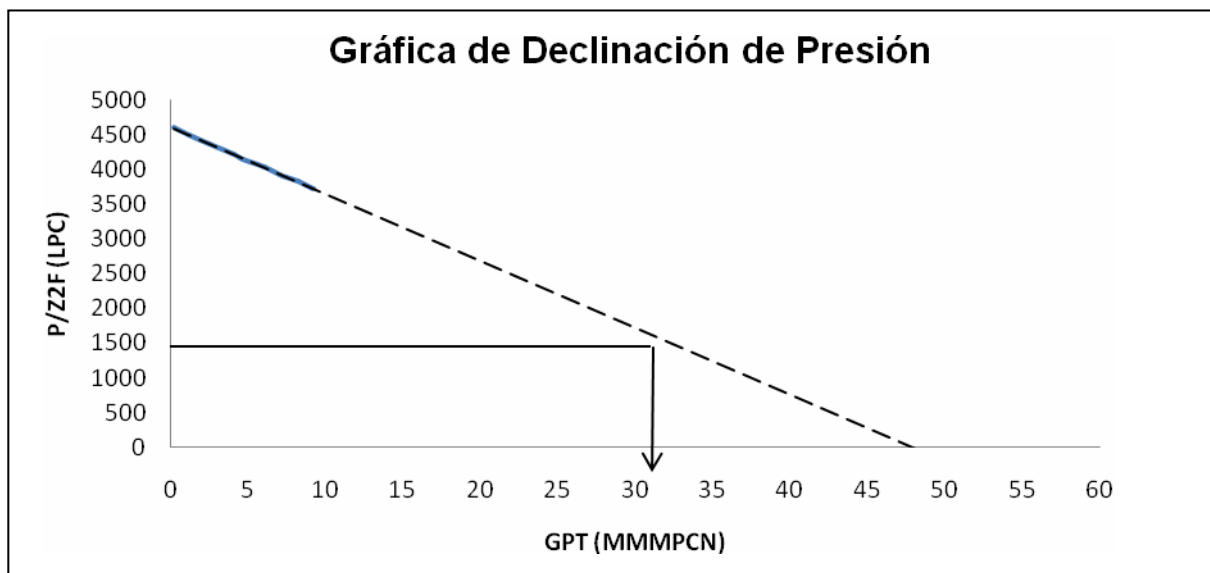


Figura 5.22 Gráfico de Declinación de presión Yacimiento VDV-26

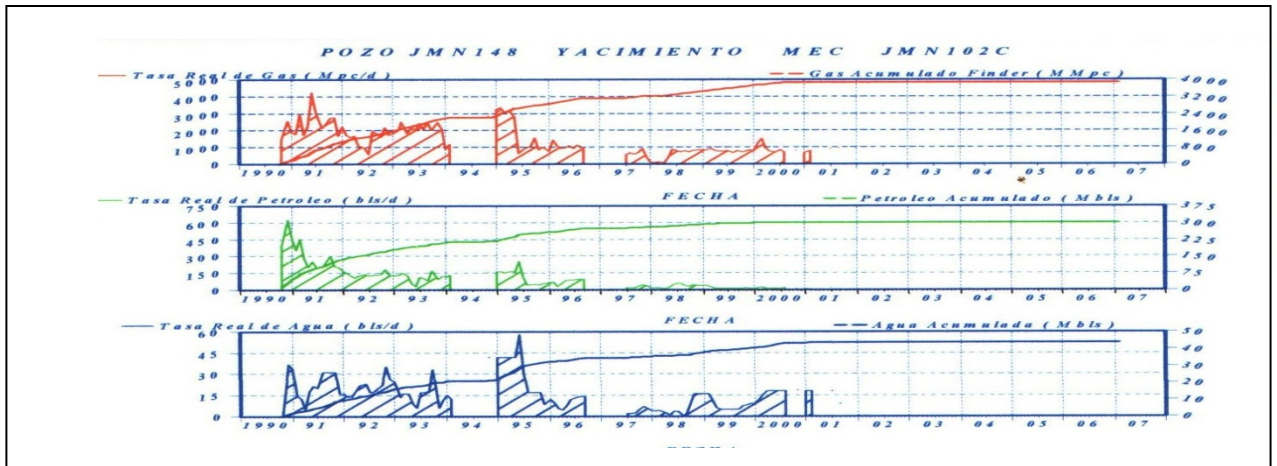
### 5.3.4 Comportamiento de producción para el yacimiento VDV-26

EL yacimiento VDV-26 fue abierto en octubre de 1990 con la completación del pozo VDV- 148 con una tasa inicial de 1474 Mpcd de gas y 398.5 Bld de condensado y una RGC de 6511 PCN/BN , Se completaron dos pozos los cuales se encuentran produciendo en otras arenas .Para el 2006 tiene una producción acumulada de 7754 MMMPCN de gas y 497.8 MBN de condensado.

Tabla 5.12 Estado Actual de los Pozos Completados en el Yacimiento VDV-26

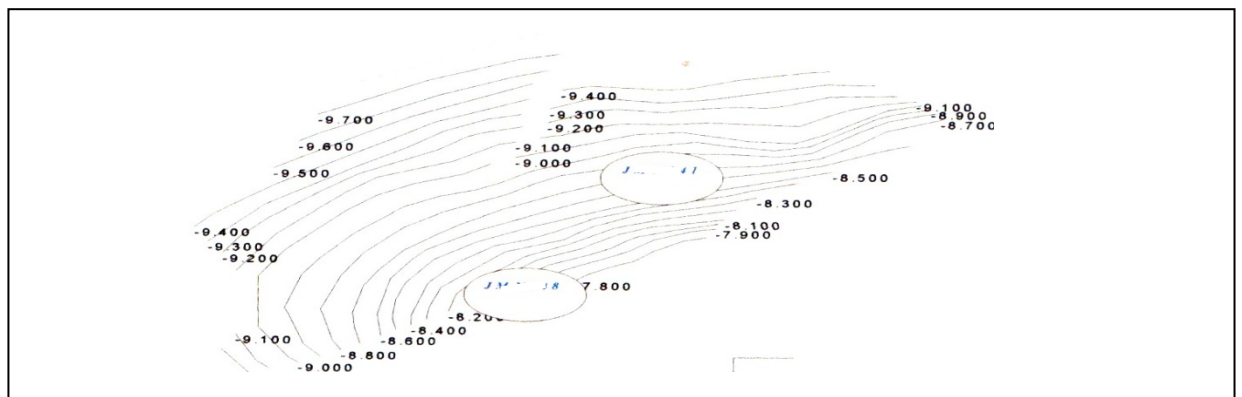
Pozo	ESTADO
VDV-141	ABANDONADO EN HORIZONTE
VDV-148	ABANDONADO EN HORIZONTE

Entre julio del 1992 a octubre del 1993 se encontraban ambos pozos en producción y se lograron obtener se las mayores tasas de producción del yacimiento lográndose acumular 1848.1 MPC de gas, lo cual representa aproximadamente un 23,8 % de la producción total en la primera etapa de producción fue donde se produjo mayor cantidad de reserva. En el año 1994 se presentó una interrupción por un periodo aproximado de tres meses, generándose al inicio de ese año incremento brusco de la producción de agua del yacimiento ver figura 5.23.



**Figura 5.23 Comportamiento de producción del yacimiento VDV-26**

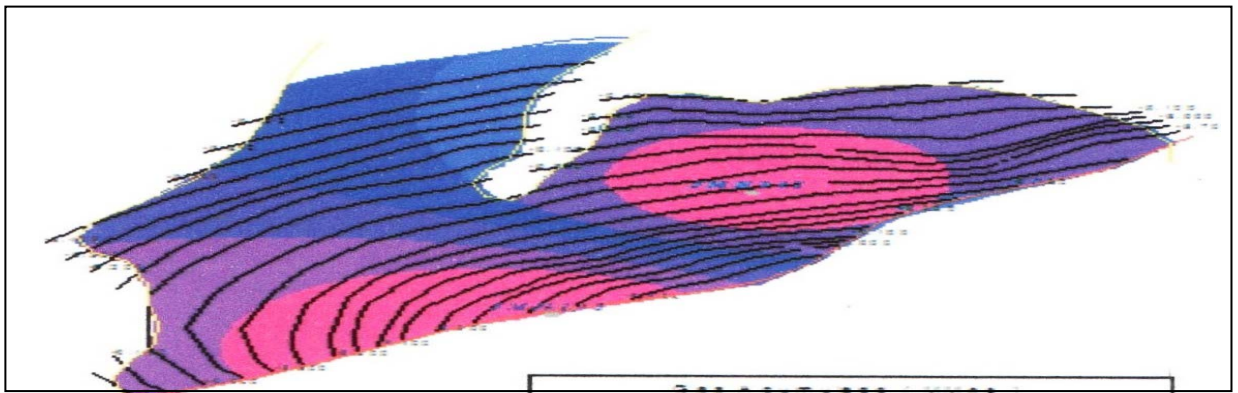
Luego en junio del 2004 se retoma la producción del hasta agosto de 2001 fecha en la cual se abandonaron en el horizontes los pozos completados del yacimiento. La productividad yacimiento se genero en la mayoría del tiempo por ambos pozos completados, pues los dos se mantuvieron en producción. A continuación en la figura 5.24 se puede apreciar el mapa de burbuja de gas acumulado, correspondiente al yacimiento VDV-26.



**Figura 5.24 Mapa de Burbuja de Gas Acumulado Yacimiento VDV-26**

En la figura anterior indica que la zona más drenada se localiza hacia la parte sur oeste.

La producción acumulada de gas es similar para los dos pozos completados, en la figura 5.25 se puede ver el mapa de grilla de gas acumulado para este yacimiento.



**Figura 5.25 Mapa de Grilla de Gas Acumulado Yacimiento VDV-26**

Para este yacimiento la producción acumulada de condensado es de 497.8 MBN y también se cuenta con sus mapas de burbuja y de grilla figuras 5,26 y 5.27 respectivamente.

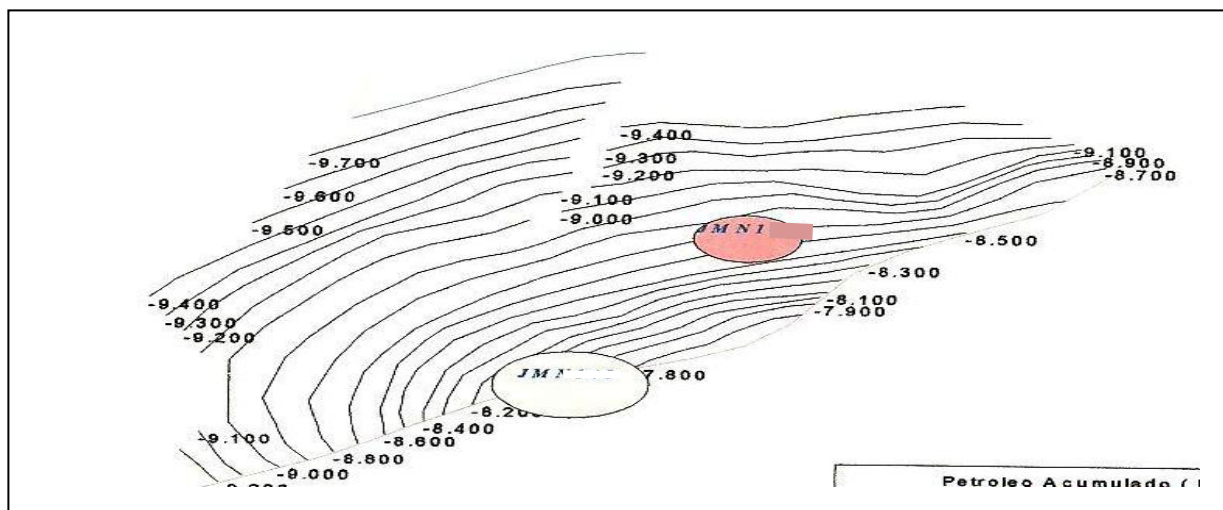


Figura 5.26 Mapa de Burbuja condensado Acumulado Yacimiento VDV-26

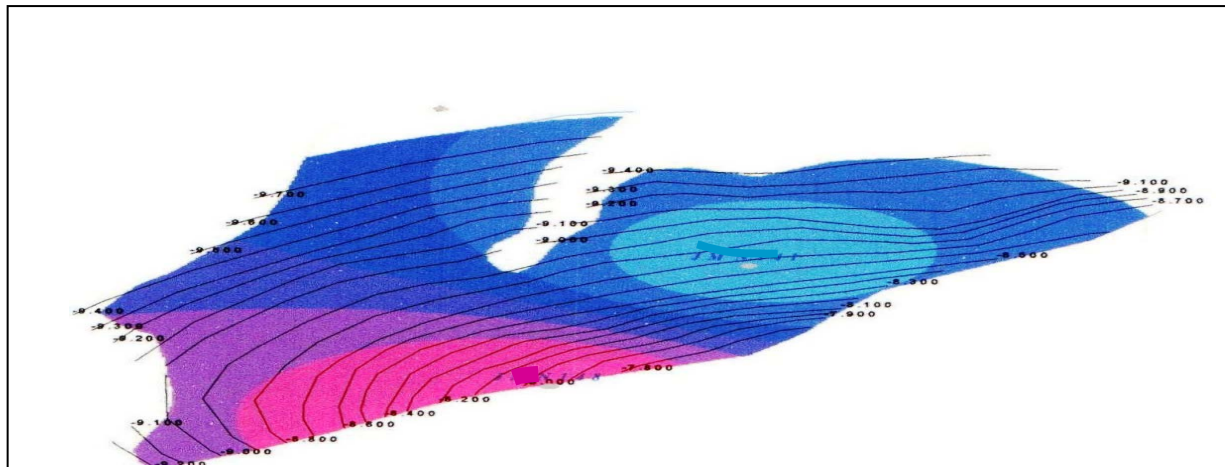
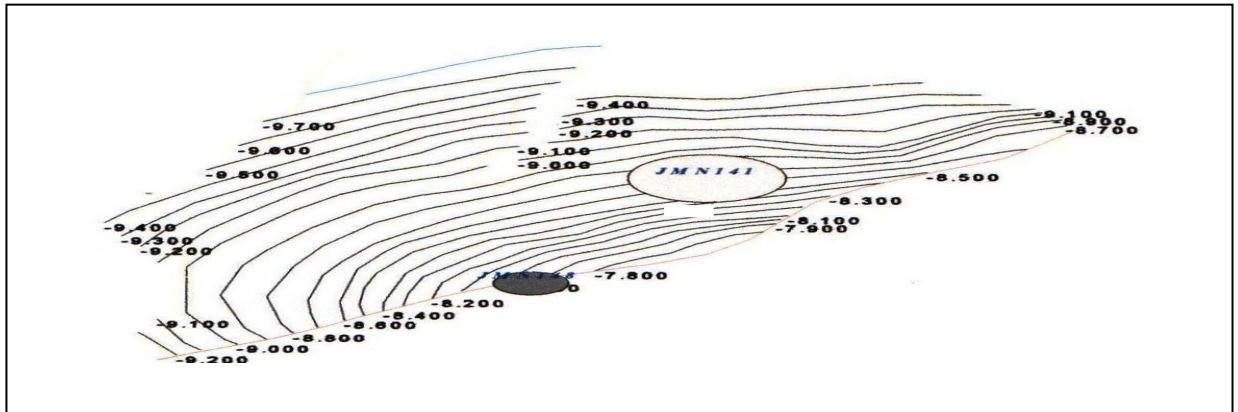
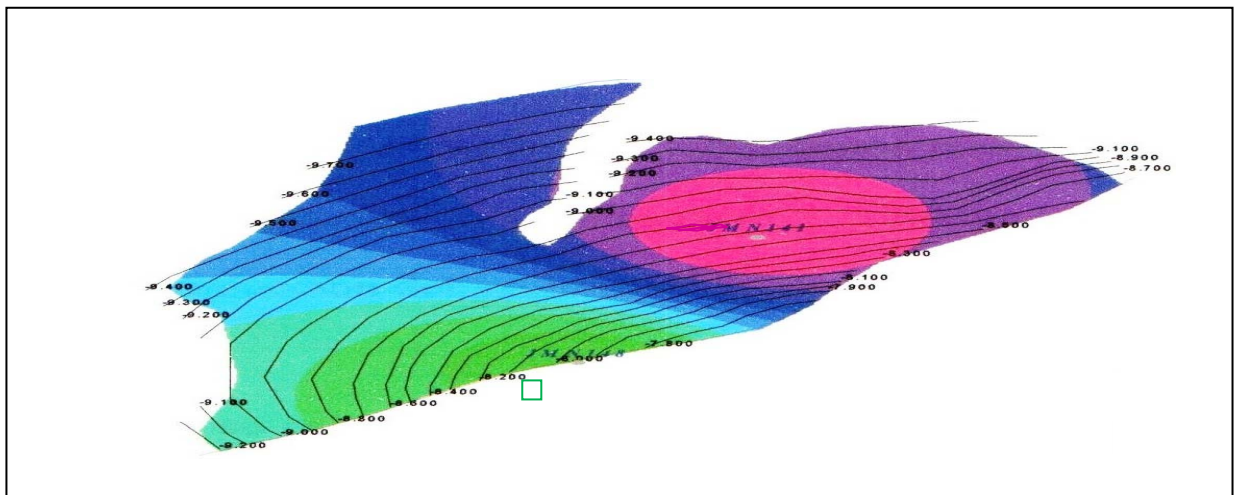


Figura 5.27 Mapa de Grilla de condensado Acumulado Yacimiento VDV-26

A continuación la figura 5.28 y 5.29 representan los mapas de burbuja y de grilla correspondientes al agua acumulada para el este yacimiento.



**Figura 5.28 Mapa de Burbuja Agua Acumulado Yacimiento VDV-26**



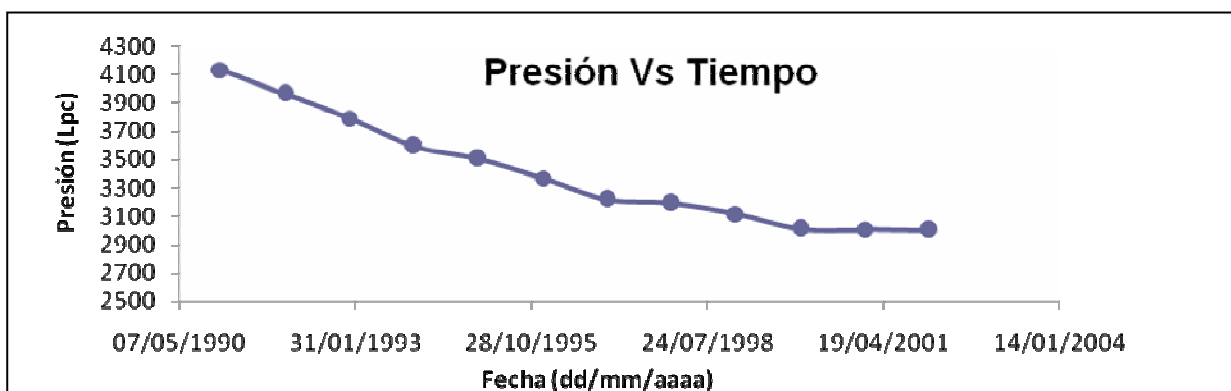
**Figura 5.29 Mapa de Grilla de Agua Acumulado Yacimiento VDV-26**

### 5.3.5 Modelo de presión.

La presión inicial del yacimiento es de 4156 Lpc a un nivel de referencia de 9500 pbm su vida productiva fue de un periodo de 11 años aproximadamente, con una declinación de 1165 Lpc, ver figura 5.30, el comportamiento de la declinación de presión fue proporcional, aun así para

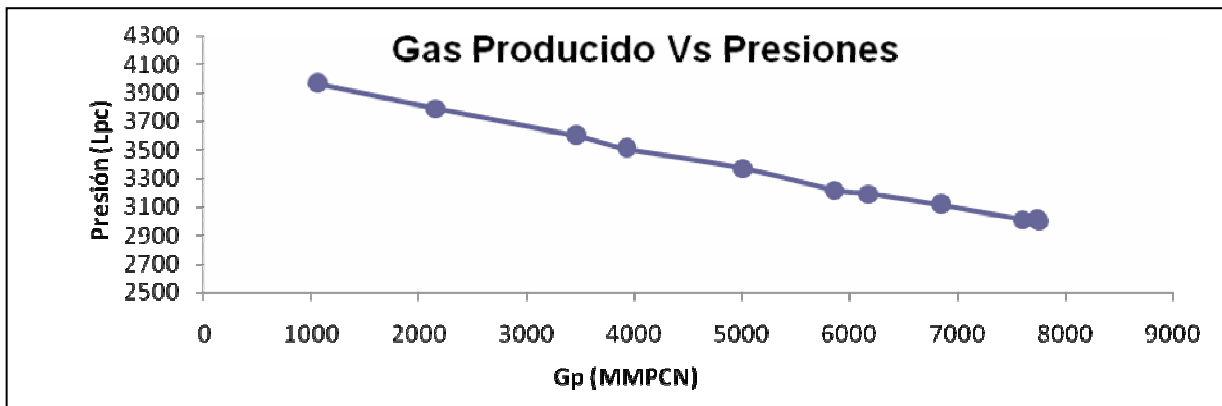


el año 1996 se observaron ligeros cambios en la pendiente de la línea de tendencia de declinación energética por lo cual a partir de este instante se calculó la caída de presión hasta el 2001 resultando un delta de presión de 215.8 lpc en 5 años, siendo la caída de presión de aproximadamente 43 lpc por año, demostrando así que al principio de la producción la caída de presión es más abrupta que al final. Para este yacimiento la producción ha sido generada a partir de energía aportada por la compresibilidad de la roca del yacimiento, esto quedó demostrado al calcular por medio de la ecuación de balance de materiales los aportes siendo de 12.16% el recobro por expansión del gas y de 47.32 % por expansión del agua connata y reducción del volumen poroso.



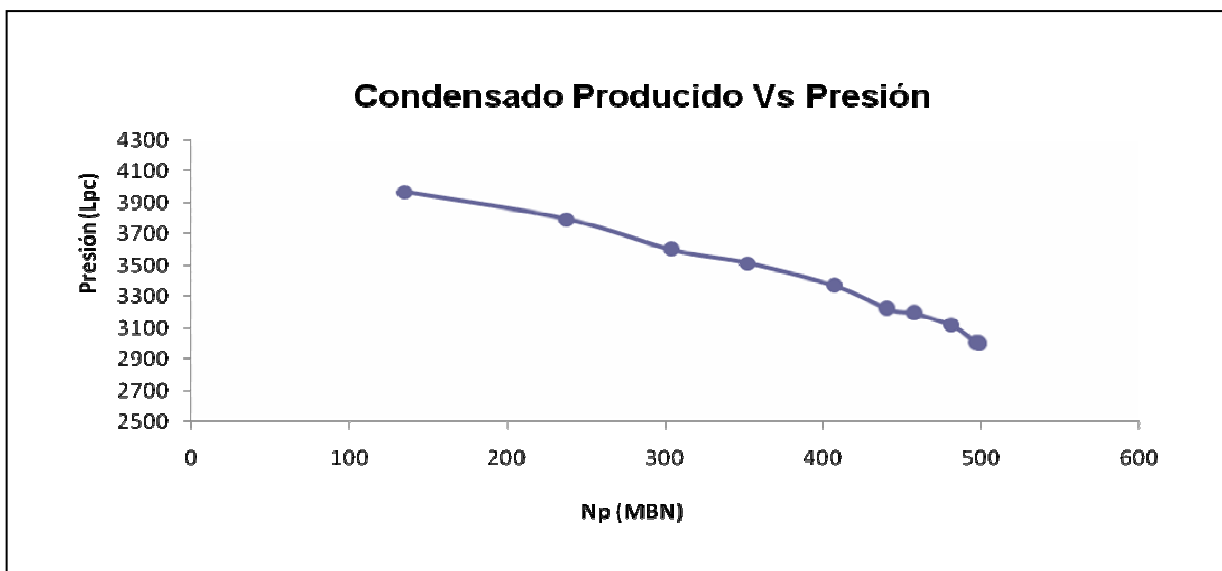
**Figura 5.30 Presión vs Tiempo Yacimiento VDV-26**

En la figura 5.31 de gas producido acumulado vs presión se puede apreciar que la caída energética del yacimiento con respecto a la producción de gas ha sido casi proporcional a lo largo de su vida productiva.



**Figura 5.31 Gas producido Acumulado vs Presión Yacimiento VDV-26**

La producción de condensado acumulada es de 498 MBls hasta la fecha actual. Se puede observar en la gráfica 5.32 que la tendencia de producción respecto al agotamiento de presión da la idea de que al principio de la producción la caída de presión es mayor que para los años posteriores en los cuales ha seguido produciendo, observándose una pendiente con una tendencia decreciente.

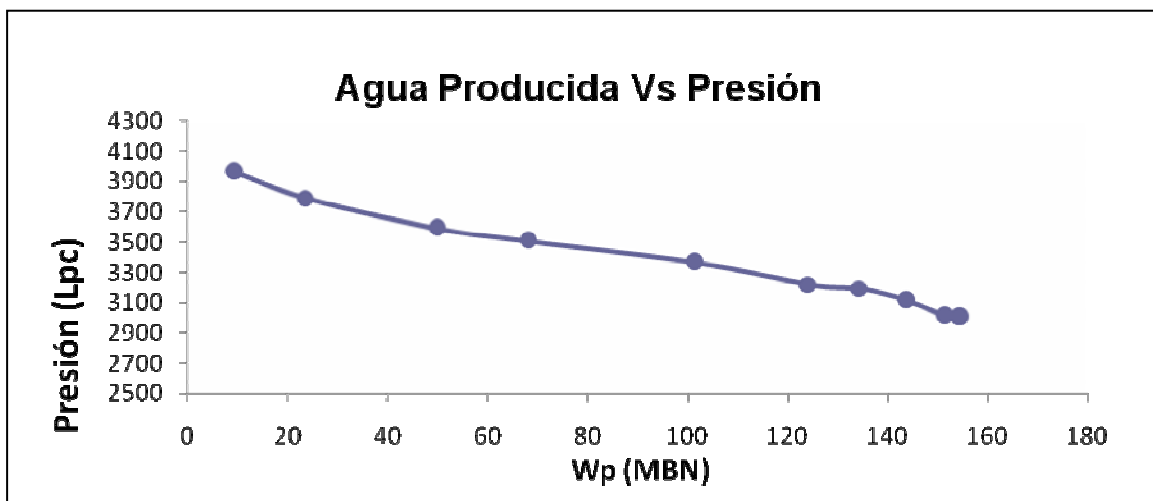


**Figura 5.32 Condensado producido Acumulado vs Presión Yacimiento VDV-26**

Esto no es más que la evidencia de que a medida que se agota la presión se condensan las fracciones pesadas contenidas originalmente en el yacimiento, por esta razón la gravedad API del condensado se ve influenciada y aumenta su valor provocando que para producir el condensado el diferencial de presión aumente.

El comportamiento de los fluidos (gas, condensado y agua) es similar, es importante acotar que la cantidad de condensado producida es bastante pequeña en relación con la del gas.

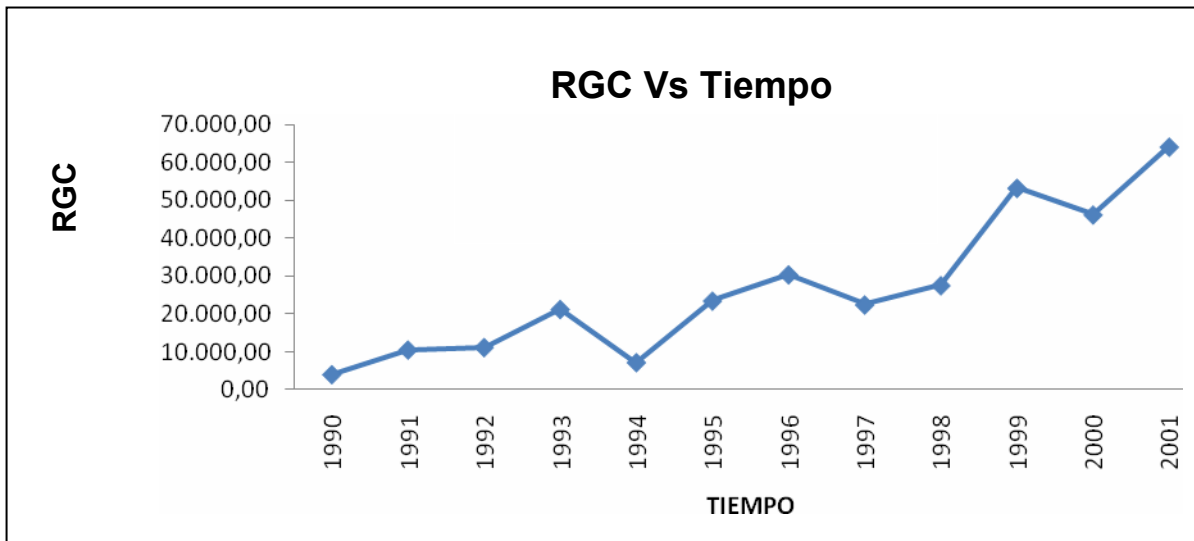
En la figura 5.33 se observa que la producción de agua es muy suave al inicio de la producción del yacimiento y que luego crece en el periodo comprendido entre 1992 y 1997 para luego regresar al comportamiento inicial. La producción acumulada de agua para este yacimiento es de 155MBIs.



**Figura 5.33 Agua producida Acumulada vs Presión Yacimiento VDV-26**

La relación gas condensado se mantuvo dentro del rango de 3699 y 15576 PCN /BN siendo su valor inicial 6511 PCN /BN, después del año 2000

se observa un incremento mayor de este parámetro, esto se puede ver en la figura 5.34.



**Figura 5.34 Relación Gas condensado vs Tiempo Yacimiento VDV-26**

La relación RGC tiene una tendencia a aumentar con la disminución de la presión y el transcurrir del tiempo, este aumento del RGC se debe a que este aumenta al aumenta la cantidad de condensado, cuando el yacimiento está saturado y se empieza disminuir presión la cantidad de liquido aumenta hasta alcanzar el punto de la revaporización.

### 5.3.6 Modelo de fluidos para el yacimiento vdv-26

Tomando en cuenta los parámetros relación gas condensado y gravedad API se puede clasificar el yacimiento como yacimiento de gas condensado saturado siendo el valor de RGCi de 6511 PCN/BN y de API 44.8 °. Los valores de presión de saturación obtenidos fueron 3895.5 y la presión estimada de 4156.117 Lpca. Al no disponer de una prueba PVT

completo que permitiera la caracterización del yacimiento se procedió a generar un pvt sintético representativo para el mismo mediante la utilización de las correlaciones pertinentes. Los resultados se muestran a continuación.

Tabla 5.13 Parámetros generados para el Yacimiento VDV-26

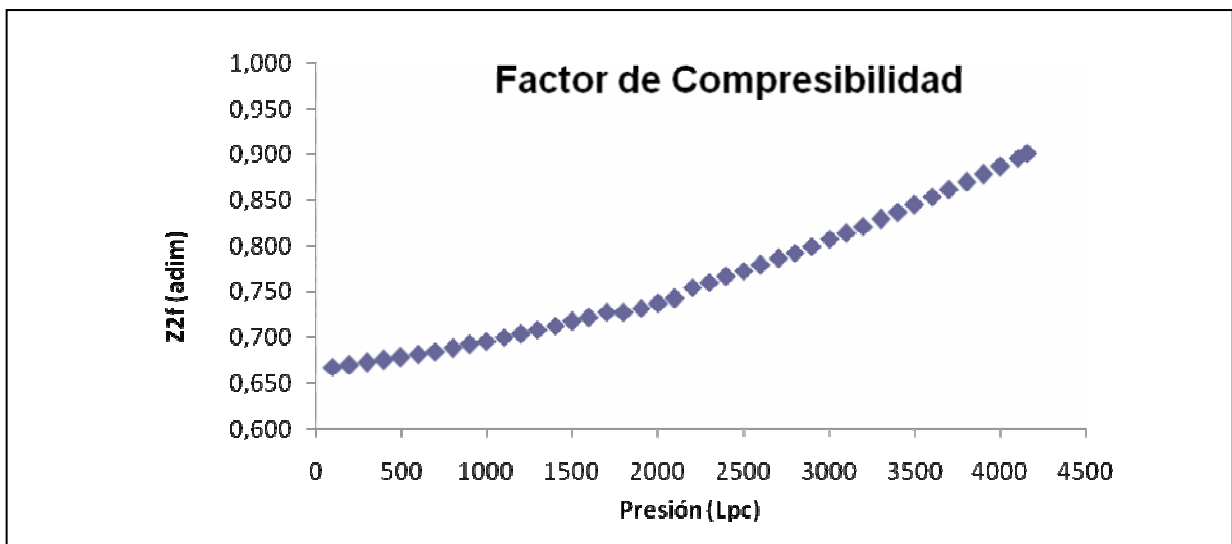
<b>Datos Generados Yacimiento VDV-26</b>						
<b>P</b>	<b>Psr</b>	<b>Z2F</b>	<b>densidad</b>		<b>viscosidad</b>	<b>Bg</b>
<b>Lpca</b>			<b>Lbm/pie3</b>	<b>gr/cm3</b>	<b>cp</b>	<b>PCY/PCN</b>
4156,117	6,6518855	0,900904	21,740982	0,348255	0,04227411	0,0043616
4100	6,5620699	0,895806	21,569496	0,345509	0,04171035	0,0043963
4000	6,4020194	0,88685	21,255911	0,340485	0,04070277	0,0044611
3900	6,241969	0,878061	20,931967	0,335296	0,03969271	0,0045302
3800	6,0819185	0,869438	20,597534	0,329939	0,03868176	0,0046037
3700	5,921868	0,860981	20,252492	0,324412	0,0376715	0,0046822
3600	5,7618175	0,85269	19,896726	0,318713	0,03666352	0,0047659
3500	5,601767	0,844565	19,53013	0,312841	0,03565939	0,0048553
3400	5,4417165	0,836606	19,152608	0,306794	0,03466067	0,0049511
3300	5,281666	0,828814	18,764072	0,30057	0,0336689	0,0050536
3200	5,1216156	0,821188	18,364444	0,294169	0,03268557	0,0051635
3100	4,9615651	0,813727	17,953656	0,287589	0,03171216	0,0052817
3000	4,8015146	0,806433	17,531654	0,280829	0,0307501	0,0054088
2900	4,6414641	0,799306	17,098393	0,273889	0,02980075	0,0055459
2800	4,4814136	0,792344	16,653843	0,266768	0,02886546	0,0056939
2700	4,3213631	0,785548	16,197984	0,259466	0,02794547	0,0058542
2600	4,1613126	0,778919	15,730813	0,251982	0,027042	0,006028

Tabla 5.13 Parámetros generados para el Yacimiento VDV-26  
(Continuación).

<b>Datos Generados Yacimiento VDV-26</b>						
<b>P</b>	<b>Psr</b>	<b>Z2F</b>	<b>densidad</b>		<b>viscosidad</b>	<b>Bg</b>
<b>Lpca</b>			<b>Lbm/pie3</b>	<b>gr/cm3</b>	<b>cp</b>	<b>PCY/PCN</b>
2500	4,001262152	0,77245586	15,2523398	0,2443179	0,026156172	0,00621711
2400	3,841211666	0,76615884	14,7625902	0,2364729	0,025289062	0,00642337
2300	3,68116118	0,76002798	14,2616047	0,2284479	0,024441659	0,00664901
2200	3,521110694	0,75406328	13,7494405	0,2202439	0,023614884	0,00689668
2100	3,361060207	0,74826474	13,2261716	0,2118619	0,022809585	0,00716954
2000	3,201009721	0,74263236	12,691889	0,2033036	0,022026534	0,00747135
1900	3,040959235	0,73716614	12,1467015	0,1945706	0,021266433	0,00780669
1800	2,880908749	0,73186609	11,5907362	0,1856649	0,020529914	0,00818115
1700	2,720858263	0,72673219	11,0241386	0,1765889	0,019817542	0,00860163
1600	2,560807777	0,72176445	10,4470731	0,1673453	0,019129823	0,00907676
1500	2,400757291	0,71696288	9,85972332	0,1579369	0,018467208	0,00961747
1400	2,240706805	0,71232746	9,26229238	0,148367	0,0178301	0,01023781
1300	2,080656319	0,70785821	8,65500291	0,1386392	0,01721887	0,01095615
1200	1,920605833	0,70355512	8,03809731	0,1287574	0,016633863	0,01179701
1100	1,760555347	0,69941818	7,41183777	0,1187257	0,016075419	0,0127938
1000	1,600504861	0,69544741	6,77650625	0,1085487	0,015543893	0,01399328
900	1,440454375	0,6916428	6,1324044	0,0982312	0,015039684	0,01546303
800	1,280403889	0,68800435	5,47985341	0,0877784	0,014563275	0,0173044
700	1,120353402	0,68453206	4,81919372	0,0771957	0,014115286	0,01967664
600	0,960302916	0,68122593	4,15078479	0,0664889	0,013696557	0,02284521
500	0,80025243	0,67808597	3,47500463	0,055664	0,013308283	0,02728789
400	0,640201944	0,67511216	2,79224936	0,0447273	0,012952238	0,03396027
300	0,480151458	0,67230451	2,10293267	0,0336856	0,012631211	0,04509205
200	0,320100972	0,66966303	1,40748512	0,0225456	0,012349982	0,06737233
100	0,160050486	0,6671877	0,70635351	0,0113146	0,012118189	0,13424659

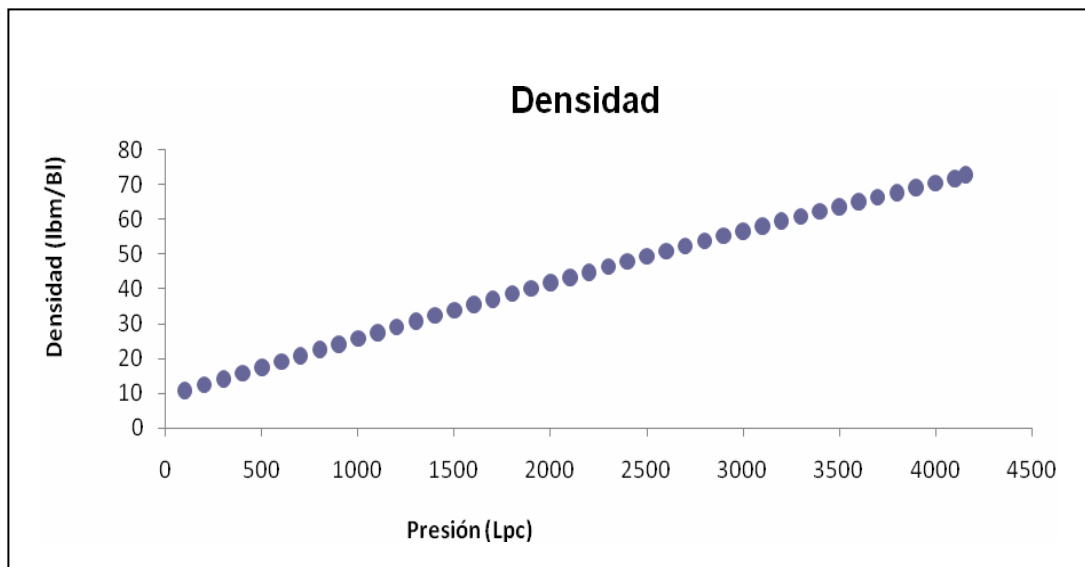
En términos generales el comportamiento de los parámetros pvt para el yacimiento VDV- 26 son similares al comportamiento presentado por los parámetros del yacimiento VDV-08.

En la (figura 5.35) se encuentran graficados los puntos de  $Z_2f$  vs P y se observa claramente la tendencia de la línea la cual evidencia que a medida que disminuye la presión también lo hace el factor de compresibilidad bifásico del gas,



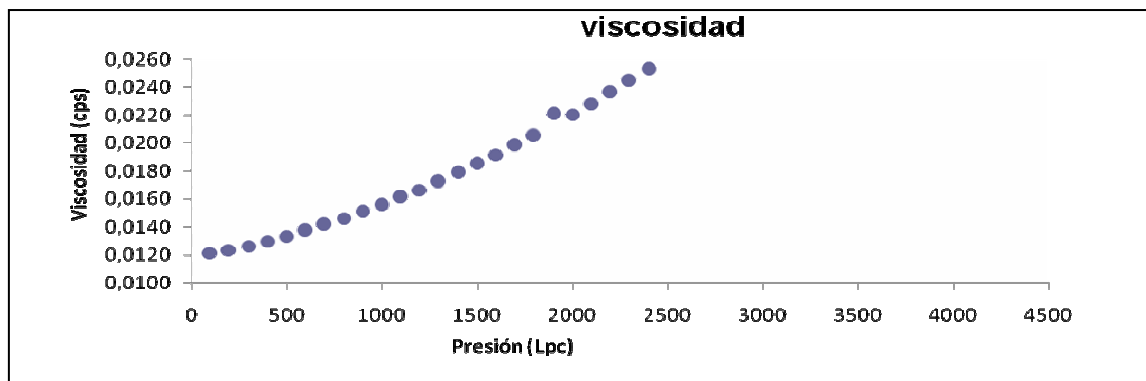
**Figura 5.35 Factor de compresibilidad Bifásico Yacimiento VDV-26**

El comportamiento de la densidad vs P se puede ver en la figura 5.36



**Figura 5.36 Densidad del Gas Yacimiento VDV-26**

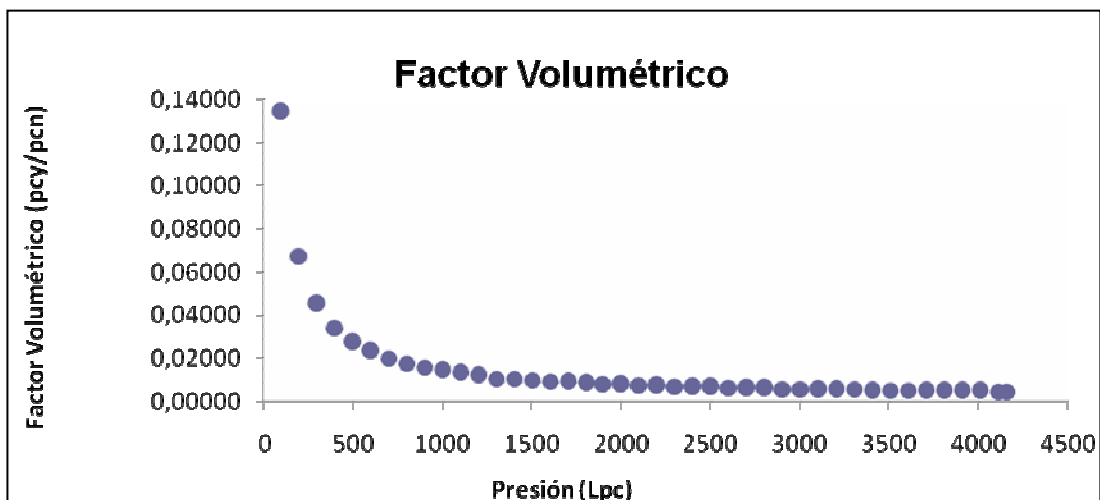
A continuación se encuentran la figura 5.37 refleja el comportamiento de la viscosidad.



**Figura 5.37 Viscosidad del gas Yacimiento VDV-26**

A continuación se encuentra la figura 5.38 que refleja el comportamiento del factor volumétrico del gas.

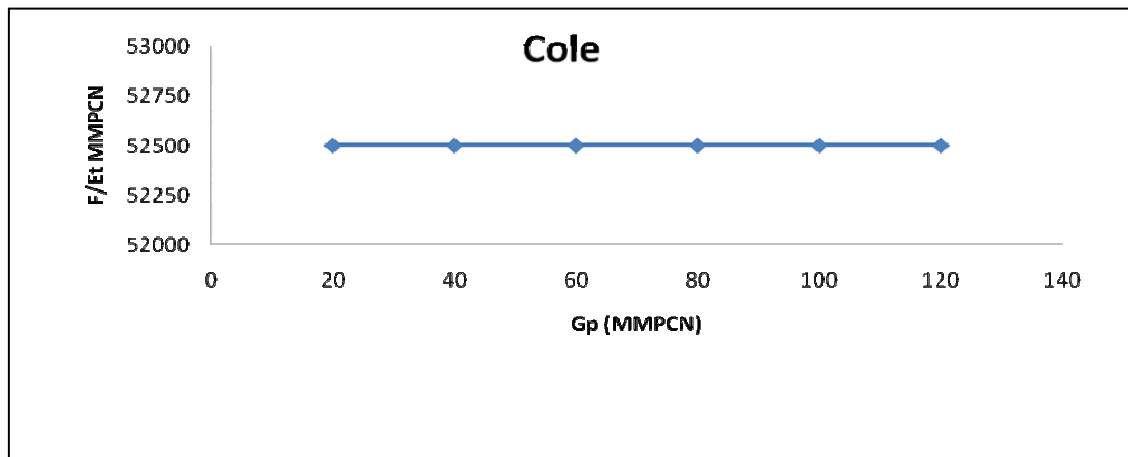




**Figura 5. 38 Factor volumétrico del gas Yacimiento VDV-26**

### **CONTACTO DE LOS FLUIDOS PARA EL YACIMIENTO VDV -26**

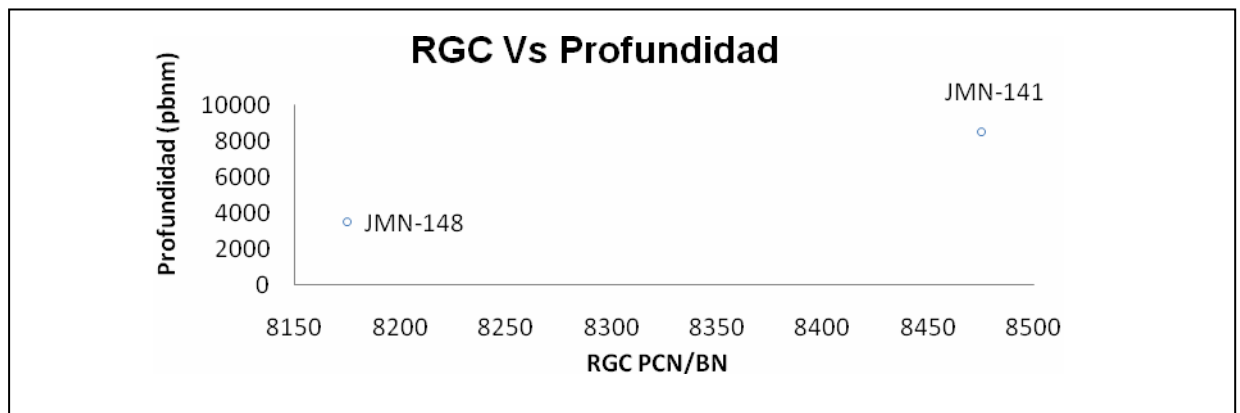
Hasta ahora se ha considerado que los yacimientos son volumétricos y para validarlo se realizó el grafico de Cole en dicho gráfico se puede ver que no hay actividad de acuífero, tal como se muestra en la figura 5.39.



**Figura 5.39 Gráfico de cole yacimiento VDV-26**

No se hacen presente cambios bruscos de la relación gas condensado respecto a la profundidad siendo esto indicativo de que no existe contacto

gas – condensado en los yacimientos, pudiendo afirmar entonces que este es un yacimiento de gas condensado ver figura 5.40.



**Figura 5.40 Relación de Gas Condensado Vs Profundidad yacimiento VDV-26**

### **Comparación de la productividad y Reservas**

Todos los resultados de GOES COES GCOES oficiales, reportados, o calculados se sometieron a comparación arrojando los resultados que están en las tablas siguientes.

Tabla 5.14 Comparación de las Característica entre los yacimiento VDV-08 y VDV-26

	YACIMIENTO VDV-08	> = <	YACIMIENTO VDV-26
Tipo de Yacimiento	Probado, Gas Condensado	=	Probado, Gas Condensado
Tiempo de Producción	15 años	>	11 años
N <sup>a</sup> de Pozos	6	>	2
Presión Inicial LPca	3855.17	<	4156.117
Temperatura Inicial °F	239	<	251.25
Volumen acre pie	81586.09864	>	54898.67046
RGCi PCN/BN	45397	>	6511
API	46,7	>	44.8
GCOES vol MMMPCN	89.073	>	52.492
GOES vol MMMPCN	87.706	>	47.516
COES vol MBN	1931	<	7297.989
Producción acumulada de Gas MMMPCN	52.112	>	7754 MMMPCN
Producción de Condensado MBN	824.772	>	498

Para el yacimiento VDV-08 los pozos activos son 6 una cantidad que lo coloca en una posición de ventaja respecto al yacimiento VDV-26 que solo posee 2 sin embargo se destaca que estos han estado activos durante casi

toda la vida del yacimiento mientras que para el VDV-08 los pozos no han operado de manera tan constante .

El yacimiento que posee mayor producción de gas original en sitio es el VDV-08, sin embargo es el que menos COES presenta esto es ocasionado por la RGC que es mucho mayor para el yacimiento VDV-26 que para el VDV-08.

Tabla 5.15 Comparación de las Característica petrofísicas entre los yacimiento VDV-08 y VDV-26

	YACIMIENTO VDV-08		YACIMIENTO VDV-26
Swi	0.20936	>	0.22073
Porosidad (fracción)	0.1535	>	0.1241
Permeabilidad md	57	>	52

El yacimiento VDV – 08 es el de mayor producción y en la tabla anterior se refleja que este es el que posee mayor permeabilidad siendo esta responsable totalmente en el desplazamiento que tiene el fluido dentro del yacimiento y por ende interviene directamente en la producción.

El yacimiento VDV-08 tiene un mayor número de pozos por lo cual se puede pensar que en función de esto tiene mayor producción que el VDV-26.

Ambos yacimientos no presentan comportamientos anormales de presión, sin embargo el que presento una declinación de presión más uniforme, constante y proporcional es el más productor, lo que permite inferir que la declinación permanente y sus deltas de presiones presentados también influyen en la producción del yacimiento.

El tiempo de producción también es mayor para el yacimiento VDV-08 teniendo así mayor rango de y tiempo para acumular y producir respecto a otros.

## CONCLUSIONES

1. La presión inicial del Yacimiento VDV-08 es de 3895.5 Lpca para y la de Presión de rocío 3895.5, el yacimiento es saturado
2. Para VDV-26 la presión inicial es de 4156Lpc y la de Rocío es de 4639.2 Lpc , el yacimiento es saturado .
3. El valor de La Presión inicia para VDV-08 oficial fue el mismo que el estimado quedando así validada
4. El fluido presente en los yacimientos fue identificado por la relación RGC,  $\gamma_g$  +, los API como gas condensado.
5. No existe según los registros de pozos arenas de aguas adyacentes.
6. De acuerdo a los gráficos de producción y la interpretación geológica, la zona de mayor prospectividad del yacimiento DVD-08 es la zona Nor-Oeste, para el VDV-26 al Sur Oeste.
7. Quedaron validados los valores arrojados por el método volumétrico.
8. El mecanismo de producción que predomina en el yacimientos VDV-08 es la expansión de los fluidos con un 97.62% y en menor proporción la compresibilidad de la roca de producción en un 55.69 %.

9. El mecanismo de producción que predomina en el yacimientos VDV-26 es la compresibilidad de la roca de producción en un 47.32 % y en menor proporción la expansión de los fluidos con un 12.16%.
10. Al ser yacimientos de la misma área y de la misma arena presentan un comportamiento muy similar.
11. Al principio de la vida productiva la presión es mayor, luego se va disminuyendo a medida que se va trabajando el yacimiento.
12. El yacimiento VDV-08 tiene una producción acumulada de gas: 52.112, de condensado 824.772.
13. El yacimiento VDV-08 tiene un GCOES de 89.073 MMMPCN de COES 1931.984MBN y GOES de 87.706 MMMPCN
14. El yacimiento VDV-18 tiene, un GCOES: 3.45MMMPCN
15. El yacimiento VDV-26 tiene una producción acumulada de gas 754MMMPCN, de condensado 498 MBN.
16. El yacimiento VDV-26 tiene un GCOES de 52.49 MMMPCN, COES de 7297.989 MBN y GOES 47.517 MMMPCN

## RECOMENDACIONES

- Realizar un programa de levantamiento de información y toma de presiones de los pozos del área de San Joaquín ya que cuenta con muy poca información necesaria para la evaluación dinámica.
- Utilizar la información validada y generada para próximos estudios a realizar.
- Reabrir los pozos VDV-102 y pozos VDV-141 y VDV-148 para permitir drenar las reservas del mismo ya que su presión no alcanza la presión de abandono.
- Verificar el valor de RGC del yacimiento VDV-26 ya que presenta un alto valor respecto al 08



## BIBLIOGRAFIAS

1. Estacio , S., “Determinación de las zonas con problemas potenciales de pérdidas de circulación en el campo San Joaquín perteneciente al Área Mayor de Anaco”, Tesis de Grado , Departamento de Petróleo , Universidad de Oriente ,Puerto La Cruz ,Junio (2008)
2. Rodríguez, D., “Caracterización del modelo dinámico del yacimiento JMN 76- C, en la Arena MEC del Campo San Joaquín, Área Mayor de Anaco”, Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, Julio( 2009).
3. Guzmán, D Y Varga , N ., “Caracterización Dinámica del yacimiento AM-9 en la Arena Colorado KL del campo Santa Ana , Área Mayor de Anaco”, Venezuela .(2008)
4. Rondón , U Y Salazar , V ., “Análisis de Productividad de los Pozos en la Arena MET 4.5 del campo El Roble , en el Área Mayor de Anaco”, Venezuela .(2007)
5. Moya, A Y Pino J ., “Caracterización del yacimiento Rg-135 Arena CO-CU campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco estado Anzoátegui”, Venezuela .(2007)
6. Rodríguez, J., “Ingeniería Básica de Yacimientos”. Puerto La Cruz. Venezuela. (2007).

7. Blanco, A ., Optimización del esquema de producción actual de la arena San Juan-A , Yacimiento JM-99, perteneciente al campo San Joaquín ,Distrito Anaco, Tesis de grado .Departamento de Petróleo , UDO , Anzoátegui .(2006)
8. Pino, E y Tamoy, M .,“La caracterización del yacimiento SBC-01 DEL Norte de Monagas (Campo Santa Bárbara Pirital)”, Venezuela. (2005)
9. Charbel, M., “Caracterización del modelo dinámico de la arena F5, yacimiento AG-405, Campo Aguasay en el Área Mayor de Oficina”, Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, Julio 2004.
10. Brito, V y Navarro, H ., “Estudio del fenómeno de condensación retrograda y efecto del fracturamiento hidráulico sobre la productividad del pozo UDO-7 del campo Santa Barbará”, Venezuela. (2004)
11. TAFUR, N. “Elaboración de una correlación por arenas para la ubicación de zonas de pérdidas de circulación durante las operaciones de perforación de pozos en el campo San Joaquín” Tesis de Grado. del Departamento De Petróleo, UDO, Núcleo Anzoátegui. (2004).
12. Rojas, G., “Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”, Puerto La Cruz, Venezuela. (2003)
13. TECNOSINERGIA., “Actualización del esquema de explotación del yacimiento AM-22, arena ME-J1”, Anaco Octubre 1999.

14. Machado, J., "Generación de un Plan de Explotación Validado por el estudio Energético y de Potencialidad de Unidades Hidráulicas en la Formación Merecure-Campo San Joaquín-Domo Sur", Tesis de Grado, Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui, (1999).
15. MANNUCCI, J "Caracterización de Yacimientos". Universidad del Zulia, Instituto de Investigaciones Petroleras de LUZ, Fundación Laboratorio de Servicios Técnicos Petroleros, Maracaibo, Venezuela. Noviembre (1995).
16. LAPREA, M. "Programa de Actualización en Ingeniería de Yacimientos", Módulo IV, CEPET. Anaco, Venezuela, (1992).
17. Craft, B. C. Y Hawkins M. F. "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos", Tecnos, Madrid, España. (1968)
18. Lozano, H., "Caracterización del modelo dinámico del yacimiento M2B MVR-52, campo Mata R, Área Mayor de Oficina (A.M.O), del Distrito Anaco". Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, Febrero (2005).
19. Vásquez, L., "Caracterización del modelo Dinámico del Yacimiento RG-52 arena NA-J1, formación Oficina, Campo santa Rosa en el Área Mayor de Anaco", Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, Febrero 2004.
20. Hawkins, M.F. y Craft B.C., "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos", Tecnos, S.A., Madrid, España (1965).

21. CIED., "Caracterización Física de Yacimientos", PDVSA, Puerto la Cruz, (1997).
22. SILVA, J. "Estudio Petrofísico de Evaluación de Formaciones", Puerto La Cruz, (1991).
23. ESSENFELD M., "Análisis gráfico del Comportamiento de Pozos y Yacimientos", Universidad Central de Venezuela, Editorial Foninves, Caracas, (1981).

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

<b>TÍTULO</b>	<b>“Estudio de las características de tres yacimientos de gas condensado del Área Mayor de Anaco”</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
<b>Perales S. , Mariangel D V.</b>	<b>CVLAC:</b> 14.632.816 <b>EMAIL:</b> mariangelperales@hotmail.com
<b>Salazar B. , Yuli C .</b>	<b>CVLAC:</b> 14.476.815 <b>E MAIL:</b> _ycsb_271279@hotmail.com
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

Yacimiento

---

Estático

---

Dinámico

---

Reservas

---

Volumétrico

---

Declinación

---

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

ÁREA	SUBÁREA
<u>Ingeniería y Ciencias Aplicadas</u>	<u>Ingeniería Química</u>

**RESUMEN (ABSTRACT):**

El Área de estudio se encuentra ubicada en el Área Mayor de Anaco, en el Campo San Joaquín, el cual constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado, esta área se caracteriza por la presencia de múltiples estructuras domicas. El Objetivo general de este proyecto es el estudio de las características de tres yacimientos de gas condensado los cuales fueron identificados como VDV-08, VDV-18 y VDV-26 del campo de San Joaquín Área Mayor Anaco, a través de un modelo estático donde se realizó una revisión geológica del intervalo en estudio y el modelo dinámico definido con la información . De los tres yacimientos solo dos fueron yacimientos probados y el otro interpretado VDV-18, por lo que el estudio no se enfocó hacia éste sino hacia el VDV-08 y VDV-26 para los cuales si se disponía de mayor información para desarrollar los objetivos específicos planteados. Primeramente luego de recopilada toda la información posible se procedió a generar con apoyo en correlaciones pertinentes un pvt sintético para los yacimientos pues estos carecían de dicha información , se analizó el comportamiento de los yacimientos haciendo una revisión de su modelo geológico , para el caso de los Yacimientos VDV-08 y VDV-26 se obtuvo un GCOES de 89.073 MMMPCN y 52.4929 MMMPCN respectivamente, estos valores quedaron validados al compararlos con los datos oficiales.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
Uricare A., Jairo.	CVLAC:				
	E_MAIL	uricare2@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Isvelia Avendaño	CVLAC:				
	E_MAIL	isveliaa@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Ana Blondell	CVLAC:				
	E_MAIL	blondell@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

2010	Agosto	06
Año	Mes	Día

**LENGUAJE. SPA**

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

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
TESIS. Estudio características Yacimientos.doc	Documento en Word

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

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Químico

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería Química

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui



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

## DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:"Los trabajos de grado son propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario"

---

**AUTOR**

**Br. Perales S., Mariangel D V**

---

**AUTOR**

**Br. Salazar B., Yuli C**

---

Ing. .Jairo Uricare

**Asesor Académico**

---

Isvelia Avendaño

**Jurado principal**

---

Ana Blondell

**Jurado principal**

---

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**

**Yraima Salas**